

Lucimeire Cordeiro da Silva

**ANÁLISE DA VIABILIDADE DE INVESTIMENTO EM ENERGIA SOLAR COM
OPÇÕES REAIS**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Administração (PPGA) da Universidade do Grande Rio (UNIGRANRIO) como requisito parcial para obtenção do título de Doutora em Administração.

Linha de Pesquisa: Estratégia, Governança e Conhecimento.

Orientador: Prof. Tara Keshar Nanda Baidya, Dr.

Rio de Janeiro

2019

CATALOGAÇÃO NA FONTE/BIBLIOTECA - UNIGRANRIO

S586a Silva, Lucimeire Cordeiro da.
Análise da viabilidade de investimento em energia solar com opções reais / Lucimeire Cordeiro da Silva. – Duque de Caxias, 2018.
168 f.: il. ; 30 cm.

Tese (Doutorado em Administração) – Universidade do Grande Rio “Prof. José de Souza Herdy”, Escola de Ciências Sociais e Aplicadas, Rio de Janeiro, 2018.
“Orientador: Prof°. Tara Keshar Nanda Baidya”.
Bibliografia: f. 121-131.

1. Administração 2. Energia solar. 3. Sistema de energia fotovoltaica.
4. Opções Reais. I. Baidya, Tara Keshar Nanda. II. Universidade do Grande Rio “Prof. José de Souza Herdy”. III. Título.

CDD - 658

Lucimeire Cordeiro da Silva

"Análise da viabilidade de investimento em energia solar com opções reais"

Tese apresentada à Universidade do Grande Rio "Prof. José de Souza Herdy", como parte dos requisitos parciais para obtenção do grau de Doutor em Administração.

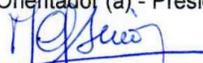
Área de Concentração:
Gestão Organizacional.

Aprovada em 29 de novembro de 2018.

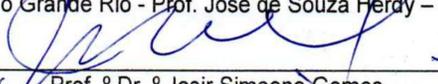
Banca Examinadora



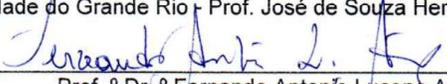
Prof. ° Dr. ° Tara Keshar Nanda Baidya
Universidade do Grande Rio Prof. José de Souza Herdy - UNIGRANRIO
Orientador (a) - Presidente da Banca



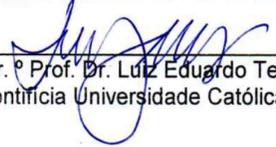
Prof. ° Dr. ° Maria Cristina Fogliatti de Sinay
Universidade do Grande Rio - Prof. José de Souza Herdy - UNIGRANRIO



Prof. ° Dr. ° Josir Simeone Gomes
Universidade do Grande Rio - Prof. José de Souza Herdy - UNIGRANRIO



Prof. ° Dr. ° Fernando Antonio Lucena Aiube
Universidade Estadual do Rio de Janeiro - UERJ



Prof. ° Dr. ° Prof. Dr. Luiz Eduardo Teixeira Brandão
Pontifícia Universidade Católica - PUC

AGRADECIMENTOS

Para o desenvolvimento da presente tese foi necessário um longo caminho de construção e desconstrução. As duas coisas (construção e desconstrução) provocam em qualquer pessoa um conjunto composto de diversos sentimentos, entre eles o de fortalecimento e sofrimento. Creio que o maior desafio, realmente, não foi meu, mas, sim, daquele que soube me conduzir no trajeto. Por isso, inicio agradecendo ao meu orientador prof. Dr. Tara Keshar Nanda Baidya que, com sua habilidade e conhecimento, foi um agente provocativo desses sentimentos indispensáveis para a construção real de um pesquisador científico.

Gostaria de agradecer também ao grupo de pesquisa que construímos e que é composto por diversos professores e alunos que me ajudaram muito com sugestões e críticas construtivas.

Agradeço aos professores que compuseram a minha banca, pelas contribuições que tanto enriqueceram a minha pesquisa.

Agradeço à professora Gheisa Esteves por compartilhar o seu vasto conhecimento em mercado de energia no Brasil e ter me ajudado no levantamento de diversos artigos nacionais e internacionais na área.

Agradeço à professora Marta Dalbem que sempre se fez presente, de alguma forma, nos momentos cruciais para a construção dessa tese.

Agradeço aos professores e toda a coordenação do programa de doutorado da UNIGRANRIO que tanto se esforçaram e se esforçam para que o sentimento e a necessidade de investigação estejam, permanentemente, dentro de cada um de nós.

Agradeço ao Gerente Operacional Sr. Fernando César Golono da Silva por contribuir com a pesquisa fornecendo os dados para a realização do experimento da metodologia desenvolvida.

Agradeço a todos os meus amigos e colegas que fizeram parte dessa trajetória e que adoçaram tantas aulas e trabalhos. Como aprendi com vocês!

Agradeço à FAPERJ pelo incentivo dado ao longo desses anos com o financiamento da presente pesquisa científica.

Agradeço aos meus amigos: coordenador e professores do curso de administração do UniFOA, que me apoiaram e me surpreenderam com os olhos cheios de orgulho no dia de minha defesa e aos meus alunos pelos aplausos ao entrar em sala de aula. Fiquei muito emocionada com tanto carinho!

Agradeço aos meus familiares e amigos que me apoiaram e vibraram com cada momento. Vocês se tornaram um alicerce, principalmente no momento em que minha mãe

retornou para os braços de Deus. Ainda me lembro da sua alegria estampada nos olhos quando soube que eu havia passado para o doutorado, ela então, na sua simplicidade me disse: - “Eu sabia que você gostava de estudar, mas nunca poderia imaginar em ter uma filha doutora!” .
Obrigada mãe!

Agradeço à minha irmã Luciene, pela sua presença tão cheia de amor, tão viva e tão forte em minha vida. Agradeço aos meus irmãos: Leda e Luiz Carlos que torceram constantemente pela tão sonhada vitória.

Agradeço à minha segunda mãe Celi Santos, que sempre teve tanto amor e cuidado comigo e com o meu filho. Graças à sua dedicação e presença consegui me ausentar por diversas vezes e me dedicar, com tranquilidade, ao doutorado.

Agradeço ao meu filho Bernardo, que é a razão de tudo pelo que todos passamos.

Obrigada!

RESUMO

O objetivo desta pesquisa é, por meio de metodologia desenvolvida para opções reais, capturar as incertezas e contribuir com o gestor no aperfeiçoamento de sua decisão, na realização de investimentos em energia solar fotovoltaica. Este estudo apresentou a legislação vigente para o mercado de energia, realizou estudos em energia solar no mundo e no Brasil, desenvolveu uma metodologia para cálculo de opções reais por meio de programação dinâmica recursiva. Foram calculados os fatores de dimensionamento de risco para quatro estados possíveis, com duas variáveis de incertezas: a tarifa de energia e o preço das placas de geração de energia solar fotovoltaica. A metodologia construída proporcionou a análise e modelagem das variáveis de incertezas e atribuiu valor à opção existente ao investimento em energia solar fotovoltaica, desenvolvendo uma análise de viabilidade que capturasse a incerteza. Conforme os resultados encontrados, foi observado que, diante de um ambiente volátil para o cálculo da viabilidade de investimento em projeto de energia solar fotovoltaica num negócio de média tensão, a teoria ortodoxa não satisfaz, pois a ausência da flexibilidade faria com que o gestor não investisse no projeto ao verificar que o Valor Presente Líquido encontrado foi negativo, totalizando -R\$ 6.997.111,23. Ao ampliar a teoria ortodoxa de análise de investimento com a aplicação da metodologia proposta para opções reais, foi possível capturar as incertezas com a sua aplicação ao Estudo de Caso desenvolvido com os dados de um *Shopping* que atua no mercado livre de energia como consumidor especial. Considerando a possibilidade de investimento em até um ano, a incerteza impactou o Valor Presente Líquido em 148,72%. Foram realizadas outras simulações considerando até doze períodos para tomada de decisão elevando o impacto da incerteza em 314,69%. Os resultados foram demonstrados nas árvores de Opções Reais e de decisão. A árvore de Opções Reais apresentou as alternativas estratégicas de um determinado evento e a árvore de decisão descreveu os caminhos estratégicos que o gestor pode percorrer, realizando uma demonstração gráfica dos roteiros de decisão sobre as iniciativas e oportunidades estratégicas ao longo do tempo. Conclui-se que a Teoria de Opções Reais aplicada conseguiu capturar a incerteza e ajudar o gestor no aperfeiçoamento da sua decisão de investir em projetos de geração de energia solar fotovoltaica.

Palavras-Chave: Opções Reais. Quadrimonial. Energia Solar fotovoltaica..

ABSTRACT

The objective of this research is, through a methodology developed for real options, to capture the uncertainties and to contribute with the manager in the improvement of his decision, in the realization of investments in photovoltaic solar energy. This study presented the current legislation for the energy market, conducted studies on solar energy in the world and in Brazil, developed a methodology for calculating real options through recursive dynamic programming. The risk sizing factors were calculated for four possible states, with two variables of uncertainties: the energy tariff and the price of solar photovoltaic power generation plates. The built methodology provided the analysis and modeling of the uncertainty variables and attributed value to the existing option to invest in photovoltaic solar energy, developing a feasibility analysis that captures the uncertainty. According to the results, we observed that, faced with a volatile environment for calculating the feasibility of investment in photovoltaic solar energy project in a medium voltage business, orthodox theory does not satisfy, since the absence of flexibility would cause the manager not to invest in the project to verify that the Net Present Value was negative, totaling -R \$ 6,997,111.23. By expanding the orthodox theory of investment analysis with the application of the proposed methodology for real options, it was possible to capture the uncertainties with its application to the Case Study developed with the data of a Shopping that operates in the free market of energy. Considering the possibility of investment in up to one year, the uncertainty impacted the Net Present Value by 148.72%. Other simulations were performed considering up to twelve periods for decision making, raising the impact of uncertainty to 314.69%. The results were demonstrated in the Decision and Real Options trees. The Real Options tree presented the strategic alternatives of a given event and the decision tree described the strategic paths that the manager can take, performing a graphic demonstration of the decision scripts about strategic initiatives and opportunities over time. It is concluded that the applied Real Theory of Options has managed to capture uncertainty and help the manager in improving his decision to invest in solar photovoltaic energy generation projects.

Keywords: Real Options. Quadrimonial. Photovoltaic. Solar Energy .

LISTA DE QUADROS

Quadro 1- <i>Ranking</i> dos países com maior capacidade Instalada de Geração de Energia Solar. 52	52
Quadro 2- Políticas e Metas dos cinco países da América Latina. 60	60
Quadro 3- Principais Mudanças na Resolução 482. 65	65
Quadro 4- Diferença entre ambiente livre e regulado..... 66	66

LISTA DE TABELAS

Tabela 1- Relação dos autores mais citados que aplicaram Opções Reais no Setor de Energia.	23
Tabela 2- Relação dos autores mais citados que aplicaram a Teoria de Opções Reais em Energia Renovável.	28
Tabela 3- Adição Líquida de Capacidade Instalada de Energia Solar (2007 a 2017).	51
Tabela 4 - Adição Líquida de Capacidade Instalada.	59
Tabela 5- Relação das Centrais Geradoras de Energia Solar com produção independente.	62
Tabela 6- Volatilidade anual da tarifa de energia.	70
Tabela 7- Série temporal das placas alemãs e cálculo do retorno.	72
Tabela 8- Volatilidade anual dos preços das placas alemãs.	72
Tabela 9- Série temporal das placas chinesas e cálculo do retorno.	72
Tabela 10- Volatilidade anual dos preços das placas chinesas.	73
Tabela 11- Simulação de uma trajetória dos valores da Tarifa de Energia por 25 anos.	85
Tabela 12- Previsão do crescimento da tarifa de energia com 95% de confiança.	86
Tabela 13- Custos totais referente a atuação no Mercado Livre de Energia.	98
Tabela 14- Valores retirados dos dados para projeção da Tarifa de Energia.	98
Tabela 15- Estimativa da Tarifa de Energia.	99
Tabela 16- Quantidades e preços de módulos e inversores.	100
Tabela 17- Total do investimento para cálculo do Valor Presente Líquido.	100
Tabela 18- Custos Operacionais e Administrativos.	103
Tabela 19- Resumo das premissas adotadas.	103
Tabela 20 - Número de ramos.	114
Tabela 21 - Valor da Opção de Investimento considerando mais períodos: <i>Shopping</i> .	115
Tabela 22- Resumo das recomendações para auxiliar na decisão estratégica no segundo período.	155
Tabela 23- Combinações com os fatores de subida e descida que tornaram a decisão de investir recomendada.	155
Tabela 24- Combinações com os fatores de subida e descida que tornaram a decisão de não investir recomendada.	156

LISTA DE FIGURAS

Figura 1- Organização da Tese.....	15
Figura 2- Implicações Práticas da Teoria de Opções Reais	18
Figura 3- Implicações Práticas da Teoria de Opções Reais no Setor de Energia.....	21
Figura 4 - Diagrama binomial	36
Figura 5 - Diagrama da Opção de Compra.....	40
Figura 6- Geração Global de Eletricidade e participação de Energias Solar e Eólica na geração total de energia renovável.....	43
Figura 7- Proporção da Capacidade Instalada das Energias Renováveis no mundo em 2000 e 2016.....	44
Figura 8 - Proporção da Capacidade Instalada das Energias Renováveis em 2017.	44
Figura 9- Evolução da Capacidade Instalada das Energias Renováveis de 2007 a 2017.	45
Figura 10 - Geração de eletricidade em 2017: 25.570 TWh	46
Figura 11- Evolução da Capacidade Instalada de Energia Solar no Mundo.....	48
Figura 12- Números de emprego no setor de Energia Renovável em todo o mundo, por tecnologia.	49
Figura 13- <i>Ranking</i> dos países com maior Capacidade Instalada de Geração de Energia Solar em 2017.....	50
Figura 14- Matriz Energética brasileira 2016.....	53
Figura 15- Consumo de Energias Renováveis e não Renováveis no Brasil e no mundo no ano de 2016.....	54
Figura 16- Oferta Interna de Energia Elétrica no ano de 2016.....	55
Figura 17- Oferta Interna de Energia Elétrica no ano de 2017.....	55
Figura 18- Principais Programas e Instrumentos Regulatórios desenvolvidos ao longo das últimas décadas pelo governo brasileiro.	56
Figura 19- Capacidade Instalada de Energia Solar Fotovoltaica de 2010 a 2017.	58
Figura 20 - <i>Ranking</i> dos países da América Latina com maior Capacidade Instalada de Energia Solar Fotovoltaica no ano de 2017.	59
Figura 21- Evolução da tarifa de energia da concessionária LIGHT	68
Figura 22- Retorno da tarifa de energia da concessionária LIGHT.....	68
Figura 23- Evolução dos preços do módulo solar fotovoltaico.....	71
Figura 24- Evolução dos preços do módulo solar fotovoltaico da Alemanha e China.....	71
Figura 25- Curva de valores esperados e de intervalo de confiança de 95%.....	87

Figura 26 - Trajetória do processo real e do processo neutro ao risco.	88
Figura 27- Diagrama binomial da tarifa de energia (P).	89
Figura 28- Diagrama binomial do preço das placas solares.....	90
Figura 29- Estados possíveis da tarifa de energia.....	91
Figura 30- Estados possíveis dos preços das placas solares.....	91
Figura 31- Combinação dos quatro estados das variáveis.....	92
Figura 32- Forma Geral da representação da Programação Dinâmica Recursiva.	96
Figura 33- Árvore de Decisão de um período.	106
Figura 34- Decisão recomendada no último período.	109
Figura 35- Árvore de Decisão com dois períodos.	110
Figura 36- Corte da árvore do Valor Presente Líquido.....	143
Figura 37- Combinação que mais impacta o Valor Presente Líquido no último período.....	145
Figura 38- Ramificações do 1º nó do primeiro período da árvore de decisão.	148
Figura 39- Ramificações do segundo nó do primeiro período da árvore de decisão.....	150
Figura 40- Ramificações do 3º nó do primeiro período da árvore de decisão.	151
Figura 41- Ramificações do 4º nó do primeiro período da árvore de decisão.	153

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
2	PERSPECTIVA TEÓRICA	16
2.1	APLICAÇÃO DA TEORIA DE OPÇÕES REAIS NO SETOR DE ENERGIA.....	21
2.2	APLICAÇÃO DA TEORIA DE OPÇÕES REAIS EM ENERGIA RENOVÁVEL	26
2.3	O MODELO DE ARROW-DEBREU.....	31
2.4	A ABORDAGEM BINOMIAL	35
2.4.1	Teoria da não-arbitragem.....	38
2.4.2	Opção de Compra.....	39
3	ENERGIA SOLAR	42
3.1	CAPACIDADE INSTALADA DE ENERGIAS RENOVÁVEIS NO MUNDO.	44
3.1.1	Ranking dos países com maior Capacidade Instalada de Energia Solar.....	50
3.2	A ENERGIA NO BRASIL	53
3.2.1	Energia Elétrica no Brasil	54
3.2.2	Políticas de Incentivos à utilização de Energia Solar no Brasil.....	56
3.2.3	Evolução da Capacidade Instalada para Geração de Energia Solar Fotovoltaica no Brasil.....	58
3.3.4	Planejamento de Expansão da Energia Solar Fotovoltaica no Brasil.....	62
3.3	MERCADO DE ENERGIA NO BRASIL	64
4	VARIÁVEIS ESTOCÁSTICAS	67
4.1	TARIFA DE ENERGIA.....	67
4.2	CÁLCULO DA VOLATILIDADE DA TARIFA DE ENERGIA	69
4.3	PREÇO DAS PLACAS.....	70
4.4	CÁLCULO DA VOLATILIDADE DO PREÇO DAS PLACAS NA ALEMANHA	72
4.5	CÁLCULO DA VOLATILIDADE DO PREÇO DAS PLACAS NA CHINA	72
5	METODOLOGIA	74
5.1	APRESENTAÇÃO DO ESTUDO DE CASO	75
5.2	METODOLOGIA UTILIZADA PARA CÁLCULO DA VIABILIDADE DO INVESTIMENTO EM REGIME DE CERTEZA	77
5.3	METODOLOGIA UTILIZADA PARA CÁLCULO DA VIABILIDADE DO INVESTIMENTO EM REGIME DE INCERTEZA.....	79
5.3.1	Cálculo de p_a , p_b , p_c e p_d	92
6	RESULTADOS	97
6.1	ANÁLISE DA VIABILIDADE EM REGIME DE CERTEZA	97
6.1.1	Dimensionamento do sistema de geração de energia solar	99
6.1.2	Custos Operacionais e Administrativos (variável “ a_i ” do modelo).....	102
6.1.3	Cálculo do Valor Presente Líquido	103

6.2	ANÁLISE DA VIABILIDADE EM REGIME DE INCERTEZA.....	106
6.2.1	<i>Análise da possibilidade de investimento em até um ano.....</i>	<i>106</i>
6.2.1.1	<i>Cálculo numérico.....</i>	<i>107</i>
6.2.2	<i>Análise da possibilidade de investimento num tempo determinado em até dois anos.....</i>	<i>109</i>
6.2.3	<i>Valor da opção com o software MATLAB (Shopping).....</i>	<i>114</i>
7	CONSIDERAÇÕES FINAIS	117
	REFERÊNCIAS	120
	GLOSSÁRIO.....	130
	APÊNDICE A – SÉRIE HISTÓRICA DA TARIFA DE ENERGIA	132
	APÊNDICE B – SÉRIE HISTÓRICA DO PREÇO DAS PLACAS.....	136
	APÊNDICE C - FLUXO DE CAIXA DO SISTEMA DE GERAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA	140
	APÊNDICE D – INVESTIMENTO EM ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EM ATÉ TRÊS ANOS.	142
4.1	<i>Construção da Árvore Quadrimonial do Shopping com três períodos.....</i>	<i>142</i>
4.2	<i>Árvore de decisão.....</i>	<i>147</i>
	APÊNDICE E – LINGUAGEM DE PROGRAMAÇÃO MATLAB	158
	APÊNDICE F – DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA DE GERAÇÃO COM PV*SOL	164

1 INTRODUÇÃO

A necessidade de energia é crescente no mundo e faz com que diversos países busquem novas fontes de energias alternativas e renováveis que possam explorar e que não ofereçam riscos de causar grandes acidentes ambientais. (PACESILA *et al*: 2015).

A energia solar é uma dessas fontes, porém necessita de forte regulamentação de incentivo. De acordo com estudos da *Bloomberg*, a elevação da capacidade instalada de energia solar sofreu uma desaceleração devido à redução de incentivos fiscais. (CENÁRIOS SOLAR 2016-2017, p. 112).

A *International Energy Agency – IEA* estima uma redução nos custos de investimento no mundo. No Brasil, existem expectativas de expansão de investimentos em geração distribuída fotovoltaica, com incentivos por meio do sistema de compensação *net-metering* e isenção de impostos em algumas regiões, o que torna viável o investimento em sistemas de mini e microgeração distribuída. (WEISS, 2016, pp.82-92).

A viabilidade de qualquer projeto em energia solar possui uma relação com o custo da geração da tecnologia e a tarifa de energia adotada pelas distribuidoras. Portanto, é necessário o desenvolvimento de uma metodologia de análise de investimento que consiga capturar as incertezas ambientais que são refletidas na tecnologia utilizada para a geração de energia e nas tarifas de energia.

Seguindo Dixit e Pindyck (1994), a pergunta inicial para a presente investigação científica será sobre como uma empresa deve calcular a viabilidade de um projeto de energia solar diante de um ambiente volátil? A teoria ortodoxa aponta três etapas de cálculo para viabilidade:

- 1ª.) É calculado o valor esperado dos fluxos de caixa gerados;
- 2ª.) São considerados todos os custos necessários para a realização do investimento;
- 3ª.) É obtida a diferença entre os custos e o fluxo de caixa gerado. A diferença resultará no Valor Presente Líquido – VPL; caso o resultado obtido seja maior que zero, o investimento deverá seguir em frente.

Nesta pesquisa, serão consideradas duas variáveis de incertezas representadas pelo preço das placas e pela tarifa de energia. O preço das placas solares influencia no valor do investimento e a tarifa de energia influencia no Valor Presente dos fluxos de caixa descontados.

Portanto, o objetivo deste estudo será capturar essas incertezas e ajudar o gestor a aperfeiçoar sua decisão sobre a realização de investimentos em energia solar fotovoltaica.

Os objetivos intermediários podem ser estruturados conforme a seguir:

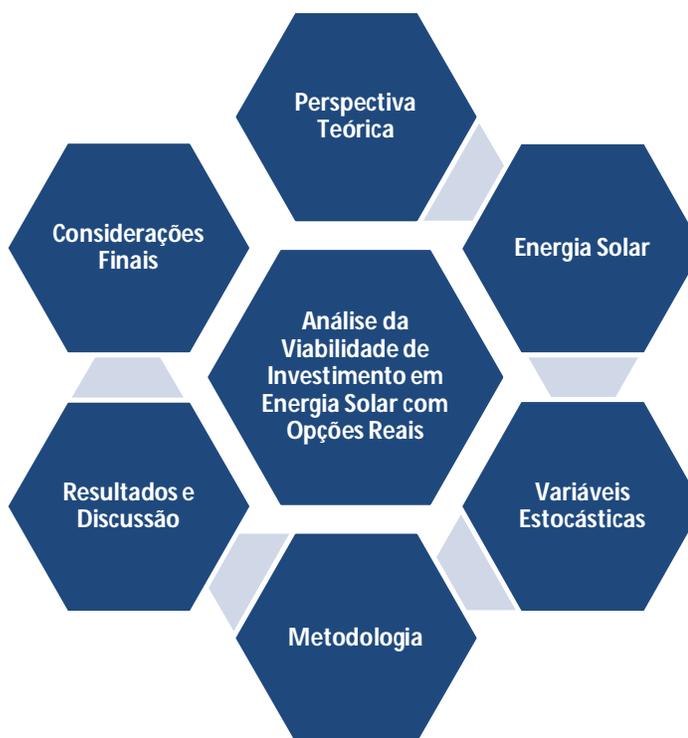
- Aprofundar os estudos da Teoria de Opções Reais e suas ampliações;
- Aprofundar o estudo da legislação vigente para o mercado de energia;
- Aprofundar o estudo em energia solar no mundo e no Brasil;
- Analisar e modelar as variáveis de incertezas;
- Valorar a opção existente de investimento em energia solar fotovoltaica.

Para a aplicação da metodologia a ser construída foi obtido os dados de um Shopping localizado na cidade de Volta Redonda. O critério de escolha se deu pelo fato da energia elétrica ser um insumo muito significativo na composição do seu custo total, de acordo com dados disponibilizados pela administradora do empreendimento. Os custos com a utilização de ar condicionado totalizam 33,64% do custo total com energia. Segundo a revista *Shopping Centers* (2015, p.12), os custos com energia chegam a 60% de todos os custos de um *Shopping*. Portanto, o desenvolvimento e a experimentação da ferramenta desenvolvida contribuirão para tornar possível a valoração das opções existentes no futuro, capturando o impacto da incerteza sobre o valor do projeto.

Este estudo se justifica por se tratar de um consumidor de média tensão, que atua no mercado livre de energia, e é inédito ao contribuir para a tomada de decisão em investimento com a utilização da tecnologia de energia solar fotovoltaica na resolução de uma abordagem de Opções Reais, que amplia o modelo binomial de Cox, Ross e Rubinstein.

A tese está organizada da seguinte maneira:

Figura 1- Organização da Tese.



Fonte: Elaboração própria.

Para dar sustentação ao desenvolvimento da pesquisa, foi definida a teoria que irá direcionar o estudo e, portanto, a mesma será apresentada inicialmente na seção denominada perspectiva teórica com aplicações da Teoria de Opções Reais no setor de energia. Em seguida, as próximas seções serão compostas da visão geral da energia solar no mundo e no Brasil, o estudo do comportamento das variáveis estocásticas, o arcabouço teórico que sustenta a metodologia com a apresentação do estudo de caso e desenvolvimento da metodologia. A seguir será realizada a análise de viabilidade de investimento com a aplicação da metodologia proposta. O estudo se encerra com as considerações finais, nas quais se dará ênfase ao alcance do objetivo inicial exposto e propostas de pesquisas futuras.

2 PERSPECTIVA TEÓRICA

Em desenvolvimento de pesquisa em análise de viabilidade que capture a incerteza ambiental e objetive contribuir para a tomada de decisão, uma das perspectivas teóricas que se fazem mais presentes é a Teoria de Opções Reais. Segundo os estudos de autores como Ghemawat (2002), Tong & Reuer (2007) e Li et al (2007) entre outros, observa-se que essa teoria possui forte influência no pensamento estratégico da organização e combina os modelos econômicos com técnicas de precificação de opções financeiras.

O marco inicial dessa teoria se dá por meio da comparação entre Opções Reais e Financeiras. Os pioneiros desse estudo foram Black, Scholes (1973) e Merton (1973), que elaboraram uma fórmula para a avaliação de uma opção financeira, abrindo o caminho para o desenvolvimento de pesquisas relacionadas a Opções Reais. (TONG & REUER, 2007, p.5).

Com o pensamento em oportunidades discricionárias de investimento com opções de crescimento, Myers (1977) escreveu um artigo sobre os determinantes do endividamento corporativo. O autor queria entender por que a teoria em finanças, vigente na época, não explicava os motivos pelos quais os incentivos fiscais para a realização de financiamentos de dívidas não levavam as empresas a realizarem mais empréstimos e por que algumas empresas se endividavam mais que outras. A conclusão que Mayers (1977) apresentou foi a de que os resultados encontrados no artigo derivavam da ideia de considerar os ativos reais como opções, cujo valor final dependeria do investimento futuro discricionário e forneceria direitos de decisão. As oportunidades de investimento discricionário das empresas são consideradas equivalentes a uma opção de compra sobre os ativos reais, da mesma forma que uma opção de compra financeira fornece direitos de decisão sobre ativos financeiros. O autor afirmou que o preço do exercício de uma opção é o investimento futuro necessário para adquirir o ativo.

Tourinho (1979) foi o pioneiro ao concentrar sua pesquisa na aplicabilidade da Teoria de Opções Reais com a valoração quantitativa do ativo real através de soluções analíticas com programação dinâmica. O autor analisou a opção de adiar o investimento considerando como ativo real a produção e exploração de reservas naturais. (TRIGEORGIS, 1996, p.17; BAIDYA & AIUBE, 1997).

Portanto, conforme entendimento, Myers (1977) foi quem cunhou o termo “Opções Reais” e Tourinho (1979), um brasileiro, foi quem desenvolveu o primeiro modelo matemático para solução da incerteza. (BAIDYA & AIUBE, 1997, p. 55; DIAS, 2014, p.70).

Uma opção que, similarmente a uma opção financeira, fornece ao gestor o direito, mas não a obrigação de tomar alguma decisão no futuro, é considerada “real” porque os ativos

subjacentes, diferentes dos ativos financeiros, são considerados ativos físicos e humanos. Ao considerar o impacto da incerteza na valoração de um projeto, ela fornece ao gestor a flexibilidade de decidir. Portanto, a Opção Real cria valor econômico ao gerar futuros direitos de decisão. (MERTON, 1998, p. 339 *apud* LI *et al*, 2007, p.35).

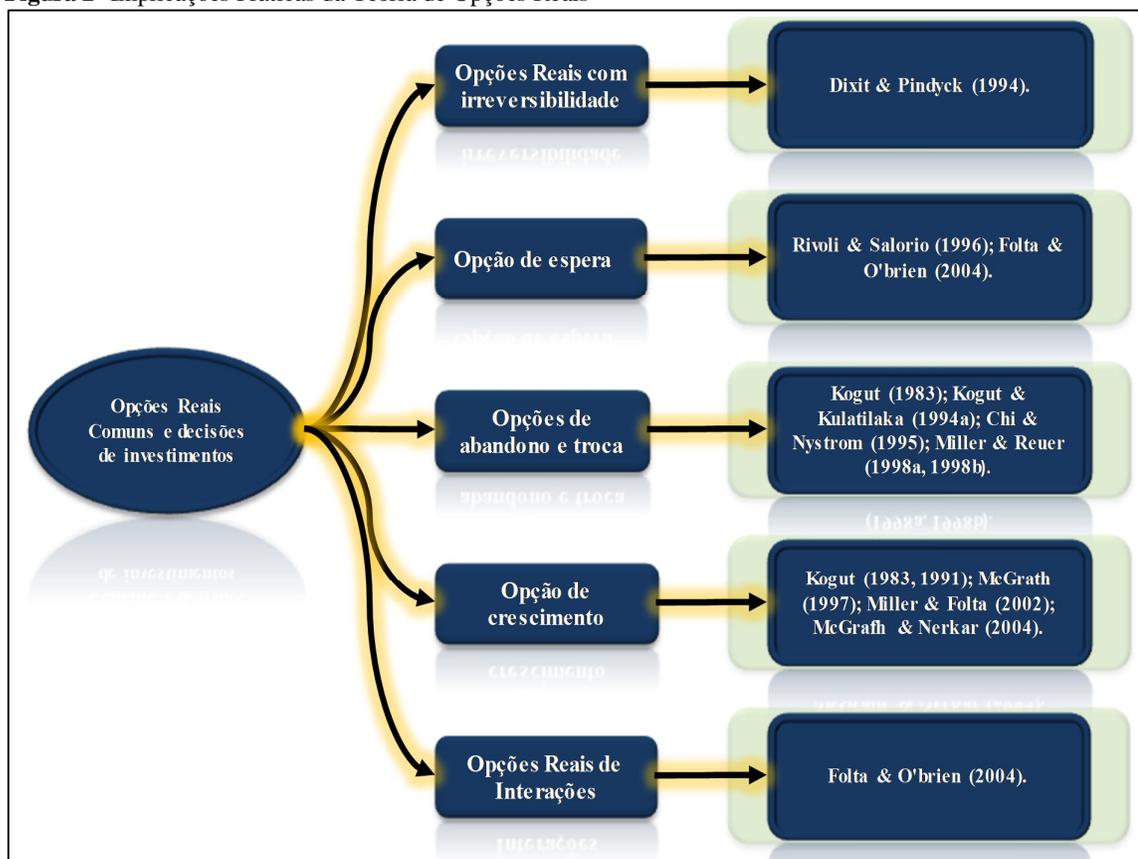
As pesquisas em Opções Reais desenvolveram princípios e métodos que possibilitaram a consideração de diversas opções inerentes a um tomador de decisão em relação a um investimento, como por exemplo: opção de abandono, opção de espera, opção de investir, opções de mudança e crescimento e opção de adiar. Qualquer investimento passou a considerar uma combinação das Opções Reais descritas anteriormente. Trigeorgis (1993) desenvolveu um artigo sobre a natureza das interações de opção e a avaliação de investimentos com múltiplas Opções Reais. O autor identifica a influência da presença de outras opções no valor de uma Opção Real, pois no contexto, o valor isolado de uma opção é maior que o valor das opções no todo; esse valor declina na presença de outras opções. Trigeorgis (1993) amplia os métodos utilizados na época, que consideravam a avaliação de um tipo de opção por vez. Dixit & Pindyck (1994) pesquisaram investimentos irreversíveis, inerentes a investimentos em tecnologia.

Alguns autores passaram a estudar projetos de investimentos, como aqueles relacionados ao desenvolvimento de uma tecnologia ou capital de risco, em que múltiplos estágios são identificados e em cada estágio mais informações são reveladas. Nesse caso, o tomador de decisão necessitaria explorar sistematicamente informações acumuladas, como definido por Roberts & Weitzman (1981) e Trigeorgis (1996). Este último identificou nos múltiplos estágios as opções compostas, cujo ativo subjacente não é um ativo real, mas outra opção.

A partir da década de 1990 e diante do desenvolvimento de novas taxonomias, a influência da Teoria de Opções Reais no pensamento estratégico se torna mais crescente. Na mesma linha de Ghemawat (2002), Li *et al* (2007) destacam essa influência e divide a Teoria de Opções Reais em duas correntes de pensamentos: decisões de investimento e suas implicações no desempenho econômico. A primeira corrente de investigação se preocupou com as decisões e opções de investimento e desinvestimento e a segunda se preocupou com as implicações no desempenho organizacional dos investimentos em Opções Reais. Para os autores, essas duas correntes, quando unidas, contribuem com a preocupação central da gestão estratégica, que é a realização de escolhas estratégicas e o seu desempenho econômico. (LI *et al*, 2007,p.32).

A aplicabilidade da Teoria de Opções Reais e sua influência no pensamento estratégico se consolidaram a partir dos estudos de autores destacados na literatura de Opções Reais como os apresentados na figura 2 a seguir.

Figura 2- Implicações Práticas da Teoria de Opções Reais



Fonte: Li *et al* (2007, p.34).

As implicações práticas das Opções Reais comuns para decisões de investimento podem abranger a oportunidade de investimento com irreversibilidade, opções de espera, opções de abandono e troca, de crescimento e de interações. Essa classificação de Opções, na prática, não é rígida e não se enquadra em apenas uma das categorias. A análise de investimento numa usina de geração de energia, por exemplo, pode se dar quanto à alternativa do modo operacional de fornecimento de energia ou troca de insumo ou tecnologia. (HE, 2007, p.11).

Amram & Kulatilaka (1999) propuseram quatro passos para a construção de uma taxonomia que proporciasse a solução da incerteza inserida na avaliação de Opções Reais:

- Analisar as possíveis decisões existentes no projeto de investimento – definir a linha de pensamento a seguir, identificar as fontes e o valor das incertezas e as opções de decisão;

- Levantar os métodos de soluções existentes – os métodos de solução são divididos em três grupos: a abordagem de equação diferencial parcial (expressão matemática que representa uma opção, obtida por meio de equação diferencial com solução analítica), a abordagem de programação dinâmica (a solução é obtida por meio de um conjunto de equações) e a abordagem de simulação (são considerados diversos caminhos possíveis para o ativo subjacente – exemplo: simulação de Monte Carlo);
- Revisar os resultados encontrados; e
- Redesenhar o processo.

Seguindo Amram & Kulatilaka (1999), a relação da Teoria de Opções Reais com a proposta nesta pesquisa se dá pelas extensões e taxonomias das Opções Reais comuns. As possíveis decisões observadas serão: investir em energia solar fotovoltaica, não investir ou esperar. Para a solução dessas incertezas, a metodologia considerada será a de programação dinâmica direcionada a opções Reais cuja resolução possui alto grau de dificuldade, porém atende a uma necessidade emergente do tomador de decisão em considerar mais de uma variável de incerteza. A metodologia desenvolvida será testada com a utilização de um pré-experimento e revisada com o experimento desenvolvido com o objeto de estudo.

Analisando as soluções existentes relacionadas às opções Reais, alguns autores dedicaram mais tempo no desenvolvimento de metodologias nesse sentido. Um dos autores foi Schwartz (1982), que desenvolveu um modelo de preços de títulos vinculados a *commodities* em tempo contínuo tendo como premissa básica a negociação ininterrupta das *commodities* subjacentes, das obrigações vinculadas a *commodities* e das ações das empresas que emitiam os títulos em mercados sem conflitos. O modelo de Schwatz (1982) considerou como variáveis de incertezas: o risco do preço das *commodities*, o risco de inadimplência e o risco de taxa de juros. Para a solução, construiu uma equação diferencial parcial de segunda ordem, com quatro variáveis que influenciavam no valor das *commodities*.

Stulz (1982) se preocupou em apresentar fórmulas analíticas para o preço da opção de venda e da opção de compra, analisando os valores máximo e mínimo de dois ativos de risco. Este autor forneceu exemplos de aplicações de opções sobre o mínimo ou o máximo de dois ativos de risco, apontando que planos de remuneração, contratos de compartilhamento de risco, empréstimos e títulos de dívidas, salários indexados e algumas oportunidades de crescimento são reivindicações contingentes, cuja função de pagamento inclui a função de recompensa das opções no mínimo ou no máximo de dois ativos de risco. Stulz (1982) considerou a opção de trocar um ativo por outro e concluiu que a análise do mínimo de dois ativos de risco é uma

função crescente do preço de cada ativo arriscado e uma função decrescente do preço de exercício.

Johnson (1987) utilizou o modelo de Black, Scholes e Merton para desenvolver equações para cálculo do máximo e do mínimo de vários ativos de risco.

Boyle e Kirzner (1985) estudaram os problemas de avaliação de títulos emitidos por empresas. Consideraram que um título corresponde a uma opção de compra tradicional para aquisição de um ativo subjacente e, com base na dependência da opção a alguns parâmetros subjacentes, desenvolveram uma fórmula fechada de avaliação, levando em conta o tempo contínuo para opções de preços sobre ativos, em que a remuneração depende do valor de uma empresa associada. Realizaram um estudo de caso com a aplicação da ferramenta da *commodity* em ouro da empresa Echo-Bay Ltd.

Boyle (1988) desenvolveu o modelo de avaliação de opções, considerando dois ativos subjacentes com vários estados, utilizando-se de uma ampliação do algoritmo do modelo binomial (tendo em vista um único ativo e dois estados possíveis) desenvolvido por Cox, Ross e Rubinstein (1979). Considerou um caso em que a opção é uma função de duas ou mais variáveis de estado, podendo o modelo ser estendido para um maior número de variáveis de estado. A obtenção das probabilidades se deu com a utilização de distribuição discreta.

No mesmo artigo, Boyle (1988) estende o modelo para avaliação de dois ativos subjacentes, considerando cinco estados possíveis e, conseqüentemente, cinco probabilidades.

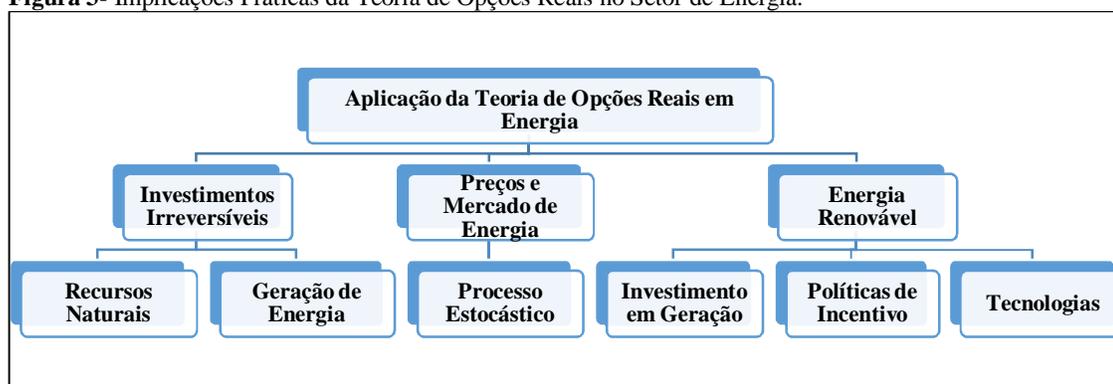
Outros autores direcionaram seus estudos com opções comuns e complexas ao setor de energia. A próxima subseção será dedicada a um levantamento de pesquisas e aplicações da Teoria de Opções Reais no setor de energia, com a utilização de Opções Reais.

2.1 Aplicação da teoria de opções reais no setor de energia

A crise energética ocasionada pelo rápido aumento dos preços mundiais do petróleo e de energia obtida das usinas nucleares, a partir da década de 1970, fez com que as nações repensassem a dependência de recursos energéticos limitados. Diante desse contexto, novas tecnologias e incentivos governamentais foram desenvolvidos para motivar o crescimento da indústria de energia elétrica e elevar sua competitividade no mercado de energia. A tecnologia que se destacou foi a solar fotovoltaica. As melhorias tecnológicas proporcionaram uma queda no custo desse tipo de geração. (AWERBUCH *et al*,1996).

Devido às circunstâncias expostas acima, o método tradicional de orçamento de capital se tornou insuficiente para avaliar investimentos no setor, abrindo caminho para a aplicação da Teoria de Opções Reais. Pesquisadores iniciaram suas buscas por soluções por meio de equações diferenciais parciais, programações dinâmicas e simulação, para modelar os preços de energia e proporcionar uma análise de investimento que capture incertezas. Pesquisas com implicações práticas da Teoria de Opções Reais foram direcionadas para a análise de investimentos irreversíveis, preços e mercado de energia e energia renovável, como demonstra a figura 3 a seguir, que apresenta os focos dos principais estudos desenvolvidos ao longo dos anos:

Figura 3- Implicações Práticas da Teoria de Opções Reais no Setor de Energia.



Fonte: a autora.

A figura 3 anterior exhibe os três principais focos da aplicabilidade da Teoria de Opções Reais em Energia. Segundo Li *et al* (2007, p.34), os pesquisadores primeiramente intensificaram os estudos na análise de investimentos irreversíveis, aqueles voltados para a tecnologia, e utilizaram exemplos como petróleo, gás, mina de cobre, geração de energia e outros. Simultaneamente, estudaram o comportamento dos preços e o mercado de energia, para identificarem o processo estocástico que se adequasse à análise. As pesquisas direcionadas à

análise de investimento em Energia Renovável com Opções Reais surgiram depois, como será exposto posteriormente, e foram direcionadas para investimento em geração de energia alternativa, políticas de incentivos e escolha entre tecnologias.

No que tange ao desenvolvimento de soluções para investimentos irreversíveis, Tourinho (1979), como já mencionado anteriormente, ganha destaque ao aplicar o método de Opções Reais para solucionar o problema e valorar uma reserva de um recurso natural quando o preço futuro do mesmo é incerto. A solução proposta se deu com a metodologia voltada à programação dinâmica. O modelo desenvolvido foi ampliado em 2013 com o seu artigo “Revisitando o modelo de opções reais do Tourinho: questões pendentes 30 anos depois”, Tourinho (2013) afirma que existe a necessidade de garantir a existência de equilíbrio de mercado ao aplicar o modelo e argumenta que se pode conseguir isso utilizando um processo estocástico para a variável (preço) que venha a responder aos desequilíbrios de oferta e demanda no mercado para o recurso. Para reservas de recursos naturais, seu objeto de estudo, o autor propõe o processo de reversão à média para o preço de *commodity*.

Breman & Schwartz (1984), assim como Tourinho (1979), desenvolveram um método de solução por meio de equações diferenciais, que proporcionou interações de opções ao considerar a irreversibilidade de um investimento na exploração de recursos naturais, direcionado a uma mina de cobre no Chile. (FERNANDES *et al*,2011)

Na década de 1990, dois livros chamaram a atenção de pesquisadores, com estudos de casos no setor de energia e métodos de soluções diferenciados, contribuindo para a evolução de outras pesquisas no mundo inteiro: os livros de Dixit & Pindyck (1994) e Trigeorgis (1996).

No Brasil, na referida década de noventa, Baidya & Aiube (1997), aplicaram a Teoria de Opções Reais para estimar o valor de um investimento em produção de petróleo. Consideraram duas variáveis de incertezas: o preço do óleo e a reserva da jazida e desenvolveram um modelo de programação dinâmica resultando em uma Equação Diferencial Parcial de segunda ordem para valoração de projetos relacionados a atividades industriais.

Os pesquisadores mais conhecidos e citados nas últimas décadas direcionaram seus estudos para a construção de taxonomias em Opções Reais, que pudessem captar as incertezas resultantes da dinâmica ambiental. Seus principais estudos e metodologias estão descritos na tabela 1.

Tabela 1- Relação dos autores mais citados que aplicaram Opções Reais no Setor de Energia.

(continua)

Autor(es)	Ano	Citação	Método	Foco principal	Aplicação
Tourinho	1979	119	Programação dinâmica	Produção e exploração de reservas naturais.	Petróleo
Brennan & Schwartz	1984	3.014	Equação diferencial (interações de opções)	Desenvolver uma metodologia para analisar projetos de investimentos em recursos naturais (mina de cobre).	Mina de cobre (recursos naturais)
Ekern	1988	113	Binomial	Investir ou não investir em projetos operacionais de Petróleo.	Petróleo
Padock <i>et al</i>	1988	1.092	Equação diferencial	Investir em <i>offshore</i> de <i>lease</i> de Petróleo (exploração de reservas de Petróleo).	Petróleo
Pickles & Smith	1993	95	Binomial	Aplicar a metodologia de Opções Reais na exploração e desenvolvimento na indústria de Petróleo.	Petróleo
Dixit & Pindyck	1994	15.817		Livro com estudos de caso no setor de energia. Aborda a irreversibilidade de um investimento, o valor da opção de espera e opção de troca.	Estudos de caso no setor de energia
Trigeorgis	1996	3.918		Livro com aplicações de Opções Reais em diversos setores, incluindo o setor de energia.	Estudos de caso no setor de energia
Felder	1996	25	Binomial	Opção de investir em geração de energia.	Geração de energia
Ghosh & Ramesh	1997	42	Equação diferencial	Desenvolver um mercado de opções para negociação de energia em grande escala.	Mercado de energia

Autor(es)	Ano	Citação	Método	Foco principal	Aplicação
Pindyck	1999	688	Equação diferencial	Analisou o comportamento dos preços para modelagem (dinâmica estocástica). Afirma que utilizando séries longas de dados é possível assumir que o preço segue o Movimento Geométrico Browniano (MGB).	Preços do Petróleo, carvão e gás natural
Deng <i>et al</i>	2001	337	Equação diferencial	Apresentou uma metodologia para avaliação de derivativos de eletricidade	Derivativos de energia elétrica
Eydeland & Wolyniec	2003	771		Livro com aplicações de Opções Reais no setor de energia.	Estudos de caso em refinarias, energia hidráulica e outros
Dias	2004	139	Equação diferencial	Produção e exploração de Petróleo.	Petróleo
Moreira <i>et al</i>	2004	59	Programação dinâmica	Investir em geração termelétrica.	Termelétrica
He (tese)	2007	27	Trinomial, Monte Carlo	Avaliar a opção de investir em usina de energia de pico ou de carga básica.	Geração de energia elétrica
Tekiner <i>et al</i>	2010	125	Simulação de Monte Carlo	Decisões de expansão do sistema para selecionar o tipo de geração de energia (carvão, nuclear, eólica e outros).	Geração de energia

Fonte: adaptado de Fernandes *et al* (2011). Os dados foram obtidos no site Google Acadêmico https://scholar.google.com.br/scholar?hl=pt-BR&as_sdt=0%2C5&q=&btnG=

Tendo em mente a necessidade de estudar o investimento no mercado de energia, Wang (2001), em sua dissertação, estudou a transição de geração de energia dos Estados Unidos, de um ambiente em que predominava o monopólio, para um ambiente competitivo e incerto. Os preços são mais voláteis em um ambiente competitivo, elevando o risco de um investimento no setor de energia. O cerne da pesquisa foi o estudo da abordagem de Opções Reais no planejamento de geração de energia. Nessa pesquisa, dois fatores foram considerados: o risco financeiro e a flexibilidade gerencial. O autor focou sua pesquisa na decisão de planejamento de geração de energia. Para a aplicabilidade da Teoria de Opções Reais na busca da solução, utilizou a equação diferencial de Black, Scholes e Merton. A fim de determinar as opções ideais para o projeto e seu valor correspondente, o método empregado foi o de programação dinâmica para a árvore binomial. O valor de uma usina concluída pode ser modelado com o

processo do Movimento Geométrico Browniano – MGB. Para evitar equações diferenciais parciais complexas, que podem ter soluções não analíticas, foi utilizado um modelo de árvore binomial para aproximar o processo de Movimento Geométrico Browniano – MGB.

No Brasil, Moreira *et al* (2004) aplicaram a Teoria de Opções Reais para analisar os investimentos em termelétricas como alternativa à geração de energia hidráulica que, apesar de mais barata, é vulnerável às variações sazonais da água. Os autores compararam os custos de investimento dos dois tipos de geração. Utilizou o método de programação dinâmica para comparação entre os custos.

He (2007), em sua tese, realizou uma análise empírica de Opções Reais com dados dos mercados em eletricidade holandês e alemão. Analisou as oportunidades de investimento em usinas de energia, verificando se poderiam ser avaliadas como opções americanas. Utilizou tipos diferentes de ferramentas, como a árvore trinomial e Monte Carlo. Verificou que o preço segue MGB e concluiu que o valor da opção de investir em uma Usina de potência de pico de carga é maior do que a opção de investir em usina de energia de base, quando o *spread* é mais baixo.

