

UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA
FACULDADE DE ECONOMIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ECONOMIA

Lucas Barbosa Rodrigues

**AVALIAÇÃO DE INVESTIMENTO EM GERAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA: UMA
ABORDAGEM UTILIZANDO OPÇÕES REAIS**

Minas Gerais – Brasil

Setembro de 2013

Lucas Barbosa Rodrigues

AVALIAÇÃO DE INVESTIMENTO EM GERAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA: UMA
ABORDAGEM UTILIZANDO OPÇÕES REAIS

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Economia da Faculdade de Economia da Universidade Federal de Juiz de Fora, como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Economia.

Área de concentração: Microeconomia Aplicada.

Orientadora

Profa.Dra. Fernanda F. Cordeiro Perobelli

Co-Orientadora

Profa.Dra. Silvinha Vasconcelos

Juiz de Fora

Faculdade de Economia da UFJF

2013

Rodrigues, Lucas.

Avaliação de investimento em geração de energia eólica: uma abordagem utilizando opções reais / Lucas Rodrigues. -- 2013. 90 f.

Orientador: Fernanda F. Cordeiro Perobelli

Coorientador: Silvinha Vasconcelos

Dissertação (mestrado acadêmico) - Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Economia. Programa de Pós-Graduação em Economia Aplicada, 2013.

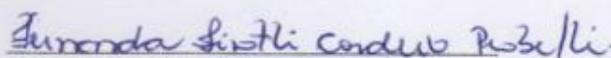
1. Avaliação de Investimento. 2. Opções Reais. 3. Energia Eólica. I. Perobelli, Fernanda F. Cordeiro , orient. II. Vasconcelos, Silvinha , coorient. III. Título.

TERMO DE APROVAÇÃO

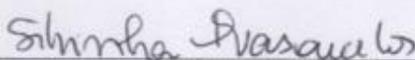
Avaliação de investimento em geração de energia eólica: uma abordagem utilizando opções reais

LUCAS BARBOSA RODRIGUES

Dissertação elaborada pelo discente Lucas Barbosa Rodrigues como exigência do Curso de Mestrado em Economia Aplicada da Universidade Federal de Juiz de Fora, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre.



Orientadora: Profa. Dra. Fernanda F. Cordeiro Perobelli
Universidade Federal de Juiz de Fora



Co-Orientadora: Profa. Dra. Silvinha Vasconcelos
Universidade Federal de Juiz de Fora



Profa. Dra. Marta Corrêa Dalbem
Universidade do Grande Rio

Juiz de Fora, 24 de setembro de 2013.

Aos meus pais, Adriana e Ricardo.
Às minhas irmãs, Paula e Thaís.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, à Deus pela oportunidade desta vida.

A todos os meus professores da Faculdade de Economia da UFJF pelo conhecimento e atenção ao longo da minha vida acadêmica, especialmente aos professores Eduardo Almeida, Rogério Silva, Cláudio Vasconcelos, Ricardo Freguglia e Suzana Quinet que me acompanharam durante a graduação e pós-graduação.

Ao professor Fernando Perobelli pela amizade, aprendizado e incentivo para a pós-graduação.

À minha co-orientadora Silvinha Vasconcelos pelos ensinamentos e dedicação nas disciplinas da graduação e pós-graduação e apoio no desenvolvimento desse trabalho.

À minha orientadora Fernanda Perobelli, principal responsável pelo estímulo e suporte no desenvolvimento desse trabalho. Sem o seu incentivo provavelmente não teria terminado essa dissertação. Agradeço também pelo conhecimento oportunizado especialmente nas disciplinas de finanças ministradas na graduação e pós-graduação que foram essenciais para o desenvolvimento dessa dissertação e são extremamente úteis para o meu atual trabalho na Andrade Gutierrez.

Aos meus amigos da Andrade Gutierrez pelo apoio cotidiano e pelo constante aprendizado.

Ao Guilherme pelas discussões sobre energia eólica e ajuda com o “fechamento” do modelo utilizado nesse trabalho.

À minha mãe, Adriana, pelo amor, dedicação e apoio incondicional. Sem ela, não teria caminhado até aqui.

Ao meu pai, Ricardo, pelo amor e incentivo em todas as situações. Sem ele, não teria alcançado essas conquistas.

Às minhas irmãs Paula e Thais pelo apoio em todos os momentos.

Ao Romário pelo apoio, torcida e ajuda em todas as ocasiões.

A todos os meus amigos pelo apoio cotidiano e momentos de descontração.

RESUMO

A proposta de um modelo de avaliação de investimento de um projeto eólico baseado na metodologia de opções reais é a temática central deste estudo. A geração de energia eólica tem expandido substancialmente em todo o mundo e, na última década, a oferta deste tipo de energia cresceu em média 20% ao ano. Atualmente, essa fonte energética representa 1,69% da capacidade instalada de energia elétrica no Brasil e o prognóstico do governo prevê que essa participação aumentará para 9,5% em 2022. Justifica-se essa dissertação pelo crescimento e relevância da energia eólica para o país. O projeto eólico avaliado se refere a um parque que tenha sido desenvolvido através de um leilão A-5 do mercado ACR, a partir da venda de energia no mercado ACL nos primeiros anos. Considerou-se que o investidor tem a opção de aguardar para investir no momento que julgar mais adequado (até $t=3$) e a opção de abandono do parque (investidor oportunista). As incertezas que influenciam o valor do projeto são o *capex* e os fluxos de caixa gerados pela venda de energia no mercado ACL. Analisou-se também o efeito que ganhos de aprendizado e perda de competitividade têm sobre o valor do projeto. Os resultados indicaram que a opção de abandono gera valor para o projeto, porém, a opção de aguardar para investir no momento mais adequado não gera. Conclui-se ainda que, em diversos cenários, o projeto não seria executado, o que sinaliza a necessidade de desenvolver regras rígidas para os leilões do ACR com o intuito de evitar investidores oportunistas.

Palavras- Chave: Avaliação de Investimento. Opções Reais. Energia Eólica.

ABSTRACT

The central theme of this study is the proposal of a model for evaluating a wind power project, based on real options methodology. The production of wind power farms has expanded substantially around the world and, over the last decade, the supply of this type of energy has grown averagely 20% per year. Currently, this energy source represents 1,69% of the installed capacity of electric power in Brazil and the government's prognosis predicts that this share will increase to 9.5% in 2021. This dissertation is justified by the growth and relevance of wind power to the country. The wind power project evaluated refers to a wind farm that has been developed through an A-5 auction of the ACR market, from the sale of energy in the ACL market during the early years. It was considered that the investor has the option to wait to invest only when the time he (she) finds most appropriated comes (up to $t = 3$) and the option to abandon the wind farm (opportunistic investor). The uncertainties that influence the value of the project are the *capex* and the cash flows generated by the sale of energy in the ACL market. The effects that learning gains and loss of competitiveness have on the value of the project were also analysed. The results indicated that the abandonment option adds value to the project; however, the option to wait to invest at the right time does not. It was also concluded that in many scenarios the project would not be executed, indicating the need to develop strict rules for ACR auctions in order to avoid opportunistic investors.

Keywords: Valuation. Real Options. Wind Power.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABEEólica	Associação Brasileira de Energia Eólica
ACL	Ambiente de Contratação Livre
AEE	Autoprodutores de Energia Elétrica
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CMSE	Comitê de Monitoramento do Sistema Elétrico
GCE	Gestão da Crise de Energia Elétrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FCD	Fluxo de Caixa Descontado
FCFE	<i>Free Cash Flow to the Equity</i>
FCFF	<i>Free Cash Flow to the Firm</i>
FINAME	Agência Especial de Financiamento Industrial
GW	Gigawatt
LFA	Leilão de Energias Alternativas
LER	Leilão de Energia de Reserva
MGB	Movimento Geométrico Browniano
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PDEE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PIB	Produto Interno Bruto
PIE	Produtores Independentes de Energia Elétrica
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PROINFA	Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia
REIDI	Regime Especial de Incentivos para Desenvolvimento da Infraestrutura
SIN	Sistema Interligado Nacional
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
VPL	Valor Presente Líquido
WACC	Weighted Average Cost of Capital

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Contabilização da Energia do Sistema.....	24
Gráfico 1	Capacidade Instalada Acumulada e Adicionada Mundial de Energia Eólica (GW) no mundo entre 1996 e 2012.....	28
Gráfico 2	Capacidade Instalada de Energia Eólica dos Principais Países e do Brasil (GW) em 2012.....	29
Gráfico 3	Capacidade Instalada por Fonte Energética no Brasil (GW) em 2013.....	34
Gráfico 4	Sensibilidade do VPL a Diferentes Valores de Energia R\$/MWh.....	60
Gráfico 5	Sensibilidade do VPL a Diferentes Valores de <i>Capex</i> - R\$ mil/MW Instalado.....	60
Figura 2	Valor do Projeto Dependendo da Opção de Investimento em Cada Período.....	65
Figura 3	Esboço da Árvore de Decisão até $t = 1$	67
Gráfico 6	Sensibilidade do VPL a Diferentes Valores de Perda de Competitividade e Ganhos de Aprendizado.....	71
Gráfico 7	Sensibilidade do VPL a Diferentes Valores de Energia R\$/MWh.....	72
Gráfico 8	Sensibilidade do VPL a Diferentes Valores de <i>Capex</i> - R\$ mil/MW Instalado.....	72
Gráfico 9	Sensibilidade do VPL a Diferentes Valores de Perda de Competitividade e Ganhos de Aprendizado.....	77
Gráfico10	Sensibilidade do VPL a Diferentes Valores de Energia R\$/MWh.....	77
Gráfico11	Sensibilidade do VPL a Diferentes Valores de <i>Capex</i> - R\$ mil/MW Instalado.....	78
Gráfico12	Sensibilidade do VPL a Diferentes Valores de Yield.....	81

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Resumo da Estrutura do Setor Elétrico Brasileiro.....	25
Tabela 2	Resumo dos Preços Praticados nos Leilões do ACR.....	32
Tabela 3	Resumo do Efeito do Aumento em uma Variável sobre o Preço de uma Opção.....	41
Tabela 4	VPL (R\$ mil) considerando a Opção de Abandono e Ganhos de Aprendizado.....	69
Tabela 5	VPL (R\$ mil) considerando a Opção de Abandono e Perda de Competitividade.....	70
Tabela 6	Sensibilidade do VPL (R\$ mil) do Projeto em Relação ao Ganhos de Aprendizado e Perda de Competitividade.....	70
Tabela 7	Probabilidades de Investimento Considerando o Investidor Oportunista.....	74
Tabela 8	VPL (R\$ mil) para Diferentes Valores de Ganho de Aprendizado.....	75
Tabela 9	VPL (R\$ mil) para Diferentes Valores de Perda de Competitividade.....	75
Tabela 10	Sensibilidade do VPL (R\$ mil) do Projeto em Relação aos Ganhos de Aprendizado e Perda de Competitividade.....	76
Tabela 11	Probabilidades de Investimento Considerando o Investidor Conservador.....	79
Tabela 12	VPL (R\$ mil) considerando a Opção de Abandono e yield.....	81
Tabela 13	Probabilidades de Investimento Considerando o Investidor Oportunista e Yield.....	82

SUMÁRIO

Conteúdo

1.	Introdução	14
1.1.	Problema de Pesquisa.....	14
1.2.	Objetivos do Estudo	16
1.3.	Estrutura da Dissertação.....	17
2.	O Setor Elétrico Brasileiro.....	19
2.1.	A Crise Energética de 2001.....	19
2.2.	O Marco Regulatório de 2004.....	19
2.3.	O Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL).....	22
2.4.	Projetos de Geração no Setor Elétrico Brasileiro.....	26
3.	Energia Eólica.....	27
3.1.	Energia Eólica no Mundo.....	27
3.2.	A Energia Eólica no Brasil e o PROINFA.....	29
3.3.	A Energia Eólica no Novo Marco Regulatório do Setor Elétrico.....	31
3.4.	Perspectivas da Energia Eólica no Brasil.....	32
3.5.	Vantagens da Energia Eólica.....	34
4.	Referencial Teórico e Empírico	36
4.1.	Avaliação por Fluxo de Caixa Descontado <i>versus</i> Opções Reais.....	36
4.2.	Opções Reais e Energia Eólica no Brasil.....	47
4.3.	Opções Reais e Energia Eólica no Mundo	49
5.	O Projeto	51
5.1.	Introdução.....	51
5.2.	Premissas do Cenário Base	51
5.2.1.	Investimento (<i>Capex</i>).....	52
5.2.2.	Receita	52
5.2.3.	Custos de Operação, Manutenção e Despesas Gerais.....	53
5.2.4.	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST).....	53
5.2.5.	Arrendamento da Terra.....	54

5.2.6.	Seguros.....	54
5.2.7.	Encargos Setoriais.....	54
5.2.8.	Tributação	55
5.2.9.	Custo de Capital.....	55
5.3.	Resultado da Análise de Fluxo de Caixa Descontado (FCD)	58
5.4.	Opções Reais	60
5.5.	Resultados Opções Reais	68
5.5.1.	Considerando a Opção de Abandono.....	68
5.5.2.	Sem Opção de Abandono	74
6.	Conclusões	83
7.	Referências.....	86

1. INTRODUÇÃO

1.1. Problema de Pesquisa

Em 2001, o setor elétrico brasileiro sofreu uma grave crise de abastecimento energético que se refletiu imediatamente sobre o investimento, a produção industrial, o volume de vendas e, conseqüentemente, sobre o nível de emprego da economia brasileira. A causa imediata da crise foi o baixo nível dos reservatórios hidrelétricos, originando uma oferta energética abaixo da demanda estimada para aquele ano. Desta forma, o governo instituiu o racionamento energético que vigorou de junho de 2001 a março de 2002.

Imediatamente após a crise energética, o Governo incentivou a construção de usinas termoeletricas, que têm prazo de construção reduzido (a partir de 2 anos) em relação à usinas hidrelétricas, com o objetivo de aumentar a oferta energética do país. Além disso, lançou, em 2002, o Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia (PROINFA), que incentivava a construção de parques eólicos, usinas de biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs). Este foi o primeiro incentivo concreto dado pelo Governo para o desenvolvimento da energia eólica no Brasil, que até então praticamente não era contemplada na matriz energética nacional.

O PROINFA não atingiu as metas de geração inicialmente estabelecidas, porém foi fundamental para o desenvolvimento da energia eólica no país. Como consequência do PROINFA, novas empresas entraram no setor, começando a estudar alternativas para melhorar a viabilidade desta fonte energética. Além disso, empresas produtoras de insumos para os parques eólicos se instalaram no Brasil e iniciou-se a medição¹ do padrão de ventos em diversas localidades, o que culminou com novos locais viáveis para implantação de parques eólicos. Desta forma, o PROINFA, apesar de não ter consolidado a energia eólica como fonte representativa da matriz energética brasileira, ajudou a dar início ao desenvolvimento desta fonte em tal matriz.

A crise energética também acelerou o estudo e debate para a reformulação do setor, de tal modo que, em 2004, o Governo Federal lançou uma série de medidas

¹ Para o desenvolvimento de um parque eólico são necessários pelo menos dois anos de medição do padrão dos ventos na localidade.

definindo o novo marco regulatório do setor elétrico brasileiro. Uma das principais medidas do novo marco foi o estabelecimento de leilões de energia elétrica, através dos quais as distribuidoras deveriam contratar a totalidade de sua demanda energética.

Os leilões iniciaram-se em 2004 para diferentes fontes energéticas, porém a energia eólica só foi inserida nesse ambiente a partir de 2007. No entanto, no Leilão de Fontes Alternativas (LFA) de junho 2007 e no Leilão de Energia de Reserva (LER) de agosto 2008, nenhum parque eólico foi contratado. O primeiro leilão exclusivo para a modalidade eólica (LER-2009) ocorreu em dezembro de 2009, contratando 1,8 GW de capacidade instalada ao preço médio de R\$ 148,39 MWh². Posteriormente, ocorreram mais sete leilões em que foi contratada energia eólica para o mercado regulado, nos quais os preços se mostraram competitivos, ficando abaixo de fontes tradicionais, como usinas termelétricas e PCHs. No último leilão ocorrido em agosto de 2013, foram contratados 1,5 GW de capacidade instalada de eólicas, à tarifa média de R\$ 110,51³ por MWh. Como comparação, alguns parques eólicos do PROINFA têm uma tarifa média⁴ de R\$ 342,95 por MWh, pois foram construídos em um cenário de desenvolvimento inicial da energia eólica no país.

A tendência de consolidação da energia eólica na matriz energética brasileira é irrefutável, sendo que, atualmente, essa fonte energética representa 1,69% de tal matriz, com 2,1 GW de capacidade instalada, e, segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDEE, 2013), representará em 2022 aproximadamente 9,5%. Existem outros 16 GW de potencial eólico já habilitados tecnicamente pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), ou seja, são diversas localidades que têm as condições adequadas para instalação de novos parques eólicos e podem participar dos leilões do mercado regulado.

A partir do cenário recente de consolidação e expansão da geração de energia eólica no Brasil, torna-se importante estudar a viabilidade financeira, no tempo, da construção de um portfólio de projetos eólicos. Além disso, para o país suprir sua crescente demanda por energia elétrica, alternativas de longo prazo de geração precisam ser desenvolvidas e a energia eólica desponta como uma possibilidade viável e ambientalmente eficiente. Assim, o estudo econômico financeiro de projetos eólicos se

² Preço em dezembro de 2009.

³ Preço em agosto de 2013.

⁴ Preço em janeiro de 2013.

torna fundamental, uma vez que investidores privados só terão incentivos para continuar investindo se esta tecnologia se mostrar realmente rentável no tempo.

1.2. Objetivos do Estudo

Essa dissertação se propõe a responder à seguinte pergunta: qual a rentabilidade real de um investimento em geração de energia eólica no Brasil, em um leilão A-5, considerando a opção de aguardar para investir no momento mais adequado? Parte-se da premissa de que um investidor, ao decidir entrar no mercado de energia eólica no Brasil, tem um horizonte de longo prazo (20 anos). Esse investidor, ao ganhar um leilão para fornecimento de energia eólica, tem 5 anos para desenvolver seu parque eólico e iniciar a entrega da energia. Assim, o investidor tem a opção de aguardar para investir no momento em que obtiver a maior rentabilidade até o terceiro ano (considera-se necessário dois anos para a construção do parque). Desta forma, se o futuro se mostrar favorável, o investidor poderá adiantar a construção do parque e vender energia no mercado livre. Além disso, neste trabalho (a exemplo de Dalbem *et. alli*, 2012) é considerada a possibilidade do investidor ser do tipo oportunista, que optaria por abandonar o projeto e ter suas garantias executadas caso o futuro se mostre demasiadamente ruim. Este trabalho também tem como objetivo analisar os efeitos que os ganhos de aprendizado, perdas de competitividade e pagamento de yield sobre o *capex*, têm sobre o valor do projeto. Esses efeitos são observados na prática e variam entre diferentes investidores, impactando de forma heterogênea o valor dos projetos eólicos.

Para responder a esse problema de pesquisa, a metodologia tradicional de análise de investimentos é falha, ao não incorporar as flexibilidades existentes no projeto. Atualmente, o método de avaliação de investimentos mais difundido é o Fluxo de Caixa Descontado (FDC), que utiliza as projeções do fluxo de caixa futuro que serão geradas pelo investimento ao longo da sua vida útil, descontadas ao custo de oportunidade dos capitais que financiam o projeto. Porém, o FCD possui algumas limitações importantes, que podem levar a uma análise equivocada do investimento. Isso ocorre pelo fato do método ser baseado apenas nas informações disponíveis no momento em que a análise é desenvolvida e, desta forma, considerar que os valores dos fluxos esperados do investimento prevalecerão no futuro.

Nessa dissertação, foi utilizada a metodologia de opções reais, que consegue lidar com a questão da incerteza e avaliar o valor que a flexibilidade gerencial (aqui considerada como a opção de aguardar o momento ótimo para investir ou abandonar o projeto) adiciona ao projeto. O modelo utilizado segue o mesmo arcabouço proposto por Dalbem *et. alli* (2012). Foi utilizado um modelo quadrinomial, onde se considerou a incerteza do valor do investimento (*capex*) e do preço da energia praticado no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Os principais avanços em relação ao trabalho de Dalbem *et. alli* (2012) foram a utilização de simulação das séries históricas de *capex* e preço da energia para estimar a volatilidade dessas variáveis (consideradas estocásticas neste trabalho), a avaliação da possibilidade de perda de competitividade do projeto que tenha seu início adiado por três anos e o efeito gerado pelo yield sobre o *capex*.

Feitas tais considerações, o presente estudo tem como objetivos específicos: a) analisar o mercado de energia elétrica no Brasil; b) analisar o setor de geração de energia eólica no país, o histórico recente e os principais *drivers* do negócio; c) investigar o efeito que investidores oportunistas teriam sobre o desenvolvimento de projetos eólicos.

1.3. Estrutura da Dissertação

Essa dissertação está estruturada da seguinte forma:

No capítulo 1 é apresentado o problema de pesquisa, os objetivos desse estudo e a estrutura da dissertação.

No capítulo 2 é apresentada a estrutura do setor elétrico brasileiro, explicando a dinâmica da geração, transmissão e distribuição no país, além da regulação vigente e as principais regras a que os investidores estão sujeitos.

No capítulo 3 é desenvolvido um panorama geral da energia eólica no Brasil e no mundo. É dada uma ênfase especial ao desenvolvimento recente da energia eólica no país, explicando os principais *drivers* deste crescimento e as perspectivas futuras.

No capítulo 4 é desenvolvido o arcabouço teórico utilizado neste trabalho, explicando a metodologia tradicional e de opções reais de valoração de investimentos. Além disso, é apresentada uma breve descrição dos principais trabalhos utilizando metodologia similar para o setor eólico no Brasil e no mundo.

No capítulo 5 é apresentado um estudo de caso de um projeto eólico, considerando premissas reais utilizadas pelo setor ao valorar investimentos, por meio da metodologia tradicional e da consideração das opções reais.

No capítulo 6 são feitas as considerações finais do estudo, bem como sugestões de trabalhos futuros.

No capítulo 7 estão as referências bibliográficas utilizadas neste trabalho.

2. O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

2.1. A Crise Energética de 2001

Em 2001, o setor elétrico brasileiro sofreu uma grave crise de abastecimento, obrigando o governo a adotar medidas de racionamento energético. A crise foi constatada tardiamente, tendo repercussões negativas sobre o nível de atividade econômica, com reflexos depressivos sobre a produção industrial e o volume de vendas do comércio. O crescimento do PIB, para 2001, foi de 1,3%, sendo que as projeções iniciais indicavam uma variação entre 4,5% e 5%. Diante deste quadro, a redução do volume de emprego foi imediata (PÊGO E CAMPOS NEGO, 2008).

O racionamento energético adotado vigorou de junho de 2001 a março de 2002, com diferentes metas entre os perfis de consumidores e, de acordo com Pêgo e Campos Neto (2008), obteve resultados satisfatórios, afastando problemas mais drásticos, como os “apagões”. Além disso, o governo aumentou o orçamento para investimento das empresas estatais e acelerou a viabilização dos projetos de construção de usinas termoeletricas, que, em geral, são viabilizadas mais rapidamente do que outras fontes.

