

ARIEL SIMIS

**ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE PROJETOS DE GERAÇÃO
EÓLICA NO BRASIL**

Trabalho de formatura apresentado à Escola
Politécnica da Universidade de São Paulo para
obtenção de diploma de Engenheiro de
Produção.

São Paulo

2010

ARIEL SIMIS

**ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE PROJETOS DE GERAÇÃO
EÓLICA NO BRASIL**

Trabalho de formatura apresentado à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção de diploma de Engenheiro de Produção.

Orientador:

Prof. Dr. João Amato Neto

São Paulo

2010

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

FICHA

CATALOGRAFICA

À minha família (em especial à minha mãe coruja),
e aos meus amigos.

RESUMO

O Brasil é um país que vem apresentando consideráveis taxas de crescimento econômico nos últimos anos. É verdade que esse crescimento está muito aquém daquele observado em outros países denominados “emergentes”, a exemplo da China. Por outro lado, nosso crescimento não acontece a passos tímidos, seguindo o exemplo dos Estados Unidos, Japão e grande parte dos países desenvolvidos, cujas economias, de alguma forma, ainda tentam se recuperar da grande crise econômica iniciada em 2008.

Para que o país tenha condições de manter o seu crescimento econômico, investimentos no setor elétrico são imprescindíveis. Há enorme correlação entre o crescimento do PIB do país e o crescimento na demanda por energia elétrica, de tal forma que a expansão de nosso parque gerador e de nossa capacidade de fornecimento de energia elétrica devem sempre ocorrer em ritmo tal que a demanda por energia elétrica seja sempre atendida.

Apesar de óbvia a necessidade de expansão de nosso parque gerador, há discussões sobre como ela deve ser feita e sobre qual deve ser a tecnologia de geração adotada nesse processo. Questões relacionadas ao meio ambiente, à confiabilidade do sistema elétrico nacional e ao custo da energia para o consumidor final são centrais e, de modo geral, não há solução que contemple, simultaneamente, as três. A opção pela usina hidrelétrica, por exemplo, é geralmente eficiente sob o ponto de vista econômico. Por outro lado, sua implantação pode causar impactos ambientais que desagradam a muitos ambientalistas. Obviamente, cada tecnologia de geração possui vantagens e desvantagens quando comparada com as demais.

Nesse contexto, uma alternativa que vem ganhando relevância é a geração de eletricidade através de usinas eólicas, caracterizadas principalmente pelo uso de tecnologia limpa e renovável. Tendo isso em vista, esse estudo toma como base o desempenho da Renova Energia S.A. no primeiro leilão dedicado exclusivamente à geração eólica, e analisa se, também sob o ponto de vista econômico, essa opção é viável.

Palavras-Chave: Investimentos (Projeto). Geração de energia elétrica. Energia eólica.

ABSTRACT

Brazil's economy has been growing at a good pace over the last few years. It is true that this growth is not as strong as what we've been seen in other "emerging markets", such as China. On the other hand, Brazil's growth is not as shy as U.S.A, Japan and other developed market's growth, who's economies are, somehow, still recovering from global crisis that begin in 2008.

In order to maintain its economic growth, investments in the electrics utilities sector is vital for the country. There is a great correlation between GDP growth and energy demand growth, so our electric generation capacity and energy supply capacity must always be expanded in order to avoid any supply problem.

Although this expansions needs are obvious, there are discussions on how they should be done and which generation technology should be used in this process. Issues related to the environment, the reliability of our national electric system and the energy cost for the final consumer have great importance and, usually, there is no solution that take this three points into consideration at once. Hydroelectric power plants, for instance, are usually viable on an economic perspective. On the other hand, environmental impacts of its construction very often displease environmentalists. Obviously, each technology has advantages and disadvantages when compared to the others.

In this context, wind generation, which is clean and renewable, is an alternative that has been gaining relevance recently. Taking that into consideration, this study intends to analyze the performance of Renova Energia S.A. on Brazilians first wind only energy auction, verifying if, on an economic perspective, wind generation is viable.

Key-Words: Investments (Project). Electricity generation. Wind energy.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1. O caminho percorrido pela eletricidade desde a geração até o seu consumo.....	21
FIGURA 2. Principais centros de geração e consumo de energia elétrica e a rede de transmissão do país.....	23
FIGURA 3. Resumo dos ambientes de contratação de energia.....	35
FIGURA 4. Parque Eólico de Osório – RS.....	39
FIGURA 5. Velocidade média anual do vento no território brasileiro.....	43
FIGURA 6. Temperatura, precipitação e vento no território brasileiro.....	45
FIGURA 7. Estrutura societária Renova Energia, antes do IPO.....	47
FIGURA 8. Estrutura societária atual da Renova Energia.....	48
FIGURA 9. Exemplo de fluxo de caixa de um projeto.....	52
FIGURA 10. Comparação de dois projetos com períodos de <i>payback</i> diferentes.....	53
FIGURA 11. Velocidade média anual do vento na região Norte.....	95
FIGURA 12. Velocidade média anual do vento na região Nordeste.....	95
FIGURA 13. Velocidade média anual do vento na região Centro-Oeste.....	96
FIGURA 14. Velocidade média anual do vento na região Sudeste.....	96
FIGURA 15. Velocidade média anual do vento na região Sul.....	97

LISTA DE GRÁFICOS

GRÁFICO 1. Histórico da elasticidade-renda no Brasil.....	28
GRÁFICO 2. Evolução do consumo anual de eletricidade no Brasil.....	32
GRÁFICO 3. Evolução do custo do KWh gerado (US\$).....	40
GRÁFICO 4. Evolução da capacidade de geração eólica mundial.....	41
GRÁFICO 5. Vazão do Rio São Francisco e velocidade do vento no litoral nordestino.....	46
GRÁFICO 6. Evolução do lucro líquido do Projeto Vencedor.....	80
GRÁFICO 7. Evolução do FCFE do Projeto Vencedor.....	80
GRÁFICO 8. FCFE do Projeto Vencedor com valor residual.....	84
GRÁFICO 9. Variação da TIR do projeto em função de seu fator de carga.....	85
GRÁFICO 10. Variação da TIR do projeto em função do custo de investimento.....	87
GRÁFICO 11. Variação da TIR do projeto em função do custo de financiamento.....	88
GRÁFICO 12. Variação da TIR do projeto em função do preço de venda da energia.....	100
GRÁFICO 13. Variação da TIR do projeto em função do preço de venda de créditos de carbono.....	101
GRÁFICO 14. Variação da TIR do projeto em função do desconto na TUST.....	101

LISTA DE TABELAS

TABELA 1. Principais empresas geradoras do país	25
TABELA 2. Principais empresas distribuidoras do país.....	25
TABELA 3. Principais empresas de transmissão do país.....	25
TABELA 4. Capacidade eólica instalada em diferentes países.....	42
TABELA 5. PCH's da Renova Energia em operação.....	49
TABELA 6. Portfólio de projetos das principais empresas participantes do leilão.....	65
TABELA 7. Projetos vencedores do leilão.....	66
TABELA 8. Projetos vencedores do leilão.....	67
TABELA 9. Distribuição dos projetos vencedores por estado.....	67
TABELA 10. Projetos vencedores da Renova Energia.....	68
TABELA 11. Demonstrativo de resultado da empresa.....	70
TABELA 12. FCFE do Projeto Vencedor.....	79
TABELA 13. Sensibilidade da TIR do projeto com relação à alavancagem e ao custo do financiamento.....	89
TABELA 14. DRE do Projeto Vencedor (2010-2020).....	97
TABELA 15. DRE do Projeto Vencedor (2021-2032).....	98
TABELA 16. DRE do Projeto Vencedor com valor residual (2010-2020).	98
TABELA 17. FCFE do Projeto Vencedor com valor residual (2010-2020).....	98
TABELA 18. DRE do Projeto Vencedor com valor residual (2021-2030).....	99
TABELA 19. FCFE do Projeto Vencedor com valor residual (2021-2030).....	99
TABELA 20. DRE do Projeto Vencedor com valor residual (2031-2040).....	99
TABELA 21. FCFE do Projeto Vencedor com valor residual (2031-2040).....	100
TABELA 22. DRE do Projeto Vencedor com valor residual (2041-2052).....	100
TABELA 23. FCFE do Projeto Vencedor com valor residual (2041-2052).....	100

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNB	Banco do Nordeste do Brasil
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento
CAPM	<i>Capital Asset Pricing Model</i>
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
DRE	Demonstração do Resultado do Exercício
EBIT	<i>Earnings before Interest and Taxes</i>
EBITDA	<i>Earnings before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization</i>
EPC	<i>Engineering, Procurement and Construction Contracts</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FCFE	<i>Free Cash Flow to Equity</i>
FCFF	<i>Free Cash Flow to Firm</i>
GWEC	<i>Global Wind Energy Council</i>
IGP-M	Índice Geral de Preços - Mercado
IPCA	Índice Preços ao Consumidor Amplo
IPO	<i>Initial Public Offering</i>
Ke	<i>Cost of Equity</i>
LER	Leilão de Energia de Reserva

MDL	Mecanismos de Desenvolvimento Limpo
MME	Ministério de Minas e Energia
O&M	Operação e Manutenção
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PPA	<i>Power Purchase Agreement</i>
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
SPE	Sociedade de Propósito Específico
TIR	Taxa Interna de Retorno
TUSD	Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UNFCCC	<i>United Nations Framework Convention on Climate Change</i>
VPL	Valor Presente Líquido
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	O TRABALHO E A ENGENHARIA DE PRODUÇÃO	18
1.2	OBJETIVO DO TRABALHO.....	19
1.3	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	19
2	O SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA.....	21
2.1	GERAÇÃO, TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	21
2.2	A ORGANIZAÇÃO INDUSTRIAL DO SETOR E OS PRINCIPAIS PLAYERS DO SETOR ELÉTRICO NACIONAL.....	23
2.3	A EPE E O PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO.....	27
2.4	AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO E LEILÕES DE ENERGIA ELÉTRICA	32
2.5	O PROINFA	36
2.6	A GERAÇÃO EÓLICA	38
3	A EMPRESA	47
4	REVISÃO CONCEITUAL	51
4.1	PERÍODO DE PAYBACK.....	51
4.2	VPL (VALOR PRESENTE LÍQUIDO).....	53
4.3	TIR (TAXA INTERNA DE RETORNO).....	55
4.4	CUSTO DO CAPITAL PRÓPRIO	57
4.5	MÉDIA PONDERADA DO CUSTO DE CAPITAL	60
4.6	FLUXO DE CAIXA LIVRE PARA O ACIONISTA.....	61
4.7	FLUXO DE CAIXA LIVRE PARA A EMPRESA.....	62
5	ESTUDO DE CASO	64
5.1	SEGUNDO LEILÃO DE ENERGIA DE RESERVA: PARTICIPANTES E PROJETOS VENCEDORES	64
5.2	MODELO DE ANÁLISE	69
5.3	ANÁLISE DOS RESULTADOS	78
5.4	ANÁLISES DE SENSIBILIDADE	83
6	CONCLUSÕES	91
7	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	92
8	APÊNDICE	95

1 INTRODUÇÃO

Apesar de a indústria elétrica possuir uma história relativamente recente – a primeira central elétrica pública européia, por exemplo, foi criada somente em 1881 pelos irmãos Siemens – o incrível avanço tecnológico pelo qual a humanidade passou desde então nos trouxe a uma realidade onde é simplesmente impossível e inimaginável a vida sem o uso da eletricidade. Tão óbvia é sua importância e presença no cotidiano das pessoas e no funcionamento da sociedade moderna que a tentativa de justificá-la torna-se quase banal.

A disponibilidade desse recurso pode ser vista como fundamental para o crescimento econômico de qualquer país. Conforme este cresce, também aumenta a sua demanda pela energia elétrica, de tal modo que a capacidade de oferta desse recurso deve estar em constante expansão, para que ele não seja um fator de limitação ao crescimento econômico do país.

Historicamente, o Brasil tem adotado duas opções principais para a expansão de sua capacidade de geração: grandes usinas hidrelétricas e usinas termoelétricas. Dados de 2009 levantados pelo BofA Merrill Lynch Global Research indicam que, aproximadamente, 75% de nossa matriz energética é composta de usinas hidrelétricas enquanto que quase todo o percentual restante corresponde à usinas termoelétricas.

Nesses últimos anos, a adoção de novas fontes de geração de energia tem acontecido de forma complementar as duas previamente mencionadas. A implantação de pequenas centrais hidrelétricas (PCH's) e usinas eólicas são dois exemplos disso.

Obviamente, cada fonte de geração de energia possui suas vantagens e desvantagens quando comparada com as demais. Os principais critérios de comparação entre elas são: custo econômico (quanto mais cara a implantação e operação da usina, maior o impacto no custo da tarifa de energia elétrica para o consumidor final), impacto ambiental provocado por sua implantação e operação e contribuição para o aumento da confiabilidade do sistema elétrico nacional.

O presente trabalho analisa, sob a óptica econômica, uma dessas possíveis opções: a geração eólica. Sua grande vantagem é conhecida: ela utiliza uma fonte renovável de energia e

provoca impacto ambiental limitado. Assim, o foco do presente estudo concentra-se em analisar a viabilidade desse tipo de empreendimento, sob o ponto de vista econômico. Para isso, o desempenho da empresa Renova Energia S.A. no Segundo Leilão de Energia de Reserva (primeiro leilão dedicado exclusivamente à geração eólica), realizado em dezembro de 2009, é utilizado como estudo de caso.

1.1 O TRABALHO E A ENGENHARIA DE PRODUÇÃO

Esse trabalho está diretamente ligado ao curso de Engenharia de Produção. Ao longo da elaboração do mesmo, o autor pode compreender e verificar como o curso foi fundamental para a sua plena execução.

Há matérias estudadas na Escola que relacionam-se diretamente com o que foi desenvolvido nesse trabalho. O modelo de análise desenvolvido para o estudo de caso apresentado no capítulo 5 demandou conhecimentos vistos na matéria de “Contabilidade e Custos”, por exemplo, onde conceitos e noções iniciais relacionadas à leitura de balanços e estrutura de custos das empresas foram abordados.

O conteúdo visto em “Engenharia Econômica e Finanças”, sem dúvida, foi muito importante também. O uso da matemática financeira, a elaboração de fluxos de caixa e o uso de ferramentas para análise de rentabilidade de projetos estão presentes em todas as análises realizadas no estudo de caso do trabalho e foram vistas pelo aluno, primeiramente, durante o curso acima mencionado.

Há, ainda, diversas outras ferramentas vistas ao longo do curso que foram importantes para a elaboração desse Trabalho de Formatura. O referencial teórico apresentado no capítulo 4 aborda, por exemplo, o método do CAPM, cuja compreensão depende de conhecimentos básicos que o aluno teve a oportunidade de aprender nos cursos de Estatística I e Estatística II.

Enfim, são diversas as ferramentas, conceitos, formas de análise e referencial teórico vistos ao longo do curso que permitiram que esse trabalho fosse realizado de forma plena e satisfatória pelo aluno.

Quando da realização desse trabalho, o aluno trabalhava no banco norte-americano Bank of America Merrill Lynch, como estagiário da equipe responsável pelo acompanhamento e análise de ações das empresas dos setores de eletricidade e saneamento básico da América Latina. Esse, inclusive, foi um dos motivos que contribuiu para a escolha do tema, que permitiu ao aluno aliar todas as pesquisas e estudos necessários para o desenvolvimento desse trabalho com o aprofundamento em conhecimentos que, de alguma forma, poderiam ser úteis também no estágio. Além disso, a atualidade do tema escolhido e a falta de outros trabalhos acadêmicos abordando o assunto também tiveram grande influência na decisão do tema pelo aluno.

1.2 OBJETIVO DO TRABALHO

O presente trabalho tem como objetivo analisar e discutir a viabilidade econômico-financeira de empreendimentos eólicos no país, entendendo quais são as principais variáveis que influenciam na sua rentabilidade final. Além disso, pretende-se apresentar uma descrição atual dos principais aspectos do setor elétrico brasileiro, dando enfoque aos elementos mais importantes para a compreensão do estudo de caso proposto.

Para a realização das análises desejadas, pretende-se utilizar ferramentas de análise de projetos, especialmente a TIR (Taxa Interna de Retorno), bem como realizar inúmeras análises de sensibilidade que permitam um entendimento mais profundo de quais são as principais variáveis que determinam a viabilidade econômico-financeira de um projeto de geração eólica no país.

1.3 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

O presente trabalho está organizado da seguinte forma:

O capítulo 1 é um capítulo introdutório, que apresenta uma visão inicial do assunto tratado no trabalho, bem como sua relação com o curso de Engenharia de Produção, as motivações para sua escolha e objetivos do estudo.

O capítulo 2 introduz o leitor ao setor de energia elétrica nacional. Nele, são apresentados conceitos iniciais sobre o funcionamento e organização do setor, perspectivas de crescimento para o setor de geração no Brasil, bem como outras informações relevantes para a compreensão do estudo de caso proposto posteriormente.

O capítulo 3 apresenta uma descrição da Renova Energia, empresa cujos projetos são o foco do estudo de caso proposto no trabalho. São apresentados um breve histórico da empresa, suas principais estratégias e dados operacionais relevantes.

No capítulo 4 é realizada uma revisão conceitual, cujo objetivo é abordar todos os conceitos e teorias sem os quais não é possível a realização e entendimento completo do estudo de caso do trabalho.

O capítulo 5 apresenta o estudo de caso em questão, onde são apresentados uma descrição do Segundo Leilão de Energia de Reserva, o desempenho da Renova Energia no leilão e uma análise financeira de seus projetos vencedores.

Finalmente, o capítulo 6 apresenta as principais conclusões extraídas do estudo elaborado, com enfoque para as análises realizadas no capítulo imediatamente anterior.

O Apêndice encontra-se após o capítulo 6 e contém informações relevantes apresentadas através de gráficos e figuras, que não foram incluídos em nenhum dos capítulos anteriores.

2 O SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA

2.1 GERAÇÃO, TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Uma das características mais importantes e, talvez, única do setor elétrico, é o fato de que o bem por ele produzido não é estocável. A eletricidade é produzida e consumida simultaneamente, resultando em um exemplo excelente de um sistema de produção *just in time*.

Entre sua geração e consumo, porém, há outras duas etapas intermediárias (transmissão e distribuição da energia), das quais depende o pleno funcionamento do sistema elétrico. Dessa simultaneidade entre produção e consumo resulta a grande interdependência existente entre essas diversas etapas de tal modo que eventuais problemas em qualquer uma delas (geração, transmissão ou distribuição da energia elétrica) comprometem o pleno funcionamento do sistema elétrico como um todo. Essa característica justifica a necessidade de um planejamento integrado para o mesmo, de modo a garantir a confiabilidade necessária para o sistema.

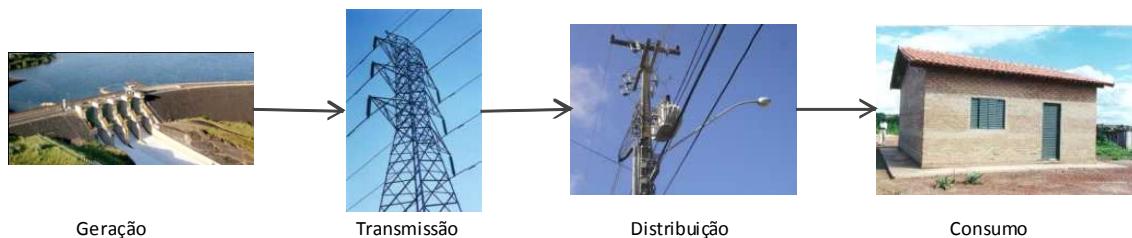


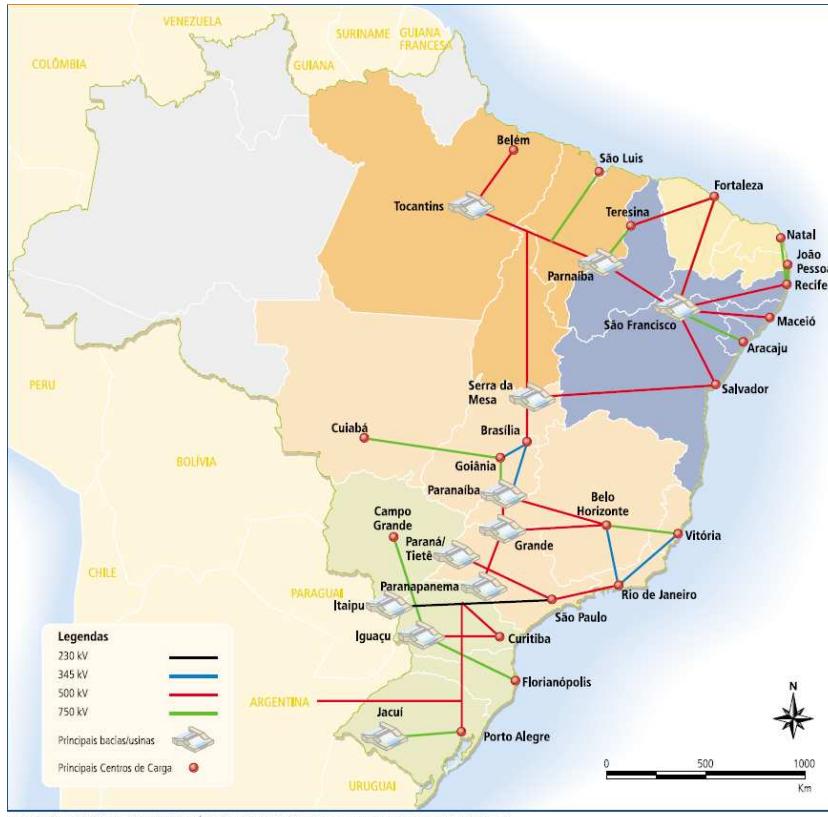
Figura 1: O caminho percorrido pela eletricidade desde a geração até o seu consumo.

Fonte: Elaboração do autor.

Para o processo de geração, há diversas tecnologias diferentes que podem ser empregadas com esse fim. Existem hoje usinas hidrelétricas, termoelétricas, eólicas, solares, entre outras. Comum a todas elas está o princípio básico utilizado na geração de eletricidade, que consiste no uso de um dispositivo denominado gerador elétrico para converter energia mecânica em energia elétrica. Dessa forma, a principal diferença entre as diversas tecnologias diz respeito ao método utilizado na obtenção da energia mecânica utilizada no processo e não na produção da energia elétrica em si.

Apesar da predominância da usina termoelétrica, que responde pela maior parte da energia elétrica produzida hoje no mundo, é a usina hidrelétrica que predomina no Brasil. De acordo com dados do BofA Merrill Lynch Global Research, em 2009, quase 75% da capacidade instalada nacional (que totalizava 113,546 MW de potência) era composta por hidrelétricas e, pouco menos de 25%, por termoelétricas. Uma parcela muito pouco representativa era composta de usinas eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e outras formas de geração. A predominância das hidrelétricas pode ser explicada, em grande parte, pelas próprias características do país, que possui inúmeras bacias hidrográficas e rios que conferem ao país imenso potencial hidrelétrico para ser aproveitado na geração de eletricidade. O mesmo não ocorre na grande maioria dos países que, pelo menos até o presente momento, tem adotado a geração termoelétrica como principal alternativa.

Com relação à etapa de transmissão da energia desde o ponto de geração até os centros de consumo, essa é feita através da chamada Rede Básica, que é composta por redes de alta tensão (acima de 230 kv) espalhadas pelo território nacional. Dadas as dimensões continentais do país e a grande distância existente entre os principais centros de geração e consumo, a extensão dessa rede é assombrosa, totalizando 94.312 km, o que equivale a aproximadamente cinco vezes a distância entre as cidades do Rio de Janeiro e de Tóquio. A figura 2 abaixo apresenta um mapa ilustrativo do Brasil, com a localização das principais usinas e centros de consumo. Pode-se notar como a rede de transmissão extende-se por grande parte do território nacional, como já mencionado.



Fonte: OPERADOR NACIONAL DOS SISTEMAS ELÉTRICOS – ONS, 2003. Disponível em: www.ons.br/ons/sin/index.htm (adaptado).

Figura 2 – Principais centros de geração e consumo de energia elétrica e a rede de transmissão do país.

Fonte: Atlas de Energia Elétrica do Brasil.

Uma vez que a energia elétrica chega aos centros de consumo, cabe as empresas distribuidoras fazer com que ela seja levada até os consumidores finais, sejam eles residências, estabelecimentos comerciais ou grandes indústrias. Esse serviço é prestado por empresas concessionárias (como é o caso da AES Eletropaulo na cidade de São Paulo, por exemplo) que distribuem a energia através de cabos de baixa tensão (com menos de 230 kv), espalhados pelas ruas e avenidas das cidades brasileiras.

2.2 A ORGANIZAÇÃO INDUSTRIAL DO SETOR E OS PRINCIPAIS PLAYERS DO SETOR ELÉTRICO NACIONAL

Anteriormente, mencionou-se a estrutura sistêmica que compõe o setor elétrico e as relações de interdependência entre as atividades de geração, transmissão e distribuição da energia. De acordo com Pinto Junior (2007), essa característica, aliada aos grandes investimentos que o setor elétrico demanda e o longo prazo de maturação dos mesmos “explicam a importância da

coordenação dos diferentes operadores do sistema elétrico a fim de reduzir custos e garantir a estabilidade e a confiabilidade do sistema”. Como consequência, o autor argumenta que essa característica “legitimou, na segunda metade do século XX, a formação de um modo de organização industrial particular, estruturado por empresas integradas verticalmente e operando em regime de monopólio”.

