



Ana María Zúñiga Velasco

**Avaliação de Investimentos em Retrofit
de Parques Eólicos por Opções Reais**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia de Produção da PUC-Rio como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Engenharia de Produção.

Orientador : Prof. Fernando Luiz Cyrino Oliveira

Co-orientador : Prof. Leonardo Lima Gomes

Rio de Janeiro
Março de 2017



Ana María Zúñiga Velasco

Avaliação de Investimentos em Retrofit de Parques Eólicos por Opções Reais

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia de Produção da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

Prof. Fernando Luiz Cyrino Oliveira

Orientador

Departamento de Engenharia Industrial – PUC-Rio

Prof. Leonardo Lima Gomes

Co-orientador

Departamento de Administração – PUC-Rio

Prof. Marta Corrêa Dalbem

Pesquisador Autônomo

Prof. Graziela Xavier Fortunato

Departamento de Administração – PUC-Rio

Prof. Márcio da Silveira Carvalho

Coordenador Setorial do Centro

Técnico Científico – PUC-Rio

Rio de Janeiro, 16 de Março de 2017

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, da autora e do orientador.

Ana María Zúñiga Velasco

Graduo-se em Engenharia Industrial (2008) e em Especialização em Finanças (2014) ambos pela Universidad del Valle (Cali, Colômbia). Trabalhou na empresa Colombina S.A. atuando como Analista Financeira e Analista de Carteira durante 7 anos.

Ficha Catalográfica

Zúñiga Velasco, Ana María

Avaliação de Investimentos em Retrofit de Parques Eólicos por Opções Reais/ Ana María Zúñiga Velasco; orientador: Fernando Luiz Cyrino Oliveira; co-orientador: Leonardo Lima Gomes. – 2017.

122 f.: il. color. ; 30 cm

1. Dissertação (mestrado)– Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Industrial, 2017

Inclui bibliografia

1. Engenharia Industrial – Teses. 2. Opções Reais. 3. Energia Eólica. 4. Retrofit. 5. Método Binomial. 6. Opção de Barreira. I. Oliveira, Fernando Luiz Cyrino. II. Gomes, Leonardo Lima. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Industrial. IV. Título.

CDD: 658.5

Aos meus pais, Enrique e Flor
e ao meu amor, Juan Pablo.

Agradecimentos

Ao Senhor Deus Pai todo poderoso, em quem tudo posso por sua infinita misericórdia, por todo o que Ele tem abençoado minha vida e por me fortalecer em todos os momentos. Obrigada meu Deus pela oportunidade de estudar o Mestrado no Brasil porque além de me permitir crescer profissionalmente me ensinou que o mais valioso é buscar primeiro o Reino de Deus e as outras coisas são acrescentadas.

Aos meus amados pais, Enrique e Flor, por todo seu amor e apoio incondicional durante toda a minha vida acadêmica e pessoal, e por orar sempre por mim porque Deus escuta suas orações.

Ao meu amor Juan Pablo Girón por estar sempre a meu lado e ser um homem de fé que com respeito e tolerância me dá todo o incentivo, conselho e apoio nos momentos difíceis. Agradeço muito a Deus por ter me presenteado com você. Também, um agradecimento especial para sua família, por toda sua confiança e carinho, e pelo interesse sempre nos meus projetos.

Aos meus orientadores, Professores Leonardo e Fernando, por aceitar participar da minha dissertação.

Ao Professor Leonardo Lima, muito obrigada pela boa orientação, interesse e paciência durante todas as fases da elaboração deste projeto. Igualmente, pela ideia que levou a esta dissertação.

Ao Professor Fernando Cyrino pela disponibilidade e compreensão sempre demonstrada.

Às Professoras que participaram da Comissão examinadora pelas suas importantes contribuições para melhorar o meu trabalho.

Ao Professor Carlos Patrício Samanez (in memoriam) por ter acreditado em mim e pelos ensinamentos compartilhados, que levarei para minha vida profissional.

À Professora Viviane Bousada pelos seus ensinamentos e paciência nos cursos de Português, que foram vitais para a escrita desta dissertação.

A todos os funcionários da Secretaria do DEI, especialmente à Cláudia e Eduardo por estar sempre disponíveis a ajudar quando precisava.

Por último, mas não menos importante, gostaria de agradecer à CAPES e PUC-Rio pelo apoio financeiro, sem o qual este trabalho não teria sido possível.

Resumo

Zúñiga Velasco, Ana María; Oliveira, Fernando Luiz Cyrino (Orientador); Gomes, Leonardo Lima (Co-orientador). **Avaliação de Investimentos em Retrofit de Parques Eólicos por Opções Reais**. Rio de Janeiro, 2017. 122p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Com o objetivo de reduzir o efeito estufa e atender a alta demanda de energia elétrica, muitos países desenvolvidos e emergentes têm optado pelo uso de energias essencialmente de origem renovável, incluindo energia eólica, biomassa e solar fotovoltaica. Para determinar a viabilidade econômica dos projetos de energias renováveis é necessário capturar as variáveis de maior interesse. As opções reais ao considerar a dinâmica e incertezas, típicas dos mercados de eletricidade, surgem como uma alternativa para a tomada de decisões neste tipo de projetos. Este trabalho aplica a técnica tradicional de avaliação de projetos através do fluxo de caixa descontado (FCD) e a teoria de opções reais (TOR) para avaliação de um parque eólico. A flexibilidade foi incluída ao considerar a opção de fazer um investimento em *retrofit* para atualizar a tecnologia das turbinas eólicas e estender o contrato de operação. A opção real analisada é análoga a uma opção de compra europeia, seu valor é calculado através de uma árvore binomial recombinante com barreira no preço da energia eólica, principal fonte de incerteza do modelo. Realizaram-se análises de sensibilidade para avaliar o comportamento do preço da opção frente às mudanças em alguns parâmetros do modelo. Conclui-se a viabilidade econômica de estender a operação do parque eólico através de um investimento em *retrofit*, utilizando a TOR, uma vez que o seu valor é muito superior frente ao calculado pelo FCD, apesar do valor da opção ter uma forte correlação com o limite da barreira e a volatilidade do preço.

Palavras-chave

Opções Reais; Energia Eólica; Retrofit; Método Binomial; Opção de Barreira.

Abstract

Zúñiga Velasco, Ana María; Oliveira, Fernando Luiz Cyrino (Advisor); Gomes, Leonardo Lima (Co-Advisor). **Evaluation of Investments in Retrofit of Wind Farms by Real Options**. Rio de Janeiro, 2017. 122p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

In order to reduce the greenhouse effect and meet the high demand of electricity, many developed and emerging countries have opted for the use of renewable energies, for example, wind energy, biomass and solar photovoltaic. To determine the economic viability of renewable energy projects it is necessary to capture the most relevant variables that suggest greater interest. Real options allows to consider the dynamic and uncertainties present in the power markets, therefore it is an attractive tool for decision-making in this kind of markets. In this work we apply the traditional technique of project evaluation, the discounted cash flow (DCF), as well as the real real options theory (ROT) for the financial evaluation of a wind farm. The flexibility is the option of making a retrofit investment that allows upgrading the wind turbines technology in order to extend the operating contract. The real option analyzed is analogous to a european call option and its value was calculated through a re-combinant binomial tree with barrier in the wind energy price, considered the main source of uncertainty in the model. Sensitivity analyzes were performed to assess the option price behavior when some parameters of the model change. We finally conclude for the economic viability of extending the operation of the wind farm through an investment in retrofit, using the ROT, since its value is much higher than the calculated by the DCF, even though the option value is strongly dependent on the barrier and the volatility of electricity prices.

Keywords

Real Options; Wind Power; Retrofit; Binomial Method; Barrier Option.

Sumário

1. Introdução	18
1.1. Motivação	20
1.2. O <i>Retrofit</i>	21
1.3. Descrição do problema de estudo	21
1.4. Objetivo Geral	22
1.5. Objetivos Específicos	22
1.6. Estrutura da dissertação	23
2. Revisão bibliográfica	24
2.1. Revisão da literatura	24
2.1.1. Evolução da pesquisa em opções reais	24
2.1.2. Aplicações das opções reais na avaliação de projetos de energia renovável	26
2.2. Método tradicional de FCD	33
2.2.1. Taxa de desconto ajustada ao risco	34
2.2.2. Valor da firma	36
2.2.3. Críticas ao método tradicional	36
2.3. Teoria das opções reais	37
2.3.1. Características da teoria das opções reais	38
2.3.2. Tipos de opções reais	39
2.4. Opções financeiras	40
2.4.1. Analogia entre opções financeiras e opções reais	42
2.4.2. Opções exóticas	43
2.4.2.1. As opções com barreira	44
2.4.2.2. Tipos de opções com barreira	45
2.4.2.3. Avaliação de opções com barreiras	48
2.5. Métodos de solução de opções reais	48
2.5.1. Método binomial	49
2.5.2. Método binomial aplicado às opções com barreiras	52
3. Posicionamento da energia eólica	53
3.1. A energia eólica	53
3.1.1. Componentes dos aerogeradores	53
3.1.2. Vantagens e desvantagens da energia eólica	57
3.1.3. <i>Retrofit</i> e repotenciação das turbinas eólicas	58
3.2. Panorama no mundo	61

3.3. Panorama no Brasil	63
3.3.1. O setor elétrico no Brasil	64
3.3.2. Estrutura institucional do setor elétrico brasileiro	65
3.3.3. Evolução da energia eólica no Brasil	66
3.3.4. Ambientes de comercialização de energia eólica no Brasil	70
3.3.5. Leilões de energia no Brasil	72
3.3.5.1. Participação da energia eólica nos leilões de geração no ACR	74
4. Avaliação financeira de um parque eólico por opções reais	76
4.1. Modelagem determinística: FCD sem opção	76
4.1.1. Componentes do fluxo de caixa do projeto	76
4.1.2. Premissas	81
4.1.3. Cálculo da taxa de desconto ajustada ao risco	82
4.1.4. Resultado do projeto sem opções	85
4.2. Modelagem via opções reais	86
4.2.1. Levantamento de dados	87
4.2.2. Limitações metodológicas e determinação do processo estocástico	91
4.2.3. Estimativa de volatilidade	92
4.2.4. Árvore binomial	93
4.2.5. Análise dos resultados	96
4.2.6. Análise de sensibilidade	97
5. Conclusão e trabalhos futuros	106
6. Referências bibliográficas	108
A. Fluxo de caixa	118
B. Dados utilizados	119
B.1. Correção dos preços dos leilões	119
B.2. Taxa de câmbio	120
B.3. Análises de sensibilidade	120
C. Árvore binomial recombinante	122

Lista de Figuras

Figura 2.1 - Diagrama de <i>payoff</i> para uma opção de compra (43)	42
Figura 2.2 - Diagrama de <i>payoff</i> para uma opção de venda (43)	42
Figura 2.3 - Diagrama de <i>payoff</i> para uma opção de compra com barreira (43)	44
Figura 2.4 - Métodos de avaliação de opções reais	49
Figura 2.5 - Modelo binomial de CRR	50
Figura 3.1 - Principais componentes de um aerogerador (60)	54
Figura 3.2 - Tipos de aerogeradores de eixo horizontal	56
Figura 3.3 - Tipos de aerogeradores de eixo vertical	57
Figura 3.4 - Capacidade eólica instalada no mundo (8)	62
Figura 3.5 - Matriz elétrica Brasileira por fonte, 2015 (67)	64
Figura 3.6 - Oferta interna de energia elétrica (OIEE) no Brasil 2015 (%) (7)	65
Figura 3.7 - Estrutura institucional do setor elétrico brasileiro (70)	66
Figura 3.8 - Evolução da capacidade instalada da fonte eólica no Brasil (MW)(66)	68
Figura 3.9 - Evolução da capacidade instalada por fonte de geração no Brasil (75)	70
Figura 3.10 - Tipo de geração por ambiente de contratação de energia (80)	72
Figura 3.11 - Evolução dos preços das fontes de energia no ACR	75
Figura 4.1 - Obtenção do custo do capital próprio	85
Figura 4.2 - Evolução dos preços médios de venda eólicos no Brasil	89
Figura 4.3 - Comportamento preços leilões versus taxa de câmbio	90
Figura 4.4 - Sensibilidade do VPL expandido com a volatilidade do preço da energia eólica	98
Figura 4.5 - Sensibilidade do VPL expandido com a taxa livre de risco	99
Figura 4.6 - Sensibilidade do VPL expandido com o investimento em <i>retrofit</i>	100
Figura 4.7 - Sensibilidade do VPL expandido com a barreira superior no preço	101
Figura 4.8 - Sensibilidade do VPL expandido com o VP do projeto	102
Figura 4.9 - Sensibilidade do VPL expandido x Investimento x Volatilidade	103

Figura 4.10 - Sensibilidade do VPL expandido x Barreira superior x Volatilidade	104
Figura A.1 - Fluxo de caixa projetado do projeto eólico no cenário base	118
Figura C.1 - Árvore binomial de avaliação da opção	122

Lista de Tabelas

Tabela 1.1 - Oferta interna de energia no Brasil e no mundo (% e Mtep)	19
Tabela 2.1 - Aplicações das opções reais em projetos de energia eólica	32
Tabela 2.2 - Opções reais comuns (44)	39
Tabela 2.3 - Analogia entre uma opção de compra sobre ações e uma opção real sobre um projeto (44)	43
Tabela 2.4 - Tipos de opções com barreira (49)	45
Tabela 2.5 - Correlações entre parâmetros de entrada e valores da opção com barreira (50)	46
Tabela 3.1 - Ranking TOP 10 de capacidade instalada acumulada de energia eólica no mundo até 2015 (8)	63
Tabela 3.2 - Capacidade eólica instalada por Estado ao final de 2015 (MW)	69
Tabela 3.3 - Diferenças entre os ambientes de contratação de energia (79)	71
Tabela 4.1 - Composição do fluxo de caixa livre dos acionistas	81
Tabela 4.2 - Premissas adotadas para estimar o fluxo de caixa determinístico	83
Tabela 4.3 - Orçamento custos O&M	83
Tabela 4.4 - Cálculo do custo do capital próprio	85
Tabela 4.5 - VPL do projeto eólico (cenário determinístico)	86
Tabela 4.6 - Preços da energia eólica na data de realização dos leilões de geração	88
Tabela 4.7 - Retornos logarítmicos dos preços da energia eólica	93
Tabela 4.8 - Estimativa da volatilidade	93
Tabela 4.9 - Dados de entrada para a árvore binomial	94
Tabela 4.10 - Parâmetros para construir a árvore binomial	95
Tabela B.1 - Correção monetária dos preços dos leilões	119
Tabela B.2 - Média dos preços médios anuais de energia eólica e da taxa de câmbio	120
Tabela B.3 - Sensibilidade VPL expandido × Volatilidade do projeto	120
Tabela B.4 - Sensibilidade VPL expandido × Taxa livre de risco	120
Tabela B.5 - Sensibilidade VPL expandido × Investimento em <i>re-trofit</i>	121

Tabela B.6 - Sensibilidade VPL expandido × VP do ativo-objeto	121
Tabela B.7 - Sensibilidade VPL expandido × Barreira superior no preço da energia eólica	121

Lista de abreviaturas

ACL Ambiente de Contratação Livre

ACR Ambiente de Contratação Regulada

ANA Agência Nacional de Águas

Aneel Agência Nacional de Energia Elétrica

ANP Agência Nacional do Petróleo

B-S-M *Black-Sholes-Merton*

BNDES Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

C&A Copeland e Antikarov

Capex *Capital Expenditure*

CAPM *Capital Asset Pricing Model*

CCEAR Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado

CCEE Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CMO Custo Marginal de Operação

CMSE Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

CNPE Conselho Nacional de Política Energética

Cofins Contribuição para Financiamento da Seguridade Social

CRR Cox, Ross e Rubinstein

CSLL Contribuição Social sobre o Lucro Líquido

Ebit *Earnings Before Interest and Taxes*

Ebitda *Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation, and Amortization*

EOL Usina Eólica

EPE Empresa de Pesquisa Energética

FCD Fluxo de Caixa Descontado

FCLA Fluxo de Caixa Livre dos Acionistas

GWEC *Global World Energy Council*

IRPJ Imposto sobre a Renda das Pessoas Jurídicas

LA Leilão de Ajuste

Lair Lucro antes dos Impostos

Lajida Lucro antes dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização

Lajir Lucro antes dos Impostos

LEE Leilão de Energia Existente

LEN Leilão de Energia Nova

LER Leilão de Energia de Reserva

LFA Leilão de Fontes Alternativas

LL Lucro Líquido

MGB Movimento Geométrico Browniano

MME Ministério de Minas e Energia

Mtep Milhões de Toneladas Equivalentes de Petróleo

O&M Operação e Manutenção

OCDE Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico

OIE Oferta Interna de Energia

OIEE Oferta Interna de Energia Elétrica

ONS Operador Nacional do Sistema Elétrico

OR Opção Real

OTC *Over the Counter*

PCH Pequena Central Hidrelétrica

Pis Programa de Integração Social

PLD Preço de Liquidação de Diferenças

Proinfa Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

SEB Setor Elétrico Brasileiro

SIN Sistema Interligado Nacional

TFSEE Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica

TIR Taxa Interna de Retorno

TOR Teoria das Opções Reais

TUST Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

UFV Usina Fotovoltaica

UHE Usina Hidrelétrica

UTE Usina Termelétrica

VP Valor Presente

VPL Valor Presente Líquido

*“Mira que te mando que te esfuerces y seas valiente;
no temas ni desmayes, porque Jehová tu Dios estará
contigo en dondequiera que vayas”.*

Josué 1:9

Introdução

O consumo da energia primária mundial tem apresentado um crescimento exponencial (1) desde a época da revolução industrial. Hoje em dia, o uso da energia faz parte de nosso estilo de vida e, quanto mais desenvolvida está uma sociedade, mais energia consome. Porém, apesar dos recursos energéticos serem abundantes, as reservas de energia primária são variáveis e estão distribuídas de forma desigual por todo o planeta (2). Assim, com o aumento do consumo energético mundial, os países vêm procurando alternativas para atender essa demanda. Desse modo, desde finais da década de 1980, como uma resposta às necessidades de contar com mecanismos de negociação e de investimento em capacidade de geração eficiente frente à crescente demanda por eletricidade, políticos e reguladores em uma série de países têm liberado, reestruturado ou desregulado seu setor de energia elétrica mediante a introdução de sistemas de concorrência regulada (3).

Porém, tanto os reguladores do mercado, quanto os agentes geradores estão expostos à dependência dos recursos convencionais de geração de eletricidade (por exemplo, centrais hidrelétricas e térmicas), que definem o preço de mercado (4). Portanto, fatores como: a necessidade de combater o avanço das mudanças climáticas, a regulação ambiental frente às emissões, a possibilidade de escassez e os altos preços de combustíveis fósseis, fazem que cada vez seja mais favorável adotar tecnologias de geração a partir de fontes renováveis não convencionais, como por exemplo, a energia eólica, solar e geotérmica.

Por essas razões, a cada ano as fontes renováveis de energia ganham mais espaço na política energética dos países (5); é o caso, por exemplo, da Colômbia, onde o Congresso emitiu a Lei n.º1715 de 2014 (6), que procura promover as energias renováveis não convencionais, sendo incluídas ao sistema energético nacional através de incentivos tributários. A matriz energética¹ mundial aposta a cada dia em fontes alternativas renováveis, abrindo um novo espaço especialmente para a energia eólica como pode ser observado na Tabela 1.1.

A Tabela 1.1 mostra a evolução da matriz energética mundial, i.é. a oferta interna de energia² (OIE) por fonte energética nos últimos 40 anos,

¹Denominação dada à demanda total de energia de um país, quando segmentada por fonte.

²Representa a energia que se disponibiliza para ser transformada (refinarias, carvoarias, etc), distribuída e consumida nos processos produtivos do país.

Tabela 1.1: Oferta interna de energia (OIE) no Brasil e no mundo (% e Mtep).
 Fonte: Elaboração própria a partir do relatório do MME (7).

Fonte	Brasil		OCDE		Outros		Mundo	
	1973	2015	1973	2015	1973	2015	1973	2015
Óleo	45,6	37,3	52,6	35,8	29,9	24,1	46,1	30,8
Gás Natural	0,4	13,7	18,9	25,2	12,9	20,2	16,0	21,4
Carvão	3,2	5,9	22,6	19,0	31,1	36,7	24,6	28,4
Urânio	0	1,3	1,3	10,0	0,2	1,8	0,9	4,9
Hidro	6,1	11,3	2,1	2,3	1,2	2,6	1,8	2,6
Outras não-renováveis	0	0,6	0	0,5	0	0,1	0	0,3
Outras renováveis	44,8	29,9	2,5	7,2	24,7	14,4	10,6	11,6
+ Eólica	0	0,62	0	0,88	0	0,28	0	0,51
Total (%)	100	100	100	100	100	100	100	100
Total (Mtep)	82	299	3.741	5.185	2.105	7.814	6.109	13.653
% do mundo	1,3	2,2	61,2	38,0	34,5	52,2		

onde o ponto comum entre os três grandes grupos de países é o incremento de participação do gás natural. Igualmente, a redução do petróleo e derivados (-16,8% OCDE³, -8,3% Brasil) que reflete o esforço de substituição desses energéticos fósseis. Em termos de presença de fontes renováveis, é notável a vantagem do Brasil (41,2% de participação) frente aos outros blocos de países (9,4% da OCDE, 17,1% outros países e 14,3% da média mundial). Note-se que no Brasil e na OCDE a energia eólica passou de uma participação nula verificada em 1973, para 0,62% e 0,88% da matriz de energética, respectivamente, em 2015.

De modo que a energia eólica está assumindo a liderança na transição dos combustíveis fósseis e está conseguindo a competição em preço, desempenho e confiabilidade (8). A capacidade instalada acumulada de energia eólica no mundo no final de 2015 era de 432.883 MW, representando um crescimento de 17% em relação ao valor acumulado em 2014 (369.705 MW) e as previsões do mercado apontam para um crescimento esperado de 83% da capacidade eólica instalada acumulada até 2020. O Brasil é um importante destaque, já que liderou na América Latina em 2015 com instalações de 2.754 MW e apresentou uma capacidade instalada acumulada de 8.715 MW, correspondentes a 4,3% e 2% do total mundial, respectivamente; igualmente, continua sendo um dos mercados mais promissores para o mercado de energia eólica em terra (*onshore*) na região para 2020. Além disso, conforme o Ministério de Minas e Energia (MME) (7) e de acordo com dados de 2015, embora a matriz elétrica brasileira

³São os seguintes 34 países membros da Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico – OCDE: Alemanha, Austrália, Áustria, Bélgica, Canadá, Chile, Coreia do Sul, Dinamarca, Eslovênia, Espanha, Estados Unidos, Estônia, Finlândia, França, Grécia, Holanda, Hungria, Irlanda, Islândia, Israel, Itália, Japão, Luxemburgo, México, Noruega, Nova Zelândia, Polônia, Portugal, Reino Unido, República Eslovaca, República Tcheca, Suíça, Suécia e Turquia.

seja predominantemente hidráulica (64%), a participação do segmento eólico vem se intensificando representando 3,5% da matriz energética no mesmo ano.

É notório o potencial de crescimento e o aumento da participação eólica no setor elétrico não só no Brasil, mas também no panorama mundial, implicando em novas oportunidades de investimento. Tais oportunidades exigem a análise de viabilidade por parte dos empreendedores e a captura do valor destas. Embora durante décadas a análise de investimentos venha sendo conduzida pela metodologia do Fluxo de Caixa Descontado (FCD), sendo os principais indicadores o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa de Retorno do Investimento (TIR), esses métodos subestimam o valor do investimento quando a flexibilidade é uma das características do projeto, pois as opções gerenciais não são consideradas (9). Isso acontece com as decisões estratégicas nos mercados energéticos, caracterizadas principalmente pelo alto risco e incerteza (10), aspecto que tampouco é capturado pelos métodos de avaliação tradicionais. Conseqüentemente, as opções reais (OR) aparecem como uma alternativa para auxiliar os processos de tomada de decisão nesses mercados. A presente dissertação busca avaliar um parque eólico através da Teoria das Opções Reais (TOR), capturando o valor da flexibilidade que projetos desta natureza podem apresentar.

1.1

Motivação

Como já referido na introdução, nos últimos anos tem ocorrido uma grande aposta a nível mundial em modelos energéticos sustentáveis e menos agressivos com o meio ambiente, optando por uma progressiva inclusão das fontes de energia renovável no *mix* energético que, além de oferecer benefícios ambientais, também oferecem segurança frente a elevadas tarifas, decorrentes da dependência de outras fontes. Igualmente, o Brasil encontra-se atualmente entre as principais potências mundiais no que diz respeito à potência instalada de energia eólica; no país existe uma quantidade considerável de parques eólicos em operação, além das previsões do mercado de continuar se expandindo exponencialmente com o intuito de aproveitar o elevado recurso eólico do país. Por estes motivos, é importante continuar promovendo a geração de energia elétrica através de fontes renováveis. Porém, paralelamente a essa importância, deve-se considerar que ao passar dos anos os componentes dos parques eólicos tornam-se obsoletos, refletindo na baixa potência unitária das turbinas eólicas instaladas, comparada com as mais recentes. Conseqüentemente, essa limitação pode trazer prejuízos à rentabilidade dos proprietários.

Desta maneira, em virtude do grande potencial eólico que possui o Brasil, é importante desenvolver estudos no setor, como na presente dissertação, do ponto de vista financeiro.

1.2

O *Retrofit*

O conceito de *retrofit* aplicado no setor eólico, consiste em modernizar os equipamentos realizando uma atualização da tecnologia das turbinas eólicas antigas para aumentar sua eficiência e prolongar sua vida útil. Dessa forma, o *retrofit* visa reverter o envelhecimento dos parques eólicos em operação que estão próximos a cumprir sua vida útil, mas também, configurando na prática novos projetos de investimento no setor. Por exemplo, no que tange aos países europeus que foram pioneiros na implementação da energia eólica, encontram-se já nesta fase de modernizar ou repotenciar⁴ os parques eólicos instalados há mais de 15 anos. Uma explicação mais detalhada de *retrofit* será apresentada na Seção 3.1.3 na página 58.

1.3

Descrição do problema de estudo

Um parque eólico hipotético situado no Nordeste do Brasil possui um contrato de operação para os próximos 20 anos, para os quais são projetados os fluxos de caixa esperados, a partir de um conjunto de premissas obtidas de uma empresa característica do setor, que não será mencionada no presente trabalho por questões de confidencialidade. Pela análise tradicional do FCD é calculado o VPL do projeto e é conhecida assim sua viabilidade. Ao fim dos 20 anos de operação do parque eólico é possível identificar as alternativas que possui o empreendedor do projeto (11, 12), que surgem em função da vida útil das turbinas eólicas, tais como: pôr fora de serviço as máquinas, substituí-las por um equipamento novo, modernizá-las ou até vender o parque eólico. No presente trabalho escolheu-se a alternativa de investir na modernização das turbinas eólicas antigas para prolongar sua vida útil, conhecida no setor como *retrofit*.

Portanto, identificou-se que existe uma opção real de extensão do contrato de um parque eólico para ganhar 20 anos a mais de operação, realizando um investimento em *retrofit*. O valor desse investimento será o preço de exercício da opção que estamos interessados em avaliar. Para calcular o valor

⁴Consiste no desmantelamento de uma turbina antiga existente e a substituição por uma versão nova.

da opção implementou-se o modelo binomial proposto no artigo de Cox, Ross e Rubinstein (CRR) (13) considerando uma incerteza só, o preço da energia eólica. Nesse modelo, parte-se da árvore de preço do ativo objeto, que, no caso, é o valor presente (VP) do projeto eólico. Com o intuito de garantir a lógica do modelo com a realidade dos preços do setor eólico e considerando-o um mercado concorrencial, considerou-se estabelecer um preço máximo que poderia alcançar a energia eólica nos contratos do ambiente de contratação regulada (ACR) via leilões de energia no Brasil, característica que é análoga a uma opção com barreira superior de saída, que por sua vez pode ser resolvida na mesma árvore binomial. Desta maneira, ao final do ano 20 o empreendedor vai no ACR e só renova o contrato a partir desse preço para baixo, otimizando a decisão de exercer ou não a opção de estender a vida útil do parque eólico pelo investimento em *retrofit*, e consequentemente a capacidade a contratar; conforme o modelo de avaliação da OR, caso o VP do projeto (ativo objeto) atingir o VP equivalente à barreira do preço da energia eólica, a opção de estender o contrato não terá valor. Devido à decisão de fazer o investimento em *retrofit* só ser tomada no período 20, a opção é de compra europeia. Portanto, a decisão de investir hoje no projeto será tomada pela regra de decisão do VPL expandido.

1.4

Objetivo Geral

O objetivo geral desta dissertação é avaliar uma opção de extensão do contrato de operação de um parque eólico situado no Brasil através da TOR considerando um investimento em *retrofit*.

1.5

Objetivos Específicos

- ▷ Analisar a opção de extensão do contrato de operação existente em um parque eólico com dados reais do setor.
- ▷ Aplicar o modelo binomial de CRR para calcular o valor da opção real, considerando como variável de incerteza o preço da energia eólica.
- ▷ Aplicar a teoria das opções com barreira na árvore binomial, restringindo o valor máximo que pode alcançar o preço da energia eólica na avaliação, decorrente do mercado de leilões.

- ▷ Determinar os efeitos no valor da opção frente às mudanças em determinados parâmetros a partir de uma análise de sensibilidade.

1.6

Estrutura da dissertação

Esta dissertação foi organizada em 5 capítulos. O primeiro apresenta a contextualização da crescente participação da energia eólica na matriz energética mundial, tornando-se uma oportunidade para avaliar os projetos de investimento do setor à luz da TOR; igualmente, detalha o problema de estudo, a motivação, os objetivos da dissertação e sua estrutura.

No capítulo 2, será apresentada a revisão da literatura em relação à aplicação da TOR na avaliação de projetos de energia eólica e serão detalhados os principais aspectos teóricos.

No capítulo 3, serão apresentadas as principais características tecnológicas do setor da energia eólica e o posicionamento dessa fonte energética tanto no panorama mundial quanto no Brasil.

No capítulo 4, serão apresentados os resultados tanto do modelo tradicional de FCD quanto da modelagem financeira de um parque eólico por OR, além de uma análise de sensibilidade dos resultados.

No capítulo 5, serão apresentadas as conclusões e sugestões para trabalhos futuros.

Revisão bibliográfica

Neste capítulo, é apresentada primeiramente uma breve revisão da literatura que descreve as raízes da TOR e sua evolução, destacando os trabalhos pioneiros que abriram o caminho para sua aplicação. Seguidamente, mostram-se algumas das aplicações no setor energético, especificamente na avaliação de projetos de geração de energia a partir de fontes renováveis. Por último, apresenta-se o arcabouço teórico relevante no contexto deste trabalho, onde são discutidos os conceitos básicos das OR de maneira a abordar as principais diferenças com relação à avaliação tradicional do FCD, além de detalhar o modelo Binomial como metodologia de valoração.

2.1

Revisão da literatura

Em primeiro lugar, é apresentada uma breve revisão da literatura reunindo estudos que tratam de opções reais, flexibilidade gerencial e avaliação de projetos; em segundo lugar, é referenciada a literatura de OR aplicada a projetos de geração de energia a partir de fontes renováveis.

2.1.1

Evolução da pesquisa em opções reais

Nesta seção é apresentado um breve resumo do histórico dos trabalhos relevantes na TOR, que pode ser encontrado com maior detalhe em Dias (14, p.137-140).

Em 1973, o surgimento do modelo de precificação da opção financeira europeia desenvolvido por Black, Scholes e Merton (B-S-M) deu as bases da moderna teoria das opções financeiras e trouxe uma nova forma de valoração de ativos financeiros, usando conceitos de não arbitragem e montagem de uma carteira livre de risco (retorno tem de ser a taxa livre de risco), tornando irrelevante a discussão à época de qual deveria ser a taxa de desconto ajustada ao risco de um derivativo.

Depois do sucesso de B-S-M, diversos trabalhos pioneiros abriram o caminho para a aplicação dos conceitos desenvolvidos para opções financeiras em ativos reais, ou seja, ativos não negociados no mercado. Em 1977, o termo “opções reais” foi introduzido por Myers pela analogia entre a opção de compra

financeira e as oportunidades de investimento das empresas em ativos reais. Dois anos depois, em 1979, o brasileiro Tourinho desenvolveu o primeiro modelo matemático de OR, aplicando-o na valoração de uma reserva de recursos naturais não renováveis com incerteza do preço. No mesmo ano, CRR aplicaram a ideia de mudança de medida de probabilidade no popular modelo binomial.

Posteriormente, na década dos 80, foi disseminada a literatura de OR através de diversas publicações, destacando-se: Brenann & Schwartz, que em 1985 analisaram a política operacional ótima de uma mina de cobre (investir, parar temporariamente, reativar, abandonar); McDonald e Siegel, os quais em 1986 avaliaram a opção de diferir um determinado investimento escolhendo o momento ótimo para executar o projeto; já os autores Paddock, Siegel e Smith foram os primeiros a valorizar, em 1988, uma jazida de petróleo não explorada no Golfo de México.