A causa imediata do desabastecimento energético foi o baixo volume de chuvas, dada a característica hidroelétrica de energia no Brasil. Porém, a procedência inicial da crise de oferta energética é mais antiga e teve raiz na estrutura do setor elétrico brasileiro. Segundo Pires *et. al* (2002), as quatro causas principais da crise foram: o esgotamento do modelo estatal, responsável pela expansão do setor desde os anos 1960; falhas no planejamento da transição do modelo estatal para o modelo privado; problemas contratuais e regulatórios; e carência de coordenação entre os órgãos governamentais, ou seja, faltava um marco regulatório adequado capaz de incentivar investimentos privados no setor.

2.2. O Marco Regulatório de 2004

A crise energética enfrentada pelo país desencadeou uma série de questionamentos sobre o marco regulatório vigente. Assim, em 2004, após diversas

discussões⁵ e estudos, o Governo Federal desenvolveu as bases para o atual marco regulatório do setor elétrico brasileiro, através da Lei n. 10.847, de 15 de março de 2004, que autorizou a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), da Lei n.10.848, de 15 de março de 2004, que dispôs sobre a comercialização de energia elétrica, e do Decreto n. 5.163, de 30 de julho de 2004, que regulamentou a comercialização de energia elétrica e o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica no Brasil.

Os principais objetivos do novo marco regulatório foram garantir a segurança do suprimento de energia elétrica; o menor custo possível para o consumidor final (modicidade tarifária); a universalização do acesso à energia; a estabilidade regulatória e o ambiente favorável ao investimento privado.

Para garantir a segurança do suprimento de energia elétrica, o novo modelo estabeleceu a exigência de contratação de totalidade da demanda por parte das distribuidoras e dos consumidores livres/especiais e uma nova metodologia de cálculo do lastro para venda de geração. Também se estabeleceu que seria contratada energia elétrica de usinas hidrelétricas e termelétricas em proporções que assegurassem melhor equilíbrio entre garantia e custo de suprimento. Além disso, foi priorizado o monitoramento permanente da continuidade e da segurança de suprimento, visando detectar desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda (CCEE, 2011).

Em termos de modicidade tarifária, o modelo prevê a compra de energia elétrica pelas distribuidoras no ambiente regulado através de leilões pelo critério de menor tarifa, objetivando a redução do custo de aquisição da energia elétrica a ser repassada para a tarifa dos consumidores cativos (CCEE, 2011). A nova lei também determinou a desverticalização das companhias distribuidoras, evitando que as empresas distribuidoras repassassem custos excessivos de geração aos consumidores finais. Desta forma, as distribuidoras não mais poderão: atuar em atividades de geração e transmissão; vender energia para consumidores livres fora de sua área de concessão; participar em outras sociedades (exceto quando relacionadas a operações de financiamento em benefício da própria concessionária, sujeitas à autorização prévia da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)); e praticar atividades estranhas ao objeto da concessão.

⁵Foi criado pela Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE), em 2002, o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, com a missão de encaminhar propostas de aperfeiçoamento do modelo vigente.

A inserção social buscou promover a universalização do acesso e do uso do serviço de energia elétrica, criando condições para que os benefícios da eletricidade sejam disponibilizados aos cidadãos que ainda não contam com esse serviço (um exemplo deste objetivo é o programa Luz para Todos⁶). Além disso, é garantido subsídio para os consumidores de baixa renda, de tal forma que estes possam arcar com os custos de seu consumo de energia elétrica (CCEE, 2011).

O incentivo ao investimento privado ocorreu por meio do auxílio de financiamento do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e da elaboração de contratos de longo prazo para contratação de energia no mercado regulado. Esses fatores diminuíram os riscos para os investidores e têm incentivado o investimento privado (ANEEL, 2008).

Entre as modificações institucionais mais relevantes do novo marco regulatório, destacam-se a criação da Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE), instituição responsável pelo planejamento do setor elétrico a longo prazo; o Comitê de Monitoramento do Sistema Elétrico (CMSE), uma instituição para analisar a segurança do suprimento de energia elétrica; e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), uma instituição com a função de intermediar a comercialização de energia elétrica (CCEE, 2011).

O controle e coordenação da operação das usinas e redes de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN) é feito pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), entidade também autônoma, que tem a ANEEL como reguladora e fiscalizadora. O ONS realiza estudos e projeções de demanda e oferta de energia, com base em dados históricos, e decide quais usinas devem ser despachadas⁷ (ANEEL 2008).

⁶O Programa Luz para Todos tem por objetivo fornecer energia elétrica para todos os brasileiros. Até 2011 foram feitas 2,9 milhões de novas ligações à rede elétrica no programa, sendo 48,9% no Nordeste, 19,8% no Norte, 6,9% no Centro Oeste, 7,3% no Sul e 17,1% no Sudeste (EPE, 2012).

⁷A otimização do sistema elétrico é feita com o programa Newave, que, com base em projeções, elabora cenários para a oferta de energia elétrica. O mesmo programa é utilizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para definir os preços a serem praticados nas operações de curto prazo do mercado livre (ANEEL, 2008).

2.3. O Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL)

No âmbito da comercialização, foram instituídos dois ambientes para celebração de contratos de compra e venda de energia: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participam Agentes de Geração, de Comercialização e de Distribuição de energia elétrica; e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam Agentes de Geração, Comercialização, Exportadores de energia e Consumidores Livres/Especiais (CCEE, 2011).

No Ambiente de Contratação Regulada (ACR), as distribuidoras só podem comprar energia através de leilões promovidos pela ANEEL e são responsáveis pela contratação de 100% de sua demanda energética. Em cada leilão, as distribuidoras ficam obrigadas a contratar energia em *pool* de geradoras (ou seja, a oferta não é individualizada). Assim, as distribuidoras formam um colegiado, que é reunido para uma única oferta de compra de energia, enquanto diversas geradoras ofertam energia, caracterizando, portanto, um perfil monopsônico (ESPOSITO, 2010).

A competição no ACR ocorre em torno da disputa entre os vendedores de energia pela exclusividade do suprimento de todas as distribuidoras que vão participar daquele leilão específico. Desta forma, os geradores capazes de oferecer melhores condições de preço saem vencedores. Nesse sentido, a competição se dará na fase da licitação da energia, para permitir a escolha dos vendedores com custo mais barato. Para participar do leilão é necessário apresentar garantias financeiras, licença ambiental e autorização do órgão regulador. Durante o leilão, o preço de lance teto é estipulado pelo regulador e esse preço vai diminuindo a cada rodada, onde o gerador decide se continua ofertando sua energia ou deixa de participar do leilão. Quando a oferta passa a ser menor que a demanda, há uma rodada discriminatória e o encerramento do leilão, sendo que os vendedores vencedores do leilão são aqueles que ofertam os menores preços (CHAVES, 2010).

Com o objetivo de evitar a competição desigual entre distintos empreendimentos, os leilões dividem-se em duas modalidades principais: energia existente e energia nova. A primeira corresponde à produção das usinas já em operação e os volumes contratados são entregues em um prazo menor (A-1). A segunda, à produção de empreendimentos que ainda serão construídos; neste caso, o prazo de entrega geralmente é de três ou cinco anos (A-3 e A-5). Nestes leilões, os prazos dos contratos variam de 20 a 30 anos, garantindo,

desta forma, o fluxo de caixa de longo prazo do investidor. Além deles, há os leilões de ajuste e os leilões de reserva. Nos primeiros, as distribuidoras podem complementar o volume necessário ao atendimento do mercado (visto que as compras de longo prazo são realizadas com base em projeções), desde que tal complemento não supere 1% do volume total (CCEE, 2011). Nos leilões de reserva, o objeto de contratação a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional, busca restaurar o equilíbrio entre as garantias físicas atribuídas às usinas geradoras e a garantia física total do sistema, sem que haja impacto nos contratos existentes e nos direitos das usinas geradoras (ANEEL, 2008).

Podem participar do Ambiente de Contratação Livre (ACL) consumidores com demanda contratada superior a 3MW, os chamados consumidores livres e consumidores especiais⁸. Estes consumidores podem escolher seus fornecedores de energia elétrica (geradores e comercializadores) através de livre negociação dos montantes contratados, preços e dos prazos envolvidos. Assim, neste ambiente de contratação, grandes consumidores têm mais autonomia e flexibilidade para planejar e contratar sua demanda energética. Para se tornar um consumidor livre, deve-se informar à companhia distribuidora local com antecedência de 36 meses e, para retornar ao mercado cativo (ACR), é necessário aviso prévio de, no mínimo, 5 anos. Os consumidores livres têm de contratar 100% de seu consumo verificado, sendo passível de penalidades caso isso não ocorra (CCEE, 2011).

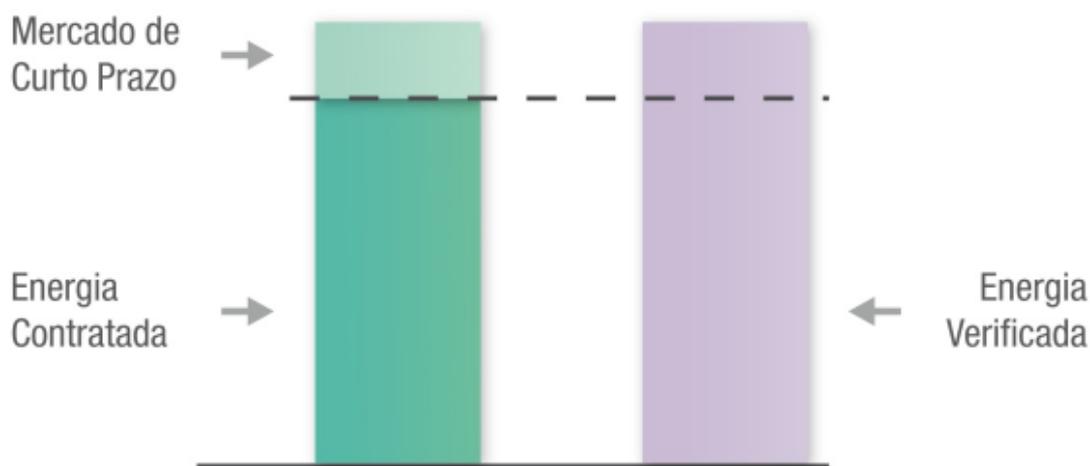
Em abril de 2013, o consumo médio total do SIN foi de 60.212 MW, sendo que 16.373 MW foram consumidos no mercado Livre e 43.839 MW no mercado regulado. Para os consumidores que atuam no ACL, a estratégia de contratação de energia é fundamental, uma vez que grande parte de seus custos de produção está atrelada ao insumo energia elétrica. O consumo do ramo de metalurgia e produtos de metal atingiu 3.276 MW médios em abril, sendo a atividade de maior consumo do mercado livre; em seguida, aparece o setor químico, com consumo de 1.715 MW médios, e extração de minerais metálicos e não metálicos, com 1.529 MW médios. A participação desses consumidores no mercado livre

⁸De acordo com a Resolução Normativa n. 247/06, é considerado consumidor especial os agentes que tenham carga maior ou igual a 500 KW, no âmbito do Sistema Interligado Nacional (SIN), cujas fontes de geração incentivada sejam provenientes de: (I) Pequenas Centrais Hidrelétricas com potência instalada entre 1.000 KW e 30.000 KW; (II) empreendimentos com potência instalada de até 1.000 KW; (III) empreendimentos de fonte solar, eólica ou biomassa com potência instalada injetada na linha de distribuição e/ou transmissão de até 30.000 KW. Esses empreendimentos são passíveis de descontos nas Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição e/ou de Transmissão.

possibilita a otimização dos processos de aquisição e uso de energia, levando a uma administração mais eficiente e, conseqüentemente, redução dos custos e aumento da competitividade da indústria. (CCEE, 2013, a).

Todos os contratos do ACR e do ACL devem ser registrados na CCEE e servem de base para a contabilização e liquidação das diferenças no mercado de curto prazo. A CCEE analisa os contratos firmados e os dados de medição registrados, contabilizando as diferenças entre o que foi produzido ou consumido e o que foi contratado. As diferenças positivas ou negativas são liquidadas ao Preço de Liquidação das Diferenças⁹ (PLD), que é determinado semanalmente para cada patamar de carga e para cada submercado. Desta forma, a partir desta diferença entre os montantes contratados e medidos é realizada a comercialização no mercado de curto prazo (*spot*). Esse processo é exemplificado na figura 1. O mercado *spot* apresenta elevada volatilidade nos preços¹⁰ e é considerado um dos balizadores para os contratos negociados no mercado ACL (CCEE, 2011).

Figura 1 – Contabilização da Energia do Sistema



Fonte: CCEE (2011)

⁹A atual forma de cálculo do PLD é derivada de modelos matemáticos criados para auxiliar na definição de despacho físico, empregados pelo ONS para a otimização da operação do Sistema Interligado Nacional. O valor do PLD é originado do custo marginal de operação do SIN.

¹⁰Em janeiro de 2013, o preço médio do PLD nos subsistemas Sudeste e Centro-Oeste foi de R\$ 413,95 e, em agosto de 2013, o preço passou para R\$ 163,38.

A atividade de geração¹¹ de energia elétrica apresenta um caráter competitivo, dada a flexibilidade existente para negociação tanto no ACR quanto no ACL. Além disso, as geradoras que vendem ao ACL têm autonomia para discutir prazos e preços com seus clientes, o que aumenta a competitividade do mercado, trazendo benefícios para os consumidores finais. As geradoras também possuem livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica (CHAVES, 2010).

Em resumo, a atividade de geração apresenta uma estrutura competitiva e os contratos podem ocorrer no mercado regulado (ACR), por meio dos leilões promovidos pelo Governo, ou por meio de contratos bilaterais no mercado livre (ACL). A atividade de transmissão tem competição pela expansão das novas linhas nos leilões promovidos pela ANEEL e todos os agentes podem ter acesso ao sistema de transmissão. A distribuição de energia elétrica tem as características de um monopólio natural, onde apenas uma distribuidora atende a uma mesma área de concessão, a energia só pode ser adquirida nos leilões do mercado regulado (ACR) e o reajuste tarifário é regulado pela ANEEL. A comercialização de energia apresenta características competitivas, onde os preços podem ser negociados livremente entre os agentes no âmbito do mercado livre (ACL).

TABELA 1 – Resumo da Estrutura do Setor Elétrico Brasileiro

	Geração	Transmissão	Distribuição	Comercialização
Estrutura	Competitiva	Competição na expansão	Monopólio Natural	Competição no mercado livre
Regulação	Leilões de expansão	Preços regulados pelo Governo através do ONS	Tarifas regulada pela ANEEL	Mercado Livre: preços livres
	Contratos bilaterais, preços livres	Novas linhas: Leilões		

Fonte: (CCEE, 2011). Elaboração própria.

¹¹As geradoras podem ser classificadas em três categorias: (I) Concessionários de Serviço Público de Geração – agente titular de serviço Público Federal delegado pelo Poder Concedente mediante licitação, na modalidade de concorrência, à pessoa jurídica ou consórcio de empresas para exploração e prestação de serviços públicos de energia elétrica, nos termos da Lei n. 8.987/95; (II) Produtores Independentes de Energia Elétrica (PIE) – são agentes individuais ou reunidos em consórcio que recebem concessão, permissão ou autorização do Poder Concedente para produzir energia elétrica destinada à comercialização por sua conta e risco; (III) Autoprodutores (AP) – são agentes com concessão, permissão ou autorização para produzir energia elétrica destinada a seu uso exclusivo, podendo comercializar eventual excedente de energia, desde que autorizado pela ANEEL.

2.4. Projetos de Geração no Setor Elétrico Brasileiro

Para um investidor que decide construir um portfólio de projetos em geração de energia eólica no Brasil, existem três opções de venda de energia, quais sejam: vender a totalidade de sua capacidade de geração de energia nos leilões do ACR; vender exclusivamente no ACL; e uma opção híbrida que envolva vender determinada quantidade de energia em cada mercado. Em alguns leilões de grandes usinas hidrelétricas (chamados de “estruturantes”), o percentual de distribuição de energia elétrica destinado ao ACL e ACR é pré-definido no edital do leilão. As hidrelétricas de Santo Antônio e Jirau, por exemplo, destinaram 70% da energia ao ACR e 30% ao ACL (ANEEL, 2008).

Nos leilões de energia eólica, toda energia ofertada é destinada ao mercado regulado; porém, o investidor pode aproveitar o mesmo parque eólico para desenvolver um projeto que destine energia ao mercado livre. Nestes leilões, as empresas, em geral, ofertam energia em vários pequenos lotes (até 30 MW), ou seja, dividem seus parques em pequenos lotes. Isso ocorre pelo fato de tais empreendimentos se enquadrarem no âmbito da Energia Incentivada e desta forma, podem usufruir de desconto de 50% na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST). Além disso, em função dos empreendimentos gerarem receitas abaixo do limite do Lucro Presumido (R\$ 78 Milhões por ano), conseguem se enquadrar nesta modalidade de tributação, o que garante um benefício fiscal ao investidor.

3. ENERGIA EÓLICA

3.1. Energia Eólica no Mundo

A energia eólica tem expandido substancialmente sua participação na matriz energética mundial, de tal modo que, entre 2001 e 2011, a oferta deste tipo de energia cresceu em média 20% ao ano no mundo. Em 2012, essa fonte energética atingiu a marca de 282 GW (gráfico 1) de capacidade instalada no mundo, número que deve dobrar até 2016, influenciado principalmente pela queda no custo de geração, aumento da demanda energética mundial e políticas de incentivos governamentais, através de subsídios a tarifas, cortes de impostos e financiamento (GWEC, 2012).

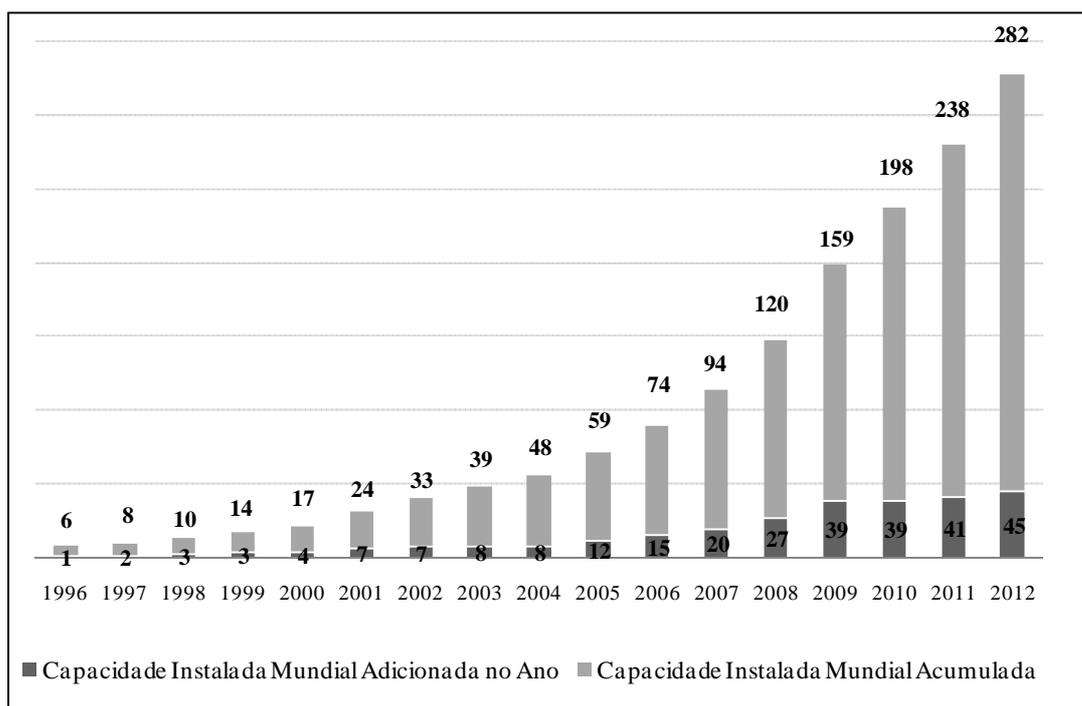
Porém, a energia eólica ainda não é representativa na matriz energética mundial, uma vez que, em 2009, apenas 1,4% da geração de energia elétrica no mundo foi proveniente de fontes eólicas (EPE, 2012)¹². Atualmente, o mercado internacional desse segmento energético é liderado pela China, Estados Unidos, Alemanha, Espanha e Índia, que juntos representam 73,7% da capacidade instalada mundial (gráfico 2) e adicionaram, somente no ano de 2012, 32,2 GW de capacidade instalada (GWEC, 2012). Nas próximas décadas, o destaque no desenvolvimento de energia eólica será um atributo de países emergentes, como medida para suprir sua crescente demanda por energia. Projeções do Global Wind Energy Council (GWEC) indicam que, em 2030, o investimento mundial nesta fonte energética alcançará a marca de US\$ 137 Bilhões, sendo que metade da capacidade instalada estará no Brasil, China, Índia, México, Marrocos, África do Sul e Turquia (GWEC, 2012).

Desde 2007, diversos bancos de desenvolvimento aumentaram significativamente os desembolsos para projetos de energia renovável, sendo a modalidade eólica a principal delas. Esse financiamento tem sido fundamental para o crescimento da energia eólica no mundo, uma vez que modalidades de crédito privado de longo prazo para esse tipo de projeto são escassos e, quando existem, exigem altas taxas de juros. Em 2010,

¹²Em 2009, a capacidade instalada de energia elétrica mundial era de 4.821 GW.

os principais bancos de desenvolvimento do mundo¹³ desembolsaram cerca de US\$ 13,5 bilhões em financiamento para projetos de energia renovável (US\$ 7,2 bilhões para energia eólica), liderados pelo European Investment Bank (US\$ 5,4 bilhões), seguido pelo BNDES (US\$ 3,1 bilhões). (GWEC, 2012).

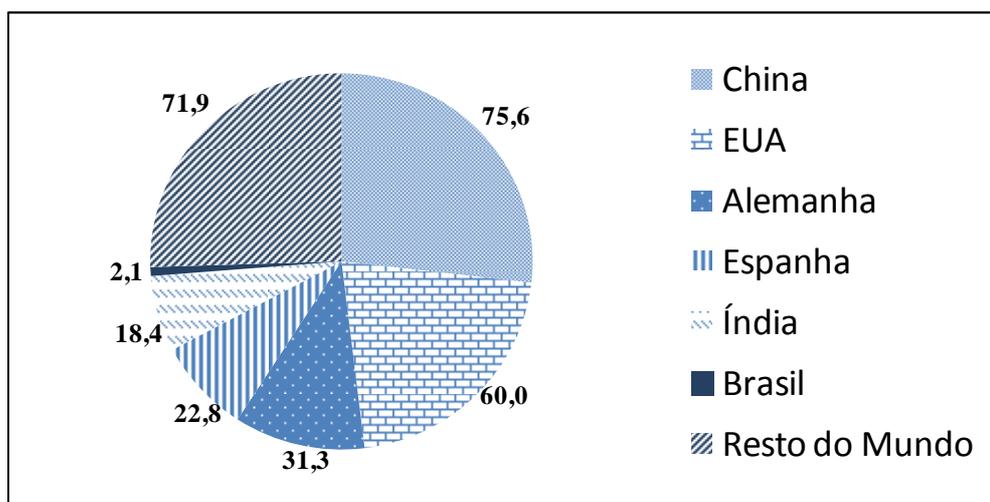
GRÁFICO 1 – Capacidade Instalada Acumulada e Adicionada de Energia Eólica (GW) no mundo entre 1996 e 2012



Fonte: GWEC, 2012. Elaboração própria.