No caso brasileiro, nunca houve uma única empresa monopolista e verticalizada, mas, ao longo da evolução do setor no país, essa estrutura podia ser identificada nas três grandes categorias em que as empresas concessionárias podiam ser divididas:

1. As supridoras regionais de energia (subsidiárias da Eletrobrás), responsáveis pela operação das grandes usinas hidrelétricas do país e da malha básica do sistema de transmissão, cada qual responsável por uma região do país;
2. Concessionárias verticalizadas, responsáveis pela produção, transmissão e distribuição de energia elétrica, a exemplo da Cemig no estado de Minas Gerais e da Copel no estado do Paraná.
3. Empresas atuantes apenas no segmento de distribuição.

Conforme comenta Pinto Junior, o período pós-Segunda Guerra Mundial observou, no mundo todo, um ritmo forte de crescimento na demanda por energia e na expansão dos sistemas elétricos. Na década de 70, contudo, surgiram os primeiros questionamentos sobre a eficiência do modo de organização industrial do setor, sendo a ineficiência do Estado como gestor e operador do sistema elétrico e a condição de monopólio das empresas as duas principais críticas.

Gradualmente, o setor elétrico passou por reformas em todo o mundo. Apesar das particularidades desse processo em cada país, Pinto Junior elenca medidas comuns adotadas pela maioria:

1. Desverticalização da cadeia produtiva;
2. Fim dos monopólios com a introdução da concorrência;

3. Privatização das empresas públicas;
4. Criação de novos mecanismos de regulação e órgãos reguladores.

O Brasil também experimentou esse processo de reforma, que, gradualmente, conduziu o setor elétrico a sua configuração atual. É interessante como a análise dos principais players atuantes hoje no país permite, de forma clara, a identificação dessas questões colocadas por Pinto Junior.

Abaixo, são apresentadas tabelas com a lista das maiores empresas de geração (em termos de capacidade instalada), distribuição (de acordo com o número de clientes atendidos) e transmissão (de acordo com a extensão da rede), respectivamente.

Empresa	Capacidade instalada (MW)	Market Share
Eletrobrás	39.786	35,0%
Cesp	7.456	6,6%
Cemig	6.754	5,9%
Tractebel	6.432	5,7%
Petrobrás	5.780	5,1%
Copel	5.159	4,5%
AES Tietê	2.651	2,3%
Duke	2.237	2,0%
CPFL	1.738	1,5%
Energias do Brasil	1.489	1,3%
Outros	34.065	30,0%
Total	113.547	100,0%

Tabela 1: Principais empresas geradoras do país.

Fonte: BofA Merrill Lynch

Empresa	Market Share
CPFL Energia	12,7%
AES Eletropaulo	11,7%
Cemig	9,4%
Neoenergia	8,9%
Copel	6,8%
Light	6,3%
Endesa Brasil	5,4%
Celesc	5,1%
Energias do Brasil	4,5%
Grupo Rede	4,1%
Eletrobrás	3,8%
Elektro	3,8%
Outros	17,5%

Tabela 2: Principais empresas distribuidoras do país.

Fonte: BofA Merrill Lynch

Empresa	Linhas de transmissão (km)	Market Share
Eletrobrás	52.104	55,2%
Cemig	9.894	10,5%
CTEEP	8.535	9,0%
Plena	5.688	6,0%
CEEE	4.877	5,2%
Copel	1.775	1,9%
Outras	11.439	12,1%
Total	94.312	100,0%

Tabela 3: Principais empresas de transmissão do país.

Fonte: BofA Merrill Lynch

A constatação do número elevado de diferentes agentes atuando no setor e suas participações relativas indicadas nas tabelas acima indicam a inexistência de uma empresa monopolista e, portanto, o caráter competitivo do mesmo.

Com relação à verticalização das empresas, há, hoje, vários agentes que atuam em somente um dos três segmentos da cadeia (caso da Tractebel, quarta maior geradora do país, da Neoenergia, quarta maior distribuidora e da CTEEP, terceira maior transmissora do país), de modo que a integração vertical não corresponde a uma estratégia comum de todas elas.

Finalmente, diversas dessas empresas são de controle privado, tanto por serem fruto de processos de privatização (a exemplo da distribuidora AES Eletropaulo, hoje controlada pelo grupo norte-americano AES, após a sua venda por parte do governo do Estado de São Paulo) como por serem subsidiárias de grandes grupos internacionais que decidiram iniciar operações no país (caso da Tractebel, veículo de geração da gigante francesa GDF Suez no país).

Vale notar, contudo, que a presença do Estado ainda é muito forte no setor. Somente a Eletrobrás, cujo controle pertence ao governo federal, possui 35% e 55% de market share nos setores de geração e transmissão, respectivamente. Levando-se em conta as demais estatais (Cesp, Cemig, Petrobras, Copel, entre outras), a presença do Estado aumenta para 79% e 83%, de modo que ele ainda é o principal agente do setor. A iniciativa privada predomina apenas no setor de distribuição (68% de participação).

Com relação à presença das empresas em todas as etapas da cadeia produtiva, a verticalização continua a existir. Eletrobrás, Cemig e Copel, por exemplo, atuam nos três segmentos do setor elétrico, possuindo participação relevante em todos eles.

A criação de novos mecanismos de regulação e órgãos reguladores (última questão levantada por Pinto Júnior), também ocorreu no país. Esse processo conduziu o Brasil a uma estrutura que conta hoje com diversos órgãos e instituições, responsáveis pela regulação, operação e planejamento do setor. Merecem destaque a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), o ONS (Operador Nacional do Sistema), a CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), a EPE (Empresa de Pesquisa Energética), entre outros.

2.3 A EPE E O PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO

Mencionou-se anteriormente que a energia elétrica não é um bem estocável, de modo que sua produção e consumo acontecem de forma simultânea. Desse fato, decorrem duas outras características importantes do setor elétrico: a necessidade de previsão e antecipação da demanda e a necessidade de um superdimensionamento do sistema, dadas as oscilações naturais de seu consumo, que apresenta picos e vales.

É nesse contexto que a EPE (Empresa de Pesquisa Energética) se insere.

Ela é uma empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, que foi criada em 16 de agosto de 2004 e tem como finalidade “prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras”.¹

Nota-se, pelo exposto acima, que a empresa possui diversas atribuições, prestando serviços para o setor energético como um todo e, especificamente, para o setor elétrico.

Uma análise dos diferentes estudos disponibilizados pela empresa em seu website permite um entendimento mais profundo de como o planejamento para o setor é feito. São particularmente interessantes os estudos de projeção da demanda nacional por energia elétrica.

Uma variável que tem grande correlação com o comportamento do consumo de energia elétrica no país e que, portanto, é muito utilizada pela empresa em seus estudos de projeções de demanda para o setor é o PIB nacional. A relação entre a variação na demanda e o seu crescimento recebe o nome técnico de elasticidade-renda da demanda de eletricidade. Uma elasticidade-renda alta indica que uma pequena variação no PIB provoca uma grande variação

¹ Extraído do art 2º da Lei 10.847 de 15 de março de 2004

na demanda por eletricidade. Por outro lado, uma elasticidade-renda pequena indica que a variação na demanda acompanha de forma muito próxima a variação do PIB do país.

Em países desenvolvidos essa elasticidade é muito próxima a um enquanto que em países menos desenvolvidos esse valor é maior.

Conforme um país caminha em direção ao desenvolvimento, sua elasticidade-renda tende a diminuir de valor e convergir para a unidade. Esse fenômeno pode ser explicado, principalmente, por ganhos de produtividade na economia do país, ou seja, pela capacidade que ele adquire em produzir mais utilizando menos energia.

No caso brasileiro, a elasticidade-renda é, historicamente, alta. O gráfico abaixo mostra sua evolução desde 1970 até o ano 2000, utilizando a taxa média do crescimento do PIB brasileiro e do consumo de energia elétrica para um período de cinco anos. A elasticidade-renda é calculada facilmente pela relação entre o crescimento do consumo de energia e o crescimento do PIB.

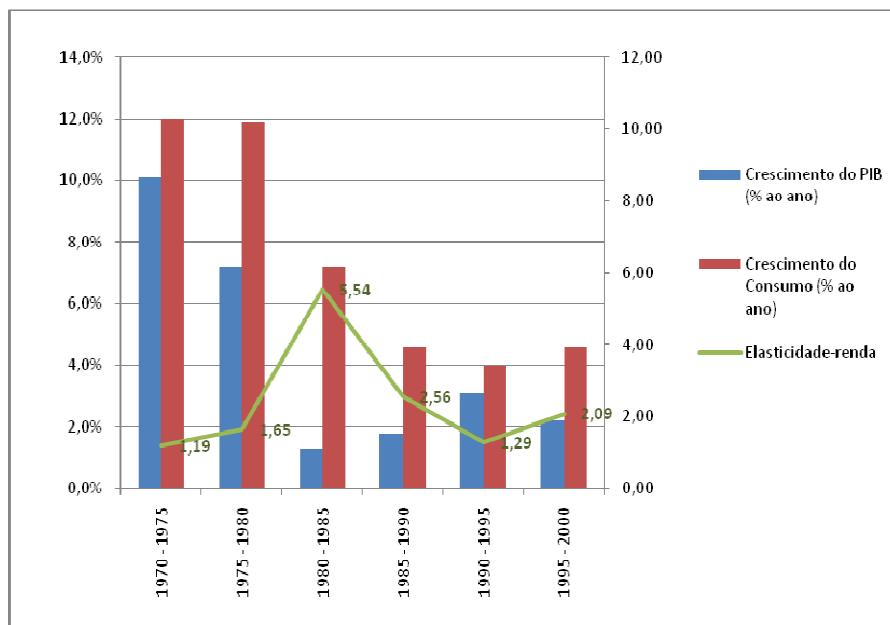


Gráfico 1: Histórico da elasticidade-renda no Brasil.

Fonte: Elaboração do autor, EPE.

Apesar dos valores historicamente altos, observa-se uma mudança brusca no valor da elasticidade-renda para o período compreendido entre os anos 2000 e 2005. Conforme

comentado no documento “Projeções de Demanda de Energia Elétrica – PDE 2008-2017 (Sumário Executivo)” elaborado pela EPE, a elasticidade-renda para o período foi de 1,03, indicando uma sensível diminuição.

Ao analisar as causas dessa diminuição, o documento afirma que possíveis mudanças estruturais estão em curso na economia brasileira, impactando na demanda futura de energia, e traz três questões principais que ajudam a explicar essa mudança. A primeira delas, chamada de efeito estrutura, diz respeito ao crescimento mais rápido da produção de produtos que possuem intensidade elétrica menor (ou seja, que demandam menos energia para serem produzidos). O segundo efeito é o efeito conteúdo, explicado da seguinte forma:

[...] está diretamente relacionado ao aumento da eficiência no uso final da energia. Menor consumo específico significa objetivamente menor consumo de energia para uma mesma produção. De acordo com dados do Balanço Energético Nacional, editado anualmente pela EPE, diversos setores industriais experimentaram redução no seu consumo específico de energia elétrica, entre os quais se destacam o setor de cimento, de papel e celulose e de não ferrosos. (EPE – Projeções de Demanda de Energia Elétrica – PDE 2008-2017 (Sumário Executivo), p. 5)

Finalmente, há uma terceira questão, relacionada a um aumento na contribuição para o crescimento do PIB brasileiro do consumo interno de sua população e uma diminuição da contribuição das exportações, que diminuem a pressão na demanda de energia elétrica, como explicado a seguir:

No passado recente, antes do atual período de crescimento que se iniciou em 2003, o crescimento da economia se apoiava fortemente nas exportações e, nelas, havia naturalmente uma energia intrinsecamente incorporada. Agora, o crescimento se explica pelo aumento do consumo das famílias, o qual, em parte tem sido atendido com importações (e nelas há também uma energia intrinsecamente incorporada, só que, agora, aliviando pressão sobre a demanda doméstica de energia). Apenas como exemplo, tome-se o ano 2000, o último, antes da atual fase, em que houve maior crescimento da economia. A evolução do PIB entre o 4º trimestre de 1999 e o 3º trimestre de 2000 acumulou crescimento de 4,6% no período, o que indica uma taxa média de crescimento trimestral de 1,13% (trimestre contra trimestre anterior). Entre o 4º trimestre de 2006 e o 3º trimestre de 2007, a expansão acumulada do PIB foi de 5,6%, taxa média trimestral de 1,37%, portanto numericamente comparáveis. Esse indicador agregado de crescimento poderia fazer supor que agora, em 2008, a economia do país provoque a mesma pressão (ou até maior) sobre a demanda de energia elétrica que se sentiu em 2001, quando

houve inclusive racionamento. Isso, contudo, não ocorre. (EPE – Projeções de Demanda de Energia Elétrica – PDE 2008-2017 (Sumário Executivo), p. 5-6)

Assim, essas três questões são apontadas como principais fatores que explicam a redução da variável elasticidade-renda do Brasil.

Para a obtenção da elasticidade-renda futura do país, o documento “Projeções da Demanda de Energia Elétrica – PDE 2008 – 2017” apresenta as quatro principais premissas adotadas pela EPE nesse estudo:

1. Crescimento econômico brasileiro de 5% ao ano para os próximos dez anos;
2. Crescimento demográfico de 20 milhões de pessoas em dez anos;
3. Premissas para o setor industrial, relacionadas principalmente à evolução de sua capacidade instalada;
4. Crescimento da auto-produção² de energia elétrica.

A partir dessas premissas, o estudo obtém uma elasticidade-renda resultante de 1,1, ou seja, projeta-se um crescimento médio anual de 5,5% na demanda. Assim, sabendo que o consumo total do país foi de 412,6 TWh em 2007, projeta-se para 2017 um consumo de 706,4 TWh. Assumindo que 14,5% dessa demanda será suprida através da autoprodução (hipótese adotada pela EPE), toda a demanda restante (604 TWh) deve ser suprida pelo sistema elétrico nacional.

Com esses dados, é possível definir a necessidade de geração de energia elétrica do país e, portanto, a expansão necessária à nossa capacidade de geração instalada. Por fim, o estudo da

² *Autoprodutor de Energia Elétrica*: sua concessão ou autorização lhe permite produzir energia elétrica para seu uso exclusivo.

EPE conclui que, para o período de 2007-2012, nossa capacidade de geração instalada deve crescer entre 3500 MW e 4800 MW e para o período 2012-2017 entre 4000 MW e 5200 MW.

Essa necessidade de expansão é dada através de intervalos, pois são considerados no estudo dois cenários extremos de expansão. O primeiro (correspondente ao valor mínimo dos intervalos apresentados) assume que ela ocorrerá somente via usinas termelétricas, que possuem alto fator de capacidade, e o segundo cenário considera uma expansão apenas através de usinas hidrelétricas, cujo fator de capacidade é bem menor quando comparado ao das termoelétricas. O mais provável, contudo, é uma expansão através de um mix entre as diferentes tecnologias disponíveis de geração, como vem acontecendo historicamente.

A necessidade de expansão da capacidade para o período 2008-2017 mencionada acima é significativa. Apenas para efeito de análise, considerando o cenário de expansão via hidrelétricas somente, seria necessária a construção de 50.000 MW em um período de dez anos, o que equivale a mais de 3,5 vezes a capacidade instalada da usina hidrelétrica de Itaipu, que é a segunda maior do mundo.

É nesse contexto de grande necessidade de expansão de nosso parque gerador que as empresas de geração de energia elétrica estão inseridas atualmente. Ele representa, sem dúvida, uma grande oportunidade para a implementação de novos projetos e crescimento futuro dessas empresas.

Uma última análise que também se revela interessante diz respeito a evolução histórica que o consumo nacional de energia elétrica tem apresentado nos últimos anos. O gráfico abaixo mostra, ano a ano, o consumo anual de energia elétrica no país em GWh e reforça como a demanda nacional por energia elétrica tem apresentado ritmo de crescimento fortíssimo, que, nos últimos 15 anos, já é de 60%. Vale notar também dois momentos de queda repentina do consumo nacional: em 2001, quando o país enfrentou uma grave crise energética (conhecida até os dias de hoje como “apagão”) e em 2008, ano em que a última grande crise econômica mundial teve início.

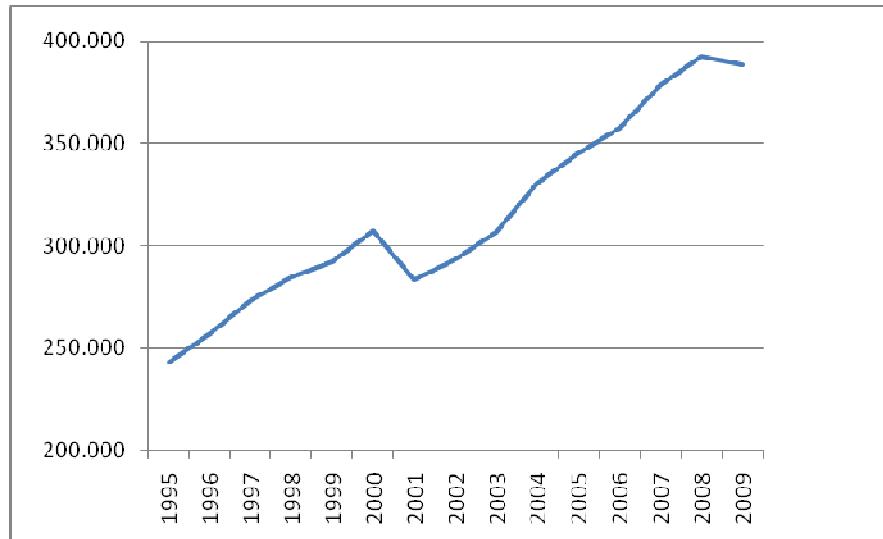


Gráfico 2 - Evolução do consumo anual de eletricidade no Brasil.

Fonte: Elaboração do autor, EPE.

Uma vez apresentado o papel da EPE e discutida a necessidade de expansão da capacidade de geração do país, esse trabalho prossegue com uma explicação de como a energia elétrica é efetivamente comercializada no setor elétrico brasileiro.

2.4 AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO E LEILÕES DE ENERGIA ELÉTRICA

O setor de energia elétrica brasileiro conta com dois ambientes distintos de contratação de energia. Ambos foram criados em 2004, com a promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, que reestruturou e modernizou o setor.

Esses dois ambientes são denominados Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL).

O primeiro, como o próprio nome sugere, trata-se de um mercado mais regulado. Nele, participam apenas as empresas geradoras e distribuidoras de energia elétrica e as primeiras tentam vender sua energia de modo a atender às necessidades das distribuidoras, que informam previamente à CCEE a quantidade de energia que precisam contratar.

A venda da energia é feita através de leilões organizados pela CCEE e o critério para determinação dos vencedores é o de menor preço ofertado (o leilão realizado é do tipo reverso), determinado pela relação R\$/MWh. Esse critério é interessante pois estimula a competição entre as empresas geradoras, que devem ser capazes de fornecer sua energia por um preço competitivo – caso contrário, é pouco provável que obtenham sucesso nos leilões - e, pelo modo como o sistema elétrico brasileiro é atualmente organizado, quanto menor é o custo da energia elétrica vendida nos leilões, menor é a tarifa de energia final paga pelos consumidores³. Isso porque os custos com compra de energia elétrica incorridos pelas empresas distribuidoras são 100% repassados à tarifa final de energia.

Nesse tipo de leilão, as empresas distribuidoras atuam de forma passiva, como um único comprador, assinando contratos bilaterais com todos os geradores vencedores, de acordo com suas necessidades energéticas previamente transmitidas à CCEE.

Os leilões acima mencionados podem ser de três tipos:

- (A-5);
- (A-3);
- (A-1);

onde A significa o ano em que a energia vendida começa a ser entregue pelo gerador ao distribuidor.

Assim, se em 2010, por exemplo, são realizados os três tipos de leilões, então a energia vendida no leilão (A-1) deve ser entregue a partir de 2011, a energia vendida no leilão (A-3) a partir de 2013 e a energia vendida no leilão (A-5) a partir de 2015.

Vale ressaltar que no leilão (A-1) é vendida energia de empreendimentos de geração já existentes (essa energia é denominada energia velha) enquanto que nos leilões (A-3) e (A-5) a energia vendida é chamada de energia nova uma vez que novos empreendimentos de geração

³ Nesse caso, os consumidores em questão são denominados consumidores cativos, que não tem a possibilidade de escolher sua empresa de distribuição. O consumidor cativo está submetido a uma tarifa de energia regulada, determinada pela ANEEL e paga para sua empresa de distribuição, e ele tem disponibilidade ilimitada de energia. O melhor exemplo desse tipo de consumidor são os consumidores residenciais. No caso da cidade de São Paulo, por exemplo, todas as residências são atendidas pela distribuidora de energia AES Eletropaulo, que é a concessionária atuante na região.

são construídos a partir desses tipos de leilão. É, inclusive, por esse motivo que esses leilões são realizados com três e cinco anos de antecedência ao início da entrega, de modo que existe tempo hábil suficiente para a construção de tais empreendimentos.

Os contratos de venda de energia celebrados nos leilões (A-5) e (A-3) tem duração de 15 à 30 anos enquanto que os contratos celebrados em leilões (A-1) tem duração de 5 à 15 anos. Esse, inclusive, é um dos aspectos que mais atraem os agentes geradores para esse tipo de leilão, uma vez que é pouco provável que se consiga a negociação de contratos tão longos no ACL. Um outro tipo de leilão também realizado no ACR é o Leilão de Reserva, cujo objetivo é contratar energia para aumentar a confiabilidade do sistema elétrico nacional.

Essa confiabilidade é representada em termos de risco de racionamento para cada ano e esse risco é calculado a partir de cenários operativos do sistema simulados pelos órgãos reguladores. Historicamente, o risco adotado havia sido de 5%, ou seja, aceitava-se que, para cada 100 cenários simulados para o ano, cinco levavam a uma situação de racionamento.

Em 2008 esse percentual foi reduzido para cerca de 3% e, para evitar uma revisão de todos os contratos de energia previamente celebrados, determinou-se a criação dos leilões de reserva, que permitiriam a adequação do sistema elétrico nacional para esse novo nível de confiabilidade estabelecido através da contratação de novos empreendimentos.

Esse tipo de leilão é totalmente definido pelo órgão regulador, que determina o tipo de energia a ser contratada, a demanda total do leilão, entre outros aspectos.

Existem ainda outros leilões realizados no ACR: leilões de ajuste, leilões de energia alternativa, leilões de projetos estruturantes e leilões especiais.

Passando agora para o ACL, nele não existe a obrigatoriedade de que a comercialização de energia seja feita através de leilões. Ela pode ser negociada livremente entre comprador e vendedor, que combinam o preço e quantidade da energia negociada, bem como a duração do contrato.

Nesse ambiente, há três participantes principais: as empresas geradoras, empresas comercializadoras e os consumidores livres.

A figura do gerador já foi apresentada anteriormente.

As empresas comercializadoras são aquelas que compram energia para depois revendê-la aos consumidores livres por um preço maior e o consumidor livre é definido pela ANEEL como aquele que possui carga mínima de 3MW instalada em um único ponto (caso de consumidores industriais apenas) e opta por deixar a condição de consumidor cativo, podendo negociar livremente com agentes geradores e comercializadores. Apesar do consumidor livre não estar sujeito à tarifa cobrada pelas distribuidoras, elas recebem desse tipo de consumidor a TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição), que é uma remuneração referente ao uso de sua infra-estrutura de distribuição.

O *trade-off* que envolve a decisão de um consumidor optar por ser livre ou não é simples. Se, por um lado, a liberdade que ele possui para negociar sua energia diretamente com o agente gerador lhe permite conseguir tarifas melhores do que as pagas pelos consumidores cativos, a contrapartida é que ele passa a ter a preocupação e responsabilidade de contratar toda a energia necessária para a sua atividade, o que não ocorre com o consumidor cativo.

Um resumo dos dois ambientes de contratação é apresentado abaixo.

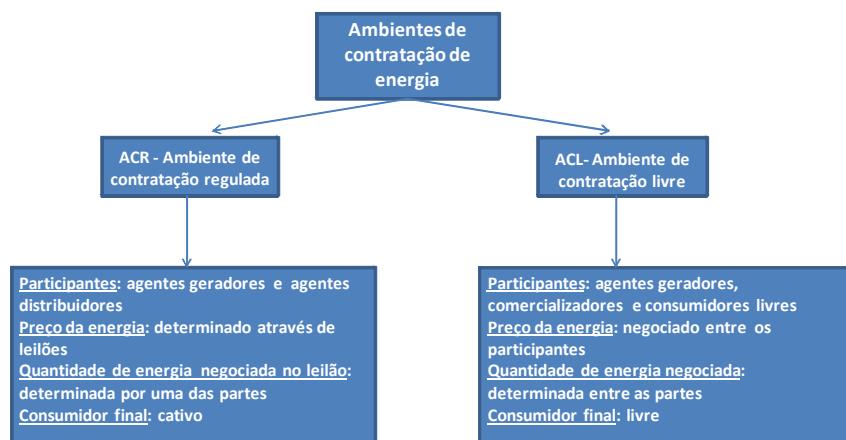


Figura 3: Resumo dos ambientes de contratação de energia.