Na subseção 2.2 a seguir serão apresentados os principais pesquisadores que aplicaram a Teoria de Opções Reais em energia renovável.

2.2 Aplicação da teoria de opções reais em energia renovável

O desenvolvimento da pesquisa em energia renovável foi resultante da desregulamentação do mercado de energia em alguns países como Grécia e Estados Unidos. Portanto, alguns pesquisadores se dedicaram à aplicação do método de Opções Reais para a solução do investimento em energia renovável, outros para a avaliação das políticas de incentivos e ainda outros para investimentos em programas de Planejamento e Desenvolvimento de Tecnologia. (FERNANDES *et al*, 2011).

Os estudos iniciais relacionados à aplicação da Teoria de Opções Reais na análise da viabilidade de investimentos em energia alternativa se deram com a publicação da pesquisa dos autores Venetsanos *et al* (2002) que, pelo forte potencial de produção de energia renovável, utilizaram a Grécia para verificar a viabilidade de investimento em energia eólica. Devido à desregulamentação ocorrida no setor em 2001, novas oportunidades de investimento surgiram e, com elas, a elevação da competitividade e incertezas. O objetivo dos autores foi apresentar uma metodologia abrangente, dinâmica e simples para quantificar o valor da opção. A aplicação da Teoria de Opções Reais tornou possível a incorporação e valorização da flexibilidade.

No Brasil, com a regulamentação do setor a partir de 2002 e com os incentivos para a participação em leilões de energia renovável, em 2009, pesquisadores investigaram a análise de investimento em energia eólica com Opções Reais. Dalbem (2010), seguindo a linha dos autores Venetsanos *et al* (2002), relacionada a usinas eólicas, dedicou sua tese ao estudo da análise de investimento em projetos eólicos, considerando um ambiente de incerteza e de competição. Para a aplicação da Teoria de Opções Reais, utilizou a solução da Teoria dos Jogos, que considera situações estratégicas a fim de proporcionar diferentes ações que possam aperfeiçoar o seu retorno, com Opções Reais, considerando três assimetrias: direcionada ao investimento, no valor do projeto que serão apresentados por outros jogadores e do processo estocástico, a fim de analisar o comportamento futuro e projetos relacionados à energia eólica.

Em relação ao desenvolvimento de estudos da análise da viabilidade de investimentos em energia solar fotovoltaica, os pesquisadores Kashani *et al* (2012) identificaram duas grandes questões determinantes para a estimativa do valor desses investimentos: a incerteza e o momento (*timing*). Os autores utilizaram a Teoria de Opções Reais para considerar essas questões e superar os métodos existentes de avaliação. Afirmaram que o modelo proposto de avaliação encontra o momento ideal de implantação dos sistemas fotovoltaicos para edifícios, assim como o valor financeiro dos investimentos. Utilizaram a árvore binomial e Monte Carlo.

Analisaram também os benefícios econômicos dos sistemas de energia fotovoltaicos em relação à troca entre os benefícios econômicos e a implementação dos custos dos sistemas fotovoltaicos. Com base na análise *tradeoff*, identificaram o modelo e o tempo ideal para a implantação dos sistemas fotovoltaicos em edifícios e caracterizaram o risco financeiro sob incerteza. Afirmaram que o modelo de Opções Reais proporciona o cálculo dos valores financeiros de forma corretamente cronometrada. O modelo proposto torna possível decidir entre investir imediatamente ou esperar.

Biondi & Moretto (2013) aplicaram a abordagem de Opções Reais para a internalização da incerteza no custo do módulo na Itália. Os autores consideraram o crescimento da utilização de células fotovoltaicas, porém Biondi & Moretto (2013) afirmaram em seu artigo que o governo estava reduzindo os incentivos.

Detert & Kotani (2013) analisaram a mudança de ambiente de investimento para as energias renováveis, com a abordagem de Opções Reais, e exploraram o seu potencial nas economias em desenvolvimento por meio do estudo do caso da Mongólia, sob a incerteza do preço do carvão. A pergunta que norteou a pesquisa foi: utilizar energia de carvão ou mudar para energia renovável? Formularam funções de receitas sociais para as duas alternativas, assumindo que a energia renovável tem menores custos externos, e analisaram o comportamento dos preços do carvão para identificar se seguem um Movimento Geométrico Browniano – GBM ou um Movimento Geométrico de Reversão à média – GMR. Concluíram que os preços ideais de gatilho são mais elevados em GBM que em GMR e o resultado levanta os possíveis riscos da opção de esperar para mudar de energia. Para evitar perdas de bem-estar na Mongólia, na concepção dos autores, o governo deve aumentar os preços da eletricidade ou mudar para a energia renovável o quanto antes.

Jeon *et al* (2015) desenvolveram um método de otimização de subsídios financeiros e investimentos públicos em tecnologias de energias renováveis. Ao combinar a dinâmica do sistema com modelo de opção real, conseguiram capturar interações complexas dinâmicas do meio ambiente. Ao capturarem as incertezas futuras por meio da utilização do modelo desenvolvido, a tomada de decisão se torna mais precisa e flexível na utilização dos subsídios financeiros. Os autores concluíram que é necessário aumentar a pesquisa e financiamento no desenvolvimento de energia fotovoltaica coreana. O modelo proporciona a redução da ineficiência na utilização dos subsídios financeiros.

Mello (2015) analisou o melhor momento para investir num projeto de implantação de um Sistema de Geração Fotovoltaica Conectado à Rede – SFCR em Belo Horizonte-MG, sob a ótica do investidor, aplicando a Teoria de Opções Reais (TOR). O autor estimou os fluxos

futuros de caixa e calculou o Valor Presente Líquido, a Taxa Interna de Retorno, o *Payback* e a Teoria de Opções Reais e considerou a tarifa como variável estocástica. Utilizou o Modelo binominal – árvore recombinante.

Cunha Junior (2016) desenvolveu sua pesquisa em microgeração de energia para residência na cidade do Rio de Janeiro, considerou o preço do dólar como variável estocástica, devido a sua influência no preço das placas e utilizou o modelo binomial.

Os principais pesquisadores apresentados acima e outros apresentados na tabela 2, aplicaram a Teoria de Opções Reais e desenvolveram taxonomias para avaliar os investimentos em energia renovável, as políticas de incentivos e as tecnologias.

Tabela 2- Relação dos autores mais citados que aplicaram a Teoria de Opções Reais em Energia Renovável.

(continua)					
Autor(es)	Ano	Citação	Método	Foco principal	Aplicação
Venetsanos <i>et al</i>	2002	145	Equação diferencial	Apresentar uma metodologia simples para aplicação de investimento em geração de energia eólica na Grécia.	Energia eólica
Davis & Owens	2003	177	Equação diferencial	Demonstra o emprego de técnicas de Opções Reais para estimar o valor das tecnologias utilizadas para geração de energia elétrica com fontes renováveis diante dos preços incertos dos combustíveis fósseis.	Políticas de incentivos. Nível de financiamento pelo governo em energia renovável.
Calabrese <i>et al</i>	2005	32	Programação dinâmica	Avaliar investimento em indústria de energia fotovoltaica.	Usina solar
Yu <i>et al</i>	2006	47	Equação diferencial e Simulação de Monte Carlo	Modelar e avaliar a flexibilidade na troca de tarifas com geração de energia eólica na Espanha.	Políticas de incentivos e usina eólica
Kumbaroglu <i>et al</i>	2008	247	Curva de aprendizagem e Programação dinâmica	Construir um modelo que contribua para o planejamento de investimento em tecnologias para produção de energia.	Tecnologias de várias fontes de energia na Turquia

Autor(es)	Ano	Citação	Método	Foco principal	Aplicação
Siddiqui & Fleten	2010	82	Equação diferencial e Programação dinâmica	Escolher entre investir em melhorias de produção para concorrer com tecnologias de geração de energia renovável ou implantar uma tecnologia de geração da mesma em escala menor.	Tecnologias de energia renovável
Lee & Shih	2010	117	Equação diferencial e Programação dinâmica	Avaliar os benefícios das políticas que integram informações sobre tecnologias de geração de energia renovável.	Políticas de incentivos e Tecnologias de geração de energia em Taiwan.
Boomsma <i>et al</i>	2012	187	Equação diferencial	Avaliar o comportamento do investimento em relação aos incentivos (tarifas <i>feed-in</i> e negociação de certificados de energia renovável).	Políticas de incentivos e usina eólica.
Lin & Wesseh	2013	53	Programação dinâmica	Quantificar os benefícios dos incentivos da política chinesa (<i>Feed-in</i>) para geração de energia e estimar o valor das tecnologias de energia solar em face dos preços incertos dos combustíveis fósseis.	Políticas de incentivos e Tecnologias de energia solar na China
Monjas-Barroso & Balibrea-Iniesta	2013	44	Programação dinâmica (Binomial) e Simulação de Monte Carlo	Avaliar um projeto de investimento em energia eólica em três países: Dinamarca, Finlândia e Portugal. Modelaram as incertezas: custo e produção de energia, custos de investimento e índice de preços ao consumidor.	Políticas de incentivos e investimento em energia eólica na Dinamarca, Finlândia e Portugal
Zhang <i>et al</i>	2014	44	Curva de aprendizagem e Programação dinâmica	Avaliar as políticas de incentivos do governo e aplicar o modelo de Opções Reais para avaliar a geração de energia solar fotovoltaica (PV) na China.	Políticas de incentivos e investimento em energia solar na China.

Fonte: adaptado de Fernandes *et al* (2011). Os dados foram obtidos no site Google Acadêmico https://scholar.google.com.br/scholar?hl=pt-BR&as_sdt=0%2C5&q=&btnG=

Pesquisas direcionadas à aplicação da Teoria de Opções Reais em investimento de geração de energia solar fotovoltaica em *Shoppings*, foram desenvolvidas por Restrepo-Garcés *et al* (2017). Os autores utilizaram um método híbrido (binomial e Simulação de Monte Carlo)

para a escolha da tecnologia mais adequada à autogeração de energia em Centros Comerciais. Realizaram um estudo de caso em três cidades colombianas.

Para os próximos anos, a preocupação dos cientistas poderá ser direcionada à pesquisa sobre sistemas de estocagem de energia. Uma vez produzida a energia com a utilização de outras fontes, como a solar fotovoltaica, é necessária a avaliação das vantagens de investimentos em um sistema de estocagem de energia. Pesquisas nesse sentido já estão sendo realizadas como, por exemplo, a desenvolvida pelos autores Samper *et al* (2016), que abordaram o assunto e apresentaram uma metodologia abrangente para avaliar os investimentos de Sistema de Estocagem de Energia – ESS em redes de distribuição, com alta penetração de geração distribuída fotovoltaica. Os autores consideraram, na avaliação do ESS, uma opção flexível para o planejamento da expansão da rede de energia, tendo em vista as contrações econômicas e técnicas. Os autores propuseram uma metodologia de programação dinâmica, que é testada em uma rede de distribuição latino-americana típica, especialmente a partir da província de San Juan, na Argentina. Para isso, duas valorações de planejamento para expansão são realizadas: a primeira considerou as alternativas de expansão tradicionais e a segunda considerou o ESS como opção de expansão flexível. Os autores utilizaram o VPL e o fluxo de caixa livre para análise. Os resultados mostraram que a maior contribuição da ESS reside na flexibilidade que oferece ao planejamento de expansão de distribuição, principalmente, adiando reforços de rede.

Na subseção 2.3 será apresentada a abordagem de Arrow & Debreu que compõe o arcabouço teórico para a construção da metodologia.

2.3 O modelo de Arrow-Debreu

O modelo em finanças conhecido como Arrow-Debreu parte da ampliação da teoria de equilíbrio geral em economia de L. Walras. A Lei de Walras estabelece que a soma dos valores dos excessos de demanda agregados na economia deve ser igual a zero, pois o desejo do indivíduo A em vender uma quantidade de mercadoria é igual ao valor da quantidade que o indivíduo B deseja comprar dessa mercadoria. O mesmo acontece com o indivíduo B, o que proporciona o equilíbrio nos diversos mercados. (VASCONCELLOS & OLIVEIRA, 2006, p. 235).

Segundo Arrow & Debreu (1954), Walras foi um pesquisador que formulou um modelo de equações simultâneas para representar a demanda de bens pelos consumidores e o seu fornecimento pelos produtores, descrevendo o preço no ponto de equilíbrio que iguala os interesses dos produtores (lucro) e dos consumidores (utilidade). Porém, L. Walras, segundo os autores Arrow & Debreu (1954), não argumentou de forma conclusiva a existência de solução para as equações propostas, pois em sua teoria Walras não considerou a dinâmica ambiental. Arrow & Debreu (1954) investigaram essas soluções matemáticas para a existência de equilíbrio entre demanda e oferta e criaram dois teoremas que apresentaram condições gerais sob as quais um equilíbrio assimétrico existiria: o primeiro teorema estabelece que, se cada indivíduo tiver inicialmente alguma quantidade positiva de cada *commodity* disponível para a venda, então haverá um equilíbrio competitivo; o segundo teorema estabelece a existência de equilíbrio competitivo, caso haja alguns tipos de trabalho com duas propriedades: cada indivíduo pode fornecer uma quantidade positiva de pelo menos um tipo de trabalho e a segunda propriedade é a de que cada tipo de trabalho tem uma utilidade positiva na produção das *commodities* desejadas. Sob essas premissas os autores afirmam existir a posição de equilíbrio ótimo de Pareto e que cada consumidor é o responsável pela maximização do seu retorno. Os autores Arrow & Debreu (1954) se destacaram com a criação do modelo do estado preferencial em uma economia a ser estendido para a área de finanças.

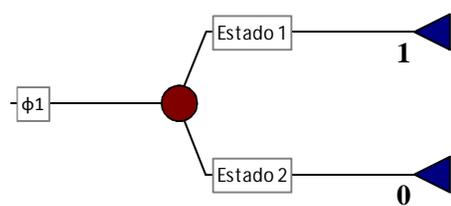
As investigações dos autores serviram de base para a ampliação do estudo, motivando a publicação da monografia de Debreu (1959), que resultou na extensão da análise que proporcionou a demonstração da influência da incerteza nos eventos futuros como fatores determinantes para os conjuntos de consumo, de produção e os recursos da economia. Em sua monografia, Debreu (1959) insere em sua análise as incertezas ambientais originadas na escolha do estado de natureza com um número finito de alternativas. O autor chama essas alternativas de eventos em T e indicadas por um indexador e_T , correndo de ℓ_T à k_T . Conforme

o tempo passa, mais informações sobre os eventos são obtidas, surgindo outras alternativas possíveis.

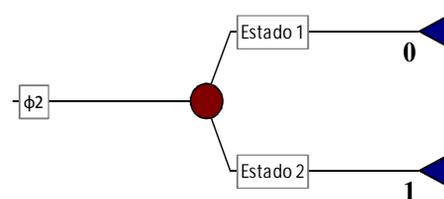
Arrow (1964) também amplia os seus estudos ao publicar uma pesquisa considerando as condições subjetivas de incerteza na economia cambial e em regras de alocação de risco em aplicação em *commodities* e em títulos. Ele assume que cada indivíduo atua com base em probabilidades subjetivas para cada estado de natureza. Essas probabilidades subjetivas são representadas por φ_{ia} (probabilidade subjetiva do estado “a” para o indivíduo i). A quantidade de *commodities* requerida pelo indivíduo i , se o estado “a” ocorre, é representado por S_{ia} . Arrow (1964) afirma que o problema da identificação do ponto ótimo do risco está na escolha das magnitudes de S_{ia} , que estão sujeitas a restrições, fazendo com que nenhuma outra escolha seja melhor ao indivíduo. Após testar algumas hipóteses sobre alocação ótima de risco, conclui que a alocação de risco, tanto em *commodities* quanto em títulos, tem garantia de viabilidade somente se os indivíduos possuem atitudes de aversão ao risco.

Breeden & Litzenberger (1978) consideram os artigos de Debreu (1959) e Arrow (1964) como um dos mais avaliados pela teoria de finanças, considerando a incerteza. Breeden & Litzenberger (1978) implementaram o modelo do estado preferencial em uma economia com multiperíodos, derivando os preços primitivos de títulos e utilizando a equação de Black, Scholes e Merton para opções, mostrando que conforme o nível inicial do mercado, M_0 , é aumentado, a distribuição de probabilidade para os níveis futuros do mercado aumenta também. O inverso também acontece, ou seja, as probabilidades diminuem para baixos níveis do mercado, M_T ; os aumentos e diminuições das probabilidades conforme nível de M_T influenciam em proporções equivalentes seus preços de créditos contingentes. Esse comportamento confirma a elasticidade.

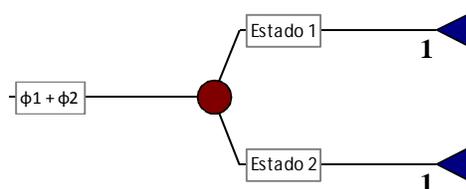
Segundo a abordagem preferencial do tempo-estado, se o mercado paga 1,00 no estado 1 e 0 no estado 2, os investidores estarão dispostos a pagar φ_1 unidades para uma aplicação em um título (representado por S) que oferece uma unidade no estado 1 e nada no estado 2. Os diagramas 2.3.a, 2.3.b e 2.3.c a seguir representam essa dinâmica.



(2.3.a)



(2.3.b)



(2.3.c)

Cada linha representa o pagamento de uma unidade de um título em diferentes estados. Portanto, se ocorrer o estado 2 (2.3.b), o investidor estará disposto a pagar 1,00 no estado 2 e 0 no estado 1.

Logo, a quantidade paga que fará com que o investidor tenha um retorno seguro, considerando todos os estados, será $\varphi_1 + \varphi_2$.

φ_1 e φ_2 darão o dimensionamento ótimo do risco na escolha da magnitude de S , sendo esse o problema identificado anteriormente por Arrow (1964).

Caso o valor do ativo (representado pela letra S) no futuro seja valorizado a uma taxa livre de risco, considerando que o investidor quer atuar no mercado comprando ativos a um preço justo, então φ_1 e φ_2 serão as medidas que irão fazer com que o preço futuro seja igual ao valor presente.

$$\varphi_a S_{t+1}^{(1)} + \varphi_b S_{t+1}^{(2)} = S_t \quad (1)$$

Onde:

S_t = Valor do ativo no tempo presente.

S_{t+1} = Valor do ativo no tempo futuro.

φ_a = Fator de dimensionamento de risco caso ocorra o estado “a”.

φ_b = Fator de dimensionamento de risco caso ocorra o estado “b”.

Os estudos de Debreu (1959) e Arrow (1964) contribuíram para a construção da teoria de finanças sob incerteza. (BREEDEN & LITZENBERGER, 1978).

Friesen (1979) afirma que o modelo de Arrow foi ampliado, tornando possível a inclusão de outros modelos de mercados construídos para estudar os mercados financeiros para explorar os efeitos de uma resolução gradual da incerteza.

Baidya & Brandão (1999) compararam a solução proposta para a utilização de Opções Reais por Dixit & Pindyck (1994) com a solução das Ações de Arrow e Debreu. O objetivo do artigo dos autores foi mostrar uma resolução mais simples de um problema de Opções Reais através da utilização das ações de Arrow e Debreu. Os autores concluíram que, ao realizarem a comparação entre as duas metodologias, a solução para Opções Reais com a utilização das ações de Arrow e Debreu é mais fácil e mais sintética do que pelos métodos tradicionais de precificação.

Diante do exposto acima, verifica-se a importância de encontrar um dimensionamento bem estimado das probabilidades sintéticas, e conseqüentemente de φ , para se determinar o valor de uma opção livre de risco. Portanto, esta pesquisa utilizará a abordagem preferencial do tempo-estado, de Arrow-Debreu para desenvolvimento da metodologia proposta, a serem descritas nas seções posteriores e será considerado que o ativo não possui arbitragem.

A próxima subseção 2.4 será apresentado o modelo binomial que considera dois estados no mundo possível e uma variável de incerteza. Os fatores de subida e descida são resultantes do levantamento da volatilidade por meio do cálculo dos retornos de uma série temporal. Em um ambiente neutro ao risco, é necessário o cálculo das probabilidades sintéticas para replicar o movimento da variável ao longo do tempo.

2.4 A abordagem binomial

Este modelo é uma representação dos possíveis caminhos que um ativo pode seguir. Em cada momento existe uma probabilidade de subida ou de descida do ativo. (Hull, 2016, p. 294)

A apresentação dessa abordagem foi realizada por Cox, Ross e Rubinstein (1979), no artigo sobre precificação da opção com uma abordagem simples em tempo discreto.

O primeiro passo para a construção dessa representação é a partição do tempo em pequenos intervalos, de tal forma que as variações resultantes de $t_i - t_{i-1}$ sejam representadas por Δ e a volatilidade por σ . Essa variação irá capturar o fator de subida (*up*) e descida (*down*). Então o fator de subida será calculado considerando o parâmetro de volatilidade $+\sigma\sqrt{\Delta}$ e o parâmetro de descida $-\sigma\sqrt{\Delta}$. (NEFTCI, 2000, p.29)

O preço da ação no tempo 1 e no estado *up* poderá ser obtido conforme abaixo:

$$S_{t+1} = S_t + \sigma\sqrt{\Delta} \quad (2)$$

Onde:

S_{t+1} = Valor do ativo no tempo $t+1$.

S_t = Valor do ativo no tempo t .

$\sigma\sqrt{\Delta}$ = Parâmetro de volatilidade.

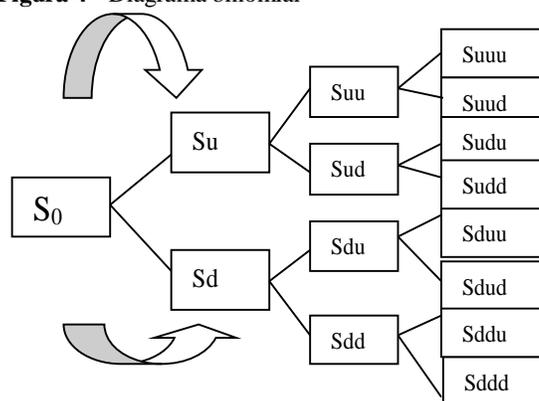
O preço da ação no tempo 1 e no estado *down* será obtido:

$$S_{t+1} = S_t - \sigma\sqrt{\Delta} \quad (3)$$

O ativo será considerado livre de risco, caso a medida de Δ faça com que o valor futuro seja equivalente ao valor presente, considerando as probabilidades sintéticas \tilde{p} e $1 - \tilde{p}$.

Observando a árvore binomial (figura 4), é possível identificar o conjunto de probabilidades para cada período:

Figura 4 - Diagrama binomial



Fonte: autoria própria.

Observa-se na figura 4 acima o movimento de subida *up* e descida *down* do preço da ação.

O movimento de subida é resultante da volatilidade.

É um modelo considerado de simples utilização, pois como exposto acima, leva em conta somente dois cenários possíveis. A premissa necessária para a aplicação desta metodologia é a de que não existem oportunidades de arbitragem. Portanto, Hull (2005, 271) afirma que “como o portfólio não tem risco, o retorno que proporciona deve ser igual à taxa de juros livre de risco.”

O conjunto de eventos possíveis que se pode dar probabilidade é chamado de σ -álgebra, composto de espaço (Ω), eventos (A) e probabilidades dos eventos (P). Logo, σ -álgebra é chamado de espaço de probabilidade $F=(\Omega, A, P)$. (AIUBE, 2013, p.100)

No tempo 1 o preço pode subir ou descer, tornando possível a construção do conjunto de possíveis eventos, conforme abaixo:

$\Omega_1 = \{u, d\}$ – pode subir ou descer

$\Phi = \{ \}$ – espaço nulo

Pode ocorrer o evento:

$A_1 = \{u\}$ ou

$\bar{A}_1 = \{d\}$ é a probabilidade de não acontecer A_1 e, portanto, o preço da ação descerá.

O conjunto de eventos possíveis no tempo 1 será:

$F_1 = \{A_1, \bar{A}_1, \Omega, \Phi\}$

Analisando os conjuntos possíveis no tempo 2, teremos:

$F_2 = \{\Omega_2, A_2, \bar{A}_2, B_2, \Phi\}$

Sendo:

$$\Omega_2 = \{uu, ud, du, dd\} = P \quad \Omega_2 = 1$$

Obs.: A probabilidade da ocorrência desses eventos constantes em Ω_2 é igual a 1.

$$A_2 = \{uu\}; P A_2 = P_2$$

$$\overline{A_2} = \{ud, du, dd\}; P \overline{A_2} = 1 - P_2$$

$$B_2 = \{uu, ud\}; P B_2 = q_2$$

$$\overline{B_2} = \{du, dd\}; P \overline{B_2} = 1 - q_2$$

$A_2 \cup B_2 = \{uu, ud\}$; neste caso é igual a B_2

$$P(A_2 \cup B_2) = P / B_2 = q_2$$

$$P(\overline{A_2 \cup B_2}) = P / \overline{A_2} = 1 - P_2$$

$$A_2 \cap B_2 = \{uu\};$$

$$P(A_2 \cap B_2) = P A_2 = P_2$$

$$P(\overline{A_2 \cap B_2}) = 1 - q_2$$

$$(\overline{A_2 \cap B_2}) = \{du, dd\}$$

Então, podemos definir F_2 como $\{\Omega_2, A_2, \overline{A_2}, B_2, \phi\}$. O que interessa nesse caso é A_2 . Pode-se atribuir probabilidades daquilo que é A_2 e que não é A_2 ; também se pode atribuir probabilidades para todas as possibilidades Ω_2 , sendo possível, também, acontecer nada ϕ .

Esse conjunto pode ser demonstrado conforme abaixo:

$$F_2 = \{A_2, B_2, \overline{A_2}, \overline{B_2}, A_2 \cup B_2, \overline{A_2 \cup B_2}, A_2 \cap B_2, \overline{A_2 \cap B_2}, \Omega_2\}$$

O fator de subida e o fator de decida, resultantes de discretização matemática, são obtidos conforme abaixo:

$$u = e^{\sigma\sqrt{\Delta t}}$$

$$d = e^{-\sigma\sqrt{\Delta t}}$$

As probabilidades p e q para os dois cenários possíveis são obtidas conforme abaixo:

$$S_0 = \frac{1}{1 + rf} [p S_0 u + (1 - p) S_0 d]$$

$$1 + rf = p(u - d) + d$$

$$p = \frac{(1 + rf) - d}{u - d} \quad \text{e} \quad q = \frac{u - 1 - rf}{u - d} \text{ ou } (1 - p) \quad (4)$$

Onde:

p = representa a probabilidade para o cenário up

q = representa a probabilidade para o cenário $down$

rf = representa a taxa de juros livre de risco

u = fator de subida

d = fator de descida

O modelo binomial possui, então, algumas premissas:

- São considerados dois cenários possíveis para um ativo, sendo esse movimento obtido pelo cálculo do fator up e $down$, tornando possível a atribuição de probabilidades para todas as possibilidades Ω_2 . Essas probabilidades são representadas por \tilde{p} e $1 - \tilde{p}$.
- No limite, conforme cada passo no tempo diminui, o modelo binomial converge para o modelo de Black, Scholes e Merton.
- A taxa de juros é livre de risco, sendo constante e positiva.
- Não existe arbitragem.
- Os fatores de subida e descida possuem pesos maiores e menores que a taxa livre de risco, sendo essa a premissa fundamental para que o ativo seja livre de risco ou seja: $u > (1 + rf) > d$.

2.4.1 Teoria da não-arbitragem

Arbitragem, de acordo com Dias (2014,p.161), é a oportunidade obtenção de lucro no mercado sem que o investidor incorra em risco de perder um determinado valor em qualquer cenário. Black & Scholes (1973) apud Dias (2014, p.164), para desenvolver o seu modelo partiu da ideia básica de Merton (1973) de que o preço justo da opção é livre de arbitragem e que o portfólio tem que ter o retorno equivalente a de um título sem risco. A prova de não arbitragem, dada uma determinada taxa livre de risco é o fato de $d < (1+rf) < u$. (Dias 2014,p.165)

Caso $1+rf$ fosse menor ou igual a d , um empréstimo obtido no tempo zero para a obtenção de um ativo, proporcionaria um lucro, após pagamento do empréstimo, em caso de um cenário favorável. Algo parecido ocorre em caso de $1+rf$ ser maior ou igual a u , O exemplo dado por Dias (2014, p. 165) é o de uma investidora que vende uma ação e utiliza o dinheiro

para investir em um título sem risco com taxa de retorno rf . No período 1, caso o cenário seja positivo, ela utilizaria o dinheiro que rendeu rf para recomprar a ação e zerar sua posição. Porém, ela obteria lucro, pois, a ação teria subido menos que as suas aplicações. Portanto, uma premissa para que o ativo seja livre de risco é o fator $d < (1+rf) < u$.

Um dos pressupostos básicos para o desenvolvimento da metodologia proposta nesta pesquisa é a de que o investimento no projeto de geração de energia solar é livre de risco, ou seja, não possui arbitragem.

2.4.2 Opção de Compra

O valor de uma opção de compra no tempo corrente, considerando o modelo binomial, será calculado no último período (data da expiração da opção de compra) por meio da diminuição do valor do ativo S_t , pelo preço de exercício K_0 e utilizado o sistema de programação recursiva, com as probabilidades ajustadas ao risco, a fim encontrar o valor da opção no tempo zero. A representação se dá conforme abaixo:

$$\begin{aligned}
 C_t &= \max[S_t - K_0; 0] \\
 C_t &= \frac{1}{1+rf} \left[\tilde{p}_u C_{t+\Delta}^u + \tilde{p}_d C_{t+\Delta}^d \right] \\
 C_t &= \frac{1}{(1+rf)^{T-t}} E^Q(S_t - K)^+ | F_t
 \end{aligned} \tag{5}$$

Onde:

C_t = Valor da Opção de Compra no período t .

S_t = Valor do ativo no tempo t .

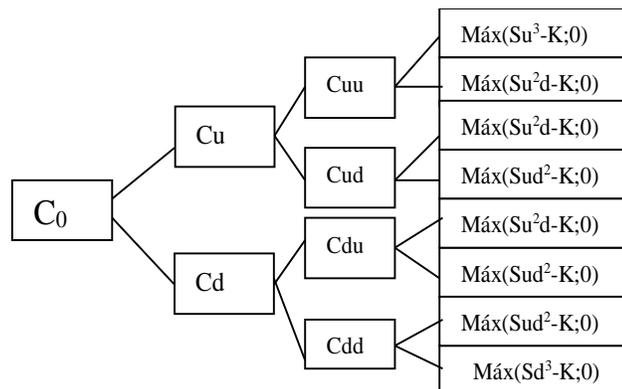
K_0 = Preço do exercício da opção.

E^Q = Valor esperado sob a medida martingal Q (a ser explicada na seção de metodologia na página 88).

Com a definição das probabilidades sintéticas (neutras ao risco), o valor esperado da opção no tempo zero é igual ao valor esperado, descontado a uma taxa livre de risco.

Considera-se que, em um ambiente neutro ao risco, a compensação do investidor pelo risco é igual à taxa livre de risco em todos os ativos da economia.

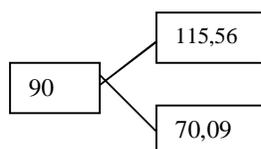
Figura 5 - Diagrama da Opção de Compra.



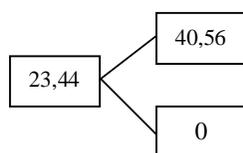
Fonte: autoria própria.

O modelo de Cox, Ross e Rubinstein (1979) proporcionou o cálculo da quantidade de ações que resultasse em um investimento livre de risco. O portfólio é sem risco se, em qualquer estado da natureza, ele possui o mesmo valor. Ou seja, um portfólio é sem risco na ausência de arbitragem e, portanto, deve ser remunerado pela taxa livre de risco.

Supondo que Δ seja uma quantidade de ações que fará com que um portfólio seja sem risco, o valor da ação no tempo presente seja $S_0 = 90$ e o preço de exercício no tempo $t+1$ seja $K_{t+1} = 75$, a taxa de juros livre de risco seja $rf=10\%$ e a volatilidade 25%, tem-se o valor esperado da ação:



Valor esperado da Opção:



Portanto, a quantidade Δ que fará com que o portfólio seja sem risco será aquela que igualará o valor do portfólio para o estado *up* e o estado *down*, conforme representação abaixo:

$$\Delta S_u - C_u = \Delta S_d - C_d$$

$$\Delta = \frac{C_u - C_d}{S_u - S_d}$$

$$\Delta = \frac{40,56 - 0}{115,56 - 70} = 0,89206$$

Caso o portfólio tenha um movimento *up*, valerá 62,53, e caso o movimento seja *down*, valerá o mesmo montante.

A próxima seção de número 3 será dedicada ao estudo da Energia Solar no mundo e o mercado de energia no Brasil.

3 ENERGIA SOLAR

Esta seção apresentará as diversas estimativas divulgadas pelas agências IRENA, EIA, *Bloomberg*, IEA e autores pesquisadores na área. Será apresentado um *ranking* dos países com maior capacidade instalada de Energia Solar e suas políticas de incentivo à utilização de tecnologias para a geração com fontes renováveis, bem como os países que se destacaram na América Latina, como o Brasil.

Embora as agências tenham desenvolvido estimativas diferenciadas, conforme descrito no relatório de 2017 da REN21, todos os seus analistas concordaram que haverá um crescimento na participação de tecnologias para a geração de energias renováveis em diversos países e redução da geração de energia com combustíveis fósil e nuclear. Porém, alguns analistas estão pessimistas quanto à utilização de tecnologias 100% renováveis, apesar do acordo de Paris, aprovado em 2015 na Conferência sobre o Clima, que gerou um documento legitimado por 195 países comprometidos a diminuir a emissão de gases poluentes na atmosfera. (REN21, 2017, p.30).

Sahu (2015, p.621) afirma que, em 2015, 80% da energia de todo o mundo era resultante de combustível fóssil, percentual que não foi muito alterado. No ano de 2016, de acordo com informação do site da *worldometers*, esse passou para 81%. A Empresa de Planejamento Energético – EPE estima essa proporção como sendo de 85,9% em 2016. Entretanto, é correto que o carvão, entre todos os recursos energéticos, ainda é o maior recurso utilizado por alguns países em 2016 (42%). (EPE, 2017).

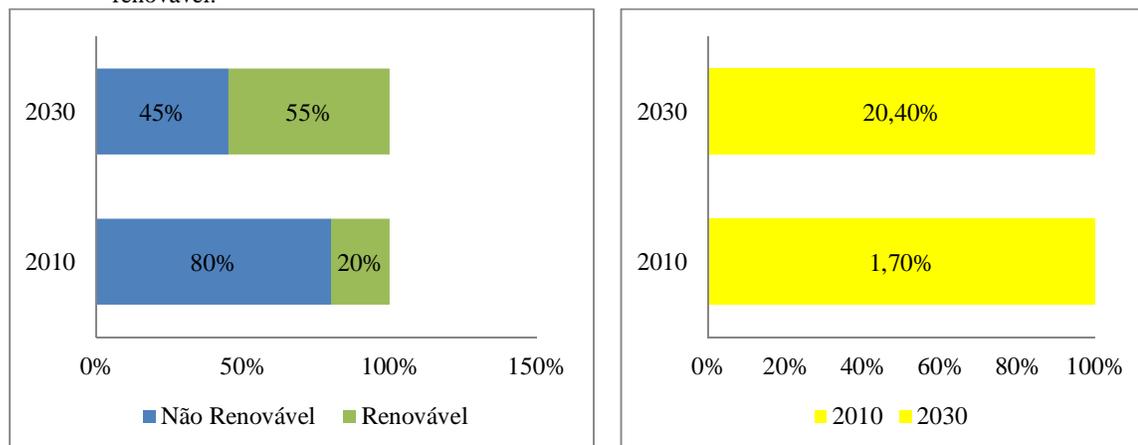
Para Sahu (2015, p. 622), o maior nível de eletricidade será gerado pelos países que não participam da Organização de Cooperação e de Desenvolvimento Econômico – OCDE. É importante ressaltar que o Brasil não faz parte da OCDE.

A Agência de Energia Renovável – IRENA (2017) estima que haverá uma redução da geração de eletricidade na utilização de energia não renovável ao longo dos próximos anos, caindo para 55% até 2030.

A *International Energy Agency* – IEA divulgou o seu Balanço Mundial de Energia para o ano de 2017 e o documento enfatiza que as energias renováveis são as fontes de energia que mais crescem para a geração de eletricidade, com aumentos médios de 2,8% / ano de 2015 a 2040. Sem considerar as fontes hidráulicas, as energias renováveis representaram 7% do total de geração mundial de energia em 2015, 9,9% em 2017 e projeta-se que em 2040 sua participação será de 15%, com mais da metade do crescimento proveniente da energia eólica. Analisando a participação global na produção de eletricidade por meio das fontes solar e eólica,

a Agência de Energia Renovável – IRENA projeta uma participação global da produção de eletricidade por essas fontes de 20,4% em 2030. As demonstrações desses dados estão na figura 6 a seguir e disponibilizados no site da IRENA. (IEA, 2017, p.3; IRENA, 2017).

Figura 6- Geração Global de Eletricidade e participação de Energias Solar e Eólica na geração total de energia renovável.



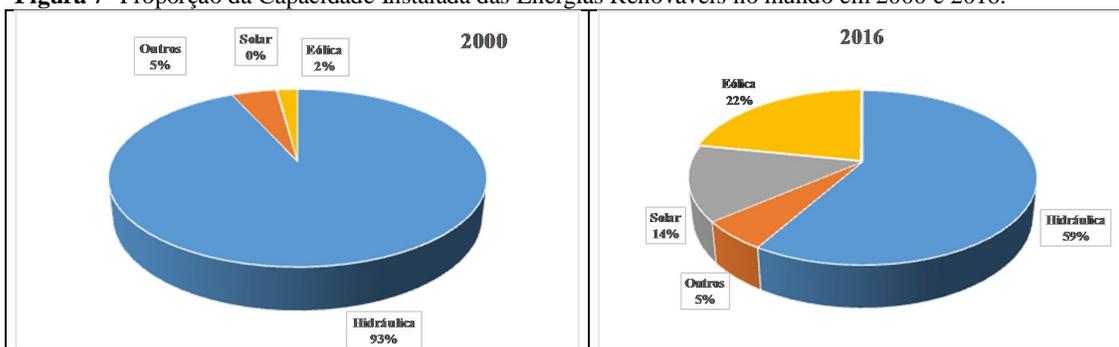
Fonte: IRENA, Remap - Site <https://www.irena.org/power/Key-Statistics>

A diferenciação dessas fontes renováveis se dá pela tecnologia utilizada para transformar o insumo, também diferenciado (energia do sol, vento, força das ondas, bagaço de cana e outros), em eletricidade. As energias renováveis são compostas pelas seguintes fontes: solar, eólica, geotérmica, fontes de energia hídrica, oceânica e de biomassa. No ano de 2016, três das vinte e seis tecnologias utilizadas foram direcionadas à transição energética sustentável. (IRENA, 2017, p. 8).

3.1 Capacidade instalada de energias renováveis no mundo.

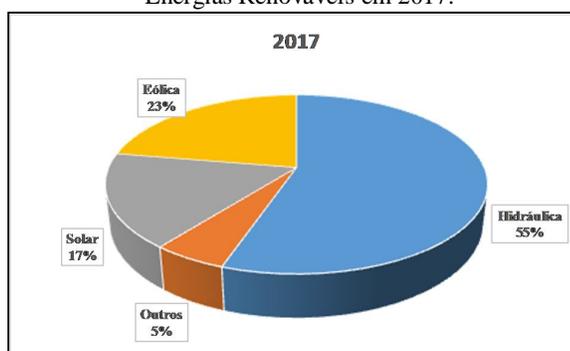
No ano de 2000, período inicial das informações disponibilizadas pela Agência de Energia Renovável – IRENA sobre todas as capacidades instaladas de energias renováveis, a energia solar fotovoltaica representava 0,15% da capacidade instalada. Em 2016 esse percentual aumentou de 14% para 17%, em 2017. A maioria das energias renováveis está instalada nos países em desenvolvimento e, principalmente, na China, a maior desenvolvedora de energia renovável e calor nos últimos três anos. Observa-se (figuras 7 e 8) uma diminuição da fonte hidráulica de energia, que passou de 93% em 2000, para 59% em 2016 e 55%, em 2017. Esse declínio é resultante da sazonalidade provocada pelos períodos de seca. As figuras 7 e 8 demonstram essas proporções. (IRENA, 2017; REN21, 2017, p. 19 e 57).

Figura 7- Proporção da Capacidade Instalada das Energias Renováveis no mundo em 2000 e 2016.



Fonte: dados disponibilizados no site <https://www.irena.org/en/solar>

Figura 8 - Proporção da Capacidade Instalada das Energias Renováveis em 2017.

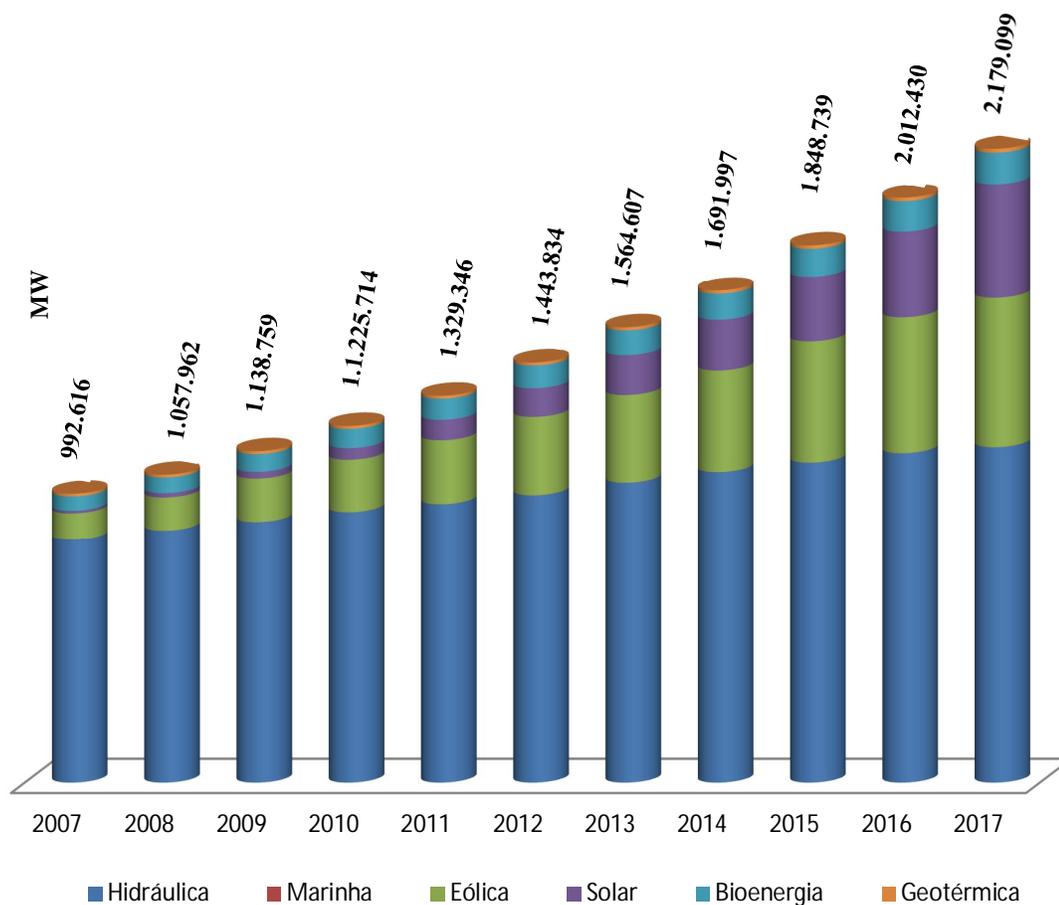


Fonte: dados disponibilizados no site <https://www.irena.org/en/solar>

Na figura 9 a seguir, observa-se que a capacidade instalada global de energia renovável em 2017 foi de 2.179,10 GW. A energia hidráulica continua com grande participação em relação ao total, com capacidade instalada de 1.270,49 GW (55,3%). As energias eólica e solar se destacaram, representando a maior parte do restante, com capacidades de 513,94 GW e 390,62 GW, respectivamente. Outras energias renováveis são a bioenergia, com 109 GW, a

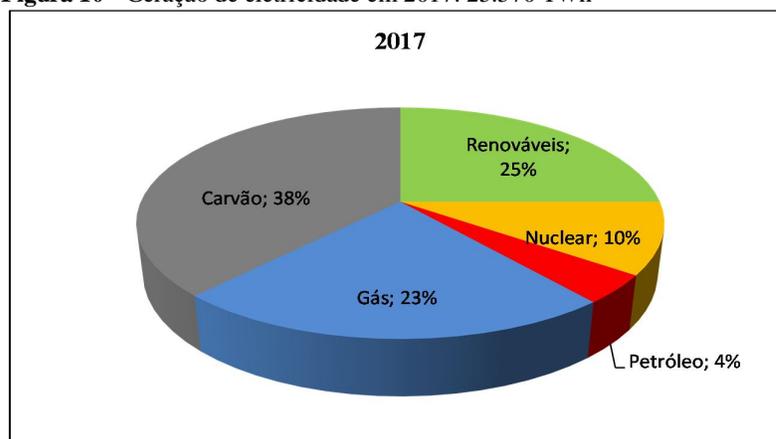
energia geotérmica, com 13 GW, e a energia marinha (energia das marés, das ondas dos oceanos), com 529 MW. (IRENA, 2017).

Figura 9- Evolução da Capacidade Instalada das Energias Renováveis de 2007 a 2017.



Fonte: gráfico disponibilizado no site <https://www.irena.org/en/solar>

As energias renováveis, quando comparadas a outras fontes, tiveram a maior taxa de crescimento em 2017 e atenderam cerca de um quarto do total de crescimento da demanda de energia do ano de 2017. As energias obtidas com fontes renováveis, segundo a *International Energy Agency – IEA*, influenciaram no crescimento da produção de energia. Em relação à produção de eletricidade, as fontes renováveis apresentaram uma participação na geração com um aumento de 6,3% (380 TWh) em 2017. A IEA afirma que as renováveis, no ano de 2017, responderam por 25% da geração global de eletricidade como demonstrado na figura 10. (IEA, 2018).

Figura 10 - Geração de eletricidade em 2017: 25.570 TWh

Fonte: relatório IEA (2018, p. 9). Site: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/GECO2017.pdf>

A figura 9 apresenta a evolução das capacidades instaladas das fontes renováveis de energia, sendo necessário analisar as tendências globais de investimento em energias renováveis. Esses levantamentos foram publicados no relatório da *Frankfurt School UNEP Centre & Bloomberg New Energy Finance* (2017) e identificaram uma queda nos períodos de 2008 a 2009 (-2%), de 2011 a 2012 (-9%), de 2012 a 2013 (-8%) e de 2015 a 2016 (-23%).

De 2004 a 2008 os investimentos em energia renovável aumentaram de US\$ 47,0 bilhões, em 2004, para US\$ 181,4 bilhões, em 2008, caindo para US\$ 178,3 bilhões, em 2009, representando uma queda de -2% de 2008 para 2009. A partir de 2010, aumentaram significativamente, com um total mínimo de US\$ 234,4 bilhões (2013) e máximo de US\$ 312,2 bilhões (2015). O valor total do investimento em 2016 foi de US\$ 241,6 bilhões, representando a maior queda no investimento de -23% em relação a 2015. (FRANKFURT SCHOOL-UNEP & BLOMBERG, 2017, p.12).

Quatro motivos da queda no valor dos investimentos foram destacados no relatório: primeiro foi redução de gastos. O custo médio de capital para investimento em projetos de geração de energia solar fotovoltaica, por exemplo, sofreu uma queda de 13% em 2016; enquanto que, no caso da energia eólica, essa queda foi de 11,5%. Os módulos solares sofreram uma queda considerável nos últimos anos. O segundo motivo apontado no relatório foi o *timing*: muitos projetos de energia solar e eólica foram financiados em 2015 e somente encomendados em 2016, ou seja, os dólares fornecidos para o investimento foram registrados no ano de 2015 e a adição em GW realizada posteriormente. O terceiro ponto destacado foi a desaceleração de alguns mercados-chave (como os mercados de energia solar chinês e japonês), durante o ano de 2016. Vários tipos de energias renováveis cresceram em 2015, porém

sofreram quedas acentuadas em 2016, em resposta às pausas de programação ou atrasos nos leilões de energia alternativa. O quarto motivo foi a elevação da oferta de módulos fotovoltaicos, forçando a queda dos preços. Outros motivos também contribuíram para a diminuição dos custos do investimento, como o declínio do preço da mão-de-obra e gastos de instalação. (*FRANKFURT SCHOOL-UNEP & BLOOMBERG*, 2017, p.13).

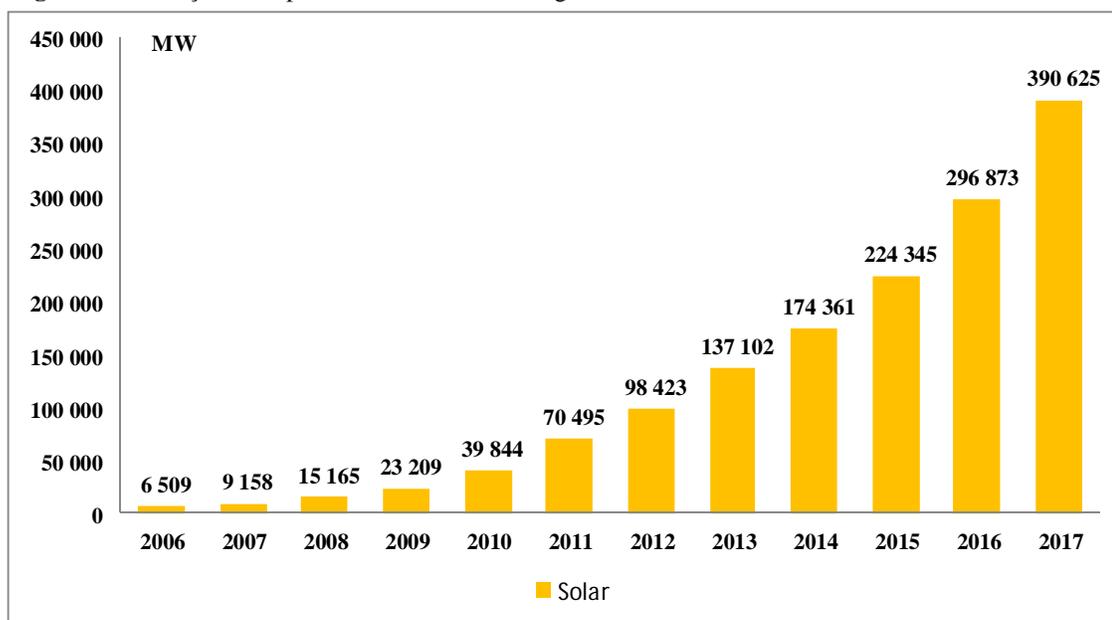
A redução de custo para a geração de energia com recursos renováveis, na visão da agência IRENA (2018), resultante da queda dos custos ocorre devido a alguns fatores-chave, como o crescimento da economia de escala, o aprimoramento do processo produtivo, a elevação da competitividade, a evolução tecnológica, a padronização de processos de minimização de riscos, a reduzida barreira de entrada e o custo baixo de capital. Todos esses fatores combinados com as políticas públicas adotadas por diversos países resultaram nessa queda dos custos.

