

PECE – PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA EM ENGENHARIA
CURSO DE ESPECIALIZAÇÃO EM ENERGIAS RENOVÁVEIS, GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

CARLOS AUGUSTO SINIMBU DE CARVALHO

**ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA DE UM
CASO TEÓRICO DE GERAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA**

SÃO PAULO

2013

CARLOS AUGUSTO SINIMBU DE CARVALHO

**ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA DE UM
CASO TEÓRICO DE GERAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA**

**Monografia apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São
Paulo para a obtenção do Título de
Especialista em Energias
Renováveis, Geração Distribuída e
Eficiência Energética.**

**Orientação: Prof^a Dr^a Virginia
Parente**

SÃO PAULO

2013

AGRADECIMENTOS

Dedico este trabalho a pessoas especiais, a quem admiro e respeito ao extremo:

Aos meus pais, pelo amor incondicional, sem os quais não haveria estímulo algum em buscar novos conhecimentos em um lugar tão distante de nossa terra natal;

À minha noiva, pelo carinho, amor, presença e estímulo, mesmo nos momentos mais difíceis de nossas vidas;

À Professora Virginia Parente, pela orientação, críticas, conhecimentos transmitidos, ajuda e amizade construída ao longo de todo o curso.

RESUMO

O presente estudo analisa as principais premissas que compõem o estudo de viabilidade de projetos de geração de energia eólica, verificando como cada um destes pontos impacta no resultado econômico-financeiro desses projetos e, assim, identifica os pontos críticos para o seu sucesso. Para tal, partiu-se da abordagem teórica referente ao contexto e à caracterização das usinas eólicas, onde foi possível identificar a grande oportunidade de investimento vivida pela fonte eólica no Brasil, em decorrência do grande potencial eólico e a possibilidade de complementaridade com a fonte hídrica. Posteriormente, debruçou-se sobre a metodologia aplicada no cálculo de viabilidade de empreendimentos eólico-elétricos, realizando o levantamento das premissas necessárias para a composição do estudo de viabilidade, como os dados técnicos da usina, o financiamento do empreendimento e as despesas envolvidas. Por fim, com base na teoria previamente visitada, verificou-se que o empreendimento eólico de capacidade instalada de 30MW de potência não se mostrou viável no contexto atual, ao retornar valores negativos para a TIR (-5%) e o VPL (-R\$53.755.098,19). Ao realizar a análise de sensibilidade sobre as principais premissas adotadas no estudo, verificou-se que as variáveis que mais impactam sobre a viabilidade do projeto são o fator de capacidade da usina, a tarifa de energia elétrica e o custo de implantação da usina. Contudo, ainda se houver o foco na melhoria de tais variáveis isoladamente, o empreendimento apresenta-se inviável, dada as limitações práticas para a variação destas premissas. Então, como atualmente existe uma forte tendência quanto à atração de investimentos no setor, surge a hipótese de que a viabilidade de projetos eólicos está relacionada com uma possível concatenação na análise de vários parques, principalmente devido ao ganho de escala advindo da redução dos custos fixos para a implantação destes. Portanto, apesar de, em um primeiro momento, o investimento em usinas eólicas parecer pouco atrativo, com um maior aprendizado oriundo do exterior, associado a melhores estratégias quanto à análise das variáveis, ajustes político-econômicos, incentivos à pesquisa e ao desenvolvimento da indústria de aerogeradores, as usinas eólicas poderão atingir a um patamar de destaque na matriz energética nacional.

Palavras-chave: Energia eólica. Viabilidade Econômico-Financeira. Análise de Sensibilidade.

ABSTRACT.

This study analyzes the key assumptions that make up the feasibility study of projects for wind power generation, checking how each of these points impacts the economic and financial results of these projects, and, so, identifies critical points to its success. To this end, it started with the theoretical approach on the context and the characterization of wind farms, where it was possible to identify a great investment opportunity experienced by wind power in Brazil, due to the high wind potential and the possibility of complementarity with the water source. Subsequently, leaned on the methodology applied in calculating the feasibility of wind - electric projects, conducting a survey of the assumptions necessary for the composition of the feasibility study, as the technical data of the plant, the financing of the project and the costs involved. Finally, based on the theory previously visited, it was found that the development of wind power installed capacity of 30MW power was not feasible in the current context, to return negative values for IRR (-5%) and NPV (-R\$53,755,098.19). By performing sensitivity analysis on key assumptions used in the study, it was found that the variables that most impact on the viability of the project is the capacity factor of the plant, the electricity tariff and the cost of implementation of the plant. However, if the focus on improving these variables alone, yet the project has to be unfeasible, due the practical limitations to the variation of these assumptions. So, as there is a currently strong trend towards the attraction of investments in the sector, come to light the hypothesis that the feasibility of projects in this sector is related to a possible concatenation in the analysis of several wind farms, mainly due to economies of scale arising from the reduction of surge fixed costs for implementation thereof. So even though, at first, investment in wind farms seem unattractive, with a greater learning derived from abroad, associated with better strategies regarding the analysis of the variables, political and economic arrangements, incentives for research and development industry of wind turbines, wind farms can achieve a level of prominence in the national energy matrix.

Keywords: Wind Power. Economic and Financial Feasibility. Sensitivity analysis.

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 – EMISSÕES DE CO₂ DE DIFERENTES TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA (EM T/GWH)

.....15

LISTA DE FIGURAS

GRÁFICO 1 – OFERTA INTERNA DE ENERGIA ELÉTRICA POR FONTE - 2012	1
FIGURA 1 – POTENCIAL EÓLICO ESTIMADO PARA VENTO MÉDIO ANUAL IGUAL OU SUPERIOR A 7,0 M/S.....	3
GRÁFICO 2 – COMPLEMENTARIDADE ENTRE A GERAÇÃO HIDROELÉTRICA E EÓLICA	4
FIGURA 2 – PRIMEIRA USINA EÓLICA, DE CHARLES BRUSH, EM 1888.....	8
GRÁFICO 3 – CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO EÓLICA GLOBAL, 1996 – 2012	9
GRÁFICO 4 – CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO EÓLICA NO BRASIL (MW)	10
FIGURA 3 – COMO FUNCIONA A ENERGIA EÓLICA	11
FIGURA 4 – EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DOS AEROGERADORES (1985 – 2005).	13
QUADRO 1 – ESTRUTURA BÁSICA DA DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO DE EXERCÍCIO (DRE)	20
QUADRO 2 - PARÂMETROS DE PROJETO DA USINA EÓLICA	29
QUADRO 3 - PERÍODO DE ANÁLISE DO EMPREENDIMENTO	29
QUADRO 4 – DESPESAS RELACIONADAS AO EMPREENDIMENTO.....	31
QUADRO 5 – DADOS DO FINANCIAMENTO DO EMPREENDIMENTO	32
QUADRO 6 – IMPOSTOS SOBRE A GERAÇÃO DE ENERGIA.....	33
QUADRO 7 – INFORMAÇÕES SOBRE OS CRÉDITOS DE CARBONO.....	34
QUADRO 8 – PLANILHA “DADOS”	35
QUADRO 9 – PLANILHA “AMORTIZAÇÃO – C. PRÓP. E TERC.”	36
QUADRO 10 – PLANILHA “DRE”	37
QUADRO 11 – PLANILHA “FCD”	37
QUADRO 12 – VARIAÇÃO DE -20% ATÉ +20% DAS PREMISSAS ADOTADAS	40
GRÁFICO 05 – ANÁLISE DE SENSIBILIDADE VPL	41
GRÁFICO 06 – ANÁLISE DE SENSIBILIDADE TIR	41

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento
CCVE	Contrato de Compra e Venda de Energia
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
CO2	Dióxido de carbono
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
CSLL	Contribuição Social sobre o Lucro Líquido
DRE	Demonstrativo de Resultados do Exercício
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FC	Fator de Capacidade
FCD	Fluxo de Caixa Descontado
GW	Giga-Watt
IEA	International Energy Agency
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
IR	Imposto de Renda
kW	kilo-Watt
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
MW	Mega-Watt
MWh	Mega-Watt-hora
PASEP	Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público
PIS	Programa de Integração Social

PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia
RCE	Reduções Certificadas de Emissões
SIN	Sistema Interligado Nacional
TFSEE	Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TJLP	Taxa de Juros de Longo Prazo
VPL	Valor Presente Líquido