Fonte: Elaboração do autor.

Uma característica muito importante dos contratos de venda de energia, sejam eles negociados no ACR ou no ACL, é a garantia de receita por parte dos agentes geradores. Isso porque, independentemente da quantidade de energia efetivamente gerada, o gerador receberá a receita determinada em seu contrato de venda. Assim, supondo que um gerador vendeu um

contrato de fornecimento de energia de, por exemplo, 100MWh anuais a um preço de R\$100,00/MWh por um período de 30 anos, ele já sabe previamente que terá, nesse período de 30 anos, uma receita de R\$300 mil (100MWh x R\$100/MWh x 30 anos) não importando a quantidade de energia que ele de fato venha a gerar no período.

Apesar das simplificações desse cálculo (não levou-se em conta o reajuste anual do preço de venda de energia pela inflação), ele revela umas das principais características do setor de geração brasileiro: a previsibilidade das receitas dos agentes geradores.

2.5 O PROINFA

O PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica) foi instituído pela Lei 10.438 de 26 de abril de 2002. Coube ao MME (Ministério de Minas e Energia) a definição das diretrizes e o planejamento do programa e a responsabilidade de agente executor foi deixada para a Eletrobrás, responsável pela celebração de todos os contratos de compra e venda de energia.

Como definido pelo próprio MME em sua página oficial na internet, o objetivo do programa é “aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos concebidos com base em fontes eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCH’s)”. Dessa forma, o programa propõe uma diversificação da matriz energética brasileira, hoje dependente quase que exclusivamente das fontes hidrelétricas e termelétricas, incentivando o desenvolvimento de tecnologias consideradas limpas e renováveis.

Ainda de acordo com o próprio ministério, o PROINFA tem como meta a implantação de 3.300 MW de capacidade, o que equivale a 3% da capacidade total instalada do país em 2009.

Com relação às tecnologias de geração contempladas pelo programa, não faz parte do escopo desse trabalho analisá-las com profundidade. De qualquer forma, vale uma brevíssima menção acerca de cada uma delas para esclarecimento do leitor. A fonte eólica – que será discutida mais adiante - é aquela que se aproveita da energia cinética dos ventos e, através da utilização de turbinas eólicas (aerogeradores), transforma-a em energia elétrica. Já a biomassa

utiliza matéria orgânica, que pode ser tanto de origem animal quanto vegetal, para a produção de energia. Como exemplo de materiais utilizados por essa tecnologia há o bagaço de cana-de-açúcar e resíduos de madeira. Finalmente, a última tecnologia de geração contemplada pelo PROINFA são as PCH's, cuja tecnologia empregada para geração é exatamente igual a das usinas hidrelétricas convencionais. A grande diferença entre elas, porém, diz respeito ao tamanho dos empreendimentos já que é considerada uma PCH somente a usina com capacidade de geração instalada máxima de 30 MW.

Como já mencionado, todas essas tecnologias utilizam fontes renováveis e limpas para a geração de energia elétrica, de modo que sua implementação possui impacto ambiental reduzido quando comparado ao de outras fontes, em especial hidrelétricas e termoelétricas.

De modo a viabilizar os projetos de geração que utilizam as tecnologias contempladas pelo PROINFA, o programa traz uma série de benefícios e incentivos econômicos. Dentre eles, destacam-se:

1. Garantia de contratação dos projetos pela Eletrobrás por um prazo de 20 anos (todos os custos incorridos pela empresa são posteriormente repassados aos consumidores finais);
2. Condições de financiamento especiais concedidas pelo BNDES, que pode financiar até 80% dos custos de construção das usinas inseridas no programa;
3. Desconto de 50% na TUST⁴;
4. Isenção do encargo de P&D⁵.

Outro aspecto importante do PROINFA é que ele proporciona aos consumidores com carga entre 500kV e 3MW a possibilidade de migração para o mercado livre, desde que adquiram

⁴ TUST significa Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão e é a tarifa paga pelas empresas geradoras, distribuidoras e consumidores livres às empresas de transmissão de energia pelo uso de sua rede.

⁵ P&D é um encargo do setor no qual geradores, transmissores e distribuidores devem investir anualmente pelo menos 1% de sua receita operacional líquida em programas de eficiência energética e estudos de pesquisa e desenvolvimento.

sua energia com geradores de energia incentivada. Nesses casos, esse consumidor é denominado Consumidor Especial.

A criação desse novo ator no mercado de energia brasileiro é particularmente interessante para geradores que adotem a estratégia de atuar no mercado de energia incentivada (a exemplo da Renova Energia S.A.) pois eles representam um nicho de mercado restrito (já que só geradores incentivados tem acesso) e com grande potencial de crescimento, dado que apenas uma parcela pequena dos consumidores que podem optar pela condição de Consumidor Incentivado o tem feito.

2.6 A GERAÇÃO EÓLICA

Conforme apresentado anteriormente, a geração eólica é uma das tecnologias contempladas pelo PROINFA. Por se tratar da tecnologia de geração que será analisada posteriormente no estudo de caso desse trabalho, a seguir, ela é explorada com mais profundidade. O objetivo dessa seção é introduzir o leitor não só a tecnologia de geração em si, mas também ao cenário atual de sua indústria tanto no Brasil quanto no mundo.

2.6.1 Princípio Físico

Como o próprio nome revela, a geração eólica é a geração de eletricidade a partir dos ventos, ou seja, é a conversão da energia cinética dos deslocamentos de ar em energia elétrica.

Essa conversão é feita através dos chamados aerogeradores (também conhecidos como turbinas eólicas), que conseguem captar parte da energia cinética do vento que atravessa o espaço varrido pelo rotor das turbinas. Conforme pode ser verificado na equação abaixo, a potência elétrica gerada pela turbina depende quadraticamente dessa variável.

$$P(\text{Watts}) = \frac{1}{2} \rho A_r v^3 C_p n$$

Equação 1: Potência elétrica de um aerogerador. Fonte: Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (2001)

Onde,

$$\begin{aligned}
 \rho &= \text{densidade do ar em kg/m}^3; \\
 A_r &= \pi \cdot D^2 / 4, \text{ em que } D \text{ é o diâmetro do rotor}; \\
 v &= \text{velocidade do vento}; \\
 C_p &= \text{coeficiente aerodinâmico de potência do rotor}; \\
 \eta &= \text{eficiência do conjunto gerador transmissão}.
 \end{aligned}$$

Ao absorver a energia do vento, o aerogerador provoca sua desaceleração à jusante do rotor, de modo que ele recupera sua velocidade anterior gradualmente, conforme se mistura com as demais massas de ar predominantes na atmosfera. Essa é a razão pela qual, nos parques eólicos, observa-se certa distância (da ordem de 10 vezes o diâmetro do rotor da turbina) entre uma turbina eólica e outra instalada a jusante, conforme pode ser observado na figura abaixo. Dada a relação cúbica entre a velocidade do escoamento e a potência da turbina eólica, a instalação de aerogeradores muito próximos uns dos outros comprometeria sensivelmente sua potência.



Figura 4: Parque eólico de Osório – RS.

Fonte: E-brigade (2010).

2.6.2 A geração eólica no mundo

Em nossa história mais recente, é sabido que já no século XIV a energia eólica era bastante utilizada na Holanda, principalmente para a moagem de grãos e bombeamento de água. Seu aproveitamento para a geração de energia elétrica, contudo, ocorreu bem mais tarde, de modo que os primeiros trabalhos nesse sentido foram realizados nos EUA somente em 1940.

Apesar desses trabalhos iniciais terem sido realizados na primeira metade do século passado, foi necessário que se passassem muitos anos para que o uso da energia eólica como fonte de geração de energia elétrica ganhasse importância.

Isso só foi acontecer na década de 1970, após a crise do petróleo, que impulsionou o interesse e investimentos de diferentes nações no setor com o intuito de desenvolver novas alternativas para suas necessidades energéticas. Essa atenção recebida foi muito importante para o desenvolvimento do setor de geração eólica mundial que, com investimentos suficientes, conseguiu transformar as pesquisas realizadas em aprimoramento e desenvolvimento tecnológico.

Hoje, passadas algumas décadas, o desenvolvimento tecnológico obtido é notável e as turbinas eólicas são um bom exemplo disso. Se, no início da década de 90, sua potência variava entre 100kW e 300kW, hoje, já existem turbinas com 4MW de potência.

Esse fato, aliado a uma produção da indústria eólica como um todo em escalas cada vez maiores, têm possibilitado uma redução constante no custo de geração, que é, obviamente, fator-chave para a expansão do setor como um todo.

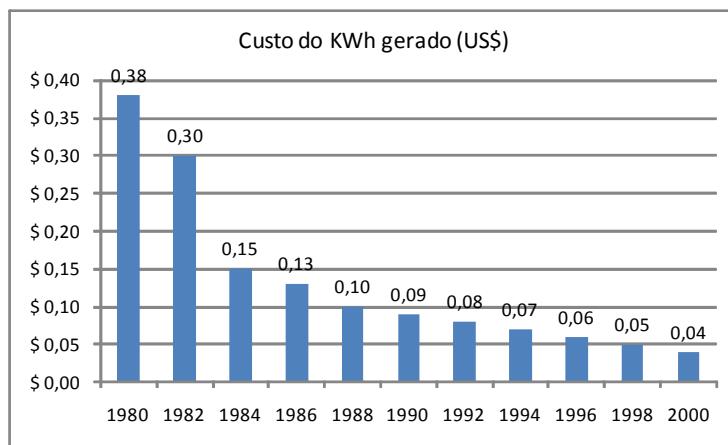


Gráfico 3: Evolução do custo do KWh gerado (US\$).

Fonte: Amêndola (2007).

Essa expansão pode ser verificada no gráfico abaixo. Dados extraídos do “Global Wind 2009 Report” mostram a evolução da capacidade eólica instalada mundial e revelam que, nos

últimos anos, ela tem crescido em ritmo muito forte, apresentando um crescimento anualizado médio de 28,5% nos últimos 13 anos.

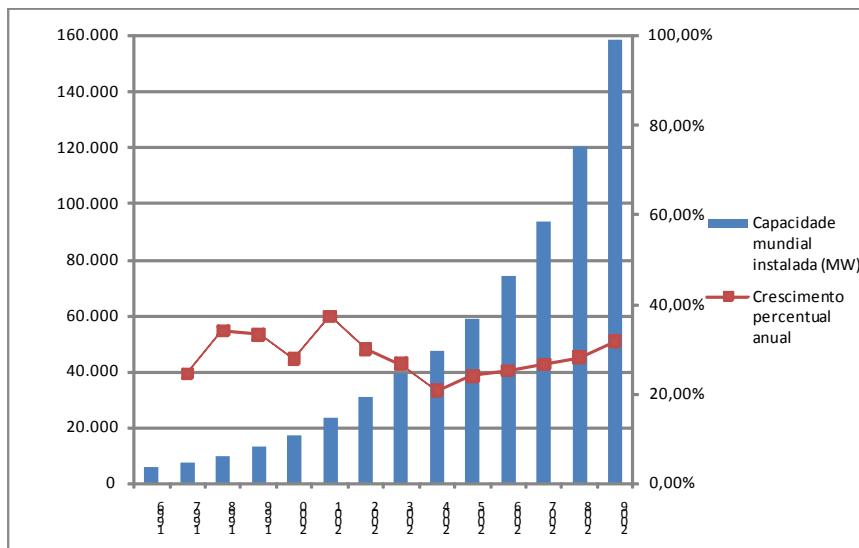


Gráfico 4: Evolução da capacidade de geração eólica mundial.

Fonte: Elaboração do autor, *Global Wind 2009 Report*.

Hoje, as regiões do mundo que mais contribuem para a expansão do setor de geração eólica são América do Norte, Europa e Ásia, e, de acordo com as projeções elaboradas pelo GWEC (*Global Wind Energy Council*) em seu relatório “*Global Wind 2009 Report*”, serão elas as responsáveis por quase 93% de toda a expansão na capacidade de geração instalada no mundo nos próximos cinco anos.

Analizando ainda dados referentes ao ano de 2009 disponíveis no mesmo relatório, chama atenção a participação de quatro países em especial na composição da capacidade de geração eólica instalada mundial. Como nota-se na tabela apresentada a seguir, somente Estados Unidos, China, Alemanha e Espanha, em conjunto, concentram quase 67% de toda ela.

País	Capacidade total instalada (MW)
Estados Unidos	35.064
China	25.805
Alemanha	25.777
Espanha	19.149
India	10.926
Itália	4.850
França	4.492
Reino Unido	4.051
Portugal	3.535
Dinamarca	3.456
Mundo	158.505

Tabela 4: Capacidade eólica instalada em diferentes países.

Fonte: Elaboração do autor, Global Wind 2009 Report.

2.6.3 A geração eólica no Brasil

Conforme apresentado no documento “Atlas do Potencial Eólico Brasileiro”, elaborado pela ANEEL em 2001, o Brasil possui um potencial eólico estimado em 143,5 GW⁶. Esse valor é muito significativo, principalmente levando-se em conta que hoje o país conta com aproximadamente 113 GW de capacidade instalada, considerando toda sua matriz energética. Apesar de que a expansão da capacidade instalada do país provavelmente continuará a ser liderada por empreendimentos hidroelétricos e termelétricos, esse potencial eólico disponível indica uma alternativa existente que, como apresentado a seguir, possui algumas características bastante positivas que favorecem a sua implementação.

Abaixo, há um mapa extraído do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro que mostra a velocidade média anual do vento no território brasileiro e, portanto, permite identificar as localidades com maior potencial para o aproveitamento de energia eólica.

⁶ Esse valor considera apenas regiões com velocidade do vento de, pelo menos, 7 m/s, a uma altura de 50m.

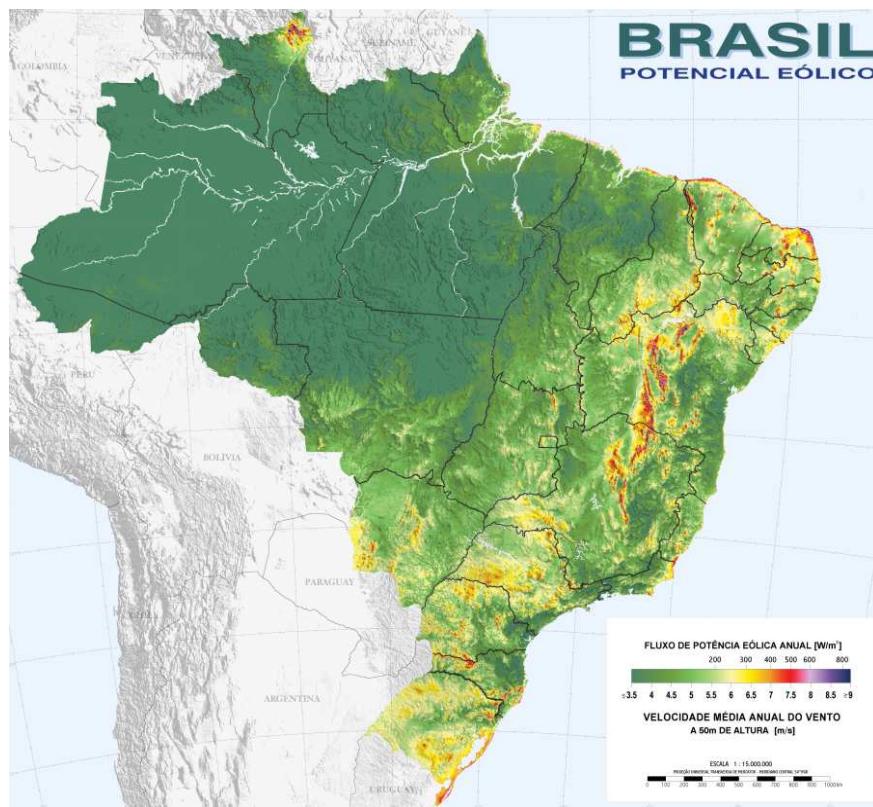


Figura 5: Velocidade média anual do vento no território brasileiro.

Fonte: Atlas do Potencial Eólico Brasileiro.

Nele, é possível notar como, principalmente, as regiões nordeste e sudeste do Brasil possuem condições de vento mais favoráveis, por apresentarem localidades com as mais altas velocidades médias do vento para o território nacional. De fato, o potencial eólico estimado para cada uma delas é de 75 GW e 29,7 GW ou 52% e 21% do potencial eólico total do país, respectivamente. Ainda, em ordem decrescente, seguem as regiões sul, norte e centro-oeste do país, com potenciais estimados de 22,8 GW, 12,8 GW e 3,1 GW, respectivamente. O Apêndice desse trabalho apresenta os mapas com as velocidades médias do vento para cada região brasileira, caso seja de interesse do leitor analisar as condições de cada região especificamente.

Um dos aspectos mais interessantes e positivos no aproveitamento da energia eólica para o caso brasileiro especificamente é a complementaridade que ela possui com o regime de chuvas no país. Em outras palavras, quando há chuva não há vento e quando há vento não há chuva.

Como o sistema de geração brasileiro atual é predominantemente hidrelétrico (aproximadamente 75% de toda a capacidade instalada), ele possui grande dependência dos regimes de chuva e das condições hidrológicas do país, de modo que condições hidrológicas muito desfavoráveis e não previstas pelos órgãos reguladores e operadores do sistema elétrico nacional podem acarretar em problemas sérios de abastecimento. É por essa razão, inclusive, que o país possui também usinas termelétricas, que conferem maior confiabilidade e segurança ao sistema elétrico nacional já que sua capacidade de geração independe da aleatoriedade da natureza. Nesse sentido, também a energia eólica pode ser utilizada para aumentar a confiabilidade do sistema, dada a complementaridade sazonal mencionada anteriormente.

A figura 6 permite visualizar de maneira clara essa sazonalidade, principalmente para o período de dezembro a fevereiro (chuvisco e sem ventos) e para o período de junho a agosto (sem chuvas e com maior intensidade de ventos).

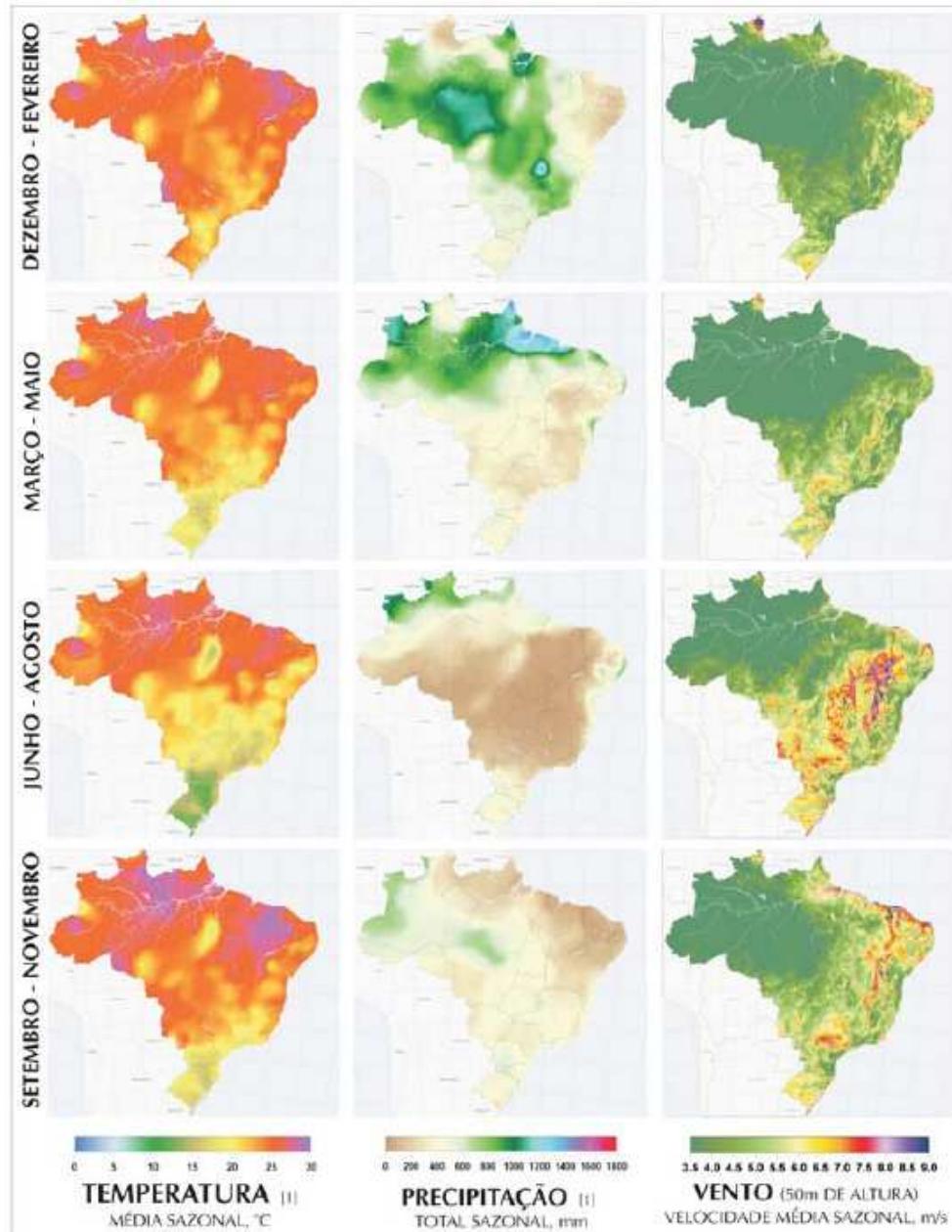


Figura 6: Temperatura, precipitação e vento no território brasileiro.

Fonte: Atlas do Potencial Eólico Brasileiro.

O gráfico 5 traz outro exemplo desse fenômeno. Ele compara a vazão do Rio São Francisco (onde estão instaladas grandes usinas hidrelétricas, como a usina de Xingó e a usina Paulo Afonso IV, que, somadas, tem capacidade de geração instalada de 5.624,4MW) com a velocidade do vento no litoral nordestino.

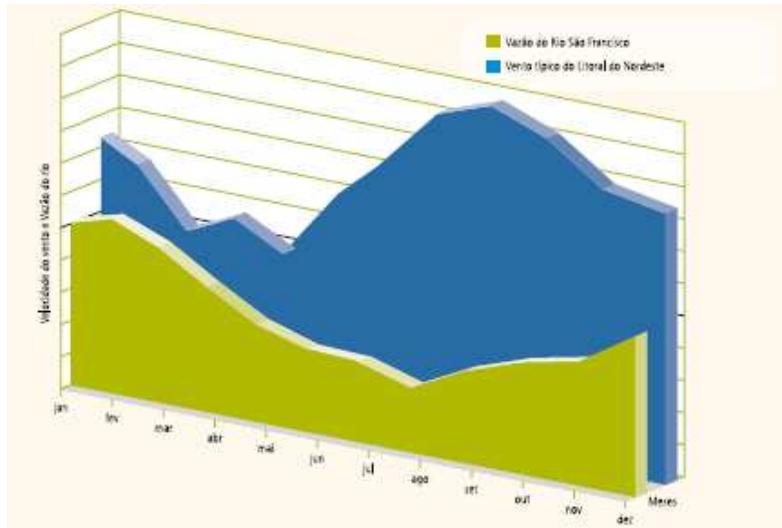


Gráfico 5: Vazão do Rio São Francisco e velocidade do vento no litoral nordestino.

Fonte: Atlas de Energia Elétrica do Brasil.

Além da questão sazonal já apresentada, favorece também a exploração da energia eólica no país o fator geográfico pois, diferentemente do que acontece com as principais usinas hidrelétricas do país, o potencial eólico brasileiro localiza-se próximo aos centros de consumo, de modo que não há necessidade de grandes investimentos em redes de transmissão para viabilizar a exploração dessa fonte energética.

Apesar disso, esse potencial existente ainda é muito pouco aproveitado. No final de 2009, havia somente 606 MW de capacidade eólica instalada, concentrada principalmente nas regiões nordeste e sul do país (com aproximadamente 67% e 27% de participação para cada uma). Dentre os estados brasileiros, destacava-se o Ceará, que contava com aproximadamente 35% de toda a capacidade de geração eólica brasileira.

3 A EMPRESA

A história da Renova Energia começou em 2001, com a constituição da Enerbras por alguns dos atuais controladores da companhia, com o objetivo de explorar o mercado ainda incipiente de PCH's no Brasil. Em 2003, a Enerbras constituiu o consórcio Enerbras & WM com outra empresa (Watermark), através do qual as atuais três PCH's que ela possui foram construídas e implantadas.