O relatório da *Frankfurt School-UNEP & Bloomberg* (2017) enfatiza que a evolução dos investimentos em energia solar fotovoltaica e eólica ainda depende de políticas governamentais e medidas que tornem o sistema competitivo. Caso ocorra uma redução na demanda mundial de energia, por exemplo, o investimento em energias renováveis pode ser reduzido. Portanto, a estrutura dos mercados de eletricidade continua a ser um desafio não apenas para os desenvolvedores de energia renovável, mas também para os ministérios de energia em todo o mundo. Outra questão colocada é a necessidade do desenvolvimento de novas tecnologias para armazenar a energia gerada, para que o sistema seja sempre capaz de responder quando a geração de energia eólica e solar diminui. (*FRANKFURT SCHOOL-UNEP & BLOOMBERG*, 2017, p.19).

Diante do exposto, observa-se que os custos do investimento caíram e a capacidade de geração de energia solar fotovoltaica teve um movimento contrário com um crescimento significativo ao longo dos anos estudados. Conforme dados disponibilizados pela Agência de Energia Renovável – IRENA, entre os anos de 2010 a 2011, por exemplo, cresceu 57,1%. Em 2015, houve a implementação de aproximadamente 50 GW de capacidade instalada de geração de energia solar no mundo, um aumento de 28,7% em relação a 2014. Entre os períodos de 2015 e 2016, o acréscimo de geração de energia solar fotovoltaica no mundo foi de 72,53 GW, correspondendo a uma variação de 32,3%; de 2016 a 2017, o acréscimo foi de 93,7 GW, ou seja, um crescimento adicional de 31,6%. A figura 11 a seguir demonstra essa evolução. Verifica-se que no ano de 2017 a capacidade global de energia solar fotovoltaica chegou a 390.625 MW, ou seja, quase 400 GW. De acordo com o relatório da *International Energy Agency – IEA 2017*, o principal país responsável por esse crescimento extraordinário foi a

China, com mais de 50 GW, ou seja, 53.076 MW de nova capacidade adicionada, de 2016 para 2017, superando as adições de carvão, gás e nuclear. A nova capacidade total de energia solar fotovoltaica adicionada da China é equivalente à capacidade total de energia solar fotovoltaica da França e da Alemanha combinadas.

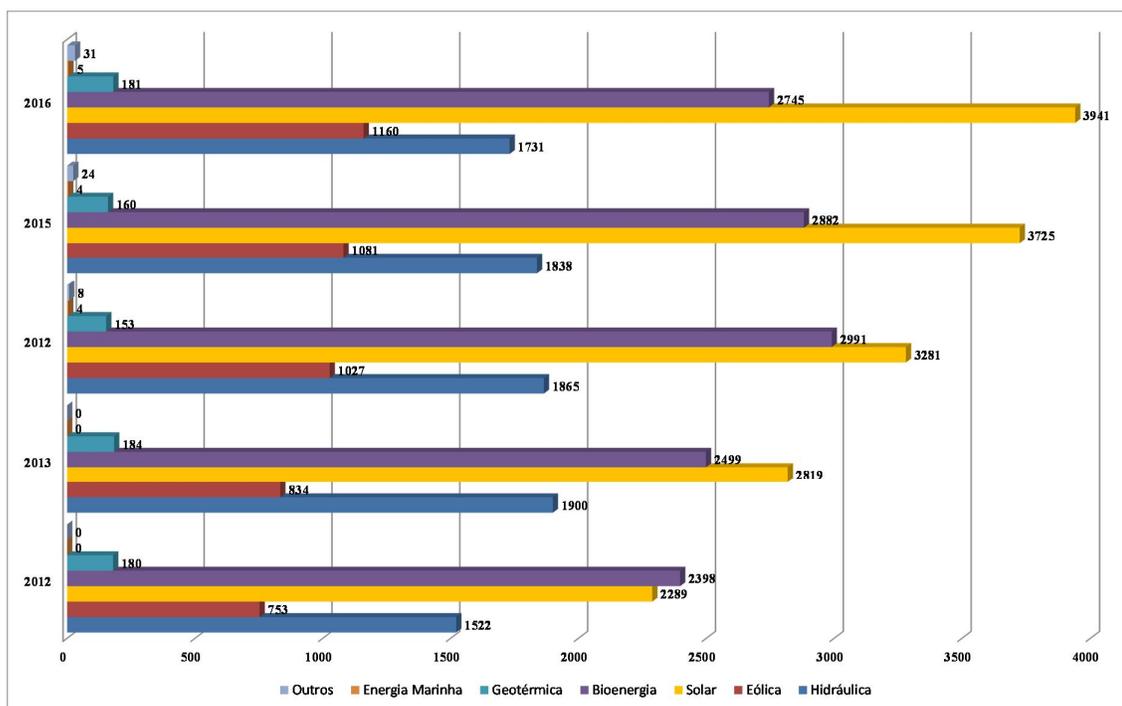
Figura 11- Evolução da Capacidade Instalada de Energia Solar no Mundo.



Fonte: gráfico disponibilizado no site: <http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/?topic=4&subTopic=16>

Com a elevação da capacidade instalada de energia solar e de Energias Renováveis, a quantidade de empregos também cresceu ao longo dos anos. A utilização de tecnologias renováveis para a elevação da capacidade de geração de energia criou 9.794.000 empregos no ano de 2016. A figura 12 a seguir mostra os números de emprego no setor de energia renovável em todo o mundo, por tecnologia.

Figura 12- Números de emprego no setor de Energia Renovável em todo o mundo, por tecnologia.



Fonte: <http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/?topic=7&subTopic=53>

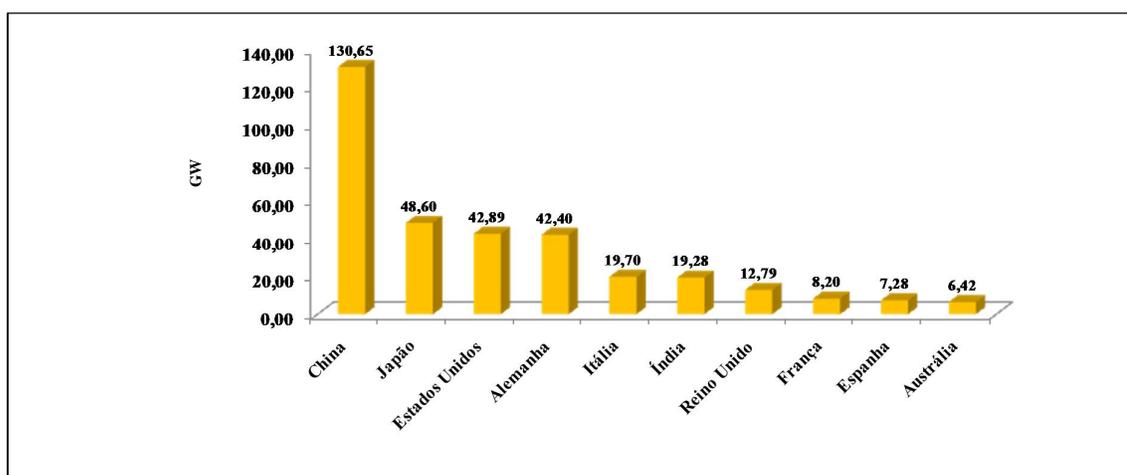
Os valores constantes na figura 12 estão em unidade de mil. Observa-se que a tecnologia que mais se destaca com o maior número de empregos gerados é a solar. Em 2016 gerou 3.941.000 em todo o mundo.

Portanto, em um país como o Brasil que, em março de 2018, conforme reportagem de Benedicto (2018), da Agência de Notícias do IBGE, estava com uma taxa de desocupação de 13,1%, é oportuno estimular um setor de energia que mais está criando empregos no mundo.

3.1.1 *Ranking* dos países com maior Capacidade Instalada de Energia Solar.

Dez países se destacaram com maior capacidade instalada de energia solar no ano de 2017 como demonstrados na figura 13:

Figura 13- *Ranking* dos países com maior Capacidade Instalada de Geração de Energia Solar em 2017.



Fonte: dados disponibilizados no site: <http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/?topic=4&subTopic=18>

A China liderou por três anos (2015, 2016 e 2017) em relação à capacidade total instalada de geração de energia solar fotovoltaica e em quantidade adicionada. Em 2017, apresentou e liderou o *ranking* com uma capacidade instalada de 130,65 GW, seguida pelo Japão, com 48,6 GW, e Estados Unidos, com 42,89 GW.

Analisando a adição de energia solar fotovoltaica a partir do ano de 2007, observa-se que o país com a maior capacidade instalada não necessariamente é aquele que mais adicionou capacidade.

No quadro 1, página 52, será apresentado os cinco países com maior capacidade instalada a partir do ano 2000, observa-se na tabela 3 que nos anos de 2007 a 2010, a Alemanha foi o país que se destacou com maior capacidade instalada de energia solar e que mais teve adição líquida. Porém, no ano de 2011 a Alemanha continuou a liderar o *ranking*, com maior capacidade instalada e a Itália foi o país que mais teve adição líquida de capacidade instalada no referido ano (Tabela 3). O mesmo ocorreu nos anos de 2013 em que a China se destacou com maior adição líquida e em 2014, foi o Japão, como demonstrado na tabela 3 a seguir:

Tabela 3- Adição Líquida de Capacidade Instalada de Energia Solar (2007 a 2017).

MW	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
China	18	15	43	261	1.896	1.333	12.566	9.010	17.900	34.568	53.076
Japão	211	225	483	991	1.296	1.718	6.967	9.740	9.961	8.300	7.000
Alemanha	1.271	1.950	4.446	6.988	7.485	7.604	3.694	1.899	1.552	928	1.680
Estados Unidos	340	179	468	1.296	2.262	2.969	4.432	3.100	7.297	11.274	8.173
Itália	65	373	781	2.333	9.539	3.654	1.400	410	288	401	409
Mais adição	Alemanha	Alemanha	Alemanha	Alemanha	Itália	Alemanha	China	Japão	China	China	China
Líder no Ranking	Alemanha	China	China	China							

Fonte: IRENA. Site: <http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/?topic=4&subTopic=16>

Observa-se na tabela anterior que nos de 2016 e 2017 a China elevou a sua adição líquida de capacidade instalada de energia solar em 53,54% enquanto o Japão e os Estados Unidos obtiveram uma queda de -15,66% e -27,51%, respectivamente. Portanto, quando a agência Frankfurt School-UNEP & Bloomberg afirmam que um dos motivos da queda no valor do investimento em projetos de energia solar fotovoltaica foi a desaceleração de alguns mercados chave confirma-se como verdadeiro, porém, os mercados que se destacaram com queda na adição líquida foram o Japão e os Estados Unidos. A China apresentou uma continuidade na elevação de sua capacidade instalada e adição ao longo dos anos estudados.

O quadro 1 a seguir apresenta os países que, de 2000 a 2017, se destacaram com maior capacidade instalada de geração de energia solar: Japão, que foi líder pelos períodos de 2002 a 2004; Alemanha, que se manteve por maior tempo no topo pelos períodos de 2005 a 2014; e China, que ultrapassou a Alemanha em 2015, 2016 e 2017.

Quadro 1- Ranking dos países com maior capacidade Instalada de Geração de Energia Solar.

Ranking	1°	2°	3°	4°	5°
2000	USA	Japão	Alemanha	Austrália	China
2001	USA	Japão	Alemanha	Austrália	China
2002	Japão	USA	Alemanha	China	Austrália
2003	Japão	USA	Alemanha	China	Países baixos
2004	Japão	Alemanha	USA	China	Países baixos
2005	Alemanha	Japão	USA	China	Espanha
2006	Alemanha	Japão	USA	Espanha	China
2007	Alemanha	Japão	USA	Espanha	Itália
2008	Alemanha	Espanha	Japão	USA	Itália
2009	Alemanha	Espanha	Japão	USA	Itália
2010	Alemanha	Espanha	Japão	Itália	USA
2011	Alemanha	Itália	USA	Espanha	Japão
2012	Alemanha	Itália	USA	Espanha	Japão
2013	Alemanha	Itália	China	Japão	USA
2014	Alemanha	China	Japão	Itália	USA
2015	China	Alemanha	Japão	USA	Itália
2016	China	Japão	Alemanha	USA	Itália
2017	China	Japão	USA	Alemanha	Itália

Fonte: IRENA. Disponível no site:

<http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/?topic=4&subTopic=18>

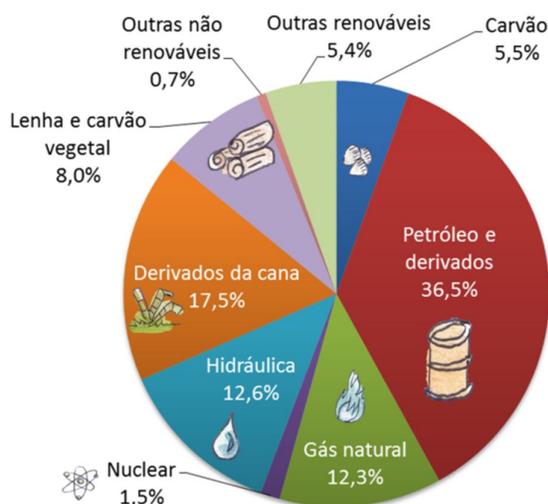
É correto afirmar, diante do exposto anteriormente, que houve uma elevação na capacidade instalada de energia solar fotovoltaica no mundo, os fatores comuns responsáveis e levantados pelas agências foram: a queda dos custos do investimento e os incentivos por meio de políticas públicas. Os principais motivos que influenciaram na queda dos custos foram resumidos pela IRENA (2017, p. 13) como sendo a elevação da competitividade e desenvolvimento de novas tecnologias e as principais políticas adotadas por diversos países.

Na próxima subseção 3.2 serão apresentadas a composição da matriz energética do Brasil e as políticas de incentivos adotadas ao longo dos anos para fomentar a utilização da tecnologia solar fotovoltaica bem como o seu posicionamento na América Latina.

3.2 A energia no Brasil

O Brasil se destaca como um produtor significativo de energia, segundo o relatório *U.S. Energy Information Administration – EIA* (2017) e dados estatísticos da *BP Statistical Review of World Energy* (2017). No ano de 2016, o Brasil se tornou o nono maior produtor mundial de petróleo e o terceiro maior das Américas, atrás dos Estados Unidos e do Canadá. O documento apontou as descobertas de grandes jazidas de petróleo no pré-sal, que transformaram o país em um dos 10 maiores produtores de combustíveis líquidos. Além do petróleo, a matriz energética do Brasil é composta de outras fontes como demonstra a figura 14 a seguir, disponibilizada pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE.

Figura 14- Matriz Energética brasileira 2016.

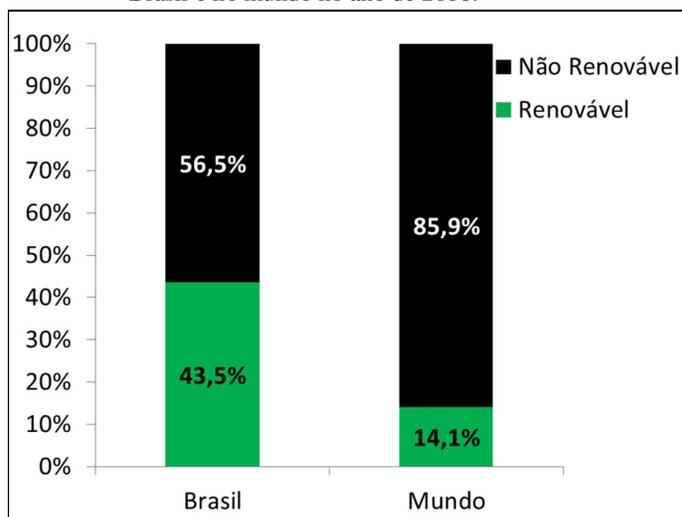


Fonte: Site da EPE -

<http://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>

Observa-se na figura 14 acima, que as fontes de energias não renováveis possuem uma participação maior no consumo de energia. Porém, se comparado com o consumo mundial de energia, o Brasil utiliza mais fontes renováveis que o resto do mundo. 43,5% da energia consumida são derivadas das energias renováveis: lenha e carvão vegetal, hidráulica, derivados da cana, energias eólica e solar. A figura 15 a seguir, compara a composição do consumo de energia do Brasil com o consumo mundial.

Figura 15- Consumo de Energias Renováveis e não Renováveis no Brasil e no mundo no ano de 2016.



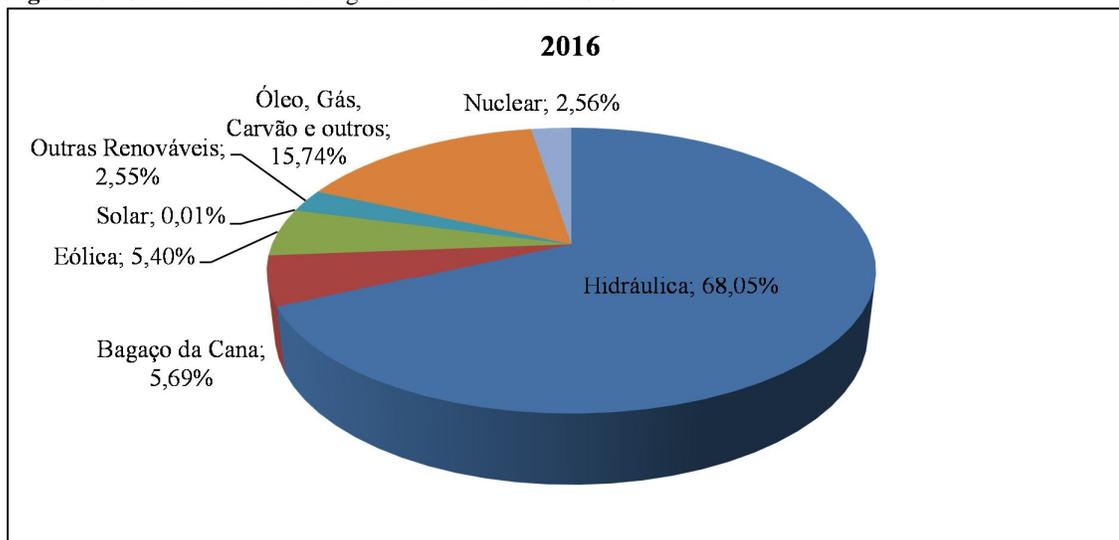
Fonte: Site da EPE - <http://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>

Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia da Empresa de Pesquisa Energética, o percentual de participação no consumo de energia com fontes renováveis deverá subir para 48%, até 2026. (EPE, 2017, p.18).

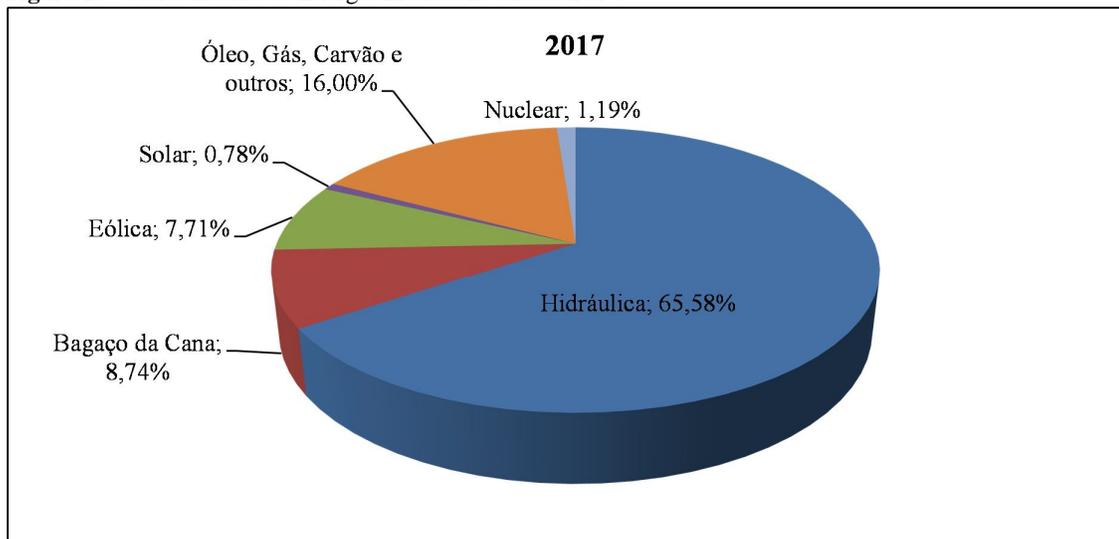
3.2.1 Energia Elétrica no Brasil

O impacto da utilização de energias renováveis ocorre também com a matriz de oferta interna de energia elétrica. No ano de 2016, conforme dados disponibilizados pelo site da EPE e demonstrados nas figuras 16 e 17, 81,71% da oferta interna de eletricidade foi composta de energia renovável. Esse percentual aumentou para 82,81%, em 2017. Desses percentuais, 68,05% correspondem à energia hidráulica, em 2016, com redução para 65,58%, em 2017.

Nas figuras 16 e 17 a seguir, observa-se uma elevação da participação da oferta interna de energia elétrica, por meio de tecnologia solar fotovoltaica, de 0,01% em 2016, para 0,78% em 2017, e a energia eólica de 5,4%, em 2016, para 7,71%, em 2017. Esse aumento da participação é resultante das políticas de incentivos para a elevação da capacidade instalada.

Figura 16- Oferta Interna de Energia Elétrica no ano de 2016.

Fonte: dados disponibilizados no site <http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Paginas/BEN-Series-Historicas-Completas.aspx>

Figura 17- Oferta Interna de Energia Elétrica no ano de 2017.

Fonte: dados disponibilizados no site <http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Paginas/BEN-Series-Historicas-Completas.aspx>

De acordo com o Balanço Energético Nacional 2017 da Empresa de Pesquisa Energética, no ano de 2016, em relação à expansão da capacidade instalada, as centrais hidráulicas contribuíram com 55,6% e as usinas solares e eólicas foram responsáveis por 26,3% da capacidade adicionada, o que demonstra uma elevação da participação de energias renováveis na matriz energética brasileira. Essa expansão da capacidade instalada de geração de energia elétrica foi resultante de diversas regulamentações e políticas de incentivos adotadas pelo governo brasileiro ao longo das últimas décadas. (EPE, 2017, p.18).

3.2.2 Políticas de Incentivos à utilização de Energia Solar no Brasil

As políticas de incentivos adotadas pelo governo para a ampliação da capacidade instalada de geração de energia solar fotovoltaica são: regime de leilões de capacidade e sistema de compensação *net-metering*. (EPE, 2017).

Ao longo das últimas décadas, o Brasil tem desenvolvido diversos programas e políticas para a elevação da capacidade instalada de energia solar fotovoltaica e outras fontes, como demonstrado na figura 18 a seguir:

Figura 18- Principais Programas e Instrumentos Regulatórios desenvolvidos ao longo das últimas décadas pelo governo brasileiro.

2002	2003	2007	2008	2012	2013	2014	2015
PROINFA	Luz para Todos!	Leilões de Energia Renovável	Plano Nacional de Mudanças Climáticas	Sistema Net-metering	Brasil Inova Energia	Licitação (Pernambuco) e Leilões	Alteração da Resolução 482

Fonte: IRENA. Dados adaptados: <https://www.iea.org/policiesandmeasures/renewableenergy/?country=Brazil>

O Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, encerrado em 2011, foi criado para incentivar três fontes de energia renovável: eólica, biomassa e pequenas fontes hidrelétricas. (IRENA, 2018).

De acordo com informações extraídas do site da IRENA (2018), somente em 2003 houve o incentivo à utilização de tecnologia solar fotovoltaica, com a criação do programa “Luz para Todos”. Lançado em novembro de 2003, o programa tinha o objetivo de expandir a rede e sistemas de geração distribuída, com redes isoladas ou plantas individuais. O “Luz para Todos” gerou outras ramificações, como o programa de eletrificação rural - “Luz para o Campo” - e o Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios – PRODEEM, que utilizou sistemas de geração de eletricidade com energia renovável em instalações comunitárias. O objetivo geral dos programas foi fornecer acesso à eletricidade para os doze milhões de pessoas, sendo dez milhões em áreas rurais. Em 2013, conforme informação obtida no site da Eletrobras, o programa atendeu treze milhões de famílias e atualmente, segundo publicação de Bitencourt (2018), no site do Valor Econômico, o programa foi prorrogado até 2022.

No ano de 2007 foram instituídos os leilões específicos de tecnologia. Os leilões surgiram em 2004, com a reforma do setor elétrico e a adoção das Leis 10.847 e 10.848, que permitiram a realização de contratos de aquisição de eletricidade de curtos, médios e longos

prazos, por meio de leilão. Em 2009 aconteceu o primeiro leilão de energia eólica e, em 2014, o leilão para a contratação de capacidade adicional com energia solar fotovoltaica. (IRENA, 2018).

Em 2008, com foco nas mudanças climáticas, o governo brasileiro lançou o Plano de Mudanças Climáticas – PNMC, cujo objetivo era reduzir as emissões de gases de efeito estufa dos desmatamentos. O plano define metas para o desmatamento e elevação da eficiência energética com a utilização de energia renovável e buscou elevar a participação da eletricidade gerada a partir de usinas eólicas, bagaço de cana e solar fotovoltaica, para eletrificação rural. (IRENA, 2018).

No ano de 2012 foi criado o sistema *Net-metering*, por meio da Resolução 482, da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, que introduz um sistema de compensação com medição líquida de geradores renováveis de pequena escala, ligado à rede. Os geradores de baixa e média tensão passaram a poder injetar o excedente de eletricidade de volta à rede nacional, em troca do crédito de faturamento de eletricidade a ser recuperado dentro de um prazo estabelecido de 60 meses. (ANEEL, 2014).

Em 2013, o governo lançou o Programa Brasil Inova Energia, que teve como objetivo impulsionar a cooperação e o compartilhamento de conhecimentos entre empresas e institutos de tecnologia em diversas áreas, inclusive, de energia renovável.

Em 2014 ocorreu a primeira licitação pública e o primeiro leilão para a contratação de energia solar fotovoltaica no Estado de Pernambuco, com capacidade solar fotovoltaica contratada de 122 MW. No leilão, realizado em outubro de 2014, foram contratados 890MW de capacidade instalada, de 31 projetos, durante 20 anos. (REN21, 2018).

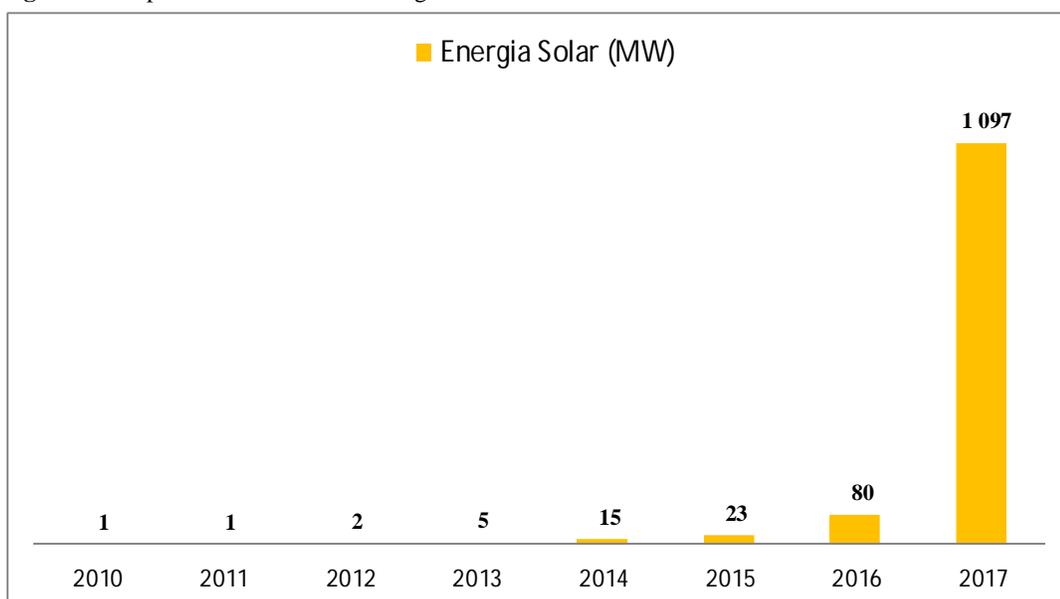
No ano de 2015, a Resolução 482 foi alterada com a ampliação dos incentivos à geração distribuída de energia solar fotovoltaica. As alterações regulamentaram três coisas: a geração compartilhada de energia que proporciona a transferência dos créditos para outra propriedade de uma mesma pessoa física ou jurídica; a geração de energia em condomínios com áreas comuns ou partilhadas em todas as contas de luz dos condomínios; o autoconsumo remoto que incentiva a produção de energia em locais (exemplo terrenos) e compensar os créditos na conta de luz da casa do consumidor (gerador) na mesma cidade. Nesse ano, 2015, ocorreram em agosto e novembro o 7º e o 8º Leilões de Reserva que foram responsáveis pela contratação 33 usinas solares equivalentes a 929,3 MW. (REN 687/2015; CENÁRIOS SOLAR, 2016, pp. 25 e 63).

Todos esses instrumentos regulatórios e políticas de incentivos provocaram uma elevação na capacidade instalada para geração de energia solar fotovoltaica, que será apresentada na subseção a seguir.

3.2.3 Evolução da Capacidade Instalada para Geração de Energia Solar Fotovoltaica no Brasil

Na figura 19 a seguir é demonstrada a evolução da capacidade instalada para geração de energia com tecnologia solar fotovoltaica. O destaque se dá com a elevação muito significativa, de 2015 para 2016, e de 2016 para 2017.

Figura 19- Capacidade Instalada de Energia Solar Fotovoltaica de 2010 a 2017.



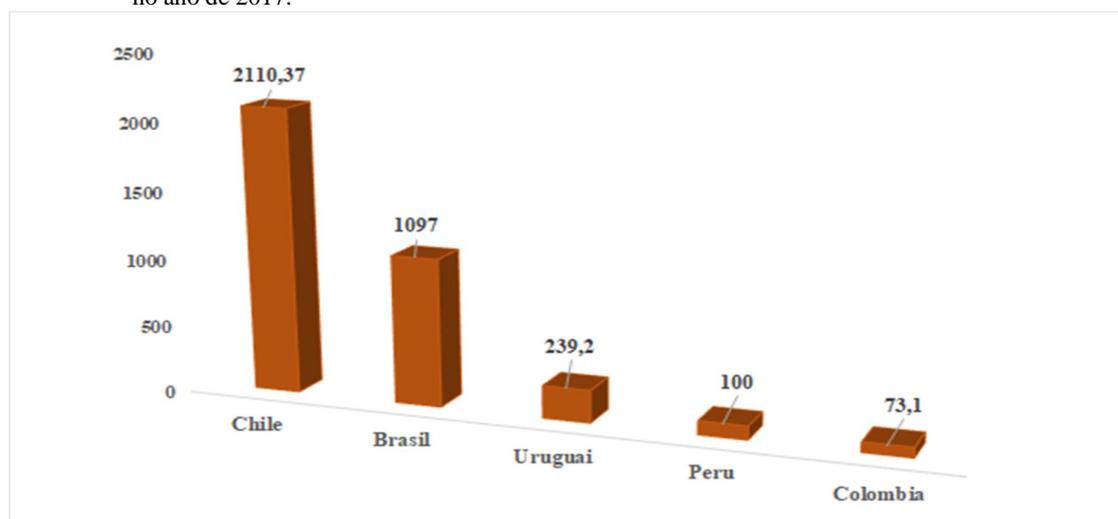
Fonte: IRENA: disponível no site <http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/?topic=4&subTopic=16>

A capacidade instalada de geração solar fotovoltaica no Brasil aumentou 248% entre 2015 e 2016, e 1271% de 2016 para 2017 (figura 28). Esse crescimento foi resultante do início da operação de 32 usinas solares de produção independente de energia em 2017. Durante os anos de 2017 até agosto de 2018 entraram em operação 45 (quarenta e cinco) usinas no total. Ao considerar todas as centrais geradoras de energia solar com produção independente e conectadas a rede, segundo dados disponibilizados pelo Banco de Informações de Geração da ANEEL, 2.249 das centrais de geração que estão em operação correspondem a geradoras com tecnologia Solar Fotovoltaica cuja potência instalada totaliza 1.306.538 kW. Os dados ainda apontam, em relação a centrais geradoras com tecnologia Solar Fotovoltaica, 30 empreendimentos em construção que produzirão energia de forma independente e 33 cuja

construção ainda não foi iniciada. Portanto está previsto uma adição para os próximos anos de 1.738.991 kW na capacidade de geração solar fotovoltaica no Brasil. (ANEEL, 2018).

No ano de 2017 (figura 20), o Brasil foi o segundo com maior capacidade instalada de Energia Solar Fotovoltaica na América Latina, ficando atrás do Chile, que adotou como meta principal a geração de 20% de eletricidade com Fontes Renováveis não hídricas. O Brasil, porém, se destacou como o país que mais adicionou capacidade instalada no referido ano.

Figura 20 - Ranking dos países da América Latina com maior Capacidade Instalada de Energia Solar Fotovoltaica no ano de 2017.



Fonte: Dados extraídos do site da IRENA

<http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/?topic=4&subTopic=16>

Analisando a tabela 4 a seguir, a partir de 2013 o Chile se destacou com maior adição líquida de capacidade instalada de energia solar fotovoltaica, nos períodos de 2013 a 2016, a Colômbia, nos períodos de 2011 e 2012, e o Brasil, em 2017.

Tabela 4 - Adição Líquida de Capacidade Instalada.

País/MW	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Chile	0	0	13	227	334	1027	508
Brasil	0	1	3	10	7,9	57	1.017
Uruguai	0,4	0,3	1,2	2,1	60,8	25	149,2
Peru	0	0	0	20	0	0	0
Colômbia	5,1	8,1	11,5	10,10	11,6	0	9,8
+ adição	Colômbia	Colômbia	Chile	Chile	Chile	Chile	Brasil

Fonte: IRENA disponível em: <http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/?topic=4&subTopic=16>

Observa-se que a Colômbia tem adicionado energia com tecnologia solar fotovoltaica a cada ano, com exceção do ano de 2016.

Os países que estão entre os cinco com maior capacidade instalada no ano de 2017 adotaram políticas diversas de incentivos à utilização de energia solar fotovoltaica. A Colômbia se destacou no quadro a seguir como o país que mais adotou políticas de incentivos ao longo dos anos levantados pela agência IRENA/IEA e possui como meta fazer com que 30% de toda a sua energia gerada seja renovável, até 2020. O Brasil possui a meta de alcançar 9.641 GW com energia solar fotovoltaica, até 2026. O Chile, que lidera o *ranking* com maior capacidade de geração de energia solar fotovoltaica, possui a meta de fazer com que 20% de sua geração total de eletricidade seja resultante de fontes renováveis não hídricas, até 2025. A seguir, é apresentado o quadro 4 com o resumo das principais metas adotadas pelos países: Brasil, Chile, Colômbia, Peru e Uruguai.

Quadro 2- Políticas e Metas dos cinco países da América Latina.

País	Políticas até 2018	Metas	Ano Inicial	Ano Final	Regime principal de apoio
Chile	12	20% da geração total de eletricidade proveniente de fontes renováveis não hídricas.	2013	2025	Obrigação de Quota, por meio da lei que obriga as empresas fornecedoras de energia a determinar uma porcentagem de fornecimento com energia proveniente de fontes renováveis (exceto Hídrica).
Brasil	17	Expansão da gera�o de energia solar fotovoltaica até 9.641 GW.	2010	2026	Leilões de Capacidade.
Uruguai	21	15% da demanda de eletricidade será atendida com energias renováveis	2010	2015	Tarifa <i>Feed-in</i> .
Peru	17	5% do total da demanda de energia será suprida com energias renováveis (exceto a hídrica)	2008	2013	Leilões.
Colômbia	28	30% de energia renovável na gera�o total de eletricidade.	2010	2020	Auxílio Fiscal.

Fonte: IEA/IRENA. Site: <https://www.iea.org/policiesandmeasures/renewableenergy/>

Observa-se no quadro 2 que os principais regimes de apoio adotados pelos países foram os leilões de capacidade (Brasil e Peru) e Tarifa *Feed-in* (Uruguai). A Colômbia utiliza o Auxílio Fiscal e o Chile adotou o sistema de quota por meio de Lei (Instrumento Regulatório).

No Brasil os principais fatores que influenciaram na elevação da capacidade instalada de energia solar foram a realização de leilões de capacidade nos períodos de 2014 e 2015 que proporcionaram a operação de 45 usinas solares de produção independente nos anos de 2016 a 2018 e a ampliação da REN ANEEL 482 pela REN ANEEL 687, resolução que ampliou a sua utilização considerando a geração compartilhada, de condomínios e em localidades diferentes a do endereço do gerador.

Segundo dados disponibilizados pelo Banco de Informações de Geração da ANEEL, o Brasil possui 7.125 empreendimentos em operação de geradores de energia, os mesmos possuem, ao todo, 159.670.609 kW de potência instalada. Destes empreendimentos, 2.249 que estão em operação correspondem a centrais geradoras com tecnologia Solar Fotovoltaica cuja potência instalada é de 1.306.538 kW. Os dados ainda apontam, em relação a centrais geradoras com tecnologia Solar Fotovoltaica, 30 empreendimentos em construção e 33 cuja construção ainda não foi iniciada. Portanto, está previsto uma adição para os próximos anos de 1.738.991 kW na capacidade de geração solar fotovoltaica no Brasil. (ANEEL, 2018).

Os principais investidores em usinas solares de grande escala no Brasil e que participaram dos Leilões de 2014 e 2015 são: Enel, Canadian Solar, Cobra, Solaire Direct, SunEdison, FRV, Kroma, Renova, Gestamp, SER, Steelcon/Soliker, Gransolar, Rio Alto, European Energy e outros. Estes investidores possuem usinas em operação e contratadas que, segundo a Revista Cenários Solar 2016-2017, totalizam 128 empreendimentos. (CENÁRIOS SOLAR 2016-2017,2017, p.26-31).

Entre os investidores citados anteriormente, há aqueles que construíram as centrais geradoras de energia (usinas solares) com Produção Independente de Energia (PIE), que entraram em operação nos anos de 2016, 2017 e 2018. Os investidores com suas respectivas quantidades de usinas instaladas em Parques Solares (local onde são instaladas diversas usinas de menor porte com potência entre 20 MW e 30MW) estão apresentados na tabela 5 a seguir:

Tabela 5- Relação das Centrais Geradoras de Energia Solar com produção independente.

Investidores	Usinas	Potência kW	Estado
Enel Green Power	21	603.400	Bahia e Piauí
Canadian Solar (99,99%) e Solatio (0,01%)	12	346.024	Minas Gerais e São Paulo
Lintran	4	120.000	São Paulo
MSPAR Energia e Partic. (0,01%) e Solaire direct (99,99%)	3	86.000	Rio Grande do Norte
Assuruá Solar Energia (0,1%) e Supernova Investimentos e Participações em Energia (99,9%)	1	30.520	Bahia
BJL11 Solar S.A.	1	20000	Bahia
Tractebel (99,99%) e Martifer (0,01%)	1	30.000	Rio Grande do Norte
Grupo Gransolar S.L (30%) e Scatec Solar (70%)	2	60.000	Piauí
TOTAL	45	1.295.944	

Fonte: http://www2.aneel.gov.br/scg/Consulta_Empreendimento.asp

Cada usina da tabela 5 possui capacidade de geração solar entre 20 e 30 MW.

Na subseção 3.3.4 a seguir serão apresentadas as prospecções para o mercado de energia solar fotovoltaica no Brasil, realizadas pelas principais agências nacionais e internacionais.

3.3.4 Planejamento de Expansão da Energia Solar Fotovoltaica no Brasil

Até 2024, segundo o relatório *U.S. Energy Information Administration – EIA (2017)*, o governo espera que a capacidade solar total do Brasil exceda 8 GW.

O Plano Decenal de Expansão 2026, do Ministério de Minas e Energia e da Empresa de Pesquisa Energética, prevê uma expansão de 9.641 MW, resultante de fonte de Energia Solar Fotovoltaica, como apresentado no quadro 2. De acordo com o relatório, essa tecnologia terá maior penetração no mercado devido ao seu custo decrescente pois a possibilidade de se gerar a própria energia transforma o consumidor em agente ativo no processo. A regulamentação desse sistema ocorreu no ano de 2012, por meio da Resolução Normativa – REN número 482, que institui o modelo de *net-metering*. Em 2015, o regulamento foi modificado ampliando o número possível de consumidores. (MME & EPE, 2017, p.251).

As projeções do Plano Decenal de Expansão de Energia *apud* Sauaia (2017, p.116) são de que a participação da fonte de energia solar fotovoltaica na matriz elétrica deverá ultrapassar 4%, em 2024, e poderá chegar a 8%, em 2030. Os fatores identificados para o crescimento da micro e minigeração solar fotovoltaica foram: redução no preço de energia solar fotovoltaica e o expressivo aumento nas tarifas de energia elétrica no país. O ganho da competitividade da tecnologia solar fotovoltaica é resultante dessa combinação. Portanto, é importante observar o

comportamento dessas duas variáveis, a fim de construir cenários para investimentos em energia solar fotovoltaica.

A subseção 3.3 apresentará os tipos de mercado de energia que existem no Brasil que são: mercado livre de energia e mercado regulado.

3.3 Mercado de energia no Brasil

Analisando a evolução da regulamentação do setor energético brasileiro, a preocupação do governo em incentivar a utilização de energia alternativa se fortaleceu a partir da crise energética de 2001 e 2002. Teve início nesse período a discussão sobre formas de incentivar o surgimento de usinas e da autogeração de energia, como já ocorria em outros países. Desse debate, entre os principais órgãos do governo resultou a Lei 10.848/2004, que favoreceu o surgimento de dois tipos de mercado de energia fotovoltaica: o mercado regulamentado (Ambiente de Contratação Regulamentada – ACR), com o surgimento de leilões, e o mercado livre (ambiente de contratação livre – ACL). (TOLMASQUIM, 2015, p.22).

Algumas leis e programas foram criados por meio de decretos, para aumentar o *mix* de geração de energia. Consequentemente, essa necessidade levou ao incentivo de utilização de energia alternativa, como o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica – programa “Luz para Todos”, já apresentado na seção 3.2.2, que levou energia para locais distantes do Brasil, onde, até então, não existia eletricidade. Outra medida que provocou incentivos foi a Resolução 482, responsável pelo crescimento da utilização de fontes alternativas de energia, criada em 17 de abril de 2012 para regulamentar e tornar acessível a microgeração e minigeração, podendo o consumidor se tornar também um fornecedor de energia para a rede, por meio da utilização do sistema de compensação chamado de *net-metering*. Esse sistema, já apresentado na seção 3.2.2, proporciona ao consumidor a injeção do excedente de energia na rede elétrica, com compensação na conta de eletricidade.

Essa resolução foi revista e alterada pela REN ANEEL 687/15, que entrou em vigor a partir de março de 2016.

Os pesquisadores da área encararam essa mudança com grande otimismo. De acordo com Assis (2016, p 7), as alterações proporcionarão um aumento nos sistemas de microgeração de energia, pois a Resolução 687 permite a associação de pessoas em forma de cooperativas e gera energia de forma compartilhada para seu autoconsumo e para fornecimento.

As principais mudanças estão descritas no quadro 3 seguinte:

Quadro 3- Principais Mudanças na Resolução 482.

	Resolução 482/2012	Principais mudanças pela Resolução 687/15
Art 2º.	I- Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.	I – Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.
	II – Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.	II – Minigeração distribuída: central prestadora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.
	III – Sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local, e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa dessa mesma unidade consumidora em que os créditos foram gerados, desde que possua o mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) junto ao Ministério da Fazenda.	III – Sistema de compensação de energia elétrica. Sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local, e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa.
Art. 6º	§ 1º. Para fins de compensação, a energia ativa injetada no sistema de distribuição pela unidade consumidora será cedida a título de empréstimo gratuito para a distribuidora, passando a unidade consumidora a ter um crédito em quantidade de energia ativa a ser consumida por um prazo de 36 (trinta e seis) meses.	§ 1º. Para fins de compensação, a energia ativa injetada no sistema de distribuição pela unidade consumidora será cedida a título de empréstimo gratuito para a distribuidora, passando a unidade consumidora a ter um crédito em quantidade de energia ativa a ser consumida por um prazo de 60 (sessenta) meses.

Fonte: adaptado da Resolução 482/12 e 687/15

Em relação a usinas que atuam no ambiente de contratação regulada, Assis (2016, p.7) afirma que, além das alterações na Resolução 482, o governo incentiva a política de financiamento das usinas solares por meio do Banco Nacional de Desenvolvimento – BNDES, que fornece financiamento à taxa de 13% ao ano para planta de usinas solares com geração de 30 MW de energia. Para usinas centralizadas, segundo o autor, existe também o fundo de *private equity*, para facilitar o acesso ao capital necessário. O autor apresenta em sua entrevista outras alternativas como os recursos da Caixa Econômica Federal (o *Proger*) e *Construcard*, do Banco do Brasil, com prazo de setenta e dois meses e carência de até doze meses, agências de fomentos regionais e outras fontes.

Esses financiamentos também são concedidos para o consumidor que atua no ambiente livre e esteja disposto a investir em energia fotovoltaica e ainda atuar como gerador de energia pelo sistema de compensação chamado de *net-metering*.

As principais diferenças entre ambiente livre e regulado são apresentadas no quadro 4 abaixo:

Quadro 4- Diferença entre ambiente livre e regulado.

	Ambiente Livre	Ambiente Regulado
Participantes	Geradoras, comercializadoras, consumidores livres e especiais	Geradoras, distribuidoras e comercializadoras. As comercializadoras podem negociar energia somente nos leilões de energia existente – (Ajuste e A-1)
Contratação	Livre negociação entre os compradores e vendedores	Realizada por meio de leilões de energia promovidos pela CCEE, sob delegação da Aneel
Tipo de contrato	Acordo livremente estabelecido entre as partes	Regulado pela Aneel, denominado Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR)
Preço	Acordado entre comprador e vendedor	Estabelecido no leilão

Fonte: CCEE (2016)

A seção 4 apresentará o comportamento das variáveis estocásticas (tarifa de energia e placas solares) utilizadas nesta pesquisa e os resultados encontrados da volatilidade das séries históricas.

4 VARIÁVEIS ESTOCÁSTICAS

Para aplicação da metodologia proposta, duas variáveis de incerteza serão consideradas: tarifa de energia e o preço das placas solares.

4.1 Tarifa de energia

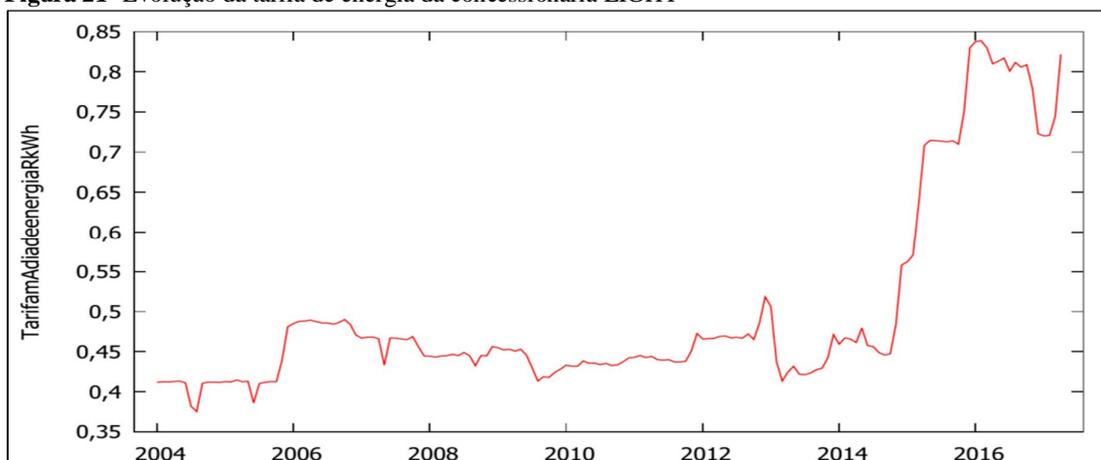
Conforme relatório de informação de utilidade pública aos consumidores, elaborado pela ANEEL em 2016, há alguns anos os valores das tarifas de energia eram iguais e determinadas por regulamentação para todo o país. Com a introdução da Lei n^o 8.631/1993 isso acabou, e proporcionou o surgimento, em 1995, da Lei 8.987/95, que estabeleceu autonomia para as concessionárias no que se refere à fixação da tarifa.

Toda revisão de tarifas, de acordo com a ANEEL (2016), é realizada considerando a área em que ocorre a concessão de energia, levando em conta diversas variáveis, como número de consumidores, quantidade de energia distribuída, quilômetros da rede de distribuição de cada empresa e o custo da energia comprada pelas distribuidoras.

As tarifas consideram três tipos de custos: geração, transporte e encargos setoriais. Para a definição dessas tarifas é incluída a chamada parcela B, que representa os custos operacionais, a cota de depreciação e a remuneração do investimento. (ANEEL 2016).