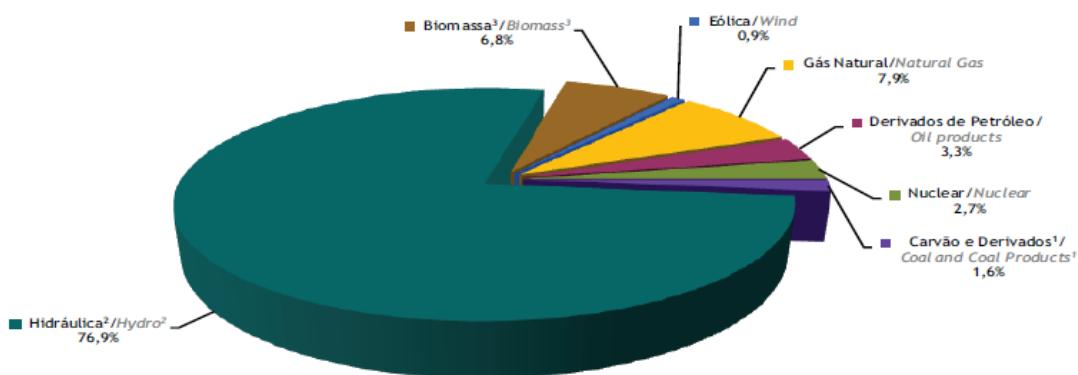
SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	1
1.1	OBJETIVOS	2
1.2	JUSTIFICATIVA E RELEVÂNCIA DO TEMA.....	3
1.3	METODOLOGIA	6
1.4	ESTRUTURA CAPITULAR	6
2.	CONTEXTUALIZAÇÃO	8
2.1	BREVE HISTÓRICO.....	8
2.2	CONCEITOS GERAIS SOBRE USINAS EÓLICAS	11
2.2.1	<i>Principais Componentes e Funcionamento de um Aerogerador.....</i>	11
2.2.2	<i>Aplicações do Sistema Eólico</i>	13
2.3	IMPACTOS SOCIOAMBIENTAIS	14
2.4	CONCLUSÃO DO CAPÍTULO 2.....	17
3.	REVISÃO TEÓRICA SOBRE A VIABILIDADE ECONÔMICA	19
3.1	CONCEITOS FINANCEIROS	19
3.1.1	<i>Demonstrativo de Resultado do Exercício (DRE).....</i>	19
3.1.2	<i>Demonstração do Fluxo de Caixa (DFC)</i>	20
3.1.3	<i>Fluxo de Caixa Descontado (FCD) e Valor Presente Líquido (VPL)</i>	21
3.1.4	<i>Taxa Interna de Retorno (TIR).....</i>	23
3.1.5	<i>Análise de Sensibilidade.....</i>	24
3.2	LIMITAÇÕES DA PESQUISA	24
3.3	CONCLUSÃO DO CAPÍTULO 3.....	25
4.	ANÁLISE DE CASO TEÓRICO	27
4.1	DEFINIÇÕES DO CASO TEÓRICO.....	27
4.1.1	<i>Parâmetros Técnicos do Projeto</i>	27
4.1.2	<i>Período de Análise do Empreendimento.....</i>	29
4.1.3	<i>Despesas Relacionadas ao Empreendimento</i>	30
4.1.4	<i>Financiamento do Empreendimento</i>	31
4.1.5	<i>Impostos sobre a Geração de Energia</i>	32
4.1.6	<i>Informações sobre os Créditos de Carbono</i>	33
4.2	APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS DA ANÁLISE ECONÔMICO FINANCEIRA.....	34
4.3	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE	38
4.3.1	<i>Análise de Sensibilidade frente à Variação do Fator de Capacidade.....</i>	42
4.3.2	<i>Análise de Sensibilidade frente à Variação da Tarifa de Energia Elétrica.....</i>	42
4.3.3	<i>Análise de Sensibilidade frente à Variação do Custo de Implantação</i>	43
4.4	CONCLUSÃO DO CAPÍTULO 4.....	43
5.	CONCLUSÃO	45
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	48

1. INTRODUÇÃO

Com a evolução da sociedade brasileira, o desenvolvimento do setor elétrico é um dos próximos grandes desafios das décadas que estão por vir. A ampliação do sistema produtivo de energia no Brasil, juntamente com o crescimento de sua atividade econômica e a constante integração de novos consumidores, requer uma estratégia eficiente, de forma a combinar as diversas fontes de geração de energia elétrica com a segurança de seu fornecimento.

Desde a década de 1960, a energia hidroelétrica tem sido a principal fonte energética do país, em decorrência de suas características econômicas e, principalmente, por suas vantagens ambientais. Além disso, o potencial de recursos hídricos do Brasil é reconhecidamente um dos maiores do mundo, possibilitando ainda uma expansão dessa fonte no longo prazo. No Balanço Energético Nacional 2013 (Ano base 2012), divulgado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a energia hidráulica detinha 76,9% da oferta interna de energia elétrica, conforme gráfico 1 abaixo:



Notas/ Notes:

¹ Inclui gás de coqueria/ Includes coke oven gas

² Inclui importação de eletricidade/ Includes electricity imports

³ Inclui lenha, bagaço de cana, lixivia e outras recuperações/ Includes firewood, sugarcane bagasse, black-liquor and other primary sources

Gráfico 1 – Oferta interna de energia elétrica por fonte - 2012.

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (2013)

No entanto, essa situação torna-se menos confiável com o crescimento da demanda, que acentua os limites de orientação e torna necessário o estabelecimento de mecanismos e regras institucionais que valorizem a diversificação do sistema de geração elétrica. Dessa forma, nos últimos anos, a EPE tem estimulado a participação de

outras formas de geração nos leilões de energia, devido à falta de projetos térmicos e, principalmente, hidrelétricos capazes de disputar as licitações. Exemplificando esta situação, no leilão A-5 de 2012, foram contratados 12 projetos de geração, sendo duas hidrelétricas e dez eólicas, sendo que esta última correspondeu a 14 mil megawatts (MW) de energia habilitados pela EPE (BAHNEMANN, 2013).

Esse processo será, então, impulsionado ao longo das próximas décadas, envolvendo inovações energéticas que permitam aumentar a oferta e a diversidade dos recursos energéticos, ampliar a qualidade dos serviços energéticos, e reduzir os custos econômicos, políticos e ambientais associados à oferta e ao uso de energia.

Nesse contexto, origina-se o interesse em aprofundar o estudo sobre os pontos críticos de sucesso para a viabilização de projetos de geração que venham a concretizar os planos de expansão e diversificação da matriz energética brasileira. Dessa forma, este estudo analisa um projeto teórico de geração de energia eólica, demonstrando os resultados de forma quantitativa por meio de análise econômico-financeira, assim como na forma qualitativa, verificando aspectos positivos e negativos dessa forma de geração.

1.1 OBJETIVOS

O objetivo central deste trabalho é analisar as principais premissas que compõem o estudo de viabilidade de projetos de geração de energia eólica, verificando como cada um destes pontos impacta no resultado econômico-financeiro desses projetos.

Como objetivos secundários, buscou-se:

- Revisar a literatura sobre a geração de energia eólica, descrevendo os conceitos necessários para a projeção do fluxo de caixa, suas características técnicas e o contexto político-regulatório;
- Analisar os pontos críticos para a viabilidade desses projetos, verificando a sensibilidade dos resultados quanto às variáveis que os compõem;
- Identificar os principais riscos e entraves referentes ao projeto analisado;
- Apresentar os principais impactos socioambientais que acompanham esta forma de geração de energia.

1.2 JUSTIFICATIVA E RELEVÂNCIA DO TEMA

Com a crescente necessidade de se elevar o desenvolvimento sustentável no planeta, tanto do ponto de vista econômico, quanto do ambiental, criou-se um cenário favorável para a evolução do uso de fontes alternativas de energia, entre as quais se destaca a energia eólica.

No ano de 2001, após utilização de recursos de geoprocessamento e cálculos de desempenho para produção de energia elétrica baseado nas curvas de potência das turbinas eólicas disponíveis no mercado, desenvolveu-se um estudo denominado Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, o qual estimou o potencial eólico brasileiro na ordem de 143,5 GW (CEPEL, 2001). Os resultados topográficos desse estudo podem ser vistos na figura 1 a seguir.

