



FUNDAÇÃO UNIVERSIDADE FEDERAL DE MATO GROSSO DO SUL
FACULDADE DE ENGENHARIAS, ARQUITETURA E URBANISMO E GEOGRAFIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E SUSTENTABILIDADE
CURSO DE MESTRADO PROFISSIONAL EM EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E SUSTENTABILIDADE

**ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM INVESTIMENTO EM GERAÇÃO SOLAR EM
CAMPO GRANDE – MS: APLICAÇÃO DA TEORIA DE OPÇÕES REAIS**

Tatiani Pivem

FUNDAÇÃO UNIVERSIDADE FEDERAL DE MATO GROSSO DO SUL
FACULDADE DE ENGENHARIAS, ARQUITETURA E URBANISMO E GEOGRAFIA
MESTRADO PROFISSIONAL EM EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E SUSTENTABILIDADE

**ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM INVESTIMENTO EM
GERAÇÃO SOLAR EM CAMPO GRANDE – MS: APLICAÇÃO DA TEORIA
DE OPÇÕES REAIS**

Tatiani Pivem

Projeto para Defesa do Mestrado Profissional apresentada na Faculdade de Engenharias, Arquitetura e Urbanismo e Geografia da Universidade Federal de Mato Grosso do Sul, para obtenção do título de Mestre em Eficiência Energética e Sustentabilidade, na área de concentração Eficiência Energética.

Orientador: Prof. Dr. Sandro Petry Laureano Leme

CAMPO GRANDE

JANEIRO/ 2022



Serviço Público Federal
Ministério da Educação
Fundação Universidade Federal de Mato Grosso do Sul



FOLHA DE APROVAÇÃO

TATIANI PIVEM

ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM INVESTIMENTO EM GERAÇÃO SOLAR EM CAMPO GRANDE – MS: APLICAÇÃO DA TEORIA DE OPÇÕES REAIS

Redação final do Trabalho de Conclusão de Curso, aprovada pela Banca Examinadora em 10 de dezembro de 2021, na Faculdade de Engenharias, Arquitetura e Urbanismo e Geografia da Universidade Federal de Mato Grosso do Sul para obtenção do título de Mestre em Eficiência Energética e Sustentabilidade.

Banca examinadora:

Dr. Sandro Petry Laureano Leme – Orientador

Faculdade de Engenharias, Arquitetura e Urbanismo e Geografia
Universidade Federal de Mato Grosso do Sul

Dr. Arthur Santos Silva

Faculdade de Engenharias, Arquitetura e Urbanismo e Geografia
Universidade Federal de Mato Grosso do Sul

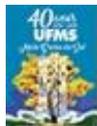
Prof. Dr. Edson Antonio Batista

Faculdade de Engenharias, Arquitetura e Urbanismo e Geografia
Universidade Federal de Mato Grosso do Sul



Documento assinado eletronicamente por **Sandro Petry**

1 Laureano Leme, Professor do Magisterio Superior, em 28/01/2022, às 14:25, conforme horário oficial de Mato Grosso do Sul, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Arthur Santos**

2 Silva, Professor do Magisterio Superior, em 31/01/2022, às 17:25, conforme horário oficial de Mato Grosso do Sul, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Edson Antonio**

3 Batista, Professor do Magisterio Superior, em 01/02/2022, às 00:26, conforme horário oficial de Mato Grosso do Sul, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.ufms.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **3059224** e o código CRC **1FED9826**.

COLEGIADO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E SUSTENTABILIDADE

Av Costa e Silva, s/nº - Cidade
Universitária
Fone:
CEP 79070-900 - Campo Grande - MS

AGRADECIMENTOS

“Louvado seja o nome de Deus para todo o sempre; a sabedoria e o poder a ele pertencem.” Daniel 2:20

Agradeço a Deus por cuidar do meu caminho.

Agradeço à UFMS e a CAPES por todo o apoio e principalmente o incentivo constante no desenvolvimento desse material.

Agradeço a minha mãe e meu pai por tudo que me ensinaram em vida.

Agradeço as minhas irmãs por serem a família mais preciosa desse mundo.

Agradeço especialmente ao Professor Sandro por me guiar na direção certa, e sempre com muita paciência.

Agradeço aos amigos que me ouviram contando “*dos caso*” dessa vida e que sempre me motivaram a seguir, vocês são show!

Agradeço a Ana Cristina Pivem e a Léia Pivem, minhas irmãs. Ao meu namorado, que sempre está do meu lado mesmo que longe. A Ana Claudia Negrison por ser a melhor contadora e coach de motivação, a Ana Beatriz Carneiro pelo incentivo e também ao Bruno BSO e Diego Carneiro, e ao Big Boss Arilson que são minha família de coração.

Agradeço e retorno as boas energias enviadas!

RESUMO

A precificação de investimentos em energia solar é um fator importante na decisão de realização de investimentos no setor. É objetivo desse trabalho mapear os requisitos técnicos de um estudo de caso de minigeração em Campo Grande – MS, desenvolver um modelo computacional para aplicação do algoritmo de Movimento Browniano Geométrico (GBM). Esse modelo computacional foi aplicado no estudo de caso supracitado, com intuito de obter os insumos (parâmetros) necessários para a avaliação econômica. O modelo Geométrico Browniano foi usado para gerar 10 caminhos aleatórios para cada cenário de incerteza listado, e foram escolhidos os caminhos de vetor com maior valor de custo e/ou receita, e menor valor de custo e/ou receita. Essa escolha foi feita para se mapear os limites presentes na análise e precificar o custo de opção de cada cenário. Realizaram-se as análises de VPL tradicional e expandido (TOR). Foi aplicada a opção de espera em período de tempo menor que o *payback* do projeto. Os dados foram tomados em um período referente a um ciclo de revisão tarifária, visto que tal momento é determinante para as regras a serem aplicadas na construção da tarifa. Os principais resultados indicam que através da pesquisa de custos na região de Campo Grande – MS, o menor valor de investimento para uma planta de minigeração solar fotovoltaica de 479 kW é de R\$ 1.955.044. Para o cenário sem incertezas, o VPL em 10 anos é negativo na ordem de -535.721,11. O trabalho mostra que considerando incertezas nos principais custos de projeto, que é referente ao custo de inversores e painéis solares, o VPL tradicional indica que o investimento deve ser abandonado. Mas com a análise do VPL estendido através da aplicação da Teoria de Opções Reais, é recomendado não abandonar a opção do investimento em uma janela de decisão de 1 ano. Os VPLs flexíveis indicam os valores de 268.470 com o cenário de incerteza de custo no inversor, 563.205 com o cenário de incerteza de custo nos painéis e 1.356.996 com o cenário de incerteza na tarifa. O presente trabalho traz como contribuição principal a análise de aplicação da TOR em um estudo de caso e como o mapeamento de incertezas podem fornecer subsídios para decisões gerenciais.

Palavras- chave: energia solar, precificação, investimento, avaliação econômica, opções reais.

ABSTRACT

The investments price in solar energy market is an important factor in the decision to make investments in the sector. The aim of this work is to map the technical requirements of a mini-generation case study in Campo Grande – MS, to develop a computational model for the application of the Geometric Brownian Motion (GBM) algorithm. This computational model was applied in the aforementioned case study, in order to obtain the necessary inputs (parameters) for the economic evaluation. The Brownian Geometric model was used to generate 10 random paths for each listed uncertainty scenario, and the vector paths with the highest cost and/or revenue value, and the lowest cost and/or revenue value were chosen. This choice was made to map the limits present in the analysis and price the option cost of each scenario. Traditional and expanded NPV (TOR) analyzes were then performed. The option to wait in a period of time shorter than the project's payback was applied. The data were taken in a period referring to a tariff review cycle, since this moment is decisive for the rules to be applied in the construction of the tariff. The main results indicate that through the research of costs in the region of Campo Grande – MS, the lowest investment value for a 479 kW solar photovoltaic mini-generation plant is R\$ 1,955,044. For the scenario without uncertainty, the 10-year NPV is negative in the order of -535,721.11. The work shows that considering uncertainties in the main project costs, which refers to the cost of inverters and solar panels, the traditional NPV indicates that the investment should be abandoned. But with the analysis of the NPV extended through the application of Real Options Theory, it is recommended not to abandon the option of investing in a decision window of 1 year. Flexible NPVs indicate values of 268,470 with the inverter cost uncertainty scenario, 563,205 with the panel cost uncertainty scenario and 1,356,996 with the tariff uncertainty scenario. The present work brings as its main contribution the analysis of the application of TOR in a case study and how the mapping of uncertainties can provide subsidies for managerial decisions.

Keywords: solar energy, pricing, investment, economic valuation, real options.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Pesquisa sobre TOR (KOZLOVA, 2017).	37
Figura 2 - Foco de Precificação (esquerda) e tipo de tecnologia precificada (a direita) (KOZLOVA, 2017)	37
Figura 3 - Metodologia Proposta. Fonte: o autor.....	41
Figura 4 - Mapeamento detalhado da metodologia de análise para o estudo de caso. Fonte: o autor.	43
Figura 5 - Vista superior da Planta projetada (480 kW). Fonte: o autor.	49
Figura 6 - Vista superior do terreno e localização da planta. Fonte: o autor.....	49
Figura 7 - Vista superior frontal da planta projetada. Fonte: o autor.	49
Figura 8 - Perfil de Irradiância Brasil. Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar - 2ª Edição (2017). Acesso: http://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html	51
Figura 9 - Cálculo de Irradiação no Plano Inclinado, Campo Grande- MS, Jd Tarumã. Fonte: CRECESB (2021, online).	52
Figura 10 - Gráfico por ângulo de incidência no Plano Inclinado, Campo Grande - MS, Jd Tarumã. Fonte: CRECESB (2021, online).	52
Figura 11 - Irradiância Normalizada. Fonte: o autor.	55
Figura 12 - Função de custo para incerteza no preço do painel. Fonte: o autor.	60
Figura 13 - Função de custo para incerteza no preço do inversor. Fonte: o autor.	62
Figura 14 - Função de receita para incerteza no valor da tarifa. Fonte: o autor.	65
Figura 15 - Algoritmo do VPL desenvolvido. Fonte: o autor.....	67
Figura 16 - Algoritmo do modelo GBM desenvolvido. Fonte: o autor.	70
Figura 17 - Quadro de equivalência projeto solar e opção de compra	71

Figura 18 - Simulação de caminhos gerados com o algoritmo de GBM para os preços de inversores ao longo de 25 anos	77
Figura 19 - Simulação de caminhos gerados com o algoritmo de GBM para os preços de painéis ao longo de 25 anos.....	82
Figura 20: Simulação de caminhos gerados com o algoritmo de GBM para a receita da tarifa ao longo de 25 anos.....	87

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Dados do Terreno usado para o estudo de caso	45
Tabela 2 - Cálculo teórico, planta de geração de 480kW	46
Tabela 3 - Dados da Usina de geração solar	46
Tabela 4 - Quantidade de Equipamentos	47
Tabela 5 – Cotação da empresa Nexsolar.....	48
Tabela 6 - Tarifas de Geração A4	50
Tabela 7 - Tabela de Geração da Planta do estudo de caso	53
Tabela 8 - Obtenção da curva de Irradiância para Campo Grande	55
Tabela 9 - Tabela de Receita com Geração.....	57
Tabela 10 – Taxas de depreciação para ativos solares. Fonte MCPSE (2015, online), página 217, taxas de depreciação para unidades de geração fotovoltaica	59
Tabela 11 – Variação de IPCA anual. Fonte: IPEA (2022, online)	61
Tabela 12 – Variação da tarifa. Fonte: SPARTAs (2021, online)	63
Tabela 13 - Variáveis de entrada para cenário sem incerteza.	73
Tabela 14 - Simulação do Fluxo de Caixa sem aplicação de TOR	74
Tabela 15 - Fluxo de caixa para cenário sem incerteza, com tarifa e custos fixados ...	75
Tabela 16 - Quadro resumo para o cenário sem incerteza	75
Tabela 17 - Variáveis de entrada para a função de mapeamento de incerteza do custo do inversor	76
Tabela 18 – Simulação de VPL tradicional para o horizonte de 25 anos na planta de minigeração solar do estudo de caso. Incerteza presente no inversor e tomado o caminho de menor preço.	78

Tabela 19 - Simulação de VPL tradicional para o horizonte de 25 anos na planta de minigeração solar do estudo de caso. Incerteza presente no inversor e tomado o caminho de maior preço.	78
Tabela 20 - Fluxo de caixa obtido com a incerteza mapeada no vetor de máximo valor para o custo do inversor	79
Tabela 21 - Fluxo de caixa obtido com a incerteza mapeada no vetor de mínimo valor para o custo do inversor	80
Tabela 22 - Quadro resumo para o cenário com incerteza no preço do inversor	80
Tabela 23 - Variáveis de entrada para a função de mapeamento de incerteza do custo dos painéis.....	81
Tabela 24 - Simulação de VPL tradicional para o horizonte de 25 anos na planta de minigeração solar do estudo de caso. Incerteza presente no painel e tomado o caminho de menor preço.	83
Tabela 25 - Simulação de VPL tradicional para o horizonte de 25 anos na planta de minigeração solar do estudo de caso. Incerteza presente no painel e tomado o caminho de maior preço.	83
Tabela 26 - Fluxo de caixa obtido com a incerteza mapeada no vetor de maior valor para o custo do painel.....	84
Tabela 27 - Fluxo de caixa obtido com a incerteza mapeada no vetor de menor valor para o custo do painel.....	84
Tabela 28 - Quadro resumo para o cenário com incerteza no preço do Painel	85
Tabela 29 - Variáveis de entrada para a função de mapeamento de incerteza da receita da tarifa	86
Tabela 30 - Simulação de VPL tradicional para o horizonte de 25 anos na planta de minigeração solar do estudo de caso. Incerteza presente na tarifa e tomado o caminho de menor preço.	88

Tabela 31 - Simulação de VPL tradicional para o horizonte de 25 anos na planta de minigeração solar do estudo de caso. Incerteza presente na tarifa e tomado o caminho de maior preço.....	88
Tabela 32 - Fluxo de caixa obtido com a incerteza mapeada no vetor de maior valor para a receita da tarifa.....	89
Tabela 33 - Fluxo de caixa obtido com a incerteza mapeada no vetor de menor valor para a receita da tarifa.....	89
Tabela 34 - Quadro resumo para o cenário com incerteza na receita da Tarifa.....	90

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAPM	Capital Asset Price Management
CRESESB	Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica de S. Bento
CO ₂	Dióxido de Carbono
EMS	Energisa Mato Grosso do Sul
FCD	Fluxo de Caixa Descontado
GBM	Movimento Browniano Geométrico
MCPSE	Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico
PER	Projetos de Energia Renovável
TE	Tarifa de Energia
TIR	Taxa Interna de Retorno
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TMA	Taxa Média de Atratividade
TOR	Teoria de Opções Reais
VP	Valor Presente
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1	Introdução	25
1.1	<i>Objetivos</i>	26
1.1.1	Objetivo Geral	26
1.1.2	Objetivos Específicos	26
1.2	<i>Justificativa</i>	27
1.3	<i>Estrutura do Trabalho</i>	27
2	Revisão de Literatura	29
2.1	<i>Problemas com a avaliação tradicional de investimentos</i>	30
2.2	<i>Teoria de Opções Reais</i>	34
2.2.1	Tendências reais de pesquisa de opções.....	36
2.2.2	Análise de Precificação e consideração de retorno	38
3	Materiais e Métodos.....	41
3.1	<i>Procedimentos</i>	41
3.2	<i>Projeto de Estudo de Caso – Planta de Minigeração Solar Fotovoltaica</i>	44
3.2.1	Construção da planta de geração.....	45
3.2.2	Cotação.....	47
3.2.3	Vista da planta projetada	48
3.2.4	Receitas	49
3.2.5	Geração	50
3.3	<i>Metodologia de análise</i>	57
3.3.1	Fluxo de Caixa.....	57
3.3.2	Função de Custo	58
3.3.3	VPL.....	66
3.3.4	Modelo de Distribuição Geométrica Browniana	67
3.3.5	Análise por Teoria de Opções Reais	70
4	RESULTADOS.....	73

4.1	<i>ESTUDO DE CASO 1: Cenário sem incerteza</i>	73
4.2	<i>ESTUDO DE CASO 2: Variação do Custo do Inversor</i>	76
4.3	<i>ESTUDO DE CASO 3: Variação do Custo do Pannel</i>	81
4.4	<i>ESTUDO DE CASO 4: Variação da Receita da Tarifa</i>	86
5	Conclusões	91
6	Bibliografia	93
	<i>Apêndice A – Pesquisa de Custos</i>	101
	<i>Apêndice B – Algoritmo GBM</i>	105
	<i>Apêndice C – Funções de Custo</i>	106
	<i>Apêndice D – Função para cálculo de VPL</i>	107
	<i>Apêndice E – Fluxos de Caixa usados nesse trabalho</i>	108

1. INTRODUÇÃO

A energia solar é um assunto cada vez mais em pauta em nossa sociedade, pois é uma fonte de geração sustentável e que está amplamente alinhada com os objetivos de desenvolvimento sustentável mundial. A crescente demanda por implantação de plantas solares impulsiona desde o desenvolvimento de tecnologias até análise de risco de investimentos (BOGDANOV, 2021).

Os investidores e população em geral preocupados com as questões ambientais direcionaram atenção à importância de se baixar emissões de gases de efeito estufa, particularmente de dióxido de carbono (CO₂) e melhorar a sustentabilidade energética através da construção de plantas energéticas renováveis, e conseqüentemente aumentando a alocação de capital no setor (BEER, 2000; POULLIKKAS, 2015).

Energia é um recurso fundamental para o crescimento econômico (NAKATA, 2004). Entretanto, as matrizes de geração energética são atualmente predominantemente não sustentáveis, e mesmo que o Brasil apresente em sua matriz um grande percentual devido à energia hidrelétrica, é comum em épocas de escassez serem utilizadas fontes poluentes como caldeiras e geradores a diesel, bem como termelétricas a gás natural. Como resultado, vários esforços têm sido feitos para um futuro mais sustentável energeticamente (ROVERE, 2011; CARASSUS, 2013).

A contextualização da necessidade de redução gases do efeito estufa não é recente, sendo discutida com maior divulgação desde o Protocolo de Kyoto, que é um dos mais conhecidos acordos para redução de emissões de gases do efeito estufa, seguido do protocolo 20-20-20 que estabeleceu uma meta de redução de emissões de 20% (em comparação com os níveis de 1990) para a União Europeia (CALVIN, 2014; TANAKA, 2010).

Entretanto, apesar da grande motivação presente no crescimento das energias renováveis, existem dois desafios a serem considerados:

1. A geração energética como a solar ou eólica, são intermitentes, o que dificulta na gestão de uso energético, visto que o consumidor dependerá da energia de forma contínua (CAVADOS, 2015). Sendo necessário o chamado “efeito portfólio” para energia, no qual a produção conjunta, por exemplo da energia solar e eólica, reduz a intermitência do resultado, ficando mais contínua (WITTMANN, 2014; WILLIS, 2000).

2 O nível de investimentos no setor, com relação a produção em plantas solares ainda é baixo, e não é amplamente divulgado análises que mostrem ao investidor com um caráter menos técnico e mais financeiro de precificação e retorno de investimento comparado a outras formas de investimento (CALDEIRA, 2016).

Para tanto, o escopo dessa pesquisa é servir de insumo para avaliação de cenários alternativos ao VPL (Valor Presente Líquido) tradicional, que mapeiem incertezas listadas fornecendo maior insumo de análise do investimento em plantas solares.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo Geral

Analisar a viabilidade econômica de um investimento em minigeração solar fotovoltaica na cidade de Campo Grande- MS através de um estudo de caso, utilizando cotação real dos equipamentos, cálculos técnicos e aplicando métodos de Fluxo de Caixa Descontado e da Teoria de Opções Reais.

1.1.2 Objetivos Específicos

- 1) Projetar uma planta de geração solar como exemplo a ser estudado e realizar pesquisa de custo de mercado em Campo Grande- MS.
- 2) Desenvolver um algoritmo de Movimento Geométrico Browniano e aplicar para gerar incerteza para três cenários (Custo de inversor, custo de painel e receita de tarifa).

- 3) Comparar a análise de VPL tradicional e VPL expandido pela análise da TOR (Teoria de Opções Reais).

1.2 Justificativa

A principal motivação desse trabalho é a necessidade de aumentar o nível de informações gerenciais sobre incertezas no mercado de energia solar.

Dado o crescente interesse nas vantagens obtidas através de instalações solares, com relação à produção energética mais sustentável e economicamente viável, é necessário um maior aporte de informações referentes ao retorno obtido frente à outras formas de investimento para uma melhor tomada de decisão (PENIZZOTTO, 2019; GARRITY, 2008).

Esse trabalho se concentra na aplicação da Teoria de Opções Reais em um estudo de caso de minigeração solar fotovoltaica na região de Campo Grande de modo a fornecer informações acerca da precificação de incertezas referente ao investimento solar. Ampliando assim a gama de informações gerenciais disponíveis a um investidor referência do estudo de caso.

1.3 Estrutura do Trabalho

Após esta introdução, é apresentada a Revisão Bibliográfica referente ao tema da pesquisa. Conceitos referentes aos problemas de avaliação tradicionais de investimentos como a análise de Valor Presente Líquido (VPL) tradicional, referentes ao mercado de minigeração solar; conceitos regulatórios do mercado de compensação solar; definições sobre a metodologia de avaliação por Teoria de Opções Reais, suas aplicações, tipologias de análise e retornos e características da aplicação da análise.

O Capítulo 3 contém o método que esse trabalho seguiu, com o desenvolvimento do estudo de caso, sendo uma planta de minigeração solar localizada na região de Campo

Grande, estudos referentes à geração de receita e custos referentes. Seguindo uma análise com pesquisa de mercado desenvolvida no primeiro semestre de 2021, tornando o estudo de caso mais fidedigno a realidade da região. Foram definidos os algoritmos usados nesse trabalho como o Movimento Geométrico Browniano (do inglês *Geometric Brownian Motion* – GBM); o algoritmo de valoração tradicional por VPL, e a aplicação da Teoria de Opções Reais para a obtenção do VPL estendido.

O Capítulo 4 apresenta os resultados obtidos de acordo com o método, na construção de dois cenários com incerteza de custo (custo de painéis solares e custo de inversores solares) e um cenário referente a incerteza tarifária.

O Capítulo 5 dispõe das considerações finais e as conclusões dessa pesquisa, identificando os retornos da pesquisa e propondo melhorias para trabalhos futuros. O Capítulo 6 contém as referências bibliográficas. Adicionalmente esse trabalho possui os Apêndices A, B, C, D, E, que apresentam detalhamentos referentes à Pesquisa de Custos, Algoritmo de GBM, Funções de Custo, Função para cálculo de VPL e Fluxos de Caixa usados nesse trabalho.

2 REVISÃO DE LITERATURA

Os investimentos em energia solar podem ser realizados em grande porte, geralmente feitos por empresas que queiram ingressar no mercado de geração ou por próprias concessionárias de energia. Entretanto existem outras tipologias regulamentadas como a minigeração e microgeração.

Para investidores que desejarem realizar empreendimentos de menor porte, conforme mencionado pela ANEEL, desde a entrada em vigor da Resolução Normativa nº 482 (ANEEL, 2012), o consumidor pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis estando independente ou em cogeração qualificada.

Estando em caráter de minigeração e microgeração presente no sistema de Compensação de Energia Elétrica de acordo com a Resolução Normativa nº 414 (ANEEL, 2010) e atualizada com a Resolução 687 (ANEEL, 2015) que revisa a Resolução nº 482 (ANEEL, 2012).