Da década de 1990 em diante verifica-se uma verdadeira explosão na literatura de OR não só na academia quanto na indústria, com dezenas de artigos e publicação de diversos livros. Entre as produções mais citadas destacam-se: Pindyck, em 1993, sobre incerteza de mercado e incerteza técnica combinadas; Trigeorgis, em 1993, sobre a interação entre múltiplas opções não aditivas; Capozza e Li, em 1994, sobre o melhor momento para investir no desenvolvimento de terrenos urbanos. O primeiro livro-texto publicado sobre essa metodologia foi escrito por Dixit e Pindyck em 1994, o qual tornou-se referência no assunto em tempo contínuo. Pouco depois, Trigeorgis em 1996 publicou um livro-texto mais abrangente abordando não somente a valoração em tempo contínuo, mas também em tempo discreto; em 1999, Amram e Kulatilaka, publicaram outro livro de grande impacto com uma linguagem mais simples e praticamente sem equações, focado mais na intuição e nos conceitos. Copeland e Antikarov (C&A), em 2001, publicaram outro livro-texto de OR muito popular que foi o primeiro a ser traduzido para o português, focado nos métodos de solução em tempo discreto (como o Binomial) e usando o método de Monte Carlo para calcular a volatilidade agregada do projeto¹.

Dentre os livros mais recentes podem-se destacar os dois volumes do livro de análise de investimentos com opções reais publicados por Dias, em 2014 e 2015, respectivamente. O volume 1 (14) inclui os conceitos básicos e opções reais em tempo discreto; enquanto o volume 2 (15) aborda os processos estocásticos e opções reais em tempo contínuo.

¹Método que usa a premissa MAD (*Market Asset Disclaimer*).

2.1.2

Aplicações das opções reais na avaliação de projetos de energia renovável

Os mercados de eletricidade caracterizam-se pelo alto risco e incerteza, portanto, as opções reais tornaram-se uma ferramenta recorrente para avaliar as decisões estratégicas próprias deste mercado, como: investimento e operação em instalações de geração de energia, orçamento em programas de pesquisa e desenvolvimento (P&D) de tecnologia e avaliação de políticas energéticas (10). Por sua vez, como é descrito por Santos *et. al* (9), a TOR tem sido aplicada na indústria de petróleo e gás, projetos de investimento em energia renovável e mercados energéticos em geral. Investimentos em tecnologias de geração que utilizam fontes renováveis são caracterizados por uma elevada volatilidade associada com a intermitência do recurso e seus altos custos de investimento, razão pela qual também tem sido um campo de aplicação da TOR. A seguir, são apresentados alguns trabalhos dessas aplicações com foco principalmente em projetos de energia eólica, que têm sido utilizados para avaliar as decisões mencionadas.

Uma das primeiras aplicações da teoria das opções reais para o campo das energias renováveis, a exploração de energia eólica mais precisamente, remonta a 2002 no trabalho desenvolvido por Venetsanos *et al.* (16). Os autores desenvolveram um método de avaliação das incertezas associadas aos projetos de energia eólica após a desregulamentação do mercado da eletricidade na Grécia, considerando as opções derivadas da modularidade para construir este tipo de projeto em etapas, especificamente as opções de adiamento, expansão e abandono; para isso, utilizaram um modelo gerado a partir da proposta de Black e Scholes sobre cada um dos fluxos associados a cada fase de desenvolvimento do projeto. Finalmente, compararam os resultados de seu modelo com a técnica tradicional de FCD. As principais conclusões de seu trabalho foram que o valor do projeto considerando as opções foi positivo, enquanto o VPL foi negativo.

Davis e Owens (17) quantificaram o valor do programa de P&D federal em tecnologias renováveis diferentes da hidrelétrica (energia eólica) para os Estados Unidos, baseados em um modelo de opções reais em tempo contínuo e levando em consideração a incerteza do preço dos combustíveis fósseis, que representa a taxa anual de redução/aumento de custos da eletricidade. Eles também usam esse modelo para determinar o nível ótimo de despesas anuais federais de P&D em energia renovável.

Fleten e Maribu (18) foram os primeiros a usar a TOR para avaliar o

tempo de investimento e os problemas de escolha de capacidade para pequenos projetos de energia eólica levando em consideração a variabilidade da velocidade do vento e a demanda. Eles apresentam um método para avaliar projetos de investimento em geração de energia eólica em pequena escala, onde tem-se a opção de adiar o investimento e escolher a capacidade dentro de uma determinada faixa. A variável de incerteza considerada foi o preço da eletricidade e o método de avaliação selecionado foi equações diferenciais parciais (EDP).

Yu *et al.* (19) aplicaram a análise de opções reais para avaliar uma tarifa de remuneração comutável (*switching tariff*) para um gerador eólico, considerando a incerteza dos preços da energia e a velocidade média do vento em duas regiões da Espanha. O valor da tarifa foi tratado como uma opção asiática composta entre o *spread* do preço da eletricidade no mercado de ações e o *spread* de uma tarifa preferencial fixa (*feed-in-tariff*) para geradores eólicos. Foi analisada a opção de troca considerando como variável de incerteza o preço da eletricidade e o método de avaliação utilizado foi a simulação.

Hedman e Sheblé (20) analisam a possibilidade de utilizar um sistema híbrido hidro-eólico de armazenamento de energia por bombagem para diminuir a incerteza associada à geração de energia eólica, i.é, opção de flexibilidade. Eles propuseram uma metodologia de compra de opções *call* pelas equações de precificação de Black e Scholes e verificaram sua eficiência através da comparação com os métodos de cobertura (*hedge*) convencionais usando unidades hidrelétricas de armazenamento por bombagem, para proteger-se da incerteza advinda da intermitência do vento. A variável de incerteza considerada é o recurso eólico e são utilizadas EDPs como método de avaliação.

Zhou *et al.* (21) propõem uma abordagem analítica para avaliar o investimento em ativos de geração de energia eólica em um mercado elétrico reestruturado, no qual foi utilizado um processo de reversão à média para descrever as características dos preços da eletricidade, levando em conta flutuações, incerteza e periodicidade. A opção estudada é a opção de expansão. A variável de incerteza considerada é o preço da eletricidade e o método para avaliar a opção é a simulação.

Dykes e Neufville (22) aplicam a opção de expansão para avaliar a decisão de construir primeiro um pequeno protótipo de um parque eólico (3 MW) e no ano 10 expandir a capacidade de geração com um projeto de grande escala (20 MW) em Wapakoneta (Ohio), onde está localizada uma empresa elétrica municipal. A avaliação da opção é realizada levando em consideração a incerteza dos preços da eletricidade pelo método binomial.

Muñoz *et al.* (23) propuseram um modelo de decisão para avaliar investimentos em energia eólica com base em um modelo estocástico para os

parâmetros que afetam o VPL, tais como a incerteza da produção eólica e os preços da eletricidade. Igualmente, usaram um modelo de opções reais para avaliar as probabilidades de investir imediatamente, esperar ou abandonar o projeto. A variável de incerteza considerada é o preço da eletricidade e os métodos de avaliação usados são o binomial e simulação.

Mendez *et al.* (24), avaliam o investimento em um parque eólico considerando a opção de construir em etapas, isto como resultado da modularidade desta tecnologia. Os autores utilizaram as volatilidades das fontes de incerteza do projeto, preços da energia elétrica e intermitência na velocidade do vento, em lugar de utilizar aproximações advindas da volatilidade de empresas com ativos similares no mercado de ações. A variável de incerteza estudada foram os fluxos de caixa e os métodos de solução usados foram o binomial e a simulação. Os resultados indicam a conveniência de avaliar e executar este tipo de projetos em etapas, como uma alternativa para diminuir o risco associado ao investimento.

Cheng *et al.* (25) avaliaram projetos de energia eólica em função de suas economias em combustível e emissões. As variáveis de incerteza consideradas foram o preço e os custos da implementação de políticas. O método de avaliação selecionado foi o binomial.

Lee e Shih (26) apresentaram um modelo de avaliação das políticas de planejamento energético de Taiwan usando técnicas de opções reais, considerando incerteza e outros fatores que influenciam a política de desenvolvimento de energia renovável, particularmente energia eólica, integrando a curva de custo eficiência dessas tecnologias. Os resultados obtidos indicam que a TOR é muito eficaz para medir “como a incerteza no planejamento de políticas, incluindo a flexibilidade gerencial, influencia o desenvolvimento de energias renováveis”.

Fernandes *et al.* (27) apresentaram uma revisão dos estudos que aplicam a TOR nos investimentos no setor de energia entre 1987 e 2011, onde o foco foi principalmente sobre estudos na indústria de petróleo e gás, geração de energia e políticas. Além disso, os autores sugeriram uma aplicação mais ampla da abordagem das opções reais em investimentos de energias renováveis.

Lee (28) demonstrou a eficácia da TOR para o caso de Taiwan, avaliando o investimento em um projeto de energia eólica comparativamente considerando a incerteza de vários recursos de geração e o preço do WTI², concluindo ser benéfico investir neste tipo de tecnologias, a fim de reduzir os custos associ-

²Tipo de barril de petróleo que tem o nome derivado de *West Texas Intermediate*, a principal região petrolífera dos Estados Unidos, e o óleo WTI é aquele vendido pelos intermediários do *West Texas*.

ados com recursos poluentes tais como tecnologias térmicas de geração de energia. Subsequentemente, realizou uma análise de sensibilidade mostrando que o valor do investimento em energia eólica aumenta quando o preço subjacente, o tempo até o vencimento, a taxa livre de risco e a volatilidade aumentam. O autor aplicou o modelo de B-S como método de avaliação da opção real.

Lee e Shih (29) utilizam opções reais como base para a construção de um modelo de avaliação de políticas em projetos de geração de energia eólica, cuja variável de incerteza é o preço da energia não renovável. De acordo com esses autores, o governo tem cinco opções disponíveis quando se considera a promoção do desenvolvimento de energias renováveis: crescer, abandonar, contrair, expandir e/ou trocar. Esta abordagem assegura que as ações de políticas se baseiam em considerações tanto de políticas do governo, quanto de desenvolvimento macroeconômico e tecnológico, proporcionando assim o uso mais eficiente dos recursos fiscais. Usam o método binomial para avaliar a opção.

Martinez e Mutale (30) propuseram um marco de análise de OR para incorporar a incerteza de avaliação do recurso eólico no processo de planejamento e *design* de projetos de geração eólica, avaliando a opção de adiamento, até que uma decisão de investimento para abandonar ou construir o projeto, seja alcançada. Como resultado, a abordagem proposta leva a um *timing* ótimo de investimento neste tipo de projetos, que é o período em que a precisão do recurso eólico permite a construção do projeto mais valioso de acordo com uma função objetivo, e concluíram que a aplicação do modelo de OR proposto aumenta o valor dos projetos eólicos na maioria dos cenários. A variável de incerteza analisada foi o recurso eólico e foram combinados os métodos de avaliação binomial e de simulação.

Reuter *et al.* (31) aplicaram o modelo de OR para avaliar o momento ótimo de investimento e o prêmio de um sistema híbrido (hidro-eólico) que combina energia eólica e hidrelétrica produzida a partir de acumulação por bombagem (que são na realidade acumuladores de energia) na Alemanha e na Noruega, considerando as incertezas da demanda, o preço *spot* da eletricidade e a incerteza da geração de energia eólica (assumindo que esta segue uma distribuição normal).

Maya *et al.* (32) analisam o caso de um parque eólico na Colômbia, na região de La Guajira caracterizada pelo alto potencial eólico, avaliando a opção de expansão decorrente da possibilidade de iniciá-lo em uma escala menor e depois expandir a capacidade da usina em 50% sem ter que incorrer de novo em despesas do investimento inicial. O valor da opção real é calculado através do método binomial e muda de acordo com as três metodologias utilizadas

para estimar a volatilidade: o fator predominante do projeto (preço da energia), a volatilidade implícita e a volatilidade média de empresas similares. Os resultados indicam que ao considerar a flexibilidade da expansão, esse tipo de projeto é viável financeiramente na Colômbia.

Monjas-Barroso e Balibrea-Iniesta (33) examinaram as opções reais incluídas nos marcos regulatórios (subsídios e suporte públicos) da Dinamarca, Finlândia e Portugal. Os resultados revelam que a escolha dos mecanismos de apoio público à energia eólica têm impacto nas avaliações dos projetos: o público prefere o sistema FiP (*feed-in premium*) sobre o FiT (*feed-in tariff*), sendo estes os sistemas que envolvem uma recompensa para a produção de eletricidade a partir de fontes renováveis. Finalmente, concluíram que o valor do VPL expandido é o mais elevado para Finlândia e o mais baixo em Portugal, evidenciando assim que aquele país oferece mais apoio ao desenvolvimento da energia eólica.

Kim *et al.* (34) avaliaram a opção composta de abandonar, implantar ou continuar os investimentos em P&D em energia eólica na Coreia e descobriram que sob a perspectiva da TOR esse tipo de investimento é economicamente mais atraente, especialmente quando se considera o tempo ótimo (*timing*) de implementação da tecnologia para responder à incerteza do mercado de energia. Igualmente, levaram em consideração a incerteza dos custos variáveis unitários de geração de energia não renovável, e utilizaram o método binomial.

Isaza e Botero (10) aplicaram opções reais para analisar, a partir de um ponto de vista teórico, o investimento e desenvolvimento de um projeto de um parque eólico que substituiria uma usina térmica a carvão, de geração anual equivalente. Utilizaram o modelo binomial considerando como variável de incerteza a volatilidade dos preços de mercado do carvão térmico.

Abadie e Chamorro (35) desenvolveram um modelo de OR para determinar o valor de projetos de energia eólica considerando como fontes de incerteza o preço da eletricidade, a quantidade de geração eólica e o valor dos incentivos provenientes de mecanismos de reconhecimento de créditos de geração por fontes renováveis, tais como os *Renewables Obligation Certificates* (ROCs) no Reino Unido.

Santos *et al.* (9) avaliaram um mini projeto hidrelétrico, considerado um investimento de energia renovável, comparando o VPL com o valor da opção de espera, enfatizando que os investimentos em energia têm características específicas por causa de sua irreversibilidade, altos níveis de incerteza e flexibilidade no calendário, uma vez que o investidor poderá adiar sua decisão para obter melhor informação. Os resultados sugeriram o maior valor de espera através da abordagem binomial. A única fonte de incerteza incluída na

avaliação da opção foi a variabilidade dos preços da eletricidade, que pode ser uma medida de risco razoável, segundo os autores, para uma tecnologia madura como as centrais hidrelétricas, uma vez que a produção de energia e os custos são relativamente previsíveis.

Uma abordagem mais avançada é proposta por Díaz *et al.* (36). Os autores analisaram o valor econômico dos projetos de geração distribuída (GD) de energia eólica adaptando o método de precificação de opções financeiras *Longstaff-Schwartz* para este tipo de projetos, encontrando tempos ótimos para o investimento da GD sob incerteza da receita e custos de capital decedentes. Posteriormente, fazem uma análise de sensibilidade da TOR e do VPL para fatores que afetam um projeto de GD de energia eólica: fator de capacidade, agregação, previsão de Capex e taxa livre de risco.

Adicionalmente, no caso da China, Wesseh e Lin (37) usaram um modelo de OR para avaliar tecnologias de energia eólica para geração de energia calculando a solução ótima para a política tarifária FIT *feed-in tariff*. Concluíram que essa abordagem é adequada para avaliar a viabilidade dos programas de energias renováveis e a robustez das taxas FIT.

Loncar *et al.* (38), através de um estudo de caso, avaliaram um projeto potencial de parques eólicos terrestres na Sérvia, examinando uma opção real composta dependente do caminho de múltiplas etapas, que consiste em opções mutuamente exclusivas que são: uma opção sequencial para investir, bem como expandir, fazer repotenciação, contrair e abandonar. Os resultados da árvore binomial mostram que a sequência de opções proposta aumenta o valor do projeto, transformando maior risco e menor retorno no modelo de FCD inicial, para menor risco e maior retorno no modelo da OR.

Em Xiao *et al.* (39) é adotada uma opção com barreira exótica para a energia eólica com o intuito de se proteger contra riscos de preço de mercado e geração de energia, advindos da flutuação e aleatoriedade do recurso eólico, adotando dados do mercado ibérico de eletricidade para o estudo de caso. Através da opção com barreira proposta, os produtores de energia eólica podem negociar sua proporção de energia protegida a preços não inferiores a um preço de exercício predeterminado durante a vida útil da opção, resultando em benefícios notáveis melhorando sua utilidade. Também são estudadas as estratégias de compra da opção com barreira tanto no mercado de *pool* elétrico quanto em um contrato bilateral.

A Tabela 2.1 resume a literatura pesquisada que tem utilizado a abordagem de opções reais na avaliação de projetos de energia eólica e mostra o crescente interesse na aplicação das OR neste setor. Os trabalhos foram classificados de acordo com o método de solução utilizado, tipo de opção real e

ano de publicação.

Tabela 2.1: Aplicações das opções reais em projetos de energia eólica. Fonte: Elaboração própria.

Autores	Incerteza	Método	Tipo de Opção	Ano	Ref.
Venetsanos <i>et al.</i>	Preço da eletricidade	EDP	Modularidade	2002	(16)
Davis e Owens	Taxa anual de custos da eletricidade	EDP	Troca	2003	(17)
Fleten e Maribu	Preço da eletricidade	EDP	Adiamento/Expansão	2004	(18)
Yu <i>et al.</i>	Preço da eletricidade	S	Troca	2006	(19)
Hedman e Sheblé	Recurso eólico	EDP	Flexibilidade [†] (adiar)	2006	(20)
Zhou <i>et al.</i>	Preço da eletricidade	S	Expansão	2007	(21)
Dykes e Neufville	Preço da eletricidade	A	Expansão	2008	(22)
Muñoz <i>et al.</i>	Preço da eletricidade	A e S	Composta	2009	(23)
Méndez <i>et al.</i>	Fluxo de caixa	A e S	Modularidade	2009	(24)
Cheng <i>et al.</i>	Preço da eletricidade	A	Adiamento	2010	(25)
Lee e Shih	Custo de energia não renovável	A	Composta*	2010	(26)
Lee	Preço WTI	EDP	Composta	2011	(28)
Lee e Shih	Custo de energia não renovável	A	Composta	2011	(29)
Martínez e Mutale	Recurso eólico	A e S	Adiamento	2012	(30)
Reuter <i>et al.</i>	Preço da eletricidade	S	Troca [†]	2012	(31)
Maya <i>et al.</i>	Preço da eletricidade	A	Expansão	2012	(32)
Monjas e Balibrea	Fluxo de caixa	A e S	Troca	2013	(33)
Kim <i>et al.</i>	Custos unitários energia não renovável	A	Expansão/Abandono	2014	(34)
Isaza e Botero	Preço do carvão térmico	A	Troca	2014	(10)
Abadie e Chamorro	Preço elet., geração eólica e subsídio	A e S	Adiamento	2014	(35)
Díaz <i>et al.</i>	Preço eletricidade e velocidade vento	LS* e S	Adiamento	2015	(36)
Wesseh e Lin	Custo de energia não renovável	A	Expansão/Abandono	2016	(37)
Loncar <i>et al.</i>	Fluxo de caixa	A	Composta	2016	(38)

A – Malhas e árvores binomiais; EDP – Equações diferenciais parciais; S – Simulação

[†] Hidrelétrica e eólica; * Planejamento renováveis e eólica; ★ Longstaff–Schwartz

De acordo com a revisão anterior, pode-se inferir que na avaliação de projetos de energia eólica as variáveis de incerteza mais utilizadas são o preço da eletricidade e o regime de ventos. Do mesmo modo, o método de avaliação binomial foi o mais utilizado e, as opções de adiar, abandonar e mudar a escala de operações têm sido as opções mais utilizadas na avaliação desses projetos. Nos trabalhos revisados, o uso das opções reais evidenciou a possibilidade de capturar valor adicional nos projetos ligados à geração de energia a partir da fonte eólica, ao modelar as respectivas decisões de investimento. É importante destacar que o trabalho mais próximo ao tema abordado nesta dissertação foi um dos mais recentes, desenvolvido por Loncar *et al.* (38), que consideraram, entre outras, a opção de realizar um investimento em repotenciação de um parque eólico como uma opção europeia, mas em um contexto diferente utilizando opções compostas em uma árvore binomial recombinante para de-

terminar o valor das opções embutidas no caso de estudo. O presente trabalho diferencia-se dos revisados na literatura porque considera opções com barreira, para limitar o preço da energia eólica na análise da flexibilidade do projeto.

2.2

Método tradicional de FCD

O método mais utilizado para analisar a viabilidade econômica de um investimento é o fluxo de caixa descontado (FCD), em que se estima o valor esperado dos fluxos de caixa futuros e se utiliza uma taxa de desconto ajustada ao risco do projeto para trazer a valor presente esses fluxos de caixa esperados. O principal indicador do FCD é o valor presente líquido (VPL). Para calculá-lo, precisa-se trazer para o presente todos os fluxos de caixa estimados para o futuro através de uma taxa mínima de atratividade. Essa taxa de desconto é conhecida como custo do capital ou custo de oportunidade. Em um segundo passo, subtrai-se do capital o investimento inicial (I) do valor do FCD:

$$VPL = \sum_{t=1}^T \frac{\mathbb{E}[FC_t]}{(1+k)^t} - I \quad (2.1)$$

onde FC_t é o fluxo de caixa estimado para cada período, T é o prazo total do investimento, k é a taxa de desconto e t é o instante de tempo, onde $t = 1, 2, \dots, T$. A maneira mais simples de tomar decisões com o FCD é usar a chamada “Regra do VPL”:

- (i) Se o $VPL \geq 0$ invista no projeto, já que ele aumenta a riqueza dos acionistas da firma.
- (ii) Se o $VPL < 0$ rejeite o projeto, já que ele destruiria valor dos acionistas.
- (iii) Entre dois projetos mutuamente exclusivos, escolha o de maior VPL .

Estimativa de fluxos de caixa

Damodaran (40) detalha as duas formas usuais de se estimar o valor de um projeto usando o método do FCD: ou se utiliza o fluxo de caixa livre para o acionista (FCLA) e se desconta este fluxo a valor presente pela remuneração exigida pelos acionistas (custo do capital próprio), ou se utiliza o fluxo de caixa livre do projeto (FCLP), disponível tanto para acionistas como para credores, trazendo-o a valor presente pelo custo médio ponderado (WACC), pós-impostos, destas duas fontes de capital – capital próprio e dívida.

No presente trabalho optou-se por utilizar o FCLA como base para a estimação do valor do projeto eólico; sua composição será apresentada na seção 4.1.1.

2.2.1

Taxa de desconto ajustada ao risco

A taxa de desconto ajustada ao risco do projeto, neste caso o custo do capital próprio (K_{cp}), é o custo de oportunidade do investidor, pois representa sua expectativa de retorno do capital, que é o parâmetro que ele utilizará para decidir-se entre aplicar seu capital no projeto ou em outras oportunidades de investimento.

Por um lado, geralmente para calcular o Custo do Capital Próprio utiliza-se o modelo de equilíbrio de mercado conhecido como CAPM³, e que segundo Samanez (41) é um modelo expectacional, portanto, expresso em termos de valores esperados; nele, o retorno esperado sobre o ativo é a soma de dois fatores: a rentabilidade dos ativos ou aplicações sem risco e o chamado prêmio de risco. Quando aplicado para quantificar o custo ou a rentabilidade do capital próprio, o CAPM tem a seguinte forma:

$$K_{cp} = R_f + \beta[R_m - R_f] \quad (2.2)$$

onde, R_f é a taxa livre de risco, R_m é o retorno médio do mercado, β é o “beta” do projeto (ou do ativo), ou seja a volatilidade dos retornos do ativo em relação ao índice de mercado e $\beta[R_m - R_f]$ é o prêmio de risco.

Em geral, os passos a serem seguidos na determinação do custo do capital próprio são os seguintes:

- (i) Obter o beta dos títulos da empresa. Caso ele não possa ser encontrado em publicações especializadas, deve ser medido por meio das cotações das ações da empresa negociadas em bolsa. Para empresas que não tenham títulos negociados no mercado, o beta pode ser estimado por meio dos betas de empresas com atividades operacionais semelhantes (β setorial).
- (ii) Ajustar o beta do projeto em relação à alavancagem financeira, caso tal projeto altere o risco ou a estrutura de capital da empresa ou, ainda, para adaptar o β setorial à estrutura de capital da empresa.
- (iii) Escolher a taxa livre de risco.
- (iv) Definir a carteira de mercado e medir seu retorno.
- (v) Calcular o custo do capital próprio usando o CAPM.

³ *Capital Asset Pricing Model* - Modelo de precificação de ativos financeiros, um modelo de equilíbrio de média-variância, utilizado para definir taxas de desconto de ativos e projetos.

Com respeito ao item (ii), existem duas maneiras de calcular o beta alavancado dependendo do tipo de lucro auferido pela empresa. Para empresas com lucro real tem-se:

$$\beta_a = \beta_0 \times \left(1 + (1 - T) \times \frac{D'}{CP'} \right) \quad (2.3)$$

onde β_a é o beta alavancado, β_0 é o beta desalavancado de empresas similares, T é a taxa de impostos e $\frac{D'}{CP'}$ é o grau de alavancagem da empresa. Porém, segundo Damodaran (40) existe uma restrição para essa fórmula, que consiste em ignorar os efeitos dos impostos e calcular o beta alavancado para empresas com lucro presumido como:

$$\beta_a = \beta_0 \times \left(1 + \frac{D'}{CP'} \right) \quad (2.4)$$

haja vista que no regime de lucro presumido o endividamento não traz benefícios fiscais para a empresa. Portanto, poderá ser utilizada qualquer das duas equações de acordo com o caso.

Por outro lado, conforme Damodaran (42), em muitos mercados emergentes, neste caso o Brasil, os dados históricos são escassos e os dados disponíveis são voláteis demais para gerar uma estimativa representativa dos prêmios do risco. Consequentemente, faz sentido construir estimativas de prêmios de risco para os mercados emergentes a partir de prêmios de risco históricos de mercados maduros e do prêmio de risco país que pode refletir o risco adicional em um mercado específico. De modo que, para estimar o prêmio base para um mercado de ações maduro, assumiu-se que o mercado de ações norte-americano é um mercado maduro e que nos Estados Unidos há dados históricos suficientes para uma estimativa razoável para esse risco. Por tudo isto, a equação (2.2) é modificada acrescentando o Prêmio de Risco País:

$$K_{cp} = R_f + \beta[R_m - R_f] + \text{Prêmio de risco país} \quad (2.5)$$

Embora haja diversas abordagens para estimar o prêmio de risco país, optou-se por utilizar *spreads* por inadimplência relativos aos títulos de dívida do país, porém ajustando-o ao mercado de ações por meio da relação entre os desvios-padrão do mercado de ações e o de títulos de dívida. Isso produz a seguinte estimativa para o prêmio de risco país:

$$\text{Prêmio de risco país} = \text{Spread de inadimplência} \times \left(\frac{\sigma_{\text{ações}}}{\sigma_{\text{obrigações do país}}} \right) \quad (2.6)$$

Normalmente, no caso brasileiro e para efeitos práticos, a volatilidade

do mercado acionário pode ser aproximada pelo índice da Bolsa de Valores de São Paulo (Ibovespa) e a volatilidade das obrigações pelos retornos de títulos brasileiros no exterior, como o A-Bond (também conhecido como Global 2018 ou Global 18) lançado em 2005 em uma operação de troca pelos C-Bonds que estavam até então no mercado, título da dívida externa brasileira mais negociado no mercado internacional por muitos anos.

Por fim, como o cálculo do capital próprio está sendo feito em dólares nominais, assumindo dados do mercado maduro norte-americano, é necessário obter o custo do capital próprio em termos reais, o qual pode ser aplicado ao fluxo de caixa em R\$, também em termos reais.

$$\text{Custo Esperado do Capital Próprio}_{BR} = \frac{(1 + K_{cpUS\$})}{(1 + i_{\text{Esperada Estados Unidos}})} - 1 \quad (2.7)$$

onde $K_{cpUS\$}$ é o custo do capital próprio em dólares e $i_{\text{Esperada Estados Unidos}}$ é a taxa de inflação americana esperada para os próximos anos.

2.2.2

Valor da firma

De acordo com Samanez (41), o valor intrínseco da empresa pode ser estimado a partir da soma dos valores de mercado do capital próprio e da dívida. O valor do capital próprio é calculado descontando-se o fluxo de caixa dos acionistas (FCLA), usando como fator de desconto o custo do capital próprio (K_{cp}).

$$\begin{aligned} \text{Valor da empresa}(V) &= \text{Valor do Capital Próprio} + \text{Valor da Dívida} \\ &= \frac{FCLA}{K_{cp}} + D \end{aligned} \quad (2.8)$$

Esse será o cálculo utilizado para conhecer o valor do projeto como um todo, também conhecido como valor do ativo objeto, cujo resultado será utilizado na modelagem da opção real.

2.2.3

Críticas ao método tradicional

O FCD é um método bem estabelecido que tem sido usado com sucesso por várias décadas na avaliação de projetos. No entanto, ele não consegue capturar certas realidades do mundo corporativo de hoje.

A premissa implícita do FCD é que a taxa de desconto e o valor esperado

dos fluxos de caixa futuros são conhecidos, e que o projeto será iniciado imediatamente ou, em outros casos opta-se por operar o projeto continuamente na escala investida até uma data final preestabelecida em que o projeto é abandonado; logo, o projeto é gerenciado de forma estática, e não dinâmica, assumindo um caminho fixo para os resultados que não leva em consideração a flexibilidade da administração para mudar o curso do projeto, através de possíveis estratégias operacionais e de investimento que envolvem muitas decisões contingentes, como: adiar, abandonar e expandir.

Geralmente, é feita uma análise de risco após o cálculo do valor do projeto através da Simulação de Monte Carlo, cujo resultado é uma distribuição de VPL que permite determinar, por exemplo, a probabilidade do mesmo ser menor que zero. Como é descrito por Kodukula e Papudesu (43) é prática comum primeiro calcular o VPL do projeto usando o método do FCD determinístico, conduzir análises de sensibilidade, identificar duas ou três variáveis de entrada que tenham o maior impacto no VPL e, em seguida, realizar simulações focalizando essas variáveis. No entanto, essa análise impossibilita a identificação, valoração e incorporação de valiosas flexibilidades ao projeto pelo fato de adotar uma postura passiva com respeito às incertezas. Consequentemente, adicionar uma análise de sensibilidade ao método do FCD através de diferentes cenários pode dar uma ideia mais clara sobre a incerteza, mas ainda cada cenário para o resultado é baseado em um caminho fixo.

O método do FCD ignora a possibilidade de existência de uma opção na vida útil de um projeto, subestimando seu valor e podendo levar a decisões de investimento não ótimas. Portanto, esse problema pode ser solucionado pela teoria das opções reais.

2.3

Teoria das opções reais

A teoria das opções reais (TOR) é uma ferramenta complementar às técnicas tradicionais (VPL, TIR, etc.) e não é um substituto. Certamente, segundo Kodukula e Papudesu (43), o cálculo do valor das opções reais de um projeto começa basicamente com o cálculo do valor do ativo subjacente pelo método do FCD tradicional, utilizando uma taxa de desconto ajustada ao risco. Em seguida, incorpora o custo de investimento (preço de exercício) e o valor criado pela incerteza do valor do ativo e a flexibilidade devido à decisão contingente. Se não houver incerteza, a gerência pode tomar uma decisão imediatamente e a opção não teria nenhum valor.

A TOR é utilizada para a análise econômica de projetos e decisões sob

incerteza na qual consideram-se tanto as incertezas quanto a existência de flexibilidades gerenciais, que nada mais são do que opções. A partir destes dados, se faz possível encontrar o valor da opção, que é o valor da oportunidade de investimento e a regra de decisão ótima, que é o gatilho.

A flexibilidade gerencial possui a vantagem de modificar ou alterar decisões estratégicas já realizadas, podendo aumentar os ganhos e limitar as possíveis perdas. De acordo com Trigeorgis (44), ao incorporar a flexibilidade gerencial ao VPL tradicional, obtém-se o VPL expandido, conforme equação (2.9).

$$VPL_{\text{Expandido}} = VPL_{\text{Estático}} + \text{Valor da Opção} \quad (2.9)$$

O valor das opções reais é calculado como sendo a diferença entre o valor presente do fluxo de caixa expandido (considerando as flexibilidades gerenciais) e o valor presente tradicional, que não considera as flexibilidades. Desta forma, surge a Teoria das Opções Reais que incorpora a flexibilidade gerencial ao VPL tradicional.

Segundo Dias (14) “uma opção real é o direito, mas não a obrigação, que um agente possui quando toma decisões sobre um ativo real. O agente pode ser qualquer tomador de decisão e o ativo real pode ser uma oportunidade de investir num projeto ou num ativo já existente. A TOR procura quantificar esse direito”. Portanto, a abordagem da TOR para a análise de investimentos procura identificar/estimar o valor da OR, exercendo-as apenas nos cenários e momentos vantajosos e quantificando o valor adicional que tais exercícios agregariam ao projeto.

2.3.1

Características da teoria das opções reais

Em primeiro lugar, uma oportunidade de investimento em determinado projeto deve ser vista como uma opção, é dizer que tem-se o direito (mas não a obrigação) de realizar tal investimento em algum momento futuro, de forma análoga a uma opção financeira.

De um lado, segundo Dixit e Pindyck (45), há três características básicas na maioria das decisões de investimento: irreversibilidade, incerteza e momento de realização, mais conhecido como *timing*. A primeira delas considera que o investimento é parcialmente ou totalmente irreversível, uma vez que parte do seu custo inicial pode ser considerada como custo afundado. Com relação à incerteza, está presente nos fluxos futuros de um determinado investimento e, conseqüentemente, no retorno que pode proporcionar, isto devido ao fato de que o mercado está em constante modificação. Já a terceira e última ca-

racterística é o *timing*, que se refere à possibilidade, presente na maioria das vezes, de adiar a decisão de investimento, ou seja, esperar novas informações do mercado para encontrar o momento ótimo para o exercício da opção; de fato, na maioria das vezes, uma decisão de investimento não é do tipo agora ou nunca.