¹³ European Investment Bank, BNDES, KfW Bankengruppe, PR China Development Bank, World Bank Group, Asian Development Bank, European Bank for Reconstruction and Development, Agence Française de Développement, Nordic Investment Bank, Indian Renewable Energy Development Agency, Inter-American Development Bank, Overseas Private Investment Corp, African Development Bank.

GRÁFICO 2 – Capacidade Instalada de Energia Eólica dos Principais Países e do Brasil (GW) em 2012.



Fonte: GWEC, 2012. Elaboração própria.

3.2. A Energia Eólica no Brasil e o PROINFA

No Brasil, a energia eólica começou a se desenvolver a partir do PROINFA lançado pelo governo federal em 2002, através da Lei n. 10.438/2002, cujo objetivo era incentivar o desenvolvimento de geração de energia alternativa (biomassa, eólica e PCH) no país.

A primeira fase do programa (PROINFA-1) determinava que 144 usinas, totalizando 3,3 GW de potência instalada, deveriam ser conectadas ao sistema até 2016. Isto seria um grande avanço, uma vez que, naquele momento, o parque brasileiro praticamente não contemplava energia alternativa. Seriam instaladas 63 PCHs¹⁴ (1,19 GW), 54 usinas eólicas (1,42 GW) e 27 usinas a base de biomassa (0,68 GW). Além disso, a mesma lei previa uma segunda etapa do programa (PROINFA 2), em que as fontes renováveis alcançariam 10% da matriz elétrica brasileira (PROINFA, 2006).

A energia elétrica produzida pelos produtores no âmbito do PROINFA foi contratada diretamente pela Eletrobrás, através de contratos de 20 anos de duração. Todos os custos envolvidos nesta contratação são repassados aos consumidores finais que

¹⁴PCHs são usinas hidrelétricas com produção de até 30 MW.

estivessem interligados ao Sistema Interligado Nacional (SIN)¹⁵. Desta forma, a Eletrobrás não incorreria em prejuízos financeiros por conta do programa. A Eletrobrás garante também pelo menos 70% da receita aos produtores durante o período de financiamento e não é necessário fornecer estimativas e compromisso de quantidade de energia gerada. Os empreendimentos foram selecionados de acordo com a antiguidade da licença ambiental de instalação, não ocorrendo uma análise crítica sobre a real viabilidade financeira do projeto. Com o intuito de incentivar a indústria nacional, o programa requisitava que os equipamentos tivessem 60% de índice de nacionalização e deveriam começar a produção a partir de 2006 (PROINFA, 2006; COSTA *et. al*, 2008; DALBEM, 2010).

As geradoras de energia eólica ainda gozavam de outros incentivos, como a redução de 50% nas tarifas de transmissão e distribuição para parques eólicos menores que 30 MW; financiamento de até 80% do investimento pelo BNDES com prazo de até 14 anos para amortização; financiamento do Banco do Nordeste (BNB) por até 20 anos, com taxas de juros fixas e subsidiadas; enquadramento em setembro de 2007 no REIDI (Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento de Infraestrutura), o qual revê isenção de tributos como o PIS/Pasep e Cofins nas importações e nos investimentos e serviços adquiridos. (DALBEM, 2010).

O PROINFA não atingiu os objetivos traçados inicialmente, em especial na geração de energia eólica. Em 2006, no final do prazo inicialmente estabelecido, apenas 4 parques entraram em operação, obrigando o governo a estender o prazo para 2008 e posteriormente para 2010 e 2012. O Plano Anual do PROINFA (2012) indicava que 51 empreendimentos eólicos participantes do programa estariam efetivamente em operação em 2012, totalizando 1,18 GW de potência instalada, o que demonstra o atraso ao cronograma e o não cumprimento da meta estabelecida inicialmente (ELETROBRAS, 2012).

De acordo com Dalbem (2010), diversos motivos contribuíram para o atraso dos projetos, sendo que os principais deles foram: atraso nos processos licitatórios; dificuldade em cumprir o índice de nacionalização, dado a pequena presença de fabricantes de aerogeradores no país, o que atrasava a liberação de financiamento pelo BNDES; elevada demanda externa por energia eólica, o que encarecia e dificultava a importação de equipamentos no Brasil; atrasos nas licenças ambientais; problemas na conexão à rede,

¹⁵Ficariam excluídos deste rateio os consumidores de baixa renda com consumo igual ou inferior a 80 kWh/mês.

especialmente nas regiões Centro-Oeste e Nordeste. Outro motivo apontado por Costa *et. alli*, (2008) para os atrasos do programa foi o interesse de diversos investidores em revender o projeto, ou seja, tais investidores não tinham o intuito inicial de executar até o final. Além disso, o PROINFA – 2 não se concretizou, pois a energia eólica passou a ser contratada via leilões.

3.3. A Energia Eólica no Novo Marco Regulatório do Setor Elétrico

A partir de 2007, o governo decidiu inserir a energia eólica nos leilões de energia do mercado regulado (ACR), onde a energia eólica competiria com outras fontes. No entanto, no Leilão de Fontes Alternativas de junho 2007 e no Leilão de Energia de Reserva de agosto 2008, nenhuma eólica foi contratada. Uma das principais críticas dos empreendedores era que as eólicas estavam competindo com fontes mais baratas no mesmo leilão, o que tirava competitividade deste tipo de energia (DALBEM, 2010).

O primeiro leilão exclusivo para a modalidade eólica (LER-2009) ocorreu em dezembro de 2009, contratando 1,8 GW de potencial energético ao preço médio de R\$ 148,39 MWh¹⁶ para ser incorporado ao mercado de reserva brasileiro. O preço da tarifa foi bastante competitivo, uma vez que ficou 22% abaixo do teto estabelecido no leilão e representou uma redução média de 45% em relação aos preços praticados no PROINFA (CCEE, 2013,b).

Em agosto de 2010, foram contratados 2 GW de energia eólica nos leilões de energias alternativas (LFA) e leilão de energia de reserva (LER-2010) ao preço médio de R\$ 130,86 por MWh¹⁷, mostrando o aumento da competitividade desta modalidade de geração. O ano de 2011 foi marcado pela consolidação da capacidade de competitividade da energia eólica no Brasil, tendo ocorrido 3 leilões (A3-2011, LER-2011 e A5-2011) que tiveram a energia eólica como a segunda fonte mais barata, ficando atrás apenas das fontes hidrelétricas. No leilão A5-2012 foram contratados 281,9 MW de potencia instalada de eólicas, à tarifa média de R\$ 87,94 por MWh¹⁸, um deságio de 21,5% sobre a tarifa teto

¹⁶ Preço em moeda nominal (dezembro de 2009).

¹⁷ Preço em moeda nominal (agosto de 2010)

¹⁸ Preço em moeda nominal (dezembro de 2012).

(CCEE, 2013,b). No último leilão (A-5), ocorrido em agosto de 2013, foram contratados 1,5 GW de capacidade instalada de eólicas, à tarifa média de R\$ 110,51¹⁹ por MWh.

A tabela 2 indica uma clara tendência de aumento de competitividade da energia eólica no Brasil, dada a queda dos preços observada nos leilões. É importante ressaltar que o governo tornou as regras mais rígidas no último leilão de agosto 2013, privilegiando parques com maiores facilidades para integração ao sistema de transmissão, além de exigir garantia de fornecimento p(90). Assim, os preços acabaram ficando acima do praticado nos leilões anteriores.

TABELA 2 – Resumo dos Preços Praticados nos Leilões do ACR

Leilão	Data	R\$/MWh Leilão	R\$/MWh ago/13
2º LER	14/12/2009	153,07	189,00
3º LER	25/08/2010	126,19	151,07
2º Leilão de Fontes Alternativas (LFA)	26/08/2010	134,13	160,58
4º LER	18/08/2011	99,33	110,90
12º Leilão de Energia Nova (A-3)	17/08/2011	99,48	111,07
13º Leilão de Energia Nova (A-5)	20/12/2011	105,23	115,19
15º Leilão de Energia Nova (A-5)	14/12/2012	87,94	90,95
5º LER	23/08/2013	110,51	110,51

Fonte: CCEE, 2013a, b. Elaboração própria.

3.4. Perspectivas da Energia Eólica no Brasil

Diversos motivos têm contribuído para o aumento da competitividade da energia eólica no Brasil, dentre eles destacam-se as desonerações fiscais²⁰, o desenvolvimento tecnológico, o financiamento público do BNDES e a queda dos custos de produção, associada ao crescente número de empresas fabricantes de aerogeradores que têm se instalado no país (PDEE, 2012). Além disso, o mapeamento de parques eólicos mais

¹⁹Preço em agosto de 2013.

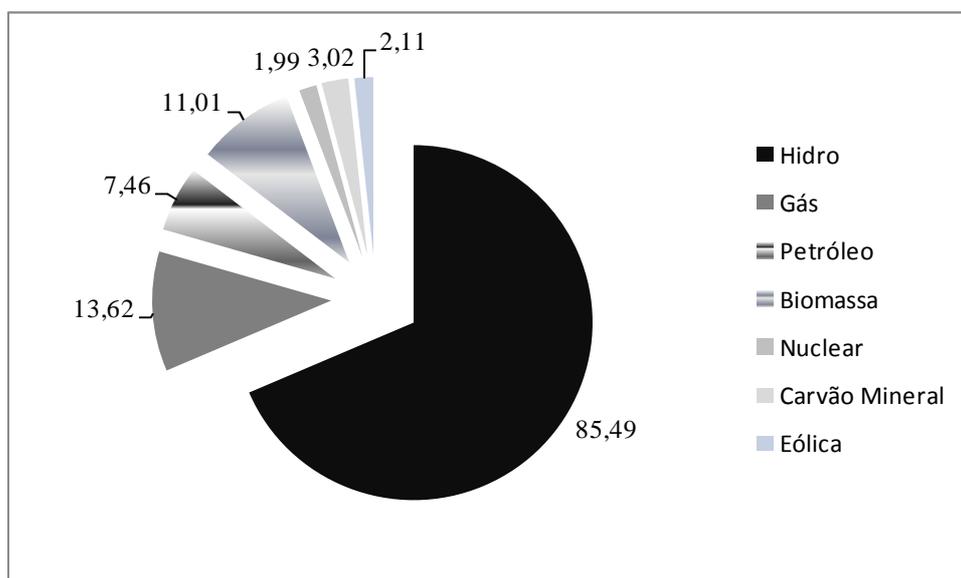
²⁰Os principais benefícios fiscais são: enquadramento no Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI), que isenta da contribuição do PIS/PASEP e de COFINS a compra e importação de equipamentos e serviços nas obras de infraestrutura (com exceção de terrenos e mão-de-obra), conforme a Lei n. 11.488/2007; isenção do ICMS até o final de 2013 para os produtos que também têm isenção do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI), ou que sua alíquota seja zero, conforme o convênio ICMS 101/97; isenção do imposto de importação para os aerogeradores.

viáveis, com intensidade e frequência de ventos melhores, tem aumentado o fator de capacidade dos parques. De acordo com Dedeca (2012), outro fator importante que trouxe maior competitividade para a energia eólica foi a oferta mundial excedente de aerogeradores, resultante da recessão econômica que afetou o crescimento da energia eólica em regiões tradicionais como Europa e Estados Unidos.

Dedeca (2012) afirma que, nos últimos anos, diversos fabricantes estrangeiros de turbinas anunciaram instalação no Brasil para fabricação ou montagem de aerogeradores. Entre as fabricantes de aerogeradores que se instalaram no Brasil, destacam-se a americana GE, a argentina Impsa, a espanhola Gamesa, a francesa Alstom, a alemã Wobben e a brasileira WEG. Esse fato indica que o setor está acreditando na inserção e crescimento da energia eólica na matriz energética brasileira.

Atualmente, existem 97 projetos eólicos em operação no Brasil, o que totaliza 2,11 GW de potência outorgada, e outros 284 empreendimentos entrando em operação entre setembro de 2013 e dezembro de 2017, totalizando mais 7,5 GW de potência instalada para o país. (ANEEL, 2013). Porém, o potencial da energia eólica é muito maior, uma vez que já estão habilitados tecnicamente pela EPE cerca de 600 empreendimentos, o que, na prática, permite a participação desses projetos em leilões do mercado regulado ou participação no mercado livre. A potência total destes empreendimentos habilitados supera 16 GW. Deste total, 450 projetos localizam-se na região Nordeste, totalizando cerca de 12 GW, e 150 projetos são da região Sul, com 4,3 GW (PDEE, 2012).

A matriz energética brasileira (gráfico 3) tem 124,7 GW de capacidade elétrica instalada e é predominantemente baseada em fontes renováveis, sendo que a energia eólica representa apenas 1,69% e a hidroeletricidade é a principal fonte, responsável por 68% da potência instalada. De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDEE, 2012), a potência instalada brasileira deverá crescer cerca de 65,9 GW nos próximos dez anos, um mercado que demandará, somente em geração, R\$ 269 bilhões de investimentos. Desta expansão planejada, 40,5 GW de potência instalada já estão contratadas nos leilões e outros 25,4 GW deverão ser contratados nos próximos anos. O governo brasileiro sinaliza que adotará a estratégia de expansão da geração eólica e, segundo o PDEE (2012), essa fonte de energia representará, no Brasil, aproximadamente 8,5% da capacidade instalada nacional em 2021.

GRÁFICO 3 – Capacidade Instalada por Fonte Energética no Brasil (GW) em 2013²¹

Fonte: Baseado em ANEEL, 2013.

Apesar do cenário recente muito favorável à expansão da energia eólica, ainda existem muitas incertezas, principalmente com relação à legislação vigente (uma vez que as regras dos leilões se alteraram ao longo do tempo), à dificuldade em se obter licenças ambientais, ao apoio do governo via financiamento do BNDES, além de outros subsídios, como o desconto na tarifa de transmissão. Se as condições para expansão de energia alternativa piorarem, fontes termoelétricas podem se tornar prioridade, o que seria um risco para a consolidação da energia eólica no país (PDEE, 2012).

3.5. Vantagens da Energia Eólica

A expansão da energia eólica apresenta diversos benefícios para o país. O Brasil tem um regime de ventos que apresenta complementaridade com a geração hidráulica, uma vez que o regime fluvial é mais baixo justamente nos períodos do ano em que os ventos são mais fortes. Também existe sinergia com o regime diário de demanda, pois o vento é mais intenso no final da tarde e início da noite, ou seja, no período de maior demanda por

energia elétrica. Além disso, o potencial eólico é maior no Nordeste e Sul do país, que são regiões tradicionalmente importadoras líquidas de energia de outros sub-sistemas. Essa complementaridade contribui para o balanceamento diário do sistema e para a queda dos custos de transmissão e perdas do sistema (DALBEM, 2010).

Destaca-se também como vantagem da energia eólica o baixo impacto no meio ambiente, uma vez que a operação dos parques praticamente não gera emissões de gases de efeito estufa. Essa fonte energética também contribui para a diversificação do parque gerador brasileiro, que é predominantemente focado em geração hidráulica, uma fonte que apresenta elevado impacto ambiental, devido à necessidade de construir barragens e reservatórios.

A energia eólica melhora a segurança de fornecimento energético do país, uma vez que grande parte das usinas hidrelétricas viabilizadas recentemente²² deve operar a “fio d’ água”, ou seja, toda vazão afluyente deve ser turbinada ou vertida, não havendo condições de armazená-la. Isso faz com que o Operador Nacional do Sistema (ONS) tenha menor flexibilidade de controle e otimização dessas usinas, principalmente em momentos de cheias e secas, o que acaba levando a um maior despacho de usinas térmicas, que em geral tem custos mais elevados (PDEE, 2012)

²²Pode-se citar como usinas hidrelétricas viabilizadas recentemente como “fio d’água” as de Belo Monte, Santo Antônio e Jirau.

4. REFERENCIAL TEÓRICO E EMPÍRICO

4.1. Avaliação por Fluxo de Caixa Descontado *versus* Opções Reais

De acordo com Trigeorgis (1996), a análise de investimento está relacionada à alocação de recursos em novos projetos ou investimentos, com um horizonte de longo prazo, sacrificando consumo atual por uma possibilidade de obter maior consumo futuro. Assim, o objetivo de um indivíduo é escolher entre as diversas alternativas que lhe são possíveis, entre consumo e investimento, que possibilitem maximizar sua utilidade. Desta forma, o objetivo de uma firma deve ser contribuir para que seus acionistas atinjam a maior utilidade possível dada suas restrições orçamentárias. Para atingir tal objetivo, é fundamental que o investimento gere retorno para o acionista acima de seu custo de capital, sendo necessária a correta valoração do investimento, antes da tomada de decisão. Tal valoração é um ato complexo e que muitas vezes envolve a análise de diversas variáveis e cenários possíveis. Além disso, a decisão de investimento é, em geral, irreversível e pode significar o adiantamento ou exclusão de outro investimento.

Existem diversos métodos e ferramentas para auxiliar na tomada de decisão de investimento, sendo o método do Fluxo de Caixa Descontado (FCD) a ferramenta mais utilizada e difundida atualmente. Este método utiliza as projeções do fluxo de caixa futuro que serão geradas pelo investimento ao longo da sua vida útil, descontadas ao seu custo de oportunidade. Desta forma, se o Valor Presente Líquido (VPL) de um empreendimento for positivo, o projeto gera valor para a empresa; caso seja negativo, destrói valor e o projeto não deve ser implementado.

De acordo com Damodaran (2010), a análise por FCD pode ser generalizada da seguinte forma:

$$VPL = \sum_{t=1}^{t=n} \frac{CF_t}{(1+r)^t} \quad \text{Equação 4.1}$$

onde:

n = vida útil do ativo

Cf_t = Fluxo de caixa no período t

r = taxa de desconto que reflete o risco inerente aos fluxos de caixa estimados

Para ativos com vida útil definida, como é o caso do projeto analisado neste trabalho, deve-se considerar apenas os fluxos de caixa gerados dentro do período operacional do ativo. Para ativos sem vida útil definida, como é o caso da maioria das empresas, o analista deve projetar o fluxo de caixa para o maior período de tempo possível e, ao final do último período, calcular o valor da perpetuidade do ativo. É importante ressaltar que muitas vezes a limitação de dados para projeção dos fluxos de caixa faz com que sejam projetados poucos anos de fluxos para a empresa, o que aumenta a importância do correto cálculo da perpetuidade ou valor residual do ativo.

O valor final de um ativo pode ser calculado da seguinte maneira:

$$Valor\ Final = \frac{\text{fluxo de caixa}_{t+1}}{(r - \text{taxa de crescimento estável})} \quad \text{Equação 4.2}$$

onde:

taxa de crescimento estável = taxa que a empresa espera crescer no longo prazo.

De todas as variáveis envolvidas no cálculo do fluxo de caixa descontado, a taxa de crescimento estável é a que usualmente causa maior efeito sobre o valor da empresa. A empresa não pode crescer no longo prazo acima da taxa de crescimento do setor em que atua. Porém, usualmente, a taxa de crescimento de um setor é formada pela taxa de crescimento acelerado de empresas novatas e taxas mais estáveis de empresas maduras. Assim, é recomendável que o analista seja conservador e considere a taxa de crescimento estável menor que a taxa de crescimento do setor e que nenhum crescimento em perpetuidade é possível sem investimento em expansão de capacidade.

Quanto ao fluxo de caixa relevante, o teoricamente correto é utilizar os fluxos operacionais (desalavancados), usualmente denominados 'fluxo de caixa livre para a empresa' (FCFF²³). Os fluxos de caixa livres para a empresa são a soma dos fluxos de caixa disponíveis para todos os detentores de direitos da empresa, sendo normalmente representados pelo LAJIR (lucro antes dos juros e imposto de renda).

$FCFF = LAJIR (1 - \text{percentual de imposto}) + \text{Depreciação} - \text{Investimentos} - \Delta \text{Capital de Giro}$

²³FCFF - Free Cash Flow to the Firm

Os fluxos de caixa devem ser descontados a uma taxa que reflita o risco inerente ao projeto. Desta forma, tudo mais constante, quanto maior for a volatilidade dos fluxos de caixa, maior será a taxa de desconto.

Quando se utilizam os fluxos de caixa desalavancados, a taxa de desconto adequada tem que refletir o risco da estrutura de capital da empresa como um todo, considerando o capital próprio e as dívidas, expressa da seguinte maneira:

$$WACC^{24} = k_e \left[\frac{E}{D+E} \right] + k_d \left[\frac{D}{E+D} \right] \quad \text{Equação 4.3}$$

onde:

K_e = Custo do capital próprio

K_d = Custo do capital de terceiros após algum eventual benefício fiscal

E = Valor de mercado do capital próprio

D = Valor de mercado do capital de terceiros

Para o cálculo do custo de capital de terceiros, utiliza-se o custo médio ponderado de todas as dívidas da empresa. Para obtenção do custo de capital próprio, o modelo de risco e retorno que é padrão na maioria das análises é o CAPM (*Capital Asset Pricing Model*). O modelo tem origem nos trabalhos de Sharpe (1963, 1964), Treynor (1961) e Lintner (1965a, 1969).

Generalizando, o modelo CAPM pode ser expresso pela seguinte fórmula:

$$E(R_i) = R_f + \beta_i [E(R_m) - R_f] \quad \text{Equação 4.4}$$

onde:

$E(R_i)$ = Retorno esperado sobre o ativo i

R_f = Taxa livre de risco, definida como o ativo cujo retorno esperado para o investidor é certo, dentro do período de tempo de análise.

$E(R_m)$ = Retorno esperado sobre a carteira de mercado, que, teoricamente, considera todos os ativos de risco disponíveis para investimento em proporções ótimas.

²⁴WACC - *Weighted Average Cost of Capital*

β_i = Beta do ativo i, definido como a covariância do ativo e o mercado, dividido pela variância do retorno de mercado; mensura o risco agregado (sistêmico) de um ativo pertencente à carteira de mercado.

O modelo CAPM tem como premissas que:

- investidores são risco-avessos e maximizam a utilidade esperada de sua riqueza;
- investidores são tomadores de preços e têm expectativas homogêneas sobre a distribuição de retornos, os quais deverão ser normalmente distribuídos (definidos em termos de média e variância);
- existe uma taxa livre de risco e todos podem tomar emprestado e emprestar a essa taxa;
- as quantidades de ativos são fixas (mercado em equilíbrio de oferta e demanda) e todos os ativos são negociáveis e perfeitamente divisíveis;
- não há custos de transação e a informação é disponível a todos;
- não há imperfeições de mercado, como taxas, regulação, restrições a venda a descoberto.

Apesar de amplamente utilizado, o método de avaliação por FCD possui algumas limitações que podem levar a uma análise equivocada do investimento. A mais importante diz respeito ao fato do método ser baseado apenas nas informações disponíveis no momento em que a análise está sendo desenvolvida e, desta forma, considerar que os valores dos fluxos esperados do investimento prevalecerão no futuro. Assim, o método não permite incorporar as flexibilidades que o projeto pode ter ao longo de sua vida útil. A análise de investimento baseada no FDC é especialmente falha quando o projeto está sujeito a grandes incertezas e há flexibilidade gerencial.