Fica definido em geral as situações de:

- Microgeração Distribuída: Potência instalada de até 75 quilowatts (kW)
- Minigeração Distribuída: Potência acima de 75 quilowatts (kW) e menor ou igual a 5 megawatts (MW).

Compensação: Baseada em créditos com validade para 60 meses para abater o consumo. O retorno se dá pela compensação da energia gerada, não gerando fonte de renda extra ao consumidor além do valor abatido da fatura de energia.

A ANEEL aponta a necessidade de o consumidor verificar a viabilidade do projeto de construção e instalação dos ativos usados para a geração:

“Compete ao consumidor a iniciativa de instalação de micro ou minigeração distribuída – a ANEEL não estabelece o custo dos geradores e tampouco eventuais condições de financiamento. Portanto, o consumidor deve analisar a relação custo/benefício para instalação dos geradores, com base em diversas variáveis: tipo da fonte de energia (painéis solares, turbinas eólicas, geradores a biomassa, etc.), tecnologia dos equipamentos, porte da unidade consumidora e da central geradora, localização (rural ou urbana), valor da tarifa à qual a unidade consumidora está submetida, condições de pagamento/financiamento do

projeto e existência de outras unidades consumidoras que possam usufruir dos créditos do sistema de compensação de energia elétrica.

Por fim, é importante ressaltar que, para unidades consumidoras conectadas em baixa tensão (grupo B), ainda que a energia injetada na rede seja superior ao consumo, será devido o pagamento referente ao custo de disponibilidade – valor em reais equivalente a 30 kWh (monofásico), 50 kWh (bifásico) ou 100 kWh (trifásico). Já para os consumidores conectados em alta tensão (grupo A), a parcela de energia da fatura poderá ser zerada (caso a quantidade de energia injetada ao longo do mês seja maior ou igual à quantidade de energia consumida), sendo que a parcela da fatura correspondente à demanda contratada será faturada normalmente.” Fonte: ANEEL (2021, online) disponível em: <https://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>)

O caso de minigeração, por ser mais acessível ao mercado em geral será alvo de estudo de incertezas nesse trabalho. Sendo tais incertezas de ativos reais tratadas com a Teoria de Opções Reais (SCHATER, 2016; PENIZOTO, 2019).

2.1 Problemas com a avaliação tradicional de investimentos

Técnicas baseadas nos métodos de fluxo de caixa descontado (FCD) são amplamente usadas para a avaliação de projetos de investimento, incluindo o Valor Presente Líquido (VPL). Esses métodos fornecem avaliações sólidas e permitem a identificação de alternativas robustas de investimento.

No entanto, devido à natureza determinística, os métodos FCD tendem a subestimar projetos sob incerteza, como o VPL, mesmo quando estendidos com métodos analíticos, ou seja, sensibilidade, decisões e análises de risco. Esta seção apresenta a descrição dos métodos de FCD com foco na tendência dos métodos a subestimar os projetos viáveis sob incerteza e na aplicação de métodos analíticos.

Na avaliação de projetos sob incerteza, as ferramentas do FCD precisam ser aprimoradas ainda mais para avaliar a flexibilidade incorporada nos projetos de energia renovável adequadamente, o que pode ser feito com a TOR.

Os métodos FCD são baseados na ideia de valor do dinheiro no tempo, uma análise de sazonalidade (STAUB, 2001). Ou seja, o dinheiro passa por desvalorização ao longo do tempo. Essa lógica considera que um investidor prefere receber dinheiro no presente do que receber a mesma quantia no futuro. Isso ocorre porque o dinheiro no presente pode ser investido ou economizado para gerar receitas adicionais, o capital é desvalorizado com o tempo devido à inflação e existe o risco de a quantidade de dinheiro prometida no futuro variar, como os lucros de um investimento estando sujeitos a risco dado que a própria inflação varia no tempo (CECÍLIO, 2008; DIAS, 2009). Portanto, para que um investidor desembolse dinheiro no presente em troca de um retorno prometido no futuro, o retorno esperado deve oferecer um prêmio que compense o valor temporal do dinheiro (SCOTT, 2000; KHATIB, 2003)

Com base na lógica temporal do valor monetário, é possível comparar os fluxos de caixa que se espera que ocorram em momentos diferentes, referenciando-os a um único período, que normalmente é o presente. Os métodos de FCD usam o valor presente do caixa para avaliar projetos de investimento com base em critérios diferentes, como o conhecido valor presente líquido (VPL) e a taxa interna de retorno (TIR). Na Equação 1, mostra-se a definição do Valor Presente (VP):

$$VP = \sum_{t=0}^{t=N} \frac{\text{Fluxo de Caixa}_t}{(1+d)^t} \quad \text{Equação 1}$$

Sendo: VP o Valor Presente de um Fluxo de caixa que se espera que ocorra anualmente a partir do momento atual ($t = 0$) até um determinado ano no futuro (N), e d é a taxa de desconto nominal, que expressa o valor do dinheiro no tempo considerando a ação e riscos entre outros fatores. Fluxo de Caixa é o resultado das entradas (receitas) menos as saídas (custos) em cada momento t apurado.

Um dos parâmetros mais importantes nos cálculos do FCD é a taxa de desconto. A seleção e a modelagem das taxas de desconto podem ser um processo complexo, pois podem envolver riscos não sistemáticos e específicos do projeto (KHATIB, 2003; OXERA, 2011).

A aceitação dos métodos de FCD se deve principalmente ao fato de fornecerem critérios claros e consistentes, fáceis de explicar ao público em geral. Ou seja, um projeto é um bom investimento se parecer lucrativo e não muito arriscado e vice-versa (MUN, 2002). Mesmo assim, os métodos FCD exibem várias divergências fundamentais ao abordar projetos sob incerteza, o que levou os gerentes de projeto a estender as técnicas FCD com outras ferramentas (por exemplo, ferramentas analíticas) que são mais adequadas para lidar com incertezas e riscos.

Os fluxos de caixa descontado são baseados em várias suposições que não se aplicam em práticas de opções reais, especialmente quando os projetos em avaliação operam em um ambiente incerto (MUN, 2002).

Os investimentos só podem ser feitos agora ou nunca: os métodos FCD pressupõem que as decisões de investimento só podem ser tomadas imediatamente com base nos fluxos de caixa estimados. Na prática, algumas decisões de investimento podem ser adiadas enquanto a incerteza é resolvida, o que permite melhores estimativas dos fluxos de caixa.

O gerenciamento de projetos ativo por exemplo, pode levar em conta outros fatores a serem decorridos durante a execução de projetos, o que pode levar até ao abandono do projeto para se evitar perdas. Mas também podem significar investimentos futuros que no momento não são viáveis.

Em uma análise tradicional de VPL fatores intangíveis não têm valor: Considera-se que fatores como flexibilidade ou posição estratégica não têm valor. Entretanto, esses fatores podem aumentar significativamente o valor de um projeto e devem ser quantificados.

Como se pode deduzir, a principal desvantagem das técnicas de FCD é sua natureza determinística, que pode tornar essas ferramentas inadequadas para avaliar o valor da flexibilidade embutida nos projetos sob incerteza. Como resultado, as técnicas tradicionais

de FCD tendem a subestimar os Projetos de Geração Energética (ZHE, 2006; DAVIS E OWENS, 2003)

As técnicas de FCD podem ser aprimoradas com ferramentas analíticas para abordar algumas das opções supracitadas. Essas ferramentas incluem análises de risco e decisões (KHATIB, 2003; MUN, 2002). Essas ferramentas analíticas são brevemente descritas.

- **Análise de incertezas:** as análises de incerteza destinam-se a avaliar o desempenho dos projetos sob uma ampla variedade de possíveis alterações nos parâmetros de entrada. Essa análise não apenas identifica o valor esperado do projeto, mas também outros valores potenciais para o projeto e sua probabilidade esperada de ocorrência. Para tais fins, as análises de risco normalmente se baseiam em simulações de Monte Carlo e modelos probabilísticos de parâmetros incertos.

As análises de incerteza são estudos poderosos que identificam a curva de valor probabilística de projetos sob incerteza. No entanto, a análise pode ser complexa e requer entradas probabilísticas adequadas. Além disso, apesar de fornecer uma avaliação robusta da incerteza, não considera as decisões de investimento que poderiam ser tomadas em cenários específicos (MUN, 2002).

- **Análise de decisões:** Esta análise explora o desempenho do projeto em vários cenários. Em sua forma básica, uma análise de decisão envolve a avaliação do projeto em cenários de linha de base, otimistas e pessimistas, aos quais não é necessariamente atribuída uma probabilidade de ocorrência. Os critérios comparam o desempenho do projeto nos diferentes cenários para identificar a melhor estratégia de decisão.

Na forma avançada de análise de decisão, os cenários podem ser tratados como mutuamente exclusivos e receber probabilidades de ocorrência para formar uma árvore de decisão cujos nós envolvem decisões de investimento (nós de decisão) ou alterações no cenário (nós de chance) (MUN, 2002). Essa forma de análise é robusta, pois pode modelar várias interdependências, bem como dependências de tempo e caminho.

As análises de decisão são amplamente utilizadas na avaliação de projetos, como adoção de tecnologia, Projetos de Geração Energética baseados em gás natural, seleção de

métodos de previsão, entre outros (ULU, 2012; BORAN, 2012; XU, 2012). Com base nos métodos mencionados acima, pode-se argumentar que a análise de decisão, particularmente as árvores de decisão, pode capturar adequadamente o valor de flexibilidade, pois as decisões se baseiam na incerteza.

As técnicas aprimoradas de FCD identificam projetos robustos de investimento que podem fornecer desempenhos econômicos adequados em uma ampla gama de cenários futuros em potencial.

No entanto, esses métodos negligenciam o valor da flexibilidade e da estratégia e tendem a se concentrar em investimentos de baixo risco. Os métodos aprimorados de FCD assumem que os projetos são estáticos em um ambiente incerto e arriscado e, portanto, buscam projetos robustos que possam suportar tais ambientes.

Uma abordagem valiosa é considerar os recursos dos gerentes de projeto para ajustar dinamicamente os projetos em resposta a mudanças no ambiente. Isso permitiria que as ferramentas do FCD valorizassem a robustez e procurassem projetos flexíveis que possam ser ajustados de maneira eficiente e econômica em resposta à incerteza. Isso pode ser alcançado por estendendo ainda mais os métodos de FCD com a TOR (MUN, 2002).

Ao estender os métodos FCD com o uso da TOR, os gerentes de projeto podem identificar projetos robustos e flexíveis. Além disso, as avaliações fornecem insights sobre os projetos, não apenas produzindo um único veredicto de aceitação ou rejeição o projeto, mas também esquemas de investimento que detalham como e quando prosseguir com o projeto e as diferentes ações que podem ser executadas para ajustar o projeto em resposta a incertezas.

2.2 Teoria de Opções Reais

A pesquisa da TOR é uma área de focada na avaliação do valor de flexibilidade dentro de projetos sob incerteza. Essa flexibilidade representa a capacidade dos gerentes de ajustar projetos em resposta a incertezas e pode oferecer maior detalhamento sobre o valor dos projetos (SCHACHTER, 2016).

Consequentemente, a TOR pode ser usada para aumentar o valor de projetos flexíveis, como Projetos de Energia Renovável (PER), gerenciando incertezas associadas aos projetos e seus ambientes.

Além disso é o escopo que a teoria seja aprimorada para abordar aplicações práticas do mercado brasileiro. Analisando o movimento de variáveis locais como a tarifa, preço de inversor e preço de módulo fotovoltaico. Como resultado, a TOR pode ser usada para aumentar o valor dos projetos, aprimorando seu apelo financeiro e clarificando o seu retorno esperado ao longo do tempo de análise. Portanto, a teoria pode ser usada para aumentar a competitividade do PER aplicando TORs para explorar a flexibilidade associada aos projetos, incertezas e ambientes específicos.

A pesquisa na TOR foi introduzida no final dos anos 70 como uma nova área de pesquisa para avaliar adequadamente a flexibilidade embutida em projetos sob incerteza (HASTIE, 1974; MYERS, 1977). Com base na TOR, a flexibilidade pode ser modelada, consiste em escolhas que são os direitos sem obrigações de adiar, expandir, abandonar ou ajustar projetos de outras maneiras em resposta à evolução da incerteza. Se essas opções forem detectadas e implementadas adequadamente, elas podem aumentar o valor esperado dos projetos e proteger os riscos. Um breve resumo dos tipos típicos da TOR é apresentado (MYERS, 1977; TRIGEORGIS, 1993).

- **Adiar:** Esta é a TOR mais aplicada na literatura. Essa metodologia explora a alternativa de adiar as decisões de investimento com o objetivo de coletar informações adicionais para avaliar melhor os projetos.
- **Hora de construir:** Esta é a alternativa para construir um projeto em etapas; cada etapa envolvendo um pequeno investimento e a reavaliação do projeto. Isso fornece uma opção para abandonar o projeto, se necessário, antes que todo o capital para o construir seja comprometido.
- **Alterar escala operacional:** Essa é a alternativa para expandir o projeto em cenários favoráveis e reduzi-lo ou abandoná-lo em cenários negativos. A TOR geralmente envolve

investimentos suplementares em capacidade adicional ou a venda de franquias e infraestrutura.

- **Abandono:** esta é a opção de abandonar um projeto e vender sua infraestrutura se o projeto estiver resultando em perdas significativas.
- **Crescimento:** As opções de crescimento envolvem a alternativa de investir em P&D ou projeto piloto destinado a garantir recursos ou fornecer informações sobre o ambiente do projeto. Esses ativos podem facilitar as decisões de investimento em projetos inter-relacionados adicionais. Em outras palavras, a opção de crescimento é a opção para iniciar investimentos com um pequeno projeto que pode crescer em um ou mais projetos maiores.

A literatura reconhece a existência da TOR que pode ser usada para ajustar projetos (MUN, 2002). No entanto, ela não descreve exatamente quais opções estão disponíveis ou são valiosas para tipos específicos de projetos, nem fornece todas as ferramentas necessárias para avaliar todos os tipos de opções.

Isso desencadeou pesquisas relacionadas à identificação, formulação e avaliação de TORs em diferentes tipos de projetos e destacou várias áreas de pesquisa que poderiam ser exploradas para aumentar o valor dos Projetos de Energia Renováveis. Esta aplicação estende a TOR de uma ferramenta que identifica adequadamente projetos valiosos, e fornece maiores detalhes ao investidor, até uma ferramenta capaz de aprimorar os projetos incorporando flexibilidade em resultados.

Com base nisso, a aplicação adequada da TOR para a avaliação do PER deve considerar 1) as áreas atuais de interesse de pesquisa relacionadas à aplicação da TOR aos Projetos de Geração Energética e 2) o potencial da TOR para afetar o design do projeto.

2.2..1 Tendências reais de pesquisa de opções

Uma visão geral da intensidade da pesquisa da TOR na última década, de acordo com os mecanismos de pesquisa Scopus é apresentada através da pesquisa de (KOZLOVA, 2017), como mostra na Figura 1.



Figura 1 - Pesquisa sobre TOR (KOZLOVA, 2017).

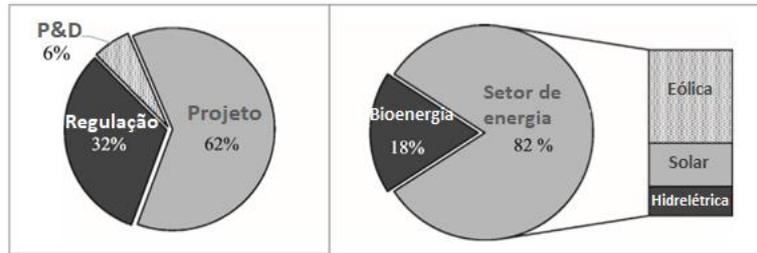


Figura 2 - Foco de Precificação (esquerda) e tipo de tecnologia precificada (a direita) (KOZLOVA, 2017)

De acordo com a Figura 2, pode-se perceber que a literatura trata mais de termos de projeto e regulação, mais relacionados à energia eólica. Sendo publicações referentes a energia solar mais baixas e praticamente escassas considerando dados do mercado brasileiro.

Isso sugere duas ideias. Em primeiro lugar, as aplicações de TOR são muito diversas, pois uma aplicação de TOR pode ser qualquer ajuste de projeto em potencial. Em segundo lugar, a pesquisa sobre TOR relativa a tipos específicos de projetos, como Projetos de Geração de Energia, é limitada, o que pode ser corroborado pelos estudos disponíveis (CAVALCANTE, 2020).

A literatura sobre TOR que aborde Projetos de Geração de Energia (PGE) exibe várias áreas de interesse de pesquisa que podem ser exploradas para aumentar a atratividade financeira da Fonte Renovável. As áreas mais significativas são descritas abaixo:

- **Incertezas exclusivas de projetos:** A maioria dos PGEs é afetada por incertezas associadas a preços de eletricidade e combustível, demanda e políticas ambientais. Essas incertezas são normalmente gerenciadas em estudos de TOR, que fornecem valor de

flexibilidade para PGEs genéricos. Além disso, a fonte renovável está exposta a incertezas associadas a seus ao mercado e suas tecnologias. Essas incertezas podem ser gerenciadas com a TOR para identificar valor de flexibilidade que beneficia apenas a fonte renovável.

- **O ambiente em que os projetos operam:** os estudos de TOR podem incorporar as características do sistema de energia e do ambiente operacional em que os PGEs são desenvolvidos. Isso pode incluir limitações à produção do projeto imposta pela capacidade da rede e concorrência associada ao mercado de energia, entre outros fatores. Isso sugere que a alta penetração das fontes intermitentes e a resposta à demanda (DR) devem desempenhar um papel importante.

O papel-chave no futuro setor de energia pode ser incorporado a um estudo de TOR. Essas áreas de pesquisa podem ser abordadas para melhor avaliar a flexibilidade do PER em um setor de energia em transformação. Como resultado, o valor esperado dos projetos e sua competitividade financeira aumentariam.

2.2.2 Análise de Precificação e consideração de retorno

Todo investimento possui risco. E a diversificação de capital pode reduzir esse risco (COSTA, 2019). Os investidores possuem várias opções de investimento, e informações disponíveis no mercado para decidir sua melhor alocação de capital. Através da precificação de ativos conseguem analisar a melhor carteira de investimento correspondente a sua tolerância ao risco.

A precificação de ativos e o funcionamento do mercado financeiro são temas abordados em diversas correntes de pensamento na teoria econômica (SILVA, 2016). O modelo amplamente usado e divulgado é do inglês *Capital Asset Pricing Model* (CAPM), em português chamado de Modelo de Precificação de Ativos de Capital. O método foi desenvolvido por William Sharpe (1964) e John Lintner (1965) e marca o nascimento da teoria da precificação de ativos (tendo resultado no agraciamento de Sharpe com o Prêmio Nobel, em 1990) (FAMA, 2007). De acordo com (COSTA, 2019), “CAPM é um modelo de

precificação de ativos que tem como objetivo mensurar a taxa de retorno esperada para os ativos com risco sistemático”. Além de mostrar a necessidade de se construir uma carteira de mercado eficiente, partindo da premissa que se todos os investidores escolherem carteiras eficientes, isso levará a uma linha de mercado eficiente. Uniformizando então a variância de risco (COSTA, 2019). Essa medida de risco e retorno, consiste em uma relação linear entre o retorno esperado do ativo (ação) e o de uma carteira de mercado (ROCHA, 2012).

A partir de uma série de hipóteses (mercado completo, expectativas homogêneas), o CAPM estabelece que a remuneração exigida por um investidor marginal e diversificado varia em proporção direta com a medida do risco sistemático do ativo (beta). O setor de energia apresenta risco regulatório (HIRATA, 2015) o qual é trabalhado através do cálculo da remuneração do setor através do WACC.

De acordo Ministério da Fazenda no artigo “Metodologia de Cálculo do WACC” (2018) um dos princípios do CAPM é que o risco tem dois componentes: o diversificável e o sistemático. Sendo o risco diversificável associado a fatores específicos que afetam o preço do ativo e podem ser minimizados pelo investidor, através de uma maior diversificação de investimentos. De acordo com o artigo “Trata-se de características operacionais e financeiras, como risco de demanda, contingências legais, ações regulatórias e custo de matérias-primas”.

O risco sistemático, está mais associado a fatores de mercado, sendo comumente chamado de “risco de mercado”. E como risco de mercado, é dado como não-diversificável, não podendo ser alterado pela diversificação de carteiras (CAVALCANTE, 2020).

Para o modelo CAPM, o retorno esperado de um ativo é dado pela soma entre o retorno do ativo livre de risco e o prêmio de risco do negócio. Sendo o prêmio de risco do negócio ponderado por um fator denominado Beta (β) e o retorno associado a tamanho, valor, liquidez e exposição a setores da indústria em questão, chamado de alfa (α) (CAVALCANTE, 2020).

O prêmio (histórico) de risco de mercado é frequentemente definido como a diferença entre o retorno histórico da carteira de mercado e o retorno histórico do ativo na

condição livre de risco (CAVALCANTE, 2020; SAMPAIO, 2020). Desconsiderando nessa definição as possíveis anomalias de precificação do método CAPM (MACIEL, 2020), como a relação de tamanho de empresa (ANTUNES, 2006), valor da empresa (FAMA, 2008), etc. Visto que o objetivo deste trabalho envolve uma análise dos riscos inerentes do setor de geração solar, como uma análise global, com uso de metodologias de Opções Reais para análise de impacto ao consumidor. Não será focado, portanto, as especificidades e visões mais pontuais sobre análise mercadológica entre os players do setor.

Quando considerados ativos listados em bolsas de valores, é comum analisar primariamente o risco país, que é o risco embutido a opção, e frequente causa de impulsionar ao investimento ou recusar o investimento em uma primeira análise (MEDEIROS, 2013). No caso do trabalho em questão, a análise tem o foco de avaliar o investimento na região central do país, especificadas as condições da região e incidência solar, não é, portanto, afetada pelas demais bolsas e pelo próprio risco país diretamente.

Conforme mencionado por (MACIEL, 2020; BRUNI, 2008), deixa claro que o prêmio que deve ser obtido pelo risco “deve representar o excesso de retorno, que recompense os riscos corridos”. Valorizando o investimento, é equivalente ao lucro obtido sobre o custo de oportunidade de se investir em outro ativo livre de risco. Ainda de acordo com (BRUNI, 2008), a melhor representação de taxa livre de risco é a taxa média do Sistema Especial de Liquidação e Custódia (SELIC). Desse modo, é considerado que a menor atratividade para o investidor do setor de geração solar é a Taxa SELIC.

3 MATERIAIS E MÉTODOS

Esse trabalho se baseia na construção de um estudo de caso, com embasamento técnico necessário para seu mapeamento. O cenário mapeado é então utilizado para avaliação econômica, realizada através de modelagem matemática em linguagem *Python*.

3.1 Procedimentos

É proposto fazer uso do modelo de opções reais dada sua ampla utilização em diversos projetos que valoram ativos reais e por possuir fundamentação matemática e estatística de dados que fornece maior robustez as análises.

O método proposto após a revisão bibliográfica segue conforme indicado na Figura 3, no qual foi realizada uma pesquisa de mercado para a prospecção de custos, através de formulários enviados para vendedores e revendedores.

Após a etapa de prospecção de custos, foi realizada a etapa de cálculo técnico de produção energética, bem como o impacto na receita gerada pelo sistema. Os dados obtidos servem de insumo para a modelagem econômica. A aplicação é desenvolvida para a região de Campo Grande- MS.