Nos anos de 2004 e 2005 a empresa ainda passou por mudanças societárias e somente em 2006, após nova reorganização, é que a Renova Energia foi constituída. A organização societária da empresa em 2010, antes da realização de seu IPO (*Initial Public Offering*), era a seguinte:

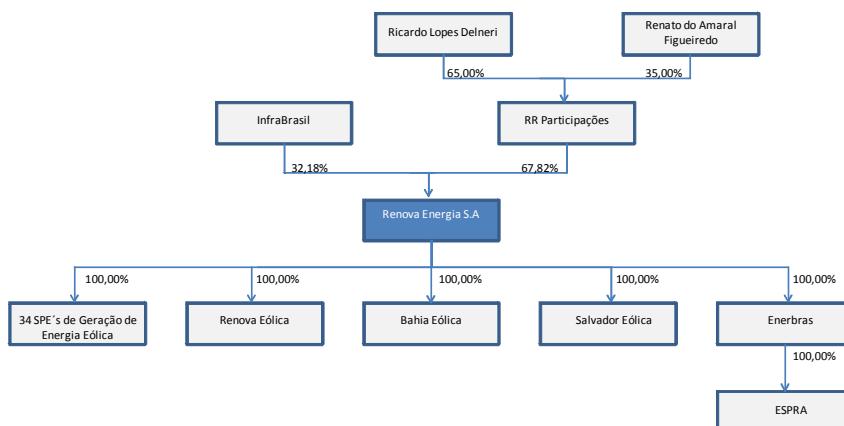


Figura 7: Estrutura societária Renova Energia, antes do IPO.

Fonte: Elaboração do autor, Renova Energia S.A.

Como mencionado acima, no ano de 2010, a Renova Energia decidiu por abrir o seu capital na Bovespa. A empresa, cujo código de negociação na bolsa é RNEW11, pertence hoje ao Nível 2 de governança corporativa. É importante ressaltar que ela foi a primeira empresa de geração de energia elétrica atuando exclusivamente no segmento de fontes renováveis a abrir o capital no país.

Após o IPO, que permitiu à empresa levantar R\$160,7 milhões, sua estrutura societária novamente sofreu mudanças, com a entrada de dois novos grandes acionistas: o banco Santander (que, inclusive, foi a instituição coordenadora de seu IPO) e o Fundo de

Investimento em Participações Ambiental, de modo que, hoje, a estrutura acionária da empresa é tal como apresentada na figura abaixo:

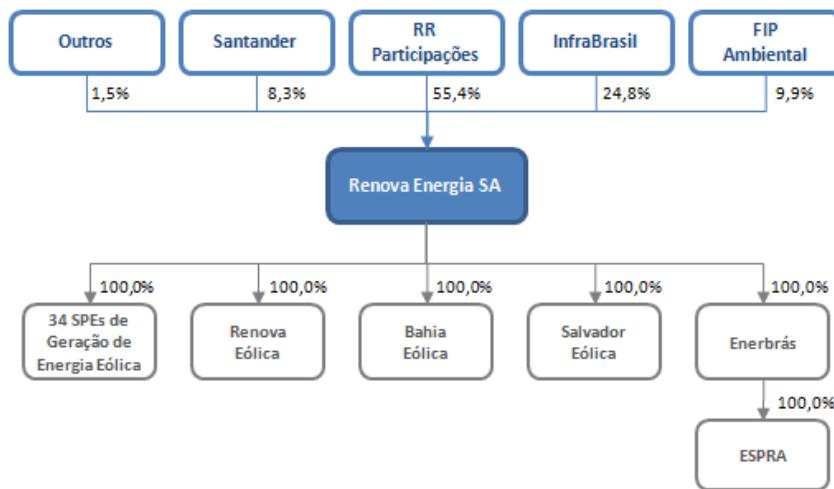


Figura 8: Estrutura societária atual da Renova Energia.

Fonte: Elaboração do autor, Renova Energia S.A.

O objetivo principal da empresa, conforme consta em seu prospecto definitivo de oferta inicial de ações é “criar valor para seus acionistas, a partir do desenvolvimento e execução de projetos de geração de energia elétrica por fontes de energia renováveis”. Para alcançar esse objetivo, a empresa tem seis estratégias principais:

1. Posicionamento da empresa como referência no setor de energia renovável, que ainda é muito incipiente e constituído por empresas de porte pequeno e médio, que tem capacidade operacional e financeira limitada. A Renova Energia acredita que, dada sua experiência e rapidez no desenvolvimento e implementação de projetos de geração de energia renovável, aliada a uma maior capacidade financeira da empresa obtida com o seu IPO, é possível consolidar o seu papel de liderança no setor.
2. Implementação do atual portfólio de projetos de energia renovável (que totaliza 3.673,2 MW de capacidade, entre projetos de PCH's e parques eólicos) e monitoramento do mercado para encontrar oportunidades interessantes e rentáveis com outras fontes renováveis, tais como a biomassa e solar.
3. Não restrição à venda de energia somente no ACR, explorando também o ACL que, eventualmente, pode proporcionar oportunidades de negócio mais rentáveis.

4. Maximização das oportunidades de sinergia que podem ser obtidas entre os diferentes projetos de geração da empresa, seja na fase de construção, operação ou manutenção. Isso pode ser alcançado, principalmente, através da proximidade geográfica dos mesmos.

5. Implementação dos projetos de geração de acordo com as regras exigidas pelo Protocolo de Kyoto e pela UNFCCC (*United Nations Framework Convention on Climate Change*), de modo que a empresa possa ter acesso ao mercado mundial de créditos de carbono e, com isso, possa usufruir de outra fonte geradora de receita.

6. Atração de investidores que valorizam e privilegiam investimentos em empresas com forte política de responsabilidade sócio-ambiental.

A análise do estudo de caso proposto (apresentada no capítulo 5 desse trabalho) revela, na opinião do autor, o sucesso da empresa em implementar algumas dessas estratégias. Maiores detalhes sobre essa questão são exploradas no capítulo acima mencionado.

A Renova Energia possui hoje uma capacidade de geração instalada de 41,8 MW, proveniente de um conjunto de três PCH's localizadas no estado da Bahia e em operação desde 2008. A energia das três usinas foi 100% contratada pela Eletrobrás no contexto do PROINFA por R\$159,20/MWh (ajustado anualmente pelo IGP-M) e por um prazo de 20 anos. São esses contratos que garantem a saúde financeira da empresa e permitem a realização de seus projetos de investimento e planos de crescimento, dada a geração de caixa estável e segura que eles proporcionam. Em 2009, por exemplo, a receita operacional bruta por eles gerada foi de R\$35 milhões, como pode ser verificado na tabela abaixo.

PCH	Localização	Potência instalada (MW)	Energia assegurada (MW médio)	Início do contrato	PPA (anos)	Receita Bruta em 2009 (R\$ milhões)	Mês base de reajuste (IGP-M)
Cachoeira da Lixa	Bahia	14,8	8,3	mai/08	20	11,0	Junho
Colino 1	Bahia	11,0	7,3	jul/08	20	10,0	Junho
Colino 2	Bahia	16,0	10,5	set/08	20	14,0	Junho

Tabela 5: PCH's da Renova Energia em operação.

Fonte: Elaboração do autor, Renova Energia.

Essa tabela introduz ao leitor dois termos novos, não apresentados anteriormente:

- Energia assegurada: é a energia que efetivamente pode ser comercializada pela empresa geradora, já que ela não consegue operar o seu parque de geração com toda a potência instalada em 100% do tempo. Desse fato surge o conceito de fator de carga (*load factor* em inglês) que consiste na relação entre a energia assegurada e a capacidade total instalada do empreendimento. A PCH Cachoeira da Lixa, por exemplo, possui *load factor* de 56%.
- PPA: significa *power purchase agreement*. Trata-se do contrato de compra e venda de energia elétrica.

No Leilão de Energia de Reserva de 2009, realizado no final do mês de dezembro, a Renova Energia conseguiu vender 270 MW de capacidade a um preço médio de R\$145,80/MWh. A empresa foi a maior vendedora de todo o leilão. Por se tratar de um leilão do tipo (A-3), o início da operação comercial dos projetos vendidos está previsto para julho de 2012, de modo que, se não houver atrasos, nessa data, a empresa terá sua capacidade de geração instalada aumentada dos atuais 41,8 MW para 311,8 MW.

Além das PCH's que já se encontram em operação e dos parques eólicos já em construção, a empresa possui também um grande portfólio de projetos (tanto de PCH's quanto de parques eólicos) que se encontram em diferentes estágios de desenvolvimento. Há tanto projetos que já possuem registro na ANEEL, licença ambiental e terras arrendadas para posterior construção quanto projetos em estágios bem menos avançados de desenvolvimento.

Considerando todos eles, a Renova Energia tem um potencial portfólio de projetos de geração eólica de 2.205,70 MW, que seriam distribuídos em 77 diferentes parques eólicos, e 1.467,50 MW em projetos de PCH's. A grande questão, porém, diz respeito a sua qualidade e rentabilidade, que poderá ser verificada ao longo dos próximos anos, conforme a empresa tenha sucesso em implementá-los ou não.

4 REVISÃO CONCEITUAL

Existem diversos conceitos, metodologias e ferramentas que podem ser aplicados na avaliação de projetos. Os mais relevantes e comumente utilizados serão abordados nesse capítulo, com o intuito de desenvolver o referencial teórico necessário às análises elaboradas no capítulo 5.

Assim, nesse capítulo, serão abordados os seguintes conceitos:

- Período de *payback*;
- VPL (Valor Presente Líquido);
- TIR (Taxa Interna de Retorno);
- Custo do capital próprio;
- WACC (*Weighted Average Cost of Capital*);
- Fluxo de Caixa Livre para o Acionista (FCFE, do inglês *Free Cash Flow to Equity*)
- Fluxo de Caixa Livre para a Empresa (FCFF, do inglês *Free Cash Flow to Firm*).

4.1 PERÍODO DE PAYBACK

De acordo com Damodaran (2002), o período de *payback* de um projeto “é a medida de quanto tempo os fluxos de caixa gerados pelo projeto levam para cobrir o investimento inicial”.

Um detalhe muito importante dessa metodologia é que ela utiliza os fluxos de caixa nominais do projeto, de forma que o valor que o dinheiro possui no tempo⁷ não é levado em conta na análise.

⁷ *Valor do dinheiro no tempo*: é intuitivo que R\$1,00 hoje vale mais do que R\$1,00 daqui a um ano, dado que esse montante pode, por exemplo, ser aplicado em uma caderneta de poupança, que remunerará a aplicação com o pagamento de juros.

Como exemplo de utilização do método, há o fluxo de caixa abaixo ilustrado. (Considera-se, para todos os exemplos desse capítulo, que os fluxos de caixa ocorrem no final de cada período de tempo).

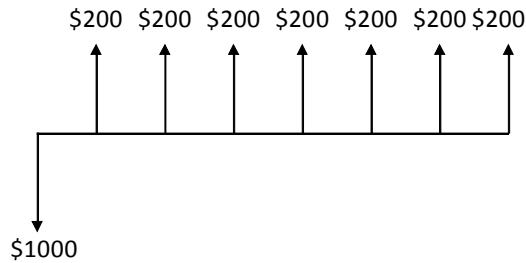


Figura 9: Exemplo de fluxo de caixa de um projeto.

Fonte: Elaboração do autor.

Nesse caso, o projeto demanda um investimento inicial de \$1.000 no ano zero e possui fluxos positivos de \$200 nos demais anos de modo que, em cinco anos, o projeto “se paga”, ou seja, seus fluxos de caixa nominais já se igualam ao investimento inicial requerido.

Essa metodologia pode ser aplicada na decisão de investimentos através da determinação de um tempo máximo de *payback* aceitável para os projetos. Assim, projetos com um período de *payback* maior do que o limite determinado são excluídos e projetos com período de *payback* menor ou igual são aceitos.

Uma grande crítica que se faz a essa metodologia, porém, é que ela despreza o que acontece com o projeto uma vez que o investimento inicial foi recuperado e isso pode levar o tomador de decisão a uma escolha equivocada caso ele use o período de *payback* como único critério de decisão. A figura 7 abaixo ilustra bem essa situação.

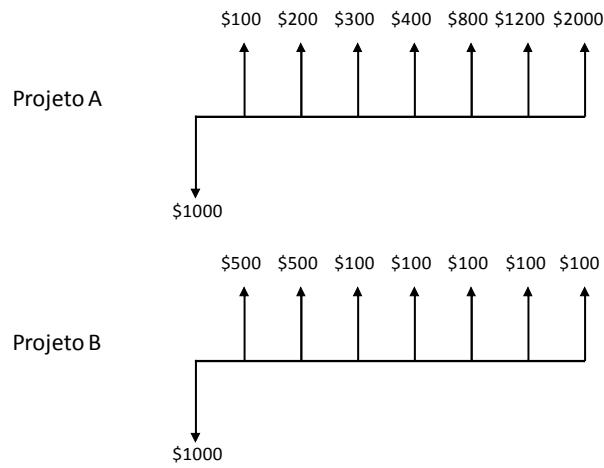


Figura 10: Comparação de dois projetos com períodos de payback diferentes.

Fonte: Elaboração do autor.

Nesse caso, o projeto A possui um período de *payback* maior que o projeto B (quatro anos e dois anos, respectivamente). Contudo, uma vez pago o investimento inicial, ele proporciona fluxos de caixa bem maiores que os de B de modo que a escolha de B como melhor alternativa de investimento é duvidosa.

Como será apresentado a seguir, existem outras ferramentas mais completas para a tomada de decisões de projetos, que levam em conta aspectos relevantes desprezados pela metodologia do *payback*. De qualquer maneira, ela não deve ser necessariamente descartada. Como sugere Damodaran (2002), ela pode ser utilizada como um critério secundário de decisão ou como critério de desempate entre alternativas excludentes e semelhantes.

4.2 VPL (VALOR PRESENTE LÍQUIDO)

Damodaran (2002) define o VPL de um projeto como “a soma dos valores presentes de cada um dos fluxos de caixa – tanto positivos, quanto negativos – que ocorrem através da vida do projeto”. Ele pode ser calculado através da seguinte fórmula:

$$VPL \text{ do projeto} = \sum_{t=1}^{t=N} \frac{FC_t}{(1+r)^t} - \text{investimento inicial}$$

Equação 2: Cálculo do VPL de um projeto. Fonte: Damodaran (2002)

Onde,

VPL = Valor presente líquido;

FC_t = Fluxo de caixa no período t ;

r = taxa de desconto;

N = vida do projeto.

O cálculo do VPL pode ser feito sob duas perspectivas diferentes. A primeira seria a perspectiva de todos os investidores da empresa que implementa o projeto e ela implica no cálculo do Fluxo de Caixa Livre para Empresa como o fluxo de caixa dos diferentes períodos do projeto e no uso do WACC como taxa de desconto. A outra perspectiva que resta é daqueles que investiram somente nas ações da empresa em questão de modo que o fluxo de caixa a ser utilizado é o Fluxo de Caixa Livre para o Acionista e a taxa de desconto é o custo do capital desse acionista. Assim, é fundamental que se tenha claro qual é a perspectiva adotada e quais são os fluxos de caixa e taxa de desconto que essa perspectiva implica pois uma confusão entre os diferentes tipos de fluxos de caixa e taxas de desconto significa um cálculo totalmente equivocado do VPL.

O critério de decisão para a aceitação ou não do projeto é simples:

- Se $VPL > 0$ deve-se aceitar o projeto;
- Se $VPL < 0$ deve-se rejeitar o projeto.

Isso porque um VPL positivo indica que o projeto é capaz de gerar um retorno maior que o mínimo exigido para o investimento (representado pela taxa de desconto) enquanto que um VPL negativo indica o contrário.

O fluxo de caixa representado pela figura 6 será utilizado novamente como exemplo. Considerando que ele apresenta o FCFE do projeto e assumindo um custo de capital anual de 5% obtém-se um VPL de \$157,27, que indica que ele deve ser aceito. Assumindo um custo de

capital mais elevado, de 10%, o VPL seria -\$26,32, indicando que o projeto deve ser rejeitado.

4.3 TIR (TAXA INTERNA DE RETORNO)

A TIR “trata-se da taxa de desconto que iguala o VPL de uma oportunidade de investimento a zero (porque o valor presente das entradas de caixa se iguala ao investimento inicial)” (Gitman, 2004). Em outras palavras, a TIR calcula qual é a rentabilidade do projeto analisado.

Matematicamente, a TIR é o valor da variável r da seguinte equação:

$$0 = \sum_{t=1}^{t=N} \frac{FC_t}{(1+r)^t} - \text{investimento inicial}$$

Equação 3: Cálculo da TIR de um projeto. Fonte: Gitman (2004)

Onde,

FC_t = Fluxo de caixa no período t ;

r = TIR;

N = vida do projeto.

Os critérios de decisão baseados no uso da TIR são os seguintes:

- Se $TIR >$ taxa de desconto, deve-se aceitar o projeto;
- Se $TIR <$ taxa de desconto, deve-se rejeitar o projeto.

Assim como para o critério do VPL, aqui também é necessário manter a coerência entre os fluxos de caixa e a taxa de desconto utilizados, ou seja, para o FCFF utiliza-se o WACC como taxa de desconto enquanto que para o FCFE utiliza-se o custo de capital do acionista.

Voltando mais uma vez ao exemplo do projeto ilustrado na figura 6, ao calcular a sua TIR, obtém-se o valor de 9,2%, ou seja, essa é a rentabilidade que o projeto em questão proporciona. Observa-se que esse resultado está de acordo com as conclusões obtidas quando

ele foi analisado através do método do VPL. Para uma taxa de desconto de 10%, o VPL do projeto era negativo e para uma taxa de desconto de 5% ele era positivo. Assim, um VPL nulo deveria ser necessariamente obtido para uma taxa de desconto pertencente ao intervalo $5\% < r < 10\%$, como verificou-se agora.

É importante ressaltar que nem sempre a TIR é capaz de calcular corretamente o retorno dos projetos analisados. Isso pode acontecer quando ela é empregada no cálculo de projetos de investimento não convencionais (onde há inversão no sinal do fluxo de caixa do projeto por mais de uma vez), como comenta Assaf Neto (2008).

Nessa situação, o cálculo da TIR – que, observando-se novamente a equação 3, nada mais é do que a solução para uma equação polinomial de grau t – pode levar a três tipos de soluções diferentes, que são:

- O projeto possui uma única TIR (o polinômio de grau t possui apenas uma raiz real);
- O projeto possui mais de uma TIR (o polinômio de grau t possui mais de uma raiz real);
- Não é possível determinar a TIR do projeto (o polinômio de grau t não possui raiz real).

Finalmente, há uma última observação importante que deve ser feita sobre a TIR. Por se tratar de uma ferramenta que mede o retorno de projetos em termos percentuais e não em valores monetários (como é o caso do VPL), ela só pode ser utilizada para verificar se um projeto é viável ou não, ou seja, se o seu retorno é maior que a taxa de desconto. Utilizá-la na comparação entre diferentes projetos para afirmar que um projeto A, por exemplo, deve ser feito em detrimento do projeto B pois A tem uma TIR maior é errado.

4.4 CUSTO DO CAPITAL PRÓPRIO

Como definido por Assaf Neto (2008), “o custo do capital próprio, representado pelo símbolo K_e , revela o retorno desejado pelos acionistas de uma empresa em suas decisões de aplicação de capital próprio”.

Para quantificá-lo, existe um método derivado do modelo de precificação de ativos conhecido como CAPM (sigla em inglês para *Capital Asset Pricing Model*), desenvolvido pelos professores Harry Markowitz e William F. Sharpe. Conforme comenta Assaf Neto (2008), esse é um modelo de grande importância e de uso bastante generalizado entre analistas financeiros e investidores de mercado. Antes de sua descrição, vale ressaltar que a determinação do custo do capital próprio constitui “o segmento de estudo mais complexo das finanças corporativas, assumindo diversas hipóteses e abstrações teóricas em seus cálculos” (Assaf Neto, 2008). Além disso, como discutido por Brigham (1999), “a simples verdade é que nós não sabemos precisamente como medir nenhum dos *inputs* necessários para implementar o CAPM” uma vez que eles dependem de decisões arbitrárias de quem está implementando o método.

Para o seu cálculo, é proposta a seguinte fórmula matemática:

$$K_e = R_f + \beta \times (R_m - R_f)$$

Equação 4: Cálculo do custo do capital próprio. Fonte: Assaf Neto (2008)

Onde,

K_e = taxa de retorno mínima requerida pelos investidores do ativo (custo de capital próprio);

R_f = taxa de retorno de ativos livres de risco;

β = coeficiente *beta*, medida do risco do ativo em relação ao risco sistemático da carteira do mercado;

R_m = rentabilidade oferecida pelo mercado em sua totalidade e representada pela carteira de mercado.

Assim, para o cálculo do custo do capital próprio são necessários três *inputs*: a taxa de retorno dos ativos livres de risco⁸ (R_f) ; o coeficiente β e a rentabilidade oferecida pelo mercado (R_m).

Para a taxa de retorno de ativos livres de risco, usa-se, comumente, o retorno de uma letra do Tesouro dos Estados Unidos. Apesar de, na prática, não existir nenhum ativo cujo risco associado seja zero, o uso da letra do Tesouro dos Estados Unidos como parâmetro é justificada pelo fato de o governo do país ser considerado aquele que tem a menor probabilidade de deixar de honrar com os seus compromissos, de modo que seu título de dívida possui “risco zero”, o que, obviamente, é questionável. Outro ponto passível de discussão diz respeito a qual título de dívida utilizar como parâmetro, já que há diversas possibilidades (títulos de dívida de 10 anos, 20 anos, ou 30 anos, por exemplo) e cada um corresponde a uma remuneração diferente.

Para a rentabilidade do mercado, usa-se a carteira representativa do mesmo, que, no caso brasileiro, é o Ibovespa. O prêmio de mercado é uma média, calculada a partir da diferença entre a rentabilidade do ativo e do mercado.

Apesar dessa definição ser de fácil compreensão, o cálculo do prêmio de mercado é um bom exemplo de como a determinação do custo de capital próprio através do método do CAPM é refém de arbitrariedades definidas por quem o utiliza. Afinal, para o cálculo do prêmio de mercado, qual o período histórico a ser utilizado? Os últimos dois anos? Ou os últimos dez anos? Ainda, esse prêmio deve ser calculado como a simples média aritmética do histórico de prêmios diários ou é melhor utilizar a média geométrica? Obviamente, não há consenso a respeito dessas questões entre os diversos autores que abordam o assunto.

Finalmente, resta a definição do parâmetro β ⁸, último *input* para a fórmula do CAPM. Ele é o termo que relaciona o comportamento do ativo com a carteira de mercado. Sua definição matemática é a seguinte: o β é o parâmetro angular da equação obtida através da regressão linear entre o retorno do ativo e do mercado em termos percentuais. O cálculo dessa regressão é feito utilizando-se os dados históricos de ambos.

⁸ *Risco*: Fundamentalmente, risco é a possibilidade de perda financeira. Os ativos considerados mais arriscados são os que oferecem maiores possibilidades de perda financeira. Em termos mais formais, a palavra risco é usada como sinônimo de incerteza e refere-se à variabilidade dos retornos associados a um ativo (Gitman, 2004).

Também aqui, percebe-se outro exemplo de como a arbitrariedade está presente no método do CAPM. Questões como quanto tempo utilizar como histórico para o cálculo da regressão (últimos 6 meses ou últimos 10 anos?) ou qual o período de tempo para o cálculo dos retornos do ativo e do mercado (retornos diários ou mensais?) suscitam discussões em que é difícil se obter uma resposta consensual para o assunto.

Se, ao calcular a correlação entre o retorno do ativo e do mercado, obtém-se um valor de 2 para o β de uma ação, isso significa que, caso o mercado de ações como um todo suba 10% em um dia, essa ação, teoricamente, deveria subir 20% no mesmo período. Da mesma forma, uma queda de 10% no mercado acionário deveria ser acompanhada por uma queda de 20% dessa ação. Já uma ação com β igual a 0.5 supostamente deve ter 50% da oscilação do mercado como um todo, de modo que, uma queda de 5% no mercado deveria ser acompanhada por uma queda de 2.5% nessa ação. Dessa forma, percebe-se que os preços das ações com β maiores sofrem maiores oscilações, ou seja, possuem maior volatilidade e, consequentemente, maior risco.

É importante notar que esse parâmetro mede o risco denominado não diversificável, ou seja, o risco intrínseco da ação, que não pode, portanto, ser reduzido através da diversificação do portfólio de ações, conforme prevê a Teoria do Portfólio.

Voltando novamente a equação inicial do CAPM (equação 4), ela determina que o investidor só deve investir em determinado ativo caso este o remunere a uma taxa que seja, no mínimo, equivalente a um investimento livre de risco somado ao prêmio pago historicamente pela carteira de mercado, representado pelo termo $(R_m - R_f)$, ponderado pelo risco não diversificável do ativo (β). Dessa forma, quanto maiores o retorno de um investimento livre de risco, o prêmio pago pelo mercado e o parâmetro β , maior será o custo do capital próprio do investidor.

4.5 MÉDIA PONDERADA DO CUSTO DE CAPITAL

A média ponderada do custo de capital é comumente denominada de WACC, sigla que, em inglês, significa *weighted average cost of capital*. O WACC determina o custo total de capital uma vez que seu cálculo leva em conta os custos das diferentes fontes de financiamento de uma empresa. Conforme comentado por Assaf Neto (2008), o WACC “representa a taxa de atratividade da empresa, que indica a remuneração mínima que deve ser exigida na alocação de capital, de forma a maximizar seu valor de mercado”.