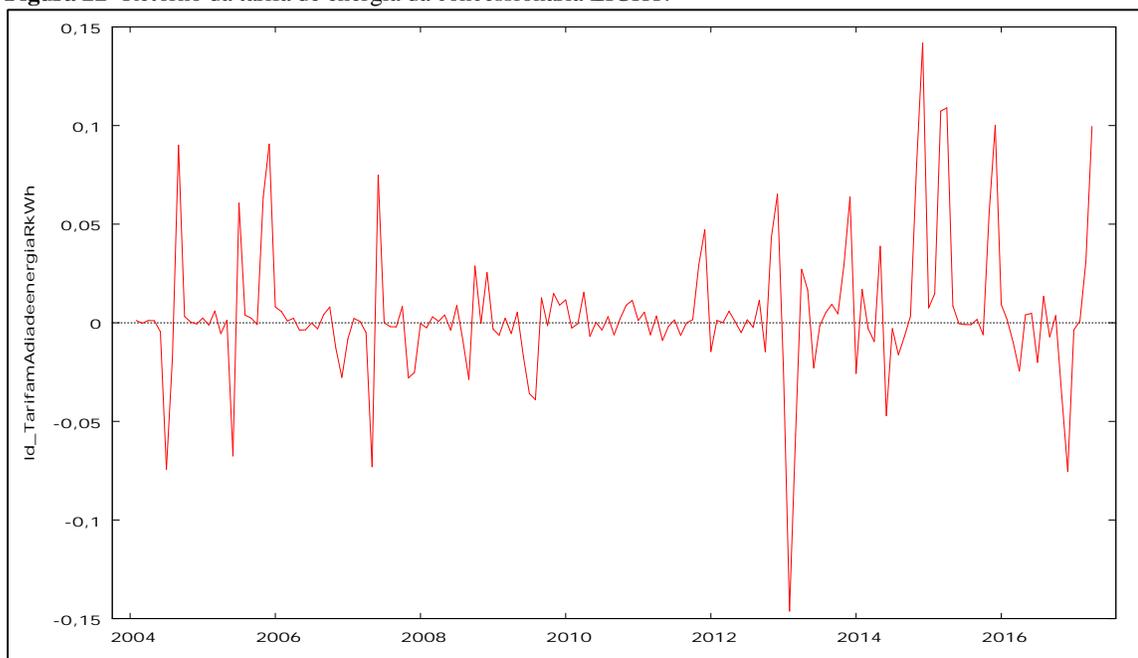
A variação da tarifa de energia pode ocorrer por diversos motivos resultantes da forte regulamentação do setor e mudanças de temperatura média. No período da seca, por exemplo, cai o volume de água nos rios, o que gera redução no fornecimento de energia (considerando que a matriz energética é composta, em sua maioria, de fonte hidráulica). Essa diminuição provoca uma busca por alternativas mais onerosas, visto que nossa matriz energética não é muito diversificada. (TOLMASQUIM, 2015, p.75).

A tarifa utilizada para cálculo é a da distribuidora LIGHT, empresa responsável pela energia na região do Rio de Janeiro. O comportamento da tarifa ao longo dos anos está representado na série temporal na figura 21 a seguir:

Figura 21- Evolução da tarifa de energia da concessionária LIGHT

Fonte: base de dados site da ANEEL

Observa-se na figura 21 acima que se trata de uma série de preços de energia com tendência de crescimento lento, com variação de comportamento nos valores e com uma queda significativa em fevereiro de 2013, resultante da regulamentação do governo, que provocou uma queda de 20% no preço de energia elétrica a partir de janeiro de 2013, no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Porém, a partir de 2014, a elevação se deu por conta da obtenção de empréstimos e subsídios por parte do governo, que foram pagos pelos consumidores. (LEITE, 2014, p.455).

Figura 22- Retorno da tarifa de energia da concessionária LIGHT.

Fonte: base de dados obtida no site da ANEEL

Ao transformar a série da tarifa em retornos capitalizados continuamente para captar os instantes $t-\Delta t$, foi possível identificar os *spikes* em 2003, 2013 e 2015.

Aiube (2015, p.402) justifica os *spikes* em energia por não ser possível a estocagem deste insumo, proporcionando grandes variações no preço em caso de excesso de oferta ou elevação da demanda.

No Brasil, a energia elétrica é obtida, em sua maioria, de fontes hidráulicas. Conforme demonstrado na figura 26 deste estudo, 65,58% da produção de energia elétrica no ano de 2017 são provenientes de fontes hidráulicas. Caso a oferta seja reduzida de forma repentina, a elevação dos preços provoca uma inconstância na série temporal.

4.2 Cálculo da volatilidade da Tarifa de Energia

Para o cálculo da volatilidade da variável P (tarifa de energia), foram transformados os dados históricos de janeiro de 2004 até abril de 2017 em log retornos.

Hull (2016, p.349) classificou o retorno no tempo i como u_i e a variável estocástica no tempo i como S_i . O retorno, portanto, é calculado conforme a seguir, em tempo contínuo:

$$u_i = \ln \frac{S_i}{S_{i-1}} \quad (7)$$

Onde:

u_i = retorno no tempo i .

S_i = Variável estocástica no intervalo de tempo $i = 0,1 \dots n$.

\ln = log neperiano

A estimativa da variância será obtida:

$$S^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (u_i - \bar{u})^2 \quad (8)$$

Onde:

\bar{u} = Média dos retornos.

n = número de períodos.

Portanto o desvio padrão será calculado conforme a seguir:

$$S = \sqrt{S^2} \quad (9)$$

Os resultados obtidos dos dados históricos mensais deverão ser transformados para anuais, multiplicando o resultado da volatilidade mensal pela raiz de doze. (HULL, 2016, p.351).

$$\text{Volatilidade anual} = \text{Volatilidade mensal} \times \sqrt{12}$$

A volatilidade obtida está demonstrada na tabela 6 a seguir:

Tabela 6- Volatilidade anual da tarifa de energia.

	Mensal	Anual
Média R\$/kWh	0,43%	5,21%
Volatilidade	3,39%	11,76%

Fonte: a autora.

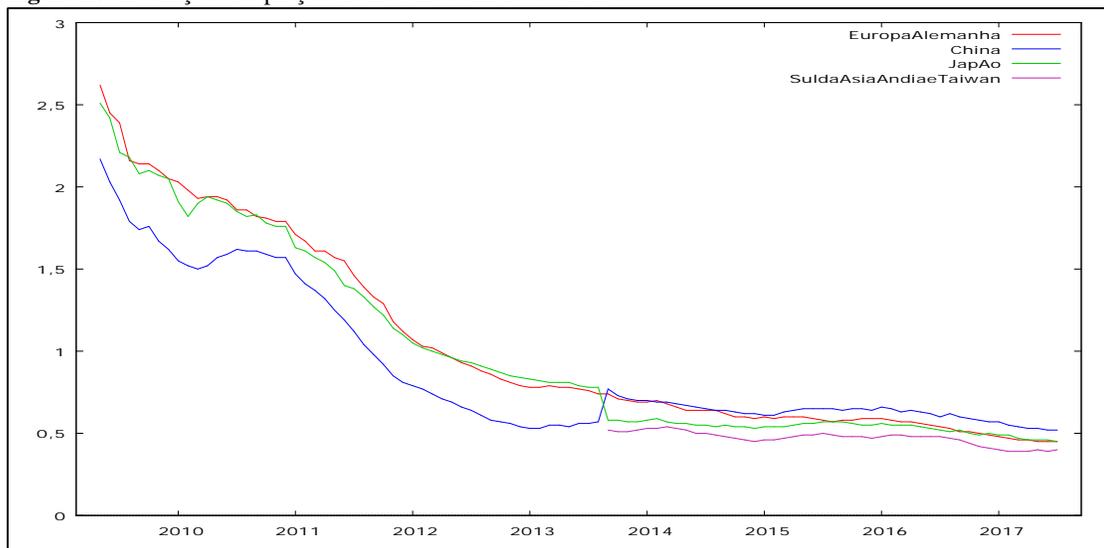
4.3 Preço das Placas

A IRENA (2017, p. 33) desenvolveu um estudo sobre os custos de geração de energia renovável no mundo, em 2017, e constatou que devido à elevação da competitividade e desenvolvimento de novas tecnologias, os custos para sua obtenção possuíam uma tendência de queda ao longo dos anos. Com a redução acelerada dos custos dos painéis solares, essa tecnologia passou a concorrer fortemente com alternativas diferentes de obtenção de energia.

O mercado de energia solar fotovoltaica cresceu rapidamente no mundo. A capacidade cumulativa global instalada de energia solar fotovoltaica cresceu de 6,1 GW, ao final de 2006, para 291 GW, ao final de 2016. China e Japão se destacaram, pois juntos possuíam 88 GW de módulos fotovoltaicos instalados entre 2014 e 2016. (IRENA, 2017, p.59).

A figura 23 a seguir apresenta o comportamento dos preços dos módulos fotovoltaicos que obtiveram um decréscimo em média de 80% entre 2009 a 2017.

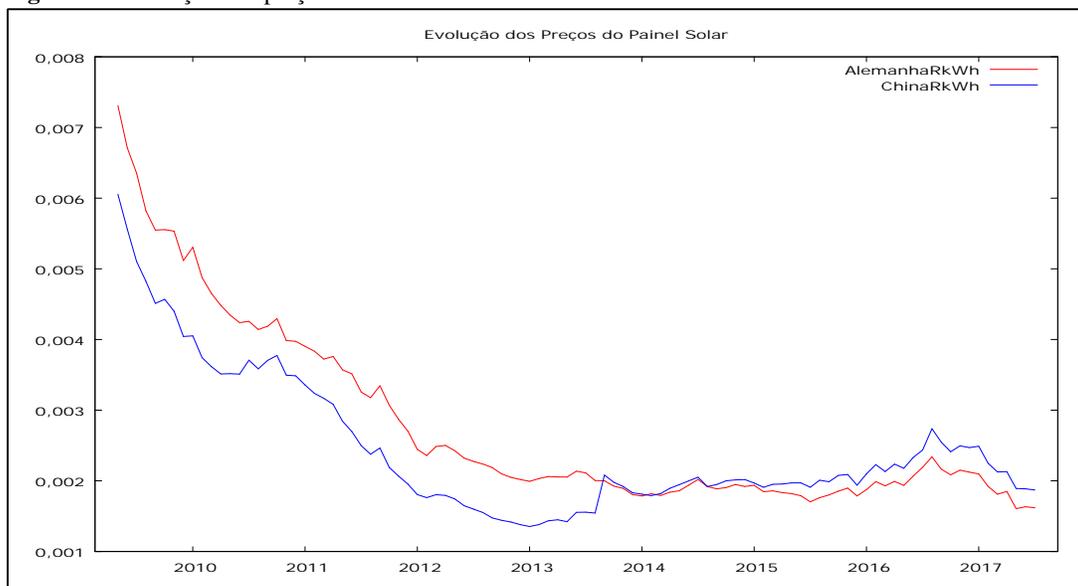
Figura 23- Evolução dos preços do módulo solar fotovoltaico.



Fonte: base de dados pvXchange, 2017

Este estudo utilizará os dados dos módulos solar fotovoltaico da Alemanha e da China.

Figura 24- Evolução dos preços do módulo solar fotovoltaico da Alemanha e China.



Fonte: base de dados pvXchange, 2017

4.4 Cálculo da Volatilidade do preço das placas na Alemanha

Os dados históricos obtidos foram referentes ao período de maio de 2009 a julho de 2017. A série temporal foi convertida de Euro para a moeda corrente e de R\$/Wp para R\$/kWh, conforme exemplificado nas tabelas 7 e 8 a seguir:

Tabela 7- Série temporal das placas alemãs e cálculo do retorno.

Euros/Wp	Alemanha	Conversor Euros em R\$	R\$/Wp	R\$/kWh	Ln(S _i /S _{i-1})
Mai/09	2,62	2,7905	7,31111	0,007311	
Jun/09	2,45	2,7405	6,714225	0,006714	-0,08517
Jul/09	2,39	2,6577	6,351903	0,006352	-0,05547
Ago/09	2,16	2,6944	5,819904	0,00582	-0,08747
Set/09	2,14	2,5926	5,548164	0,005548	-0,04782

Fonte: base de dados do site pvXchange, 2017

Tabela 8- Volatilidade anual dos preços das placas alemãs

Alemanha	Mensal	Anual
Média R\$/kWh	-1,54%	-18,46%
Volatilidade	4,12%	14,28%

Fonte: autoria própria.

4.5 Cálculo da Volatilidade do preço das placas na China

Os dados históricos obtidos foram referentes ao mesmo período maio – de 2009 a julho de 2017. Os valores foram convertidos de Euro para a moeda corrente e de R\$/Wp para R\$/kWh, conforme exemplificado nas tabelas 9 e 10 a seguir:

Tabela 9- Série temporal das placas chinesas e cálculo do retorno.

Euros/Wp	China	Conversor Euros em R\$	R\$/Wp	R\$/kWh	Ln(S _i /S _{i-1})
Mai/09	2,17	2,7905	6,055385	0,006055	
Jun/09	2,03	2,7405	5,563215	0,005563	-0,08477
Jul/09	1,92	2,6577	5,102784	0,005103	-0,08639
Ago/09	1,79	2,6944	4,822976	0,004823	-0,0564
Set/09	1,74	2,5926	4,511124	0,004511	-0,06684

Fonte: base de dados do site pvXchange, 2017

Tabela 10- Volatilidade anual dos preços das placas chinesas.

China	Mensal	Anual
Média R\$/kWh	-1,20%	-14,39%
Volatilidade	5,55%	19,23%

Fonte: autoria própria.

O modelo das placas utilizadas para o desenvolvimento do estudo de caso será *Canadian*, módulo da empresa *Canadian Solar* cujas fábricas estão localizadas em sua maior parte no Canadá e na China. (SAHU, 2015).

Portanto, a volatilidade utilizada para o desenvolvimento do estudo de caso será a volatilidade das placas chinesas.

A seção 5 apresentará o estudo de caso e o desenvolvimento da metodologia a ser utilizada para análise da viabilidade de investimento em energia solar com Opções Reais.

5 METODOLOGIA

Cervo & Bervian (1996) afirmam que a definição da classificação de uma pesquisa se dá conforme procedimento utilizado. Desse modo, no campo positivista, uma pesquisa pode ser bibliográfica, descritiva ou experimental. O estudo bibliográfico procura explicar o fenômeno, partindo de outras pesquisas já realizadas e serve de sustentação a novas teorias e ferramentas para o desenvolvimento de uma pesquisa experimental e descritiva. A pesquisa descritiva observa, registra e identifica fenômenos, sem manipulá-los. A pesquisa experimental, ao contrário da pesquisa descritiva, manipula as variáveis relacionadas ao objeto de estudo. Para Creswell (2007, p.162), a realização de um experimento visa a testar o impacto de um determinado tratamento sobre um resultado.

Para responder ao problema definido neste estudo, serão utilizados três tipos de pesquisa: a bibliográfica, que ressalta a necessidade do levantamento do arcabouço teórico para sustentação da ferramenta elaborada; a documental, por recorrer aos registros de uma empresa; e o método de pesquisa experimental, que aplicará a ferramenta obtida por meio da resolução e ampliação do modelo binomial de Cox, Ross e Rubenstein para opções reais no negócio de média tensão.

Serão utilizados os seguintes softwares: *Excel*, *Precision Tree 7.5* e *Mat Lab*. Para cálculo do valor do investimento para o objeto de estudo será utilizado o *software PVSOL Premium 2017*.

A seção 5.1 apresentará o estudo de caso e a participação no mercado de energia. O Shopping escolhido deixará atuar como consumidor especial no mercado livre de energia para ser um autoprodutor de energia.

5.1 Apresentação do Estudo de Caso

Para a aplicação da metodologia serão utilizados os dados de um *Shopping* localizado na cidade de Volta Redonda-RJ e que atua no mercado livre de energia como consumidor especial. Aproximadamente 119 *Shoppings* migraram para o Mercado Livre de Energia e atuam como consumidores livres ou especiais, podendo retornar ao Mercado Regulado de Energia, conforme estabelecido em contrato, em um intervalo de cinco anos. (ABRASCE, 2016).

É importante ressaltar que a metodologia desenvolvida nesta tese pode ser aplicada em qualquer negócio de médio e grande porte que atua em qualquer mercado de energia (Regulado ou Livre). A aplicação se dá com o objetivo de contribuir para a tomada de decisão em ambiente de incerteza.

O *Shopping* escolhido para aplicação da metodologia recebe aproximadamente 18 mil visitantes da região Sul-Fluminense (Barra Mansa, Volta Redonda, Resende, Barra do Pirai, Pinheiral e Itatiaia) e possui 11.000 m² de área bruta locável. Contém no seu interior setenta e seis lojas de diferentes segmentos, quatro cinemas e quatro quiosques.

Os levantamentos dos dados para a aplicação da ferramenta foram fornecidos pela administração do *Shopping* que disponibilizou as informações para o desenvolvimento desta pesquisa.

O primeiro passo para a construção da metodologia é conhecer o mercado de energia onde o consumidor (objeto de estudo) atua.

O novo modelo do setor elétrico regulamentou e reconheceu dois ambientes de contratação de energia: o Ambiente de Contratação Livre – ACL e o Ambiente de Contratação Regulada – ACR. No ambiente de contratação livre existem três tipos de consumidores: o consumidor livre, o potencialmente livre e o especial. (TOLMASQUIM, 2015, p.66-70).

No ambiente de contratação regulada os consumidores são agrupados pelas distribuidoras conforme classe de tensão: os consumidores de baixa tensão são aqueles que possuem entre 127 ou 230 Volts e estão inseridos no Grupo B, os classificados de média e alta tensão compõem o grupo A com tensão igual ou superior a 2,3 kV. (TOLMASQUIM, 2015, p.66-70 e REN ANEEL 414, 2010). O *Shopping* é classificado no grupo A4 com tensão entre 2,3 a 25 kV. Na região Sul Fluminense a empresa que fornece energia aos moradores e empresas é a LIGHT que atua como concessionária nos dois mercados (livre e regulado).

Para que um consumidor venha a optar por atuar no mercado livre de energia como um consumidor livre o mesmo deverá possuir uma demanda mínima de 3MW de energia. Para ser considerado um consumidor especial, sua demanda deverá estar entre 500 kW e 3MW,

atendendo a essa exigência inicial, o consumidor dessa categoria deverá adquirir energia de qualquer fornecedor, desde que seja obtida de fontes incentivadas especiais como a eólica, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), biomassa e solar. (TOLMASQUIM, 2015, p.66-70).

O consumidor objeto deste estudo (*Shopping*) possui uma demanda contratada de 1,35MW e atua no mercado livre, conseqüentemente, como consumidor especial.

Considerando que o *Shopping* irá gerar a sua própria energia através de uma usina solar fotovoltaica torna-se importante conhecer as classificações para um sistema de geração distribuída e seus agentes de geração. Considerando o sistema de geração distribuída, aquele que gera uma quantidade próxima ao consumo segundo Zilles *et al* (2015, p. 47), é considerado sistema de microgeração de energia solar se possuir um sistema gerador com potência abaixo ou igual a 75 kW e de minigeração aquele que possuir um sistema gerador com potência acima de 75kW até 5 MW. (REN ANEEL 687, 2015). O *Shopping*, objeto de estudo, possui uma demanda de 1,5 MW de potência que equivale, aproximadamente, 420.000 kWh e, portanto, o *Shopping* é um minigerador de energia solar fotovoltaica.

Em relação aos agentes de geração, Tolmasquim (2015, p. 53) descreve os agentes que podem realizar a geração e que podem atuar no mercado de energia que são: a Concessionária de Serviço Público, Autoprodutores e Produtores Independentes de Energia Elétrica (PIE). O agente da Concessionária de Serviço Público é a pessoa jurídica autorizada, mediante Licitação, a explorar e prestar serviços públicos de energia elétrica; o agente Autoprodutor de energia elétrica é pessoa física ou jurídica ou empresas organizadas em consórcio que recebem a concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu consumo próprio; o Produtor Independente de Energia Elétrica (PIE) é a pessoa jurídica ou empresas organizadas em consórcio. Uma estratégia que está sendo utilizada é a de investidores se unirem em sociedade formando outra pessoa jurídica, como por exemplo, a união do Grupo Gransolar e Scatecsolar que, com participações diferentes, formaram a pessoa jurídica chamada Sertão I Solar Energia SPE Ltda. e, assim, construíram a usina solar Sertão 1 localizada no município de João Costa no Estado de Piauí. (ANEEL, 2018).

A REN ANEEL 676 (2015) definiu as terminologias adotadas para usinas da seguinte maneira: aquelas com potência instalada igual ou inferior a 5.000 kW são classificadas como “Central Geradora fotovoltaica com capacidade instalada reduzida”. A revista Cenários Solar 2016-2017 (2017, p.30) as classifica como miniusinas. O exemplo de uma miniusina é a “Miniusina de Santo Antônio” do Município de Eirunepê no Estado de Amazonas com capacidade instalada de 0,011 MW ou 11 kW”. A referida Resolução, no seu artigo 21, garante às Centrais Geradoras fotovoltaicas com capacidade instalada reduzida e com registro na

ANEEL a comercialização de energia e o livre acesso às instalações de distribuição e de transmissão. As usinas que possuem potência instalada igual ou superior a 5 MW ou 5.000 kW são consideradas “Centrais Geradoras fotovoltaicas”. (REN ANEEL 676, 2015).

A potência instalada do gerador solar fotovoltaico do *Shopping* é o equivalente à sua demanda contratada de 1,35 MW e, portanto, a terminologia da usina é “Central Geradora fotovoltaica com capacidade instalada reduzida” ou miniusina.

Será considerado que o *Shopping*, objeto deste estudo, poderá investir na construção de uma miniusina solar para atender a sua demanda no mercado livre de energia atuando como autoprodutor, sendo assegurada a comercialização do excedente conforme artigo 19 (dezenove) da Resolução Normativa – REN ANEEL 676 (2015). Para isso, deverá realizar a análise de viabilidade do investimento em dois momentos: em regime de certeza através do dimensionamento do sistema para cálculo do custo do investimento e do fluxo de caixa para cálculo do Valor Presente Líquido estático e o outro momento será a análise da viabilidade considerando a incerteza em relação a tarifa de energia e o valor do investimento no projeto, a metodologia utilizada será a de Opções Reais.

5.2 Metodologia utilizada para cálculo da viabilidade do investimento em regime de certeza

Para a análise de viabilidade utilizando o modelo ortodoxo, será utilizado o método dos fluxos de caixa descontados para cálculo do Valor Presente (VP), a representação matemática do modelo proposto será:

$$VP = \sum_{i=1}^n \frac{P_i Q_i - a_i I_0}{(1+rf)^i} \quad (5.2.1)$$

Onde:

VP = Valor Presente dos fluxos de caixa descontados.

P_i = Tarifa de energia em um determinado período de tempo.

Q_i = Quantidade de energia gerada pelo sistema considerando a perda de eficiência.

a_i = Despesas operacionais e administrativas que, seguindo Peraza *et al* (2015) e Almeida *et al* (2017), corresponderá à 1% do custo do investimento.

I_0 = Total dos custos do Investimento.

rf = Taxa Livre de Risco.

i = Período.

Q_i será representado por:

$$Q_i = Q \times (1 - \text{efic})^{i-1} \quad (5.2.1a)$$

Onde:

Q = Quantidade de energia gerada pelo sistema.

efic = Fator de perda de eficiência do sistema. A perda de eficiência dos módulos solares será de 0,576%/ano, seguindo os estudos de Almeida *et al* (2017), que desenvolveram uma metodologia para análise de viabilidade econômica de uma usina fotovoltaica.

O valor do Investimento será obtido através da representação a seguir:

$$I_0 = I_a(\text{placas}) + I_b(\text{inversores}) + I_c(\text{cabos} + \text{outros}) + R \quad (5.2.2)$$

Onde:

I_0 = Representa o valor em Reais do custo total do investimento.

I_a = Representa o valor em Reais das placas solares.

I_b = Representa o valor em Reais dos inversores.

I_c = Representa o valor em Reais dos cabos e outros. A proporção considerada desse custo será de 40% do custo total. (ABINEE, 2012, p. 160)

R - Representa o valor em Reais do reinvestimento. Seguindo Almeida *et al*(2017), o valor do reinvestimento não será considerado para a obtenção da estimativa do valor dos cabos e outros.

Obs.: Os custos (I_c) foram chamados pela Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica – ABINEE de *BoS (Balance of System)*. Para a ABINEE, os custos das placas com os inversores representam entre 50% e 60% do custo total do sistema fotovoltaico. O R representa o reinvestimento referente à reposição dos inversores e cabos depreciados, o mesmo não será considerado para calcular o I_c . (ABINEE, 2012,p.160).

Portanto:

$$I_c = 0,40(I_0 - R) \quad (5.2.3)$$

O valor total do custo do investimento será:

$$I_0 = \left(\frac{I_a + I_b}{0,6} \right) + R \quad (5.2.4)$$

O Valor Presente Líquido (VPL) será:

$$\text{VPL} = -I_0 + \text{VP} \quad (5.2.5)$$

Onde:

VPL – Valor presente líquido.

I_0 – Custo total do Investimento.

VP – Valor presente dos fluxos de caixa descontados.

A próxima subseção apresentará a metodologia que será utilizada para capturar as incertezas do gestor na análise de viabilidade de investimento em energia solar fotovoltaica.

5.3 Metodologia utilizada para cálculo da viabilidade do investimento em regime de incerteza

Na subseção anterior foi apresentado o modelo que será utilizado para cálculo do Valor Presente Líquido utilizando a teoria tradicional de finanças. A metodologia apresentada anteriormente assumiu uma decisão de investimento estático considerando que as decisões estratégicas são definidas sem o recurso da escolha de outras opções no futuro. Trigeorgis (1996, p.1-2) afirma que nas práticas corporativas há uma queda na utilização da teoria de finanças tradicionais por não considerar a flexibilidade operacional e outras considerações estratégicas que são tão valiosas quanto os fluxos de caixa tradicionais.

Hoje é amplamente reconhecido que a teoria tradicional não pode capturar adequadamente a flexibilidade da administração para adaptar e revisar decisões posteriores em resposta à dinâmica do mercado. A abordagem tradicional considera a estratégia operacional estática, ou seja, considera que um projeto será iniciado imediatamente e será realizado de forma contínua até o final com valores pré-fixados. (TRIGEORGIS,1996, p. 1; MUN, 2002, p.3-10).

Mun (2002,p.10) afirma que para se tomar decisões relacionadas a investimentos arriscados deverão ser consideradas algumas questões relacionadas a incerteza como por exemplo: Qual o caminho que o gestor deverá escolher? Quais as opções que existem? Caso o gestor escolha o caminho errado, como poderá retornar ao caminho certo? Como devem ser valorados e priorizados os caminhos que existem? Qual é o momento ideal para a realização de uma opção? As respostas geradas pelo modelo tradicional de fluxo de caixa descontado não respondem a essas perguntas, porque o modelo assume um processo de tomada de decisão estático, enquanto a abordagem de opções reais leva em consideração as opções estratégicas gerenciais que certos projetos desenvolvem sob a incerteza e a flexibilidade da administração em exercer ou abandonar essas opções em diferentes momentos no tempo quando o nível de incerteza diminuiu ou se tornou conhecida ao longo do tempo.

A abordagem por opções reais que será apresentada e construída nesta subseção incorpora o modelo de aprendizagem e contribui para que o gestor tome decisões melhores conforme os níveis de incertezas são resolvidos ao longo do tempo. O modelo a ser desenvolvido não possui arbitragem, sendo livre de risco, e proporcionará a resposta às perguntas elaboradas por Mun (2002, p.10) apresentadas.

As variáveis de incertezas levantadas nas seções anteriores que influenciam no custo do projeto são: a tarifa de energia e o preço das placas solares. O processo estocástico considerado para solucionar a incerteza será o Geométrico Browniano ou processo de Wiener que é um tipo específico de processo estocástico de Markov com distribuição normal que possui média zero e variância igual 1 ao ano. O processo estocástico de Markov considera que apenas o valor presente da variável é suficiente para prever o futuro e sugere a definição de uma distribuição de probabilidade. (HULL, 2016, p.325).

Embora a literatura sobre o processo estocástico de variáveis relacionadas à energia elétrica seja escassa, o autor Aiube (2013, p.403) apresenta análises de alguns autores que estudaram o processo estocástico do preço da *commodity* de energia elétrica, os autores consideraram que os preços seguem um processo de reversão à média com *spikes*, porém, no presente estudo, as séries históricas disponibilizadas da tarifa de energia (de 2004-2017) e dos preços das placas solares (de 2009-2017) são de treze anos para tarifa de energia e de oito anos para os preços das placas solares, essas são consideradas de períodos curtos para realização de estimação do processo estocástico, portanto, será adotada a premissa de que as variáveis de incertezas relacionadas à tarifa de energia e preço das placas seguirão um processo de Wiener ou Browniano. Essa premissa parte do pressuposto de que, na ausência de uma série histórica longa de dados, não é possível a estimação do processo estocástico, sendo o tempo insuficiente

para a variável reverter à média ou outro. Então, por esse motivo, será considerado que as variáveis seguirão o processo Browniano e, portanto, possuirão as duas propriedades a seguir:

- a) A mudança de uma variável z durante um período curto Δt será representada por:

$$\Delta z = \varepsilon \sqrt{\Delta t} \quad (5.3.1)$$

- Onde ε tem uma distribuição normal $\phi(0,1)$.
- Média de $\Delta z = 0$
- Desvio Padrão de $\Delta z = \sqrt{\Delta t}$
- Variância de $\Delta z = \Delta t$
- Os valores de Δz para quaisquer dois intervalos curtos de tempo diferentes, Δt , são independentes.
- As mudanças de z em um período longo (T) é denotada como $z(T) - z(0)$. A soma das mudanças em z em N intervalos com duração Δt .

Então:

$$N = \frac{T}{\Delta t}$$

$$z(T) - z(0) = \sum_{i=1}^N \varepsilon_i \sqrt{\Delta t}$$

Considerando que $z(T) - z(0)$ é normalmente distribuído:

$$\text{média de } (z(T) - z(0)) = 0$$

$$\text{variância de } (z(T) - z(0)) = N\Delta t = T$$

$$\text{Desvio padrão de } (z(T) - z(0)) = \sqrt{\Delta t}$$

- b) No limite $\Delta t \rightarrow 0$ então, esse intervalo é representado por dt . A incerteza representada por Δz , para um pequeno intervalo de tempo pode ser usualmente escrito como dB seguindo Aiube (2013, p.118) ou dz seguindo Hull(2016,p.330).

Diante do exposto anteriormente, a mudança média por unidade de tempo para um processo estocástico, seguindo Hull (2016, 2016, p.328), será igual à zero significando que o valor esperado de z , em qualquer momento futuro, será igual ao seu valor atual. A taxa de variância igual a 1,0 significa que a variância da mudança em z em um intervalo de tempo T é igual a T .

As propriedades do processo geométrico Browniano são:

$1 - B_t$ tem incremento estacionário e independente;

2 – B_0 no tempo zero não há incerteza, portanto não tem ruído branco ou erro. Não existe nenhuma parte estocástica, aleatória;

3 – As realizações são contínuas, sem saltos, têm preço no mercado, por exemplo, continuamente.

É necessária a observação dessas três propriedades.

As propriedades 1 e 3 significam que possuem distribuição normal, levando a uma quarta propriedade:

$$4 - B_t \sim N(0, t)$$

Assim, as principais proposições do modelo Browniano:

- $E(B_t) = 0$
- $\text{Var}(B_t) = t$
- $\text{Cov } B_t B_s = s$ se $s < t$
- O processo browniano não é diferenciável em nenhum trecho de sua trajetória.
- O processo browniano é autossimilar se possui a mesma distribuição.
- O processo browniano não é de variação limitada.

Um processo de Wiener para a tarifa de energia, por exemplo, pode ser definido como:

$$dP = \mu_p P dt + \sigma_p P dz \quad (5.3.2)$$

Onde:

μ = Média.

P = Tarifa de energia.

dt = Taxa de variação esperada de μ por unidade de tempo.

σ = Desvio Padrão.

dz = Taxa de variância por unidade de tempo.

As variáveis “ μ ” e “ σ ” representam, respectivamente, a média e o desvio padrão, o termo dt significa que P (tarifa de energia) tem uma taxa de variação esperada de “ μ ” por unidade de tempo. A constante σ multiplicada por um processo de Wiener, que possui uma taxa de variância σ^2 por unidade de tempo, representa a incerteza. Existem diversas notações para representar o processo estocástico em um intervalo infinitesimal, entre elas dW (Neftci, 2000, p.176), dB (Aiube, 2013, p.93) e dz (Hull, 2016, p.328). A notação utilizada nesta pesquisa do processo estocástico Browniano em um pequeno intervalo de tempo será de Aiube (2013) ou seja, dB .

Em um pequeno intervalo de tempo Δt , a mudança ΔP no valor de P é dada pelos modelos de comportamento das variáveis relacionados à tarifa de energia (P) e do ΔI ao

comportamento do preço das placas (I). Portanto, na versão em tempo discreto, seguindo Hull (2016, p.331), a representação do movimento Browniano das variáveis relacionadas às tarifas de energia e ao preço das placas de energia será dada por:

$$\begin{aligned}\Delta P &= \mu_p P \Delta t + \sigma_p P \varepsilon \sqrt{\Delta t} \\ \Delta I &= \mu_I I \Delta t + \sigma_I I \varepsilon \sqrt{\Delta t}\end{aligned}\quad (5.3.3)$$

Onde:

I = Preço das Placas Solares.

$\varepsilon \sqrt{\Delta t}$ = Taxa de variância num período curto de tempo (Δt).

Como descrito anteriormente, ΔP e ΔI representam a mudança nos valores da tarifa de energia e do preço das placas de energia em um pequeno intervalo de tempo Δt . Os termos $\mu P \Delta t$ e $\mu I \Delta t$ representam a taxa de retorno esperada das variáveis por unidade de tempo Δt . A mudança da variável nesse intervalo curto de tempo é representada por ε multiplicado pela raiz quadrada de Δt . O ruído ε possui uma distribuição normal padrão com média zero e desvio padrão igual à 1. Portanto, $\sigma_p P \varepsilon \sqrt{\Delta t}$ e $\sigma_I I \varepsilon \sqrt{\Delta t}$ representam os componentes estocásticos dos retornos das variáveis P e I . A variância dos componentes estocásticos são representadas por $\sigma^2_p P^2 \varepsilon^2 \Delta t$ e $\sigma^2_I I^2 \varepsilon^2 \Delta t$. Portanto, $\frac{\Delta P}{P} \sim \phi(\mu \Delta t, \sigma^2 \Delta t)$ e $\frac{\Delta I}{I} \sim \phi(\mu \Delta t, \sigma^2 \Delta t)$. (HULL, 2016, p.331).

O fato dos valores de Δz , $\varepsilon \sqrt{\Delta t}$, para quaisquer dos intervalos curtos de tempo, Δt , serem diferentes e independentes fazem com que sejam observadas trajetórias irregulares das variáveis e, portanto, para a integração do processo Browniano é necessário o desenvolvimento de conceitos que permitam a integração das mesmas. O cálculo de Itô ou processo de Itô, que também é um processo de Wiener, segundo Hull (2016, p.335), faz com que os parâmetros μ e σ sejam funções do valor da variável subjacente, no caso deste estudo as variáveis são a tarifa de energia (P) e o preço das placas (I), e do tempo t . Assim um processo de Itô será escrito conforme a seguir:

$$\begin{aligned}\frac{\Delta P}{P} &= \mu_p(P, t) \Delta t + \sigma_p(P, t) \varepsilon \sqrt{\Delta t} \\ \frac{\Delta I}{I} &= \mu_I(I, t) \Delta t + \sigma_I(I, t) \varepsilon \sqrt{\Delta t}\end{aligned}\quad (5.3.4)$$

Um processo de Itô é definido como aquele em que as taxas de deriva e de volatilidade da variável subjacente podem ser uma função da mesma e do tempo. A mudança na tarifa de energia, por exemplo, em um breve período de tempo possui uma distribuição normal. (HULL, 2016, p.337)

Aiube (2013,p.131) apresenta o modelo em tempo contínuo e faz a demonstração da solução utilizando a integral de Itô para encontrar equação que melhor represente o movimento geométrico Browniano. A notação do termo estocástico adotada para $\varepsilon\sqrt{\Delta t}$ em intervalos infinitesimais é B_t , o autor apresenta o *drift* e a volatilidade como expoente da variável no tempo presente fazendo, conseqüentemente, que o preço encontrado seja sempre positivo, a representação será:

$$\begin{aligned} P_t &= P_0 e^{(\mu - \frac{1}{2})t + \sigma B_t} \\ I_t &= I_0 e^{(\mu - \frac{1}{2})t + \sigma B_t} \end{aligned} \quad (5.3.5)$$

Essa forma possibilita a construção de intervalos de confiança, considerando o tempo contínuo, em cima da previsão e fazendo com que o intervalo fique mais aberto devido ao fato da variância do movimento geométrico Browniano crescer com o tempo.

A seguir será apresentado um exemplo numérico do processo estocástico apresentado anteriormente.

Exemplo:

Considere a tarifa de energia com uma volatilidade de 11,76% ao ano e a taxa de retorno esperada de 5,21% ao ano. A aproximação discreta do processo para a tarifa de energia será representado por:

$$\begin{aligned} \frac{\Delta P}{P} &= 0,0521\Delta t + 0,1176\varepsilon\sqrt{\Delta t} \\ \text{Considerando } \Delta t &= 1 \\ \frac{\Delta P}{P} &= 0,0521 + 0,1176\varepsilon \end{aligned}$$

A tabela 11 apresenta um exemplo desse processo que utiliza um procedimento de amostragem de resultados aleatórios. A amostra é obtida através da função INV.NORM.N(ALEATÓRIO()) no software *excel*. A metodologia utilizada é a Simulação de Monte Carlo.

Tabela 11- Simulação de uma trajetória dos valores da Tarifa de Energia por 25 anos.

Preço da tarifa no início do período	Amostra Aleatória	Mudança do preço
0,5426	0,592724436	0,005783489
0,548383489	-1,060012196	-0,039789299
0,50859419	0,692719048	0,067929752
0,576523942	0,955093502	0,094791488
0,67131543	-0,285003403	0,012475457
0,683790887	0,14576992	0,04734742
0,731138307	1,127190546	0,135010251
0,866148558	0,798367144	0,126447275
0,992595833	-0,280349013	0,018989307
1,01158514	-0,786156601	-0,0408195
0,97076564	-0,775564983	-0,03796319
0,93280245	0,600662366	0,114490208
1,047292658	-0,440527489	0,00030787
1,047600528	-0,989183565	-0,067285273
0,980315255	0,716319018	0,133655316
1,11397057	0,09670223	0,070706143
1,184676713	-1,454273485	-0,14088479
1,043791924	0,529062232	0,119323911
1,163115835	-2,442460768	-0,273487365
0,88962847	0,701712262	0,119762996
1,009391466	0,017107847	0,054620073
1,064011539	0,865671519	0,163754537
1,227766076	-0,020690338	0,060979232
1,288745308	0,647074412	0,16521193
1,453957238	-0,551888497	-0,018613687

Fonte: adaptado de Hull (2016, p.333).

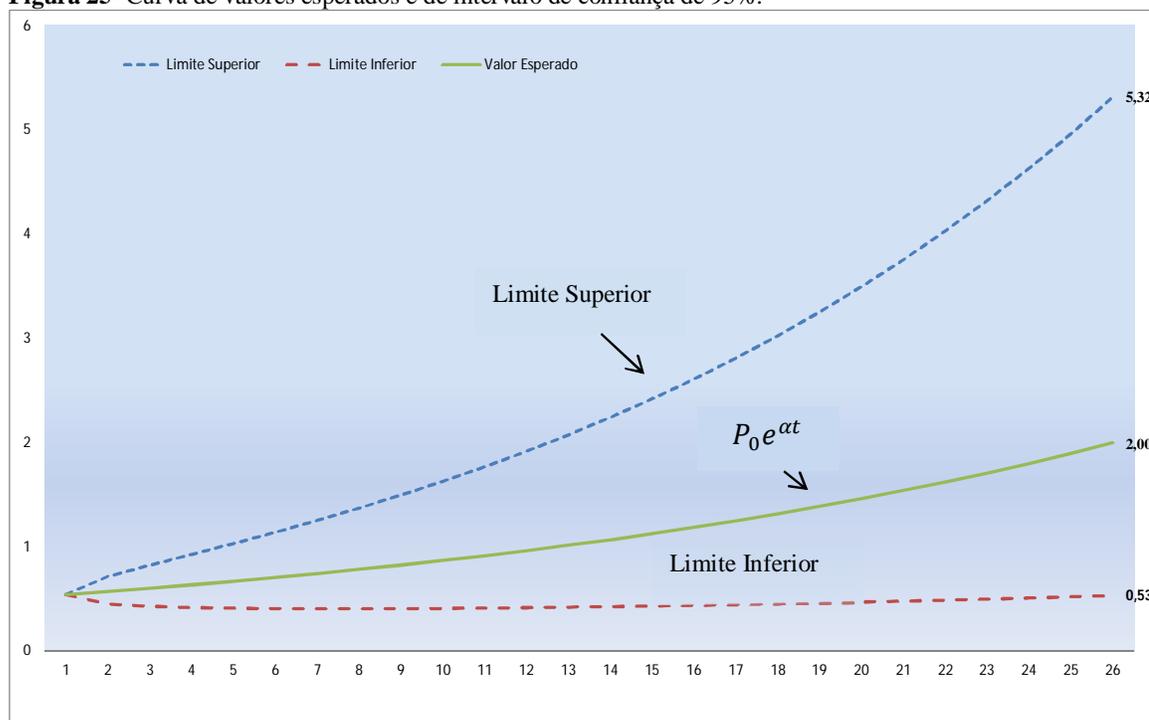
A tabela 12 a seguir apresenta a construção de intervalos com 95% de confiança ao longo de 25 anos, observa-se que a distância entre o limite superior e inferior aumenta com o passar do tempo, isso ocorre devido a variância do movimento geométrico Brorwniano que cresce com o tempo. Os resultados obtidos estão demonstrados na tabela 12 a seguir:

Tabela 12- Previsão do crescimento da tarifa de energia com 95% de confiança.

Limite Superior	Limite Inferior	Valor Esperado
$P_0 e^{(\alpha - \frac{1}{2})t + \sigma_{INV.NORMP}(\frac{1+0,95}{2})\sqrt{\Delta t}}$	$P_0 e^{(\alpha - \frac{1}{2})t + \sigma_{INV.NORMP}(\frac{1-0,95}{2})\sqrt{\Delta t}}$	$E(P(t) P_0) = P_0 e^{\alpha t}$
0,5426	0,5426	0,5426
0,71483324	0,450818922	0,571618837
0,822795114	0,428708869	0,602189633
0,926256512	0,416840775	0,634395388
1,030806113	0,409988599	0,668323542
1,13875775	0,406223194	0,70406621
1,251465237	0,404598779	0,741720435
1,369898774	0,40457792	0,781388449
1,494852052	0,40582588	0,823177951
1,627033625	0,408120791	0,867202402
1,767113243	0,411308953	0,913581327
1,91574799	0,415280427	0,962440648
2,073598399	0,419954741	1,013913019
2,241339228	0,425272051	1,068138188
2,419667211	0,431187429	1,125263377
2,609307047	0,437667038	1,185443684
2,811016325	0,444685487	1,248842499
3,025589814	0,452223962	1,315631951
3,25386337	0,460268871	1,385993376
3,496717637	0,468810845	1,460117806
3,755081649	0,477843987	1,538206491
4,029936421	0,487365308	1,620471443
4,322318579	0,497374287	1,707136015
4,633324068	0,507872529	1,798435502
4,96411199	0,518863506	1,894617784
5,315908583	0,53035234	1,995944

Fonte: autoria própria.

Figura 25- Curva de valores esperados e de intervalo de confiança de 95%.



Fonte: autoria própria.

Ao considerar o tempo contínuo, a equação que demonstrará o Movimento Geométrico Browniano das variáveis relacionadas à tarifa de energia (P) e o preço das placas de energia solar em intervalos infinitesimais, serão escritas conforme a seguir:

$$dP = \alpha_p P dt + \sigma_p P dB_p$$

$$dI = \alpha_I I dt + \sigma_I I dB_I$$

As variáveis dP e dI representam a mudança da tarifa de energia e do preço das placas solares em um pequeno intervalo de tempo.

α_p e α_I representam o *drift* da tarifa de energia e do preço do Investimento das placas solares e σ_p e σ_I representam as volatilidades das mesmas, dB_p e dB_I são os incrementos (choque aleatório em um intervalo infinitesimal) de um processo Browniano Padrão ou processo de Wiener.

$$E[P(t)] = P_0 e^{\alpha_p t}$$

$$E[I(t)] = I_0 e^{\alpha_I t}$$

$$E[dB_p^2] = E[dB_I^2] = dt$$

$$E[dB_p dB_I] = \rho dt$$

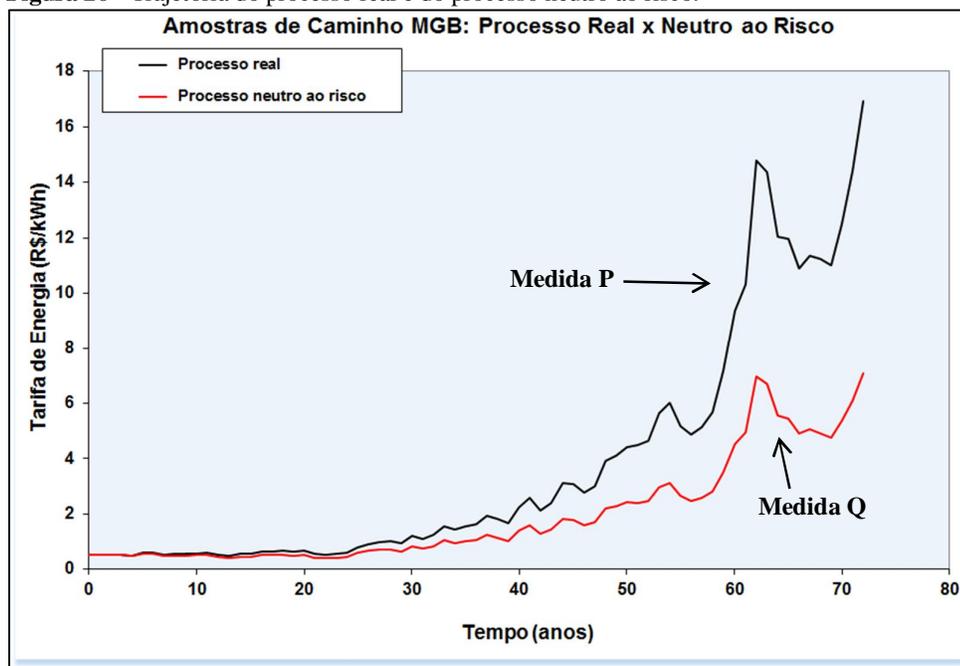
Onde ρdt se refere à correlação entre as variáveis P e I .

O movimento geométrico Browniano tem uma versão neutra ao risco obtida através da conversão do modelo para uma medida equivalente de martingale Q. Martingales são processos estocásticos sem tendência, ou seja, se $\alpha=0$ na equação do movimento geométrico Browniano o modelo será um martingale, pois o valor esperado em qualquer momento será igual ao valor presente. O processo descontado pela taxa livre de risco rf de um ativo subjacente é um martingale sob medida de probabilidade Q ou medida neutra ao risco descontada a taxa livre de risco rf . (DIAS, 2015,p.53)

Então, para simular duas trajetórias de um processo geométrico Browniano, segundo Dias (2015,p.56) é necessário considerar as variáveis a seguir:

- Fator de Desconto real = $e^{-\mu t}$
- Fator de desconto Neutro ao Risco = e^{-rt}
- Trajetória Real = $P_0 e^{(\alpha - \frac{1}{2}\sigma^2)t + \sigma\epsilon\sqrt{\Delta t}}$
- Trajetória Neutra ao Risco = $P_0 e^{(rf - \frac{1}{2}\sigma^2)t + \sigma\epsilon\sqrt{\Delta t}}$

Figura 26 - Trajetória do processo real e do processo neutro ao risco.



Fonte: adaptado de Dias (2015, p.33)

Essa trajetória aleatória pode ser calculada em tempo discreto através do modelo binomial de Cox, Ross e Rubinstein. Mun (2002,p.139) explica que o termo ϵ muda com o tempo e a volatilidade permanece constante. Isso significa que o nível da incerteza cresce sobre o tempo com um fator de $\sigma\sqrt{\Delta t}$ que representa o nível do crescimento da incerteza sobre a raiz quadrada do tempo, quanto mais o tempo passa, mais difícil de prever o futuro. Mun (2002,

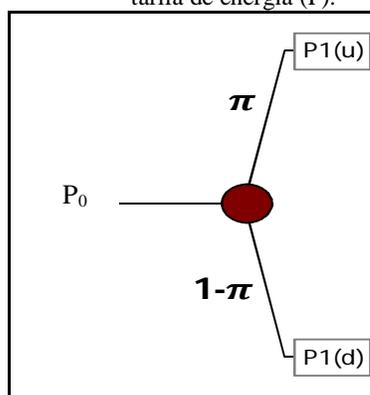
p.139) descreve o formato da árvore binomial como a de um cone de incerteza cuja largura aumenta sobre o tempo. Na essência, uma árvore binomial é uma simplificação de uma simulação discreta do cone da incerteza. Ao comparar o processo Browniano em tempo contínuo com o discreto, Mun (2002,p.151) afirma que enquanto um movimento Browniano é uma simulação de um processo estocástico em tempo contínuo, uma árvore binomial é uma simulação do processo Browniano em tempo discreto. No limite, utiliza-se, para a resolução do movimento Browniano em tempo discreto, as equações binomiais e os resultados obtidos são semelhantes aos encontrados com a resolução em tempo contínuo de Black, Scholes e Merton. (MUN, 2002, p. 152)

Modelos multinomiais que envolvem mais de duas bifurcações em cada nó, tais como o modelo quadrinomial, a ser desenvolvido nesta pesquisa, requerem uma característica similar ao movimento Browniano que são matematicamente mais difíceis de resolver.