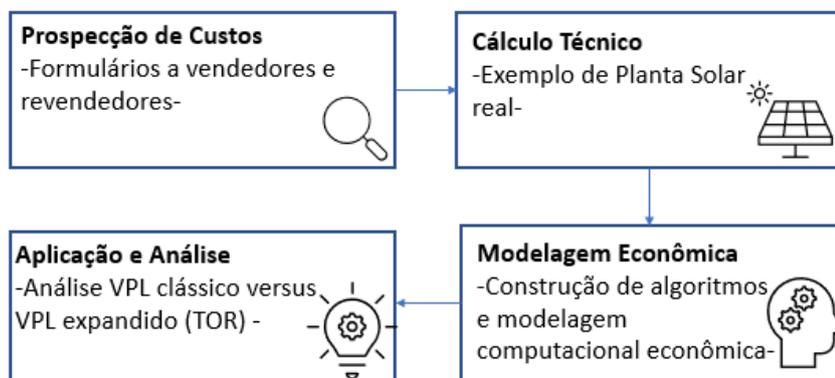


Figura 3 - Metodologia Proposta. Fonte: o autor.

Para o desenvolvimento do modelo foi utilizado a linguagem *Python* para algoritmos e a ferramenta *Excel* para tratamentos finais de dados, após a obtenção dos fluxos de caixa para a valoração da opção.

O algoritmo de análise é identificado na Figura 4, no qual os parâmetros de entrada são os próprios dados técnicos da planta de geração requisitada.

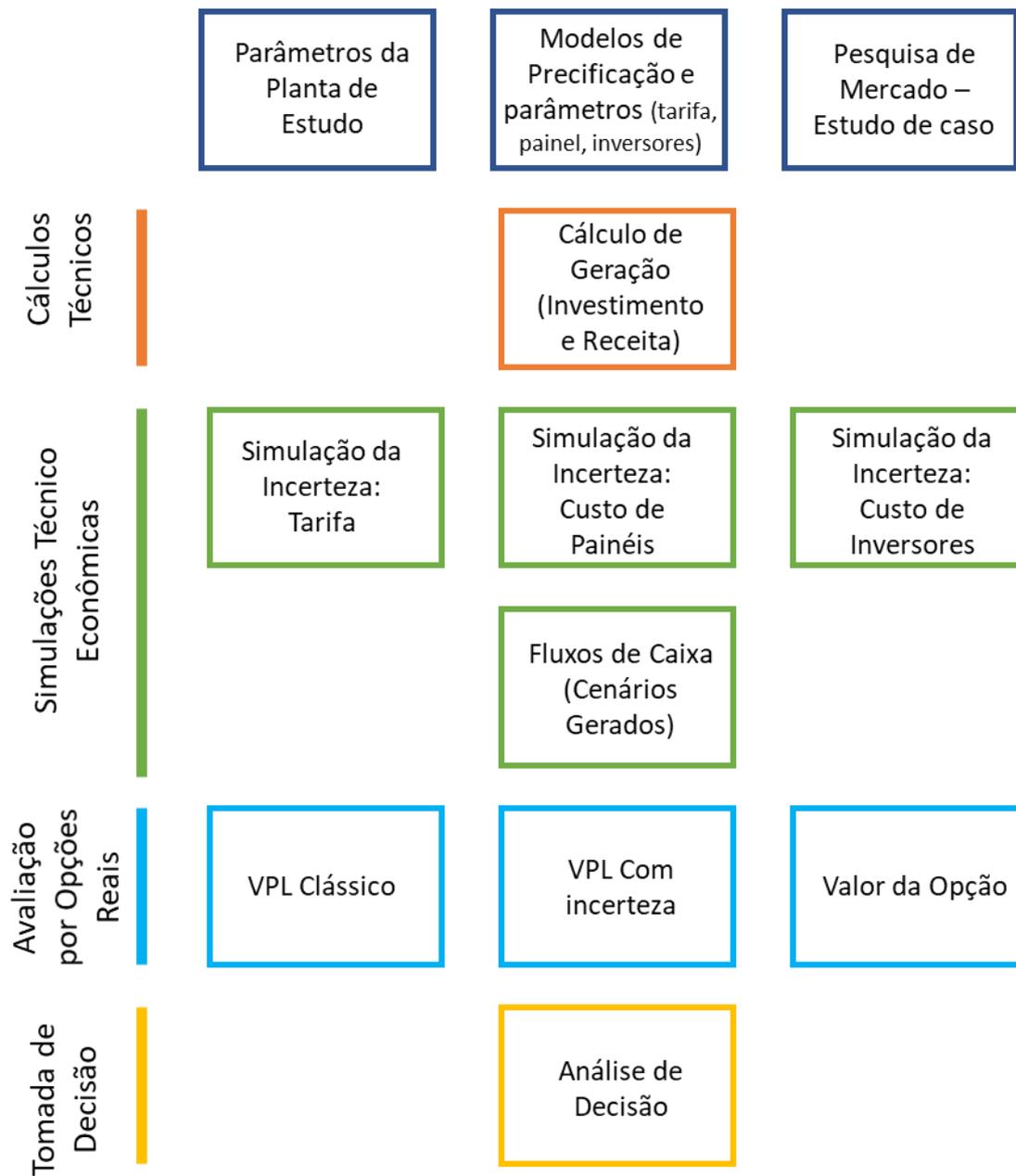


Figura 4 - Mapeamento detalhado da metodologia de análise para o estudo de caso. Fonte: o autor.

A planta de geração é então desenvolvida e com a pesquisa de mercado e cálculos técnicos, tem-se as variáveis necessárias para a realização da valoração econômica.

Na valoração econômica são mapeadas incertezas que impactam no fluxo de caixa do projeto. Tais incertezas, tem seus caminhos de projeção mapeados através do Movimento

Geométrico Browniano, que utiliza um crescimento baseado em um “nível de aumento” médio constante, chamado de *drift* e uma variabilidade dos resultados traçados, o que é obtido através de uma geração semi-aleatória de valores. Os valores gerados obedecem a uma distribuição normal conforme será detalhado na explicação do modelo. Entretanto, é fixada uma semente para que seja reproduzível a mesma linha de aleatoriedade a cada geração.

Finalizada a valoração de incertezas, termina-se a avaliação técnico econômica com a criação de Fluxos de Caixa, os quais são os cenários gerados.

Para cada cenário gerado é considerada uma incerteza presente no sistema a ser considerado para investimento.

Procede-se então com o cálculo da avaliação por opções reais, o qual mostra o custo da opção, trazendo um novo valor para o projeto como VPL expandido. O custo do projeto obtido como resultado da avaliação, é referente ao valor que se teria para o projeto caso as incertezas ocorram, e, portanto, pode alterar a decisão de realização do investimento.

3.2 Projeto de Estudo de Caso – Planta de Minigeração Solar Fotovoltaica

O projeto de análise é a construção de uma planta de geração solar de valor próximo a 500kW. Esse valor foi escolhido por ser uma planta de pequeno porte e fácil de ser instalada. O terreno escolhido possui facilidade de acesso, sendo o valor mais acessível em uma busca no mercado atual (abril/2020) para a cidade de Campo Grande – MS.

O terreno usado para análise, se encontra no bairro Jardim Tarumã, estando nas coordenadas 20°32'51.4''S 54°40'48''W. Suas dimensões são de 90,7 x 107,6 m, tamanho suficiente para a construção da usina proposta, de dimensão 80 x 90. Os dados de localização da planta (estudo de caso) são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 – Dados do Terreno usado para o estudo de caso

Dados geográficos	
Coordenadas	20°32'51.4"S 54°40'48.0"W
Bairro	Jardim Tarumã
Dimensões (m)	90.68 x 107.56
Dimensões Min (m)	80 x 90

É válido ressaltar que para usinas de geração de energia, é necessária uma subestação de energia, responsável por adequar o transporte dessa energia no sistema de distribuição da cidade, o terreno deve comportar essa subestação e uma casa de comando (não necessária) se for de escolha do investidor.

3.2.1 Construção da planta de geração

A planta proposta de aproximadamente 500kW, foi construída com painéis de 300W, atualmente o mais utilizado no mercado devido seu baixo custo. Para cobrir a geração de 500kW foram utilizados 1670 painéis. Dado que a geração deve adotar a relação mostrada na Equação 2.

$$\text{Geração} = \text{Número de Painéis} \times \text{Geração por painel} \quad \text{Equação 2}$$

De modo que o número de placas deve ser: $500\,000/300$, o que nos dá um valor de 1.666,67 painéis, o que deve ser arredondado para 1670 painéis.

Foram considerados 20 painéis por bloco, sendo 10 linhas de módulos no total, cada linha contendo 8 blocos, e, portanto, 160 painéis por linha.

Com essa construção foi obtida uma planta com geração de 480kW. Os dados mencionados seguem na Tabela 2.

Tabela 2 - Cálculo teórico, planta de geração de 480kW

Cálculos Teóricos	
Potência Desejada (W)	500.000,00
Número de módulos teórico	1666,666667
Número arredondado	1670
Número de blocos	83,5
Número de linhas (160 painéis por linha)	10,4375
Número de linhas arredondado	10
Potência obtida (W)	480.000,00

Desse modo, a usina e suas características gerais são descritas na Tabela 3, para o cálculo do inversor requerido, foi considerado um inversor de mercado, de 27 kW. A potência a ser atendida por linha é de 48 kW conforme mostrado na Equação 3.

$$Potência\ linha = 160 * 300W = 48.000W \quad \text{Equação 3}$$

Com duas unidades do equipamento inversor permitem 54kW, como são dez linhas, pode-se gerar 540kW, ou seja, maior que 480kW atendendo a demanda solicitada.

Tabela 3 - Dados da Usina de geração solar

Dados da Usina	
Número de linhas	10
Número de painéis por bloco	20
Blocos por linha	8
Potência por painel (W)	300
Potência Total (W)	480000
Potência por bloco (W)	6000
Potência por linha (W)	48000
Potência do inversor por linha (W)	27000
Número de inversores	20
Número de módulos	1600

3.2.2 Cotação

Foram solicitadas cotações de 20 empresas para a cidade de Campo Grande – MS, descritas no Apêndice A.

O formulário foi enviado no período de 03 de maio de 2021 a 15 de maio de 2021. O prazo para respostas foi até 30 de junho de 2021. Somente 10 empresas responderam à pesquisa.

Tabela 4 - Quantidade de Equipamentos

Quantidade de componentes	
Quantidade Total de módulos (300W)	1.600
Quantidade de inversores (27kW)	20
Cabos e conectores	-

O menor custo foi obtido com o orçamento da empresa Nexsolar conforme indicado na Tabela 5.

Tabela 5 – Cotação da empresa Nexsolar

USINA FOTOVOLTAICA				
	Produto	Quantidade	Preço Unitário	Preço Total
1	Sistema de minigeração fotovoltaica de 479,7 kWp			
a	INVERSOR GOODWE GW50K-MT 380V	8	R\$ 22.450,00	R\$ 179.600,00
b	MODULO CANADIAN 390WP POLICRISTALINO	1230	R\$ 896,58	R\$ 1.102.793,40
c	ESTRUTURA DE SOLO 2 LINHAS	1230	R\$ 139,50	R\$ 171.585,00
d	CABO SOLAR 6MM PRETO	2400	R\$ 5,15	R\$ 12.360,00
e	CABO SOLAR 6MM VERMELHO	2400	R\$ 5,15	R\$ 12.360,00
f	DPS SOLAR 1040V 40KA	80	R\$ 45 ,30	R\$ 3.624,00
g	FUSIVEL E PORTA FUSIVEL 15A/1000VDC	160	R\$ 25 ,89	R\$ 4.142,40
h	KIT CONECTOR MC4	80	R\$ 12,50	R\$ 1.000,00
i	Preparação do Solo	1	R\$ 80.000,00	R\$ 80.000,00
j	Projeto Elétrico	1	R\$ 37.580,00	R\$ 37.580,00
k	Instalação, Comissionamento e demais serviços	1	R\$ 350.000,00	R\$ 350.000,00
Total	Sistema de minigeração fotovoltaica de 479,7 kWp			R\$ 1.955.044,80
	Frete			incluso

É valido verificar que cada empresa tem seus próprios produtos disponíveis, mas o foco da cotação foi para atender a demanda de potência requisitada no projeto da usina solar.

3.2.3 Vista da planta projetada

A planta projetada foi esquematizada no software de visualização 3D “*Sketch Up*”, e a representação pode ser observada na Figura 5, Figura 6 e Figura 7.



Figura 5 - Vista superior da Planta projetada (480 kW). Fonte: o autor.



Figura 6 - Vista superior do terreno e localização da planta. Fonte: o autor.

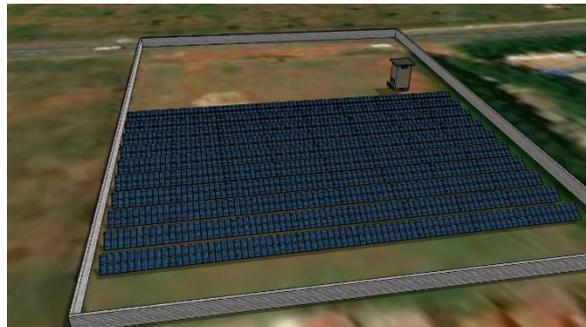


Figura 7 - Vista superior frontal da planta projetada. Fonte: o autor.

3.2.4 Receitas

As receitas se dão basicamente pela compra da energia pela concessionária de energia da região que se encontra a planta.

No caso de Campo Grande – MS, a concessionária que faz tal função é a empresa Energisa MS (EMS), do grupo Energisa.

A minigeração, se encontra no Grupo de tarifa A4, e para se encontrar o valor da tarifa, deve-se recorrer ao arquivo da ANEEL chamado “PCAT”, que contém todas as tarifas por subgrupo de cliente, de acordo com a potência.

No arquivo “PCAT”, na aba “TA-aplicação”, o valor se encontra nas colunas J (*TotalTUSD*) e K(*TotalTE*), sendo o *TotalTUSD* referente a tarifa pelo uso do sistema de distribuição e o *TotalTE* referente a própria tarifa de energia. Deve se então utilizar as linhas referentes a tarifa em horário de ponta, somada a tarifa do horário fora de ponta. O horário de ponta é o de maior consumo, durante o início da tarde e noite. Através de consulta realizada ao arquivo PCAT EMS 2020, o valor considerado para a tarifa de demanda, custo de demanda e tarifas de ponta e fora de ponta seguem na Tabela 6.

Tabela 6 - Tarifas de Geração A4

Tarifas de Geração	
Tarifa A4 Demanda (R\$/kW)	10,84
Custo Demanda (R\$)	5.203,20
Tarifa A4 Energia Ponta (R\$/kW)	517,65
Tarifa A4 Energia Fora Ponta (R\$/kW)	342,61

3.2.5 Geração

O perfil de incidência solar no Brasil é vantajoso, conforme indicado na Figura 8, a incidência em Campo Grande – MS é considerável e a região por ser mais voltada à agropecuária, possui acesso a grandes terrenos com preço acessível para se instaurar uma planta de geração solar.

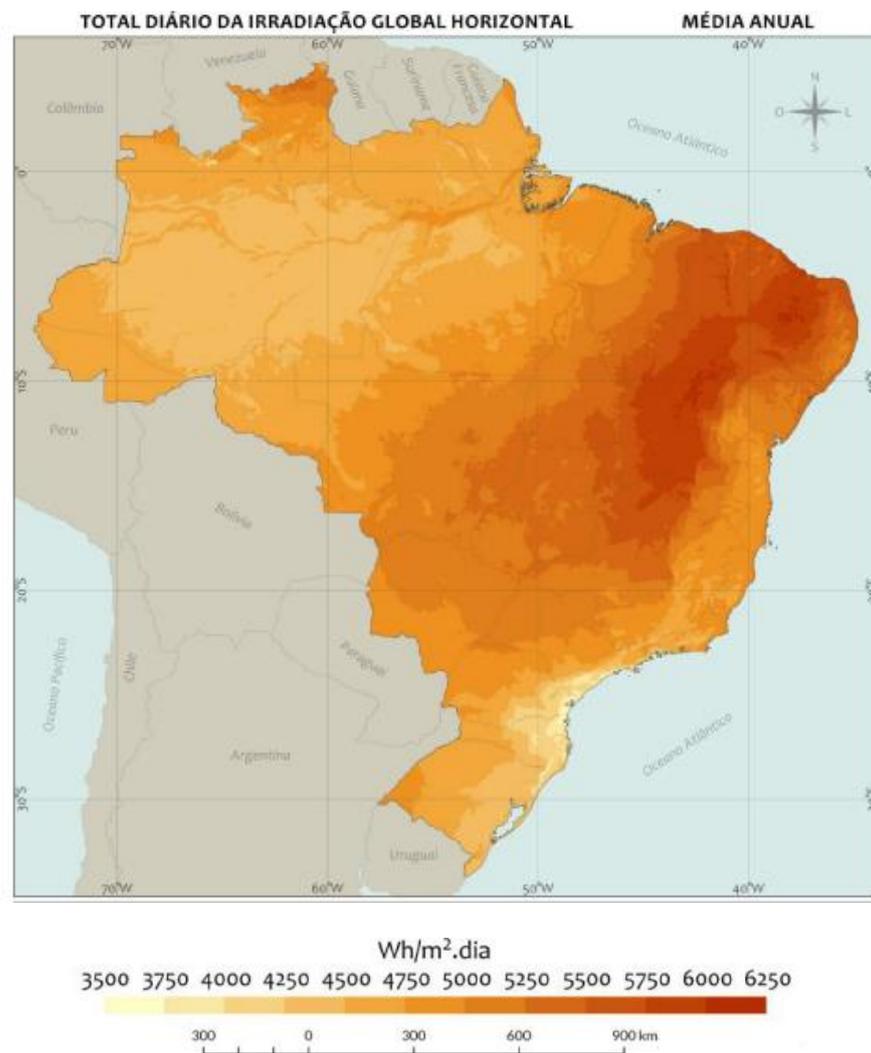


Figura 8 - Perfil de Irradiância Brasil. Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar - 2ª Edição (2017). Acesso: http://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html

Para o cálculo de irradiação solar incidente em Campo Grande-MS, foi utilizado o programa *SunData*, cujos resultados podem ser obtidos diretamente no endereço eletrônico da CRESESB (Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica de S. Bento) (2021, online).

Conforme indicado pela própria CRESESB, os dados são obtidos através de uma base de dados de 17 anos de imagens de satélite em mais 72.000 pontos do território brasileiro.

Para se encontrar o valor de incidência solar, foi colocado o ponto geográfico do terreno através de suas coordenadas geográficas, e o programa forneceu os dados mais

próximos medidos, a menor distância foi de 6,2km, como mostra-se na Figura 9 e Figura 10

Cálculo no Plano Inclinado

Estação: Campo Grande
Município: Campo Grande, MS - BRASIL
Latitude: 20,5° S
Longitude: 54,649° O
Distância do ponto de ref. (20,547611° S; 54,68° O):6,2 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	5,62	5,67	5,31	4,76	4,01	3,75	3,90	4,77	4,93	5,42	5,86	6,15	5,01	2,41
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	21° N	5,11	5,40	5,42	5,32	4,83	4,73	4,83	5,54	5,20	5,28	5,37	5,49	5,21	,81
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	19° N	5,17	5,45	5,43	5,29	4,77	4,65	4,76	5,49	5,20	5,31	5,44	5,67	5,21	,92
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	26° N	4,92	5,27	5,37	5,37	4,96	4,89	4,97	5,64	5,19	5,17	5,19	5,26	5,18	,75

Figura 9 - Cálculo de Irradiação no Plano Inclinado, Campo Grande- MS, Jd Tatumã. Fonte: CRECESB (2021, online).

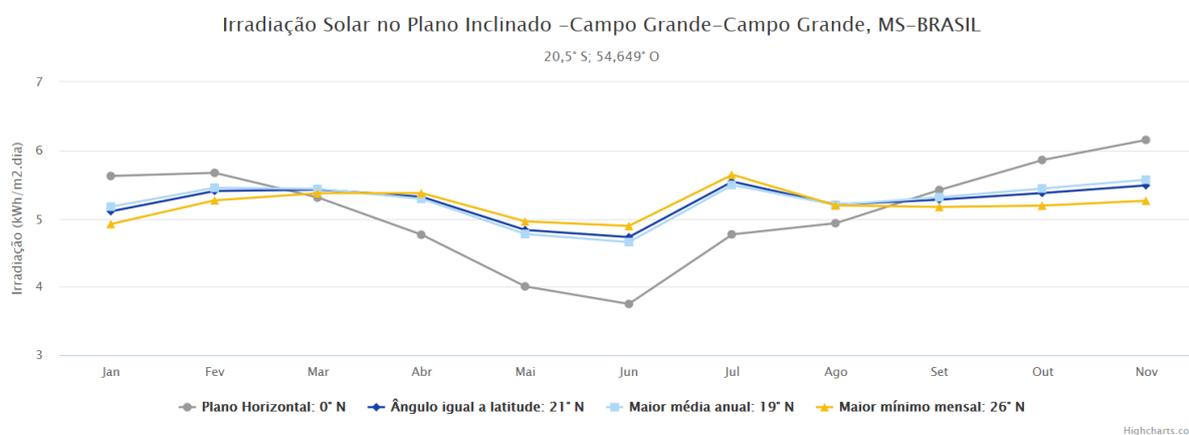


Figura 10 - Gráfico por ângulo de incidência no Plano Inclinado, Campo Grande - MS, Jd Tatumã. Fonte: CRECESB (2021, online).

Em geral, o ângulo igual a latitude oferece maior incidência dos raios solares, e por isso foi adotado nesse trabalho o ângulo igual a latitude, para Campo Grande – MS sendo igual a 21°. Para esse valor de angulação, é encontrada uma média anual de 5,21kWh/m² dia.

De acordo com o Atlas de energia solar na segunda edição (1), a insolação diária média é calculada com relação ao número de horas de sol equivalentes a uma irradiação padronizada e constante de 1000W/m².

Ou seja, se o valor médio é de 5,21 kWh/m².dia, é o equivalente a se dizer que a irradiação total diária é igual a 5,21h de sol incidente a 1000W/m², mesmo que na realidade houve mais horas de sol incidente com variação da intensidade.

Para simular a geração do sistema proposto, de modo a se verificar a receita obtida pelo projeto, foi feito no Excel uma simulação para a determinação da incidência diária.

Cálculos mais detalhados podem ser realizados a fim de se obter maior precisão na geração, como consideração de banco de dados históricos de incidência, simulação detalhada com todos os parâmetros do sistema, dentre outros. Nesse trabalho foi realizada uma análise simplificada considerando um dia de incidência solar das 06h da manhã até as 18h da tarde, foi mapeada uma distribuição normal, normalizada para ter pico igual a 1 ($1000\text{W}/\text{m}^2$) no horário de meio dia (12h), de modo a se obter o pico de máxima potência.

A Irradiância horária é a irradiância normalizada multiplicada pelo tempo. O valor da soma desse vetor deve ser igual a integral da irradiância normalizada, e, portanto, igual a 5,21. A potência da usina de geração é obtida pela multiplicação da incidência normalizada, pela potência nominal. A energia normalizada em kWh, é o resultado do produto da potência vezes o tempo (1/4 de hora), dividido por mil. As informações citadas seguem na Tabela 7.