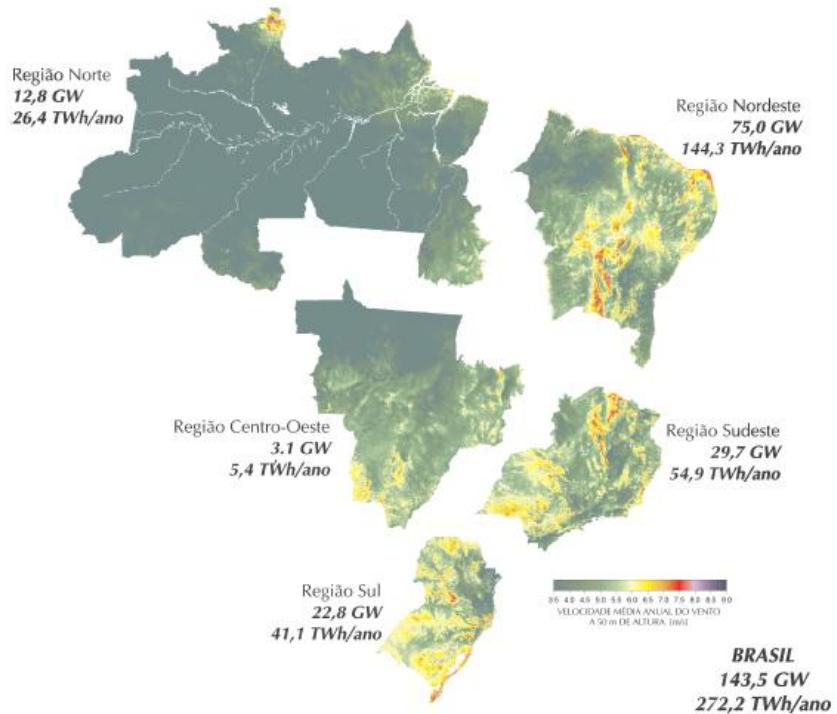


Figura 1 – Potencial eólico estimado para vento médio anual igual ou superior a 7,0 m/s.

Fonte: CEPEL (2001)

No entanto, de acordo com a Associação Brasileira de Energia Eólica – ABEEólica (2013a), a potência eólica instalada no Brasil ainda se encontra em torno de 2,8GW distribuída em 119 parques eólicos, ou seja, utiliza-se aproximadamente 2% do potencial de uso dessa fonte de energia, o que indica uma grande capacidade de crescimento.

Outro importante fator a se levar em consideração é a possibilidade de complementaridade entre a geração eólica e a geração hidroelétrica, uma vez que, na região nordeste, o maior potencial eólico ocorre nos períodos de escassez hídrica, conforme pode ser visto no gráfico 2 abaixo (ANEEL, 2005).

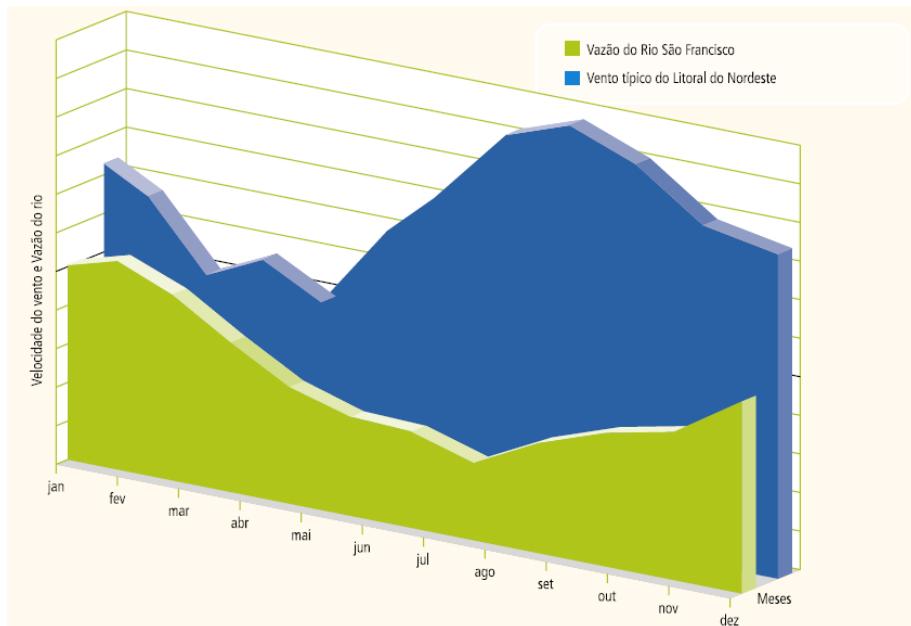


Gráfico 2 – Complementaridade entre a geração hidroelétrica e eólica.

Fonte: ANEEL (2005)

Nesse contexto, a energia eólica possui um papel extremamente importante para a diversificação da matriz energética brasileira. Além de ser uma das fontes de energia renovável mais avançada em termos tecnológicos e de aplicação, não emite gases poluentes durante seu processo de operação, utiliza um combustível inesgotável e sem custos, e pode ser empregada em sistemas isolados ou de rede (GAVINO, 2011).

Entretanto, o setor eólico no Brasil ainda é recente e necessita de incentivos para se desenvolver. Por exemplo, seu custo de produção tem reduzido progressivamente, no entanto, por vezes ainda é mais elevado que fontes tradicionais de geração de eletricidade, em função dos custos de investimento e de conexão com a rede elétrica. Dessa forma, o governo possui papel fundamental para possibilitar o desenvolvimento do setor, por meio do estabelecimento de leis e incentivos financeiros capazes de estimular a atração de investimentos no setor (GAVINO, 2011).

Em 2002, por meio da Lei nº 10.438/2002, foi lançado o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), visando aumentar a participação das fontes eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCH) na geração de energia elétrica para o Sistema Elétrico Interligado Nacional (SIN). Até a data de 31 de dezembro de 2011, o programa já havia implantado um total de 119 empreendimentos, dos quais 41 eram usinas eólicas (ELETROBRÁS, 2013).

Assim, considerando o grande potencial eólico do país, a capacidade de exploração complementar entre as fontes hídrica e eólica, as características tecnológicas e de operação das usinas eólicas, além dos recentes incentivos financeiros a esta fonte de energia, o Brasil possui elevadas razões para aumentar os investimentos no setor.

Contudo, assim como qualquer investimento, existem riscos atrelados capazes de influenciar negativamente a viabilidade de um projeto. Um dos fatores que ainda gera polêmica quanto a investimentos em empreendimentos eólicos no Brasil tem sido a falta de dados anemométricos consistentes e confiáveis, capazes de levar a conclusões equivocadas quanto à devida localização de um parque eólico, o real potencial eólico da região, dentre outros fatores.

Portanto, por proporcionar a análise simultânea de diversos fatores influenciáveis em um projeto, a análise de investimentos é uma ferramenta de grande importância quanto às decisões de investimento de longo prazo, onde é necessária a aplicação de elevados montantes financeiros, com retorno no médio ou longo prazo. Além disso, possibilita a percepção e mensuração da variável tempo, dos riscos envolvidos e da necessidade de aplicação de volume financeiro em um projeto (MAKARON, 2012).

Nesse contexto, este trabalho procura responder à seguinte questão: Quais os pontos críticos para o sucesso da viabilidade econômico-financeira de uma geradora de energia eólica?

Além disso, ao verificar a sensibilidade de variáveis críticas ao sucesso da viabilidade do empreendimento, este trabalho servirá como aprendizado para os empreendedores que planejam ingressar no mercado ou já estão em processo de construção de parques eólicos.

1.3 METODOLOGIA

Para a tratativa do tema e obtenção dos objetivos propostos, utilizou-se a metodologia consagrada para projetos de viabilidade econômica, ou seja, avaliações financeiras tradicionais, como o cálculo do Valor Presente Líquido (VPL) e da Taxa Interna de Retorno (TIR), de um caso teórico.

Para detalhamento dos parâmetros desse caso teórico, assim como, para elaboração do modelo econômico-financeiro do estudo de viabilidade, realizou-se a revisão de literatura pertinente ao setor de energia elétrica e específica para energia eólica. Além disso, buscou-se a revisão das técnicas de avaliação de projetos, riscos envolvidos e elementos do fluxo de caixa adaptados para o setor de eólica.

O modelo adotado para cálculo de fluxo de caixa da análise econômico-financeira é o Fluxo de Caixa Descontado (FCD), o qual consiste de uma metodologia para avaliação do projeto tendo como base o valor presente de um fluxo futuro de receitas líquidas oriundas do projeto, descontando o custo de oportunidade dos acionistas. Em outras palavras, a capacidade do projeto em gerar receita para o acionista.