De acordo com Dixit e Pindyck (1994), boa parte das decisões de investimento possuem as seguintes características: (i) o futuro é incerto, ou seja, existe incerteza com relação aos fluxos futuros esperados do projeto; (ii) a decisão do investimento é irreversível (totalmente ou em parte); (iii) existe flexibilidade com relação ao *timing* de execução do projeto, pois é possível adiar o investimento e obter mais informações ao

longo do tempo (apesar de a informação nunca ser totalmente suficiente para eliminar toda a incerteza do projeto). Uma vez consideradas essas características, a decisão ótima de investimento pode ser tomada, porém o método do FCD não consegue lidar com essas três características.

Trigeorgis (1996) indica algumas flexibilidades que podem ocorrer ao longo da vida útil dos projetos:

- postergar um projeto;
- abandonar um projeto que se mostrou não rentável;
- expandir o projeto;
- reduzir o investimento;
- cancelar temporariamente as operações;
- alterar usos (insumos e produtos);
- opções de crescimento.

Se, ao longo da vida útil do projeto, uma ou mais flexibilidades não for considerada, a avaliação estará viesada. A valoração dessas flexibilidades, ou opções, poderá ser feita através do método de opções reais.

A metodologia de opções reais utiliza o fundamento teórico das opções financeiras para avaliar investimentos que possuem incerteza e flexibilidade gerencial. Desta forma, consegue captar o valor gerado pelas flexibilidades, ou seja, contribui para fechar a lacuna deixada pelo método FDC. É importante ressaltar que as duas metodologias são complementares. Assim sendo, o valor de um projeto pode ser definido como:

$$\text{Valor do investimento/projeto} = \text{VPL} + \text{Valor Presente das Opções}$$

A mensuração do valor das opções segue a mesma lógica das opções financeiras. De acordo com Hull (2002), existem dois tipos básicos de opções financeiras: opção de compra (*call*), que proporciona ao seu detentor o direito de comprar o ativo objeto em certa data por determinado preço, e a opção de venda (*put*), que proporciona ao detentor o direito de venda de determinado ativo, em determinada data, por determinado preço. O titular da opção tem o direito de exercê-la, porém não o dever, ou seja, pode decidir o que fazer. O preço do contrato é conhecido como preço de exercício e sua data é conhecida como data de vencimento. As chamadas opções americanas podem ser exercidas a qualquer momento

até a data de seu vencimento e as opções europeias podem ser exercidas somente no dia de seu vencimento. Assim sendo, o valor da opção europeia é no máximo igual ao valor da opção americana.

Seguindo Hull (2002), uma *call* tem a seguinte função de remuneração:

$$\max (St - X, 0) \quad \text{Equação 4.5}$$

onde:

St = preço final do objeto de negociação

t = data do vencimento

X = preço de exercício

Uma *call* só será exercida se $St > x$.

Seguindo a mesma lógica, uma *put* terá a seguinte função de remuneração:

$$\max (X - St, 0) \quad \text{Equação 4.6}$$

Sendo assim, a *put* será exercida se $x > St$.

As principais variáveis que afetam o preço das opções financeiras são o valor do ativo subjacente, o preço do exercício, o tempo para o vencimento, a volatilidade do ativo subjacente, a taxa de juros livre de risco e os dividendos esperados durante a vida da opção (HULL, 2002), conforme tabela abaixo:

TABELA 3 – Resumo do Efeito do Aumento em uma Variável sobre o Preço de uma Opção

Variável	Call		Put	
	europeia	Put europeia	americana	americana
Preço da ação	+	-	+	-
Preço de exercício	-	+	-	+
Tempo para o vencimento	?	?	+	+
Volatilidade	+	+	+	+
Taxa de juros livre de risco	+	-	+	-
Dividendos	-	+	-	+

Fonte: Hull (2002). Elaboração própria.

No início da década de 70, Black e Scholes (1973) derivaram um modelo para precificação de opções europeias partindo do pressuposto que o preço de uma ação segue um processo estocástico conhecido como Movimento Geométrico Browniano (HULL 2002).

O modelo abarca as seguintes premissas:

- 1) o preço dos ativos tem uma distribuição lognormal, com retorno do ativo (μ) e volatilidade do preço do ativo (σ) constantes;
- 2) é permitida a venda a descoberto de títulos, com total utilização dos recursos;
- 3) não há custos de transação nem impostos. Todos os títulos são perfeitamente divisíveis;
- 4) não há dividendos durante a vida do ativo;
- 5) não há oportunidades de arbitragem sem risco;
- 6) a negociação com títulos é contínua;
- 7) a taxa de juros livre de risco de curto prazo, r , é constante e igual para todos os vencimentos.

Partindo dessas premissas, a equação que calcula o preço de uma opção de compra do tipo europeia é:

$$C = SN(d_1) - Xe^{-rt}N(d_2) \quad \text{Equação 4.7}$$

Considerando a paridade *put-call*, tem-se:

$$C + Xe^{-rt} = P + S \quad \text{Equação 4.8}$$

Assim, o preço de uma opção de venda do tipo europeia é:

$$P = Xe^{-rt}N(-d_2) - SN(-d_1) \quad \text{Equação 4.9}$$

onde:

$$d_1 = \frac{[\text{Ln}(\frac{S}{X}) + (r + \frac{\sigma^2}{2})t]}{\sqrt{\sigma^2 t}} \quad \text{Equação 4.10}$$

$$d_2 = d_1 - \sqrt{\sigma^2 t} \quad \text{Equação 4.11}$$

sendo que :

C = valor de uma opção de compra europeia

P = valor de uma opção de venda europeia

S = valor do ativo subjacente

X = preço de exercício da opção

t = vida remanescente até o vencimento da opção

r = taxa de juros livre de risco correspondente à vida da opção

σ^2 = variância do ativo subjacente

O modelo de Black e Scholes (1973), apesar de sofisticado, não pode ser usado para calcular o valor de uma opção americana. Desta forma, procedimentos numéricos e aproximações analíticas precisam ser utilizadas para resolver o problema. O modelo binomial em tempo discreto de Cox, Ross e Rubinstein (1979) permite calcular o valor de qualquer opção tomando por base o valor do ativo objeto evoluindo no tempo de maneira discreta e segundo um processo estocástico. Para ativos financeiros, o processo estocástico mais utilizado para descrever os preços é o Movimento Geométrico Browniano (MGB).

De acordo com Hull (2002), o MGB é uma generalização do processo de Wiener que se adapta bem a preços de ativos financeiros pois não admite valores negativos.

Pode-se definir tal processo como uma generalização do processo de Wiener em que os parâmetros a e b são funções do valor da variável objeto, x , e do tempo t . Seguindo Hull (2002) tem-se:

$$dx = a(x, t)dt + b(x, t)dz \quad \text{Equação 4.12}$$

Assim, se S for o preço de uma ação, a taxa de desvio esperada ou “*drift*” é μS , para μ constante. Assim, em um pequeno intervalo de tempo, Δt , o aumento esperado em S é $\mu S \Delta t$. O parâmetro μ é a taxa de retorno esperada para a ação, expressa em forma decimal.

Se, por hipótese, a taxa de variância do preço da ação for igual a zero, esse modelo implica que:

$$dS = \mu S dt \quad \text{Equação 4.13}$$

Assim, tem-se que:

$$S = S_0 e^{\mu t} \quad \text{Equação 4.14}$$

onde S_0 é o valor da ação no instante zero.

A equação 4.14 mostra que, quando a taxa de variância é zero, o preço da ação aumenta a uma taxa μ , capitalizada continuamente, por unidade de tempo.

Na prática, o preço da ação exibe volatilidade e uma suposição plausível é de que a variância do retorno percentual em um curto período de tempo, Δt , seja a mesma, independente do preço da ação.

Define-se σ^2 como a variância da mudança proporcional no preço da ação. Assim, $\sigma^2 \Delta t$ é a variância da mudança proporcional no preço da ação no instante Δt e $\sigma^2 S^2 \Delta t$ é a variância da mudança efetiva no preço da ação S , durante Δt . Portanto, a taxa de variância instantânea de S é $\sigma^2 S^2$.

Desta forma, S pode ser representado por:

$$dS = \mu S dt + \sigma S dz \quad \text{Equação 4.15}$$

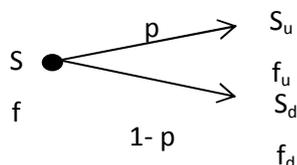
$$\frac{dS}{S} = \mu dt + \sigma dz \quad \text{Equação 4.16}$$

A equação 4.16 é o modelo de comportamento de ativos chamado de Movimento Geométrico Browniano (MGB), onde σ é a volatilidade do preço da ação e μ é a taxa de crescimento esperada. Além disso, tem-se como premissa que o preço da ação segue uma distribuição de probabilidade lognormal, sendo sua taxa de variação (retorno) normalmente distribuída.

Simulado o comportamento do preço do ativo objeto, o modelo binomial tem solução matemática relativamente simples ao representar graficamente o comportamento de um determinado ativo ao longo do tempo de duração da opção.

O modelo assume que os movimentos de preços do ativo sejam compostos por um grande número de pequenos movimento binomiais, ou seja, a cada intervalo de tempo é possível haver uma alta ou baixa do valor do ativo.

A cada instante de tempo T o preço do ativo sai de seu valor inicial S e é multiplicado por uma variável aleatória que pode assumir os valores u e d . Assim, o valor do ativo será S_u ou S_d , o mesmo ocorrendo para o valor da opção f , que segue o valor do ativo para f_u ou f_d .



Se o preço do ativo subir para S_u , supõe-se que o retorno da opção seja f_u , e, se o preço do ativo cair, supõe-se que o retorno da opção seja f_d . Considerando uma carteira composta por uma posição comprada em Δ ações e uma posição vendida num derivativo, se houver aumento do preço da ação, o valor da carteira ao final da vida do derivativo será:

$$S_u\Delta - f_u \quad \text{Equação 4.17}$$

Se houver um movimento de queda no preço da ação, o valor da carteira será:

$$S_d\Delta - f_d \quad \text{Equação 4.18}$$

Supondo que os dois valores sejam iguais em qualquer estado da natureza:

$$S_u\Delta - f_u = S_d\Delta - f_d \quad \text{Equação 4.19}$$

$$\Delta = \frac{f_u - f_d}{S_u - S_d} \quad \text{Equação 4.20}$$

Desta forma, a carteira não tem risco e deve teoricamente render a taxa livre de risco da economia. A equação 4.20 mostra que Δ é a razão da mudança do preço do derivativo em relação à mudança do preço da ação, de acordo com os movimentos do segundo.

Considerando a taxa livre de risco como r , o valor da carteira será:

$$(S_u\Delta - f_u)e^{-rt} \quad \text{Equação 4.21}$$

sendo o custo da montagem igual a:

$$S\Delta - f \quad \text{Equação 4.22}$$

chega-se a:

$$f = e^{-rt}[pf_u + (1-p)f_d] \quad \text{Equação 4.23}$$

onde:

$$p = \frac{e^{rt} - d}{u - d} \quad \text{Equação 4.24}$$

sendo p a probabilidade risco-neutra de alta do preço do ativo e $1-p$ a probabilidade risco-neutra de queda. Como a média (μ) e a variância σ^2 dos retornos S são iguais aos parâmetros do Movimento Geométrico Browniano (MGB), tem-se que:

$$u = e^{\sigma\sqrt{\Delta t}} \quad \text{Equação 4.25}$$

$$d = e^{-\sigma\sqrt{\Delta t}} \quad \text{Equação 4.26}$$

O retorno esperado do ativo S, no instante de tempo T, assumindo a probabilidade de um movimento de alta como p é dada por:

$$E(S_T) = pS_u + (1 - p)S_d \quad \text{Equação 4.27}$$

Substituindo o p na equação 4.27, obtém-se:

$$E(S_T) = Se^{rt} \quad \text{Equação 4.28}$$

A equação 4.28 mostra que o preço esperado do ativo S aumenta em média à taxa livre de risco supondo um mundo neutro ao risco.

Essa abordagem torna a solução do problema de opções reais por árvores binominais bastante simples, pois as probabilidades neutras ao risco, que são utilizadas para descontar os fluxos de caixa da opção, permanecem constantes por todo o período de vida da opção. Importante mencionar que o Lema de Itô diz que o preço de qualquer derivativo é uma função das variáveis estocásticas do ativo-objeto do derivativo e do tempo. Esse é um pressuposto importante, que foi utilizado no trabalho com relação ao valor presente do fluxo de caixa da empresa proveniente das vendas no mercado ACL, que segue o mesmo processo estocástico do preço da energia no mercado ACL (este item é detalhado ao longo do trabalho).

Seguindo Hull (2002), suponha que o valor de uma variável x siga o processo de Itô:

$$dx = a(x, t)dt + b(x, t)dz \quad \text{Equação 4.29}$$

onde a e b são funções do valor da variável objeto, x, e do tempo t. A variável x possui taxa de desvio α e taxa de variância b^2 . O Lema de Itô mostra que uma função G, de x e t, segue o processo:

$$dG = \left(\frac{\partial G}{\partial x} \alpha + \frac{\partial G}{\partial t} + \frac{1}{2} \frac{\partial^2 G}{\partial x^2} b \right) dt + \frac{\partial G}{\partial x} b dz \quad \text{Equação 4.30}$$

onde dz são os incrementos de Wiener. Assim, G também segue o processo de Itô e possui taxa de desvio de:

$$\left(\frac{\partial G}{\partial x} \alpha + \frac{\partial G}{\partial t} + \frac{1}{2} \frac{\partial^2 G}{\partial x^2} b\right) \quad \text{Equação 4.31}$$

E taxa de variância de:

$$\left(\frac{\partial G}{\partial x}\right)^2 b^2 \quad \text{Equação 4.32}$$

Anteriormente, foi colocado que o movimento de preço de uma ação poderia ser descrito como:

$$dS = \mu S dt + \sigma S dz \quad \text{Equação 4.33}$$

onde μ e σ seriam constantes. A partir do Lema de Itô, o processo seguido por uma função G , de S e t é:

$$dG = \left(\frac{\partial G}{\partial x} \mu S + \frac{\partial G}{\partial t} + \frac{1}{2} \frac{\partial^2 G}{\partial x^2} \sigma^2 S^2\right) dt + \frac{\partial G}{\partial x} \sigma S dz \quad \text{Equação 4.34}$$

Assim, S e G são afetados pela mesma fonte de incerteza subjacente dz .

Tourinho (1979) foi o primeiro a utilizar o arcabouço teórico de opções financeiras para valorar projetos de exploração de recursos naturais, com incerteza e opções, marcando o início da literatura que passou a ser chamada de Teoria das Opções Reais (TOR).

Posteriormente, nas décadas de 80 e 90, diversos autores contribuíram para a consolidação e desenvolvimento da TOR. Pode-se citar como referência as contribuições de Brennan e Schwartz (1978), McDonald e Siegel (1986), Trigeorgis (1993) e os clássicos livros texto de Dixit e Pindyck (1994) e Trigeorgis (1996). Dias (2005) faz uma ampla revisão da literatura de opções reais indicando como a teoria evoluiu nas décadas de 80 e 90 e destacando a sua crescente utilização pelas empresas, especialmente da área de petróleo.

4.2. Opções Reais e Energia Eólica no Brasil

Com relação ao estudo de projetos em energia eólica utilizando opções reais no Brasil, Luna (2011) estuda a viabilidade do investimento em energia eólica de cinco parques geradores de energia participantes do programa PROINFA, comparando os

resultados de viabilidade obtidos através da análise de investimento tradicional (VPL) e opções reais. Para tal, utilizou o método binomial (tempo discreto) para estimar a árvore de decisão do projeto, considerando que existiria a flexibilidade de abandonar ou vender um dos parques geradores de energia eólica que ainda estivesse em construção. Neste estudo, o autor não considerou a flexibilidade da venda de energia no ACL, devido ao comprometimento da venda de energia com o programa PROINFA. Os resultados indicaram que a opção de venda do parque tem valor, que seria totalmente desconsiderado se fosse utilizada apenas a análise de investimento tradicional.

Dalbem *et. alli* (2012) analisaram o valor que a opção de aguardar para investir no momento mais adequado gera para um investidor que entrou em um leilão A-5 e A-3 do mercado ACR. O estudo parte da premissa que o investidor poderia antecipar a obra e vender energia no ACL até o momento inicial de entrega no mercado regulado. Uma outra opção para o investidor seria abandonar o projeto e ter as garantias prestadas executadas. Foram consideradas as incertezas do valor da energia no mercado *spot* e do valor do investimento (*capex*). Além disso, considerou-se o efeito do ganho de aprendizagem, segundo o qual o investidor poderia otimizar a geração do parque através de uma melhor compreensão do projeto de engenharia. Os resultados indicaram que a opção de esperar para investir no melhor momento gera valor para o investidor e que, em diversos cenários, o projeto não seria concluído.

Também para o Brasil, destaca-se a tese de Dalbem (2010), que faz uma extensa análise do mercado de energia eólica no país. Neste trabalho, foi analisada a decisão de se investir em projetos eólicos sob o arcabouço da teoria dos jogos e opções reais. Utilizou-se um modelo em tempo contínuo, onde foram consideradas assimetrias no investimento necessário para entrar no mercado, no fluxo de valor de cada jogador e no processo estocástico utilizado para caracterizar as perspectivas futuras dos projetos eólicos. Os resultados indicam que uma pequena discrepância nas crenças dos investidores quanto ao futuro do mercado pode ser suficiente para deixar empresas mais viáveis fora do leilão, ou seja, o governo deveria tornar as perspectivas futuras do setor mais claras. Além disso, o trabalho concluiu que, quando as empresas são menos informadas sobre a visão de seus concorrentes quanto ao futuro, assumindo que suas próprias visões são também as de seus concorrentes, o risco de preempção de empresas menos viáveis cai, o que incentivaria uma indústria eólica mais forte no Brasil.

O resultado do trabalho de Dalbem (2010) contribui para consolidar a importância do problema de pesquisa abordado nesta dissertação, uma vez que algumas empresas mais viáveis teoricamente ficaram de fora dos últimos leilões de energia eólica. Desta forma, se os projetos negociados não se mostrarem viáveis economicamente, o risco para o setor é grande.

4.3. Opções Reais e Energia Eólica no Mundo

No âmbito internacional, Dykese e Neufville (2008) estudaram o investimento em energia eólica no estado de Ohio nos EUA, considerando a opção de expandir o parque ou de abandonar o projeto em um modelo binomial em tempo discreto. Para simplificar a análise, foi considerada como incerteza o preço da energia no mercado atacadista e o preço do crédito de carbono gerado pelo projeto, desconsiderando a incerteza do valor do investimento e dos custos de manutenção. Os resultados indicaram que o efeito escala realmente ocorre, ou seja, construir uma planta grande inicialmente reduz custos, porém aumenta o risco do investidor. Desta forma, construir o parque gradativamente, de acordo com o cenário observado para as variáveis de incerteza consideradas seria a melhor opção.

Méndez *et. al* (2009) analisaram o investimento em um projeto eólico na Europa através de um modelo binomial, considerando as opções de abandonar o projeto ou investir ao longo do tempo (as mesmas consideradas nessa dissertação). A opção de abandonar é análoga a uma *put* americana e a opção de investir é considerada uma *call* europeia. As incertezas consideradas foram a receita (que é influenciada basicamente pela inflação e o custo, representado pelo risco cambial e de variação dos juros). Os resultados indicaram que as opções geram valor para o projeto. Outro fato para o qual os autores chamam atenção é quanto à modelagem da incerteza associada ao projeto, uma vez que, se ela for mal especificada (por exemplo, considerando a volatilidade das ações das empresas listadas em bolsa desse setor), os resultados podem superestimar o valor do projeto. Essa é inclusive a crítica que os autores fazem ao trabalho de Venetsanos, Angelopoulou e Tsoutsos (2002), que consideraram a volatilidade do preço da energia do mercado americano (75%) para um projeto na Grécia, levando a uma superestimação do valor do projeto. Esse fato indica a importância de uma estimativa adequada da volatilidade que será considerada na análise.

Abadie e Chamorro (2012) estudaram o investimento em energia eólica no mercado desregulado do Reino Unido, utilizando um modelo trinomial, onde o investidor tem a opção de investir ou abandonar o projeto. Os valores de investimento em cada nó do modelo foram derivados de uma simulação de Monte Carlo, considerando duas fontes de incerteza: o valor da tarifa de energia elétrica e o nível de geração de energia do parque eólico. O modelo é direcionado essencialmente às possibilidades de investimento em energia eólica no Reino Unido e, por isso, foram simulados resultados para diferentes cenários característicos deste país, como o subsídio fixo e um subsídio por unidade energética gerada. Os resultados indicaram que um subsídio fixo em $t=0$ gera resultados melhores que subsídios por unidade energética produzida.

Este trabalho é inovador na medida em que avalia o investimento em energia eólica sob o arcabouço teórico das opções reais considerando a incerteza do valor do investimento no tempo e do preço de energia obtidos através de uma série de dados reais. Além disso, é feita uma análise estratégica considerando não apenas a presença de investidores oportunistas e de ganhos de aprendizado decorrentes da opção de espera, mas também a perda de competitividade decorrente dessa espera.

5. O PROJETO

5.1. Introdução

O exercício empírico desenvolvido neste trabalho considera um investidor que tem um projeto de parque eólico e está analisando a viabilidade de ofertar energia em um leilão A-5 do mercado ACR. Este investidor precisa desenvolver seu plano de negócios e sua estratégia de implementação do parque eólico para conseguir obter o valor mínimo (*break even*) da oferta de energia elétrica (R\$/MWh) no leilão e, ainda assim, obter rentabilidade.

O investidor tem um plano de negócios de referência, no qual ele se baseia para ofertar no leilão, porém, existem diversas incertezas em um horizonte de 5 anos (entre o momento do leilão e o prazo para entregar energia no mercado ACR), que podem prejudicar ou melhorar o resultado do projeto. Além disso, este investidor se depara com algumas opções que, se não forem consideradas, poderão enviesar o resultado do projeto e consequentemente o valor mínimo de energia elétrica que ele aceitaria no leilão.

Foi adotada como premissa que o investidor precisaria de dois anos para a construção do parque; sendo assim, ele pode começar a investir imediatamente após o leilão e vender energia no mercado ACL entre os anos 3-5 e, posteriormente, entregar a energia pactuada no leilão no mercado ACR por 20 anos. Esse é um cenário determinístico que desconsidera as incertezas e opções de que o investidor dispõe.

Inicialmente, foi calculado o valor gerado no cenário base através da metodologia tradicional de avaliação FDC e, posteriormente, feita uma análise considerando as incertezas e opções que o investidor deveria considerar ao avaliar a oferta de energia em um leilão A-5.

5.2. Premissas do Cenário Base

As premissas e dados adotados no fluxo de caixa determinístico estimado neste trabalho são resultado da experiência do autor em modelar projetos de infraestrutura em

diferentes setores, obtida por meio de seu trabalho na empresa Andrade Gutierrez Concessões, além de consultas informais a empresas e especialistas do setor energético nacional. Além disso, foram obtidas informações junto ao BNDES, através do Serviço de Informação ao Cidadão, no sistema Bloomberg de informações, nos sites da ANEEL, CCEE e MME.