Tabela 7 - Tabela de Geração da Planta do estudo de caso

(Continua)

Horário	Irradiância gaussiana ($1/1000\text{W}/\text{m}^2$)	Irradiância normalizada ($1/1000\text{W}/\text{m}^2$)	Potência da Usina (W)	Energia por intervalo (kWh)	Irradiância horária
06:00:00	0,000762182	0,015936371	7649,46	1,91	0,003984093
06:15:00	0,001068412	0,022339296	10722,86	2,68	0,005584824
06:30:00	0,001476309	0,030867951	14816,62	3,70	0,007716988
06:45:00	0,002010823	0,042044038	20181,14	5,05	0,010511009
07:00:00	0,002699783	0,056449401	27095,71	6,77	0,01411235
07:15:00	0,003573074	0,074708936	35860,29	8,97	0,018677234
07:30:00	0,00466137	0,097463962	46782,70	11,70	0,024365991
07:45:00	0,005994367	0,125335434	60161,01	15,04	0,031333859
08:00:00	0,007598563	0,158877346	76261,13	19,07	0,039719336
08:15:00	0,009494626	0,198521879	95290,50	23,82	0,04963047
08:30:00	0,011694524	0,244519261	117369,25	29,34	0,061129815
08:45:00	0,014198601	0,29687667	142500,80	35,63	0,074219167
09:00:00	0,016992874	0,355301762	170544,85	42,64	0,088825441

Tabela 7 - Tabela de Geração da Planta do estudo de caso

(Continuação)

Horário	Irradiância gaussiana (1/1000W/m ²)	Irradiância normalizada (1/1000W/m ²)	Potência da Usina (W)	Energia por intervalo (kWh)	Irradiância horária
09:15:00	0,020046863	0,419157218	201195,46	50,30	0,104789305
09:30:00	0,023312256	0,487432894	233967,79	58,49	0,121858224
09:45:00	0,026722709	0,558741611	268195,97	67,05	0,139685403
10:00:00	0,030194995	0,631343181	303044,73	75,76	0,157835795
10:15:00	0,033631616	0,703199039	337535,54	84,38	0,17579976
10:30:00	0,036924856	0,772056956	370587,34	92,65	0,193014239
10:45:00	0,039962089	0,835562053	401069,79	100,27	0,208890513
11:00:00	0,042632013	0,891387159	427865,84	106,97	0,22284679
11:15:00	0,044831349	0,937372774	449938,93	112,48	0,234343193
11:30:00	0,046471433	0,971665076	466399,24	116,60	0,242916269
11:45:00	0,047484145	0,992839731	476563,07	119,14	0,248209933
12:00:00	0,047826596	1	480000,00	120,00	0,25
12:15:00	0,047484145	0,992839731	476563,07	119,14	0,248209933
12:30:00	0,046471433	0,971665076	466399,24	116,60	0,242916269
12:45:00	0,044831349	0,937372774	449938,93	112,48	0,234343193
13:00:00	0,042632013	0,891387159	427865,84	106,97	0,22284679
13:15:00	0,039962089	0,835562053	401069,79	100,27	0,208890513
13:30:00	0,036924856	0,772056956	370587,34	92,65	0,193014239
13:45:00	0,033631616	0,703199039	337535,54	84,38	0,17579976
14:00:00	0,030194995	0,631343181	303044,73	75,76	0,157835795
14:15:00	0,026722709	0,558741611	268195,97	67,05	0,139685403
14:30:00	0,023312256	0,487432894	233967,79	58,49	0,121858224
14:45:00	0,020046863	0,419157218	201195,46	50,30	0,104789305
15:00:00	0,016992874	0,355301762	170544,85	42,64	0,088825441
15:15:00	0,014198601	0,29687667	142500,80	35,63	0,074219167
15:30:00	0,011694524	0,244519261	117369,25	29,34	0,061129815
15:45:00	0,009494626	0,198521879	95290,50	23,82	0,04963047
16:00:00	0,007598563	0,158877346	76261,13	19,07	0,039719336
16:15:00	0,005994367	0,125335434	60161,01	15,04	0,031333859
16:30:00	0,00466137	0,097463962	46782,70	11,70	0,024365991
16:45:00	0,003573074	0,074708936	35860,29	8,97	0,018677234
17:00:00	0,002699783	0,056449401	27095,71	6,77	0,01411235
17:15:00	0,002010823	0,042044038	20181,14	5,05	0,010511009
17:30:00	0,001476309	0,030867951	14816,62	3,70	0,007716988
17:45:00	0,001068412	0,022339296	10722,86	2,68	0,005584824
18:00:00	0,000762182	0,015936371	7649,46	1,91	0,003984093

O gráfico da Irradiância normalizada pode ser visto na Figura 11, como o resultado de uma gaussiana com variância 8,34 e máximo solar em 1000W/m².

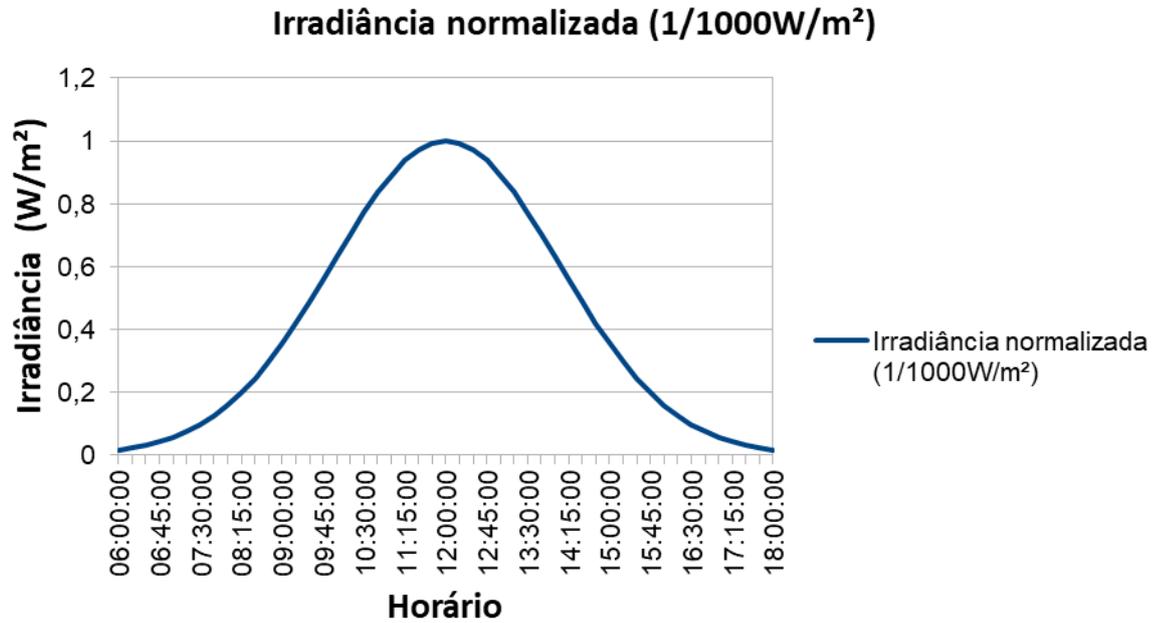


Figura 11 - Irradiância Normalizada. Fonte: o autor.

A função usada é a de distribuição “DIST.NORM.N”, com média de meio dia, para representar o ponto de máxima potência.

Foi usado também o mecanismo de otimização do Excel para se obter a variância que atribuíu o erro zero entre a curva teórica e o obtido pelo CRESEB no que tange a incidência média de 5,21. Os dados podem ser observados na Tabela 8.

Tabela 8 - Obtenção da curva de Irradiância para Campo Grande

Variância	8,341431636
Máximo Solar (W/m ²)	1000
Impostos	22,00%
Irradiância Tabelada (kWh/m ² .dia)	5,21
Irradiância Curva (kWh/m ² .dia)	5,21
Erro da curva	0,00

Para se encontrar a receita total, é necessário considerar toda a receita de geração e os impostos incidentes.

A energia gerada diariamente, é o resultado da soma da energia gerada (potência da usina x incidência normalizada). A receita diária é, portanto, o valor da energia gerada, multiplicada pela tarifa no horário fora de ponta, dado que no horário de ponta, a partir das 18h não existe mais geração solar.

A receita líquida sem impostos é o resultado da geração mensal de energia (TUSD-E e TE) já descontado o valor da Tarifa de Demanda da Geração A4 (minigeração), a tarifa TUSD-D de Geração (Fio B + Rede Básica). Essa receita líquida é transformada em créditos de energia que podem ser compensados em outros empreendimentos do mesmo dono desta planta, gerando a receita através da economia de energia dos investidores da planta.

Está lógica difere de maneira significativa da aplicada para baixa tensão (microgeração), como residência (subgrupo B1) e pequenos comércios (B3). Em baixa tensão, não há tarifa de demanda, somente tarifa de TUSD sobre energia e Tarifa de energia. De acordo com a Resolução 482 (ANEEL, 2012), os créditos de energia são aplicados sobre a tarifa integral (TUSD-E e TE), compensando inclusive os custos de distribuição e transmissão. Há uma grande contestação por meio de várias entidades do mercado de energia desta lógica, pois ocorre na prática um subsídio indireto dos custos de distribuição e transmissão entre todos os outros usuários do sistema. A ANEEL e boa parte das distribuidoras, vem pleiteando para que esta lógica seja modificada e os consumidores de baixa tensão com microgeração também paguem os custos de distribuição e transmissão.

Desse modo, a Receita anual com impostos é o equivalente da receita anual somada ao seu equivalente em impostos, ou seja, considerando aproximadamente 22% em impostos, será o resultado de $246.009,27 * (1+22\%)$. Conforme pode ser observado na Tabela 9.

O resultado da geração, é igual ao valor de R\$300 mil reais por ano.

Tabela 9 - Tabela de Receita com Geração

Energia Diária Gerada (MWh)	2,50
Receita diária (R\$)	856,80
Receita mensal (R\$)	25.703,97
Receita líquida (sem impostos) (R\$)	20.500,77
Receita anual (sem impostos) (R\$)	246.009,27
Receita anual (com impostos) (R\$)	300.131,31
Tempo de <i>payback</i> (anos)	13,42

3.3 Metodologia de análise

Nessa seção são apresentadas as metodologias de análise presentes na construção dos cenários de incerteza. Toda a análise tem forte fundamentação no Fluxo de Caixa a ser gerado e analisado com o uso da Teoria de Opções Reais, após essa definição são demonstrados os mapeamentos de incertezas utilizados, as funções de custo bem como a função de receita utilizada nos cenários propostos. A seguir é mostrado o algoritmo de VPL desenvolvido para a análise de VPL tradicional e o algoritmo GBM para a aplicação de incertezas no Fluxo de Caixa.

O capítulo finaliza com o detalhamento da metodologia de aplicação da Teoria de Opções Reais no estudo de caso.

3.3.1 Fluxo de Caixa

O Fluxo de caixa é um procedimento usado para conhecer o fluxo monetário futuro (entradas e saídas financeiras) de uma determinada empresa, pessoa, grupo, investimento/aplicação etc. (CAMARGOS, 2013).

O fluxo de caixa adotado nesse trabalho, não considera dados em tempo real, mas realiza uma aproximação de acordo com a incidência da região e a curva de incidência esperada. Considera, portanto, como entrada o valor obtido pela geração de energia simulada e os custos são referentes a aquisição e manutenção estimada.

Através do fluxo de caixa, é possível aplicar métodos para análise de investimentos que são utilizados em um processo de decisão. Um dos mais tradicionais e conhecidos métodos é a avaliação pelo Valor Presente Líquido (VPL). Dado como o valor presente dos fluxos de caixa do projeto avaliado.

No contexto dos Sistemas Solares Fotovoltaicos, a forma de remuneração do capital investido é representada pelo recebimento da receita gerada pelo sistema, a qual é obtida calculando-se a geração local e aplicada a tarifa de energia do grupo correspondente. O fluxo de caixa líquido resultante, será equivalente a receita gerada subtraída custos médios de manutenção e operação do sistema.

3.3.2 Função de Custo

A função de custo foi mapeada de acordo com os dados do estudo de caso apresentado.

Para mapeamento das incertezas em uma dimensão, foi aplicado o modelo de Black Scholes conforme indicado na seção 3.3.4 Modelo de Distribuição Geométrica Browniana para cada variação estudada.

Foram aplicadas três incertezas nesse trabalho, sendo duas referentes a variação de custo (Custo dos Inversores e Painéis solares). E a terceira referente a Receita com a incerteza do valor tarifário.

3.3.2.1 Custo mapeado sem incerteza

O Custo mapeado sem incerteza utilizado neste trabalho representa um custo de manutenção da depreciação do sistema. De acordo com o MCPSE, para ativos solares é considerada como mostrado na Tabela 10.

Tabela 10 – Taxas de depreciação para ativos solares. Fonte MCPSE (2015, online), página 217, taxas de depreciação para unidades de geração fotovoltaica

TUC	Descrição TUC	TUC.A1	Descrição Detalhada	Vida útil (anos)	Taxa de depreciação
605	Unidade de Geração Solar Fotovoltaica	605.01	Unidade de Geração Solar Fotovoltaica - Módulo e Suporte	25	4%
		605.10	Unidade de Geração Solar Fotovoltaica - Controladores e Inversores	10	10%
		605.15	Unidade de Geração Solar Fotovoltaica - Bateria	5	20%

Foi utilizado, portanto, 4% anual sobre os módulos fotovoltaicos e para os inversores que são mais robustos, 10% em uma parcela a cada 5 anos.

De modo que para o custo sem incerteza, pode-se mapear o custo inicial conforme Equação 4 e Equação 5.

$$\begin{aligned}
 \text{Custo}(\text{ano} < 5 \text{ ou } \text{ano} > 5) \\
 &= \text{Número}_{\text{Paineis}} * \text{CustoUnitario}_{\text{Painel}} \\
 &\quad * \text{TaxaDepreciação}_{\text{Painel}}
 \end{aligned}
 \tag{Equação 4}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Custo}(\text{ano} = 5) \\
 &= (\text{Número}_{\text{Paineis}} * \text{CustoUnitario}_{\text{Painel}} \\
 &\quad * \text{TaxaDepreciação}_{\text{Painel}}) + (\text{Número}_{\text{Inversores}} \\
 &\quad * \text{CustoUnitario}_{\text{Inversor}} \\
 &\quad * \text{TaxaDepreciação}_{\text{Inversor}})
 \end{aligned}
 \tag{Equação 5}$$

3.3.2.2 Custo mapeado com incerteza no valor de compra dos painéis solares

O custo mapeado com incerteza para painéis solares segue a tendência apresentada de queda conforme apresentado nos estudos (LOYS, 2012; PENIZZOTTO, 2019).

Conforme mostrado por (PENIZZOTTO, 2019), quando considerado o cenário de produção mundial, a queda nos últimos anos do preço dos painéis solares apresenta um *drift* de 0,07 e uma variância de 0,12 para cada kWh dos painéis.

Os valores ajustados para MWh e carregados com os dados do estudo de caso desse trabalho são apresentados no algoritmo descrito na Figura 12.

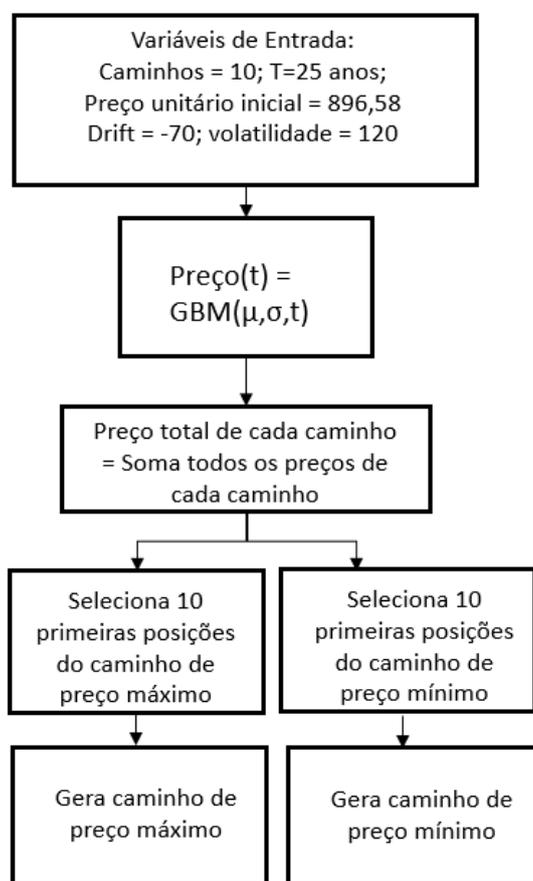


Figura 12 - Função de custo para incerteza no preço do painel. Fonte: o autor.

É válido ressaltar que a análise fornece como resultado 10 caminhos de preços possíveis, no qual cada caminho é o resultado da aplicação do algoritmo GBM que contém

um nível de aleatoriedade determinado dentro de uma faixa de variância. Dos dez caminhos obtidos, dois caminhos de preços principais são considerados para o mapeamento das tabelas de fluxo de caixa obtidas nos resultados, o caminho com o máximo preço e o caminho com o menor preço.

3.3.2.3 Custo mapeado com incerteza no valor de compra do inversor

O custo mapeado para os inversores, obedece a critérios nacionais. Devido à complexidade de ligação com a rede de energia brasileira, os inversores devem seguir uma norma específica de operação a NBR16149 DE 03/2013 - Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. Desse modo foi tomada sua cotação nacional e aplicada a expectativa de inflação para o período considerado, gerada com o algoritmo GBM.

A expectativa utilizou como dados o índice nacional absoluto do IPCA, obtido através de divulgação do IPEA (2022, online).

Foram considerados os valores anuais na posição de janeiro de 2018 a 2021 por se tratar do último ciclo de revisão tarifária da EMS (Energisa Mato Grosso do Sul) que atende a região do estado de Mato Grosso do Sul, o qual é utilizado na análise de estudo de caso deste trabalho, conforme mostrado na Tabela 11.

Tabela 11 – Variação de IPCA anual. Fonte: IPEA (2022, online)

IPCA			
ANO	INDICE	Inflação	Incremento
2018	4.930,72	-	-
2019	5.116,93	3,8%	186,21
2020	5.331,42	4,2%	214,49
2021	5.574,49	4,6%	243,07
		Variância	240,3284999
		Drift	214,59

O caminho do algoritmo é descrito na Figura 13, no qual o preço do Painel é simulado em 10 caminhos com resolução diária considerando uma duração padrão do sistema de 25 anos.

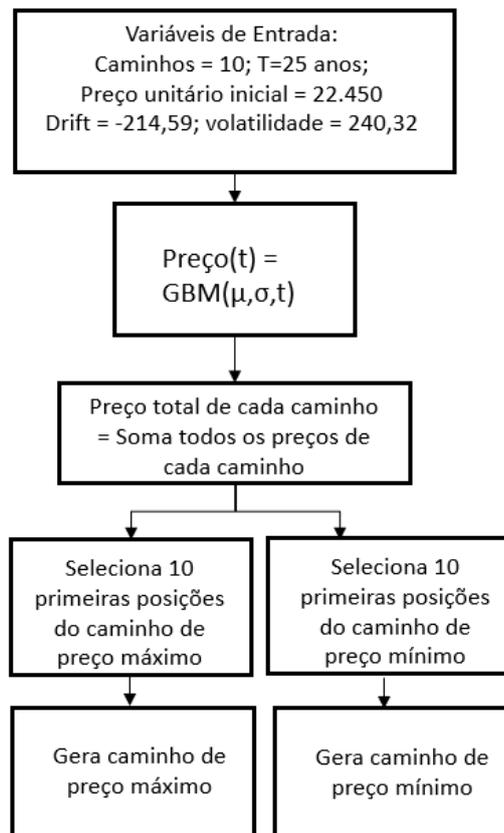


Figura 13 - Função de custo para incerteza no preço do inversor. Fonte: o autor.

De modo semelhante ao realizado na seção 3.3.2.2 Custo mapeado com incerteza no valor de compra dos painéis solares, a análise fornece como resultado 10 caminhos de preços possíveis. Cada caminho é o resultado da aplicação do algoritmo GBM que contém um nível de aleatoriedade determinado dentro de uma faixa de variância. Dos dez caminhos obtidos, dois caminhos de preços principais são considerados para o mapeamento das tabelas de fluxo de caixa obtidas nos resultados, o caminho com o máximo preço e o caminho com o menor preço.

3.3.2.4 Função de Receita

A função de receita considera a tarifa de remuneração caso seja tomado o cenário de tarifa vigente, caso não haja incerteza mapeada e o cenário de tarifa estimada considerando que a tarifa siga o movimento geométrico browniano.

Conforme realizado por (PENIZZOTTO, 2019), foi realizada uma análise das tarifas durante o 4 CRTP para a EMS, considerando a faixa de aplicação da planta solar em estudo e sua modalidade específica para o caso desse estudo.

Como o primeiro valor de tarifa do período considerado foi atípico com relação a tendência sequente, não foi considerado na amostra, sendo analisados os anos de 2019-2021, conforme indicado na Tabela 12. A mínima taxa de crescimento esperada é referente ao último valor de aumento a ser tomado anualmente, sem considerar variações ou incerteza, como a análise de volatilidade do histórico de tarifas na análise.

É válido considerar que as métricas de cada ciclo de revisão tarifária são tomadas para otimização do processo e são descritas nas versões lançadas do PRORET (Procedimentos de Regulação Tarifária). Devido a diferença entre ciclos, optou-se por utilizar o mais recente, que reflete a metodologia de reconhecimento de ativos mais otimizada e conseqüentemente a realimentação para a parcela B de investimentos e tarifa por conseqüente.

Tabela 12 – Variação da tarifa. Fonte: SPARTAs (2021, online)

Tarifa - 4 CRTP								
PCAT	Empresa	SubGrupo	Posto	Modalidade	TUSD	TE	Tarifa	Incremento
2018	EMS	A4	Fora Ponta	Azul	18,87	0,00	18,87	<i>outlier</i>
2019	EMS	A4	Fora Ponta	Azul	78,53	251,67	330,2	
2020	EMS	A4	Fora Ponta	Azul	82,55	260,06	342,61	12,41
2021	EMS	A4	Fora Ponta	Azul	92,47	258,50	350,97	8,36
						Variância	8,532881	
						Drift	10,385	

Receita mapeada sem incerteza

A receita mapeada sem incerteza representa o valor de tarifa em 2021 aplicada na geração específica do sistema em estudo.

Receita mapeada com incerteza

A receita mapeada com incerteza, aplica os valores de tendência apresentados por análise direta da tarifa e são descritos na seção de resultados.

Como mostrado na Figura 14, foram utilizados 10 caminhos de geração de dados, e tomados os valores que resultaram na maior e menor soma das tendências. Tais dados servem de insumo para a geração dos novos fluxos de caixa com incertezas.

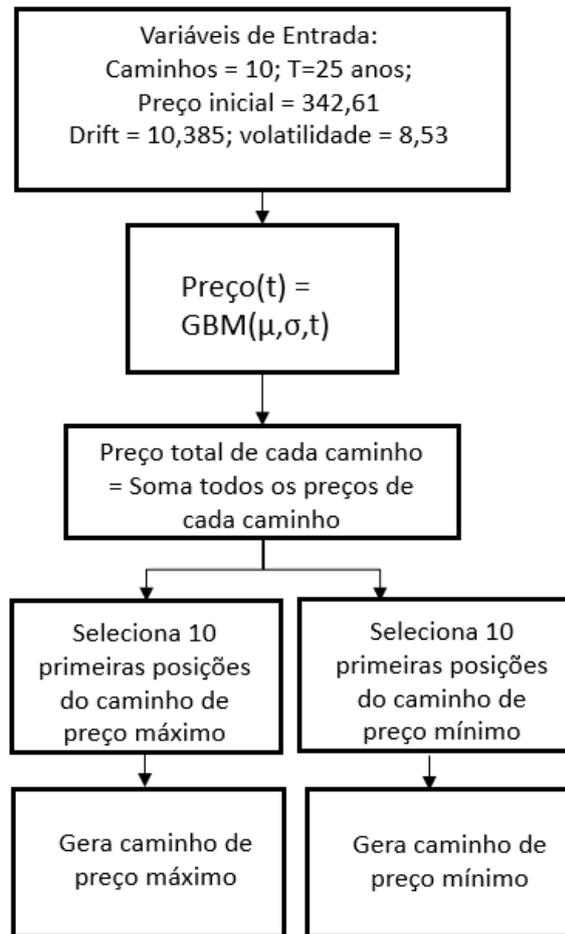


Figura 14 - Função de receita para incerteza no valor da tarifa. Fonte: o autor.