De outro lado, segundo C&A (46) e Kodukula e Papudesu (43), as opções reais são mais valiosas quanto maior for a incerteza e a flexibilidade de resposta, isto é, quando se incrementa a probabilidade de receber nova informação relevante que influencia no valor do ativo subjacente e quando a gerência tem maior capacidade de reagir a cenários cambiantes para mudar o curso do projeto em uma direção favorável e está disposta a exercer as opções. Portanto, as opções reais permitem valorar a flexibilidade para reagir a eventos incertos.

2.3.2

Tipos de opções reais

De acordo com Trigeorgis (44), existem diversos tipos de opções reais, sendo que algumas estão naturalmente dentro dos projetos restando apenas identificá-las, enquanto outras precisam ser planejadas e incorporadas com custo adicional. A Tabela 2.2 descreve as categorias mais comuns de opções reais.

Tabela 2.2: Opções reais comuns. Fonte: Adaptado de Trigeorgis (44)

Categoria	Descrição
Opção de adiar um investimento	A administração tem uma concessão (ou uma opção de compra) sobre terrenos ou recursos valiosos. Pode esperar (x anos) para avaliar se os preços justificam a construção e o investimento na infraestrutura. Em outras palavras, o exercício da opção pode ser adiado se for ótimo a espera por novas informações.
Opção de <i>default</i> durante as etapas de construção de um investimento	Em investimentos realizados em etapas existe a opção de abandonar o empreendimento no meio do caminho se houver novas informações desfavoráveis. Cada etapa pode ser vista como uma opção sobre o valor das etapas subsequentes e valorada como uma opção composta.
Opção de alterar a escala de operação	Considerando as condições de mercado favoráveis, é possível a expansão. Se as condições forem menos favoráveis do que se esperava, a empresa pode reduzir a escala de operações, ou até interromper temporariamente a produção para retomar no futuro.
Opção de abandonar pelo valor residual	Se as condições do mercado declinam drasticamente, existe a opção de abandonar permanentemente as operações e vender (ativos, equipamentos).
Opção de troca	Se houver alteração de preços ou da demanda, os gestores podem alterar o <i>mix</i> de produtos ou de insumos para a produção.
Opção de crescimento corporativo	Quando um investimento é pré-requisito para uma cadeia de projetos inter-relacionados, abrindo caminho para oportunidades futuras. Ex. Investimento em P&D para acesso a um novo mercado ou novas gerações de produtos e processos.

Quando está presente mais de uma opção, é necessário avaliar também a interação entre elas (opções compostas). Neste estudo, foi considerada uma

opção de extensão do contrato de operação de um parque eólico, através de um investimento na modernização dos componentes das turbinas eólicas (*retrofit*), com o intuito de ganhar 20 anos a mais de operação.

2.4

Opções financeiras

A teoria moderna das opções financeiras tem seus fundamentos nos trabalhos de B-S-M em 1973, nos quais foi desenvolvido um modelo de equilíbrio para precificação de opções baseado na construção de uma carteira livre de risco, utilizando conceitos de não-arbitragem⁴ no mercado para se encontrar o preço justo de uma opção escrita sobre uma ação. O resultado obtido independe de suposições acerca das preferências de risco de cada investidor, levando ao conceito de neutralidade ao risco, que será abordado mas adiante.

Os pressupostos do modelo de Black e Scholes para o cálculo do valor de uma opção europeia escrita sobre uma ação são, segundo Dias (14):

- ▷ Ação não paga dividendos ao longo da vida da opção⁵.
- ▷ Os mercados são eficientes.
- ▷ Não há custos de transação.
- ▷ Taxa de juros livre de risco conhecida e constante.
- ▷ Os ativos são divisíveis.
- ▷ Retornos instantâneos dos ativos apresentam distribuição normal (preços apresentam distribuição *lognormal*).

Uma opção financeira é um contrato financeiro que dá ao seu titular o direito, e não a obrigação, de exercer a opção de forma racional somente se for favorável ao exercício. Ela pode ser de dois tipos: opção de compra (*call option*) e opção de venda (*put option*). Uma opção de compra é um direito de comprar um determinado ativo S por um certo preço K em uma data futura ou até uma data futura (T); já a opção de venda é um direito de vender o ativo, e no contexto financeiro, pode ser pensada como um seguro contra as oscilações negativas do mercado, já que o investidor que detém o ativo e a opção, limita suas perdas, pois garante pelo menos K .

⁴O princípio de não arbitragem diz que os preços dos ativos devem ser consistentes de forma que seja impossível ganhar lucros sem correr risco.

⁵No modelo proposto por Merton (1973), foi considerado o pagamento de dividendos.

O ativo sobre o qual a opção é escrita é dito ativo subjacente. O preço do contrato, K , é chamado “preço de exercício”, e ele pode ser exercido de duas formas: somente na data de vencimento (expiração), neste caso trata-se da opção europeia ou em qualquer data até o vencimento, opção americana. Segundo Dias (14), na terminologia do mercado financeiro, a medida do grau de lucratividade que a opção está em relação ao ativo básico pode definir-se quando a opção está:

- ▷ **Exatamente no dinheiro (*at-the-money*)**: quando o valor do ativo básico é igual ao preço de exercício ($S = K$).
- ▷ **Dentro do dinheiro (*in-the-money*)**: quando o *payoff* (estrutura de pagamento) de exercício é positivo.
- ▷ **Profundamente no dinheiro (*deep-in-the-money*)**: quando o *payoff* de exercício é tão positivo que vale a pena o exercício antecipado imediato, quando tal exercício é possível.
- ▷ **Fora do dinheiro (*out-of-the-money*)**: quando o *payoff* de exercício é negativo.

De forma geral, nos mercados de ações o valor de uma opção F_t escrita sobre a ação S_t será função de:

$$F_t = u(S_t, R_f, K, T, \sigma, \delta) \quad (2.10)$$

onde:

- S_t : valor do ativo no tempo t .
- R_f : taxa livre de risco.
- K : preço de exercício da opção.
- T : vencimento da opção.
- σ : volatilidade dos retornos do ativo.
- δ : taxa de dividendos do ativo S .

Na data de expiração a opção de compra só deve ser exercida se $S > K$ (valor do ativo básico maior que o preço de exercício), e seu valor será $F_T = \text{Máx.}[S_T - K; 0]$. Por sua vez, a opção de venda na expiração só deve ser exercida se $S < K$, e seu valor será $F_T = \text{Máx.}[K - S_T; 0]$. As Figuras 2.1 e 2.2 são chamadas diagramas de *payoff* e mostram o lucro de uma opção de compra e venda *in-the-money*, respectivamente, na data de expiração.

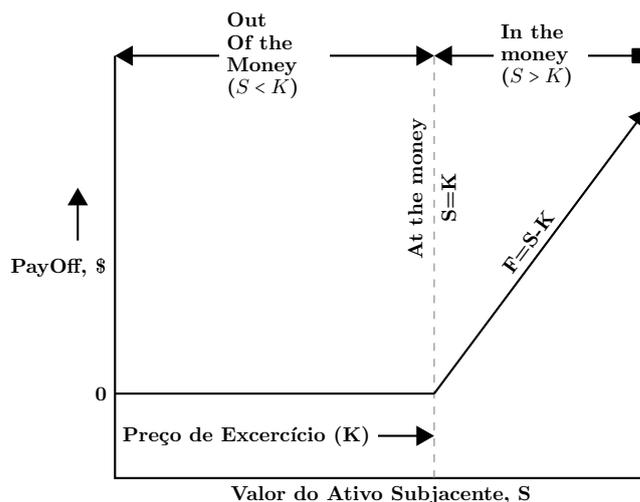


Figura 2.1: Diagrama de *payoff* para uma opção de compra. Fonte: adaptado de Kodukula e Papudesu (43).

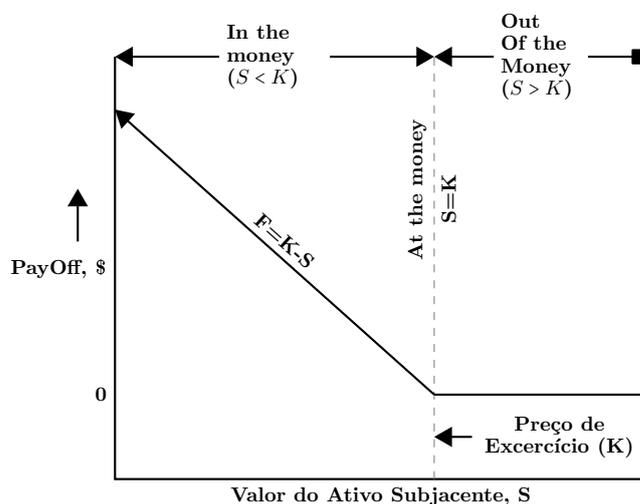


Figura 2.2: Diagrama de *payoff* para uma opção de venda. Fonte: adaptado de Kodukula e Papudesu (43).

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1512265/CA

2.4.1

Analogia entre opções financeiras e opções reais

As bases conceituais sobre as quais se desenvolvem as opções reais partem da teoria das opções financeiras. É por isso que os termos e expressões utilizados são praticamente os mesmos, já que a teoria das opções nasceu no mercado financeiro e depois foi adaptada para considerar oportunidades de investimento em projetos. Porém, a principal diferença é que opções reais são aplicadas para ativos reais (ativos não negociados no mercado financeiro).

De acordo com Dias (14), a opção de compra é muito usada na analogia com o direito de investir em um projeto. Por sua vez, a opção de venda tem analogia com a opção de abandono de um projeto ou negócio onde K é seu

valor residual o de oportunidade (reversibilidade parcial). Do mesmo modo, segundo Trigeorgis (44), existe uma estreita analogia entre oportunidades reais de investimento (ou opções reais) e opções de compra sobre ações, a qual é mostrada na Tabela 2.3.

Tabela 2.3: Analogia entre uma opção de compra sobre ações e uma opção real sobre um projeto (44).

Opção de compra sobre ações	Opção Real sobre um projeto
Preço atual da ação	VP dos fluxos de caixa esperados
Preço de exercício da opção	Valor do investimento no projeto
Taxa livre de risco	Taxa livre de risco
Incerteza [†] do valor da ação	Incerteza do valor do projeto
Tempo de expiração da opção	Tempo até a oportunidade desaparecer

[†] A incerteza refere-se à volatilidade dos retornos da ação ou do valor do projeto.

2.4.2

Opções exóticas

Segundo McDonald (47), ao alterar os termos dos contratos padrão, obtêm-se opções “fora do padrão” ou “exóticas” que podem proporcionar adaptação necessária às exposições ao risco, e permitir estratégias de investimento para realizar com opções padrão e valores mobiliários.

De acordo com Dias (14), a opção exótica é uma opção com estrutura de pagamento mais complexa do que as opções de compra e de venda que são mais comuns. Assim, as opções financeiras podem ser divididas em opções tradicionais negociadas geralmente em bolsas de valores, chamadas de *vanilla options* (opções baunilha⁶), e opções exóticas, geralmente negociadas em mercados de balcão (*over-the-counter* ou OTC). É muito comum também embutir opções exóticas em contratos financeiros ou em contratos envolvendo ativos reais e financeiros.

Um tipo de opção exótica é chamada opção com barreira, que começa a existir ou deixa de existir se o ativo básico atingir determinado nível (“barreira”). Algumas opções reais têm analogias com opções exóticas, especialmente as de arco-íris (OR de troca) e as opções com barreira (OR em contratos de ativos reais) (14). Como é descrito por Xiao *et al.* (39), as opções com barreira têm sido empregadas em muitos aspectos relacionados com mercados de eletricidade, tais como contratos de cobertura de preços em tempo real para consumidores de energia elétrica, cobertura de riscos contra tarifas de uso de

⁶A origem é devida ao sorvete de baunilha ser o tipo mais comum de sorvete (14).

sistema para usuários da rede e incorporação de contratos de energia elétrica passíveis de interrupção para geradores de energia.

2.4.2.1

As opções com barreira

De acordo com Derman e Kani (48), as opções com barreira são uma forma modificada de opções padrão que incluem tanto *puts* quanto *calls*. Elas são caracterizadas por um preço de exercício e um nível de barreira bem como por um valor de *rebate* (bonificação em dinheiro) associado com atravessar a barreira. Como nas opções padrão, o preço de exercício determina o *payoff* na expiração. O contrato das opções com barreira especifica que o *payoff* depende se o preço do ativo atravessa o nível de barreira durante a vida da opção. Se a barreira é atravessada, alguns contratos especificam um *rebate* a ser pago ao detentor da opção. A Figura 2.3, baseada em Kodukula e Papudesu (43), mostra o *payoff* para uma opção de compra com barreira.

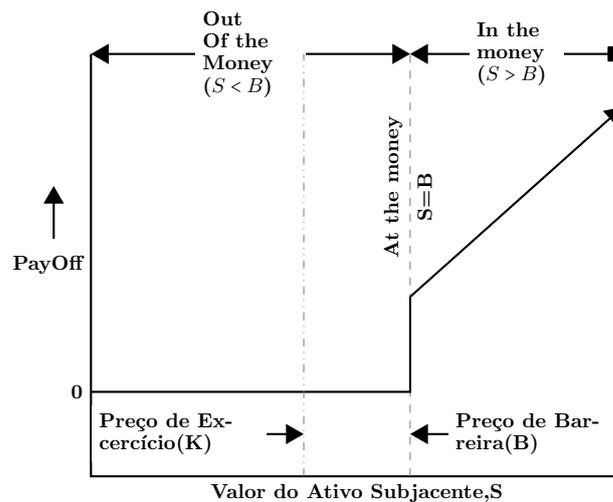


Figura 2.3: Diagrama de *payoff* para uma opção de compra com barreira. Fonte: adaptado de Kodukula e Papudesu (43).

Portanto, as opções com barreira são combinações de opções de compra e de venda de tal forma que elas se tornam *in-the-money* ou *out-of-the-money* quando o valor do ativo rompe uma barreira artificial. Segundo Weichert (49), uma opção com barreira é ativada (*knocked in*) ou extinta (*knocked out*) quando um preço de um determinado ativo, índice ou taxa alcança determinado nível. A mais simples e usual opção com barreira é aquela onde este ativo é o próprio ativo objeto da opção.

2.4.2.2

Tipos de opções com barreira

Como caracteriza Weichert (49), as opções com barreira podem ser do tipo europeia ou americana, embora a grande maioria seja europeia, permitindo o exercício somente no vencimento. De acordo com Mun (50), as opções padrão com barreira superior podem ser *call-up-and-in*, *call-up-and-out*, *put-up-and-in*, e *put-up-and-out*. Opções padrão com barreira inferior podem ser *call-down-and-in*, *call-down-and-out*, *put-down-and-in*, e *put-down-and-out*. Opções com barreira dupla são combinações de opções padrão com barreira superior e inferior.

A Tabela 2.4 relaciona oito diferentes tipos de opções com barreira, dependendo do tipo básico das opções (compra ou venda), da natureza da barreira (*in* ou *out*) e da localização da barreira em relação ao preço inicial do ativo-objeto (*up* ou *down*), com a respectiva descrição do *payoff*. Além destas classificações, outra variação possível é a existência de múltiplas barreiras, podendo haver combinações entre barreiras *up* e *down*, inclusive sendo uma *in* e outra *out*.

Tabela 2.4: Tipos de opções com barreira (49)

Tipo Básico	Natureza da Barreira	Localização da Barreira	Relação entre H e S_0	<i>Payoff</i> no Vencimento [†]
Opção de Compra (<i>Call</i>)	In	Up	$H > S_0$	Máx($S^* - K; 0$), se $S(t) \geq H$ para algum $t \leq T$ R ou zero, se $S(t) < H$ para todo $t \leq T$
		Down	$H < S_0$	Máx($S^* - K; 0$), se $S(t) \leq H$ para algum $t \leq T$ R ou zero, se $S(t) > H$ para todo $t \leq T$
	Out	Up	$H > S_0$	Máx($S^* - K; 0$), se $S(t) < H$ para todo $t \leq T$ R ou zero, se $S(t) \geq H$ para algum $t \leq T$
		Down	$H < S_0$	Máx($S^* - K; 0$), se $S(t) > H$ para todo $t \leq T$ R ou zero, se $S(t) \leq H$ para algum $t \leq T$
Opção de Venda (<i>Put</i>)	In	Up	$H > S_0$	Máx($K - S^*; 0$), se $S(t) \geq H$ para algum $t \leq T$ R ou zero, se $S(t) < H$ para todo $t \leq T$
		Down	$H < S_0$	Máx($K - S^*; 0$), se $S(t) \leq H$ para algum $t \leq T$ R ou zero, se $S(t) > H$ para todo $t \leq T$
	Out	Up	$H > S_0$	Máx($K - S^*; 0$), se $S(t) < H$ para todo $t \leq T$ R ou zero, se $S(t) \geq H$ para algum $t \leq T$
		Down	$H < S_0$	Máx($K - S^*; 0$), se $S(t) > H$ para todo $t \leq T$ R ou zero, se $S(t) \leq H$ para algum $t \leq T$

[†] H é a Barreira; S_0 é o valor inicial do ativo-objeto; S^* é o valor do ativo-objeto no vencimento; K é o preço de exercício; R é o valor do rebate; e T é a maturidade da opção.

Segundo Weichert (49), para entender o funcionamento de uma opção com barreira, considere-se o caso de uma opção de compra do tipo *down-and-out*, onde S é preço do ativo, K o preço de exercício e H , com $H \neq S_0$, o preço de barreira. Uma *down-and-out* europeia estará valendo $\max[S_T - K, 0]$ no vencimento T , como uma opção de compra europeia comum, se S esteve acima de H ao longo de toda a vida da opção. Porém, se $S_T < H$ para qualquer $t < T$, a opção terá alcançado a barreira e portanto expirado sem qualquer valor, independentemente do preço do ativo S no vencimento. Em muitos

casos, a opção com barreira não expira sem valor quando alcança a barreira, pagando um valor fixo de *rebate* (R).

Opções com barreira do tipo *in* funcionam de forma contrária. Se a barreira não for atingida durante toda a vigência da opção, o *payoff* no vencimento será nulo ou igual ao *rebate*, quando existente. Porém, se a barreira é alcançada em qualquer instante $t < T$, a opção é ativada, tendo no vencimento o mesmo *payoff* que teria uma opção europeia comum equivalente. Portanto, pode-se dizer que as opções com barreira do tipo *in* se comportam como opções comuns a partir do momento em que a barreira é alcançada (a opção é ativada), enquanto as opções do tipo *out* se comportam como opções comuns até o momento em que a barreira é alcançada (a opção é extinta).

Cada tipo de opção com barreira implica na modificação do *payoff* da opção em relação a uma opção comum. Como exemplo, em uma opção de compra do tipo *up-and-out*, a barreira está localizada dentro do dinheiro (*in-the-money*), limitando assim o risco dos lançadores (emissores) e o possível lucro dos titulares. Uma opção de compra comum apresenta risco ilimitado para seus lançadores e possibilidade de ganhos também limitados para seus titulares.

Existem diversos efeitos no valor da opção com barreira frente às mudanças em determinados parâmetros. A Tabela 2.5 mostra as correlações entre parâmetros de entrada e cada um dos valores de opção com barreira.

Este estudo se propõe a analisar somente o emprego da opção com barreira superior de saída, denominada (*up-and-out*), do tipo *call* europeia. Nesse caso, a barreira é o limite imposto para o preço de venda de energia eólica.

Tabela 2.5: Correlações entre parâmetros de entrada e valores da opção com barreira (50)

Parâmetros de Entrada	Call Up-and-In, Down-and-In	Put Up-and-In, Down-and-In	Call Up-and-Out, Down-and-Out	Put Up-and-Out, Down-and-Out
Valor Ativo	+	-	-	-
Investimento	-	+	-	+
Barreira Inferior	+	+	-	-
Barreira Superior	-	-	+	+
Tempo de Maduração	+	+	-	-
Taxa Livre de Risco	+	-	-	-
Taxa de Dividendos	-	-	-	-
Volatilidade	+	+	-	-

Opção europeia com barreira superior de saída

Segundo Mun (51), uma opção com barreira superior mede o valor estratégico de uma opção (para ambos *calls* e *puts*) que venha a ficar *in-the-money* ou *out-of-the-money* quando o ativo subjacente toca em uma barreira superior artificial, cujo valor é superior ao valor inicial. Desse modo, uma opção do tipo *up-and-out* (para *calls* e *puts*) indica que a opção é válida caso o valor do ativo não atinja a barreira superior. O funcionamento desse tipo de opção considera que o limite se encontra acima do valor inicial do ativo. De forma geral tem-se a seguinte ordem de grandeza: barreira superior > custo de implantação (ou investimento) e também barreira superior é usualmente > valor inicial do ativo.

Exemplos dessa opção incluem acordos contratuais onde caso uma barreira superior seja atingida é disparado algum evento ou cláusula. Por exemplo, um acordo contratual onde o subscritor do contrato é submetido ou excluído de algumas condições e obrigações caso o ativo ou projeto rompa o valor da barreira:

- ▷ O fabricante que contratualmente concorde em não vender seu produto a um preço maior que um valor de barreira superior pré-definido.
- ▷ O cliente que concorda em pagar o preço de mercado de um bem ou produto até um determinado valor, mas o contrato é cancelado se o preço excede um valor limite superior pré-estabelecido.

Vale a pena esclarecer que no caso da presente dissertação, a opção com barreira superior de saída está relacionada ao limite superior imposto para o preço da energia eólica, que se fixou com o intuito de garantir a lógica do modelo de avaliação da OR de extensão estudada em relação aos preços reais do setor, mas nada tem a ver com uma opção contratual que considere cláusulas nos contratos efetivados via leilões de geração de energia.

Por outro lado, segundo Hull (52), as opções com barreira geralmente têm propriedades muito diferentes das de opções regulares. Por exemplo, às vezes a medida da sensibilidade do preço da opção em relação à sua volatilidade (também chamada Vega) é negativa. Isso acontece, por exemplo, com uma opção de compra com barreira superior de saída (*up-and-out*), quando o preço do ativo está perto do nível da barreira; conforme aumenta a volatilidade, a probabilidade de que se atravesse a barreira também aumenta. Como resultado, um aumento na volatilidade provoca uma diminuição no preço.

Segundo Mun (51), a opção com barreira superior tipo *up-and-out* tem um valor inferior que uma opção de compra regular. Isto é devido ao fato da

barreira truncar o potencial de subida da opção. Nesse caso, quanto maior o valor da barreira superior, maior será o valor da opção pelo aumento da probabilidade da opção ser exercida, quando o ativo se encontra abaixo da barreira.

Do mesmo modo, Derman e Kani (48) afirmam que a sensibilidade dos preços das opções com barreira pode diferir significativamente daquelas das opções padrão, e citam como exemplo a variação do preço da opção em relação ao preço do ativo-objeto (também conhecida como Delta). Em particular, à medida que o preço das ações (ou do ativo) se move para cima, uma *call* padrão sempre ganha valor, enquanto uma opção de compra *up-and-out* está sujeita a dois efeitos opostos. Conforme o preço da ação se eleva, o *payoff* da opção *call up-and-out* se torna potencialmente maior, mas o movimento ascendente simultaneamente ameaça com extinguir o valor total do contrato movendo-o para mais perto da barreira de saída.

2.4.2.3

Avaliação de opções com barreiras

A precificação das opções exóticas é muito mais complexa do que a precificação de opções tradicionais. Como descrito por Barros (53), pode-se derivar fórmulas analíticas para uma grande variedade de opções exóticas, contudo, segundo Weichert (49) existem diversas técnicas numéricas para obtenção de um valor aproximado para o preço de uma opção, sendo o modelo binomial o mais utilizado, em especial o desenvolvido por CRR (13). O procedimento para realizar a avaliação será explicado em detalhe na seção 2.5.2.

2.5

Métodos de solução de opções reais

Os diversos métodos de avaliação de opções reais são resumidos na Figura 2.4, que foi construída a partir de informação contida no livro de Trigeorgis (44). Nessa classificação, os métodos de solução de OR estão baseados tanto em alternativas analíticas⁷, quanto em alternativas numéricas⁸. Para as primeiras, segundo Trigeorgis, uma série de artigos deu um impulso à literatura de opções reais, concentrando-se na valorização quantitativa - em muitos casos derivando soluções analíticas, mas que raramente refletem a realidade. Já o segundo grupo é conformado pelos métodos numéricos, que são utilizados para resolver problemas de opções complexas quando soluções analíticas não

⁷Página 17 de Trigeorgis (44).

⁸Página 305-306 de Trigeorgis (44).

estão disponíveis, e que por sua vez se subdividem em: aproximação da EDP que descreve a opção e, aproximação do processo estocástico subjacente da OR, pertencendo a esse último várias abordagens em treliça, que são modelos de árvores, tais como a aproximação binomial multiplicativa de CRR, árvores trinomiais e quadrinomiais.

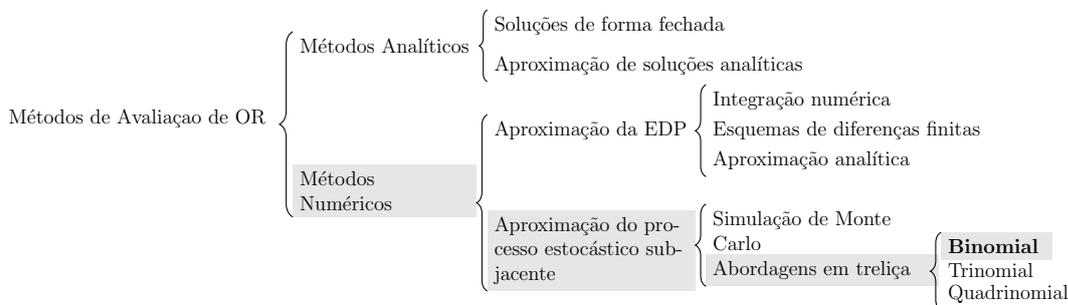


Figura 2.4: Métodos de avaliação de opções reais. Fonte: Elaboração própria.

Para efeitos da presente dissertação, será utilizado o método binomial de CRR (13) em tempo discreto baseado na medida de probabilidade neutra ao risco, apresentado a seguir, mas sendo adaptado à avaliação de opções com barreiras, conforme foi descrito na seção 2.4.2.3.

2.5.1

Método binomial

De acordo com Dias (14), o método binomial, desenvolvido por CRR (13), é uma aproximação discreta do processo estocástico em tempo contínuo usado no famoso modelo de B-S-M, denominado Movimento Geométrico Browniano (MGB), pois este método converge para uma lognormal quando o intervalo de tempo se aproxima de zero e o número de passos se aproxima do infinito. Esta ferramenta baseia-se na construção de uma árvore de eventos binomiais, que representam os valores futuros do projeto.

O modelo tem o pressuposto de que a cada passo o valor do ativo é multiplicado por uma variável aleatória que pode tomar dois valores, u ou d , sendo esse o conceito fundamental associado a uma distribuição binomial. A Figura 2.5 apresenta uma árvore binomial que vai do tempo zero ao tempo dois, onde a discretização no tempo é feita dividindo-se o tempo total T em n períodos, com intervalos de tempo $\Delta t = T/n$. Note-se que a partir de um valor inicial ($V[t = 0]$), uma árvore com n períodos de tempo é gerada, no qual o valor do ativo se move em cada unidade de tempo para cima (Vu), com probabilidade q e para baixo (Vd) com probabilidade $(1-q)$.

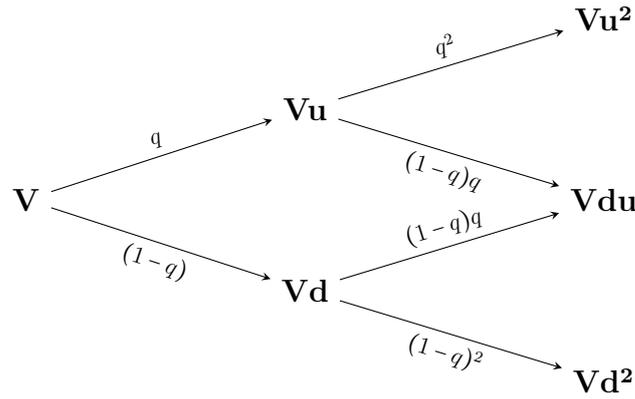


Figura 2.5: Modelo binomial de CRR, para $n = 2$ períodos, usando as probabilidades neutras ao risco q e $1 - q$. Esse modelo é um exemplo de árvore recombinante em que os nós centrais são iguais ao cenário inicial, $V(t = 0)$, já que: $d = 1/u$, portanto, $V^{+-} = V^{-+} = udV = V$. Fonte: Elaboração própria.

Uma maneira computacionalmente conveniente de escolher u e d no caso de múltiplos períodos é fazer de forma que a árvore binomial recombinante, é dizer que o valor do cenário após uma subida seguida de uma descida seja igual ao valor do cenário no caso de uma descida seguida de uma subida. A recombinância da árvore é desejável para evitar problemas de elevado tempo computacional (14). Nesse modelo, a recombinância de cenários foi obtida escolhendo o fator multiplicativo $d = 1/u$.

Os fatores u e d devem ser escolhidos de forma que não gerem oportunidades de arbitragem, portanto utiliza-se a taxa livre de risco R_f , em que o método impõe a seguinte restrição $d < 1 + R_f < u$. Para isso, deve-se trabalhar com o processo estocástico neutro ao risco para poder assumir como taxa de desconto R_f . Por conseguinte, o método de CRR se baseia na medida equivalente de *martingale* ou probabilidade neutra ao risco. Cada nó da árvore é alcançado com certa probabilidade, que corresponde à probabilidade neutra ao risco, representada pela equação (2.11), usando a taxa livre de risco em tempo contínuo devido a que o modelo binomial é usado como um método numérico que aproxima um processo estocástico em tempo contínuo (o MGB).

$$q = \frac{e^{R_f \Delta t} - d}{u - d} \tag{2.11}$$

Para que exista convergência, os valores convenientes de subida u e descida d de CRR, que no limite, quando n tende ao infinito, resultam na distribuição *lognormal*, devem ser:

$$u = e^{\sigma \sqrt{\Delta t}} \tag{2.12}$$

$$d = 1/u \tag{2.13}$$

onde o fator ascendente u representa a volatilidade do ativo subjacente sujeito ao risco, enquanto σ é a volatilidade do ativo básico, definida como o desvio-padrão da taxa de retorno logaritmo de V e Δt é o incremento de tempo. Tendo os valores de u , d , R_f (e logo, da probabilidade neutra ao risco q) o método binomial para apreçamento de derivativos pode ser visto como um procedimento em três etapas (14):

- (i) Gere a árvore binomial do ativo básico V .
- (ii) Calcule o valor do derivativo $F(V, t)$ nos nós terminais (em $t = T$). Em geral, o *payoff* pode depender de muitos fatores diferentes. No caso de uma opção padrão de compra e venda, os *payoffs* são:

Tipo	Payoff
Compra	$F(T) = Máx.\{V_T - K; 0\}$
Venda	$F(T) = Máx.\{K - V_T; 0\}$

onde V_T é o preço do ativo básico em cada nó na expiração e K é o preço de exercício da opção.

- (iii) Calcule por retroindução os valores do derivativo nos nós antecessores ($t < T$) até chegar ao instante inicial ($t = 0$). No caso de uma opção europeia de compra o venda, mantém-se o valor da opção “viva” até o nó inicial. Já no caso de uma opção americana de compra ou venda⁹, a cada nó se decide entre o máximo entre o valor de exercer e o valor presente da opção da espera.

Tipo	Payoff
Europeia de compra ou venda	$F(V, t) = e^{-R_f \Delta t} [qF_{t+1}^+ + (1 - q)F_{t+1}^-] \forall t < T$
Americana de Compra	$F(V, t) = Máx.\{V_t - K; e^{-R_f \Delta t} [qF_{t+1}^+ + (1 - q)F_{t+1}^-]\} \forall t < T$

onde q é a probabilidade de um movimento de preços para cima, F_{t+1}^+ é o valor da opção do nó superior em $n + 1$, F_{t+1}^- é o valor da opção do nó inferior em $n + 1$, V_t é o preço do ativo básico em cada nó antecessor, K é o preço de exercício da opção, R_f é a taxa livre de risco e Δt o tamanho do passo entre os intervalos de tempo do modelo.

⁹O caso da opção de venda americana é análogo à opção americana de compra.

2.5.2

Método binomial aplicado às opções com barreiras

A avaliação de opções com barreira no modelo binomial é feita através do processo de retroindução como nas opções padrão. Porém, a natureza da opção domina a regra que deve ser utilizada ao fazer o cálculo. Por exemplo, em uma opção *knock out*, as regras são idênticas as das opções tradicionais exceto que o valor da opção é igual a zero quando o preço do ativo objeto estiver abaixo/acima da barreira de desativação. Segundo Sacadura (54), com base neste procedimento, começa-se por determinar o preço do contrato no final da árvore, uma vez que na data de vencimento da opção é conhecida a sua função *payoff* e esta depende somente dos valores do preço do ativo subjacente na data de expiração. Seguidamente, vai-se percorrendo todos os nós da árvore em direção à sua raiz para obter o valor presente da opção.

Desta maneira, conforme Mun (51), as opções com barreira podem ser resolvidas em uma árvore binomial, acrescentando declarações aninhadas, por exemplo SE/E/OU, dentro da tradicional função “máximo” no Excel. Isto é, o valor de uma opção em um nó particular torna-se *in-the-money* ou *out-the-money* somente se o valor do ativo subjacente rompe uma barreira.