No modelo binomial o ativo subjacente, como por exemplo, a tarifa de energia, se movimentará para cima (up) $u = e^{\sigma\sqrt{\Delta t}}$ e para baixo (down) $d = e^{-\sigma\sqrt{\Delta t}}$ com uma probabilidade de subida (π) e outra de descida ($1-\pi$). Os parâmetros π da tarifa de energia e q do preço das placas solares representam a probabilidade de um movimento positivo em um mundo neutro ao risco de modo que $(1-\pi)$ e $(1-q)$ representam as probabilidades de um movimento negativo nesse mundo das respectivas variáveis.

O diagrama pode ser demonstrado conforme a figura 27 seguir:

Figura 27- Diagrama binomial da tarifa de energia (P).

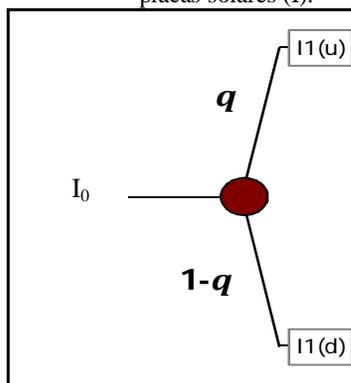


Fonte: autoria própria

Analisando a figura 27 anterior, ao considerar a volatilidade, dois eventos podem ocorrer: uma elevação na tarifa de energia (P_{1u}) ou uma queda (P_{1d}).

A segunda variável de incerteza, apresentada na figura a seguir, é o preço das placas solares (I_0).

Figura 28- Diagrama binomial do preço das placas solares (I).



Fonte: autoria própria.

Analisando a figura 28 anterior, ao considerar a volatilidade, dois eventos podem ocorrer: uma elevação no preço das placas solares (I_1u) ou uma queda (I_1d).

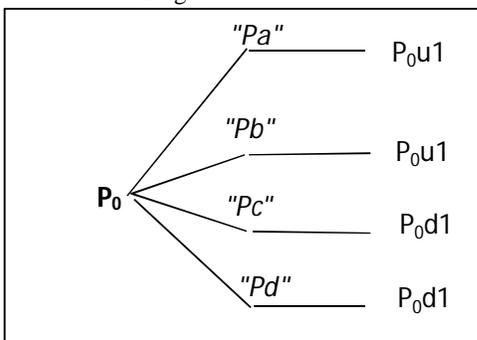
Para aplicação do modelo proposto de análise de viabilidade de investimento em energia solar com incerteza foi calculado o Valor Presente Líquido estático na seção anterior e será realizada nesta seção uma simulação considerando a combinação dos estados dos dois diagramas binomiais das variáveis estocásticas. Algumas premissas em relação às variáveis estocásticas serão consideradas:

- I. As variáveis seguem um caminho aleatório e em cada passo no tempo possuem probabilidades de subidas e descidas;
- II. Possuem retornos com distribuição lognormal;
- III. O Valor Presente é em função da tarifa de energia e segue um processo geométrico browniano;
- IV. O Investimento é em função do preço das placas de energia e segue um processo geométrico browniano;
- V. O custo de oportunidade é a taxa livre de risco inserido no modelo para cálculo de φ ;
- VI. As incertezas são independentes.

Portanto, o Valor Presente Líquido (VPL) será função da tarifa de energia e do preço das placas de energia solar, ou seja, $VPL_t(P_t, I_t)$. Considerando que o investimento oscilará conforme a volatilidade do preço das placas de energia solar fotovoltaica. Será utilizada a representação I_0 para o preço das placas de energia solar fotovoltaica no tempo presente e P_0 para a tarifa de energia no tempo presente. O fator de subida up será representado por u_1 para o

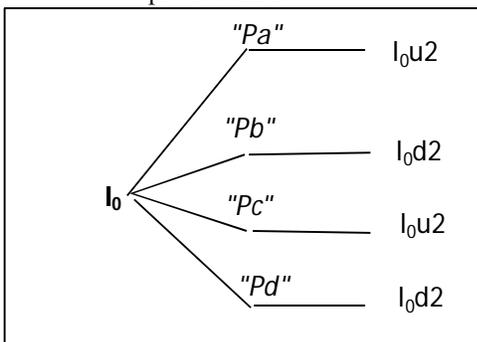
ativo P_0 e u_2 para o ativo I_0 . Com as variáveis descritas, a representação resulta num modelo quadrimonial apresentado no diagrama a seguir com as duas variáveis e quatro ramificações.

Figura 29- Estados possíveis da tarifa de energia.



Fonte: autoria própria.

Figura 30- Estados possíveis dos preços das placas solares



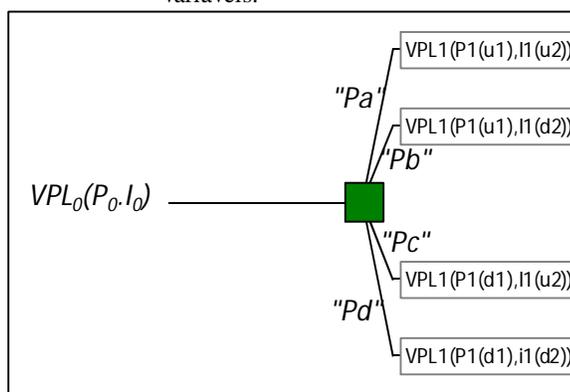
Fonte: autoria própria.

O diagrama anterior inicia a resposta à primeira pergunta: Considerando que o investimento não será realizado no momento atual, pois, o mesmo, apresentou um Valor Presente Líquido negativo, qual o caminho que o gestor deverá percorrer? Para buscar a solução da incerteza e proporcionar a recomendação do melhor caminho o diagrama apresenta as quatro possíveis combinações: a primeira combinação considera a possibilidade da tarifa e do preço das placas solares subirem (Pu_1Iu_2), a notação poderá ser simplesmente $PuIu$, a segunda considera que a tarifa irá subir e o preço das placas solares irão cair (Pu_1Id_2), a terceira combinação considera que a tarifa de energia irá cair e o preço das placas solares irá subir (Pd_1Iu_2) e a quarta combinação considera que a tarifa de energia e das placas solares irão cair simultaneamente (Pd_1Id_2). Portanto, serão obtidos quatro valores de VPL considerando a movimentação das variáveis P e I .

" P_a " é o estado onde a tarifa de energia sobe para P_0u_1 e o preço da placa sobe para I_0u_2 . " P_b " é o estado onde a tarifa de energia sobe para P_0u_1 e o preço da placa solar cai para

I_0d_2 . “Pc” é o estado onde a tarifa de energia cai para P_0d_1 e o preço da placa solar sobe para I_0u_2 . “Pd” é o estado onde a tarifa de energia cai para P_0d_1 e o preço da placa solar cai para I_0d_2 . Na forma de um diagrama (figura 31), estes fatos podem ser representados da seguinte maneira:

Figura 31- Combinação dos quatro estados das variáveis.



Fonte: autoria própria

5.3.1 Cálculo de p_a , p_b , p_c e p_d

Com a combinação dos estados e probabilidades das duas variáveis estocásticas, em um ambiente livre de risco, as probabilidades são definidas conforme a seguir:

$$p_a = \varphi_a (1 + rf)$$

$$p_b = \varphi_b (1 + rf)$$

$$p_c = \varphi_c (1 + rf)$$

$$p_d = \varphi_d (1 + rf)$$

Para definir φ os estudos partiram da pesquisa de Arrow & Debreu (1954), descrito na subseção 2.3, para a solução das incertezas.

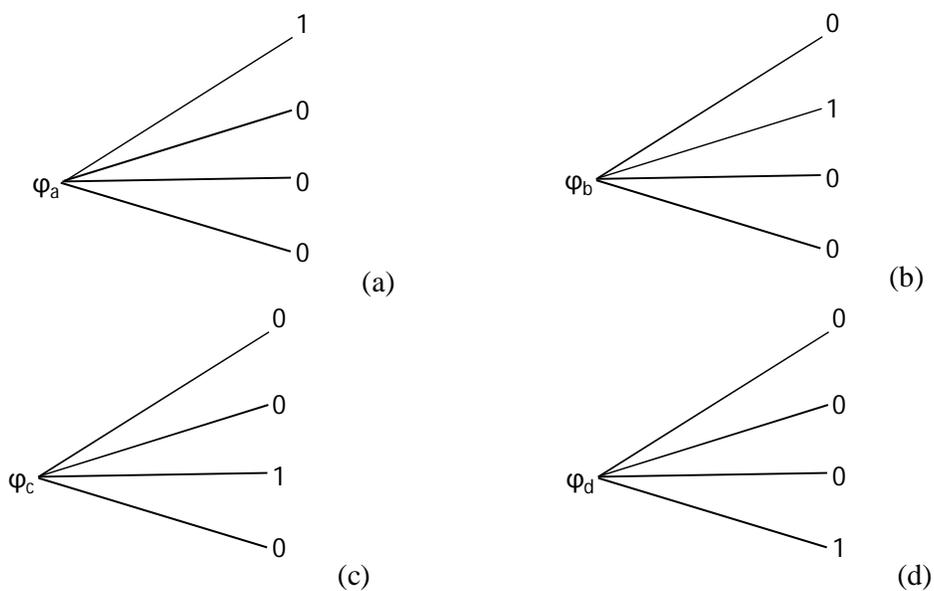
A abordagem desenvolvida resultará na construção da quadrimonial ampliando o modelo binomial, desenvolvido por Cox, Ross e Rubinstein, considerando duas variáveis de incertezas. É importante ressaltar que o modelo desenvolvido nesse estudo poderá ser aplicado em qualquer negócio a fim de contribuir para tomada de decisão em relação a análise de viabilidade de investimento com mais de uma variável de incerteza.

Pode-se criar um ativo que paga R\$1 no estado “a” e não paga nada nos outros estados. Este ativo pode ser comprado no mercado hoje por um preço φ_a . Em outras palavras, φ_a é o preço do ativo que paga \$1 no estado “a”, e nada nos outros estados. Similarmente φ_b é o preço

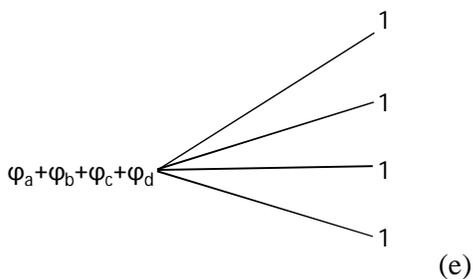
do ativo que se paga R\$1 no estado b e nada nos outros estados. O mesmo ocorrerá com φ_c e φ_d .

Considera-se, portanto, duas variáveis de incertezas e, conseqüentemente, quatro estados possíveis.

A representação se dará conforme abaixo:



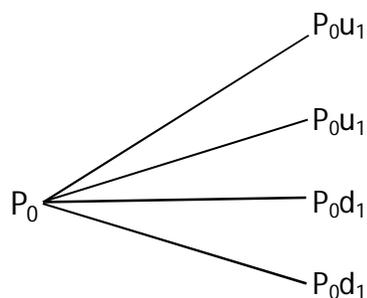
Então, para que o portfólio seja livre de risco para que o investidor receba R\$1 em qualquer estado, ele terá que pagar $\varphi_a + \varphi_b + \varphi_c + \varphi_d$:



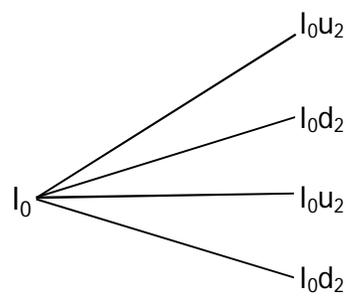
Logo,

$$\varphi_a + \varphi_b + \varphi_c + \varphi_d = \frac{1}{1+rf} \quad (1.a)$$

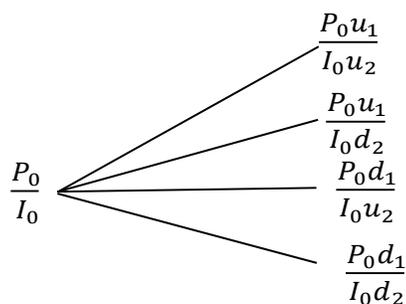
A seguir serão descritas as possibilidades de ocorrência, considerando quatro estados para cada variável:



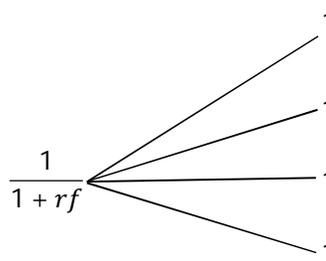
(1)



(2)



(3)



(4)

Nas figuras 1, 2, 3 e 4 acima se observa os quatro estados possíveis para o preço das placas e para o preço da energia. A razão entre a tarifa de energia e o preço das placas apresenta qual a quantidade de energia que tenho que pagar para a obtenção das placas solares. Na figura 4 são representados os quatro estados possíveis para o ativo livre de risco.

Ao dividir pelas próprias variáveis teremos as seguintes equações:

Equação 1:

$$\varphi_a u_1 + \varphi_b u_1 + \varphi_c d_1 + \varphi_d d_1 = 1$$

Partindo do pressuposto: $u_1 d_1 = 1$ logo, $d_1 = \frac{1}{u_1}$

Substituindo na equação acima, será obtida a equação 1, conforme a seguir:

$$\varphi_a u_1^2 + \varphi_b u_1^2 + \varphi_c + \varphi_d = u_1 \quad (1.b)$$

Equação 2:

$$\varphi_a u_2 + \varphi_b d_2 + \varphi_c u_2 + \varphi_d d_2 = 1$$

Substituindo d_2 na equação teremos:

$$\varphi_a u_2^2 + \varphi_b + \varphi_c u_2^2 + \varphi_d = u_2 \quad (1.c)$$

Equação 3:

$$\varphi_a \frac{u_1}{u_2} + \varphi_b \frac{u_1}{d_2} + \varphi_c \frac{d_1}{u_2} + \varphi_d \frac{d_1}{d_2} = 1$$

Substituindo d_1 e d_2 na equação teremos:

$$\varphi_a u_1^2 + \varphi_b u_1^2 u_2^2 + \varphi_c + \varphi_d u_2^2 = u_1 u_2 \quad (1.d)$$

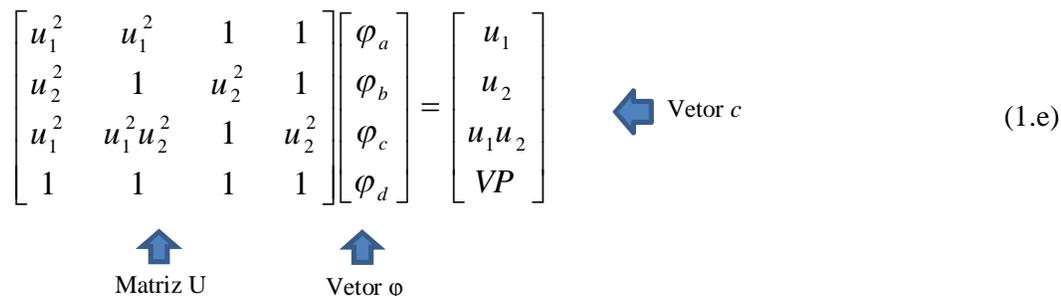
Equação 4:

Já foi demonstrada anteriormente em 1.a.

$$\varphi_a + \varphi_b + \varphi_c + \varphi_d = \frac{1}{1+rf}$$

Portanto, a matriz para cálculo de φ ficará conforme a seguir:

$$\begin{bmatrix} u_1^2 & u_1^2 & 1 & 1 \\ u_2^2 & 1 & u_2^2 & 1 \\ u_1^2 & u_1^2 u_2^2 & 1 & u_2^2 \\ 1 & 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \varphi_a \\ \varphi_b \\ \varphi_c \\ \varphi_d \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ u_1 u_2 \\ VP \end{bmatrix} \quad \leftarrow \text{Vetor } c$$



A representação para a operação entre as matrizes será:

$$U_{4 \times 4} \cdot \varphi_{4 \times 1} = c_{4 \times 1} \quad (1.f)$$

Portanto, para encontrar φ calcula-se a inversa da matriz “U”:

$$\varphi_{4 \times 1} = U_{4 \times 4}^{-1} c_{4 \times 1} \quad (1.g)$$

O valor esperado no tempo atual do valor estimado para o período um será demonstrado conforme a seguir:

$$E_0(V_1 | P_0, I_0) = \varphi_a V_1(P_1 u, I_1 u) + \varphi_b V_1(P_1 u, I_1 d) + \varphi_c V_1(P_1 d, I_1 u) + \varphi_d V_1(P_1 d, I_1 d)$$

$$E_0(V_1 | P_0, I_0) = \frac{1}{1+rf} [p_a V_1(P_1 u, I_1 u) + p_b V_1(P_1 u, I_1 d) + p_c V_1(P_1 d, I_1 u) + p_d V_1(P_1 d, I_1 d)]$$

Figura 32- Forma Geral da representação da Programação Dinâmica Recursiva.**Forma geral:**

$$VPL_i(P_i w_i, I_i w_i) = \sum_{i=1}^N \left\{ \frac{[P_i w_i \times (Q \times (1 - 0,0576)^{i-1})] - 0,01 \times I_i w_i}{(1 + rf)^i} \right\} - I_i w_i$$

$$E_i(V_{i+1} / P_i w_i, I_i w_i) = \frac{E_{i+1}(V_{i+1} / P_i w_i, I_i w_i)}{1 + rf}$$

$$V_i(P_i w_i, I_i w_i) = \text{Máx}(VPL_i(P_i w_i, I_i w_i); E_i(V_{i+1} / P_i w_i, I_i w_i))$$

Onde w representa o movimento de subida (u) ou descida (d) no período i da variável P ou I.

Fonte: autoria própria.

A próxima seção 6 apresentará a aplicação da metodologia desenvolvida nesta seção e os resultados e análise da viabilidade de investimento em energia solar considerando duas premissas estabelecidas: em regime de certeza e com incerteza.

6 RESULTADOS

Para o desenvolvimento desta seção a primeira subseção (6.1) ficará responsável pela realização da análise da viabilidade em regime de certeza e depois será aplicada a metodologia para análise da viabilidade considerando a incerteza na tarifa de energia e no preço das placas solares.

6.1 Análise da viabilidade em regime de certeza

A autorização para autoprodução de energia solar fotovoltaica é concedida para o consumo próprio pela ANEEL. De acordo com o inciso IV artigo 26 da Lei 9427/96, é permitida a compra, por concessionário ou permissionário distribuidor (exemplo: Light e outros), da quantidade de geração excedida, a mesma está limitada a quantidade de demanda contratada, também é facultada, mediante a autorização prévia, a permuta de energia, em montantes equivalentes, com concessionário ou permissionário de distribuição a fim de possibilitar ao autoprodutor o consumo em local diverso ao da geração. O autoprodutor de energia não poderá produzir mais energia do que a demanda contratada. (TOLMASQUIM, 2015, p.55).

A construção da miniusina solar para autoprodução será em local diverso ao do consumo com uma geração igual à demanda contratada de 1,35 MW, sendo necessário o registro na ANEEL. (TOLMASQUIM, 2015, p. 55).

Para analisar a viabilidade de investimento em uma miniusina o primeiro passo é levantar os custos do investimento e depois construir os fluxos de caixa projetados para os próximos vinte e cinco anos (prazo de duração das placas solares).

Para levantar os custos do investimento é necessário o dimensionamento do sistema resultante da demanda de energia do *Shopping*, em seguida é realizada uma estimativa da tarifa de energia com base no levantamento dos custos mensais identificados posteriormente. O valor da tarifa de energia e do consumo mensal estimados são inseridos para o dimensionamento do sistema no *software PVSOL premium 2017*.

Ao migrar para o mercado livre de energia, o *Shopping* contratou da LIGHT Serviços de Eletricidade S.A. uma demanda pré-estabelecida em horário de ponta e fora de ponta de 1350 kW. No ambiente de contratação livre, os custos contabilizados pelo *Shopping* são:

1º. Encargos sobre o transporte de energia elétrica no fio compostos pela TUSD (Tarifa de Utilização do Sistema de Distribuição) e prestação de serviços da LIGHT.

2°. Tarifa de energia com encargos cobrada pela LIGHT e multiplicada pelo consumo.

3°. Compensações e ajustes das diferenças – a liquidação das diferenças é calculada confrontando a energia medida com a contratada, o resultado dessa diferença é valorado pelo Preço de Liquidação das Diferenças – PLD.

Na tabela a seguir, são demonstrados os custos totais mensais considerando os três itens acima:

Tabela 13- Custos totais referente a atuação no Mercado Livre de Energia.

2017	Custo de Transporte de energia (R\$)	LIGHT (Consumo x Tarifa)	Compensações e ajustes das diferenças	Custos Totais (R\$)
Jan	93.047	150.764	182	243.993,28
Fev	123.938	156.881	-4.489	276.330,29
Mar	52.279	126.813	-16.404	162.687,21
Abr	99.314	133.783	-12.927	220.169,95
Jun	98.821	80.651	-3.802	175.669,44
Jul	94.511	139.400	-8.506	225.405,16
Ago	92.675	90.673	-2.053	181.294,07
Set	92.420	139.400	154	231.973,76
Out	92.925	181.599	146	274.669,56
Dez	159.615	70.088	148	229.851,39
Total	999.545,12	1.270.051,12	-47.552,13	2.222.044,11
Média	99.954,51	127.005,11	-4.775,21	222.204,41

Fonte: dados disponibilizados pelo *Shopping* para o desenvolvimento da pesquisa.

Foram excluídos da base de dados os valores referentes aos meses de Maio e Novembro por apresentarem totais muito abaixo da média e as compensações e ajustes das diferenças serem oito vezes acima da média. Os valores retirados são:

Tabela 14- Valores retirados dos dados para projeção da Tarifa de Energia.

2017	Custo de Transporte de energia (R\$)	LIGHT (Consumo x Tarifa)	Compensações e ajustes das diferenças	Custos Totais (R\$)
Mai	98.016	89.198	-33.631	153.583,95
Nov	92.900	41.260	-35.448	98.711,87

Fonte: dados disponibilizados pelo *Shopping* e retirados da amostra.

Considerando que, como autoprodutor, não haverá venda de energia, a receita a ser considerada será os custos que o *Shopping* deixará de pagar e, portanto a estimativa da tarifa de energia será obtida através da divisão dos custos totais levantados pelo consumo total.

Conforme demonstrado na tabela a seguir o consumo médio foi de 410.617 kWh/mês e a tarifa média levantada foi de R\$ 0,5426kWh.

Tabela 15- Estimativa da Tarifa de Energia

2017	Custos Totais	Consumo	Tarifa
Jan	243.993,28	483.597	0,5045
Fev	276.330,29	459.867	0,6009
Mar	162.687,21	392.138	0,4149
Abr	220.169,95	452.191	0,4869
Jun	175.669,44	400.248	0,4389
Jul	225.405,16	385.616	0,5845
Ago	181.294,07	373.855	0,4849
Set	231.973,76	366.071	0,6337
Out	274.669,56	382.539	0,7180
Dez	229.851,39	411.170	0,5590
Total	2.222.044,11	4.516.788	-
Média	222.204,41	410.617	0,5426

Fonte: planilha adaptada de dados fornecidos pelo gerente operacional do *Shopping* e disponibilizada para o desenvolvimento desta pesquisa.

O *Shopping* não possui nenhum sistema de geração própria de energia. Ao converter a demanda contratada de 1350 kW em kWh multiplica-se a potência pelo total estimado de horas de energia utilizada no mês, ou seja, 311,11h. O valor estimado totaliza 420.000 kWh por mês, o total encontrado está de acordo com o declarado pelo gestor do *Shopping*, sendo este o total a ser utilizado para o dimensionamento do sistema de geração de energia solar fotovoltaica em nossa pesquisa.

É importante ressaltar que o funcionamento do *Shopping* ocorre de 9h às 21h. A miniusina solar poderá vender o excedente de energia gerada no mercado livre e comprar a mesma durante o tempo de ausência da radiação solar nos períodos, por exemplo, de 18h às 21h. Como se trata de um processo de permuta, esses valores não serão considerados para a construção do fluxo de caixa.

6.1.1 Dimensionamento do sistema de geração de energia solar

Para o dimensionamento do sistema de geração de energia será utilizado o *software* PV*SOL, que é uma ferramenta adaptada para a realidade brasileira. O software fornece a quantidade de placas e inversores necessários para atender à demanda de 420.000 kWh/mês.

O modelo das placas e inversores foi definido com base no Plano de Controle Ambiental da Usina Solar Fotovoltaica de Pirapora, em Minas Gerais, realizado pela Solatio Brasil Gestão de Projetos Solares LTDA–ME. Os painéis serão da *Canadian Solar*, modelo CS6X 310P, e os inversores, da marca ABB PVS800-57-1000 kW. Os preços dos produtos foram adquiridos na internet.

Tabela 16- Quantidades e preços de módulos e inversores.

Descrição	Dimensionamento	Preço/unidade
Placa solar CS6X 310P	9.788	R\$ 1.702,74
Inversor ABB PVS800-57-1000 kW	3	R\$ 300.000,00
Terreno	18.781 m ²	R\$ 231,48/ m ²

Fonte: autoria própria.

As premissas estabelecidas para cálculo do investimento estão definidas abaixo:

- Considerando os valores das placas solares de R\$ 16.666.363,71, os inversores R\$ 900.000,00 e o valor do reinvestimento de R\$13.725.896,79, o valor do custo dos cabos e outros encontrado será de R\$11.710.909,14 e o custo do investimento será de R\$43.003.169,63.

Tabela 17-Total do investimento para cálculo do Valor Presente Líquido.

Investimento	R\$	Tempo em anos de reposição
Placas Soares	16.666.363,71	25
Inversores	900.000,00	10
Cabos e outros	11.710.909,14	10
Reinvestimento (inversores e outros)	13.725.896,79	
TOTAL	43.003.169,63	

Fonte: autoria própria.

- Será considerada como receita a quantidade gerada pelo sistema fotovoltaico, multiplicada pela tarifa média apresentada na tabela 12;
- A taxa livre de risco será de 4%;
- No 11º e 21º períodos serão considerados os valores de reinvestimento referentes à reposição dos inversores, cabos e outros que possuam prazo de depreciação de 10 anos;

Figura 30: Reposição dos inversores e cabos.

	t_1	t_2	...	t_{11}	...	t_{21}	...
Energia gerada				4.757.106,26		4.490.091,26	
Tarifa Estimada				0,5426		0,5426	
Receita				2.581.205,86		2.436.323,52	
(+) Reinvestimento / Sucata				12.610.909,14		12.610.909,14	
Fluxo de Caixa Bruto				15.192.114,99		15.047.232,65	
(-) Custos Operacionais e Administrativos				-430.031,70		-430.031,70	
(-) Reposição (Inversores e outros)				-12.610.909,14		-12.610.909,14	
Fluxo de Caixa Livre				2.151.174,16		2.006.291,82	

Fonte: autoria própria.

Obs.: O valor da reposição será retirado do fluxo de caixa gerado pelo sistema fotovoltaico nos referidos anos. No tempo presente, esse valor de reposição representará o valor do reinvestimento de R\$ 13.725.896,79. Será considerada a aplicação desse valor pelo investidor em um ativo livre de risco, com taxa de retorno igual a 4% aa, e que estará disponível para a reposição dos inversores, cabos e outros dentro do prazo pré-estabelecido de dez anos, período em que esses ativos se depreciam. Portanto, a reposição deverá ser efetuada no 11º. ano e no 21º.

- No 25º ano o prazo do projeto terminará e será incluído, para a composição do fluxo de caixa bruto, a metade dos valores dos inversores, cabos e outros. Essa entrada de caixa representará a receita com venda de sucata;

Figura 31- Venda de sucata.

		
Energia gerada		4.387.529,95
Tarifa Estimada		0,5426
Receita		2.380.673,75
(+) Reinvestimento / Sucata		6.305.454,57
Fluxo de Caixa Bruto		8.686.128,32
(-) Custos Operacionais e Administrativos		-430.031,70
(-) Reposição (Inversores e outros)		-
Fluxo de Caixa Livre		8.256.096,62

Fonte: autoria própria.

- Considerando que o terreno é um investimento estratégico e permanente, podendo no futuro ser utilizado para diferentes investimentos que poderão provocar uma elevação do seu valor, ele não será levado em consideração para a análise de viabilidade e construção da árvore quadrimonial. Ficará a critério dos gestores do *Shopping* a decisão de investir no terreno ou alugar para investir em energia solar.

6.1.2 Custos Operacionais e Administrativos (variável “ a_i ” do modelo)

Os custos a serem considerados para a operação da miniusina de autoprodução e construção do fluxo de caixa são: custos de manutenção (Holdermann *et al*, 2014, p.614) e taxas e contribuições específicas do setor.

Considerando que o *Shopping* está classificado no grupo A4 (2,3 a 25 kV) e que utilizará o sistema de distribuição da rede para fazer com que a energia gerada chegue até o mesmo, as taxas a serem considerados estão abaixo relacionadas:

- TUSD (Tarifa de Utilização do Sistema de Distribuição) – segue a Resolução Normativa - REN no. 481 da ANEEL de 2012 que, regulamenta o desconto de 50% para fonte de geração solar de empreendimentos que entraram em operação comercial após 31/12/2017.

O valor estabelecido da TUSD pela Resolução Homologatória – REH da ANEEL nº 2.375 de 13 de março de 2018 para o grupo de tensão A4 destinado à geração de energia foi de R\$ 4,20 R\$/kW/mês, totalizando o valor de R\$ 68.040,00 (resultado referente à demanda contratada por mês de $1350 \times 12 \text{ meses} \times \text{R\$ } 4,20/\text{kW}$).

- b) TFSEE (Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica) – de acordo com a Nota Técnica nº. 005/2016 da ANEEL a alíquota da TFSEE será de 0,4% e o Despacho nº. 4402 de 29/12/2017 da ANEEL estabeleceu o Benefício Econômico Unitário anual para o ano de 2018 no valor de R\$ 640,42/kW. A partir dessas informações calcula-se a taxa de fiscalização de R\$ 2,56/kW/mês, totalizando o valor da taxa de R\$ 41.499,22/kW.

Peraza *et al* (2015) e Almeida *et al* (2017) estimaram os Custos Operacionais e Administrativos em 1% do investimento inicial.

Diante do exposto anteriormente os custos Operacionais e Administrativos são apresentados na tabela 18:

Tabela 18- Custos Operacionais e Administrativos.

Custos Op. e Adm	R\$/ano
Manutenção	215.015,85
TUSD	68.040,00
TFSEE	41.499,22
Outros custos	105.476,63
TOTAL	430.031,70

Fonte: autoria própria.

Para a construção do fluxo de caixa descontado serão consideradas as seguintes premissas já mencionadas anteriormente e resumidas na tabela 19 a seguir:

Tabela 19- Resumo das premissas adotadas.

	Premissas
Taxa Livre de Risco	4%/ano
Tarifa de Energia	R\$ 0,5426
Perda de eficiência das placas	0,576%/ano
Custos Operacionais e Administrativos	1% de I_0
Reposição de Inversores e Cabos	11° e 21° anos
Venda de Sucata	25° ano

Fonte: autoria própria

6.1.3 Cálculo do Valor Presente Líquido

Considerando todas as premissas acima, o fluxo de caixa apresentado no Apêndice C foi construído com base no modelo apresentado na metodologia:

$$VP = \sum_{i=1}^n \frac{P_i Q_i - a_i I_0}{(1 + rf)^i}$$

Onde:

VP = Valor Presente dos fluxos de caixa descontados

P_i = Tarifa de energia em um determinado período de tempo

Q_i = Quantidade de energia gerada pelo sistema considerando a perda de eficiência

a_i = Despesas operacionais e administrativas que, seguindo Peraza *et al* (2015) e Almeida *et al* (2017), corresponderá à 1% do custo do investimento.

I_0 = Total dos custos do Investimento

rf = Taxa Livre de Risco

i = Período

Como mencionado na seção da metodologia dessa tese a variável P_i representa a tarifa de energia em um determinado período de tempo e Q_i representa a quantidade de energia gerada pelo sistema considerando a perda eficiência das placas ao longo dos anos. Portanto, Q_i será representado por:

$$Q_i = Q \times (1 - \text{efic})^{i-1}$$

Onde:

Q = Quantidade de energia gerada pelo sistema

efic = Fator de perda de eficiência do sistema. A perda de eficiência dos módulos solares será de 0,576%/ano, seguindo os estudos de Almeida *et al* (2017), que desenvolveram uma metodologia para análise de viabilidade econômica de uma usina fotovoltaica.

A multiplicação desses dois valores representará a receita obtida. A variável a_i , apresentada na subseção 5.2, representa os custos operacionais e administrativos que, seguindo Peraza *et al* (2015) e Almeida *et al* (2017), corresponderá à 1% do custo do investimento que é representado por I_0 .

Ao considerar a perda de eficiência de 0,576%, o Q_i será obtido através da multiplicação da quantidade de energia gerada pelo sistema (5.040.000 kWh/ano) por $(1 - 0,00576)^{i-1}$ conforme abaixo:

$$VP = \sum_{i=1}^{25} \frac{0,5426[5.040.000(1 - 0,00576)^{i-1}] - 0,01 \times 43.003.169,63}{(1 + 0,04)^i}$$

A figura 32 a seguir é uma demonstração dos anos em que se considerará um dos reinvestimentos, demonstrados na tabela 30, e a venda de sucata vendida no último período no Fluxo de Caixa.

Figura 32- Demonstração do Fluxo de Caixa.

	t_1	t_2	t_3	t_4	...	t_{11}	...	t_{25}	
Energia gerada	5.040.000					4.757.106,26		4.387.529,95	
Tarifa Estimada	0,5426					0,5426		0,5426	
Receita	2.734.704,00					2.581.205,86		2.380.673,75	
(+) Reinvestimento / Sucata	-	→					12.610.909,14	SUCATA	6.305.454,57
Fluxo de Caixa Bruto	2.734.704,00					15.192.114,99		8.686.128,32	
(-) Custos Operacionais e Administrativos	-430.031,70					-430.031,70		-430.031,70	
(-) Reposição (Inversores e outros)	-	→					-12.610.909,14		-
Fluxo de Caixa Livre	2.304.672,30					2.151.174,16		8.256.096,62	

Fonte: autoria própria.

O segundo passo é calcular o Valor Presente Líquido estático.

Ao disponibilizar esse valor para o reinvestimento e retirá-lo do fluxo de caixa nos referidos períodos, o valor presente dos fluxos de caixa descontados totaliza R\$36.006.058,41. Portanto, o Valor Presente Líquido, sem considerar a incerteza, será o valor negativo de – R\$6.997.111,22.

$$VPL = -I_0 + VP$$

$$VPL = -43.003.169,63 + 36.006.058,41 = -6.997.111,22$$

O Valor Presente Líquido encontrado, utilizando o modelo proposto sem considerar a incerteza, foi negativo de -6.997.111,22. Diante destes resultados o gestor recusará o investimento na construção da miniusina solar, pois o valor do investimento inicial é muito maior que o retorno do investimento.

Ao relacionar o retorno dos fluxos de caixas descontados (Valor Presente) com o total de energia que o sistema fotovoltaico irá gerar durante os 25 anos, o resultado obtido foi de R\$ 0,53, ou seja, para cada 1 kWh de energia solar fotovoltaica gerada a usina dará um retorno de caixa de cinquenta e três centavos e um custo de R\$ 0,63. É observado que o custo por geração é maior que o retorno obtido. Os resultados encontrados conduzirão o gestor a recusar o investimento.

Tempo 1:

$$VPL_1(P_1u, I_1u) = \sum_{i=1}^N \left\{ \frac{[P_1u \times (Q \times (1 - 0,00576)^{i-1})] - 0,01 \times I_1u}{(1 + rf)^i} \right\} - I_1u$$

$$V_1(P_1u, I_1u) = \text{Máx}[VPL_1(P_1u, I_1u); 0] = 0$$

$$VPL_1(P_1u, I_1d) = \sum_{i=1}^N \left\{ \frac{[P_1u \times (Q \times (1 - 0,00576)^{i-1})] - 0,01 \times I_1d}{(1 + rf)^i} \right\} - I_1d$$

$$V_1(P_1u, I_1d) = \text{Máx}[VPL_1(P_1u, I_1d); 0] = 11.146.980,56$$

$$VPL_1(P_1d, I_1u) = \sum_{i=1}^N \left\{ \frac{[P_1d \times (Q \times (1 - 0,00576)^{i-1})] - 0,01 \times I_1u}{(1 + rf)^i} \right\} - I_1u$$

$$V_1(P_1d, I_1u) = \text{Máx}[VPL_1(P_1d, I_1u); 0] = 0$$

$$VPL_1(P_1d, I_1d) = \sum_{i=1}^N \left\{ \frac{[P_1d \times (Q \times (1 - 0,00576)^{i-1})] - 0,01 \times I_1d}{(1 + rf)^i} \right\} - I_1d$$

$$V_1(P_1d, I_1d) = \text{Máx}[VPL_1(P_1d, I_1d); 0] = 0$$

Tempo 0:

$$VPL_0(P_0, I_0) = \sum_{i=1}^N \left\{ \frac{[P_0 \times (Q \times (1 - 0,00576)^{i-1})] - 0,01 \times I_0}{(1 + rf)^i} \right\} - I_0$$

$$E_0(V_1) = \frac{E_1(V_1)}{1 + rf}$$

$$E_0(V_1) = \frac{1}{1 + rf} [pa \times V_1(P_1u, I_1u) + pb \times V_1(P_1u, I_1d) + pc \times V_1(P_1d, I_1u) + pd \times V_1(P_1d, I_1d)]$$

$$E_0(V_1) = \frac{1}{1 + 0,04} [0,3225 \times 0 + 0,3178 \times 11.146.980,56 + 0,2329 \times 0 + 0,1268 \times 0] = 3.406.189,15$$

$$V_0 = \text{Máx}[VPL_0(P_0, I_0); E_0(V_1)] = 3.406.189,15$$

Na próxima subseção será demonstrado o cálculo de “ p_a ”, “ p_b ”, “ p_c ” e “ p_d ”.

Na próxima subseção os valores numéricos de p_a , p_b , p_c e p_d serão calculados considerando os dados históricos levantados para tarifa de energia e o preço das placas de energia. A metodologia apresentada e aplicada nesta pesquisa em um *Shopping* pode ser utilizada em qualquer tipo de decisão gerencial que envolva mais de uma variável de incerteza.

6.2.1.1 Cálculo numérico

Para cálculo dos fatores *up* e *down* do investimento, os valores considerados terão como base a volatilidade das placas chinesas de 19,23% ao ano.

Portanto, os fatores serão obtidos conforme abaixo:

$$u_2 = e^{\sigma\sqrt{\Delta t}} = e^{0,1923\sqrt{1}} = 1,2120$$

$$d_2 = \frac{1}{u} = \frac{1}{1,2120} = 0,8251$$

Para cálculo dos fatores *up* e *down* da tarifa de energia, a volatilidade encontrada foi de 11,76% ao ano.

Portanto, os fatores serão obtidos conforme abaixo:

$$u_1 = e^{\sigma\sqrt{\Delta t}} = e^{0,1176\sqrt{1}} = 1,12479$$

$$d_1 = \frac{1}{u} = \frac{1}{1,12479} = 0,88905$$

Para a construção da árvore, é necessário o cálculo do dimensionamento do risco, representado pelo que é chamado por alguns autores de probabilidades sintéticas para cálculo do Valor Presente Líquido - VPL, com as opções de investir, não investir ou esperar. No caso do modelo desenvolvido, serão considerados quatro estados possíveis, conforme exposto em anteriormente. Portanto, serão obtidos os valores de φ_a , φ_b , φ_c e φ_d .

A matriz U encontrada será:

$$\begin{bmatrix} 1,265162 & 1,265162 & 1 & 1 \\ 1,469027 & 1 & 1,469027 & 1 \\ 1,265162 & 1,858556 & 1 & 1,469027 \\ 1 & 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \varphi_a \\ \varphi_b \\ \varphi_c \\ \varphi_d \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1,124794 \\ 1,212034 \\ 1,363289 \\ 0,961538 \end{bmatrix} \quad \leftarrow \text{Constante}$$

 Matriz U
  Vetor φ

Calculando o inverso da matriz U para encontrar φ :

$$\varphi_{4 \times 1} = U_{4 \times 4}^{-1} c_{4 \times 1}$$

$$\begin{bmatrix} 11,81194 & -8,04066 & -8,04066 & 8,040658 \\ -8,04066 & 8,04066 & 8,04066 & -11,81194 \\ -11,81194 & 10,17273 & 8,04066 & -10,17273 \\ 8,04066 & -10,17273 & -8,04066 & 14,94402 \end{bmatrix}^{-1} \times \begin{bmatrix} 1,124794 \\ 1,212034 \\ 1,363289 \\ 0,961538 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,310113 \\ 0,305571 \\ 0,223963 \\ 0,121892 \end{bmatrix}$$

 Valores de φ

Portanto, p_a, p_b, p_c e p_d serão respectivamente:

$$p_a = \varphi_a(1 + rf) = 32,25\%$$

$$p_b = \varphi_b(1 + rf) = 31,78\%$$

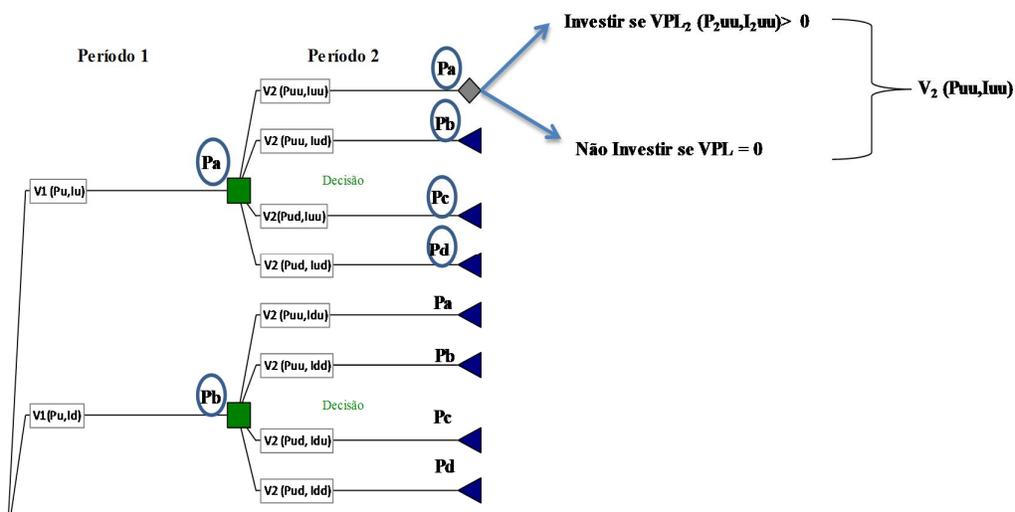
$$p_c = \varphi_c(1 + rf) = 23,29\%$$

$$p_d = \varphi_d(1 + rf) = 12,68\%$$

6.2.2 Análise da possibilidade de investimento num tempo determinado em até dois anos

Uma segunda simulação considera a realização de investimento num tempo determinado de até dois anos. O fator V_2 representará o gatilho da decisão que será o valor máximo da opção.

Figura 34-Decisão recomendada no último período.

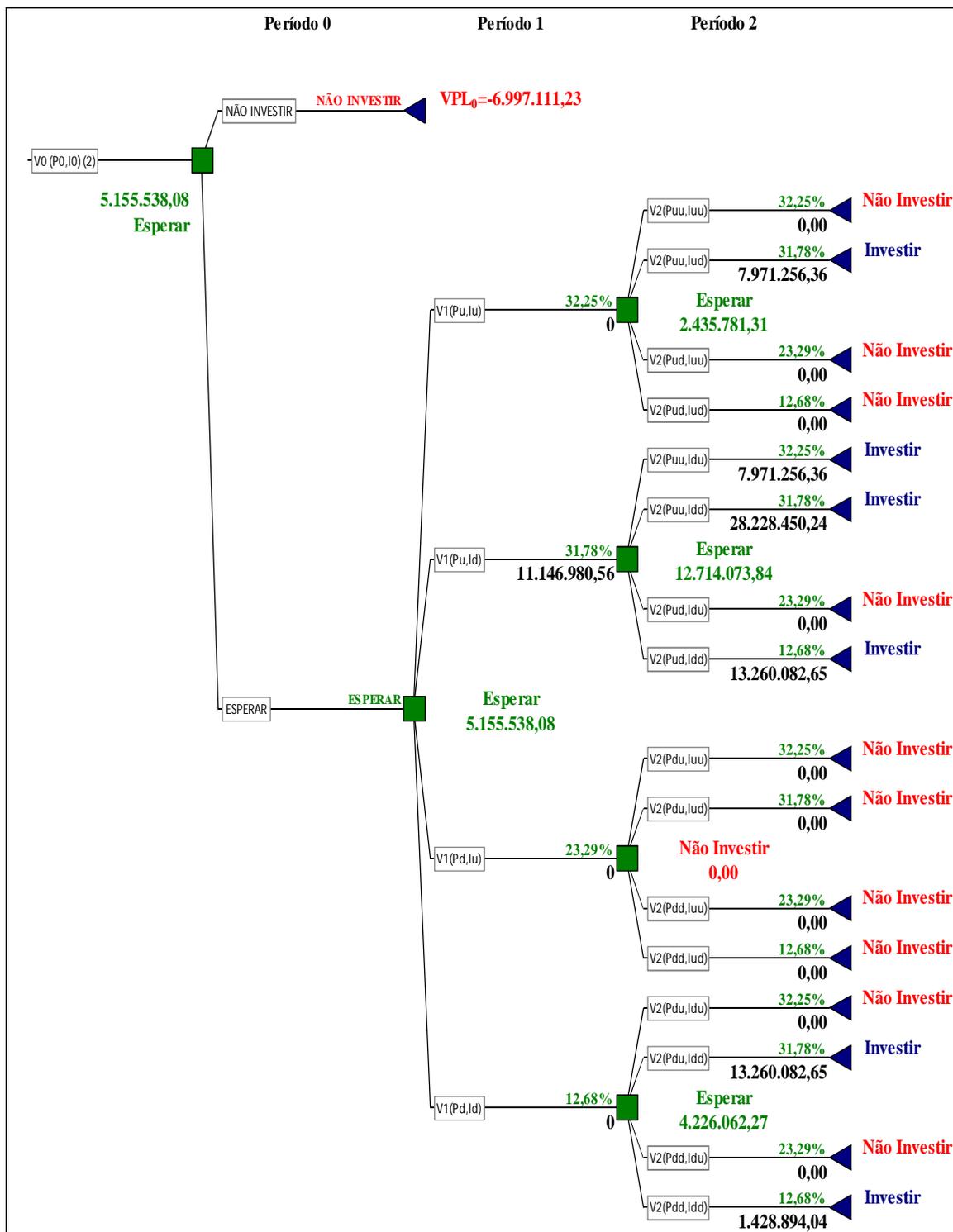


Fonte: autoria própria.

Os resultados encontrados e apresentados no diagrama a seguir, demonstram que, no primeiro período, caso a tarifa de energia caia e o preço das placas solares suba não será interessante o investimento, sendo a decisão recomendada de não realizar o investimento. Em todas as outras combinações, a opção de maior valor é a de espera para realizar o investimento no último período. No segundo ano a opção de investimento será aconselhável em caso de uma ou duas subidas consecutivas da tarifa de energia e uma ou duas quedas do preço das placas solares, $P_{uu}I_{ud} - P_{uu}I_{du} - P_{uu}I_{dd} - P_{ud}I_{dd} - P_{du}I_{dd}$, o estado que proporcionará o maior retorno é aquele resultante de duas elevações da tarifa de energia e duas quedas dos preços das placas. A recomendação de investimento também se dará em caso de duas quedas seguidas da

tarifa de energia e duas quedas do preço das placas de energia, PddIdd. Os estados citados anteriormente estão representados no diagrama (figura 35) da página seguinte:

Figura 35- Árvore de Decisão com dois períodos.



Fonte: autoria própria.