5.2.1. Investimento (*Capex*)

O investimento no parque eólico considerado neste trabalho foi estimado em consulta ao BNDES, através do Serviço de Informação ao Cidadão, onde foi obtida uma série de dados contendo o valor do investimento total (R\$) e capacidade instalada (MW) de todos os parques financiados pelo BNDES entre 2005 e julho de 2013. Optou-se por fazer a média anual do investimento e capacidade instalada de todos os parques da série. Assim, o valor do investimento em R\$/MW instalados considerado neste trabalho foi de R\$ 4.000,00, em linha com o valor médio obtido para junho de 2013 (de R\$ 4.059,99). O valor do investimento considerado está em linha com o praticado em outros países, como exemplo, os Estados Unidos, onde o valor médio²⁵ em 2012 foi de R\$/MW 4.268,00 (EWEA, 20013).

O valor do investimento contempla todos os custos envolvidos na implantação do parque, como obra civil, aquisição das torres, aerogeradores, logística, dentre outros. É importante ressaltar que as torres e os aerogeradores são os componentes mais relevantes dentro do *capex* de um parque eólico, podendo chegar a 70% do valor do investimento.

5.2.2. Receita

As receitas do projeto são provenientes apenas da venda de energia elétrica. O caso base deste modelo considera o preço da energia elétrica tanto para venda no ACL, quanto para venda no ACR. Neste mercado, o preço chegaria a R\$ 110,51/MWh, seguindo a média de preços praticadas no último leilão de energia elétrica para fontes eólicas em agosto de 2013.

²⁵Considerando a taxa de câmbio R\$/USD = 2,2.

O fator de capacidade²⁶ considerado neste trabalho foi de 50%, considerando, em linha com os parques ganhadores dos últimos leilões do ACR. Esse fator de capacidade considera p(50) e já é líquido de perdas esperadas. De acordo com a Abeeólica (2013), o fator de capacidade médio observado em 2012 dos parques que venderam energia nos leilões do ACR foi de 54%, enquanto nos parques do PROINFA o fator médio é de 27%, o que indica o aumento de competitividade da energia eólica no Brasil. O parque deste exercício tem dez torres, com capacidade para gerar 2,6 MW, totalizando uma capacidade instalada de 26 MW. Sendo assim, a energia total gerada em um ano é calculada através da multiplicação da energia gerada por hora e pelo fator de capacidade (13MWh) pela quantidade total de horas de um ano (8760), obtendo um total de 113.880 MW gerados em um ano. O total de energia gerada foi chamado de TMWh. A receita total anual é obtida pela multiplicação do preço da energia pelo total de energia gerada em um ano.

5.2.3. Custos de Operação, Manutenção e Despesas Gerais

- a. Despesas Administrativas: foram considerados R\$ 150 mil/ano para custos administrativos indiretos de gestão deste parque eólico, como *overhead* da empresa, assessoria jurídica, dentre outros.
- b. Despesas Ambientais: foram considerados R\$ 100 mil/ano para despesas de cunho ambiental (como manter a vegetação em situação correta no parque eólico).
- c. O&M das torres, aerogeradores e rede elétrica: foram considerados R\$ 639 mil/ano para este item. Em geral, as empresas terceirizaram e fecham contratos de longo prazo para prestação deste serviço.

5.2.4. Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST)

Para o cálculo da tarifa de TUST, utilizaram-se os dados da ANEEL (2011) referentes à média do valor cobrado de todos os parques eólicos para 2019²⁷ (ano em que o

²⁶Fator de capacidade (FC) = energia gerada/capacidade instalada

²⁷A lista utilizada contempla apenas os parques homologados até 07/2011.

empreendimento começaria a fornecer no ACR). Sendo assim, foi considerada uma TUST de R\$ 4,52 KW/mês. É importante ressaltar que o valor adotado já considera o desconto de 50% na tarifa da TUST obtido por parques eólicos com menos de 30 MW de capacidade instalada. O valor da TUST é calculado pela ANEEL através de simulação do programa Nodal, que atribui tarifas que dependem da localização do parque e também das condições de carga do sistema. É por esse motivo que, por exemplo, unidades consumidoras instaladas em zonas de geração intensiva têm, normalmente, tarifas inferiores à média, porque aliviam o carregamento dos circuitos da região.

5.2.5. Arrendamento da Terra

Foi considerado um valor de R\$ 4 mil/ano por torre instalada, em linha com o que é praticado nos melhores parques do país, localizados no Nordeste Brasileiro. Neste modelo, o investidor não compra a terra, optando apenas pelo arrendamento. A instalação dos parques eólicos tem sido um dos indutores da melhoria de vida da população na região em que são instalados, pois famílias de baixa renda passam a contar com a renda do arrendamento de suas terras para diversos parques eólicos.

5.2.6. Seguros

Neste trabalho, foi considerado um custo com seguro dos parques eólicos de 0,10% do valor do investimento total, em linha com o que as principais seguradoras cobram para este tipo de seguro.

5.2.7. Encargos Setoriais

- a. Taxa de Fiscalização de Serviço de Energia Elétrica (TFSEE): R\$ 1,9 mil/MW instalado por ano. (ANEEL, 2013).
- b. Taxa da CCEE: R\$ 0,0001/MW gerado. (CCEE, 2013).

5.2.8. Tributação

O parque eólico deste exercício paga PIS/COFINS de 3,65% sobre a receita bruta. Além disso, o parque é constituído sob a forma de uma Sociedade de Propósito Específico (SPE) que tem como receitas apenas este parque eólico. Sendo assim, a receita anual do parque fica enquadrada do regime de tributação do Lucro Presumido. Para o cálculo da alíquota de imposto de renda, é presumido um lucro de 8% sobre a receita líquida e uma alíquota de Imposto de Renda de 25% sobre esse lucro. Além disso, é presumido um lucro de 12% sobre a receita líquida para fins de pagamento de Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) e uma alíquota de 9%.

5.2.9. Custo de Capital

Neste trabalho, o resultado base do modelo determinístico é calculado através do *Free Cash Flow to the Firm* (FCFF) que é descontado pela taxa calculada pela metodologia do WACC (*Weighted Average Cost Of Capital*), conforme explicado no capítulo anterior. Para o cálculo do custo de capital próprio, foi utilizada a metodologia do CAPM (*Capital Asset Pricing Model*).

O mercado de capitais brasileiros é pequeno se comparado com outros países e, em função disso, utilizar variáveis do mercado local para calcular WACC e CAPM pode enviesar os resultados do modelo. Sendo assim, com o intuito obter uma taxa de desconto adequada e condizente com a realidade, optou-se por utilizar dados do mercado americano, que é considerado maduro e diversificado. A única exceção foi o custo de financiamento da firma, em que foi considerado o praticado pelo BNDES e é a realidade utilizada pelas empresas do setor.

Para o cálculo do WACC e CAPM foram utilizadas as seguintes variáveis extraídas do Banco de dados da Bloomberg e Damodaran:

- a. Taxa Livre de Risco (rf): foi utilizado o retorno médio anualizado de 1929 a 2012 dos T-Bonds, que são títulos de 10 anos do tesouro americano e são considerados livres de risco. A taxa estimada foi de 5,11% ao ano.

- b. Prêmio de Risco País: considerou-se o CDS (*Country Default Spreads*) calculado com base na nota de risco país da agência de classificação de risco Moody's. Atualmente, a taxa em vigor é de 2% ao ano.
- c. Prêmio de Risco de Mercado: foi adotada a diferença entre o retorno médio anualizado entre 1929 e 2012 dos títulos T-Bonds e do índice de ações americano S&P500. Sendo assim, o prêmio de risco de mercado adotado foi de 4,20% ao ano.
- d. Medida *Beta*: foi adotado o *beta* desalavancado relativo ao retorno dos mensal dos últimos cinco anos das empresas que compõe o setor elétrico americano (média simples), equivalente a 0,346. Essa talvez seja a variável mais controversa do modelo, porque um projeto eólico no Brasil não está sujeito às mesmas incertezas que o setor elétrico americano como um todo. Porém, a falta de dados exclusivamente de empresas que estão inseridas na geração eólica no Brasil, levou à adoção dessa variável como *proxy* para o *beta* de projetos eólicos no Brasil.
- e. Custo da Dívida: utilizou-se como custo da dívida a taxa de 7,40% ao ano, equivalente à TJLP de 5% ao ano, acrescida do *spread* de risco de crédito de 2,40%, em linha com o praticado pelo BNDES.
- f. Relação Dívida/Capital Próprio (D/E): o BNDES financia até 70% do *capex* de projetos eólicos. O projeto inicia com elevada alavancagem (70%) e não requerer novos financiamentos ao longo de sua vida útil, de tal forma que a alavancagem diminui com o tempo. Desta forma, com o intuito de obter uma relação D/E menos viesada possível, optou-se por descontar a relação D/E ao longo do período de vida do projeto ao K_e (calculado com o *beta* desalavancado). Esse método parte do pressuposto que o peso relativo do endividamento varia com o tempo, sendo assim, a alavancagem no início de vida do projeto, tem um peso maior que a alavancagem no final da vida do projeto.

$$\frac{D}{E} = \sum_{n=1}^P \left[\frac{(D/E)_n}{(1+k)^n} \right] / \sum_{n=1}^P \left[\frac{1}{(1+k)^n} \right] \quad \text{Equação 5.1}$$

onde:

D/E = índice médio de alavancagem

$(D/E)_n$ =

índice de alavancagem em um determinado período de tempo

k = taxa de desconto desalavancada (K_e desalavancado)

n = período de tempo

p = número total de períodos

Sendo assim, o cálculo da estrutura meta de endividamento do projeto ao longo do período de vida útil foi estimado em 0,45 (dívida/capital próprio a longo prazo).

- g. Inflação Americana: foi estimada em 2% ao ano, em linha com a estimativa de diversas instituições financeiras.

Como os fluxos de caixa deste trabalho estão expressos em valores constantes, ou seja, já descontada a inflação, calculou-se a taxa de desconto também em valores constantes (real). Conforme metodologia explicada no capítulo anterior, tem-se:

$$E(R_i) = R_f + \beta_i[E(R_m) - R_f] \quad \text{Equação 5.2}$$

$$E(R_i) = K_e \quad \text{Equação 5.3}$$

$$K_{e\text{nominal}} = 5,11\% + 2\% + 0,346 \times (1 + 0,45) \times 4,20\% \quad \text{Equação 5.4}$$

$$K_{e\text{nominal}} = 9,22\% \quad \text{Equação 5.5}$$

$$K_{e\text{real}} = \frac{k_{e\text{nominal}}}{1 + \text{inflação}} \quad \text{Equação 5.6}$$

$$K_{e\text{real}} = 7,08\% \quad \text{Equação 5.7}$$

$$K_{d\text{nominal}} = 7,40\% \quad \text{Equação 5.8}$$

$$K_{d\text{real}} = 5,29\% \quad \text{Equação 5.9}$$

É importante ressaltar que, dado o volume de receitas do projeto, este se encontra no regime de lucro presumido, conforme explicado anteriormente. Desta forma, não há benefício fiscal da dívida, uma vez que o imposto é calculado presumindo-se uma participação do lucro sobre a receita.

Assim, o WACC pode ser calculado conforme a fórmula abaixo:

$$WACC = k_e \left[\frac{E}{D+E} \right] + k_d \left[\frac{D}{E+D} \right] \quad \text{Equação 5.10}$$

$$WACC = 7,08\% \times \left[\frac{1}{1,45} \right] + 5,29\% \times \left[\frac{0,45}{1,45} \right] \quad \text{Equação 5.11}$$

$$WACC = 6,53 \% \text{ ao ano} \quad \text{Equação 5.12}$$

O estudo de Rocha et. al, (2012), calculou o WACC para o setor de energia renovável no Brasil e encontrando taxas reais variando entre 8,14% a 11,07%. A principal diferença entre o WACC encontrado por IPEA (2012) e o calculado nesse trabalho é o parâmetro beta utilizado no cálculo do Ke e o custo de financiamento. Os parâmetros utilizados nesse trabalho estão atualizados para a realidade atual, em linha com o utilizado pelo setor.

5.3. Resultado da Análise de Fluxo de Caixa Descontado (FCD)

Conforme explicado no capítulo 4, o VPL calculado por meio do FCD pode ser generalizado da seguinte maneira:

$$VPL = \sum_{t=1}^{t=n} \frac{CF_t}{(1+r)^t} \quad \text{Equação 5.13}$$

No atual trabalho, optou-se por utilizar o fluxo de caixa livre da empresa (FCFF) em termos reais que pode ser representado por:

$$FCFF = LAJ + \text{depreciação} - \text{capex} \quad \text{Equação 5.14}$$

onde:

LAJ = receita líquida (RL) – custo operacional (CO)

Utilizando as premissas explicadas na seção 5.2, a geração de caixa anual do empreendimento sem considerar o *Capex* (LAJ + Depreciação) é de R\$ 9.905,4 mil. Além disso, dada a estrutura de custos considerada, o projeto tem margem LAJ de 84,9%.

Por questões de simplificação, a variação de capital de giro foi desconsiderada na análise do fluxo de caixa.

Assim, tem-se:

$$VPL = \sum_{t=1}^{t=n} \frac{FCFF_t}{(1+WACC)^t} \quad \text{Equação 5.15}$$

Para facilitar a análise, pode-se representar a equação 5.14 da seguinte maneira:

$$VPL = \sum_{t=1}^{t=n} \frac{VPACR_t}{(1+WACC)^t} + \frac{VPACL_t}{(1+WACC)^t} - \frac{Capex_t}{(1+WACC)^t} \quad \text{Equação 5.16}$$

onde:

VPACR = Valor presente do fluxo de caixa da venda de energia no mercado regulado entre os anos 5 e 25.

VPACL = Valor presente do fluxo de caixa da venda de energia no mercado livre entre os anos 3 e 5.

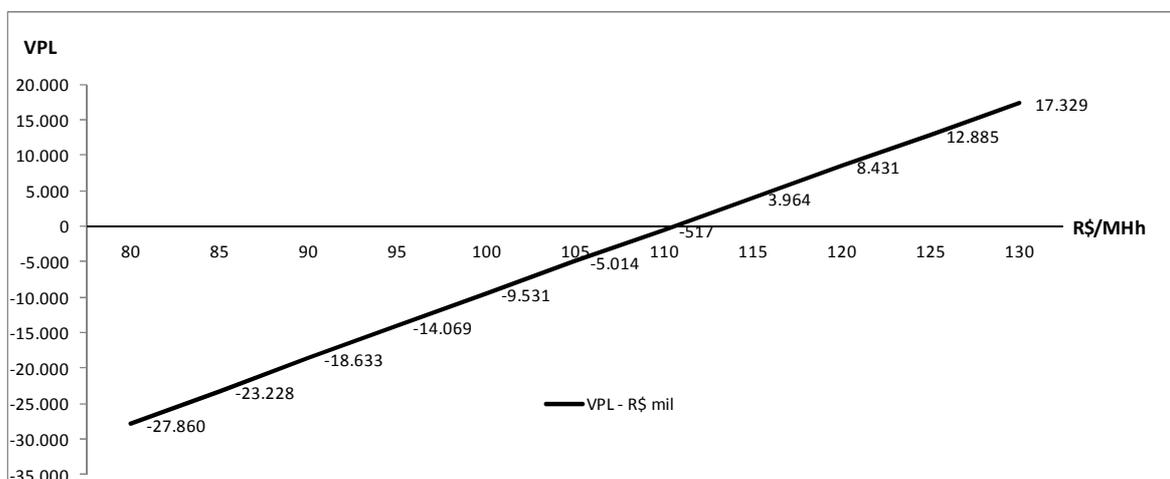
Capex = valor total do investimento no parque eólico.

Os resultados calculados por meio da metodologia tradicional de análise de investimento (FDC) e utilizando as variáveis detalhadas no item anterior, indicaram que o investidor não teria ganho o leilão promovido pelo governo para fonte eólica em agosto de 2013, pois obteria um Valor Presente Líquido (VPL) de R\$ -59.030,00, ou seja, estaria destruindo valor caso empreendesse. Esse resultado foi calculado com o preço médio da energia em R\$ 110,51/MWh para o ACR e ACL, em linha com o que foi praticado no respectivo leilão. Esse cenário considera que o investidor levaria dois anos para construir o parque e iniciaria a construção em t=0, logo após o leilão; assim, seria possível vender energia no mercado ACL por três períodos, de t=3 até t=5, quando o investidor deveria começar a entregar energia no ACR.

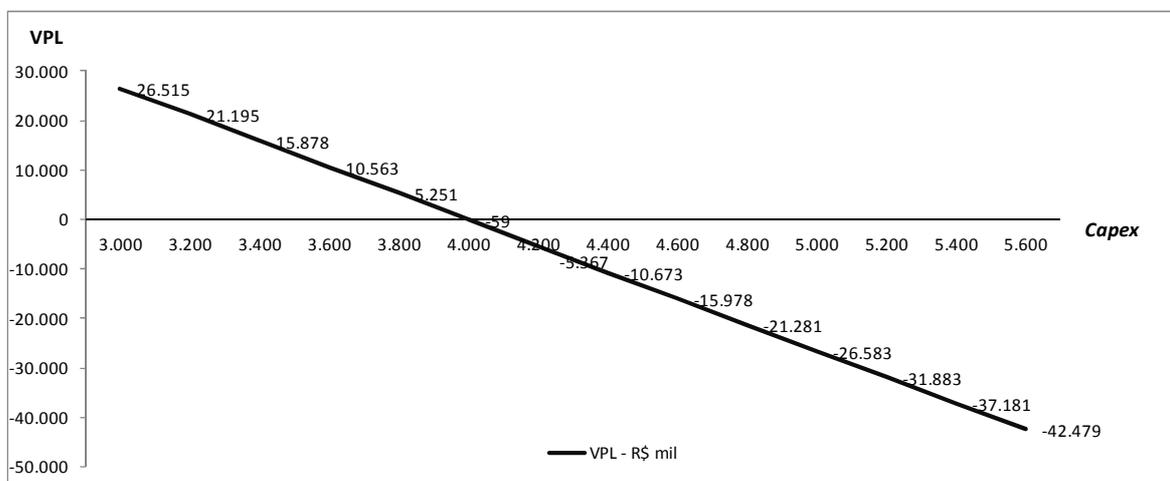
Porém, este cenário é inflexível e, apesar de incluir a venda de energia no mercado ACL, não considera as opções que o investidor tem e as incertezas que, caso minimizadas ao longo do tempo, podem influenciar o valor do projeto.

O valor de venda de energia que deixaria o investidor indiferente entre investir ou não (*break even*) é de R\$ 110,56/MWh, ou seja, muito próximo do valor do último leilão de agosto de 2013. O gráfico 4 mostra a sensibilidade do VPL do projeto a diferentes valores de energia elétrica. Por exemplo, para o valor da energia de R\$ 105/MWh, o VPL do projeto é de R\$ -5.014 mil; por outro lado, para valor da energia a R\$ 120/MWh, o VPL do projeto é de R\$ 3.964 mil. O gráfico 5 mostra que o resultado do VPL também é elástico em relação ao valor do *Capex* (R\$ mil/MW Instalado). Como exemplo, para um valor de *Capex* de R\$ 3.600 mil/MW instalado, o VPL do projeto atinge R\$ 10.563 mil.

GRÁFICO 4 – Sensibilidade do VPL a Diferentes Valores de Energia R\$/MWh



Fonte: Elaboração própria com base nos resultados do modelo.

GRÁFICO 5 – Sensibilidade do VPL a Diferentes Valores de *Capex* - R\$ mil/MW Instalado

Fonte: Elaboração própria com base nos resultados do modelo.

5.4. Opções Reais

Se o investidor não considerar as opções e incertezas que afetam o projeto, o VPL calculado poderá estar enviesado. Sendo assim, nesta seção é feita uma análise utilizando o arcabouço teórico das opções reais, que considera as flexibilidades e incertezas na análise.

O problema proposto neste trabalho se baseia no trabalho de Dalbem *et. alli* (2012), citado anteriormente, onde os autores analisaram o valor que a opção de esperar para investir em um empreendimento eólico geraria para o projeto. O investidor poderia antecipar ou não o investimento para vender energia no mercado ACL e, posteriormente, passar a entregar a energia comprometida no leilão do ACR. Além disso, os autores avaliaram a possibilidade de o investidor ser do tipo oportunista, ou seja, dependendo da situação, poderia abandonar o projeto e ter suas garantias executadas. Os autores consideraram como fatores de risco o preço da energia no mercado ACL e o valor do investimento. No trabalho citado, como não dispunham de séries confiáveis para estimar a volatilidade de tais variáveis, utilizaram aleatoriamente uma volatilidade de 20% para o valor do investimento (*Capex*) e de 30% para o preço da energia no mercado ACL.

O presente trabalho implementa alguns avanços com relação ao trabalho de Dalbem *et. alli* (2012), como utilizar séries de dados para estimar a volatilidade dos fatores de risco, avaliar a possibilidade de perda de competitividade do projeto à medida que o tempo passa e o parque não é construído e analisa o efeito que um pagamento de yield sobre a série do capex gera sobre o projeto.

O investidor, ao ganhar um projeto eólico em um leilão A-5 do mercado ACR, tem a opção de aguardar para investir no momento que julgar mais adequado até o terceiro ano. Neste período, tanto os preços do ACL quanto o valor do *Capex* irão oscilar e ele poderá aguardar o melhor momento (preços em alta e *Capex* em baixa) para decidir quando realizará o investimento e se vale a pena vender energia no mercado ACL. Além disso, foi avaliada a opção do investidor ser oportunista, ou seja, se as realizações do cenário futuro forem demasiadamente ruins, ele pode abandonar o projeto e ter suas garantias executadas.

A possibilidade de o investidor ser do tipo oportunista está em linha com o que já ocorreu no mercado de energia elétrica brasileiro, onde grupos com pouca ou nenhuma experiência em geração de energia ganharam leilões com preços baixos e acabaram por abandonar os projetos ou atrasar a entrega da energia.

Também em linha com o trabalho de Dalbem *et. alli* (2012), foi avaliado o efeito que o “ganho de aprendizado” pode gerar para o projeto e como isso afeta a decisão de investimento do investidor. Além disso, este trabalho se propôs a avaliar o efeito da chamada “perda de competitividade”, que tem consequência oposta ao ganho de aprendizado.

Ambos os efeitos são justificáveis e observados na prática, variando entre diferentes tipos de investidores. O ganho de aprendizado é justificável uma vez que a melhoria do projeto de engenharia do parque eólico poderia otimizar a geração de energia do parque. Com uma maior série de dados de ventos, o investidor poderia otimizar o posicionamento das turbinas, elevando o fator de capacidade do parque ou, até mesmo, comprar turbinas mais adequadas ao seu parque. O ganho de aprendizado tem como consequência direta induzir os investidores a aguardarem para investir. Por outro lado, foi avaliado o efeito oposto ao ganho de aprendizado, chamado de perda de competitividade. Esse efeito decorre de fatores que pioram o projeto no tempo, como contratos de O&M menos vantajosos no futuro. Esse fato, induz os investidores a investirem antes, pois, neste caso, esperar para investir destrói valor para o projeto. Ambos os efeitos são analisados do ponto de vista de investidores oportunistas, que consideram a opção de abandonar o parque, e investidores comprometidos, que executariam o investimento independente do cenário.

