

UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA
Programa de Pós-Graduação em Economia Aplicada

Alexandre Ribeiro Scarcioffolo

**AVALIAÇÃO DE PROJETO EÓLICO NO ESTADO DE OHIO: UMA ABORDAGEM
PELA TEORIA DAS OPÇÕES REAIS**

Juiz de Fora

2015

ALEXANDRE RIBEIRO SCARCIOFFOLO

**AVALIAÇÃO DE PROJETO EÓLICO NO ESTADO DE OHIO: UMA ABORDAGEM
PELA TEORIA DAS OPÇÕES REAIS**

Dissertação elaborada pelo discente Alexandre Ribeiro Scarcioffolo como exigência do Curso de Mestrado em Economia Aplicada da Universidade Federal de Juiz de Fora, como requisito parcial à obtenção do Título de Mestre.

Orientadora: Prof^a. Dr^a. Fernanda Finotti Cordeiro Perobelli

Coorientador: Prof. Dr. Ariaster Baumgratz Chimeli

Juiz de Fora

2015

Ficha catalográfica elaborada através do Programa de geração automática da Biblioteca Universitária da UFJF, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Scarcioffolo, Alexandre Ribeiro.
AVALIAÇÃO DE PROJETO EÓLICO NO ESTADO DE OHIO: UMA ABORDAGEM PELA TEORIA DAS OPÇÕES REAIS / Alexandre Ribeiro Scarcioffolo. -- 2015.
148 f.

Orientadora: Fernanda Finotti Cordeiro Perobelli
Coorientador: Ariaster Baumgratz Chimeli
Dissertação (mestrado acadêmico) - Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Economia. Programa de Pós-Graduação em Economia Aplicada, 2015.

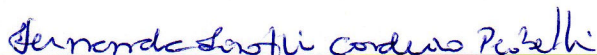
1. Opções Reais. 2. Energia Eólica. 3. Avaliação de Projetos. 4. Estado de Ohio. I. Perobelli, Fernanda Finotti Cordeiro, orient. II. Chimeli, Ariaster Baumgratz, coorient. III. Título.

TERMO DE APROVAÇÃO

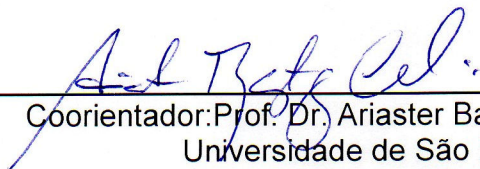
Alexandre Ribeiro Scarcioffolo

AVALIAÇÃO DE PROJETO EÓLICO NO ESTADO DE OHIO: UMA ABORDAGEM PELA TEORIA DAS OPCÕES REAIS

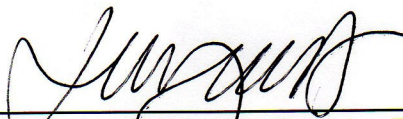
Dissertação elaborada pelo discente Alexandre Ribeiro Scarcioffolo como exigência do Curso de Mestrado em Economia Aplicada da Universidade Federal de Juiz de Fora, como requisito parcial à obtenção do Título de Mestre



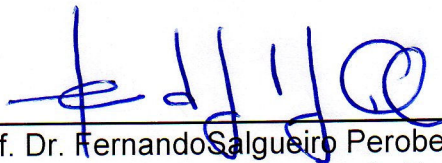
Orientadora: Prof^a. Dr^a. Fernanda Finotti Cordeiro Perobelli
Universidade Federal de Juiz de Fora



Coorientador: Prof. Dr. Ariaster Baumgratz Chimeli
Universidade de São Paulo



Prof. Dr. Luiz Eduardo Teixeira Brandão
Pontifca Universidade Católica do Rio de Janeiro



Prof. Dr. Fernando Salgueiro Perobelli
Universidade Federal de Juiz de Fora

Juiz de Fora, 15 de Maio de 2015.

Agradeço à Solange, João Paulo e a Clarissa pelo apoio e incentivo dado em todos os momentos.

RESUMO

Nesse estudo analisamos o caso de um projeto de parque eólico participante do mercado atacadista de compra e venda de eletricidade no Estado de Ohio (EUA) em dois cenários: (1) alugando o terreno de instalação do parque (prática atual) e (2) comprando o terreno de instalação visando a operação no mercado agrícola do milho no intuito de diminuir, pelo mecanismo da diversificação, os riscos da geração de receita pelo parque eólico, com a flexibilidade de esperar o melhor momento para investir, o que só irá acontecer nos cenários em que o valor presente dos fluxos de caixa for igual ou superior ao investimento inicial. Dois horizontes de operação (20 e 30 anos) serão considerados. A avaliação financeira foi baseada na Teoria das Opções Reais, que permite a consideração das flexibilidades gerenciais no valor do projeto. Uma importante inovação do trabalho consiste na incorporação de fatores sazonais nos saltos dos preços da eletricidade no Estado de Ohio, adaptando o processo estocástico de geração de preços para a realidade do mercado. Além disso, o presente estudo analisou uma nova possibilidade para os geradores eólicos, que consiste na compra do terreno de instalação visando a operação no mercado agrícola do milho. Foram consideradas como incertezas os preços da eletricidade um dia a frente do mercado atacadista no Estado de Ohio (LMP) e o preço do grão de milho recebido pelo produtor. Para o LMP, foi adotado o Modelo Geométrico de Reversão a Média com Saltos de Clewlow, Strickland e Kaminski (2000), com as devidas modificações sazonais, e para o preço do grão de milho foi utilizado o Modelo Geométrico de Reversão a Média 1 de Schwartz. Os resultados indicam que o projeto eólico no primeiro cenário em ambos os horizontes de operação não apresenta viabilidade financeira, sendo exercida a opção de espera por novas informações. Tal fato pode ser explicado pelo baixo valor do preço da eletricidade no mercado atacadista e pelo perfil ineficiente de geração da região, além da recente eliminação do subsídio PTC. Em relação ao segundo cenário, houve apenas um momento na simulação na qual houve níveis de preços capazes de gerar um projeto financeiramente viável em ambos os horizontes de operação. Contudo, mesmo a regra de decisão do segundo cenário apresentando um cenário com valor positivo, a opção de espera para realizar o investimento se apresenta como a melhor escolha do investidor, pois a probabilidade de ocorrência de tais níveis de preços são

ínfimas. A comparação entre os dois cenários demonstrou que a incorporação do terreno pelo investidor é melhor que o aluguel, em ambos os horizontes de operação e em todos os momentos da simulação. Entretanto, ainda assim, a instalação de parques eólicos no norte do Estado de Ohio operando no mercado atacadista é financeiramente inviável, mesmo havendo um incremento na diversificação do projeto. Tal resultado sinaliza que o setor não está preparado para operar no mercado atacadista no norte do Estado de Ohio, havendo a necessidade de novos esforços para que isso ocorra, a despeito do governo americano vir trabalhando para aumentar a participação das renováveis na matriz energética americana (o principal programa adotado pelo Estado de Ohio, *Renewable Portfolio Standards* - RPS, pretende aumentar a participação das renováveis em 12,5% até o ano de 2024).

Palavras-Chave: Energia Eólica; Estado de Ohio (EUA); Opções Reais; Modelo de Reversão à Média com Saltos e Sazonalidade.

ABSTRACT

In this study we analyze the case of a wind energy generator's project, which is a wholesale market participant in the Ohio electricity market in two scenarios: 1) renting the land of the turbines installation (usual practice), and 2) buying the land in order to commercialize the corn grain production shortening the revenue risk by diversification mechanism. Both scenarios have a flexibility to wait the right moment to invest, in which it will happen when the present value of the cash flow is greater than the initial cost of installation. Two horizons of production, 20-years and 30-years, will be considered in this study. The financial viability was based on Real Options Theory, which allows the consideration of managerial flexibility in the project value. An important innovation of the study consists in the incorporation of a seasonal factor of the spikes of Ohio electricity prices, adapting the stochastic process of generation prices to market reality. Also, the study analyzed a new possibility to the wind energy generator's projects, in which the investor would buy the land of turbines installation in order to operate at the corn grain market. The electricity prices at the Ohio wholesale market, LMP, and the price of corn grain received by the farmers are the uncertainties considered in this study. The stochastic process to simulate LMP was the mean-reverting jump diffusion model of Clewlow, Strickland and Kaminski (2000), with seasonal changes, and the corn price uncertainty, was based on Schwartz 1 Mean Reversion Model. The results indicate that the wind energy generator's project at the first scenario and at both production horizons, 20-years and 30-years, does not present financial viability, in which the flexibility of waiting the right moment to invest still on. It could be explained by the lower price levels of the electricity wholesale market, and the inefficient generation profile of the project region. In addition, the PTC elimination could affect the result. The second scenario provided a slightly different result. On the second scenario, there was only one moment at the price simulation, in which there were price levels capable of generating a financially viable project in both operating horizons. Yet, even the second scenario decision rule presented a scenario with a positive value, the wait option to carry out the investment itself is the best choice of the investor, because the likelihood of such price levels are negligible. The comparison between the two scenarios demonstrated that the incorporation of land by investor generated a positive value to the project, in which

those results are greater than the first scenario at both production horizons, 20-years and 30-years, and at all price simulations. Therefore, the present study demonstrated that the wind energy generator's project in Northern Ohio operating at the wholesale electricity market is cost-prohibitive, even with the increasing of diversification. This result indicates that the wind energy generators are not prepared to just operate at the wholesale electricity market in Northern Ohio, indicating the sector needs new efforts to make this a real possibility, despite the US government has been working to increase the share of renewable energy sources in the US (the main program adopted by the State of Ohio, renewable Portfolio Standards - RPS, aims to increase renewable partition by 12.5% by the year 2024).

Keywords: Wind Energy; Ohio State; Real Option; mean-reverting jump diffusion and seasonal model

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Organização Regional de Transmissão Norte-Americano	25
Figura 2: Divisão das Concessionárias de Distribuição na Região de Coordenação da PJM	26
Figura 3: Projetos Eólicos na fila na região da PJM	32
Figura 4 – Capacidade instalada até 2014 dividido por Estado	40
Figura 5 – Resumo das principais emissões de gases poluentes e de economia de água afetados pelo setor eólico nos Estados Unidos no ano de 2013	42
Figura 6 – Pontos essenciais para a construção de parques eólicos.....	43
Figura 7: Mapeando a probabilidade do modelo de Reversão à Média	66
Figura 8: Turbina no parque eólico Blue Creek - OH	77
Figura 9 – Fluxo de Caixa Livre do Parque Eólico	88
Figura 10 – Fluxo de Caixa Livre do Projeto	97
Figura 11 – Histograma da simulação de VP1em um horizonte de 20 anos de operação.	110
Figura 12 -Histograma da simulação de VP1em um horizonte de 30 anos de operação	111
Figura 13 – Histograma da simulação de VP2em um horizonte de 20 anos de operação	112
Figura 14 – Regra de decisão do segundo cenário para um horizonte de 20 anos de operação	113
Figura 15 – Histograma da simulação da maximização entre a diferença entre os valores de VP2 e VP1 em um horizonte de 20 anos de operação	114
Figura 16 - Histograma da simulação de VP2em um horizonte de 30 anos de operação	115
Figura 17 - Regra de decisão do segundo cenário para um horizonte de 30 anos de operação	115
Figura 18 – Histograma da simulação da maximização entre a diferença entre os valores de VP2 e VP1 em um horizonte de 30 anos de operação	117

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Distribuição dos custos de geração em um típico parque eólico na Alemanha	48
Tabela 2 - Funcionamento geral e estrutura de custos de manutenção de um típico parque eólico na Alemanha.....	48
Tabela 3: Resumo das Relações das Variáveis com o Preço da Opção	58
Tabela 4: Resultado da regressão LMP	65
Tabela 5: Valores críticos do teste de Dickey-fuller para observações infinitas e com <i>drift</i>	65
Tabela 7 – Calendário de construção e <i>horizonte de produção</i>	80
Tabela 8 – Parâmetros do CAPM	82
Tabela 9 - Tabela de depreciação segundo MACRS	82
Tabela 10– Perfil de geração da região ATSI_PJM (kWh/MW)	84
Tabela 11– Divisão do custo de geração (\$).....	86
Tabela 12 – Calendário de depreciação (\$ 000)	87
Tabela 13 – Aspectos de plantio e colheita no Estado de Ohio	91
Tabela 14: Resultado da regressão do preço do milho	92
Tabela 15 – Descrição dos custos de operação e propriedade.....	95
Tabela 15 – Parâmetros do CAPM do projeto.....	98
Tabela 16: Disposição das variáveis binárias nas estações do ano.....	101
Tabela 17 – Estatísticas descritivas da série histórica do LMP	103
Tabela 18 – Parâmetros estimado dos saltos por estação do ano.....	104
Tabela 19 – Parâmetros estimados do MRM	104
Tabela 20 – Estatísticas descritivas da série da LMP simulada.....	105
Tabela 21 – Estatísticas descritivas dos preços deflacionados do grão do milho ...	106
Tabela 22 – Parâmetros estimados do modelo 1 Schwartz	107
Tabela 23 – Estatísticas descritivas da série do preço do grão de milho simulado	107
Tabela 24 – Premissas financeiras do estudo.....	108
Tabela 25 – Distribuições dos preços simulados por estação do ano.....	109
Tabela 25 – Regra de decisão com variações no custo de geração e no WACC em um horizonte de 20 anos operação (00.000.000).....	122

Tabela 26 – Regra de decisão com variações no custo de geração e no WACC em um horizonte de 30 anos operação (00.000.000).....	122
--	-----

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Capacidade Instalada por Fonte de Geração	31
Gráfico 2 – Capacidade Mundial total Instalada e capacidade adicionada	38
Gráfico 3 - Evolução da capacidade instalada de eólica nos Estados Unidos (2001-2013)	39
Gráfico 4 – Evolução do uso do grão de milho nos Estados Unidos	91
Gráfico 5 – Série histórica deflacionada do LMP	103
Gráfico 6 – Simulação do LMP através do MODELO DE SALTOS SAZONAIS	105
Gráfico 7 – Série histórica deflacionada do preço do grão de milho	106
Gráfico 8 – Simulação da série de preços para o grão do milho	107
Gráfico 9 – Análise de sensibilidade com um horizonte de 20 anos de operação...	120
Gráfico 10 – Análise de sensibilidade com um horizonte de 30 anos de operação.	120
Gráfico 11 – VPL do projeto com variações no custo de geração em um horizonte de 20 anos de operação.....	121
Gráfico 12 – VPL do projeto com variações no custo de geração em um horizonte de 30 anos operação.....	121

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	15
1.1.	OBJETIVOS DO ESTUDO	17
1.2.	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	20
2.	SISTEMA ELÉTRICO AMERICANO	22
2.1.	MODELO COMPETITIVO	22
2.2.	A PJM	25
2.3.	MEIO AMBIENTE E REGULAMENTAÇÃO DE ENERGIA RENOVÁVEL	32
3.	PROJETOS DE PARQUES EÓLICOS	38
3.1.	DESENVOLVIMENTO DO PROJETO	45
3.1.1.	Custo de geração da planta	45
3.1.2.	Custo de operação da planta	48
3.1.3.	Custo de capital da planta	50
4.	REVISÃO DE LITERATURA	51
4.1.	TEORIA DAS OPÇÕES REAIS	52
4.1.1.	Opções financeiras	54
4.1.2.	Tipos de opções reais	58
4.1.3.	Aplicação da TOR em projetos eólicos	61
4.2.	PROCESSOS ESTOCÁSTICOS	63
4.2.1.	Modelos de reversão a média de fator único	67
4.2.1.1.	Modelo aritmético de ORNSTEIN-UHLENBECK	67
4.2.1.2.	Modelo 1 de SCHWARTZ (1997)	70
4.2.1.3.	Modelo de reversão à média com saltos de Clewlow, Strickland e Kaminski (2000)	72
5.	ESTUDO DE CASO PROPOSTO	76
5.1.	PRIMEIRO CENÁRIO - PARQUE EÓLICO ALUGANDO OS TERRENOS DE INSTALAÇÃO	79
5.2.	SEGUNDO CENÁRIO – PARQUE EÓLICO COMPRANDO O TERRENO DE INSTALAÇÃO E OPERANDO NO MERCADO AGRÍCOLA DO MILHO	89
6.	MODELAGEM DAS INCERTEZAS	100
6.1.	MODELO DE SALTO SAZONAIS	100

6.1.1.	Modelagem do preço do LMP	103
6.2.	PREÇO DO GRÃO DO MILHO	105
7.	RESULTADOS	109
8.	CONSIDERAÇÕES FINAIS	124
	REFERÊNCIAS	129
	APÊNDICE A – ANÁLISE TRADICIONAL	138
	APÊNDICE B - ANÁLISE DE INCERTEZA	142
	APÊNDICE C – PROCESSOS ESTOCÁSTICOS E LEMA DE ITÔ	143

1. INTRODUÇÃO

Uma das poucas características em comum de todos os países é a dependência da utilização de energia para sobrevivência e prosperidade de suas comunidades. Contudo, tal dependência – que vem desde os tempos mais primórdios, com a utilização da queima de biomassa para geração de calor, até os tempos atuais, com a utilização de derivados do petróleo – é passível de discussões e confrontamentos com vistas à maior eficiência na geração de energia. Atualmente, a massiva utilização de energia oriunda de recursos escassos é pauta de discussões sobre os impactos gerados no meio ambiente e sobre a longevidade de tais recursos. Diversos incentivos para a promoção e criação de novos meios de geração de energia, principalmente por meio de recursos renováveis e menos agressivos ao meio-ambiente, vêm sendo estudados e aplicados em todo o mundo, mostrando que a questão energética é tema relevante para o desenvolvimento sustentável dos países.

Como consequência de tal questionamento, pode-se observar o crescente investimento em projetos geradores de energia sustentável, entre eles, a geração de eletricidade eólica. Segundo Hau (2013), a energia eólica pode ser considerada como uma tecnologia redescoberta para solucionar os problemas das tecnologias que a relegaram a segundo plano no passado. A utilização da energia eólica segundo alguns historiadores estava presente na sociedade egípcia e na Alexandria, apesar de não existirem provas suficientes de seu uso. A primeira civilização comprovadamente a fazer uso da energia do ventos foi a Persa, em 644 a.c, o que a utilizavam para moer grãos em moinhos de vento. Em nenhum outro país do mundo os moinhos de ventos tiveram tanta importância como nos Países Baixos (HAU, 2013). Os moinhos de ventos, além de serem utilizados para moer os grãos, eram utilizados para drenar e secar as terras alagadas, fazendo com que os Países Baixos se tornassem potência econômica nos séculos 16 e 17. Segundo Hau (2013), no final do século 19, os Países Baixos tinham mais de 9.000 moinhos de vento. Contudo, ainda no mesmo século, o advento da eletricidade nos campos rurais e o desenvolvimento de novas tecnologias para geração de energia, como a queima do carvão e o petróleo, fizeram tal prática ser gradativamente extinta.

O advento dos moinhos de vento nos Estados Unidos da América (EUA) se deu no começo do século 19. A tecnologia se espalhou rapidamente pelo país, gerando um mercado de fabricantes de moinhos de vento. Segundo Hau (2013), até 1930 mais de seis milhões de turbinas eólicas foram produzidas nos EUA. Contudo, assim como na Europa, a introdução da eletricidade nos campos fez com que tal tecnologia fosse aposentada.

Segundo Hansen (1981), a primeira turbina eólica utilizada para gerar eletricidade foi criada por Poul La Cour e a sua instalação foi feita na Dinamarca, no século 19. Em 1922, a primeira turbina eólica para gerar eletricidade nos EUA foi desenvolvida pouco antes da aparição da eletricidade nos campos rurais e com o objetivo de recarregar baterias. Após o desenvolvimento da geração de eletricidade pelos ventos e com a chegada da eletricidade nos campos, os EUA começaram a conectar grandes parques eólicos na rede de transmissão de eletricidade. Contudo, após a Segunda Guerra Mundial, com os baixos preços do carvão e do petróleo, a geração de eletricidade pelos ventos sofreu declínio, sendo retomada por alguns parques eólicos no final dos anos 50. Em 1973, com a primeira crise do petróleo, diversos países tiveram a chamada crise energética (HAU, 2013). Na esteira da crise, o Governo americano iniciou uma discussão sobre fontes renováveis de energia. Segundo Goodmann e Vachon (1982), no mesmo ano foi desenvolvido o *U.S Federal Wind Energy Programme*, visando o incentivo à construção de parques eólicos.

Em 1976, em paralelo com o *U.S Federal Wind Energy Programme*, diversos subsídios apareceram para incentivar a geração de energia renovável nos EUA. Um dos Estados mais ativos foi a Califórnia. Segundo Hau (2013), entre 1979 e 1980, diversos contratos foram acordados entre a concessionária de eletricidade e diversos fazendeiros locais no intuito de vender ou alugar suas terras para que investidores privados construíssem e operassem turbinas eólicas instaladas nas fazendas. Contudo, em 1985, alguns incentivos expiraram e o custo dos geradores tradicionais caiu, prejudicando contratos dos novos parques eólicos e pressionando o setor. Nos anos 90, a indústria eólica, assim como os parques eólicos, estavam novamente marginalizados.

A grande retomada do setor se deu nos anos 2000, com o aumento substancial do preço do petróleo e a alta demanda por eletricidade (Hau, 2013). Além disso, na Europa, a tecnologia eólica se desenvolveu, diminuindo os custos de

produção. A pressão pela preservação do meio ambiente teve importante impacto no crescimento dos projetos eólicos nos anos 2000. Desde da grande retomada do setor, o crescimento da fonte eólica nos Estados Unidos se faz cada vez mais presente.

De acordo com informações da *Global Wind Energy Council* - GWEC (2014), a energia eólica americana atraiu investimentos médios de US\$ 15 bilhões por ano nos últimos anos. E, no ano de 2013, empresas como Facebook, Microsoft e Google anunciaram o compromisso de construir centros de dados eólicos. A *MidAmerican Energy* anunciou a intenção de investir mais de US\$ 1,9 bilhão em energia eólica somente no Estado de Iowa. Desta forma, no final de 2013, havia mais de 12.000 MW de capacidade de geração nova em construção, pelos menos 60 contratos de longo prazo para a energia eólica, fazendo com que os Estados Unidos fossem o segundo colocado em capacidade instalada no *ranking* mundial.

Com o incremento nos investimento no setor eólico e com a transformação da matriz energética americana, oportunidades de investimento em projetos eólicos se fizeram presentes. No entanto, o investimento no setor energético em geral apresenta diversas incertezas técnicas e econômicas que, se não forem analisadas corretamente, podem levar a prejuízos futuros, além de apresentar flexibilidades que, se acionadas, podem tornar tais incertezas menos presentes no projeto de investimento.

1.1. OBJETIVOS DO ESTUDO

O incremento na produção eólica americana, além de tornar a matriz energética menos dependente de recursos escassos, reforça a proteção e conservação ao meio ambiente. Dessa forma, foram criados diversos incentivos para apoiar tais investimentos nos EUA. O *Renewable Portfolio Standard* (RPS) é uma regulação que foi acordada por 27 Estados americanos visando o aumento na produção de energia renovável. Dentre os 27 Estados que assinaram o RPS, encontra-se o Estado de Ohio. A matriz energética do Estado é fortemente dependente do carvão, mas, por meio do RPS, o Estado pretende destinar, até 2020, 12,5% da matriz energética para as renováveis. Além de ser reconhecido pela

extração de carvão, o Estado é mundialmente reconhecido pela produção agrícola do milho, fazendo parte do *CornBelt* (cinturão do milho) americano.

No Estado, os investimentos na geração eólica estão crescendo desde a implementação do RPS, sendo que diversos projetos estão na fila de estudos para interconexão à rede de transmissão. Contudo, a produção eólica apresenta certas desvantagens e riscos. Uma das desvantagens é a dependência aos fluxos de vento. Como os fluxos de ventos são intermitentes (ou seja, apresentam variações ao longo do ano), há a possibilidade de que em alguns períodos não haja fluxos suficientes para a produção eólica, o que torna as receitas do projeto sujeitas a alta volatilidade.

Além da intermitência dos ventos, outra desvantagem dos parques eólicos são os terrenos de instalação. Normalmente, os parques eólicos precisam ser instalados em áreas que apresentem qualidade de ventos suficiente para a produção eólica e onde não haja fatores que possam interferir no fluxo de ventos, além da necessidade de que sejam extensos. Dessa forma, a maioria dos parques eólicos precisam ser instalados em áreas agricultáveis, pertencentes a produtores agrícolas locais.

As áreas agricultáveis no Estado de Ohio, em sua maioria, são propriedades produtoras de milho para venda dos grãos para o mercado. No intuito de não prejudicar tais culturas, os parques eólicos alugam espaços de diversas fazendas para instalar as turbinas eólicas, sem prejudicar a produção do milho.

Por fim, como qualquer outro gerador que opere no mercado atacadista de compra e venda de eletricidade, os projetos eólicos enfrentam as variações de preços comuns a esse mercado. Dessa forma, dependendo dos níveis de preço do mercado atacadista, alguns parques eólicos podem não estar dispostos a entrar nesse mercado por conta dos possíveis baixos níveis de preços

Considerando as desvantagens e riscos enfrentados pelos parques eólicos que operam no mercado atacadista, principalmente pelos níveis de preço da eletricidade, é necessário avaliar quando seria o melhor momento para iniciar a construção do projeto eólico visando evitar prejuízos futuros. Dessa forma, existe uma opção de espera no investimento, segundo a qual o mesmo somente será efetuado se os níveis de preços da eletricidade forem suficientes para gerar um projeto financeiramente viável.

Além da análise de quando será o melhor momento para efetuar o investimento, iremos analisar outro cenário. Esse segundo cenário difere do primeiro pelo fato de o gerador não alugar os terrenos de agricultores no intuito de instalar as turbinas eólicas, mas sim, comprar os mesmos no intuito de adicionar receitas oriundas das vendas da cultura, o que diminuiria os custos com aluguel e traria benefícios de diversificação, uma vez que se espera possíveis decaimentos na produção eólica em épocas de baixos fluxos de vento, que coincidem com a colheita da cultura.

Dessa forma, o presente estudo se propõe a analisar a viabilidade financeira da construção de parques eólicos que operem no mercado atacadista de compra e venda de eletricidade na região norte do Estado de Ohio em dois cenários: i) alugando as terras cultiváveis de produtores locais para a instalação das turbinas, e ii) comprando os terrenos de instalação das turbinas com vistas a gerar receitas com a venda da cultura e diminuir os custos com o aluguel dos terrenos, com a flexibilidade de esperar o melhor momento para se iniciar o investimento, dependendo dos níveis de preços da eletricidade.

Para realizar tal estudo, a metodologia tradicional de análise de investimento, normalmente realizada por meio da análise do Fluxo de Caixa Descontado (FDC), é considerada falha, por não incorporar as flexibilidades do projeto e, dessa forma, subvalorizar o valor real do projeto e prejudicar a decisão de investimento. Diante das flexibilidades presentes em qualquer projeto, a Teoria das Opções Reais (TOR) se mostra recomendada.

Neste estudo, a TOR será empregada para avaliar a opção de espera de investimento em dois cenários, alugando o terreno e comprando o mesmo com vistas a gerar receitas com a venda da cultura e diminuir os custos com o aluguel dos terrenos. Em ambos os cenários são aplicadas regra de decisão para decidir se o investimento deve ser realizado ou não. No primeiro cenário, parque eólico alugando os terrenos de instalação das turbinas, o investimento será realizado se a diferença entre o valor presente do fluxo de caixa do parque eólico e o custo de instalação do mesmo for maior que zero.

Em relação ao segundo cenário, que prevê a compra do terreno e venda do grão do milho no mercado, a regra de decisão é: realizar o investimento no momento em que a diferença entre o valor presente do fluxo de caixa do parque eólico e da produção agrícola for maior que o custo de instalação do parque e de

compra do terreno. Além da análise de ambos os cenários com a opção de espera, foi feita uma comparação entre os cenários, analisando se a compra do terreno juntamente com a adição das receitas provenientes do milho apresentaria um melhor resultado do que os parques eólicos tradicionais. Para a geração de cenários, foram utilizadas simulações de Monte Carlo, onde se considera primeiramente a incerteza do preço da eletricidade para o primeiro cenário, para posteriormente incorporar a opção de compra do terreno, adicionando a incerteza do preço do grão do milho no segundo cenário.

A inovação deste estudo consiste na incorporação de fatores sazonais nos saltos do *Locational Marginal Pricing* (LMP), que corresponde ao preço da eletricidade no mercado atacadista do Estado de Ohio. A modelagem do LMP foi realizada com base no Modelo de Reversão à Média com Saltos de Clewlow, Strickland e Kaminski (2000), com as devidas modificações dos saltos sazonais. Além disso, o estudo analisa se a compra do terreno visando receitas provenientes da venda do grão do milho e a diminuição dos custos do aluguel traz valor para o projeto.

Feitas tais considerações, o presente estudo tem como objetivos específicos: a) analisar o mercado desregulado de eletricidade nos Estados Unidos; b) analisar o setor eólico no país, assim como as principais características para implementação de projetos eólicos; c) investigar a participação dos projetos eólicos no mercado atacadista de compra e venda de eletricidade nos EUA; d) investigar se a incorporação de receitas oriundas da venda do grão de milho afetam positivamente a viabilidade de projetos eólicos.

1.2. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Essa dissertação está estruturada da forma seguinte.

No capítulo 2, é apresentada a estrutura do setor elétrico americano, explicando a evolução para os mercados desregulados, além da dinâmica da geração, transmissão e distribuição no país, com enfoque no Estado de Ohio. Além disso, são apresentados os incentivos e subsídios em vigor para as renováveis.

No capítulo 3, o foco é a evolução dos parques eólicos no mundo, com destaque para os Estados Unidos, assim como a apresentação da estrutura e planejamento dos custos para a construção dos mesmos.

No capítulo 4, é desenvolvido o arcabouço teórico utilizado neste trabalho, em que se explica a metodologia das opções reais, assim como se faz uma breve descrição dos principais trabalhos que utilizaram a TOR para fins de avaliação de projetos do setor eólico. Além disso, são apresentados os processos estocásticos utilizados neste trabalho para a modelagem das incertezas.

No capítulo 5, é apresentado o estudo de caso de um projeto de parque eólico, assim como a estrutura de uma fazenda especializada na produção de milho. Além disso, são também apresentadas as premissas utilizadas para valorar o projeto por meio da metodologia tradicional e da consideração das opções reais.

No capítulo 6, são apresentadas a modelagem das incertezas consideradas no projeto, assim como a modificação do Modelo de Reversão à Média com Saltos de Clewlow, Strickland e Kaminski (2000) para modelar o LMP.

No capítulo 7, são apresentados os resultados obtidos na avaliação do projeto por meio da metodologia tradicional e da consideração da opção de compra do terreno e produção agrícola, assim como diversas análises de sensibilidade do projeto a variáveis relevantes (com destaque para o custo de geração, custo de capital e preço mínimo de venda da eletricidade).

No capítulo 8, são feitas as considerações finais do estudo.

No capítulo 9 estão as referências utilizadas nesse estudo.

2. SISTEMA ELÉTRICO AMERICANO

2.1. MODELO COMPETITIVO

Segundo a *Energy Information Administration* – EIA (2000), o modelo tradicional americano, com concessionárias de energia elétrica verticalmente integradas, funcionou bem por décadas. Porém, com o aumento da demanda por eletricidade, e conseqüentemente uma maior necessidade de instalar linhas de transmissão mais distantes, viu-se a necessidade de dar um maior dinamismo ao modelo vigente. Um pouco antes dos anos 2000, alguns acadêmicos e políticos projetaram algumas mudanças no modelo, como: (i) desregulamentação; (ii) criação de um sistema de operadores independentes (ISO) e (iii) criação de organizações regionais de transmissão (RTO). O objetivo dos formuladores era transformar o sistema em um mercado mais competitivo.

No modelo tradicional, a concessionária é a principal responsável pela geração, transmissão e distribuição de energia para os clientes em seu território. Como é um modelo rígido, os clientes finais não são passíveis de escolha de seus fornecedores de energia elétrica, não influenciando portanto os preços – tarifas – pagos pelos mesmos. Porém, no novo modelo proposto, desregulado, a geração e a distribuição são discriminadas das concessionárias. Além disso, o cliente final pode ter o poder de escolha entre os fornecedores de energia que estão na rede, influenciando o preço final. A ideia da desregulamentação é propiciar um ambiente mais competitivo, que seja bom para todas as partes, do gerador ao consumidor final.

Para conseguir estruturar o novo modelo, ou seja, transformar o modelo tradicional em um modelo mais competitivo, a *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) já vinha trabalhando, desde 1996, num conjunto de regras específicas para o setor. Segundo Joskow (2006), a FERC instituiu inicialmente duas regras:

I. *Order 888*: as concessionárias das linhas de transmissão têm que tornar disponível o acesso às linhas a um preço baseado no custo, para que não haja discriminação de geradores e comerciantes. Além disso, no intuito de facilitar o

mercado atacadista de energia, as operações das concessionárias foram separadas em geração, transmissão e distribuição;

II. *Order889*: as concessionárias tem que providenciar informações sobre preço e disponibilidade das linhas de transmissão.

Porém, como os Estados americanos são soberanos, nem todos estavam de acordo com a nova ideia de um mercado mais competitivo. Dessa forma, em 1999, a FERC instituiu a *order2000*. Segundo Joskow (2006), a *order2000* é um conjunto de regulações designadas para facilitar a criação de uma grande Organização Regional de Transmissão – RTO.

A *order 2000* representou avanços significativos no intuito de apoiar o mercado competitivo de eletricidade, incluindo (JOSKOW, 2006):

I. a criação de operadores de redes independentes (ISO) capazes de operar a rede de transmissão de maneira confiável, sem serem influenciados pelos interesses financeiros dos geradores, mercados atacadista e varejistas;

II. a criação de grandes redes de transmissão regionais (RTO) comuns com acesso à transmissão e com regras de preços e instituições comuns de mercado por atacado;

III. a criação de um conjunto de instituições básicas do mercado de atacado para apoiar a compra e venda de energia e de atribuição da capacidade escassa de transmissão de forma eficiente.

A FERC utilizou de vários benefícios para induzir as concessionárias e os reguladores estaduais a adotarem as mudanças. Porém, entre os anos 2000/2001, ocorreu a crise de eletricidade na Califórnia, causada principalmente por falhas na regulamentação do novo mercado, fazendo com que o mesmo perdesse força na implementação nos Estados (JOSKOW, 2006).

Ainda segundo o autor, após o episódio da crise na Califórnia, a FERC anunciou diversos esforços para reduzir os riscos do novo modelo, como critérios rigorosos para a estruturação do mercado. Mesmo com esse esforço da FERC, diversos Estados do Sudeste e do Oeste não aderiram às reformas propostas, continuando em um ambiente verticalizado. Em 2002, a FERC propôs o Projeto de Mercado Padrão (SMC) para facilitar a adesão dos Estados ao novo modelo.