A programação dinâmica recursiva ficará da seguinte forma:

Período 2

$$VPL_2(P_2uu, I_2uu) = \sum_{i=1}^N \left\{ \frac{[P_2uu \times (Q \times (1 - 00576)^{i-1})] - 0,01 \times I_2uu}{(1 + rf)^i} \right\} - I_2uu$$

$$V_2(P_2uu, I_2uu) = \text{Máx}[VPL_2(P_2uu, I_2uu); 0] = 0$$

$$VPL_2(P_2uu, I_2ud) = \sum_{i=1}^N \left\{ \frac{[P_2uu \times (Q \times (1 - 00576)^{i-1})] - 0,01 \times I_2ud}{(1 + rf)^i} \right\} - I_2ud$$

$$V_2(P_2uu, I_2ud) = \text{Máx}[VPL_2(P_2uu, I_2ud); 0] = 7.971.256,36$$

$$VPL_2(P_2ud, I_2uu) = \sum_{i=1}^N \left\{ \frac{[P_2ud \times (Q \times (1 - 00576)^{i-1})] - 0,01 \times I_2uu}{(1 + rf)^i} \right\} - I_2uu$$

$$V_2(P_2ud, I_2uu) = \text{Máx}[VPL_2(P_2ud, I_2uu); 0] = 0$$

$$VPL_2(P_2ud, I_2ud) = \sum_{i=1}^N \left\{ \frac{[P_2ud \times (Q \times (1 - 00576)^{i-1})] - 0,01 \times I_2ud}{(1 + rf)^i} \right\} - I_2ud$$

$$V_2(P_2ud, I_2ud) = \text{Máx}[VPL_2(P_2ud, I_2ud); 0] = 0$$

$$VPL_2(P_2uu, I_2du) = \sum_{i=1}^N \left\{ \frac{[P_2uu \times (Q \times (1 - 00576)^{i-1})] - 0,01 \times I_2du}{(1 + rf)^i} \right\} - I_2du$$

$$V_2(P_2uu, I_2du) = \text{Máx}[VPL_2(P_2uu, I_2du); 0] = 7.971.256,36$$

$$VPL_2(P_2uu, I_2dd) = \sum_{i=1}^N \left\{ \frac{[P_2uu \times (Q \times (1 - 00576)^{i-1})] - 0,01 \times I_2dd}{(1 + rf)^i} \right\} - I_2dd$$

$$V_2(P_2uu, I_2dd) = \text{Máx}[VPL_2(P_2uu, I_2dd); 0] = 28.228.450,24$$

$$VPL_2(P_2ud, I_2du) = \sum_{i=1}^N \left\{ \frac{[P_2ud \times (Q \times (1 - 00576)^{i-1})] - 0,01 \times I_2du}{(1 + rf)^i} \right\} - I_2du$$

$$V_2(P_2ud, I_2du) = \text{Máx}[VPL_2(P_2ud, I_2du); 0] = 0$$

$$VPL_2(P_2ud, I_2dd) = \sum_{i=1}^N \left\{ \frac{[P_2ud \times (Q \times (1 - 00576)^{i-1})] - 0,01 \times I_2dd}{(1 + rf)^i} \right\} - I_2dd$$

$$V_2(P_2ud, I_2dd) = \text{Máx}[VPL_2(P_2ud, I_2dd); 0] = 13.260.082,65$$

$$VPL_2(P_2du, I_2uu) = \sum_{i=1}^N \left\{ \frac{[P_2du \times (Q \times (1 - 00576)^{i-1})] - 0,01 \times I_2uu}{(1 + rf)^i} \right\} - I_2uu$$

$$V_2(P_2du, I_2uu) = \text{Máx}[VPL_2(P_2du, I_2uu); 0] = 0$$

$$VPL_2(P_2 du, I_2 ud) = \sum_{i=1}^N \left\{ \frac{[P_2 du \times (Q \times (1 - 00576)^{i-1})] - 0,01 \times I_2 ud}{(1 + rf)^i} \right\} - I_2 ud$$

$$V_2(P_2 du, I_2 ud) = \text{Máx}[VPL_2(P_2 du, I_2 ud); 0] = 0$$

$$VPL_2(P_2 dd, I_2 uu) = \sum_{i=1}^N \left\{ \frac{[P_2 dd \times (Q \times (1 - 00576)^{i-1})] - 0,01 \times I_2 uu}{(1 + rf)^i} \right\} - I_2 uu$$

$$V_2(P_2 dd, I_2 uu) = \text{Máx}[VPL_2(P_2 dd, I_2 uu); 0] = 0$$

$$VPL_2(P_2 dd, I_2 ud) = \sum_{i=1}^N \left\{ \frac{[P_2 dd \times (Q \times (1 - 00576)^{i-1})] - 0,01 \times I_2 ud}{(1 + rf)^i} \right\} - I_2 ud$$

$$V_2(P_2 dd, I_2 ud) = \text{Máx}[VPL_2(P_2 dd, I_2 ud); 0] = 0$$

$$VPL_2(P_2 du, I_2 du) = \sum_{i=1}^N \left\{ \frac{[P_2 du \times (Q \times (1 - 00576)^{i-1})] - 0,01 \times I_2 du}{(1 + rf)^i} \right\} - I_2 du$$

$$V_2(P_2 du, I_2 du) = \text{Máx}[VPL_2(P_2 du, I_2 du); 0] = 0$$

$$VPL_2(P_2 du, I_2 dd) = \sum_{i=1}^N \left\{ \frac{[P_2 du \times (Q \times (1 - 00576)^{i-1})] - 0,01 \times I_2 dd}{(1 + rf)^i} \right\} - I_2 dd$$

$$V_2(P_2 du, I_2 dd) = \text{Máx}[VPL_2(P_2 du, I_2 dd); 0] = 13.260;082,65$$

$$VPL_2(P_2 dd, I_2 du) = \sum_{i=1}^N \left\{ \frac{[P_2 dd \times (Q \times (1 - 00576)^{i-1})] - 0,01 \times I_2 du}{(1 + rf)^i} \right\} - I_2 du$$

$$V_2(P_2 dd, I_2 du) = \text{Máx}[VPL_2(P_2 dd, I_2 du); 0] = 0$$

$$VPL_2(P_2 dd, I_2 dd) = \sum_{i=1}^N \left\{ \frac{[P_2 dd \times (Q \times (1 - 00576)^{i-1})] - 0,01 \times I_2 dd}{(1 + rf)^i} \right\} - I_2 dd$$

$$V_2(P_2 dd, I_2 dd) = \text{Máx}[VPL_2(P_2 dd, I_2 dd); 0] = 1.428.894,04$$

Período 1

$$E_1(V_2 / P_1 u, I_1 u) = \frac{E_2(V_2 / P_1 u, I_1 u)}{1 + rf}$$

$$E_1(V_2 / P_1 u, I_1 u) = \frac{1}{1 + rf} [pa \times V_2(P_2 uu, I_2 uu) + pb \times V_2(P_2 uu, I_2 ud) + pc \times V_2(P_2 ud, I_2 uu) + pd \times V_2(P_2 ud, I_2 ud)]$$

$$E_1(V_2 / P_1 u, I_1 d) = \frac{E_2(V_2 / P_1 u, I_1 d)}{1 + rf}$$

$$E_1(V_2 / P_1 u, I_1 d) = \frac{1}{1 + rf} [pa \times V_2(P_2 uu, I_2 du) + pb \times V_2(P_2 uu, I_2 dd) + pc \times V_2(P_2 ud, I_2 du) + pd \times V_2(P_2 ud, I_2 dd)]$$

$$E_1(V_2 / P_1d, I_1u) = \frac{E_2(V_2 / P_1d, I_1u)}{1 + rf}$$

$$E_1(V_2 / P_1d, I_1u) = \frac{1}{1 + rf} [pa \times V_2(P_2du, I_2uu) + pb \times V_2(P_2du, I_2ud) + pc \times V_2(P_2dd, I_2uu) + pd \times V_2(P_2dd, I_2ud)]$$

$$E_1(V_2 / P_1d, I_1d) = \frac{E_2(V_2 / P_1d, I_1d)}{1 + rf}$$

$$E_1(V_2 / P_1d, I_1d) = \frac{1}{1 + rf} [pa \times V_2(P_2du, I_2du) + pb \times V_2(P_2du, I_2dd) + pc \times V_2(P_2dd, I_2du) + pd \times V_2(P_2dd, I_2dd)]$$

$$VPL_1(P_1u, I_1u) = \sum_{i=1}^N \left\{ \frac{[P_1u \times (Q \times (1 - 00576)^{i-1})] - 0,01 \times I_1u}{(1 + rf)^i} \right\} - I_1u$$

$$V_1(P_1u, I_1u) = \text{Máx}[VPL_1(P_1u, I_1u); E_1(V_2 / P_1u, I_1u)] = 2.435.781,31$$

$$VPL_1(P_1u, I_1d) = \sum_{i=1}^N \left\{ \frac{[P_1u \times (Q \times (1 - 00576)^{i-1})] - 0,01 \times I_1d}{(1 + rf)^i} \right\} - I_1d$$

$$V_1(P_1u, I_1d) = \text{Máx}[VPL_1(P_1u, I_1d); E_1(V_2 / P_1u, I_1d)] = 12.714.083,84$$

$$VPL_1(P_1d, I_1u) = \sum_{i=1}^N \left\{ \frac{[P_1d \times (Q \times (1 - 00576)^{i-1})] - 0,01 \times I_1u}{(1 + rf)^i} \right\} - I_1u$$

$$V_1(P_1d, I_1u) = \text{Máx}[VPL_1(P_1d, I_1u); E_1(V_2 / P_1d, I_1u)] = 0$$

$$VPL_1(P_1d, I_1d) = \sum_{i=1}^N \left\{ \frac{[P_1d \times (Q \times (1 - 00576)^{i-1})] - 0,01 \times I_1d}{(1 + rf)^i} \right\} - I_1d$$

$$V_1(P_1d, I_1d) = \text{Máx}[VPL_1(P_1d, I_1d); E_1(V_2 / P_1d, I_1d)] = 4.226.062,27$$

Período 0

$$E_0(V_1) = \frac{E_1(V_1)}{1 + rf}$$

$$E_0(V_1) = \frac{1}{1 + rf} [pa \times V_1(P_1u, I_1u) + pb \times V_1(P_1u, I_1d) + pc \times V_1(P_1d, I_1u) + pd \times V_1(P_1d, I_1d)]$$

$$V_0 = \text{Máx}[VPL_0(P_0, I_0); E_0V_1] = 5.155.538,08$$

6.2.3 Valor da opção com o *software MATLAB (Shopping)*

O *MATLAB* é um *software* desenvolvido pela *MatWorks* e criado no final da década de setenta por Cleve Moler, o *software* possibilita a realização de cálculos com matrizes, construção de algoritmos e gráficos.(MARCHETTO,2016, p.120)

Até três períodos foi possível construir a árvore quadrimonial em *Excel*. Depois disto, tornou-se muito difícil. Por esta razão, a utilização do *software MATLAB* fez-se necessário.

Na tabela 20 a seguir será demonstrado a evolução do número de ramos no último período e o total de ramos por caso de 0 à 15 períodos para tomada de decisão:

Tabela 20 - Número de ramos.

Nºs de Períodos	Número de ramos no último período	Número total de ramos
0	1	1
1	4	5,00
2	16	21,00
3	64	85,00
4	256	341,00
5	1.024	1.365,00
6	4.096	5.461,00
7	16.384	21.845,00
8	65.536	87.381,00
9	262.144	349.525,00
10	1.048.576	1.398.101,00
11	4.194.304	5.592.405,00
12	16.777.216	22.369.621,00
13	67.108.864	89.478.485,00
14	268.435.456	357.913.941,00
15	1.073.741.824	1.431.655.765,00

Fonte: autoria própria

Até três períodos foi possível buscar a solução através do *Excel*, como falado anteriormente, após o terceiro período, o número de ramos aumentou. Caso o gestor demore 15 anos para decidir investir em geração própria de energia, a quantidade de ramos será de 1.073.741.824.

Observa-se que, conforme os resultados obtidos, mesmo o gestor demorando mais para tomar a decisão, a opção de espera prevalecerá no primeiro período.

Quanto maior o número de períodos, mais complexo se torna a programação dinâmica fazendo com que um computador normal apresente resultados até doze períodos somente, não sendo possível a estimativa com mais períodos.

Os resultados obtidos estão descritos na tabela 21 a seguir.

Tabela 21 - Valor da Opção de Investimento considerando mais períodos: *Shopping*.

Números de Períodos	Valor com as opções (R\$)	Variação (%)
1	3.406.189,15	
2	5.155.538,08	51,36%
3	6.224.000,00	20,72%
4	7.607.400,00	22,23%
5	8.765.400,00	15,22%
6	9.895.400,00	12,89%
7	10.867.000,00	9,82%
8	11.818.000,00	8,75%
9	12.675.000,00	7,25%
10	13.501.000,00	6,52%
11	14.272.000,00	5,71%
12	15.009.000,00	5,16%

Fonte: autoria própria.

Conforme observado quanto mais o tempo passar, maior será o valor da opção, até a variação começar a diminuir e o valor da opção também. A variação inicial começou com 51,36%, elevando o número de períodos a variação terminou com 5,16%.

O tomador de decisão pode esperar até doze anos para decidir investir, o valor estimado da opção será de R\$ 15.009.000,00. Porém, é necessário observar que o VPL estático é negativo e que a opção de esperar, num primeiro momento, é a mais valiosa.

O modelo desenvolvido proporciona ao tomador de decisão do *Shopping* analisar cada período e com isso identificar as opções existentes, elegendo a mais valiosa, tornando possível traçar o melhor caminho para a realização ou não do seu investimento. Observa-se que, seguindo as regras de decisão ótima, a relação inversa entre as variáveis, sendo positiva para tarifa de energia e negativa para o preço das placas de energia proporciona as opções de maior valor, pois, significa que a troca da energia obtida da LIGHT por geração própria de energia com fonte solar fotovoltaica seja mais viável para o investidor desde que o tomador de decisão observe o comportamento das variáveis ao longo do tempo e siga as regras de decisão ótima.

Ao demorar em tomar a decisão, a solução fica mais complexa sendo necessária a ajuda de um software, como visto anteriormente.

O modelo desenvolvido de opções reais nesta tese, considerando duas variáveis de incertezas, proporcionou a definição do melhor caminho a percorrer conforme a incerteza foi sendo resolvida ao longo do tempo, fazendo com que o gestor identifique a cada período, a decisão mais valiosa.

7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O objetivo proposto inicialmente foi, por meio de metodologia desenvolvida para opções reais, capturar as incertezas e contribuir com o gestor no aperfeiçoamento de sua decisão, na realização de investimentos em energia solar fotovoltaica. Conforme os resultados encontrados, observamos que diante de um ambiente volátil para o cálculo da viabilidade de investimento em projeto de energia solar fotovoltaica em um negócio de média tensão, a teoria ortodoxa não satisfaz, pois a ausência da consideração da flexibilidade faria com que o gestor não investisse no projeto, ao verificar que o Valor Presente Líquido encontrado foi negativo, totalizando -R\$ 6.997.111,22. Ao ampliar a teoria ortodoxa de análise de investimento, com a Teoria de Opções Reais, foi possível capturar as incertezas, utilizando programação dinâmica em Opções Reais para calcular os fatores de dimensionamento de risco para quatro estados possíveis, resultantes da combinação de duas variáveis de incertezas: a tarifa de energia e o preço das placas de geração de energia solar fotovoltaica. A incerteza impactou o Valor Presente Líquido em 148,72%, caso o gestor analise a possibilidade de investimento em até um ano, para o investimento em até dois anos, a incerteza impactou o Valor Presente Líquido em 173.74%, realizando a simulação em até doze períodos o impacto da incerteza chega a 314,69%. Todos os períodos considerados na simulação identificaram a opção de esperar para investir no próximo ano a mais valiosa. Os resultados foram demonstrados nas árvores de ativo real, de Opções Reais e de decisão. A árvore de Opções Reais mostra as alternativas estratégicas de um determinado evento. Uma árvore de decisão descreve os caminhos estratégicos que o gestor pode percorrer, realizando uma demonstração gráfica dos roteiros de decisão sobre as iniciativas e oportunidades estratégicas ao longo do tempo. Em situações mais complicadas, a árvore de decisão deve ser usada em conjunto com a análise de casos mais complexos. (MUN, 2002, p. 243-258)

Portanto, foram identificadas as oportunidades estratégicas e criadas as estimativas de custos e receitas para cada caminho. Em seguida, as estratégias ao longo dos diferentes caminhos foram valorizadas com o processo *recursivo*. No confronto entre o Valor Presente Líquido e o valor da opção, foram atribuídas as recomendações de “investir”, “não investir” ou “esperar” para realizar o investimento em um, dois ou três períodos. Realizou-se a simulação considerando o limite de doze períodos com o *software MATLAB*. Atendendo ao objetivo inicial proposto foram determinadas as condições e *timing* ótimos para a realização de cada recomendação, considerando as incertezas e contribuindo, conseqüentemente, para a ajuda e

aperfeiçoamento da decisão do gestor sobre a realização de investimentos em energia solar fotovoltaica.

Considerando o dimensionamento ótimo da incerteza, a recomendação para investimento no sistema de geração de energia solar em até um ano foi de esperar e somente investir em caso de elevação da tarifa de energia e queda no preço das placas solares. Caso o gestor decida ampliar mais um período para tomar a decisão, a recomendação de não realizar o investimento, no período anterior (primeiro período), somente se dará em caso de queda na tarifa de energia e elevação do preço das placas. Caso o gestor espere para tomar a decisão no último período (segundo período), a opção de investir somente será recomendada em caso da tarifa de energia ter subir uma ou duas vezes nos dois anos e o preço das placas de energia solar ter caído uma ou duas vezes. O estado que proporcionará o maior retorno para o gestor será aquele em que ocorrer duas elevações na tarifa de energia e duas quedas no preço das placas solares. Em caso contrário, se a tarifa de energia cair e o preço das placas de energia solar subir a decisão de não investir será a mais recomendada.

Considerando a possibilidade de investimento em até três períodos, no último período, foram identificadas quinze alternativas, com sete combinações entre a tarifa de energia (com elevações consecutivas) e o preço das placas (com quedas consecutivas), como sendo interessantes para a opção de investimento no sistema de geração de energia fotovoltaica e dezessete alternativas com seis combinações foram identificadas com a recomendação de não realizar o investimento.

Este estudo apresentou a legislação vigente para o mercado de energia, realizou estudos em energia solar no mundo e no Brasil, desenvolveu uma metodologia para cálculo de opções reais, possibilitando a análise e a modelagem das variáveis de incertezas, e atribuiu valor à opção existente no investimento em energia solar fotovoltaica, fornecendo ao gestor uma análise de viabilidade que capturou a incerteza e proporcionou flexibilidade ao mesmo tempo em que, por meio de recomendações resultantes, pudesse, conforme mudança de cenário, escolher a opção que aperfeiçoasse o valor esperado do investimento.

Conclui-se que, no caso analisado, a Teoria de Opções Reais aplicada conseguiu capturar a incerteza e ajudar o gestor no aperfeiçoamento de sua decisão de investir em projetos de geração de energia solar fotovoltaica.

Para a ampliação e continuidade deste estudo, recomenda-se a aplicação da metodologia desenvolvida em outros negócios; sugere-se também a ampliação da metodologia inserindo nos cálculos outras variáveis estocásticas, outro estudo que poderá ser desenvolvido é a adaptação

da metodologia utilizando uma série histórica mais longa para teste de outros processos estocásticos como, por exemplo, o de reversão à média com *spikes*.

REFERÊNCIAS

ABINEE. **Proposta para inserção da Energia Solar Fotovoltaica na matriz elétrica brasileira.** Junho, 2012.

ABRASCE. **Números do Setor.** Disponível em: <http://www.portaldoShopping.com.br/monitoramento>. Acesso em: 19 jul. 2016.

AIUBE, Fernando Antonio Lucena. **Modelos Quantitativos em Finanças: com enfoque em commodities.** Porto Alegre: Bookman, 2013.

ALMEIDA, Renata Ribeiro Guedes; BRITO, Núbia Silva Dantas; MEDEIROS, Marcus Vinícius Bezerra; SIMÕES, Melyna Candice Silva; OLIVEIRA, Selma Alves de. **Proposição de uma metodologia para análise de viabilidade econômica de uma usina fotovoltaica.** Revista Principia, Divulgação Científica e Tecnológica do IFPB, n.34, p. 84-92, Maio, 2017.

AMRAM, Martha; KULATILAKA, Nalin. **Real Options: Managing Strategic Investment in an Uncertain Worlds.** Harvard Business School Press. 1999.

ANEEL. Cadernos Temáticos: **Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica** / Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília: ANEEL, 2014.

ANEEL. **Por dentro da conta de luz: informação de utilidade pública.** 7ª.ed. Brasília: ANEEL, 2016.

ANEEL. Disponível em: <<http://latorios.aneel.gov.br/layouts/xlviewer.aspx?id=/RelatoriosSAS/RelSAMPClasseConsNivel.xlsx&Source=http%3A%2F%2Frelatorios%2Eaneel%2Egov%2Ebr%2FRelatoriosSAS%2FForms%2FAllItems%2Easpx&DefaultItemOpen=1>>. Acesso em 14 fev. 2018.

ANEEL. **Banco de Informações de Geração.** Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em 05 ago.2018

ARROW, Kenneth J.; DEBREU, Gerard. **Existence of an Equilibrium for a Competitive Economy.** Econométrica, v. 22, n. 3, p. 265-290, Jul, 1954.

ARROW, Kenneth J. **The Role of Securities in the Optimal Allocation of Risk-Bearing.** Review of Economic Studies, v. 31, n.2, p. 91-96, Apr, 1964.

ASSIS, Rogério. Entrevista concedida à revista Ambiente Energia: **meio ambiente, sustentabilidade e inovação.** Ed.1, n.6, ano 04, p. 6-7. Março/junho 2016. Disponível em: <https://issuu.com/agencia_ae/docs/rae_5_-_web/1>. Acesso em: 16 jun. 2016.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 14724:** informação e documentação: trabalhos acadêmicos: apresentação. Rio de Janeiro, 2011.

AWERBUCH, Shimon; DILLARD, Jesse; MOUCK, Tom; PRESTON, Alistair. **Capital budgeting, technological innovation and the emerging competitive environment of the electric power industry.** Energy Policy, v. 24, n. 2, p. 195-202, 1996.

BAIDYA, Tara Keshar Nanda; AIUBE, Fernando Antônio. **Avaliação econômica de concessões na indústria de produção de petróleo.** Revista Brasileira de Economia, v. 51, n.1, p.53-76, 1997.

BAIDYA, Tara Keshar Nanda; BRANDÃO, Luiz Eduardo T. **Utilização das ações de Arrow e Debreu para valoração de uma oportunidade de Investimento através da teoria das Opções Reais.** ENANPAD, 1999. Disponível em: <<http://www.anpad.org.br/admin/pdf/enanpad1999-fin-05.pdf>>. Acesso em: 15 dez. 2018.

BENEDICTO, Marcelo. **Desemprego volta a crescer no primeiro trimestre de 2018.** Agência IBGE de Notícias. 27/04/2018 Disponível em: <<https://agenciadenoticias.ibge.gov.br/agencia-noticias/2012-agencia-de-noticias/noticias/20995-desemprego-volta-a-crescer-no-primeiro-trimestre-de-2018.html>>. Acesso em: 15 jun. 2018.

BIONDI, Tommaso; MORETTO, Michele. **Solar Grid Parity Dynamics in Italy: a Real Option Approach.** Fondazione Eni Enrico Mattei. Nota Di Lavoro, v.109, 2013.

BITENCOURT, Rafael. **MME encaminha à Casa Civil decreto que prorroga Luz para Todos até 2022.** Valor Econômico. 25/04/2018. Disponível em: <<http://www.valor.com.br/brasil/5483239/mme-encaminha-casa-civil-decreto-que-prorroga-luz-para-todos-2022>>. Acesso em: 13 jun .2018.

BLACK, Fisher; SCHOLES, Myron. **The pricing of Options and Corporate Liabilities.** Journal of Political Economy, v. 81, n.3, p. 637-654, May-June, 1973.

BOOMSMA, Trine Krogh; MEADE, Nigel; FLETEN, Stein-Erik. **Renewable energy investments under different support schemes: A real options approach.** European Journal of Operational Research, v.220, n. 1, p. 225-237, 2012.

BOYLE, Phelim P. **A Lattice Framework for Option Pricing with Two State Variables.** The Journal of Financial and Quantitative Analysis. v. 23, n.1, p. 1-12, Mar. 1988.

BOYLE, Phelim P.; KIRZNER, Eric F. **Pricing Complex Options: Echo-Bay Ltd. Gold Purchase Warrants.** Canadian Journal of Administrative Sciences, v. 2, n. 2, p. 294-306 December, 1985.

BP **Statistical Review of World Energy.** 66, Jun, 2017. Disponível: <<https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/downloads.html>>. Acesso em: 10 mai. 2018.

BRASIL. LEI Nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. **Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, Disciplina o Regime das Concessões de Serviços Públicos de Energia Elétrica e dá outras providências.** Disponível em: <<http://www.camara.gov.br/sileg/integras/596942.pdf>>. Acesso em: 28 ago. 2017.

BREEDEN, Douglas T.; LITZENBERGER, Robert H. **Prices of State-Contingent Claims Implicit in option Prices.** Journal of Business, v. 51, n. 4, p. 621-651, 1978.

BRENNAN, Michael J. SCHWARTZ, Eduardo S. **Evaluating Natural Resource Investments.** The Journal of Business, v. 58, n. 2, p. 135-157, 1985. Retrieved from <<http://www.jstor.org/stable/2352967>>.

CALABRESE, Armando; GASTALDI, Massimo; GHIRON, Levaldi. **Real Option's Model to evaluate infrastructure flexibility: an application to photovoltaic technology.** International Journal of Technology Management, v.20, n.1-2, p. 173-191, 2005.

CCEE. **Conheça os Agentes.** Disponível em: <http://ww.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/quemparticipa/conheca_os_agentes?_adf.ctrlstate=5118vwfaq_56&palavrac have=Shopping&classe=12&modo=lista&pag=2&_afrLoop=1742268470692085>. Acesso em: 25 jul. 2016.

CENÁRIOS SOLAR 2016-2017. **Panorama Internacional.** Rio de Janeiro: Brasil Energia Ltda., 2017.

CERVO, A. L.; BERVIAN, P. A. **Metodologia científica.** São Paulo: Makron Books, 1996.

CHI, T.; NYSTROM, P. C. . **Decision dilemmas facing managers: recognizing the value of learning while making sequential decisions.** Omega, v.23, n.3, p. 303-312, 1995.

COX, John C.; ROSS, Stephen A.; RUBINSTEIN, Mark. **Option Pricing: A Simplified Approach.** Journal of Financial Economics, v. 7, p. 229-263, 1979.

CRESWELL, John W. **Projeto de Pesquisa: métodos qualitativo, quantitativo e misto.** 2ª ed. Porto Alegre: Artmed, 2007.

CUNHA JUNIOR, Odair de Souza. **Avaliação de viabilidade de microgeração de energia solar fotovoltaica distribuída na cidade do Rio de Janeiro com o emprego de Opções Reais.** Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Administração, Universidade Grande Rio - UNIGRANRIO. Rio de Janeiro: 2016.

DALBEM, Martha C. **Análise de Investimentos em Energia Eólica no Brasil.** Tese (Doutorado) - Programa de Pós-Graduação em Administração de Empresas da PUC-Rio. Rio de Janeiro: 2010.

DAVIS, Graham A.; OWENS Brandon. **Optimizing the level of renewable electric R&D expenditures using real options analysis.** Energy Policy, v. 31, n.15, p., 2003.

DEBREU, Gerard. **Theory of Value.** New Haven and London: Yale University Press, 1959.

DESPACHO 4402 ANEEL de 29 de dezembro de 2017. Fixa o valor anual da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica — TFSEE relativo ao exercício de 2018 para autoprodutores e produtores independentes de energia elétrica. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp20174402ti.pdf>>. Acesso em: 20 ago. 2018.

DENG, S.; JOHNSON, B.; SOGOMONIAM, A. **Exotic Electricity Options and the Valuation of Electricity Generation and Transmission Assets.** Decision Support Systems, v. 30, n. 3, p. 383-392, 2001.

DEPERT, N.; KOTANI, K. **Real Options Approach to renewable energy investments in Mongolia.** Energy Policy. v. 56, p.136-150, 2013.

DIAS, Marco Antonio Guimarães. **Valuation of Exploration and Production Assets: na Overview of Real Options Models.** Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 44, p.93-114, 2004.

DIAS, Marco Antonio Guimarães. **Análise de Investimentos com Opções Reais: teoria e prática com aplicações em petróleo e em outros setores.** 1. Rio de Janeiro: Interciência, 2014.

DIAS, Marco Antonio Guimarães. **Análise de Investimentos com Opções Reais: teoria e prática com aplicações em petróleo e em outros setores.** 2. Rio de Janeiro: Interciência, 2015.

DIXIT, Avinash K., PINDYCK, Robert S. **Investment Under Uncertainty.** New Jersey: Princeton, 1994.

EIA – U.S. Energy Information Administration. **Country Analysis Brief: Japan.** February 2, 2017. Disponível em: <<https://www.eia.gov/beta/international/analysis.php?iso=JPN>>. Acesso em: 30 mai. 2018.

EIA – U.S. Energy Information Administration. **Country Analysis Brief: Brazil.** November 21, 2017. Disponível em: <<https://www.eia.gov/beta/international/analysis.php?iso=BRA>>. Acesso em: 30 mai. 2018.

EKERN, Steinar. **An Option Pricing Approach to Evaluating Petroleum Projects.** Energy Economics, v.10, n. 2, p. 91-99, 1988.

ELETRORBRAS. **Luz para Todos.** 31/12/2016. Disponível em: <<http://eletrorbras.com/pt/Paginas/Luz-para-Todos.aspx>>. Acesso em: 13 jun. 2018.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética (Brasil). **Balço Energético Nacional 2017: Ano base 2016.** Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro: EPE, 2017.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética (Brasil). **Matriz Energética Brasileira.** Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>>. Acesso em: 23 mar. 2018.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética (Brasil). **Oferta Interna de Energia Elétrica.** Disponível em: <<http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Paginas/BEN-Series-Historicas-Completas.aspx>>. Acesso em: 23 mar. 2018.

EYDELAND, Alexander; WOLYNIEC, Krzysztof. **Energy and Power Risk Management: New Developments in Modeling, Pricing, and Hedging.** New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, 2003.

FELDER, Frank A. **Integrating financial theory and methods in electricity resource planning.** Energy Policy, v. 24, n. 2, p.149-154, 1996.

FERNANDES, Bartolomeu; CUNHA, Jorge; FERREIRA, Paula. **The use of real options approach in energy sector investments.** Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 15, p.4491-4497, 2011.

FOLTA, T. B., & O'BRIEN, J. P. **Entry in the presense of dueling options**. Strategic Management Journal, v. 25; n. 2, p. 121–138, 2004.

FRANKFURT SCHOOL – UNEP CENTRE; BLOOMBERG NEW ENERGY FINANCE. **Global Trends in Renewable Energy Investment 2017**. Frankfurt School of Finance&ManagementGmbH,2017. Disponível em:<<http://fs-unepcentre.org/sites/default/files/publications/globaltrendsinrenewableenergyinvestment2017.pdf>>. Acesso em: 23 abr. 2018.

FRIESEN, Peter H. **The Arrow-Debreu Model Extended to Financial Markets**. Econometrica, v. 47, n. 3, p. 689-707, May, 1979.

GHEMAWAT, Pankaj. **Competition and Business Strategy in Historical Perspective**. Business History Review, v.76, p. 37-74, Spring, 2002.

GHOSH, Kanchan, RAMESH, V.C. **An options model for electric power markets**. International Journal of Electrical Power & Energy Sustersms, v. 19, n. 2, p., 1997.

HE, Yizhi. **Real Options in the Energy Markets**. PhD Dissertation. University of Twente, Netherlands. 2007.

HOLDERMANN, C.; KISSEL, J.; BEIGEL, J. **Distributed photovoltaic generation in Brazil: An economic viability analysis of small-scale photovoltaic systems in the residential and commercial sectors**. Energy Policy, v.67, p. 612–617, 2014.

HULL, John C. **Mercados Futuros e de Opções**. 4ª. ed. São Paulo: Bolsa de Mercadorias & Futuros, 2005.

HULL, John C. **Opções, Futuros e outros Derivativos**. 9ª. ed. Tradução autorizada a partir do original em Língua Inglesa da obra. São Paulo: Pearson education, 2016.

IEA – International Energy Agency. **Global Energy & CO₂ Status Report 2017**. OECD/IEA, March, 2018. Disponível em: <<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/GECO2017.pdf>>. Acesso em: 10 jun. 2018.

IEA/IRENA. **Global Renewable Energy. Joint Policies and Measures database**. IEA. Disponível no Site:< <https://www.iea.org/policiesandmeasures/renewableenergy/>>. Acesso em: 17 mai. 2018.

IRENA. **Renewable Power Generation Costs in 2017**. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Disponível em: <http://irena.org//media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf>. Acesso em: 20 jan. 2018.

IRENA; OECD/IEA; REN21. **Renewable Energy Policies in a Time of Transition. 2018**. Disponível em:<http://www.irena.org//media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Apr/IRENA_IEA_REN21_Policies_2018.pdf>. Acesso em: 23 abr. 2018.

JEON, Chanwoong; LEE, Jeongjin; SHIN, Juneseuk. **Optimal subsidy estimation method using system dynamics and the Real Option Model: photovoltaic technology case**. Applied Energy, v.142, p.33-43, 2015. Journal homepage: <www.elsevier.com/locate/apenergy>. Acesso em: 20 mai. 2018

JOHNSON, Herb. **Options on the Maximum or the Minimum of Several Assets**. The Journal of Financial and Quantitative Analysis, v. 22, n. 3, p. 277-283, Set 1987.

KASHANI, Hamed; ASHURI, Baabak; LU, Jian; SHAHANDASHTI, Mohsen. A Real Options Model to Evaluate **Investments in Photovoltaic (PV) Systems**. Construction Research Congress 2012: Construction Challenges in a Flat World. 2012.

KOGUT, B. **Foreign direct investment as a sequential process**. In: C. P. Kindelberger & D. Audretsch (Eds), The Multinational Corporations in the 1980s. Cambridge, MA: MIT Press.1983

KOGUT, B. **Ventures and the option to expand and acquire**. Management Science, v. 37, n. 1, p. 19–33, 1991.

KOGUT, B.; KULATILAKA, N. **Operating flexibility, global manufacturing and the option value of a multinational network**. Management Science, v. 40, n. 1, p. 123–139, 1994.

KUMBAROGLU, Gürkan; MADLENER, Reinhard; DEMIREL, Mustafa. **A Real Options Evaluation Model for the diffusion prospects of new renewable power generation technologies**. Energy Economics, v. 30, n. 4, p.1882-1908, 2008.

LEE, Shun-Chung; SHIH, Li-Hsing. **Renewable energy policy evaluation using real option model — The case of Taiwan**. Energy Economics, v.32, p. S67-S78, 2010.

LEITE, Antonio Dias. **A energia do Brasil**. 3ª ed. Rio de Janeiro: Lexikon, 2014.

LI, Yong; JAMES, Barclay E.; MADHAVAN, Ravi; MAHONEY, Joseph T. Real Options Theory. In: REUER, J. J.; TONG, T. W. (Eds.). **Advances in Strategic Management**. 24. ed. [s.l.] Emerald Group Publishing Limited, 2007. p. 31-66.

LIN, B.; WESSEH, P. K. **Valuing Chinese feed-in tariffs program for solar power generation: A real options analysis**. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 28, 474-482, 2013.

MARCHETTO, Raquel. **Utilização do software MATLAB como recurso tecnológico de aprendizagem na transformação de matrizes em imagens**. REVEMAT. Florianópolis (SC), v.11, n.1, p.118-130, 2016.

MCGRATH, R. G. **A real options logic for initiating technology positioning investments**. Academy of Management Review, v.22, n. 4, p. 974–996, 1997.

MCGRATH, R. G.; NERKAR, A. **Real options reasoning and a new look at the R&D investment strategies of pharmaceutical firms**. Strategic Management Journal, v. 25, n. 1, p. 1–21, 2004.

MELLO, Marcelo Braga Correa de. **Avaliação de Projetos de Investimentos com Opções Reais: Cálculo do Valor da Opção de Espera de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede**. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Administração. Rio de Janeiro, Pontifícia Universidade Católica – PUC, Rio Janeiro, 2015.

MERTON, Robert C. **Theory of rational option pricing**. Bell Journal of Economics, v.4, n.1, p. 141–183, 1973.

MERTON, Robert C. **Applications of option-pricing theory: Twenty-five years later**. American Economic Review, v.88, n.3, p. 323–349, 1998.

MILLER, K. D.; FOLTA, T. B. **Option value and entry timing**. Strategic Management Journal, v. 23, n. 7, p. 655–665, 2002.

MILLER, K. D.; REUER, J. J. **Asymmetric corporate exposures to foreign exchange rate changes**. Strategic Management Journal, v. 19, p. 1191–1193, 1998b.

MILLER, K. D.; REUER, J. J. **Firm strategy and economic exposures to foreign exchange rate movements**. Journal of International Business Studies, v. 29, n. 3, p. 493–513, 1998a.

MME - Ministério de Minas e Energia; EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética**. Brasília: MME/EPE, 2017. Disponível em: <<http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde>>. Acesso em: 10 jun. 2018.

MONJAS-BARROSO, Manuel; BALIBREA-INIESTA, José. **Valuation of projects for power generation with renewable energy: A comparative study based on real regulatory options**. Energy Policy, v. 55, p. 335-352, 2013.

MOREIRA, Ajax; ROCHA, Katia; DAVID, Pedro. **Thermopower Generation Investment in Brazil – Economic conditions**. Energy Policy, v. 32, n. 1, p. 91-100, 2004.

MUN, Johnathan. **Real Options Analysis: Tools and Techniques for Valuing Strategic Investments and Decisions**. New Jersey: John Wiley & Sons, 2002.

MYERS, Stewart. C. **Determinants of corporate borrowing**. Journal of Financial Economics, p. 147–175, 1977.

NEFTCI, Salih N. **An Introduction to the Mathematics of Financial Derivatives**. 2a ed. San Diego: Academic, 2000.

NOTA TÉCNICA ANEEL n° 005/2016. **Cálculo da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica — TFSEE, relativo ao exercício de 2016, para autoprodutores, produtores independentes, consórcios de geração e empreendimentos de baixa potência com outorga de geração de energia elétrica**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ndsp2016086.pdf>>. Acesso em: 20 ago. 2018.

NREL – National Renewable Energy Laboratory. **Renewable Energy Policy in China: Overview**. Abril, 2004. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy04osti/35786.pdf>>. acesso em: 18 mai. 2018

SAUAIAPACESILA, Mihaela; BURCEA, Stefan Gabriel; COLESCA, Sofia Elena. **Analysis of renewable energies in European Union**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 56, p. 156-170, 2016.

PADDOCK, James L.; SIEGEL, Daniel R.; SMITH, James L. **Option Valuation of Claims on Real Assets: The Case of Offshore Petroleum Leases**. The Quarterly Journal of Economics, v. 103, n. 3, p. 479-508, August, 1988.

PERAZA, Danielle Goulart; GASPARIN, Fabiano Perin; KREZINGER, Arno. **Estudo de Viabilidade da Instalação de Usinas Solares Fotovoltaicas no Estado do Rio Grande do Sul**. Revista Brasileiro de Energia Solar, v.6, n.1,p. 47-56, Jul, 2015

PICKLES, E.; SMITH, J.L. **Petroleum Property Evaluation: A Binomial Lattice Implementatio of Option Pricing Theory**. Energy Journal, v. 14, n 2, p. 1-26, 1993.

PINDYCK, Robert S. **The long-run evolution of Energy Prices**. The Energy Journal, Energy Economics Education Foundation, Inc., p. 1-27, Jan, 1999.

pvXchange. **PV module price index (PV marketplace)**. <www.pvxchange.com/priceindex/>. Acesso em: 14 fev. 2018.

REN ANEEL 2375, de 13 de março de 2018. **Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2018, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD referentes à Light Serviços de Eletricidade S/A. - Light, e dá outras providências**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20182375ti.pdf>>. Acesso em: 28 ago. 2018.

REN ANEEL 414, de 9 de setembro de 2010: **Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica, Direitos e Deveres dos Consumidores e Distribuidores**. Atualizada até a Resolução Normativa 670 de 14 de julho de 2015. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/REN2010414_Texto_Atualizado_Compacto\(rev_670_2015\).pdf](http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/REN2010414_Texto_Atualizado_Compacto(rev_670_2015).pdf)>. Acesso em: 09 jul. 2016.

REN ANEEL 481, de 17 de abril de 2012. **Altera a Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004**. Disponível em:<<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012481.pdf>>. Acesso em: 29 ago. 2018.

REN ANEEL 482, de 17 de abril de 2012. **Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências**. Disponível em:< <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>>. Acesso em: 10 mai. 2018.

REN ANEEL 676, de 25 de agosto de 2015. **Estabelece os requisitos necessários à outorga de autorização para exploração e alteração da capacidade instalada de centrais geradoras fotovoltaicas, bem como os procedimentos para registro de centrais geradoras com capacidade instalada reduzida, e dá outras providências**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015676.pdf>>. Acesso em: 08 ago. 2018.

REN ANEEL 687, de 4 de novembro de 2015. **Altera a Resolução 482, de 17 de abril de 2012 – e os módulos 1 e 3 dos procedimentos de distribuição – RPODIST**. Disponível em:< <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 10 mai. 2018.

REN21. **Renewables Global Futures Report: Great debates towards 100% renewable energy**. Paris: REN21 Secretariat, 2017. ISBN 978-3-9818107-4-5

REN21. **Global Status Report Data Pack**. Disponível em: <<http://www.ren21.net/status-of-renewables/ren21-interactive-map/>>. Acesso em: 13 jun. 2018.

RESTREPO-GARCÉS, Alvaro R.; MANOTAS-DUQUE, Diego F.; LOZANO, Carlos A. **Multicriteria Hybrid Method – ROA, for the choice of generation of renewable sources: case study in Shopping centers**. *Ingeniare. Revista Chilena de Ingeniería* (en línea), v. 25, n. 3, p. 399-414, 2017.

RIVOLI, P. SALORIO, E. **Foreign direct investment and investment under uncertainty**. *Journal of International Business Studies*, v. 27, n. 2, p.335–354, 1996.

ROBERTS, K.; WEITZMAN, M. L. **Funding criteria for research, development, and exploration projects**. *Econometric*, v. 49, p. 1261–1288, 1981.

SAMPER, M.; FLORES, D.; VARGAS, A. **Investment Valuation of Energy Storage Systems in Distribution Networks considering Distributed Solar Generation**. *IEE Latin America Transactions*, v. 14, n.4, p. 1774-1779, 2016.

SAHU, Bikash Kumar. **A study on global solar PV energy developments and policies with special focus on the top ten solar PV power producing countries**. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v.43, p. 621-634, March, 2015. ISSN 1364-0321.

SAUAIA, Rodrigo Lopes. **Os avanços da energia solar fotovoltaica. Cenários Energia Solar 2016-2017**. Rio de Janeiro: Brasil Energia Ltda, 2017.

SCHWARTZ, Eduardo S. **Option Pricing Theory and Its Application**. *The Journal of Finance*, v. 37, n. 2, p. 525-539, May, 1982.

SHOPPING CENTERS. Revista oficial da Indústria de *Shoppings Centers*. **Planejamento e Eficiência**. Ed. 199. ABRASCE, março-abril, p. 12 e 50, 2015.

SIDDIQUI, Afzal; FLETEN, Stein-Erik. **How to proceed with competing alternative energy technologies: A Real Options Analysis**. *Energy Economics*, v.32, n.4, p. 817-830, 2010.

STULZ, René M. **Options on the Minimum or the Maximum of Two Risky Assets**. *Journal of Financial Economics*, v.10, p. 162-185, 1982.

TEKINER, Hatice; COIT, David W.; FELDER, Frank A. **Multi-period multi-objective electricity generation expansion planning problem with Monte-Carlo simulation**. *Electric Power Systems Research*, v. 80 n. 2, p. 1394-1405, 2010.

TOLMASQUIM, Maurício T. **Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro**. 2ª ed. Rio de Janeiro: Synergia; EPE: Brasília, 2015.

TONG, Tony w.; REUER, Jeffrey J. **Real Options Theory**. In: REUER, J. J.; TONG, T. W. (Eds.). **Advances in Strategic Management**. 24. ed. [s.l.] Emerald Group Publishing Limited, 2007. p. 3-28.

TOURINHO, O. A. F. **The Valuation of Reserves of Natural Resources: An Option Pricing Approach**. University of California, PhD Dissertation. Berkeley. 1979.

TOURINHO, O. A. F. **Revisiting the Tourinho real options model: outstanding issues 30 years later**. The European Journal of Finance, v. 19, n. 7-8, p.591-603, 2013.

TRIGEORGIS, L. **The nature of option interactions and the valuation of investment multiple real options**. Journal of Financial and Quantitative Analysis, v. 28, p. 1–20, 1993.

TRIGEORGIS, L. **Real Options: managerial flexibility and strategy in resource allocation**. The MIT Press, Cambridge, MA: 1996.

VASCONCELLOS, Marco Antonio Sandoval de; OLIVEIRA, Roberto Guena de. **Manual de microeconomia**. 2^a.ed. São Paulo: Atlas, 2006.

VENETSANOS, Konstantinos, ANGELOPOULOU, Penelope; TSOUTSOS, Theocharis. **Renewable energy sources project appraisal under uncertainty: the case of wind energy exploitation within a changing energy market environment**. Energy Policy, v.30, n.4, p. 293-307, 2002.

YU, Wang; SHEBLÉ, Gerald B.; LOPES, João A. P. MATOS, Manuel Antônio. **Valuation of switchable tariff for wind energy**. Electric Power Systems Research, v. 76, n. 5, p. 382-388, 2006.

WANG, Chung Hsiao. **Generation Planning for Electric Power utilities under Market uncertainties: a real options approach**. Retrospective Theses and Dissertations. 2001. <https://lib.dr.iastate.edu/rtd/460>

WEISS, Mariana. **FGV Energia Ensaio sobre a Expansão Solar no Brasil: Fatores determinantes da viabilidade econômica de projetos de micro e minigeração fotovoltaica**. Cenários Energia Solar 2016-2017. Rio de Janeiro: Brasil Energia, p. 46-52, 2016.

WORLDOMETERS. Disponível em:< <http://www.worldometers.info/pt/>>. Acesso em: 03 mar. 2016.

ZHANG, Mingming; ZHOU, Degun; ZHOU, Peng. (2014). **A real option model for renewable energy policy evaluation with application to solar PV power generation in China**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 40, p. 944-955, 2014.

ZILLES, Roberto; MACÊDO, Wilson Negrão; GALHARDO, Marcos André Barros; OLIVEIRA, Sérgio Henrique Ferreira de Oliveira. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. São Paulo: Oficina de Textos, 2015

GLOSSÁRIO

Agentes de Geração	São agentes que podem realizar a geração de energia e atuar no mercado de energia como as concessionárias de Serviço Público, Autoprodutores e Produtores Independentes de Energia.
Autoprodutor de energia	Pessoa física ou jurídica ou empresas organizadas em consórcio que recebem a concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu consumo próprio.
Consumidor cativo	É aquele que somente consome energia da distribuidora que possui a concessão ou permissão para vender a energia. Este tipo de consumidor não pode atuar no mercado livre de energia.
Consumidor especial	Consumidor que atua no mercado livre de energia e que possui uma demanda entre 500 kW e 3 MW. O mesmo deverá suprir sua demanda com fornecedores que geram energia através de fontes incentivadas especiais (eólicas, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa e solar).
Consumidor livre	Consumidor que atua no mercado livre de energia e que possui uma demanda mínima de 3 MW de energia.
<i>Feed in</i>	É um instrumento regulatório que se refere à tarifa do valor adotado pelo governo para compra de energia; o valor é por tempo determinado e destinado ao pequeno gerador de energia com fontes renováveis.
Leilões	É um instrumento regulatório que promove a realização de Leilões para o desenvolvimento de energia renovável.
Mercado regulado	Ambiente regulado pela ANEEL onde as geradoras, distribuidoras e comercializadoras atuam. As comercializadoras somente podem negociar energia nos leilões de energia.
Mercado Livre de Energia	Ambiente de livre negociação entre os compradores e vendedores de energia elétrica.
Microgeração distribuída	Central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW

Minigeração distribuída	Central prestadora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada ou para as fontes renováveis de energia elétrica, conectada à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.
Miniusina	Central geradora fotovoltaica com potência instalada igual ou inferior a 5.000 kW.
<i>Net metering</i>	É um instrumento regulatório que promove o uso da geração distribuída, fornecendo compensação aos proprietários do sistema de geração de energia solar. O crédito pode ser aplicado em kWh par compensar o consumo em um mês.
Quotas	É um instrumento regulatório que ajuda na realização das metas e geralmente são apoiadas por certificados de energia renovável comercializáveis.