Para cada cenário de incerteza, foi verificado o fluxo de caixa obtido. A análise de cada fluxo de caixa fornece os insumos necessários para a aplicação da TOR, conforme apresentado por (MEDEIROS, 2013).

De acordo com (COPELAND, 2001; MEDEIROS, 2013) ambos os métodos de VPL clássico e Opções Reais consideram o Fluxo de Caixa ao longo da vida do projeto, descontam este fluxo para o presente e ambas usam o custo de oportunidade de capital, ou seja, trazem este fluxo equivalente para o presente, e ambas são análise de fluxos de caixas descontado considerando o custo de oportunidade de capital. Porém o VPL clássico não considera flexibilidade na tomada de decisão.

3.3.3 VPL

É o indicador que calcula o valor presente (ou atual) de uma série de movimentos financeiros futuros, descontados a uma taxa de juros apropriada, considerando o investimento inicial. Descrito de acordo com a Equação 6 e a Equação 7.

$$VPL = \sum_{i=1}^n \frac{\text{Fluxo de Caixa}_i}{(1+r)^i} - \text{Investimento Inicial} \quad \text{Equação 6}$$

Sendo n o número de períodos considerados, r a taxa de desconto considerada, Fluxo de caixa como a variação de receitas e despesas.

$$VP = \frac{\text{Valor Futuro}}{(1+r)^i} \quad \text{Equação 7}$$

Sendo VP o Valor Presente do Fluxo de caixa considerado em valor futuro, r a taxa de desconto considerada e i o período futuro considerado.

O algoritmo desenvolvido é mostrado na Figura 15.

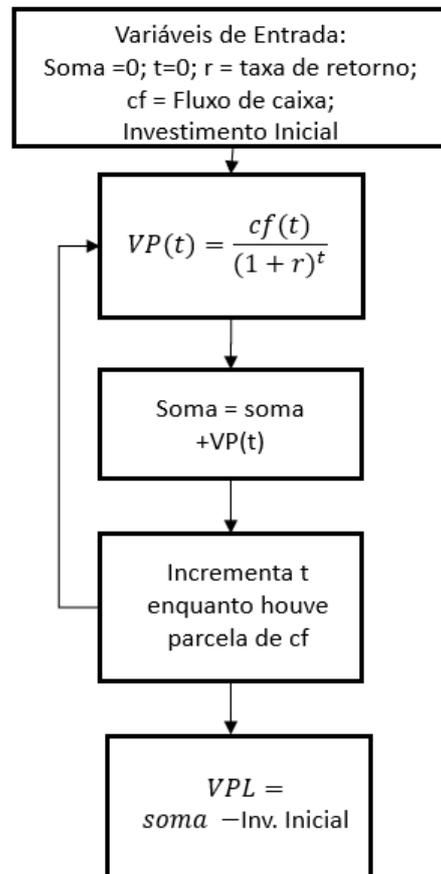


Figura 15 - Algoritmo do VPL desenvolvido. Fonte: o autor.

3.3.4 Modelo de Distribuição Geométrica Browniana

As análises de incerteza desse trabalho são mapeadas através de um modelo computacional estocástico desenvolvido com a combinação dos algoritmos de Distribuição Geométrica Browniana e Black Scholes.

O Modelo de Distribuição Geométrica Browniano foi pela primeira vez aplicado em 1959, e desde então é amplamente usado para simular variações de preços, como ações, títulos e inflação (KOBAYASHI, 2012).

Black Scholes mostrou que a partir da Distribuição Geométrica Browniana, é possível se estabelecer uma relação (KOBAYASHI, 2012) em que o valor derivativo da função $F(t)$, o qual é o valor do preço de mercado, é função do movimento Browniano por $S(t)$ e do tempo em si. Amplamente conhecida como Equação diferencial de Black Scholes para o preço de opção, através da qual é possível acompanhar o valor o valor de $F(S,t)$ que satisfaça a equação diferencial parcial mostrado na Equação 8.

$$\frac{\partial}{\partial t}F(S, t) + bS \frac{\partial}{\partial S}F(S, t) + \frac{\sigma^2 S^2}{2} \frac{\partial^2}{\partial S^2}F(S, t) = rF(S, t), t < T^* \quad \text{Equação 8}$$

Onde: r é a taxa de retorno, d é o dividendo do ativo, e $b = r-d$ represente o custo de se manter o ativo. O tempo T^* é o exercício do derivativo.

O modelo é mais conhecido no meio financeiro por sua equação no tempo contínuo como um processo de *Markov*, que pode ser definido como solução para o processo estocástico diferencial com coeficientes de *drift* e difusão (ou variância). As quais dependem somente do valor corrente do processo. Ou seja, que se alimenta do movimento natural histórico das suas variáveis.

Partindo então do movimento mapeado, para o estudo de caso em questão, apresenta uma modelagem com caminho estocástico variante com um nível de “*drift*” e variância obtida. O caminho traçado para um processo unidimensional pode ser simplificado e é frequentemente aplicado como mostrado na Equação 9 (THIERFELDER, 2015).

$$dXS_t = \mu(XS_t)dt + \sigma(S_t)dWt$$

Equação 9

No qual W_t com $t \geq 0$ é uma distribuição de Wiener.

A modelagem de preço no mercado, ainda se dá quando o preço inicial do ativo é necessariamente positivo, de modo que a variável preço de mercado S_t ($S_0 > 0$) deve ser positiva no momento inicial, μ é a constante de taxa de retorno, σ é a constante de volatilidade e S_0 é o valor inicial do preço (THIERFELDER, 2015):

Usando a propriedade de que o movimento Browniano pode ser aproximado (KOBAYASHI, 2012; CHAPRA, 2011) na Equação 10.

$$E[dW_t(t)^2] = dt \quad \text{Equação 10}$$

É usado nesse trabalho o mesmo conceito explicado em (CHAN, 2017) na página 28, que considera as condições necessárias para um movimento browniano.

O modelo, quando aplicado o teorema de limite central, o qual implica que o incremento do movimento deve possuir distribuição normal, e ser caracterizado pela sua média e desvio padrão forma:

- ➔ A média, ou valor esperado do incremento dz é igual a zero
- ➔ A variância ou variável randômica, é a acumulação dos efeitos independentes ao longo do intervalo de tempo é proporcional ao tamanho do intervalo: nesse caso dt . Uma vez que o desvio padrão de dz é proporcional a raiz quadrada de dt , chamado de $dt^{1/2}$.

É válido considerar que a aplicabilidade presente no mercado de ações, especialmente em derivativos e opções é amplamente estendida e utilizada na valoração de ativos reais. Sendo um dos três métodos mais usualmente utilizados (PENIZZOTTO, 2019).

O algoritmo do modelo GBM desenvolvido é mostrado na Figura 16.

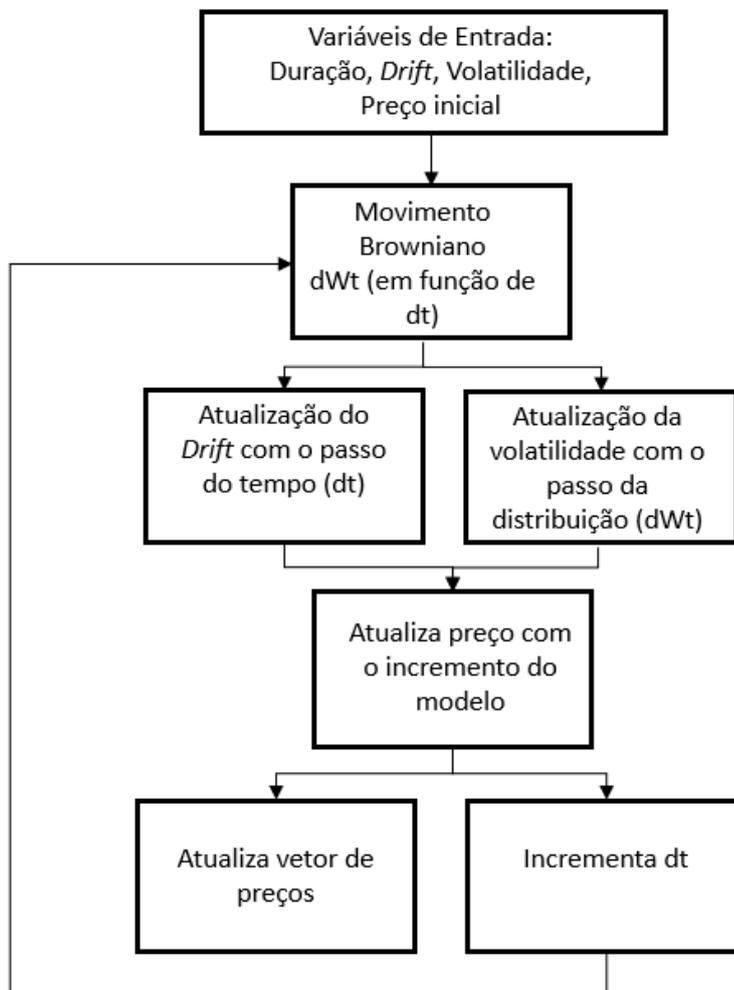


Figura 16 - Algoritmo do modelo GBM desenvolvido. Fonte: o autor.

3.3.5 Análise por Teoria de Opções Reais

Em um negócio ou investimento, existe a opção de se concretizar o objetivo ou de se adiar o início do projeto, o início de sua expansão, ou mesmo o seu abandono. Essas decisões gerenciais, entretanto, tem um custo predeterminado denominado preço de exercício (MEDEIROS, 2013). Dentro dos valores das opções reais, seis fatores são

determinantes para sua composição segundo (COPELAND, 2001; MEDEIROS, 2013).

Dentre eles:

- 1) Valor do ativo subjacente sujeito a risco: Risco inerente ao preço do ativo com a movimentação de mercado;
- 2) Preço de exercício: valor necessário para se exercer uma opção, seja para compra ou venda de um ativo. Se o preço de exercício se eleva, se mostra mais vantajosa a opção de venda por exemplo;
- 3) Prazo de vencimento da opção: limite de tempo para a tomada de decisão;
- 4) Desvio padrão do valor do ativo subjacente sujeito a risco: O valor de uma opção aumenta com o risco do ativo, o preço de exercício aumenta conforme a volatilidade do ativo.

Todas as variáveis de maior impacto mencionadas por (COPELAND, 2001) possuem uma entrada determinada no Modelo Geométrico Browniano usado neste trabalho.

Na aplicação da TOR para projetos (MEDEIROS, 2013) relata ser necessário verificar as opções reais de um investimento, e escolher um modelo de precificação de opções, para determinar as variáveis e calcular o valor das opções. O modelo escolhido foi o Black e Scholes e as variáveis financeiras do modelo foram substituídas pelas usadas para o projeto solar, como indicado na Figura 17.

Projeto Solar	Símbolo	Opção de Compra
Investimento Inicial	K	Preço de exercício da opção
Valor Presente	S	Valor atual do ativo de base
Tempo para a data de decisão	t	Tempo para o vencimento da opção
Volatilidade do fluxo de caixa	σ	Volatilidade do ativo base
Taxa básica de juros	r	Taxa de juros livre de risco

Figura 17 - Quadro de equivalência projeto solar e opção de compra

O modelo de Black-Scholes, utilizado para calcular uma opção segundo (ROSS, 2013; SAURIN, 2002) e conforme explicado e aplicado por (MEDEIROS, 2013), envolve cinco parâmetros principais para se ter o valor da opção de investir conforme mostrado na Equação 11.

$$C = SN(d1) - X/e^{rt}N(d2) \quad \text{Equação 11}$$

Sendo:

C = Valor da opção de compra ou investimento

S = Preço corrente do ativo

X = Preço de exercício

$N(d)$ = Probabilidade de que uma variável aleatória, com distribuição normal padronizada, seja menor ou igual a d . Existem duas probabilidades, a probabilidade de subida mostrada na Equação 12 e a probabilidade de descida mostrada na Equação 13.

$$d1 = [\ln(S/K) + \left(r + \frac{\sigma^2}{2}\right)t]\sqrt{\sigma^2 t} \quad \text{Equação 12}$$

$$d2 = d1 - \sqrt{\sigma^2 t} \quad \text{Equação 13}$$

σ = variância da amostra

r = taxa de juros anual

t = período para a tomada de decisão de realizar o investimento

Nesse trabalho foi utilizada a geração de incerteza para a Tarifa (Receita), Preço de Painel Solar (Custo) e Preço de Inversor (Custo). Seguiu-se a metodologia de caminhos simulados tal qual realizado por (PENIZZOTTO, 2019). Ajustes, entretanto, de análise dos cenários foram realizados, de acordo com dados históricos característicos da região do estudo de caso. Como por exemplo a tendência de evolução da tarifa, e aplicação de correção monetária para o custo orçado de inversor representando mais diretamente o mercado local.

4 RESULTADOS

Nesta seção são apresentados os resultados da aplicação da Teoria de Opções Reais no estudo de caso proposto. É comparada a metodologia de valoração por VPL tradicional e VPL expandido.

Para a realização da aplicação da TOR, são mostrados os resultados do algoritmo GBM para o mapeamento de caminhos de simulação com incertezas bem como são detalhados os fluxos de caixa sempre considerando os caminhos de preço mais distantes entre si, que é o preço mínimo e o preço máximo para cada cenário trabalhado.

São demonstrados os resultados perante o cenário sem incertezas, com incerteza no preço no inversor, com incerteza no preço dos painéis solares e com incerteza na tarifa. Os resultados são ao final interpretados e discutidos no viés da Teoria de Opções Reais.

4.1 ESTUDO DE CASO 1: Cenário sem incerteza

Os valores obtidos por cotação e dados históricos tabelados relevantes para a análise são mostrados na Tabela 13 e são usados como variáveis de entrada para o estudo de caso.

Tabela 13 - Variáveis de entrada para cenário sem incerteza.

Parâmetros Gerais	
Potência (kW)	480
Tarifa A4 Demanda (R\$/kW)	10,84
Taxa Custos	4%
Taxa Inversor	10%
COM (R\$)	205.071
UAR INVERSOR FIXA (R\$)	22.450
UAR PAINEL FIXA (R\$)	897
QTDD Painel (unidade)	1.230
QTDD INVERSOR (unidade)	8
IMPOSTOS	22%
Geração Diária (MWh)	2,5
r	12%
Investimento inicial (R\$)	1.955.045

Com os dados mostrados na Tabela 13, procedeu-se com a geração do cenário base de fluxo de caixa, no qual o custo é dado para se manter a depreciação conforme mapeado pela ANEEL através do MCPSE (2015, online) vigente.

Para o cálculo da Receita foi utilizado o perfil de geração média do sistema com a remuneração dada pela compensação através da Tarifa a ser recebida pela geração do sistema.

Dado que um sistema de geração de energia tem sua vida útil em 25 anos, e considerando como proxy que a tarifa reflete o ajuste dos custos não gerenciáveis durante o processo de geração a distribuição de energia, a Tabela 14 mostra ser um projeto viável no horizonte de seu funcionamento.

Tabela 14 - Simulação do Fluxo de Caixa sem aplicação de TOR

Fluxo de Caixa						
-	Ano 0	Ano 5	Ano 10	Ano 15	Ano 20	Ano 25
VP		981.632	641.814	422.632	270.049	170.390
ANO	-	1	2	3	4	5
RECEITA	-	1.592.479	1.822.034	2.051.590	2.281.145	2.510.700
CUSTO	1.955.045	220.559	238.519	220.559	220.559	220.559
MARGEM	- 1.955.045	1.371.920	1.583.515	1.831.031	2.060.586	2.290.142
					VPL	531.472

Entretanto, como é um projeto que tem seu payback em um horizonte acima de 10 anos, foram realizadas simulações com a tarifa e o custo fixado afim de se analisar o impacto no período que o investimento ainda não é viável para verificar o impacto do mapeamento de incertezas no valor da opção.

A geração do fluxo de caixa segue então como mostrado na Tabela 15.

Tabela 15 - Fluxo de caixa para cenário sem incerteza, com tarifa e custos fixados

Fluxo de Caixa										r	0,12
-	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	
VP		228.589	204.097	182.230	162.705	145.272	120.608	115.810	103.402	92.323	
ANO	-	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
RECEITA	-	300.131	300.131	300.131	300.131	300.131	300.131	300.131	300.131	300.131	
CUSTO	1.955.045	44.112	44.112	44.112	44.112	44.112	62.072	44.112	44.112	44.112	
MARGEM	- 1.955.045	256.020	256.020	256.020	256.020	256.020	238.060	256.020	256.020	256.020	
									DP	5.644	
									MED	254.024	
									VAR	2,22%	
									VP	1.355.037	
									VPL	-R\$ 535.721	

O cenário mostra um VPL negativo desconsiderando quaisquer incertezas do projeto e do movimento futuro de preços.

Como não existe incerteza mapeada, tem-se o seguinte resumo obtido com o cenário 1, mostrado na Tabela 16. Observando que a janela do projeto é diferente da janela de decisão. O projeto tem o horizonte de duração de 25 anos, sendo a análise da TOR aplicada em um período de 10 anos (menor que o *payback*) mas tendo o investidor a janela de 1 ano para decisão se investe no projeto da planta de minigeração solar.

Tabela 16 - Quadro resumo para o cenário sem incerteza

Cenário sem Incerteza		
Opção real de investir	Símbolo	Valores
Investimento Inicial	(K)	1.955.044,80
VPL	-	535.721,11
VP	(S)	1.355.037,15
Tempo para a decisão (anos)	(t)	1
Volatilidade do Fluxo de Caixa (%)	(σ)	2,22
Taxa de Juros (%)	(r)	12

4.2 ESTUDO DE CASO 2: Variação do Custo do Inversor

Para o estudo de caso da incerteza sobre o custo do inversor, foram gerados “caminhos” de possibilidade de preços que o inversor pode ter no decorrer do tempo.

O mapeamento dos caminhos de preço do inversor, conforme descrito, seguiu a criação de 10 caminhos através do movimento geométrico browniano, que utiliza a geração de dados aleatória com distribuição normal.

Os dados de entrada do modelo de incerteza mostrados na Tabela 17.

Tabela 17 - Variáveis de entrada para a função de mapeamento de incerteza do custo do inversor

Inversor	
Caminhos	10
Preço Inicial (R\$)	22.450
Drift	-214,59
Volatilidade	240,32
dt	1/365
T (anos)	25

Para a geração dos caminhos com incerteza, tal qual a incerteza seja aleatória, mas contida dentro de um nível de variância, conforme solicitado pelo algoritmo GBM, foram criados dez caminhos de preços. Para a criação desses caminhos, para que os dados sejam reproduzíveis foi utilizada a função de semente na geração randômica do programa em *python* que foi utilizado para gerar os dados, essa semente garante que os dados sejam aleatórios, mas reproduzíveis de igual forma a cada vez que solicitada a

função a geração dos dados. Os caminhos gerados podem ser observados na Figura 18.

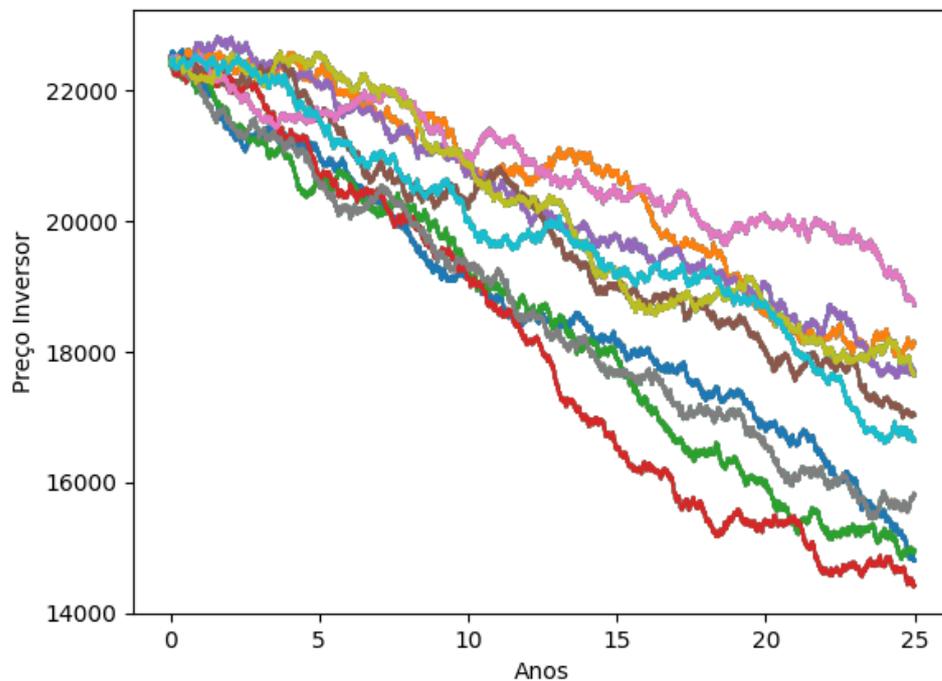


Figura 18 - Simulação de caminhos gerados com o algoritmo de GBM para os preços de inversores ao longo de 25 anos

É possível verificar que cada caminho de possível preço para o inversor no horizonte de 25 anos, com resolução diária obedece a uma distribuição distinta, e dois caminhos se destacam, o caminho superior (máximo preço no período), e o caminho inferior (menor preço no período).

Como somente os custos com o inversor foram mapeados nessa simulação, foi considerada a receita sem incerteza e que apresentou o fluxo de caixa como margem entre custos com incerteza sobre o inversor e receita sem incerteza.

Para o horizonte de 25 anos, foi simulado os fluxos de caixa e análise de VPL tradicional considerando os caminhos de máximo preço e mínimo preço.

O caminho que demonstrou os menores preços pode ser observado na Tabela 18, com os menores preços levando a menores gastos e um VPL mais elevado.

Tabela 18 – Simulação de VPL tradicional para o horizonte de 25 anos na planta de minigeração solar do estudo de caso. Incerteza presente no inversor e tomado o caminho de menor preço.

Fluxo de Caixa						
MIN	Ano 0	Ano 5	Ano 10	Ano 15	Ano 20	Ano25
VP		952.063	625.967	408.477	262.017	165.832
ANO	0	5	10	15	20	25
RECEITA	0	1.592.479	1.822.034	2.051.590	2.281.145	2.510.700
CUSTO	1.955.045	261.573	277.694	277.694	277.694	277.694
MARGEM	-1.955.045	1.330.906	1.544.340	1.773.896	2.003.451	2.233.007
VPL						459.311

O caminho que demonstrou os maiores preços pode ser observado na Tabela 19, com os maiores preços levando a maiores gastos e um VPL mais reduzido.

Tabela 19 - Simulação de VPL tradicional para o horizonte de 25 anos na planta de minigeração solar do estudo de caso. Incerteza presente no inversor e tomado o caminho de maior preço.

Fluxo de Caixa						
MAX	Ano 0	Ano 5	Ano 10	Ano 15	Ano 20	Ano 25
VP		952.063	625.347	408.125	261.817	165.719
ANO	0	5	10	15	20	25
RECEITA	0	1.592.479	1.822.034	2.051.590	2.281.145	2.510.700
CUSTO	1.955.045	261.573	278.917	278.917	278.917	278.917
MARGEM	-1.955.045	1.330.906	1.543.117	1.772.672	2.002.228	2.231.783
VPL						458.027

Considerando o horizonte menor e afim de analisar a incerteza somente no custo e no horizonte menor de 10 anos, o caminho que apresentou o custo máximo, mostra o menor VPL conforme esperado, como mostrado na Tabela 20.