No caso de interesse da dissertação, analisa-se uma opção europeia *up-and-out call* com barreira superior igual a H . O valor da opção no seu vencimento, em cada um dos estados da natureza, é dado por:

$$F(T) = \begin{cases} \text{Máx.}[V_T - K; 0], & \text{Se } V_T < H \\ 0, & \text{Se } V_T \geq H \end{cases} \quad (2.14)$$

onde V_T é o valor do ativo na expiração T , K o preço de exercício (investimento) e H a barreira superior de saída. Nos instantes anteriores à maturidade, em $t < T$, o valor da opção é igual a:

$$F(V,t) = \begin{cases} e^{-R_f \Delta t} [qF_{t+1}^+ + (1-q)F_{t+1}^-], & \text{Se } V_t < H \\ 0, & \text{Se } V_t \geq H \end{cases} \quad (2.15)$$

Dessa forma, percorrendo a árvore de trás para frente, chega-se ao valor da opção europeia *up-and-out call* na data atual.

3

Posicionamento da energia eólica no panorama mundial e no Brasil

Este capítulo abordará as principais características do segmento eólico, em relação a: aspectos tecnológicos do setor, *retrofit* e repotenciação das turbinas eólicas e as vantagens e desvantagens desta fonte de energia. Detalha também seu panorama mundial, com destaque para Brasil como um dos países com maior capacidade instalada atual de energia eólica, dentre os Top 10 no mundo. Por fim, é mostrada a evolução da energia eólica no Brasil, seus respectivos ambientes de comercialização de energia, e a participação da fonte nos leilões de geração.

3.1

A energia eólica

A energia eólica tem origem na energia solar e é obtida pela ação do vento, ou seja, através da utilização da energia cinética gerada pelas correntes aéreas. As formas de aproveitamento dessa energia estão associadas à conversão da mesma em energia mecânica e elétrica. Para isso, a forma mais comum é através de aerogeradores, que são grandes turbinas eólicas instaladas em lugares de muito vento, tanto em terra firme (*onshore*) quanto no fundo do oceano (*offshore*), onde a presença do vento é mais regular. Pode-se também encontrar vários aerogeradores associados em paralelo para conexão à rede, constituindo um parque eólico (Ver Figura 3.2(d)), necessários para que a produção de energia elétrica se torne rentável. A energia elétrica gerada pode ser injetada diretamente na rede elétrica convencional (normalmente aerogeradores de grande porte¹) ou utilizada em sistemas isolados – eletrificação rural (geralmente aerogeradores de pequeno porte²)(55).

3.1.1

Componentes dos aerogeradores

Os elementos necessários na transformação da energia do vento em energia elétrica são: uma turbina eólica, um gerador e um equipamento de interface para promover a interligação à rede elétrica (56). A quantidade de

¹Fazendas eólicas e geração distribuída com capacidade de $250kW - 2MW$.

²Residências, fazendas e aplicações remotas com capacidade $\leq 10kW$.

energia gerada vai depender: da velocidade do vento, do diâmetro do rotor e do rendimento de todo o sistema.

O princípio de funcionamento de um aerogerador baseia-se na conversão da energia cinética (que é resultante do movimento de rotação causado pela incidência do vento nas pás do rotor da turbina), em energia elétrica (55, 57). Segundo Pinto (58), dita conversão ocorre em duas etapas: primeiramente na turbina, que remove a porção da energia cinética disponível para conversão em energia mecânica, e posteriormente, no gerador, que recebe a energia mecânica e a converte em energia elétrica, que é então transmitida para a rede da concessionária.

Na Figura 3.1 são mostrados os principais componentes de um aerogerador eólico de eixo horizontal e a seguir sua descrição, conforme algumas instituições que desenvolveram estudos sobre a energia eólica, como CRESESB e PUC-RS, e trabalhos acadêmicos, como Da Silva e Moura, (55, 57, 59, 60).

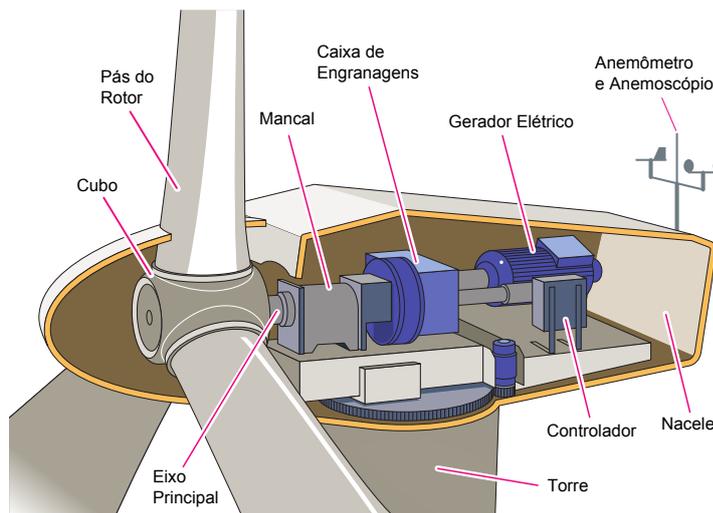


Figura 3.1: Principais componentes de um aerogerador. Fonte: Adaptado de (60)

- ▷ **Torre:** é o elemento que sustenta o rotor e a nacela na altura adequada ao funcionamento da turbina eólica (esse item estrutural de grande porte é de elevada contribuição no custo inicial do sistema).
- ▷ **Rotor:** é o componente que efetua a transformação da energia cinética dos ventos em energia mecânica de rotação. No rotor são fixadas as pás da turbina. Todo o conjunto é conectado a um eixo que transmite a rotação das pás para o gerador, muitas vezes, através de uma caixa multiplicadora. O rotor é composto por todas as partes rotativas que ficam fora da nacela, compreendendo: as pás, o cubo e o mecanismo de controle de passo.

- ▷ **Pás do rotor:** são responsáveis por converter a energia eólica em energia mecânica de rotação. Podem representar mais de 20% do custo total do equipamento.
- ▷ **Cubo:** estrutura onde são acoplados o eixo principal e as pás.
- ▷ **Nacele:** é o compartimento instalado no alto da torre, com o objetivo de abrigar todo o mecanismo do gerador, incluindo: mancal do eixo, caixa de engrenagens, freios, gerador, dentre outros. Devido a sua necessidade de substituição ao longo da vida útil do aerogerador, a mesma implica em maior custo de manutenção.
- ▷ **Eixo principal:** é responsável pela transmissão do torque gerado pelo rotor para caixa de engrenagens.
- ▷ **Mancal:** suporte usado para apoiar o eixo na estrutura.
- ▷ **Caixa de engrenagens:** também conhecida como caixa multiplicadora, localizada dentro da nacele, é o mecanismo que transmite a energia mecânica do eixo do rotor ao eixo do gerador. Tem como função aumentar a velocidade de rotação fornecida pelo rotor, tornando viável o aproveitamento pelo gerador elétrico.
- ▷ **Gerador:** componente que tem a função de converter a energia mecânica do eixo em energia elétrica.
- ▷ **Controlador:** monitora continuamente o funcionamento do aerogerador, controla os mecanismos atuadores de controle pela variação do passo da pá e da guinada da nacele.
- ▷ **Anemômetro e anemoscópio:** medem dados do vento como velocidade (anemômetro) e direção (anemoscópio), normalmente, de 10 em 10 minutos.

Existem diversos tipos de aerogeradores que se diferenciam conforme a orientação do eixo em relação ao solo: turbinas de eixo horizontal e de eixo vertical. As turbinas de eixo horizontal são mais comuns, e grande parte das experiências internacionais estão voltadas para a sua utilização; baseiam-se no princípio de funcionamento dos moinhos de vento e são constituídas por turbinas de uma a três pás ou multipás (acima de três pás), com um perfil aerodinâmico. Rotores de 3 pás são os mais comuns, pois constituem um bom compromisso entre coeficiente de potência, custo e velocidade de rotação, bem

como uma melhor estética comparada às turbinas de 2 pás³, implicando em maiores vantagens técnicas e econômicas (59) representadas em menor custo e possibilidade de construção de aerogeradores de mais de 100 metros de altura e com capacidade de geração de energia que pode chegar a 5 MW (megawatts). A Figura 3.2 apresenta alguns modelos de eólicas de eixo horizontal.

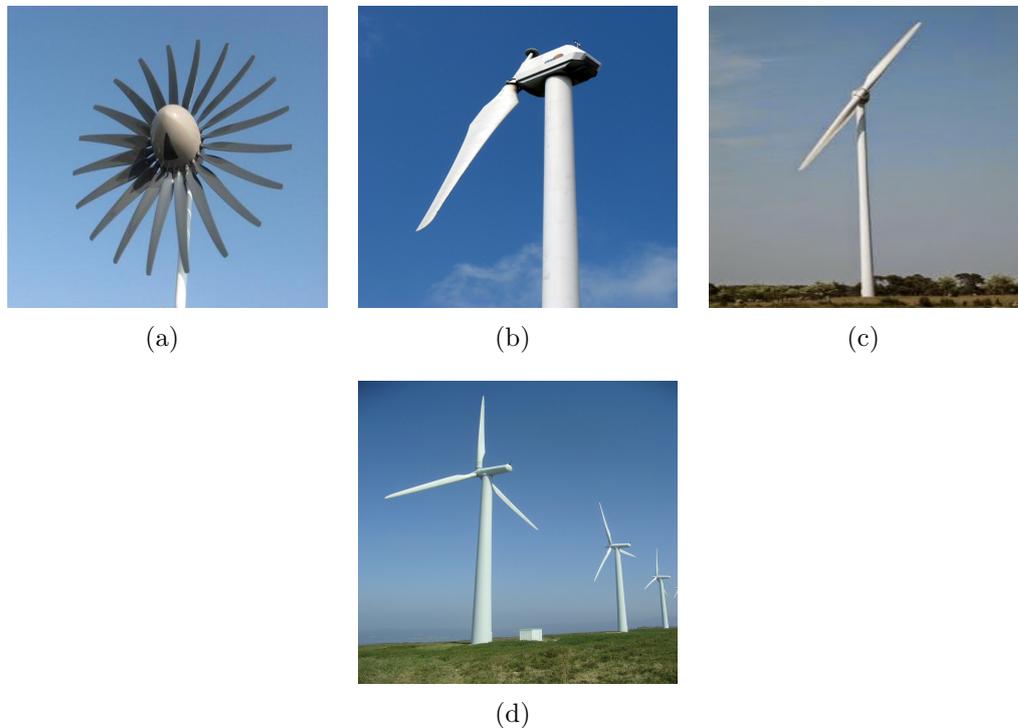


Figura 3.2: Tipos de aerogeradores de eixo horizontal: (a) Multipás, (b) Uma pá (c) Duas pás e (c) Três pás.

Já os aerogeradores de eixo vertical são capazes de gerar energia em condições de vento reduzido, são mais seguros e fáceis de construir pois o sistema de controle pode ser montado no solo facilitando as operações de manutenção, e não é necessário o dispositivo de orientação da turbina face ao vento, aproveitando-o em qualquer direção (61). Podem ser classificados em: *Savonius* indicados para sistema de bombeamento de água devido ao menor rendimento e custo reduzido e *Darrieus* que apresentam um alto rendimento, porém o seu sistema de transmissão é complexo. A Figura 3.3 apresenta alguns modelos de eólicas de eixo vertical.

Porém, apesar de serem mais vantajosos em algumas circunstâncias do que os aerogeradores de eixo horizontal, o eixo vertical perde em rentabilidade quando as condições de vento são altas porque o vento junto ao solo é de mais fraca intensidade implicando em menor eficiência para os aerogeradores; conseqüentemente, nunca veremos um parque eólico com aerogeradores de eixo

³Disponível em: <https://evolucaoenergiaeolica.wordpress.com/>

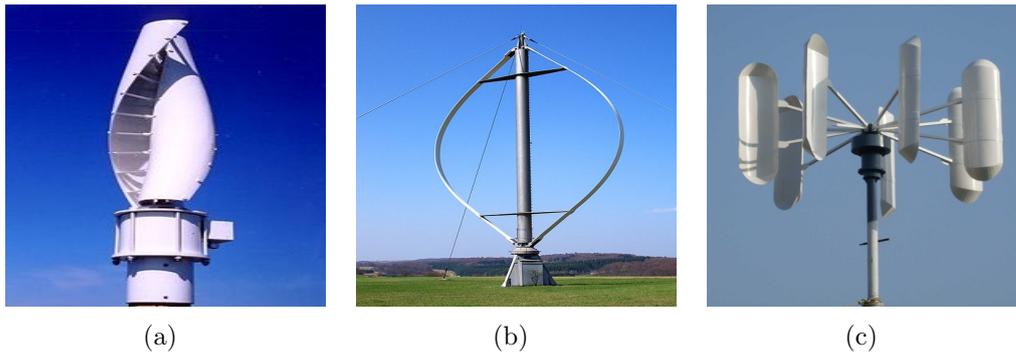


Figura 3.3: Tipos de aerogeradores de eixo vertical: (a) *Savonius*, (b) *Darrieus* e (c) *Darrieus* tipo H ou *Giromill*.

vertical, resumindo-se o seu uso a pequenos projetos, algumas instalações em ambientes urbanos, moagem de grãos, recarga de bateria e irrigação.

3.1.2

Vantagens e desvantagens da energia eólica

Entre as principais vantagens da energia eólica em comparação às energias convencionais, conforme (59, 61), pode-se mencionar que:

- ▷ É inesgotável;
- ▷ Não emite gases poluentes nem gera resíduos;
- ▷ Diminui a emissão de gases de efeito de estufa;
- ▷ Não apresenta perigo de vazamento de combustível;
- ▷ Possibilidade de ocupação do solo também para outros meios, como lavoura ou pastagem no perímetro da usina, sem gerar riscos aos animais passantes uma vez que suas hélices ficam muitos metros acima do solo;
- ▷ Não requer uma manutenção frequente, uma vez que sua revisão é semestral;
- ▷ Tem vida útil em média de 20 anos;
- ▷ Pode ser usada como uma fonte complementar a fonte de energia hídrica (em épocas de chuva, os ventos são mais fortes);
- ▷ Pode ser usada na agricultura em plantações, no bombeamento da água ou em lugares de difícil acesso para a energia elétrica.

No entanto, suas desvantagens são:

- ▷ Inconstância e imprevisibilidade do fluxo de ventos;
- ▷ Causa impacto sonoro, pois o vento bate nas pás produzindo um ruído constante de aproximadamente 43 decibéis, tornando necessário que as habitações mais próximas estejam no mínimo a 200 metros de distância;

- ▷ Geram um grande impacto visual devido aos aerogeradores, além da sombra produzida pelas pás das turbinas;
- ▷ Pode afetar o comportamento habitual de migração das aves, causando acidentes. Igualmente, as aves que se encontram no local podem sofrer risco de colisão com as pás dos aerogeradores;
- ▷ Interferência electromagnética.

Contudo, atualmente essas ocorrências já podem ser minimizadas e até mesmo eliminadas por meio de planejamento adequado, treinamento e capacitação de técnicos, e emprego de inovações tecnológicas (62).

No que tange aos impactos relacionados à intermitência dos ventos, no caso do Brasil, a energia eólica se apresenta como uma interessante alternativa de complementariedade no sistema elétrico nacional. Como é mencionado em Simas e Pacca (63), no Brasil há a possibilidade de combinação das usinas hídricas e eólicas, criando um sistema com maior confiabilidade, uma vez que a energia eólica gerada poderá ser estocada nos reservatórios hidrelétricos, otimizando o seu uso, aumentando assim tanto o fator de capacidade das usinas hidrelétricas quanto a segurança no fornecimento de energia, e dispensando a ativação de termelétricas. Esse fato é ainda mais relevante sendo a geração eólica no Brasil maior no período de menor volume dos reservatórios, atenuando os impactos de períodos de seca.

3.1.3

Retrofit e repotenciação das turbinas eólicas

Nas últimas três décadas, milhares de turbinas eólicas de todos os tamanhos foram instaladas no mundo todo. No momento da instalação, cada uma das turbinas eram do estado-da-arte, e a maioria delas ainda estão em operação hoje (64).

Como descrito por Pinto (58), aquelas turbinas encontram-se localizadas de uma forma geral nas zonas com recurso eólico mais elevado e sua potência unitária é baixa comparada com as mais atuais. De modo que, os componentes principais das turbinas eólicas, como as caixas multiplicadoras, as estruturas e as pás, vêm afetados diminuindo sua vida útil e apresentando falhas que podem gerar uma parada temporária dos parques eólicos, além dos altos custos em que pode se incorrer nas possíveis soluções, já que o número de turbinas fora de garantia (do fabricante e do seguro do cliente) em operação está aumentando constantemente (11). Igualmente, como ocorre com muitas outras tecnologias, componentes para reparos e manutenção estão diminuindo rapidamente. Esses fatores, combinados com custos de serviços não planejados e novas demandas,

tornaram ainda mais viável a substituição dessas turbinas antigas por turbinas mais recentes e em menor número (repotenciação ou *repowering*), antes de chegar ao fim da vida útil de seus componentes, com o intuito de melhorar a rentabilidade dos proprietários, ou simplesmente removê-las.

Dessa forma, a repotenciação surge como uma solução de reabilitação de parque eólicos, cuja débil eficiência os torna pouco atrativos econômica e tecnologicamente, sendo também uma boa alternativa de melhoria de rentabilidade do parque e aproveitamento do espaço já explorado, assim como a redução do impacto ambiental (65). Assim, os países pioneiros no setor da energia eólica, que atualmente se encontram com um elevado número de parques eólicos envelhecidos, são os mais favoráveis a este tipo de práticas. A propósito, Pinto (58) menciona quatro países considerados particularmente relevantes no apoio à repotenciação: Dinamarca, Alemanha, Espanha e Estados Unidos (Califórnia). Vários outros países também podem ter um relativo potencial de repotenciação em um futuro próximo. Um bom exemplo é a Índia, onde 22% das turbinas instaladas têm menos de 500kW de potência instalada unitária⁴, valor considerado muito baixo já que a potência nominal da turbina incrementou-se rapidamente no decorrer dos anos. De fato, as novas turbinas não são apenas melhores em termos de eficiência ou confiabilidade, mas também são muito maiores e podem produzir até 9MW, sendo as mais antigas limitadas a menos de 1,5MW⁵.

No entanto, nos últimos 15 anos, toda a indústria tem incrementado drasticamente seu *know-how* tecnológico e sua experiência operativa, tornando-se agora possível estender o tempo de operação dos parques eólicos através do condicionamento dos componentes das turbinas ou sua substituição por novas tecnologias (11). É o caso das companhias europeias como *Gamesa*⁶ da Espanha e *Mita-Teknik*⁷ da Dinamarca, que têm se tornado líderes tecnológicos a nível mundial dentro da indústria da energia eólica e no seu portfólio de serviços têm criado o programa de extensão de vida dos aerogeradores (11) e uma solução de *retrofit* (64), respectivamente, orientados a prolongar a vida útil das turbinas acima do período estabelecido em seu desenho original.

Deste modo, ao contrário da repotenciação que envolve o desmantelamento de uma turbina existente e substituí-la por uma versão nova geralmente mais alta e mais cara, o *retrofit* destina-se a modernizar turbinas anti-

⁴Para maiores detalhes da repotenciação, ver *Fundamentos de Energia Eólica* (Pinto, 2013) (58).

⁵Disponível em artigo de ABB *Wind Power Solutions: ABB Wind Retrofit gives a second life to your old wind turbine*, Nov-2015.

⁶Fabricante de turbinas eólicas com 20 anos de experiência no mercado.

⁷Fornecedor global de sistemas de controle para turbinas eólicas.

gas com tecnologias de automatização de controle aprimoradas, aumentar a sua eficiência e prolongar a sua vida útil; para isso, substituem-se um ou mais componentes, tais como a caixa de engrenagens e pás do rotor, por versões mais atualizadas e/ou montagem da turbina com sistemas de controle e elétricos mais modernos.

Portanto, quando os proprietários de usinas de energia eólica buscam maneiras de aumentar suas receitas podem recorrer a ambas abordagens: *retrofit* ou repotenciação, que são atraentes para clientes diferentes tendo diversos aspectos em prol e contra. Por exemplo, empresas geradoras tendem a querer as soluções maiores e mais caras, enquanto pequenos proprietários de parques eólicos podem estar com falta de dinheiro e irão buscar a solução mais barata, i.é, uma turbina recondicionada, já que os custos de *retrofit* situam-se em torno da metade do preço de uma turbina nova de uma marca equivalente. Além disso, quando os tempos são difíceis economicamente, os proprietários de parques eólicos procuram evitar o risco de fazer um grande investimento em um clima econômico incerto e, em vez disso, preferem optar pelo processo menos arriscado e menos intensivo em capital de atualizar suas turbinas existentes através de *retrofitting*⁸. Significando isto, que provavelmente, a solução mais apropriada seja maximizar os investimentos que já se realizaram, ao custo mais baixo e com menor grau de incerteza, situações que favorecem a ideia da ampliação de vida útil ou *retrofit* (58).

Adicionalmente, os países já mencionados relevantes para a repotenciação também são alvos para o *retrofit*, além da China, o maior mercado de energia eólica do mundo, onde estima-se que o mercado de manutenção pós-garantia valerá mais de CNY 100 bilhões (US \$ 16 bilhões) até 2020, com novas construções lentas. Até então, muitos dos proprietários de parques eólicos da China também estarão olhando para maximizar seus investimentos, melhorando suas turbinas e estendendo sua vida útil.

Em síntese, e em relação à presente dissertação, repare-se que em relatórios de empresas como Gamesa e Deloitte (11, 12) é possível identificar as opções reais que possui o empreendedor de um parque eólico, que surgem em função do caso da cada turbina, permitindo que os clientes elejam entre: pôr fora de serviço a(s) máquina(s), desmantelá-la(s), substituí-la(s) por um equipamento mais completo ou novo, modernizá-la(s), ou, inclusive vender o parque eólico. Dentre as quais no presente trabalho escolheu-se a opção de modernizar os equipamentos, também denominada *retrofit* estendendo a vida útil dos aerogeradores.

⁸Disponível em artigo de *Wind Power Monthly: Upgrade old turbines to their full potential*, Dez-2012.

Efeitos do *retrofit*

De acordo com Gamesa e Mita-Teknik (11, 64), os principais benefícios do programa de extensão de vida dos aerogeradores para os proprietários são:

- ▷ disponibilidade da máquina durante mais anos, assegurando anos adicionais de receitas;
- ▷ desempenho mais eficiente que pode efetivamente incrementar a produção de energia anual das turbinas;
- ▷ baixos custos de funcionamento através de um contrato de serviço de operação e manutenção (O&M) completo e de longo prazo;
- ▷ plano de investimento e financiamento feito sob medida, onde o tamanho do investimento depende do estado da turbina;
- ▷ aumento do VPL do parque eólico;
- ▷ garantia sobre as peças novas e, mais tarde, o acesso a peças de reposição atualizadas, disponíveis a baixo custo;
- ▷ possibilidade de mudar funcionalidades no software e hardware que anteriormente não eram possíveis com o OEM⁹;
- ▷ independência do OEM ao ter acesso completo a todos os dados operacionais da turbina para que desempenho e ganhos possam ser monitorados, bem como possibilidades de controle remoto pela internet.

3.2

Panorama no mundo

A energia eólica é uma tecnologia madura, com comprovada confiabilidade e competitividade de custo em um número cada vez maior de mercados atualmente. Logo, é uma indústria presente em mais de 80 países, 26 dos quais têm mais de 1 GW instalado e 8 com mais de 10 GW. Essa estabilidade de custo torna-se uma opção muito atraente para empresas de serviços públicos, produtores de energia independentes e empresas que estão procurando uma proteção contra os preços extremamente flutuantes dos combustíveis fósseis, ao mesmo tempo em que reduzem a emissão de carbono. Igualmente, a energia eólica continua a ser a forma mais competitiva de adicionar nova capacidade de geração de energia à rede em um grande número de mercados ao redor do

⁹Sigla de *Original Equipment Manufacturer*, ou Fabricante de Equipamento Original, em português.

mundo, mesmo quando competem contra tecnologias de geração convencional altamente subsidiadas (8).

Conseqüentemente, o crescimento da energia eólica ao longo dos anos tem sido significativo, passando de 17.400 MW em 2000 para 432.883 MW em 2015 (um incremento percentual de 2388%), como pode ser observado na Figura 3.4, onde as barras mais escuras representam a nova capacidade anual adicionada (eixo y esquerdo), enquanto as mais claras referem-se a capacidade acumulada até 2015 (eixo y direito). Conforme relatório de 2015 publicado pelo *Global World Energy Council* (GWEC) (8), depois de uma desaceleração em 2013, a indústria eólica estabeleceu um novo recorde de instalações anuais em 2014 com a instalação de 51,7 GW de nova energia eólica. Em 2015, no entanto, a indústria global de energia eólica teve um ano sem precedentes, já que pela primeira vez na história as novas instalações cruzaram a marca de 60 GW, instalando 63.467 MW de capacidade nova, representando um aumento de 22% no mercado anual.

Assim, a capacidade instalada acumulada no mundo ao final de 2015, situou-se em 432,9 GW, representando um crescimento de pouco mais de 17% em relação ao valor acumulado em 2014 (369,7 GW). Esse registro foi liderado pela adição de capacidade anual da China, impulsionado por uma surpreendente nova instalação de 30.753 MW, que por si só representou 48% do total de instalações globais.

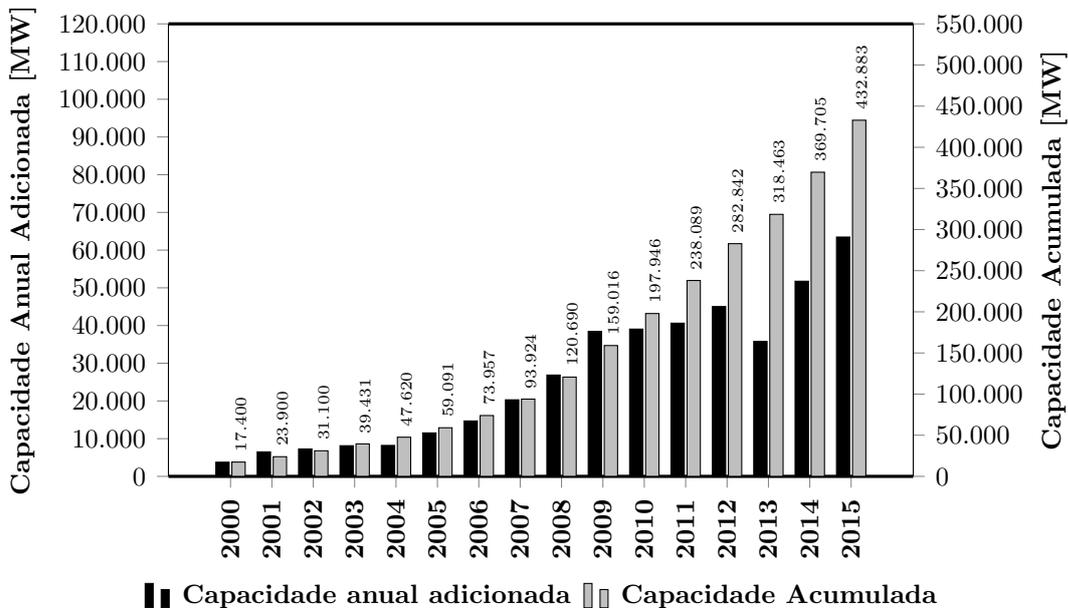


Figura 3.4: Capacidade eólica instalada no mundo. Fonte: Elaboração própria a partir do Relatório GWEC, 2015 (8).

De acordo com dados do GWEC, na Tabela 3.1 é apresentado o ranking

dos 10 principais países com maior capacidade eólica instalada acumulada até 2015, que possuem 84,5% do total mundial. Por um lado, a Ásia tem contribuído significativamente para o crescimento da capacidade instalada eólica nos últimos anos, com destaque para China e Índia, participando com 33,6% e 5,8% do total, e ocupando a primeira e a quarta posição, respectivamente. Em particular, China é o maior mercado global de energia eólica desde 2009, e manteve o primeiro lugar em 2015 com 145.362 MW seguido pelos Estados Unidos com 74.471 MW e 17,2% de participação.

Dos países europeus o que mais tem contribuído para o aumento da capacidade acumulada até 2015 é a Alemanha, com um total de 44.947 MW e participação de 10,4%, seguida da Espanha com 23.025 MW e 5,3% de participação. Enquanto o único país da América Latina dentro deste ranking é o Brasil, que em 2015 alcançou o novo recorde de instalação, 2,75 GW de nova capacidade eólica, alcançando uma capacidade acumulada de 8,72 GW e 2% de participação, que permitiu ao país permanecer entre os dez maiores mercados (66).

Tabela 3.1: Ranking TOP 10 de capacidade instalada acumulada de energia eólica no mundo até 2015 (8).

País	MW	% Mercado
China	145.362	33,6
EUA	74.471	17,2
Alemanha	44.947	10,4
Índia	25.088	5,8
Espanha	23.025	5,3
Reino Unido	13.603	3,1
Canadá	11.205	2,6
França	10.358	2,4
Itália	8.958	2,1
Brasil	8.715	2,0
Resto do mundo	67.151	15,5
Total TOP 10	365.731	84,5
Total Mundo	432.883	100

A previsão segundo o mesmo relatório do GWEC, é que em 2020, a capacidade acumulada no mundo deverá quase duplicar nos próximos cinco anos chegando a 792,1 GW e apresentando um período de crescimento estável.

3.3

Panorama no Brasil

Esta seção detalhará as características do mercado brasileiro de energia elétrica e a inserção eólica na matriz elétrica brasileira, a fim de que se possa compreender o contexto da modelagem realizada neste trabalho. Inicia-se pela

descrição do atual setor elétrico brasileiro (SEB), as principais instituições e agentes que o compõem. Em seguida, é abordada a evolução do segmento eólico no Brasil, com as mudanças ocorridas desde o Proinfa. Por fim, são explicados os ambientes de comercialização de energia eólica e a participação do setor nos leilões de energia.

3.3.1

O setor elétrico no Brasil

Conforme é citado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (67), a estrutura da oferta interna de energia elétrica (OIEE) no Brasil em 2015 apresenta a composição mostrada na Figura 3.5. Pode-se observar que o país dispõe de uma matriz elétrica de origem predominantemente renovável, com destaque para a geração hidráulica que responde por 64,0%¹⁰ da oferta interna, que acrescentado aos montantes da produção nacional mais as importações de energia eólica (3,5%), biomassa¹¹ (8,0%) e solar fotovoltaica (0,01%), evidenciam que as fontes renováveis representam 75,5% da OIEE no Brasil.

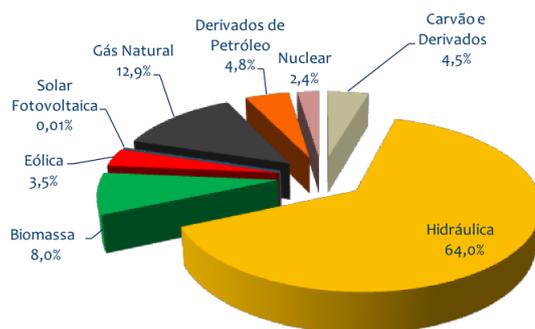


Figura 3.5: Matriz elétrica Brasileira por fonte, 2015 (67).

A Figura 3.6 ilustra que o restante 24,5%, correspondente às fontes não renováveis, completa a totalidade da OIEE conformada por 615,9 TWh em 2015, que por sua vez pertence ao 2,5% do mundo todo. Note-se que, ampliando o 75,5% das fontes renováveis, que somaram 464,9 TWh no mesmo ano, é evidente a preponderância da fonte hídrica na matriz elétrica brasileira com 84,8%, mas também participam o bagaço com 7,3% e a eólica com 4,7%. A energia solar ainda é pouco significativa na matriz (0,0127%). Com respeito às não renováveis, com um total de 151 TWh, teve destaque a geração térmica a gás com 52,6%. Igualmente, repare-se no gráfico central da Figura 3.6 as vantagens comparativas de 75,5% de fontes renováveis na matriz brasileira, contra apenas 24,1% na média mundial e 23,1% no bloco da OCDE.

¹⁰Inclui importação de eletricidade de Itaipu.

¹¹Inclui lenha, bagaço de cana, lixívia (água de lavagem das cinzas da queima de madeira) e outras fontes primárias.

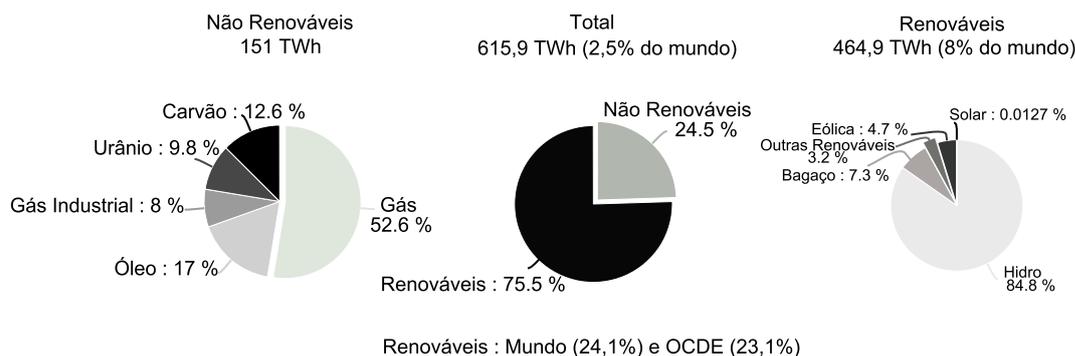


Figura 3.6: Oferta interna de energia elétrica (OIEE) no Brasil 2015 (%).
Fonte: adaptado de (7).

A integração de quase todo o SEB, representado pelo sistema interligado nacional (SIN), é organizado em quatro submercados formados pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Apenas 1,7% da energia requerida pelo país encontra-se fora do SIN(68), em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica, devido a seu afastamento dos grandes centros urbanos que prescindem de extensas linhas de transmissão para fornecer a infraestrutura necessária para o despacho da energia gerada, bem como a sua distribuição (69).