O SMC teve por objetivo (FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION *et al.*, 2002; JOSKOW, 2006):

I. estabelecer um quadro comum de mercado capaz de promover a eficiência econômica e reduzir os custos de energia entregue, mantendo a confiabilidade do sistema de energia, reduzir o poder de mercado de forma significativa e aumentar as opções oferecidas aos participantes do mercado de atacado. Todos os clientes deveriam se beneficiar de um mercado atacadista de energia competitivo eficiente;

II. que o mercado e os sistemas de transmissão fossem operados por entidades que sejam independentes dos participantes do mercado;

III. que o mercado de transmissão acomodasse e expandisse as escolhas dos clientes. Compradores e vendedores deveriam ter opções que incluíssem o auto abastecimento, aquisições de energia e transmissão de curto e longo prazo e as oportunidades de *hedge*, e oferta ou demanda por opções;

IV. as regras do mercado deveriam ser tecnologia e combustível neutras, ou seja, a fonte proveniente da energia não pode influenciar a escolha da demanda ou a oferta não pode oferecer vantagens ou desvantagens competitivas para grandes ou pequenos ofertantes. Recursos de abastecimento intermitentes devem ser capazes de participar plenamente na energia, auxiliando nos serviços e na capacidade do mercado;

V. um preço marginal locacional (LMP) de um dia de antecedência e em tempo real baseado para um mercado atacadista e um sistema de gerenciamento de congestionamento;

VI. um processo de planejamento de transmissão e expansão regionais implementado para identificar as necessidades de investimento de transmissão para a interligação;

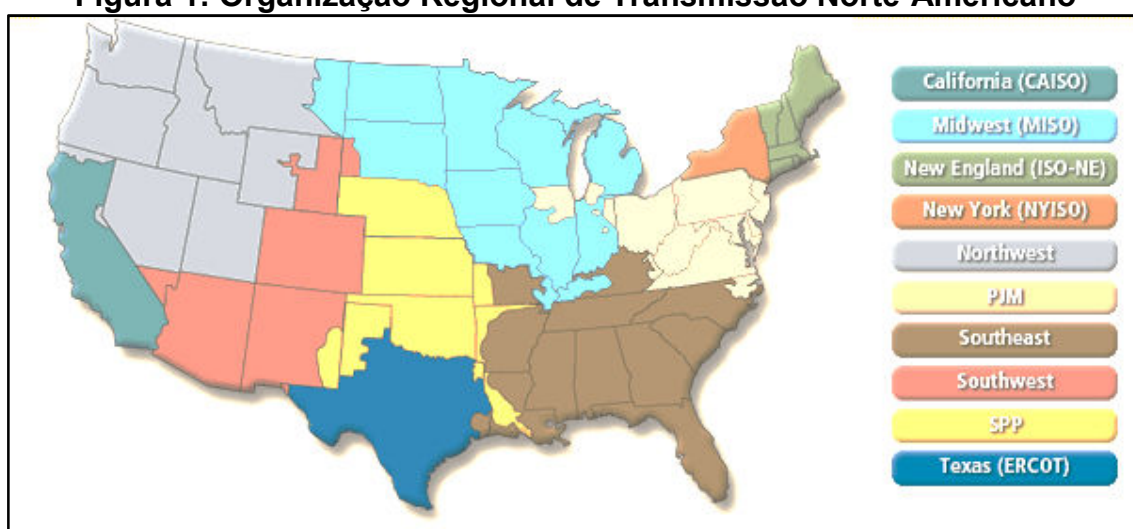
VII. um projeto padrão de mercado que não fosse estático e não inibisse a adaptação do projeto de mercado com exigências regionais, nem dificultasse a inovação.

Porém, como houve diversas controvérsias em relação ao projeto, o mesmo foi retirado integralmente em 2005. Contudo, segundo FERC (2005, p.52 *apud* Joskow, 2006), a maioria dos ISO/RTO criados adotou ou está adotando os princípios básicos da SMC, principalmente o LMP.

Segundo o relatório do EIA (2000), os processo de desregulamentação e a estruturação do mercado nos Estados são relativamente diferentes, mas os conceitos básicos são os mesmos, como: separar as funções potencialmente competitivas de geração e varejo das funções de monopólio natural de transmissão e distribuição; e estabelecer um mercado atacadista de eletricidade e um mercado de eletricidade de varejo.

Segundo Kury (2009), o mercado de eletricidade nos Estados Unidos continua se movendo em direção a um conjunto de mercados regionais, cada um administrado por um ISO/RTO. O território americano é subdividido como se encontra na Figura 1:

Figura 1: Organização Regional de Transmissão Norte-Americano



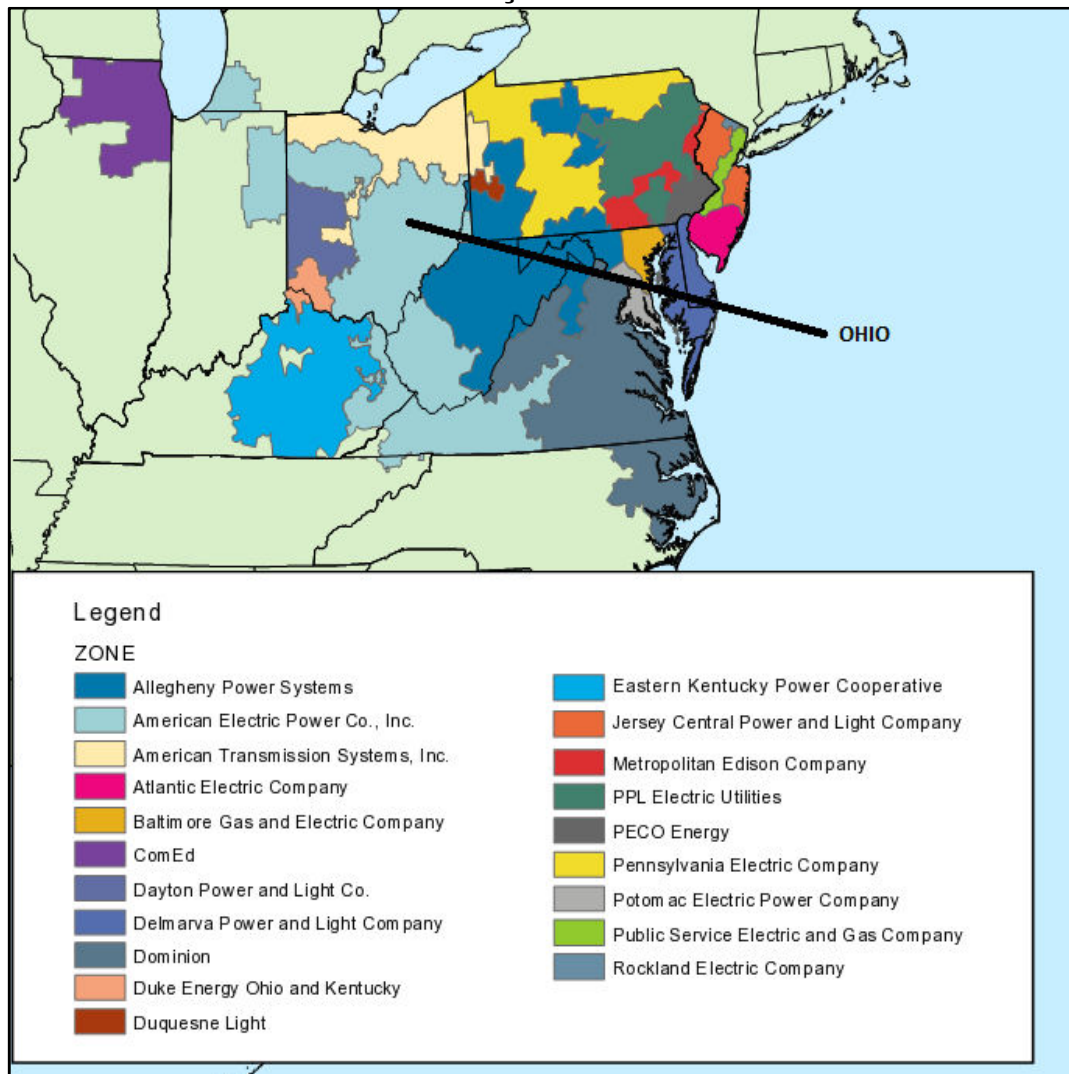
Fonte: *site*FERC (2014)

Observa-se pela Figura 1 que o território norte-americano é dividido em 10 sub-regiões. As regiões *Northwest*, *Southeast* e *Southwest* são as únicas regiões que mantêm a estrutura tradicional do mercado elétrico, ou seja, as concessionárias verticalmente integradas. Nas outras regiões e estados, o processo de desregulamentação ocorreu de diferentes maneiras, com cada região/estado adotando pontos em comum, mas também especificidades próprias. Dessa forma, no intuito de realizar uma análise eficaz, é necessário concentrar o estudo em uma região. Como iremos trabalhar com o Estado de Ohio, analisaremos a RTO a que o mesmo pertence, a PJM.

2.2. A PJM

A PJM é uma RTO que coordena a compra, venda e entrega de eletricidade no mercado atacadista. Como operador de mercado, a PJM tem a função de equilibrar as necessidades de compradores, vendedores e outros participantes do mercado. Além disso, monitora as atividades do mercado. A PJM coordena o mercado de atacado nos seguintes Estados: Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, Nova Jersey, Carolina do Norte, Ohio, Pensilvânia, Tennessee, Virginia, West Virginia e no Distrito de Columbia. Na região onde a PJM coordena as operações, existem diversas concessionárias de distribuição que podem ser listadas conforme a Figura 2:

Figura 2: Divisão das Concessionárias de Distribuição na Região de Coordenação da PJM



Fonte: PJM (2014).

Analisando a Figura 2, é possível perceber que, no Estado de Ohio, encontram-se quatro distribuidoras de energia, *American Electric Power Co. Inc*,

American Transmission Systems Inc, Duke Energy Ohio e a Com Ed. As distribuidoras são responsáveis pela distribuição da energia do sistema de transmissão para os consumidores finais.

Na Região da PJM, a energia é comercializada em dois mercados: (i) atacado e (ii) varejo. Segundo PJM (2014), a comercialização da energia dos geradores para os revendedores é feita no atacado, enquanto o comércio de energia entre os revendedores e os consumidores finais é feita no varejo. Os revendedores podem ser concessionárias, fornecedores de energia competitivos e comerciantes de energia. No mercado atacadista, os revendedores compram a energia no mercado ou por contratos bilaterais feitos diretamente com os geradores. O preço da energia no mercado atacadista é calculado em dois segmentos: no mercado um dia à frente e no mercado de tempo real. O mercado um dia à frente consiste em um mercado futuro no qual o preço-hora é calculado para o próximo dia de operação, baseado na oferta de energia, na demanda e nas transações bilaterais agendadas. É determinado via leilão, onde os geradores oferecem um preço e uma quantidade específica de energia (megawatts-hora). Dessa forma, as energias mais baratas são compradas até a oferta se igualar à demanda, ou seja, até o mercado ficar “limpo”. O preço do último recurso, além dos encargos, torna-se o preço do mercado um dia à frente. Já o mercado de tempo real é um mercado à vista, no qual os preços são calculados em intervalos de 5 minutos, baseado nas condições de operação da rede. O preço do mercado à vista reflete o valor da energia em um local específico, ou seja, é calculado baseado na demanda e oferta de energia no local e na capacidade de transmissão da rede. Tal preço ajusta-se bem às mudanças nas condições de oferta e demanda na rede de acordo com as mudanças nas restrições físicas.

Em relação ao mercado varejista, após a compra da energia pelos revendedores, os mesmos vendem a energia para os consumidores finais. Desta forma, o consumidor final paga aos revendedores pelo montante de energia utilizado.

Além disso, segundo PJM (2014), muitos consumidores têm opções de compra de energia. Esse tipo de consumidor por escolher entre comprar energia

da concessionária local ou de diversos varejistas competitivos¹, decidindo pela melhor opção para suprir suas necessidades.²

Segundo relatório da Universidade de Purdue (2014), para existir um mercado atacadista e varejista competitivo é necessário haver um mercado local coordenado, além de livre acesso à rede de distribuição e transmissão. Com o funcionamento desses dois mercados, se uma distribuidora não conseguir prever a quantidade de energia necessária para atender seus clientes, a mesma pode comprar energia no mercado em tempo real a fim de equalizar a demanda.

A PJM também opera no Mercado de Reserva um dia à frente. Esse mercado funciona como os mercados para o dia seguinte e em tempo real e é usado para garantir que as reservas de energia estejam disponíveis para um máximo de 30 minutos para lidar com quaisquer condições inesperadas no sistema durante o dia de operação real.

Além disso, a PJM opera também o mercado do *Financial Transmission Rights*(FTR). Segundo PJM (2013), os FTRs³ são instrumentos financeiros que dão direito ao titular a um fluxo de receitas com base nas diferenças de preços por hora de congestionamento⁴, ou seja, o titular do FTR terá direito a um fluxo de receitas se houver congestionamento na linha de transmissão. O FTR funciona como um hedge para os participantes do mercado. Segundo a PJM (2014), os participantes podem obter os FTR de quatro maneiras:

- I. através de leilões de longo prazo, onde os FTR são validados de um a três anos;
- II. através de leilões de um ano, onde é disponibilizado para toda capacidade do sistema;
- III. através de leilões mensais, onde são leiloadas as “sobras” dos outros leilões;
- IV. através de um mercado secundário.

Além do Mercado de Reserva e do FTR, a PJM criou o Modelo de Confiabilidade de Preços (RPM), conhecido também como Capacidade de Mercado.

¹Os consumidores devem comprar energia primeiramente no mercado atacadista.

²Se o revendedor for um utilitário regulamentado, o mesmo deve vender a energia a um preço fixado por entidades reguladoras estaduais.

³ Cada FTR é definido em pontos da linha de transmissão e não em toda linha de transmissão.

⁴ Congestionamento da linha de transmissão ocorre quando não há energia suficiente para atender todos os consumidores de um local específico.

O RPM é um instrumento que dá maior confiabilidade para a rede. Segundo PJM (2014), o RPM adquire recursos de capacidade para a demanda futura na região, fornecendo sinais de preços para o futuro no intuito de encorajar a retenção e/ou desenvolvimento de novos recursos na região. O RPM consiste em uma série de leilões para entrega de energia futura, em que a maior parte da capacidade é adquirida no primeiro leilão, conhecido como o Leilão Residual Base (BRA). O BRA é realizado três anos antes de um determinado ano de entrega. O modelo RPM trabalha em conjunto com o Processo de Planejamento Regional de Expansão da Transmissão da PJM (RTEP). O RTEP foi criado para analisar e planejar soluções para possíveis gargalos futuros nas linhas de transmissão, fornecendo uma sinalização de confiabilidade.

Ademais, a PJM opera com dois mercados auxiliares, a regulamentação e a reserva sincronizada. A regulamentação corrige possíveis alterações de curto prazo no uso de eletricidade que podem afetar a estabilidade do sistema. A reserva sincronizada funciona se a rede precisar de energia de uma forma inesperada.

Com a existência dos mercados um dia à frente, LMP, RPM, FTR e mercados auxiliares, existem preços distintos para cada tipo de mercado, não existindo um preço final para o mercado atacadista. Dessa forma, a PJM calcula o preço total do atacado como sendo um preço médio que inclui o preço da energia (um dia à frente, LMP, RPM), serviços auxiliares, serviços de transmissão, taxas administrativas, taxas de regulamentação e outras taxas.

O entendimento da formação do preço e de como esse preço se movimenta ao longo do tempo são de suma importância para todos os participantes, desde geradores a consumidores finais. Para os geradores, o preço da energia no mercado atacadista tem um papel crucial em suas receitas; variações bruscas no preço tem forte impacto, podendo levar a possíveis prejuízos. Para os consumidores finais, o preço do mercado varejista é que assume esse papel.

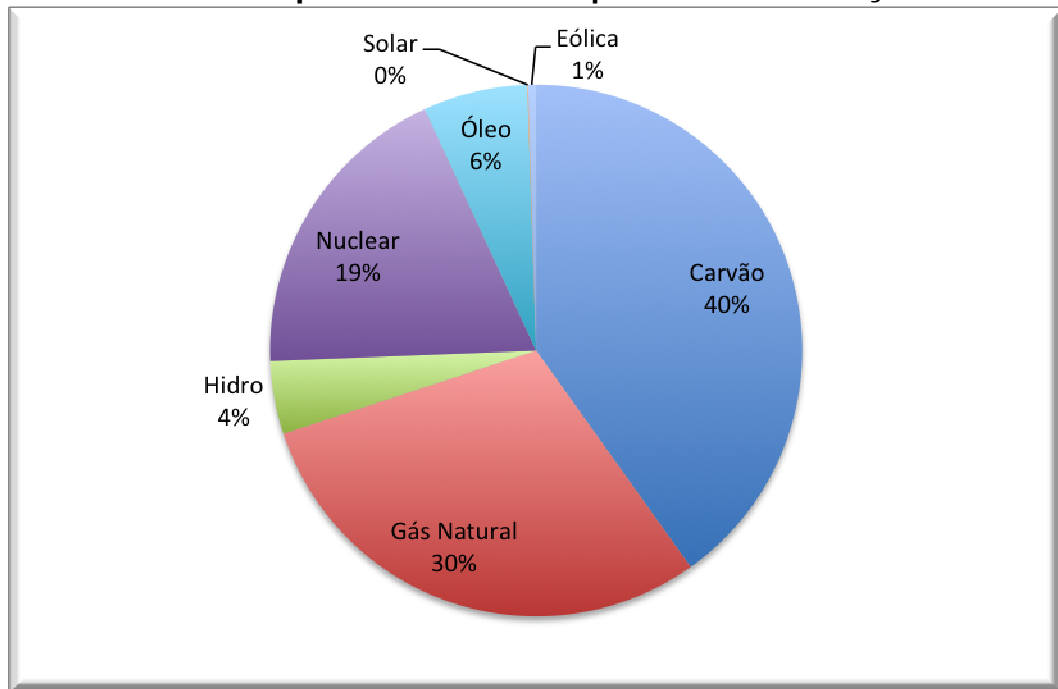
Outra preocupação financeira que os geradores têm que ter é em relação aos aspectos físicos e financeiros de se conectar às linhas de transmissão. Os geradores que estão na região da PJM precisam pagar os custos que são requeridos para o desenvolvimento do projeto de conexão a rede. Para se conectar à rede, o gerador precisa inicialmente apresentar um pedido de interconexão concluída para a RTO, no caso a PJM. Para fazer este pedido o gerador ou

comerciante de energia precisa realizar um estudo de viabilidade⁵, um estudo de impacto no sistema, um estudo sobre interconexão dos geradores, além de fornecer todos os dados do projeto, como localização, tamanho, configuração dos equipamentos. O requerente, enviando o pedido de interconexão concluída, reserva um lugar na fila de interconexão.⁶ Segundo a PJM (2014), todo o processo dos estudos e de entrada na fila dura aproximadamente um ano e meio. Os custos em relação à interconexão são dependentes do tipo de projeto, se há necessidade de atualização da rede para a conexão. Segundo PJM (2014), como é alocado um gerente de projetos para cada interconexão, os custos serão discutidos entre a geradora e o gerente. Dessa forma, os custos totais para se realizar a interconexão à rede estão diretamente relacionados às especificidades de cada projeto e às necessidades de adaptação do mesmo.

Na área da PJM, o total da capacidade instalada de geração de energia está dividido da forma mostrada pelo Gráfico 1:

⁵Segundo PJM (2014), os estudos de viabilidade para geração e transmissão são ligeiramente diferentes.

⁶A fila reflete um período de tempo durante o qual um grupo de projetos começa o processo. Nem todos os projetos que estão na fila irão realmente operar. Os projetos podem sair da fila sem nenhum custo. Pequenos geradores (menos que 20 kW) não precisam entrar na fila para a interconexão. O procedimento para esse tipo de gerador é acelerado.

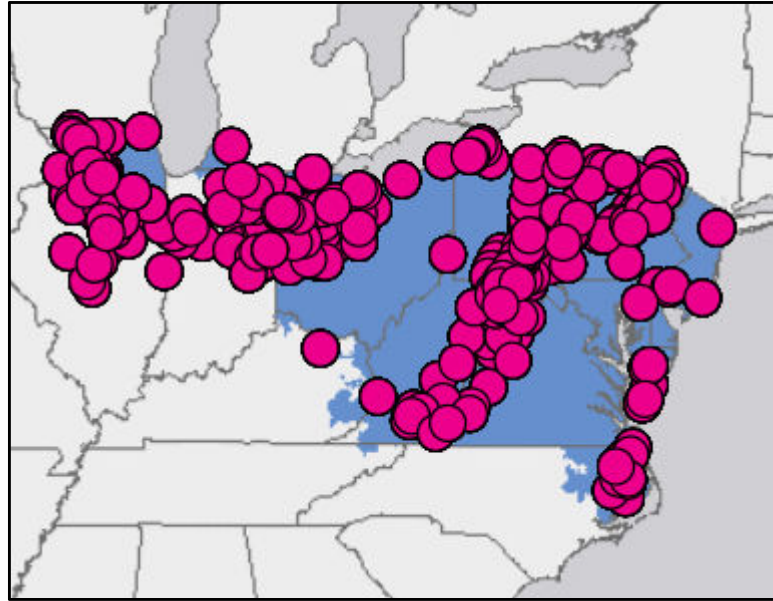
Gráfico 1: Capacidade Instalada por Fonte de Geração

Fonte: Elaboração Própria. Dados PJM (2014)

Pode-se visualizar que a região é fortemente dependente de geração de energia convencional⁷, tendo apenas uma pequena porcentagem de participação das renováveis. Segundo PJM (2014), mesmo tendo uma pequena participação na capacidade instalada, as renováveis vêm aumentando a sua participação ao longo dos anos. Com o crescimento das renováveis, existem diversos projetos de geração que estão na fila esperando o momento de se conectar a rede. Como exemplo da crescente presença das renováveis na PJM, a Figura 3 ilustra a quantidade de projetos eólicos que estão na fila:

⁷A geração de eletricidade através de recursos não renováveis. Recursos não renováveis são recursos que têm quantidade limitada na natureza. Exemplos de recursos não renováveis: Petróleo, Gás Natural, Carvão Mineral e Combustíveis nucleares (Urânio)

Figura 3: Projetos Eólicos na fila na região da PJM



Fonte: site PJM (2014)

A crescente criação de projetos de geração de energia renovável pode ser explicada em parte pelo aumento/criação de incentivos que apoiam esse tipo de projeto. Os incentivos têm um papel crucial para os geradores renováveis, principalmente em um ambiente competitivo, pois os mesmos têm que competir diretamente com geradores que já tem os seus custos afundados e tecnologia madura. Dessa forma, os incentivos têm o papel de criar um ambiente de competição entre geração convencional e renovável que seja “justa”, influenciando a criação de projetos renováveis.

2.3. MEIO AMBIENTE E REGULAMENTAÇÃO DE ENERGIA RENOVÁVEL

No intuito de aumentar a participação e o desenvolvimento das renováveis em seu território, os governos federal e estaduais americanos criaram diversos incentivos financeiros, regras e políticas para o desenvolvimento do setor. Segundo *Database of State Incentives for Renewables e Efficiency -DSIRE (2014)*, os incentivos financeiros são subdivididos da seguinte forma:

- I. Incentivos Fiscais Pessoais;
- II. Incentivos Fiscais Corporativos;
- III. Incentivos Fiscais de Venda;
- IV. Incentivos Fiscais de Propriedade;

- V. Descontos;
- VI. Subsídios;
- VII. Empréstimos;
- VIII. Suporte a Indústria;
- IX. Incentivo Baseados em Desempenho.

Segundo Hitaj (2013), o principal incentivo federal para as renováveis é o crédito fiscal de produção de energia renovável (PTC). O PTC é um crédito por quilowatt-hora de eletricidade gerada por fontes renováveis. São pagos 2,3¢/kWh para as eólicas e unidades de biomassa *closed-loop*⁸, e a duração do incentivo é de 10 anos. Para unidades de biomassa *open-loop*⁹, o PTC paga 1,1¢/kWh e a duração é de 5 anos.

Porém, o PTC expirou no final de 2012 e, no fim daquele ano, a cadeia de abastecimento e o desenvolvimento de projetos diminuíram drasticamente. A indústria eólica dos Estados Unidos instalou 1.084 MW em 2013, uma queda de 92% em novas instalações em comparação a 2012, principalmente devido à incerteza política sobre PTC. Uma extensão do PTC, de um ano, foi acordada no dia após o vencimento do *deadline* – 1º de janeiro de 2013.

Com a extensão da PTC, os projetos que iniciaram a construção em 2013 se tornaram elegíveis para o benefício, ajudando a impulsionar o crescimento do setor naquele ano. Outro sinal de força do setor, em 2013 foi registrado um número recorde de acordos de compra de energia assinados¹⁰ (GWEC, 2014).

Mesmo com o fim do PTC, permanecem outros incentivos federais, como aceleração da depreciação, créditos para compra de equipamentos, garantias de empréstimo a taxas subsidiadas e créditos fiscais para o segmento.

Segundo DSIRE (2014), além do incentivo financeiro, o governo federal inseriu regras, regulamentos e políticas de incentivo ao setor, como:

- I. normas para interconexão: a FERC formalizou a interconexão padrão de geradores de energia renováveis (dois padrões: geradores até 20 MW e geradores acima de 20 MW);

⁸ Segundo Bracmort e Gorte (2012), uma unidade de biomassa é do tipo *closed-loop* quando a cultura é plantada exclusivamente para gerar energia.

⁹ Segundo Bracmort e Gorte (2012), uma unidade de biomassa é do tipo *open-loop* quando é utilizado resíduo da cultura plantada para gerar energia.

¹⁰ A GWEC (2014) destaca que o recorde foi alcançado graças à maior competitividade de custos da energia eólica e facilidade de integração com a rede.

II. metas de energia e padrões para Governo Federal: foram estabelecidos metas e padrões para reduzir o uso de energia em edifícios federais.

Além dos incentivos federais, cada Estado americano tem a sua própria gama de incentivos, que variam qualitativa e quantitativamente. Os incentivos estaduais concentram-se principalmente na forma de isenções fiscais e créditos. Em relação ao Estado de Ohio, os principais incentivos financeiros estão elencados no Quadro 1:

Quadro 1: Principais Incentivos Financeiros do Estado de Ohio

Programa	Descrição
<i>Advanced Energy Job Stimulus Program</i>	Criação de um fundo para estimular o desenvolvimento de tecnologias e preparar a mão-de-obra local.
<i>Air-Quality Improvement Tax Incentives</i>	Presta assistência para projetos de energia renováveis. É possível ter até 100% de isenção no imposto sobre a propriedade real, uma parcela do imposto de franquias empresariais, Impostos de vendas e uso, entre outros.
<i>Local Option - Special Energy Improvement Districts (PACE):</i>	Permite empréstimos com juros baixos e prazo de 30 anos para pagar.
<i>First Energy Ohio - Renewable Energy Credit Procurements</i>	Como medida de segurança energética, <i>FirstEnergy</i> irá solicitar periodicamente propostas de compra de REC ¹¹ .
<i>Qualified Energy Property Tax Exemption for Projects</i>	Instalações de geração de renováveis de até 250 Kw estão isentas do imposto de propriedade real e imposto de propriedade pessoal.
<i>Qualified Energy Property Tax Exemption for Projects over 250 kW</i>	Instalações de geração de renováveis de acima de 250 Kw poderão pedir a isenção do imposto de propriedade real e imposto de propriedade pessoal.
<i>Energy Conversion and Thermal Efficiency Sales Tax Exemption</i>	O Estado de Ohio pode providenciar 100% de isenção nas taxas de venda e uso do projeto.

Fonte: elaboração própria a partir de DSIRE (2014).

¹¹Renewable Energy Credit (REC) são atributos ambientais de um megawatt-hora (MW/h) de eletricidade produzida a partir de uma fonte renovável.

De acordo com informações disponíveis em DSIRE (2014), além dos incentivos financeiros, o Estado de Ohio, juntamente com mais 28 estados americanos, criaram o *Renewable Portfolio Standards* (RPS). O RPS é um programa que impulsiona a utilização da energia renovável criando metas para a oferta de energia pelas concessionárias. Até o ano de 2024, as concessionárias de Ohio precisam obter 12,5% de sua energia a partir de fontes renováveis. Além disso, as concessionárias devem reduzir a demanda de pico em 0,75% ao ano até 2018. O não cumprimento das metas é passível de multa. Além do RPS, foi introduzido o *Net Metering*. O *Net Metering* é um serviço para o consumidor de energia elétrica, que além de consumir energia, é produtor de energia renovável; assim, a energia gerada pode ser utilizada para compensar a energia elétrica fornecida pela concessionária.

Segundo PJM (2014), como a maioria dos estados em que a PJM é responsável adotaram RPS, então a PJM criou o *GenerationAttributeTracking System*(GATS). O GATS acompanha as geradoras que utilizam recursos renováveis através da criação mensal de um certificado. Os certificados são vendidos pelo gerador para os fornecedores de eletricidade. O GATS auxilia no RPS coletando dados sobre a produção de energia e a evolução das geradoras. Somente no ano de 2011, foram emitidos mais de 51 milhões de certificados.

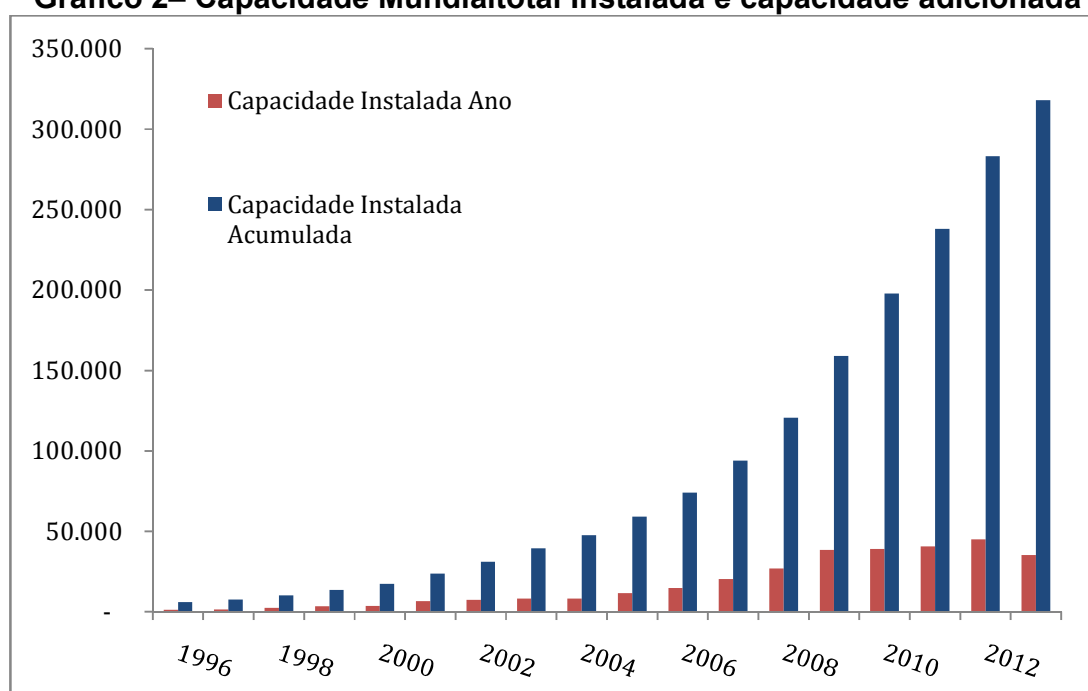
Mesmo com os incentivos estaduais e federais exercendo papel importante no desenvolvimento da geração de energia renovável e impactando positivamente na decisão de escolha da região onde será instalada a unidade, existem outros fatores que são levados em conta pelo investidor na hora de escolher a região onde será instalado o gerador. Seguindo Hitaj (2013), tomando como exemplo as geradoras eólicas, a decisão em relação ao local de instalação é dependente dos regimes de ventos da região e da proximidade às linhas de transmissão, pois, quanto maior a distância, maior será o custo para o

proprietário da unidade, uma vez que novas usinas têm que arcar com os custos de conexão a rede.

3. PROJETOS DE PARQUES EÓLICOS

A geração de energia pelos ventos é um dos principais recursos renováveis para a produção de eletricidade. A capacidade total instalada no mundo no final de 2013, conforme o relatório *Global Wind Report – Annual Market Update 2013*, publicado pela GWEC é de 318.105 MW, representando um crescimento de aproximadamente 12,35% em relação ao ano anterior (283.194 MW). O incremento na capacidade instalada no ano de 2013 foi mais de 35 GW, porém, em comparação com 2012, houve um declínio de aproximadamente 22,22%. Além da queda no incremento da capacidade instalada também houve um pequeno declínio no investimento global, passando de 80,9 bilhões de dólares para 80,3 bilhões de dólares. O Gráfico 2 representa a evolução da capacidade total instalada e da capacidade adicionada.

Gráfico 2– Capacidade Mundial total Instalada e capacidade adicionada



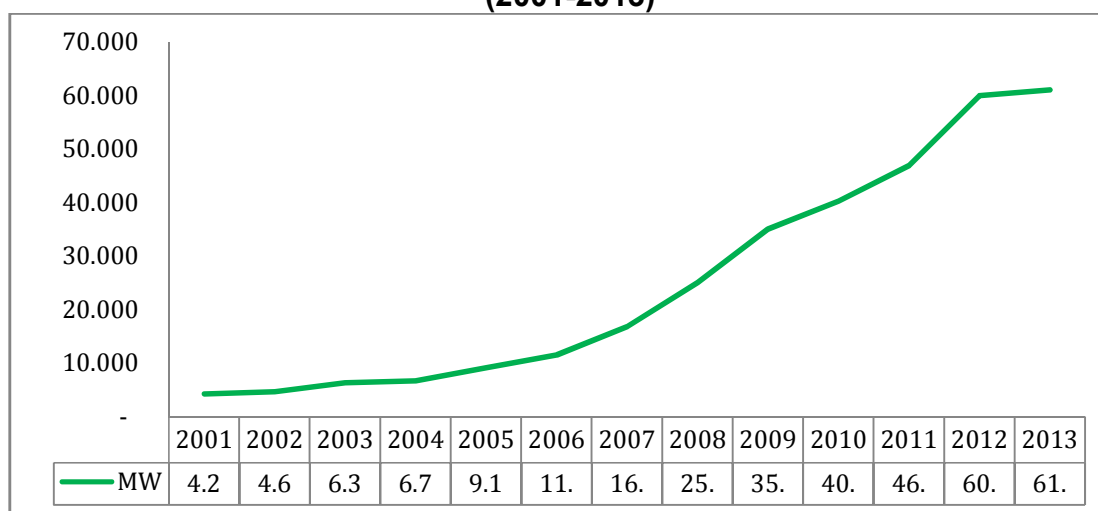
Fonte: Elaboração própria – Dados GWEC (2014)

A Ásia foi líder em capacidade instalada em 2013, com destaque para a China e Índia. Da capacidade instalada em 2013 na Ásia,

18.216 MW, o incremento chinês representou aproximadamente 88,3% e a Índia 9,5%. Em relação ao mundo, a China representou 45,6% do incremento mundial, sendo a primeira do ranking. A Índia, com 4,9% do incremento mundial, foi a quarta colocada no ranking. A Europa é a segunda colocada, com destaque para Alemanha. Da capacidade instalada no ano de 2013 na Europa, 12.031 MW, o incremento alemão representou 26,9%. Em relação ao mundo, 9,2% ficando na segunda posição no ranking. O Reino Unido (3° posição), Canada (5° posição), Estados Unidos (6° posição) e Brasil (7° posição), apresentaram incremento de 5,3%, 4,5%, 3,1% e 2,7%, respectivamente.

Os Estados Unidos ocupa a segunda posição no ranking mundial em capacidade instalada total até 2013, com 61.091 MW (19,2%). O Gráfico 3 representa a evolução da capacidade instalada dos Estados Unidos.