Dessa forma, com base nesse apanhado teórico, foi aplicada a metodologia a um projeto base e foram calculados os resultados. Adicionalmente, foi realizada uma análise de sensibilidade sobre as principais premissas adotadas no projeto, verificando os impactos que estas variações causam sobre os resultados encontrados. Assim, foi possível identificar os pontos críticos de sucesso do projeto.

1.4 ESTRUTURA CAPITULAR

O presente estudo contém cinco capítulos, incluindo esta introdução, onde foi apresentado o tema do trabalho, seus objetivos principal e secundários, justificativas e relevância do assunto abordado, metodologia para execução do projeto, além da questão central a ser respondida.

O segundo capítulo aborda uma visão geral sobre o histórico das geradoras eólicas no Brasil e no mundo. Também são apresentados os principais conceitos

técnicos sobre a produção de energia elétrica por meio de geradores eólicos e os impactos socioambientais atrelados a esta forma de geração de energia.

No terceiro capítulo, é realizada uma revisão metodológica sobre a ferramenta utilizada para a execução do trabalho, discutindo os principais conceitos da análise de viabilidade econômico-financeira por meio do cálculo de fluxo de caixa descontado. Além disso, são analisados os principais riscos que permeiam a geração de energia eólica, relacionando-os aos principais entraves inerentes do setor, quando necessário.

No quarto capítulo, é aplicada a metodologia utilizada para a análise de viabilidade econômico-financeira de um caso típico do setor eólico brasileiro, com base em premissas revisadas e atualizadas para que os dados e variáveis utilizadas sejam realistas. Também neste capítulo, são criados cenários para simular modificações das principais premissas utilizadas no intuito de identificar os pontos críticos de sucesso do projeto.

Por fim, no último capítulo, é realizada uma síntese do estudo, analisando os resultados obtidos e apresentando sugestões de trabalhos futuros.

2. CONTEXTUALIZAÇÃO

2.1 BREVE HISTÓRICO

Apesar de não haver documentos capazes de comprovar, acredita-se que os egípcios foram os primeiros a utilizar a força dos ventos para movimentar seus barcos a vela por volta de 2.800 a.C.. Quanto aos primeiros moinhos de vento, acredita-se que tenham sido criados no século XI d.C., utilizando sistemas com pás propulsoras capazes de moer grãos e bombear água (MARTINS, 2011).

No final do século XIX, foram realizadas as primeiras experiências de uso da força dos ventos para geração de energia elétrica. No ano de 1888, na cidade de Cleveland (Ohio – EUA), um industrial do setor de eletrificação no campo, Charles F. Brush, instalou o primeiro catavento capaz de gerar energia elétrica (Figura 2). Este catavento era capaz de fornecer 12kW de energia em corrente contínua para o carregamento de baterias que alimentavam 350 lâmpadas incandescentes (GAVINO, 2011).

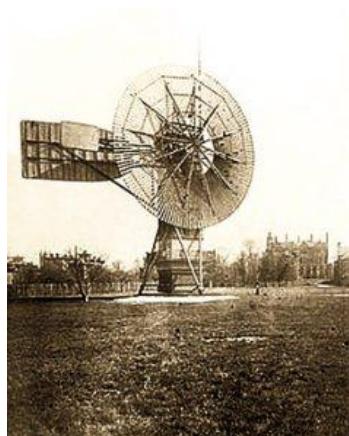


Figura 2 – Primeira usina eólica, de Charles Brush, em 1888.

Fonte: FAPESP (2007)

Entretanto, segundo Tolmasquim (2004), economicamente e estrategicamente, a geração de energia elétrica através da força dos ventos se tornou viável apenas durante a crise do petróleo na década de 70. A necessidade de encontrar alternativas aos combustíveis fósseis gerou o desenvolvimento de novos estudos e projetos, visando ampliar o mercado para o fortalecimento do setor eólico industrial. Nas décadas de 80 e 90, houve um forte crescimento e amadurecimento das tecnologias da indústria eólica mundial, o que a possibilitou tornar-se uma fonte de energia alternativa de grande

relevância mundial e com um mínimo impacto ambiental, quando comparada às demais formas de geração de energia.

Quando se verifica a evolução da capacidade instalada de energia eólica mundial, percebe-se um crescimento em formato exponencial desta forma de geração, como pode ser vista no gráfico 3 a seguir.

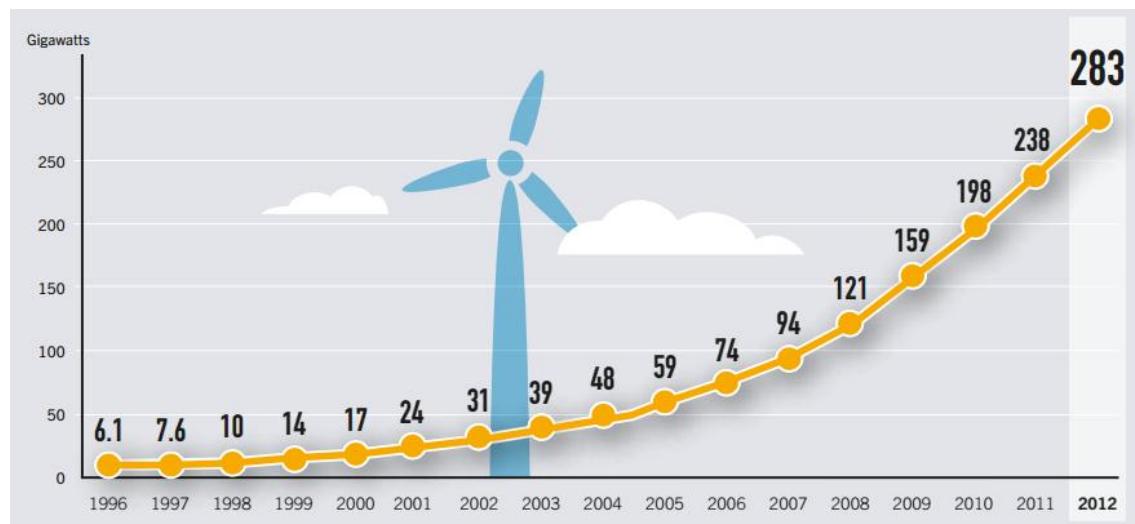


Gráfico 3 – Capacidade instalada de geração eólica global, 1996 – 2012.

Fonte: REN21 (2013)

No Brasil, a primeira turbina foi instalada em Fernando de Noronha (PE) no ano de 1992. Essa turbina era constituída de um gerador de 75kW, torre de 23m e rotor de 17m. Ao ser instalada, a turbina chegou a fornecer 10% da energia consumida na ilha, economizando aproximadamente 70.000 litros de óleo diesel por ano (MARTINS, 2011).

No entanto, ao longo dos anos seguintes, pouco se progrediu na consolidação da energia eólica como alternativa na matriz energética do país, seja pela falta de políticas capazes de incentivar o seu uso, seja pelo alto custo da tecnologia da época (ABEEÓLICA, 2013b).

Durante a crise energética de 2001, o governo tentou incentivar a contratação de empreendimentos de geração de energia eólica por meio do Programa Emergencial de Energia Eólica (PROEÓLICA). Posteriormente, o PROEÓLICA veio a ser substituído pelo Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), o qual, além de incentivar o desenvolvimento das fontes renováveis da matriz energética,

estimulou a fixação da indústria de componentes e turbinas eólicas no país (ABEEÓLICA, 2013b).

Segundo Martins (2011), juntamente com o PROINFA, em 2009, ocorreu um leilão específico de energia eólica, onde houve a contratação de 1,8GW, o qual abriu as portas para os leilões que ocorreram nos anos seguintes. Além disso, a fonte eólica ainda tem a possibilidade de comercializar sua energia no mercado livre, onde as condições contratuais são livremente definidas entre as partes envolvidas.

Como consequência do PROINFA, dos leilões realizados e do mercado livre, o Brasil evoluiu de forma significativa nos últimos anos quanto à utilização de energia eólica. A capacidade instalada no país saiu do patamar de 0,02 GW em 2005, para uma previsão de 10,28GW ao final de 2017, conforme pode ser visto no gráfico 4 a seguir. Vale ressaltar que, neste gráfico, os dados dos anos de 2013 a 2017 são baseados na previsão de crescimento em função das contratações já realizadas nos leilões regulados e no mercado livre até a data de conclusão deste trabalho.