APÊNDICE A – Série Histórica da Tarifa de Energia

	Tarifa média de energia com impostos MWh	Tarifa média de energia R\$/kWh			
			Ln(S _i)	Ln(S _{i-1})	Ln(S _i /S _{i-1})
jan/04	411,9	0,4119			
fev/04	412,39	0,41239	-0,885785775	-0,886974678	0,0011889
mar/04	412,3	0,4123	-0,886004039	-0,885785775	-0,0002183
abr/04	412,77	0,41277	-0,884864742	-0,886004039	0,0011393
mai/04	413,21	0,41321	-0,883799341	-0,884864742	0,0010654
jun/04	411,35	0,41135	-0,888310845	-0,883799341	-0,0045115
jul/04	381,88	0,38188	-0,962648856	-0,888310845	-0,074338
ago/04	375,18	0,37518	-0,980349368	-0,962648856	-0,0177005
set/04	410,55	0,41055	-0,890257555	-0,980349368	0,09009181
out/04	411,87	0,41187	-0,887047513	-0,890257555	0,00321004
nov/04	412,02	0,41202	-0,886683387	-0,887047513	0,00036413
dez/04	411,77	0,41177	-0,887290338	-0,886683387	-0,000607
jan/05	412,75	0,41275	-0,884913196	-0,887290338	0,00237714
fev/05	412,27	0,41227	-0,886076804	-0,884913196	-0,0011636
mar/05	414,73	0,41473	-0,880127573	-0,886076804	0,00594923
abr/05	412,46	0,41246	-0,885616048	-0,880127573	-0,0054885
mai/05	412,99	0,41299	-0,884331899	-0,885616048	0,00128415
jun/05	386,02	0,38602	-0,951866097	-0,884331899	-0,0675342
jul/05	410,21	0,41021	-0,891086055	-0,951866097	0,06078004
ago/05	411,79	0,41179	-0,887241768	-0,891086055	0,00384429
set/05	412,79	0,41279	-0,88481629	-0,887241768	0,00242548
out/05	412,43	0,41243	-0,885688785	-0,88481629	-0,0008725
nov/05	439,54	0,43954	-0,822026553	-0,885688785	0,06366223
dez/05	481,24	0,48124	-0,731389173	-0,822026553	0,09063738
jan/06	485,11	0,48511	-0,72337961	-0,731389173	0,00800956
fev/06	487,9	0,4879	-0,717644812	-0,72337961	0,0057348
mar/06	488,34	0,48834	-0,716743394	-0,717644812	0,00090142
abr/06	489,47	0,48947	-0,714432106	-0,716743394	0,00231129
mai/06	487,64	0,48764	-0,71817785	-0,714432106	-0,0037457
jun/06	485,92	0,48592	-0,721711278	-0,71817785	-0,0035334
jul/06	485,85	0,48585	-0,721855345	-0,721711278	-0,0001441
ago/06	484,37	0,48437	-0,724906202	-0,721855345	-0,0030509
set/06	486,39	0,48639	-0,720744508	-0,724906202	0,00416169
out/06	490,28	0,49028	-0,712778623	-0,720744508	0,00796589
nov/06	484,09	0,48409	-0,725484439	-0,712778623	-0,0127058
dez/06	470,85	0,47085	-0,753215707	-0,725484439	-0,0277313
jan/07	467,02	0,46702	-0,761383196	-0,753215707	-0,0081675
fev/07	468,05	0,46805	-0,759180151	-0,761383196	0,00220304
mar/07	468,38	0,46838	-0,758475347	-0,759180151	0,0007048
abr/07	466,06	0,46606	-0,763440898	-0,758475347	-0,0049656
mai/07	433,24	0,43324	-0,836463432	-0,763440898	-0,0730225
jun/07	466,93	0,46693	-0,761575925	-0,836463432	0,07488751
jul/07	466,95	0,46695	-0,761533093	-0,761575925	4,2832E-05
ago/07	466,02	0,46602	-0,763526727	-0,761533093	-0,0019936
set/07	465,05	0,46505	-0,765610352	-0,763526727	-0,0020836
out/07	468,93	0,46893	-0,757301775	-0,765610352	0,00830858
nov/07	455,99	0,45599	-0,7852844	-0,757301775	-0,0279826
dez/07	444,66	0,44466	-0,810445334	-0,7852844	-0,0251609

Fonte: ANEEL (2018)

	Tarifa média de energia com impostos MWh	Tarifa média de energia R\$/kWh	$\ln(S_t)$	$\ln(S_{t-1})$	$\ln(S_t/S_{t-1})$
jan/08	444,47	0,44447	-0,810872718	-0,810445334	-0,0004274
fev/08	443,34	0,44334	-0,813418309	-0,810872718	-0,0025456
mar/08	444,68	0,44468	-0,810400357	-0,813418309	0,00301795
abr/08	445	0,445	-0,809680997	-0,810400357	0,00071936
mai/08	446,77	0,44677	-0,805711358	-0,809680997	0,00396964
jun/08	445,07	0,44507	-0,809523706	-0,805711358	-0,0038123
jul/08	449	0,449	-0,800732391	-0,809523706	0,00879131
ago/08	445,08	0,44508	-0,809501238	-0,800732391	-0,0087688
set/08	432,48	0,43248	-0,838219196	-0,809501238	-0,028718
out/08	445,11	0,44511	-0,809433836	-0,838219196	0,02878536
nov/08	444,96	0,44496	-0,809770888	-0,809433836	-0,0003371
dez/08	456,46	0,45646	-0,784254206	-0,809770888	0,02551668
jan/09	454,99	0,45499	-0,787479838	-0,784254206	-0,0032256
fev/09	452,15	0,45215	-0,793741296	-0,787479838	-0,0062615
mar/09	453,21	0,45321	-0,791399685	-0,793741296	0,00234161
abr/09	450,73	0,45073	-0,796886788	-0,791399685	-0,0054871
mai/09	453,16	0,45316	-0,791510015	-0,796886788	0,00537677
jun/09	445,54	0,44554	-0,808468249	-0,791510015	-0,0169582
jul/09	429,81	0,42981	-0,844412028	-0,808468249	-0,0359438
ago/09	413,38	0,41338	-0,883388012	-0,844412028	-0,038976
set/09	418,65	0,41865	-0,87072003	-0,883388012	0,01266798
out/09	418,06	0,41806	-0,872130316	-0,87072003	-0,0014103
nov/09	424,33	0,42433	-0,857243825	-0,872130316	0,01488649
dez/09	428,15	0,42815	-0,848281678	-0,857243825	0,00896215
jan/10	433,15	0,43315	-0,836671191	-0,848281678	0,01161049
fev/10	432	0,432	-0,839329691	-0,836671191	-0,0026585
mar/10	431,79	0,43179	-0,83981592	-0,839329691	-0,0004862
abr/10	438,53	0,43853	-0,824327054	-0,83981592	0,01548887
mai/10	435,52	0,43552	-0,83121456	-0,824327054	-0,0068875
jun/10	435,62	0,43562	-0,830984975	-0,83121456	0,00022958
jul/10	434,02	0,43402	-0,834664663	-0,830984975	-0,0036797
ago/10	435,37	0,43537	-0,831559035	-0,834664663	0,00310563
set/10	432,71	0,43271	-0,837687521	-0,831559035	-0,0061285
out/10	433,6	0,4336	-0,835632829	-0,837687521	0,00205469
nov/10	437,47	0,43747	-0,826747147	-0,835632829	0,00888568
dez/10	442,47	0,44247	-0,815382613	-0,826747147	0,01136453
jan/11	442,98	0,44298	-0,814230657	-0,815382613	0,00115196
fev/11	445,36	0,44536	-0,808872335	-0,814230657	0,00535832
mar/11	442,64	0,44264	-0,81499848	-0,808872335	-0,0061261
abr/11	444,16	0,44416	-0,811570421	-0,81499848	0,00342806
mai/11	440,2	0,4402	-0,82052611	-0,811570421	-0,0089557
jun/11	439,42	0,43942	-0,822299603	-0,82052611	-0,0017735
jul/11	440,07	0,44007	-0,820821474	-0,822299603	0,00147813
ago/11	437,27	0,43727	-0,827204426	-0,820821474	-0,006383
set/11	437,25	0,43725	-0,827250165	-0,827204426	-4,574E-05
out/11	437,96	0,43796	-0,825627697	-0,827250165	0,00162247
nov/11	450,96	0,45096	-0,796376635	-0,825627697	0,02925106
dez/11	472,76	0,47276	-0,749167419	-0,796376635	0,04720922

Fonte: ANEEL (2018).

	Tarifa média de energia com impostos MWh	Tarifa média de energia R\$/kWh	Ln(S _t)	Ln(S _{t-1})	Ln (S _t /S _{t-1})
jan/12	465,91	0,46591	-0,763762797	-0,749167419	-0,0145954
fev/12	466,47	0,46647	-0,762561569	-0,763762797	0,00120123
mar/12	466,5	0,4665	-0,762497259	-0,762561569	6,4311E-05
abr/12	469,24	0,46924	-0,756640914	-0,762497259	0,00585634
mai/12	469,54	0,46954	-0,756001787	-0,756640914	0,00063913
jun/12	467,21	0,46721	-0,760976444	-0,756001787	-0,0049747
jul/12	467,91	0,46791	-0,759479309	-0,760976444	0,00149713
ago/12	466,82	0,46682	-0,761811535	-0,759479309	-0,0023322
set/12	472,17	0,47217	-0,750416189	-0,761811535	0,01139535
out/12	465,27	0,46527	-0,765137397	-0,750416189	-0,0147212
nov/12	485,84	0,48584	-0,721875927	-0,765137397	0,04326147
dez/12	518,59	0,51859	-0,656641689	-0,721875927	0,06523424
jan/13	506,45	0,50645	-0,680329677	-0,656641689	-0,023688
fev/13	437,54	0,43754	-0,826587149	-0,680329677	-0,1462575
mar/13	413,29	0,41329	-0,883605753	-0,826587149	-0,0570186
abr/13	424,67	0,42467	-0,856442882	-0,883605753	0,02716287
mai/13	431,75	0,43175	-0,839908562	-0,856442882	0,01653432
jun/13	421,97	0,42197	-0,862821058	-0,839908562	-0,0229125
jul/13	421,3	0,4213	-0,86441011	-0,862821058	-0,0015891
ago/13	423,53	0,42353	-0,859130929	-0,86441011	0,00527918
set/13	427,52	0,42752	-0,849754208	-0,859130929	0,00937672
out/13	429,46	0,42946	-0,845226673	-0,849754208	0,00452753
nov/13	442,23	0,44223	-0,81592517	-0,845226673	0,0293015
dez/13	471,37	0,47137	-0,752111931	-0,81592517	0,06381324
jan/14	459,41	0,45941	-0,777812221	-0,752111931	-0,0257003
fev/14	467,27	0,46727	-0,76084803	-0,777812221	0,01696419
mar/14	465,89	0,46589	-0,763805724	-0,76084803	-0,0029577
abr/14	461,47	0,46147	-0,773338233	-0,763805724	-0,0095325
mai/14	479,72	0,47972	-0,734552679	-0,773338233	0,03878555
jun/14	457,63	0,45763	-0,781694282	-0,734552679	-0,0471416
jul/14	456,29	0,45629	-0,784626707	-0,781694282	-0,0029324
ago/14	448,94	0,44894	-0,80086603	-0,784626707	-0,0162393
set/14	445,83	0,44583	-0,807817566	-0,80086603	-0,0069515
out/14	447,33	0,44733	-0,804458702	-0,807817566	0,00335886
nov/14	484,4	0,4844	-0,724844267	-0,804458702	0,07961443
dez/14	558,23	0,55823	-0,582984215	-0,724844267	0,14186005
jan/15	562,45	0,56245	-0,575453038	-0,582984215	0,00753118
fev/15	570,78	0,57078	-0,560751433	-0,575453038	0,01470161
mar/15	635,47	0,63547	-0,453390396	-0,560751433	0,10736104
abr/15	708,65	0,70865	-0,344393527	-0,453390396	0,10899687
mai/15	714,72	0,71472	-0,335864421	-0,344393527	0,00852911
jun/15	714,39	0,71439	-0,336326247	-0,335864421	-0,0004618
jul/15	713,75	0,71375	-0,337222518	-0,336326247	-0,0008963
ago/15	713,06	0,71306	-0,338189711	-0,337222518	-0,0009672
set/15	714,26	0,71426	-0,336508237	-0,338189711	0,00168147
out/15	709,95	0,70995	-0,342560734	-0,336508237	-0,0060525
nov/15	750,78	0,75078	-0,286642613	-0,342560734	0,05591812
dez/15	829,85	0,82985	-0,186510317	-0,286642613	0,1001323

Fonte: ANEEL (2018)

	Tarifa média de energia com impostos MWh	Tarifa média de energia R\$/kWh	Ln(S _i)	Ln(S _{i-1})	Ln (S _i /S _{i-1})
jan/16	837,59	0,83759	-0,177226558	-0,186510317	0,00928376
fev/16	838,66	0,83866	-0,175949899	-0,177226558	0,00127666
mar/16	830,02	0,83002	-0,186305482	-0,175949899	-0,0103556
abr/16	809,97	0,80997	-0,210758069	-0,186305482	-0,0244526
mai/16	813,21	0,81321	-0,2067659	-0,210758069	0,00399217
jun/16	817,13	0,81713	-0,201957078	-0,2067659	0,00480882
jul/16	800,87	0,80087	-0,222056642	-0,201957078	-0,0200996
ago/16	811,71	0,81171	-0,208612145	-0,222056642	0,0134445
set/16	805,9	0,8059	-0,215795614	-0,208612145	-0,0071835
out/16	808,85	0,80885	-0,212141793	-0,215795614	0,00365382
nov/16	779,52	0,77952	-0,249076933	-0,212141793	-0,0369351
dez/16	722,9	0,7229	-0,324484379	-0,249076933	-0,0754074
jan/17	720,31	0,72031	-0,328073604	-0,324484379	-0,0035892
fev/17	720,96	0,72096	-0,327171622	-0,328073604	0,00090198
mar/17	743,88	0,74388	-0,295875547	-0,327171622	0,03129607
abr/17	821,76	0,82176	-0,196306897	-0,295875547	0,09956865

Fonte: ANEEL (2018)

APÊNDICE B – Série Histórica do Preço das Placas

Euros/Wp	Alemanha	Conversor Euros em R\$	R\$/Wp	R\$/kWh			
					Ln(S _t)	Ln(S _{t-1})	Ln(S _t /S _{t-1})
mai/09	2,62	2,7905	7,31111	0,007311			
jun/09	2,45	2,7405	6,714225	0,006714	-5,00353	-4,91836	-0,08517
jul/09	2,39	2,6577	6,351903	0,006352	-5,059	-5,00353	-0,05547
ago/09	2,16	2,6944	5,819904	0,00582	-5,14647	-5,059	-0,08747
set/09	2,14	2,5926	5,548164	0,005548	-5,19429	-5,14647	-0,04782
out/09	2,14	2,5956	5,554584	0,005555	-5,19313	-5,19429	0,001156
nov/09	2,1	2,6349	5,53329	0,005533	-5,19697	-5,19313	-0,00384
dez/09	2,05	2,4958	5,11639	0,005116	-5,27531	-5,19697	-0,07833
jan/10	2,03	2,6137	5,305811	0,005306	-5,23895	-5,27531	0,036354
fev/10	1,98	2,462	4,87476	0,004875	-5,32368	-5,23895	-0,08473
mar/10	1,93	2,4101	4,651493	0,004651	-5,37057	-5,32368	-0,04688
abr/10	1,94	2,3106	4,482564	0,004483	-5,40756	-5,37057	-0,03699
mai/10	1,94	2,2397	4,345018	0,004345	-5,43873	-5,40756	-0,03117
jun/10	1,92	2,2074	4,238208	0,004238	-5,46361	-5,43873	-0,02489
jul/10	1,86	2,2886	4,256796	0,004257	-5,45924	-5,46361	0,004376
ago/10	1,86	2,2266	4,141476	0,004141	-5,4867	-5,45924	-0,02746
set/10	1,82	2,3007	4,187274	0,004187	-5,47571	-5,4867	0,010998
out/10	1,81	2,3732	4,295492	0,004295	-5,45019	-5,47571	0,025516
nov/10	1,79	2,226	3,98454	0,003985	-5,52533	-5,45019	-0,07514
dez/10	1,79	2,2203	3,974337	0,003974	-5,5279	-5,52533	-0,00256
jan/11	1,71	2,2828	3,903588	0,003904	-5,54586	-5,5279	-0,01796
fev/11	1,67	2,2963	3,834821	0,003835	-5,56363	-5,54586	-0,01777
mar/11	1,61	2,3121	3,722481	0,003722	-5,59336	-5,56363	-0,02973
abr/11	1,61	2,335	3,75935	0,003759	-5,58351	-5,59336	0,009856
mai/11	1,57	2,2746	3,571122	0,003571	-5,63488	-5,58351	-0,05137
jun/11	1,55	2,2664	3,51292	0,003513	-5,65131	-5,63488	-0,01643
jul/11	1,46	2,2299	3,255654	0,003256	-5,72736	-5,65131	-0,07605
ago/11	1,39	2,2851	3,176289	0,003176	-5,75204	-5,72736	-0,02468
set/11	1,33	2,5152	3,345216	0,003345	-5,70022	-5,75204	0,051818
out/11	1,29	2,3798	3,069942	0,00307	-5,7861	-5,70022	-0,08587
nov/11	1,18	2,4303	2,867754	0,002868	-5,85423	-5,7861	-0,06813
dez/11	1,12	2,4112	2,700544	0,002701	-5,9143	-5,85423	-0,06008
jan/12	1,07	2,2847	2,444629	0,002445	-6,01386	-5,9143	-0,09956
fev/12	1,03	2,2889	2,357567	0,002358	-6,05013	-6,01386	-0,03626
mar/12	1,02	2,4372	2,485944	0,002486	-5,9971	-6,05013	0,053022
abr/12	0,99	2,5264	2,501136	0,002501	-5,99101	-5,9971	0,006093
mai/12	0,96	2,5275	2,4264	0,002426	-6,02135	-5,99101	-0,03034
jun/12	0,93	2,4971	2,322303	0,002322	-6,0652	-6,02135	-0,04385
jul/12	0,91	2,4997	2,274727	0,002275	-6,0859	-6,0652	-0,0207
ago/12	0,88	2,5433	2,238104	0,002238	-6,10213	-6,0859	-0,01623
set/12	0,86	2,544	2,18784	0,002188	-6,12484	-6,10213	-0,02271
out/12	0,83	2,5286	2,098738	0,002099	-6,16642	-6,12484	-0,04158
nov/12	0,81	2,5298	2,049138	0,002049	-6,19034	-6,16642	-0,02392
dez/12	0,79	2,5555	2,018845	0,002019	-6,20523	-6,19034	-0,01489
jan/13	0,78	2,5543	1,992354	0,001992	-6,21844	-6,20523	-0,01321

Fonte: base de dados pvXchange, 2017.

Euros/Wp	Alemanha	Conversor Euros em R\$	R\$/Wp	R\$/kWh	Ln(S)	Ln(S _{t-1})	Ln (S _t /S _{t-1})
fev/13	0,78	2,6047	2,031666	0,002032	-6,1989	-6,21844	0,019539
mar/13	0,79	2,6084	2,060636	0,002061	-6,18474	-6,1989	0,014159
abr/13	0,78	2,6342	2,054676	0,002055	-6,18764	-6,18474	-0,0029
mai/13	0,78	2,6322	2,053116	0,002053	-6,1884	-6,18764	-0,00076
jun/13	0,77	2,7746	2,136442	0,002136	-6,14861	-6,1884	0,039783
jul/13	0,76	2,7784	2,111584	0,002112	-6,16032	-6,14861	-0,0117
ago/13	0,74	2,7081	2,003994	0,002004	-6,21261	-6,16032	-0,0523
set/13	0,74	2,7033	2,000442	0,002	-6,21439	-6,21261	-0,00177
out/13	0,71	2,7116	1,925236	0,001925	-6,25271	-6,21439	-0,03832
nov/13	0,7	2,7039	1,89273	0,001893	-6,26974	-6,25271	-0,01703
dez/13	0,69	2,6161	1,805109	0,001805	-6,31713	-6,26974	-0,0474
jan/14	0,69	2,5875	1,785375	0,001785	-6,32813	-6,31713	-0,01099
fev/14	0,7	2,5952	1,81664	0,001817	-6,31077	-6,32813	0,01736
mar/14	0,68	2,6357	1,792276	0,001792	-6,32427	-6,31077	-0,0135
abr/14	0,66	2,7858	1,838628	0,001839	-6,29874	-6,32427	0,025533
mai/14	0,64	2,904	1,85856	0,001859	-6,28795	-6,29874	0,010782
jun/14	0,64	3,0292	1,938688	0,001939	-6,24574	-6,28795	0,042209
jul/14	0,64	3,1557	2,019648	0,00202	-6,20483	-6,24574	0,040912
ago/14	0,64	2,9979	1,918656	0,001919	-6,25613	-6,20483	-0,0513
set/14	0,62	3,043	1,88666	0,001887	-6,27295	-6,25613	-0,01682
out/14	0,6	3,1745	1,9047	0,001905	-6,26343	-6,27295	0,009516
nov/14	0,6	3,247	1,9482	0,001948	-6,24085	-6,26343	0,022581
dez/14	0,59	3,254	1,91986	0,00192	-6,2555	-6,24085	-0,01465
jan/15	0,6	3,2275	1,9365	0,001937	-6,24687	-6,2555	0,00863
fev/15	0,59	3,1285	1,845815	0,001846	-6,29483	-6,24687	-0,04796
mar/15	0,6	3,0966	1,85796	0,001858	-6,28828	-6,29483	0,006558
abr/15	0,6	3,0545	1,8327	0,001833	-6,30196	-6,28828	-0,01369
mai/15	0,6	3,0319	1,81914	0,001819	-6,30939	-6,30196	-0,00743
jun/15	0,59	3,0311	1,788349	0,001788	-6,32646	-6,30939	-0,01707
jul/15	0,58	2,9364	1,703112	0,001703	-6,3753	-6,32646	-0,04884
ago/15	0,57	3,09	1,7613	0,001761	-6,3417	-6,3753	0,033595
set/15	0,58	3,104	1,80032	0,0018	-6,31979	-6,3417	0,021912
out/15	0,58	3,1949	1,853042	0,001853	-6,29093	-6,31979	0,028864
nov/15	0,59	3,2152	1,896968	0,001897	-6,2675	-6,29093	0,023428
dez/15	0,59	3,028	1,78652	0,001787	-6,32749	-6,2675	-0,05999
jan/16	0,59	3,1784	1,875256	0,001875	-6,27901	-6,32749	0,048476
fev/16	0,58	3,4294	1,989052	0,001989	-6,2201	-6,27901	0,058913
mar/16	0,57	3,3837	1,928709	0,001929	-6,2509	-6,2201	-0,03081
abr/16	0,57	3,4939	1,991523	0,001992	-6,21886	-6,2509	0,032049
mai/16	0,56	3,4561	1,935416	0,001935	-6,24743	-6,21886	-0,02858
jun/16	0,55	3,7592	2,06756	0,002068	-6,18139	-6,24743	0,066047
jul/16	0,54	4,0587	2,191698	0,002192	-6,12308	-6,18139	0,058307
ago/16	0,53	4,414	2,33942	0,002339	-6,05785	-6,12308	0,065226
set/16	0,51	4,2441	2,164491	0,002164	-6,13557	-6,05785	-0,07772
out/16	0,51	4,0874	2,084574	0,002085	-6,17319	-6,13557	-0,03762
nov/16	0,5	4,3017	2,15085	0,002151	-6,14189	-6,17319	0,031299
dez/16	0,49	4,3333	2,123317	0,002123	-6,15478	-6,14189	-0,01288
jan/17	0,48	4,3678	2,096544	0,002097	-6,16747	-6,15478	-0,01269
fev/17	0,47	4,0894	1,922018	0,001922	-6,25438	-6,16747	-0,08691
mar/17	0,46	3,936	1,81056	0,001811	-6,31412	-6,25438	-0,05974
abr/17	0,46	4,0198	1,849108	0,001849	-6,29305	-6,31412	0,021067
mai/17	0,45	3,5687	1,605915	0,001606	-6,43406	-6,29305	-0,14101
jun/17	0,45	3,6282	1,63269	0,001633	-6,41753	-6,43406	0,016535
jul/17	0,45	3,5969	1,618605	0,001619	-6,42619	-6,41753	-0,00866

Fonte: base de dados pvXchange, 2017.

Euros/Wp	China	Conversor	R\$/Wp	R\$/kWh	Ln(S _t)	Ln(S _{t-1})	Ln(S _t /S _{t-1})
		Euros em R\$					
mai/09	2,17	2,7905	6,055385	0,006055			
jun/09	2,03	2,7405	5,563215	0,005563	-5,19158	-5,10681	-0,08477
jul/09	1,92	2,6577	5,102784	0,005103	-5,27797	-5,19158	-0,08639
ago/09	1,79	2,6944	4,822976	0,004823	-5,33436	-5,27797	-0,0564
set/09	1,74	2,5926	4,511124	0,004511	-5,40121	-5,33436	-0,06684
out/09	1,76	2,5956	4,568256	0,004568	-5,38862	-5,40121	0,012585
nov/09	1,67	2,6349	4,400283	0,0044	-5,42609	-5,38862	-0,03746
dez/09	1,62	2,4958	4,043196	0,004043	-5,51072	-5,42609	-0,08463
jan/10	1,55	2,6137	4,051235	0,004051	-5,50873	-5,51072	0,001986
fev/10	1,52	2,462	3,74224	0,003742	-5,58807	-5,50873	-0,07934
mar/10	1,5	2,4101	3,61515	0,003615	-5,62262	-5,58807	-0,03455
abr/10	1,52	2,3106	3,512112	0,003512	-5,65154	-5,62262	-0,02892
mai/10	1,57	2,2397	3,516329	0,003516	-5,65034	-5,65154	0,0012
jun/10	1,59	2,2074	3,509766	0,00351	-5,65221	-5,65034	-0,00187
jul/10	1,62	2,2886	3,707532	0,003708	-5,59739	-5,65221	0,054817
ago/10	1,61	2,2266	3,584826	0,003585	-5,63105	-5,59739	-0,03366
set/10	1,61	2,3007	3,704127	0,003704	-5,59831	-5,63105	0,032738
out/10	1,59	2,3732	3,773388	0,003773	-5,57978	-5,59831	0,018526
nov/10	1,57	2,226	3,49482	0,003495	-5,65647	-5,57978	-0,07669
dez/10	1,57	2,2203	3,485871	0,003486	-5,65904	-5,65647	-0,00256
jan/11	1,47	2,2828	3,355716	0,003356	-5,69709	-5,65904	-0,03805
fev/11	1,41	2,2963	3,237783	0,003238	-5,73287	-5,69709	-0,03578
mar/11	1,37	2,3121	3,167577	0,003168	-5,75479	-5,73287	-0,02192
abr/11	1,32	2,335	3,0822	0,003082	-5,78211	-5,75479	-0,02732
mai/11	1,25	2,2746	2,84325	0,002843	-5,86281	-5,78211	-0,0807
jun/11	1,19	2,2664	2,697016	0,002697	-5,91561	-5,86281	-0,0528
jul/11	1,12	2,2299	2,497488	0,002497	-5,99247	-5,91561	-0,07686
ago/11	1,04	2,2851	2,376504	0,002377	-6,04212	-5,99247	-0,04965
set/11	0,98	2,5152	2,464896	0,002465	-6,00561	-6,04212	0,036519
out/11	0,92	2,3798	2,189416	0,002189	-6,12412	-6,00561	-0,11851
nov/11	0,85	2,4303	2,065755	0,002066	-6,18226	-6,12412	-0,05814
dez/11	0,81	2,4112	1,953072	0,001953	-6,23835	-6,18226	-0,05609
jan/12	0,79	2,2847	1,804913	0,001805	-6,31724	-6,23835	-0,07889
fev/12	0,77	2,2889	1,762453	0,001762	-6,34105	-6,31724	-0,02381
mar/12	0,74	2,4372	1,803528	0,001804	-6,31801	-6,34105	0,023038
abr/12	0,71	2,5264	1,793744	0,001794	-6,32345	-6,31801	-0,00544
mai/12	0,69	2,5275	1,743975	0,001744	-6,35159	-6,32345	-0,02814
jun/12	0,66	2,4971	1,648086	0,001648	-6,40814	-6,35159	-0,05655
jul/12	0,64	2,4997	1,599808	0,0016	-6,43787	-6,40814	-0,02973
ago/12	0,61	2,5433	1,551413	0,001551	-6,46859	-6,43787	-0,03072
set/12	0,58	2,544	1,47552	0,001476	-6,51874	-6,46859	-0,05016
out/12	0,57	2,5286	1,441302	0,001441	-6,54221	-6,51874	-0,02346
nov/12	0,56	2,5298	1,416688	0,001417	-6,55943	-6,54221	-0,01723
dez/12	0,54	2,5555	1,37997	0,00138	-6,58569	-6,55943	-0,02626
jan/13	0,53	2,5543	1,353779	0,001354	-6,60486	-6,58569	-0,01916
fev/13	0,53	2,6047	1,380491	0,00138	-6,58532	-6,60486	0,019539
mar/13	0,55	2,6084	1,43462	0,001435	-6,54686	-6,58532	0,038461
abr/13	0,55	2,6342	1,44881	0,001449	-6,53701	-6,54686	0,009843
mai/13	0,54	2,6322	1,421388	0,001421	-6,55612	-6,53701	-0,01911
jun/13	0,56	2,7746	1,553776	0,001554	-6,46707	-6,55612	0,089054
jul/13	0,56	2,7784	1,555904	0,001556	-6,4657	-6,46707	0,001369
ago/13	0,57	2,7081	1,543617	0,001544	-6,47363	-6,4657	-0,00793
set/13	0,77	2,7033	2,081541	0,002082	-6,17465	-6,47363	0,29898
out/13	0,73	2,7116	1,979468	0,001979	-6,22493	-6,17465	-0,05028
nov/13	0,71	2,7039	1,919769	0,00192	-6,25555	-6,22493	-0,03062
dez/13	0,7	2,6161	1,83127	0,001831	-6,30275	-6,25555	-0,0472

Fonte: base de dados pvXchange, 2017.

Euros/Wp	China	Conversor	R\$/Wp	R\$/kWh	Ln(S _t)	Ln(S _{t-1})	Ln (S _t /S _{t-1})
		Euros em R\$					
jan/14	0,7	2,5875	1,81125	0,001811	-6,31374	-6,30275	-0,01099
fev/14	0,69	2,5952	1,790688	0,001791	-6,32516	-6,31374	-0,01142
mar/14	0,69	2,6357	1,818633	0,001819	-6,30967	-6,32516	0,015485
abr/14	0,68	2,7858	1,894344	0,001894	-6,26888	-6,30967	0,040787
mai/14	0,67	2,904	1,94568	0,001946	-6,24214	-6,26888	0,026739
jun/14	0,66	3,0292	1,999272	0,001999	-6,21497	-6,24214	0,027172
jul/14	0,65	3,1557	2,051205	0,002051	-6,18933	-6,21497	0,025644
ago/14	0,64	2,9979	1,918656	0,001919	-6,25613	-6,18933	-0,0668
set/14	0,64	3,043	1,94752	0,001948	-6,2412	-6,25613	0,014932
out/14	0,63	3,1745	1,999935	0,002	-6,21464	-6,2412	0,026558
nov/14	0,62	3,247	2,01314	0,002013	-6,20806	-6,21464	0,006581
dez/14	0,62	3,254	2,01748	0,002017	-6,20591	-6,20806	0,002154
jan/15	0,61	3,2275	1,968775	0,001969	-6,23034	-6,20591	-0,02444
fev/15	0,61	3,1285	1,908385	0,001908	-6,2615	-6,23034	-0,03115
mar/15	0,63	3,0966	1,950858	0,001951	-6,23949	-6,2615	0,022012
abr/15	0,64	3,0545	1,95488	0,001955	-6,23743	-6,23949	0,00206
mai/15	0,65	3,0319	1,970735	0,001971	-6,22935	-6,23743	0,008078
jun/15	0,65	3,0311	1,970215	0,00197	-6,22961	-6,22935	-0,00026
jul/15	0,65	2,9364	1,90866	0,001909	-6,26135	-6,22961	-0,03174
ago/15	0,65	3,09	2,0085	0,002009	-6,21037	-6,26135	0,050987
set/15	0,64	3,104	1,98656	0,001987	-6,22135	-6,21037	-0,01098
out/15	0,65	3,1949	2,076685	0,002077	-6,17698	-6,22135	0,044368
nov/15	0,65	3,2152	2,08988	0,00209	-6,17065	-6,17698	0,006334
dez/15	0,64	3,028	1,93792	0,001938	-6,24614	-6,17065	-0,07549
jan/16	0,66	3,1784	2,097744	0,002098	-6,16689	-6,24614	0,079247
fev/16	0,65	3,4294	2,22911	0,002229	-6,10615	-6,16689	0,06074
mar/16	0,63	3,3837	2,131731	0,002132	-6,15082	-6,10615	-0,04467
abr/16	0,64	3,4939	2,236096	0,002236	-6,10302	-6,15082	0,047797
mai/16	0,63	3,4561	2,177343	0,002177	-6,12965	-6,10302	-0,02663
jun/16	0,62	3,7592	2,330704	0,002331	-6,06158	-6,12965	0,068065
jul/16	0,6	4,0587	2,43522	0,002435	-6,01772	-6,06158	0,043867
ago/16	0,62	4,414	2,73668	0,002737	-5,90101	-6,01772	0,116708
set/16	0,6	4,2441	2,54646	0,002546	-5,97305	-5,90101	-0,07204
out/16	0,59	4,0874	2,411566	0,002412	-6,02748	-5,97305	-0,05443
nov/16	0,58	4,3017	2,494986	0,002495	-5,99347	-6,02748	0,034007
dez/16	0,57	4,3333	2,469981	0,00247	-6,00354	-5,99347	-0,01007
jan/17	0,57	4,3678	2,489646	0,00249	-5,99561	-6,00354	0,00793
fev/17	0,55	4,0894	2,24917	0,002249	-6,09719	-5,99561	-0,10158
mar/17	0,54	3,936	2,12544	0,002125	-6,15378	-6,09719	-0,05658
abr/17	0,53	4,0198	2,130494	0,00213	-6,1514	-6,15378	0,002375
mai/17	0,53	3,5687	1,891411	0,001891	-6,27043	-6,1514	-0,11903
jun/17	0,52	3,6282	1,886664	0,001887	-6,27295	-6,27043	-0,00251
jul/17	0,52	3,5969	1,870388	0,00187	-6,28161	-6,27295	-0,00866

Fonte: base de dados pvXchange, 2017.

APÊNDICE C - Fluxo de Caixa do Sistema de Geração de Energia Fotovoltaica

	1	2	3	4	5
Geração de Energia (ano) kWh	5.040.000,00	5.010.969,60	4.982.106,42	4.953.409,48	4.924.877,84
Tarifa	0,503	0,503	0,503	0,503	0,503
Receita	2.535.120,00	2.520.517,71	2.505.999,53	2.491.564,97	2.477.213,56
(+) Valor disponível para Reinvestimento					
Fluxo de Caixa Bruto	2.535.120,00	2.520.517,71	2.505.999,53	2.491.564,97	2.477.213,56
(-)Manutenção	215.015,85	215.015,85	215.015,85	215.015,85	215.015,85
(-) Inversores + Outros					
Fluxo de Caixa Livre	2.320.104,15	2.305.501,86	2.290.983,68	2.276.549,12	2.262.197,71
Fluxo de Caixa Livre descontado	2.230.869,38	2.131.566,07	2.036.676,15	1.946.003,73	1.859.361,62

	6	7	8	9	10
Geração de Energia (ano) kWh	4.896.510,55	4.868.306,65	4.840.265,20	4.812.385,27	4.784.665,93
Tarifa	0,503	0,503	0,503	0,503	0,503
Receita	2.462.944,81	2.448.758,24	2.434.653,40	2.420.629,79	2.406.686,96
(+) Valor disponível para Reinvestimento					
Fluxo de Caixa Bruto	2.462.944,81	2.448.758,24	2.434.653,40	2.420.629,79	2.406.686,96
(-)Manutenção	215.015,85	215.015,85	215.015,85	215.015,85	215.015,85
(-) Inversores + Outros					
Fluxo de Caixa Livre	2.247.928,96	2.233.742,39	2.219.637,55	2.205.613,94	2.191.671,12
Fluxo de Caixa Livre descontado	1.776.570,91	1.697.460,64	1.621.867,41	1.549.635,10	1.480.614,48

	11	12	13	14	15
Geração de Energia (ano) kWh	4.757.106,26	4.729.705,33	4.702.462,22	4.675.376,04	4.648.445,87
Tarifa	0,503	0,503	0,503	0,503	0,503
Receita	2.392.824,45	2.379.041,78	2.365.338,50	2.351.714,15	2.338.168,27
(+) Valor disponível para Reinvestimento	12.610.909,14				
Fluxo de Caixa Bruto	15.003.733,58	2.379.041,78	2.365.338,50	2.351.714,15	2.338.168,27
(-)Manutenção	215.015,85	215.015,85	215.015,85	215.015,85	215.015,85
(-) Reinvestimento (Inversores e outros)	12.610.909,14				
Fluxo de Caixa Livre	2.177.808,60	2.164.025,93	2.150.322,65	2.136.698,30	2.123.152,43
Fluxo de Caixa Livre descontado	1.414.662,94	1.351.644,21	1.291.428,06	1.233.890,03	1.178.911,18

Fonte: autoria própria.

	16	17	18	19	20
Geração de Energia (ano) kWh	4.621.670,83	4.595.050,00	4.568.582,51	4.542.267,48	4.516.104,02
Tarifa	0,503	0,503	0,503	0,503	0,503
Receita	2.324.700,43	2.311.310,15	2.297.997,00	2.284.760,54	2.271.600,32
(+) Valor disponível para Reinvestimento					
Fluxo de Caixa Bruto	2.324.700,43	2.311.310,15	2.297.997,00	2.284.760,54	2.271.600,32
(-)Manutenção	215.015,85	215.015,85	215.015,85	215.015,85	215.015,85
(-) Reinvestimento (Inversores e outros)					
Fluxo de Caixa Livre	2.109.684,58	2.096.294,30	2.082.981,16	2.069.744,69	2.056.584,47
Fluxo de Caixa Livre descontado	1.126.377,84	1.076.181,41	1.028.218,07	982.388,64	938.598,31

	21	22	23	24	25
Geração de Energia (ano) kWh	4.490.091,26	4.464.228,33	4.438.514,38	4.412.948,54	4.387.529,95
Tarifa	0,503	0,503	0,503	0,503	0,503
Receita	2.258.515,90	2.245.506,85	2.232.572,73	2.219.713,11	2.206.927,57
(+)Reinvestimento + Sucata	12.610.909,14				6.305.454,57
Fluxo de Caixa Bruto	14.869.425,04	2.245.506,85	2.232.572,73	2.219.713,11	8.512.382,13
(-)Manutenção	215.015,85	215.015,85	215.015,85	215.015,85	215.015,85
(-) Reinvestimento (Inversores e outros)	12.610.909,14				
Fluxo de Caixa Livre	2.043.500,06	2.030.491,00	2.017.556,88	2.004.697,27	8.297.366,29
Fluxo de Caixa Livre descontado	896.756,49	856.776,62	818.575,96	782.075,45	3.112.481,51

Fonte: autoria própria.

APÊNDICE D – Investimento em energia solar fotovoltaica em até três anos.

4.1 Construção da Árvore Quadrimonial do *Shopping com três períodos*

A primeira árvore a ser construída será dos possíveis Valores Presentes Líquidos, considerando diferentes combinações para os preços das placas e das tarifas de energia.

No tempo zero, o Valor Presente Líquido do projeto foi de -6.997.111,23. Considerando que o desejo do tomador de decisão seja observar os comportamentos das variáveis e esperar por três períodos para tomar a decisão, verificam-se no primeiro período quatro eventos possíveis:

1º evento – a tarifa de energia e o preço das placas solares aumentam simultaneamente (*P_{1u}*). O Valor Presente Líquido encontrado, considerando esse cenário, foi negativo. Portanto, o valor da opção é igual a zero, pois não será exercida.

$$VPL_1(P_{1u}, I_{1u}) = \sum_{i=1}^N \left\{ \frac{[P_{1u} \times (Q \times (1 - 00576)^{i-1})] - 0,01 \times I_{1u}}{(1 + rf)^i} \right\} - I_{1u} = 0$$

$$V_1(P_{1u}, I_{1u}) = \text{Máx}[VPL_1(P_{1u}, I_{1u}); E(V_2 / P_{1u}, I_{1u})]$$

2º evento – a tarifa de energia sobe e o preço das placas solares diminui (*P_{1d}*). Esse cenário resulta em um Valor Presente Líquido igual a R\$ 11.146.980,56. Sendo esse evento o único entre os quatro que fornecerá um VPL positivo.

$$VPL_1(P_{1d}, I_{1d}) = \sum_{i=1}^N \left\{ \frac{[P_{1d} \times (Q \times (1 - 00576)^{i-1})] - 0,01 \times I_{1d}}{(1 + rf)^i} \right\} - I_{1d} = 11.146.980,56$$

3º evento – a tarifa de energia tem uma queda e o preço das placas solares sobe (*P_{1u}*).

$$VPL_1(P_{1d}, I_{1u}) = \sum_{i=1}^N \left\{ \frac{[P_{1d} \times (Q \times (1 - 00576)^{i-1})] - 0,01 \times I_{1u}}{(1 + rf)^i} \right\} - I_{1u} = 0$$

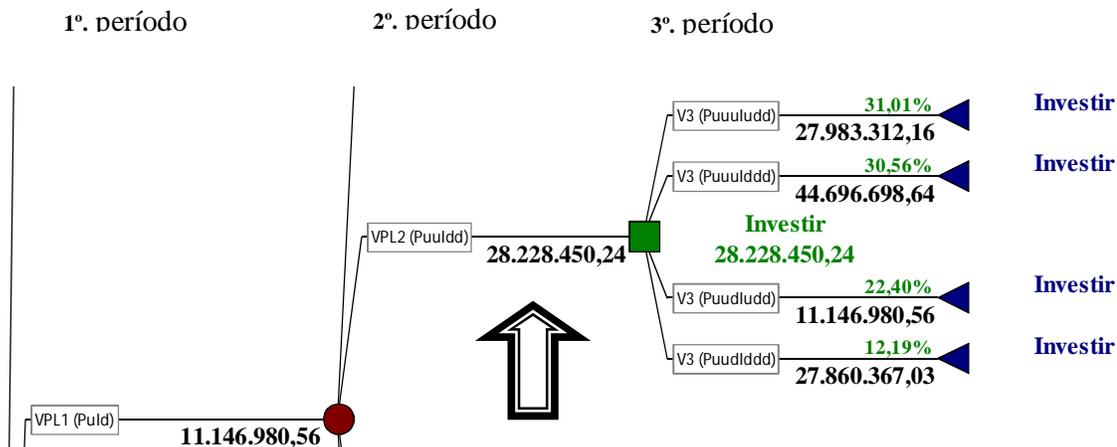
4º evento – a tarifa de energia e o preço das placas solares caem simultaneamente (*P_{1d}*). Esse cenário proporcionará um Valor Presente Líquido negativo e, portanto, a opção não será exercida, pois será igual a zero. Não será interessante para o tomador de decisão investir no projeto diante desse cenário.

$$VPL_1(P_{1d}, I_{1d}) = \sum_{i=1}^N \left\{ \frac{[P_{1d} \times (Q \times (1 - 00576)^{i-1})] - 0,01 \times I_{1d}}{(1 + rf)^i} \right\} - I_{1d} = 0$$

No segundo período, outras quatro ramificações serão consideradas em cada evento. O cenário que proporcionará o maior Valor Presente Líquido será o resultante do segundo evento do primeiro período, que considera a segunda elevação da tarifa de energia e a segunda queda

do preço das placas solares (Puu,Idd), resultando no VPL de R\$28.228.450,00, como demonstrado na figura a seguir, que é um corte da árvore do VPL.

Figura 36- Corte da árvore do Valor Presente Líquido.



Fonte: autoria própria.

Para o segundo período, a representação matemática para obtenção do VPL nas ramificações ficará da seguinte forma:

$$VPL_2(P_2uu, I_2uu) = \sum_{i=1}^N \left\{ \frac{[P_2uu \times (Q \times (1 - 00576)^{i-1})] - 0,01 \times I_2uu}{(1 + rf)^i} \right\} - I_2uu = 0$$

$$VPL_2(P_2uu, I_2ud) = \sum_{i=1}^N \left\{ \frac{[P_2uu \times (Q \times (1 - 00576)^{i-1})] - 0,01 \times I_2ud}{(1 + rf)^i} \right\} - I_2ud = 7.971.256,36$$

$$VPL_2(P_2ud, I_2uu) = \sum_{i=1}^N \left\{ \frac{[P_2ud \times (Q \times (1 - 00576)^{i-1})] - 0,01 \times I_2uu}{(1 + rf)^i} \right\} - I_2uu = 0$$

$$VPL_2(P_2ud, I_2ud) = \sum_{i=1}^N \left\{ \frac{[P_2ud \times (Q \times (1 - 00576)^{i-1})] - 0,01 \times I_2ud}{(1 + rf)^i} \right\} - I_2ud = 0$$

$$VPL_2(P_2uu, I_2du) = \sum_{i=1}^N \left\{ \frac{[P_2uu \times (Q \times (1 - 00576)^{i-1})] - 0,01 \times I_2du}{(1 + rf)^i} \right\} - I_2du = 7.971.256,36$$

$$VPL_2(P_2uu, I_2dd) = \sum_{i=1}^N \left\{ \frac{[P_2uu \times (Q \times (1 - 00576)^{i-1})] - 0,01 \times I_2dd}{(1 + rf)^i} \right\} - I_2dd = 28.228.450,24$$

$$VPL_2(P_2ud, I_2du) = \sum_{i=1}^N \left\{ \frac{[P_2ud \times (Q \times (1 - 00576)^{i-1})] - 0,01 \times I_2du}{(1 + rf)^i} \right\} - I_2du = 0$$

$$VPL_2(P_2ud, I_2dd) = \sum_{i=1}^N \left\{ \frac{[P_2ud \times (Q \times (1 - 00576)^{i-1})] - 0,01 \times I_2dd}{(1 + rf)^i} \right\} - I_2dd = 13.260.082,65$$

$$VPL_2(P_2ud, I_2uu) = \sum_{i=1}^N \left\{ \frac{[P_2ud \times (Q \times (1 - 00576)^{i-1})] - 0,01 \times I_2uu}{(1 + rf)^i} \right\} - I_2uu = 0$$

$$VPL_2(P_2ud, I_2ud) = \sum_{i=1}^N \left\{ \frac{[P_2ud \times (Q \times (1 - 00576)^{i-1})] - 0,01 \times I_2ud}{(1 + rf)^i} \right\} - I_2ud = 0$$

$$VPL_2(P_2dd, I_2uu) = \sum_{i=1}^N \left\{ \frac{[P_2dd \times (Q \times (1 - 00576)^{i-1})] - 0,01 \times I_2uu}{(1 + rf)^i} \right\} - I_2uu = 0$$

$$VPL_2(P_2dd, I_2ud) = \sum_{i=1}^N \left\{ \frac{[P_2dd \times (Q \times (1 - 00576)^{i-1})] - 0,01 \times I_2ud}{(1 + rf)^i} \right\} - I_2ud = 0$$

$$VPL_2(P_2ud, I_2ud) = \sum_{i=1}^N \left\{ \frac{[P_2ud \times (Q \times (1 - 00576)^{i-1})] - 0,01 \times I_2ud}{(1 + rf)^i} \right\} - I_2ud = 0$$

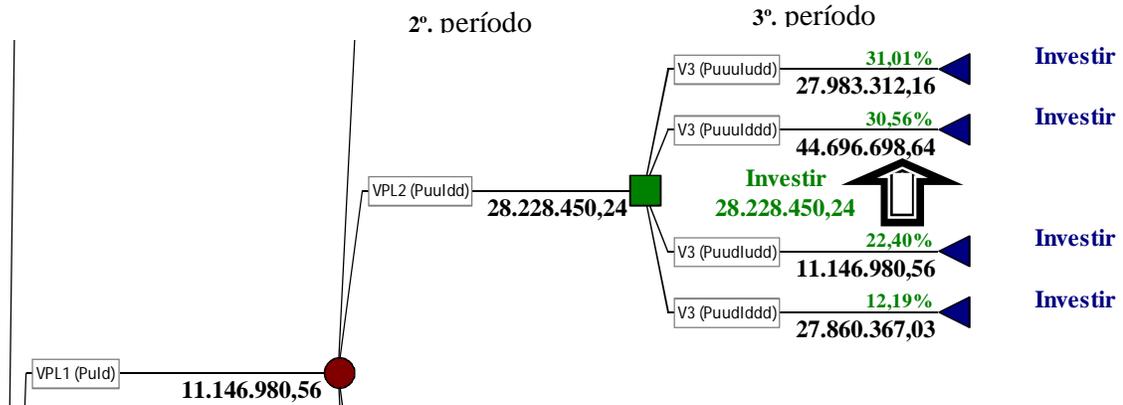
$$VPL_2(P_2ud, I_2dd) = \sum_{i=1}^N \left\{ \frac{[P_2ud \times (Q \times (1 - 00576)^{i-1})] - 0,01 \times I_2dd}{(1 + rf)^i} \right\} - I_2dd = 13.260.082,65$$

$$VPL_2(P_2dd, I_2ud) = \sum_{i=1}^N \left\{ \frac{[P_2dd \times (Q \times (1 - 00576)^{i-1})] - 0,01 \times I_2ud}{(1 + rf)^i} \right\} - I_2ud = 0$$

$$VPL_2(P_2dd, I_2dd) = \sum_{i=1}^N \left\{ \frac{[P_2dd \times (Q \times (1 - 00576)^{i-1})] - 0,01 \times I_2dd}{(1 + rf)^i} \right\} - I_2dd = 1.428.894,04$$

No terceiro período, a combinação identificada com maior impacto no Valor Presente Líquido será três elevações da tarifa de energia e três quedas do preço das placas solares (*Puuulddd*), resultando num VPL de R\$ 44.696.698,64.

Figura 37- Combinação que mais impacta o Valor Presente Líquido no último período.



Fonte: autoria própria.

A representação matemática da figura acima será:

$$VPL_3(P_3uuu, I_3udd) = \sum_{i=1}^N \left\{ \frac{[P_3uuu \times (Q \times (1 - 00576)^{i-1})] - 0,01 \times I_3udd}{(1 + rf)^i} \right\} - I_3udd = 27.983.312,16$$

$$V_3(P_3uuu, I_3udd) = \text{Máx}[VPL_3(P_3uuu, I_3udd); 0] = \text{Investir}$$

$$VPL_3(P_3uuu, I_3ddd) = \sum_{i=1}^N \left\{ \frac{[P_3uuu \times (Q \times (1 - 00576)^{i-1})] - 0,01 \times I_3ddd}{(1 + rf)^i} \right\} - I_3ddd = 44.696.698,64$$

$$V_3(P_3uuu, I_3ddd) = \text{Máx}[VPL_3(P_3uuu, I_3ddd); 0] = \text{Investir}$$

$$VPL_3(P_3uud, I_3udd) = \sum_{i=1}^N \left\{ \frac{[P_3uud \times (Q \times (1 - 00576)^{i-1})] - 0,01 \times I_3udd}{(1 + rf)^i} \right\} - I_3udd = 11.146.980,56$$

$$V_3(P_3uud, I_3udd) = \text{Máx}[VPL_3(P_3uud, I_3udd); 0] = \text{Investir}$$

$$VPL_3(P_3uud, I_3ddd) = \sum_{i=1}^N \left\{ \frac{[P_3uud \times (Q \times (1 - 00576)^{i-1})] - 0,01 \times I_3ddd}{(1 + rf)^i} \right\} - I_3ddd = 27.860.367,03$$

$$V_3(P_3uud, I_3ddd) = \text{Máx}[VPL_3(P_3uud, I_3ddd); 0] = \text{Investir}$$

A regra de decisão em cada nó é obtida comparando o Valor Presente Líquido com o Valor Presente Líquido Esperado. Das (2014, p.73) denomina essa regra de “regra do gatilho”. O tomador de decisão pode se utilizar dessa regra para identificar a recomendação mais valiosa de período em período.

A regra do gatilho será representada, como já descrito anteriormente, pela equação:

$$V_i(P_i w_i, I_i w_i) = \text{Máx}(VPL_i(P_i w_i, I_i w_i); E_i(V_{i+1} / P_i w_i, I_i w_i)) \quad (5.2.3.a)$$

Considerando os fatores de dimensionamento de risco, que representam a probabilidade adicionada na árvore de decisão em cada nó, é possível indicar a ocorrência de um evento, dado a uma probabilidade específica. A recomendação que considerará a decisão ótima será resultante do confronto entre os valores obtidos e o Valor Presente Líquido do período, o que

proporcionará a geração da árvore de decisão quadrimonial. Assim, para cada evento, será recomendada a opção mais valiosa para o gestor: a de “Investir”, caso o VPL esperado seja igual ou inferior ao VPL do período em questão; “Não Investir”, caso o VPL esperado e o VPL do período seja igual a zero; e “Esperar”, para investir no terceiro ano, caso o VPL esperado seja maior que o VPL do período.