Sua fórmula de cálculo é a seguinte:

$$WACC = \sum_{j=1}^N W_j \times K_j$$

Equação 5: Cálculo do WACC. Fonte: Assaf Neto (2008)

Onde,

WACC = custo médio ponderado de capital;

K_j = custo específico de cada fonte de financiamento (própria e de terceiros);

W_j = participação relativa de cada fonte de capital no financiamento total.

Para a determinação do custo específico das fontes de financiamento existem duas situações possíveis: ou o financiamento é realizado com recursos próprios ou com recursos de terceiros. No caso do financiamento com recursos próprios, seu custo pode ser obtido utilizando o método do CAPM, já explicado anteriormente.

Para o financiamento obtido junto a terceiros (custo da dívida), este é, para Damodaran (2006), “o custo atual para a empresa levantar fundos que financiem seus ativos”. É muito importante lembrar que, para o seu cálculo, deve-se deduzir a alíquota de imposto de renda do custo do empréstimo, uma vez que os juros são deduzidos do imposto. Assim, o custo efetivo da dívida é:

Custo da dívida após os impostos = custo da dívida antes dos impostos x (1 – alíquota de imposto de renda)

Equação 6: Cálculo do custo da dívida. Fonte: Damodaran (2006)

A última etapa, portanto, para a determinação do WACC, é o cálculo da participação relativa de cada fonte de financiamento no financiamento total, de modo que cada uma delas contribua com seu peso relativo, como sugere a própria sigla WACC.

4.6 FLUXO DE CAIXA LIVRE PARA O ACIONISTA

A correta determinação do fluxo de caixa livre para o acionista é de fundamental importância para análises de viabilidade de projetos. Por exemplo, uma análise que utiliza como metodologia o VPL sob a perspectiva do investidor em ações, necessita dessas projeções de fluxo de caixa, assim como do custo do capital próprio, para que possa ser empregada corretamente. Uma análise de projetos a partir da TIR também só é possível com a determinação desse fluxo de caixa. Enfim, qualquer que seja a metodologia de análise empregada, ela depende dessa determinação para que possa ser utilizada de forma correta.

De acordo com Damodaran (2002), o fluxo de caixa livre para o acionista pode ser calculado da seguinte forma:

$$\begin{aligned} FCFE = & \text{ lucro líquido} - (\text{despesas de capital} - \text{depreciação}) \\ & - (\text{variação do capital de giro não caixa}) + (\text{nova dívida emitida} \\ & - \text{pagamentos de dívida}) \end{aligned}$$

Equação 7: Cálculo do fluxo de caixa livre para o acionista. Fonte: Damodaran (2002).

A determinação desse fluxo começa a partir do lucro líquido da empresa e faz todos os “ajustes” necessários para que ele se transforme no fluxo de caixa livre do acionista. Esses “ajustes” são feitos pois é errado considerar o lucro da empresa e o FCFE como equivalentes. Isso decorre do fato que o valor final do lucro líquido contabiliza termos que não possuem efeito caixa (ou seja, que não representam uma entrada ou saída de caixa da empresa) e não leva em conta outros que sim possuem esse efeito.

Dessa forma, os “ajustes” necessários ao lucro líquido são:

1. Somar a depreciação do período (depreciação é uma despesa contábil não-caixa);
2. Subtrair despesas de capital (investimentos em novas máquinas e equipamentos, por exemplo);
3. Subtrair a variação no capital de giro não caixa da empresa;
4. Subtrair a amortização de dívidas;
5. Somar o montante das novas dívidas adquiridas no período.

Uma vez analisada a fórmula do FCFE, é fácil entender porque o seu uso apropriado necessita do R_f como taxa de desconto correspondente. Já que esse fluxo contabiliza em seu cálculo a variação ocorrida com a dívida da empresa no período (“ajustes” 4 e 5), a decisão do que fazer com relação aos seus credores já foi tomada, ou seja, já sabe-se quanto do total de caixa gerado no período será destinado a amortizar dívidas e qual é o montante de novas dívidas adquiridas. Assim, o fluxo de caixa restante não pertence a todo aqueles que financiam as atividades da empresa, mas, exclusivamente, aos seus acionistas.

4.7 FLUXO DE CAIXA LIVRE PARA A EMPRESA

Uma vez que o conceito de FCFE já foi apresentado, a melhor forma de se entender o conceito de FCFF é pela diferença entre os dois. Se, por um lado, o FCFE é o fluxo de caixa que pertence unicamente aos acionistas, o FCFF pertence a todos aqueles que financiam as atividades da empresa, ou seja, acionistas e credores. Portanto, diferentemente do que ocorre com o FCFE, esse outro fluxo não leva em conta a variação nas dívidas da empresa.

Damodaran (2006) define o FCFF de forma interessante. Para o autor, esse fluxo “é calculado a partir do lucro operacional da empresa e o quanto é reinvestido para manter esse lucro operacional crescendo”. Ou seja, uma vez descontados os investimentos necessários para a manutenção do crescimento da empresa, todo o fluxo de caixa restante corresponde ao FCFF. Para o seu cálculo, o autor apresenta a seguinte equação:

$$FCFF = EBIT(1 - Taxa\ de\ IR) - (despesas\ de\ capital - depreciação) \\ - (variação\ no\ capital\ de\ giro\ não\ caixa)$$

Equação 8: Cálculo do fluxo de caixa livre para a empresa. Fonte: Damodaran (2006)

Onde,

EBIT = Lucro antes de juros e impostos.

É sempre válido ressaltar que, para o uso correto do FCFF, a taxa de desconto apropriada é o WACC, que representa o custo de capital da empresa como um todo (acionistas e credores).

5 ESTUDO DE CASO

5.1 SEGUNDO LEILÃO DE ENERGIA DE RESERVA: PARTICIPANTES E PROJETOS VENCEDORES

O leilão utilizado como base para o estudo de caso desse trabalho foi o Segundo Leilão de Energia de Reserva (LER), realizado em 14 de dezembro de 2009. Por se tratar de um LER, seu objetivo principal foi o de aumentar o nível de segurança e confiabilidade do sistema elétrico nacional. Apesar disso, o fato que mais chamou a atenção ao seu respeito foi a participação exclusiva de projetos de geração eólica, fato até então inédito no país e um sinal claro da vontade por parte do governo brasileiro de diversificar a matriz energética nacional com a inclusão de fontes de energia alternativas.

O leilão contou com 339 projetos inscritos que, somados, contabilizaram um total de 10.005 MW de capacidade de geração, um valor extremamente alto, que, na época, representava quase 9% de toda a capacidade de geração instalada no país.

Dentre os participantes do leilão havia inúmeras empresas, merecendo destaque como principais *players* Renova Energia, Eletrobrás, CPFL (Companhia Paulista de Força e Luz), EDP Renováveis do Brasil e Iberdrola Renováveis do Brasil (subsidiárias da empresa portuguesa EDP Renováveis e da espanhola Iberdrola Renovables, que estão entre os maiores operadores globais de energia eólica), Petrobras e MPX Energia. A tabela abaixo apresenta, para cada uma delas, o portfólio total de projetos inscritos no leilão.

Empresa	Potência (MW)	Garantia Física (MW médios)	Fator de carga médio
Renova Energia	416,2	203,8	49%
Eletrobras	270,0	92,3	34%
CPFL	180,0	79,2	44%
EDP Renováveis Brasil	234,0	74,5	32%
Iberdrola Renováveis do Brasil	170,0	69,9	41%
Petrobras	126,0	63,0	50%
MPX Energia	31,5	16,9	54%

Tabela 6: Portfólio de projetos das principais empresas participantes do leilão.

Fonte: Elaboração do autor, MME.

Apesar do número bastante grande de projetos inscritos, a quantidade de energia efetivamente contratada no leilão foi bem menor do que a ofertada, evidenciando o caráter competitivo do mesmo. Do total de 339 projetos, apenas 71 foram contratados, totalizando uma potência de 1.805,7 MW. Esses projetos apresentaram um fator de carga médio de 43% e um preço médio de venda de R\$148,3/MWh (desconto de 22% em relação ao preço-teto de R\$189/MWh estabelecido para o leilão). A tabela abaixo apresenta os dados principais dos 73 projetos vencedores do leilão:

Vendedor	Empreendimento	Estado	Potência (MW)	Garantia Física (MW médios)	Fator de carga	Preço de Venda (R\$/MWh)	Desconto em relação ao preço-teto do leilão
ARATUA	EOL ARATUA 1	RN	14,4	6,9	48%	151,8	20%
AREIA BRANCA	EOL AREIA BRANCA	RN	27,3	11,7	43%	152,6	19%
CONS ARARAS	EOL ARARAS	CE	30,0	12,6	42%	150,4	20%
CONS BURITI	EOL BURITI	CE	30,0	11,0	37%	150,4	20%
CONS CAJUCOCO	EOL CAJUCOCO	CE	30,0	12,0	40%	150,4	20%
CONS COQUEIRO	EOL COQUEIROS	CE	27,0	11,6	43%	150,4	20%
CONS DELTAEOLICA	EOL QUIXABA	CE	25,2	9,0	36%	153,1	19%
CONS GARCAS	EOL GARCAS	CE	30,0	13,2	44%	150,4	20%
CONS LAGOA SECA	EOL LAGOA SECA	CE	19,5	8,1	42%	152,2	19%
CONS MIASSABA	EOL MIASSABA 3	RN	50,4	22,8	45%	152,1	20%
CONS PEDRA DO REINO	EOL PEDRA DO REINO	BA	30,0	10,8	36%	152,3	19%
CONS VENTO DO OESTE	EOL VENTO DO OESTE	CE	19,5	7,8	40%	152,2	19%
COXILHA NEGRA V	EOL COXILHA NEGRA V	RS	30,0	11,3	38%	131,0	31%
COXILHA NEGRA VI	EOL COXILHA NEGRA VI	RS	30,0	11,3	38%	131,0	31%
COXILHA NEGRA VII	EOL COXILHA NEGRA VII	RS	30,0	11,3	38%	131,0	31%
DESA WIND I	EOL MORRO DOS VENTOS I	RN	28,8	13,5	47%	151,0	20%
DESA WIND III	EOL MORRO DOS VENTOS III	RN	28,8	13,9	48%	151,0	20%
DESA WIND IV	EOL MORRO DOS VENTOS IV	RN	28,8	13,7	48%	151,0	20%
DESA WIND IX	EOL MORRO DOS VENTOS IX	RN	28,8	14,3	50%	151,0	20%
DESA WIND VI	EOL MORRO DOS VENTOS VI	RN	28,8	13,1	45%	151,1	20%
DESENVIX SA	EOL MACAUBAS	BA	30,0	13,4	45%	140,0	26%
DESENVIX SA	EOL NOVO HORIZONTE	BA	30,0	10,9	36%	140,0	26%
DESENVIX SA	EOL SEABRA	BA	30,0	11,3	38%	140,0	26%
DUNAS DE PARACURU	EOL DUNAS DE PARACURU	CE	42,0	19,7	47%	150,0	21%
ELECNOR ENERFIN	EOL FAZENDA ROSARIO	RS	8,0	3,2	40%	146,0	23%
ELECNOR ENERFIN	EOL FAZENDA ROSARIO 3	RS	14,0	5,5	39%	146,0	23%
ELECNOR ENERFIN	EOL OSORIO 2	RS	24,0	9,2	38%	150,0	21%
ELECNOR ENERFIN	EOL SANGRADOURO 2	RS	26,0	9,9	38%	150,0	21%
ELECNOR ENERFIN	EOL SANGRADOURO 3	RS	24,0	9,2	38%	150,0	21%
EMBUACAU	EOL EMBUACAU	CE	25,2	11,1	44%	151,1	20%
ENERGEN	EOL BARRA DOS COQUEIROS	SE	30,0	10,5	35%	152,5	19%
ENERGIO COLONIA	EOL COLONIA	CE	18,9	8,2	43%	149,9	21%
ENERGIO ICARAI I	EOL ICARAI I	CE	27,3	13,0	48%	142,0	25%
ENERGIO ICARAI II	EOL ICARAI II	CE	37,8	18,0	48%	142,0	25%
ENERGIO TAIBA AGUIA	EOL TAIBA AGUIA	CE	23,1	10,6	46%	149,9	21%
ENERGIO TAIBA ANDORINHA	EOL TAIBA ANDORINHA	CE	14,7	6,5	44%	149,9	21%
EOLO	EOL REI DOS VENTOS 1	RN	48,6	21,8	45%	152,8	19%
EOLO	EOL REI DOS VENTOS 3	RN	48,6	21,0	43%	153,1	19%
EURUS VI	EOL EURUS VI	RN	7,2	3,1	43%	150,0	21%
FAISA I	EOL FAISA I	CE	25,2	9,3	37%	152,7	19%
FAISA II	EOL FAISA II	CE	25,2	9,5	38%	152,7	19%
FAISA III	EOL FAISA III	CE	25,2	8,3	33%	152,7	19%
FAISA IV	EOL FAISA IV	CE	25,2	8,5	34%	152,7	19%
FAISA V	EOL FAISA V	CE	27,3	9,0	33%	152,7	19%
GESTAMP EOLICA	EOL CABECO PRETO	RN	19,8	6,5	33%	152,0	20%
MANGUE SECO 1	EOL USINA DE MANGUE SECO 1	RN	25,2	12,3	49%	150,0	21%

Tabela 7: Projetos vencedores do leilão.**Fonte:** Elaboração do autor, CCEE.

Vendedor	Empreendimento	Estado	Potência (MW)	Garantia Física (MW médios)	Fator de carga	Preço de Venda (R\$/MWh)	Desconto em relação ao preço-teto do leilão
MANGUE SECO 2	EOL USINA DE MANGUE SECO 2	RN	25,2	12,0	48%	150,0	21%
MANGUE SECO 3	EOL USINA DE MANGUE SECO 3	RN	25,2	12,7	50%	150,0	21%
MANGUE SECO 5	EOL USINA DE MANGUE SECO 5	RN	25,2	13,1	52%	150,0	21%
MAR E TERRA	EOL MAR E TERRA	RN	23,1	8,3	36%	152,6	19%
MARTIFER RENOVAVEIS	EOL ICARAI	CE	14,4	7,8	54%	151,1	20%
RENOVA ENERGIA	EOL ALVORADA	BA	7,5	3,9	52%	144,9	23%
RENOVA ENERGIA	EOL CANDIBA	BA	9,0	4,2	47%	144,9	23%
RENOVA ENERGIA	EOL GUANAMBI	BA	16,5	8,4	51%	144,9	23%
RENOVA ENERGIA	EOL GUIRAPA	BA	27,0	13,6	50%	144,9	23%
RENOVA ENERGIA	EOL IGAPORA	BA	30,0	13,9	46%	146,9	22%
RENOVA ENERGIA	EOL ILHEUS	BA	10,5	5,0	48%	146,9	22%
RENOVA ENERGIA	EOL LICINIO DE ALMEIDA	BA	22,5	10,9	48%	144,9	23%
RENOVA ENERGIA	EOL NOSSA SENHORA CONCEICAO	BA	24,0	12,4	52%	146,9	22%
RENOVA ENERGIA	EOL PAJEU DO VENTO	BA	24,0	11,8	49%	146,9	22%
RENOVA ENERGIA	EOL PINDAI	BA	22,5	11,0	49%	144,9	23%
RENOVA ENERGIA	EOL PLANALTINA	BA	25,5	12,2	48%	146,9	22%
RENOVA ENERGIA	EOL PORTO SEGURU	BA	6,0	2,7	45%	146,9	22%
RENOVA ENERGIA	EOL RIO VERDE	BA	30,0	16,6	55%	144,9	23%
RENOVA ENERGIA	EOL SERRA DO SALTO	BA	15,0	7,4	49%	144,9	23%
SANTA CLARA I	EOL SANTA CLARA I	RN	28,8	13,7	48%	150,0	21%
SANTA CLARA II REN	EOL SANTA CLARA II CPFL	RN	28,8	12,7	44%	150,0	21%
SANTA CLARA III	EOL SANTA CLARA III	RN	28,8	12,5	43%	150,0	21%
SANTA CLARA IV	EOL SANTA CLARA IV	RN	28,8	12,3	43%	150,0	21%
SANTA CLARA V	EOL SANTA CLARA V	RN	28,8	12,4	43%	150,0	21%
SANTA CLARA VI	EOL SANTA CLARA VI	RN	28,8	12,2	42%	150,0	21%
TOTAL			1805,7	783,1	43%	148,3	22%

Tabela 8: Projetos vencedores do leilão.**Fonte:** Elaboração do autor, CCEE.

Observando os projetos vencedores, nota-se que a grande maioria concentra-se na região nordeste do país, o que não é nenhuma surpresa, dado que 52% de todo o potencial eólico brasileiro se encontra nessa região. A tabela abaixo agrupa os projetos vencedores por estado e permite visualizar melhor essa questão. Vale notar que o Rio Grande do Sul foi o único estado não situado na região nordeste que conseguiu ter projetos vencedores.

Estado	Potência (MW)	Garantia Física (MW médios)	Fator de carga	Participação relativa no leilão
RN	657,0	296,5	45%	36%
CE	542,7	224,8	41%	30%
BA	390,0	180,4	46%	22%
RS	186,0	70,9	38%	10%
SE	30,0	10,5	35%	2%
Total	1805,7	783,1	43%	100%

Tabela 9: Distribuição dos projetos vencedores por estado.**Fonte:** Elaboração do autor, CCEE.

A Renova Energia foi o maior vendedor do leilão. Do total de 1805,7 MW comercializados, a empresa foi responsável por 270 MW (15% do total). Os 14 projetos vendidos no leilão (dos 20 inscritos) apresentaram fator de carga médio de 50%, consideravelmente maior que os

43% médios dos projetos vencedores (se os projetos da Renova Energia fossem excluídos do cálculo, esse valor cairia para 42%) e um desconto médio de 23% em relação ao preço-teto estipulado para o leilão (muito próximo da média de 22%). Toda a energia a ser gerada por esses projetos possui contrato de 20 anos, contados a partir da data de entrada em operação (prevista para o mês de julho de 2012) e o preço de venda é ajustado anualmente pelo IPCA. Uma lista completa com todos os projetos vencedores da Renova Energia é apresentada na tabela abaixo.

Empreendimento	Estado	Potência (MW)	Garantia Física (MW médios)	Fator de carga	Preço de Venda (R\$/MWh)	Desconto em relação ao preço-teto do leilão
EOL ALVORADA	BA	7,5	3,9	52%	144,9	23%
EOL CANDIBA	BA	9,0	4,2	47%	144,9	23%
EOL GUANAMBI	BA	16,5	8,4	51%	144,9	23%
EOL GUIRAPA	BA	27,0	13,6	50%	144,9	23%
EOL IGAPORA	BA	30,0	13,9	46%	146,9	22%
EOL ILHEUS	BA	10,5	5,0	48%	146,9	22%
EOL LICINIO DE ALMEIDA	BA	22,5	10,9	48%	144,9	23%
EOL NOSSA SENHORA CONCEICAO	BA	24,0	12,4	52%	146,9	22%
EOL PAJEU DO VENTO	BA	24,0	11,8	49%	146,9	22%
EOL PINDAI	BA	22,5	11,0	49%	144,9	23%
EOL PLANALTINA	BA	25,5	12,2	48%	146,9	22%
EOL PORTO SEGURO	BA	6,0	2,7	45%	146,9	22%
EOL RIO VERDE	BA	30,0	16,6	55%	144,9	23%
EOL SERRA DO SALTO	BA	15,0	7,4	49%	144,9	23%
TOTAL		270,0	134,0	50%	145,8	23%

Tabela 10: Projetos vencedores da Renova Energia.

Fonte: Elaboração do autor, CCEE.

A participação da Renova Energia como maior vendedor do leilão é coerente com a estratégia atual da empresa. Como já mencionado anteriormente nesse trabalho, fazem parte dessa estratégia o posicionamento da empresa como referência e líder no setor de energia renovável e a implementação do portfólio de projetos existentes. Nesse sentido, a participação relevante obtida no primeiro leilão dedicado exclusivamente à energia eólica sugere a habilidade da empresa em implementar as estratégias acima mencionadas. Outro fato importante e também alinhado com suas estratégias atuais é a localização de seus projetos. Todos serão implantados no estado da Bahia, o que permite a maximização de sinergias a serem obtidas entre eles, dada a proximidade geográfica dos mesmos.

5.2 MODELO DE ANÁLISE

Como já mencionado anteriormente, a Renova Energia foi o principal vendedor no Segundo Leilão de Energia de Reserva - primeiro leilão dedicado exclusivamente à energia eólica. Dado o caráter competitivo do mesmo (havia 339 projetos inscritos), somente os melhores projetos possuem condição real de sucesso. Nesse sentido, tendo em vista a performance obtida pela Renova Energia no leilão em questão, foi elaborado um modelo financeiro dos empreendimentos da empresa, com o objetivo de entender quais os principais fatores que fizeram dos seus projetos os mais competitivos.

O modelo financeiro desenvolvido possui duas partes principais. A primeira é o demonstrativo de resultados da empresa e a segunda, dependente da anterior, é a projeção dos fluxos de caixa gerados pelos projetos.

Com o objetivo de analisar a rentabilidade dos parques eólicos sob a óptica dos acionistas da empresa, os fluxos projetados no modelo são fluxos de caixa livre para o acionista. Os valores são todos nominais.

O demonstrativo de resultado utilizado no modelo é apresentado abaixo:

Demonstrativo de Resultado (DRE)	
Receita com venda de energia	(+)
Receita com venda de créditos de carbono	(+)
Receita Bruta	
Deduções da Receita Bruta	(-)
Receita Líquida	
Operação e Manutenção (Fixo)	(-)
Operação e Manutenção (Variável)	(-)
TUST	(-)
Taxa Aneel	(-)
Taxa ONS	(-)
Taxa CCEE	(-)
Taxa ICG	(-)
Seguro de Operação	(-)
Seguro Garantia de Término da Obra	(-)
Arrendamento	(-)
Administrativo	(-)
Depreciação	(-)
Resultado Operacional	
Receitas/Despesas Financeiras	(+)
Resultado antes dos Impostos	
Imposto de Renda	(-)
Contribuição Social	(-)
Lucro Líquido do período	

Tabela 11: Demonstrativo de resultado da empresa.

Fonte: Elaboração do autor.

Como já discutido no capítulo 4 desse trabalho, uma vez calculado o lucro líquido gerado pelo projeto, para se obter o fluxo de caixa livre para o acionista são necessários alguns ajustes: i) somar a despesa de depreciação (que não possui efeito caixa); ii) somar os investimentos realizados; iii) somar a variação do capital de giro não caixa; e iv) somar a variação das dívidas e financiamentos do projeto (ou seja, novos empréstimos obtidos subtraídos das amortizações de principal realizadas).

Vale ressaltar que, tanto para a elaboração do DRE quanto para a elaboração do FCFE existem variáveis que dependem exclusivamente das características do projeto (como, por exemplo, a receita com a venda de energia) assim como outras que só podem ser calculadas uma vez que premissas e estimativas são adotadas (a exemplo da receita com a venda de créditos de carbono).

A seguir, são explicados os cálculos das variáveis do primeiro tipo.

5.2.1 Receita com venda de energia

A receita com venda de energia é obtida pela multiplicação da capacidade instalada (MW) pelo fator de capacidade (%) obtendo-se a energia assegurada (MW). Esta, multiplicada por 24 e pelo número de dias do período analisado, resulta no total de energia fornecida, em MWh. Desse total, deve-se descontar 2,5% referente às perdas de energia que ocorrem na Rede Básica (linhas de transmissão de alta tensão). Finalmente, obtém-se a quantidade de energia que é, de fato, fornecida ao sistema, bastando multiplicá-la pelo valor de contrato pelo qual ela foi vendida (definido em R\$/MWh) para se obter a receita com a venda de energia.

5.2.2 Deduções da receita bruta

Da receita bruta são deduzidos dois impostos federais: PIS (Programa de Integração Social) com alíquota de 0,65% e COFINS (Contribuição para Financiamento da Seguridade Social) com alíquota de 3%, totalizando uma dedução de 3,65% da receita bruta.

5.2.3 TUST

Definida pela ANEEL na Resolução Homologatória nº 907, de 10 de novembro de 2009. Essa resolução específica, para cada projeto inscrito no 2º LER, a tarifa a ser paga pelo uso do sistema de transmissão (TUST). Ela é definida em R\$/kW.mês portanto, multiplicando-a pela capacidade instalada do empreendimento e pelo número de meses do período analisado obtém-se o valor da TUST a ser paga. Vale recordar que é concedido desconto de 50% nessa tarifa pelo fato dos empreendimentos serem de energia incentivada (PROINFA).

5.2.4 Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o lucro líquido

No que refere-se à tributação, esta é feita com base no regime de lucro presumido, permitido somente às empresas com receita bruta anual total igual ou inferior a R\$48 milhões.

Para que as empresas possam se beneficiar desse regime de tributação, cuja alíquota é muito menor quando comparada ao regime de lucro real, é comum a constituição de SPE's (Sociedades de Propósito Específico) para cada empreendimento de geração, de modo que o limite de R\$48 milhões de receita bruta não é ultrapassado.

Assim, os impostos e alíquotas efetivamente pagos são: alíquota de imposto de renda de 15%, aplicável sobre a base de cálculo (8% da receita bruta total) e alíquota de 9% de CSLL, aplicável sobre a base de cálculo (12% da receita bruta total). Ou seja, uma contribuição total de 2,28% da receita bruta total.