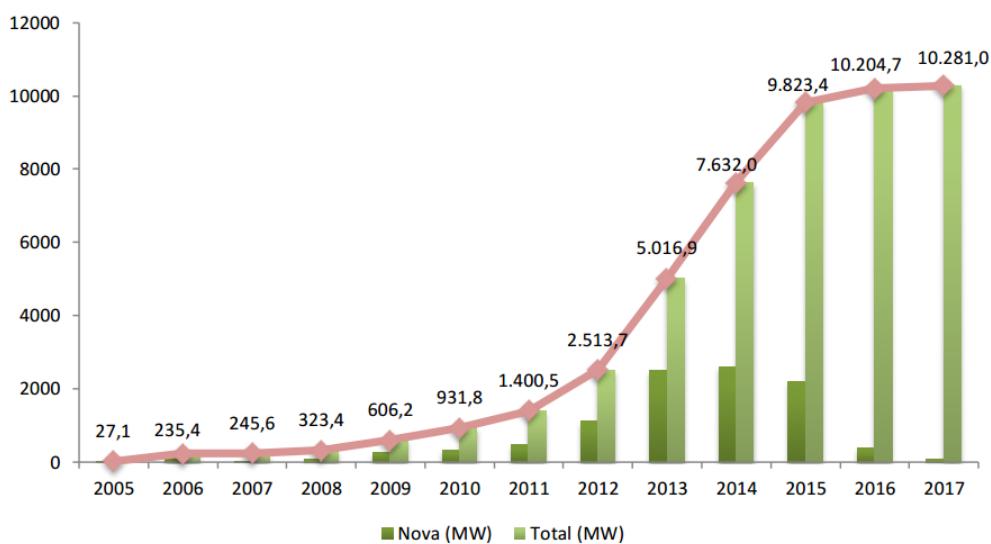


Gráfico 4 – Capacidade instalada de geração eólica no Brasil (MW)

Fonte: ABEEÓLICA (2013a)

2.2 CONCEITOS GERAIS SOBRE USINAS EÓLICAS

2.2.1 Principais Componentes e Funcionamento de um Aerogerador

De acordo com Nascimento (2003), energia eólica pode ser conceituada como a energia cinética dos ventos quando aproveitada para a realização de trabalho útil ao homem, como o bombeamento de água e moagem, ou mesmo para a geração de energia elétrica.

O processo básico para a geração de energia elétrica segue os seguintes passos (LISBOA, 2009):

1. Ao incidir sobre as pás do rotor, o vento provoca a sua rotação, a qual é transferida ao eixo onde também está acoplada uma caixa de engrenagens;
2. Nesta caixa, a rotação do eixo de aproximadamente 25 a 45 rpm, é aumentada para a escala de 1000 a 1500 rpm, de acordo com a máquina empregada;
3. Esta rotação elevada é transmitida até um gerador, onde efetivamente é produzida a energia elétrica.

Para melhor entendimento, na figura 3 a seguir, é possível visualizar os principais componentes de uma turbina eólica:

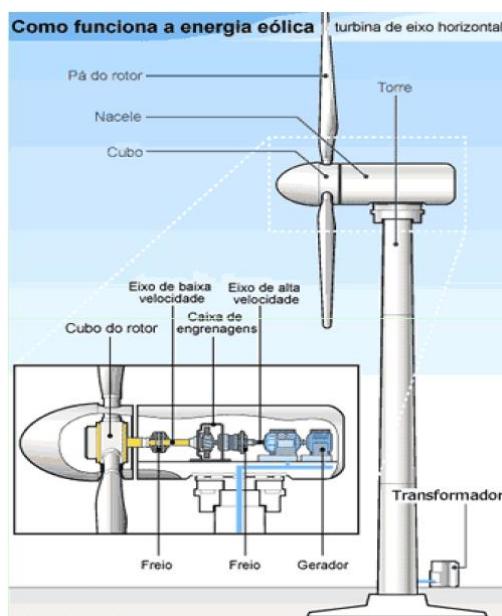


Figura 3 – Como funciona a energia eólica.

Fonte: LAYTON (2006)

De acordo com Salles (2004), a potência capaz de ser extraída em uma turbina eólica é dada pela fórmula a seguir:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot Cp \cdot \eta \cdot A \cdot V_i^3 \quad (1)$$

Onde:

P = potência extraída pela turbina eólica (W);

ρ = massa específica do ar (kg/m^3);

Cp = coeficiente aerodinâmico de potência do rotor (adimensional);

η = eficiência de conversão aerodinâmica (adimensional);

A = Área varrida pelo rotor da turbina eólica (m^2);

V_i = Velocidade frontal do vento (m/s).

Ao analisar a fórmula acima, identifica-se que a potência contida no vento é capaz de ser convertida em potência mecânica do rotor da turbina através da redução da velocidade do vento. Então, a velocidade do vento atrás da área de varredura da turbina será menor que a velocidade do vento que encontra a frente da turbina. Contudo, por questões físicas, a turbina eólica não é capaz de extrair o total de potência contida no vento. Dessa forma, de acordo com Marques (2004), a máxima extração possível da energia do vento em um aerogerador é dada pelo Cp , o qual possui valor teórico máximo de 0,593 ou 59,3%.

É importante observar a evolução das turbinas eólicas, uma vez que se percebe que houve um rápido desenvolvimento tecnológico no setor, no sentido do aumento de tamanho e potência, principalmente a partir do ano de 1995, conforme pode ser visto na figura 4 a seguir. Conforme já discutido, esta rápida evolução é decorrente dos incentivos à produção de energia eólica desde a década de 80 e 90.

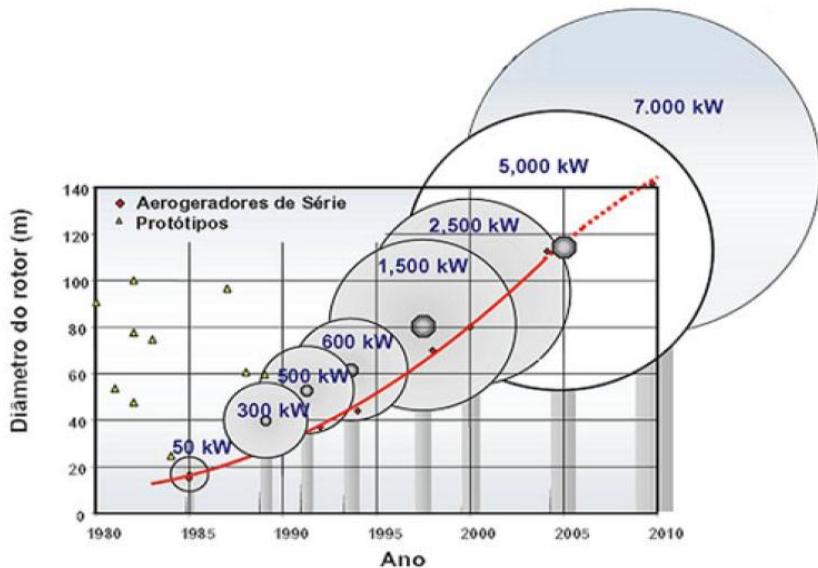


Figura 4 – Evolução da capacidade dos aerogeradores (1985 – 2005).

Fonte: CRESESB (2008)

2.2.2 Aplicações do Sistema Eólico

Existem quatro aplicações distintas para um sistema eólico, as quais são (CRESESB, 2008):

- Sistemas isolados: são sistemas de pequeno porte capazes de viabilizar o uso de energia elétrica em locais isolados e/ou que não tenham conexão com o Sistema Interligado Nacional (SIN), reduzindo consideravelmente os custos de implantação de sistemas de transmissão e distribuição de energia para atender uma quantidade pequena de consumidores. Tais sistemas, geralmente, utilizam alguma forma de armazenamento, por exemplo, baterias;
- Sistemas híbridos: são sistemas de médio porte, os quais são compostos por várias fontes de geração de energia, por exemplo, turbinas eólicas, módulos fotovoltaicos, geração diesel, dentre outras. Esses sistemas são mais complexos, já que é necessária uma maior coordenação entre as fontes envolvidas para que haja a otimização de cada uma delas. Geralmente, são utilizados para atender a um maior número de usuários;
- Sistemas interligados à rede: são sistemas que, em geral, são compostos por um grande número de aerogeradores, os quais não necessitam de sistemas de armazenamento de energia, uma vez que toda a energia gerada é entregue

diretamente à rede elétrica. Assim, uma consequência do uso desse sistema é que, devido à imprevisibilidade e sazonalidade da energia eólica, quanto maior a produção de energia enviada para a rede, maior a necessidade de interligação do parque eólico com o sistema de gestão da produção da rede elétrica local, no intuito de evitar problemas de estabilidade do sistema em decorrência do excesso de produção;

- Sistemas *Off shore*: são parques eólicos instalados no mar. Atualmente, é o mais promissor uso do sistema eólico. Apesar dos altos custos de transporte, instalação e manutenção, esse tipo de parque eólico é mais eficiente, uma vez que são capazes de aproveitar os ventos de alta velocidade e constantes característicos do mar.