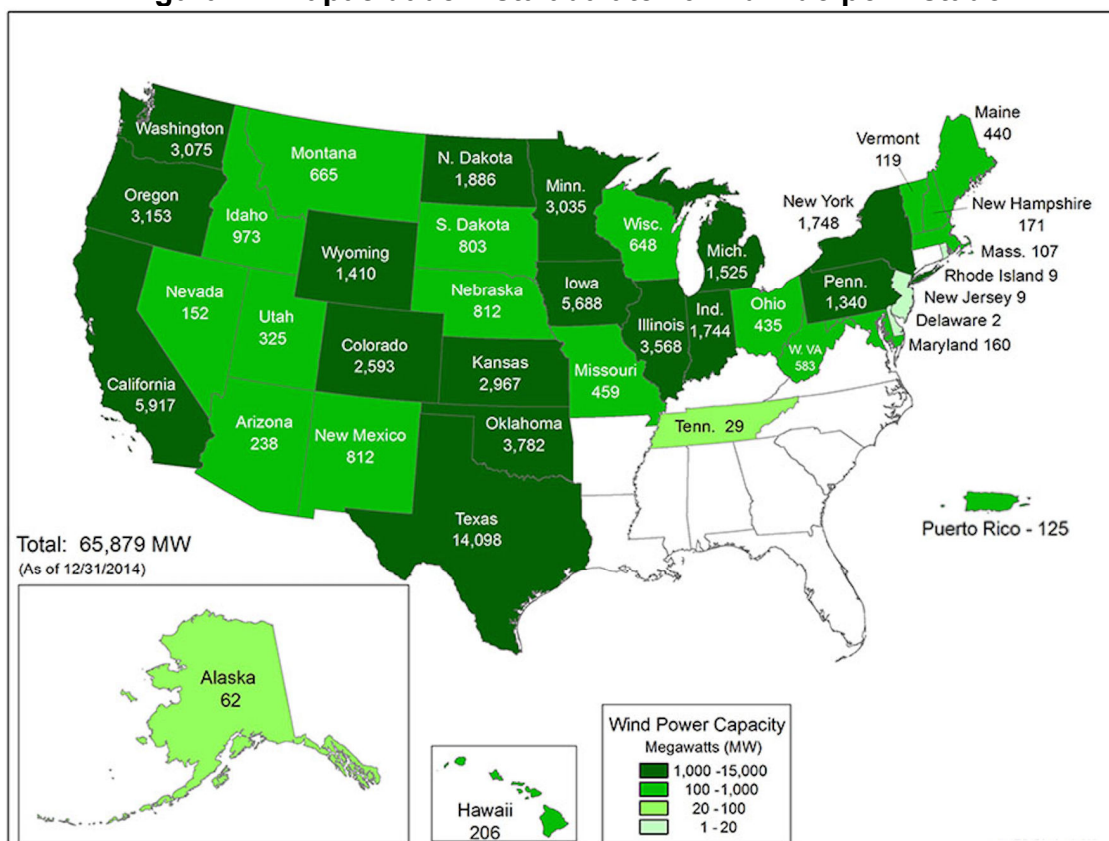
Gráfico 3- Evolução da capacidade instalada de eólica nos Estados Unidos (2001-2013)



Fonte: Elaboração própria – dados GWEC (2014)

Adicionalmente, segundo a *National Renewable Energy Laboratory*(NREL), a capacidade total instalada até 2014 por Estado é apresentada na Figura 4:

Figura 4 – Capacidade instalada até 2014 dividido por Estado



Fonte: NREL (2015)

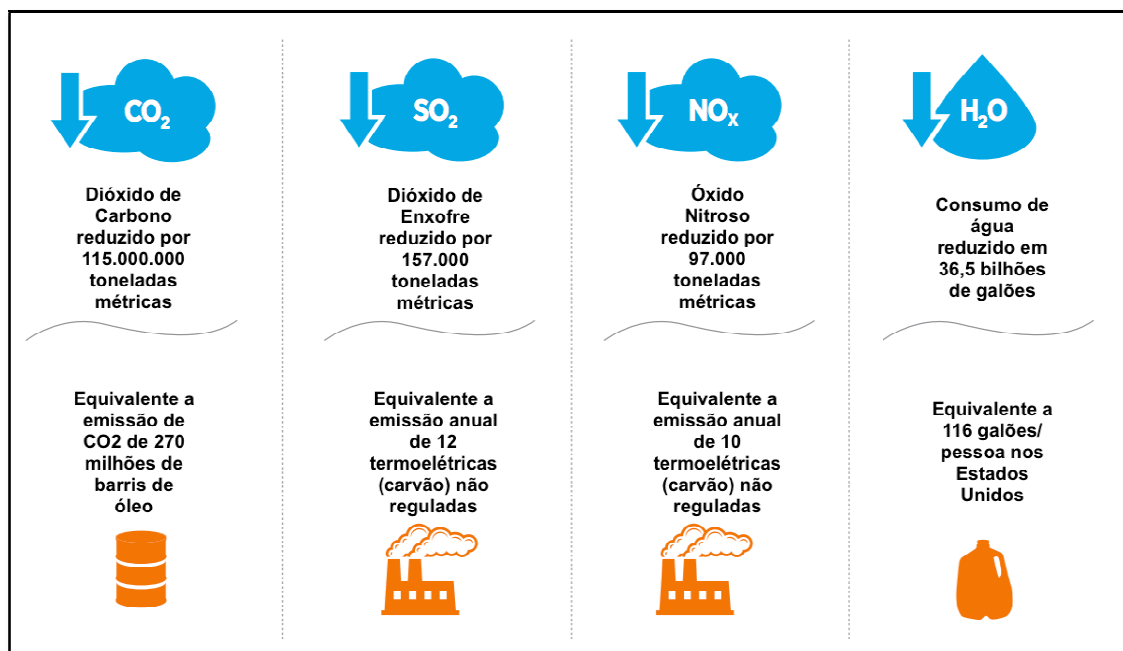
Os Estados do Texas e da Califórnia são os que mais possuem capacidade instalada até 2014 nos Estados Unidos, sendo 14.098 MW e 5.917 MW respectivamente. O Estado de Ohio apresentou 435 MW de capacidade instalada até 2014. Comparando os anos de 2013 e 2014, houve um crescimento de aproximadamente de 4.8 GW em todo os Estados Unidos.

Segundo a American Wind Energy (AWEA, 2015), com o crescimento do setor, o número médio de casas que recebem energia proveniente da fonte eólica passa dos 18 milhões de residências, sendo que existem mais de 48.000 parques eólicos de grande porte operando na atualidade. Ainda segundo a AWEA, entre 2009 a 2013, foram investidos mais de 15 bilhões de dólares no setor, fazendo que o mesmo impulsionasse a economia. Além disso, em 2013 foram contabilizados mais de 50.500 empregos ligados ao setor.

Além dos dados apresentados, o departamento de energia renovável dos Estados Unidos adiciona que o setor tem um grande valor para os fazendeiros, dados que os mesmo podem alugar suas terras para a instalação das turbinas, assim como instalar as suas próprias turbinas para gerar energia para a fazenda. Com a instalação dos parques eólicos, o Estado consegue aumentar o poder de arrecadação, sendo que grande parte dos impostos podem ser destinados à educação, como o Estado do Texas fez em 2001, redirecionando mais 13,3 milhões de impostos recolhidos do setor para a educação. O setor ainda reforça a diminuição da utilização da água. Cerca de 77% da água fresca dos EUA é utilizada para irrigação e para a geração de energia convencional. Como não é necessária a utilização direta da água para a produção eólica, a mesma é altamente recomendada para regiões atingidas pela seca. O setor ainda contribui com a segurança nacional, fazendo com que o país fique menos exposto às variações cambiais e de preço do óleo e do gás natural.

De acordo com o Departamento de Energia Americano (*U.S Department Energy*), em 2013 foram emitidos mais de 5,4 bilhões de toneladas métricas de CO₂ nos Estados Unidos, sendo que 35% pelo setor de energia. Como a produção eólica não emite CO₂ diretamente, foi estimado que, em 2013, a redução de emissão pela produção eólica ficou em torno de 115 milhões de toneladas métricas, sendo esse montante equivalente à emissão de 20 milhões de carros durante um ano. Ainda de acordo com Departamento de Energia Americano, a geração eólica conseguiu evitar 157.000 toneladas métricas de emissão de SO₂ e 97.000 toneladas métricas de emissão de NO_x. A Figura 5 resume as principais emissões de gases poluentes e de economia de água afetadas pelo setor eólico nos Estados Unidos no ano de 2013.

Figura 5 – Resumo das principais emissões de gases poluentes e de economia de água afetados pelo setor eólico nos Estados Unidos no ano de 2013



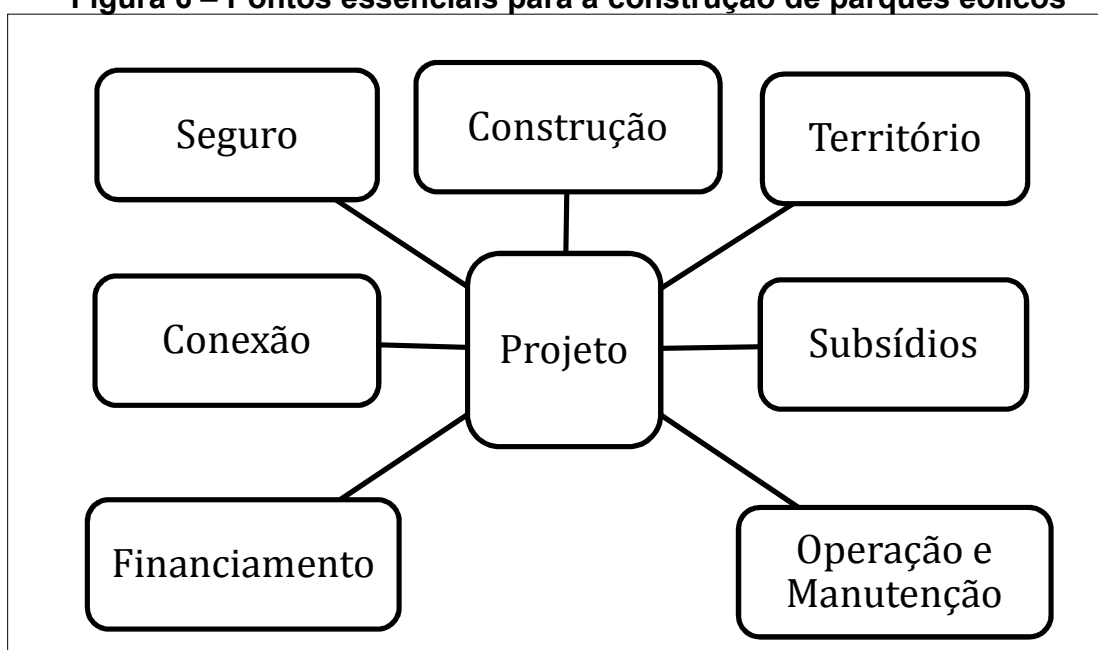
Fonte: U.S Department of Energy (2015) – Traduzido pelo autor

Contudo, mesmo mostrando-se como um importante *player* na produção de eletricidade nos dias atuais, os geradores eólicos enfrentam diversas incertezas econômicas e técnicas, tanto na construção do parque eólico, quanto na operação do mesmo. Tais incertezas precisam ser levadas em conta em todas as fases do planejamento do parque eólico, pois, se não forem propriamente avaliadas, podem levar o gerador a prejuízos futuros ou até mesmo à falência. Dessa forma, torna-se necessário empregar técnicas que consigam avaliar o potencial econômico dos geradores, no intuito de determinar se os mesmo serão financeiramente saudáveis.

Segundo Burton (2011), construir um parque eólico é muito mais do que apenas comprar uma turbina de vento; representa uma intervenção na matriz energética de um país e uma maneira de preservar o meio ambiente. Ainda segundo o autor, o procedimento para se construir parques eólicos grandes é relativamente complexo e não somente dependente das

considerações técnicas. O sucesso econômico de um parque eólico, além de um planejamento financeiro consistente, requer uma análise sensível das circunstâncias locais e globais. O desenvolvimento do projeto incluem diferentes etapas e processos. O autor ainda destaca que o projeto de parques eólicos são similares aos projetos de outros geradores de eletricidade, diferenciando-se principalmente na área de instalação. A Figura 6 apresenta os principais pontos que devem ser analisados antes de se construir parques eólicos:

Figura 6 – Pontos essenciais para a construção de parques eólicos



Fonte: Elaboração própria, segundo Burton (2011)

De acordo com a Figura 6, pode-se perceber que, para se construir um parque eólico, deve-se primeiro analisar diversos fatores que impactam a construção do mesmo. A escolha do território é primordial para o sucesso financeiro do parque, pois se o território não atender às expectativas de velocidade e intensidade dos ventos, a produção de eletricidade, e conseqüentemente a receita do parque, será inferior à projetada. Além disso, o tamanho do território é de grande importância para o projeto. As torres precisam estar espaçadas umas das outras para que não haja interferência na produção de eletricidade, demandando um território vasto. Outros pontos a se destacar

são a distância em relação à rede de transmissão e a dificuldade de acesso ao território.

O financiamento do projeto tem grande impacto nos resultados financeiros do parque eólico, pois depende tanto da razão de capital de terceiros e capital próprio, quanto da taxa de juros e tipo de financiamento. Sendo que se esses fatores forem além do esperado, o parque eólico pode ser não capaz de arcar com os custos de capital em sua vida útil, apresentando possivelmente prejuízos. Além disso, um importante fator no financiamento não citado pelo autor é que a taxa de juros está correlacionada com o tipo do projeto; em outras palavras, se o projeto irá participar no mercado de venda de eletricidade no atacado ou se o mesmo irá fornecer eletricidade para terceiros através de contratos de longo de compra e venda. Como a participação do projeto no mercado de atacado é composta por mais incertezas – riscos de preços – do que na venda de eletricidade através de contratos de longo prazo, as taxas de juros possivelmente refletirão a presença desses riscos e serão maiores.

A conexão da fazenda eólica à rede de transmissão é outro fator importante, pois além de representar um custo financeiro, a conexão necessita ser feita de acordo com as características específicas do projeto, sendo que instalações que não levam em conta tais características têm sua capacidade de transmissão severamente afetada.

A construção do parque eólico, normalmente estimado em três anos, é responsável pela maior parte dos custos do projeto, pois é necessário comprar todos os materiais e instalá-los. Dessa forma, se o preço dos materiais forem superiores aos estimados, os custos irão se elevar, podendo não viabilizar a construção do mesmo. Em relação à operação e manutenção do parque eólico, é necessário empregar pessoas e máquinas que consigam operar o parque e realizar as devidas manutenções necessárias. Além disso, é necessário capacitar todos os empregados periodicamente no intuito de gerar um ambiente operacional nivelado. Em relação ao seguro, a contratação do mesmo é necessária para cobrir eventuais incidentes e contratempos que o

projeto venha a sofrer. E por último, mas não menos importante, os subsídios que os parques eólicos recebem. Podem ser via redução de taxas, aceleração da depreciação, prêmios por produção, entre outros. Os subsídios desempenham um papel importante para os geradores renováveis, pois fazem com que os mesmos sejam mais competitivos em relação aos outros geradores.

Dessa forma, para realizar uma boa avaliação de viabilidade, precisamos compreender detalhadamente como se dá o desenvolvimento, instalação e operação de um parque eólico, assim como a distribuição dos custos de instalação e operação e os subsídios do governo.

3.1. DESENVOLVIMENTO DO PROJETO

Do exposto acima, podemos dividir custo da fazenda eólica em três grandes áreas: custo de geração, custo de operação e manutenção e custo de capital.

3.1.1. Custo de geração da planta

De acordo com o relatório da *U.S Environmental Protection Agency (EPA) - EPA's Power Sector Modeling Platform v.5.13 (2014)* e do relatório da *U.S. EIA, Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants (2013)*, o custo de geração¹² é o custo de desenvolver e construir um parque eólico. O custo de geração é primordialmente baseado no tamanho e na capacidade do parque eólico, assim como em suas configurações específicas.

Segundo *U.S. EIA, Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants (2013)*, o custo de geração pode ser subdividido da seguinte forma:

¹² O custo apresentado por ambos relatórios é o custo "overnight"

- I. Materiais e instalação;
- II. Fornecimento e instalação de equipamentos mecânicos;
- III. Instalação elétrica e controle;
- IV. Custos indiretos do projeto e taxas;
- V. Custos do proprietário¹³.

Os custos referentes a materiais e instalação incluem preparação do solo, limpeza, construção de vias, drenagem, concretagem e fundação das torres, instalação de utilidades subterrâneas, fornecimento de aço e instalação e construção dos edifícios.

O custo em relação ao fornecimento e instalação de equipamentos mecânicos incluem a compra das torres eólicas, assim como as hélices e todos os componentes necessários e equipamentos, como proteção contra incêndios, entre outros.

O fornecimento e instalação elétrica incluem transformadores elétricos, comandos, centros de controle de motores, sistemas de controle distribuído e instrumentação, e *commodities* elétricas, como fios, cabos e iluminação.

Os custos indiretos são referentes aos custos com o projeto de engenharia, trabalho de distribuição e materiais, horas extras de trabalho e incentivos, custos com andaimes, construção, gestão e comissionamento. As taxas incluem custos com contratantes indiretos, taxas e lucros.

E, por fim, os custos com proprietário incluem custos de desenvolvimento, viabilidade preliminar e estudos de engenharia, estudos ambientais, licenciamento, taxas legais, gestão de projetos, incluindo a gestão de terceiros, os custos de interconexão de infraestrutura como gás e eletricidade.

Como a produção eólica é intensiva em capital tecnológico, a maior parte dos custos será destinada a essa parte do projeto. Segundo Blanco

¹³ Os custos financeiros do projeto não são contabilizados nessa sessão.

(2009), os custos com fornecimento e instalação de equipamentos podem chegar a 80% do valor total do projeto. Contudo, os custos com fornecimento e instalação de equipamentos variam de acordo com o país de instalação do projeto. Países produtores de equipamentos eólicos, como é o caso dos EUA, tendem a ter um custo menor do que aqueles que têm que importar os materiais.

Em relação à conexão com a rede, o custo irá variar de acordo com a localização do parque eólico, sendo que parques eólicos mais distantes têm um custo de conexão maior. Além disso, parques eólicos que serão destinados para a venda de eletricidade possivelmente serão conectados a alta tensão, aumentando o custo de conexão.

As linhas de transmissão escolhidas devem ser capazes de manter a capacidade suficiente para lidar com o pico de produção do parque eólico. Segundo Daleef *al* (2004), os picos de produção dos parques eólicos para a rede não são tão recorrentes principalmente pela intermitência dos ventos, sendo que é improvável que ocorra mais do que 30% do tempo. Dessa forma, a distância física e a ineficiência da linha de transmissão tendem a tornar os custos de transmissão e as perdas relativamente altas.

O custo em relação à construção civil pode ser considerado heterogêneo, pois irá variar de região para região. Segundo Blanco (2009), outros custos como custos de desenvolvimento, os custos da terra, medidas de saúde e segurança, impostos, licenças, autorizações, podem ser elevados devido a rigorosas exigências feitas pelos órgãos públicos. Um importante ponto a se destacar é a curva de aprendizado, pois com o aumento do número de parques eólicos, muitas regiões podem se beneficiar de aumentos substanciais de produtividade dos sistemas regulatórios e administrativos.

Segundo Hau (2013), um típico investimento em um parque eólico na Alemanha com 50 turbinas de 2 MW, um rotor de 82 m de diâmetro e 100 metros de altura apresenta a seguinte estrutura:

Tabela 1 – Distribuição dos custos de geração em um típico parque eólico na Alemanha

Tipo	Porcentagem do Custo Total
Fornecimento e Instalação de equipamentos	76,2 %
Custo Indiretos do Projeto e Taxas	7,0 %
Custo do Proprietário	3,9 %
Matérias, Instalação elétrica e Controle	9,6 %
Outros	2,7 %

Fonte: Elaboração própria – Dados: Hau (2013)

3.1.2. Custo de operação da planta

O custo de operação da planta é o custo necessário para manter o parque eólico em condições para produção de eletricidade. Os custos de operação ocorrem independente do nível de geração de eletricidade. Os custos incluem a monitoramento da produção elétrica, gestão de capital humano, reparação do sistema de conversão de energia eólica, gestão de toda propriedade do parque eólico, seguro e, mais comum, o aluguel da terra. Além desses custos mencionados, o custo de operação também inclui bônus, despesas administrativas e gerais, manutenção preventiva, manutenção de estruturas e fundamentos, mensalidades e taxas para o parque eólico estar em dia com os órgãos reguladores.

Segundo Hau (2013), a distribuição dos custos de operação de um típico parque eólico na Alemanha (em % do custo de geração) segue a seguinte estrutura de acordo com a Tabela 2:

Tabela 2 - Funcionamento geral e estrutura de custos de manutenção de um típico parque eólico na Alemanha

Seguros	0.5 – 0.6 %
Alugueis	1.0 – 1.5 %
Manutenção de rotina (Serviços e Contratos)	1.2 – 1.5 %
Monitoramento e Administração	0.3 – 0.6 %
Reparos de reserva	0.5 – 0.8 %

Fonte: Elaboração própria – Dados: Hau (2013)

Segundo Hau (2013), um dos maiores problemas enfrentados pela grande maioria dos projetos eólicos é a realização de contratos de alugueis com os proprietários das terras para instalação das turbinas eólicas e edifícios auxiliares. O autor explica que acordos com os proprietários das terras são um dos primeiros passos para o desenvolvimento do projeto. Além disso, o autor comenta que, para se obter sucesso com os acordos, os investidores tem que se aproximar da comunidade local para que não haja rejeição do projeto.

Normalmente nos EUA, os investidores de projetos eólicos alugam diversas partes de terrenos para instalar toda a infraestrutura do parque eólico. Os terrenos alugados são geralmente terras agricultáveis. Contudo, a produção agrícola é pouco afetada pelas instalações das turbinas eólicas e dos edifícios auxiliares, pois a instalação não ocupa uma grande área do terreno. Além disso, as instalações de projeto eólico podem afetar positivamente a produtividade da fazenda. Os fazendeiros podem utilizar a infraestrutura do projeto eólico, por exemplo as vias de acesso para transportar os produtos agrícolas.

Ainda segundo Hau (2013), é possível que o território necessário para instalação do projeto seja adquirido pelos investidores ao invés de alugado. Contudo, mesmo que o preço do metro quadrado seja muito baixo, a compra do terreno não fará sentido econômico a menos que o investidor tenha a pretensão de utilizar o espaço para uma segunda fonte de receita.

O aluguel do terreno ao invés da compra pode ser explicado por alguns fatores. Segundo Hau (2013), como a compra do terreno somente teria sentido econômico se houvesse utilização do mesmo, o investidor não teria interesse em ingressar em outro mercado além da produção e venda de eletricidade, pois o custo de entrada pode ser alto. O não conhecimento do funcionamento do mercado, assim como os riscos intrínsecos a esse mercado, podem ser fatores que afastam os investidores da opção de compra do terreno. Por outro lado, pode haver algum benefício de diversificar investimentos via manutenção de dois projetos (energia e agricultura) se for considerado que

certas culturas podem mitigar as incertezas das receitas em épocas de pouco vento. Para tal, as características da cultura devem ser inversas às características dos ventos, ou seja, em épocas de vento, deve ser a hora de plantar e, em época de poucos ventos, a hora de colher. Se não for possível encontrar uma cultura com tal característica, basta que a mesma seja passível de armazenamento.

3.1.3. Custo de capital da planta

O custo de capital é referente ao custo de financiamento que os geradores eólicos enfrentam quando é necessário realizar empréstimos para a construção do parque, em outras palavras, a taxa de juros que será paga para efetuar o empréstimo. O tamanho da taxa de juros sofre influência de diversos fatores, como a razão entre capital de terceiros e capital próprio, se o financiamento será feito por uma agência estatal ou agência privada, valor do empréstimo, tempo de pagamento, garantias física, local de venda da eletricidade, entre outros.

4. REVISÃO DE LITERATURA

Segundo Dixit e Pindyck (1994), o investimento pode ser definido como o ato de incorrer em um gasto imediato esperando retornos futuros. Por essa definição, as empresas investem em projetos, incorrendo em gastos, para que no futuro existam retornos atrativos que superem esse sacrifício financeiro, criando assim valor para si e, conseqüentemente, para o acionista. Porém, como os retornos futuros são incertos, é necessário adotar regras de decisão que indiquem se o projeto irá ou não criar valor para a empresa e para o acionista.

Existem diversas técnicas para a tomada da decisão de investimento. Copeland *et al* (2005) descrevem algumas das técnicas tradicionais, como o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR), que são técnicas de Fluxo de Caixa Descontado (FCD) – ver Apêndice A. Contudo, diversos autores criticam a utilização apenas das técnicas tradicionais para decidir se o projeto irá ou não ser realizado. As principais críticas direcionadas aos métodos tradicionais são que os mesmos não capturam as incertezas futuras e nem as relações dinâmicas dos eventos futuros, sendo abordagem estáticas, que apenas descrevem se deve investir agora ou nunca.

Souza Neto *et al* (2008, apud BREALEY e MYERS 1991, p.513-4), argumentam que:

- I. a metodologia do FCD, implicitamente, assume que a empresa mantém os seus ativos reais de forma passiva;
- II. o FCD ignora as opções em ativos reais. Esse ato pode significar uma estimativa incorreta do valor de investimento;
- III. o FCD não reflete o valor de ações gerenciais, ou seja, diminuir perda ou aumentar ganhos;
- IV. o FCD assume que os gastos de capital são reversíveis.

Segundo Dixit e Pindyck (1994), o método VPL é baseado em pressuposições que são ultrapassadas. A condição de irreversibilidade e a possibilidade de adiamento são características reais que o método não considera, subestimando assim o valor do projeto.

Dessa forma, no intuito de desenvolver um método mais robusto, Myers (1977) publicou o artigo “*Determinants of Capital Borrowing*”. Esse artigo foi o gênese das Opções Reais. O autor identificou que muitos ativos reais podiam ser analisados como as opções financeiras.

Segundo Dixit e Pindyck (1994), uma empresa com uma oportunidade de investimento tem uma opção. Assim, a empresa tem o direito, mas não a obrigação de investir. Mesmo se mostrando como um método mais robusto, as opções reais utilizam métodos tradicionais como o VPL, porém adicionam flexibilidades aos projetos, tornando-se um método mais realista.

4.1. TEORIA DAS OPÇÕES REAIS

A Teoria das Opções Reais – TOR – é uma abordagem moderna¹⁴, que tem como vantagem considerar e valorar flexibilidades e incertezas. A TOR, como dito anteriormente, foi introduzida por Myers em 1977.

Segundo Dixit e Pindyck (1994), a TOR pode ser aplicada se os projetos apresentarem três condições:

- I. ambiente de incerteza;
- II. flexibilidade gerencial (*timing*);
- III. irreversibilidade do investimento (*sunkcost*).

Os autores argumentam que a TOR é o único método de avaliação que considera a interação dessas três variáveis. As três são explicadas na sequência.

¹⁴Ou seja, não é considerada como método tradicional.

Primeiramente, a incerteza (ver Apêndice B) tem um papel crucial na tomada de decisão de investimento, pois afeta diretamente o valor do projeto. A incerteza pode gerar um aumento no valor do projeto às custas de maior risco.

Em relação ao *timing*, o mesmo diz respeito à flexibilidade no tempo do investimento, ou seja, é possível adiar o investimento, no intuito de esperar novas informações que no tempo corrente são incertas. Contudo, existe um custo para o adiamento – o risco de entrada de outras firmas, o não ganho do fluxo de caixa, entre outros. Portanto, é preciso fazer um levantamento dos prós e contras de se esperar por novas informações (DIXIT e PINDYCK, 1994).

E, por último, os gastos com investimentos são *sunkcost*, portanto, irreversíveis. Em outras palavras, o custo do investimento é pelo menos parcialmente perdido e não é possível recuperá-lo totalmente caso o investidor mude de ideia. Dessa forma, a espera por investir tem um grande valor, pois quanto mais informação se tiver, menos incerteza o projeto terá.

Portanto, é interessante pensar em opções reais quando se tem opções antes e durante o investimento do projeto, ou seja, é possível escolher quando o projeto irá ser executado e, quando estiver sendo executando, é possível inserir opções como expansão e abandono, aumentando os possíveis ganhos ou diminuindo as possíveis perdas.

A aplicação da TOR para avaliação de projetos pode ser descrita em alguns passos. Primeiramente, utiliza-se o método tradicional, Fluxo de Caixa Descontado, obtendo o valor esperado (VPL) do projeto. Contudo, nessa etapa, a análise é estática, ou seja, caso nada mais fosse feito, nessa etapa se decidiria investir (decisão do tipo 'agora ou nunca').

No próximo passo, se faz necessário identificar quais são as incertezas a que o projeto está sujeito ou apenas quais as incertezas que mais afetam o projeto. No nosso estudo, o preço LPM no mercado atacadista é a incerteza que estamos analisando. A grande variação do preço da eletricidade gera riscos significativos para o projeto, sendo que uma análise errônea da

mesma pode gerar prejuízos futuros. Dessa forma, o segundo passo é modelar matematicamente o comportamento da incerteza ao longo do tempo no intuito de prever seu comportamento. O último e terceiro passo consiste na identificação das flexibilidades, opções, às quais o projeto está sujeito. Contudo, a identificação das opções do projeto não é um processo estático, ou seja, com o passar do tempo provavelmente irão surgir novas opções, assim como outras opções não serão mais plausíveis. Dessa forma, o papel do gestor nesse processo de mudanças é decidir quais são as melhores opções para o projeto naquele momento. Em nosso estudo, a opção a ser estudada é a de esperar o momento que os níveis de preços do mercado atacadista serão suficientes para gerar um projeto financeiramente viável.

Após a identificação das opções do projeto, podemos calcular o VPL com a inserção da opção e comparar os valores do VPL sem e com opção, descobrindo se a opção utilizada agrega valor ao projeto. Em nosso estudo, além da análise de qual é o melhor momento para se iniciar o projeto do parque eólico, foi realizada uma comparação entre os cenários 1 e 2, no intuito de analisar se a compra do terreno, juntamente com as receitas da venda da cultura e da diminuição dos custos com o aluguel, traz valor ao projeto.

Para uma discussão técnica sobre a TOR, é imprescindível conhecer a teoria das opções financeiras, pois as últimas serviram de base para as primeiras.

4.1.1. Opções financeiras

As opções financeiras são tipos de derivativos¹⁵. Segundo Dias (1996), o surgimento dos derivativos teve o objetivo de reduzir os riscos intrínsecos aos ativos financeiros. Os principais derivativos são: *swaps*, contratos a termo, contratos futuro e opções.

¹⁵Os derivativos são instrumentos financeiros cujo o valor deriva de outro ativo subjacente.

As opções dão ao titular o direito, mas não há obrigação, de realizar determinada ação no futuro. Segundo Hull (2008), existem duas opções básicas: *call*(opção de compra), que dá o direito de compra de um ativo específico ao titular em certo período de tempo e por certo preço, e a *put*(opção de venda), que dá o direito de venda de um ativo específico ao titular por certo período de tempo e por certo preço. O preço do contrato é conhecido como preço de exercício, a data do contrato é conhecida como maturidade.

No mercado financeiro existem diversos tipos de opções, porém as mais conhecidas são as do tipo americana e europeia. A diferença entre ambas está em sua maturidade. A americana pode ser exercida a qualquer momento do tempo até a sua maturidade e a europeia só pode ser exercida na sua maturidade.

Segundo Hull (2008), uma *call* apenas será exercida se o preço final do ativo subjacente for maior que o preço de exercício da opção, ou seja, quando $St > X$. Portanto, pode-se derivar a Equação 1 para a *call*:

$$\text{Max}(St - X, 0) \quad (1)$$

St - preço final do objeto de negociação;

t - data do vencimento;

X - preço de exercício.

O titular da *call* espera que o preço suba para que o mesmo possa exercer a opção.

Em relação à *put*, a ideia é inversa, ou seja, o titular espera que o preço caia. A Equação 2 ilustra a regra de decisão da *put*:

$$\text{Max}(X - St, 0) \quad (2)$$

Sendo assim, a *put* será exercida somente se o preço de exercício for maior do que o preço do ativo subjacente, ou seja, quando $X > St$.

Segundo Hull (2008), quando for economicamente factível o titular exercer a opção, ou seja, quando $St > X$ para a *call* ou $X > St$ para *put*, diz-se que a opção está *in-the-money*; caso contrário, a opção está *out-of-money*. Se $St = X$, a opção está *at-the-money*. O autor ainda destaca que existem dois lados em opções, o lado do investidor que está em *long-position*, ou seja, aquele que comprou a opção, e o lado do investidor que está em *short-position*, ou seja, aquele que vendeu a opção.

Como dito anteriormente, as opções dão a seu detentor um direito de exercer uma ação futura, mas, para ter esse direito, é necessário pagar o preço da mesma, que também é conhecido como prêmio da opção. Contudo, o preço das opções é influenciado por algumas variáveis. Segundo Hull (2008), as variáveis que influenciam o valor das opções são: (i) preço à vista do ativo subjacente (St), (ii) preço de exercício (X), (iii) maturidade (T), (iv) volatilidade do preço do ativo subjacente (σ), (v) taxa de juros livre de risco (r) e (vi) dividendos esperados durante a vida da opção (D).

I. Preço à vista do ativo subjacente (St): em relação à *call*, quanto maior o preço do ativo subjacente, maior a probabilidade da opção estar *in-the-money*, apresentando assim, uma correlação positiva com o valor da opção. Em relação à *put*, quanto menor for o preço do ativo subjacente, maior a probabilidade da opção estar *in-the-money*, apresentando uma correlação negativa.

II. Preço de exercício(X): em relação à *call*, quanto menor for o preço de exercício, maior a probabilidade de a opção estar *in-the-money*, apresentando assim uma correlação negativa. Em relação à *put*, quanto maior for o preço de exercício, maior a probabilidade da opção estar *in-the-money* (correlação positiva).

III. Maturidade (T): quanto maior a maturidade, maior o valor da opção americana, sendo *put* ou *call*. A correlação positiva indica que quanto maior o tempo de maturidade, maiores as chances do titular exercer a opção. Em relação às opções europeias, quanto maior a maturidade, maior o valor da

opção também; contudo, Hull (2008) demonstra que esse fato nem sempre é verdade para as opções europeias que pagam dividendos e não são protegidas por proventos (considere duas *calls* europeias referenciadas em uma mesma ação: uma com data de expiração em um mês e a outra com data de expiração em dois meses. Suponha que um grande dividendo seja esperado em seis semanas. O dividendo fará que o preço da ação se reduza, de forma que a opção com vida curta possa vir a valer mais que a opção de vida longa).

IV. Volatilidade do preço da ação (σ): como a volatilidade é quanto o preço da ação pode variar, ou seja, o quanto o preço pode subir e quanto o preço pode cair, então quanto maior volatilidade, maior o valor da opção americana e europeia. Esse fato ocorre pois, quando o investidor comprar a *call*, o mesmo espera que o preço suba, o que geraria valor; mas, se o preço cair, o investidor simplesmente não exerce a opção. O inverso vale para a *put*, ou seja, quanto menor o preço da ação, maior o valor da opção. Mas se o preço cair, o titular simplesmente não exerce.

V. Taxa de juros livre de risco (r):segundo Hull (2008), quanto maior a taxa de juros livre de risco, maior é o retorno esperado pelos acionistas. Porém, quanto maior a taxa livre de risco, menor é o valor presente do fluxo de caixa recebido pelo titular da opção. A combinação desses dois impactos afeta negativamente a *put* e positivamente o *call*.

VI. Dividendos esperados durante a vida da opção (D): segundo Hull (2008), em relação aos dividendos, os mesmos têm relação negativa na *call* e positiva na *put*.

Abaixo apresentamos a Tabela 3 com o resumo das relações das variáveis com o preço da opção.

Tabela 3: Resumo das Relações das Variáveis com o Preço da Opção

Variável	Call europeia	Put europeia	Call americana	Put americana
Preço a vista	+	-	+	-
Preço de Exercício	-	+	-	+
Maturidade	?	?	+	+
Volatilidade	+	+	+	+
Taxa de juros	+	-	+	-
Dividendos	-	+	-	+

Nota: + indica relação positiva com o aumento do preço da opção;
 - indica relação negativa com o preço da opção; ? Indica que a relação é incerta.

Fonte: Hull (2008)

4.1.2. Tipos de opções reais

Existem diversos tipos de opções reais que podem ser inseridas nos projetos, tais como opção de adiar o investimento, opções de alterar a escala operacional, opção de abandono, opções de *switch*¹⁶, entre outras. Scartezini (2006) ressalva que não existe apenas uma classificação sobre os tipos de opções reais. A mesma opção real pode ter diferentes nomes, de acordo com cada autor. Um exemplo disso são as opções compostas, que normalmente tem o mesmo significado que opções sequenciais. Abaixo estão descritas as seis opções reais básicas:

A opção de adiar (ou opção de esperar) reduz a incerteza “atrasando” a decisão de investimento até que mais informações – como preços – apareçam, justificando o investimento. Segundo Brach (2003), essa opção pode ser vista como uma *call* americana, pois o proprietário tem a opção de exercer, ou seja, realizar o investimento, a qualquer momento do tempo se as condições forem favoráveis.

Segundo Brach (2003), a opção de abandono pode ser vista como uma *put* americana, ou seja, se as condições no futuro não forem

¹⁶Esses exemplos foram nomeados por Trigeorgis (1996).

favoráveis, a empresa pode exercer a opção e abandonar o projeto, diminuindo, assim, as perdas. A *put*, em sua essência, é um *hedge* contra uma desaceleração econômica.