5.2.5 Encargos

O DRE apresentando anteriormente indica o custo incorrido pelo agente gerador com quatro encargos setoriais.

O primeiro deles é a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica, encargo pago por todos os agentes do setor elétrico brasileiro para cobrir os custos de atividade da ANEEL. No caso dos agentes de geração, seu cálculo depende tanto da capacidade instalada quanto da energia assegurada dos empreendimentos.

O segundo refere-se à Taxa do ONS, paga por todos os seus membros com o objetivo de cobrir seus custos de atividade e cujo valor, no caso dos agentes de geração, é diretamente proporcional a sua capacidade instalada.

O terceiro, denominado Instalação de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada (ICG), é um encargo pago pelo agente gerador de fonte alternativa para ter acesso à linha de transmissão conectada à Rede Básica e cujo acesso é de interesse exclusivo do gerador.

Finalmente, o quarto é a Taxa CCEE, encargo cujo propósito é fornecer recursos suficientes para a cobertura dos custos das atividades do CCEE.

Uma vez explicitados os cálculos dessas variáveis do projeto, são apresentadas a seguir as principais premissas utilizadas no modelo financeiro desenvolvido. Por serem premissas e envolverem, em muitos casos, cenários de difícil previsão, é ilusão imaginar que os valores para elas assumidos são 100% precisos. Apesar disso, é fundamental que elas sejam estimadas de forma cuidadosa para não induzirem a análises equivocadas.

5.2.6 Receita com a venda de créditos de carbono

O Protocolo de Kyoto (1998), cuja ratificação teve como objetivo a redução da emissão dos gases responsáveis pelo Efeito Estufa, criou os chamados Mecanismos de Desenvolvimento Limpo (MDL). Através deles, é possível a compra de créditos de carbono por parte dos países signatários do protocolo, que possuem metas específicas de redução dos gases em questão. Esses créditos são gerados através de projetos implementados nos chamados “países em desenvolvimento”, que não possuem metas de redução a cumprir.

No caso específico dos projetos de geração de energia com fontes renováveis (onde insere-se a energia eólica), esses créditos podem ser entendidos como o valor monetário da quantidade de gás carbônico (CO_2) que deixa de ser emitido para a atmosfera. Uma vez gerados, eles podem ser, então, vendidos aos países signatários do Protocolo de Kyoto para que estes consigam cumprir com suas metas específicas. Sob a óptica dos “países em desenvolvimento”, o MDL pode ser entendido com um incentivo econômico à promoção de um desenvolvimento sustentável.

Para os projetos de geração da Renova Energia, a própria empresa considera uma receita com créditos de carbono de R\$9,2/MWh.

5.2.7 Custos de operação e manutenção

Segundo a Renova Energia, gastos com O&M fixos são estimados em R\$39,3/kW.ano enquanto que para os gastos com O&M variáveis estima-se o valor de R\$2,3/MWh.

Esses custos envolvem as atividades de controle da operação das usinas, planejamento e suporte de engenharia, manutenção das máquinas e equipamentos (tanto preventiva quanto corretiva), entre outros.

É comum que esses serviços de manutenção sejam delegados ao “epcista”⁹ do projeto, que, no caso da Renova Energia, é a General Electric.

5.2.8 Seguro Operação

A Renova Energia optou pela contratação de seguro operação para seus parques eólicos. Essa é uma prática comum para esse tipo de empreendimento, sendo, portanto, adotada por diversas empresas do setor. Esse seguro protege a empresa dos principais riscos envolvidos na operação de uma usina eólica, entre os quais a quebra de máquinas e equipamentos além de outros riscos, como alagamento e inundação do local.

Segundo a Renova Energia, o custo desse seguro é estimado em 0,4% do investimento total dos empreendimentos.

⁹ O termo “Epcista” deriva da sigla EPC (*Engineering, Procurement and Construction Contracts*) e refere-se, no estudo de caso em questão, à empresa contratada para a construção das usinas de energia eólica. Os EPC’s são contratos realizados para a construção de grandes obras de engenharia e permitem a transferência dos riscos de engenharia e construção à empresa “epcista”.

5.2.9 Seguro garantia de término da obra

Basicamente, esse seguro é realizado para proteger a empresa de um eventual atraso na construção de suas usinas, cuja responsabilidade é do “epcista”. Caso o atraso na conclusão das obras de fato se concretize, esse seguro garante à empresa receita equivalente a que ela estaria gerando caso suas usinas já estivessem em operação. Para o caso da Renova Energia, esse contrato garante que, a partir de julho de 2012, estando as obras de suas usinas concluídas ou não, a empresa já estará gerando caixa.

De acordo com a Renova Energia, esse seguro é estimado em 0,5% do financiamento total do projeto.

5.2.10 Custos de Arrendamento

Dizem respeito ao arrendamento da terra onde a usina eólica é instalada. Seu custo é estimado pela Renova Energia em R\$ 2.750/turbina/ano. Para a empresa, o arrendamento das terras a um custo relativamente baixo gera mais retorno financeiro do que a sua compra, que exigiria a imobilização de grande quantidade de capital.

5.2.11 Despesas Administrativas

Essas despesas são referentes à estrutura administrativa necessária aos parques eólicos. A administração é responsável pelas atividades financeiras, contábeis e legais, entre outras.

5.2.12 Depreciação

A depreciação utilizada no modelo para os investimentos realizados em ativos imobilizados se dará em 20 anos (período de duração dos contratos) implicando em uma taxa de depreciação anual é de 5%.

5.2.13 Investimentos

De acordo com a Renova Energia, aproximadamente 80% de todo o investimento necessário para a construção e implementação de um parque eólico está relacionado com a aquisição das turbinas eólicas.

Conforme já comentado anteriormente, apesar do custo de aquisição desses equipamentos vir diminuindo nos últimos anos, ele ainda é muito elevado, tanto é que representa 80% de todo o investimento de um parque eólico.

Para o caso dos projetos vendidos no 2ºLER, a Renova Energia optou pela compra de equipamentos da GE. Os contratos celebrados entre as empresas prevêem o fornecimento por parte da GE de 180 aerogeradores de 1,5 MW cada, além dos serviços de transporte, construção, instalação e comissionamento. É de responsabilidade da GE a conclusão das instalações dos parques eólicos até junho de 2012, um mês antes da data prevista para o início das operações. Pelo lado da Renova Energia, suas principais obrigações são: i) construção das fundações e plataformas de fixação para a instalação das turbinas; ii) fornecimento de energia elétrica necessária para a montagem das turbinas; e iii) fornecimento de espaço para armazenamento dos equipamentos e instalação dos funcionários da GE.

Conforme divulgado pela empresa, o custo de aquisição dos aerogeradores foi de R\$854 milhões. Dado que a empresa estimou para seus projetos um investimento total de R\$3.800/kW, conclui-se que apenas os aerogeradores correspondem por 83,3% de todo o investimento estimado. São, portanto, determinantes para a sua viabilidade econômica.

5.2.14 Financiamentos

A Renova Energia considerou financiamento concedido pelo BNB (Banco do Nordeste do Brasil), a um custo anual de 7,13%, com 6 meses de carência, 18 anos para amortização e pagamento de juros durante o período de carência. A alavancagem considerada é de 90%, ou seja, 90% de todos os investimentos realizados serão financiados pelo BNB, de modo que os outros 10% restantes serão financiados pelos acionistas da empresa.

5.2.15 Outras informações

Para as análises realizadas na próxima etapa desse trabalho, o modelo financeiro desenvolvido considerou o efeito da inflação ao longo dos anos, de modo que todos os valores obtidos são nominais.

Ainda, para efeito de simplificação das análises e por ser totalmente aceitável sob o ponto de vista teórico, todos os projetos da Renova Energia vencedores do leilão foram agrupados, de modo que as análises foram feitas considerando-se um único projeto vencedor que, na prática, nada mais é do que a soma dos 14 projetos vencedores.

Como as diversas premissas do modelo (custo do financiamento, alavancagem, custo de investimento, etc) são as mesmas para todos os projetos, a determinação de um único projeto equivalente é obtida considerando a capacidade instalada e energia assegurada somada de todos eles, além do preço de venda médio de energia (calculado como o preço de venda de cada projeto, ponderado por sua energia assegurada).

Assim, além das premissas já discutidas anteriormente, o modelo financeiro considera um único projeto com 270MW de capacidade instalada, 134MW de energia assegurada e preço de

venda de R\$145,8/MWh. Para todos os fins, esse único projeto será denominado de Projeto Vencedor.

Finalmente, todas as análises são baseadas no uso da metodologia da TIR. Isso porque não serão feitas análises de investimento onde deve-se decidir pela implementação de um projeto em detrimento de outro – principal limitação para seu uso. Dado que os projetos vencedores do leilão já foram determinados, o autor acredita que o uso da TIR como metodologia permite uma maior sensibilidade para a análise dos resultados obtidos.

5.3 ANÁLISE DOS RESULTADOS

A análise de viabilidade do Projeto Vencedor indica uma taxa interna nominal de retorno de 10,6%.

A análise de seu fluxo de caixa indica que nos sete primeiros anos o projeto não é capaz de gerar caixa para o acionista, de modo que apenas a partir do oitavo ano o projeto começa a ter uma geração positiva de caixa.

Além disso, ele apresenta um período de *payback* longo, de 15 anos (somente em 2024 o projeto consegue “se pagar”). Apesar do período de *payback* não ser um critério correto para a determinação da viabilidade ou não de projetos quando usado isoladamente, conforme já discutido no capítulo anterior, percebe-se que ele pode, em muitos casos, ser uma grande restrição para a implementação de projetos. No caso do Projeto Vencedor, o empreendedor deve ter capacidade financeira e condições suficientes que lhe permitam aceitar um período de 14 anos até que o projeto comece a lhe dar algum retorno. Essa situação é ainda mais delicada em outros projetos de geração de energia elétrica. Enquanto as usinas eólicas não demandam muito tempo para sua construção (os projetos vencedores do LER, por exemplo, tem 2,5 anos entre a realização do leilão e a entrada em operação das usinas), projetos de grandes usinas hidrelétricas levam, em média, cinco anos para serem implementados e começarem a gerar receita. Nesses casos, o período de *payback* pode ser ainda mais longo e determinante na decisão de implementação ou não do projeto.

Abaixo, é apresentado o FCFE do Projeto Vencedor para o período de 2010 (início das construções) até 2032 (final dos contratos de venda de energia).

Fluxo de Caixa (R\$ milhões)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Lucro Líquido do Período	-6,59	-95,91	-67,71	14,43	26,01	36,13	47,62	59,48	71,28	82,99	95,06
Depreciação	0,00	-35,74	-54,41	-54,41	-54,41	-54,41	-54,41	-54,41	-54,41	-54,41	-54,41
Variação do capital de giro	0,26	0,31	-2,82	-3,22	-0,28	-0,30	-0,31	-0,33	-0,32	-0,32	-0,34
Investimentos	-714,78	-373,47	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Variação das dívidas	643,30	254,52	-121,70	-117,82	-113,94	-110,06	-106,18	-102,30	-98,42	-94,54	-90,66
FCFE	-77,81	-178,81	-137,81	-52,40	-34,80	-19,81	-4,46	11,27	26,95	42,54	58,47
TIR do projeto	10,6%										
Período de payback (anos)	15										

Fluxo de Caixa (R\$ milhões)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Lucro Líquido do Período	107,49	120,31	133,53	147,17	161,25	175,79	190,81	206,32	222,37	236,41	285,43	158,46
Depreciação	-54,41	-54,41	-54,41	-54,41	-54,41	-54,41	-54,41	-54,41	-54,41	-54,41	-54,41	-54,41
Variação do capital de giro	-0,35	-0,37	-0,39	-0,40	-0,42	-0,44	-0,46	-0,48	-0,50	-0,53	-0,55	6,02
Investimentos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Variação das dívidas	-86,78	-82,90	-79,02	-75,14	-71,26	-67,38	-63,50	-59,62	-20,01	0,00	0,00	0,00
FCFE	74,77	91,45	108,53	126,04	143,98	162,38	181,25	200,63	256,27	290,30	303,56	164,48

Tabela 12: FCFE do Projeto Vencedor.

Fonte: Elaboração do autor.

Com relação aos investimentos realizados, assume-se um desembolso de recursos concentrado nos dois primeiros anos do projeto (pouco mais de 1 bilhão de reais), correspondendo ao período de construção das usinas. Esse grande desembolso de caixa, porém, tem seu impacto consideravelmente amenizado pelos recursos ingressantes oriundos do financiamento obtido junto ao BNB (quase R\$900 milhões).

Em 2013, após um ano e meio do início das operações, o projeto começa a ter lucro líquido positivo (R\$14 milhões) e apenas em 2017 há geração positiva de caixa (R\$11 milhões). Essa geração de caixa é crescente com o passar dos anos, dado o crescimento constante do lucro líquido, a falta de necessidade de realização de qualquer tipo de investimento e um valor de amortização das dívidas cada vez menor.

Os gráficos abaixo permitem uma melhor visualização da evolução do lucro líquido e da geração de caixa do projeto. Os valores apresentados são em milhões de reais.

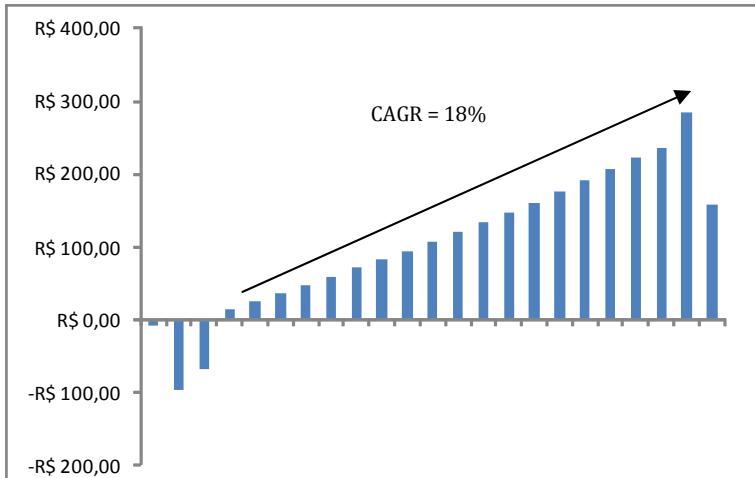


Gráfico 6: Evolução do lucro líquido do Projeto Vencedor.

Fonte: Elaboração do autor.

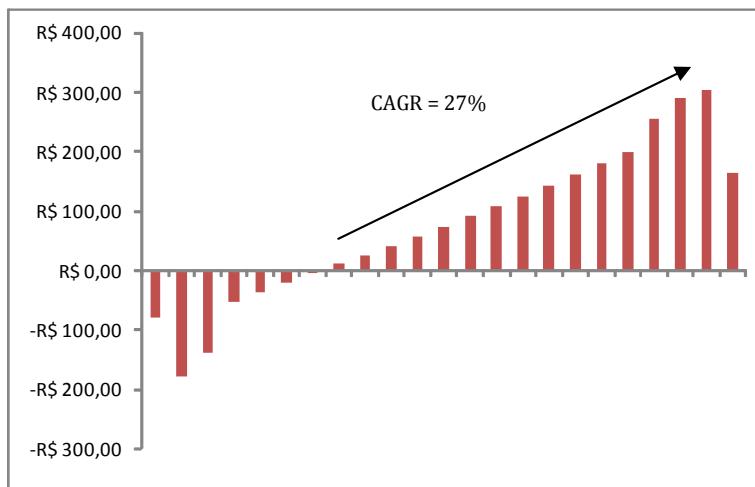


Gráfico 7: Evolução do FCFE do Projeto Vencedor.

Fonte: Elaboração do autor.

Ambos os gráficos tem valores negativos no ínicio (como já observado anteriormente) e o valor do último ano é bem menor quando comparado aos anos imediatamente anteriores pois os contratos de venda de energia terminam na metade do ano de 2032. Vale notar como o projeto possui geração de caixa forte e com altas taxas de crescimento. O período compreendido entre 2017 e 2032 (período em que a geração de caixa é positiva) possui um crescimento anualizado de 27%.

A análise do DRE do projeto (anexado no apêndice desse trabalho) permite extrair algumas informações acerca de seus aspectos mais operacionais. Na composição de custos

operacionais, por exemplo, três deles são os principais: custos de O&M (aproximadamente 29% do total), TUST (próxima a 26% do total) e o encargo de ICG (cerca de 36% do total).

Outro dado operacional relevante é a Margem EBITDA, relação entre o EBITDA (sigla para *earnings before interest, taxes, depreciation and amortization*, cuja tradução é “lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização”) e a receita líquida e que indica sua eficiência operacional, já que o EBITDA é obtido depois que os custos e despesas operacionais são deduzidos da receita. No caso do Projeto Vencedor essa margem fica um pouco acima dos 70% ao longo de todo o período projetado, podendo ser considerada elevada quando comparada com a Margem EBITDA de outros tipos de negócios – empresas distribuidoras de energia elétrica, por exemplo, tem essa margem entre 15% e 25% - e é característica de empreendimentos de geração no Brasil.

Até o momento, foram abordados os principais aspectos e características do Projeto Vencedor: sua TIR, período de *payback*, geração de caixa, etc. Entretanto, uma questão fundamental ainda permanece: o Projeto Vencedor é viável?

Conforme discutido no capítulo 4 desse trabalho, uma vez que a TIR do projeto é calculada, a resposta quanto a sua viabilidade econômica é muito simples de ser obtida. Tendo o projeto uma TIR maior que o custo de capital do acionista, ele é viável. Caso contrário, não.

Dessa forma, a questão chave para a pergunta feita anteriormente é a determinação do custo de capital do acionista.

Esse custo, obviamente, varia muito de investidor para investidor e, mesmo para um único investidor, pode variar consideravelmente em função de outra variável muito relevante: o tempo (aqui entendido como o momento em que a análise do investimento é feita).

A TIR de 10,6% do Projeto Vencedor pode ser considerada excelente para um investidor de perfil mais conservador, que vê nesse valor um retorno muito bom, dadas as características do projeto em questão, que possui, por exemplo, uma previsibilidade de fluxo de caixa altíssima, decorrente, principalmente, da facilidade de projeção das receitas. Portanto, por ser um projeto cujo risco associado é baixo, uma TIR de 10,6% pode ser satisfatória.

Essa mesma TIR pode ser considerada muito baixa por outro investidor, que possui perfil mais agressivo e que só aplica o seu capital em projetos com rentabilidade maior, apesar dos riscos associados também serem mais elevados.

Ainda, para esses dois investidores hipotéticos, o cenário macroeconômico e as alternativas de investimento existentes no momento da tomada de decisão possuem influência imensa.

Tomando como exemplo o cenário macroeconômico brasileiro atual, onde a taxa de juros básica da economia brasileira está acima dos 10% ao ano, o Projeto Vencedor soa muito menos atraente aos ouvidos de qualquer investidor do que em um cenário de juro mais baixo. Por outro lado, mesmo em um cenário de juro baixo, a existência de projetos mais rentáveis no portfólio de possíveis investimentos faz com que o Projeto Vencedor possa ser descartado. De maneira análoga, em um portfólio onde o Projeto Vencedor está entre os mais rentáveis, sua possibilidade de implementação é muito maior.

Seria possível discorrer ainda mais sobre essas e outras questões que são questões-chave para as decisões de investimento de qualquer um. Assim, dadas as inúmeras variáveis envolvidas nesse processo decisório e o fato de não existir um custo de capital “universal” comum a todos os investidores, não há uma resposta definitiva para a pergunta inicial levantada anteriormente.

Apenas para que o leitor possa ter uma referência de valor, a empresa de consultoria PSR Soluções e Consultoria em Energia, especializada na prestação de serviços de consultoria técnica nos setores de energia elétrica e gás natural, afirmava em documento apresentado em 2010¹⁰ que, dada a estabilidade econômica do país e as facilidades de financiamento, já era possível se verificar uma tendência de aceitação de taxas internas de retorno inferiores à 15% ao ano por parte dos investidores.

¹⁰ Ver Prospecto Definitivo de Distribuição Pública da Renova Energia S.A.

5.4 ANÁLISES DE SENSIBILIDADE

Conforme já mencionado anteriormente, a previsibilidade das receitas é uma das principais características dos projetos de geração de energia no Brasil e faz com que, comparativamente com outros tipos de projetos, ele possa ser considerado de baixo risco. Apesar disso, existem inúmeras outras variáveis cuja incerteza em sua projeção é grande.

Afim de verificar como elas influenciam na rentabilidade final do projeto, são realizadas, a seguir, análises de sensibilidade, tendo o Projeto Vencedor como base.

5.4.1 Análise de sensibilidade quanto ao valor residual do projeto

A análise elaborada anteriormente considerava um valor residual igual a zero para o Projeto Vencedor. Em outras palavras, considerava-se que, com o final dos contratos de venda de energia na metade de 2032, as usinas eólicas terminavam suas operações e, daí em diante, o fluxo de caixa gerado pelo projeto era zero.

A premissa de valor residual zero para o projeto, apesar de possível, é, na opinião do autor, bastante conservadora. Dada a constante necessidade de expansão da capacidade de geração do país e a crescente demanda por energia elétrica, é razoável admitir que, em 2032, a Renova Energia consiga vender novamente sua energia, seja no ACR ou no ACL.

Para esse novo cenário, admite-se que os contratos são renovados a R\$120,00/MWh (a preços de hoje), bem abaixo dos R\$145,80/MWh atuais, por mais um período de 20 anos. Ainda, admite-se a necessidade de realização de investimentos equivalente a 25% do investimento inicial (utilizando-se somente recursos dos próprios acionistas), para permitir que as usinas operem em condições normais até o fim dos novos contratos.

Nessas condições, a TIR do projeto aumenta sensivelmente, passando para 13,6%, o que significa um retorno quase 29% maior para o acionista. Percebe-se, então, o impacto

gigantesco que uma prorrogação do período de operação das usinas, com consequente continuidade de geração de caixa para o acionista possui na TIR final. Maiores detalhes desse cenário podem ser extraídos tanto do FCFE quanto do DRE desse novo projeto, apresentados no apêndice.

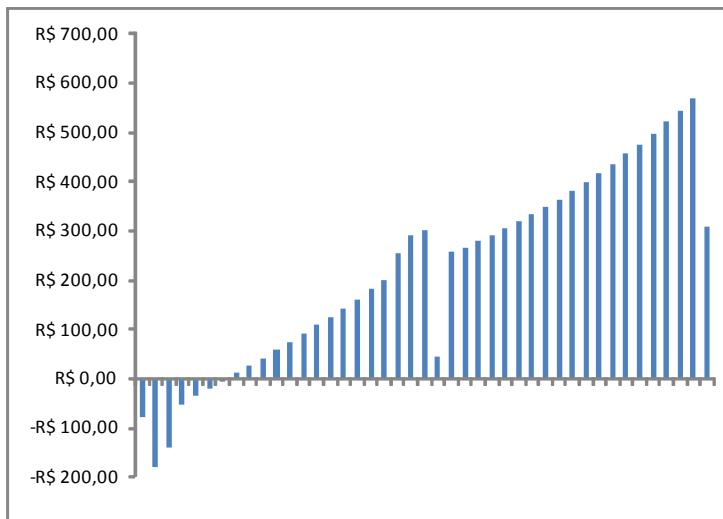


Gráfico 8: FCFE do Projeto Vencedor com valor residual.

Fonte: Elaboração do autor.

5.4.2 Análise de sensibilidade quanto ao fator de carga do projeto

O Projeto Vencedor da Renova Energia apresentou fator de carga de 50% (fator de carga médio dos 14 projetos). Considerando-se todos eles individualmente, o fator de carga variou de um mínimo de 45% (Empreendimento Eólico Porto Seguro) até um máximo de 55% (Empreendimento Eólico Rio Verde). Tomando-se os 71 projetos vencedores do leilão como amostra, esse intervalo é ainda maior (mínimo de 33% e máximo de 55%).

O gráfico 9 abaixo mostra o comportamento da TIR do projeto em função de seu fator de carga.

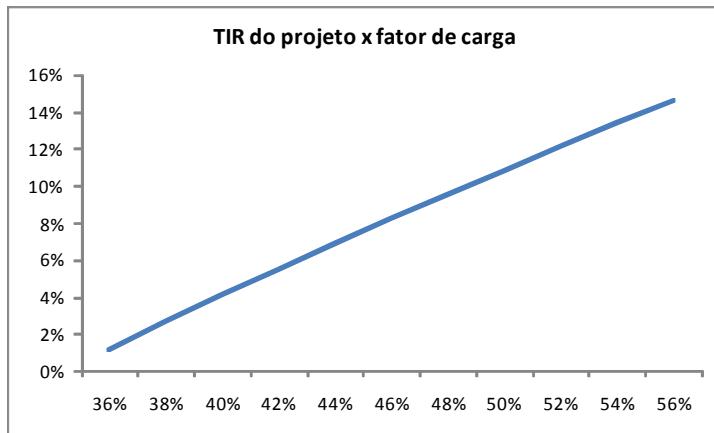


Gráfico 9: Variação da TIR do projeto em função de seu fator de carga.

Fonte: Elaboração do autor.