Fluxo de Caixa										r	0,12
MAX	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	
VP		221.265	197.558	176.391	157.492	140.618	116.764	112.100	100.089	89.365	
ANO	-	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
RECEITA	-	300.131	300.131	300.131	300.131	300.131	300.131	300.131	300.131	300.131	
CUSTO	1.955.045	52.315	52.315	52.315	52.315	52.315	69.659	52.315	52.315	52.315	
MARGEM	- 1.955.045	247.817	247.817	247.817	247.817	247.817	230.472	247.817	247.817	247.817	
									DP	5.451	
									MED	245.890	
									VAR	2,22%	
									VP	1.311.642	
									VPL	-R\$ 574.467	

Tabela 20 - Fluxo de caixa obtido com a incerteza mapeada no vetor de máximo valor para o custo do inversor

Verifica-se também que o custo é maior que o custo sem incerteza, indicando que a opção de espera pode nesse caso colocar em risco a viabilidade do projeto, mesmo que com o decréscimo do preço do inversor e sendo menos negativo que o VPL tradicional, ainda assim não se torna viável o projeto caso o custo siga o caminho de inflação do país e não ocorra novos produtores de inversor entrantes no mercado.

Considerando o horizonte menor e afim de analisar a incerteza somente no custo e no horizonte menor de 10 anos, o caminho que apresentou o custo mínimo também mostra que o sistema não é viável no horizonte de 10 anos, como mostrado na Tabela 21.

Tabela 21 - Fluxo de caixa obtido com a incerteza mapeada no vetor de mínimo valor para o custo do inversor

Fluxo de Caixa											r	0,12
MIN	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9		
VP		221.265	197.558	176.391	157.492	140.618	117.384	112.100	100.089	89.365		
ANO	-	1	2	3	4	5	6	7	8	9		
RECEITA	-	300.131	300.131	300.131	300.131	300.131	300.131	300.131	300.131	300.131		
CUSTO	1.955.045	52.315	52.315	52.315	52.315	52.315	68.435	52.315	52.315	52.315		
MARGEM	- 1.955.045	247.817	247.817	247.817	247.817	247.817	231.696	247.817	247.817	247.817		
											DP	5.066
											MED	246.026
											VAR	2,06%
											VP	1.312.262
											VPL	-R\$ 573.913

Com o auxílio do modelo de Black Scholes, pode ser visto o valor da opção e o valor do projeto indicado na Tabela 22.

Tabela 22 - Quadro resumo para o cenário com incerteza no preço do inversor

Incerteza no Inversor				
Opção real de investir	Símbolo	Valores (cenário max)		Valores (cenário min)
Investimento Inicial	(K)	1.955.044,80		1.955.044,80
VPL		- 573.913,07		- 574.466,60
VP	(S)	1.312.262,16		1.311.642,21
Tempo para a decisão	(t)		1	1
Volatilidade do Fluxo de Caixa	(σ)		2,06	2,22
Taxa de Juros	(r)		12	12
d1			0,6892	0,7093
d2			1,3700	1,5075
N(d1)			0,7546	0,7609
N(d2)			0,0853	0,0658
Opção	(C)	842.383,19		883.867,74
Valor do Projeto		268.470,12		309.401,14

Pode se verificar, entretanto, que quando aplicada a TOR, o custo de opção é positivo, indicando que em ambos os cenários, é viável a espera de mais um ano para a tomada de decisão. A informação gerencial repassada é a de que o projeto não precisa ser recusado de imediato, visto que se renunciaria a um saldo relevante caso o movimento de mercado de queda de preço aconteça. O investidor tem a opção de construir o sistema, mas não a obrigação de construir o sistema.

O VPL estendido é dado pelo VPL tradicional somado o custo da opção, o que leva a um valor positivo, indicando que o projeto deve permanecer no “radar” do investidor.

4.3 ESTUDO DE CASO 3: Variação do Custo do Painel

Para o estudo de caso da incerteza sobre o custo do painel, foram gerados “caminhos” de possibilidade de preços que o painel pode ter no decorrer do tempo.

Para a aplicação da incerteza, conforme realizado no cenário de incerteza sobre o inversor, o mapeamento dos caminhos de preço do painel, seguiu a criação de 10 caminhos através do movimento geométrico browniano, que utiliza a geração de dados aleatória com distribuição normal. Considerando que o resultado obedece ao nível de variância preestabelecido e obtido através da análise dos dados históricos da variável trabalhada.

Os dados de entrada do modelo de incerteza indicados na Tabela 23.

Tabela 23 - Variáveis de entrada para a função de mapeamento de incerteza do custo dos painéis

Painel	
Caminhos	10
Preço Inicial (R\$)	896,58
Drift	-70
Volatilidade	120
dt	1/365
T (anos)	25

A geração dos caminhos de preços obtida considerando o preço unitário individual de R\$ 896,58 para uma duração de 25 anos seguiu a distribuição indicado na Figura 19.

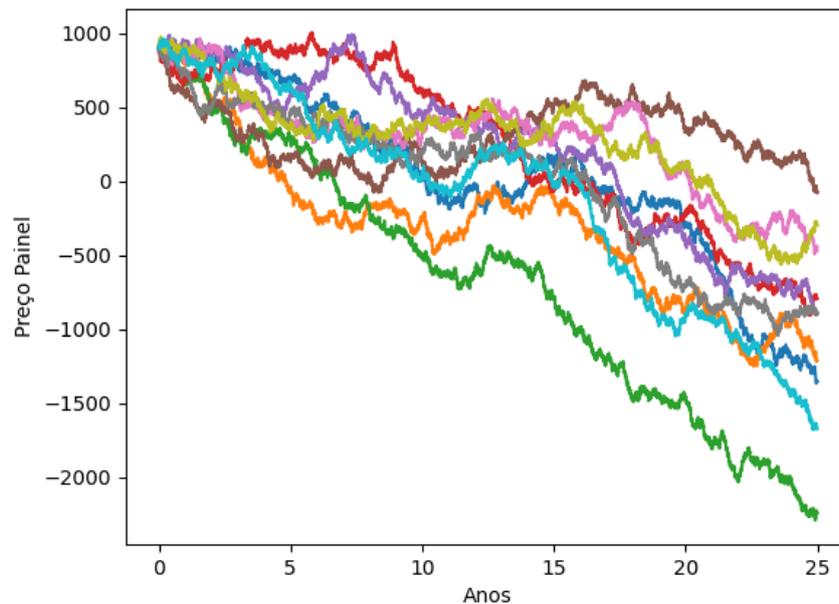


Figura 19 - Simulação de caminhos gerados com o algoritmo de GBM para os preços de painéis ao longo de 25 anos

Como somente os custos com o painel foram mapeados nessa simulação, foi considerada a receita sem incerteza e que apresentou o fluxo de caixa como margem entre Custos com incerteza sobre o painel e receita sem incerteza.

Os caminhos mais distantes entre si de preço máximo e mínimo também foram considerados nessa análise, a princípio com a análise do VPL tradicional para a posterior aplicação do VPL estendido da TOR.

Para o horizonte de 25 anos, é observado um fluxo de caixa como segue para ambos o caminho de menor preço conforme mostrado na Tabela 24.

Tabela 24 - Simulação de VPL tradicional para o horizonte de 25 anos na planta de minigeração solar do estudo de caso. Incerteza presente no painel e tomado o caminho de menor preço.

Fluxo de Caixa						
MIN	Ano 0	Ano 5	Ano 10	Ano 15	Ano 20	Ano25
VP		994.667	683.507	442.375	283.931	186.453
ANO	0	5	10	15	20	24
RECEITA	0	1.592.479	1.822.034	2.051.590	2.281.145	2.510.700
CUSTO	1.955.045	195.660	136.234	134.506	111.870	5.638
MARGEM	-1.955.045	1.396.819	1.685.800	1.917.084	2.169.275	2.505.062
VPL						635.888

Para o mesmo horizonte de 25 anos e considerando o maior preço, é visto que o VPL fica ligeiramente reduzido conforme esperado, mas como o período está acima do payback, a análise retorna sua viabilidade imediata.

Tabela 25 - Simulação de VPL tradicional para o horizonte de 25 anos na planta de minigeração solar do estudo de caso. Incerteza presente no painel e tomado o caminho de maior preço.

Fluxo de Caixa						
MAX	Ano 0	Ano 5	Ano 10	Ano 15	Ano 20	Ano 24
VP		967.336	632.498	447.560	296.596	185.778
ANO	0	5	10	15	20	24
RECEITA	0	1.592.479	1.822.034	2.051.590	2.281.145	2.510.700
CUSTO	1.955.045	243.563	257.904	105.377	18.175	14.665
MARGEM	-1.955.045	1.348.916	1.564.130	1.946.212	2.262.970	2.496.035
VPL						574.724

Considerando o horizonte menor e afim de analisar a incerteza somente no Custo e no horizonte menor de 10 anos, o caminho que apresentou o custo máximo, mostra o menor VPL conforme esperado, como mostrado na Tabela 26.

Tabela 26 - Fluxo de caixa obtido com a incerteza mapeada no vetor de maior valor para o custo do painel

Fluxo de Caixa										r	0,12	
MAX	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9		
VP		229.404	202.862	179.468	156.887	139.977	116.312	111.748	103.216	89.527		
ANO	-	1	2	3	4	5	6	7	8	9		
RECEITA	-	300.131	300.131	300.131	300.131	300.131	300.131	300.131	300.131	300.131		
CUSTO	1.955.045	43.199	45.661	47.992	53.266	53.444	70.552	53.093	44.572	51.865		
MARGEM	- 1.955.045	256.932	254.470	252.139	246.865	246.687	229.579	247.038	255.559	248.266		
											DP	7.716
											MED	248.615
											VAR	3,10%
											VP	1.329.401
											VPL	-R\$ 558.611

A análise mostra que a incerteza indica que mesmo esperando, o sistema não é viável economicamente, mesmo que apresente o custo mínimo dos caminhos de preço obtido, conforme mostrado na Tabela 27.

Tabela 27 - Fluxo de caixa obtido com a incerteza mapeada no vetor de menor valor para o custo do painel

Fluxo de Caixa										r	0,12	
MIN	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9		
VP		225.162	198.390	186.373	171.673	154.331	131.716	123.283	111.461	100.942		
ANO	-	1	2	3	4	5	6	7	8	9		
RECEITA	-	300.131	300.131	300.131	300.131	300.131	300.131	300.131	300.131	300.131		
CUSTO	1.955.045	47.950	51.271	38.291	30.000	28.147	40.148	27.592	24.158	20.212		
MARGEM	- 1.955.045	252.181	248.861	261.840	270.131	271.984	259.984	272.540	275.974	279.919		
											DP	10.149
											MED	265.935
											VAR	3,82%
											VP	1.403.330
											VPL	-R\$ 492.602

É válido ressaltar que a janela de 10 anos é colocada nos cenários de modo a fornecer uma análise de mais curto prazo, caso o investidor requira um retorno mais imediato, variando de acordo com o seu perfil de investidor.

Com o auxílio do modelo de Black Scholes, pode ser visto o valor da opção e o valor do projeto indicados na Tabela 28.

Tabela 28 - Quadro resumo para o cenário com incerteza no preço do Painel

Incerteza no Painel				
Opção real de investir	Símbolo	Valores (cenário min)		Valores (cenário max)
Investimento Inicial	(K)		1.955.044,80	1.955.044,80
VPL		-	492.602,34	- 558.610,91
VP	(S)		1.403.330,18	1.329.400,58
Tempo para a decisão	(t)		1	1
Volatilidade	(σ)		3,82	3,10
Táxa de Juros	(r)		12	12
d1			1,6081	1,1661
d2		-	2,2083	- 1,9375
N(d1)			0,9461	0,8782
N(d2)			0,0137	0,0264
Opção	(C)		1.303.992,21	1.121.816,09
Valor do Projeto			811.389,87	563.205,19

O resultado mostra que se o investidor desejar o retorno no prazo menor, no caso estudado para um horizonte de 10 anos, mesmo o VPL tradicional não apresentando bons resultados, o projeto não deve ser descartado no horizonte de 1 ano.

Novamente o investidor deve reanalisar a proposta após o horizonte de 1 ano pois o valor da opção é elevado e se o investidor descartar o investimento, pode perder esse custo de oportunidade. O investidor tem a opção de realizar o empreendimento em 1 ano, mas não a obrigação de realizá-la.

4.4 ESTUDO DE CASO 4: Variação da Receita da Tarifa

Para o estudo de caso da incerteza sobre a receita da tarifa, foram gerados “caminhos” de possibilidade de valores de tarifa que a região de MS deve ter ao longo dos anos de acordo com a análise prévia dos dados históricos do 4 CRTP até o ano de 2021.

O mapeamento dos caminhos de valor tarifário, conforme descrito, seguiu a criação de 10 caminhos através do movimento geométrico browniano, que utiliza a geração de dados aleatória com distribuição normal, e que obedece a uma variância de entrada pré-estabelecida. Os dados de entrada do modelo de incerteza indicados na Tabela 29.

Tabela 29 - Variáveis de entrada para a função de mapeamento de incerteza da receita da tarifa

Tarifa	
Caminhos	10
Preço Inicial (R\$)	342,61
Drift	10385
Volatilidade	8,53
dt	1/365
T (anos)	25

A geração dos caminhos de preços obtida considerando o valor de tarifa mais atual como preço inicial, para uma duração de 25 anos seguiu a distribuição indicado na Figura 20.

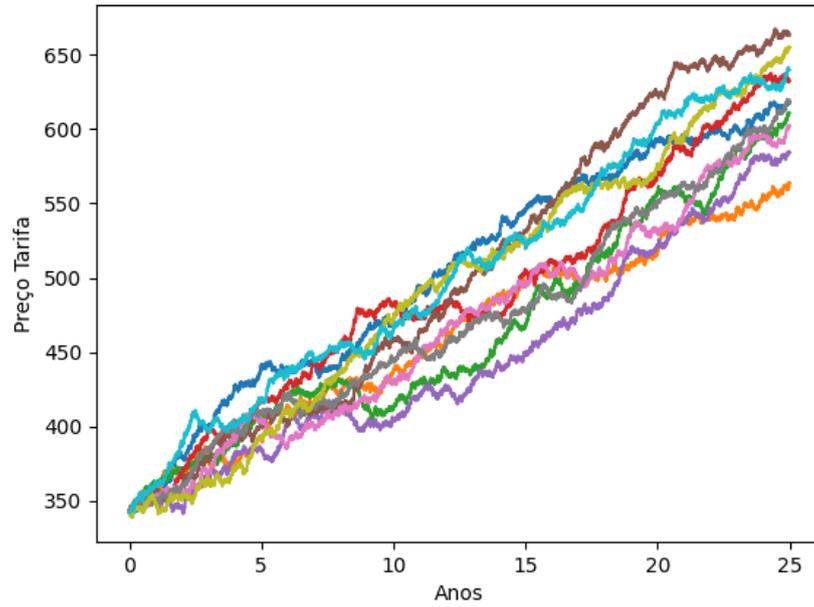


Figura 20: Simulação de caminhos gerados com o algoritmo de GBM para a receita da tarifa ao longo de 25 anos

Para o horizonte de 25 anos, é observado um fluxo de caixa como segue para ambos os caminhos de variação mínima mostrado na Tabela 30.

Tabela 30 - Simulação de VPL tradicional para o horizonte de 25 anos na planta de minigeração solar do estudo de caso. Incerteza presente na tarifa e tomado o caminho de menor preço.

Fluxo de Caixa						
MIN	Ano 0	Ano 5	Ano 10	Ano 15	Ano 20	Ano25
VP		1.292.225	834.260	541.049	331.797	205.809
ANO	0	5	10	15	20	24
RECEITA	0	2.022.301	2.289.614	2.566.981	2.744.006	2.981.949
CUSTO	1.955.045	220.559	238.519	220.559	220.559	220.559
MARGEM	-1.955.045	1.801.743	2.051.095	2.346.422	2.523.447	2.761.390
VPL						33.062

O caminho de variação máxima da tarifa tem seu fluxo de caixa mostrado na Tabela 31.

Tabela 31 - Simulação de VPL tradicional para o horizonte de 25 anos na planta de minigeração solar do estudo de caso. Incerteza presente na tarifa e tomado o caminho de maior preço.

Fluxo de Caixa						
MAX	Ano 0	Ano 5	Ano 10	Ano 15	Ano 20	Ano 24
VP		1.300.992	836.542	572.793	388.634	247.194
ANO	0	5	10	15	20	24
RECEITA	0	2.039.995	2.304.932	2.709.441	3.193.912	3.534.481
CUSTO	1.955.045	220.559	238.519	220.559	220.559	220.559
MARGEM	-1.955.045	1.819.436	2.066.414	2.488.882	2.973.354	3.313.922
VPL						36.623

Se considerado o período de 25 anos, o sistema se mostra viável também com as variações de tarifa esperadas com o algoritmo de GBM.

Considerando o horizonte menor e afim de analisar a incerteza somente no Custo e no horizonte menor de 10 anos, o movimento dos preços de tarifa ascendentes, é visto que o sistema se torna viável e pode ser implementado para um horizonte de 10 anos, como mostrado na Tabela 32 e na Tabela 33.

Tabela 32 - Fluxo de caixa obtido com a incerteza mapeada no vetor de maior valor para a receita da tarifa

Fluxo de Caixa										r	0,12	
MAX	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9		
VP		304.180	274.920	259.745	240.911	221.237	188.711	181.952	164.130	155.882		
ANO	-	1	2	3	4	5	6	7	8	9		
RECEITA	-	384.793	388.971	409.035	423.190	434.007	434.554	446.349	450.493	476.385		
CUSTO	1.955.045	44.112	44.112	44.112	44.112	44.112	62.072	44.112	44.112	44.112		
MARGEM	- 1.955.045	340.681	344.859	364.923	379.078	389.895	372.482	402.237	406.381	432.273		
											DP	701.444
											MED	381.423
											VAR	183,90%
											VP	1.991.667
											VPL	R\$ 32.699

Tabela 33 - Fluxo de caixa obtido com a incerteza mapeada no vetor de menor valor para a receita da tarifa

Fluxo de Caixa										r	0,12	
MIN	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9		
VP		306.243	281.396	258.564	230.578	215.443	195.131	182.432	167.827	150.493		
ANO	-	1	2	3	4	5	6	7	8	9		
RECEITA	-	387.104	397.095	407.376	406.931	423.795	447.225	447.410	459.645	461.440		
CUSTO	1.955.045	44.112	44.112	44.112	44.112	44.112	62.072	44.112	44.112	44.112		
MARGEM	- 1.955.045	342.993	352.983	363.264	362.819	379.683	385.154	403.298	415.533	417.328		
											DP	701.036
											MED	380.340
											VAR	184,32%
											VP	1.988.107
											VPL	R\$ 29.519

Diferentemente das análises anteriores do movimento esperado dos preços de inversores e painéis, caso a tarifa siga o movimento de seus dados históricos, dentro da variância analisada, é esperado um VPL mesmo na análise tradicional.

Com o auxílio do modelo de Black Scholes, pode ser visto o valor da opção e o valor do projeto, indicado na Tabela 34.

Tabela 34 - Quadro resumo para o cenário com incerteza na receita da Tarifa

Incerteza na Tarifa			
Opção real de investir	Símbolo	Valores (cenário min)	Valores (cenário max)
Investimento Inicial	(K)	1.955.044,80	1.955.044,80
VPL		29.519,40	32.698,77
VP	(S)	1.988.106,53	1.991.667,42
Tempo para a decisão	(t)	1	1
Volatilidade do Fluxo de Caixa	(σ)	1,84	1,84
Taxa de Juros	(r)	0	0
d1		1,0035	0,9381
d2		0,8397	0,9010
N(d1)		0,8422	0,8259
N(d2)		0,2006	0,1841
Opção	(C)	1.326.477,44	1.325.706,35
Valor do Projeto		1.355.996,84	1.358.405,11

É visto que o valor do projeto fica significativo quando analisada a possível movimentação da Tarifa nos próximos anos. O que indica que para essa incerteza analisada, o investidor tem a maior margem para reanalisar em um próximo ano o investimento, ou mesmo investir no momento da análise.

5 CONCLUSÕES

Para o estudo de caso proposto de uma planta de minigeração solar fotovoltaica o mais próximo possível de 500 kW foi obtida através de pesquisa de mercado com o menor orçamento uma planta de minigeração com potência de 479 kW. Essa planta apresentou um investimento inicial de R\$ 1.955.044, dado que foi utilizado para os mapeamentos sem incerteza do sistema trabalhado.

Considerando o cenário sem incerteza, foi calculado para o estudo de caso uma receita média mensal de R\$ 300.131 e um custo médio de R\$ 254.024. Considerando um horizonte de 10 anos, o seu VPL tradicional foi de -535.721,11. Através desse cenário base foram desenvolvidos 3 cenários com mapeamento de incertezas: Incerteza nos custos dos inversores (cenário 2), incerteza no custo dos painéis (cenário 3) e incerteza na tarifa (cenário 4).

Todos os cenários apresentam ser um investimento lucrativo no horizonte de 25 anos, mas no horizonte de 10 anos os VPLs tradicionais indicam como melhor resultado os valores de -573.913 (cenário 2), -492.602 (cenário 3) e 32.699 (cenário 4).

Os VPLs flexíveis indicam os valores de 268.470 (cenário 2), 563.205 (cenário 3) e 1.356.996 (cenário 4). Esses valores indicam que é viável a opção de compra para os anos futuros, que o investimento não deve ser descartado no horizonte de 1 ano.

O objetivo de se valorar as incertezas apresentadas foi realizado através da aplicação da TOR através do algoritmo desenvolvido, entretanto a determinação de incertezas pode ser melhorada e os dados podem ser mais detalhados com um mapeamento mais preciso, como é o caso da geração que poderia ser mapeada com melhor resolução com dados históricos e a análise de sujidade que pode ser analisada, não se resumindo somente a esses pontos.

As evidências apresentadas com os resultados visam ser insumo para pesquisas futuras que mostrem como o mercado de investimento em ativos solares pode ser lucrativo

mesmo que não seja imediato o investimento, que os investimentos renováveis podem contribuir com a aceleração do aumento da viabilidade e retorno financeiro.

Segue como sugestão para trabalhos futuros a importante análise da sujidade presente nos painéis solares e como isso se reflete na incerteza em termos econômicos associada ao fluxo de caixa do investimento especialmente com relação a receita de geração. Também se sugere o aumento de precisão do cálculo de geração considerando resolução de dados horária bem como sua relação com a zona bioclimática associada. Por fim é sugerida a análise de sensibilidade, necessária para se entender como as saídas do modelo podem ser repartidas às diferentes fontes de incertezas nas entradas, as quais podem ser de diferentes magnitudes com diversas distribuições de probabilidades.

6 BIBLIOGRAFIA

ANTUNES, Gustavo Amorim et.al. Análise do “Efeito Tamanho” nos retornos das ações de empresas listadas na Bovespa. R. Cont. Fin. – USP, v. 40, p. 87-101, 2006. Disponível em: <https://www.scielo.br/j/rcf/a/w3j7ZzdXLKfnp5tbH9f6bXp/?lang=pt>

ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 414, DE 9 DE SETEMBRO DE 2010. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/656877/14486448/bren2010414.pdf/3bd33297-26f9-4ddf-94c3-f01d76d6f14a?version=1.0> Acesso em: 13 out. 2021.

ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012. Disponível em: <https://energisa.com.br/Documents/Resolu%C3%A7%C3%A3o%20Normativa%20n%C2%B0%20482-2012.pdf> Acesso em: 13 out. 2021.

ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687, DE 24 DE NOVEMBRO DE 2015. Disponível em: https://download.aldo.com.br/energy/RESOLUCAO_NORMATIVA_REN%20687_2015.pdf Acesso em: 13 out. 2021.

BEER, J.M. Combustion technology developments in power generation in response to environmental challenges. Progress in Energy and Combustion Science, v.26, p. 301-327, 2000. Disponível em: [https://doi.org/10.1016/S0360-1285\(00\)00007-1](https://doi.org/10.1016/S0360-1285(00)00007-1)

ANEEL. Geração Distribuída. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida> Acesso em: 20 jun. 2021.

BOGDANOV, Dimitrii et al. Low-cost renewable electricity as the key driver of the global energy transition towards sustainability. Energy, v.227, n. 120467, p.1-12, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120467>

BORAN, F.E.; BORAN, K.. Evaluation of Natural Gas Systems: A Comparison Study for Turkey. Energy Sources. v.7, n.3, p.222-229, 2012. Disponível em: <https://doi.org/10.1080/15567240902744643>

BRUNI, Adriano Leal. Avaliação de investimentos. São Paulo: Atlas, 2008.

CALDEIRA, Ricardo. White certificates: Uma proposição para aumentar os níveis de eficiência energética no setor elétrico brasileiro. Tese (Doutorado em Ciência) – Universidade de São Paulo, USP. São Paulo, 2016. Disponível em: <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/106/106131/tde-18042017-142347/pt-br.php>

CALVIN, Katherine et al. EU 20-20-20 energy policy as a model for global climate mitigation. *Climate Policy*. v.14, n.5, p. 581-598, 2014. Disponível em: <https://doi.org/10.1080/14693062.2013.879794>

CAMARGOS, Marcos Antônio. Matemática Financeira Aplicada a Produtos Financeiros e à Análise de Investimentos. Saraiva, 2013.

CARASSUS, Jean. The implementation of energy efficient buildings policies: An international comparison. *Energy and the Built Environment*. International Council for Research and Innovation in Building and Construction (CIB), 2013. Disponível em: http://www.labeee.ufsc.br/sites/default/files/pub_386.pdf

CAVADOS, Gabriel de Azevedo. Análise do Impacto da introdução das fontes intermitentes no setor elétrico brasileiro: Estudo de caso da região nordeste. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2015. Disponível em: <http://antigo.ppe.ufrj.br/ppe/production/tesis/cavados.pdf>

CAVALCANTE, Elias Filho, et al. Quais os Fatores de Risco Relevantes aos Investidores? Evidências no Mercado de Fundos Brasileiro (Which Factors Matter to Investors? Evidence from Brazilian Mutual Funds). SSRN. p.1-27, 2020. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.3600916>

CECÍLIO, Juliano Sucupira. Estimando o IPCA com parâmetros variando no tempo. Dissertação (Mestrado Profissional em Economia) – Faculdade Ibmec São Paulo. São Paulo, 2008. Disponível em: <https://repositorio.insper.edu.br/beta/handle/11224/1035?show=full>

Centro de Referência para as energias solar e eólica Sérgio de S. Brito. CRESESB. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php#data>. Acesso em: 15 fev.2021

CHAN, Bertram K. C. Applied Probabilistic Calculus for Financial Engineering. An introduction using R. Wiley, 2017.

CHAPRA, Steven C; CANALE, Raymond P. Métodos Numéricos para Engenharia. McGraw Hill, 2011.

COPELAND, Tom; ANTIKAROV, Vladimir. Opções reais: um novo paradigma para reinventar a avaliação de investimentos. Rio de Janeiro: Campus, 2001.

COSTA, P. N. et al. Avaliação de Desempenho pelo EVA: Estudo de Caso em uma Construtora de Pequeno Porte. NAVUS-Revista de Gestão e Tecnologia, v. 9, n. 1, p. 21-36, 2019.

DAVIS, Graham A.; OWENS, Brandon. Optimizing the level of renewable electric R&D expenditures using real options analysis. Energy Policy, v.31, p.1589-1608, 2003. Disponível em: [https://doi.org/10.1016/S0301-4215\(02\)00225-2](https://doi.org/10.1016/S0301-4215(02)00225-2)

DIAS, Adriana et al. Formação de Expectativas de Inflação no Brasil. XIII Encontro Latino Americano de Iniciação Científica e IX Encontro Latino Americano de Pós-Graduação – Universidade do Vale do Paraíba, 2009. Disponível em: http://www.inicepg.univap.br/cd/INIC_2009/anais/arquivos/1190_1188_01.pdf

Energia Solar. ANEEL. Disponível em: [http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/03-Energia_Solar\(3\).pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/03-Energia_Solar(3).pdf). Acesso em: 10 fev.2021.

FAMA, Eugene F.; FRENCH, Kenneth R. Dissecting Anomalies. The Journal of Finance, v. 63, n. 4, p.1653-1678, 2008. Disponível em: https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=911960

FAMA, Eugene F.; FRENCH, Kenneth R. O modelo de precificação de ativos de capital: Teoria e evidências. Revista de Administração de Empresas. v.47, p.103-118, 2007. Disponível em: <https://rae.fgv.br/rae/vol47-num2-2007>

GARRITY, Thomas. Getting Smart. IEEE Power and Energy Magazine, p.38-45, 2008. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/MPE.2007.915181>

HASTIE, K. Larry. One Businessman's View of Capital Budgeting. *Financial Management*. v. 3, n.4, p. 36-44, 1974. Disponível em: <https://www.jstor.org/stable/3664928>

HIRATA, Issao et al. Fiscalização em 3 níveis – aplicando o conceito de “Diferenciação de risco regulatório” na fiscalização de empreendimentos de geração de energia. IX Congresso Brasileiro de Regulação. Brasília, p. 447 – 460, 2015. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/655816/14706934/Fiscaliza%C3%A7%C3%A3o+em+3+Niveis+-+Artigo+ABAR.pdf/7c5d411f-4b3c-44c6-aa0a-5ff8f0476ebe?version=1.0>

INFLAÇÃO. IBGE. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/explica/inflacao.php>. Acesso em: 17 jul. 2021.

IPEA - Índice nacional de preços ao consumidor amplo (IPCA) geral: índice (dez. 1993 = 100). Disponível em: <http://ipeadata.gov.br/Default.aspx> Acesso em: 04 jan. 2022.

KHATIB, Hisham. *Economic Evaluation of Projects in the Electricity Supply Industry*. Londres: The Institution of Engineering and Technology, 2003.

KOBAYASHI, Hisashi, et al. *Probability, Random Processes and Statistical Analysis*. New York: Cambridge University Press, 2012.

KOZLOVA, Mariia. Real option valuation in renewable energy literature: Research focus, trends and design. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. v.80, p.180-196, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.166>

LOYS, Isabelle. *Utilização de Energia Solar Fotovoltaica em áreas urbanas: O exemplo da Ecoducha solar*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Urbana) – Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2012. Disponível em: <http://repositorio.poli.ufrj.br/dissertacoes/dissertpoli169.pdf>

MACIEL, Claudia Faria et. al. Modelo de Cinco Fatores: Precificando Anomalias no Mercado de Capitais Brasileiro. XX USP International Conference in Accounting, 2020. Disponível em: <https://congressosp.fipecafi.org/anais/20UspInternational/ArtigosDownload/2188.pdf>

MANUAL DE CONTROLE PATRIMONIAL DO SETOR ELÉTRICO MCPSE. ANEEL. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/656815/14887121/MANUAL+DE+CONTROLE+PATRIMONIAL+DO+SETOR+EL%C3%89TRICO+-+MCPSE/> Acesso em: 21 jun.2021.

Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE. ANEEL. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/adsp20212904_2.pdf Acesso em: 02 jan.2022.

MEDEIROS, João Antônio Vilela. Análise da viabilidade econômica de sistema de confinamento de bovinos de corte em goiás: aplicação da teoria de opções reais. Dissertação (Mestrado em Agronegócio) – Universidade Federal de Goiás. Goiania, 2013. Disponível em: https://files.cercomp.ufg.br/weby/up/170/o/Jo%C3%A3o_Ant%C3%B4nio_Vilela_Medeiros.pdf

Ministério da Fazenda. Metodologia de Cálculo do WACC. Brasília, 2018. Disponível em: <https://www.gov.br/fazenda/pt-br/centrais-de-conteudos/publicacoes/guias-e-manuais/metodologia-de-calculo-do-wacc2018.pdf>

MUN, Johnathan. Real Option Analysis. Tools and techniques for valuing strategic Investments and Decisions. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2002.

MYERS, Stewart C., Determinants of corporate borrowing. Journal of Financial Economics. v.5, n.2, p.147-175, 1977. Disponível em: [https://doi.org/10.1016/0304-405X\(77\)90015-0](https://doi.org/10.1016/0304-405X(77)90015-0)

NAKATA, Toshihiko. Energy-economic models and the environment. Progress in Energy and Combustion Science. v.30, n.4, p.417-475, 2004. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2004.03.001>

OXERA. Discount rates for low-carbon and renewable generation technologies , 2011. Disponível em: <https://www.oxera.com/wp-content/uploads/2018/03/Oxera-report-on-low-carbon-discount-rates.pdf>

PENIZZOTTO, F. et al. Real options valuation of photovoltaic power investments in existing buildings. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v.114, p.1-14, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109308>

POULLIKKAS, Andreas. Sustainable options for electric vehicle technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v.41, p. 1277–1287, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.09.016>

Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, ANEEL. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret> Acesso em: 20 jun.2021.

Receita Anual de Geração. ANEEL. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/metodologia-geracao/> Acesso em: 20.jun.2021.

ROCHA, Katia et al. A remuneração dos investimentos em energia renovável no Brasil – Uma proposta metodológica ao benchmark da UNFCCC para o Brasil. Rio de Janeiro: IPEA – Textos para discussão, 2012. Disponível em: http://repositorio.ipea.gov.br/bitstream/11058/1269/1/TD_1701.pdf

ROSS, Stephen A. et al. Fundamentos de administração financeira. Nova York: McGraw Hill, 2013.

ROVERE, Emilio Lèbre La et al. Biofuels and Sustainable Energy Development in Brazil, *World Development*, v.39, p.1026-1036, 2011. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.worlddev.2010.01.004>

SAMPAIO, Joelson O.; DE-LOSSO, Rodrigo. Estimando o Custo de Capital. Fipe, Temas de Economia Aplicada, 2020. Disponível em: <https://downloads.fipe.org.br/publicacoes/bif/bif477-31-37.pdf>

SAURIN, Valter. Aspectos básicos do modelo de avaliação de opções reais. *Revista de ciências da administração*, Santa Catarina, v.4, n.6, p. 61-68, 2002. Disponível em: <http://www.dominiopublico.gov.br/download/texto/fs000410.pdf>

SCHACHTER, J.A; MANCARELLA P. A critical review of Real Options thinking for valuing investment flexibility in Smart Grids and low carbon energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. V.56, p.261-271, 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.071>

SILVA, Guilherme Ricardo dos Santos; CURADO, Marcelo Luiz. Precificação de Ativos e Mercados Financeiros: um Comparativo entre a Teoria Convencional das Finanças, Teoria Pós-Keynesiana e Behavioral Finance. *Análise Econômica*. v.34, n.65, 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.22456/2176-5456.49994>

SPARTAs –Calendário e Resultado dos Processos Tarifários de Distribuição. Disponível em: <https://aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao>. Acesso em: 13 set. 2021.

STAUB, Roberta Blass; FIGUEIREDO, Francisco Marcos R. Algumas Considerações sobre a Sazonalidade no IPCA. *Trabalhos para Discussão - Banco Central do Brasil*, 2001. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/pec/wps/port/wps31.pdf>

TANAKA, Nobuo. CO2 emissions from fuel combustion: Highlights. *International Energy Agency*, 2010. Disponível em: <http://www.beunder.com/pdf/co2highlights-IEA-2010.pdf>

THIERFELDER, Christian. The trending Ornstein-Uhlenbeck Process and its Applications in Mathematical Finance. Tese (Doutorado em Matemática Financeira)-University of Oxford, 2015. Disponível em: https://www.maths.ox.ac.uk/system/files/attachments/Thierfelder_v1.08.pdf

TRIGEORGIS, Lenos. Real Options and Interactions with Financial Flexibility. *Financial Management*, v. 22, n. 3, p. 202-224, 1993. Disponível em: <https://www.jstor.org/stable/3665939>

WILLIS, H.Lee; SCOTT, Walter G. *Distributed Power Generation : Planning and Evaluation*. New York: CRC Press, 2000.

WITTMANN, Douglas. A indústria de energia elétrica no Brasil e o desenvolvimento sustentável: Uma proposta para o horizonte 2050 à luz da teoria de sistemas. Tese (Doutorado em Ciência) – Universidade de São Paulo, USP. São Paulo, 2014. Disponível em: <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/106/106131/tde-19052015-082550/pt-br.php>

XU, Bing; OUENNICHE, Jamal. Performance evaluation of competing forecasting models: A multidimensional framework based on MCDA. Performance evaluation of competing forecasting models: A multidimensional framework based on MCDA. v.39, p.8312-8324, 2012. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.eswa.2012.01.167>

ZHE, Lu et al. Power Generation Investment Opportunities Evaluation: A Comparison between Net Present Value and Real Options Approach. IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2006. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/PES.2006.1709400>

Apêndice A – Pesquisa de Custos

Foram questionadas as empresas:

FIRMINO ENGENHARIA

Avenida Marechal Floriano, 1317, Vila Bandeirantes - CEP: 79006-840 - Campo Grande - Mato Grosso do Sul

E-mail: almeida.energiasolarms@gmail.com

Tel: (67) 99114-0804

site: <http://firminoenergia.com.br/>

BLUE ENERGY - ENERGIA SOLAR E TECNOLOGIA

Rua Abraão Bacach, 88, Vila Santa Luzia - CEP: 79116-605 - Campo Grande - Mato Grosso do Sul

E-mail: fabionetbr1@hotmail.com

Tel: (67) 98451-1624

HARMONIA ENERGIA SOLAR

Rua Panambi Vera, 940, Jardim Tijuca - CEP: 79092-030 - Campo Grande - Mato Grosso do Sul

E-mail: harmoniaenergiasolar@gmail.com

Tel: (67) 30283-612_

site: <https://www.facebook.com/hamoniaenergiasolar/?ref=bookmarks>

MSENERGY ENGENHARIA

Avenida Hiroshima, 736, Vila Nascente - CEP: 79036-360 - Campo Grande - Mato Grosso do Sul

E-mail: info@msenergyengenharia.com

Tel: (67) 30295-959_

site: <http://www.msenergyengenharia.com>

ENSOL ENERGIA SOLAR

Avenida Mato Grosso, 3915, Santa Fé - CEP: 79021-002 - Campo Grande - Mato Grosso do Sul

E-mail: wellington@ensol.eco.br

Tel: (67) 99671-9508

site: <http://www.ensol.eco.br>

COGERA ENERGIA

Rua Engenheiro Roberto Mange, 1230, Vila Taquarussu - CEP: 79006-630 - Campo Grande - Mato Grosso do Sul

E-mail: contato@cogera.com.br

Tel: (67) 3356-0025

site: <http://www.cogera.com.br/>

WB ENERGY

Avenida Afonso Pena, 5723, Chácara Cachoeira - CEP: 79040-010 - Campo Grande - Mato Grosso do Sul

E-mail: contato@wbenergy.com.br

Tel: (67) 99681-4585

site: <https://www.wbenergy.com.br/>

AUFSTOKEN ENGENHARIA

Rua Onze de Outubro, 388, Cabreúva - CEP: 79008-390 - Campo Grande - Mato Grosso do Sul

E-mail: comercial@aufstoken.com.br

Tel: 67 30275-830

site: www.aufstoken.com.br

SILEX SOLAR ENERGIA SOLAR

Rua Afonso Silva Rosa, 427, RESIDENCIAL OLIVEIRA - CEP: 79091-642 - Campo Grande - Mato Grosso do Sul

E-mail: silexsolar@gmail.com.br

Tel: (67) 99823-4173

site: <https://www.silexsolar.com.br>

SAFRASHOCK

Avenida Salgado Filho, 2347, Amambaí - CEP: 79005-300 - Campo Grande - Mato Grosso do Sul

E-mail: [safrashock@safrashock.com.br](mailto:sufrashock@safrashock.com.br)

Tel: (67) 98401-5933

site: www.safrashock.com.br

ENERGIA SOLAR PP CAMPO GRANDE

Rua Doutor Mário Gonçalves, 84, Chácara Cachoeira - CEP: 79040-861 - Campo Grande - Mato Grosso do Sul

E-mail: comercial@energiasolarcg.com.br

site: <http://energiasolarcg.com.br/>

VALE DO SOL ENERGIAS - CAMPO GRANDE

Rua Amazonas, 607, Monte Castelo - CEP: 79010-060 - Campo Grande - Mato Grosso do Sul

E-mail: campogrande@valedosol.eco.br

Tel: (67) 3211-1276

site: <https://www.valedosol.eco.br>

Techsol Energia Solar

Endereço: Av. Mato Grosso, 2274 - Jardim dos Estados, Campo Grande - MS, 79020-

201

Telefone: (67) 99973-9331

Email: contato@techsolbrasil.com.br

Site: <https://www.techsolbrasil.com.br/>

Sun Energy

ENDEREÇO:

Avenida Rita Vieira de Andrade, 358 Jardim Mansur, Campo Grande – MS

Telefone: (67) 9 9967-2776 (Vivo)

Email: contato@sunenergy.eco.br

Site: <http://sunenergy.eco.br>

Nexsolar

Endereço Matriz: Doutor Arthur Jorge, 1096

Sala 51, Edifício 5º Avenida - Centro

Campo Grande – MS

Telefone: (67) 9 9984.8360

Email: comercial@nexsolar.com.br

Site: <http://nexsolar.com.br/>

Brasil Tecfasa

Rua Piratininga, 259, Sala 4 - Bairro Centro

CEP: 79.020-240 – Campo Grande – MS

Tel.: +55 (67) 3027.6742

E-mail: infotecfasams@gmail.com

Site: <http://tecfasabrasil.com.br>

Vida Brasil

Endereço: Rua: Treze de Junho, 1256, Centro, Galeria Antonio Guimarães Campo Grande - MS

Telefone: (67) 99624-9566

Email: comercial@vidabrasilenergy.com.br

Site: <https://vidabrasilenergy.com.br/>

Renovável Soluções Elétricas

Endereço: R. Corumbá, 298 - Monte Castelo, Campo Grande - MS, 79011-050

Telefone: (67) 98447-8006

Email: contato@renovavelms.com.br

Site: <https://www.renovavelms.com.br>

Engeta Soluções Energéticas

Endereço: Rua Projetada, Rua sem saída, 81 - Vila Planalto, Campo Grande - MS

Telefone: (67) 3305-6113

Email: contato@engeta.com.br

Site: <https://engeta.com.br>

Apêndice B – Algoritmo GBM

```
class GeometricBrownianMotion:

    def caminhos_simulados(self):

        while(self.T - self.dt > 0):
            #np.random.seed(0)
            dWt = np.random.normal(0, math.sqrt(self.dt)) # Movimento
            Browniano (Applied Probabilistic Calculus # for Financial
            Engineering: An Introduct p.28)
            dYt = self.drift*self.dt + self.volatilidade*dWt # Mudança no
            preço
            self.preco_atual += dYt # Ajusta o preço com o incremento
            self.precos.append(self.preco_atual) # Adiciona o novo preço
            gerado
            self.tempos.append(-((self.T)-25)) # Adiciona o ano do preço
            gerado
            self.gbm_simulado.append(dWt)
            self.T -= self.dt # Checa se fim

    def __init__(self, preco_inicial, drift, volatilidade, dt, T):
        self.preco_atual = preco_inicial
        self.preco_inicial = preco_inicial
        self.drift = drift
        self.volatilidade = volatilidade
        self.dt = dt
        self.T = T
        self.precos = []
        self.tempos = []
        self.gbm_simulado = []
        self.caminhos_simulados()
```

Apêndice C – Funções de Custo

```

def Receita_var_Tarifa(Geracao_Diaria, Tarifa_A4_Demanda, Potencia,
Tarifa_Fora_Ponta, Impostos):
    Custo_Demanda = Potencia*Tarifa_A4_Demanda
    Receita_Diaria=[]
    Geracao_Mes = []
    Receita_Anual = []

    for i in range (len(Tarifa_Fora_Ponta)):
        Receita_Diaria.append(Geracao_Diaria*Tarifa_Fora_Ponta[i])
        Geracao_Mes.append(Receita_Diaria[i]*30)
        Receita_Anual.append(((Geracao_Mes [i]*12) -
Custo_Demanda)*(1+Impostos))
        # Receita = Receita_Mensal*12*(1+Impostos)

    return [Receita_Anual]

def Custo_var_Inversor(COM, UAR_PAINEL_FIXA, UAR_INVERSOR, Taxa_Custos,
Taxa_Inversor):
    CUSTO_MES =[]

    for i in range (len(UAR_INVERSOR)):
        if i <5:
            CUSTO_MES.append((COM+UAR_PAINEL_FIXA*QTDD_Painel)*Taxa_Custos)
        if i == 5:
            CUSTO_MES.append((COM + UAR_PAINEL_FIXA*QTDD_Painel) *
Taxa_Custos + UAR_INVERSOR[i]*QTDD_Inversor*Taxa_Inversor)
        if i >5:
            CUSTO_MES.append((COM + UAR_PAINEL_FIXA*QTDD_Painel) *
Taxa_Custos)

    return [CUSTO_MES]

def Custo_var_Painel(COM, UAR_PAINEL, UAR_INVERSOR_FIXA, Taxa_Custos,
Taxa_Inversor):
    CUSTO_MES =[]

    for i in range (len(UAR_PAINEL)):
        if i <5:
            CUSTO_MES.append((COM+UAR_PAINEL[i]*QTDD_Painel)*Taxa_Custos)
        if i == 5:
            CUSTO_MES.append((COM + UAR_PAINEL[i]*QTDD_Painel) *
Taxa_Custos + UAR_INVERSOR_FIXA*QTDD_Inversor*Taxa_Inversor)
        if i >5:
            CUSTO_MES.append((COM + UAR_PAINEL[i]*QTDD_Painel) *
Taxa_Custos)

    return [CUSTO_MES]

```

Apêndice D – Função para cálculo de VPL

Calculadora VPL - PPGEES



Investimento Inicial (Valor Positivo):

Fluxo de caixa anual (Separado por Vírgula):

Taxa de Desconto (%):

Calculate NPV

```

from tkinter import *
from PIL import ImageTk, Image
from matplotlib.backends.backend_tkagg import FigureCanvasTkAgg
from matplotlib.figure import Figure
import numpy as np
import matplotlib.pyplot as plt

ws = Tk()
ws.title('PPGEES')
ws.geometry('500x500')

canvas = Canvas(
    ws,
    width = 800,
    height = 800
)
canvas.pack()

img = (Image.open('logo.png'))

#Resize the Image using resize method
resized_image = img.resize((70, 70), Image.ANTIALIAS)
new_image = ImageTk.PhotoImage(resized_image)

canvas.create_image(550,1, anchor=NW, image=new_image)
label0 = Label(ws, text='Calculadora VPL - PPGEES')
label0.config(font=('helvetica', 14))
canvas.create_window(400, 40, window=label0)

entry1 = Entry(ws, width=60)
canvas.create_window(560, 100, window=entry1)

entry2 = Entry(ws, width=60)
canvas.create_window(560, 140, window=entry2)