De acordo com Custódio (2009), a conexão da usina ao sistema elétrico é um dos principais parâmetros do projeto de um parque eólico a ser analisado. Muitas das vezes, a viabilidade de um projeto é decidida por meio da disponibilidade de ponto de conexão na região, já que a necessidade de construção de grandes distâncias de linhas de transmissão e de subestações pode encarecer demais o projeto. Além disso, é necessário conhecer os parâmetros locais da rede, como a capacidade, impedância, frequência e tensão, no intuito de dimensionar corretamente o gerador juntamente com seus sistemas de proteção e controle.

2.3 IMPACTOS SOCIOAMBIENTAIS

A energia eólica é conhecida por ser uma alternativa limpa e renovável para a geração de energia elétrica com a capacidade de causar baixos impactos socioambientais. Por não utilizar combustíveis em sua fase de operação, a usina eólica emite gases causadores do efeito estufa apenas na fase de sua construção. Na tabela 1 a seguir, é possível visualizar a estimativa e emissão de dióxido de carbono de acordo com as principais fontes de geração de energia.

Tabela 1 – Emissões de CO₂ de diferentes tecnologias de geração de energia (em t/GWh)

Tecnologia	Extração	Construção	Operação	Total
Usina termelétrica a carvão mineral	1	1	962	964
Usina termelétrica a óleo combustível	-	-	726	726
Usina termelétrica a gás natural	-	-	484	484
Energia térmica dos oceanos	N	4	300	304
Usinas geotérmicas	<1	1	56	57
Pequenas centrais hidroelétricas (<10 MW)	N	10	N	10
Usinas nucleares	2	1	5	8
Parques eólicos	N	7	N	7
Energia solar fotovoltaica	N	5	N	5
Usinas hidrelétricas	N	4	N	4
Energia solar térmica	N	3	N	3

Fonte: Custódio (2009).

Apesar disso, a energia eólica também apresenta impactos socioambientais, assim como qualquer outra forma de geração de energia. De acordo com Inatomi & Udaeta (2005), os principais impactos socioambientais relacionados com a produção de energia eólica são:

- Emissão de ruído: os ruídos causados pelos ventos que batem nas pás podem chegar a 43 decibéis, causando desconforto para as comunidades que vivem em torno das usinas. No entanto, com a evolução tecnológica das turbinas, houve uma redução significativa nos níveis de ruído;
- Impacto visual: apesar de ser um item que gera discussões, já que alguns indivíduos visualizam as usinas como um símbolo de energia limpa e renovável, enquanto que outros afirmam que estas atrapalham a visualização da paisagem, o impacto visual deve ser bem planejado na concepção de uma usina eólica, a exemplo do problema das sombras provocadas pelas hélices no caso de implantação de parques eólicos próximos a regiões habitadas;
- Impacto sobre a fauna: na análise de locais para a instalação de parques eólicos, devem-se verificar as rotas migratórias de pássaros no intuito de evitar acidentes de choques desses animais com as pás dos aerogeradores;
- Interferência eletromagnética: sistemas de comunicações, em alguns casos, podem ser afetados pelas ondas eletromagnéticas refletidas pelos aerogeradores. Mesmo que na maioria das vezes o nível de interferência seja baixo, deve-se analisar detalhadamente a localização dos parques eólicos quanto à proximidade de aeroportos ou sistemas de telecomunicação, por exemplo;
- Impacto no clima local: como a circulação do ar pode ser modificada pela presença das turbinas, existe a possibilidade do surgimento de micro-climas na região.

O aproveitamento dos ventos para a geração de energia elétrica, assim como toda tecnologia energética, apresenta algumas características desfavoráveis. Tais características podem ser significativamente reduzidas ou mesmo eliminadas, através de um correto planejamento e o uso de inovações tecnológicas. Quanto aos fatores positivos que a energia eólica possui em comparação com as demais fontes de energia, Langaro & Balbinot (2008) ressaltam alguns pontos:

- Não produz resíduos radioativos;
- Possibilita a utilização da área do parque eólico para outras atividades, como a agricultura e pecuária;
- Não consome combustíveis fósseis;
- Não emite poluentes atmosféricos;
- Possibilita o acesso de energia elétrica a comunidades isoladas do sistema interligado.

2.4 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO 2

O segundo capítulo iniciou-se com uma visão geral sobre o histórico das geradoras eólicas. Verificou-se que o uso da energia dos ventos para geração de energia elétrica foi desenvolvido com a construção de um catavento capaz de fornecer 12 kW de energia em corrente contínua no ano de 1888. No entanto, viu-se que o uso energia eólica somente se tornou viável no mundo com a necessidade de encontrar alternativas aos combustíveis fósseis durante a crise do petróleo na década de 70. No Brasil, o uso da energia eólica foi estimulado a partir da crise energética de 2001, quando foram criados programas (PROEÓLICA e PROINFA) e leilões específicos para esta forma de energia, elevando a capacidade instalada de geração eólica no país.

Em seguida, foram apresentados os principais conceitos técnicos sobre as usinas eólicas, como o processo básico para a geração de energia elétrica por meio de geradores eólicos. Além disso, foram verificados os principais componentes de um gerador eólico e a forma de se calcular a potência capaz de ser extraída em uma turbina. Observou-se que a máxima extração possível da energia do vento em um aerogerador é restrinida pelo C_p teórico máximo de 0,593 ou 59,3%.

Posteriormente, foram revisadas as quatro aplicações distintas para um sistema eólico, os quais são: sistemas isolados, o qual é aplicável a uma quantidade pequena de consumidores que não tenha conexão com o Sistema Interligado Nacional (SIN); sistemas híbridos, que são compostos por várias fontes de geração de energia, necessitando de uma maior coordenação entre as fontes envolvidas para a sua otimização; sistemas interligados à rede, onde toda a energia gerada é entregue diretamente à rede elétrica, necessitando de maior controle da produção no intuito de evitar problemas de estabilidade do sistema; e sistemas *Off Shore*, que são parques

eólicos instalados no mar, apresentando uma maior eficiência devido aproveitar os ventos de alta velocidade e constantes dos oceanos.

Na última parte do capítulo, foi ressaltada a baixa emissão de CO₂ da energia eólica quando comparada às demais fontes de geração de energia. Além disso, foram apresentados os principais impactos socioambientais atrelados a esta forma de geração de energia, os quais são: emissão de ruído; impacto visual; impacto sobre a fauna; interferência eletromagnética; e impacto no clima ambiental. Quanto aos fatores positivos da geração de energia eólica, ressaltou-se: a não produção de resíduos radioativos; a possibilidade de utilização do parque eólico para outras atividades; o não consumo de combustíveis fósseis; a não emissão de poluentes atmosféricos; e a possibilidade de acesso de energia elétrica a comunidades isoladas.

3. REVISÃO TEÓRICA SOBRE A VIABILIDADE ECONÔMICA

3.1 CONCEITOS FINANCEIROS

O objetivo deste tópico é realizar uma revisão bibliográfica sobre os principais conceitos financeiros, a metodologia, as fórmulas e índices que permeiam a elaboração de um modelo de avaliação econômico-financeira de um projeto.

3.1.1 Demonstrativo de Resultado do Exercício (DRE)

Por meio da Demonstração de Resultado do Exercício (DRE), é possível medir os resultados líquidos das operações de determinada empresa em um período específico de tempo, como um mês, quinzena ou ano. A DRE resume as receitas, custos e despesas de forma ordenada, não envolvendo, necessariamente, entrada ou saída de numerário (BLATT, 2001).

De acordo com Ross; Westerfield e Jaffe (2002), a DRE é constituída as seguintes seções:

- Seção operacional, a qual inclui as receitas operacionais, custos e despesas associadas às principais operações de uma empresa;
- Seção não-operacional, a qual inclui receitas ou despesas financeiras, a exemplo dos juros de financiamentos;
- Valor dos impostos contra os lucros aferidos;
- Lucro líquido.

Vale ressaltar que, no Brasil, existem impostos que incidem diretamente sobre a receita bruta (Por exemplo, PIS/PASEP e COFINS), os quais também são apresentados na DRE.