Como esperado, o fator de carga tem grande importância para o valor final da TIR, uma vez que é ele quem determina a quantidade de energia que poderá ser efetivamente comercializada nos leilões, impactando diretamente nas receitas geradas pelo projeto.

Pode-se notar que, dentro do intervalo de fatores de carga dos projetos vencedores do leilão, a TIR varia de um máximo de 10,8% (para um fator de carga de 50%) até zero (para fator de carga de 33%). No caso específico do Projeto Vencedor, um aumento de 2% em seu fator de carga implicaria em uma TIR 1,3% maior enquanto que um fator de carga 2% menor reduziria a TIR pelos mesmos 1,3%.

Duas situações particulares chamam a atenção. A primeira delas diz respeito aos projetos com fatores de carga mais baixos. Tomemos como exemplo o Empreendimento Eólico Faisa V cujo fator de carga é de 33% (ver tabela 7). Seria possível argumentar que a energia desse projeto foi vendida por R\$152,7/MWh, um preço 4,7% mais alto que o preço médio obtido pela Renova Energia. Ainda assim, considerando-se todas as outras premissas constantes, esse projeto não possui TIR positiva. Com um preço de venda de R\$152,7/MWh, somente a partir de um fator de carga de 33,7% é que o projeto passa a ter uma TIR positiva (0,5%).

Nesse caso, o projeto é, sem dúvida, inviável. Não há investidor que aceite realizar esse tipo de investimento para obter um retorno próximo a zero.

A grande dúvida, contudo, diz respeito às premissas e/ou estratégia adotadas pelos empreendedores desses projetos. É possível que eles tenham adotado premissas mais otimistas

em sua análise, tais como: valor residual não nulo para o projeto, menor custo de aquisição dos equipamentos (que, vale lembrar, representa cerca de 80% de todo o investimento do projeto), melhores condições de financiamento (menor custo do empréstimo, maior tempo de amortização), entre outros. É possível também que, como estratégia de entrada no mercado de geração eólica brasileiro, o empreendedor tenha aceitado “pagar o preço” de ter uma TIR muito baixa para o seu projeto.

A segunda questão que chama atenção diz respeito aos projetos vencedores da Renova Energia. Com um fator de capacidade médio de 50%, eles estiveram entre os projetos vencedores com mais alto fator de capacidade e isso pode ser encarado de duas formas.

A primeira seria entender a empresa como um *player* diferenciado, com grande expertise sobre o *business* de geração eólica e que, portanto, tem totais condições de desenvolver projetos tecnicamente mais viáveis. Isso seria possível devido ao conhecimento da empresa das condições de vento do país, de um trabalho de prospecção excelente que permite identificar as melhores localidades para o aproveitamento eólico, da utilização de tecnologia avançada e equipamentos de última geração em suas usinas, entre outros.

O segundo enfoque, mais negativo, requer que esses dados sejam encarados com mais ceticismo tendo em vista que ainda se conhece muito pouco sobre o potencial eólico brasileiro (apesar da elaboração de estudos relativamente recentes, como é o caso do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, desenvolvido em 2001 pela ANEEL) e ele ainda foi muito pouco explorado. Vale lembrar que a base de dados das condições dos ventos no Brasil é muito pequena e o fator de capacidade calculado para as usinas eólicas é baseado nesses históricos. Isso pode servir de argumento para os mais célicos, principalmente quando é feita comparação com as usinas hidrelétricas do país, cujos fatores de capacidade são determinados baseados em dados históricos de décadas das condições hidrológicas locais, o que confere uma confiabilidade muito maior para fatores de capacidade obtidos.

Nesse sentido, é necessário aguardar um maior desenvolvimento da indústria de geração eólica brasileira, que permitirá a verificação prática das condições de vento reais do país e a confirmação ou não de que projetos com altos fatores de capacidade são sim possíveis de serem desenvolvidos.

Um último ponto relevante relacionado a essa questão diz respeito aos contratos assinados pelos agentes que venderam energia no LER, já que esses contratos prevêem penalidades para os parques que gerarem energia em menor quantidade do que a contratada. Esse, sem dúvida, é um risco para os projetos cujo fator de capacidade foi sobre-estimado.

5.4.3 Análise de sensibilidade quanto ao custo de investimento do projeto

A variável mais importante na determinação dos custos de investimento é o preço de aquisição dos aerogeradores. Para o Projeto Vencedor, utilizou-se a premissa de custo de R\$3,8 milhões para cada MW de potência instalada.

Como se pode notar no gráfico abaixo, variações no custo de investimento têm grande impacto na TIR final do projeto. Um aumento de 5% nesse custo implica em redução de 1,2% para a TIR (de 10,6% para 9,4%) enquanto que uma redução de 5% nesse custo leva a TIR de 10,6% a 11,8% (aumento de 1,2%).

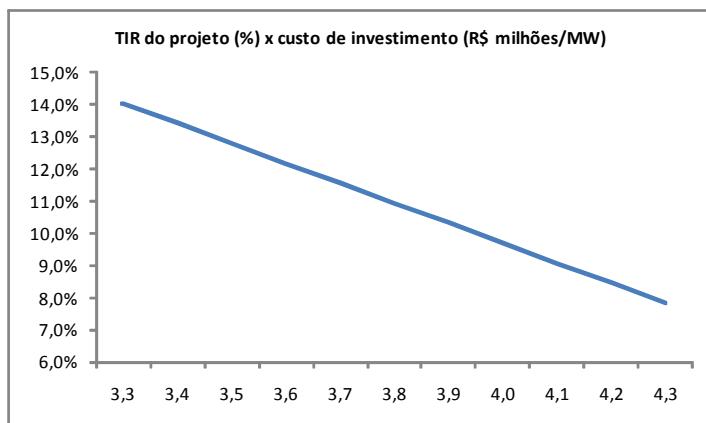


Gráfico 10: Variação da TIR do projeto em função do custo de investimento.

Fonte: Elaboração do autor.

É possível que, ao longo dos próximos anos, esse custo caia significativamente, podendo tornar os investimentos em empreendimentos eólicos muito mais rentáveis. Como já mencionado, a indústria eólica global tem amadurecido e obtido avanços tecnológicos importantes nos últimos anos.

5.4.4 Análise de sensibilidade quanto ao financiamento do projeto (nível de alavancagem e custo do financiamento)

Para o Projeto Vencedor, foi considerada alavancagem de 90% e custo da dívida de 7,13% anual, além de premissas de período de carência e de amortização.

Uma análise do impacto da variação do custo da dívida na TIR do projeto revela sua importância na viabilidade do mesmo. Conforme pode ser observado no gráfico abaixo, enquanto um custo de dívida 0,5% maior (7,63% ao ano) implica em uma TIR de 9,7% (0,9% menor que os 10,6% do Projeto Vencedor), um custo 0,5% menor resulta em uma TIR 1% maior (11,6%).

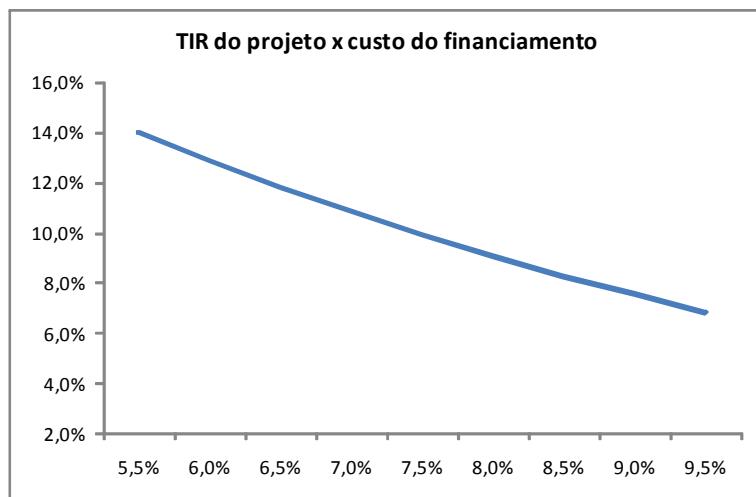


Gráfico 11: Variação da TIR do projeto em função do custo de financiamento.

Fonte: Elaboração do autor.

Essa pequena análise de sensibilidade revela a importância que bancos como BNDES, o BNB, entre outros, possuem no sentido de viabilizar as obras de infra-estrutura do setor elétrico, que, por sua natureza, demandam investimentos vultosos. Esse tipo de financiamento, concedido também para projetos em outros setores de infra-estrutura, se torna fundamental para atrair o investidor privado uma vez que o custo do empréstimo concedido por esses órgãos é muito menor, quando comparado ao custo do empréstimo que poderia ser obtido

através de outras fontes, via emissão de debêntures ou outros títulos de dívida. Como exemplo, um financiamento obtido ao custo de 8,5% ao ano (menos de 1,5% acima do custo obtido junto ao BNB), reduziria a TIR do projeto em 22%, gerando um valor muito menor para o investidor.

Uma outra análise interessante de ser feita é esta evidenciada na tabela 13, abaixo. Nela, estão apresentados os diferentes valores para a TIR do projeto, conforme são alteradas duas variáveis diferentes: sua alavancagem e seu custo de financiamento. Os valores de TIR destacados em verde revelam os diferentes valores dessas duas variáveis para os quais ela fica acima do valor inicial de 10,6%, enquanto que, em vinho, são os casos onde a TIR resultante fica abaixo desse valor.

		Alavancagem				
		50,0%	60,0%	70,0%	80,0%	90,0%
Custo do financiamento	5,5%	13,0%	13,2%	13,4%	13,6%	14,0%
	6,0%	12,6%	12,6%	12,7%	12,7%	12,9%
	6,5%	12,2%	12,1%	12,1%	11,9%	11,8%
	7,0%	11,8%	11,6%	11,4%	11,1%	10,8%
	7,5%	11,4%	11,1%	10,8%	10,3%	9,9%
	8,0%	11,0%	10,6%	10,2%	9,6%	9,1%
	8,5%	10,7%	10,2%	9,6%	8,9%	8,3%
	9,0%	10,3%	9,7%	9,1%	8,3%	7,6%

Tabela 13: Sensibilidade da TIR do projeto com relação a alavancagem e custo do financiamento.

Fonte: Elaboração do autor.

Nota-se que, independentemente do nível de alavancagem adotado, uma redução no custo do financiamento sempre possui impacto positivo na TIR, ou seja, quanto menor esse custo, maior a TIR (como já evidenciado no gráfico 11). Contudo, não é possível afirmar o mesmo a respeito da alavancagem pois, para cada nível de alavancagem diferente, existe um custo de financiamento para o qual se obtém uma TIR maior que 10,6%. Para uma alavancagem de 80%, por exemplo, custos de financiamento menores que 7,5% ao ano já resultam em TIR acima de 10,6% enquanto que para uma alavancagem de 60%, custos abaixo de 8,0% já provocam esse efeito.

Existem ainda outras análises de sensibilidade relevantes que poderiam ser feitas para se verificar o impacto da variação de certas condições e premissas na rentabilidade final do projeto. Algumas delas são:

- Sensibilidade quanto ao preço de venda da energia no leilão;
- Sensibilidade quanto à receita de vendas de créditos de carbono;
- Sensibilidade quanto ao desconto de 50% que o projeto possui na TUST.

Para esses casos, caso o leitor tenha interesse, os gráficos com as análises de sensibilidade encontram-se no apêndice.

A partir das análises realizadas, constata-se a dificuldade existente na avaliação precisa de um projeto de geração eólica. Isso porque alterações muitas vezes pequenas nas mais diversas variáveis que compõe o projeto podem ter impactos significativos na TIR resultante, podendo torná-lo viável quando, inicialmente, não o era, e vice-versa. Um exemplo claro disso, já apresentado anteriormente, é o do custo do investimento que, se sofre uma pequena alteração de apenas 5%, passando dos atuais R\$3,8 milhões/MW para R\$3,990 milhões/MW (aumento de 5%) ou R\$3,61 milhões/MW (diminuição de 5%), impacta a TIR do projeto em significativos 1,2%.

6 CONCLUSÕES

O trabalho realizado permitiu a obtenção de dados e informações concretas que viabilizaram uma análise objetiva dos projetos de geração de energia eólica pertencentes à Renova Energia S.A. vendidos no Segundo Leilão de Energia de Reserva.

O estudo baseou-se em um referencial teórico cujos conceitos apresentados têm origem, principalmente, na engenharia econômica e financeira. A análise do estudo de caso proposto foi possível após o desenvolvimento de um modelo financeiro representativo dos projetos de geração em questão.

Conforme foi apresentado no capítulo 5 desse trabalho, o modelo financeiro apresenta diversas premissas e projeções, sem as quais a sua construção é impossível. Premissas para a projeção das receitas não foram necessárias devido à característica específica do setor de geração elétrica no Brasil, que permite uma projeção bastante confiável e com baixa probabilidade de erro, uma vez que a receita dos geradores está assegurada por contrato. Isso é, sem dúvida, um grande facilitador para a modelagem dos projetos de geração e implica em uma redução considerável na percepção do risco do projeto. Ainda assim, diversas outras premissas foram adotadas, dentre as quais merecem destaque premissas de investimento, de financiamento, de valor residual para o projeto, entre outras.

Por se tratarem de premissas, ou seja, por terem um componente de incerteza em seu valor, a elaboração de análises de sensibilidade é, na opinião do autor, fundamental para que todos os riscos relacionados ao projeto sejam levados em consideração antes de qualquer tomada de decisão e para que o tomador de decisão tenha conhecimento do quanto a rentabilidade de seu projeto pode ser impactada, tanto positiva quanto negativamente, caso as premissas adotadas se verifiquem incorretas *a posteriori*. As análises de sensibilidade deixaram claro como elementos, dos quais muitos não dependem do tomador de decisão, podem afetar sensivelmente a viabilidade dos projetos, sendo, portanto, a maior dificuldade existente na elaboração desse tipo de análises.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AMÊNDOLA, C.A.M. **Contribuição ao estudo de aerogeradores de velocidade e passo variáveis com gerador duplamente alimentado e sistema de controle difuso.** Tese (Doutorado) – Escola de Engenharia de São Carlos. São Carlos, 2007.

American Wind Energy Association. **Informações gerais do website.** Disponível em: <www.awea.org>. Acesso em 23/08/2010.

American Wind Energy Association. **Winds of Change – A manufacturing blueprint for the wind industry.** Disponível em: <www.awea.org>. Acesso em 23/08/2010.

ANEEL. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil.** 2^a Edição. Brasília, 2005.

ANEEL. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro.** Brasília, 2001.

ANEEL. **Informações gerais do website.** Disponível em:<www.aneel.gov.br>. Acesso em 20/07/2010.

BRIGHAM, E.; GAPENSKI, L.C.; EHRHARDT, M.C. **Financial Management: Theory and Practice** 9^a Edição. TheDryden Press, 1999.

CPFL. **Informações gerais do website.** Disponível em:<www.cpfl.com.br>. Acesso em 05/05/2010.

CCEE. **Informações gerais do website.** Disponível em:<www.ccee.org.br>. Acesso em 03/08/2010.

DAMODARAN, A. **Finanças Corporativas Aplicadas – Manual do Usuário.** Porto Alegre, 2002.

DAMODARAN, A. **Damodaran on Valuation – Security Analysis for Investment and Corporate Finance.** Estados Unidos, 2006.

EPE. Projeções de Demanda de Energia Elétrica – PDE 2008-2017 (Sumário Executivo). Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>. Acesso em 15/05/2010.

EPE. Resenha Mensal do Mercado de Energia Elétrica – Agosto de 2010. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>. Acesso em 13/09/2010.

GITMAN, L.G. Princípios de Administração Financeira. São Paulo, 2004.

GWEC. Global Wind 2009 Report. Disponível em: <www.gwec.net>. Acesso em 02/08/2010.

LEITE, A.D. A energia do Brasil. Rio de Janeiro, 1997.

MME. Informações gerais do website. Disponível em: <www.mme.gov.br>. Acesso em 05/06/2010.

NETO, A.A. Finanças Corporativas e Valor. São Paulo, 2008.

ONS. Plano Anual de Operação Energética – PEN 2009 (Sumário Executivo). Disponível em: <www.ons.org.br>. Acesso em 14/10/2010.

PINTO JUNIOR, H.Q. Economia da Energia – Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial. Rio de Janeiro, 2007.

_____. **Prospecto Definitivo.** Disponível em: <www.renovaenergia.com.br>. Acesso em 29/08/2010.

_____. **Release de Resultado 1T10.** Disponível em: <www.renovaenergia.com.br>. Acesso em 29/08/2010.

_____. **Release de Resultado 2T10.** Disponível em: <www.renovaenergia.com.br>. Acesso em 29/08/2010.

_____. **Formulário de Referência.** Disponível em: <www.renovaenergia.com.br>. Acesso em 07/09/2010.

8 APÊNDICE

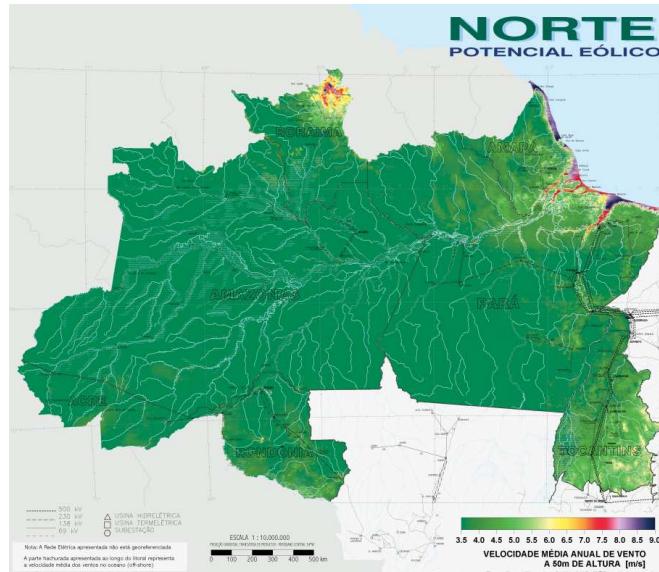


Figura 8: Velocidade média anual do vento na região Norte.

Fonte: Atlas do Potencial Eólico Brasileiro.

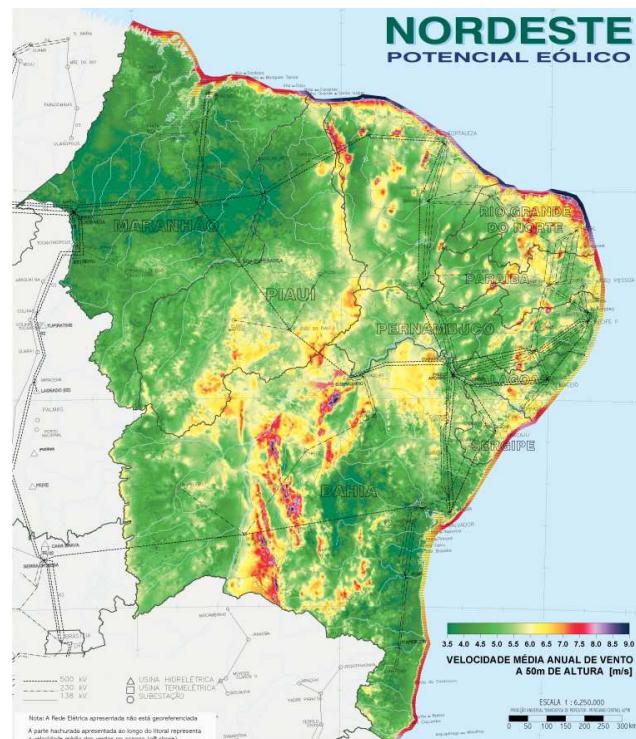


Figura 9: Velocidade média anual do vento na região Nordeste.

Fonte: Atlas do Potencial Eólico Brasileiro.

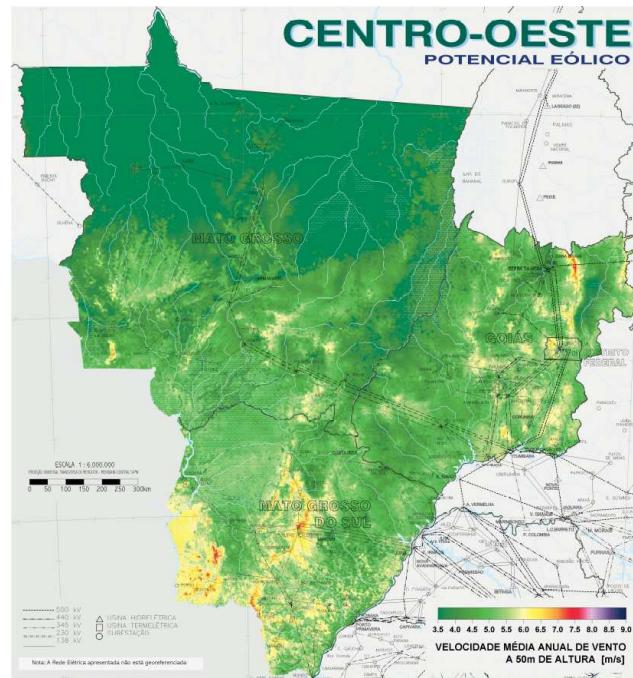


Figura 10: Velocidade média anual do vento na região Centro-Oeste.

Fonte: Atlas do Potencial Eólico Brasileiro.

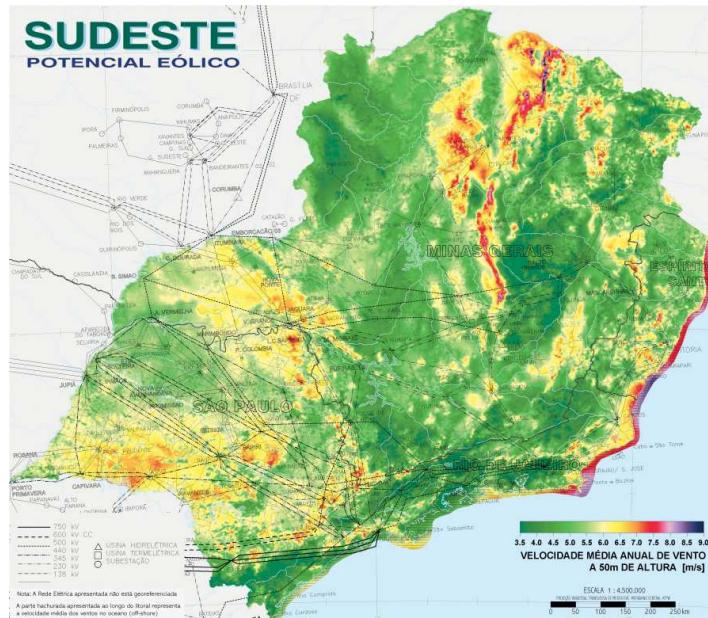


Figura 11: Velocidade média anual do vento na região Sudeste.

Fonte: Atlas do Potencial Eólico Brasileiro.

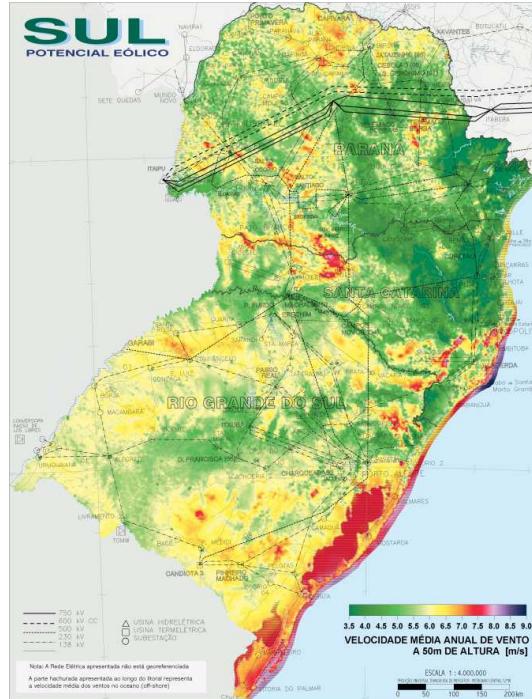


Figura 12: Velocidade média anual do vento na região Sul.

Fonte: Atlas do Potencial Eólico Brasileiro.