3.3.2

Estrutura institucional do setor elétrico brasileiro

No SEB existem agentes de governo responsáveis pela política energética do setor, sua regulação, operação centralizada e comércio de energia; igualmente, agentes diretamente ligados a sua produção e transporte, classificados em geração, transmissão, distribuição e comercialização. A Figura 3.7 ilustra o mapeamento organizacional das instituições que dão corpo ao setor elétrico nacional.

As atividades de governo são exercidas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), Ministério de Minas e Energia (MME) e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE). As atividades regulatórias e de fiscalização são exercidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), de águas (ANA) e do petróleo (ANP). As atividades de planejamento, operação e contabilização são exercidas por empresas públicas ou de direito privado sem fins lucrativos, como a EPE, Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). As atividades permitidas e reguladas são exercidas pelos demais agentes do setor: geradores, transmissores, distribuidores e comercializadores. Uma descrição mais detalhada das funções de cada instituição pode ser consultada no site ONS (68). O

empreendimento do parque eólico estudado no presente trabalho encontra-se classificado como agente gerador de energia elétrica.

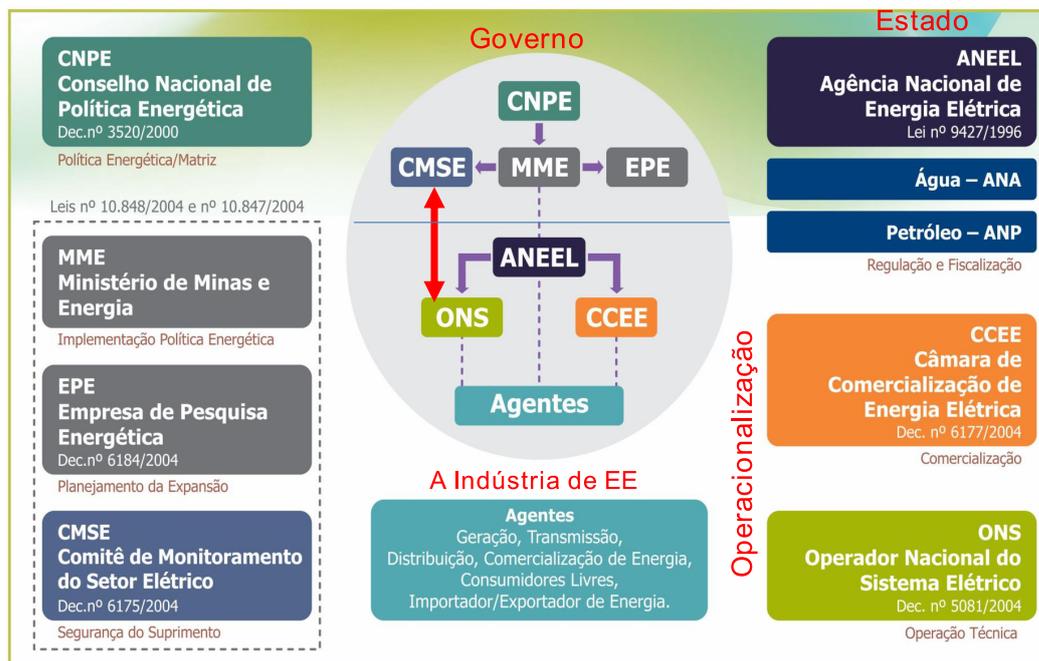


Figura 3.7: Estrutura institucional do setor elétrico brasileiro (70).

3.3.3

Evolução da energia eólica no Brasil

Como descrito pela Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica) (71), a energia eólica no Brasil teve seu primeiro indício em 1992 com o início da operação comercial do primeiro aerogerador instalado no Brasil, que foi resultado de uma parceria entre o Centro Brasileiro de Energia Eólica (CBEE) e a Companhia Energética de Pernambuco (CELPE), através de financiamento do instituto de pesquisas dinamarquês *Folkecenter*. Essa turbina eólica, de 225 kW, foi a primeira a entrar em operação comercial na América do Sul, localizada no arquipélago de Fernando de Noronha (Pernambuco).

Durante os dez anos seguintes, porém, pouco se avançou na consolidação da energia eólica como alternativa de geração de energia elétrica no país, em parte pela falta de políticas, mas principalmente pelo alto custo da tecnologia. Some-se a isto, que o SEB era predominantemente estatal até meados dos anos 1990, quando o país estava próximo de esgotar a capacidade das hidrelétricas existentes. Conforme Dalbem (72), a escassez de recursos para investimentos e a estratégia de reduzir a presença estatal nos setores produtivos levaram à aprovação, em 1995, da “Lei de Concessões”, marco regulatório da mudança no modelo elétrico brasileiro, que levou cerca de uma década para se consolidar.

O Brasil passou, portanto, por uma longa reestruturação do setor elétrico, migrando de um modelo que era essencialmente hidrelétrico nos anos 1990, para outro em que se fez necessário inserir outras fontes de energia. Em meio a essa reestruturação, o país enfrentou a crise de abastecimento de energia de 2001/2002, o que fez o foco do novo modelo ser a garantia de suprimento, aliada à modicidade tarifária (73). Assim, nesse contexto pouco favorável, iniciou-se a política de incentivos para o setor eólico no país.

Em 2001 foi lançado o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro que identificou as principais regiões para o aproveitamento do recurso eólico no Nordeste, Sudeste e Sul, que junto correspondem a cerca de 90% de todo o potencial eólico brasileiro com uma estimativa de 143 GW, considerando torres de até 50 metros (55). No entanto, estudos mais recentes, como o publicado pelo DEWI¹², que consideram o emprego tanto dos últimos desenvolvimentos tecnológicos quanto de aerogeradores com torres de 80 a 100 metros de altura (63), estimam que o potencial eólico brasileiro é de 500 GW (74), ainda sem incluir o potencial eólico de projetos *offshore*.

Durante a crise energética de 2001 houve a tentativa de incentivar a contratação de empreendimentos de geração de energia eólica no país com a criação do Programa Emergencial de Energia Eólica (PROEÓLICA), que tinha como objetivo a contratação de 1.050 MW de projetos de energia eólica até dezembro de 2003 (71). No entanto, esse Programa não obteve resultados, e foi substituído pelo Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), estabelecido em 2002 e que oferecia tarifas fixas por vinte anos, empréstimos financiados e outros benefícios (72). Como descrito por Simoas e Pacca (63), o Proinfa foi o principal motor para impulsionar o desenvolvimento do mercado eólico no Brasil. O programa foi dividido em duas fases de curto e longo prazo, mas como os prazos da primeira fase não foram completamente cumpridos e por não haver interesse na regulação da segunda fase, o Proinfa acabou sendo abandonado, haja vista a opção de contratar nova energia via o formato de leilões, advinda das mudanças do novo modelo energético.

As tentativas seguintes para contratar energia eólica para o SIN falharam devido à competição, em um mesmo leilão, com outras fontes mais baratas de energia, tais como as térmicas a biomassa/hidrocarbonetos e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs). Porém, a entrada da energia eólica no mercado regulado de energia se deu a partir de finais de 2009 com o Segundo Leilão de Energia de Reserva (2°LER), que foi o primeiro leilão de comercialização de energia

¹² *Deutsches Windenergie-Institut*, Instituto Alemão de Energia Eólica, uma das principais consultorias internacionais na área de energia eólica há 25 anos, com filial no Brasil.

voltado exclusivamente para a fonte eólica. O 2ºLER foi um sucesso com a contratação de 1,8 GW proveniente de 71 parques eólicos e abriu portas para novos leilões que ocorreram nos anos seguintes até o ano corrente 2016. Desde então, empreendimentos eólicos corresponderam a 50% da capacidade de geração de energia elétrica contratada, em MW médios, com preços de venda de energia cada vez mais competitiva, aproximando-se do valor médio de termelétricas convencionais (63).

Assim, como resultado, a evolução da capacidade instalada e a previsão de crescimento da fonte eólica em função das contratações já realizadas nos leilões regulados e também no mercado livre¹³ são expressas na Figura 3.8; onde, pode-se observar um crescimento exponencial de dessa fonte durante o período analisado 2005 até 2019 projetado. Considerando que até 2015 o Brasil alcançou uma capacidade acumulada da fonte eólica de 8.725,9 MW, a expectativa é alcançar 18.763,3 MW no ano 2019, o que significa um aumento de 115% em 4 anos. No que tange à contribuição de capacidade nova observa-se que até 2010 era praticamente incipiente, mas concordando com as mudanças das políticas de negociação do setor, a partir de 2011 começa a ser maior e espera-se que permaneça com um crescimento exponencial até 2019.



Figura 3.8: Evolução da capacidade instalada (nova e acumulada) e previsão de crescimento da fonte eólica no Brasil (MW). Resultado das contratações realizadas via leilões regulados e no mercado livre (66).

Segundo GWEC (8), em 2015 o Brasil acrescentou um recorde de 2,75 GW de nova capacidade com 1.373 turbinas eólicas através de 111 parques eólicos, que fornecerão energia suficiente para mais de 5 milhões de residências. Isto representa um investimento de R\$17,8 bilhões¹⁴, 66% do total do investi-

¹³Os ambientes de comercialização de energia são descritos na Seção 3.3.4

¹⁴*Bloomberg New Energy Finance.*

mento em energias renováveis em 2015. De fato, esse novo recorde de instalação permitiu ao Brasil estar novamente entre os dez maiores mercados no mesmo ano, sendo classificado como o quarto que mais investiu em energia eólica (66) quando comparado com os países que tiveram os primeiros três lugares como são: China (30,5 GW), Alemanha (8,6 GW) e Estados Unidos (6,01 GW).

A capacidade acumulada de energia eólica atual está distribuída por 349 parques eólicos como pode-se observar na Tabela 3.2 discriminada por Estado e região, o que representa um investimento total de R\$50 bilhões. A região Nordeste concentra o maior número de parques eólicos (267) em operação. Destaca-se o estado do Rio Grande do Norte que possui a maior participação em capacidade instalada (MW) com cerca de 31,9% e em quantidade de parques eólicos com 28,7%, equivalente a 100 parques; seguido de Bahia com 18,6% e 17,8%, respectivamente. No que tange aos projetos na região Sul, destaca-se o estado Rio grande do Sul com participação de 17,9% em capacidade e 18,9% em quantidade de parques.

Tabela 3.2: Capacidade eólica instalada por Estado ao final de 2015 (MW).
Fonte: Elaboração própria a partir do Relatório do GWEC (8).

Estado	Região [†]	Cap. Instalada [MW]	%	N° de Parques Eólicos	%
Bahia	NE	1.618,9	18,6%	62	17,8%
Ceará	NE	1.304,3	15,0%	47	13,5%
Paraíba	NE	69,0	0,8%	13	3,7%
Pernambuco	NE	377,3	4,3%	19	5,4%
Piauí	NE	705,1	8,1%	25	7,2%
Paraná	S	2,5	0,0%	1	0,3%
Rio de Janeiro	SE	28,1	0,3%	1	0,3%
Rio Grande do Norte	NE	2.779,6	31,9%	100	28,7%
Rio Grande do Sul	S	1.557,7	17,9%	66	18,9%
Santa Catarina	S	238,5	2,7%	14	4,0%
Sergipe	NE	34,5	0,4%	1	0,3%
Total	—	8.715,5	100%	349	100%

[†] NE – Nordeste; SE – Sudeste; S – Sul

Segundo dados até 2015 do GWEC (8), o setor eólico emprega mais de 41.000 pessoas, fornece energia elétrica para cerca de 15 milhões de residências, e reduziu as emissões de dióxido de carbono (CO₂) em cerca de 16 milhões de toneladas, demonstrando os importantes benefícios econômicos, sociais e ambientais que a indústria eólica brasileira traz para o país.

A Figura 3.9 mostra a evolução da capacidade instalada para diferentes

fontes de geração na matriz elétrica brasileira projetada no Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (75). Nota-se que, com a configuração da expansão indicada nesse plano, o SIN sairá de uma capacidade instalada total de, aproximadamente, 133 GW em dezembro de 2014 e chegará a cerca de 206 GW no final de 2024. Em particular, espera-se uma larga expansão da capacidade instalada de fontes sazonais e/ou intermitentes no sistema elétrico brasileiro, com destaque para a fonte eólica (+19GW); com isso, a participação da energia eólica no Brasil saltaria dos 3,7% atuais para 11,6% em 2024.

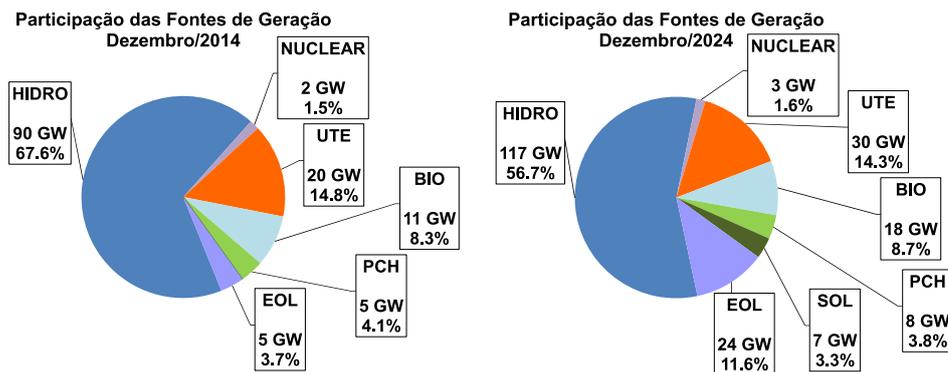


Figura 3.9: Evolução da capacidade instalada por fonte de geração no Brasil (75).

3.3.4

Ambientes de comercialização de energia eólica no Brasil

Além do Proinfa e dos leilões, a fonte eólica também comercializa sua energia, mas em uma escala menor, no mercado livre. As regras de comercialização de energia estão dispostas na Lei 10.848 de 15 de março de 2004, também conhecida como Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. Esta lei instituiu dois mercados de comercialização de energia (76): o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). No ACR a contratação é formalizada através de contratos bilaterais regulados, celebrados entre agentes vendedores (agentes de geração, comercialização ou importação) e agentes de distribuição de eletricidade, que podem adquirir energia, por exemplo, através dos leilões para garantir o atendimento aos seus mercados. Já no ACL os consumidores podem negociar contratos bilaterais livremente com geradores e comercializadores de energia. Porém, os consumidores que optem por tornarem-se livres devem ser agentes da CCEE e estão sujeitos ao pagamento de todos os encargos, taxas e contribuições setoriais previstas na legislação. Nesse ambiente, são observadas tanto operações de curto prazo, através de liquidações na CCEE, até realização de contratos de 15 anos ou mais(76).

Tanto os contratos do ACR como os do ACL são registrados na CCEE e servem de base para a contabilização e liquidação das diferenças entre os montantes gerados, contratados e consumidos no mercado de curto prazo (77). Neste mercado não existem contratos, ocorrendo a contratação multilateral, conforme as Regras de Comercialização (78). A CCEE é responsável pela apuração e divulgação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) do mercado de curto prazo por submercado (76).

Os agentes de geração assim como os comercializadores, podem vender energia elétrica nos dois ambientes, mantendo o caráter competitivo da geração. Na Tabela comparativa 3.3 são apresentadas as principais características e diferenças entre os dois ambientes.

Tabela 3.3: Diferenças entre os ambientes de contratação de energia (79)

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

De acordo com Aneel (80), até outubro de 2016, a maioria dos empreendimentos de geração tem energia comprometida no ACR, ou seja, foi contratada por meio de leilões e representam 82% da capacidade outorgada em processo de implantação; enquanto os demais empreendimentos têm energia comprometida em autoprodução ou no ACL, ou ainda não têm compromisso firmado para a energia do empreendimento e estão em busca de viabilidade para negociar a energia em leilões regulados ou no ACL. A Figura 3.10 representa essa situação mostrando a contribuição das usinas (em MW) por tipo de geração no ACR e fora dele.

Ressalta-se que a energia de Angra III, única usina termonuclear (UTN) em implantação, é comprometida no mercado regulado. No caso das usinas hidrelétricas (UHE) e usinas fotovoltaicas (UFV) tem se comercializado 95% e 87% no ACR, enquanto só 5% e 13% no ACL, respectivamente. As usi-

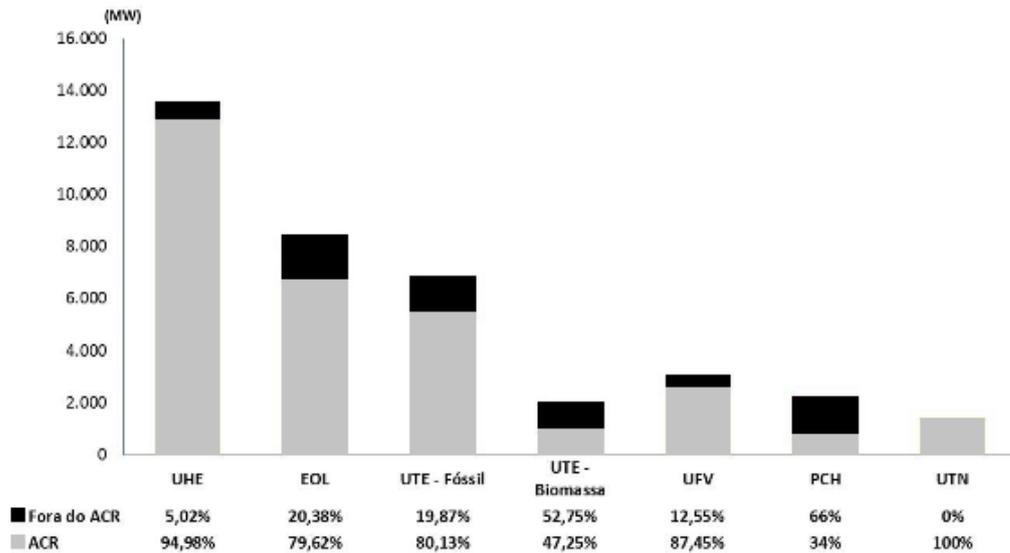


Figura 3.10: Tipo de geração por ambiente de contratação de energia. Em geral, cerca de 82% da energia a ser entregue pelas usinas foi comercializada no ACR, enquanto apenas 18% ainda não foram negociadas ou foram pactuadas no ACL (80).

nas eólicas (EOL) e termelétricas¹⁵ a partir de combustíveis de origem fóssil (UTE-Fóssil), apresentam comportamento similar com aproximadamente 80% negociado no ambiente regulado e 20% fora dele. Por oposição, destacam-se as PCHs e as UTEs movida à biomassa, em que apenas 34% e 47,25% da capacidade total das usinas em implantação têm sua energia comprometida no ACR.

3.3.5

Leilões de energia no Brasil

Os leilões de energia elétrica realizados pela CCEE, no âmbito do ACR e por delegação da Aneel, constituem-se um dos principais mecanismos de comercialização de energia elétrica no Brasil (58) e são de extrema importância para a sustentabilidade do SEB. De acordo com a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE) (73), um leilão de energia elétrica é um processo licitatório, ou seja, é uma concorrência promovida pelo poder público com vistas a se obter energia elétrica em um prazo futuro (pré-determinado nos termos de um edital), seja pela construção de novas usinas de geração elétrica, linhas de transmissão até os centros consumidores ou mesmo através da energia que é gerada em usinas em funcionamento e com seus investimentos já pagos.

¹⁵ As fontes de energia utilizadas pelas termelétricas são não renováveis, sendo a maioria de origem fóssil: carvão mineral, nafta, petróleo, gás natural e biomassa.

Ao definirem os preços dos contratos, os leilões definem, também, a participação das fontes de energia utilizadas na geração, o que impacta na qualidade da matriz elétrica em termos ambientais (mais ou menos energia hidrelétrica, nuclear, eólica, queima de combustíveis, biomassa, etc.), bem como no valor das tarifas pagas pelos consumidores. Os principais tipos de leilões de geração de energia segundo a Aneel (81) e a CCEE (82) são:

- ▷ **Leilão de energia nova (LEN):** tem como finalidade atender ao aumento de carga das distribuidoras no futuro a partir de empreendimentos que não entraram em operação comercial, portanto ainda não despacham energia no mercado. Este leilão pode ser de dois tipos: usinas cujo início de entrega de energia no mercado regulado se dará em cinco anos (A-5) e em três (A-3).
- ▷ **Leilão de energia existente (LEE):** foi criado para que as distribuidoras possam ajustar suas demandas e contratar energia gerada por usinas já construídas e que estejam em operação, cujos investimentos já foram amortizados e, portanto, possuem um custo mais baixo. O início da entrega de energia geralmente dá-se um ano após a portaria que instituiu o leilão (A-1).
- ▷ **Leilão de energia de reserva (LER):** foi criado para elevar a segurança no fornecimento de energia elétrica no SIN, com energia proveniente de novos empreendimentos de geração ou de empreendimentos existentes.
- ▷ **Leilão de ajuste (LA):** visa adequar a contratação de energia pelas distribuidoras, tratando eventuais desvios oriundos da diferença entre as previsões feitas pelas distribuidoras em leilões anteriores e o comportamento de seu mercado. Seus contratos são geralmente de curta duração (3 meses a 2 anos).
- ▷ **Leilão de fontes alternativas (LFA):** visa aumentar a participação de fontes renováveis (eólica, biomassa e PCHs) no mercado regulado e na matriz energética brasileira.
- ▷ **Leilões estruturantes¹⁶:** destinam-se à compra de energia proveniente de projetos de geração indicados por resolução do CNPE e aprovados pelo presidente da república. Referem-se geralmente a empreendimentos

¹⁶Leilão de compra de energia elétrica proveniente da UHE Jirau, UHE Santo Antônio e UHE Belo Monte.

de grande porte, tendo em vista seu caráter estratégico e o interesse público.

3.3.5.1

Participação da energia eólica nos leilões de geração no ACR

Em 2004 foram instituídos os leilões de energia no ambiente regulado, com o objetivo de atender a demanda atual e futura declarada pelas distribuidoras. Empreendimentos eólicos, embora inicialmente inscritos em LEN de 2008, declinaram de participar, haja vista a concorrência, considerada desleal, com outras fontes mais baratas de energia. Eólicas tampouco foram contratadas no 1ºLFA/2007 ou no 1ºLER/2008, dominados por PCHs e termelétricas a biomassa. Assim, em 2009 foi regulamentado o primeiro leilão específico para energia eólica, caracterizado como o 2ºLER, ocorrido em 14 de dezembro de 2009. Desde então, novas contratações de energia eólica tem acontecido nos anos seguintes até 2016 via leilões tipo LER, LFA e LEN.

A Figura 3.11 apresenta a trajetória dos preços médios das diferentes fontes de energia desde a fase de subsídios (Proinfa) em 2004¹⁷ até o modelo competitivo de leilões. Os preços médios foram atualizados através dos índices IGP-M (para o Proinfa) e IPCA (para todos os leilões seguintes), segundo dados da CCEE (83) e Silva (84). Note-se que na referida figura, desde 2009 até 2015, só foram considerados os dezesseis leilões onde a fonte eólica tem participado.

Segundo Silva (84), na época do Proinfa, a energia eólica era a mais cara e a menos desenvolvida das três fontes incentivadas e foi contratada por R\$ 371,65/MWh (a preços atuais), enquanto para as demais fontes (térmicas a biomassa e PCHs), foram pagos preços em torno de R\$ 200,00/MWh, em contraste com a hidrelétrica convencional que foi contratada com o preço de R\$ 100,00/MWh naquele período.

Destaque-se a grande diminuição do preço da energia eólica ao longo dos anos frente às outras fontes energéticas, posicionando-a como uma das fontes mais baratas de energia, chegando a um preço praticamente igual (2012) e até mais baixo do que as outras fontes (2013-2015). Por exemplo, no período 2009-2015 e em valores atualizados pela inflação, a média do custo da eólica foi de R\$ 155/MWh frente a R\$ 215/MWh do custo de projetos de hidrelétricas, incluindo PCH.

Dessa forma, a energia eólica têm conseguido competir em termos de rentabilidade com as fontes de energia tradicionais. Efetivamente, durante

¹⁷Valores divulgados pela Aneel ao aprovar as quotas de energia e de custeio do Proinfa para 2015.

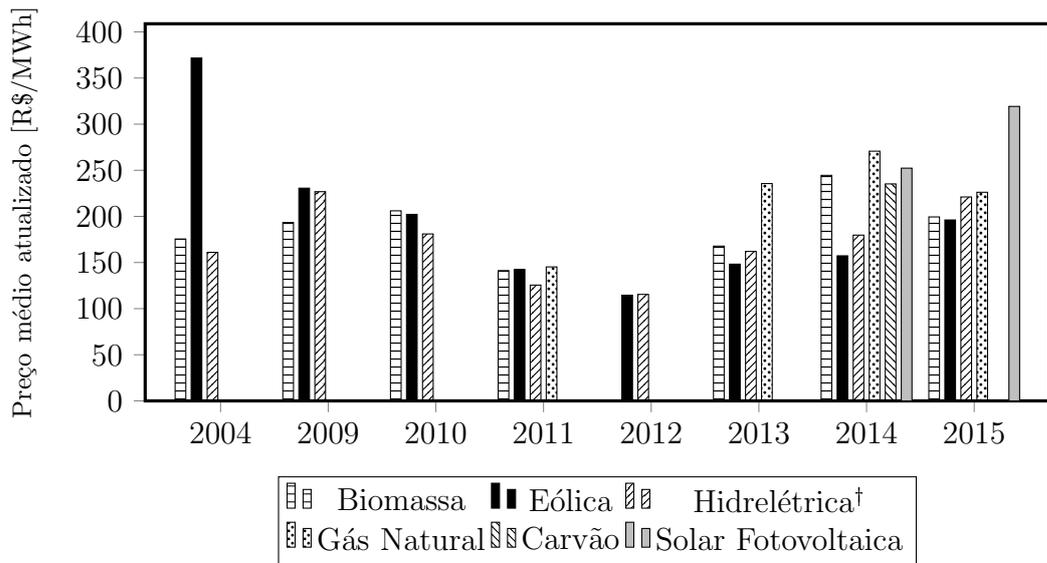


Figura 3.11: Evolução dos preços das fontes de energia no ACR. Fonte: Elaboração própria a partir de dados de (83, 84).

† Inclui PCH

o período analisado a fonte eólica vem apresentando uma forte redução nos custos de produção. Logo, esse aspecto tem contribuído em grande parte para a manutenção de sua competitividade.

Avaliação financeira de um parque eólico por opções reais

Neste capítulo será proposto um modelo de avaliação utilizando a TOR aplicada à extensão do contrato de operação de um parque eólico através de um investimento em *retrofit*.

Inicialmente, será apresentado o modelo tradicional de análise de projetos pelo FCD, detalhando seus componentes, as premissas assumidas e o cálculo da taxa de desconto ajustada ao risco para o projeto eólico. Em seguida, será abordada a modelagem via opções reais desde o levantamento dos dados, explicação das limitações metodológicas e estimativa da volatilidade advinda da variável de incerteza considerada no modelo Binomial de CRR, que corresponde ao preço da energia eólica comercializada no Brasil via leilões. Posteriormente, é calculado o VPL expandido do projeto de extensão, conseqüentemente o valor da opção, através da árvore binomial considerando uma barreira superior no preço da energia eólica. Ao final, desenvolve-se uma análise de sensibilidade avaliando o VPL expandido do projeto eólico frente às mudanças em determinados parâmetros.

4.1

Modelagem determinística: FCD sem opção

Para avaliar economicamente o parque eólico, determina-se o VPL tradicional. Calcula-se o valor esperado do fluxo de caixa do parque eólico para toda a vida útil original do projeto. Portanto, nesta seção serão apresentados os componentes do FCD e as premissas utilizadas no modelo de avaliação financeira. Igualmente, para permitir uma análise objetiva do valor do projeto, considerou-se uma empresa teórica, porém desenhada de forma criteriosa, com dinâmica operacional e econômica baseada em informação de um parque eólico real do Nordeste do Brasil.

4.1.1

Componentes do fluxo de caixa do projeto

Na projeção do fluxo de caixa foi utilizado um critério de otimização tributária. Assim, foi assumida a tributação pelo critério de lucro presumido se o faturamento fosse inferior a R\$78 Milhões por ano e, caso contrário, o regime não cumulativo, do lucro real, foi escolhido. As características principais dos

tipos de lucro são:

- ▷ **Lucro real:** É encontrado mediante cálculo do resultado real do negócio, onde a empresa precisa registrar todas as suas despesas e custos para deduzi-los de sua receita e encontrar o valor do lucro gerado na operação. A pessoa jurídica pagará o imposto sobre a renda à alíquota de 15% sobre o lucro real acrescido de 10% caso a parcela do lucro real exceder ao valor resultante da multiplicação de R\$ 20.000 pelo número de meses do respectivo período de apuração. Para tributação da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) a alíquota é de 9%. A base do cálculo tanto para o imposto de renda quanto para CSLL será o Lucro antes do Imposto de Renda (Lair).
- ▷ **Lucro presumido:** É obtido de forma presumida, ou seja, através de um cálculo matemático é assumida sua porcentagem de lucro, que é fornecido pela Receita Federal para cada atividade. Por exemplo, para empresas industriais ou comerciais, com exceção de algumas atividades, presume-se que o lucro gerado seja de 8% para tributação do Imposto sobre a Renda das Pessoas Jurídicas (IRPJ) e de 12% para tributação da CSLL, ambos calculados sobre o valor da nota fiscal.

A seguir, são definidos os componentes do fluxo de caixa do projeto eólico com o intuito de descrever os principais conceitos envolvidos na avaliação deste tipo de empreendimentos, em especial os encargos setoriais que por sua vez estão relacionados com as instituições mencionadas na Seção 3.3.2:

- ▷ **Receita de venda bruta:** A venda da energia eólica é dada ao multiplicar o preço contratado (R\$/MWh) pela quantidade de energia contratada (MWh) e pela quantidade de horas disponíveis por ano (8.760 horas).
- ▷ **Tributos sobre receita bruta:** Os seguintes impostos sobre o faturamento incidem sobre a receita bruta (85):
 - **Programa de integração social - Pis:** Contribuição tributária de caráter social, devida pelas pessoas jurídicas, com o objetivo de financiar o pagamento do seguro-desemprego, abono e participação na receita dos órgãos e entidades para os trabalhadores do setor privado, sendo administrado pela Caixa Econômica Federal. No lucro real as alíquotas são de 1,65%, enquanto no presumido são de 0,65%.

- **Contribuição para financiamento da seguridade social – Cofins:** É uma contribuição social das pessoas jurídicas aplicada sobre o valor bruto apresentado por uma empresa, que tem como objetivo financiar a seguridade social, é dizer, áreas fundamentais como a previdência social, assistência social e saúde pública. A alíquota da Cofins pode ser de 7,6% para pessoas jurídicas de lucro real e de 3% para pessoas de lucro presumido.
- ▷ **Custos operacionais:** Os projetos eólicos precisam também de investimentos ao longo da sua vida útil para manter suas operações. Portanto, este item inclui a operação da usina e a manutenção do equipamento (O&M), assim como o salário do pessoal da usina.
- ▷ **Despesas/Encargos:** As despesas anuais englobam o pagamento de taxas da Aneel, as taxas do ONS/CCEE, os seguros e o arrendamento do terreno. Já os custos referentes ao transporte da energia elétrica em redes de transmissão englobam diferentes taxas e encargos, que foram definidas pela Aneel a partir da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST).
 - **Tarifa de uso do sistema de transmissão - TUST (R\$/kW mês):** O serviço de transporte de grandes quantidades de energia elétrica por longas distâncias é feito utilizando-se uma rede de linhas de transmissão e subestações em tensão igual ou superior a 230 KV, denominada rede básica (86). Portanto, essa tarifa é paga por distribuidoras, geradoras e consumidores livres que a usam. O valor da TUST é diferente para cada usuário e é definida de acordo com a localização do ponto no qual cada um deles se conecta à rede de transmissão. A arrecadação é utilizada para pagar as transmissoras que mantém suas instalações à disposição de quem utiliza a rede básica.
 - **Taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica-TFSEE:** Foi criada com a finalidade de constituir a receita da Aneel para cobertura das suas despesas administrativas e operacionais e é de recolhimento compulsório a todos os agentes do setor elétrico: geradores, distribuidoras, comercializadoras e transmissoras. A taxa é fixada anualmente pela Aneel e paga em doze cotas mensais, representando 0,4% do valor do benefício econômico auferido (86).

- **Taxa do operador nacional do sistema elétrico - ONS:** Foi criada com a finalidade de outorgar uma contribuição para o funcionamento do ONS.
 - **Taxa da câmara de comercialização de energia elétrica - CCEE:** A CCEE é responsável por viabilizar e gerenciar a comercialização de energia elétrica em todo o SIN e portanto é mantida pela taxa associativa paga pelas empresas que compram e vendem energia no Brasil.
 - **Arrendamento do terreno:** Definiu-se o arrendamento do terreno para a instalação do parque eólico como 1,5% da receita bruta.
 - **Taxa de desenvolvimento:** Corresponde ao montante pago pelo desenvolvimento do parque eólico que inclui a construção do parque e das linhas de transmissão que o conectam com a empresa que consome a energia.
- ▷ **Depreciação:** Os equipamentos que compõem as turbinas eólicas (nacele, torre, gerador e pás) são depreciados por um período de 20 anos de vida útil.
- ▷ **Financiamento:** O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), principal fonte de financiamento para obras de infraestrutura, pode financiar até 70% dos parques eólicos à taxa de juros de longo prazo (TJLP). Neste trabalho considerou-se 60% de financiamento a juros reais de 5,25% a.a., amortizado por 16 anos com período de carência de 6 meses. O restante 40% do investimento foi concedido por recursos próprios.
- ▷ **Impostos:** O IR e a CSLL são tributos cobrados sobre a “renda” das empresas, conhecida como lucro.
- **Imposto de renda – IR:** As pessoas jurídicas são contribuintes e, portanto, estão sujeitos ao pagamento do IRPJ (85), que deve ser apurado com base no lucro, que pode ser real, presumido ou arbitrado, com uma alíquota de 15% sobre o lucro apurado e com adicional de 10% sobre a parcela do lucro que exceder o valor resultante da multiplicação de R\$20.000 pelo número de meses do respectivo período de apuração. A equação (4.1) dá a relação:

$$IR = 15\% \cdot BC_{IR} + 10\% \cdot \left(BC_{IR} - \left[\frac{R\$20.000}{mês} \cdot \frac{12meses}{ano} \right] \right) \quad (4.1)$$

onde BC_{IR} é a base do cálculo do imposto de renda.