No Quadro 1 a seguir, apresenta-se uma estrutura básica de DRE:

RECEITA BRUTA DE VENDA E SERVIÇOS
(-) Deduções, descontos concedidos, devoluções
(-) impostos sobre vendas
= RECEITA OPERACIONAL
(-) Custos dos produtos vendidos e dos serviços prestados
(-) Despesas de vendas
(-) Despesas administrativas
(-) Despesas financeiras líquidas
(-) Outras despesas operacionais
(+) Outras receitas operacionais
= RESULTADO OPERACIONAL
(-) Despesas não-operacionais
(+) Receitas não-operacionais
(+/-) Saldo da conta de correção monetária
= RESULTADO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA
(-) Participações
(-) Contribuições
= RESULTADO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO

Quadro 1 – Estrutura básica da Demonstração de Resultado de Exercício (DRE)

Fonte: Adaptado de Assaf Neto (2007)

3.1.2 Demonstração do Fluxo de Caixa (DFC)

A Demonstração do Fluxo de Caixa (DFC) reflete o regime de caixa onde é possível visualizar o que efetivamente entrou e o que efetivamente saiu de recursos disponíveis para a empresa. De acordo com FIPECAFI (2010), “o objetivo primário da DFC é prover informações relevantes sobre os pagamentos e recebimentos, em dinheiro, de uma empresa, ocorridos durante determinado período”.

Segundo Abreu Filho (2007), a base principal para a avaliação de uma empresa é o seu fluxo de caixa, então, para a criação das devidas projeções. Deve-se seguir uma série de regras, as quais são:

- Observar que “saída de caixa” representa a saída efetiva de recursos financeiros, sendo assim, depreciação não representa saída de caixa, porém, um ajuste contábil;
- Considerar os fluxos incrementais, e não os fluxos cumulativos;
- Verificar os fluxos de caixa após os impostos;
- Sempre utilizar moeda constante, de acordo com a referência de uma data-base;
- Considerar os valores que efetivamente são esperados quanto às despesas a pagar e às receitas a receber;
- Considerar o efeito indireto causado pela depreciação na redução de saída de caixa para pagamento de imposto de renda.

O autor Lemes Júnior (2005) ressalta que, amparada por demais relatórios contábeis, a DFC é capaz de proporcionar a devida visualização aos investidores, credores e outros interessados a avaliar a empresa em questão quanto: a capacidade de geração de fluxos de caixa futuros positivos ou negativos, a capacidade de cumprir com as suas obrigações, em pagar dividendos e se há a necessidade de financiamentos externos.

3.1.3 Fluxo de Caixa Descontado (FCD) e Valor Presente Líquido (VPL)

Segundo Damodaram (2005), existem três principais abordagens para avaliação de investimentos, as quais são: (1) Avaliação por Fluxo de Caixa Descontado, que, de acordo com os fluxos de benefícios futuros, relaciona o valor de um ativo ao valor presente; (2) Avaliação Relativa, a qual estima o valor de um ativo com base na precificação de ativos comparáveis ao se analisar uma variável em comum, como lucros, fluxos de caixa, valor contábil ou vendas; e (3) Avaliação de direitos contingentes, que utiliza modelos de precificação de opções para medir o valor de um ativo.

Neste trabalho, será empregado o modelo de avaliação de Fluxo de Caixa Descontado (FCD) e seus índices chave para avaliação.

O modelo de FCD é citado pela literatura como sendo um dos mais utilizados em avaliações de investimentos. De acordo com Assaf Neto (2003), o FCD determina que uma empresa é capaz de ser avaliada de acordo com sua riqueza econômica expressa em valor presente, sendo dimensionada pelos benefícios de fluxos de caixa projetados para o futuro e descontados por uma taxa de atratividade, a qual reflete o custo de oportunidade¹ do investimento.

Para a determinação do valor presente do fluxo de caixa de um único período, utiliza-se a seguinte equação:

$$VP(n) = \frac{FC}{(1+d)^n} \quad (2)$$

Onde:

VP: valor presente (\$);

FC: valor do fluxo de caixa do período (\$);

n: período correspondente (em anos);

d: taxa de desconto (%).

Ao somar o valor presente de todos os fluxos de caixa na data zero, subtraindo-se o valor do investimento realizado neste mesmo período, encontra-se o Valor Presente Líquido do Projeto (VPL) do projeto, de acordo com a fórmula a seguir:

$$VPL = FC_0 + \frac{FC_1}{(1+d)^1} + \frac{FC_2}{(1+d)^2} + \dots + \frac{FC_n}{(1+d)^n} \quad (3)$$

Onde:

VPL: valor presente líquido (R\$);

FC: fluxo de caixa líquido do período (R\$);

d: taxa de desconto (%);

n: vida útil do projeto (em anos).

¹ Custo de oportunidade de um investimento é a remuneração do ativo mais rentável, o qual possua nível semelhante de risco, que um investidor abre mão para manter seus recursos aplicados no investimento escolhido (SANTOS, 2007).

Se o VPL calculado for positivo, o projeto em questão é capaz de gerar mais caixa do que é necessário para pagar o capital de terceiros e para oferecer a taxa de retorno requerida pelos acionistas, ou seja, a Taxa Mínima de Atratividade (TMA). Caso o VPL calculado seja negativo, o projeto analisado possui investimentos maiores que seus retornos, sendo que não deve ser realizado.

3.1.4 Taxa Interna de Retorno (TIR)

De acordo com Braga (1998), a Taxa Interna de Retorno (TIR) é aquela que iguala o valor presente das entradas líquidas de caixa ao valor presente dos desembolsos referentes ao investimento líquido. Matematicamente, a TIR pode ser definida como a taxa de desconto que iguala as saídas às entradas de fluxo de caixa, ou seja, tornando o VPL igual à zero, conforme a fórmula a seguir.

$$FC_0 + \frac{FC_1}{(1+TIR)^1} + \frac{FC_2}{(1+TIR)^2} + \dots + \frac{FC_n}{(1+TIR)^n} = 0 \quad (4)$$

Onde:

FC: fluxo de caixa líquido do período (R\$);

TIR: taxa interna de retorno (%);

n: vida útil do projeto.

Não há uma forma simples capaz de calcular a TIR, já que, se um ativo possuir n períodos de operação, ter-se-á uma equação de grau n para a sua resolução. Para casos práticos, a TIR é obtida por meio de várias aproximações baseadas em cálculo numérico, tendo como auxílio calculadoras ou softwares específicos, como o Microsoft Excel® (ABREU FILHO, 2007).

De acordo com Gitman (2001), o critério de decisão sobre a viabilidade de um projeto baseado na TIR segue as seguintes premissas: se a TIR for maior que o custo de oportunidade ajustado ao risco, o projeto é aceito, no entanto, se for menor, o projeto deve ser rejeitado.

Contudo, vale ressaltar que, do ponto de vista teórico, o VPL é a melhor técnica para análise de orçamento de capital, uma vez que esta técnica implica que as entradas de caixa intermediárias do investimento são reinvestidas com base no custo de capital da empresa. Diferente do uso da TIR, a qual pressupõe um reinvestimento a uma taxa constantemente elevada, dada pela própria TIR. Portanto, o uso do VPL, por utilizar o custo de capital como taxa para o reinvestimento das entradas de caixa intermediárias, tende a ser, teoricamente, preferível em uma análise de investimento (GITMAN, 2001).

3.1.5 Análise de Sensibilidade

No que se refere às premissas adotadas ao longo do estudo, a análise de viabilidade econômica é uma análise subjetiva. Dessa forma, é importante verificar a pertinência das premissas seguidas e avaliar a sensibilidade que a variação de cada uma destas causa ao resultado final do projeto (MAKARON, 2012).

A análise de sensibilidade se inicia com a solução de um caso base ao adotar valores esperados para cada variável de entrada, então, posteriormente, cada variável de entrada é alterada em determinados pontos percentuais acima e abaixo do valor esperado e, assim, verifica-se os novos valores dos indicadores de viabilidade, como a TIR e o VPL (WESTON, 2000).

3.2 LIMITAÇÕES DA PESQUISA

Ainda que seja uma importante ferramenta para embasar decisões sobre as formas de se obter os melhores resultados possíveis em um projeto, é importante ressaltar que a análise de viabilidade econômico-financeira não pode ser considerada uma técnica de avaliação precisa, pois seus resultados podem ser incertos.

De acordo com Damodaran (2005), os modelos utilizados ao longo do processo de avaliação do projeto podem ser quantitativos, contudo, as variáveis de entrada proporcionam margem satisfatória para julgamentos subjetivos. Assim, o valor final obtido através desses modelos é suscetível ao efeito das tendências inseridas no processo de análise através dos dados de entrada.