A opção de mudança de escala operacional – expansão ou retração – é uma flexibilidade de alterar a capacidade do projeto de acordo com as condições de mercado. A opção de expansão pode ser vista como uma *call* americana, assim o proprietário pode expandir a qualquer momento. Porém, a opção de contrair pode ser vista como uma *put*, pois dada as condições de mercado, o proprietário irá exercer a opção para diminuir o risco de perdas (BRACH, 2003).

Em relação à opção *switch*, se houver mudanças nos preços dos produtos (outputs) – por exemplo, o preço do produto X está muito baixo – então os gestores podem mudar a produção e começar a produzir o produto Y¹⁷; isso é conhecido como flexibilidade de produção. Segundo Trigeorgis (1996), alternativamente, o produto pode continuar sendo o mesmo, mas os insumos (inputs) são mudados e isso é conhecido como flexibilidade de processo. A opção *switch* pode ser verificada quando se permite a troca de contratos de venda.

As opções de crescimento são adquiridas pela empresa quando a mesma faz um investimento inicial em um novo mercado, em um novo produto ou até mesmo em uma nova tecnologia. Normalmente, esse tipo de investimento gera mais custos do que receitas, apresentando VPL negativo. Segundo Brach (2003), essas opções, entretanto, criam infraestrutura e oportunidades futuras para expansão que devem ser adicionadas ao cálculo do VPL básico.

As opções compostas (*time-to-build*) são opções em opções, ou seja, são opções sequenciais. Se os investimentos são realizados em etapas, existe a opção de abandonar ou de seguir para a nova fase em cada etapa do projeto, dependendo das condições de mercado (BRACH, 2003).

¹⁷Em indústrias, isso ocorre quando a mesma é flex, ou seja, quando é possível produzir diferentes tipos de produtos na mesma linha de montagem.

Por último, segundo Trigeorgis (1996), as opções arco-íris (*multipleinteracting*) são combinações de pelo menos duas opções reais. Como dito anteriormente, as opções de crescimento criam oportunidades futuras de expansão; assim, se houver uma sinalização positiva para o projeto, então, possivelmente, será inserida uma opção de expansão, formando uma opção composta. Ainda segundo o autor, o valor da combinação das opções não será necessariamente a soma dos valores das opções separadamente.

Como nas opções financeiras, os valores das opções reais também são influenciados pelas mesmas seis variáveis já citadas, com as devidas ressalvas. Abaixo, encontra-se a relação das variáveis de interesse para as opções reais:

I. **Preço do ativo subjacente (St):** diferente das opções financeiras, o preço do ativo subjacente refere-se ao valor do projeto sem a opção. Quanto maior for o valor do ativo subjacente, maior será o valor da opção de compra e menor o valor da venda;

II. **Preço de exercício da opção (X):** em opções reais, o preço de exercício refere-se ao montante necessário que deve ser investido para realizar a opção. Quanto maior, menor o valor da *call* e maior o da *put*;

III. **Maturidade (T):** é o tempo de expiração da oportunidade de investimento. Sua relação com o valor não é determinada para opções reais.

IV. **Volatilidade do preço da ação (σ):** é a volatilidade do valor do projeto, ou seja, quanto os fluxos de caixa variam. Quanto maior, maiores os valores das *calls* e *puts*.

V. **Taxa de juros livre de risco (r):** continua sendo a taxa livre de risco da economia no enfoque risco-neutro.

VI. **Dividendos esperados durante a vida da opção (D):** valor perdido durante o período em que a oportunidade de investimento foi adiada.

Para Trigeorgis (1996) e Brach (2003), contudo, a analogia entre opções reais e opções financeiras não é exata. Os autores exemplificam algumas dessas diferenças:

I. o detentor da opção financeira não precisa se preocupar com competição, ou seja, a *call* fornece o direito exclusivo de compra para seu detentor. Em relação às opções reais, isso pode não ocorrer, pois é possível que o direito de exercer a opção seja compartilhado entre os concorrentes. Dessa forma, diferentemente das opções financeiras, o valor da opção real não tem uma relação positiva com a maturidade, pois quanto maior a maturidade, maior são as ameaças competitivas;

II. as opções financeiras são bens que são comercializados no mercado financeiro de forma eficiente. Porém, as opções reais não desfrutam das mesmas características, pois em sua maioria, são não comercializáveis;

III. em opções financeiras, o ativo subjacente é uma ação negociada no mercado, mas em opções reais, o ativo subjacente é algo tangível.

Além disso, é possível destacar outras diferenças como: opções financeiras são normalmente de curto prazo, enquanto as opções reais são de longo prazo; os ativos financeiros não podem ter valores negativos, enquanto os valores de um projeto pode; as opções financeiras são passíveis de proteção, mas as opções reais não; a volatilidade das opções financeiras é calculada com os dados históricos do mercado financeiro, enquanto a volatilidade das opções reais é calculada com base na hipótese do *MarketedAssetDisclaimer* (MAD)¹⁸.

4.1.3. Aplicação da TOR em projetos eólicos

¹⁸Segundo Copeland e Antikarov (2001), o MAD implica em considerar os valores presentes dos fluxos de caixa do projeto sem a opção como melhor estimativa não tendenciosa do valor de mercado do projeto.

A Teoria das Opções Reais vem sendo aplicada em diversos tipos de projetos e setores, sendo que o setor de energia vem chamando bastante atenção pela quantidade de estudos e aplicações.

Em relação a aplicação da TOR em projetos envolvendo fontes de recursos renováveis, os trabalhos vem ganhando destaque ao longo dos anos por tratar as incertezas desse setor de uma maneira mais realista do que as técnicas de valoração de projetos tradicionais. As incertezas normalmente empregada a projetos eólicos são os preços da eletricidade que normalmente ditam a viabilidade do projeto, subsídios do governo que as tornam mais competitivas no mercado de energia, assim como o ambiente de venda da eletricidade e as incertezas em relação ao custo de instalação dos projetos.

Abadie e Chamorro (2014) avaliaram um parque eólico em funcionamento sob diferentes ambientes de venda de eletricidade no Reino Unido. Os autores utilizaram como fontes de incerteza os preços futuros da eletricidade no mercado desregulado, nível de produção eólica e o preço dos certificados de produção. Utilizando tanto a simulação de Monte Carlo como árvores trinomiais, os autores avaliaram o projeto sob diferentes ambientes de venda de eletricidade.

Méndez, Goyanes e Lamothe (2009) avaliaram o investimento em projetos eólicos na Espanha utilizando opções reais sequenciais. Os autores combinaram diferentes incertezas, como custo de investimento, produção e preço da eletricidade para decidir se o investimento no projeto deveria continuar para o próximo estágio ou ser abandonado, sendo que os estágios eram sucessivos e independentes.

Luna, Assuad e Dyner (2003) avaliaram a opção de expansão de um projeto eólico já existente na Colômbia. Os autores utilizaram o preço no mercado à vista da eletricidade, a correlação entre a demanda energética e o PIB como incertezas de mercado e a imaturidade dos projetos eólicos no país como incerteza privada. Os autores utilizaram árvores binomiais para valorar a opção de expansão.

Yu, Sheblé, Lopes e Matos (2006) avaliaram a opção de *switch* em projetos eólicos. As opções do projeto eólico eram vender eletricidade no mercado regulado com tarifas fixas, no mercado à vista com tarifas variantes, ou mesmo em ambos os mercados.

Muñoz *et al.* (2009) avaliaram a opção de investimento, espera ou abandono do investimento em projetos eólicos. Os autores utilizaram árvore trinomial para valorar as probabilidades de decisão do investidor de acordo com projeções de vários cenários.

Dykes e Neufville (2008) avaliaram investimentos em parques eólicos utilizando árvores de decisão e simulação de Monte Carlo com a opção de expandir o projeto ou abandonar o mesmo. As incertezas utilizadas no trabalho foram o preço da eletricidade e as receitas provenientes de crédito de carbono.

Como pode ser visto na maioria dos trabalhos de opções reais envolvendo o setor eólico, o preço da eletricidade é geralmente uma das incertezas envolvida no estudo. A eletricidade possui características próprias, assim como o seu preço. Dessa forma, torna-se necessário a discussão e apresentação dos principais processos estocásticos utilizados para modelar o preço da eletricidade na atualidade.

4.2. PROCESSOS ESTOCÁSTICOS

Na utilização da TOR é necessário haver incerteza em relação ao projeto, característica essa que é fundamental para aplicação da teoria. Dessa forma, um passo relevante é a modelagem do comportamento estocástico da(s) variável(s) incerta(s). Segundo Bastian-Pinto (2009), devem ser consideradas: questões econômicas, questões técnicas, tempo de vida do projeto, possíveis dificuldades de parametrização do modelo estocástico, aplicabilidade, entre outros. Os autores Dixit e Pindyck (1994) argumentam que se o tempo de vida do projeto for relativamente curto, a escolha do processo

estocástico para modelar a variável incerta não será relevante, podendo ser escolhido pela facilidade de modelagem e estimação dos parâmetros. Contudo, se o tempo de vida do projeto for longo, a escolha do processo estocástico para modelar a incerteza tem papel crucial na determinação do seu valor, podendo ser de alto poder de complexidade de modelagem e estimação dos parâmetros.

Conforme pode ser visto no Apêndice C deste trabalho, processo estocástico é uma variável que se desenvolve durante certo período de tempo e que é pelo menos parcialmente aleatória. Formalmente, o processo estocástico é definido como uma lei de probabilidade da evolução de x no tempo t (DIXIT e PINDICK, 1994).

A modelagem dos preços da eletricidade vem sendo alvo de estudo de diversos acadêmicos (HIGGS, WORTHINGTON, 2008; HUISMAN, JONG, 2003; HUISMAN, MAHIEU, 2003; JONG, 2005; KARAKATSANI, BUNN, 2008; KNITTEL, ROBERTS, 2001; LUCIA, SCHWARTZ, 2002; MÖST, KELES, 2010; PINDYCK, 1999; CLEWLOW, STRICKLAND, KAMINSKI, 2000 e 2001). As características levantadas pelos autores sobre o preço da eletricidade interferem diretamente na escolha do processo estocástico para descrevê-los.

Segundo Bastian-Pinto (2009), podemos testar a validade da modelagem da variável estocástica para uma série temporal. Seguindo a ideia do autor, primeiramente precisamos testar a validade da modelagem dos dados através do processo de Movimento Geométrico Browniano (MGB). Como o MGB é um caso específico de ruído branco, ou seja, possuindo raiz unitária, então podemos testar a presença de raiz unitária, através de uma regressão linear de mínimos quadrados e aplicando o teste de Dickey-Fuller. Portanto, regredindo a equação: $x_t = a + bx_{t-1} + \varepsilon_t$, podemos verificar se o $b = 1$ (hipótese nula); se isso for verdade, o modelo possui raiz unitária, apresentando características de um MGB.

Ainda segundo o autor, a forma mais comum de rescrever a equação acima é subtrair x_{t-1} de ambos os lados da equação e testar a nova hipótese nula $(b - 1) = 0$, conforme descrito abaixo na Equação 3:

$$x_t - x_{t-1} = a + (b - 1)x_{t-1} + \varepsilon_t \quad (3)$$

Um ponto importante ressaltado por Bastian-Pinto (2009) é que realizar o teste t padrão para a hipótese nula não seria o mais indicado, pois os estimadores de mínimos quadrados possui viés para zero. Desta forma, o autor indica utilizar as estatísticas de valor de testes do Dickey-Fuller (Raiz Unitária).

Considerando que $x_t = \ln[S_t]$, podemos rescrever a Equação 4 da seguinte maneira:

$$\ln[S_t] - \ln[S_{t-1}] = a + (b - 1)\ln[S_{t-1}] + \varepsilon_t \quad (4)$$

Neste trabalho, realizamos a regressão de acordo com a equação 4 com os valores horários deflacionados do LMP de 01/06/2012 até 31/05/2013. Os resultados obtidos estão sumarizados na Tabela 4:

Tabela 4: Resultado da regressão LMP

Estimativas	Valor
a	0.2327143
$(b - 1)$	-0.0662675
Estatística t para $(b - 1)$	-17.34

Fonte: Elaborado pelo autor

Os valores dos testes de Dickey-Fuller (Raiz Unitária) são sumarizados na Tabela 5:

Tabela 5: Valores críticos do teste de Dickey-fuller para observações infinitas e com *drift*.

Nível de Significância	1%	2,5%	5%	10%
Valores Críticos	-3.42	-3.12	-2.86	-2.57

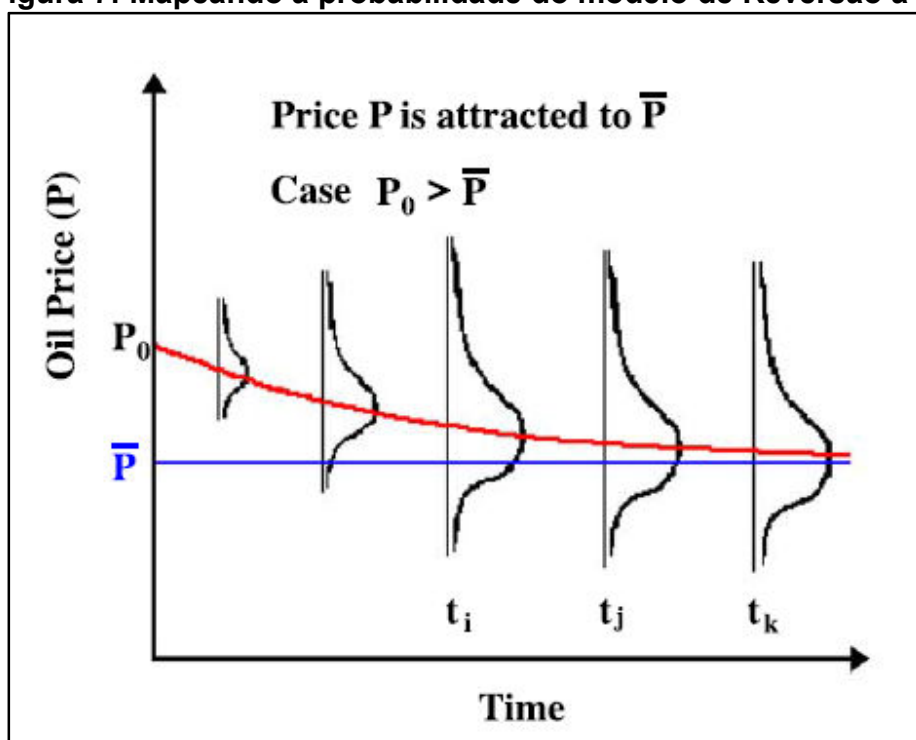
Fonte: Greene (2003, p.638)

Desta forma, como a estatística t para $(b - 1)$ é menor que a estatística do teste de Dickey-Fuller a 1% apresentado acima ($-17.34 < -3.42$), podemos rejeitar a hipótese nula de presença de raiz unitária e concluir que os preços LMP apresentam indícios de um movimento autorregressivo.

Além disso, diversos autores como Deng (2000), Dias (2004), Bierbrauer, Trück, Weron (2004), Geman e Roncoroni (2006), De Jong (2006) e Bastian-Pinto (2009), defendem a utilização do modelo de reversão à média

para modelar preços de eletricidade, pois tal processo segue a lógica microeconômica de oferta e demanda. Se o preço está longe, acima ou abaixo, do equilíbrio de longo prazo, forças de mercado atuarão para “forçar” o preço para sua média de longo prazo. A Figura 7 ilustra o caso do movimento de reversão à média.

Figura 7: Mapeando a probabilidade do modelo de Reversão à Média



Fonte: Dias (2004)

Uma segunda característica que pode ser incorporada ao preço da eletricidade é a presença de flutuações sazonais (BIERBRAUER, TRÜCK, WERON, 2004; GEMAN e RONCORONI, 2006). A explicação para as flutuações sazonais pode ser dada pelas estações climáticas ou até mesmo pelo número de horas de luz no dia, como outras características. Outra característica dos preços da eletricidade é a existência de pequenos movimentos aleatórios em torno da tendência, que podem ser representado como os desequilíbrios entre oferta e demanda. Como é uma característica estocástica, a mesma pode ser representada por um termo de ruído branco (GEMAN e RONCORONI, 2006). A

última, mas não menos importante é a presença de picos, que são seguidos de um movimento de queda. A presença de picos pode ser explicada pela característica física da energia. Como a eletricidade é um ativo que não pode ser armazenado depois de gerado e apresenta características de um bem não elástico, e como a rede tem que balancear demanda e oferta continuamente para que não fique sobrecarregada, então choques de demanda e oferta não podem ser amenizados; assim, o preço da energia ao longo do tempo se torna bastante volátil com vários picos ao longo do tempo (DENG, 2000;BIERBRAUER, TRÜCK, WERON, 2004; GEMAN e RONCORONI, 2006; DE JONG, 2006; BASTIAN-PINTO, 2009). O relatório da FERC (2004) comparou a volatilidade histórica anualizada do mercado de eletricidade (hub Cinergy), com preços do gás natural (Henry hub), petróleo (NYMEX) e com o mercado de ações (S&P500). No mercado de energia foram encontradas volatilidade de quase 300%, sendo que em outras *commodities* não passaram de 100% e, no mercado de ações, foram menores que 20%.

Com a presença das características citadas acima, devemos analisar os processos estocásticos de reversão a média utilizados na literatura, para que encontremos o que melhor se encaixa ao preço da eletricidade.

4.2.1. Modelos de reversão a média de fator único

Segundo Bastian-Pinto (2009), os MRM mais simples são os de fator único, que possuem somente uma fonte de incerteza. Abaixo serão apresentados os modelos de fator único mais citados na literatura.

4.2.1.1. Modelo aritmético de ORNSTEIN-UHLENBECK

O processo de MRM mais simples é conhecido como processo de Ornstein-Uhlenbeck (OU). A Equação 5 descreve o processo OU (DIXIT e PINDYCK, 1994):

$$dx = \eta(\bar{x} - x)dt + \sigma dz \quad (5)$$

x é a variável estocástica;

\bar{x} é o nível que x tende a se reverter, ou seja, a média de longo prazo;

η é a velocidade de conversão para a média;

σ é a volatilidade do processo;

dz é o processo de *Weiner*, com distribuição normal: $dz = \varepsilon\sqrt{dt}$;

$\varepsilon \sim N(0,1)$ e dt é o incremento do tempo.

O valor esperado de x_t é:

$$E(x_t) = \bar{x} + (x_0 - \bar{x})e^{-\eta(t-t_0)} \quad (6)$$

E a variância é:

$$Var(x_t) = \frac{\sigma^2}{2\eta} (1 - e^{-2\eta(t-t_0)}) \quad (7)$$

É importante destacar que o MRM é um processo de Markov, porém não possui incrementos independentes, ou seja, a variação esperada de x depende da diferença entre \bar{x} e x (DIXIT e PINDYCK, 1994).

Dixit e Pindyck (1994) destacam que se $\eta \rightarrow \infty$, $Var(x_t) \rightarrow 0$, o que significa que x nunca irá se desviar de \bar{x} , mesmo que momentaneamente. E se $\eta \rightarrow 0$, então dx virá um Movimento Browniano simples. Bastian-Pinto (2009) argumenta que para simular o processo em questão, é necessário transformar o modelo contínuo em um modelo discreto. Ainda segundo o autor, o modelo discreto é obtido somando o valor esperado (parte determinística) com a variância (parte estocástica) do modelo contínuo, no qual a parte estocástica é multiplicada por uma distribuição normal com média 0:

$$x_t = x_{t-1}e^{-\eta\Delta t} + \bar{x}(1 - e^{-\eta\Delta t}) + \sigma \sqrt{\frac{1 - e^{-2\eta\Delta t}}{2\eta}} N(0,1) \quad (8)$$

Além de reescrever o modelo em sua forma discreta, é necessário descrever como devemos estimar os parâmetros do MRM. Bastian-Pinto (2009), descreve que para estimar os parâmetros é necessário escrever a Equação 8 da seguinte forma:

$$x_t - x_{t-1} = \frac{\bar{x}(1 - e^{-\eta\Delta t})}{a} + \frac{(e^{-\eta\Delta t} - 1)}{b - 1} x_{t-1} \quad (9)$$

Ou, considerando o erro da série:

$$x_t - x_{t-1} = a + (b - 1)x_{t-1} + \varepsilon_t \quad (10)$$

Com a Equação 10, podemos estimar os parâmetros do processo realizando uma simples regressão linear sobre a série de x_t . Como $b - 1 = (e^{-\eta\Delta t} - 1)$, então:

$$\eta = -\ln(b)/\Delta t \quad (11)$$

Em relação ao coeficiente linear, temos que $a = \bar{x}(1 - e^{-\eta\Delta t})$, então utilizado junto com a equação 11, temos:

$$\bar{x} = -\frac{a}{(b - 1)} \quad (12)$$

O parâmetro da volatilidade (σ) pode ser obtido através da variância do erro da regressão (σ_ε^2), que é dado pela seguinte expressão $\sigma_\varepsilon^2 = \frac{\sigma^2}{2\eta}(1 - e^{-2\eta\Delta t})$. Então, podemos reescrever a expressão acima da seguinte forma:

$$\sigma = \sigma_\varepsilon \sqrt{\frac{2 \ln b}{(b^2 - 1)\Delta t}} \quad (13)$$

O modelo MRM (OU) e outros processos aritméticos como o MAB possuem a limitação de não conseguirem simular saltos nos preços e podem produzir valores negativos. Em mercados desregulados, como é o caso do nosso estudo, os preços de eletricidade podem apresentar valores negativos. Segundo EIA (2014), os preços podem ser negativos quando a oferta é maior que a demanda e alguns geradores não querem parar a produção, pois a parada poderia ser mais custosa do que pagar para produzir. Esse fenômeno ocorre mais frequentemente em mercados que têm grandes participações de geradores nucleares, eólicos e hidroelétricos e, além disso, os preços negativos têm vida curtíssima. Contudo, preços negativos são gerados por uma não normalidade do mercado, sendo assim, os mesmos podem ser considerados saltos. Dessa forma, o modelo a ser escolhido não geraria preços negativos, mas sim saltos que podem ser negativos.

Dessa forma, precisamos de um modelo que evite a presença de preços negativos e consiga ajustar/simular os saltos para a série de preços. Portanto, como o modelo OU não apresenta nenhum dos itens citados acima, o mesmo não é o mais adequado para descrever a variável.

4.2.1.2. Modelo 1 de SCHWARTZ (1997)

O modelo proposto por Schwartz (1997) é um modelo de reversão à média que, diferentemente do MRM (OU), é um modelo geométrico e considera, ao invés de \bar{x} e x , α e $\ln S$, respectivamente.

$$dS = \eta(\alpha - \ln S)Sdt + S\sigma dz \quad (14)$$

No modelo de Schwartz (1997), considerando $\ln S$ e não mais x , não é possível inserir valores negativos para a série de preços e o modelo considera $\alpha = \mu - \frac{\sigma^2}{2\eta}$. Contudo, Dias (2008 *apud* BASTIAN-PINTO, 2009),

considera $\alpha = \ln \bar{S}$, o que torna o modelo mais intuitivo. Dessa forma, o novo modelo tem a seguinte forma:

$$dS = \eta(\ln \bar{S} - \ln S)Sdt + \sigma dz \quad (15)$$

De acordo com Bastian-Pinto (2009), o valor esperado e a variância do processo podem ser escritos da seguinte forma:

$$E(S_t) = \exp \left\{ \ln(S_{t_0})e^{-\eta\Delta t} + \left[\ln(\bar{S}) - \frac{\sigma^2}{2\eta} \right] (1 - e^{-\eta\Delta t}) + \frac{\sigma^2}{4\eta} (1 - e^{-2\eta\Delta t}) \right\} \quad (16)$$

$$var[\ln(S_t)] = \frac{\sigma^2}{2\eta} (1 - e^{-2\eta\Delta t}) \quad (17)$$

E, conforme feito no modelo MRM (OU), é necessário realizar a discretização do modelo 1Schwartz. De acordo com Bastian-Pinto (2009), a discretização do modelo é exata e conforme a Equação 18:

$$S_t = \exp \left\{ \ln[S_{t-1}]e^{-\eta\Delta t} + \left[\ln(\bar{S}) - \frac{\sigma^2}{2\eta} \right] (1 - e^{-\eta\Delta t}) + \sigma \sqrt{\frac{1 - e^{-2\eta\Delta t}}{2\eta}} N(0,1) \right\} \quad (18)$$

Em relação à estimação dos parâmetros do modelo, assim como realizado no modelo MRM (OU), podemos escrever uma regressão linear, apenas substituindo $x_t = \ln S_t$ e $\bar{x} = \ln \bar{S} - \sigma^2/2\eta$ na equação 9. Assim, com as devidas substituições, podemos escrever a Equação 19:

$$\ln(S_t/S_{t-1}) = \frac{(1 - e^{-\eta\Delta t})(\ln \bar{S} - \sigma^2/2\eta)}{a} + \frac{(e^{-\eta\Delta t} - 1)}{b - 1} \ln S_{t-1} \quad (19)$$

Segundo Bastian-Pinto (2009), os parâmetros de velocidade de reversão (η) e volatilidade (σ) são os mesmo do modelo MRM (OU) e a diferença ocorre na média de longo prazo (\bar{S}):

$$\bar{S} = \exp \left[\left(a + \frac{\sigma_\varepsilon^2}{(1 + b)} \right) / (1 - b) \right] \quad (20)$$

Contudo, o modelo 1 Schwartz não tem a capacidade de modelar os saltos que os preços de eletricidade apresentam em sua série histórica. Como dito anteriormente, a energia elétrica é uma *commodity* não financeira e não é passível de estoque, dessa forma apresenta saltos de preços durante o tempo. Portanto, o modelo descrito acima não atende as características do movimento do preço de eletricidade. Uma solução comum é adicionar um processo estocástico de saltos ao processo de reversão à média, com a finalidade de permitir a modelagem dos saltos (DENG, 2000). Importante notar que o preço de eletricidade apresenta saltos discretos, e após o salto, o preço não continua em seu novo patamar, mas sim tende a reverter rapidamente ao seu valor de longo prazo.

4.2.1.3. Modelo de reversão à média com saltos de Clewlow, Strickland e Kaminski (2000)

Os autores Clewlow, Strickland e Kaminski (2000) propuseram um novo modelo pode ser escrito como o modelo 1 de Schwartz adicionado de um processo de difusão por saltos (Poisson):

$$dS = \frac{\eta(\ln \bar{S} - \ln S)Sdt + S\sigma dz}{a} + \frac{kSdq}{b} \quad (21)$$

a é modelo 1 de Schwartz;

$b = kSdq$ é o processo de difusão de saltos, sendo k o tamanho proporcional do salto que é randômico e é determinado pelo logaritmo natural dos saltos proporcionais, sendo normalmente distribuídos:

$$\ln(1 - k) \sim N(\ln(1 - \bar{k}) - \frac{1}{2}\gamma^2, \gamma^2) \quad (22)$$

\bar{k} é o tamanho médio dos saltos;

γ é o desvio padrão do tamanho proporcional dos saltos.

Segundo Clewlow, Strickland e Kaminski (2000), como o processo de difusão por saltos é um processo de tempo discreto, acontecendo em instantes específicos, então na maior parte do tempo $dq = 0$, indicando que o comportamento do preço da eletricidade é similar ao movimento de reversão à média; e quando $dq = 1$, ou seja, quando o momento randômico ocorre, liga-se o o salto.

Em outro trabalho, Clewlow, Strickland e Kaminski (2001) publicaram a forma discretizada do modelo no intuito de realizar simulações com a série. Os autores definiram $x = \ln S$ e a discretização da equação 21 com a seguinte forma:

$$\Delta x_i = \left(\alpha(\mu - x_i) - \frac{1}{2} \sigma^2 \right) \Delta t + \sigma \sqrt{\Delta t} \varepsilon_{1i} + (\bar{k} + \gamma \varepsilon_{2i})(u_i < \phi \Delta t) \quad (23)$$

ε_1 e ε_2 são variáveis randômicas independentes com distribuição normal padrão;

ϕ é a frequência de saltos em base anual, ou seja, é o número médio de saltos por ano;

u_i é um número randômico (0,1) com distribuição de probabilidade uniforme continua.

Segundo Clewlow, Strickland e Kaminski (2001), o termo $(u_i < \phi \Delta t)$ será 1 se a condição for verdadeira e zero caso contrário. Dessa maneira, os saltos são gerados randomicamente ao nível correto de sua frequência média quando Δt tende a zero. Assim, quando um salto ocorre, o seu tamanho será composto pelo tamanho médio do salto mais uma quantidade aleatória normalmente distribuída com desvio padrão igual γ .

Contudo, é possível reescrever a Equação 23 seguindo a discretização realizada por Bastin-Pinto (2009) na Equação 18; assim a Equação 21 toma a seguinte forma:

$$S_t = \exp \left\{ \ln[S_{t-1}]e^{-\eta\Delta t} + \left[\ln(\bar{S}) - \frac{\sigma^2}{2\eta} \right] (1 - e^{-\eta\Delta t}) + \sigma \sqrt{\frac{1 - e^{-2\eta\Delta t}}{2\eta}} N(0,1) \right\} \\ + \left(\bar{k} + \gamma N(0,1) \right) (u_i < \phi\Delta t) \quad (24)$$

Analisando a Equação 24 podemos verificar que se o salto ocorrer efetivamente, o preço da eletricidade poderá assumir valores positivos ou negativos dependendo da magnitude do salto, indo ao encontro com as características do preço da eletricidade. Contudo, como dito anteriormente, os saltos apresentam características de curtíssimo prazo, pois os mesmos são causados por desencontros entre oferta e demanda. Entretanto, como existe um agente controlador de mercado, em nosso caso a PJM, as anormalidades dos preços não se estenderiam para os próximos períodos. Portanto, para inserir tal característica ao modelo, optamos por assumir que na modelagem do preço (S_t), o seu valor defasado (S_{t-1}) será apenas a parte do movimento de reversão à média, não sendo incorporado o valor do possível salto.

Assim, podemos reescrever a Equação 25:

$$S_t = \exp \left\{ \ln[S_{t-1}]e^{-\eta\Delta t} + \left[\ln(\bar{S}) - \frac{\sigma^2}{2\eta} \right] (1 - e^{-\eta\Delta t}) + \sigma \sqrt{\frac{1 - e^{-2\eta\Delta t}}{2\eta}} N(0,1) \right\} \\ + \left(\bar{k} + \gamma N(0,1) \right) (u_i < \phi\Delta t) \quad (25)$$

S_{t-1} é o preço da eletricidade descontado o salto no momento $t - 1$.

Em relação à estimação dos parâmetros, foi descrito anteriormente como estimar os parâmetros de reversão à média, \bar{S} , η e σ e agora precisamos descrever como estimar os parâmetros do processo de difusão de saltos, \bar{k} , γ e ϕ .

Os autores Clewlow, Strickland e Kaminski (2000) explicam que a estimação dos parâmetros referentes aos saltos é relativamente complicada, pois os saltos apenas são observados como parte da série de tempo dos preços, a qual possui movimento de reversão à média na maior parte do tempo, e não há informação sobre o exato momento em que o salto irá ocorrer.

Portanto, para se definir o que é considerado um salto ou não é necessário definir um valor limite. Contudo, não foi encontrado na literatura um método que defina o valor limite para aplicar aos preços de eletricidade. Porém, seguindo a ideia aplicada em Fontoura (2011), podemos considerar algumas premissas que nos permitem determinar o valor limite da série.

Considerando que os valores absolutos do LMP seguem uma distribuição normal, podemos induzir que 99% dos valores estão dentro do limite de três desvio-padrão. Determinando a média e o desvio-padrão da série, podemos verificar que os valores que forem superiores a esses limites são considerados saltos. Após identificar os saltos, devemos substituir os mesmos pelos valores limites para podermos estimar os parâmetros \bar{S} , η , σ , ϕ .

Em relação à estimação dos parâmetros γ e \bar{k} , devemos selecionar apenas os saltos que foram encontrados na amostra. Com os valores que foram considerados saltos, podemos calcular a média e o desvio-padrão dos mesmos.

5. ESTUDO DE CASO PROPOSTO

Para a construção de parques eólicos são necessários terrenos extensos e com características favoráveis, como relevos planos, baixa rugosidade do solo, entre outras características que não dificultem a passagem dos regimes de vento. Além disso, existe uma necessidade de distanciamento entre as torres para que não haja interferência na geração de eletricidade. Tomando como exemplo o parque eólico *Blue Creek* situado nos municípios de *Van Wert* e *Paulding*, no noroeste do Estado de Ohio, tem-se que o parque possui 152 torres com aproximadamente 100 m de altura cada, dispostos em uma área de aproximadamente 207 km². Contudo, segundo *Iberdrola Renewables*(2013), o espaço utilizado efetivamente pelo parque eólico é de menos de um acre por turbina, incluindo rodovias de acesso e edifício de manutenção. Um acre corresponde a 0,004047 km², dessa forma, o espaço utilizado efetivamente é de 0,615144 km², menos que 0,30% da área total. Ademais, o terreno em que a fazenda eólica *Blue Creek* está instalado não é de propriedade do gerador eólico, mas sim de fazendeiros locais. O gerador aluga parte da terra de diversos fazendeiros para instalar toda a infraestrutura eólica necessária. Ainda segundo o relatório, o parque eólico *Blue Creek* pagou aproximadamente dois milhões de dólares para os fazendeiros referentes aos aluguéis das terras no ano de 2011.

Figura 8: Turbina no parque eólico Blue Creek - OH



Fonte: Iberdrola Renewables (2013)

Assim como a *Blue Creek*, a maioria dos complexos eólicos necessitam de terrenos extensos, e a escolha dos mesmos pode afetar diretamente os receitas do projeto. Contudo, as receitas não dependem somente do terreno escolhido, mas sim das diversas características citadas anteriormente. Uma análise correta da formação das receitas nos permite mapear algumas das incertezas econômicas do projeto. A análise da formação das receitas dos parques eólicos consiste basicamente na análise de como a produção e venda de eletricidade ocorrem. A receita dos parques eólicos é primordialmente função da produção de eletricidade, ou seja, dependente dos regimes de ventos, e do nível de preços do mercado atacadista,. Contudo, os regimes de vento apresentam uma característica de não uniformidade em seu fluxo – intermitência – existindo épocas do ano em que há mais vento do que em outras, podendo até existir épocas em que não há vento algum. Além disso, os

preços da eletricidade em um mercado atacadista apresentam uma alta volatilidade, na qual baixos níveis de preços podem afetar negativamente a decisão de instalação do parque eólico ou ainda acarretar prejuízos futuros. Portanto, há uma incerteza em relação à formação das receitas do parque eólico.

Com o mapeamento das incertezas da formação da receita da produção eólica, podemos empregar ações no intuito de atenuar a mesma. Como os geradores não capazes de afetar ambas as incertezas, é necessário empregar procedimentos para evitar possíveis prejuízos futuros. Dessa forma, podemos analisar uma opção real de espera, na qual o investimento no parque eólico operando no mercado atacadista instalado no norte do Estado de Ohio alugando os terrenos de instalação das turbinas somente seria efetivado se os preços do mercado atacadista apresentassem níveis capazes de satisfazer a viabilidade financeira do mesmo. Dessa forma, existe uma flexibilidade gerencial de esperar o melhor momento para iniciar o investimento, reduzindo assim os possíveis prejuízos futuros causados pelos baixos níveis do preço no atacado.

Além de analisar parques eólicos convencionas que operam no mercado atacadista alugando os terrenos de instalação, podemos analisar outro cenário no qual, além de existir a flexibilidade de esperar o melhor momento do investimento, o gerador compraria o terreno de instalação do parque eólico no intuito de gerar receitas com a produção agrícola e diminuir os custos em relação ao aluguel da terra. Dessa forma, com a aquisição do terreno, o gerador continuaria a produção de eletricidade e realizaria os procedimentos agrícolas, obtendo receitas capazes de amenizar possíveis prejuízos causados pela má qualidade dos fluxos de vento. A ideia de compra do terreno vai ao encontro do exposto em Hau (2013), em que a compra do terreno apenas teria sentido econômico se os investidores a utilizassem como nova fonte de renda.