```

```

entry3 = Entry(ws, width=60)
canvas.create_window(560, 180, window=entry3)

entry4 = Entry(ws, width=30)
canvas.create_window(400, 300, window=entry4)

label1 = Label(ws, text='    Investimento Inicial (Valor Positivo):')
label1.config(font=('helvetica', 10))
canvas.create_window(160, 100, window=label1)

label2 = Label(ws, text='Fluxo de caixa anual (Separado por Vírgula):')
label2.config(font=('helvetica', 10))
canvas.create_window(195, 140, window=label2)

label3 = Label(ws, text='    Taxa de Desconto (%):')
label3.config(font=('helvetica', 10))
canvas.create_window(169, 180, window=label3)

def calcNPV():
    cf0 = float(entry1.get())
    r = float(entry3.get()) / 100
    cashflows = entry2.get().split(',') # Enter values Separated by Commas

    sum = 0
    t = 0

    for cf in cashflows:
        t = t + 1
        pv = float(cf) / (1 + r) ** t
        sum = sum + pv

    npv = sum - cf0

    label4 = Label(ws, text=npv, font=('helvetica', 10, 'bold'),
bg='white')
    canvas.create_window(400, 300, window=label4)

button1 = Button(text='Calculate NPV', command=calcNPV, bg='green',
fg='white', font=('helvetica', 9, 'bold'), width=25)
canvas.create_window(400, 250, window=button1)

ws.mainloop()

```

Apêndice E – Fluxos de Caixa usados nesse trabalho

1.) Geração de Receita estimada – Proxy de crescimento mínimo observado

Incremento mínimo	8,36	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Tarifa A4 Energia Fora Ponta		342,61	350,97	359,33	367,69	376,05	384,41
Impostos		22,00%	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
Custo Demanda		5.203,20	5203,2	5203,2	5203,2	5203,2	5203,2
Energia Diária Gerada (MWh)		2,50	2,5008	2,5008	2,5008	2,5008	2,5008
Receita diária		856,80	877,71	898,61	919,52	940,43	961,33
Receita mensal		25.703,97	26.331,17	26.958,37	27.585,57	28.212,78	28.839,98
Receita líquida (sem impostos)		20.500,77	21.127,97	21.755,17	22.382,37	23.009,58	23.636,78
Receita anual (sem impostos)		246.009,27	253.535,68	261.062,09	268.588,49	276.114,90	283.641,31
Receita anual (com impostos)		300.131,31	309.313,53	318.495,75	327.677,96	336.860,18	346.042,40

Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10	Ano 11	Ano 12	Ano 13	Ano 14	Ano 15
392,77	401,13	409,49	417,85	426,21	434,57	442,93	451,29	459,65	468,01
0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
5203,2	5203,2	5203,2	5203,2	5203,2	5203,2	5203,2	5203,2	5203,2	5203,2
2,5008	2,5008	2,5008	2,5008	2,5008	2,5008	2,5008	2,5008	2,5008	2,5008
982,24	1.003,15	1.024,05	1.044,96	1.065,87	1.086,77	1.107,68	1.128,59	1.149,49	1.170,40
29.467,18	30.094,38	30.721,58	31.348,78	31.975,98	32.603,18	33.230,38	33.857,58	34.484,78	35.111,98
24.263,98	24.891,18	25.518,38	26.145,58	26.772,78	27.399,98	28.027,18	28.654,38	29.281,58	29.908,78
291.167,72	298.694,13	306.220,53	313.746,94	321.273,35	328.799,76	336.326,16	343.852,57	351.378,98	358.905,39
355.224,62	364.406,83	373.589,05	382.771,27	391.953,49	401.135,70	410.317,92	419.500,14	428.682,35	437.864,57

Ano 16	Ano 17	Ano 18	Ano 19	Ano 20	Ano 21	Ano 22	Ano 23	Ano 24	Ano 25
476,37	484,73	493,09	501,45	509,81	518,17	526,53	534,89	543,25	551,61
0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
5203,2	5203,2	5203,2	5203,2	5203,2	5203,2	5203,2	5203,2	5203,2	5203,2
2,5008	2,5008	2,5008	2,5008	2,5008	2,5008	2,5008	2,5008	2,5008	2,5008
1.191,31	1.212,21	1.233,12	1.254,03	1.274,93	1.295,84	1.316,75	1.337,65	1.358,56	1.379,47
35.739,18	36.366,38	36.993,58	37.620,78	38.247,99	38.875,19	39.502,39	40.129,59	40.756,79	41.383,99
30.535,98	31.163,18	31.790,38	32.417,58	33.044,79	33.671,99	34.299,19	34.926,39	35.553,59	36.180,79
366.431,79	373.958,20	381.484,61	389.011,02	396.537,43	404.063,83	411.590,24	419.116,65	426.643,06	434.169,46
447.046,79	456.229,01	465.411,22	474.593,44	483.775,66	492.957,88	502.140,09	511.322,31	520.504,53	529.686,75

2.) Caso Inversor: Vetores Retornados da aplicação do GBM para o Custo do

Inversor

Vetor_1 = [52314,576; 52314,576; 52314,576; 52314,576; 52314,576;
69659,0720482831; 52314,576; 52314,576; 52314,576; 52314,576;
69659,0720482831; 52314,576; 52314,576; 52314,576; 52314,576;
69659,0720482831; 52314,576; 52314,576; 52314,576; 52314,576;
69659,0720482831; 52314,576; 52314,576; 52314,576; 52314,576]

Vetor_2 = [52314,576; 52314,576; 52314,576; 52314,576; 52314,576;
 68435,3957561196; 52314,576; 52314,576; 52314,576; 52314,576;
 68435,3957561196; 52314,576; 52314,576; 52314,576; 52314,576;
 68435,3957561196; 52314,576; 52314,576; 52314,576; 52314,576;
 68435,3957561196; 52314,576; 52314,576; 52314,576; 52314,576]

1. Fluxo de Caixa

MIN	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
VP		221.264,94	204.877,99	189.462,50	174.998,41	161.458,82
ANO	-	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00
RECEITA	-	300.131,31	309.313,53	318.495,75	327.677,96	336.860,18
CUSTO	1.955.044,80	52.314,58	52.314,58	52.314,58	52.314,58	52.314,58
MARGEM	- 1.955.044,80	247.816,74	256.998,95	266.181,17	275.363,39	284.545,60

r 0,12

Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10	Ano 11	Ano 12	Ano 13	Ano 14	Ano 15
140.644,35	137.021,12	126.048,83	115.854,80	106.398,21	93.003,72	89.533,70	82.045,13	75.133,44	68.760,99
6,00	7,00	8,00	9,00	10,00	11,00	12,00	13,00	14,00	15,00
346.042,40	355.224,62	364.406,83	373.589,05	382.771,27	391.953,49	401.135,70	410.317,92	419.500,14	428.682,35
68.435,40	52.314,58	52.314,58	52.314,58	52.314,58	68.435,40	52.314,58	52.314,58	52.314,58	52.314,58
277.607,00	302.910,04	312.092,26	321.274,47	330.456,69	323.518,09	348.821,13	358.003,34	367.185,56	376.367,78

Ano 16

Ano 16	Ano 17	Ano 18	Ano 19	Ano 20	Ano 21	Ano 22	Ano 23	Ano 24	Ano 25
60.261,90	57.490,51	52.524,87	47.963,32	43.776,28	38.443,73	36.415,87	33.191,71	30.240,40	27.540,48
16,00	17,00	18,00	19,00	20,00	21,00	22,00	23,00	24,00	25,00
437.864,57	447.046,79	456.229,01	465.411,22	474.593,44	483.775,66	492.957,88	502.140,09	511.322,31	520.504,53
68.435,40	52.314,58	52.314,58	52.314,58	52.314,58	68.435,40	52.314,58	52.314,58	52.314,58	52.314,58
369.429,18	394.732,21	403.914,43	413.096,65	422.278,87	415.340,26	440.643,30	449.825,52	459.007,73	468.189,95

DP	66.298,76
MED	355.424,01
VAR	18,65%
VP	2.414.356,00
VPL	R\$ 459.311,20

1. Fluxo de Caixa

MAX	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
VP		221.264,94	204.877,99	189.462,50	174.998,41	161.458,82
ANO	-	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00
RECEITA	-	300.131,31	309.313,53	318.495,75	327.677,96	336.860,18
CUSTO	1.955.044,80	52.314,58	52.314,58	52.314,58	52.314,58	52.314,58
MARGEM	- 1.955.044,80	247.816,74	256.998,95	266.181,17	275.363,39	284.545,60

Ano 6

Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10	Ano 11	Ano 12	Ano 13	Ano 14	Ano 15
140.024,39	137.021,12	126.048,83	115.854,80	106.398,21	92.651,94	89.533,70	82.045,13	75.133,44	68.760,99
6,00	7,00	8,00	9,00	10,00	11,00	12,00	13,00	14,00	15,00
346.042,40	355.224,62	364.406,83	373.589,05	382.771,27	391.953,49	401.135,70	410.317,92	419.500,14	428.682,35
69.659,07	52.314,58	52.314,58	52.314,58	52.314,58	69.659,07	52.314,58	52.314,58	52.314,58	52.314,58
276.383,33	302.910,04	312.092,26	321.274,47	330.456,69	322.294,41	348.821,13	358.003,34	367.185,56	376.367,78

Ano 16	Ano 17	Ano 18	Ano 19	Ano 20	Ano 21	Ano 22	Ano 23	Ano 24	Ano 25	
60.062,29	57.490,51	52.524,87	47.963,32	43.776,28	38.330,47	36.415,87	33.191,71	30.240,40	27.540,48	
16,00	17,00	18,00	19,00	20,00	21,00	22,00	23,00	24,00	25,00	
437.864,57	447.046,79	456.229,01	465.411,22	474.593,44	483.775,66	492.957,88	502.140,09	511.322,31	520.504,53	
69.659,07	52.314,58	52.314,58	52.314,58	52.314,58	69.659,07	52.314,58	52.314,58	52.314,58	52.314,58	
368.205,50	394.732,21	403.914,43	413.096,65	422.278,87	414.116,59	440.643,30	449.825,52	459.007,73	468.189,95	
									DP	66.326,71
									MED	355.228,22
									VAR	18,67%
									VP	2.413.071,40
									VPL	R\$ 458.026,60

Incerteza no Inversor			
Opção real de investir	Símbolo	Valores (cenário min)	Valores (cenário max)
Investimento Inicial	(K)	1.955.044,80	1.955.044,80
VPL		459.311,20	458.026,60
VP	(S)	2.414.356,00	2.413.071,40
Tempo para a tomada de decisão	(t)	1,00	1,00
Volatilidade do Fluxo de Caixa	(σ)	0,19	0,19
Táxa de Juros	(r)	0,12	0,12
d1		0,95	0,30
d2		0,76	0,12
N(d1)		0,83	0,62
N(d2)		0,78	0,55
Opção	(C)	648.449,93	546.664,38
Valor do Projeto		1.107.761,13	1.004.690,97

3.) Caso Painel: Vetores Retornados da aplicação do GBM para o Custo do Painel

Vetor_1= [43199,3564346057; 45660,8775966427; 47992,3465538472;
53266,2034518573; 53444,0097919694; 70552,1080634127; 53092,8776770827;
44571,9393863869; 51865,1897469827; 37821,9495241666; 30947,2660677206;
31091,1211047916; 26774,1283121802; 10502,0124910132; 6062,63124616126;
6442,69732010317; 2933,06211167794; 2933,06211167794; 2933,06211167794;
2933,06211167794; 2933,06211167794; 2933,06211167794; 2933,06211167794;
2933,06211167794; 2933,06211167794]

Vetor_2= [47950,122255519; 51270,7315366252; 38291,1162021526;
30000,4913402404; 28147,432583488; 40147,6326525432; 27591,6221127698;
24157,631940778; 20212,4658089846; 24125,0673892261; 27530,4265092803;
26042,7876238442; 31261,00830768; 28130,7109948706; 21540,5883273135;

22666,3094236841; 26412,5269774126; 34114,6890367953; 17323,1806838453;
 11352,8820689057; 1127,63598438321; 1127,63598438321; 1127,63598438321;
 1127,63598438321; 1127,63598438321]

1. Fluxo de Caixa							
MIN	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	
VP		225.161,78	205.710,14	199.444,12	189.179,42	175.171,90	
ANO	-	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00	
RECEITA	-	300.131,31	309.313,53	318.495,75	327.677,96	336.860,18	
CUSTO	1.955.044,80	47.950,12	51.270,73	38.291,12	30.000,49	28.147,43	
MARGEM	- 1.955.044,80	252.181,19	258.042,80	280.204,63	297.677,47	308.712,75	

Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10	Ano 11	Ano 12	Ano 13	Ano 14	Ano 15
154.975,81	148.204,53	137.420,95	127.431,14	115.474,48	104.762,92	96.277,01	86.870,06	80.081,94	74.383,28
6,00	7,00	8,00	9,00	10,00	11,00	12,00	13,00	14,00	15,00
346.042,40	355.224,62	364.406,83	373.589,05	382.771,27	391.953,49	401.135,70	410.317,92	419.500,14	428.682,35
40.147,63	27.591,62	24.157,63	20.212,47	24.125,07	27.530,43	26.042,79	31.261,01	28.130,71	21.540,59
305.894,77	327.632,99	340.249,20	353.376,58	358.646,20	364.423,06	375.092,91	379.056,91	391.369,43	407.141,77

Ano 16	Ano 17	Ano 18	Ano 19	Ano 20	Ano 21	Ano 22	Ano 23	Ano 24	Ano 25
67.727,83	61.263,00	54.891,57	52.026,06	48.022,65	44.673,71	40.646,09	36.968,69	33.612,70	30.551,47
16,00	17,00	18,00	19,00	20,00	21,00	22,00	23,00	24,00	25,00
437.864,57	447.046,79	456.229,01	465.411,22	474.593,44	483.775,66	492.957,88	502.140,09	511.322,31	520.504,53
22.666,31	26.412,53	34.114,69	17.323,18	11.352,88	1.127,64	1.127,64	1.127,64	1.127,64	1.127,64
415.198,26	420.634,26	422.114,32	448.088,04	463.240,56	482.648,02	491.830,24	501.012,46	510.194,67	519.376,89

DP	78.542,17
MED	386.961,62
VAR	20,30%
VP	2.590.933,22
VPL	R\$ 635.888,42

1. Fluxo de Caixa							
MAX	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	
VP		229.403,53	210.182,28	192.538,98	174.393,63	160.817,95	
ANO	-	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00	
RECEITA	-	300.131,31	309.313,53	318.495,75	327.677,96	336.860,18	
CUSTO	1.955.044,80	43.199,36	45.660,88	47.992,35	53.266,20	53.444,01	
MARGEM	- 1.955.044,80	256.931,96	263.652,65	270.503,40	274.411,76	283.416,17	

Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10	Ano 11	Ano 12	Ano 13	Ano 14	Ano 15
139.571,95	136.669,05	129.175,95	116.016,85	111.064,45	103.780,66	94.981,23	87.898,34	83.689,12	77.211,04
6,00	7,00	8,00	9,00	10,00	11,00	12,00	13,00	14,00	15,00
346.042,40	355.224,62	364.406,83	373.589,05	382.771,27	391.953,49	401.135,70	410.317,92	419.500,14	428.682,35
70.552,11	53.092,88	44.571,94	51.865,19	37.821,95	30.947,27	31.091,12	26.774,13	10.502,01	6.062,63
275.490,29	302.131,74	319.834,89	321.723,86	344.949,32	361.006,22	370.044,58	383.543,79	408.998,12	422.619,72

Ano 16	Ano 17	Ano 18	Ano 19	Ano 20	Ano 21	Ano 22	Ano 23	Ano 24	Ano 25	
70.374,25	64.682,65	58.946,42	53.696,85	48.895,51	44.506,60	40.496,88	36.835,47	33.493,75	30.445,27	
16,00	17,00	18,00	19,00	20,00	21,00	22,00	23,00	24,00	25,00	
437.864,57	447.046,79	456.229,01	465.411,22	474.593,44	483.775,66	492.957,88	502.140,09	511.322,31	520.504,53	
6.442,70	2.933,06	2.933,06	2.933,06	2.933,06	2.933,06	2.933,06	2.933,06	2.933,06	2.933,06	
431.421,87	444.113,73	453.295,94	462.478,16	471.660,38	480.842,60	490.024,81	499.207,03	508.389,25	517.571,47	
									DP	86.758,49
									MED	384.730,55
									VAR	22,55%
									VP	2.529.768,66
									VPL	R\$ 574.723,86

Incerteza no Painel				
Opção real de investir	Símbolo	Valores (cenário min)	Valores (cenário max)	
Investimento Inicial	(K)	1.955.044,80	1.955.044,80	
VPL		635.888,42	574.723,86	
VP	(S)	2.590.933,22	2.529.768,66	
Tempo para a tomada de decisão	(t)	1,00	1,00	
Volatilidade do Fluxo de Caixa	(σ)	0,20	0,23	
Táxa de Juros	(r)	0,12	0,12	
d1		0,97	0,37	
d2		0,77	0,14	
N(d1)		0,84	0,64	
N(d2)		0,78	0,56	
Opção	(C)	811.514,27	663.517,66	
Valor do Projeto		1.447.402,69	1.238.241,52	

4.) Caso Tarifa: Vetores Retornados da aplicação do GBM para a Receita da Tarifa

Vetor_1 = [384793,127704571; 388970,768096877; 409034,654641661;
423189,799013525; 434006,775527275; 434554,204963981; 446348,590294997;
450492,806096021; 476384,96197142; 497151,774755276; 503451,576911105;
521197,969178183; 545124,884718756; 562902,143788166; 576764,254318094;
596922,291126615; 620775,448424258; 636946,566867561; 662024,741400603;
677243,351469397; 697587,946024656; 699556,183809642; 705448,957855242;
710474,988852912; 721412,662567317]

Vetor_2 = [387104,438607619; 397095,163747953; 407375,892505218;
406930,607129301; 423795,192144132; 447225,345125716; 447409,922153757;
459644,867507019; 461439,962374506; 473893,870820407; 485781,007993502;

499705,484236377; 511846,249699802; 529665,377183423; 539983,028306352;
 545051,441733306; 540848,323709845; 545983,364055399; 552828,086411067;
 559294,907586648; 587046,975412919; 585917,201662968; 592238,664568575;
 603749,130604953; 612996,717411476]

1. Fluxo de Caixa

MAX	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
VP		306.243,48	281.396,23	258.564,25	230.577,95	215.442,59
ANO	-	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00
RECEITA	-	387.104,44	397.095,16	407.375,89	406.930,61	423.795,19
CUSTO	1.955.044,80	44.111,74	44.111,74	44.111,74	44.111,74	44.111,74
MARGEM	- 1.955.044,80	342.992,70	352.983,43	363.264,16	362.818,87	379.683,46

Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10	Ano 11	Ano 12	Ano 13	Ano 14	Ano 15
195.130,80	182.431,62	167.826,86	150.492,74	138.378,34	126.969,36	116.939,57	107.192,68	99.353,90	90.593,83
6,00	7,00	8,00	9,00	10,00	11,00	12,00	13,00	14,00	15,00
447.225,35	447.409,92	459.644,87	461.439,96	473.893,87	485.781,01	499.705,48	511.846,25	529.665,38	539.983,03
62.071,74	44.111,74	44.111,74	44.111,74	44.111,74	44.111,74	44.111,74	44.111,74	44.111,74	44.111,74
385.153,61	403.298,19	415.533,13	417.328,23	429.782,13	441.669,27	455.593,75	467.734,51	485.553,64	495.871,29

Ano 16	Ano 17	Ano 18	Ano 19	Ano 20	Ano 21	Ano 22	Ano 23	Ano 24	Ano 25
81.714,12	72.346,87	65.263,18	59.065,42	53.407,37	50.253,87	44.776,16	40.445,17	36.870,09	33.463,70
16,00	17,00	18,00	19,00	20,00	21,00	22,00	23,00	24,00	25,00
545.051,44	540.848,32	545.983,36	552.828,09	559.294,91	587.046,98	585.917,20	592.238,66	603.749,13	612.996,72
44.111,74	44.111,74	44.111,74	44.111,74	44.111,74	44.111,74	44.111,74	44.111,74	44.111,74	44.111,74
500.939,71	496.736,59	501.871,63	508.716,35	515.183,17	542.935,24	541.805,47	548.126,93	559.637,39	568.884,98

DP	25.601,96
MED	380.339,53
VAR	6,73%
VP	1.988.106,53
VPL	R\$ 33.061,73

1. Fluxo de Caixa

MIN	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
VP		304.179,81	274.919,51	259.744,93	240.910,96	221.236,92
ANO	-	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00
RECEITA	-	384.793,13	388.970,77	409.034,65	423.189,80	434.006,78
CUSTO	1.955.044,80	44.111,74	44.111,74	44.111,74	44.111,74	44.111,74
MARGEM	- 1.955.044,80	340.681,39	344.859,03	364.922,92	379.078,06	389.895,04

Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10	Ano 11	Ano 12	Ano 13	Ano 14	Ano 15
188.711,21	181.951,53	R\$ 164.130,50	R\$ 155.882,06	R\$ 145.866,77	R\$ 132.049,23	R\$ 122.456,15	R\$ 114.819,28	R\$ 106.154,80	R\$ 97.313,62
6,00	7,00	8,00	9,00	10,00	11,00	12,00	13,00	14,00	15,00
434.554,20	446.348,59	450.492,81	476.384,96	497.151,7748	503.451,5769	521.197,9692	545.124,8847	562.902,1438	576.764,2543
62.071,74	44.111,74	44.111,74	44.111,74	44.111,74	44.111,74	44.111,74	44.111,74	44.111,74	44.111,74
372.482,47	402.236,85	406.381,07	432.273,23	453.040,04	459.339,84	477.086,23	501.013,15	518.790,41	532.652,52

Ano 16	Ano 17	Ano 18	Ano 19	Ano 20	Ano 21	Ano 22	Ano 23	Ano 24	Ano 25
R\$ 90.175,38	R\$ 83.987,81	R\$ 77.092,00	R\$ 71.743,89	R\$ 65.634,71	R\$ 60.485,50	R\$ 54.167,57	R\$ 48.798,72	R\$ 43.901,41	R\$ 39.841,08
16,00	17,00	18,00	19,00	20,00	21,00	22,00	23,00	24,00	25,00
596922,2911	620775,4484	636946,5669	662024,7414	677243,3515	697587,946	699556,1838	705448,9579	710474,9889	721412,6626
44.111,74	44.111,74	44.111,74	44.111,74	44.111,74	44.111,74	44.111,74	44.111,74	44.111,74	44.111,74
552.810,56	576.663,71	592.834,83	617.913,01	633.131,62	653.476,21	655.444,45	661.337,22	666.363,25	677.300,93
								DP	28.024,06
								MED	381.423,34
								VAR	7,35%
								VP	1.991.667,42
								VPL	R\$ 36.622,62

Incerteza na Tarifa

Opção real de investir	Símbolo	Valores (cenario min)	Valores (cenario max)
Investimento Inicial	(K)	1.955.044,80	1.955.044,80
VPL		36.622,62	33.061,73
VP	(S)	1.991.667,42	1.988.106,53
Tempo para a tomada de decisão (t)		1,00	1,00
Volatilidade do Fluxo de Caixa (σ)		0,07	0,07
Táxa de Juros	(r)	0,12	0,12
d1		0,06	1,83
d2	-	0,02	1,77
N(d1)		0,52	0,97
N(d2)		0,49	0,96
Opção	(C)	185.259,57	254.504,00
Valor do Projeto		221.882,19	287.565,73