DRE (R\$ milhões)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Receita com venda de energia	0,00	0,00	90,87	190,43	199,00	207,96	217,31	227,09	237,31	247,99	255,15
Receita com venda de créditos de carbono	0,00	0,00	5,88	12,32	12,88	13,46	14,06	14,70	15,36	16,05	16,77
Receita Bruta	0,00	0,00	96,75	202,75	211,88	221,41	231,38	241,79	252,67	264,04	275,92
Deduções da Receita Bruta	0	0,00	3,53	7,40	7,73	8,08	8,45	8,83	9,22	9,64	10,07
Receita Líquida	0,00	0,00	93,21	195,35	204,14	213,33	222,93	232,96	243,45	254,40	265,85
Operação e Manutenção (Fixo)	0,00	7,72	12,11	12,65	13,22	13,82	14,44	15,09	15,77	16,48	17,22
Operação e Manutenção (Variável)	0,00	0,00	1,54	3,22	3,36	3,52	3,67	3,84	4,01	4,19	4,38
TUST	0,00	0,00	8,66	17,33	17,35	17,34	17,29	17,20	17,53	18,32	19,14
Taxa ANEEL	0,00	0,00	0,27	0,57	0,59	0,62	0,65	0,68	0,71	0,74	0,77
Taxa ONS	0,00	0,00	0,07	0,14	0,14	0,15	0,16	0,17	0,17	0,18	0,19
Taxa CCEE	0,00	0,00	0,02	0,10	0,11	0,11	0,12	0,12	0,13	0,13	0,14
Taxa ICG	0,00	0,00	9,24	19,32	20,19	21,10	22,05	23,04	24,07	25,16	26,29
Seguro de Operação	2,86	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35
Seguro Garantia de Término da Obra	3,22	1,68	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Arrendamento	0,52	0,54	0,56	0,59	0,62	0,64	0,67	0,70	0,74	0,77	0,80
Administrativo	0,00	0,00	0,19	0,41	0,42	0,44	0,46	0,48	0,51	0,53	0,55
Custos e despesas operacionais	6,59	14,30	37,02	58,68	60,37	62,09	63,86	65,67	67,98	70,85	73,84
EBITDA	-6,59	-14,30	56,19	136,67	143,78	151,24	159,07	167,29	175,46	183,55	192,01
Margem EBITDA (%)			60%	70%	70%	71%	71%	72%	72%	72%	72%
Depreciação	0,00	35,74	54,41	54,41	54,41	54,41	54,41	54,41	54,41	54,41	54,41
Resultado operacional	-6,59	-50,04	1,78	82,26	89,36	96,83	104,66	112,88	121,05	129,14	137,60
Margem operacional (%)			2%	42%	44%	45%	47%	48%	50%	51%	52%
Resultado Financeiro	0,00	45,87	67,28	63,41	59,53	55,65	51,77	47,89	44,01	40,13	36,25
Resultado antes dos impostos	-6,59	-95,91	-65,50	18,85	29,84	41,18	52,89	64,99	77,04	89,01	101,35
IR e CSLL	0	0,00	2,21	4,62	4,83	5,05	5,28	5,51	5,76	6,02	6,29
Lucro Líquido do período	-6,59	-95,91	-67,71	14,23	25,01	36,13	47,62	59,48	71,28	82,99	95,06

Tabela 14: DRE do Projeto Vencedor (2010-2020).

Fonte: Elaboração do autor.

DRE (R\$ milhões)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Receita com venda de energia	270,81	283,00	295,73	309,04	322,95	337,48	352,67	368,54	385,12	402,45	420,56	219,14
Receita com venda de créditos de carbono	17,53	18,31	19,14	20,00	20,90	21,84	22,82	23,85	24,92	26,04	27,22	14,18
Receita Bruta	288,34	301,31	314,87	329,04	343,85	359,32	375,49	392,39	410,04	428,50	447,78	233,32
Deduções da Receita Bruta	10,52	11,00	11,49	12,01	12,55	13,12	13,71	14,32	14,97	15,64	16,34	8,52
Receita Líquida	277,81	290,31	303,38	317,03	331,30	346,21	361,78	378,07	395,08	412,86	431,43	224,81
Operação e Manutenção (Fixo)	17,99	18,80	19,65	20,54	21,46	22,43	23,43	24,49	25,59	26,74	27,95	14,60
Operação e Manutenção (Variável)	4,58	4,78	5,00	5,22	5,46	5,71	5,96	6,23	6,51	6,80	7,11	3,71
TUST	20,00	20,90	21,84	22,82	23,85	24,93	26,05	27,22	28,44	29,72	31,06	16,23
Taxa ANEEL	0,81	0,84	0,88	0,92	0,96	1,00	1,05	1,10	1,15	1,20	1,25	0,65
Taxa ONS	0,20	0,21	0,22	0,22	0,24	0,25	0,26	0,27	0,28	0,29	0,31	0,16
Taxa CCEE	0,15	0,15	0,16	0,17	0,17	0,18	0,19	0,20	0,21	0,22	0,23	0,06
Taxa ICG	27,47	28,71	30,00	31,35	32,76	34,24	35,78	37,39	39,07	40,83	42,67	22,29
Seguro de Operação	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35	2,18
Seguro Garantia de Término da Obra	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Arrendamento	0,84	0,88	0,92	0,96	1,00	1,05	1,09	1,14	1,19	1,25	1,30	0,68
Administrativo	0,58	0,60	0,63	0,66	0,69	0,72	0,75	0,78	0,82	0,86	0,90	0,47
Custos e despesas operacionais	76,97	80,23	83,65	87,22	90,95	94,84	98,92	103,17	107,62	112,26	117,12	61,03
EBITDA	200,85	210,08	219,73	229,81	240,35	251,36	262,87	274,89	287,46	300,59	314,31	163,78
Margem EBITDA (%)	72%	72%	72%	72%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%
Depreciação	54,41	54,41	54,41	54,41	54,41	54,41	54,41	54,41	54,41	54,41	54,41	0,00
Resultado operacional	146,43	155,67	165,32	175,40	185,94	196,95	208,46	220,48	233,05	246,18	259,64	163,78
Margem operacional (%)	53%	54%	54%	55%	56%	57%	58%	58%	59%	60%	69%	73%
Resultado Financeiro	32,37	28,49	24,61	20,73	16,85	12,97	9,09	5,21	1,33	0,00	0,00	0,00
Resultado antes dos Impostos	114,07	127,18	140,71	154,67	169,09	183,98	199,37	215,27	231,72	246,18	259,64	163,78
IR e CSLL	6,57	6,87	7,18	7,50	7,84	8,19	8,56	8,95	9,35	9,77	10,21	5,32
Lucro Líquido do período	107,49	120,31	133,53	147,17	161,25	175,79	190,81	206,32	222,37	236,41	285,43	158,46

Tabela 15: DRE do Projeto Vencedor (2021-2032).

Fonte: Elaboração do autor.

DRE (R\$ milhões)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Receita com venda de energia	0,00	0,00	90,87	190,43	199,00	207,96	217,31	227,09	237,31	247,99	259,15
Receita com venda de créditos de carbono	0,00	0,00	5,88	12,32	12,88	13,46	14,06	14,70	15,36	16,05	16,77
Receita Bruta	0,00	0,00	96,75	202,75	211,88	221,41	231,38	241,79	252,67	264,04	275,92
Deduções da Receita Bruta	0	0,00	3,53	7,40	7,73	8,08	8,45	8,83	9,22	9,64	10,07
Receita Líquida	0,00	0,00	93,21	195,35	204,14	213,33	222,93	232,96	243,45	254,40	265,85
Operação e Manutenção (Fixo)	0,00	7,72	12,11	12,65	13,22	13,82	14,44	15,09	15,77	16,48	17,22
Operação e Manutenção (Variável)	0,00	0,00	1,54	3,22	3,36	3,52	3,67	3,84	4,01	4,19	4,38
TUST	0,00	0,00	8,66	17,33	17,35	17,34	17,29	17,20	17,53	18,32	19,14
Taxa ANEEL	0,00	0,00	0,27	0,57	0,59	0,62	0,65	0,68	0,71	0,74	0,77
Taxa ONS	0,00	0,00	0,07	0,14	0,14	0,15	0,16	0,17	0,17	0,18	0,19
Taxa CCEE	0,00	0,00	0,02	0,10	0,11	0,11	0,12	0,12	0,13	0,13	0,14
Taxa ICG	0,00	0,00	9,24	19,32	20,19	21,10	22,05	23,04	24,07	25,16	26,29
Seguro de Operação	2,86	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35
Seguro Garantia de Término da Obra	3,22	1,68	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Arrendamento	0,52	0,54	0,56	0,59	0,62	0,64	0,67	0,70	0,74	0,77	0,80
Administrativo	0,00	0,00	0,19	0,41	0,42	0,44	0,46	0,48	0,51	0,53	0,55
Custos e despesas operacionais	6,59	14,30	37,02	58,68	60,37	62,09	63,86	65,67	67,98	70,85	73,84
EBITDA	-6,59	-14,30	56,19	136,67	143,78	151,24	159,07	167,29	175,46	183,55	192,01
Margem EBITDA (%)	60%	70%	70%	71%	71%	72%	72%	72%	72%	72%	72%
Depreciação	0,00	35,74	54,41	54,41	54,41	54,41	54,41	54,41	54,41	54,41	54,41
Resultado operacional	-6,59	-50,04	1,78	82,26	89,36	96,83	104,66	112,88	121,05	129,14	137,60
Margem operacional (%)	2%	42%	44%	45%	47%	48%	50%	51%	52%	52%	52%
Resultado Financeiro	0,00	45,87	67,28	63,41	59,53	55,65	51,77	47,89	44,01	40,13	36,25
Resultado antes dos Impostos	-6,59	-95,91	-65,50	18,85	29,84	41,18	52,89	64,99	77,04	89,01	101,35
IR e CSLL	0	0,00	2,21	4,62	4,83	5,05	5,28	5,51	5,76	6,02	6,29
Lucro Líquido do período	-6,59	-95,91	-67,71	14,23	25,01	36,13	47,62	59,48	71,28	82,99	95,06

Tabela 16: DRE do Projeto Vencedor com valor residual (2010-2020).

Fonte: Elaboração do autor.

Fluxo de Caixa (R\$ milhões)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Lucro Líquido do Período	-6,59	-95,91	-67,71	14,23	25,01	36,13	47,62	59,48	71,28	82,99	95,06
Depreciação	0,00	-35,74	-54,41	-54,41	-54,41	-54,41	-54,41	-54,41	-54,41	-54,41	-54,41
Variação do capital de giro	0,26	0,31	-2,82	-3,22	-0,28	-0,30	-0,31	-0,33	-0,33	-0,32	-0,34
Investimentos	-714,78	-373,47	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Variação das dívidas	643,30	254,52	-121,70	-117,82	-113,94	-110,06	-106,18	-102,30	-98,42	-94,54	-90,66
FCFE	-77,81	-178,81	-137,81	-52,40	-34,80	-19,81	-4,46	11,27	26,95	42,54	58,47
TIR do projeto	13,6%										
Período de payback (anos)	15										

Tabela 17: FCFE do Projeto Vencedor com valor residual (2010-2020).

Fonte: Elaboração do autor.

DRE (R\$ milhões)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Receita com venda de energia	270,81	283,00	295,73	309,04	322,95	337,48	352,67	368,54	385,12	402,45
Receita com venda de créditos de carbono	17,53	18,31	19,14	20,00	20,90	21,84	22,82	23,85	24,92	26,04
Receita Bruta	288,34	301,31	314,87	329,04	343,85	359,32	375,49	392,39	410,04	428,50
Deduções da Receita Bruta	10,52	11,00	11,49	12,01	12,55	13,12	13,71	14,32	14,97	15,64
Receita Líquida	277,81	290,31	303,38	317,03	331,30	346,21	361,78	378,07	395,08	412,86
Operação e Manutenção (Fixo)	17,99	18,80	19,65	20,54	21,46	22,43	23,43	24,49	25,59	26,74
Operação e Manutenção (Variável)	4,58	4,78	5,00	5,22	5,46	5,71	5,96	6,23	6,51	6,80
TUST	20,00	20,90	21,84	22,82	23,85	24,93	26,05	27,22	28,44	29,72
Taxa ANEEL	0,81	0,84	0,88	0,92	0,96	1,00	1,05	1,10	1,15	1,20
Taxa ONS	0,20	0,21	0,22	0,22	0,24	0,25	0,26	0,27	0,28	0,29
Taxa CCEE	0,15	0,15	0,16	0,17	0,17	0,18	0,19	0,20	0,21	0,22
Taxa ICG	27,47	28,71	30,00	31,35	32,76	34,24	35,78	37,39	39,07	40,83
Seguro de Operação	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35
Seguro Garantia de Término da Obra	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Arrendamento	0,84	0,88	0,92	0,96	1,00	1,05	1,09	1,14	1,19	1,25
Administrativo	0,58	0,60	0,63	0,66	0,69	0,72	0,75	0,78	0,82	0,86
Custos e despesas operacionais	76,97	80,23	83,65	87,22	90,95	94,84	98,92	103,17	107,62	112,26
EBITDA	200,85	210,08	219,73	229,81	240,35	251,36	262,87	274,89	287,46	300,59
Margem EBITDA (%)	72%	72%	72%	72%	73%	73%	73%	73%	73%	73%
Depreciação	54,41	54,41	54,41	54,41	54,41	54,41	54,41	54,41	54,41	54,41
Resultado operacional	146,43	155,67	165,32	175,40	185,94	196,95	208,46	220,48	233,05	246,18
Margem operacional (%)	53%	54%	54%	55%	56%	57%	58%	58%	59%	60%
Resultado Financeiro	32,37	28,49	24,61	20,73	16,85	12,97	9,09	5,21	1,33	0,00
Resultado antes dos Impostos	114,07	127,18	140,71	154,67	169,09	183,98	199,37	215,27	231,72	246,18
IR e CSLL	6,57	6,87	7,18	7,50	7,84	8,19	8,56	8,95	9,35	9,77
Lucro Líquido do período	107,49	120,31	133,53	147,17	161,25	175,79	190,81	206,32	222,37	236,41

Tabela 18: DRE do Projeto Vencedor com valor residual (2021-2030).

Fonte: Elaboração do autor.

Fluxo de Caixa (R\$ milhões)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Lucro Líquido do Período	107,49	120,31	133,53	147,17	161,25	175,79	190,81	206,32	222,37	236,41
Depreciação	-54,41	-54,41	-54,41	-54,41	-54,41	-54,41	-54,41	-54,41	-54,41	-54,41
Variação do capital de giro	-0,35	-0,37	-0,39	-0,40	-0,42	-0,44	-0,46	-0,48	-0,50	-0,53
Investimentos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Variação das dívidas	-86,78	-82,90	-79,02	-75,14	-71,26	-67,38	-63,50	-59,62	-50,01	0,00
FCFE	74,77	91,45	108,53	126,04	143,98	162,38	181,25	200,63	256,27	290,30

Tabela 19: FCFE do Projeto Vencedor com valor residual (2021-2030).

Fonte: Elaboração do autor.

DRE (R\$ milhões)	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Receita com venda de energia	420,56	439,49	377,98	394,99	412,76	431,34	450,75	471,03	492,23	514,38
Receita com venda de créditos de carbono	27,22	28,44	29,72	31,06	32,46	33,92	35,44	37,04	38,71	40,45
Receita Bruta	447,78	467,93	407,70	426,05	445,22	465,26	486,19	508,07	530,93	554,83
Deduções da Receita Bruta	16,34	17,08	14,88	15,55	16,25	16,98	17,75	18,54	19,38	20,25
Receita Líquida	431,43	450,85	392,82	410,50	428,97	448,27	468,45	489,53	511,56	534,58
Operação e Manutenção (Fixo)	27,95	29,20	30,52	31,89	33,33	34,83	36,39	38,03	39,74	41,53
Operação e Manutenção (Variável)	7,11	7,43	7,76	8,11	8,48	8,86	9,26	9,68	10,11	10,57
TUST	31,06	32,46	33,92	35,45	37,04	38,71	40,45	42,27	44,17	46,16
Taxa ANEEL	1,25	1,31	1,37	1,43	1,49	1,56	1,63	1,70	1,78	1,86
Taxa ONS	0,31	0,32	0,33	0,35	0,37	0,38	0,40	0,42	0,44	0,45
Taxa CCEE	0,23	0,24	0,25	0,26	0,27	0,28	0,30	0,31	0,32	0,34
Taxa ICG	42,67	44,59	46,59	48,69	50,88	53,17	55,56	58,06	60,67	63,40
Seguro de Operação	4,35	5,44	5,44	5,44	5,44	5,44	5,44	5,44	5,44	5,44
Seguro Garantia de Término da Obra	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Arrendamento	1,30	1,36	1,42	1,49	1,55	1,62	1,70	1,77	1,85	1,94
Administrativo	0,90	0,94	0,82	0,85	0,89	0,93	0,97	1,02	1,06	1,11
Custos e despesas operacionais	117,12	123,28	128,42	133,96	139,74	145,78	152,10	158,70	165,60	172,80
EBITDA	314,31	327,57	264,40	276,54	289,23	302,49	316,35	330,83	345,96	361,77
Margem EBITDA (%)	73%	73%	67%	67%	67%	67%	68%	68%	68%	68%
Depreciação	18,67	0,00	13,60	13,60	13,60	13,60	13,60	13,60	13,60	13,60
Resultado operacional	295,64	327,57	250,79	262,94	275,63	288,89	302,74	317,22	332,36	348,17
Margem operacional (%)	69%	73%	64%	64%	64%	64%	65%	65%	65%	65%
Resultado Financeiro	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Resultado antes dos Impostos	295,64	327,57	250,79	262,94	275,63	288,89	302,74	317,22	332,36	348,17
IR e CSLL	10,21	10,67	9,30	9,71	10,15	10,61	11,09	11,58	12,11	12,65
Lucro Líquido do período	285,43	316,90	241,50	253,22	265,48	278,28	291,66	305,64	320,25	335,52

Tabela 20: DRE do Projeto Vencedor com valor residual (2031-2040).

Fonte: Elaboração do autor.

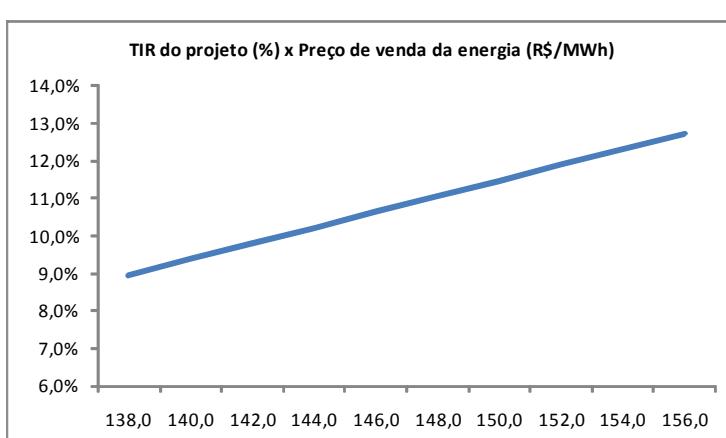
Fluxo de Caixa (R\$ milhões)	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Lucro Líquido do Período	285,43	316,90	241,50	253,22	265,48	278,28	291,66	305,64	320,25	335,52
Depreciação	-18,67	0,00	-13,60	-13,60	-13,60	-13,60	-13,60	-13,60	-13,60	-13,60
Variação do capital de giro	-0,55	-0,53	2,53	-0,49	-0,51	-0,53	-0,55	-0,58	-0,61	-0,63
Investimentos	0,00	-272,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Variação das dívidas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
FCFE	303,56	44,30	257,63	266,34	278,57	291,35	304,71	318,66	333,25	348,49

Tabela 21: FCFE do Projeto Vencedor com valor residual (2031-2040).**Fonte:** Elaboração do autor.

DRE (R\$ milhões)	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052
Receita com venda de energia	537,53	561,72	586,99	613,41	641,01	669,86	700,00	731,50	764,42	798,62	834,76	834,97
Receita com venda de créditos de carbono	42,27	44,17	46,16	48,23	50,40	52,67	55,04	57,52	60,11	62,81	65,64	34,20
Receita Bruta	579,79	605,88	633,15	661,64	691,41	722,53	755,04	789,02	824,52	861,63	900,40	469,17
Deduções da Receita Bruta	21,16	22,11	23,11	24,15	25,24	26,37	27,56	28,80	30,10	31,45	32,86	17,12
Receita Líquida	558,63	583,77	610,04	637,49	666,18	696,16	727,48	760,22	794,43	830,18	867,54	452,05
Operação e Manutenção (Fixo)	43,40	45,35	47,39	49,53	51,75	54,08	56,52	59,06	61,72	64,49	67,40	35,21
Operação e Manutenção (Variável)	11,04	11,54	12,06	12,60	13,17	13,76	14,38	15,03	15,70	16,41	17,15	8,94
TUST	48,24	50,41	52,68	55,05	57,52	60,11	62,82	65,64	68,60	71,68	74,91	39,14
Taxa ANEEL	1,94	2,03	2,12	2,22	2,32	2,42	2,53	2,65	2,77	2,89	3,02	1,58
Taxa ONS	0,48	0,50	0,52	0,54	0,57	0,59	0,62	0,65	0,68	0,71	0,74	0,39
Taxa CCEE	0,35	0,37	0,39	0,40	0,42	0,44	0,46	0,48	0,50	0,52	0,55	0,14
Taxa ICG	66,26	69,24	72,36	75,61	79,01	82,57	86,28	90,17	94,23	98,47	102,90	53,76
Seguro de Operação	5,44	5,44	5,44	5,44	5,44	5,44	5,44	5,44	5,44	5,44	5,44	2,72
Seguro Garantia de Término da Obra	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Arrendamento	2,02	2,12	2,21	2,31	2,41	2,52	2,64	2,76	2,88	3,01	3,14	1,64
Administrativo	1,16	1,21	1,27	1,32	1,38	1,45	1,51	1,58	1,65	1,72	1,80	0,94
Custos e despesas operacionais	180,33	188,20	196,43	205,02	214,00	223,39	233,20	243,45	254,16	265,35	277,04	144,46
EBITDA	378,30	395,57	413,61	432,47	452,17	472,77	494,29	516,77	540,27	564,83	590,49	307,58
Margem EBITDA (%)	68%	68%	68%	68%	68%	68%	68%	68%	68%	68%	68%	68%
Depreciação	13,60	13,60	13,60	13,60	13,60	13,60	13,60	13,60	13,60	13,60	13,60	13,60
Resultado operacional	364,69	381,96	400,01	418,86	438,57	459,16	480,68	503,17	526,67	551,23	576,89	293,98
Margem operacional (%)	65%	65%	66%	66%	66%	66%	66%	66%	66%	66%	66%	65%
Resultado Financeiro	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Resultado antes dos Impostos	364,69	381,96	400,01	418,86	438,57	459,16	480,68	503,17	526,67	551,23	576,89	293,98
IR e CSLL	13,22	13,81	14,44	15,09	15,76	16,47	17,21	17,99	18,70	19,65	20,53	10,70
Lucro Líquido do período	351,47	368,15	385,57	403,78	422,81	442,69	463,47	485,18	507,87	531,58	556,36	283,28

Tabela 22: DRE do Projeto Vencedor com valor residual (2041-2052).**Fonte:** Elaboração do autor.

Fluxo de Caixa (R\$ milhões)	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052
Lucro Líquido do Período	351,47	368,15	385,57	403,78	422,81	442,69	463,47	485,18	507,87	531,58	556,36	283,28
Depreciação	-13,60	-13,60	-13,60	-13,60	-13,60	-13,60	-13,60	-13,60	-13,60	-13,60	-13,60	-13,60
Variação do capital de giro	-0,66	-0,69	-0,72	-0,75	-0,79	-0,82	-0,86	-0,90	-0,94	-0,98	-1,03	11,32
Investimentos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Variação das dívidas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
FCFE	364,42	381,06	398,45	416,63	435,62	455,47	476,21	497,88	520,53	544,20	568,94	308,20

Tabela 23: FCFE do Projeto Vencedor com valor residual (2041-2052).**Fonte:** Elaboração do autor.**Gráfico 12: Variação da TIR do projeto em função do preço de venda da energia.****Fonte:** Elaboração do autor.

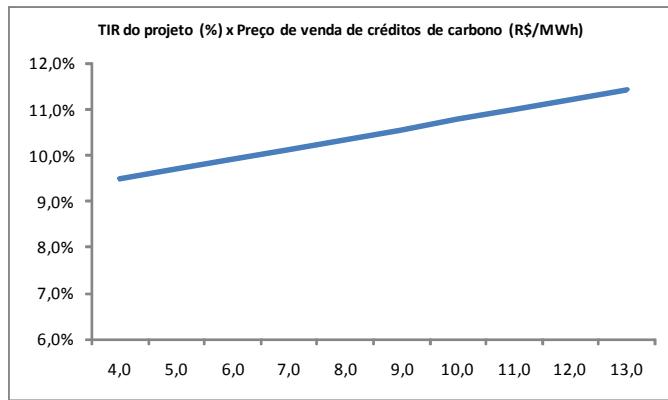


Gráfico 13: Variação da TIR do projeto em função do preço de venda de créditos de carbono.

Fonte: Elaboração do autor.

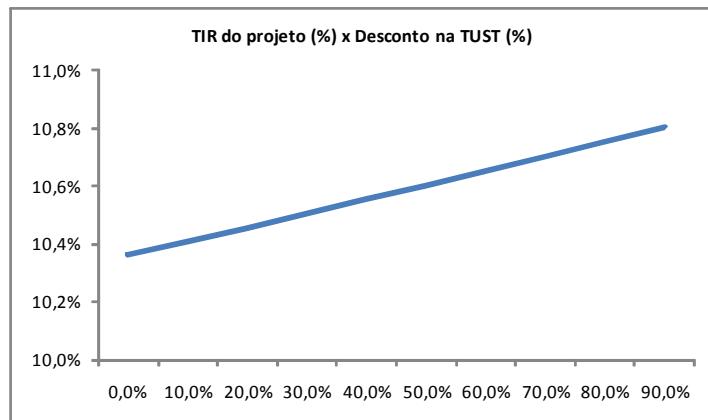


Gráfico 14: Variação da TIR do projeto em função do desconto na TUST.

Fonte: Elaboração do autor.