Contudo, para que as receitas da cultura consiga mitigar as incertezas das receitas em épocas de pouco vento, a escolha do tipo de cultura é primordial. As características da cultura devem ser inversas às características

dos ventos, ou seja, escolher uma cultura que, em épocas de vento, seja a época de plantar e, em época de poucos ventos, seja hora da colheita. Se não for possível encontrar uma cultura com tal característica, basta que a mesma seja passível de armazenamento. Dessa forma, a mesma será armazenada até a época em que os ventos não apresentem fluxos condizentes para uma produção de eletricidade que consiga gerar receita suficiente para cobrir os custos da fazenda. Outro ponto a ressaltar a respeito da aquisição do terreno e da produção agrícola, seria que a eletricidade utilizada para a manutenção da cultura seria proveniente da produção da própria fazenda. Para realizar todo o processo produtivo da cultura, como plantação, irrigação, colheita, tratamento do alimento após a colheita, entre outros procedimentos, há necessidade de ser utilizada eletricidade para alimentar todos os equipamentos e máquinas, fazendo com que os custos referentes à produção da cultura diminuam. Dessa forma, além da possível mitigação da incerteza econômica 'produção de eletricidade', pode haver um ganho econômico decorrente da diminuição dos custos com eletricidade, além da eliminação dos custos com aluguel do terreno.

No intuito de verificar a viabilidade financeira de parques eólicos operando no mercado atacadista instalado no norte do Estado de Ohio com a opção real de esperar para decidir o melhor momento para investimento, avaliamos dois cenários: (i) viabilidade financeira do parque eólico alugando o terreno de instalação e (ii) viabilidade financeira do parque eólico comprando o terreno e associando a energia com a produção agrícola. Além disso, analisamos se a compra do terreno de instalação juntamente com a produção agrícola acrescentaria valor ao projeto como um todo, comparando os valores obtidos em ambos os cenários, sendo que, se o valor obtido no segundo cenário for maior que o do primeiro cenário, a compra do terreno visando a receita da venda da cultura traz valor ao projeto.

5.1. PRIMEIRO CENÁRIO - PARQUE EÓLICO ALUGANDO OS TERRENOS DE INSTALAÇÃO

Os dados utilizados nesse estudo baseiam-se nas informações fornecidas no relatório da *U.S Environmental Protection Agency (EPA) - EPA's Power Sector Modeling Platform v.5.13* (2014). Os primeiros aspectos do projeto que devemos definir é a região de instalação e a capacidade do parque eólico.

O parque eólico simulado será instalado na região norte do Estado de Ohio, mais precisamente na zona conhecida como ATSI_PJM. Em relação à capacidade do parque eólico, pretende-se instalar 100 MW de capacidade distribuídos em 50 turbinas de 2 MW cada. A construção do complexo eólico se iniciará no ano 2015. Segundo Hau (2013), a maioria dos parques eólicos demoram em média 3 anos para serem concluídos. Contudo, a construção dos parques não são divididos igualmente nos 3 anos, mas sim de uma forma mais eficiente. Normalmente, no primeiro ano são construídos 20% do projeto; no segundo 35%, e no último ano 45%, completando 100% do projeto em 3 anos. Além disso, segundo o relatório *U.S Environmental Protection Agency (EPA) - EPA's Power Sector Modeling Platform v.5.13* (2014), o tempo médio de operação dos parques eólicos nos EUA é de 20 anos. A Tabela 7 sumariza as informações de calendário de investimento e horizonte de produção:

Tabela 6 – Calendário de construção e horizonte de produção

1 Ano	2 Ano	3 Ano
20% do Projeto	35% do Projeto	45% do Projeto
Horizonte de produção		20 anos

Fonte: Elaboração própria - U.S Environmental Protection Agency (EPA) - EPA's Power Sector Modeling Platform v.5.13 (2014)

Em relação ao ambiente de venda da eletricidade gerada, os parques eólicos nos EUA podem vender eletricidade tanto no mercado de atacado ou quanto por meio de contratos de longo prazo (PPA). Contudo, conforme Wiser (2014) quase 80% das fazendas eólicas instaladas até 2013 nos Estados Unidos não vendem eletricidade no mercado de atacado. Normalmente, essas fazendas fazem PPA com as concessionárias de energia elétrica ou com empresas e universidades. Porém, o autor comenta que, com a diminuição dos

custos de produção de eletricidade eólica, alguns parques eólicos, especialmente no Estado do Texas, estão participando do mercado atacadista. Dessa forma, mesmo que a maioria dos parques eólicos vendam eletricidade através de PPA, em nosso estudo iremos considerar que o parque eólico irá vender eletricidade no mercado de atacado no intuito de verificar se, na região de Ohio, a participação direta dos parques eólicos na venda de eletricidade é economicamente viável. A venda de eletricidade ocorrerá no mercado atacadista um dia a frente, ao preço LPM.

Impondo essa condição, as incertezas econômicas do investidor aumentam, afetando as taxas de juros de empréstimos. Como o parque eólico irá operar no mercado atacadista, suporemos que o custo capital de terceiros será dado pela taxa de juros de mercado. Segundo o relatório *U.S Environmental Protection Agency (EPA) - EPA's Power Sector Modeling Platform v.5.13 (2014)*, a taxa de juros de mercado é de aproximadamente 7,58% a.a. Após a definição do custo de capital de terceiros, precisamos definir a razão *Debt-Equity (D/E)* do parque. Segundo o mesmo relatório, a razão D/E para esse tipo de projeto é de 55/45. O relatório utiliza uma alíquota de imposto de aproximadamente 39,10% a.a.

Como o projeto também possui capital próprio, precisamos definir qual será o custo do próprio do projeto. Para o cálculo do mesmo, utilizaremos o modelo *Capital Asset Pricing Model (CAPM)*. O relatório *U.S Environmental Protection Agency (EPA) - EPA's Power Sector Modeling Platform v.5.13 (2014)* apresenta os parâmetros do CAPM: a taxa livre de risco¹⁹, prêmio de risco²⁰ e prêmio de tamanho com os seguintes valores:

¹⁹A taxa livre de risco utilizada foi a média de 5 anos (2008-2012) do T-Bond 20 anos.

²⁰O prêmio de risco foi calculado de 1926-2011.

Tabela 7 – Parâmetros do CAPM ²¹

Taxa livre de risco	3,8%
Prêmio de risco	6,62%
Tamanho do prêmio	1,14%
Beta	1,68

Fonte: Elaboração própria - relatório da U.S Environmental Protection Agency (EPA) - EPA's Power Sector Modeling Platform v.5.13 (2014)

Com os parâmetros citados acima, o relatório U.S Environmental Protection Agency (EPA) - EPA's Power Sector Modeling Platform v.5.13 (2014) estima o custo de capital próprio²² em 16,1%.

Com esses valores, podemos calcular o valor da taxa de desconto do parque eólico, ou seja, o Custo Médio Ponderado do Capital²³(WACC). O valor do WACC para o primeiro cenário é de 9,78% a.a.

Juntamente com análise dos aspectos financeiros do projeto, precisamos analisar quais são os incentivos a que o projeto será elegível. Por nosso entendimento acerca dos incentivos federais, estaduais e subsídios existentes, podemos imaginar que os investidores são elegíveis ao MACRS – Modified Accelerated Cost Recovery System. O MACRS é um programa federal de aceleração da depreciação de projetos de geração de energia renovável. Segundo DSIRE (2014), para projetos eólicos, os mesmos possuem aceleração de 5 anos na depreciação de acordo com a Tabela 9:

Tabela 8 - Tabela de depreciação segundo MACRS

Anos	Porcentagem
1	20,00 %
2	32,00 %
3	19,20 %
4	11,52 %
5	11,52 %
6	5,76 %

Fonte: Elaboração própria - DSIRE (2014)

²¹ Os parâmetros foram calculados com os dados de cinco empresas de geração de eletricidade NRG, Dynegy, Calpine, RRI Energy e Mirant.

²² O custo do capital próprio refere-se ao setor de energia, e não somente às renováveis.

Além do MACRS, os investidores serão elegíveis ao *Qualified Energy Property Tax Exemption for Projects over 250 kW*. Segundo DSIRE (2014), trata-se de um incentivo no pagamento das taxas de propriedade. Considerando que na construção da fazenda será utilizado pelo menos 75% de empregados do Estado de Ohio, a taxa será de \$6.000,00 por MW de capacidade.

Como o Estado de Ohio participa do RPS, então as plantas renováveis recebem créditos – RECs – que podem ser vendidos no mercado, gerando um acréscimo em suas receitas. De acordo com Hernan(2014), o preço da REC no Estado de Ohio em 2014 estava em torno de \$11 por MW/h.

Além das receitas geradas pela venda de eletricidade no mercado atacadista e pela venda das RECs, os parques eólicos são elegíveis a RPM – Capacidade de Mercado, ou seja, existe ainda venda de capacidade para a rede. Segundo PJM (2014), o preço de liquidação no último BRA foi de \$120 por MW - dia.

Após apresentar as premissas financeiras e os subsídios utilizados, precisamos determinar como a produção de eletricidade se dará no parque eólico. Como dito anteriormente, os ventos possuem uma certa intermitência; dessa forma, o gerador não é capaz de produzir eletricidade em sua total capacidade. Segundo o relatório da *U.S Environmental Protection Agency (EPA) - EPA's Power Sector Modeling Platform v.5.13* (2014), a capacidade máxima da região ATSI_PJM é de aproximadamente de 2.019 MW. Além disso, o relatório criou um perfil de geração para cada zona geográfica nos Estados Unidos. O perfil de geração tem o intuito de caracterizar a intermitência dos ventos de acordo com as características de cada zona. A Zona ATSI_PJM possui o seguinte perfil de geração²⁴:

²⁴O perfil de geração apresentado corresponde a classe de custo 1.

Tabela 9– Perfil de geração da região ATSI_PJM (kWh/MW)

ATSI-PJM		
Hora	Verão	Inverno
1	276	441
2	264	425
3	259	424
4	234	410
5	189	381
6	147	348
7	123	330
8	119	327
9	127	323
10	137	322
11	146	327
12	152	331
13	155	326
14	154	319
15	154	324
16	155	329
17	159	336
18	173	352
19	212	395
20	253	438
21	271	454
22	280	459
23	286	459
24	287	456
Média	196	377

Fonte: Elaboração própria - relatório da U.S Environmental ProtectionAgency (EPA) - EPA's Power Sector Modeling Platform v.5.13 (2014)

O perfil de geração da região ATSI_PJM ilustra a quantidade de kWh de geração por MW de eletricidade, dividido por hora e por período, verão e inverno²⁵. Podemos perceber que no inverno a fazenda eólica terá uma capacidade maior em comparação ao verão, sendo essa diferença refletida nas receitas futuras do gerador. Utilizando o perfil de geração podemos ilustrar como a receita do parque eólico será formado.

²⁵ Segundo o relatório da U.S Environmental ProtectionAgency (EPA) - EPA's Power Sector Modeling Platform v.5.13 (2014), para o perfil de geração, o verão corresponde aos meses de Maio, Junho, Julho, Agosto e Setembro, e o Inverno aos meses restantes.

As receitas do parque eólico serão função da venda de eletricidade para o mercado de atacado de eletricidade, vendas das REC's e da venda de capacidade para a rede. No intuito de calcular a quantidade de eletricidade que a fazenda eólica é capaz de produzir e vender em um ano, podemos utilizar a Equação 26:

$$153 \left(CT \sum_{h=1}^{24} PG_{h,V} \right) + 212 \left(CT \sum_{h=1}^{24} PG_{h,I} \right) = E_t \quad (26)$$

CT é a capacidade total do gerador em MW;

$PG_{h,V}$ é o perfil de geração na hora h no verão em kWh por MW;

$PG_{h,I}$ é o perfil de geração na hora h no Inverno em kWh por MW;

E_t é a quantidade de eletricidade produzida no ano t em KW/h.

153 é a quantidade de dias no verão;

212 é a quantidade de dias no inverno.

A Equação 26 ilustra a quantidade de eletricidade produzida em um determinado ano. Para calcular a quantidade de eletricidade em um período específico, basta multiplicar a capacidade total do gerador pela soma do perfil de geração de uma determinada estação e multiplicar pela quantidade de dias do período. Contudo, a quantidade obtida pela Equação 26 está em KW/h, mas precisamos obter o montante em MW/h; assim dividimos o valor obtido por 1000, e obtemos a quantidade de eletricidade produzida por MW/h.

Em relação à receita obtida pela venda de eletricidade, basta multiplicar o preço de atacado da eletricidade de uma determinada hora pela quantidade de eletricidade produzida em MW/h. Para a receita gerada pela venda das RECs, a fazenda eólica irá gerar tantas RECs quanto a geração de MW/h da fazenda e vendê-las de acordo com o preço de mercado. Para a receita gerada pela venda de capacidade, o montante financeiro obtido é gerado

pela multiplicação do preço obtido no BRA pela quantidade de MW produzidos no dia.

Portanto, podemos representar a receita presente total anual por simulação através da Equação 27:

$$R_s = \sum_{h=1}^H \frac{(E_h P e_h + R_h P r_h)}{(1+i)^h} + \sum_{d=1}^D \frac{(C_d P c_d)}{(1+i)^d} \quad (27)$$

R_s é receita presente total anual da fazenda eólica na simulação s ;

E_h é a quantidade de eletricidade produzida em MW na hora t ;

$P e_h$ é o preço simulado da eletricidade na hora t ;

R_h é o quantidade de RECs geradas na hora t ;

$P r_h$ é o preço da REC na hora t ;

C_d é a quantidade de MW produzida no dia d ;

$P c_d$ é o preço obtido no BRA para o dia d ;

i é a taxa de desconto – WACC.

Após a definição das receitas do projeto, necessitamos definir quais são os custos, de geração e de operação, atribuíveis ao projeto para criamos o fluxo de caixa. Além dos custos, precisamos definir como se comportará a depreciação do projeto. Usando as suposições do relatório *U.S Environmental Protection Agency (EPA) - EPA's Power Sector Modeling Platform v.5.13 (2014)*, o custo total de geração de uma fazenda eólica com capacidade de 100 MW na região ATSI_PJM, pode ser ilustrado de acordo com a Tabela 11:

Tabela 10– Divisão do custo de geração (\$)

Ano	1	2	3	Total
Montante	45.592.113,02	79.786.197,79	102.582.254,30	227.960.565,11

Fonte: Elaboração própria - relatório da *U.S Environmental Protection Agency (EPA) - EPA's Power Sector Modeling Platform v.5.13 (2014)*

Ainda segundo o relatório, os custos de operação anual de um parque eólico similar são em torno de \$ 3.941.184,88. Contudo, o seguro do

projeto não está incluído nesse valor. O relatório *U.S Environmental Protection Agency (EPA) - EPA's Power Sector Modeling Platform v.5.13* (2014) argumenta que o valor do seguro em média é de 0,3% do custo de geração, sendo uma porcentagem menor do que mencionado por Hau (2013). Dessa forma, o custo anual com seguro será de \$ 683.881,70. Além disso, como mencionado anteriormente, a fazenda eólica será elegível ao *Qualified Energy Property Tax Exemption for Projects over 250 kW*, tendo um custo com imposto de propriedade de \$ 600.000,00. Em relação à depreciação, o parque eólico será elegível ao MACRS, apresentando o seguinte calendário de depreciação de acordo com a Tabela 12:

Tabela 11– Calendário de depreciação (\$ 000)

Ano	1	2	3	4	5	6
Depreciação (\$)	45.592	72.947	43.768	26.261	26.261	13.130

Fonte: Elaboração própria - relatório da *U.S Environmental Protection Agency (EPA) - EPA's Power Sector Modeling Platform v.5.13* (2014)

Após a apresentação de todos os componentes necessários, podemos definir como se formará o Fluxo de Caixa Livre do parque eólico. A Figura 8 ilustra o Fluxo de Caixa Livre²⁶ do parque eólico:

²⁶LAJIDA – Lucro antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização; LAIR – Lucro antes de Impostos de Renda.

Figura 9 – Fluxo de Caixa Livre do Parque Eólico

RECEITA TOTAL (A+B+C)
A) Venda de eletricidade no mercado atacadista
B) Venda das REC's
C) Venda de Capacidade para a rede
(-) Custos Operacionais
(-) Seguro
(=) LAJIDA
(-) Depreciação
(=) LAIR
(-) Impostos de Propriedade e IR
(+) Depreciação
(=) Fluxo de Caixa Livre

Fonte: Elaboração própria

Com a definição do Fluxo de Caixa Livre do parque eólico podemos definir como o investidor realizará a regra de decisão de investimento do projeto. Em nosso estudo, a regra de decisão de investimento no parque eólico será a diferença entre o valor presente do fluxo de caixa livre do parque eólico (VP_1) e o custo de geração presente, ou seja:

$$\text{Max } (VP_1 - \text{Custo de Geração}; 0)$$

Dessa forma, realizaremos simulações do preço da eletricidade, visando analisar em quais níveis de preço o parque eólico demonstra viabilidade financeira, ou seja, apresenta um valor maior que zero na diferença entre o valor presente do fluxo de caixa e o investimento inicial. Quando isso ocorrer, o gerador terá incentivo de iniciar a construção do projeto. Além disso, se na maioria das simulações de preço, o resultado for maior que zero, demonstra-se que o parque eólico apresenta condições para operar no mercado atacadista, não sendo apenas financeiramente viável em épocas de altos preços. Portanto, com a opção real de espera será possível analisar as reais condições de

sucesso de se instalar um parque eólico que apenas opere no mercado atacadista no norte do Estado de Ohio.

5.2. SEGUNDO CENÁRIO –PARQUE EÓLICO COMPRANDO O TERRENO DE INSTALAÇÃO E OPERANDO NO MERCADO AGRÍCOLA DO MILHO

Com as definições físicas e financeiras do primeiro cenário, parque eólico, podemos continuar o nosso estudo e definir os aspectos físicos e financeiros do segundo cenário, ou seja, definição dos aspectos da compra do terreno, assim como as receitas e custos gerados pela produção agrícola.

Primeiramente definimos qual seria o tamanho do terreno necessário para a instalação de um parque eólico desse porte, para posteriormente calcular o valor da compra do terreno.

Utilizando o parque eólico *Blue Creek* como *benchmark*, calculamos o tamanho necessário do terreno para a instalação do nosso projeto. Como mencionado anteriormente, a fazenda *Blue Creek* tem capacidade de 304 MW dispostos em 152 turbinas eólicas. O terreno de instalação da fazenda é de cerca de 207 km², cerca de 51.200 acres. O espaço efetivo para instalação é de cerca de um acre por turbina, incluído vias de acesso e edifícios. Dessa forma, ficam cerca de 51.048 acres desocupados. Seguindo esse raciocínio, como em nosso estudo estamos trabalhando com um projeto eólico de 100 MW, cerca de um terço da capacidade da fazenda *Blue Creek*, iremos supor que o projeto necessite de um terço da área da fazenda *Blue Creek*, ou seja, cerca de 69 km², aproximadamente 17.067 acres. Os 100 MW de capacidade do projeto, serão dispostos em 50 turbinas, deixando 17.017 acres desocupados.

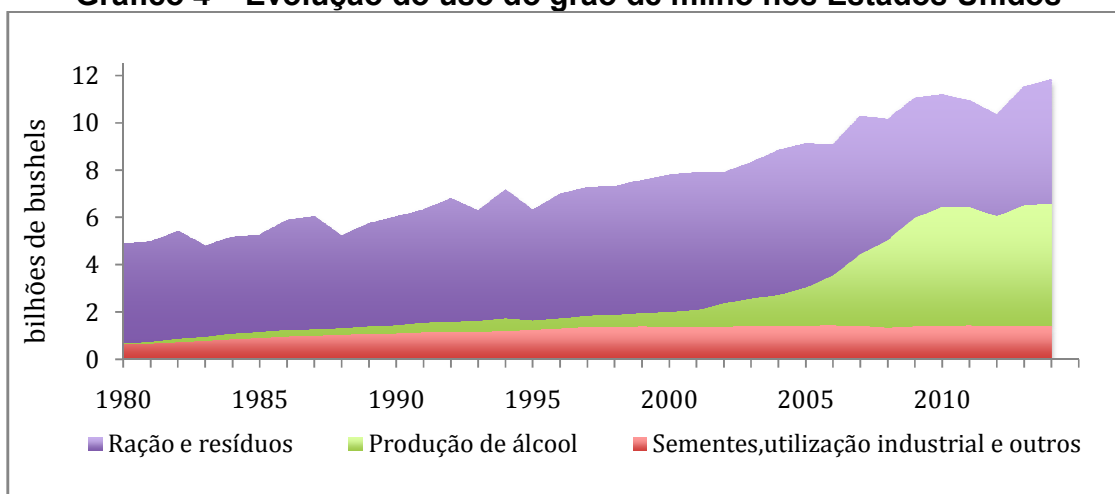
Após a mensuração da área necessária para instalar o parque eólico, avaliamos o preço da terra na área de instalação do projeto. De acordo com o relatório da USDA – Land Values (2014), o preço médio do acre das fazendas no Estado de Ohio em 2012 foi de \$ 4.460,00. Em relação ao preço

médio das áreas agricultáveis no Estado de Ohio em 2012, o valor do acre foi de cerca de \$ 4.460,00.

Posteriormente à definição da área necessária, assim como o preço da mesma, definimos qual cultura será utilizada e como a receita da fazenda será gerada. De acordo com o USDA –*Census of Agriculture* (2012), no Estado de Ohio a cultura com maior participação é a plantação de milho, mais especificamente a plantação de milho para a venda do grão. De acordo com o Censo, em 2012 eram 24.789 fazendas, com uma área total de mais de 3,5 milhões de acres utilizados para essa finalidade. Assim, supomos que a cultura utilizada em nosso projeto será a plantação de milho com a finalidade da venda do grão.

A cultura do milho no Estado de Ohio, assim como em toda a região conhecida como *CornBelt*²⁷ – cinturão do milho, região que mais produz milho em todo território americano, é de extrema importância para a economia dos Estados envolvidos. Segundo o *site* da USDA (2014), são mais de 80 milhões de acres plantados, sendo que a maioria está concentrada na *CornBelt*. Somente os Estados Unidos possui quase 20% do mercado de exportação do grão de milho para o mundo. O destino mais comum para o grão é a produção de ração para animais, mas a demanda de compra do grão para a produção de etanol está aumentando, conseqüentemente afetando o preço do grão. O Gráfico 4 mostra a evolução do uso do grão dentro dos Estados Unidos.

²⁷A região do *CornBelt* é composta pelos Estados de Illinois, Indiana, Iowa, Missouri e Ohio.

Gráfico 4 – Evolução do uso do grão de milho nos Estados Unidos

Fonte: Elaboração própria –Dados site USDA (2015)

De acordo como relatório da USDA – *Usual Planting and Harvesting Dates* (2010), cada região possui uma data específica para o plantio e a colheita do milho. A Tabela 13 sumariza as melhores datas para o plantio e colheita do milho no Estado de Ohio:

Tabela 12 – Aspectos de plantio e colheita no Estado de Ohio

Período	Começo	Mais Ativo	Fim
Plantio	18/04	24/04 – 24/05	30/05
Colheita	27/09	11/10 – 20/11	01/12

Fonte: Elaboração própria – National Agriculture Statistics Service (NASS) – *Usual Planting and Harvesting Dates* (2010).

Como podemos perceber, a época mais ativa da colheita do milho é entre os meses de Outubro e Novembro, época essa que como especificado anteriormente é o Inverno nos EUA. Contudo, como mencionado anteriormente essa época apresenta um perfil de geração maior que o do Verão, apresentando assim uma receita esperada maior, e não condizendo com o aspecto que a cultura escolhida teria que ter uma característica de plantio e colheita inversa com a intensidade dos ventos na região. Mas, como o grão do milho é passível de armazenamento, a fazenda poderá armazenar o milho até o verão para que a venda do mesmo possa se concretizar. Segundo o site USDA (2015), essa abordagem de armazenamento do grão para a venda futura é

utilizada por diversos fazendeiros, pois no momento da colheita como a oferta do grão é alta, o preço tende a cair. Porém, com o passar do tempo e a diminuição da oferta, o preço tende a subir novamente, sendo uma melhor época para realizar as vendas. Contudo, essa estratégia de armazenamento do grão gera custos extras para o fazendeiro, sendo que se a diferença entre o preço presente e o preço futuro não for maior que o custo de armazenamento, o fazendeiro irá ter prejuízos. Portanto, a variação do preço do grão do milho é uma fonte de incerteza que afeta a decisão do fazendeiro.

Assim como foi realizado para o preço da eletricidade, testamos a série do preço do grão do milho para saber qual processo estocástico deveremos utilizar para modelar a série. Foi utilizado a Equação 4 para testar se o preço do grão de milho possui características um movimento autorregressivo. Os dados utilizados foram os preços mensais deflacionados que os fazendeiros receberam de Janeiro de 1947 até Setembro de 2014. Os resultados da regressão estão descritos na Tabela 14:

Tabela 13: Resultado da regressão do preço do milho

Estimativas	Valor
a	0.466
$(b - 1)$	-0.249
Estatística t para $(b - 1)$	-10.73

Fonte: Elaborado pelo autor

Desta forma, como a estatística t para $(b - 1)$ é menor que a estatística do teste de Dickey-Fuller a 1% ($-10.73 < -3.42$), podemos rejeitar a hipótese nula de presença de raiz unitária, concluindo assim que o preço do milho apresenta indícios de um movimento autorregressivo.

Analisando a série de preços do grão de milho, podemos perceber que a série não apresenta algumas características que a série de preço da eletricidade possui, como saltos e preços negativos. Comparando a volatilidade das duas séries, podemos perceber que a volatilidade do preço da eletricidade é muito maior que a volatilidade do preço do grão de milho. Dessa forma, decidimos adotar o Modelo 1 de Schwartz e utilizar a Equação 18 para simular o preço do grão de milho:

$$S_t = \exp \left\{ \ln[S_{t-1}]e^{-\eta\Delta t} + \left[\ln(\bar{S}) - \frac{\sigma^2}{2\eta} \right] (1 - e^{-\eta\Delta t}) + \sigma \sqrt{\frac{1 - e^{-2\eta\Delta t}}{2\eta}} N(0,1) \right\}$$

Em relação à receita esperada da fazenda, podemos estimar quantos bushels²⁸ de grãos de milho a fazenda conseguiria produzir em uma temporada. De acordo com o *site* da USDA (2015), um acre de plantação de milho em 2013 em Ohio produziu em média aproximadamente 166 bushels de grãos de milho. Dessa forma, considerando que essa média fique constante e como temos 17.017 acres destinados para a plantação de milho, a fazenda irá produzir 2,824,766.67 bushels de grão de milho em média. Considerando que a fazenda consiga vender todos os grãos de milho, a receita será calculada pela multiplicação da quantidade de bushels de grão de milho produzidos pelo seu respectivo preço²⁹.

Após a definição de como a receita da fazenda se forma, definimos os custos elegíveis da fazenda. De acordo com Foreman (2006), os custos elegíveis³⁰ das fazendas de milho podem ser segregados em dois tipos: (i) Custo de Operação e (ii) Custos de Propriedade. O custo operacional é aquele que varia diretamente com a quantidade de milho produzido, incluindo:

- Sementes;
- Fertilizantes;
- Produtos químicos;
- Custo de operação personalizada, serviços técnicos e secagem;
- Combustível, eletricidade e lubrificantes;
- Reparos;
- Irrigadores;
- Empregados;

²⁸Bushels - unidade de volume seco. O bushel do milho tem cerca de 25,40 Kg.

²⁹O preço que iremos utilizar é o preço que o fazendeiro efetivamente recebe.

³⁰ Foreman (2006) considera uma terceira categoria de custo, custo econômico. Nós não iremos utilizar esse custo, pois o mesmo é um custo de oportunidade.

- Juros do capital operacional.

O custo com sementes inclui o custo de compra das sementes, além de custos com tecnologia empregada nas sementes, custo de limpeza das mesmas, assim como o custo de oportunidade de produzir as sementes na própria fazenda. Em relação aos fertilizantes, o custo refere-se à compra direta do mesmo, assim como o custo com produtos químicos.

Em relação ao custo de operação personalizada, serviços técnicos e secagem, incluem os custos diretos de aplicação de fertilizantes e de produtos químicos, assim como teste de solo, exploração e preparação do solo, cultivo, semeadura, colheita e aragem do solo. Os custos com combustível, eletricidade e lubrificantes referem-se os custos diretos de compra desses produtos. Contudo, como a fazenda e o parque eólico estarão no mesmo ambiente físico e pertencerão ao mesmo investidor, o custo com eletricidade provavelmente não existirá ou será diminuído consideravelmente, já que a fazenda poderá utilizar eletricidade gerada pelo próprio parque eólico.

O custo com reparo é referente aos reparos necessários durante o ano sobre o maquinário da fazenda. O custo referente aos irrigadores refere-se ao custo da compra de água para irrigar a plantação. O custo com empregados refere-se aos salários e benefícios pagos à mão-de-obra da fazenda. Os juros do capital operacional é o montante pago pelo fazendeiro pelo empréstimo feito para compra de todos os materiais necessários para fazer a plantação de milho.

O custo de propriedade é relacionado ao capital consumido durante a produção, como os custos de capital e com substituição de maquinais e equipamentos, juntamente com custos de taxas e seguro. Os custos gerais também incorporam o custo de propriedade. Os custos gerais são as despesas com itens como outros insumos agrícolas, marketing, ferramentas manuais, equipamentos de energia, manutenção e reparação de edifícios agrícolas, serviços públicos de exploração agrícola e despesas gerais de negócios.

A Tabela 15 descreve os valores do custo de operação e o custo de propriedade da fazenda de milho:

Tabela 14 – Descrição dos custos de operação e propriedade

	Custo de Operação	Custo de Propriedade
Por Acre	\$ 357,09	\$ 119,19
Total da Fazenda	\$ 6.076.481,50	\$ 2.004.468,50

Fonte: Elaboração própria – Dados USDA (2015)

Outro ponto importante são os subsídios a que as fazendas de milho são elegíveis nos EUA. De acordo com o *site* da USDA (2015), os subsídios federais são:

- Programa de assistência para empréstimos;
- Programa de pagamentos diretos e anticíclicos;
- Programa eletivo de pagamento para receitas médias;
- Seguro da cultura e da receita;
- Programa de conservação do meio ambiente;
- Programa de exportação de alimentos.

Programa de assistência para empréstimos providencia financiamento de curto prazo para as fazendas, assim como auxilia os produtores quando os preços do grão estão baixos. Quando o preço estiver abaixo de um nível predeterminado, é permitido que o produtor repague os empréstimos com taxas menores do que a original, no intuito de não perder a safra. Se o produtor escolher não participar do programa, o mesmo ainda tem direito de receber um benefício equivalente.

O programa de pagamentos diretos e anticíclicos está disponível para os proprietários e produtores que fazem acordos anuais com *Farm Service Agency* (FSA). Os pagamentos diretos são feitos com base na quantidade de acres utilizados, no histórico de produção, no montante de pagamentos diretos recebidos anteriormente, entre outras variáveis. Em relação aos pagamentos anticíclico, os fazendeiros elegíveis são aqueles que possuem

histórico de produção e quando o preço meta³¹ é maior que o preço efetivo do milho. Existem pagamentos limites para os diretos e anticíclicos. Para os pagamentos diretos, o limite é de \$ 40.000 por entidade e para os pagamentos anticíclicos, o limite é de \$ 65.000 por entidade. De acordo com Foreman (2010), 93% das fazendas com mais de 1000 acres recebem pagamentos diretos e anticíclicos. O valor referente aos pagamentos médios no ano de 2010 foi de \$ 49.408 por fazenda.

O Programa eletivo de pagamento para receitas médias (ACRE) permite que os fazendeiros que escolheram participar do programa recebam receitas garantidas anuais baseadas nos preços de mercado e no nível estadual de plantação do milho. Contudo, os participantes que são elegíveis ao programa recebem reduções nos pagamentos diretos e nos pagamentos anticíclicos.

O programa de seguro do milho e da receita paga parte dos custos do seguro, no intuito de estimular a contratação do mesmo e para criar um ambiente de produção com menos incerteza. Em relação ao programa de Conservação do meio ambiente, o mesmo visa benefícios para os fazendeiros que praticam e conservam o meio ambiente, principalmente em áreas que sofrem com erosão.

Programa de exportação de alimentos ajuda promover e facilitar a compra de alimentos produzidos nos EUA por compradores internacionais. O programa inclui créditos de garantia de exportação, programa de acesso ao mercado e programa de desenvolvimento de mercado externo. Os créditos de garantia de exportação visam ajudar os compradores internacionais nas restrições cambiais e na necessidade de crédito para a compra das culturas. O programa de acesso ao mercado auxilia na criação, expansão e manutenção dos mercados internacionais para produtos norte americanos e o programa de desenvolvimento de mercado externo auxilia no mercado de exportação de longo prazo.

³¹ O preço meta é definido como a soma da taxa de pagamento direto para a cultura e a taxa de empréstimo nacional para a cultura.

Em nosso estudo, iremos considerar que o projeto irá ser elegível ao programa de pagamentos diretos e anticíclicos. Dessa forma, com a definição da receita, custos elegíveis à plantação de milho e os subsídios elegíveis, podemos definir como o fluxo de caixa livre do parque eólico juntamente com o da fazenda de milho se formará da seguinte maneira:

Figura 10 – Fluxo de Caixa Livre do Projeto

<p>RECEITA TOTAL (A+B+C+D+E+F)</p> <p>A) Venda de eletricidade no mercado atacadista</p> <p>B) Venda das REC's</p> <p>C) Venda de Capacidade para a rede</p> <p>D) Venda do grão de milho</p> <p>E) Pagamentos do Governo</p> <p>F) Custo evitado do aluguel do terreno</p> <p>G) Custo evitado da compra de eletricidade pela fazenda</p> <p>(-) Custos Operacionais do parque eólico</p> <p>(-) Seguro do parque eólico</p> <p>(-) Custos operacionais da fazenda</p> <p>(-) Custos de propriedade da fazenda</p> <p>(=) LAJIDA</p> <p>(-) Depreciação</p> <p>(=) LAIR</p> <p>(-) Impostos de Propriedade e IR</p> <p>(+) Depreciação</p> <p>(=) Fluxo de Caixa Livre</p>

Fonte: Elaboração própria

Com a incorporação das receitas provenientes da venda do grão de milho, os riscos do projeto ficam diferentes dos riscos apresentados somente para o parque eólico. Dessa forma, precisamos calcular um novo WACC para o projeto, para que sejam incorporadas as características adicionadas ao parque eólico. Para o cálculo do WACC do projeto, primeiramente foi calculado a média ponderada³² entre o beta do parque eólico e o beta da fazenda, assim obtendo o beta médio do projeto. Para o cálculo do retorno de capital próprio, foram levados em conta os dados de taxa de juros

³²A ponderação foi feita pela participação de cada segmento na formação de receita.

livre de risco e o prêmio de risco utilizados no cálculo do WACC do parque eólico. Além disso, também foram consideradas as mesmas suposições sobre o custo de capital de terceiros feitas anteriormente. Dessa forma, o beta e o WACC do projeto são apresentados na Tabela 15:

Tabela 15 – Parâmetros do CAPM do projeto

Beta	0,456
WACC	6,10%

Fonte: Elaboração própria

Diferentemente do primeiro cenário, onde apenas havia o custo de geração, a nova regra de decisão será baseada na diferença entre o valor presente do fluxo de caixa livre do parque eólico e da fazenda (VP_2) e a soma do valor presente do custo de geração e o custo da compra do terreno, ou seja:

$$Max [VP_2 - (Custo de Geração + Custo do terreno); 0]$$

E, assim como realizado no primeiro cenário, realizaremos simulações do preço da eletricidade juntamente com simulações do preço do grão de milho visando analisar em quais níveis de preço o projeto apresenta viabilidade financeira, ou seja, apresenta valor maior que zero na maximização. Dessa forma, se na maioria das simulações de preços o resultado da maximização for maior que zero e maior que os resultados obtidos no primeiro cenário, demonstraremos que, além do parque eólico apresentar condições para operar somente no mercado atacadista, a compra do terreno visando à venda da produção de milho juntamente com a redução de custos operacionais trará valor ao projeto, sendo essa uma nova opção para os geradores eólicos atuais. Portanto, será possível analisar as reais condições de sucesso de se instalar um parque eólico que apenas opere no mercado atacadista no norte do Estado de Ohio e, conjuntamente, opere no mercado agrícola do milho. Contudo, se o valor obtido na regra de decisão do segundo cenário for menor que valor obtido na

regra de decisão do primeiro cenário, não haverá indícios financeiros para a compra do terreno, sendo que a melhor abordagem será de apenas operar o parque eólico.