4.2 Árvore de decisão

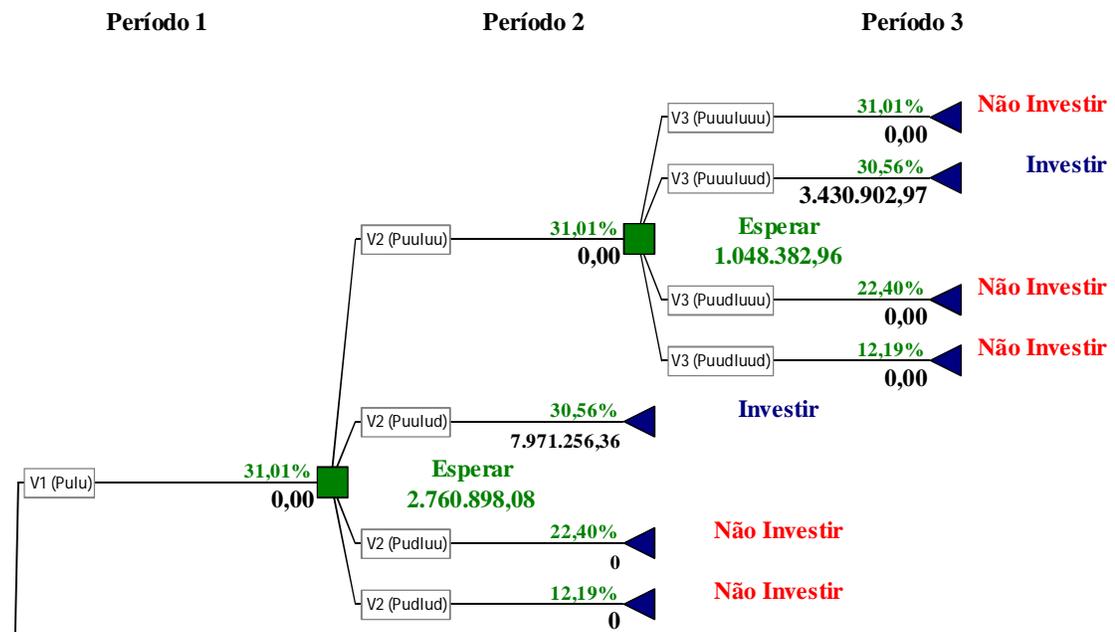
A árvore de Opções Reais mostra as alternativas estratégicas de um determinado evento. Uma árvore de decisão descreve os caminhos estratégicos que o gestor pode percorrer, realizando uma demonstração gráfica dos roteiros de decisão sobre as iniciativas e oportunidades estratégicas ao longo do tempo. Em situações mais complexas, a árvore de decisão deve ser utilizada em conjunto com a análise de casos mais complexos. (MUN, 2002, p. 243-258)

Portanto, o primeiro passo foi identificar oportunidades estratégicas e, em seguida, criar as estimativas de custos e receitas para cada caminho. O segundo passo foi valorizar as estratégias ao longo dos diferentes caminhos e realizar as recomendações de “investir”, “não investir” ou “esperar” para realizar o investimento no terceiro período. Serão determinadas as condições e *timing* ótimos para a realização de cada recomendação. Portanto, em cada nó haverá uma recomendação de decisão ótima.

Inicialmente, como demonstrado na figura 38 a seguir, o VPL (em cor preta) é negativo e, portanto, o valor da opção é igual a zero, ou seja, é recomendado ao gestor que não exerça a opção de investimento em geração de energia solar no tempo presente e que exerça a opção de espera, que possui o valor de R\$ 6.224.029,51, aguardando a ocorrência dos próximos eventos. A árvore de decisão foi construída considerando três períodos e foi confrontada o Valor Presente Líquido esperado em cada nó.

Analisando o primeiro nó do primeiro período, que considera a probabilidade da tarifa de energia e o preço das placas subirem (*Pulu*), a opção mais valiosa é a de espera para investimento 2.760.898,08. Portanto, a recomendação é a de que o gestor do *Shopping* não invista e observe o comportamento das variáveis estocásticas para o próximo período. No segundo período, caso a tarifa de energia e o preço das placas subam novamente (*PuuIuu*), a opção mais valiosa é a de espera; o investimento no segundo período só será recomendado caso a tarifa de energia tenha subido novamente e o preço das placas caído (*PuuIud*). Os dois ramos restantes (*PudIuu* e *PudIud*) apresentaram valores negativos. Portanto, recomenda-se o não investimento. No último ramo do terceiro período da figura a seguir, o investimento somente é recomendado no caso de uma terceira elevação da tarifa de energia e uma queda do preço das placas solares (*PuuuIuud*).

Figura 38- Ramificações do 1º nó do primeiro período da árvore de decisão.



Fonte: autoria própria

$$E_2(V_3 / P_2uu, I_2uu) = \frac{E_3(V_3 / P_2uu, I_2uu)}{1 + rf}$$

$$E_2(V_3 / P_2uu, I_2uu) = \frac{1}{1 + rf} [pa \times V_3(P_3uuu, I_3uuu) + pb \times V_3(P_3uuu, I_3uud) + pc \times V_3(P_3uud, I_3uuu) + pd \times V_3(P_3uud, I_3uud)]$$

$$E_2(V_3 / P_2uu, I_2uu) = [\varphi a \times V_3(P_3uuu, I_3uuu) + \varphi b \times V_3(P_3uuu, I_3uud) + \varphi c \times V_3(P_3uud, I_3uuu) + \varphi d \times V_3(P_3uud, I_3uud)]$$

$$V_2(P_2uu, I_2uu) = \text{Máx}[VPL_2(P_2uu, I_2uu); E_2(V_3 / P_2uu, I_2uu)] = 1.048.382,96$$

$$E_2(V_3 / P_2uu, I_2ud) = \frac{E_3(V_3 / P_2uu, I_2ud)}{1 + rf}$$

$$E_2(V_3 / P_2uu, I_2ud) = \frac{1}{1 + rf} [pa \times V_3(P_3uuu, I_3udu) + pb \times V_3(P_3uuu, I_3udd) + pc \times V_3(P_3uud, I_3udu) + pd \times V_3(P_3uud, I_3udd)]$$

$$E_2(V_3 / P_2uu, I_2ud) = [\varphi a \times V_3(P_3uuu, I_3udu) + \varphi b \times V_3(P_3uuu, I_3udd) + \varphi c \times V_3(P_3uud, I_3udu) + \varphi d \times V_3(P_3uud, I_3udd)]$$

$$V_2(P_2uu, I_2ud) = \text{Máx}[VPL_2(P_2uu, I_2ud); E_2(V_3 / P_2uu, I_2ud)] = 7.971.256,36$$

$$E_2(V_3 / P_2ud, I_2uu) = \frac{E_3(V_3 / P_2ud, I_2uu)}{1 + rf}$$

$$E_2(V_3 / P_2ud, I_2uu) = \frac{1}{1 + rf} [pa \times V_3(P_3udu, I_3uuu) + pb \times V_3(P_3udu, I_3uud) + pc \times V_3(P_3udd, I_3uuu) + pd \times V_3(P_3udd, I_3uud)]$$

$$E_2(V_3 / P_2ud, I_2uu) = [\varphi a \times V_3(P_3udu, I_3uuu) + \varphi b \times V_3(P_3udu, I_3uud) + \varphi c \times V_3(P_3udd, I_3uuu) + \varphi d \times V_3(P_3udd, I_3uud)]$$

$$V_2(P_2ud, I_2uu) = \text{Máx}[VPL_2(P_2ud, I_2uu); E_2(V_3 / P_2ud, I_2uu)] = 0$$

$$E_2(V_3 / P_2ud, I_2ud) = \frac{E_3(V_3 / P_2ud, I_2ud)}{1 + rf}$$

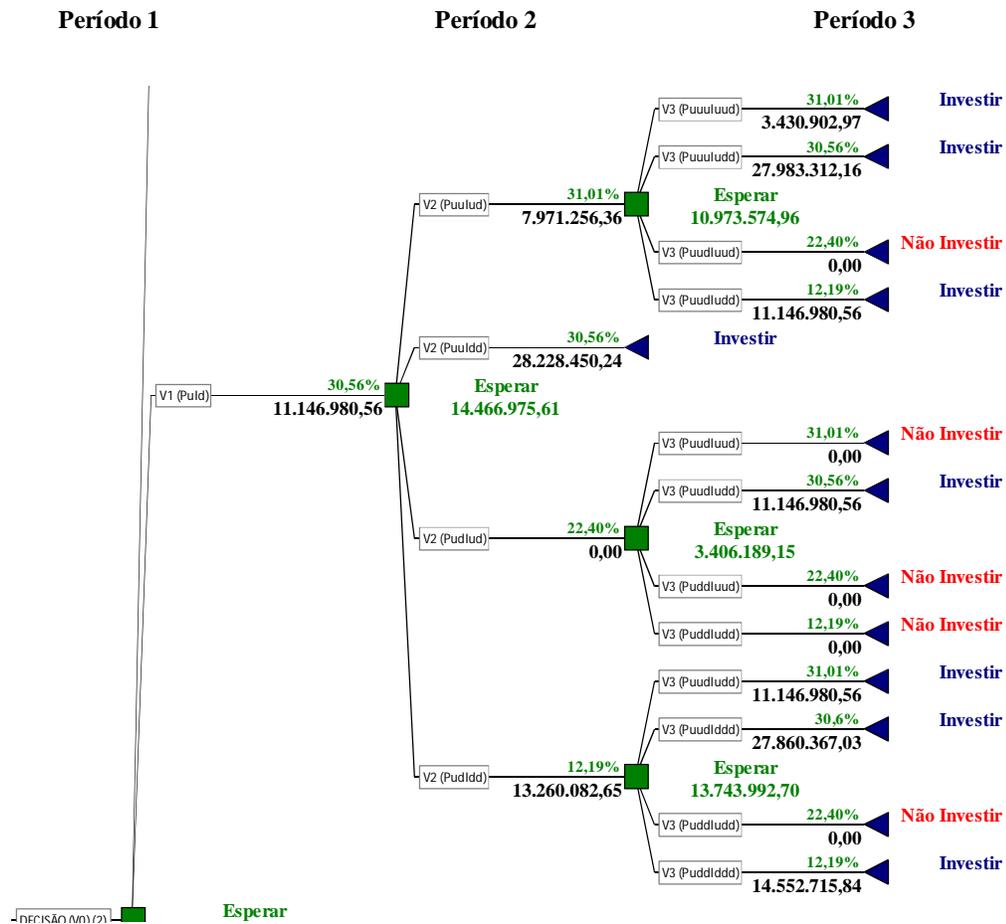
$$E_2(V_3 / P_2ud, I_2ud) = \frac{1}{1 + rf} [pa \times V_3(P_3udu, I_3udu) + pb \times V_3(P_3udu, I_3udd) + pc \times V_3(P_3udd, I_3udu) + pd \times V_3(P_3udd, I_3udd)]$$

$$E_2(V_3 / P_2ud, I_2ud) = [\varphi a \times V_3(P_3udu, I_3udu) + \varphi b \times V_3(P_3udu, I_3udd) + \varphi c \times V_3(P_3udd, I_3udu) + \varphi d \times V_3(P_3udd, I_3udd)]$$

$$V_2(P_2ud, I_2ud) = \text{Máx}[VPL_2(P_2ud, I_2ud); E_2(V_3 / P_2ud, I_2ud)] = 0$$

O segundo nó do primeiro período considera a probabilidade da elevação da tarifa de energia e queda do preço das placas (*PuId*). Ao considerar essa condição, a opção de espera torna-se mais valiosa com o valor de R\$ 14.466.975,61. Ao escolher a espera, o gestor do *Shopping* observará o comportamento das variáveis e, no segundo período, somente realizará o investimento se a tarifa de energia subir novamente e o preço das placas de geração de energia solar fotovoltaica cair pela segunda vez (*PuuIdd*). A opção de espera será mais valiosa e recomendada para as outras três possibilidades (*Puulud*; *PudIud* e *PudIdd*). No terceiro período, nas ramificações resultantes do primeiro nó do segundo período, a recomendação do não investimento somente acontecerá se a tarifa de energia cair e o preço das placas aumentar (*PuudIudu*) no terceiro período. Nas ramificações resultantes do terceiro nó do segundo período, o investimento somente será recomendado se a tarifa de energia subir e o preço das placas caírem (*PuduIudd*). No quarto nó do último período, resultante da ramificação do segundo nó do segundo período, não será recomendado o investimento, caso a tarifa de energia caia e o preço das placas aumente (*PuddIddu*).

Figura 39- Ramificações do segundo nó do primeiro período da árvore de decisão.



Fonte: a própria.

A representação ficará conforme a seguir:

$$E_2(V_3 / P_2uu, I_2ud) = \frac{E_3(V_3 / P_2uu, I_2ud)}{1 + rf}$$

$$E_2(V_3 / P_2uu, I_2ud) = \frac{1}{1 + rf} [pa \times V_3(P_3uuu, I_3udu) + pb \times V_3(P_3uuu, I_3udd) + pc \times V_3(P_3uud, I_3udu) + pd \times V_3(P_3uud, I_3udd)]$$

$$E_2(V_3 / P_2uu, I_2ud) = [\varphi a \times V_3(P_3uuu, I_3udu) + \varphi b \times V_3(P_3uuu, I_3udd) + \varphi c \times V_3(P_3uud, I_3udu) + \varphi d \times V_3(P_3uud, I_3udd)]$$

$$V_2(P_2uu, I_2ud) = \text{Máx}[VPL_2(P_2uu, I_2ud); E_2(V_3 / P_2uu, I_2ud)] = 10.973.574,96$$

$$E_2(V_3 / P_2uu, I_2dd) = \frac{E_3(V_3 / P_2uu, I_2dd)}{1 + rf}$$

$$E_2(V_3 / P_2uu, I_2dd) = \frac{1}{1 + rf} [pa \times V_3(P_3uuu, I_3ddu) + pb \times V_3(P_3uuu, I_3ddd) + pc \times V_3(P_3uud, I_3ddu) + pd \times V_3(P_3uud, I_3ddd)]$$

$$E_2(V_3 / P_2uu, I_2dd) = [\varphi a \times V_3(P_3uuu, I_3ddu) + \varphi b \times V_3(P_3uuu, I_3ddd) + \varphi c \times V_3(P_3uud, I_3ddu) + \varphi d \times V_3(P_3uud, I_3ddd)]$$

$$V_2(P_2uu, I_2dd) = \text{Máx}[VPL_2(P_2uu, I_2dd); E_2(V_3 / P_2uu, I_2dd)] = 28.228.450,24$$

$$E_2(V_3 / P_2ud, I_2ud) = \frac{E_3(V_3 / P_2ud, I_2ud)}{1 + rf}$$

$$E_2(V_3 / P_2ud, I_2ud) = \frac{1}{1 + rf} [pa \times V_3(P_3udu, I_3udu) + pb \times V_3(P_3udu, I_3udd) + pc \times V_3(P_3udd, I_3udu) + pd \times V_3(P_3udd, I_3udd)]$$

$$E_2(V_3 / P_2ud, I_2ud) = [\varphi a \times V_3(P_3udu, I_3udu) + \varphi b \times V_3(P_3udu, I_3udd) + \varphi c \times V_3(P_3udd, I_3udu) + \varphi d \times V_3(P_3udd, I_3udd)]$$

$$V_2(P_2ud, I_2ud) = \text{Máx}[VPL_2(P_2ud, I_2ud); E_2(V_3 / P_2ud, I_2ud)] = 3,406.189,15$$

$$E_2(V_3 / P_2ud, I_2dd) = \frac{E_3(V_3 / P_2ud, I_2dd)}{1 + rf}$$

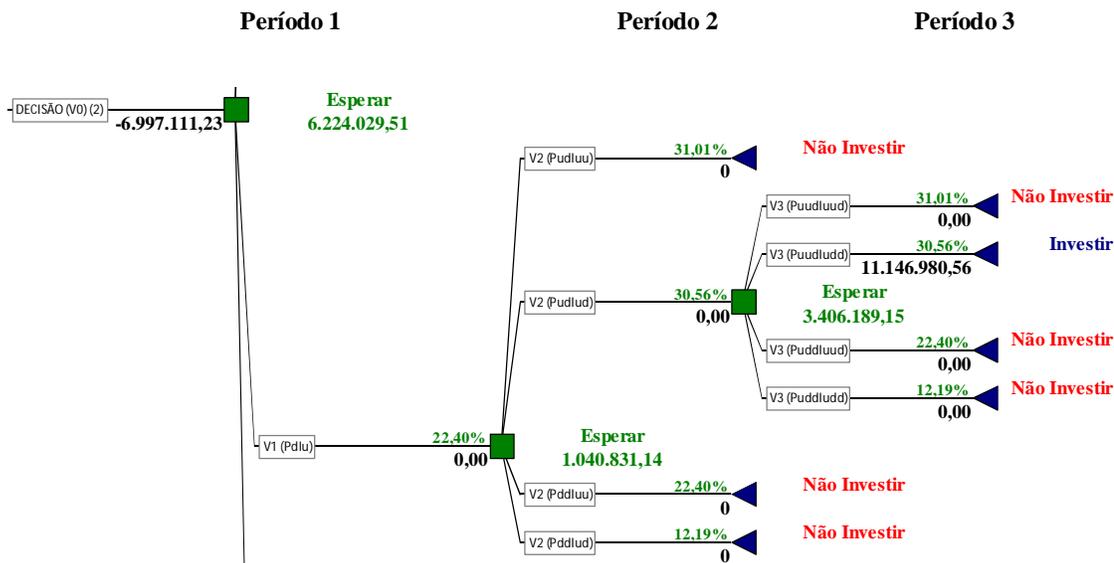
$$E_2(V_3 / P_2ud, I_2dd) = \frac{1}{1 + rf} [pa \times V_3(P_3udu, I_3ddu) + pb \times V_3(P_3udu, I_3ddd) + pc \times V_3(P_3udd, I_3ddu) + pd \times V_3(P_3udd, I_3ddd)]$$

$$E_2(V_3 / P_2ud, I_2dd) = [\varphi a \times V_3(P_3udu, I_3ddu) + \varphi b \times V_3(P_3udu, I_3ddd) + \varphi c \times V_3(P_3udd, I_3ddu) + \varphi d \times V_3(P_3udd, I_3ddd)]$$

$$V_2(P_2ud, I_2dd) = \text{Máx}[VPL_2(P_2ud, I_2dd); E_2(V_3 / P_2ud, I_2dd)] = 13.743.992,70$$

No terceiro nó do primeiro período, caso a tarifa de energia caia e o preço das placas solares suba, a recomendação é a de que o gestor continue a esperar, pois considerando esses eventos, o investimento não será interessante no primeiro período e a opção mais valiosa é a de esperar, cujo valor é de R\$ 1.040.831,14. O investimento somente será interessante no terceiro período, caso a tarifa de energia suba, após ter caído no primeiro período, subido no segundo e o preço das placas de energia tenha uma segunda queda (*PduuIudd*).

Figura 40- Ramificações do 3º nó do primeiro período da árvore de decisão.



Fonte: autoria própria.

A representação matemática ficará conforme a seguir:

$$E_2(V_3 / P_2 du, I_2 uu) = \frac{E_3(V_3 / P_2 du, I_2 uu)}{1 + rf}$$

$$E_2(V_3 / P_2 du, I_2 uu) = \frac{1}{1 + rf} [pa \times V_3(P_3 duu, I_3 uuu) + pb \times V_3(P_3 duu, I_3 uud) + pc \times V_3(P_3 dud, I_3 uuu) + pd \times V_3(P_3 dud, I_3 uud)]$$

$$E_2(V_3 / P_2 du, I_2 uu) = [\varphi a \times V_3(P_3 duu, I_3 uuu) + \varphi b \times V_3(P_3 duu, I_3 uud) + \varphi c \times V_3(P_3 dud, I_3 uuu) + \varphi d \times V_3(P_3 dud, I_3 uud)]$$

$$V_2(P_2 du, I_2 uu) = \text{Máx}[VPL_2(P_2 du, I_2 uu); E_2(V_3 / P_2 du, I_2 uu)] = 0$$

$$E_2(V_3 / P_2 du, I_2 ud) = \frac{E_3(V_3 / P_2 du, I_2 ud)}{1 + rf}$$

$$E_2(V_3 / P_2 du, I_2 ud) = \frac{1}{1 + rf} [pa \times V_3(P_3 duu, I_3 udu) + pb \times V_3(P_3 duu, I_3 udd) + pc \times V_3(P_3 dud, I_3 udu) + pd \times V_3(P_3 dud, I_3 udd)]$$

$$E_2(V_3 / P_2 du, I_2 ud) = [\varphi a \times V_3(P_3 duu, I_3 udu) + \varphi b \times V_3(P_3 duu, I_3 udd) + \varphi c \times V_3(P_3 dud, I_3 udu) + \varphi d \times V_3(P_3 dud, I_3 udd)]$$

$$V_2(P_2 du, I_2 ud) = \text{Máx}[VPL_2(P_2 du, I_2 ud); E_2(V_3 / P_2 du, I_2 ud)] = 3.406.189,15$$

$$E_2(V_3 / P_2 dd, I_2 uu) = \frac{E_3(V_3 / P_2 dd, I_2 uu)}{1 + rf}$$

$$E_2(V_3 / P_2 dd, I_2 uu) = \frac{1}{1 + rf} [pa \times V_3(P_3 ddu, I_3 uuu) + pb \times V_3(P_3 ddu, I_3 uud) + pc \times V_3(P_3 ddd, I_3 uuu) + pd \times V_3(P_3 ddd, I_3 uud)]$$

$$E_2(V_3 / P_2 dd, I_2 uu) = [\varphi a \times V_3(P_3 ddu, I_3 uuu) + \varphi b \times V_3(P_3 ddu, I_3 uud) + \varphi c \times V_3(P_3 ddd, I_3 uuu) + \varphi d \times V_3(P_3 ddd, I_3 uud)]$$

$$V_2(P_2 dd, I_2 uu) = \text{Máx}[VPL_2(P_2 dd, I_2 uu); E_2(V_3 / P_2 dd, I_2 uu)] = 0$$

$$E_2(V_3 / P_2 dd, I_2 ud) = \frac{E_3(V_3 / P_2 dd, I_2 ud)}{1 + rf}$$

$$E_2(V_3 / P_2 dd, I_2 ud) = \frac{1}{1 + rf} [pa \times V_3(P_3 ddu, I_3 udu) + pb \times V_3(P_3 ddu, I_3 udd) + pc \times V_3(P_3 ddd, I_3 udu) + pd \times V_3(P_3 ddd, I_3 udd)]$$

$$E_2(V_3 / P_2 dd, I_2 ud) = [\varphi a \times V_3(P_3 ddu, I_3 udu) + \varphi b \times V_3(P_3 ddu, I_3 udd) + \varphi c \times V_3(P_3 ddd, I_3 udu) + \varphi d \times V_3(P_3 ddd, I_3 udd)]$$

$$V_2(P_2 dd, I_2 ud) = \text{Máx}[VPL_2(P_2 dd, I_2 ud); E_2(V_3 / P_2 dd, I_2 ud)] = 0$$

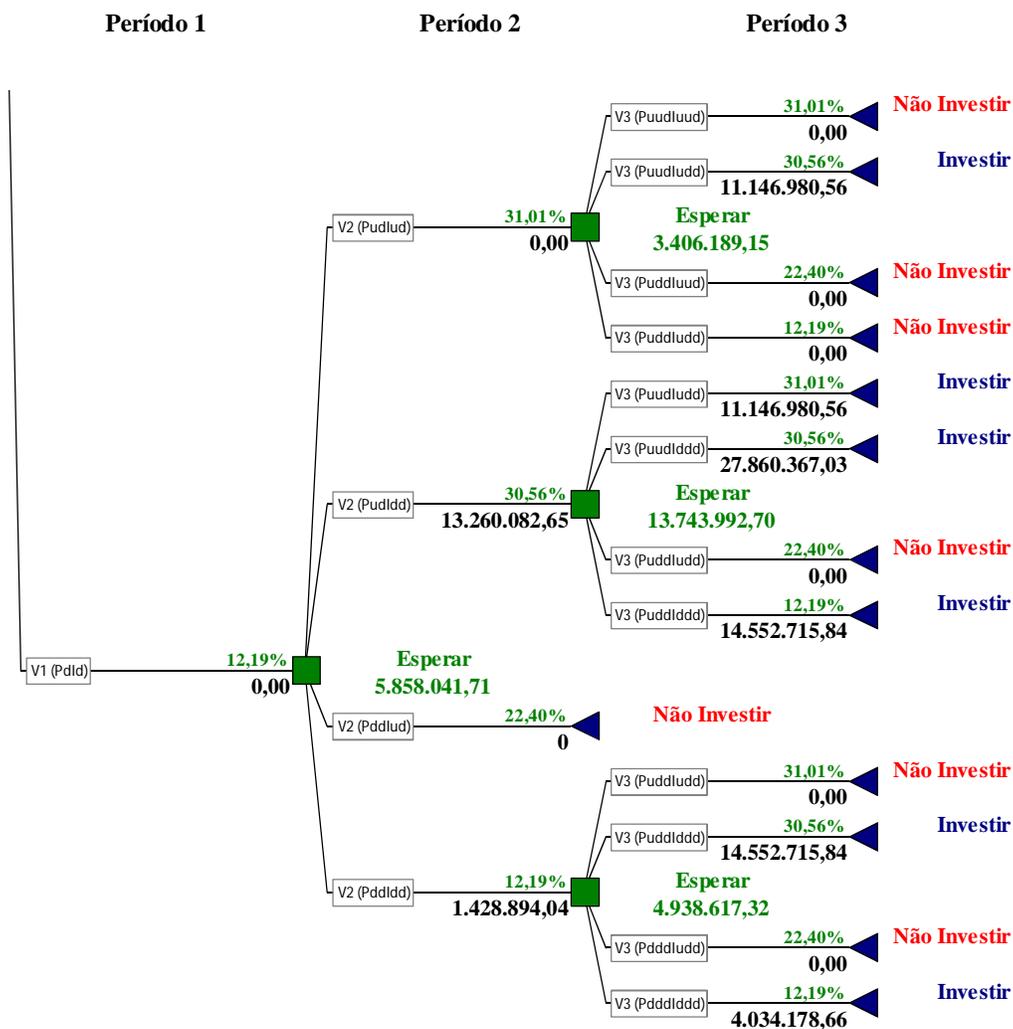
Conforme o corte da árvore, demonstrado na figura anterior, é recomendado ao gestor desistir do projeto no segundo período, caso a tarifa de energia caia novamente e o preço das placas sofra uma subida ou uma queda. A recomendação de esperar ocorre somente no caso de a tarifa de energia, após ter queda no primeiro período, subir no segundo período, e o preço das placas, após elevação no primeiro período, cair no segundo período. O investimento no terceiro período somente será recomendado, caso a tarifa de energia suba novamente o preço das placas tenha uma nova queda.

O quarto nó do primeiro período considera uma queda simultânea da tarifa de energia e do preço das placas de energia (*PdId*). Para esse cenário, a opção de espera é a mais valiosa e recomendada, resultando em quatro ramificações para o segundo período. No segundo período, a opção de não investir será recomendada, caso a tarifa de energia caia e o preço das placas

solares de geração suba (*Pddlud*). A opção de espera é recomendada para os seguintes cenários: elevação da tarifa de energia e elevação do preço das placas solares (*Pudlud*), elevação da tarifa de energia e queda no preço das placas solares (*Pudlud*) e queda na tarifa de energia e nos preços das placas solares (*Pddlud*).

A figura 41 a seguir é referente a um corte da árvore de decisão.

Figura 41- Ramificações do 4º nó do primeiro período da árvore de decisão.



Fonte: autoria própria.

A representação matemática será:

$$E_2(V_3 / P_2ud, I_2ud) = \frac{E_3(V_3 / P_2ud, I_2ud)}{1 + rf}$$

$$E_2(V_3 / P_2ud, I_2ud) = \frac{1}{1 + rf} [pa \times V_3(P_3udu, I_3udu) + pb \times V_3(P_3udu, I_3udd) + pc \times V_3(P_3udd, I_3udu) + pd \times V_3(P_3udd, I_3udd)]$$

$$E_2(V_3 / P_2ud, I_2ud) = [\varphi a \times V_3(P_3udu, I_3udu) + \varphi b \times V_3(P_3udu, I_3udd) + \varphi c \times V_3(P_3udd, I_3udu) + \varphi d \times V_3(P_3udd, I_3udd)]$$

$$V_2(P_2ud, I_2ud) = \text{Máx}[VPL_2(P_2ud, I_2ud); E_2(V_3 / P_2ud, I_2ud)] = 3.406.189,15$$

$$E_2(V_3 / P_2ud, I_2dd) = \frac{E_3(V_3 / P_2ud, I_2dd)}{1 + rf}$$

$$E_2(V_3 / P_2ud, I_2dd) = \frac{1}{1 + rf} [pa \times V_3(P_3udu, I_3ddu) + pb \times V_3(P_3udu, I_3ddd) + pc \times V_3(P_3udd, I_3ddu) + pd \times V_3(P_3udd, I_3ddd)]$$

$$E_2(V_3 / P_2ud, I_2dd) = [\varphi a \times V_3(P_3udu, I_3ddu) + \varphi b \times V_3(P_3udu, I_3ddd) + \varphi c \times V_3(P_3udd, I_3ddu) + \varphi d \times V_3(P_3udd, I_3ddd)]$$

$$V_2(P_2ud, I_2dd) = \text{Máx}[VPL_2(P_2ud, I_2dd); E_2(V_3 / P_2ud, I_2dd)] = 13.743.992,70$$

$$E_2(V_3 / P_2dd, I_2ud) = \frac{E_3(V_3 / P_2dd, I_2ud)}{1 + rf}$$

$$E_2(V_3 / P_2dd, I_2ud) = \frac{1}{1 + rf} [pa \times V_3(P_3ddu, I_3udu) + pb \times V_3(P_3ddu, I_3udd) + pc \times V_3(P_3ddd, I_3udu) + pd \times V_3(P_3ddd, I_3udd)]$$

$$E_2(V_3 / P_2dd, I_2ud) = [\varphi a \times V_3(P_3ddu, I_3udu) + \varphi b \times V_3(P_3ddu, I_3udd) + \varphi c \times V_3(P_3ddd, I_3udu) + \varphi d \times V_3(P_3ddd, I_3udd)]$$

$$V_2(P_2dd, I_2ud) = \text{Máx}[VPL_2(P_2dd, I_2ud); E_2(V_3 / P_2dd, I_2ud)] = 0$$

$$E_2(V_3 / P_2dd, I_2dd) = \frac{E_3(V_3 / P_2dd, I_2dd)}{1 + rf}$$

$$E_2(V_3 / P_2dd, I_2dd) = \frac{1}{1 + rf} [pa \times V_3(P_3ddu, I_3ddu) + pb \times V_3(P_3ddu, I_3ddd) + pc \times V_3(P_3ddd, I_3ddu) + pd \times V_3(P_3ddd, I_3ddd)]$$

$$E_2(V_3 / P_2dd, I_2dd) = [\varphi a \times V_3(P_3ddu, I_3ddu) + \varphi b \times V_3(P_3ddu, I_3ddd) + \varphi c \times V_3(P_3ddd, I_3ddu) + \varphi d \times V_3(P_3ddd, I_3ddd)]$$

$$V_2(P_2dd, I_2dd) = \text{Máx}[VPL_2(P_2dd, I_2dd); E_2(V_3 / P_2dd, I_2dd)] = 4.938.617,32$$

No segundo período, as combinações dos quatro estados possíveis da tarifa de energia e preços das placas solares resultaram em oito combinações com a recomendação de “esperar” para investir no terceiro período; duas combinações com a recomendação de “investir” e seis recomendações para “não investir”, como apresentado na tabela a seguir:

Tabela 22- Resumo das recomendações para auxiliar na decisão estratégica no segundo período.

Combinações	Quantidade	Decisão
<i>PuuIuu</i>	1	Esperar
<i>PuuIud</i>	1	Esperar
<i>PudIud</i>	3	Esperar
<i>PudIdd</i>	2	Esperar
<i>PddIdd</i>	1	Esperar
<i>PuuIud</i>	1	Investir
<i>PuuIdd</i>	1	Investir
<i>PudIuu</i>	2	Não Investir
<i>PudIud</i>	1	Não Investir
<i>PddIuu</i>	1	Não Investir
<i>PddIud</i>	2	Não Investir

Fonte: autoria própria.

É observado que, no último período, vinte e uma alternativas se destacam, com sete combinações entre a tarifa de energia e o preço das placas, como sendo interessantes para a opção de investimento no sistema de geração de energia fotovoltaica, e dezessete alternativas com seis combinações apontam a alternativa de não realizar o investimento.

As sete combinações que apontaram o investimento foram:

Tabela 23- Combinações com os fatores de subida e descida que tornaram a decisão de investir recomendada.

Combinações	Quantidade	Decisão
<i>PuuuIuud</i>	1	Investir
<i>PuuuIudd</i>	1	Investir
<i>PuuuIddd</i>	3	Investir
<i>PuudIudd</i>	2	Investir
<i>PuudIddd</i>	1	Investir
<i>PuddIddd</i>	1	Investir
<i>PdddIddd</i>	1	Investir

Fonte: autoria própria.

A relação inversa entre as variáveis estocásticas proporciona a recomendação de investir como sendo a mais valiosa quando a tarifa de energia subir e o preço das placas cair em períodos subsequentes. A exceção ocorre no último nó do terceiro período, em que caem as duas variáveis em todos os períodos estudados.

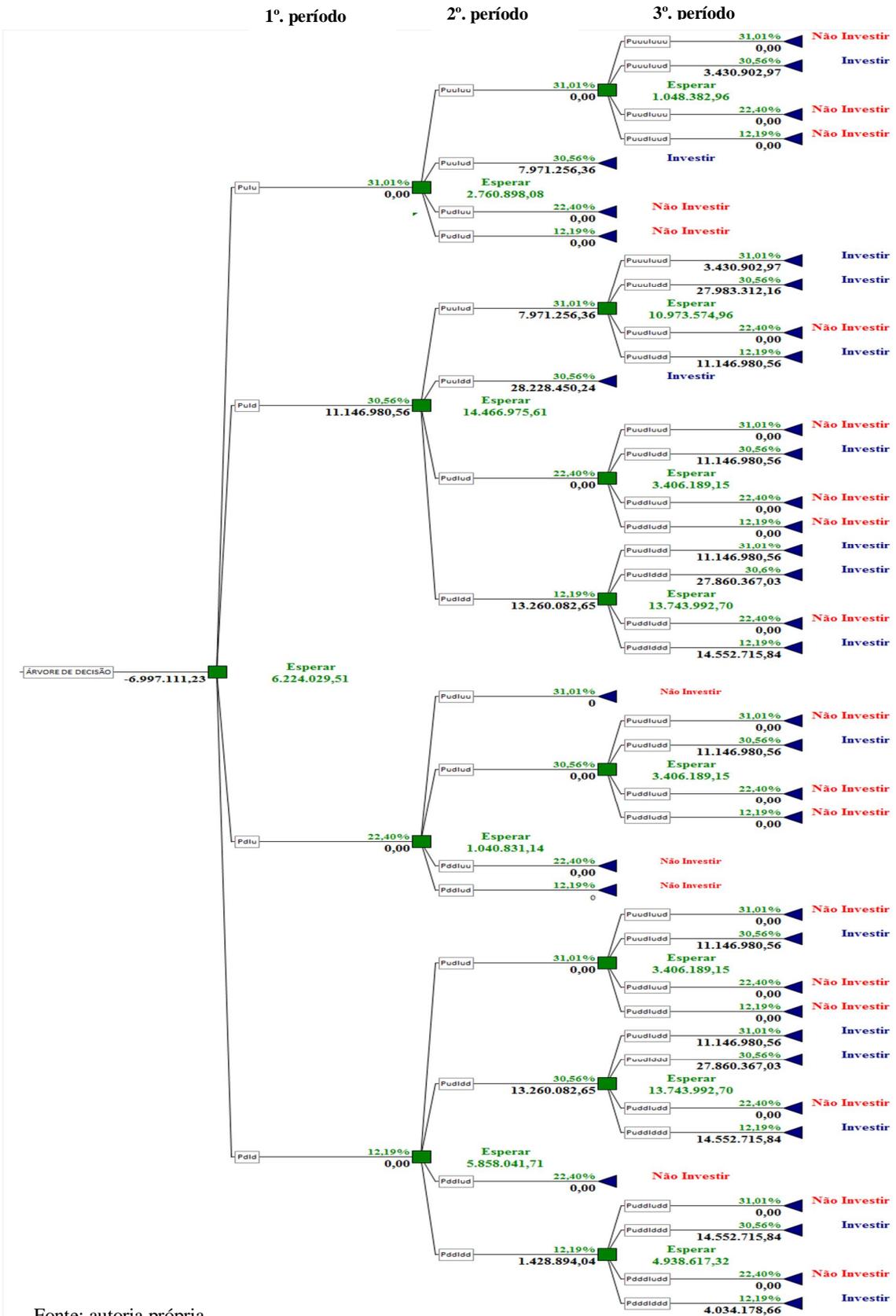
As combinações que resultaram na recomendação de não investir estão descritas na tabela 24 a seguir:

Tabela 24- Combinações com os fatores de subida e descida que tornaram a decisão de não investir recomendada

Combinações	Quantidade	Decisão
<i>Puuuuuuu</i>	1	Não Investir
<i>Puuduuuu</i>	1	Não Investir
<i>Puudluud</i>	5	Não Investir
<i>Puddluud</i>	3	Não Investir
<i>Puddludd</i>	6	Não Investir
<i>Pdddluud</i>	1	Não Investir

Fonte: autoria própria

Os resultados encontrados e as recomendações estão demonstrados no diagrama a seguir:



Fonte: autoria própria.

APÊNDICE E – Linguagem de Programação MATLAB

```
clear all

clc

tic

%%

% Input Data
I = 63447055.96;
P = 3814861.25;
u_P = 1.124794104;
u_I = 1.2120341;
d_P = 1/u_P;
d_I = 1/u_I;
n = 14.61356; % factor
NP = 04; % Number of periods
Phi = [0.3101126 0.30557056 0.22396289 0.1218924];

%%

% CREATES TREE

% Computes number of leafs based on NP
nl = 0;
for i=1:NP
    nl = nl + 4^(i-1);
end
leaf.num = nl;
leaf.id = zeros(nl,1);
leaf.level = zeros(nl,1);
leaf.FatherId = -ones(nl,1);
```

```

leaf.P = P*ones(nl,1);

leaf.I = I*ones(nl,1);

leaf.result = zeros(nl,1); % 1 - Invest, 0 - Not to..

leaf.VPL = max(-leaf.I(1)+n*leaf.P(1),0)*ones(nl,1);

leaf.Option = zeros(nl,1);

leaf.idSons = -1*ones(nl,4); % [uu ud du dd]

leaf.Decision = -1*ones(nl,1); % 0 - wait, 1 - invest, 2- not to invest, -1 - Father invested

tree.leafs = leaf;

% tree.leafs.num = nl;

% tree.leafs.id(1) = 1;

% tree.leafs.level(1) = 1;

% tree.leafs.FatherId(1) = -1;

% tree.leafs.P(1) = P;

% tree.leafs.I(1) = I;

% tree.leafs.result(1) = 0; % 1 - Invest, 0 - Not to..

% tree.leafs.VPL(1) = max(-tree.leafs.I(1)+n*tree.leafs.P(1),0);

% tree.leafs.Option(1) = 0;

% tree.leafs.idSons(1,:) = [-1 -1 -1 -1]; % [uu ud du dd]

% tree.leafs.Decision(1) = -1; % 0 - wait, 1 - invest, 2- not to invest, -1 - Father invested

% end

%%

% Computes VPL for leafs of the tree

cont = 1;

idAcum = 0;

```

```

for i=1:NP
    % number of leafs in current level
    nleafs = 4^(i-1);
    for nl = 1:nleafs
        fatherId = idAcum + nl;
        tree.leafs.level(fatherId) = i;
        for ison = 1:4
            if i<NP
                idSon = cont+1;
                tree.leafs.idSons(fatherId,ison) = idSon;
                % Sets values for sons
                tree.leafs.FatherId(idSon) = fatherId;
                tree.leafs.Decision(fatherId) = -1;
                tree.leafs.P(idSon) = ((ison==1 || ison==2)*u_P + (ison==3 ||
ison==4)*d_P)*tree.leafs.P(fatherId);
                tree.leafs.I(idSon) = ((ison==1 || ison==3)*u_I + (ison==2 ||
ison==4)*d_I)*tree.leafs.I(fatherId);
                tree.leafs.VPL(idSon) = max(-tree.leafs.I(idSon)+n*tree.leafs.P(idSon),0);
                cont = cont+1;
            else
                tree.leafs.idSons(fatherId,ison) = -1;
                tree.leafs.Decision(fatherId) = -1;
            end
        end
    end
    if i == NP
        tree.leafs.Option(fatherId) = tree.leafs.VPL(fatherId);
    end
end
end

```

```

    idAcum = idAcum + nleafs;
end

% Computes Option values for leafs of the tree
for i=NP-1:-1:1
    % number of leafs in current level
    nleafs = 4^(i-1);
    idBefore = 4^(i-2);
    for nl = 1:nleafs
        idLeaf = floor(idBefore + nl);
        tree.leafs.Option(idLeaf) =
max(tree.leafs.VPL(idLeaf),sum(Phi.*tree.leafs.Option(tree.leafs.idSons(idLeaf,:))));
    end
end

% Computes Decision for leafs of the tree
if tree.leafs.Option(1) > tree.leafs.VPL(1)
    tree.leafs.Decision(1) = 0;
end

idAcum = 1;
for i=2:NP
    % number of leafs in current level
    nleafs = 4^(i-1);
    for nl = 1:nleafs
        idLeaf = idAcum + nl;
        if tree.leafs.Option(idLeaf) > tree.leafs.VPL(idLeaf)

```

```

    if tree.leafs.Decision(tree.leafs.FatherId(idLeaf))==0
        tree.leafs.Decision(idLeaf) = 0;
    end
else
    if tree.leafs.Option(idLeaf) == 0
        if tree.leafs.Decision(tree.leafs.FatherId(idLeaf)) == 0
            tree.leafs.Decision(idLeaf) = 2;
        end
    else
        if tree.leafs.Decision(tree.leafs.FatherId(idLeaf)) == 0
            tree.leafs.Decision(idLeaf) = 1;
        end
    end
end
end
end
end
idAcum = idAcum + nleafs;
end
a = 1;

% tree.leafs.VPL(1)'
% tree.leafs.VPL(2:5)'
% tree.leafs.VPL(6:21)'
% Imprime os valores dos 4 periodos
tree.leafs.Option(1)'
tree.leafs.Option(2:5)'
tree.leafs.Option(6:21)'
% tree.leafs.Option(22:85)'

```

```
% Imprime os valores dos 4 periodos
```

```
tree.leafs.Decision(1)'
```

```
tree.leafs.Decision(2:5)'
```

```
tree.leafs.Decision(6:21)'
```

```
% tree.leafs.Decision(22:85)'
```

```
toc
```

```
a = 1;
```

```
%%
```

APÊNDICE F – Dimensionamento do sistema de geração com PV*SOL

PV*SOL premium 2018 (R9) - [SHOPPING SOLAR.pvpr]

Arquivo Base de dados Opções Idioma Ajuda

Tipo de sistema, clima e rede

Tipo de sistema

Sistema fixo conectado à rede com consumidores elétricos

Tipo de modelagem

Modelar sistema em 3D

Dados climáticos

País		Local	
Brasil		Volta Redonda	
Latitude	-22° 31' 23" (-22,52°)	Soma anual da irradiação global	1682 kWh/m ²
Longitude	-44° 6' 15" (-44,1°)	Média anual da temperatura	22,5 °C
Fuso horário	UTC-3	Período	1991 - 2010
Resolução	Por hora	Parâmetros da simulação	

Rede c.a.

Tensão (N+1)	230 V
Quantidade de fases	3-fásico
cos φ	1
Limitação da potência de injeção	Não

Quantidade de módulos definida em Module area 1: 9788 (Quantidade de módulos configurados: 9800)

A tarifa de consumo selecionada não é válida para o país do registro climático.

PT 01:16 22/10/2018

PV*SOL premium 2018 (R9) - [SHOPPING SOLAR.pvprj]

Arquivo Base de dados Opções Idioma Ajuda

Módulos fotovoltaicos

Empresa: Canadian Solar Inc. Modelo: CS6X-310P-FG (Cópia)

Seleção apenas dos favoritos
 Photo Plan - Previsão fotográfica da cobertura do telhado
 Ocupação gráfica

Número de módulos: 9788 3034,28 kWp [Calcular em relação ao consumo](#)

Situação de montagem: Montagem elevada - espaço livre

Rastreamento: Nenhum

Inclinação: 20°

Orientação: 180°



Azimute 180°

[Mais parâmetros](#)

Potência do gerador fotovoltaico: 3034,28 kWp
 Área do gerador fotovoltaico: 18.781,5 m²

 Quantidade de módulos definida em Module area 1: 9788 (Quantidade de módulos configurados: 9800)
 A tarifa de consumo selecionada não é válida para o país do registro climático.

PT 01:14
 22/10/2018

PV*SOL premium 2018 (R9) - [SHOPPING SOLAR.pvpr]

Arquivo Base de dados Opções Idioma Ajuda

Inversor

Configurar áreas de módulos juntas

Module area 1

Propor configuração (com base na seleção) Selecionar configuração

VERIFICAÇÃO VALORES ALTERAR

CONFIGURAÇÃO: Module area 1

INVERSOR 1: Conexão polstring

✓ 2 x ABB PVS800-57-1000KW-C

Otimizador de potência

✓ PMP 1: 160 Strings x 21 Módulos em série

INVERSOR 2: Conexão polstring

✓ 1 x ABB PVS800-57-1000KW-C

Otimizador de potência

✓ PMP 1: 140 Strings x 22 Módulos em série

Novo inversor

Área do módulo:

Module area 1 9788 x CS6X-310P-FG (Cópia) = 3034,28 kWp

Opções: [Verificar sistema](#)
[Limites de configuração](#)
 Selecionar o inversor apenas entre os favoritos

Quantidade de módulos definida em Module area 1: 9788 (Quantidade de módulos configurados: 9800)
 A tarifa de consumo selecionada não é válida para o país do registro climático.

PT 01:15 22/10/2018

Cálculo do Payback online x O Inversor Solar | Portal x

Seguro | <https://www.portalsolar.com.br/o-inversor-solar.html>

14. Quanto custa o inversor solar?

No caso de sistemas conectados à rede, você vai comprar o sistema fotovoltaico todo (Painéis + Inversores + Estrutura de Fixação + Materiais elétricos + Instalação e Projeto). Portanto o preço do inversor será diluído.

Os inversores são, principalmente, vprezificados de acordo com a sua potência nominal (1.5kWp, 5kWp, 100kWp etc). Quanto maior for o inversor, mais barato é o preço pela potência. Exemplo: Um inversor de 100kWp pode custar R\$100.000,00 e um inversor de 1.5kWp pode custar R\$4.000,00. Ou seja, neste caso, o inversor de 100kWp custa R\$1.000,00 por kWp e o inversor de 1.5kWp custa R\$2.666,00 por kWp.

Preços típicos, médios, de inversores grid-tie **no varejo** (Janeiro de 2018):

- Inversor solar de 1kWp aproximadamente R\$ 2.500,00 - R\$ 3.000,00
- Inversor solar de 1.5kWp aproximadamente R\$ 3.500,00 - R\$4.500,00
- Inversor solar de 2 kWp aproximadamente R\$ 4.000,00 - R\$ 5.000,00
- Inversor solar de 2.5kWp de R\$6.000,00 - R\$7.000,00
- Inversor solar de 3.0kWp de R\$6.500,00 - R\$7.500,00
- Inversor solar de 4.0kWp de R\$7.000,00 - R\$8.500,00
- Inversor solar de 5.0kWp de R\$8.500,00 - R\$10.000,00
- Inversor solar de 6.0kWp de R\$9.000,00 - R\$11.000,00
- Inversor solar de 8.0kWp de R\$10.500,00 - R\$12.000,00
- Inversor solar de 12.5kWp de R\$ 15.000,00 - R\$18.000,00
- Inversor solar de 15.0kWp de R\$ 17.000,00 - R\$20.000,00
- Inversor solar de 20.0kWp de R\$ 15.000,00 - R\$22.000,00
- Inversor solar Central 100kWp de R\$ 50.000,00 até 100.000,00
- Inversor solar Central 1000kWp de R\$ 300.000,00 até R\$600.000,00

Obs:
a) Esses são preços médios do varejo, anurados em Janeiro de 2018.

PT 23:00
22/04/2018

preço do módulo X Painel Solar Cana X Painel Solar Cana X NoBreak Estabili X Extra.com.br: o sit X SolarGrid - Empr X Solar Cell-Solar C X Google Tradutor X

Seguro | <https://carinho.extra.com.br/?idSku=99982268&idLojista=14290>

[Comprar mais produtos](#) [Concluir compra](#)

! Não perca tempo! Finalize sua compra agora e garanta as melhores ofertas.

Produto	Quantidade	Prazo	Valor Unitário	Valor Total
 Painel Solar 310W Canadian Solar Vendido e entregue por Energia Extra amigo 426 Pontos Amigo	<input type="text" value="1"/> Remover		Por: R\$ 1.702,74	R\$ 1.702,74
			Subtotal Produtos	R\$ 1.702,74
Calcule o frete <input type="text"/> Não sei meu CEP	Consultar		Subtotal Frete	CEP não informado
Insira seu Cupom <input type="text"/>	Utilizar		Cupom	R\$ 0,00
			Valor Total	R\$ 1.702,74

custo usina.pdf [Exibir todos](#) X

PT 00:10 22/04/2018