Neste trabalho, buscou-se avaliar também o efeito do pagamento de um yield, calculado sobre a fórmula binomial do capex, que tem efeito análogo ao do pagamento de dividendos sobre uma ação. O objetivo desse exercício foi avaliar sobre outra ótica um possível ganho de aprendizado, pois o yield reduz o valor do capex na árvore binomial. Desta forma, era esperado que o VPL do projeto com opções aumentasse em função do crescimento do yield. Esse efeito, pode ser exemplificado na equação 4.14, apresentada anteriormente, que passa a ser:

$$S = S_0 e^{(\mu - y)t} \quad \text{Equação 5.17}$$

Onde:

$y = \text{yield}$

É importante notar que devido a mudança em S , as probabilidades de alta e queda p e $1-p$, indicadas na equação 4.24, se alteram.

Conforme já mencionado, as duas principais incertezas que podem afetar o valor do projeto são o valor do *capex* e o preço da energia no mercado ACL. O valor do *Capex* pode variar em função do mercado de aerogeradores (oligopolizado), do mercado de construção civil (quanto mais aquecido, maior será o preço para execução da obra civil) e da situação dos demais fornecedores de insumos gerais necessários para a construção do parque, como fornecedores de artigos elétricos, cimento e aço. Além disso, greves de

trabalhadores, adversidades temporais e variações geológicas do terreno, atrasos em liberações ambientais, problemas alfandegários para importação de insumos e dificuldades logística, podem atrapalhar o projeto e causar variação do valor do *capex*.

Na prática os investidores podem fechar contratos para desenvolvimento dos parques eólicos na modalidade *Engineering, Procurement & Construction* e *lump sum turnkey*, onde a empresa contratada é responsável pela engenharia, suprimento e construção, entregando o parque por um preço fechado e pronto para funcionar. Porém, essa modalidade contratual não é tão comum de ocorrer antes dos leilões, ou seja, os investidores somente conseguem fechar os contratos para desenvolvimento dos parques após os leilões e com isso ficam expostos ao risco de variação de todo o *capex* até o momento de construção efetiva do parque.

É comum no setor que as empresas fechem parcerias de longo prazo com fornecedores de aerogeradores, porém, os preços em geral não são fechados com elevada antecedência, o que também coloca os investidores no risco da variação do *capex* após o leilão. Sendo assim, neste trabalho tomou-se como premissa que os investidores correm o risco de variações do valor de todo o investimento após a realização dos leilões.

O valor da energia no mercado ACL varia em função principalmente da oferta de energia projetada no país, que é influenciada pela entrada de novos projetos em operação e pelo índice pluviométrico, uma vez que cerca de 79% da capacidade instalada do país é hidráulica. Desta forma, se o regime pluviométrico estiver abaixo da média histórica, ou se a expectativa de chuvas estiver abaixo desta média, o preço da energia no PLD sobe, influenciando positivamente os novos contratos de energia no mercado ACL. Outro fator que tem influência sobre o preço da energia no ACL é a demanda energética esperada no país, que varia principalmente em função da situação da economia brasileira. Além disso, o preço da energia no mercado ACL depende também dos prazos em que os contratos foram fechados. Uma boa *proxy* para o preço da energia no mercado ACL são os preços praticados no ACR, uma vez que os dois mercados são praticamente substitutos perfeitos, ou seja, se os consumidores vislumbrarem preços mais elevados no mercado ACL por um determinado período longo de tempo, podem migrar para o mercado ACR, levando sempre em conta as restrições para essa migração explicadas no capítulo 2 deste trabalho.

Conforme explicado anteriormente, ao ofertar energia no leilão do mercado ACR, o investidor firma um contrato com preços e quantidades pré-estabelecidas por 20 anos, mitigando o risco sobre a receita neste período. Além disso, os custos operacionais de um

projeto eólico são relativamente baixos (margem LAJ entre 75% e 85%) e, em geral, os contratos de operação e manutenção (O&M) das turbinas são fechados com os fornecedores dos equipamentos para todo o período de operação. Sendo assim, o risco da receita (no mercado ACR) e do custo operacional de um parque eólico são baixos e foram considerados como determinísticos.

A série de dados relativos ao valor do investimento foi obtida junto ao BNDES, através do Serviço de Informação ao Cidadão. A série contém o valor do investimento total (R\$) e capacidade instalada (MW) de todos os parques financiados pelo BNDES entre 2005 e julho de 2013. É importante ressaltar que a volatilidade foi calculada utilizando a média seccional de diferentes projetos no tempo, porém o mais correto neste caso, seria calcular a volatilidade extraída de um projeto padrão no tempo. Isso ocorre, porque cada projeto de parque eólico tem características próprias, como tipo de terreno, dificuldade logística de acesso, dentre outros. Porém, devido a falta de um banco de dados mais robusto, optou-se por calcular a volatilidade de diferentes projetos no tempo. Assim, utilizando o *software @Risk*, obteve-se por meio da simulação da série de *Capex* (R\$/MW instalados em parques eólicos) uma volatilidade de 21,66% para essa variável.

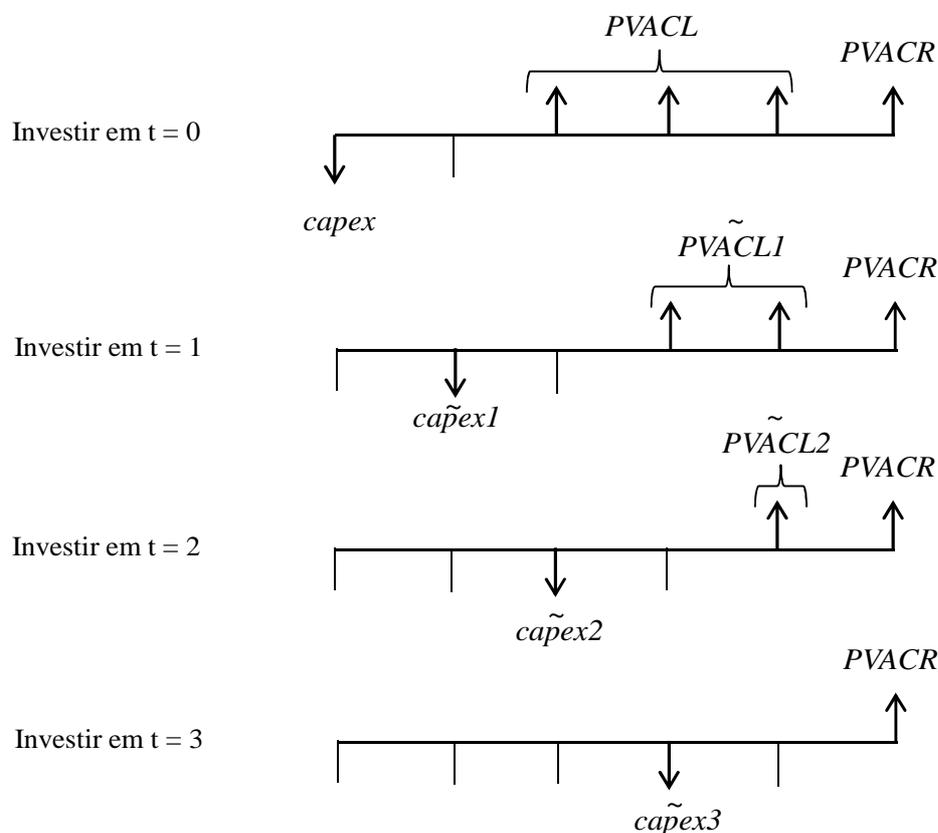
A série de dados de preço da energia foi obtida nas apresentações da empresa CEMIG nos encontros anuais da APIMEC, onde a empresa divulga o preço médio recebido pela sua geradora em cada ano. A CEMIG tinha em 2012 cerca de 7 GW de capacidade instalada de energia elétrica, o que contribui para justificar a escolha da companhia como uma empresa representativa para o mercado de geração de energia elétrica brasileiro. É importante ressaltar que este preço engloba todos os contratos da geradora, ou seja, envolve contratos de venda no mercado ACR e ACL. Porém, como explicado anteriormente, ambos os preços caminham relativamente juntos, dado que são mercados quase substitutos perfeitos. Sendo assim, considerou-se a série de venda da geradora da CEMIG como uma boa *proxy* para os preços do mercado ACL. Ademais, a CEMIG é uma das maiores empresas do setor no país, sendo passível considerar que seus preços sejam representativos do mercado como um todo. A simulação utilizando o *software @Risk* indicou uma volatilidade de 12,03% para a variável PAEL (preço da energia no mercado ACL).

Seguindo o proposto por Dalbem *et. alli* (2012), o segundo passo após o cálculo do valor do projeto utilizando o fluxo de caixa determinístico (calculado na seção anterior) é analisar qual seria o valor da empresa considerando a opção de investir no parque ao

longo do tempo. Quando a empresa decide antecipar a construção para vender energia no mercado ACL, o *capex* é antecipado, começando na data na qual a opção é exercida. Assim, utilizou-se como premissa que, quando a opção é exercida, o preço da energia no mercado ACL será constante para o período em que o investidor vender neste mercado.

A figura 2 apresenta o valor para o projeto dependendo do momento em que a opção de investir é exercida. Optou-se por apresentar tal informação seguindo a mesma sistemática de Dalbem *et. alli* (2012), adaptada a este trabalho.

FIGURA 2 – Valor do Projeto Dependendo da Opção de Investimento em Cada Período



Fonte: Elaboração própria com base em Dalbem *et. alli* (2012).

As variáveis da figura 2 são as mesmas descritas na equação 5.16, onde optou-se por representar o VPL como o somatório de VPACL e VPACR subtraído o *Capex*. Na figura 2, as variáveis com o sobrescrito “~” (*Capex* e *VPACL*) são estocásticas, ou seja, o valor do projeto depende do estado de realização das incertezas associadas a essas variáveis no momento em que a opção de investir for exercida.

A variável VPACL é representada por um componente estocástico e outro determinístico. Como o VPACL é obtido pelo somatório do FCFE da venda de energia no mercado ACL, descontado pelo WACC, pode-se afirmar que:

$$VPACL = \sum_{t=1}^{t=n} \frac{LAJ}{(1+wacc)^t} - \frac{Depreciação}{(1+wacc)^t} \quad \text{Equação 5.18}$$

LAJ = Receita líquida (RL) – custo operacional (CO)

Como explicado anteriormente, a receita líquida (RL) depende fundamentalmente do preço da energia no mercado ACL. Pode-se afirmar que RL é linearmente dependente da realização da variável preço da energia no mercado ACL (PACL) quando a opção é exercida, assim, RL também é estocástico. Conforme explicado anteriormente, através do Lemma de Itô, pode-se demonstrar que RL segue o mesmo processo estocástico da variável PACL e com os mesmos parâmetros. Além disso, o componente CO é determinístico e depende dos itens de custos explicados no item 5.2.3.

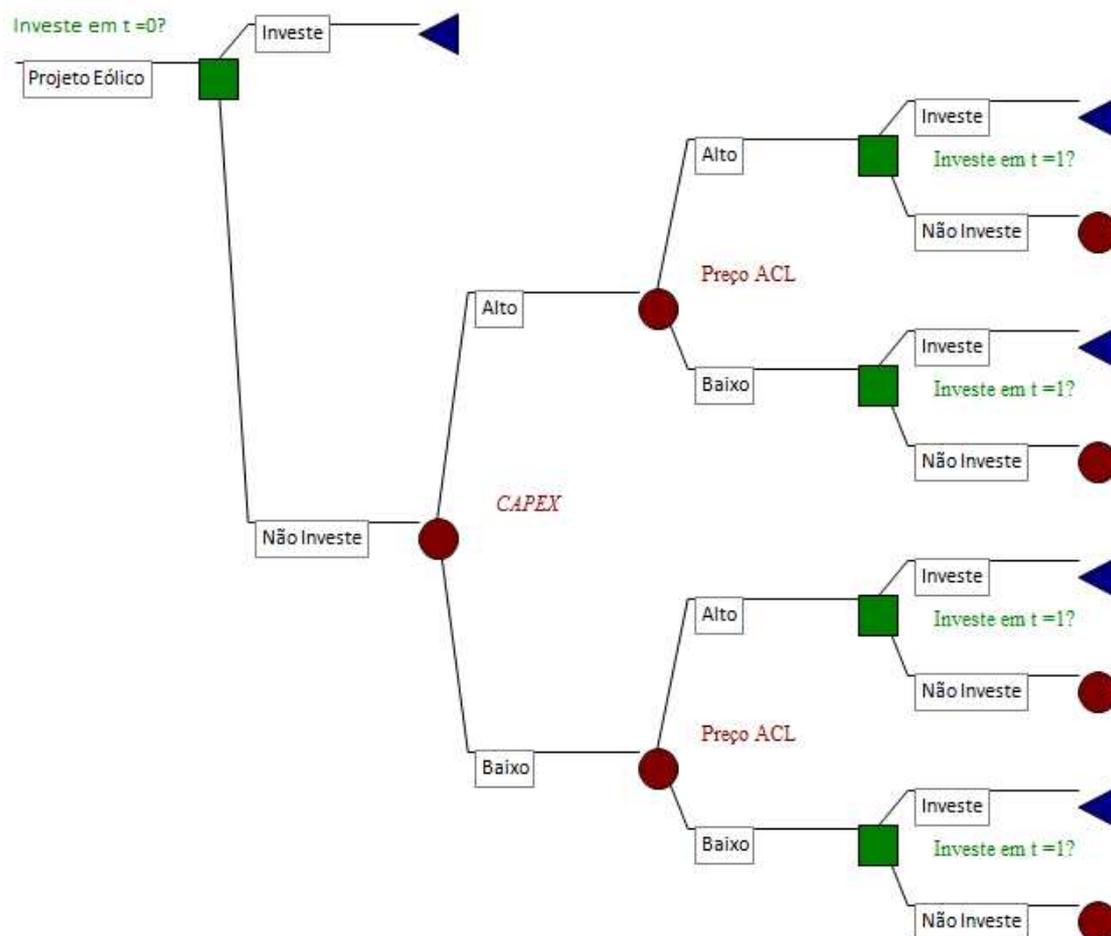
Neste modelo, considerou-se que as variáveis que representam a incerteza do modelo, quais sejam, PACL e *capex* seguem o processo estocástico do Movimento Geométrico Browniano (MGB). Dalbem *et. alli* (2012), argumentam que essas variáveis são influenciados por uma combinação de fatores (citados anteriormente), sendo difícil inferir sobre um equilíbrio que justifique o processo de reversão à média. Além disso, considerou-se que o comportamento dessas duas variáveis tem correlação igual a zero, ou seja, a probabilidade da variação de uma das variáveis no tempo não é condicional à realização de determinado estado da outra variável. Essa é uma premissa justificável pelo fato das fontes de incertezas dessas duas variáveis serem bastante distintas.

Assim, quando a decisão de investir é tomada, o valor do projeto depende da realização do estado das variáveis PACL e *Capex* em uma árvore quadrinomial. Portanto, o valor do projeto no caso 0 é determinístico e nos casos 1, 2 e 3 é estocástico (figura 2), sendo representado pela combinação, em cada ramo da árvore quadrinomial, gerada pela realização estocástica das duas incertezas binomiais.

Conforme explicado anteriormente, essa abordagem permite utilizar as taxas livres de risco para descontar os fluxos para o valor presente. Como exemplo, o valor estocástico em t=1 tem que ser dividido por $(1 + rf)$ para se obter o valor em t=0. Intuitivamente, o valor de t=2 tem de ser descontado por $(1 + rf)^2$. Por outro lado, o fluxo de caixa determinístico é descontado pelo WACC.

Escolha ótima $n, i = \max[\text{valor de investir } n, i; \text{valor esperado de aguardar } n, i]$

FIGURA 3 – Esboço da Árvore de Decisão até $t = 1$



Fonte: Elaboração própria utilizando o Software PrecisionTree

Seguindo Dalbem *et. alli* (2012) e adaptando para o presente caso, a escolha ótima é dada por:

Caso 0: Investe em $t=0$

$$VPL_0 = [PACL_0 \times TMWh \times (1 - 3,65\% - 8\% \times 25\% - 12\% \times 9\%) - CO] \times \left[\frac{1}{(1+WACC)^2} + \frac{1}{(1+WACC)^3} + \frac{1}{(1+WACC)^4} \right] + VPACR - capex \quad \text{Equação 5.19}$$

Caso 1: Investe em $t=1$

$$VPL_1 = \{[PACL_1 \times TMWh \times (1 - 3,65\% - 8\% \times 25\% - 12\% \times 9\%)] \times \left[\frac{1}{(1+WACC)^2} + \frac{1}{(1+WACC)^3} \right] - capex_1\} \times \frac{1}{(1+rf)} + VPACR \times (1 + gl) \times (1 + wacc) \quad \text{Equação 5.20}$$

Caso 2: Investe em t=2

$$VPL_2 = \{[PACL_2 \times TMWh \times (1 - 3,65\% - 8\% \times 25\% - 12\% \times 9\%)] \times \left[\frac{1}{(1+WACC)^2} \right] - capex_2\} \times \frac{1}{(1+rf)^2} + VPACR \times (1 + gl \times 2) \times (1 + wacc)^2 \quad \text{Equação 5.21}$$

Caso 3: Investe em t=3

$$VPL_3 = -\frac{1}{(1+rf)^3} \times capex_3 + VPACR \times (1 + gl \times 3) \times (1 + wacc)^3 \quad \text{Equação 5.22}$$

Caso 4 (abandono do projeto)

$$VPL_4 = -5\% \times capex_3 \times \frac{1}{(1+rf)^3} \quad \text{Equação 5.23}$$

As equações 5.19 a 5.23 refletem o valor esperado dos payoffs em t=0, considerando o exercício das opções disponíveis em cada instante de tempo. Quando a melhor alternativa é aguardar para investir, o retorno é obtido através do melhor resultado do nó seguinte da árvore, ponderado pelas probabilidades neutras ao risco. Desta forma, em cada nó da árvore, a melhor decisão é a que agrega maior valor para o investidor.

5.5. Resultados Opções Reais

5.5.1. Considerando a Opção de Abandono

Os resultados indicaram que a opção de esperar e decidir para investir no melhor momento gerou valor para o investidor. Considerando um investidor oportunista, que leva em conta a opção de abandonar o projeto em $t = 3$ caso o cenário se torne desfavorável para ele, o VPL do projeto é de R\$ 4.983 mil, ou seja, muito acima do VPL negativo de R\$ -59.030 mil que a metodologia tradicional indicou. A tabela 4 indica os resultados para diferentes valores de preço de energia no ACR e para os ganhos de aprendizado.

Foi simulada a situação dos investidores que ofertaram preços considerados baixos no 15º leilão de energia nova A-5, de dezembro de 2012, e no 4º LER, de agosto de 2011, onde os preços corrigidos para a data base atual²⁸ são de R\$ 85,03/MWh e R\$ 88,97/MWh. Considerando investidores oportunistas, esses empreendimentos somente seriam viáveis se obtivessem ganhos de aprendizado de 11,4% (para o primeiro preço) e 8,9% (para o segundo preço).

TABELA 4 – VPL (R\$ mil) considerando a Opção de Abandono e Ganhos de Aprendizado

Ganho de Aprendizado	Preço ACR						
	85,03	88,97	100	105,0	110,5	115	120
0,0%	-3.832	-3.156	-362	1.689	4.983	8.146	11.669
5,0%	-2.287	-1.475	3.065	6.099	9.632	12.655	16.024
8,9%	-1.065	13	7.246	10.526	14.143	17.091	20.403
11,4%	7	2.739	10.395	13.868	17.696	20.816	24.306
15,0%	3.648	6.603	14.883	18.639	22.780	26.989	32.891

Fonte: Elaboração própria com base nos resultados do modelo.

Os resultados da sensibilidade considerando a perda de competitividade e a opção de abandonar o projeto estão indicados na tabela 5 e mostram que, para uma perda de competitividade de 12%, os projetos do último leilão que tiveram preço médio de R\$ 110,51/MWh não seriam viáveis. Além disso, conforme esperado, a perda de competitividade destrói valor do projeto em caso de espera, ao reduzir o VPL. A perda de competitividade somente não prejudica o VPL para projetos onde o investidor executaria o investimento com 100% de certeza em $t=0$.

²⁸Data base = agosto de 2013

TABELA 5 – VPL (R\$ mil) considerando a Opção de Abandono e Perda de Competitividade

Perda de Competitividade	Preço ACR						
	85,03	88,97	100	105,0	110,5	115	120
0,0%	-3.832	-3.156	-362	1.689	4.983	8.146	11.669
-3,0%	-4.749	-4.165	-1.691	351	3.264	5.813	10.588
-6,0%	-5.219	-5.173	-2.990	-988	1.929	4.977	10.588
-9,0%	-5.219	-5.219	-4.244	-2.326	594	4.977	10.588
-12,0%	-5.219	-5.219	-5.093	-3.629	-59	4.977	10.588

Fonte: Elaboração própria com base nos resultados do modelo.

O efeito do ganho de aprendizado e da perda de competitividade considerados neste trabalho são análogos, porém com sinal invertido, ou seja, hipoteticamente considerando que o projeto perdeu competitividade em 3% em virtude de preços mais elevados para os contratos de O&M executados posteriormente, porém obteve ganho de aprendizado no mesmo montante em virtude de maior conhecimento técnico sobre o parque, o efeito líquido será nulo. Esse fato pode ser observado na tabela 6, onde foi sensibilizado o ganho de aprendizado com relação à perda de competitividade, para um valor de energia de R\$ 110,51, sendo que a diagonal principal apresenta o VPL do caso base. É interessante ressaltar que, em alguns casos (como para o valor da energia em R\$ 120/MWh), a perda de competitividade não tem influência sobre o VPL. Isso ocorre porque o investidor decidiria investir logo em $t=0$, desconsiderando os efeitos de cenários futuros.

TABELA 6 – Sensibilidade do VPL (R\$ mil) do Projeto em Relação ao Ganho de Aprendizado e Perda de Competitividade.

Ganho de Aprendizado	Perda de Competitividade				
	0%	-3%	-6%	-9%	-12%
0%	4.983	3.264	1.929	594	-59
3%	7.643	4.983	3.264	1.929	594
6%	10.626	7.643	4.983	3.264	1.929
9%	14.331	10.626	7.643	4.983	3.264
12%	18.470	14.331	10.626	7.643	4.983

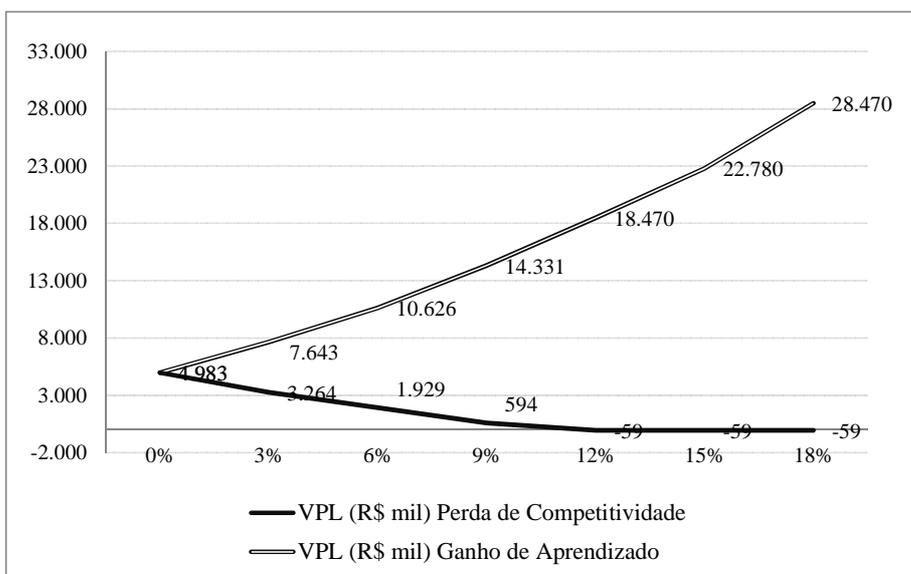
Fonte: Elaboração própria com base nos resultados do modelo.