6. MODELAGEM DAS INCERTEZAS

De acordo com a Equação 25 modelamos e simulamos a série de preços da eletricidade e comparamos com a serie original. Contudo, os resultados obtidos da simulação não se ajustaram muito bem aos valores originais. Analisando os dados da série de preços e a Equação 25, verificamos que não foram levadas em conta as características sazonais dos saltos nos preços da eletricidade. De acordo com Bierbrauer, Trück, Weron (2004) e GemaneRoncoroni (2006), os preços de eletricidade apresentam flutuações sazonais que são em parte explicadas por uma maior demanda por parte dos consumidores em determinadas épocas do ano e, de acordo com GemaneRoncoroni (2006) e HuismaneMahieu (2003), o consumo de energia elétrica nos Estados Unidos no verão e no inverno tende a ser maior que nas outras estações principalmente pelo uso intensivo de aparelhos de ar condicionado, aquecedores e outros aparelhos. Dessa forma, com um maior consumo de eletricidade nessas épocas do ano, a probabilidade de ocorrência de saltos é díspar para cada época, *ceterisparibus*. Analisando a nossa série de dados, foi verificado que nas quatro épocas do ano, verão, outono, inverno e primavera, existem diferentes quantidades de saltos. Sendo que no verão houve mais saltos que em todas as épocas do ano juntas³³. Dessa forma, incorporamos tal característica na Equação 25.

6.1. MODELO DE SALTO SAZONAIS

Como dito na seção 4.2.1.3, o modelo de Clewlow, Strickland e Kaminski (2000) não incorpora diferentes probabilidades de ocorrência de saltos

³³ Não podemos deixar de levar em consideração que os saltos também são função da capacidade e problemas apresentados na rede. Dessa forma, os saltos podem ocorrer em qualquer período do ano, mas analisando apenas a sazonalidade, os saltos tendem a ser mais frequentes no Verão.

de acordo com cada época do ano. Dessa forma, podemos apresentar um modelo que incorpora tal característica:

$$dS = \underbrace{\frac{\eta(\ln \bar{S} - \ln S)Sdt + S\sigma dz}{a}} + \underbrace{(\theta_v k_v dq + \theta_o k_o dq + \theta_i k_i dq + \theta_p k_p dq)S}_{b} \quad (28)$$

a é modelo 1 de Schwartz;

$b = (\theta_v k_v dq + \theta_o k_o dq + \theta_i k_i dq + \theta_p k_p dq)S$ é o novo processo de difusão de saltos sazonal. Sendo k_v, k_o, k_i e k_p são os tamanhos proporcionais dos saltos no verão, outono, inverno e primavera, respectivamente. Em relação $\theta_v, \theta_o, \theta_i$ e θ_p , tratam-se de variáveis binárias com as seguintes disposições de acordo com a estação do ano:

Tabela 16: Disposição das variáveis binárias nas estações do ano

Estação do Ano	θ_v	θ_o	θ_i	θ_p
Verão	1	0	0	0
Outono	0	1	0	0
Inverno	0	0	1	0
Primavera	0	0	0	1

Fonte: Elaboração própria

E em relação ao tamanho de ambos os saltos, os mesmos são randômico e são determinados pelo logaritmo natural dos saltos proporcionais, sendo normalmente distribuídos:

$$\ln(1 - k_v) \sim N\left(\ln(1 - \bar{k}_v) - \frac{1}{2}\gamma_v^2, \gamma_v^2\right) \quad (29)$$

$$\ln(1 - k_o) \sim N\left(\ln(1 - \bar{k}_o) - \frac{1}{2}\gamma_o^2, \gamma_o^2\right) \quad (30)$$

$$\ln(1 - k_i) \sim N\left(\ln(1 - \bar{k}_i) - \frac{1}{2}\gamma_i^2, \gamma_i^2\right) \quad (31)$$

$$\ln(1 - k_p) \sim N\left(\ln(1 - \bar{k}_p) - \frac{1}{2}\gamma_p^2, \gamma_p^2\right) \quad (32)$$

$\bar{k}_v, \bar{k}_o, \bar{k}_i$ e \bar{k}_p são os tamanhos médios dos saltos no verão, outono, inverno e primavera, respectivamente;

$\gamma_v, \gamma_o, \gamma_i$ e γ_p são os desvios padrão do tamanho proporcional dos saltos no verão, outono, inverno e primavera, respectivamente.

Seguindo a mesma lógica da equação 25, podemos discretizar o modelo como se encontra a equação 33:

$$S_t = \exp \left\{ \ln[S_{mrm_{t-1}}] e^{-\eta \Delta t} + \left[\ln(\bar{S}) - \frac{\sigma^2}{2\eta} \right] (1 - e^{-\eta \Delta t}) + \sigma \sqrt{\frac{1 - e^{-2\eta \Delta t}}{2\eta}} N(0,1) \right\} \\ + \left\{ \left[\theta_v (\bar{k}_v + \gamma_v N(0,1)) (u_i < \phi_v \Delta t) \right] \right. \\ + \left[\theta_o (\bar{k}_o + \gamma_o N(0,1)) (u_i < \phi_o \Delta t) \right] \\ + \left[\theta_i (\bar{k}_i + \gamma_i N(0,1)) (u_i < \phi_i \Delta t) \right] \\ \left. + \left[\theta_p (\bar{k}_p + \gamma_p N(0,1)) (u_i < \phi_p \Delta t) \right] \right\} \quad (33)$$

ϕ_v, ϕ_o, ϕ_i e ϕ_p são as frequências de saltos do Verão, Outono, Inverno e Primavera, respectivamente. Esses parâmetros representam o número médio de saltos por período;

$\phi_v \Delta t, \phi_o \Delta t, \phi_i \Delta t$ e $\phi_p \Delta t$ são as probabilidades de ocorrência dos saltos em cada época do ano;

u_i é um número randômico (0,1) com distribuição de probabilidade uniforme contínua.

Em relação à estimação dos parâmetros \bar{S}, η, σ , ela ocorre da mesma maneira apresentada na seção 4.2.1.3. Porém, os parâmetros $\bar{k}_v, \bar{k}_o, \bar{k}_i, \bar{k}_p, \gamma_v, \gamma_o, \gamma_i, \gamma_p, \phi_v, \phi_o, \phi_i$ e ϕ_p precisam ser estimados de uma maneira ligeiramente diferente do que foi feito no modelo na seção 4.2.1.3.

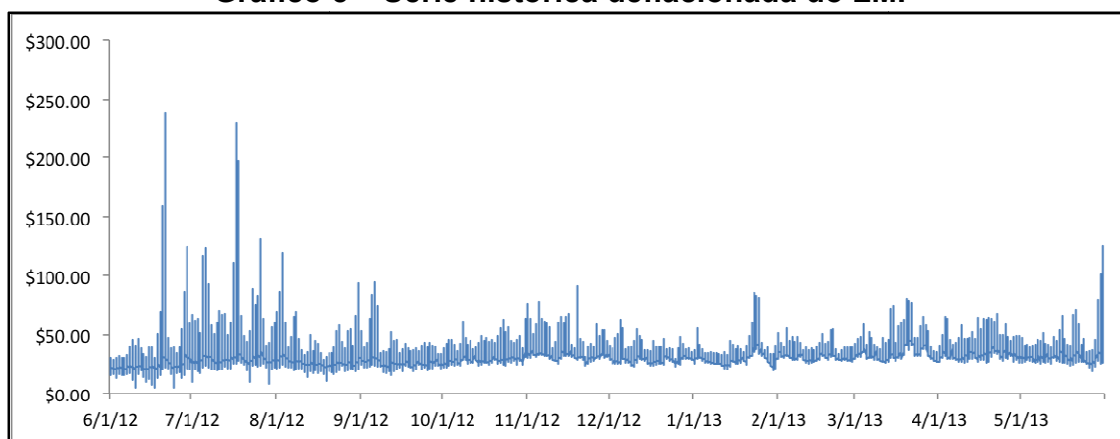
Primeiramente precisamos separar a série de saltos em quatro subséries de acordo com cada estação do ano. Após esse processo, calcularemos a quantidade de saltos, a média e o desvio-padrão dos mesmos

em cada subsérie. Dessa forma, teremos os valores de ϕ , \bar{k} , γ de cada subséries, respectivamente.

6.1.1. Modelagem do preço do LMP

A série histórica do LMP da Zona ATSI_PJM foi obtida através do site da PJM com início em 01/06/2012 até 31/05/2013 em base horária. Os dados foram deflacionados para valores de 2012 pelo Índice de preço da indústria (PPI) para o setor de energia elétrica. O Gráfico 5 apresenta a série do LMP deflacionada:

Gráfico 5 – Série histórica deflacionada do LMP



Fonte: Elaboração própria

Em relação às estatísticas descritivas da série do LMP, a Tabela 17 sumariza as mesmas:

Tabela 17 – Estatísticas descritivas da série histórica do LMP

Média	35,03
Mediana	32,94
Desvio padrão	12,68
Mínimo	4,90
Máximo	238,78

Fonte: Elaboração própria

Para estimação dos parâmetros, foi verificada primeiramente a

presença dos saltos. Os preços que fossem maior ou menor que os limites³⁴ estabelecidos foram considerados saltos. Após a verificação, os saltos encontrados foram substituídos pelo seu respectivo valor limite. Foram encontrados 115 saltos, sendo que apenas no período do Verão foram encontrados 79. Em relação às outras estações do ano, Outono, Inverno e Primavera, os saltos foram 13, 4 e 19, respectivamente. Dessa forma, calculando a média e o desvio do padrão dos saltos por estação, podemos estimar os parâmetros dos saltos. A Tabela 18 sumariza os parâmetros de cada estação:

Tabela 18 – Parâmetros estimado dos saltos por estação do ano

	Verão	Outono	Inverno	Primavera
ϕ	79	13	4	19
$\bar{\kappa}$	113,83	81,31	81,76	86,76
γ	43,07	7,67	2,88	14,11

Fonte: Elaboração própria

Por fim, a estimação dos parâmetros do movimento de reversão à média seguiu os passos descritos por Bastian-Pinto (2009). A Tabela 19 apresenta os valores de cada parâmetro estimado:

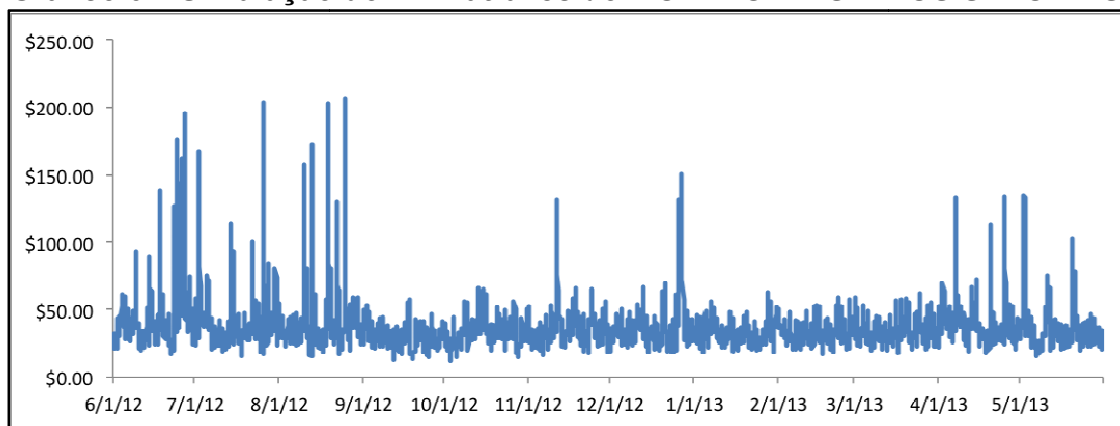
Tabela 19 – Parâmetros estimados do MRM

η	619,96
$\ln(\bar{S})$	3,56
σ	9,65

Fonte: Elaboração própria

O Gráfico 6 apresenta a série de preços simulados da eletricidade para a zona ATSI_PJM de acordo com o Modelo de Saltos Sazonais utilizando a Equação 35 exceto pelo ajuste para preços risco-neutros:

³⁴Os limites superior e inferior são \$ 73,07 e -3,02, respectivamente.

Gráfico 6 – Simulação do LMP através do MODELO DE SALTOS SAZONAIS

Fonte: Elaboração própria

A Tabela 20 descreve as estatísticas descritivas da série simulada do LMP.

Tabela 20 – Estatísticas descritivas da série da LMP simulada

Média	35.28
Mediana	33.76
Desvio padrão	11.94
Mínimo	13.06
Máximo	203.39

Fonte: Elaboração própria

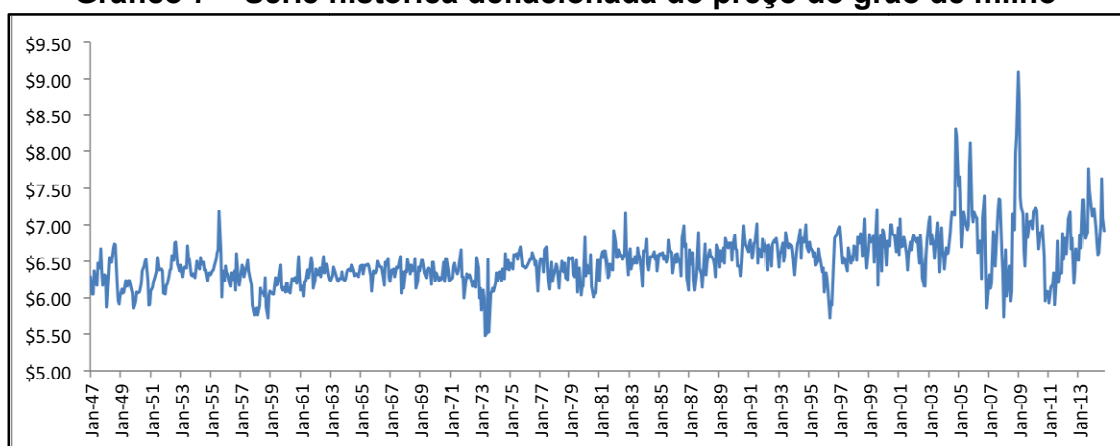
Um teste de diferença de médias foi realizado e não foi possível rejeitar a hipótese nula de que as médias da série simulada e real eram iguais. Além disso, para confirmar o poder do modelo, foi realizada uma comparação entre as distribuições dos preços reais e simulados através do *distributionfitting* do software @risk. Pelo critério Akaikeinformationcriterion (AIC), a distribuição log logística é a que mais se assemelha para ambas as distribuições, corroborando o poder do modelo de simular os preços de eletricidade.

6.2. PREÇO DO GRÃO DO MILHO

Em relação aos preços do grão do milho, utilizamos a série de preços que os fazendeiros recebem, disponível no site da

NationalAgriculturalStatistics Service – USDA. Os preços são mensais e têm início em janeiro de 1947 até maio de 2013. Os preços foram deflacionados para valores de 2012 pelo Índice de Preço do produtor de milho (PPI – *Commodity*). O Gráfico 7 apresenta a série de preços do grão de milho que o produtor recebe deflacionada:

Gráfico 7 – Série histórica deflacionada do preço do grão de milho



Fonte: Elaboração própria

Em relação às estatísticas descritivas da série de preço do grão do milho, a Tabela 21 sumariza as mesmas:

Tabela 21 – Estatísticas descritivas dos preços deflacionados do grão do milho

Média	6,50
Mediana	6,45
Desvio padrão	0,36
Mínimo	5,48
Máximo	9,09

Fonte: Elaboração própria

Em relação à estimação dos parâmetros da série de preço do grão do milho, o estudo utilizou o modelo 1 Schwartz, mais precisamente a Equação 18:

$$S_t = \exp \left\{ \ln[S_{t-1}]e^{-\eta\Delta t} + \left[\ln(\bar{S}) - \frac{\sigma^2}{2\eta} \right] (1 - e^{-\eta\Delta t}) + \sigma \sqrt{\frac{1 - e^{-2\eta\Delta t}}{2\eta}} N(0,1) \right\}$$

Os parâmetros estimados são apresentados na Tabela 22:

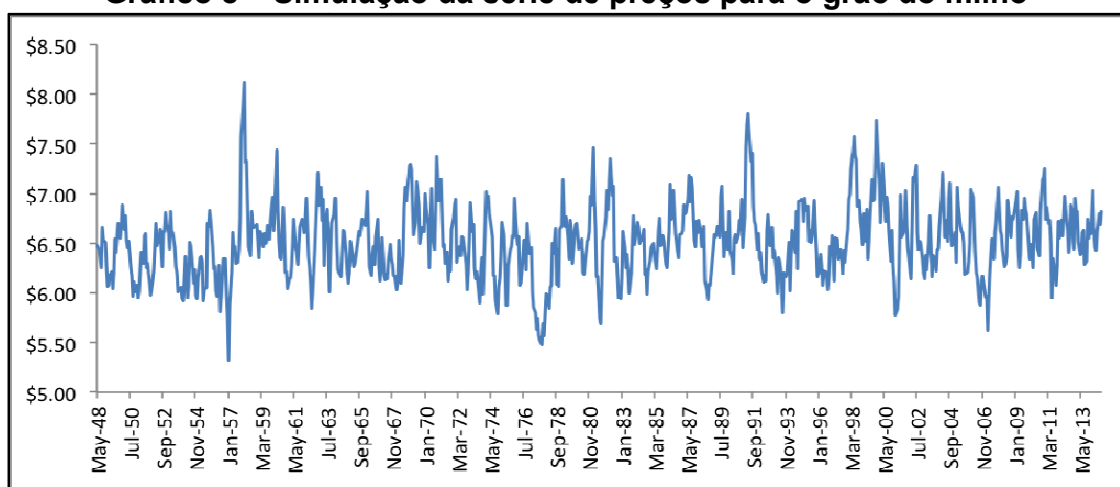
Tabela 22 – Parâmetros estimados do modelo 1 Schwartz

η	3,44
$Ln(\bar{S})$	1,87
σ	0,14

Fonte: Elaboração própria

O Gráfico 8 apresenta a série de preços simulados do grão de milho que o fazendeiro recebe:

Gráfico 8 – Simulação da série de preços para o grão do milho



Fonte: Elaboração própria

A Tabela 23 descreve as estatísticas descritivas da série simulada do preço do grão do milho.

Tabela 23 – Estatísticas descritivas da série do preço do grão de milho simulado

Média	6,50
Mediana	6,51
Desvio padrão	0,36
Mínimo	5,32
Máximo	8,12

Fonte: Elaboração própria

Assim como feito para o preço da eletricidade, realizamos um teste de diferença de médias e uma comparação entre as distribuições entre o preço real e o simulado. Não foi possível rejeitar a hipótese nula de que as

médias eram iguais e ambos os preços apresentaram uma distribuição log logística de acordo com o critério de AIC.

Após a apresentação de todos os elementos de ambos os cenários e de todas as variáveis utilizadas, a Tabela 24 apresenta as premissas utilizadas nesses estudo:

Tabela 24 – Premissas financeiras do estudo

Custo do Terreno	\$79.190.880,00
Custo de Geração	\$227.960.565,11
Custo Operacional Eólico	\$3.941.184,88
Custo Operacional Fazenda	\$6.076.481,50
Preço REC (MW/h)	\$11,00
Venda de Capacidade (MW/dia)	\$120,80
Seguro	\$683.881,70
Imposto sobre propriedade	\$600.000,00
Imposto	39,10%
Pagamento do Governo (subsídio)	\$53.674,29
Custo evitado (aluguel)	\$600.000,00
Custo evitado c/ eletricidade (MW/h)	10.873,65
Custo de propriedade fazenda	\$2.004.468,50
Preço Mínimo LMP (MW/h)	\$4,90
Preço Máximo LMP (MW/h)	\$341,88
Preço Médio LMP (MW/h)	\$35,74
Preço Máximo Grão do milho (per bushels)	\$7,21
Preço Mínimo Grão do milho (per bushels)	\$5,52
Preço Médio Grão do milho (per bushels)	\$6,36
Receita Média Anual da Venda de Energia	\$14.345.730,03
Receita Média Anual da Venda Rec	\$2.919.886,66
Receita Média Anual da Venda de Capacidade	\$1.263.285,30
Receita Média Anual da Venda de Milho	\$19.668.714,87

Fonte: Elaboração própria

7. RESULTADOS

Para realizar a avaliação financeira do primeiro cenário com a opção real de espera do investimento, foram realizados 4.000 simulações do LMP em base horária utilizando a Equação 35 por estação do ano. Com as simulações realizadas, foi utilizado a opção *distributionfitting* do software @risk no intuito de descobrir quais eram as distribuições de cada preço por época do ano. Dessa forma, simulamos cada distribuição 10.000 vezes, gerando diversos níveis de preço por época do ano. Portanto, podemos analisar se tais níveis de preços são suficientes para gerar um parque eólico financeiramente viável, ou seja, apresentando um valor positivo na regra de decisão. Foram analisados dois horizontes de operação, 20 e 30 anos.

A Tabela 25 apresenta as distribuições dos preços por época do ano:

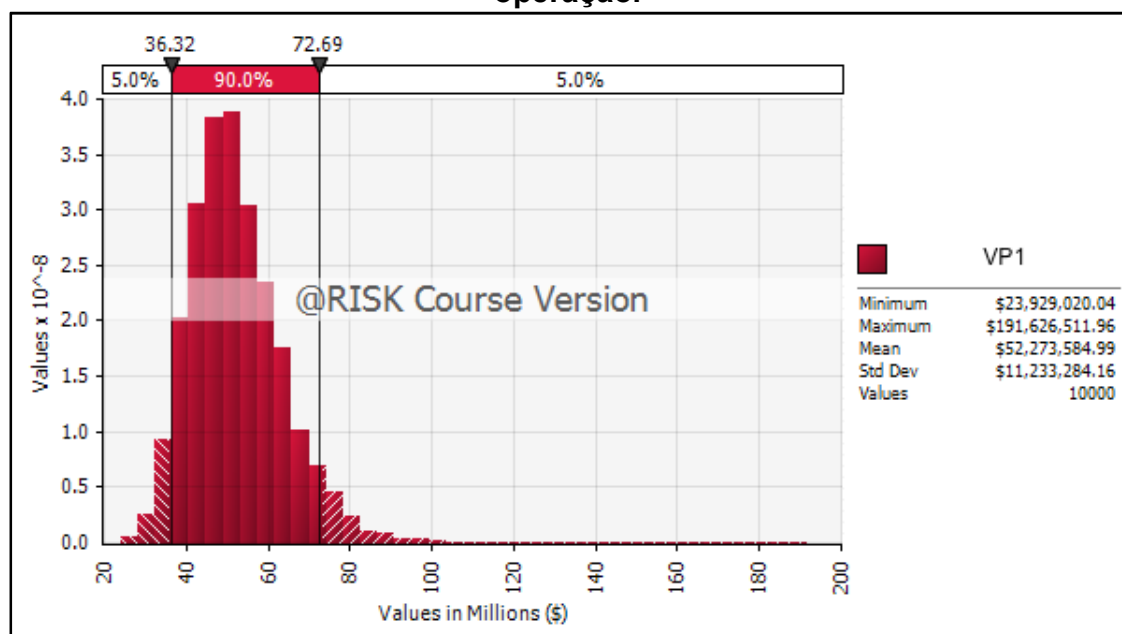
Tabela 25 – Distribuições dos preços simulados por estação do ano

	Distribuição
Verão	Log-Logística(12,022; 21,429; 4,0196)
Outono	Log-Normal(36,32; 9.4477; Shift(-2.2159))
Inverno	Gama(8.2521; 3.3081; Shift(5.714))
Primavera	Log-Normal(30,737; 10,535; Shift(4.0527))

Fonte: Elaboração própria

A Figura 11 apresenta o histograma da simulação de VP_1 em um horizonte de 20 anos de operação:

Figura 11 – Histograma da simulação de VP_1 em um horizonte de 20 anos de operação.

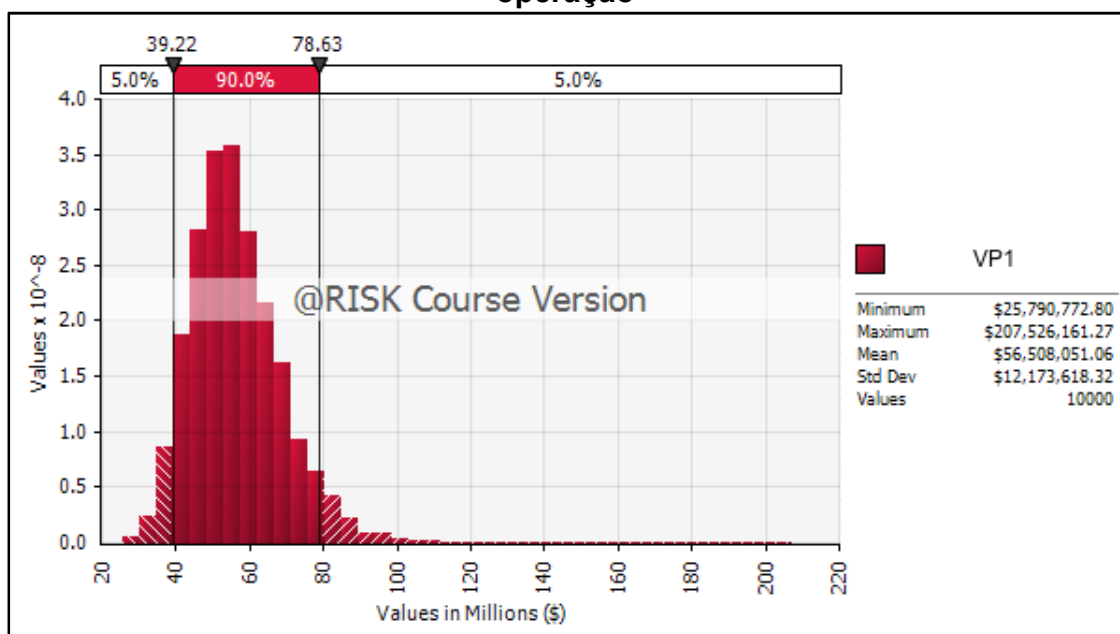


Fonte: Elaboração própria (output @Risk®)

De acordo com a Figura 11, o valor médio de VP_1 é de \$52.273.584,99, apresentando um desvio-padrão de \$ 11.233.284,16. Contudo, mesmo apresentando um valor máximo de \$ 191.626.511,96, o VP_1 não apresentou em nenhum momento valor superior ao Custo de Geração, \$ 269.107.405,25. Dessa forma, a regra de decisão do primeiro cenário para um horizonte de operação de 20 anos é de continuar esperando novas informações para realizar o investimento, pois os níveis de preços do mercado atacadista não foram capazes de gerar um investimento financeiramente viável.

A Figura 12 apresenta o histograma da simulação de VP_1 em um horizonte de 30 anos:

Figura 12 -Histograma da simulação de VP_1 em um horizonte de 30 anos de operação



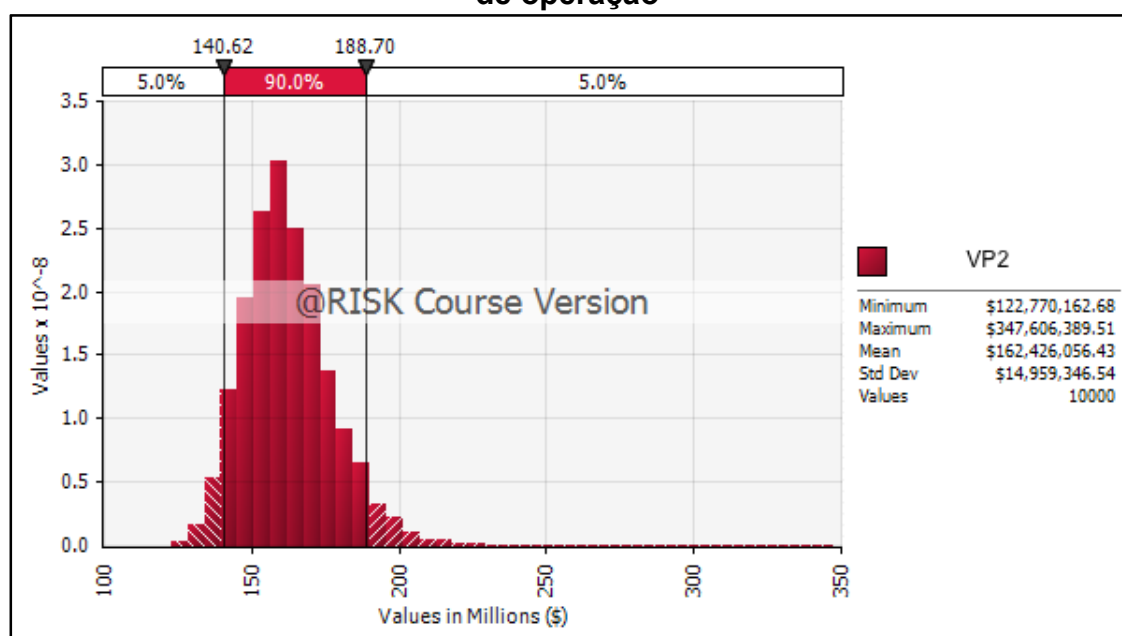
Fonte: Elaboração própria (output @Risk®)

Assim como no horizonte de 20 anos de operação, o valor máximo de VP_1 , \$ 207.525.161,27, não foi superior ao valor do Custo de Geração, \$ 269.107.405,25. Dessa forma, mesmo com um aumento em dez no horizonte de operação, a receita adicional não foi suficiente para superar o valor do Custo de Geração, demonstrando que não houve níveis de preço de eletricidade que fossem capazes de viabilizar financeiramente um parque eólico com tais características. Assim, o investidor deve continuar esperando novas informações, como aumento dos níveis de preço da eletricidade, redução de custos, novos subsídios, entre outros para realizar o investimento.

Com a não viabilidade financeira do parque eólico em dois horizontes de operação, precisamos analisar o segundo cenário. Para simular a regra de decisão do segundo cenário, assim como no primeiro cenário, utilizamos as distribuições dos preços por estação do ano para simular 10.000 preços da eletricidade, conjuntamente com 10.000 simulações do preço do milho. Foram analisadas dois horizontes de operação, 20 e 30 anos.

Com a adição das receitas provenientes da venda do grão de milho, o projeto somente será financeiramente viável se a adição das receitas e o corte nos custos de aluguel e de eletricidade forem suficientemente grandes para cobrir os custos da fazenda, da compra do terreno e de parte do custo de geração do parque eólico. A Figura 13 apresenta o histograma da simulação de VP_2 em um horizonte de 20 anos de operação:

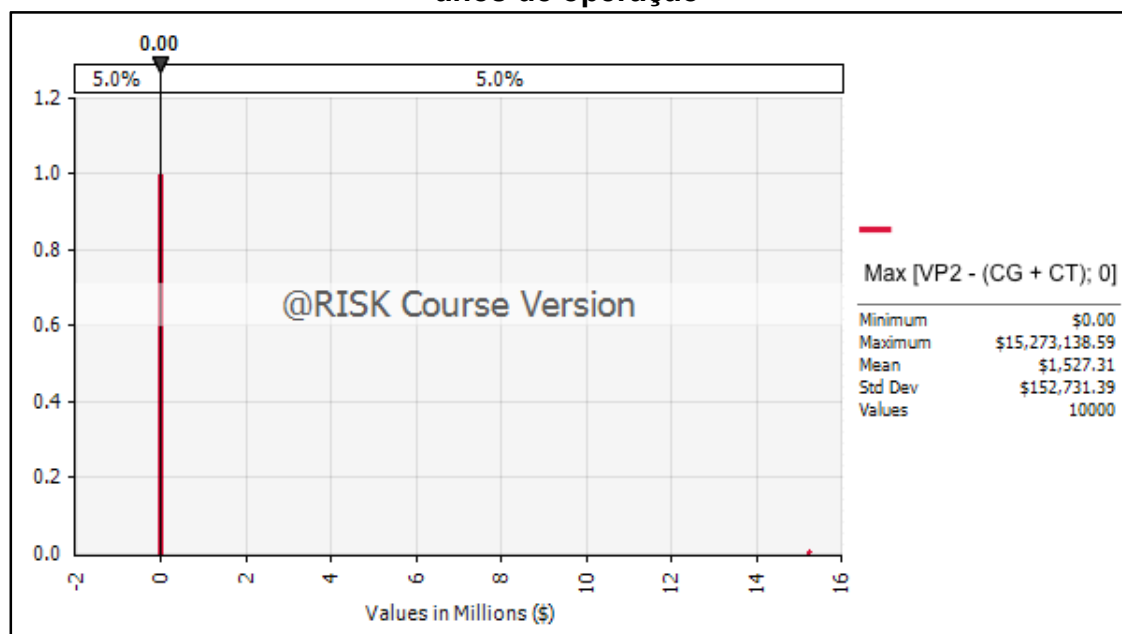
Figura 13 – Histograma da simulação de VP_2 em um horizonte de 20 anos de operação



Fonte: Elaboração própria (output @Risk®)

De acordo com a Figura 13, o valor esperado VP_2 é de \$ 162.426.056,43, valor esse que não supera a soma dos valores do Custo de Geração e da compra do terreno, \$ 332.333.250,92. Contudo, como estamos analisando a opção real de esperar níveis de preços suficientes para gerar um projeto financeiramente viável, temos que analisar todos os momentos da simulação de VP_2 . Analisando o valor máximo, podemos perceber que o mesmo superou a soma do Custo de Geração e o custo da compra do terreno. A Figura 14 ilustra a regra de decisão do segundo cenário para um horizonte de operação de 20 anos:

Figura 14—Regra de decisão do segundo cenário para um horizonte de 20 anos de operação

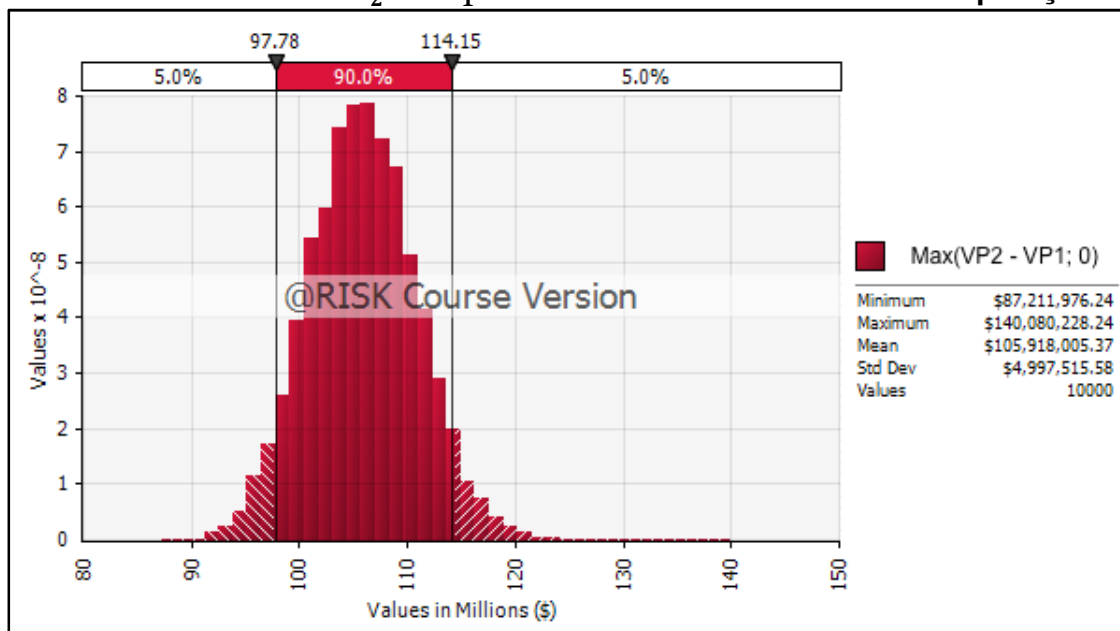


Fonte: Elaboração própria (output @Risk®)

Como podemos perceber pela Figura 14, houve apenas um momento no qual a opção real de espera pelo investimento não foi escolhida, pois o projeto apresentava níveis de preços suficientes para ser financeiramente viável. Dessa forma, a regra de decisão em apenas um momento de um total de 10.000 tentativas apresentou valor maior que zero.