- **Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL:** Tributo federal brasileiro que incide sobre o valor do resultado do exercício, antes da provisão para o imposto de renda (85), destinando-se ao financiamento da seguridade social. A alíquota é de 9% para as pessoas jurídicas em geral, e de 15% no caso das pessoas jurídicas consideradas instituições financeiras, de seguros privados e de capitalização. A apuração deve acompanhar a forma de tributação do lucro adotada para o IRPJ. A CSLL em geral funciona da seguinte forma:

- **Pessoas jurídicas optantes pelo lucro real:** a alíquota de 9% será aplicada sobre o Lair.
- **Pessoas jurídicas optantes pelo lucro presumido:** alíquota de 9% aplicada sobre o lucro presumido do empreendimento. Este lucro é obtido aplicando-se os percentuais de lucro presumido sobre a receita bruta, estabelecidos em 12% para as receitas das atividades comerciais, industriais, imobiliárias e hospitalares; e, 32% no caso de receitas de serviços em geral, exceto serviços hospitalares.

- ▷ **Investimento inicial:** Conforme a pesquisa realizada do setor, uma característica própria dos empreendimentos eólicos é seu perfil capital-intensivo, implicando que grande parte dos custos totais referem-se aos investimentos iniciais no parque. Em particular, de acordo com Dalbem (72) e segundo dados da Associação Europeia de Energia Eólica (EWEA¹), o investimento inicial do parque, que representa 75-80% dos custos totais de projetos *on-shore*, inclui os estudos para implantação, medições anemométricas, consultoria, turbinas, fundações, construção de estradas, conexão à rede, sistemas elétricos e de controle. Além disso, segundo Dalbem (72) os preços das turbinas escolhidas representam 70-80% do investimento.

No presente trabalho definiu-se a capacidade do parque a partir de 60 aerogeradores com potência nominal de 2,5 MW cada um, totalizando 150 MW de capacidade instalada, e 80 MW médios (P50) de produção certificada. O investimento inicial estimado é de R\$600 Milhões, sendo que 70% serão destinados à aquisição dos aerogeradores.

- ▷ **Variação conta de reserva:** Este item trata-se de uma garantia exigida pelo BNDES de manter uma conta de reserva atrelada ao tamanho do

¹Siglas em inglês de *European Wind Energy Association*, site <http://www.ewea.org>

serviço da dívida, assim à medida que ela diminui surgem as variações que liberam caixa. O valor da garantia corresponde a 25% do serviço da dívida cada ano; porém, no período final todo o montante volta para o projeto. É importante esclarecer que assumiu-se variação de capital de giro igual a zero devido a não considerar prazos de pagamento e recebimento, mas trabalhou-se com variação da contra de reserva que tem o mesmo efeito que o capital de giro no FCLA.

A partir dos componentes acima descritos, conforma-se a Tabela 4.1 que mostra a estrutura do fluxo de caixa livre desde a perspectiva dos acionistas (FCLA).

Tabela 4.1: Composição do fluxo de caixa livre dos acionistas (FCLA). Fonte: Elaboração própria

Fluxo de Caixa
Receita bruta
(-) Taxas e impostos diretos
(=) Receita líquida
(-) Custos operacionais
(-) Despesas/Encargos
(=) Lucro antes dos juros, impostos, depreciação e amortização (Lajida ou Ebitda)
(-) Depreciação e amortização
(=) Lucro antes de juros e imposto de renda (Lajir ou Ebit)
(-) Despesas com juros
(=) Lucro antes do imposto de renda (Lair)
(-) Impostos
(=) Lucro líquido (LL)
(+) Depreciação e amortização
(-) Pagamento do principal da dívida
(-) Investimento de capital (Capex)
(+) Var. conta de reserva
(=) Fluxo de caixa livre para o acionista (FCLA)

4.1.2

Premissas

Como premissa inicial considera-se que o empreendimento do parque eólico participou de um leilão de energia realizado pela Aneel com o objetivo de suprir a demanda projetada das empresas distribuidoras para o ano 2016. O preço contratado no leilão foi de R\$ 153,81/MWh, obtido do *site* da CCEE (83) correspondente a um preço máximo dos empreendimentos eólicos contratados nos leilões onde venceu a fonte eólica, trazido a valores atuais pelo fator de correção dos preços. O prazo de entrega da energia estabeleceu-se a partir de 1º de janeiro de 2016, data de início do período de suprimento, e com término em 31 de dezembro de 2035, totalizando 20 anos de vigência do

contrato. Antes da data de início será o período de construção do projeto. Após esta data, o parque eólico terá fluxo de caixa anual até $T=20$.

O empreendedor do parque eólico possui interesse em avaliar o investimento nesse projeto considerando a opção de estender o contrato de operação depois de 20 anos de vigência do contrato inicial, através de um investimento em *retrofit* que permita modernizar os componentes dos aerogeradores e consequentemente estender sua vida útil, para ganhar 20 anos a mais de operação; essa decisão só poderá ocorrer em um prazo de 20 anos devido às condições legais e técnicas, como são o contrato de longo prazo e o tempo de vida útil estimado das turbinas eólicas.

Os dados utilizados do investimento inicial, custos de operação e manutenção (O&M), impostos e financiamento, seguem valores utilizados por um parque eólico real, cujo nome não será referenciado no presente trabalho por motivos de confidencialidade. Considerou-se também que as despesas e encargos serão mantidos constantes ao longo da vida útil do projeto, assim como a capacidade de produção do parque eólico, assumindo uma eficiência de operação constante ao longo do tempo. Porém, para os custos operacionais (O&M) foi considerado um aumento de 20%, 30% e 50% a cada 5 anos, a partir do sexto período. A Tabela 4.2 apresenta as principais premissas adotadas para este projeto; a estimativa de orçamento de custos O&M são apresentados na Tabela 4.3.

Portanto, com base nos parâmetros e dados definidos anteriormente, os fluxos de caixa do parque eólico foram projetados em moeda constante e em termos reais, sem considerar o impacto da inflação nas receitas e despesas já que não faz parte do escopo deste trabalho estimar as inflações futuras. O Apêndice A apresenta a projeção dos 20 anos do fluxo de caixa determinístico do parque eólico e a apuração do FCLA.

4.1.3

Cálculo da taxa de desconto ajustada ao risco

Identificados os fluxos de caixa, falta agora estimar o custo de capital, taxa de desconto que deverá refletir os riscos envolvidos no projeto eólico. Para o cálculo do custo do capital próprio, adotou-se o método do CAPM detalhado na seção 2.2.1 aplicando a equação (2.5). Como foi descrito, no caso de países emergentes como o Brasil, convém assumir dados do mercado maduro norte-americano para construir uma boa estimativa do prêmio de risco e portanto da taxa de desconto ajustada ao risco.

Como taxa livre de risco (R_f), foi empregada a taxa de juros do T-Bond de 4,96%, título do governo americano de 10 anos, assumindo o valor

Tabela 4.2: Premissas adotadas para estimar o fluxo de caixa determinístico. Valores em R\$ × 1000. Fonte: Elaboração própria.

	Descrição	Premissa
Características físicas	Cap. instalada	150 MW
	Energia assegurada	80 MW Médio, com probabilidade de ocorrência de 50% (P50).
Receita	Receita operacional bruta	Energia assegurada x Preço de venda cenário base x n° de horas no ano
	Preço de venda cenário base	R\$153,81/MWh
Deduções sobre a receita bruta	Impostos sobre faturamento	Pis: se lucro presumido 0,65%, se lucro real 1,65%. Cofins: se lucro presumido 3,0%, se lucro real 7,60%.
Despesas operacionais e administrativas	O&M	Ver detalhe na Tabela 4.3.
	TUST	R\$2,594/kW mês × 12 meses/ano × 150 MW (potência)
	TFSEE	0,4% sobre receita bruta
	Taxa ONS	R\$63/ano
	Taxa CCEE	R\$105/ano
	Arrendamento terreno	1,5% sobre Receita bruta
	Taxa desenvolvimento	R\$10.000/ano
Impostos	Imposto de renda e CSSL	Lucro real: alíquota de IR de 25% a.a. e CSLL de 9% a.a. Lucro presumido: 8% para IR e 12% para CSLL, ambos sobre o faturamento. Quando seja considerado o lucro real, a base do cálculo tanto para IR quanto para CSLL será o Lair.
Depreciação	Componentes turbina eólica	20 anos linear
Despesas financeiras	Serviço da dívida	60% do investimento financiado via BNDES, 16 anos de amortização, TJLP=5,25% a.a., período de carência de 6 meses.
Capex	Investimento inicial	R\$600 milhões.
Conta de reserva	Garantia exigida pelo BNDES	25% do serviço da dívida cada ano.
Horizonte de projeção	Período de operação	20 anos
	Período pós <i>retrofit</i>	20 anos a mais de operação.
Taxa de desconto	Custo do capital próprio (K_{cp})	12,03% a.a.; taxa calculada pelo CAPM na Seção 4.1.3.

Tabela 4.3: Orçamento custos O&M. Fonte: Elaboração própria.

Período	R\$Mil/ano
2016 - 2020	10.000
2021 - 2025	12.000
2026 - 2030	13.000
2031 - 2035	15.000

da média geométrica do período 1928 a 2015 fornecido pelo *site* do Professor Damodaran (87). Considerou-se como prêmio de risco para o investimento o prêmio da média geométrica ganho por ações, medido a partir dos retornos do

índice S&P 500² sobre o bônus do Tesouro americano, obtendo 4,54% para o mesmo período da R_f . Escolheu-se o período longo para reduzir o erro padrão, para o bônus ser consistente com a escolha da taxa livre de risco e as médias geométricas para refletir o desejo de um prêmio de risco que possa ser utilizado em retornos esperados de longo prazo.

Como medida de sensibilidade da operação com o mercado, escolheu-se a média dos betas desalavancados de 26 empresas norte-americanas ($\beta=0,63$) pertencentes à indústria de Energia Verde e Renovável (*Green & Renewable Energy*), fornecida pelo *site* de Damodaran (88). Posteriormente o beta foi alavancado pela estrutura de capital média projetada para o parque eólico ($D'/CP'=48\%$) conforme a equação (2.3), auferindo-se lucro real.

Já para o prêmio de risco país, no caso do Brasil, por um lado, considerou-se a classificação da agência *Moody's Investor Service* de fevereiro de 2016, *Baa3*³ (89), que vêm acompanhada do *spread* de inadimplência sobre a taxa livre de risco. O valor do *spread* mede a diferença entre o título da dívida do Governo Brasileiro e o título de longo prazo do Governo Norte Americano e, representa o prêmio que o investidor demanda para assumir o risco de crédito do país. Por outro lado, considerou-se o desvio-padrão relativo do mercado de ações brasileiro, calculado a partir da volatilidade anual do índice de ações brasileiras IBOVESPA, que foi 28,15% para o período junho2015-junho2016 (90), em relação à volatilidade do bônus utilizado para calcular o *spread* de inadimplência, neste caso o *Global18* durante 2015, que expresso em dólar foi 12,45% (91). Desta maneira, aplicando a equação (2.6), o prêmio do risco dos ativos de patrimônio para o Brasil resultou em 5,52%.

Dessa forma, primeiro foi estimado em dólares americanos o custo do capital próprio para o investimento em um parque eólico no Brasil, obtendo como resultado 14,27% a.a em termos nominais. Portanto, só resta convertê-lo em BR\$ e em termos reais (deve-se usar a taxa real já que os fluxos de caixa também estão em termos reais), através da equação (2.7) considerando a inflação esperada dos Estados Unidos para os próximos 5 anos. Por fim, o valor estimado para o custo do capital próprio foi 12,03% a.a. para trazer a valor presente todos os fluxos de caixa do projeto eólico. A Tabela 4.4 resume os parâmetros e cálculos realizados e, a Figura 4.1 expõe visualmente o processo de cálculo do custo do capital próprio.

²Abreviação de *Standard & Poor's 500*, trata-se de um índice composto por quinhentos ativos (ações) cotados nas bolsas de Nova Iorque (NYSE) ou NASDAQ, qualificados devido ao seu tamanho de mercado, sua liquidez e sua representação de grupo industrial.

³Obrigações com o *rating Baa* são considerados de grau médio e sujeito ao risco de crédito moderado e que podem possuir certas características especulativas.

Tabela 4.4: Cálculo do custo do capital próprio. Fonte: elaboração própria.

Custo do Capital Próprio	
Prêmio de risco do mercado de ações	4,54%
(×) Beta realavancado	0,84
(=) Prêmio de risco do mercado	3,80%
(+) Taxa livre de risco	4,96%
(+) Risco País	5,52%
(=) Custo do Capital Próprio nominal (US\$)	14,27%
Pela equação (2.7) converte-se em BR\$ e em termos reais:	
(=) Custo do Capital Próprio real (BR\$) [a.a.]	12,03%

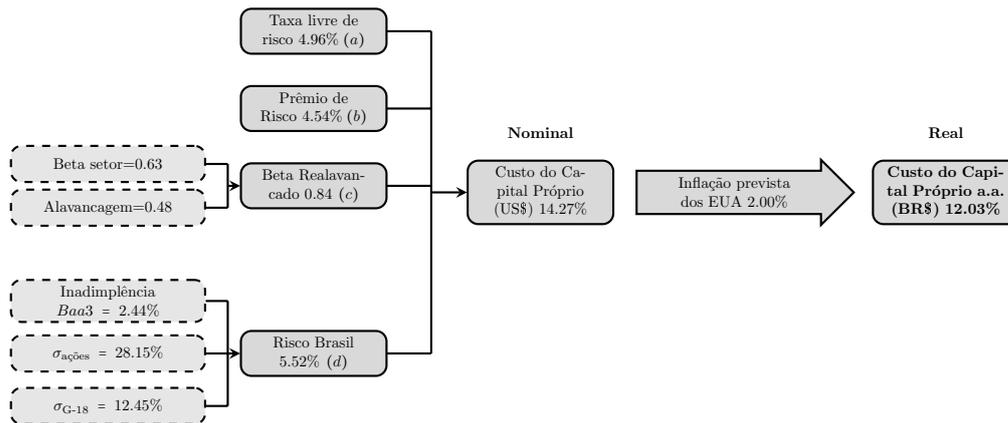


Figura 4.1: Obtenção do custo do capital próprio. (a) Média geométrica dos juros do título de 10 anos do Governo Americano (87). (b) Prêmio de risco de mercado das ações, baseado no retorno de longo-prazo do mercado acionário dos EUA de 1928 a 2015. (c) Média do beta desalavancado de empresas comparáveis (88) realavancada pela estrutura de capital média do projeto. (d) Risco país calculado a partir do *spread* de inadimplência dado pela *Moody* (89) mais o desvio padrão relativo dado pelos desvios-padrão anualizados do IBOVESPA (90) e do G-18, título Brasileiro das obrigações do país (91). Fonte: Elaboração própria.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1512265/CA

4.1.4

Resultado do projeto sem opções

Além das premissas descritas nas seções anteriores, para a avaliação do caso determinístico considerou-se que toda a energia assegurada (80 MW méd.) foi vendida no leilão. Desta forma, descontando os fluxos de caixa de cada período (FCLA) ao K_{cp} real de 12,03% a.a. foi possível obter o VP do projeto no cenário determinístico (sem opção), conforme é mostrado na Tabela 4.5.

Foi obtido o VP dos fluxos de caixa em R\$209.149 mil, que acrescentado ao VP da dívida de R\$360.000 mil, dá como resultado o VP do projeto como um todo em R\$ 569.149 mil, também denominado ativo objeto e que será utilizado na modelagem da opção real como foi descrito previamente na seção 2.2.2.

Tabela 4.5: VPL do projeto eólico (cenário determinístico). Fonte: Elaboração própria.

Cenário Determinístico	R\$ Mil
VP do FCLA	209.149
(+) VP Dívida	360.000
(=) Valor ativo objeto	569.149
(-) Investimento	600.000
(=) VPL Firma	(30.851)

Dado que o VP do investimento inicial é de R\$ 600.000 mil, o VPL do projeto é negativo (-R\$ 30.851 mil) e pela regra de decisão do VPL tradicional este projeto não seria aceito ($VPL < 0$). A inviabilidade econômica do parque eólico pode estar diretamente relacionada ao alto investimento inicial do projeto, penalizando o fluxo de caixa. Contudo, esse cenário pode mudar pela análise das opções reais, onde será verificado o efeito da flexibilidade de estender o contrato de operação do parque eólico fazendo um investimento em *retrofit*.

4.2

Modelagem via opções reais

A TOR, como anteriormente mencionado, se apresenta como uma metodologia complementar às ferramentas corporativas tradicionais. Portanto, o próximo passo é a inclusão da flexibilidade gerencial na avaliação do projeto eólico, processo que deve levar em conta os instantes de decisão onde será maximizada a função valor do projeto.

Projetos na área da energia eólica demandam uma larga soma de investimentos para serem implantados e requerem um longo prazo tanto para efetuar o desenvolvimento do parque eólico, incluindo a construção do mesmo e das linhas de transmissão que o conectam com a empresa que distribui ou consome a energia, quanto para gerar retorno aos investidores. Por essa razão, ao tratar-se de projetos de capital intensivo é comum que contratos de longo prazo de fornecimento da energia sejam celebrados. No Brasil, os investimentos nestes projetos podem ocorrer no marco da negociação de preços nos leilões de energia, onde hoje em dia participa ativamente a fonte eólica, permitindo que as empresas deste setor tenham sempre uma opção de longo prazo onde investir.

Como é discutido em Loncar *et al.* (38), também fazem parte do controle de uma empresa do setor eólico as decisões compostas por opções mutuamente exclusivas, examinadas como uma opção real dependente do caminho em vários

estágios, i.é, uma opção sequencial para investir, bem como para expandir ou contrair a capacidade, repotenciar e abandonar. Da mesma maneira, a empresa *Deloitte* (12) analisa as opções reais que possui o empreendedor de um parque eólico quando este chega ao fim da sua vida operacional, incluindo o desmantelamento, substituição por um equipamento mais moderno (*retrofit*), repotenciação (trocar a turbina antiga por uma nova) ou inclusive a venda do parque eólico, e que por sua vez dependerão dos termos do contrato de arrendamento do terreno.

Pelo anterior, neste trabalho considerou-se que a flexibilidade do projeto eólico seria inserida como uma opção de extensão do contrato inicial de operação do parque eólico (já definido para 20 anos de vigência ao preço de leilão no ACR), através do investimento na modernização dos componentes das turbinas eólicas, conhecido como *retrofit*, com o intuito de renovar o contrato por 20 anos a mais. Dessa forma, o investidor neste tipo de projetos teria a possibilidade de investir em um parque eólico considerando que após o período da vida útil dos aerogeradores, geralmente 20 anos, terá a oportunidade de estender o contrato ou a permissão de operação investindo no *retrofit*, implicando isto em benefícios econômicos relacionados ao aproveitamento da infraestrutura já estabelecida no contrato inicial.

Devido a se considerar a modelagem do VP do projeto eólico em uma árvore binomial, a avaliação da opção real considera que sua trajetória é atrelada ao comportamento dos preços da energia eólica, negociados nos leilões de geração. Por isso, com o intuito de garantir a lógica do modelo de avaliação, tanto com a dinâmica concorrencial do mercado de leilões que não permitiria explodir o preço para cima, quanto com a realidade dos preços do setor, decidiu-se estabelecer um preço teto que poderia alcançar a energia eólica, que no contexto da teoria de opções é equivalente a avaliar uma opção com barreira superior de saída (*up-and-out*).

A seguir são apresentados os dados e as limitações metodológicas, que permitem determinar o processo estocástico que segue o projeto, a fim de calcular os parâmetros que serão inseridos no modelo de avaliação da opção real.

4.2.1

Levantamento de dados

Para realizar a avaliação do projeto através da TOR, analisou-se em primeiro lugar o comportamento dos preços da energia eólica nos contratos efetivados via leilões no ACR. Os dados dos preços históricos foram adquiridos através do site da CCEE (83), no “Resultado Consolidado dos Leilões de

Energia Elétrica por Contrato” para o período 2009-2015. Essa base de dados inclui diversas fontes energéticas (biomassa, carvão, gás natural, hidrelétrica, óleo combustível e diesel, solar fotovoltaica e eólica), mas a informação foi apurada considerando só os contratos onde venceu a fonte eólica.

Foram encontradas um total de 10.246 observações de preços ao longo do período analisado, que pertencem aos contratos efetivados em LER (242 obs.), LFA (802 obs.) e LEN (9.202 obs.). Porém, apesar de contar com uma ampla base de dados de preços, muitos desses contratos foram celebrados no mesmo dia ou em datas isoladas, e não com uma periodicidade específica (Ex. diária, mensal, semanal, etc.). Portanto, para observar o comportamento dos preços foi necessário classificá-los por tipo de leilão e organizá-los por data de realização, calculando o preço médio de venda da energia eólica por tipo de leilão, conseguindo assim observar a sua tendência. Deste modo, a Tabela 4.6 apresenta a informação principal dos referidos leilões, onde evidencia-se que os preços médios nas datas dos leilões flutuam entre um mínimo de R\$ 87,98/MWh (15°LEN-2012) até um máximo de R\$ 203,30/MWh (8°LER-2015), enquanto a média total dos contratos ficou em R\$ 123,76/MWh.

Tabela 4.6: Preços da energia eólica na data de realização dos leilões de geração. Fonte: Elaboração própria a partir de dados de (83).

Tipo de Leilão	Data de Realização do Leilão	Preço de Venda Energia Eólica[†] [R\$/MWh]
Leilão de Energia de Reserva (LER)		
2°LER	14/12/2009	148,33
3°LER	26/08/2010	122,87
4°LER	18/08/2011	99,58
5°LER	23/08/2013	110,42
6°LER	31/10/2014	142,31
8°LER	13/11/2015	203,30
Leilão de Fontes Alternativas (LFA)		
2°LFA	26/08/2010	134,46
3°LFA	27/04/2015	177,47
Leilão de Energia Nova (LEN)		
12°LEN	17/08/2011	99,38
13°LEN	20/12/2011	105,53
15°LEN	14/12/2012	87,98
17°LEN	18/11/2013	124,45
18°LEN	13/12/2013	119,08
19°LEN	06/06/2014	130,05
20°LEN	28/11/2014	136,05
22°LEN	21/08/2015	181,09

[†] Corresponde a média do preço de energia na data do leilão, só para a fonte eólica.

Com o intuito de ilustrar a evolução dos preços eólicos nos leilões, realizou-

se previamente a sua atualização monetária⁴. A Figura 4.2 mostra o histórico dos preços da fonte eólica no Brasil, com preços atualizados pelo IGP-M até Nov./2014 para o Proinfa (84) e pelo Índice Nacional de Preços Ao Consumidor Amplo (IPCA) até Jun./2016 para os subsequentes leilões.

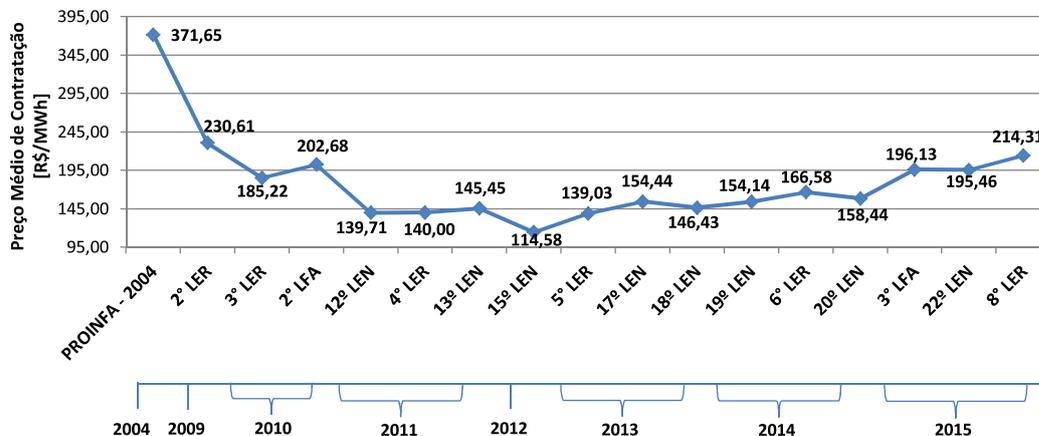


Figura 4.2: Evolução dos preços médios de venda eólicos no Brasil, atualizados através dos índices IGP-M (para o Proinfa) e IPCA (para todos os leilões seguintes) até Nov./2014 e Jun./2016, respectivamente. Fonte: Elaboração própria, baseada nos dados da CCEE.

O comportamento dos preços será explicado de acordo com o contexto econômico e do setor. Em 2004 foram contratados os primeiros parques eólicos através do programa de incentivo Proinfa, que ofereceu preços situados entre R\$ 247/MWh e R\$ 280/MWh, dependendo da capacidade do parque (72), para os contratos mais longos. A preços atuais, a fonte eólica foi contratada por pouco mais de R\$ 370/MWh, dado que foi divulgado pela Aneel ao aprovar as quotas de energia e de custeio do Proinfa para 2015.

Em 2009, a contratação de energia eólica via leilões estava começando no Brasil, quando foi regulamentado o primeiro leilão específico para essa fonte, caracterizado como o 2ºLER, com preço teto de R\$ 189/MWh, mas a concorrência levou os preços contratados à faixa de R\$ 131/MWh a R\$ 153/MWh (83), sendo o preço médio de R\$ 148,33/MWh nos preços daquele ano, 21,5% abaixo do teto. Segundo Dalbem (72), esse leilão envolveu regras sem precedentes no mundo, na época, e obteve preços 40% a 47% abaixo dos preços praticados nos contratos via Proinfa. No entanto, os preços da eólica ainda eram altos quando comparados com outras fontes de geração de energia, considerando, além, que a curva do fabricante no começo é custosa, e portanto, dificultaram inicialmente a inserção na matriz elétrica desta fonte.

O fator cambial também tem influenciado nos preços do setor eólico e,

⁴Ver detalhe no Apêndice B.1.

segundo a lógica proposta para explicar o movimento dos preços, podemos associar os preços médios da energia eólica com o câmbio do dólar. Note-se que com a queda do dólar na crise mundial de 2009, os aerogeradores diminuíram de preço e a energia eólica se tornou competitiva no mercado de energia, fato que pode ser percebido nos leilões dos anos 2009, 2010 e 2011. Para ilustrar essa relação, a Figura 4.3 mostra os preços médios anuais da energia eólica, corrigidos pela inflação até 2016, versus a taxa de câmbio do dólar por ano.

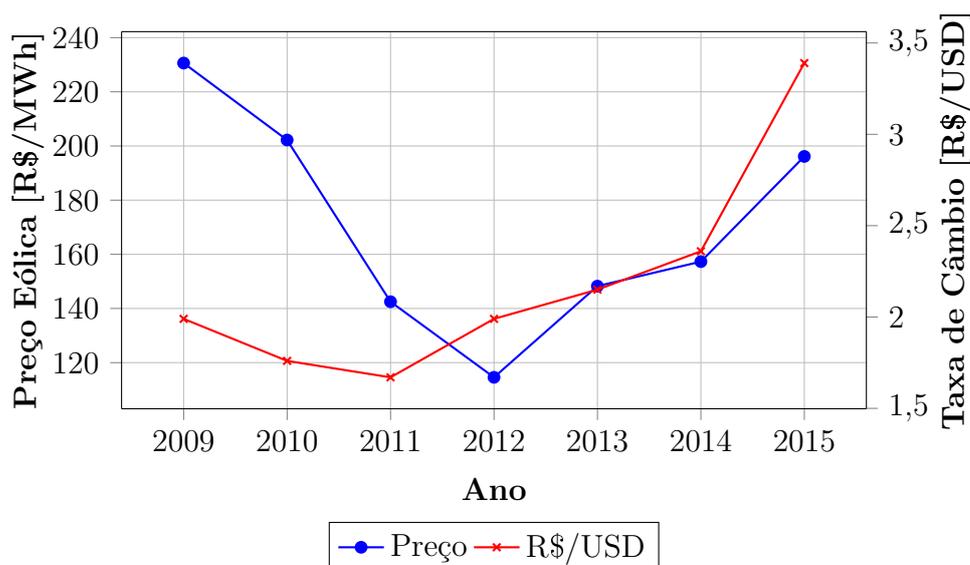


Figura 4.3: Comportamento preços leilões versus taxa de câmbio. Fonte: Elaboração própria.

Outro fator relevante, discutido em Fontanet (61), é o avanço da tecnologia, que propiciou o surgimento de aerogeradores com turbinas maiores e mais eficientes, capazes de aproveitar melhor os ventos, o que gerou uma expectativa ainda maior para a construção de turbinas com preços mais competitivos.

Após 2009, se sucederam outros leilões com participação significativa do segmento eólico. Deste modo, nos dois leilões posteriores de 2010, os preços caíram ainda mais, apresentando preços médios de R\$134,46/MWh (3°LER) e R\$122,87/MWh (2°LFA). Portanto, a contratação via leilões forçou claramente a tendência dos preços para baixo. Em 2011, o preço médio voltou a cair, nos leilões A-3 (13°LEN) e de Reserva (4°LER) de agosto de 2011, ao preço médio de R\$99,39/MWh. Essa tendência de queda só parou em dezembro de 2011, com a participação de eólicas no Leilão A-5 (13°LEN), onde o preço médio foi de R\$105/MWh.

Um dos fatores que explica a queda do preço médio nos anos seguintes a 2009 é o fato de empresas terem entrado no país para fabricar componentes,

como é discutido em (59) ao mencionar o desaquecimento em mercados fora do Brasil, como por exemplo, a crise econômica vivida pela Europa e o desaquecimento do mercado americano, somado aos leilões de energia realizados no Brasil, que resultaram em maior interesse da cadeia de fornecedores no país. Portanto, naquele período houve mais crédito e o Capex ficou menor pelo dólar baixo, devido a que boa parte dos parques ainda é importada.

Contrariamente, a partir de 2013 é possível observar no gráfico que os preços apresentam uma tendência de crescimento, especificamente no 5^o LER, significando em uma variação positiva do preço de 21% nesse leilão. Isto, segundo o contexto econômico, tem uma alta correlação com o preço do dólar, que voltou a subir desde 2012. Já nessa época, o Capex aumentou devido à desvalorização do Real e à menor disponibilidade de crédito. Especialmente em 2015 o câmbio subiu bastante e o crédito diminuiu, trazendo como consequência o movimento ascendente do preço da eólica. Além disso, de 2014 em diante o mercado externo para equipamentos eólicos volta a se aquecer (Ver Figura 3.4), elevando os preços dos equipamentos em uso.

4.2.2

Limitações metodológicas e determinação do processo estocástico

Para avaliar um investimento com flexibilidade, deve-se determinar o processo estocástico da variável aleatória envolvida no projeto. Neste caso o preço da energia eólica (P). Dixit e Pindyck (45) sugerem que para determinar o processo estocástico que melhor representa uma variável, sejam considerados tanto a teoria quanto testes estatísticos. Neste sentido, um dos testes mais utilizados em trabalhos acadêmicos, para verificar a aderência das séries históricas a um modelo estocástico, é o teste da raiz unitária de *Dickey-Fuller*. Porém, no presente trabalho não foi possível aplicar essa metodologia devido à principal limitação encontrada: escassez de dados da série de preços da energia eólica nos leilões, que ocorrem geralmente com periodicidade anual mas sem uma frequência definida, e têm sido realizados apenas desde 2009, como foi visto na seção 4.2.1.

Portanto, pelos pouquíssimos dados disponíveis, utilizou-se como premissa que os preços da energia eólica variam estocasticamente no tempo seguindo um MGB; implicando que o preço nunca poderá ser negativo e que sua volatilidade é constante no tempo. Porém, também considerou-se que o preço poderia seguir um MRM só se fosse tratado como uma *commodity*, já que uma das características dos preços de curto prazo (*spot*) da energia elétrica é a reversão à média (77, 92); mas, no projeto analisado os preços obtidos dos leilões onde venceu a fonte eólica não são preços *spot*, eles são preços de con-

tratos de 20 anos e portanto eles se ajustam ao VP do projeto, que é o ativo objeto, permitindo utilizá-los como uma aproximação do VP. Dessa maneira, foi assumido que o VP do projeto também segue um MGB, e sua volatilidade foi calculada partindo da volatilidade dos preços da energia eólica.

Apesar de assumir essa premissa, é importante esclarecer que em todos os casos não é possível dizer que o projeto segue o mesmo processo estocástico do preço⁵. Assim, para estimar a volatilidade dos retornos do projeto teria-se que fazer um processo adicional para calculá-la⁶, mas o caso estudado apresentou características especiais.

Por outro lado, outra das justificativas para usar o MGB como processo estocástico do projeto radica em que nos projetos de energia eólica quase não se tem custos variáveis (CVs) ou as vezes nem existem, tem-se outros custos fixos (CFs) como manutenção, entre outros, mas esses valores ao ser muito baixos em relação à receita (CFs e CVs), são negligenciados.