O gráfico 6 indica a sensibilidade do modelo a diferentes valores de ganho de aprendizado e perda de competitividade, para o caso base, onde a energia é vendida a R\$ 110,51MWh. Para valores de perda de competitividade acima de 9%, o VPL é sempre

negativo em R\$ -59.030, remetendo para o caso base. Neste cenário, o investidor não realizaria o investimento para não destruir valor.

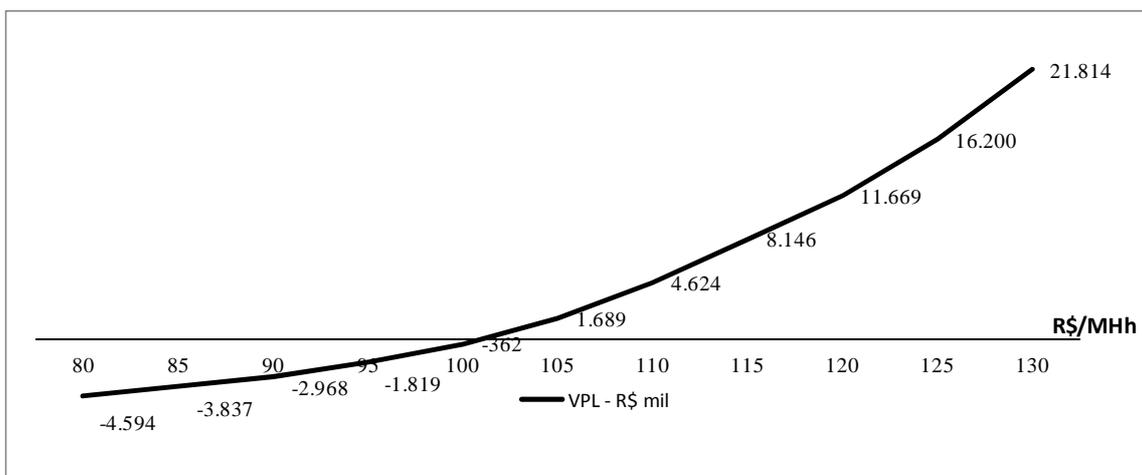
Além disso, como esperado, o VPL do modelo é crescente com relação ao valor da energia vendida e decrescente com relação ao valor do *Capex*. Porém, diferentemente do modelo determinístico, essa relação não é linear. Como resultado, é interessante ressaltar que o efeito sobre o VPL de um *Capex* da ordem de R\$ 3.200 /MW instalado é equivalente a um valor de energia vendida de R\$ 130 MW/h, ou seja, para esse intervalo da curva, uma alta de 17,6% no preço base da energia equivale a uma queda de 20% do valor do *Capex* (gráficos 7 e 8).

GRÁFICO 6 – Sensibilidade do VPL a Diferentes Valores de Perda de Competitividade e Ganho de Aprendizado.



Fonte: Elaboração própria com base nos resultados do modelo.

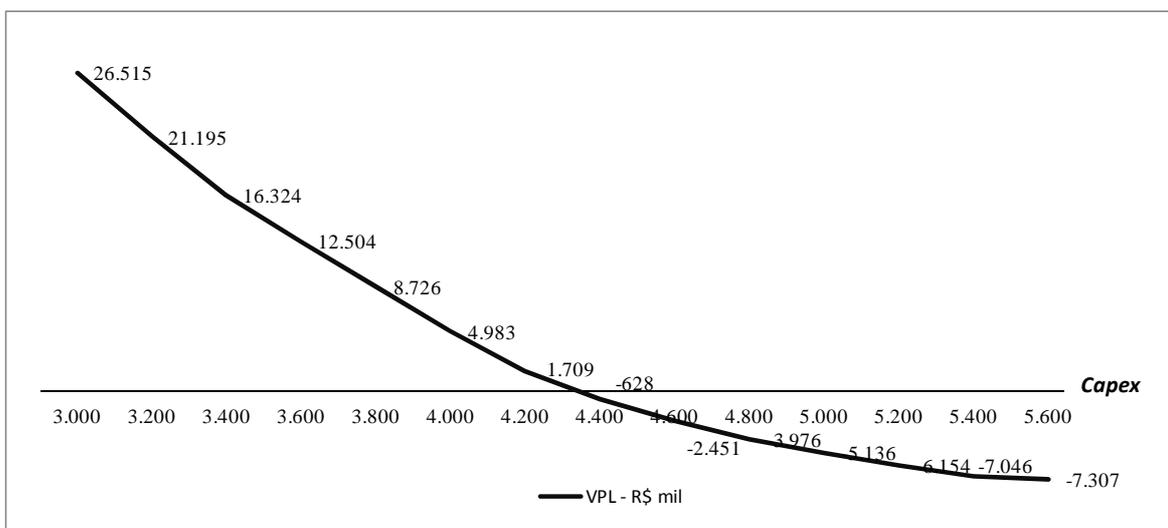
GRÁFICO 7 – Sensibilidade do VPL a Diferentes Valores de Energia R\$/MWh



Fonte: Elaboração própria com base nos resultados do modelo.

GRÁFICO 8 – Sensibilidade do VPL a Diferentes Valores de *Capex* - R\$ mil/MW

Instalado



Fonte: Elaboração própria com base nos resultados do modelo.

A análise dos resultados considerando um investidor do tipo oportunista para o cenário base, com o preço da energia igual a R\$ 110,51 /MWh, indica que o investidor tem 55% de chance de executar o investimento no ano 1 e, assim, vender energia no mercado ACL por dois anos, e 14% de executar o investimento apenas no ano 3 e vender energia apenas no mercado ACR. Além disso, o investidor abandonaria o projeto, optando pela execução de suas garantias, com 31% de chance.

Os resultados deste trabalho corroboram os encontrados por Dalbem *et. alli* (2012), que simularam dois cenários para um investidor oportunista, que vendeu energia a R\$ 97/MHw e tem ganhos de aprendizado de 3%, e para um investidor que vendeu energia a R\$ 101 /MHw e não tem ganhos de aprendizado, onde, em ambos os cenários, o investimento seria abandonado com 64% de chance. No presente trabalho, em todos os cenários em que o investidor oportunista é considerado, existe chance de abandono do projeto em $t=3$. Esse é um cenário preocupante, porque o país precisa do investimento em geração energética e o governo está contando com o sucesso obtido nos últimos leilões de energia eólica para refinar a matriz. O futuro da energia eólica no país também pode ficar prejudicado, caso se torne “comum” não honrar os investimentos. Desta forma, o governo deveria caminhar no sentido de tornar as regras dos leilões mais rígidas e o futuro mais claro, de modo a evitar investidores oportunistas.

A tabela 7 mostra alguns resultados para o cenário onde o investidor tem a opção de abandonar o parque tendo suas garantias executadas. É interessante notar que, considerando um ganho líquido (de aprendizado e perda de competitividade) na ordem de 5%, para o cenário de venda de energia a R\$ 110,51 MWh, o VPL do projeto aumenta para R\$ 9.632, porém, também aumentam as chances (para 42%) do investidor abandonar o projeto. Considerando o cenário de venda de energia a R\$ 110 MWh, a situação é a mesma, ou seja, ganhos líquidos de aprendizado acabam por aumentar as chances do investidor abandonar o projeto.

TABELA 7 – Probabilidades de Investimento Considerando o Investidor Oportunista²⁹

Premissas	Probabilidade de Investir em Cada Período	Probabilidade de Abandonar o Projeto em t=3 ou Venda no ACL	Período	VPL R\$ (mil)
Preço Energia = R\$ 110,51/MWh Perda de Competitividade + Ganho de Aprendizado = 0	0%	Energia é vendida por 2 anos no ACL 31%	T=0	4.983
	55%		T=1	
	0%		T=2	
	14%		T=3	
Preço Energia = R\$ 110,51/MWh Perda de Competitividade + Ganho de Aprendizado = 5%	0%	Energia é vendida por 1 anos no ACL 42%	T=0	9.632
	0%		T=1	
	31%		T=2	
	27%		T=3	
Preço Energia = R\$ 110,51/MWh Perda de Competitividade + Ganho de Aprendizado = - 5%	0%	Energia é vendida por 2 anos no ACL 45%	T=0	2.374
	55%		T=1	
	0%		T=2	
	0%		T=3	
Preço Energia = R\$ 100/MWh Perda de Competitividade + Ganho de Aprendizado = 0	0%	Energia é vendida por 1 anos no ACL 69%	T=0	-362
	0%		T=1	
	31%		T=2	
	0%		T=3	
Preço Energia = R\$ 100/MWh Perda de Competitividade + Ganho de Aprendizado = 5%	0%	Energia é vendida por 1 anos no ACL 42%	T=0	3.065
	0%		T=1	
	31%		T=2	
	27%		T=3	
Preço Energia = R\$ 100/MWh Perda de Competitividade + Ganho de Aprendizado = - 5%	0%	Energia é vendida por 2 anos no ACL Energia é vendida por 1 anos no ACL 30%	T=0	-2.569
	26%		T=1	
	16%		T=2	
	28%		T=3	

Fonte: Elaboração própria com base nos resultados do modelo.

5.5.2. Sem Opção de Abandono

Nesta seção, são detalhados os resultados do modelo para um investidor conservador, que não considera abandonar o projeto. Optou-se por colocar os mesmos gráficos da seção anterior, onde o investidor levava em conta a opção de abandonar o projeto, para facilitar a análise e comparação entre os cenários. Os resultados indicaram que a opção de esperar e decidir investir no melhor momento não gerou valor para o projeto. No caso base, para o preço de energia de R\$ 110,51/MWh, o VPL do projeto foi o mesmo do caso determinístico, de R\$ -59.030. A tabela 8 sumariza os resultados para diferentes valores de preço de energia no ACR e para os ganhos de aprendizado. É interessante notar que, avaliando a situação do projeto para os preços de energia vendidos no 15º leilão de energia nova A-5 de dezembro de 2012 e no 4º LER de agosto de 2011,

²⁹Para fins didáticos, considerou-se que o efeito líquido da perda de competitividade + ganho de aprendizado é negativo se a perda de competitividade for superior ao ganho de aprendizado e positiva para a situação inversa.

onde os preços corrigidos para a data base atual³⁰ são de R\$ 85,03/MWh e R\$ 88,97/MWh, o VPL é negativo até para valores mais elevados de ganhos de aprendizado, da ordem de 15%.

TABELA 8 – VPL (R\$ mil) para Diferentes Valores de Ganho de Aprendizado

Ganho de Aprendizado	Preço ACR						
	85,03	88,97	100	105,0	110,5	115	120
0,0%	-28.602	-24.193	-11.841	-6.237	-59	4.977	10.588
5,0%	-28.602	-24.193	-11.841	-6.237	-59	4.977	10.588
8,9%	-27.348	-22.897	-10.433	-4.780	1.451	6.529	12.186
11,4%	-23.627	-18.928	-5.764	207	6.788	12.153	18.129
15,0%	-17.480	-12.390	1.871	8.340	15.473	21.287	27.763

Fonte: Elaboração própria com base nos resultados do modelo

Os resultados da sensibilidade considerando a perda de competitividade para um investidor conservador estão indicados na tabela 9. Os resultados indicam que o VPL do projeto não é sensível à chamada perda de competitividade. Nestes cenários, o investidor não executaria o investimento nos casos de VPL negativo ou executaria o investimento logo em $t=0$, por isso a perda de competitividade acaba por não influenciar o resultado do modelo. Se o investidor vislumbrar que o cenário futuro pode ser pior que o atual, ele opta por investir em $t=0$ ou não investir.

TABELA 9 – VPL (R\$ mil) para Diferentes Valores de Perda de Competitividade

Perda de Competitividade	Preço ACR						
	85,03	88,97	100	105,0	110,5	115	120
0,0%	-28.602	-24.193	-11.841	-6.237	-59	4.977	10.588
-3,0%	-28.602	-24.193	-11.841	-6.237	-59	4.977	10.588
-6,0%	-28.602	-24.193	-11.841	-6.237	-59	4.977	10.588
-9,0%	-28.602	-24.193	-11.841	-6.237	-59	4.977	10.588
-12,0%	-28.602	-24.193	-11.841	-6.237	-59	4.977	10.588

Fonte: Elaboração própria com base nos resultados do modelo.

Como explicado anteriormente, o efeito do ganho de aprendizado e da perda de competitividade considerados neste trabalho são análogos, porém com sinal invertido.

³⁰ Data base = Agosto de 2013

Corroborando os resultados anteriores, o projeto só se tornaria viável ($VPL > 0$) para ganho de aprendizado da ordem de 9% e considerando a perda de competitividade igual a zero. Esse fato pode ser observado na tabela 10, onde foi sensibilizado o ganho de aprendizado com relação à perda de competitividade, para um valor de energia de R\$ 110,51, sendo que a diagonal principal apresenta o VPL do caso base.

TABELA 10 – Sensibilidade do VPL (R\$ mil) do Projeto em Relação ao Ganho de Aprendizado e Perda de Competitividade.

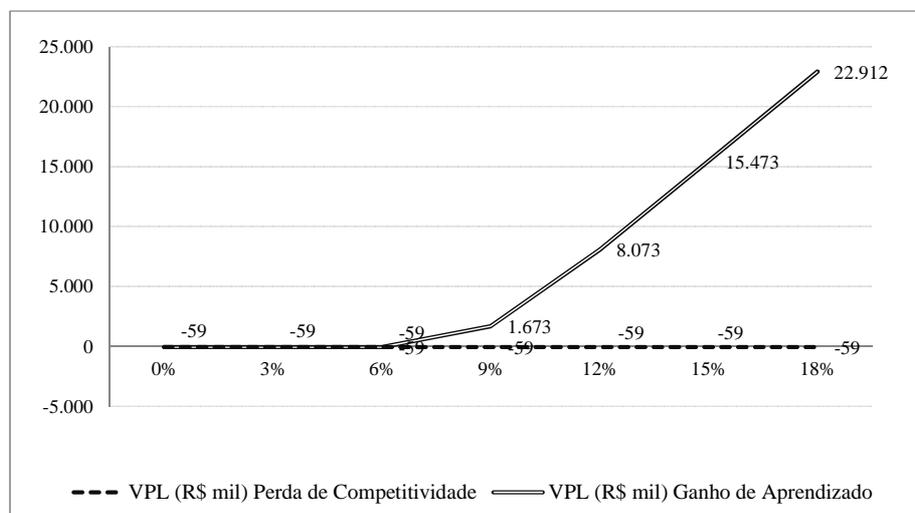
Ganho de Aprendizado	Perda de Competitividade				
	0%	-3%	-6%	-9%	-12%
0%	-59	-59	-59	-59	-59
3%	-59	-59	-59	-59	-59
6%	-59	-59	-59	-59	-59
9%	1.673	-59	-59	-59	-59
12%	8.073	1.673	-59	-59	-59

Fonte: Elaboração própria com base nos resultados do modelo.

O gráfico 9 resume o explicitado anteriormente, indicando a sensibilidade do modelo a diferentes valores de ganho de aprendizado e perda de competitividade, para o caso base, onde a energia é vendida a R\$ 110,51 MWh. O VPL é positivo apenas para valores de ganho de aprendizado acima de 6,2% e, intuitivamente, o VPL não é positivo para nenhum valor de perda de competitividade.

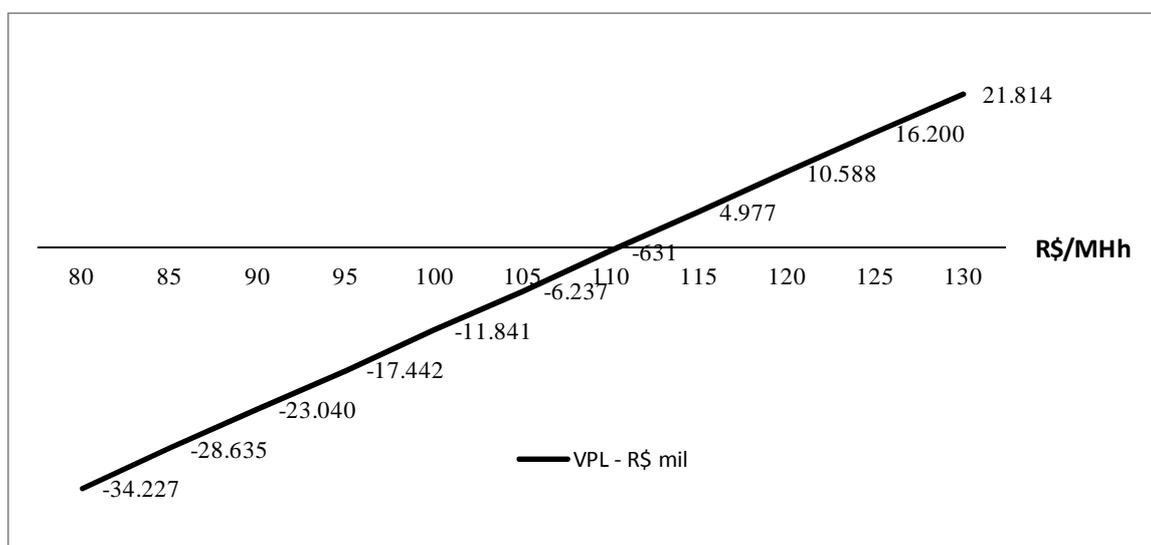
Além disso, como esperado, o VPL do modelo é crescente com relação ao valor da energia vendida e decrescente com relação ao valor do *Capex* e, análogo ao que ocorre no modelo determinístico, essa relação não é linear. Como resultado, é interessante ressaltar que o efeito sobre o VPL de variações sobre o *Capex* são mais elásticas do que no modelo considerando o investidor com a opção de abandono. Para um *Capex* da ordem de R\$ 3.200 /MW instalado, o investidor teria um VPL de R\$ 31.858 mil, enquanto para o mesmo valor de *Capex* considerando o investidor oportunista, o VPL é de R\$ 21.195 mil. Esses resultados estão indicados nos gráficos 10 e 11.

GRÁFICO 9 – Sensibilidade do VPL a Diferentes Valores de Perda de Competitividade e Ganho de Aprendizado.



Fonte: Elaboração própria com base nos resultados do modelo.

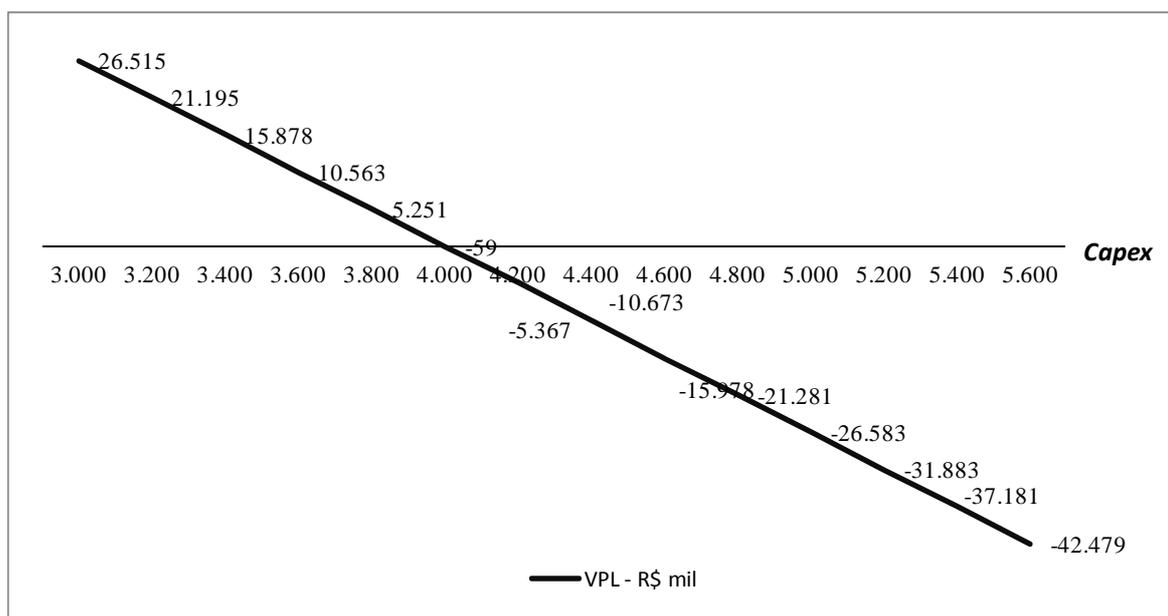
GRÁFICO 10 – Sensibilidade do VPL a Diferentes Valores de Energia R\$/MWh



Fonte: Elaboração própria com base nos resultados do modelo.

GRÁFICO 11 – Sensibilidade do VPL a Diferentes Valores de *Capex* - R\$ mil/MW

Instalado



Fonte: Elaboração própria com base nos resultados do modelo.

A análise dos resultados considerando um investidor conservador, para o cenário base, com o preço da energia igual a R\$ 110,51 /MWh, indica que a melhor estratégia é executar o investimento em $t=0$. Apesar do VPL em $t=0$ ser negativo, o cenário futuro para este investidor é ainda pior, o que levaria a uma destruição de valor ainda maior. Isso ocorre, porque o modelo está calibrado para “forçar” o investidor a tomar a melhor decisão, considerando que ele já está dentro do projeto e que não tem a intenção de abandoná-lo. Porém, na prática, esse investidor (usando o método proposto) não teria entrado no leilão com o preço da energia a R\$ 110,51 /MWh, pois estaria destruindo valor.

Considerando o mesmo preço da energia de R\$ 110,51 /MWh e ganhos líquidos (de aprendizado + perda de competitividade) da ordem de 10%, o projeto tem VPL positivo de R\$ 3.485, havendo 21% de chance do investimento ocorrer em $t=1$, 10% de chance de ocorrer em $t=2$ e 69% de chance de ocorrer em $t=3$. Isso indica que, para um investidor que vislumbre uma melhoria na sua situação operacional, esse projeto geraria valor e inclusive viabilizaria a venda de energia no mercado ACL se houvesse ganhos de aprendizagem.

Os resultados do modelo de Dalbem *et. alli* (2012) foram parecidos com os encontrados neste trabalho. Os resultados dos autores indicaram que, para o preço de

energia do caso base em R\$ 109,04/MWh e ganhos de aprendizagem de 10%, o projeto ocorreria com 59% de chance em t=1 e 41% de chance em t=3.

Outro cenário interessante de ser analisado é que, para valores de energia de R\$ 120/MWh, o projeto seria sempre executado em t=0, gerando um VPL de R\$10.588 e, ao considerar ganhos líquidos de 10%, o VPL aumenta para R\$ 14.490, sendo que as probabilidades de venda de energia no ACL são as mesmas do exemplo para o preço de energia em R\$ 110,51 (tabela 11).