Em comparação ao primeiro cenário, o segundo cenário conseguiu trazer valor ao projeto, sendo que a receita da venda do grão de milho e a eliminação dos custos com aluguel e eletricidade foram mais que suficientes em relação ao custo da compra do terreno. A Figura 15 apresenta o valor da diferença entre os valores de VP_2 e VP_1 para um horizonte de operação de 20 anos.

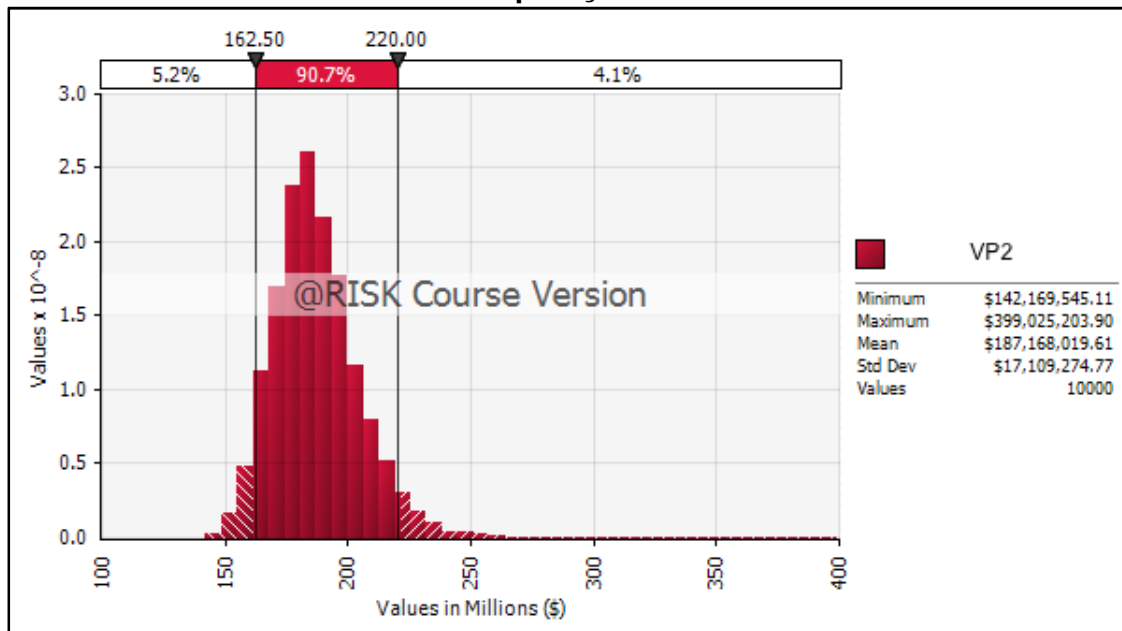
Figura 15 – Histograma da simulação da maximização entre a diferença entre os valores de VP_2 e VP_1 em um horizonte de 20 anos de operação



Fonte: Elaboração própria (output @Risk®)

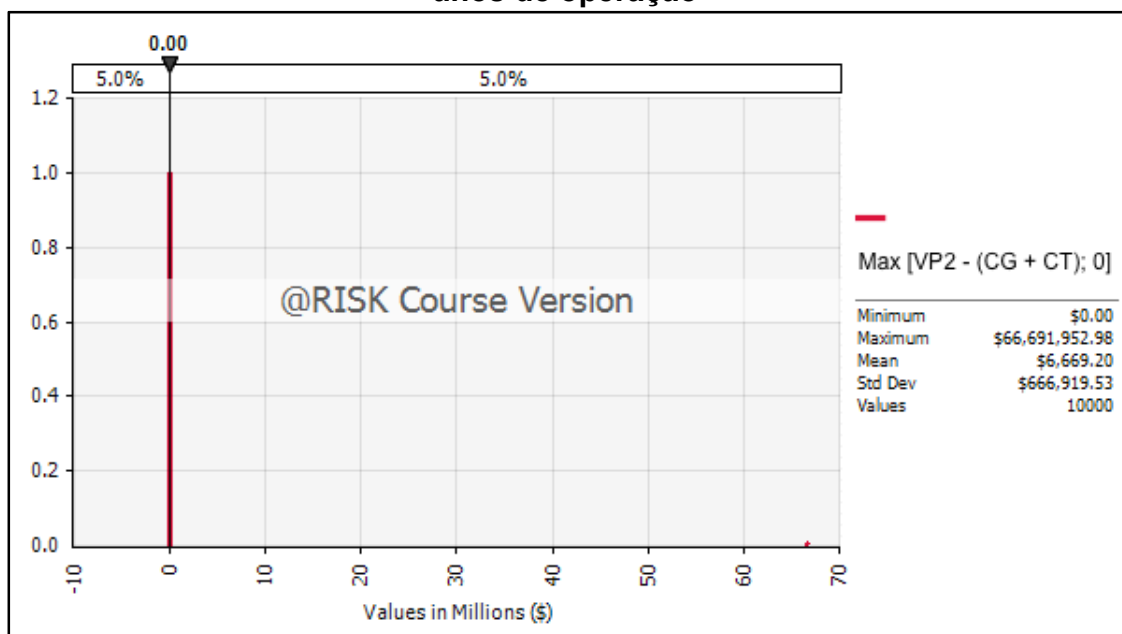
Analisando a figura 15, podemos perceber que em todos os momentos da simulação, a aquisição do terreno visando as receitas com a venda do grão de milho juntamente com a eliminação dos custos com aluguel e eletricidade trouxeram valor ao parque eólico, mesmo o projeto como um todo não apresentando viabilidade financeira na maior parte do tempo. O mesmo processo foi realizado para um horizonte de operação de 30 anos. As Figuras 16 e 17 apresentam o histograma da simulação de VP_2 para um horizonte de operação de 30 anos e a regra de decisão do segundo cenário para um horizonte de operação de 30 anos, respectivamente.

Figura 16 - Histograma da simulação de VP_2 em um horizonte de 30 anos de operação



Fonte: Elaboração própria (output @Risk®)

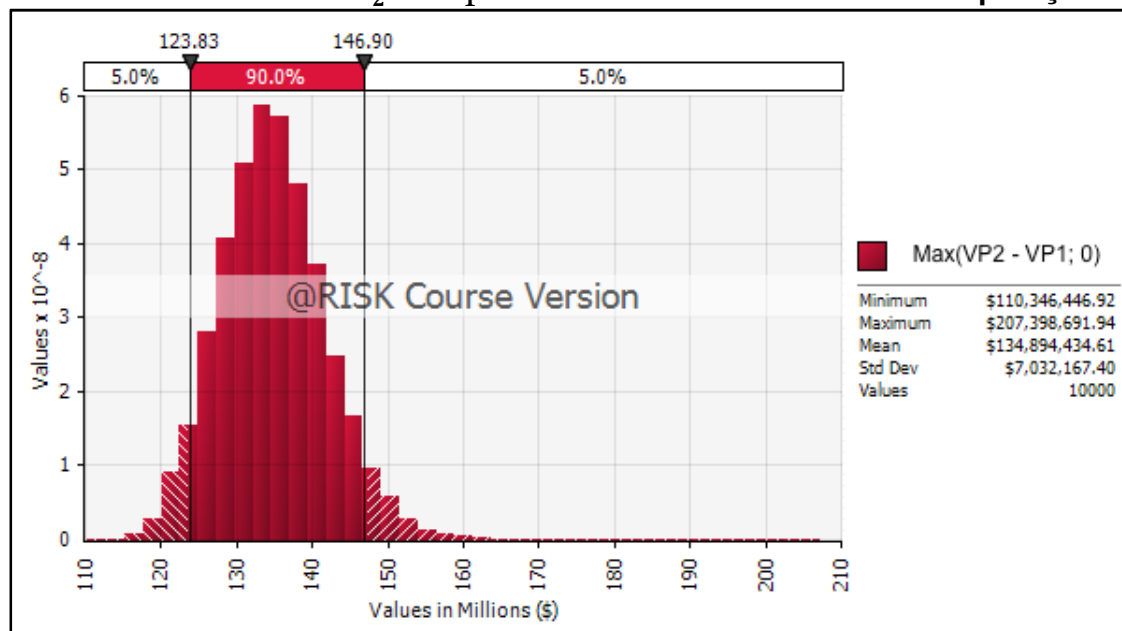
Figura 17 - Regra de decisão do segundo cenário para um horizonte de 30 anos de operação



Fonte: Elaboração própria (output @Risk®)

Com o aumento em 10 anos no horizonte de operação, os valores simulados do VP_2 apresentam um valor médio de \$ 187.168.019,61. Sendo que tal valor não supera a soma do Custo de Geração e a compra do terreno. Contudo, assim como no horizonte de 20 anos de operação, houve um momento no qual os preços da eletricidade apresentaram níveis satisfatórios para viabilizar a instalação do projeto, apresentando um valor para VP_2 de \$ 399.025.203,90. Para tanto, podemos analisar a Figura 17, verificando que houve apenas um momento no qual o projeto apresentou viabilidade financeira, assim como no horizonte de 20 anos de operação. Dessa forma, a opção de espera para realizar o investimento continua sendo a melhor opção para o gerador em ambos os horizontes de operação, pois apenas houve um momento em que os níveis de preços da eletricidade apresentam valores nos quais o projeto seria financeiramente viável. Contudo, como realizado para o horizonte de operação de 20 anos, verificamos que a compra do terreno com vistas às receitas da produção de milho e da eliminação dos custos de aluguel e eletricidade trouxe valor para o parque eólico em todos os momentos da simulação, como pode ser observado na Figura 18.

Figura 18 – Histograma da simulação da maximização entre a diferença entre os valores de VP_2 e VP_1 em um horizonte de 30 anos de operação



Fonte: Elaboração própria (output @Risk®)

Considerando que, conforme dito anteriormente, quase 80% dos parques eólicos até 2013 não vendiam eletricidade no mercado atacadista, mas sim através de contratos de longo prazo (PPA's), acreditamos que um dos motivos para esse fato seja que os preços da energia eólica via tais contratos estejam mais atraentes para o gerador do que o preço do atacado na maioria das regiões. Além disso, os altos custos de geração e de operação de parque eólicos no Estado de Ohio podem ter afetado os resultados negativamente.

No intuito de apurar qual seria um bom preço de PPA supusemos que um contrato de longo prazo seja realizado com a concessionária de energia elétrica da região e que os investidores consigam empréstimos diretamente de agências governamentais, de forma a reduzir o custo do capital de terceiros; conseqüentemente, o projeto terá um WACC inferior ao modelo de mercado. De acordo com o relatório *U.S Environmental Protection Agency (EPA) - EPA's Power Sector Modeling Platform v.5.13 (2014)*, o custo do capital de terceiros para projetos financiados por agências estatais é de 5,72% a.a.

Considerando que todas as outras premissas são mantidas, o novo WACC calculado do projeto com PPA é de 5,88% a.a.

Após a mudança do WACC, calculamos o preço da eletricidade que o contrato deverá ter para que o VP tenha valor igual ao custo de geração do projeto, ou seja, $VP - \text{Custo de Geração} = 0$. Para realizar o cálculo do valor que o preço da eletricidade deverá ter, utilizamos o *Levelized Cost of Energy* (LCOE) do projeto. Segundo EIA (2014), o LCOE é custo unitário constante (MW/h) de fluxo de pagamento que tem o mesmo valor presente do custo total do gerador. Além disso, o LCOE pode ser utilizado para medir o grau de competitividade entre os diferentes tipos de geradores³⁵.

Contudo, para o cálculo do LCOE, as fórmulas variam de acordo com cada instituição, não existindo uma única forma de cálculo. Como estamos utilizando os critérios e dados das instituições governamentais americanas, adotamos o método que a *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) utiliza. De acordo com Foster *et al* (2014), o método utilizado pela NREL para os empreendimentos eólicos pode ser descrito de acordo com a Equação 34:

$$LCOE = \frac{CG * CRF * (1 - T * D_{pv})}{PLE * (1 - T)} + \frac{CO}{PLE} \quad (34)$$

CG - Custo de Geração do gerador;

PLE - Produção Líquida Anual de Eletricidade do gerador;

CO - Custo de Operação Anual do Gerador;

CRF - Fator de Recuperação do Capital;

T - Impostos;

D_{pv} - Valor presente da depreciação³⁶.

³⁵Deve-se utilizar o LCOE para mensurar competitividade entre geradores com cautela, pois algumas variáveis, como especificidades da região de instalação, podem não ser consideradas.

³⁶Segundo Foster *et al* (2014), o D_{pv} das renováveis de acordo com o MACRS é de 0.83155

O fator de recuperação do capital pode ser calculado de acordo com a Equação 35:

$$CRF = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (35)$$

i – Taxa de juros do projeto;

n – *Book Life* do projeto.

Com o cálculo do LCOE, conseguimos descobrir qual deveria ser o preço mínimo que a eletricidade deveria ter para que a regra de decisão do primeiro cenário fosse aceita em um horizonte de operação de 20 anos, *ceterisparibus*. O valor de LCOE foi aproximadamente \$ 111,28 por Mw/h. Contudo, no cálculo do LCOE pela NREL não é levado em conta as receitas e possíveis subsídios que a fazenda eólica possa receber. Como em nosso estudo estamos considerando que o projeto irá obter receitas com a venda de RECs e de capacidade, calculamos o LCOE com o incremento dessas receitas. Acrescentando a receita da venda das RECs e de capacidade, o LCOE passa a ser de aproximadamente \$108,96 por Mw/h. Comparando o LCOE do projeto com os preços do mercado atacadista, apenas 0,53% dos preços ficaram acima do LCOE, demonstrando que os preços praticados no mercado atacadista não são suficientes para financiar o projeto no região ATSI_PJM.

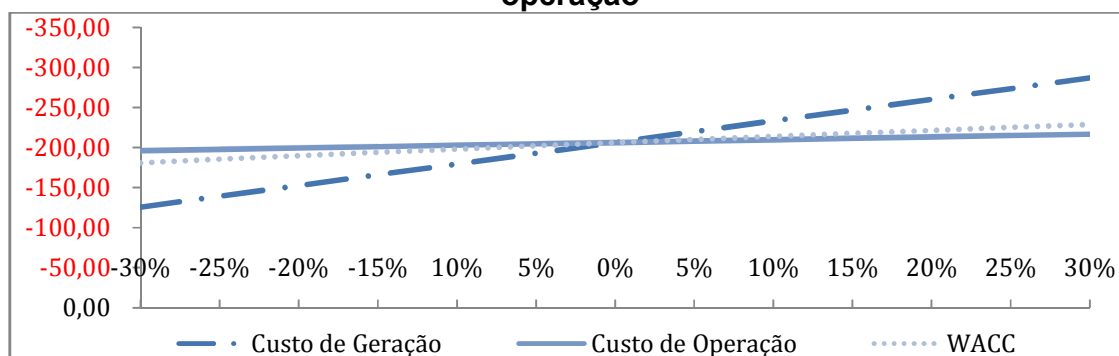
Tal resultado reforça a grande quantidade de projetos que estão trabalhando através das PPA e não através do mercado atacadista. Além, de uma taxa de financiamento menor, os projetos que utilizam a PPA tendem a receber um preço maior pela eletricidade, além de não ficarem tão sensíveis as variações do mercado atacadista.

Por fim, após a análise da viabilidade do parque eólico foi possível concluir que a operação do parque eólico operando no mercado atacadista no norte do Estado de Ohio não é possível. No intuito de analisarmos quais as variáveis que mais impactam no resultado negativo do projeto, realizamos uma análise de sensibilidade do projeto do parque eólico. As

variáveis consideradas nessa análise foram o custo de geração, custo de operação e o WACC .

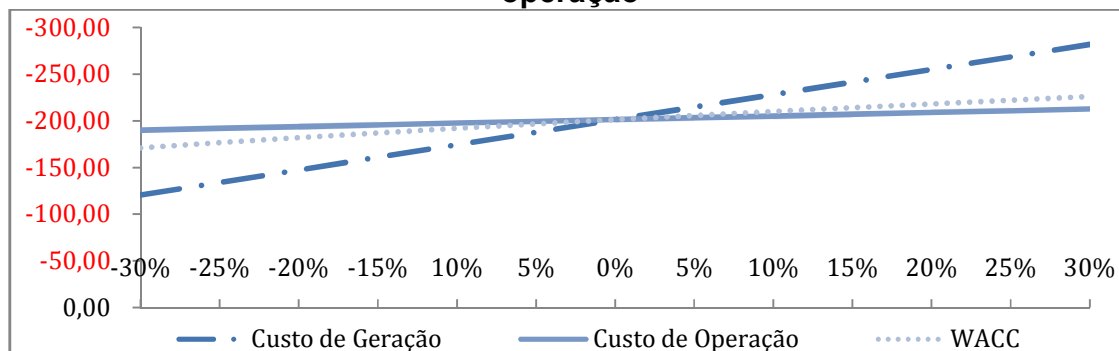
Primeiramente, nos variamos as variáveis entre -30% a 30% em seus respectivos valores iniciais no intuito de desvendar quais delas mais impactam o projeto.

Gráfico 9 – Análise de sensibilidade com um horizonte de 20 anos de operação



Fonte: Elaboração própria

Gráfico 10 – Análise de sensibilidade com um horizonte de 30 anos de operação



Fonte: Elaboração própria

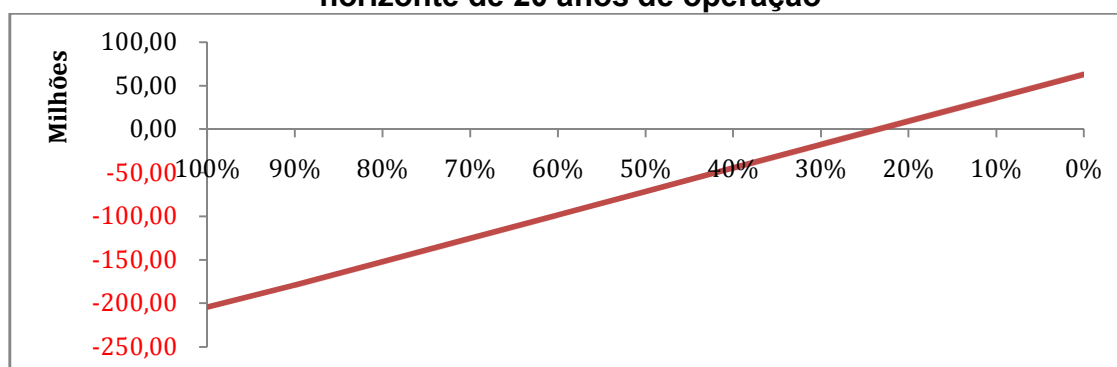
De acordo com os Gráficos 9 e 10, o projeto é mais sensível ao custo de geração em ambos os casos. O custo de geração é o custo que mais impacta o projeto, sendo que é necessário um aumento considerável nas receitas do projeto para que o VP consiga superar o seu valor.

Um dos fatores que possivelmente está gerando um baixo VP em relação ao custo de geração, além do preço da eletricidade em mercados atacadistas, deve ser o fato da região ter um baixo perfil de geração (em média

28,65%). Além disso, a não elegibilidade do projeto ao PTC (extinto em 2013) diminuiu drasticamente as receitas futuras. A segunda variável que mais impacta o projeto em ambos os casos é o WACC.

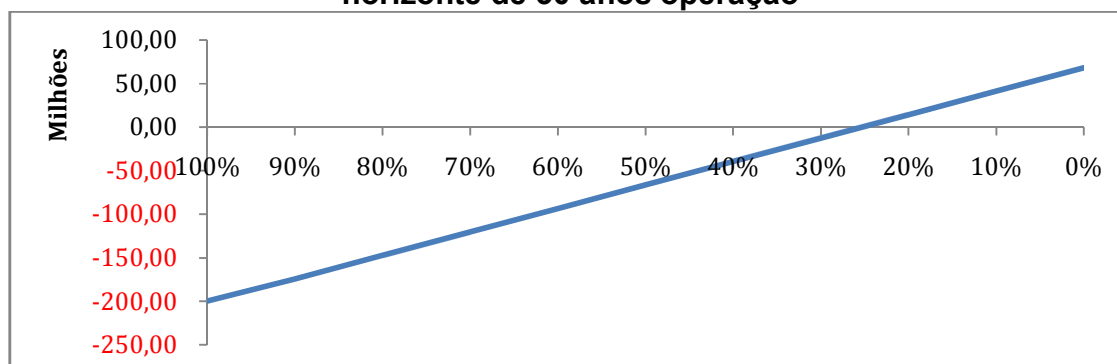
O próximo passo foi analisar quanto seria necessário diminuir a variável de maior impacto, custo de geração, para que o projeto pudesse ser realizado. Dessa forma, variamos o custo de geração de 100% a 0% em nossa regra de decisão para ambos os casos.

Gráfico 11 – VPL do projeto com variações no custo de geração em um horizonte de 20 anos de operação



Fonte: Elaboração própria

Gráfico 12 – VPL do projeto com variações no custo de geração em um horizonte de 30 anos de operação



Fonte: Elaboração própria

No primeiro caso, horizonte de 20 anos, seria necessário que o custo de geração fosse aproximadamente 23,33% do valor original para que o projeto fosse realizado. No segundo caso, essa porcentagem sobe ligeiramente

para aproximadamente 25,23%. Em ambos os casos seria necessário uma diminuição drástica do custo de geração para que a regra de decisão pudesse ser aceita.

Além da análise de apenas uma variável impactando a decisão do projeto, combinamos as duas variáveis que mais impactam o projeto e analisamos como uma mudança em ambas se reflete na decisão do projeto em ambos os casos.

Tabela 26 – Regra de decisão com variações no custo de geração e no WACC em um horizonte de 20 anos operação (00.000.000)

		Custo de Geração									
		10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
WACC	1.00%	0.95	0.72	0.49	0.26	0.02	(0.21)	(0.44)	(0.67)	(0.90)	(1.14)
	2.00%	0.85	0.61	0.38	0.14	(0.09)	(0.33)	(0.57)	(0.80)	(1.04)	(1.27)
	3.00%	0.76	0.52	0.28	0.04	(0.20)	(0.44)	(0.68)	(0.92)	(1.16)	(1.40)
	4.00%	0.68	0.44	0.19	(0.05)	(0.30)	(0.54)	(0.79)	(1.03)	(1.27)	(1.52)
	5.00%	0.61	0.36	0.11	(0.14)	(0.38)	(0.63)	(0.88)	(1.13)	(1.38)	(1.63)
	6.00%	0.55	0.29	0.04	(0.21)	(0.46)	(0.72)	(0.97)	(1.22)	(1.48)	(1.73)
	7.00%	0.49	0.23	(0.02)	(0.28)	(0.54)	(0.80)	(1.05)	(1.31)	(1.57)	(1.82)
	8.00%	0.44	0.18	(0.08)	(0.35)	(0.61)	(0.87)	(1.13)	(1.39)	(1.65)	(1.91)
	9.00%	0.39	0.13	(0.14)	(0.40)	(0.67)	(0.94)	(1.20)	(1.47)	(1.73)	(2.00)
	9.78%	0.36	0.09	(0.18)	(0.45)	(0.72)	(0.99)	(1.26)	(1.53)	(1.79)	(2.06)
	10.0%	0.35	0.08	(0.19)	(0.46)	(0.73)	(1.00)	(1.27)	(1.54)	(1.81)	(2.08)

Fonte: Elaboração própria

Tabela 27 – Regra de decisão com variações no custo de geração e no WACC em um horizonte de 30 anos operação (00.000.000)

		Custo de Geração									
		10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
WACC	1.00%	1.37	1.13	0.90	0.67	0.44	0.21	(0.03)	(0.26)	(0.49)	(0.72)
	2.00%	1.17	0.94	0.70	0.46	0.23	(0.01)	(0.24)	(0.48)	(0.72)	(0.95)
	3.00%	1.01	0.77	0.53	0.29	0.05	(0.19)	(0.43)	(0.67)	(0.91)	(1.15)
	4.00%	0.88	0.63	0.39	0.14	(0.10)	(0.34)	(0.59)	(0.83)	(1.08)	(1.32)
	5.00%	0.76	0.52	0.27	0.02	(0.23)	(0.48)	(0.73)	(0.97)	(1.22)	(1.47)
	6.00%	0.67	0.42	0.16	(0.09)	(0.34)	(0.59)	(0.85)	(1.10)	(1.35)	(1.61)
	7.00%	0.59	0.33	0.07	(0.18)	(0.44)	(0.70)	(0.96)	(1.21)	(1.47)	(1.73)
	8.00%	0.52	0.25	(0.01)	(0.27)	(0.53)	(0.79)	(1.05)	(1.31)	(1.58)	(1.84)
	9.00%	0.45	0.19	(0.08)	(0.34)	(0.61)	(0.88)	(1.14)	(1.41)	(1.67)	(1.94)
	9.78%	0.41	0.14	(0.13)	(0.40)	(0.67)	(0.94)	(1.20)	(1.47)	(1.74)	(2.01)
	10.0%	0.40	0.13	(0.14)	(0.41)	(0.68)	(0.95)	(1.22)	(1.49)	(1.76)	(2.03)

Fonte: Elaboração própria

A tabela acima apresenta como a porcentagem do custo de geração juntamente com o valor do WACC afetam o a regra de decisão. Por exemplo, na Tabela 25, considerando um valor de 50% do custo de geração inicial, o único modo da regra de decisão ser aceita é com um WACC de 1,00%. Dessa forma, conseguimos construir diversos cenários para que a regra decisão possa ser aceita. Em ambos os casos, se o custo de geração fosse o seu valor inicial (100%), nenhuma mudança no WACC seria capaz de mudar a regra de decisão. Porém, existem diversas combinações entre custo de geração e WACC que fazem com que a regra de decisão seja a favorável à realização do projeto.

8. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente estudo buscou avaliar a viabilidade financeira de se instalar um parque eólico que operasse no mercado atacadista de venda de eletricidade na região norte do Estado de Ohio em dois cenários: (i) alugando os terrenos dos agricultores para instalar o parque e (ii) comprado o terreno dos agricultores visando às receitas geradas pela venda do grão do milho juntamente com a eliminação dos custos de aluguel e eletricidade, sendo que em ambos os cenários há a flexibilidade de espera para se realizar o investimento.

Utilizando a regra de decisão de investimento no primeiro cenário, onde o investimento no parque eólico somente seria feito se o valor do Fluxo de Caixa Descontado (VP_1) fosse maior do que o custo de geração, os valores máximos apresentados pelo VP_1 em ambos os cenários de 20 e 30 anos de operação foram de \$ 191.626.511,96 e \$ 207.525.161,27, respectivamente. Contudo, tais valores não foram superiores ao valor do Custo de Geração, de \$269.107.405,25. Dessa forma, o projeto demonstrou não ser viável em ambos os horizontes de operação pelos níveis de preço obtidos na simulação, sendo que a opção de esperar novas informações para realizar o investimento se apresenta como melhor escolha para o investidor. Um dos fatores que pode explicar tal decisão são os preços da eletricidade no atacado, que na região de instalação são menores do que o preço mínimo necessário para a operação (LCOE), sendo que apenas 0,53% dos preços de atacado de 01/06/2012 até 31/05/2013 em base horária são maiores do que o LCOE. Além dos preços, outro agravante pode ter sido a eliminação da PTC para os geradores eólicos a partir de 2013, sendo que tal subsidio tinha um importantíssimo papel para os geradores. Os altos custos de geração e de operação afetaram negativamente os resultados do projeto, sendo que se houvesse uma redução dos mesmo, a operacionalização do parque eólico em um ambiente atacadista poderia ocorrer.

Em relação ao segundo cenário, parque eólico instalado no norte do Estado de Ohio operando no mercado atacadista comprado o terreno dos agricultores visando às receitas geradas pela venda do grão do milho juntamente com a eliminação dos custos de aluguel e eletricidade, esta foi analisada em dois horizontes de operação, assim como feito no primeiro cenário.

No horizonte de operação de 20 anos, diferentemente do primeiro cenário, houve um momento da simulação que os níveis de preço da eletricidade apresentaram valores que viabilizariam o projeto, ou seja, a regra de decisão apresentou um valor maior que zero. O valor máximo obtido na simulação de VP_2 foi de \$ 347.666.389,51, sendo esse maior que o somatório do Custo de Geração e o custo da compra do terreno, \$ 332.333.250,92. Dessa forma, diferentemente do primeiro cenário, existe um momento no qual a opção de espera para realizar o investimento não é exercida, apresentado um lucro de \$ 15.273.138,59. O mesmo acontece para o cenário de 30 anos de operação, na qual o valor máximo obtido na simulação de VP_2 foi de \$ 399.025.203,90. Mesmo apresentando um momento no qual o investimento no projeto se faz viável através da regra de decisão imposta, a decisão de investimento não se apresenta como a melhor opção para o investidor, pois em 10.000 simulações de preços da eletricidade, apenas uma apresentou níveis de preços que fossem compatíveis com a viabilidade financeira do projeto, apresentando uma probabilidade mínima de ocorrência. Dessa forma, a opção de espera para realizar o investimento se faz presente, na qual o investidor deve esperar surgir novas informações no mercado, assim como alteração nos custos de instalação, operação e inovações no setor capazes de afetar positivamente a escolha de investimento.

Em comparação com o primeiro cenário, o segundo cenário demonstrou ser a melhor opção de investimento. Mesmo apresentando resultados finais insatisfatórios, o mesmo apresentou valores brutos superiores aos do primeiro cenário em ambos os horizontes de operação. Dessa forma, tal investimento, compra dos terrenos dos agricultores visando às receitas geradas

pela venda do grão do milho juntamente com a eliminação dos custos de aluguel e eletricidade, demonstrou ser uma opção oportuna para os investidores no intuito de aumentar as receitas do parque eólico e conseqüentemente, o valor do projeto.

O custo de geração mostrou-se a variável que mais impacta o valor do projeto do parque eólico. Dessa forma, o projeto só seria realmente viável mediante celebração de contratos de energia de longo prazo ao preço mínimo determinado pelo LCOE, ou havendo a criação de subsídios suficientes para o parque eólico ser financeiramente viável.

O estudo contribuiu ao modificar o modelo de reversão a média com saltos de Clewlow, Strickland e Kaminski (2000) incorporando probabilidades de ocorrência de saltos diferenciadas por estações do ano e considerando que o preço volta ao seu patamar regular no próximo período após a ocorrência do salto. O modelo foi simulado 4.000 vezes através do software @Risk, apresentando um valor médio total de 35,28 Mwh, muito abaixo daquele calculado através da LCOE, 111,28 Mwh. Além da modificação do modelo para a realidade americana, o estudo propôs uma nova forma de investimento em parques eólicos nos Estados Unidos, na qual o gerador, além de produzir eletricidade, compraria o terreno de instalação visando a contribuição das receitas da venda do grão de milho juntamente com a eliminação dos custos com o aluguel do terreno e os custos de eletricidade por parte da fazenda, prática essa que não é usual na atualidade.

Além da modelagem do preço da eletricidade, o estudo modelou o preço do grão de milho utilizando o modelo 1 Schwartz. Assim como feito para o preço da eletricidade, o preço do grão do milho foi simulado 10.000 vezes apresentando um valor médio de \$ 6,50 por bushels. Ambos os modelos foram testados e apresentaram resultados robustos.

O estudo possibilitou a análise da implementação de projetos de parque eólico em dois cenários, alugando o terreno e comprando o terreno visando as receitas do grão de milho. Os resultados na média demonstram que

projetos de parques eólicos que operem no mercado atacadista no Norte do Estado de Ohio são financeiramente inviáveis em ambos os cenários, exercendo a opção real de espera do investimento. Contudo, diferentemente do primeiro cenário, o segundo cenário apresenta aspectos financeiros que fazem com que, em um das simulações realizadas do preço da eletricidade, o projeto apresentasse valor maior que zero na regra de decisão. Tal resultado não altera a decisão de exercer a opção real de espera do investimento, pois tal resultado apresenta uma probabilidade mínima de ocorrência. Ainda assim, a compra da fazenda juntamente com as receitas provenientes da venda do grão de milho e a eliminação dos custos de aluguel e de eletricidade trazem valor ao projeto, sendo tal opção passível de investimento em um cenário de redução dos custos iniciais.

Algumas limitações são visualizadas no presente estudo. Primeiramente, a falta de dados públicos sobre os parques eólicos, assim como a evolução dos custos dos mesmos ao longo do tempo. Tal dificuldade impediu uma análise mais profunda sobre qual seria o melhor momento para realizar o investimento. A consideração de valores fixos para a REC e para a venda de capacidade podem ser consideradas como limitações também. Some-se a isso a consideração da taxa de desconto do projeto, WACC, que não reflete somente os riscos dos parques eólicos da região de instalação, mas sim o valor médio dos geradores renováveis nos Estados Unidos. Além disso, não foi considerada a receita na venda de resíduos produzidos pela produção do grão de milho.

Portanto, o investimento em parques eólicos operando no mercado atacadista no Estado de Ohio não apresenta viabilidade financeira supondo as características impostas no presente estudo, sendo a decisão de exercer a opção de espera do investimento a mais sensata. Tal conclusão pode ter sido influenciada pelo baixo valor do LMP, assim como o baixo perfil de geração da zona de instalação do parque. Por fim, se fosse possível realizar um PPA com preço de contrato de no mínimo \$ 111,28 Mwh, ambos os cenários apresentariam viabilidade financeira, sendo que o segundo cenário apresentaria

um valor maior por causa do ganho de valor pela compra do terreno e operacionalização no mercado agrícola.

REFERÊNCIAS

ABADIE, Luis M.; CHAMORRO, José M. Valuation of wind energy projects: A real options approach. **Energies**, v. 7, n. 5, p. 3218-3255, 2014.

AEPOHIO, **American Electric Power Co., Inc.** Disponível em <<https://www.aepohio.com/>>. Acessado em: 02 de julho de 2014.

BASTIAN-PINTO, C. L. **Modelagem de Opções Reais com Processos de Reversão à Média em Tempo Discreto: Uma Aplicação na Indústria Brasileira de Etanol.** (Tese de Doutorado) Departamento de Administração de Empresas, Pontifícia Universidade Católica Rio de Janeiro, 2009.

BLANCO, María Isabel. The economics of wind energy. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 13, n. 6, p. 1372-1382, 2009.

BRACH, Marion A. **Real options in practice.** New Jersey: John Wiley & Sons, 2003. 370 p.

BRACMORT, Kelsi; GORTE, Ross W. Biomass: Comparison of Definitions in Legislation Through the 111th Congress. 2012.

BRASIL, Portal Brasil Infraestrutura. **Parque Eólico de Osorio.** Disponível em: <<http://www.brasil.gov.br/infraestrutura/2011/12/parque-eolico-de-osorio-rs-e-o-maior-da-america-latina>>. Acessado em: 8 de Julho de 2014.

BREALEY, R.A.; MYERS, S.C.; ALLEN, Franklin. **Principles of Corporate Finance.** 10. Ed. New York. McGraw-Hill, 2011. 875 p.

BURTON, Tony et al. **Wind energy handbook.** John Wiley & Sons, 2011. 642 p.

CKENDRY, Peter. Energy production from biomass (part 1): overview of biomass. **Bioresource technology**, v. 83, n. 1, p. 37-46, 2002.

CLEMENS, Robert T.; REILLY, Terence. **Making Hard Decisions with Decision Tools.** California. Cengage Learning, 2004. 752 p.

CLEWLOW, L.; STRICKLAND, C.; KAMINSKI, V. Jumping the gaps. **Energy and Power Risk Management Magazine**, p. 26-27, 2000.

_____. Extending mean-reversion jump diffusion. **Energy and Power Risk Management Magazine**, p. 30-31, 2001.

COMED, **Commonwealth Edison Company**. Disponível em: <<https://www.comed.com/Pages/default.aspx>>. Acessado em: 27 de junho de 2014.