Portanto, se assumimos que o VP segue um MGB, pode-se montar uma árvore de eventos, i.é, uma árvore binomial baseada no valor, adequado ao uso como ativo subjacente sujeito a risco do qual dependem as opções reais. A partir dessas justificativas, será considerado que o preço da energia eólica segue um MGB, fazendo sentido no contexto do setor modelar o projeto através de uma árvore binomial estabelecendo um teto no preço da energia eólica, i.é, uma opção com barreira, para garantir a lógica do modelo.

4.2.3

Estimativa de volatilidade

Antes de calcular o valor da opção do investimento, é preciso estimar a volatilidade do projeto eólico para que possa ser inserida nos parâmetros da árvore binomial, considerando o VP do projeto como variável de estado. Porém, como é comum para os ativos negociados no ACR, encontrou-se limitação para calcular a volatilidade, devido aos pouquíssimos dados disponíveis. Igualmente, como foi visto na seção anterior, é uma limitação/aproximação usar a premissa do VP do projeto seguir o mesmo processo estocástico que o preço da energia eólica porque não é possível fazer essa transposição em qualquer caso ($VP = P \cdot constante$), mas o problema estudado é especial pelas

⁵Se o valor do projeto V for proporcional à incerteza, por ex., $V = k \cdot P$, onde k é constante e P é o preço (única v.a.) e se o P segue um MGB, então V é um MGB com a mesma volatilidade. Mas se for uma relação linear não proporcional, a volatilidade do projeto pode ser diferente.

⁶Exemplo: método MAD (*Market Asset Disclaimer*) modificado proposto por Dias(14) ou o apresentado por Brandão, Dyer e Hahn (93), ambas abordagens modificam o método MAD proposto por C&A (46).

razões já expostas.

Portanto, no presente trabalho, a volatilidade do projeto é calculada como o desvio padrão das variações logarítmicas dos preços anuais da energia eólica, nos leilões no Brasil. Sabe-se que o preço desta fonte energética pode sofrer grandes variações ao longo do tempo e através da volatilidade tenta-se medir o risco que esta incerteza pode levar ao retorno do projeto. Os retornos logarítmicos foram obtidos através da série de preços atualizados, mostrados na Tabela 4.7, entre os anos 2009 e 2015.

Tabela 4.7: Retornos logarítmicos dos preços da energia eólica. Fonte: Elaboração própria.

Data t	P(t)	Ln[P(t)]	Ln[P(t-1)]	Ln[P(t)]-Ln[P(t-1)]
2009	230,61	5,44075		
2010	202,20	5,30926	5,44075	-0,13149
2011	142,49	4,95925	5,30926	-0,35001
2012	114,58	4,74123	4,95925	-0,21802
2013	148,25	4,99887	4,74123	0,25764
2014	157,30	5,05812	4,99887	0,05926
2015	196,14	5,27885	5,05812	0,22073

Portanto, se o preço da energia eólica $\ln(P(t))$ segue um MGB, a volatilidade é obtida através da equação (14):

$$\sigma = \sqrt{N \cdot Var \left[\ln \left(\frac{P_t}{P_{t-1}} \right) \right]}$$

Tabela 4.8: Estimação da volatilidade. Fonte: Elaboração própria.

Volatilidade	% a.a.
Projeto eólico - contratos de 20 anos	24,56

Dessa maneira, sendo a variável de estado o VP do projeto, a volatilidade assumida para o projeto foi de $\sigma = 25,00\%$ a.a., em valores aproximados, para realizar o cálculo da opção. Essa estimativa observada para os retornos logarítmicos dos preços da energia eólica, considera-se um valor alto para este tipo de projetos, mas é o resultado dos movimentos acentuados de subida e queda dos preços durante o período analisado, justificados na seção 4.2.1. Enfim, a volatilidade estimada será utilizada para representar os movimentos ascendentes e descendentes ao longo da grade binomial.

4.2.4

Árvore binomial

Determinado o processo estocástico que melhor se ajusta ao comportamento do projeto, o valor da opção pode ser calculado através do método binomial, em função da sua simplicidade de aplicação e aderência às características

da flexibilidade detectada. Para a construção da árvore, foram consideradas as premissas mostradas na Tabela 4.9, como dados de entrada.

Tabela 4.9: Dados de entrada para a árvore binomial. Fonte: Elaboração própria.

Dados de Entrada	Símbolo	Valor
VP do Projeto [R\$ mil]	$V(t = 0)$	569.149
Investimento em <i>retrofit</i> [R\$ mil]	K	400.000
Volatilidade [a.a.]	σ	25,0%
Taxa livre de risco [a.a.]	R_f	6,6%
Barreira superior no preço [R\$/MWh]	n.d.	250
VP equivalente à Barreira superior [R\$ mil]	H	865.170
Expiração [anos]	T	20
Nº passos	n	20

As considerações foram as seguintes:

- O VP do projeto corresponde ao valor do ativo objeto obtido pelo método tradicional.
- Para o cálculo da volatilidade utiliza-se a metodologia exposta na seção 4.2.3.
- O investimento em *retrofit* é considerado como 66,7% do investimento inicial⁷.
- Para obter a taxa livre de risco, adotou-se como premissa utilizar a taxa média anual do título público brasileiro de 20 anos, NTN-B Principal no ano de 2015⁸. Para tanto, estimou-se a média aritmética das médias mensais, chegando-se a taxa de 6,6% ao ano em termos reais.
- Considerou-se como barreira superior do preço da energia eólica no ACR, uma expectativa de preço de longo prazo de R\$ 250/MWh.
- A barreira superior de preço da energia eólica no ACR foi considerado como uma expectativa de longo prazo de R\$ 250/MWh.

⁷Posteriormente na análise de sensibilidade será calculado o valor do VPL expandido para diferentes valores de investimento em *retrofit*, de VP do projeto, de volatilidade, de barreira, da R_f .

⁸Notas do Tesouro Nacional Série B Principal com vencimento em 15/05/35. Histórico de taxas disponível em: <http://www.tesouro.gov.br/-/balanco-e-estatisticas>

- Para obter o valor da barreira é avaliado um preço hipotético de longo prazo (R\$250/MWh) da energia eólica no FCLA tradicional com o objetivo de ter um valor comparável com o ativo, i.é., com as mesmas unidades, neste caso a moeda brasileira. O valor que retorna o FCLA é considerado a variável H das equações (2.14) e (2.15), isto é, R\$ 865.170 mil.
- O prazo de vencimento da opção é equivalente a 20 anos do contrato de operação do parque eólico.
- Determinou-se projetar a árvore binomial com intervalos de tempo de 1 ano.
- Exercida a opção, o *payoff* equivale a mais 20 anos de operação.

Neste trabalho, é concebida uma opção com barreira para a energia eólica, onde o *payoff* depende não só do preço do ativo subjacente no momento em que a opção é exercida, mas também se o preço do ativo subjacente atinge um determinado nível (barreira) durante a vida da opção. Neste caso, esse nível corresponde a uma barreira superior de saída *up-and-out*, implicando que a opção deixa de existir quando o preço do ativo subjacente atinge a barreira, i.é., o determinado preço teto da energia eólica.

A partir dos dados apresentados anteriormente e com base nos princípios de neutralidade ao risco, determinam-se os parâmetros da aproximação binomial, apresentados na Tabela 4.10.

Tabela 4.10: Parâmetros para construir a árvore binomial. Fonte: Elaboração própria.

Parâmetros	
$\Delta t = T/n$ (anos)	1,00
Fator de subida (u)	1,28
Fator de descida (d)	0,78
Probabilidade de subida (q)	57%
Probabilidade de descida ($1 - q$)	43%

O cálculo das probabilidades de subida (q) e descida ($1 - q$), foi realizado conforme a equação (2.11) descrita no Capítulo 2. Já os fatores de subida (u) e descida (d), foram calculados conforme equações (2.12) e (2.13). Portanto, é garantida a restrição do modelo para não gerar oportunidades de arbitragem, em que $d < 1 + r < u$, como sendo, $0,78 < 1,07 < 1,28$. Desta maneira, seguindo o procedimento descrito nas seções 2.5.1 e 2.5.2, é montada a árvore binomial do projeto eólico.

A Figura C.1 do Apêndice C ilustra a árvore binomial recombinante tanto da evolução do VP do projeto (nós de cor branca) quanto do VPL expandido do parque eólico (nós de cor cinza). Devido ao projeto ser tratado como uma opção europeia, a opção de extensão só poderá ser exercida na data de expiração, i.e. $T=20$ (ano 2035). O cálculo dos valores dos nós terminais é dado pela equação (2.14) onde se maximiza a decisão de exercer ou não a opção de extensão, onde V é o VP do projeto eólico em cada nó no tempo $T = 20$, K o valor do investimento em *retrofit* e H o VP (em R\$) equivalente à barreira superior de saída (em R\$/MWh) imposta para o preço da energia eólica, apresentando-se nulidade da opção quando o VP do projeto rompe a barreira. Conseqüentemente, para validar o cruzamento desse limite superior, é colocada a barreira de preço que vai gerar um FCLA, que por sua vez gera um VP que corresponde ao parâmetro H no modelo.

Por último, segue-se com o cálculo *backwards* da árvore binomial. A cada nó, sendo que trata-se de uma opção de compra europeia com barreira, nos instantes anteriores à maturidade, em $t < T$, o valor é dado pela equação (2.15), pela qual o *payoff* é trazido a valor presente e ponderado pelas probabilidades, mas condicionando sua validade durante toda a vida útil da opção ao monitoramento do valor do projeto em relação ao cruzamento da barreira. Assim, e para o caso base analisado com os parâmetros determinados, pode-se observar que só alguns nós da árvore foram ativados (marcados em cor preta), condicionados ao nível da barreira fixada para o preço de R\$ 250/MWh equivalente a um VP de \$ 865.170 mil. Dessa forma, obtêm-se o VPL expandido do projeto eólico em R\$ 2.044 mil com a opção de extensão, na data de decisão (2016).

4.2.5

Análise dos resultados

O valor da opção real de estender o contrato de operação do parque eólico fazendo um investimento em *retrofit* é estimado pela Equação (2.9) como a diferença entre o valor presente expandido em $t=0$ e o valor presente do caso base (cenário determinístico), R\$ 2.044 mil - R\$(-30.851) mil, sendo o valor da opção: R\$ 32.895 mil.

O método do FCD mostrou que o projeto de investimento em um parque eólico (sem opções) com as premissas adotadas não é viável financeiramente pela regra do VPL. No entanto, o modelo adotado pela TOR considerando uma barreira superior de saída no preço da energia eólica, resultou viável por um valor de R\$ 2.044 mil ($VPL_{\text{Expandido}} > 0$).

Portanto, os resultados obtidos indicam que há informações mais com-

pletas para a tomada de decisão de um empreendedor deste tipo de projetos eólicos, considerando a presença de incerteza no preço da energia e flexibilidade gerencial que oferece a continuidade do contrato de operação, complementando assim a análise tradicional. Portanto, constatou-se a diferença dos efeitos de uma avaliação pela TOR (que abrange muito mais possibilidades) em relação a uma avaliação determinística.

Igualmente, a partir da análise dos resultados pode-se inferir que o nível da barreira está condicionado às mudanças no preço da energia eólica e que a volatilidade pode depender de muitos fatores tais como: taxa de câmbio, contexto econômico, avanços tecnológicos, entre outros. Pelo anterior, considerou-se necessário fornecer ao potencial investidor vários tipos de cenários onde possa observar o comportamento do VPL expandido frente às possíveis mudanças nos parâmetros que afetam o modelo, conhecido como análise de sensibilidade.

4.2.6

Análise de sensibilidade

Foram realizadas análises de sensibilidade para avaliar o comportamento do VPL expandido do projeto frente às mudanças nos principais parâmetros do modelo tais como: volatilidade, taxa livre de risco, investimento em *retrofit*, barreira superior de saída e VP do projeto, que por sua vez permitiram conferir as correlações esperadas entre esses parâmetros e a opção com barreira superior de saída (*call up-and-out*), mostradas na Tabela 2.5 da Seção 2.4.2.2. Dessa maneira, para todo cenário foi gerada uma nova árvore binomial que não é apresentada no presente trabalho por motivos de espaço.

O objetivo era analisar as diversas situações a partir da construção de gráficos de sensibilidade do VPL expandido do projeto frente às variáveis selecionadas do modelo. Por exemplo, um fator muito importante na valoração de opções reais é a volatilidade, que é o parâmetro fundamental da incerteza do projeto e por esta razão tem uma grande influência no valor da opção. Outro parâmetro a ser analisado é a taxa livre de risco, que é uma taxa que varia de acordo com as condições macroeconômicas e depende de interesses político-econômicos do país.

Para realizar as análises de sensibilidade por meio dos gráficos, é necessário o uso de um caso base que servirá como um cenário padrão, a partir do qual são analisadas as alterações de um ou dois parâmetros de entrada mantendo-se constante o valor das outras variáveis. A Tabela 4.9 apresenta os valores dos parâmetros no caso base.

Volatilidade

A primeira análise de sensibilidade é em relação à volatilidade com uma barreira fixa de R\$ 250/MWh para o preço da energia eólica, apresentado na Figura 4.4, com o intuito de observar o comportamento do VPL expandido do projeto frente às mudanças na volatilidade. Repare na figura que para uma faixa de volatilidade de 10 a 25%, o projeto é fortemente dependente da volatilidade do preço da energia eólica apresentando um rápido crescimento. Destaca-se o ponto máximo de R\$ 6.905 mil para 20% de volatilidade; porém, este é seguido de uma queda pronunciada resultando em um valor do projeto de R\$ 1.557 mil, para um ponto percentual a mais de volatilidade. Essa informação é muito importante para a tomada de decisão de um potencial investidor, que pode ter um maior lucro e nível de confiança se a volatilidade do projeto permanece entre 15 e 20%.

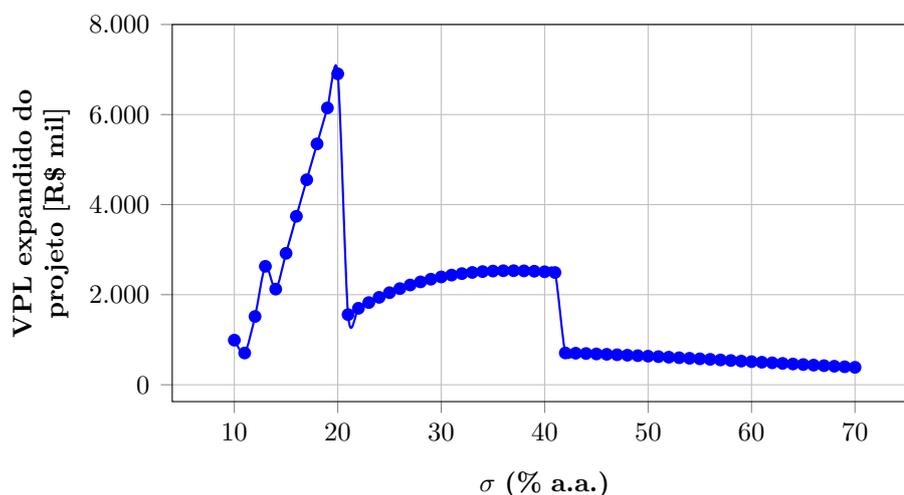


Figura 4.4: Sensibilidade do VPL expandido do projeto com a volatilidade do preço da energia eólica. Fonte: Elaboração própria.

Para a construção deste gráfico, variou-se o valor da volatilidade do preço da energia no ACR entre 10 e 70% a.a. (caso de baixíssima e alta incerteza, respectivamente) com um σ -passo de 1%. Na verdade, não faz sentido uma volatilidade tão alta pois em um parque eólico o tipo de contrato é de longo prazo (20 anos), mas se fez com o intuito de conferir a correlação entre as duas variáveis, evidenciando que o aumento da volatilidade diminui bruscamente o valor do VPL expandido para as volatilidades de 21% e 41%.

Portanto, observou-se que o VPL expandido do projeto não aumenta indefinidamente com o aumento da volatilidade, apresentando valores menores a partir de 20%. Isso pode ser explicado pelas propriedades da opção com barreira superior de saída, que limita o efeito do aumento da opção quando o

preço do ativo (ou projeto) está perto do nível da barreira; assim, conforme aumenta a volatilidade, a probabilidade de que a barreira se atravesse também aumenta. Como resultado, um aumento na volatilidade provoca uma diminuição no valor do projeto. Dessa forma, uma volatilidade mais elevada com um nível inalterado de barreira implica uma maior probabilidade de violar a barreira superior, o que significa que uma opção *up-and-out* vale menos porque será mais frequentemente expulsa *out-of-the-money*.

Taxa de juros livre de risco

A Figura 4.5 mostra a relação entre a taxa livre de risco e o VPL expandido do projeto, onde percebe-se que para cada incremento no valor de R_f , o valor da opção real é menor. Para valores entre 5 e 15% a.a., a curva do valor da opção varia entre R\$ 3.279 mil e R\$ 21 mil.

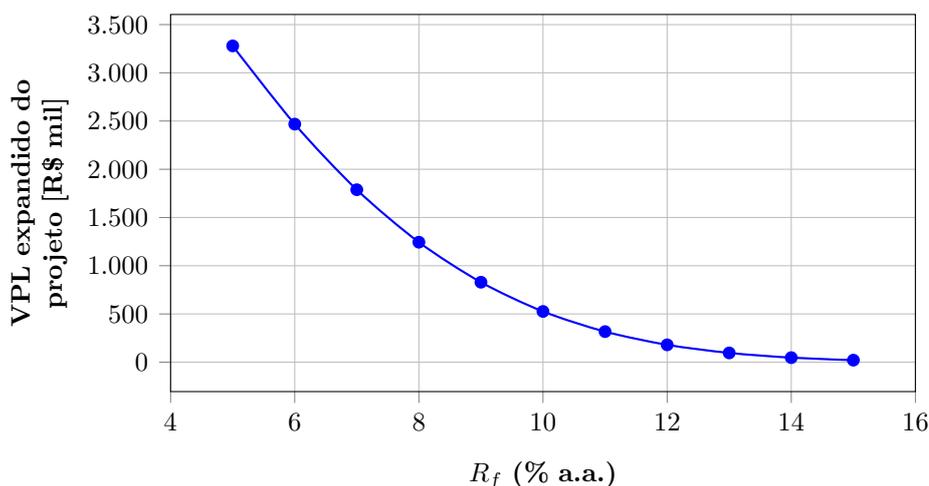


Figura 4.5: Sensibilidade do VPL expandido do projeto com a taxa livre de risco. Fonte: Elaboração própria.

Investimento em *retrofit*

Realizando a análise de sensibilidade do investimento necessário para atualizar a tecnologia do parque eólico, é dizer, do investimento em *retrofit*, pode-se observar na Figura 4.6 que o aumento do nível de investimento diminui o valor do VPL expandido do projeto eólico. Optou-se por estabelecer variações do investimento entre R\$ 250.000 mil e R\$ 500.000 mil, com passos de R\$50.000 mil.

Conclui-se que a cada R\$ 50.000 mil a mais de investimento a ser feito ao termo da vida da opção, reduz-se o valor da flexibilidade, aproximadamente,

R\$ 1.200 mil entre a faixa de R\$ 250.000 a R\$ 350.000 mil e R\$ 600 mil nos níveis superiores a R\$400.000 mil.

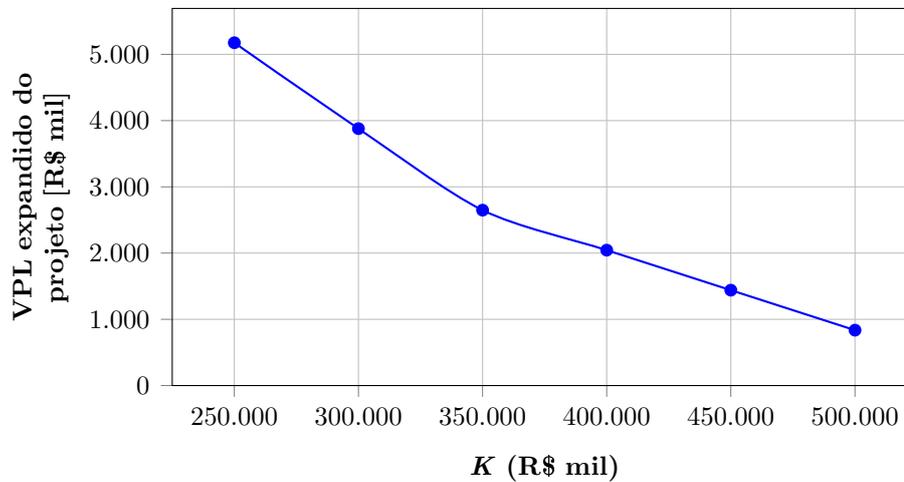


Figura 4.6: Sensibilidade do VPL expandido do projeto com o investimento em *retrofit*. Fonte: Elaboração própria.

Barreira superior de saída no preço da energia eólica

A análise de sensibilidade da barreira superior de saída no preço da energia eólica, ilustrado pela Figura 4.7, mostra que o valor expandido do projeto no parque eólico aumenta à medida que são registrados incrementos no preço teto da energia. Esse comportamento é explicado porque ao incrementar o valor da barreira, criam-se mais possibilidades do valor do ativo gerado pela árvore binomial ser menor do que a barreira, ativando em consequência mais nós terminais onde pode ser exercida a opção. Portanto, um valor mais alto de barreira superior no preço significa que é mais difícil romper essa barreira (com o mesmo nível de volatilidade do projeto eólico) implicando um maior valor para a opção analisada *up-and-out*, que terá um maior chance de ficar *in-the-money*.

Pode-se observar que conforme aumenta a barreira, o incremento no VPL expandido é maior a partir de R\$ 250/MWh até R\$300/MWh, ocasionando que VPL do projeto apresente incrementos da ordem de 250% e 387%, respectivamente; porém, quando passa de R\$ 300/MWh a R\$ 350/MWh o valor expandido é o mesmo, comportamento que se repete para a faixa de R\$ 400/MWh a R\$ 450/MWh. Por isso, pode-se inferir que existem barreiras a partir das quais o valor da opção permanece igual e portanto o valor do projeto com flexibilidade também. Já na faixa de R\$ 450/MWh a R\$500/MWh, apresenta-se um crescimento de 147% no VPL expandido.

Ainda comentando a respeito do gráfico, é necessário destacar que a partir

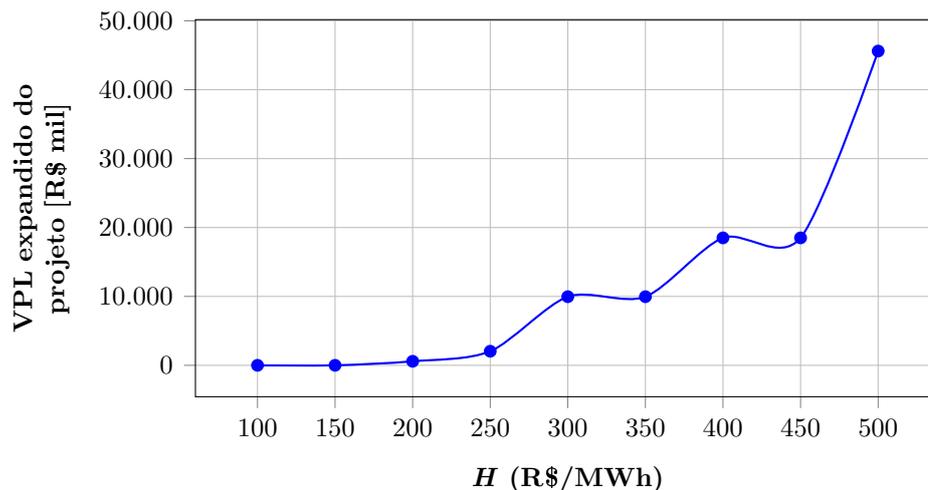


Figura 4.7: Sensibilidade do VPL expandido do projeto com a barreira superior no preço. Fonte: Elaboração própria.

de um *zoom* nas faixas de preços mencionadas, constatou-se que as barreiras de preços que provocam os incrementos de 250% e 387%, correspondem a R\$ 207/MWh e R\$274/MWh equivalentes a um VPL expandido de R\$ 2.044 mil e R\$ 9.960 mil, respectivamente. Igualmente, outro nível de barreira com incremento destacado é para o preço de R\$472/MWh, que representaria um valor expandido de R\$ 45.608 mil, mas no contexto real a energia eólica ainda não alcança esse patamar de preços.

VP do projeto

Conforme a Figura 4.8, confirma-se a correlação negativa entre o valor da opção e o VP do projeto. A análise de sensibilidade foi feita com um aumento de até R\$ 900.000 mil para o valor do projeto, que foi limitado a esse valor pois está sendo considerada uma opção com barreira superior de saída, e portanto, não faz sentido um VP do projeto tão alto que sobrepasse em grande medida dita barreira, já que valores superiores à barreira invalidam a opção.

Por causa do tipo de barreira, o valor da opção está sujeito a dois efeitos opostos; note-se que à medida que o preço do ativo se eleva, o *payoff* da opção com barreira superior de saída se torna potencialmente maior, mas o movimento ascendente simultaneamente ameaça com extinguir o valor do projeto movendo-o para mais perto da barreira de saída, que neste caso é R\$ 250/MWh equivalente a R\$ 865.170 mil. Em consequência, a opção com barreira que se encontra inicialmente *in-the-money*, cujo valor deve desaparecer na barreira, tem uma correlação negativa com o VP do ativo quanto mais perto se encontra da barreira, por causa do rápido declínio de seu valor nesse ponto.

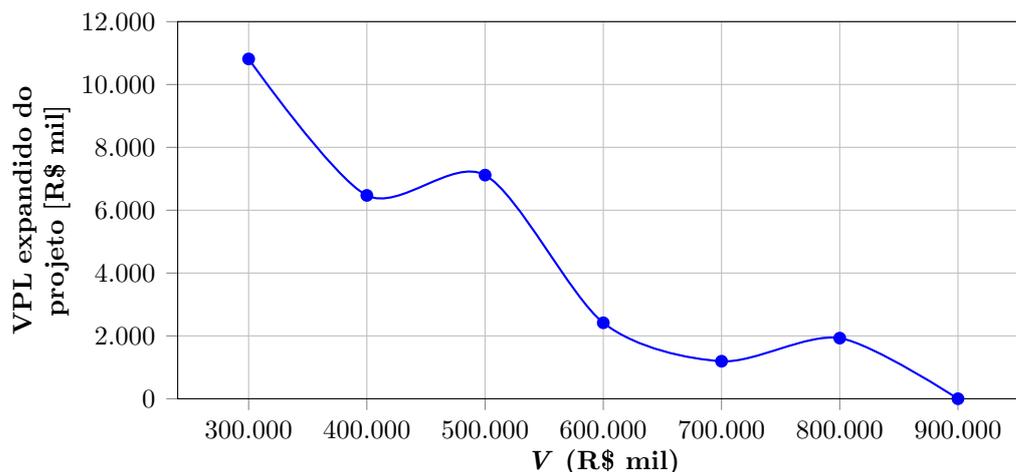


Figura 4.8: Sensibilidade do VPL expandido do projeto com o VP do projeto. Fonte: Elaboração própria.

VPL expandido para diferentes valores de volatilidade e investimento

Adicionalmente, é interessante conhecer a dependência que pode ter o valor expandido do projeto do parque eólico frente à variação conjunta de dois parâmetros, por exemplo, a volatilidade e o nível da investimento, como é apresentado na Figura 4.9. Foram considerados diferentes valores de volatilidade (entre 10 e 30%) e 5 níveis de investimento em *retrofit*. Os valores do investimento em *retrofit* foram limitados até R\$ 500.000 mil com o intuito de cumprir com a restrição imposta no modelo em relação ao investimento ser menor que a barreira superior, neste caso considerada fixa (R\$ 250/MWh), e também para preservar que esse valor não seja tão alto ao ponto de se equiparar ao investimento inicial do parque.

Pode-se observar que para as faixas de volatilidade analisadas, independentemente do valor do investimento em *retrofit*, o formato das curvas que representam o VPL expandido do projeto eólico segue a mesma forma que a obtida da sensibilidade com a volatilidade como única variável, o que evidencia que o projeto está condicionado fortemente pela volatilidade, tendo maior impacto sobre o VPL expandido. Igualmente, note-se que conforme o investimento em *retrofit* aumenta, o valor do VPL expandido diminui, evidenciando a correlação negativa entre essa variável e o valor do projeto devido a que para valores mais altos de investimento, com os outros parâmetros fixos, a opção ficará mais frequentemente *out-of-the-money*.

O ponto máximo da Figura 4.9 se dá ao investimento em *retrofit* de R\$ 300.000 mil e volatilidade de 20% para um valor expandido do projeto de R\$ 10.301 mil. O passo de 20 a 21% de volatilidade, para qualquer nível de

investimento em *retrofit*, evidencia uma queda acentuada no VPL expandido do projeto, que embora tenha recuperação para volatilidade mais altas entre 22% e 30% (crescimento médio de 4%), não supera a razão de crescimento da faixa de 12% a 20%, sendo de aproximadamente de 34%. Portanto, é um dato interessante para um potencial investidor no momento da tomada de decisões respeito ao projeto eólico.

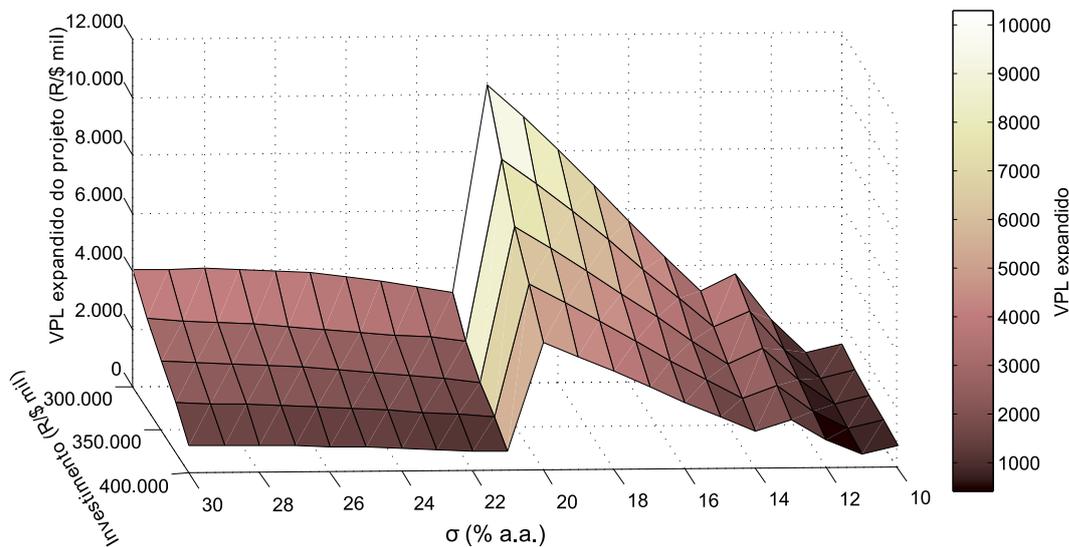


Figura 4.9: Sensibilidade do VPL expandido do projeto x Investimento x Volatilidade. Fonte: Elaboração própria.

VPL expandido para diferentes valores de volatilidade e barreira superior no preço

Finalmente, a Figura 4.10 contrapõe o VPL expandido tanto à volatilidade quanto ao valor da barreira superior de saída do preço da energia eólica. Consideram-se 4 níveis de barreira superior de saída para o preço da energia eólica com seus respectivos VP equivalentes (R\$ 180/MWh = R\$ 649.758 mil; R\$ 230/MWh = R\$ 803.624. mil; R\$ 280/MWh = R\$ 957.490 mil; R\$ 330/MWh = R\$ 1.111.356 mil) e uma faixa de volatilidade entre 10% e 30% a.a. por ser considerada uma faixa mais razoável para este tipo de projetos. Os valores mínimos e máximos (R\$ 180/MWh até R\$ 330/MWh) da barreira superior foram considerados a partir dos preços da energia eólica contratados nos leilões apresentados previamente. O maior valor do projeto se dá à barreira de R\$ 330/MWh e volatilidade de 16%, obtendo um resultado de R\$ 19.412 mil. Igualmente, observou-se que para a menor barreira imposta de R\$ 180/MWh, os valores do projeto são ínfimos se comparados com os resultantes dos outros níveis de barreira.

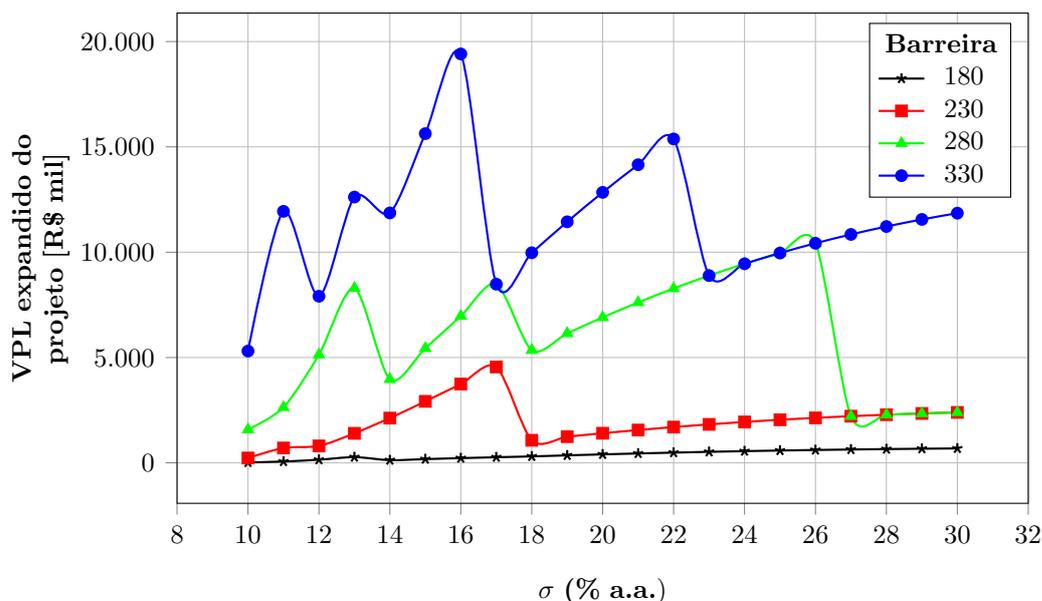


Figura 4.10: Sensibilidade do VPL expandido do projeto x Barreira superior x Volatilidade. Fonte: Elaboração própria.