TABELA 11 – Probabilidades de Investimento Considerando o Investidor Conservador

Premissas	Probabilidade de Investir em Cada Período	Venda no ACL	Período	VPL R\$ (mil)
Preço Energia = R\$ 110,51/MWh Perda de Competitividade + Ganho de Aprendizado = 0	100% 0% 0% 0%		T=0 T=1 T=2 T=3	-59
Preço Energia = R\$ 110,51/MWh Perda de Competitividade + Ganho de Aprendizado = 10%	0% 21% 10% 69%	Energia é vendida por 2 anos no ACL Energia é vendida por 1 anos no ACL	T=0 T=1 T=2 T=3	3.485
Preço Energia = R\$ 120/MWh Perda de Competitividade + Ganho de Aprendizado = 0%	100% 0% 0% 0%		T=0 T=1 T=2 T=3	10.588
Preço Energia = R\$ 120/MWh Perda de Competitividade + Ganho de Aprendizado = 10%	0% 21% 10% 69%	Energia é vendida por 2 anos no ACL Energia é vendida por 1 anos no ACL	T=0 T=1 T=2 T=3	14.490

Fonte: Elaboração própria com base nos resultados do modelo.

5.5.3. Considerando Opção de Abandono e Yield³¹

Conforme explicado anteriormente, foi analisado o efeito no projeto com opções do pagamento de um yield, calculado sobre a fórmula binomial do *capex*. O intuito desse exercício foi avaliar sob outra ótica o efeito do ganho de aprendizado, neste caso, ocorrendo essencialmente apenas sobre o *capex*. Inicialmente era esperado que o VPL aumentasse linearmente com o crescimento do yield.

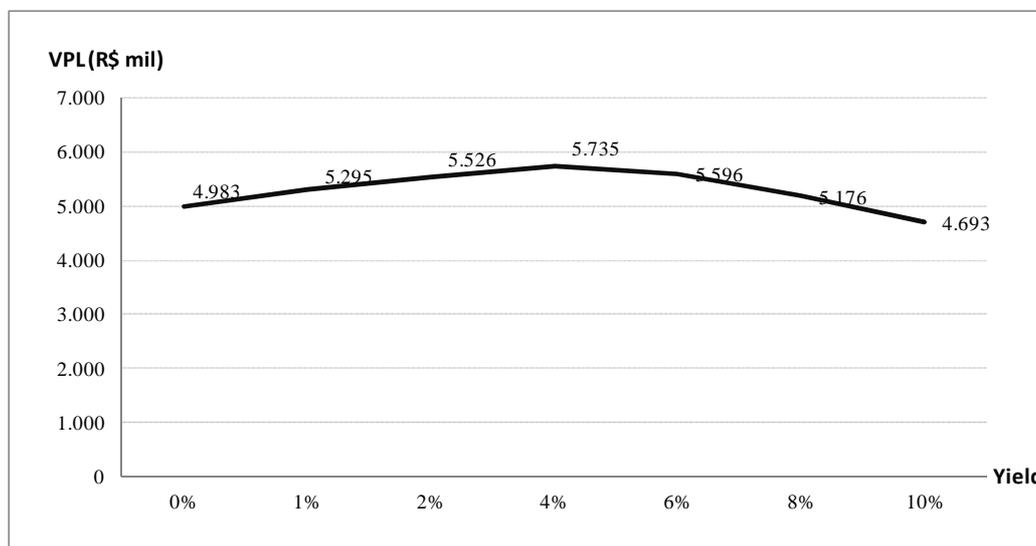
Os resultados indicaram que o yield positivo ocasiona um efeito não linear sobre o VPL do projeto. Para o caso base, com a energia vendida a R\$ 110,51 R\$/MWh, o VPL é crescente no yield até 5% e a partir deste ponto, passa a decrescer (Gráfico 12).

A não linearidade dos resultados é retratada na tabela 12, que indica o VPL do projeto para diferentes valores de yield e de valor da energia. Por exemplo, para um valor de energia vendido a R\$ 105 R\$/MWh, o VPL do projeto cresce com o yield até 6%, e a partir deste ponto passa a cair com o aumento do yield.

Desta forma, os resultados considerando o yield não se assemelham ao modelado para o ganho de aprendizado, onde o VPL do projeto é crescente com o fator de aprendizado utilizado. Esse fato pode decorrer das diferenças estruturais entre as duas abordagens. Na 1a o ganho de aprendizado tem efeito sobre todos os fluxos de caixa do projeto, enquanto na 2a abordagem utilizando o yield, apenas a árvore binomial do *capex* é afetada. Além disso, o exercício considerando o yield não teve efeito sobre o projeto sem a opção de abandono, indicando que para esse cenário, o projeto só seria viável com ganhos de aprendizado indicados anteriormente.

³¹ A simulação com o yield foi apresentada apenas no modelo com a opção de abandono, pois sem essa opção, o projeto não é viável para nenhum valor de yield.

GRÁFICO 12 – Sensibilidade do VPL a Diferentes Valores de Yield



Fonte: Elaboração própria com base nos resultados do modelo.

TABELA 12 – VPL (R\$ mil) considerando a Opção de Abandono e yield

Efeito Yield	Preço ACR						
	85,03	88,97	100	105	110,5	115	120
0,0%	-3.755	-3.007	76	1.979	4.983	7.760	10.847
1,0%	-3.658	-2.887	142	2.018	5.295	7.960	10.924
2,0%	-3.612	-2.824	159	2.390	5.526	8.076	10.912
4,0%	-3.482	-2.744	486	2.894	5.735	8.045	10.650
6,0%	-3.444	-2.839	797	3.065	5.596	7.701	10.234
8,0%	-3.547	-2.935	889	2.899	5.176	7.247	9.852

Fonte: Elaboração própria com base nos resultados do modelo.

A tabela 13 mostra alguns resultados para o cenário onde o investidor tem a opção de abandonar o parque tendo suas garantias executadas, considerando diferentes valores de yield. É interessante notar que a probabilidade do investidor abandonar o projeto é crescente com relação ao yield. A comparação do cenário base apresentado na tabela 7, indica que sem o yield a probabilidade de abandono do projeto é de 31% e com yield de 1% é de 34%.

Os resultados indicaram que com o yield variando entre 1% e 6% o projeto seria executado apenas em t=1 ou t=3, ou ainda seria abandonado. Com o Yield em 8% o projeto também poderia ser desenvolvido em t=2. É interessante notar, que não há relação linear entre o VPL e a probabilidade de abandono do projeto.

TABELA 13 – Probabilidades de Investimento Considerando o Investidor Oportunista e Yield

Premissas	Probabilida	Probabilidade de Abandonar o	Período	VPL R\$ (mil)
Preço Energia = R\$ 110,51/MWh Yield = 1%	0%	Energia é vendida por 2 anos no ACL 34%	T=0	5.295
	53%		T=1	
	0%		T=2	
	13%		T=3	
Preço Energia = R\$ 110,51/MWh Yield = 2%	0%	Energia é vendida por 2 anos no ACL 37%	T=0	4.780
	51%		T=1	
	0%		T=2	
	13%		T=3	
Preço Energia = R\$ 110,51/MWh Yield = 4%	0%	Energia é vendida por 2 anos no ACL 43%	T=0	5.735
	46%		T=1	
	0%		T=2	
	11%		T=3	
Preço Energia = R\$ 110,51/MWh Yield = 6%	0%	Energia é vendida por 2 anos no ACL 49%	T=0	5.596
	41%		T=1	
	0%		T=2	
	10%		T=3	
Preço Energia = R\$ 110,51/MWh Yield = 8%	0%	Energia é vendida por 2 anos no ACL	T=0	5.176
	36%		T=1	
	5%	Energia é vendida por 1 anos no ACL	T=2	
	7%	52%	T=3	

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Esse trabalho buscou estudar o mercado de energia elétrica brasileiro, com foco especial na energia eólica, analisando o histórico recente e os principais *drivers* do negócio. Além disso, foi feito um estudo de caso com as características reais de um projeto eólico no Brasil utilizando a metodologia tradicional de FCD e de opções reais.

A geração de energia eólica tem se expandido substancialmente em todo o mundo, de tal modo que, entre 2001 e 2011, a oferta deste tipo de energia cresceu em média 20% ao ano no mundo. Atualmente, existe uma tendência clara de crescimento dessa fonte energética no país, evidenciada principalmente pela competitividade alcançada nos últimos leilões do mercado ACR. Existem 97 projetos eólicos em operação no Brasil no momento, o que totaliza 2,11 GW de potência outorgada, e outros 284 empreendimentos entrarão em operação entre setembro de 2013 e dezembro de 2017, totalizando mais 7,5 GW de potência instalada para o país. Além disso, o governo estima que essa fonte representará aproximadamente 8,5 % da capacidade instalada nacional em 2021.

A partir deste cenário de consolidação da geração de energia eólica no país, buscou-se fazer uma análise da rentabilidade real de um projeto eólico que tenha sido desenvolvido a partir de um leilão A-5 do mercado ACR, considerando a venda no mercado ACL nos primeiros anos. Ao analisar tal projeto, são constatadas algumas características, como a incerteza do fluxo de caixa do mercado ACL e do valor do *capex*. Além disso, o investidor pode decidir quando irá investir (até $t=3$). Essas características fazem com que os resultados da análise do projeto através do método tradicional de FCD seja viesado. Desta forma, foi utilizada a análise de investimento utilizando o arcabouço teórico das opções reais, que é um método complementar ao FCD e pode gerar resultados mais realistas ao incorporar o valor das incertezas e flexibilidades inerentes ao projeto.

As opções analisadas neste trabalho foram a de aguardar para investir no momento mais adequado e de abandonar o projeto e ter as garantias executadas caso a situação futura se torne demasiadamente desfavorável para o investidor. As incertezas analisadas foram o valor da energia no mercado ACL e o valor do *capex*. Neste estudo, diferentemente de outros trabalhos encontrados na literatura, foram utilizadas séries de dados das variáveis estocásticas para se obter a volatilidade dessas séries e, assim, chegar a

resultados mais consistentes com a realidade. Além disso, analisou-se o efeito que o ganho de aprendizado, a perdas de competitividade e o pagamento de yield sobre o capex, têm sobre o projeto.

O resultado obtido por meio do FCD indicou um VPL de R\$ -59.030 mil, ou seja, o projeto não seria executado nesta situação, pois levaria à destruição de valor para o investidor. Ao considerar a opção de abandono do projeto (investidor oportunista), o VPL encontrado foi de R\$ R\$ 4.983 mil, ou seja, essa opção gera valor para o projeto. Por outro lado, apenas a opção de aguardar para investir no momento mais adequado não gera valor para o projeto, retornando o mesmo VPL do caso determinístico.

A análise dos resultados considerando um investidor do tipo oportunista para o cenário base, com o preço da energia igual a R\$ 110,51 /MWh, indica que o investidor tem 31% de chance de abandonar o projeto optando pela execução de suas garantias. Além disso, em todos os cenários em que o investidor oportunista é considerado, existe chance de abandono do projeto em $t=3$. Esse é um cenário preocupante, porque o país precisa do investimento em geração energética e o governo está contando com o sucesso obtido nos últimos leilões de energia eólica para refinar a matriz. O futuro da energia eólica no país também pode ficar prejudicado, caso se torne “comum” não honrar os investimentos.

Desconsiderando o investidor oportunista e considerando ganhos líquidos (ganhos de aprendizado menos perda de competitividade) da ordem de 10%, o projeto já se tornaria viável, com VPL positivo de R\$ 3.485, havendo 21% de chance do investimento ocorrer em $t=1$, 10% de chance de ocorrer em $t=2$ e 69% de chance de ocorrer em $t=3$. Isso indica que investidores comprometidos que ganharam o último leilão de agosto de 2013 podem estar considerando otimizações técnicas de seus respectivos projetos, aqui indicados como ganhos de aprendizado.

O estudo de caso desenvolvido neste trabalho apresenta algumas limitações, como quanto à premissa de que o processo estocástico do valor do projeto siga um Movimento Geométrico Browniano. Além disso, as séries de dados utilizadas para obtenção das volatilidades das variáveis estocásticas são curtas (nove períodos), o que pode levar ao enviesamento das volatilidades e, conseqüentemente, do resultado do projeto. Outra limitação importante diz respeito à estimação do prêmio de risco que foi calculado utilizando um *beta* do mercado energético americano, dado que um projeto eólico no Brasil não está sujeito às mesmas incertezas que o setor elétrico americano como um todo.

Com o objetivo de fomentar a sequência do estudo desenvolvido nesta dissertação, seguem algumas sugestões para futuros trabalhos:

- analisar detalhadamente a estrutura de custos de um parque eólico, para, eventualmente, refinar essa variável como uma fonte de incerteza;
- replicar essa análise utilizando algum método contínuo (ou mais períodos de tempo), com o objetivo de avaliar a consistência dos resultados encontrados.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABADIE, L, M.; CHAMORO, J, M. Valuation of Wind Energy Projects: A Real Options Approach. **Working Papers Series**: Basque Centre for Climate Change, Bilbao, nov. 2012.

ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **DESPACHO Nº 101**, DE 16 DE JANEIRO DE 2013.

_____. **Nota Técnica Nº 76**, de 15 de julho de 2011. Dispõe sobre o estabelecimento de critérios e premissas para utilização da base de dados do programa Nodal encaminhada pela EPE para cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST de longo prazo, em atendimento as disposições da Resolução Normativa nº 267, de 5 de junho de 2007, para os novos empreendimentos de geração de energia elétrica partícipes do Leilão nº 02/2011, denominado A-3, e do Leilão nº 03/2011, denominado Leilão de Reserva. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/cedoc/nreh20111179.pdf> > Acesso em: 20 fev. 2013.

_____. **Banco de Informações de Geração**: capacidade de geração do Brasil. 2009. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm> > Acesso em: 19 fev. 2013.

_____. Atlas de Energia Elétrica do Brasil. 3ª edição. Brasília. 2008.

_____. **Resolução Normativa Nº 247**, de 21 de dezembro de 2006. Estabelece as condições para a comercialização de energia elétrica, oriunda de empreendimentos de geração que utilizem fontes primárias incentivadas, com unidade ou conjunto de unidades consumidoras cuja carga seja maior ou igual a 500 kW e dá outras providências. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2006247.pdf> > Acesso em 19 mar. 2012.

ABEEólica. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA. **Boletim Mensal de Dados do Setor Eólico**. Disponível em www.abeolica.gov.br. Acesso em: 10 fev. 2013.

AMERICAN WIND ENERGY ASSOCIATION. **10 Steps to developing a wind farm**. Disponível em: < http://cusp.umn.edu/WE_Readings/Lec%202_3%20Ten%20Steps%20to%20Developing%20a%20Wind%20Farm.pdf > Acesso em: 01 jun.2013.

BRASIL. **Decreto Nº 5.163** de 30 de julho de 2004, Casa Civil. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica. Brasília: Diário Oficial da União de 30 set. 2004a.

_____. **Lei Nº 10.847** de 15 de março de 2004, Casa Civil. Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética e dá outras providências. Brasília: Diário Oficial da União de 16 mar. 2004b.

BRASIL. **Lei Nº 10.848** de 15 de março de 2004, Casa Civil. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica. Brasília: Diário Oficial da União de 16 mar. 2004c.

_____. **Lei Nº 10.438** de 26 de abril de 2002, Casa Civil. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/l eis/2002/L10438.HTM>. Acesso em: 02 jul. 2012.

BLACK, F.; SHOLES, M. M. The Pricing of Options and Corporate Liabilities. **The Journal of Political Economy**, University of Chicago, Chicago, v. 81, n.3, p. 637-654, maio-jun., 1973.

BLACK, F. Capital Market Equilibrium with Restricted Borrowing. *The Journal of Business*, v.45, n. 3, p.444-445, jul., 1972.

BRENNAN, M.; SCHWARTZ, E. Finite Difference Methods and Jump Processes Arising in the Pricing of Contingent Claims: A Synthesis. **Journal of Financial and Quantitative Analyses**. University of Washington School of Business Administration, Washington, v.13, n.3, p. 461-474, 1978.

CCEE. CAMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Info Mercado**. Número 70. Brasília, 2013a. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br/>>. Acesso em: 20 jun. 2013.

_____. **Sítio**. 2013,b. Disponível em: < <http://www.ccee.org.br/>>. Acesso em: 26 jun. 2013.

_____. **O Setor Elétrico Brasileiro**. Brasília, 2011. Disponível em: < http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/ondeatueamos/setor_eletrico?_afLoop=297041769276000#%40%3F_afLoop%3D297041> Acesso em: 19 abr.2012.

CHAVES, C, P. **Inserção dos Consumidores Livres no Setor Elétrico Brasileiro: Desafios e Oportunidades**. Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2010.

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.

COX, J.; ROSS, S.; RUBINSTEIN, M. Option pricing: a simplified approach. **Journal of Financial Economics**, v.7, p.229-264, 1979.

DALBEM, M, C. **Análise de investimentos em energia eólica no Brasil**. 2010. 198 f. Tese de Doutorado (em Administração)-Programa de Pós-Graduação em Administração, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

DALBEM, M, C. et. al. *Brazil's quest to also foster wind energy in the deregulated market: will it work?* In: **USAEE/IAEE NORTH AMERICAN CONFERENCE, 31.**, Austin, 2012. Disponível em: <<http://www.usaee.org/usaee2012submissions/>> Online

Proceedings/PaperWindEnergyAminus5 Auctions07setembro2012.pdf> Acesso em: 20 fev. 2013.

DAMODARAM, A. **Avaliação de investimentos: ferramentas e técnicas para a determinação do valor de qualquer ativo**. Rio de Janeiro: QualityMark, 2010

DEDECA, J.G. **Barreiras à Geração Eólicoelétrica no Brasil e na Argentina**: uma Aplicação do Método de Análise Hierárquica. 2012. 148 f. Dissertação de Mestrado (em Planejamento de Sistemas Energéticos)-Programa de Pós Graduação e Planejamento de Sistemas Energéticos, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2012.

DIAS, M. A. G. **Opções Reais Híbridas com Aplicação em Petróleo**. 2005. 509 f. Tese de Doutorado (em Administração)-Programa de Pós Graduação do Departamento de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2005.

DIXIT, A.K.; PINDYCK, R.S. **Investment under Uncertainty**. Princeton University Press, Princeton, N.J., 1994.

DYKES, K. ; NEUFVILLE, R. **Real Options for a Wind Farm in Wapakoneta, Ohio**. In: World Wind Energy, 2008, Ontário, Canadá. Proceedings... Ontário, Canadá: 2008. Disponível em: < <http://www.ontario-sea.org/Page.asp? PageID=1209& Content ID = 1094> > Acesso em: 24 fev. 2013.

ELETOBRAS. **Plano Anual do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica**. Brasília, 2012. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/areh20111244_3.pdf> Acesso em: 14 jan. 2013.

EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Anuário Estatístico de Energia**. Brasília, 2012. Disponível em: < <http://www.epe.gov.br/AnuarioEstatisticodeEnergiaEletric/Forms/Anurio.aspx>>. Acesso em: 10 jan. 2013.

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

EWEA. The European Wind Association. The Economics of Wind Energy. March 2009. Disponível em: www.ewea.org. Acesso em fev 2013

GWEC - GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. **Global Wind Report 2012**. Disponível em: < http://www.gwec.net/wpcontent/uploads/2012/06/Annual_report_2012_LowRes.pdf>. Acesso em: 15 julho. 2012.

HULL, J.C. **Options, Futures and Other Derivatives**. Prentice Hall (5a edição). 2002.

LINTNER, J. The Aggregation of Investor's Diverse Judgement and Preferences in Purely Competitive Securities Markets. **The Journal of Financial and Quantitative Analysis**, n.4, p. 347-400, 1969.

_____. The Valuation of Risk Assets and the Selection of Risky Investments in Stock Portfolios and Capital Budgets. **The Review of Economics and Statistics**, Massachusetts, n.47, p. 13-37, 1965a.

LINTNER, J. Securities Prices, Risk and Maximal Gains from Diversification. **The Journal of Finance**, n. 20, v.4., p. 587-615, 1965b.

LUNA, N, A. **Avaliação de Empresas Utilizando Opções Reais**: o caso de uma geradora de energia eólica. 2011. 78 f. Dissertação (Mestrado Profissional em Economia)-Programa de Pós-Graduação em Economia, Faculdade de Ciências Econômicas, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2011.

McDONALD, R.; SIEGEL, D.R. The Value of Waiting to Invest. **Quarterly Journal of Economics**, n. 101, p.707-727. 1986.

MÉNDEZ et. al. Real Options Valuation of a Wind Farm. **Real Options Conference**, 2009. Disponível em: <www.realoptions.org.br>. Acesso em: 15 dez. 2012.

MERTON, R.C. Theory of Rational Option Pricing. **Bell Journal of Economics and Management Science**, n. 4, p. 141-183, 1973.

MODIGLIANI, F; MILLER, M. H. Corporate income taxes and the cost of capital: a correction. **American Economic Review**, v. 53, n. 3, p. 433-443, 1963.

_____. The cost of capital, corporation finance and the theory of investment. **American Economic Review**, v. 48, n. 3, p. 261-297, 1958.

PDEE - Plano Decenal de Expansão de Energia 2013/2022. **Ministério de Minas e Energia**. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro: EPE, 2012.

PÊGO, B., CAMPOS NETO, C. A. S. **O PAC e o Setor Elétrico: Desafios para o abastecimento do mercado brasileiro (2007-2010)**. Texto para Discussão n.1329. IPEA. Brasília. Fev, 2008.

PIRES, J.C.L. et. al. **As perspectivas do setor elétrico após o Racionamento**. Texto para Discussão n. 97. BNDES. Rio de Janeiro, RJ. Out., 2002.

PROINFA. Ministério de Minas e Energia. **Política Pública de Energia Renovável**. Set 2006. Disponível em: <www.mme.gov.br/programas/proinfa/galerias/arquivos/apresentacao/politica_publica.pdf>. Acesso em: 10 jan. 2013.

ROCHA. et. al. A Remuneração dos Investimentos em Energia Renovável no Brasil - Uma Proposta Metodológica ao Benchmark da UNFCC para o Brasil. Texto para Discussão n. 1701. IPEA. Rio de Janeiro, Fev, 2012.

Sharpe, William F. Capital Asset Prices – A Theory of Market Equilibrium Under Conditions of Risk. **Journal of Finance**, n. 19, v.3, p.425–442, 1964. Disponível em:<<http://www.jstor.org/discover/10.2307/2977928?uid=3737664&uid=2&uid=4&sid=21102666447057>>. Acesso em: 10 mar. 2013.

_____. A Simplified Model for Portfolio Analysis. **Management Science**, n.9, v.2, p. 277–293, 1963. Disponível em: <<http://mansci.journal.informs.org/content/9/2/277>>. Acesso em: 10 mar. 2013.

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

TREYNOR, J.L. Market Value, Time, and Risk. Unpublished manuscript. **Rough Draft**. 1961.

TRIGEORGIS, L. **Real Options: Managerial Flexibility and Strategy in Resource Allocation**. Boston: MIT Press, 1996.

_____. The Nature of Options Interactions and the Valuation of Investments with Multiple Real Options. **Journal of Financial and Quantitative Analysis**, v.28, n.1, p.1-20, mar. 1993.

VENETSANOSA, K.; ANGELOPOULOUA, A.; TSOUTSOSB, T. Renewable energy sources project appraisal under uncertainty: the case of wind energy exploitation within a changing energy market environment. **Energy Policy**, n. 30, v. 4, p. 293–307, 2002. Disponível em: < http://econpapers.repec.org/article/eeeeenepol/v3a303ay3a20023ai3a4_3ap_3a293-307.htm >. Acesso em: 15 mar. 2013.