COPELAND, Thomas E.; WESTON, John Fred; SHASTRI, Kuldeep. **Financial theory and corporate policy**. 4. ed. Boston: Pearson *Addison Wesley*, 2005. 1000 p.

COSTA, C.V. et al. Technological innovation policies to promote renewable energies: lessons from the European experience for the Brazilian case. ***Renewable and Sustainable Energy Reviews***, n.12, p.65-90, 2008.

COSTA, Luiz Guilherme Tinoco Aboim e AZEVEDO, Marcos Correia Lima. ***Análise fundamentalista***. Rio de Janeiro : FGV/EPGE. 1996.

COX, J. C.; ROSS, S. A.; RUBINSTEIN, M. Option pricing: A simplified approach. ***Journal of Financial Economics***, v. 7, n. 3, p. 229-263, 1979.

DALBEM, M.C. ***Análise de Investimento em Energia Eólica no Brasil***. Rio de Janeiro, 2010. 197f. Tese (Doutorado de Engenharia Industrial); Pontifca Universidade Católica do Rio de Janeiro, RJ, 2010.

DALE, Lewis *et al.* Total cost estimates for large-scale wind scenarios in UK. ***Energy Policy***, v. 32, n. 17, p. 1949-1956, 2004.

DAMODARAN, Aswath. ***Investment Valuation, Tools and Techniques for Determining the Value of Any Asset***. 2. ed. New York: John Wiley & Sons, 2002. 992 p.

DANIEL, Kent et al. Measuring mutual fund performance with characteristic-based benchmarks. ***The Journal of finance***, v. 52, n. 3, p. 1035-1058, 1997.

DE JONG, Cyriel. The nature of power spikes: A regime-switch approach. ***Studies in Nonlinear Dynamics & Econometrics***, v. 10, n. 3, 2006.

DE JONG, Cyriel; HUISMAN, Ronald. Option formulas for mean-reverting power prices with spikes. ***Energy Global Research Paper***, 2002.

DECAROLIS, Joseph F.; KEITH, David W. The economics of large-scale wind power in a carbon constrained world. ***Energy Policy***, v. 34, n. 4, p. 395-410, 2006.

DENG, Shijie. **Stochastic models of energy commodity prices and their applications: Mean-reversion with jumps and spikes**. University of California Energy Institute, 2000.

DIAS, Marco Antonio Guimaraes. **Investimento sob incerteza em Exploração e Produção de Petróleo**. 1996. 235 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção); Pontifca Universidade Católica do Rio de Janeiro, RJ; 1996.

DIAS, Marco Antonio Guimaraes. Valuation of exploration and production assets: an overview of real options models. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 44, n. 1, p. 93-114, 2004.

DIXIT, A. K. & PINDYCK, R .S. **Investment under Uncertainty**. Princeton: Princeton University Press, 1994. 468 p.

DSIRE, Database on state incentives for renewables and efficiency, Solar Center, North Carolina State University (2009). Disponível em <<http://www.dsireusa.org/>>. Acessado em 28 de maio de 2014.

Duke Energy, **Duke Energy Corporation**. Disponível em: <<http://www.duke-energy.com/ohio.asp>>. Acessado em: 27 de junho de 2014.

DYKES, Katherine; NEUFVILLE, Richard de. Real options for a wind farm in Wapakoneta, Ohio: incorporating uncertainty into economic feasibility studies for community wind. In: **Paper submitted for the World Wind Energy Conference of**. 2008.

EIA, **Energy InformationAdministration**. Disponível em: <<http://www.eia.gov>>. Acessadoem: 07 de agosto de 2014.

_____, The changing structure of the electric power industry 2000: An update, Energy Information Administration, Department of Energy, DOE/EIA-0562(00) (2000). Disponível em: <http://webapp1.dlib.indiana.edu/virtual_disk_library/index.cgi/4265704/FID1578/pdf/electric/056200.pdf>. Acessado em: 19 de maio de 2014.

_____, Update capital costestimates for utilityscaleelectricitygeneratingplants, Energy InformationAdministration (2013). Disponível em: <http://www.eia.gov/forecasts/capitalcost/pdf/updated_capcost.pdf>. Acessado em: 23 de maio de 2014

EPA, Power Sector Modeling Platform v.5.13. U.S Environmental Protection Agency, 2013. Disponível em: <<http://www.epa.gov/airmarkets/documents/ipm/Documentation.pdf>>. Acessado em: 20 de agosto de 2014.

ESPOSITO, A, S. Contexto e panorama dos investimentos no setor elétrico brasileiro. In: **Perspectivas do Investimento 2010-2013**. BNDES: Rio de Janeiro, 2010.

FERC, **Federal Energy Regulatory Commission**. Disponível em: <<http://www.ferc.gov/>>. Acessado em: 2 de Julho de 2014.

_____. Working paper on standardized transmission service and wholesale electric market design. March, v. 15, p. 1, 2002.

_____. State of the markets report 2004. Disponível em: <<http://www.ferc.gov/market-oversight/reports-analyses/st-mkt-ovr/som-rpt-2004.pdf>>. Acessado em 28 de julho de 2014.

FIRSTENERGY, **First Energy Corp**. Disponível em: <<https://www.firstenergycorp.com/about.html>>. Acessado em: 27 de junho de 2014.

FONTOURA, C. F. V. T. **Avaliação de Projeto de Investimento em Usina Termelétrica À Capim Elefante: Uma Abordagem Pela Teoria de Opções Reais**. (Dissertação de Mestrado) Departamento de Administração, PUC-Rio, Rio de Janeiro, 2011.

FOREMAN, Linda. Characteristics and Production Costs of U.S. Corn Farms, Including Organic, 2001, EIB-07, U.S. Department of Agriculture, Economic Research Service, 2006

FOREMAN, Linda. Characteristics and Production Costs of U.S. Corn Farms, Including Organic, 2010, EIB-128, U.S. Department of Agriculture, Economic Research Service, 2014. □

FOSTER, John; WAGNER, Liam; BRATANOVA, Alexandra. **LCOE models: A comparison of the theoretical frameworks and key assumptions**. School of Economics, University of Queensland, Australia, 2014.

FREITAS, Angilberto; BRANDÃO, Luiz. Real options valuation of e-learning projects. **International Journal on E-Learning**, v. 9, n. 3, p. 363-383, 2010.

FUSS, Sabine et al. Investment under market and climate policy uncertainty. **Applied Energy**, v. 85, n. 8, p. 708-721, 2008.

GARDNER, D.; Zhuang, Y. Valuation of Power Generation Assets: A Real Options Approach. **Algo Research Quarterly**. VOL. 3, NO.3, p. 9 -20, 2000.

GEMAN, Hélyette; RONCORONI, Andrea. Understanding the Fine Structure of Electricity Prices. **The Journal of Business**, v. 79, n. 3, p. 1225-1261, 2006.

GIL, Hugo A.; LIN, Jeremy. Wind power and electricity prices at the PJM market. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 28, n. 4, p. 3945-3953, 2013.

GREENE, William H. **Econometric analysis**. 5th. ed. Upper Saddle River, NJ, 2003. 1026 p.

GWEC – Global Wind energy Council. Global Wind 2012 Report. Disponível em <http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2012/06/Annual_report_2012_LowRes.pdf>. Acessado em 20 de maio de 2014.

_____. Global Wind 2013 Report. Disponível em <http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2014/04/GWEC-Global-Wind-Report_9-April-2014.pdf>. Acessado em 20 de maio de 2014.

HAU, Erich; VON RENOUARD, Horst. **Wind turbines: fundamentals, technologies, application, and economics**. Springer, 2013. 897 p.

HIGGS, Helen; WORTHINGTON, Andrew. Stochastic price modeling of high volatility, mean-reverting, spike-prone commodities: The Australian wholesale spot electricity market. **Energy Economics**, v. 30, n. 6, p. 3172-3185, 2008.

HITAJ, Claudia. Wind power development in the United States. **Journal of Environmental Economics and Management**, v. 65, n. 3, p. 394-410, 2013.

HUISMAN, Ronald; MAHIEU, Ronald. Regime jumps in electricity prices. **Energy economics**, v. 25, n. 5, p. 425-434, 2003.

HUISMAN, R.; JONG, C. Regime jumps in electricity prices. **Energy Power Risk Management**. v. 7, n. 11, p. 12-16, 2003.

HULL, John. **Options, Futures and Other Derivatives Securities**. 7th. ed. New Jersey: Prentice Hall, 2008. 848 p.

IBERDROLA RENEWABLES. **Fact Sheets of Blue Creek**. Disponível em <<http://iberdrolarenewables.us.files.s3.amazonaws.com/pdf/blue-creek-fact-sheet.pdf>>. Acessado em 11 de julho de 2014.

JONG, C. **The nature of power spikes: a regime-switching approach**. Rotterdam School of Management, Erasmus University, 2005. Unpublished Work.

JOSKOW, Paul L. Markets for Power in the United States: An Interim Assessment. **Energy Journal**, v. 27, n. 1, 2006.

KARAKATSANI, Nektaria V.; BUNN, Derek W. Forecasting electricity prices: The impact of fundamentals and time-varying coefficients. **International Journal of Forecasting**, v. 24, n. 4, p. 764-785, 2008.

KLESSMANN, Corinna; NABE, Christian; BURGESS, Karsten. Pros and cons of exposing renewables to electricity market risks— A comparison of the market integration approaches in Germany, Spain, and the UK. **Energy Policy**, v. 36, n. 10, p. 3646-3661, 2008.

KNITTEL, C. R.; ROBERTS, M. R. **An empirical examination of deregulated electricity prices**. University of California Energy Institute, 2001. Unpublished Work.

KURY, Theodore J. Modeling Electric Congestion Charges in a Composed Error Framework. The Energy Authority. 2009. Disponível em: <http://bear.warrington.ufl.edu/centers/purc/DOCS/PRESENTATIONS/Kury/P0608_Kury_Modeling_Congestion_Charges.pdf>. Acessado em: 22 de agosto de 2014.

LEWIS, Joanna I. Technology acquisition and innovation in the developing world: wind turbine development in China and India. **Studies in comparative international development**, v. 42, n. 3-4, p. 208-232, 2007.

LINT, Onno; PENNING, Enrico. Finance and strategy: Time-to-wait or time-to-market? **Long range planning**, v. 32, n. 5, p. 483-493, 1999.

LUCIA, Julio J.; SCHWARTZ, Eduardo S. Electricity prices and power derivatives: Evidence from the nordic power exchange. **Review of Derivatives Research**, v. 5, n. 1, p. 5-50, 2002.

LUNA, A.; ASSUAD, C.; DYNER, Isaac. 'Wind Energy in Colombia: An Approach from the Real Options. In: **Universidad Nacional de Colombia. Proceedings of the 21st International Conference of the System Dynamics Society in New York City**. 2003.

HERNAN, Arancha. MarexSpectron RECs prices. [mensagem pessoal]. Mensagem recebida por em 21 de novembro de 2014.

MEDEIROS, F. Perspectivas da Energia Eólica no Brasil. In: Feira Internacional da Indústria Elétrica e Eletrônica, Agosto 2008. Disponível em

<http://www.tec.abinee.org.br/2008/arquivos/20a1_6.pdf>. Acessado em 02 julho de 2013.

MÉNDEZ, Mariano; GOYANES, Alfredo; LAMOTHE, Prosper. Real options valuation of a wind farm. **Universia Business Review**, 2009.

MONTEIRO, R.C. **Contribuições da abordagem de avaliação de opções reais em ambientes econômicos de grande volatilidade - uma ênfase no cenário latino-americano**. 2003. 200f. Dissertação (Mestrado em Controladoria e Contabilidade) - Universidade de São Paulo, SP, 2003.

MÖST, Dominik; KELES, Dogan. A survey of stochastic modelling approaches for liberalised electricity markets. **European Journal of Operational Research**, v. 207, n. 2, p. 543-556, 2010.

MUÑOZ, J. I. et al. Risk assessment of wind power generation project investments based on real options. In: **PowerTech, 2009 IEEE Bucharest. IEEE**, 2009.

MYERS, Stewart C. Determinants of corporate borrowing. **Journal of financial economics**, v. 5, n. 2, p. 147-175, 1977.

NREL, NationalRenewable Energy Laboratory, Disponível em: <<http://www.nrel.gov/>>. Acessado em: 28 de Agosto de 2014.

PINDYCK, Robert S. The long-run evolution of energy prices. **The Energy Journal**, p. 1-27, 1999.

PJM, **PJM**. Disponível em: <<http://www.pjm.com/>>. Acessado em: 27 de Junho de 2014.

_____, Manual 06 Financial TransmissionRights. 2013. PJM. Disponível em: <<http://www.pjm.com/~media/documents/manuals/m06.ashx>>. Acessado em: 10 de julho de 2014

PURDUE. Eletric Utilities, DesregulationandRestructuring of U.S ElectricityMarkets Disponível em <<http://www.purdue.edu/discoverypark/energy/assets/pdfs/History.pdf>>. Acessado em: 07 de maio de 2014.

SCARTEZINI, André A. **Opções Reais em Decisões de Investimento em Exploração e Produção**. 2006. 395f. Dissertação (Mestrado em Economia); Fundação Getúlio Vargas (FGV/EPGE), RJ, 2006.

SCHWARTZ, Eduardo S. The stochastic behavior of commodity prices: Implications for valuation and hedging. **The Journal of Finance**, v. 52, n. 3, p. 923-973, 1997.

SOUSA NETO, José Antônio de; OLIVEIRA, Virgínia Izabel de; BERGAMINI JUNIOR, Luiz Carlos. **Opções reais: introdução à teoria e à prática**. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2008. 100 p.

STOUTENBURG, Eric D.; JENKINS, Nick; JACOBSON, Mark Z. Variability and uncertainty of wind power in the California electric power system. **Wind Energy**, 2013.

TOURINHO, O. A. F. **The valuation of reserves of natural resources: an option pricing approach**. PhD Dissertation, University of California, Berkeley, 1979.

TRIGEORGIS, Lenos. **Real Option – Managerial Flexibility and Strategy in Resource Allocation**. Massachusetts: The MIT Press, 1996. 427 p.

USDA, **United States Department of Agriculture**. Disponível em: <http://www.usda.gov/>. Acessado em: 07 de agosto de 2014.

_____, Usual planting and harvesting dates. US Department of Agriculture, Statistical Reporting Service, 2010. Disponível em: <http://usda01.library.cornell.edu/usda/current/planting/planting-10-29-2010.pdf>. Acesso em: 22 de setembro de 2014.

_____, Census of Agriculture of 2012, Summary and State Data. US Department of Agriculture, National Agricultural Statistics Service 2012. Disponível em: http://www.agcensus.usda.gov/Publications/2012/Full_Report/Volume_1,_Chapter_1_US/usv1.pdf. Acessado em: 20 de setembro de 2014.

_____, Land Values, 2014 Summary. US. Department of Agriculture, National Agricultural Statistics Service. 2014. Disponível em: http://www.nass.usda.gov/Publications/Todays_Reports/reports/land0814.pdf. Acesso em: 05 de Setembro de 2014.

G.F.R., Vachon, W.: United States Electric Utility Activities in Wind Power. In: **Fourth International Symposium on Wind Energy Systems**, Stockholm, Sweden, September 21-24 (1982)

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 et al. Valuation of switchable tariff for wind energy. **Electric Power Systems Research**, v. 76, n. 5, p. 382-388, 2006.

WISER, Ryan. 2013 Wind Technologies Market Report. 2014. US Department of Energy. Disponível em: <<http://energy.gov/eere/wind/downloads/2013-wind-technologies-market-report> >. Acessado em: 21 de agosto de 2014.

WERON, Rafał; BIERBRAUER, Michael; TRÜCK, Stefan. Modeling electricity prices: jump diffusion and regime switching. **Physica A: Statistical Mechanics and its Applications**, v. 336, n. 1, p. 39-48, 2004.

APÊNDICE A – ANÁLISE TRADICIONAL

As técnicas de decisão tradicionais de investimento mais utilizadas são o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa de Retorno Interna (TIR). O VPL é calculado descontando os fluxos de caixa esperados a um custo de capital que reflita o risco do fluxo de caixa. Segundo Dixit & Pindyck (1994), é possível obter o VPL seguindo uma simples regra: 1) calcula-se o valor presente de todos os fluxos de caixa esperados que o projeto irá gerar; 2) calcula-se o valor presente de todos os gastos requeridos para se fazer projeto; 3) e, por fim, calcula-se a diferença entre os dois valores. A fórmula 1 ilustra a regra³⁷:

$$\text{VPL} = \sum_{t=1}^n \frac{E(\text{FC}_t)}{(1+k)^t} - \sum_{t=1}^n \frac{I_t}{(1+k)^t} \quad (1)$$

$E(\text{FC}_t)$ - fluxo de caixa esperado no t-ésimo período;

I_t - investimento no t-ésimo período;

k - custo do capital – taxa de desconto que reflete o risco do investimento;

n - prazo de vida do projeto.

Então, se o valor presente de todos os fluxos de caixa esperados do projeto for maior que o valor presente de todos os gastos requeridos, o projeto cria valor para a empresa e, como regra de decisão, o projeto é aceito. Além disso, se o VPL for igual à zero, então os retornos do projeto foram suficientes para cobrir os gastos com investimento; portanto, o projeto ainda deve ser aceito. Caso contrário, não se aceita o projeto. Se houver projetos mutuamente excludentes, escolhe-se o projeto com maior VPL.

³⁷ Fórmula em tempo discreto.

A TIR é uma taxa de rentabilidade que por definição iguala o VPL a zero, como ilustra a fórmula 2:

$$\text{VPL} = 0 = \sum_{t=1}^n \frac{E(\text{FC}_t)}{(1 + \text{TIR})^t} - \sum_{t=1}^n \frac{I_t}{(1 + \text{TIR})^t} \quad (2)$$

Então, se a TIR for maior que k , significa que o projeto possui uma rentabilidade maior do que o custo do capital, ou seja, o projeto é viável, caso contrário, não se aceita o projeto. Porém, a TIR apresenta algumas limitações que podem induzir a uma tomada de decisão indevida. Segundo Copeland *et al* (2005), como para se calcular a TIR são necessárias funções polinomiais, haverá tantas TIR quantos forem as mudanças de sinal do $E(\text{FC}_t)$, pois a cada mudança de sinal, existirá uma solução e, se não existir mudança de sinal, não haverá solução.

A suposição de Aditividade de Valor não é válida para a TIR, ou seja, não é possível considerar independência entre os projetos; na TIR, o Teorema da Separação de Fisher³⁸ é violado. Além disso, a TIR assume que os fluxos de caixa caminham no tempo à própria taxa interna de retorno, o que viola a pressuposição da taxa de investimento, segundo a qual os fluxos de caixa são descontados pelo custo de capital, que é função do risco do investimento. O VPL não viola nenhum dos pontos citados, sendo considerado como uma técnica correta de decisão de investimento.

Para Copeland *et al* (2005), as empresas recebem dois tipos de investimentos: (i) de credores (dívidas) e (ii) de acionistas (capital próprio). Ambos esperam receber uma taxa de retorno para compensar o risco de investimento na empresa. Normalmente credores recebem fluxos de pagamentos fixos, pois se os pagamentos não forem feitos, os credores

³⁸Segundo Copeland *et al* (2005), dado um mercado de capitais perfeito e completo, a decisão de produção será governada somente pelo objetivo de maximizar a riqueza sem que seja levado em conta as preferências de cada agente, ou seja, os agentes podem tomar decisões que maximizem a riqueza sem que sejam conhecida as preferências de cada indivíduo.

possivelmente entrarão com ações legais contra a empresa. Já os acionistas recebem o fluxo de caixa residual. Assim, a taxa de retorno dos acionistas tem que ser maior do que a dos credores, pois os mesmos incorrem em maior risco. Dessa forma, diversos autores, como Damodaran (2002), Grinblatt e Titman (1997), Brealey e Myers (2011) e Copeland *et al* (2005), propõem duas formas de fluxo de caixa, (i) Fluxo de Caixa Livre para o Acionista (FCLA) e (ii) Fluxo de Caixa Livre para o Projeto (FCLP).

Quando se utiliza o FCLP, deve-se descontar o fluxo de caixa pelo custo médio ponderado de capital (*Weighted Average Cost of Capital* – WACC), que é uma média ponderada do custo de capital próprio e do custo de capital de terceiros. Mas, quando se utiliza o FCLA, deve-se descontar o fluxo de caixa pelo custo de capital próprio, obtido pelo modelo *Capital Asset Pricing Model* (CAPM).

O WACC considera a ponderação entre o custo do capital próprio e o custo do capital de terceiros, abatido do benefício fiscal decorrente do pagamento dos juros da dívida (Copeland, Weston & Shastri - 2005). O WACC é ilustrado na fórmula 3:

$$WACC = k_d(1 - \gamma) \left[\frac{B}{B + S} \right] + k_s \left[\frac{S}{B + S} \right] \quad (3)$$

k_d - custo do capital de terceiros;

γ - alíquota de imposto;

k_s - custo do capital próprio;

B - dívida;

S - capital próprio.

Como dito anteriormente, o k_s – custo do capital próprio – é encontrado por meio do modelo CAPM. A fórmula 4 ilustra a equação do CAPM:

$$k_s = r_f + \beta[E(R_m) - r_f] \quad (4)$$

r_f - retorno de um ativo livre de risco;

$E(R_m)$ - retorno esperado da carteira de mercado;

$[E(R_m) - r_f]$ - prêmio de risco da carteira de mercado;

β é a covariância entre as taxas de retorno do mercado e do ativo, dividido pela variância do retorno do mercado. O β representa o risco sistêmico do ativo (risco do capital próprio)³⁹

³⁹ $\beta = \frac{Cov(R_i, R_m)}{Var(R_m)}$

APÊNDICE B - ANÁLISE DE INCERTEZA

Existem dois tipos de incertezas que os projetos estão sujeitos, a incerteza técnica e a incerteza econômica. Segundo Dias (1996), a incerteza técnica é aquela que é endógena ao projeto, ou seja, não está relacionada aos movimentos da economia, mas sim, aos aspectos específicos do projeto. Podemos citar algumas incertezas técnicas que influenciam projetos de parques eólicos, como: geração efetiva de energia e o cronograma de implantação. Como são incertezas endógenas, é possível diminuí-las pelo gerenciamento ativo do projeto.

Em relação à incerteza econômica, trata-se daquela exógena ao projeto, ou seja, são influenciadas por movimentos da economia, como austeridade/expansão econômica, guerras, etc. Como é uma incerteza exógena, não é possível diminuí-la pelo gerenciamento e, quanto maior o tempo que se tentar prever, maior é a incerteza sobre essa previsão. Segundo Lint & Pennsing (1999), é possível dividir as incertezas econômicas em dois tipos: (i) macro-incerteza e (ii) micro-incerteza. A macro-incerteza é aquela mais global, que afeta o país inteiro, como guerras, inflação, política monetária e fiscal. A micro-incerteza é aquela relacionada a setores específicos em que a empresa está inserida. Se for possível realmente dividir as incertezas econômicas em duas, então é possível diminuir a micro-incerteza, realizando fusões, aquisições, integração vertical.

Segundo Dixit & Pindyck (1994), a incerteza tem um papel crucial na implementação de projetos. Segundo os autores, um aumento na incerteza pode aumentar o valor do projeto através do aumento do valor das opções ligadas ao gerenciamento do mesmo, diminuindo os riscos de perda ou aumentando os ganhos.

Segundo Monteiro (2003), os modelos de avaliação de incerteza acrescentam à análise tradicional um maior realismo. Os métodos baseados no FCD não levam em consideração o gerenciamento das incertezas

endógenas e a tomada de decisão condicional à diminuição da incerteza exógena; dessa forma, analisam apenas se deve investir agora ou nunca.

Os métodos mais usuais para avaliação considerando incertezas são: Análise de Cenário, Análise de Sensibilidade, Árvores de Decisão e Simulação.

I. **Análise de Cenário:** esse método amplia os horizontes do FCD. Dessa forma, é possível avaliar o projeto sob diversos cenários;

II. **Análise de Sensibilidade:** esse método indica a importância de cada variável do projeto no VPL. Assim, é possível saber como uma variação em determinada variável afeta o VPL, *ceterisparibus*;

III. **Árvores de Decisão:** esse método mapeia diversas alternativas disponíveis geradas a partir de uma decisão inicial. Permite o exame de diversas alternativas de uma decisão e seus efeitos, mas não o gerenciamento das incertezas endógenas;

IV. **Simulação:** esse método utiliza modelos computacionais para descrever a distribuição e as características das variáveis do projeto. O modelo simula diversos valores para as variáveis e observa os resultados das interações entre as mesmas. Segundo Costa e Azevedo (1996), a simulação é considerada uma técnica de amostragem artificial.

APÊNDICE C – PROCESSOS ESTOCÁSTICOS E LEMA DE ITÔ

Um processo estocástico é uma variável que se desenvolve durante certo período de tempo que é pelo menos parcialmente aleatória. Formalmente, o processo estocástico é definido como uma lei de probabilidade da evolução de x no tempo t (DIXIT & PINDICK, 1994).

Segundo Dixit & Pindyck (1994), os processos estocásticos podem ser classificados da seguinte maneira:

I. **Processos estacionários:** as propriedades estatísticas, média e variância, da variável são constantes ao longo do tempo;

II. **Processos não-estacionários:** as propriedades estatísticas, média e variância, da variável não são constantes ao longo do tempo, ou seja, pode aumentar/diminuir ao longo do tempo;

III. **Processos de estado discreto:** a variável somente pode assumir alguns valores discretos;

IV. **Processos de estado contínuo:** a variável pode assumir qualquer valor;

V. **Processo de tempo discreto:** a variável somente pode mudar em certos períodos de tempo;

VI. **Processo de tempo contínuo:** a variável pode mudar em qualquer período de tempo, ou seja, é uma variável contínua.

O processo de Markov é um processo estocástico que satisfaz a propriedade de Markov. Se uma variável x possui a propriedade de Markov, então a distribuição de probabilidade de x_t depende exclusivamente de x_{t-1} , ou seja, pensando em um período a frente, toda informação necessária para determinar o valor x_{t+1} está contida em x_t . Segundo Dixit & Pindyck (1994), a propriedade de Markov é importante, pois simplifica a análise dos processos estocásticos.

O processo de Wiener também conhecido como Movimento Browniano é um processo estocástico contínuo com três importantes propriedades (Dixit & Pindyck, 1994):

- I. é um processo de Markov, ou seja, a distribuição de probabilidade dos valores futuros de uma variável depende exclusivamente do valor corrente da mesma;
- II. possui incrementos independentes, ou seja, a distribuição de probabilidade de uma mudança no processo em um intervalo de tempo é independente da mudança do processo em outro intervalo de tempo;
- III. mudanças no processo em qualquer intervalo de tempo são normalmente distribuídas, com a variância aumentando linearmente com o intervalo de tempo.

Formalmente, supondo que $z(t)$ é um processo de Wiener, então qualquer mudança em z , Δz , corresponde a um intervalo de tempo Δt , que satisfaz as seguintes condições (Dixit & Pindyck, 1994):

- I. a relação entre Δz e Δt é dada da seguinte forma: $\Delta z = \varepsilon_t \sqrt{\Delta t}$. Onde ε_t é uma variável aleatória normalmente distribuída com média zero e erro padrão um, ou seja, $\varepsilon_t \sim N(0,1)$ ⁴⁰;
- II. a variável aleatória ε_t é serialmente não correlacionada, ou seja, $E[\varepsilon_t \varepsilon_s] = 0, \forall t \neq s$. Portanto, os valores de Δz para dois intervalos de tempo distintos são independentes (incrementos independentes).

O Lema de Itô é uma expansão de Taylor para um processo estocástico. Suponha que $x(t)$ seja um processo de Itô e considere que a função $F(x, t)$ é no mínimo duas vezes diferenciável em x e uma em t . O

⁴⁰ Considerando Δt como uma variação infinitesimal, é possível representar o incremento do processo de Wiener da seguinte forma: $dz = \varepsilon_t \sqrt{dt}$ (tempo contínuo). Como $\varepsilon_t \sim N(0,1)$, então a $E(dz) = E(\varepsilon_t \sqrt{dt}) = \sqrt{dt} E(\varepsilon_t) = 0$. Em relação à variância, $\text{Var}(dz) = E(dz - E(dz))^2 = E(\varepsilon_t \sqrt{dt} - 0)^2 = dt E(\varepsilon_t^2) = dt \cdot 1 = dt$. Portanto, $dz \sim N(0, \sqrt{dt})$,

objetivo do Lema é encontrar o diferencial total da função, dF , ou seja, o seu processo estocástico (Dixit & Pindyck, 1994).

Então, aplicando a expansão de Taylor na função, temos a equação 1:

$$dF = \frac{\partial F}{\partial x} dx + \frac{\partial F}{\partial t} dt + \frac{1}{2!} \frac{\partial^2 F}{\partial x \partial t} dx dt + \frac{1}{2!} \frac{\partial^2 F}{\partial x^2} (dx)^2 + \frac{1}{2!} \frac{\partial^2 F}{\partial t^2} (dt)^2 + \frac{1}{3!} \frac{\partial^3 F}{\partial x^3} (dx)^3 \quad (1)$$

Como dt é infinitesimal, qualquer potência diferente de um é igual a zero, assim como $dx dt$.

Vamos analisar parte por parte da expansão de Taylor. Analisando dx , temos a equação 2:

$$\begin{aligned} dx &= a(x, t)dt + b(x, t)dz \\ (dx)^2 &= [a(x, t)dt + b(x, t)dz]^2 \\ &= a(x, t)^2 dt^2 + 2a(x, t)b(x, t)dt dz + b(x, t)^2 dz^2 \\ &= a(x, t)^2 0 + 2a(x, t)b(x, t)dt \varepsilon_t \sqrt{dt} + b(x, t)^2 dz^2 \\ &= a(x, t)^2 0 + 2a(x, t)b(x, t)dt \varepsilon_t 0 + b(x, t)^2 dz^2 \\ (dx)^2 &= b(x, t)^2 dz^2 \end{aligned} \quad (2)$$

Analisando dz^2 , temos a equação 3:

$$\begin{aligned} E(dz^2) &= E[(\varepsilon_t \sqrt{dt})^2] = dt E[(\varepsilon_t)^2] = dt \\ Var(dz^2) &= Var[(\varepsilon_t \sqrt{dt})^2] = dt^2 Var[(\varepsilon_t)^2] = 0 \end{aligned}$$

Como a variância de dz^2 é igual a zero, então podemos concluir que dz^2 é igual a dt

$$dz^2 = dt \quad (3)$$

Substituindo na equação $(dx)^2$, temos a equação 4:

$$(dx)^2 = b(x, t)^2 dt \quad (4)$$

Em relação $(dx)^3$, temos a equação 5:

$$\begin{aligned} (dx)^3 &= (dx)^2(dx) \\ &= b(x, t)^2 dt [dx = a(x, t)dt + b(x, t)dz] \\ (dx)^3 &= a(x, t)b(x, t)^2 dt^2 + b(x, t)^3 \varepsilon_t (dt)^{3/2} \\ (dx)^3 &= 0 \end{aligned} \quad (5)$$

Assim, considerando $(dx)^3, (dx)^4, (dx)^5 \dots (dx)^n = 0$, então a equação 1 se reduz para a seguinte equação 6:

$$dF = \frac{\partial F}{\partial x} dx + \frac{\partial F}{\partial t} dt + \frac{1}{2!} \frac{\partial^2 F}{\partial x^2} (dx)^2 \quad (6)$$

Substituindo os valores de dx e $(dx)^2$ e rearranjando os termos, temos a equação 7:

$$dF = \left[\frac{\partial F}{\partial t} + a(x, t) \frac{\partial F}{\partial x} + \frac{1}{2!} \frac{\partial^2 F}{\partial x^2} b(x, t)^2 \right] dt + b(x, t) \frac{\partial F}{\partial x} dz \quad (7)$$

O Movimento Browniano com drift ou Processo de Wiener Generalizado é um processo mais complexo que o processo de Wiener. O Movimento Browniano com drift de uma variável x pode ser definido de acordo com a equação 8 (Dixit & Pindyck, 1994):

$$dx = a dt + \sigma dz \quad (8)$$

dz é um incremento do processo de Wiener;

a é o parâmetro de drift (constante);

σ é o parâmetro de variância (constante).

Para dado intervalo de tempo dt , as mudanças em x , seguem uma distribuição normal com média adt e erro-padrão $\sigma^2 dt$, ou seja, $dx \sim N(adt, \sigma\sqrt{dt})^{41}$.

⁴¹Média de $dx \rightarrow E(dx) = E(adt + \sigma dz) = E(adt) + E(\sigma dz) = adt + \sigma \cdot 0 = adt$.

Dado uma generalização do movimento browniano com drift, temos a equação 9 (Dixit & Pindyck, 1994):

$$dx = a(x, t)dt + b(x, t)dz \quad (9)$$

a e b são função de x e t e são conhecidas ou seja, não são constante e não aleatórias;

dz é um incremento de Wiener.

A equação acima é conhecida como Processo de Itô. Para dado intervalo de tempo dt , as mudanças em x , seguem uma distribuição normal com média $a(x, t)dt$ e erro-padrão $b(x, t)dt^2$, ou seja, $dx \sim N(a(x, t), b(x, t)dt^2)$ ⁴²

Segundo Dixit & Pindyck (1994), os parâmetros $a(x, t)$ e $b(x, t)$ são conhecidos como taxa de crescimento esperado e taxa de variância instantânea, respectivamente, do Processo de Itô.

Porém, se não for conhecido o processo estocástico de uma variável de interesse, há um maneira que nós permite derivar o processo dessa variável. Esse método é conhecido como Lema de Itô.

Um importante caso do Processo de Itô é conhecido como Movimento Geométrico Browniano (MGB) (Dixit & Pindyck, 1994).

Assumindo que $a(x, t) = ax$ e $b(x, t) = \sigma x$, temos, portanto a equação 10:

Variância $dx \rightarrow Var(dx) = E(dx - E(dx))^2 = E(adt + \sigma dz - adt)^2 = E(\sigma dz)^2 = \sigma^2 E(\varepsilon_t^2 dt)$
 Mas como $Var(\varepsilon_t) = 1 \rightarrow Var(\varepsilon_t) = E(\varepsilon_t^2) - [E(\varepsilon_t)]^2 = E(\varepsilon_t^2) - 0 = E(\varepsilon_t^2) = 1$, então
 $\sigma^2 E(\varepsilon_t^2 dt) = \sigma^2 1 dt = \sigma^2 dt$. Portanto, $dx \sim N(adt, \sigma \sqrt{dt})$.

⁴² Média de $dx \rightarrow E(dx) = E(a(x, t) + b(x, t)dz) = E(a(x, t)) + E(b(x, t)dz) = adz + b(x, t)0 = a(x, t)dt$.

Variância $dx \rightarrow Var(dx) = E(dx - E(dx))^2 = E(dx^2) - [E(dx)]^2 = E[(a(x, t)dt + b(x, t)dz)^2] - (a(x, t)dt)^2 = E[(a(x, t)^2 dt^2 + 2a(x, t)dtb(x, t)dz + b(x, t)^2 dz^2)] - a(x, t)^2 dt^2 = E(2a(x, t)b(x, t)dtE(dz) + b(x, t)^2 dz^2) = [b(x, t)]^2 E(dz^2) = [b(x, t)]^2 dt$

$$dx = axdt + \sigma xdz \quad (10)$$

a (drift) e σ (variância) são constantes.

Diferente do Processo de Wiener Generalizado, no MGB o dx segue uma distribuição log-normal.

Normalmente o MGB é utilizado para modelar preços de ações, preço de produtos e outras variáveis financeiras e econômicas. Um crítica dada a utilização do MGB que como o dx segue uma distribuição log-normal, então é possível que dx vai para o infinito (Dixit & Pindyck, 1994).

O valor esperado de $x(t)$ é:

$$E[x(t)] = x_0 e^{at}$$

E a variância é dada pela seguinte função:

$$Var[x(t)] = x_0^2 e^{2at} (e^{\sigma^2 t} - 1)$$

Segundo Dixit & Pindyck (1994), no MGB existe uma tendência de se afastar do ponto inicial. Mas isso não ocorre com todas as variáveis econômicas como os preços das commodities. Para modelar esse tipo de variável econômica é utilizado o Movimento de Reversão à Média.