Sendo o projeto agora influenciado pela mudança das duas variáveis, é evidente a forte dependência de volatilidades baixas (<17%) e valores mais altos de barreira superior, para oferecer melhores valores do projeto. Isto confirma que entre maior seja a barreira superior no preço, existirão maiores probabilidades de exercer a opção, implicando em um aumento do valor expandido do projeto; porém, com o efeito adicional do nível da volatilidade, observa-se que esse crescimento está condicionado a uma faixa, por exemplo de 10 a 17%, valores a partir dos quais o crescimento da opção é limitado devido às características já mencionadas da opção com barreira, i.é., o efeito do aumento da opção é limitado quando o preço do projeto está perto do nível da barreira, ocasionado pelo aumento da volatilidade.

Concluindo, a partir das análises de sensibilidade realizadas constatou-se que o valor da opção gerado por uma *up-and-out* é função tanto da proximidade da barreira em relação ao valor do ativo objeto quanto da volatilidade do ativo objeto que deriva a opção. Deste modo, o ponto comum é que a opção é uma função de quão provável é que o preço do ativo objeto (ou o valor do projeto eólico) rompa a barreira antes da opção expirar. Quanto mais provável for, o valor da opção torna-se menor. Como a proximidade da barreira é um dos aspectos que mais influenciam o valor de uma opção com barreira superior de saída (*up-and-out*), o empreendedor poderia selecionar uma barreira próxima ou distante do valor do ativo, encontrando, deste modo, um balanceamento entre o valor obtido pela opção e o risco. Também, foi observado que quanto maior a volatilidade, maior será a probabilidade da barreira ser rompida. Por-

tanto, para usar opções com barreira de maneira eficaz, deve-se entender a natureza do prêmio que elas oferecem, considerando o benefício que podem aportar em relação ao seu incremento de risco dentro da estratégia adotada.

Conclusão e trabalhos futuros

A TOR, como foi mencionada, apresenta-se como uma metodologia mais moderna na aplicação de análise de projetos e decisões sob incerteza, complementando as ferramentas corporativas tradicionais. Desta forma, inicialmente para a montagem do cenário base foi necessária a definição de premissas para modelagem do fluxo de caixa dos acionistas e seu respectivo custo de oportunidade. Assim, como exposto na avaliação financeira do parque eólico, o VPL do projeto calculado pelo método de avaliação tradicional, foi negativo levando a conclusão de que o projeto não seria atrativo. Contudo, considerando as opções embutidas no projeto, o cenário para o investimento mudou.

Dada a crescente importância da fonte eólica no Brasil, o presente trabalho propôs a aplicação da TOR no intuito de valorar a flexibilidade presente na opção de extensão do contrato de operação de um parque eólico fazendo um investimento em *retrofit* para atualizar a tecnologia das turbinas eólicas e assim ganhar 20 anos a mais de funcionamento. Portanto, considerou-se avaliar a OR a partir de uma árvore binomial com barreira superior no preço da energia eólica (obtido das negociações no ACR, especificamente nos leilões de energia), isto para garantir a lógica do modelo de acordo com a realidade dos preços do setor eólico.

Para a montagem desta opção foi necessária também a definição dos parâmetros adequados para modelagem do preço da energia eólica na árvore binomial, e dada a natureza dos dados e pouca disponibilidade neste mercado no Brasil, optou-se pela utilização do MGB, adotando a volatilidade dos preços de contratos de longo prazo realizados nos leilões de energia durante o período de 2009 a 2015, onde foi vencedora a fonte eólica.

Igualmente, foram realizados gráficos de análises de sensibilidades com combinação de duas e três variáveis importantes do modelo, com o intuito de avaliar o comportamento do VPL expandido do projeto frente às mudanças em ditos parâmetros. A partir daí, verificou-se a correlação entre as variáveis estimando-se as faixas de valores mais adequadas ao parque eólico.

A inclusão da flexibilidade no parque eólico, permitiu o aumento do seu valor, tornando-o mais atrativo economicamente, do que se analisado somente de forma tradicional. O aumento no valor do projeto do parque eólico implica passar de uma valoração negativa, para uma positiva por meio da TOR. Conclui-se a viabilidade econômica de estender o contrato de operação do par-

que eólico através de um investimento em *retrofit*, utilizando a TOR, uma vez que pela regra do VPL expandido considera-se viável investir neste tipo de projetos. A partir da análise de sensibilidade, verificou-se que o valor da opção tem uma forte dependência tanto com a barreira superior no preço da energia eólica quanto com a volatilidade do projeto.

Cabe destacar, que a aplicação da TOR é totalmente pertinente no setor eólico, pois além de apresentar todas as condições para implementar o método, o setor ainda teria como resposta uma conclusão mais realista sobre a viabilidade econômico-financeira de projetos de investimento. Isso impulsivaria o setor a novos investimentos, pois projetos tradicionalmente não viáveis poderiam mudar de perspectiva, sendo implementados em função de ganhos provenientes das opções reais.

Por fim, destaca-se também, as limitações do presente trabalho, como por exemplo, os poucos dados de preços da energia eólica para estimar a sua volatilidade, que segundo a análise realizada tiveram movimentos de queda e subida acentuados, e por ser considerado o fator predominante do risco do projeto, implicou em uma alta volatilidade para o mesmo. Outra limitação do trabalho foi a escolha do MGB para geração da árvore do ativo objeto, originada a partir dos preços no ACR. A falta de dados suficientes para realizar uma análise estatística do comportamento de ditos preços, levou à utilização de um modelo um pouco mais simples para modelagem dos preços no ACR, mas que conseguisse capturar a importância da flexibilidade gerencial do projeto em avaliação.

Como trabalhos futuros sugere-se:

- o refinamento dos cálculos da volatilidade considerando a volatilidade do VP do projeto, não do preço;
- avaliação do problema considerando duas incertezas: VP do projeto e investimento em *retrofit* (Ex. utilizando uma árvore quadrinomial¹);
- a análise do problema considerando outros tipos de barreira;
- inserção de outros tipos de opções dependentes do caminho (como as compostas) durante a vida útil do projeto na árvore binomial (Ex. opção sequencial na fase de construção do parque eólico, opção de alteração da capacidade do parque e opção de abandono durante todo o período de investimento e operação);
- inclusão de uma análise comparativa com outras fontes energéticas.

¹A combinação de duas variáveis de incerteza levam a uma árvore quadrinomial.

Referências bibliográficas

- 1 BP P.L.C. **BP Statistical review of world energy**. Londres, 2016. 48 p. Relatório Técnico. Disponível em: <<http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf>>. Acesso em: 12 ago. 2016.
- 2 ENDESA. **Endesa Educa**. [S.l.]. Disponível em: <http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/el-sector-electrico/consumo-energia-mundo>. Acesso em: 15 maio 2016.
- 3 JOSKOW, P. L. Introduction to electricity sector liberalization: Lessons learned from cross-country studies. In: SIOSHANSI, F. P.; PFAFFENBERGER, W. (Ed.). **Electricity Market Reform**. Oxford: Elsevier, 2006, (Elsevier Global Energy Policy and Economics Series). p. 1–32.
- 4 ISAZA, F. C. Valoración de fuentes renovables no convencionales de generación de electricidad : un enfoque desde las opciones reales. **Cuadernos de Administración Revista Científica de la Pontificia Universidad Javeriana de Bogotá**, Colômbia, v. 28, n. 51, p. 45–64, 2015.
- 5 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA - ABEEÓLICA. **Boletim de Dados**. Brasília, 2016. 7 p. Relatório Técnico.
- 6 COLÔMBIA. Lei n. 1715, de 13 de maio de 2014. **Presidência República da Colômbia**, Bogotá, maio 2014. Disponível em: <<http://wsp.presidencia.gov.co/Normativa/Leyes/Documents/LEY%201715%20DEL%2013%20DE%20MAYO%20DE%202014.pdf>>. Acesso em: 20 jun. 2016.
- 7 MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Resenha energética Brasileira: exercício de 2015**. Brasília, 2016. 29 p. Relatório Técnico.
- 8 GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL - GWEC. **Global wind report, annual market update 2015**. Bruxelas, 2015. 76 p. Relatório Técnico.
- 9 SANTOS, L. et al. Real options versus traditional methods to assess renewable energy projects. **Renewable Energy**, v. 68, p. 588–594, 2014.

- 10 ISAZA, F. C.; BOTERO, S. B. Aplicación de las opciones reales en la toma de decisiones en los mercados de electricidad. **Estudios Gerenciales Universidad Icesi**, Colômbia, v. 30, n. 133, p. 397–407, 2014.
- 11 GAMESA CORPORACIÓN TECNOLÓGICA S.A. **Life extension program**. Espanha, 2014. 16 p. Relatório Técnico.
- 12 DELOITTE. **Establishing the investment case wind power**. Copenhagen, 2014. 27 p. Relatório Técnico.
- 13 COX, J. C.; ROSS, S. A.; RUBINSTEIN, M. Option pricing: a simplified approach. **Journal of Financial Economics**, v. 7, n. 3, p. 229–263, 1979.
- 14 DIAS, M. A. G. **Análise de investimentos com opções reais**. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2014. v. 1. 358 p.
- 15 DIAS, M. A. G. **Análise de investimentos com opções reais**. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2015. v. 2. 478 p.
- 16 VENETSANOS, K.; ANGELOPOULOU, P.; TSOOTSOS, T. Renewable energy sources project appraisal under uncertainty: The case of wind energy within a changing energy market environment. **Energy Policy**, v. 30, n. 4, p. 293–307, 2002.
- 17 DAVIS, G.; OWENS, B. Optimizing the level of renewable electric r&d expenditures using real options analysis. **Energy Policy**, v. 31, n. 15, p. 1589–1608, 2003.
- 18 FLETEN, S. E.; MARIBU, K. M. Investment timing and capacity choice for small-scale wind power under uncertainty. **Lawrence Berkeley National Laboratory**, n. 58072, p. 1–8, 2004.
- 19 YU, W. et al. Valuation of switchable tariff for wind energy. **Electric Power Systems Research**, v. 76, n. 5, p. 382–388, 2006.
- 20 HEDMAN, K. W.; SHEBLÉ, G. B. Comparing hedging methods for wind power: Using pumped storage hydro units vs. options purchasing. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON PROBABILISTIC METHODS APPLIED TO POWER SYSTEMS, 9th., 2006, Stockholm. **Proceedings of the 9th International conference on probabilistic methods applied to power systems**. Stockholm, 2006. p. 1–6.
- 21 ZHOU, H. et al. Analytical assessment of wind power generation asset in restructured electricity industry. In: INTERNATIONAL UNIVERSITIES POWER ENGINEERING CONFERENCE, 42nd., 2007, Brighton. **Proceedings of the 42nd International universities power engineering conference**. Brighton, 2007. p. 1086–1092.

- 22 DYKES, K.; NEUFVILLE, R. de. Real options for a wind farm in wapakoneta, ohio: Incorporating uncertainty into economic feasibility studies for community wind. In: WORLD WIND ENERGY CONFERENCE, 2008, Kingston. **Proceedings of the World Wind Energy Conference of 2008**. Kingston, 2008. p. 1–16. Disponível em: <http://ardent.mit.edu/real_options/Real_opts_papers/Dykes_%20WVEC%202008_Final_Oct08.pdf>.
- 23 MUÑOZ, J. I. et al. Risk assessment of wind power generation project investments based on real options. In: POWER TECH CONFERENCE, 2009, Bucharest. **Proceedings of the 2009 IEEE Bucharest Power Tech Conference**. Bucharest, 2009. p. 1–8.
- 24 MÉNDEZ, M.; GOYANES, A.; LAMOTHE, P. Real options valuation of a wind farm. In: ANNUAL REAL OPTIONS INTERNATIONAL CONFERENCE PORTUGAL AND SPAIN, 9th., 2009. **Proceedings of the 9th annual real options international conference Portugal and Spain**. [S.l.], 2009. p. 1–18.
- 25 CHENG, H. M.; HOU, Y.; WU, F. F. Wind power investment in thermal system and emissions reduction. In: IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 2010. **Proceedings of the IEEE PES General Meeting**. [S.l.], 2010. p. 1–8.
- 26 LEE, S. C.; SHIH, L. H. Renewable energy policy evaluation using real option model — the case of taiwan. **Energy Economics**, v. 32, n. 1, p. S67–S78, 2010.
- 27 FERNANDES, B.; CUNHA, J.; FERREIRA, P. The use of real options approach in energy sector investments. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, n. 9, p. 4491–4497, 2011.
- 28 LEE, S. C. Using real option analysis for highly uncertain technology investments: The case of wind energy technology. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, n. 9, p. 4443–4450, 2011.
- 29 LEE, S. C.; SHIH, L. H. Enhancing renewable and sustainable energy development based on an options-based policy evaluation framework: Case study of wind energy technology in taiwan. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, p. 2185–2198, 2011.
- 30 MARTINEZ, E. A.; MUTALE, J. Wind power projects planning considering real options for the wind resource assessment. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 3, n. 1, p. 158–166, 2012.

- 31 REUTER, W. H. et al. Investment in wind power and pumped storage in a real options model. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, n. 4, p. 2242–2248, 2012.
- 32 MAYA, C. O.; HERNANDEZ, J. D.; GALLEGO, O. M. La valoración de proyectos de energía eólica en Colombia bajo el enfoque de opciones reales. **Cuadernos de Administración**, v. 25, n. 44, p. 193–231, 2012.
- 33 MONJAS-BARROSO, M.; BALIBREA-INIESTA, J. Valuation of projects for power generation with renewable energy: A comparative study based on real regulatory options. **Energy Policy**, v. 55, p. 335–352, 2013.
- 34 KIM, K. T.; LEE, D. J.; PARK, S. J. Evaluation of R&D investments in wind power in korea using real option. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 40, p. 335–347, 2014.
- 35 ABADIE, L. M.; CHAMORRO, J. M. Valuation of wind energy projects: A real options approach. **Energies**, v. 7, n. 5, p. 3218–3255, 2014.
- 36 DÍAZ, G. et al. Valuation of wind power distributed generation by using longstaff–schwartz option pricing method. **Applied Energy**, v. 145, p. 223–233, 2015.
- 37 WESSEH, P. J.; LIN, B. A real options valuation of chinese wind energy technologies for power generation: do benefits from the feed-in tariffs outweigh costs? **Journal of Cleaner Production**, v. 112, n. 2, p. 1591–1599, 2016.
- 38 LONCAR, D. et al. Compound real options valuation of renewable energy projects: The case of a wind farm in serbia. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2016.
- 39 XIAO, Y. et al. Trading wind power with barrier option. **Applied Energy**, v. 182, p. 232–242, 2016.
- 40 DAMODARAN, A. **Avaliação de investimentos : ferramentas e técnicas para a determinação do valor de qualquer ativo**. 2. rev. e ampliada. ed. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2010. 632 p.
- 41 SAMANEZ, C. P. **Gestão de investimentos e geração de valor**. São Paulo: Pearson, Prentice Hall, 2007. 382 p.
- 42 DAMODARAN, A. O ajuste das taxas de desconto para o risco país. In: _____. **Gestão estratégica do risco - Uma referência para a tomada de decisões empresariais**. São Paulo: Pearson Education, Inc., 2009. cap. Apêndice 5.1, p. 141–144.

- 43 KODUKULA, P.; PAPUDESU, C. **Project valuation using real options: a practitioner's guide**. Florida: J. Ross Publishing, Inc., 2006. 234 p.
- 44 TRIGEORGIS, L. **Real options - Managerial flexibility and strategy in resource allocation**. Cambridge: The MIT Press, 1996. 427 p.
- 45 DIXIT, A. K.; PINDYCK, R. S. **Investment under uncertainty**. New Jersey: Princeton University Press, 1994. 476 p.
- 46 COPELAND, T.; ANTIKAROV, A. **Real options: A practitioner's guide**. New York: Texere LLC Publishing, 2003. 384 p.
- 47 MCDONALD, R. L. Exotic options: I. In: _____. **Derivatives Markets**. 3. ed. U.S.A.: Pearson Education, Inc., 2013. cap. 14, p. 409–433.
- 48 DERMAN, E.; KANI, I. The ins and outs of barrier options: Part 1. **Derivatives Quarterly**, Winter, n. 9, p. 55–67, 1996.
- 49 WEICHERT, A. M. **Avaliação de Opções com Barreira considerando os efeitos da Volatilidade da Volatilidade**. 2002. 135 f. Dissertação (Mestrado em Administração) — Instituto Coppead de Administração, Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Rio de Janeiro, 2002.
- 50 MUN, J. **Real options analysis course business cases and software applications**. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2003. 303 p.
- 51 MUN, J. **Real options analysis: tools and techniques for valuing strategic investments and decisions**. 2. ed. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2006. 667 p.
- 52 HULL, J. C. Exotic options. In: _____. **Options, futures and other derivatives**. 9. ed. New Jersey: Pearson Education, Inc., 2014. cap. 26, p. 604–606.
- 53 BARROS, J. T. **Precificação de opções exóticas : uma aplicação para opções de barreira**. 1996. 112 f. Dissertação (Mestrado em Ciências da Engenharia Industrial) — Departamento de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 1996.
- 54 SACADURA, A. R. D. S. **Avaliação de opções barreira segundo o modelo CEV**. 2013. 60 f. Dissertação (Mestrado em Matemática Financeira) — Faculdade de Ciências, Universidade de Lisboa, Lisboa, 2013.
- 55 CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO BRITO (CRESESB). **Atlas do potencial eólico Brasileiro**. Brasília, 2001. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/>>

- [index.php?section=publicacoes&task=livro&cid=1](#)>. Acesso em: 14 set. 2016.
- 56 DUARTE, P. A. D. S. C. **Interface de um Gerador Eólico de Pequena Potência com a Rede Elétrica**. 2010. 114 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Electrónica Industrial e Computadores) — Escola de Engenharia, Universidade do Minho, [Braga], 2010.
- 57 CENTRO DE ENERGIA EÓLICA (CE-EÓLICA). Desenvolvido pela Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul - PUCRS. Disponível em: <<http://www.pucrs.br/ce-eolica/index.htm>>. Acesso em: 2 set. 2016.
- 58 PINTO, M. **Fundamentos de energia eólica**. Rio de Janeiro: LTC Livros Técnicos e Científicos Editora Ltda., 2013. 392 p.
- 59 SILVA, C. P. da. **Teoria das opções reais: Uma abordagem em energia eólica**. 2013. 139 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) — Departamento de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.
- 60 MOURA, J. C. **Proteções de sistemas elétricos: Uma visão de sua utilização em parques eólicos**. 2011. 86 f. Monografia (Especialização em Formas Alternativas de Energia) — Universidade Federal de Lavras, Lavras, 2011.
- 61 FONTANET, F. A. **Avaliação de uma Opção de Espera de um Parque Eólico pelo Método de Opções Reais**. 2010. 90 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.
- 62 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA - ABEEÓLICA. **As normas técnicas obrigatórias para os aerogeradores**. Disponível em: <<http://www.abeeolica.org.br/agencia-abeeolica/>>. Acesso em: 13 set. 2016.
- 63 SIMAS, M.; PACCA, S. Energia eólica, geração de empregos e desenvolvimento sustentável. **Estudos Avançados**, v. 27, n. 77, p. 99–116, 2013.
- 64 MITA-TEKNIK. **Wind turbine retrofit**. Dinamarca, 2014. 18 p. Relatório Técnico. Disponível em: <<https://stateofgreen.com/files/download/1467>>.
- 65 COUTINHO, D. L. **Estudo das vantagens de repotênciação de parques eólicos**. 2012. 105 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia

- da Energia e do Ambiente) — Departamento de Engenharia Geográfica, Geofísica e Energia, Universidade de Lisboa, Lisboa, 2012.
- 66 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA - ABEEÓLICA. **Boletim anual de geração eólica 2015**. São Paulo, 2015. 24 p. Relatório Técnico.
- 67 EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Balço energético nacional 2016**. Brasil, 2016. 62 p. Relatório Técnico.
- 68 OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS. **Relacionamentos**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em: 29 ago. 2016.
- 69 MARTINS, A. S. **Project finance aplicado ao setor de geração de energia elétrica Brasileiro - fontes alternativas: Análise dos riscos e mitigadores em projetos de energia eólica**. 2013. 161 f. Dissertação (Mestrado em Administração de Empresas) — Departamento de Administração, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.
- 70 DAHER, M. O papel do ONS e os desafios e perspectivas no curto e médio prazos. In: SEMANA INTEGRADA DE ENGENHARIA (SI-ENG) - PUC-RIO, 2., 2016, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro, 2016. p. 63.
- 71 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA - ABEEÓLICA. **O setor**. Disponível em: <<http://www.abeeolica.org.br/energia-eolica-o-setor/>>. Acesso em: 2 set. 2016.
- 72 DALBEM, M. C. **Análise de investimentos em energia eólica no Brasil**. 2010. 198 f. Tese (Doutorado em Administração de Empresas) — Departamento de Administração, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.
- 73 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA - ABRADDEE. **Setor elétrico**. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor>>. Acesso em: 2 set. 2016.
- 74 RENOVA ENERGIA. **Potencial eólico do Brasil é de 500 GW, segundo DEWI**. 2016. Disponível em: <<http://ri.renovaenergia.com.br/list.aspx?idCanal=zkhFNs7IWq5kxQWe3eAKA==>>. Acesso em: 13 set. 2016.
- 75 EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Plano decenal de energia 2024**. Brasil, 2015. 467 p. Relatório Técnico.

- 76 FENOLIO, L. M. D. S.; MINARDI, A. M. A. F. Aplicação da teoria de opções reais na avaliação de uma pequena central hidrelétrica. In: _____. **Investimentos em infraestrutura**. Rio de Janeiro: Mauad Editora, 2011. cap. 5, p. 111–147.
- 77 SABOIA, W. **Modelagem e previsão de preços à vista de energia elétrica e aplicações no contexto de investimentos sob incerteza**. 2012. 111 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) — Departamento de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.
- 78 CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CCEE. **Comercialização**. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/comercializacao?_adf.ctrl-state=it4180iwv_17&_afLoop=2600470016991973>. Acesso em: 8 set. 2016.
- 79 CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CCEE. **Ambiente livre e ambiente regulado**. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/como-participar/ambiente-livre-ambiente-regulado?_adf.ctrl-state=101vfjxuf3_150&_afLoop=1605184753333726>. Acesso em: 25 ago. 2016.
- 80 AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Relatório de acompanhamento da implantação de empreendimentos de geração**. Brasília, 2016. 9 p. Relatório Técnico.
- 81 AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Resultados dos leilões de geração**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/resultados-de-leiloes>>. Acesso em: 10 set. 2016.
- 82 CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CCEE. **Tipos de leilões**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/tipos_leiloes_n_logado?_adf.ctrl-state=5x3aq3pqp_146&_afLoop=2600335899429681#%40%3F_afLoop%3D2600335899429681%26_adf.ctrl-state%3Dit4180iwv_74>. Acesso em: 8 set. 2016.
- 83 CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CCEE. **Resultado consolidado dos leilões - 06/2016**. Planilha de junho de 2016 com o resultado consolidado dos leilões. 2016. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/portal/faces/aceso_rapido_header_publico_ao_logado/biblioteca_virtual?tipo=Resultado+Consolidado&assunto=Leil~ao&_adf.ctrl-state=

- hktel34ou_298&_afrLoop=2601170723503928#%40%3F_afrLoop%3D2601170723503928%26tipo%3DResultado%2BConsolidado%26assunto%3DLeil%257Eao%26_adf.ctrl-state%3Dit4180iww_111>.
Acesso em: 15 jul. 2016.
- 84 SILVA, E. G. O desenvolvimento da indústria de energia eólica no Brasil: aspectos de inserção, consolidação e sustentabilidade. **Cadernos Adenauer**, v. 3, n. XV, p. 57–71, 2014.
- 85 RECEITA FEDERAL DO BRASIL. **Tributos federais administrados pela Secretaria da Receita Federal do Brasil**. Disponível em: <<http://idg.receita.fazenda.gov.br/acesso-rapido/tributos>>. Acesso em: 15 jun. 2016.
- 86 AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Transmissão**. Informações técnicas - tarifas. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=97&idPerfil=2>>. Acesso em: 15 jun. 2016.
- 87 DAMODARAN, A. **Annual Returns on Stock, T.Bonds and T.Bills: 1928 - Current**. 2016. Disponível em: <http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datafile/histretSP.html>. Acesso em: 1 jun. 2016.
- 88 DAMODARAN, A. **Beta, unlevered beta and other risk measures**. 2016. Disponível em: <http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/dataarchived.html#discrate>. Acesso em: 1 jun. 2016.
- 89 DAMODARAN, A. **Country default spreads and risk premiums**. 2016. Disponível em: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html>. Acesso em: 1 jun. 2016.
- 90 BM&FBOVESPA. **Volatilidades dos ativos**. 2016. Disponível em: <http://www.bmfbovespa.com.br/pt_br/servicos/market-data/consultas/mercado-a-vista/volatilidades-dos-ativos/>. Acesso em: 15 jun. 2016.
- 91 BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Indicadores econômicos consolidados - Cotações e rendimentos de títulos brasileiros no exterior**. Disponível em: <<http://www.bcb.gov.br/pec/Indeco/Port/indeco.asp>>. Acesso em: 15 jun. 2016.
- 92 FONTOURA, C. F. V. T. da. **Avaliação de projeto de investimento em usina termelétrica à capim-elefante: uma abordagem pela teoria de opções reais**. 2011. 86 f. Dissertação (Mestrado em Admi-

- nistração de Empresas) — Departamento de Administração, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.
- 93 BRANDÃO, L.; DYER, J.; HAHN, W. Using binomial decision trees to solve real-option valuation problems. **Decision Analysis**, v. 2, n. 2, p. 69–88, 2005.

A

Fluxo de caixa

Anos	t =																			
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2035											
Receita Bruta	107.787	107.787	107.787	107.787	107.787	107.787	107.787	107.787	107.787											
(-) Pis/Cofins	9.970	9.970	9.970	9.970	9.970	9.970	9.970	9.970	9.970											
Receita Líquida	-	97.817	97.817	97.817	97.817	97.817	97.817	97.817	97.817											
(-) Custos Operacionais O&M e Pessoal Usina	-	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000											
(-) Despesas/Encargos TUST (R\$/kW mes)	-	14.261	16.884	16.884	16.884	16.884	16.884	16.884	16.884											
Taxa de Fiscalização	2.045	4.668	4.668	4.668	4.668	4.668	4.668	4.668	4.668											
Taxa ONS R\$	431	431	431	431	431	431	431	431	431											
Taxa CCEE R\$	63	63	63	63	63	63	63	63	63											
Arrendamento Terreno	105	105	105	105	105	105	105	105	105											
Taxa Desenvolvimento	1.617	1.617	1.617	1.617	1.617	1.617	1.617	1.617	1.617											
LAJIDA/ EBITDA	-	73.555	70.932	70.932	70.932	70.932	68.932	67.932	65.932											
(-) Depreciação	13.523	30.867	30.867	30.867	30.867	30.867	30.867	30.867	30.867											
LAJIR/ EBIT	-	60.033	40.065	40.065	40.065	40.065	38.065	37.065	35.065											
(-) Juros	9.450	17.719	16.538	15.356	14.175	12.994	11.812	10.630	9.448											
LAIR Lucro antes do Imposto de Renda	-	50.583	22.346	23.528	24.709	25.890	29.796	34.703	35.065											
Base Cálculo IR (para lucro pressumido)	8.623	8.623	8.623	8.623	8.623	8.623	8.623	8.623	8.623											
Base Cálculo CSLL (para lucro pressumido)	12.934	12.934	12.934	12.934	12.934	12.934	12.934	12.934	12.934											
(-) IR	12.622	5.563	5.858	6.153	6.449	6.745	7.040	7.335	7.630											
(-) CSSL	4.552	2.011	2.117	2.224	2.330	2.437	2.544	2.651	2.758											
Lucro Líquido (LL)	-	33.409	14.773	15.552	16.332	17.111	19.690	22.928	23.167											
(+) Depreciação	13.523	30.867	30.867	30.867	30.867	30.867	30.867	30.867	30.867											
(+) Financiamento tomado	360.000																			
(-) Amortização da Dívida	11.250	22.500	22.500	22.500	22.500	22.500	22.500	22.500	0											
(-) Investimento	600.000																			
(+) Var. Conta Reserva	(5.175)	(4.880)	295	295	295	295	295	295	0											
Fluxo de Caixa Livre dos Acionistas	(240.000)	30.506	18.260	24.215	24.994	25.774	28.352	31.590	54.034											

Figura A.1: Fluxo de caixa projetado do projeto eólico no cenário base. Fonte: Elaboração própria.

B

Dados utilizados

B.1

Correção dos preços dos leilões

As informações a seguir são originadas nas datas dos leilões e a atualização monetária dos preços pelo IPCA é realizada conforme a equação (B.1), onde o $IPCA_{\text{mais recente}}$ corresponde a Junho de 2016 (4.691,59). O índice IPCA é produzido pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) e a série utiliza número índice igual a 100 no início do ano de 1993.

$$\text{Preço atualizado} = \text{Preço do leilão} \times \left(\frac{IPCA_{\text{mais recente}}}{IPCA_{\text{mês do leilão}}} \right) \quad (\text{B.1})$$

Tabela B.1: Correção monetária dos preços dos leilões. Fonte: Elaboração própria.

Tipo de Leilão	Data de Realização do Leilão	Preço de Venda [†] na data do Leilão [R\$/MWh]	IPCA na data do leilão	Preço de Venda Atualizado [†] [R\$/MWh]
Leilão de Energia de Reserva (LER)				
2°LER	14/12/2009	148,33	3.017,59	230,61
3°LER	26/08/2010	122,87	3.112,29	185,22
4°LER	18/08/2011	99,58	3.337,16	140,00
5°LER	23/08/2013	110,42	3.725,95	139,03
6°LER	31/10/2014	142,31	4.008,00	166,58
8°LER	13/11/2015	203,30	4.450,45	214,31
Leilão de Fontes Alternativas (LFA)				
2°LFA	26/08/2010	134,46	3.112,29	202,68
3°LFA	27/04/2015	177,47	4.245,19	196,13
Leilão de Energia Nova (LEN)				
12°LEN	17/08/2011	99,38	3.337,16	139,71
13°LEN	20/12/2011	105,53	3.403,73	145,45
15°LEN	14/12/2012	87,98	3.602,46	114,58
17°LEN	18/11/2013	124,45	3.780,61	154,44
18°LEN	13/12/2013	119,08	3.815,39	146,43
19°LEN	06/06/2014	130,05	3.958,32	154,14
20°LEN	28/11/2014	136,05	4.028,44	158,44
22°LEN	21/08/2015	181,09	4.346,65	195,46

[†] Corresponde a média do preço de energia só para a fonte eólica.

B.2

Taxa de câmbio

Tabela B.2: Média dos preços médios anuais de energia eólica e da taxa de câmbio.

Ano	Preço atualizado [R\$/MWh]	R\$/USD
2009	230,61	1,99
2010	202,20	1,76
2011	142,49	1,67
2012	114,58	1,99
2013	148,25	2,15
2014	157,30	2,36
2015	196,14	3,39

B.3

Análises de sensibilidade

Tabela B.3: Sensibilidade VPL expandido (R\$ mil) × Volatilidade do projeto (%a.a.).

Volatilidade	VPL expandido
10%	990
15%	2.919
20%	6.905
25%	2.044
30%	2.394
35%	2.525
40%	2.509
45%	684
50%	635
55%	576
60%	513
65%	449
70%	387

Tabela B.4: Sensibilidade VPL expandido (R\$ mil) × Taxa livre de risco (%a.a.).

Taxa livre de Risco	VPL expandido
5%	3.279
6%	2.468
7%	1.788
8%	1.244
9%	829
10%	526
11%	317
12%	180
13%	96
14%	47
15%	21

Tabela B.5: Sensibilidade VPL expandido \times Investimento em *retrofit* [R\$ mil].

Investimento em <i>retrofit</i>	VPL expandido
250.000	5.176
300.000	3.879
350.000	2.648
400.000	2.044
450.000	1.440
500.000	836

Tabela B.6: Sensibilidade VPL expandido \times VP do ativo-objeto [R\$ mil].

VP do ativo objeto	VPL expandido
300.000	10.813
400.000	6.470
500.000	7.116
600.000	2.417
700.000	1.194
800.000	1.929
900.000	-

Tabela B.7: Sensibilidade VPL expandido \times Barreira superior no preço da energia eólica [R\$ mil].

Barreira preço [R\$/MWh]	VP Barreira [R\$ mil]	VPL expandido
100	408.050	0
150	557.438	0
200	711.304	584
250	865.170	2.044
300	1.019.036	9.960
350	1.172.902	9.960
400	1.326.768	18.498
450	1.480.634	18.498
500	1.634.500	45.608