Da mesma forma, o valor obtido a partir de qualquer modelo de avaliação é capaz de ser afetado por informações privativas sobre a empresa ou o mercado em análise. Por consequência, o valor anteriormente obtido poderá modificar a medida que novos dados forem revelados.

3.3 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO 3

O terceiro capítulo realizou a revisão teórica sobre a metodologia de análise de viabilidade econômico-financeira, indicando os principais conceitos financeiros, fórmulas e índices que estão relacionadas com o modelo de avaliação de projetos.

Primeiramente, foi apresentado o Demonstrativo de Resultado do Exercício (DRE), o qual proporciona a medição dos resultados líquidos das operações de determinada empresa em um período específico de tempo, como um mês, quinzena ou ano, resumindo as receitas, custos e despesas de forma ordenada, não envolvendo, necessariamente, entrada ou saída de numerário. Foi indicada que a DRE é composta de seções, as quais são: operacional, não-operacional, valor dos impostos contra os lucros aferidos e o lucro líquido.

Em seguida, apresentou-se a Demonstração do Fluxo de Caixa (DFC), a qual reflete o regime de caixa da empresa onde é possível visualizar o que efetivamente entrou e o que efetivamente saiu de recursos disponíveis. Ainda foi possível verificar que, auxiliada por outros relatórios contábeis, a DFC é capaz de proporcionar a devida visualização quanto: a capacidade de geração de fluxos de caixa futuros positivos ou negativos, a capacidade de cumprir com suas obrigações, em pagar dividendos e se há a necessidade de financiamentos externos.

Posteriormente, apresentou-se o conceito de Fluxo de Caixa Descontado (FCD), que determina que uma empresa é capaz de ser avaliada de acordo com sua riqueza econômica expressa em valor presente. Em seguida, foram introduzidas as técnicas para análise de orçamento de capital: Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR), os quais, de forma resumida, são capazes de embasar a decisão por investir ou não em determinado projeto.

Por último, foi apresentado o conceito de análise de sensibilidade, por meio da qual é possível realizar a variação das premissas adotadas no estudo e verificar a influência sobre o resultado final do projeto.

Ao fim do capítulo, foram indicadas as principais limitações relacionadas a uma análise de viabilidade econômico financeira. Assim, apesar do fato dos modelos utilizados ao longo do processo de avaliação do projeto serem quantitativos, as variáveis de entrada proporcionam margem satisfatória para julgamentos subjetivos. Portanto, o valor final obtido através desses modelos é passível ao efeito das tendências, as quais são capazes de alterar os resultados encontrados ao longo do tempo.

4. ANÁLISE DE CASO TEÓRICO

4.1 DEFINIÇÕES DO CASO TEÓRICO

A análise de viabilidade econômico-financeira deste estudo tem como base a metodologia praticada no Manual de Avaliação Técnico-Econômica de Empreendimentos Eólio-Elétricos (COPEL, 2007), com algumas adaptações e modificações necessárias, visando à utilização de dados e premissas mais atuais e realistas.

A análise financeira foi realizada em uma usina exemplo de capacidade de 30MW de potência instalada. O motivo da escolha desta potência foi o desconto de 50% na tarifa de transmissão que, atualmente, usinas desse porte possuem.

O modelo adotado para cálculo de fluxo de caixa é o Fluxo de Caixa Descontado (FCD). Vale ressaltar que, devido à necessidade de ajuste em decorrência da inflação ao longo do tempo, utilizou-se o IPCA como índice para deflacionar as depreciações das instalações.

Após a determinação do VPL e TIR para a análise de viabilidade do empreendimento, foi realizada uma análise de sensibilidade, variando algumas das premissas adotadas originalmente (fator de capacidade da usina, tarifa de energia elétrica, custos, juros do financiamento, percentual financiado e preço do RCE) no intuito de verificar o impacto de tais variações sobre o resultado da viabilidade do projeto.

As principais premissas adotadas para a análise financeira deste trabalho são apresentadas a seguir e foram coletadas por meio de pesquisas em dados secundários de livros, manuais, estudos e sites da internet das seguintes fontes: ABEEólica, ANEEL, BNDES, COPEL, IEA, Ministério de Minas e Energia e Portal Brasil.

4.1.1 Parâmetros Técnicos do Projeto

O desempenho da turbina e a eficiência da usina são agrupados no Fator de Capacidade (FC), o qual, para usinas eólicas, situa-se entre os valores de 20% a 45% da

capacidade instalada. Dessa forma, Copel (2009) explica que a produção anual de energia é dada pela seguinte fórmula:

$$P_{AE} = 8760 * P_{INST} * \left(\frac{FCL}{100} \right) \quad (5)$$

Onde:

P_{AE} : Produção anual de energia (kWh)

P_{INST} : Potência instalada (kW)

FCL : Fator de capacidade líquido (%)

Para cálculo do Fator de Capacidade Líquido (FCL), utiliza-se a seguinte fórmula:

$$FCL = FCB * FD * (1 - Perdas) \quad (6)$$

Onde:

FCB : Fator de capacidade bruto;

FD : Fator de disponibilidade;

$Perdas$: Perdas no sistema elétrico.

Dessa forma, os dados de projeto da usina eólica de 30MW em análise, assim como o valor da tarifa correspondente ao mercado de energia elétrica atual são apresentados no Quadro 2. Estas informações foram coletadas juntas às seguintes fontes: ABEEólica (2013a), COPEL (2007), Custódio (2009) e MME (2013).

PREMISSAS	DESCRIÇÃO	VALOR	UND
Potência instalada	É a soma da potência nominal de todos os aerogeradores do parque eólico.	30	MW
Fator de capacidade bruta - FCB	Relação entre a produção média da usina no ano e a sua produção na potência nominal instalada (Média das usinas eólicas em 2012).	33%	-
Fator de disponibilidade – FD	Representa o percentual do tempo no qual as máquinas estão disponíveis para a geração de energia.	97%	-
Perdas no sistema elétrico	São as perdas de energia na rede interna da usina e na linha de transmissão que conecta a subestação da usina ao ponto de conexão na rede.	4%	-
Fator de capacidade líquido FCL	É o FCB, descontando o percentual de tempo indisponível das máquinas e as perdas da rede elétrica até o ponto de conexão. Calculado de acordo com a fórmula (6).	30,73%	-
Produção anual líquida de energia	Quantidade total de energia entregue no ponto de conexão. Calculado de acordo com a fórmula (5).	80.757,39	MWh
Tarifa de energia eólica	Média do valor do leilão de energia A-3 para contratação de energia elétrica de novos empreendimentos de geração de fontes eólica, solar e termelétrica a biomassa ou a gás natural em ciclo combinado (18/11/2013).	R\$ 124,43	R\$/MWh

Quadro 2 - Parâmetros de Projeto da Usina Eólica**Fonte: Dados de pesquisa.**

4.1.2 Período de Análise do Empreendimento

Os contratos de compra e venda de energia (CCVE) referentes ao leilão de energia A3 ocorrido na data de 18/11/2013 foram de 20 anos, assim como a maioria dos contratos do mercado regulado. Dessa forma, a análise financeira utilizada neste trabalho também teve esta duração. O Quadro 3 a seguir apresenta os principais períodos utilizados nesta análise (COPEL, 2007).

PERÍODOS	DESCRIÇÃO	VALOR	UND
Contrato de compra e venda de energia – CCVE	Vigência de 20 anos.	20	ANOS
Depreciação contábil dos equipamentos	Depreciação contábil para 20 anos.	5%	a.a.
Depreciação contábil dos equipamentos	Duração de 20 anos.	20	ANOS
Depreciação de custos pré-operacionais	Despesas com estudos dos ventos e demais equipamentos necessários durante o projeto.	20%	a.a.
Depreciação de custos pré-operacionais	Duração de 5 anos.	5	ANOS
Duração da análise		20	ANOS

Quadro 3 - Período de Análise do Empreendimento**Fonte: Dados de pesquisa.**

4.1.3 Despesas Relacionadas ao Empreendimento

Com relação aos custos operacionais, existem dois tipos costumeiramente utilizados na análise de viabilidade de usinas eólicas:

- *Custo de Implantação*, o qual analisa somente as despesas de implantação da usina, sendo medido em R\$/kW ou US\$/kW. De acordo com IEA (2013), o custo de implantação global se situa na faixa de US\$1.200,00 a U\$2.200,00/kW. Considerando que a cotação do dólar no dia 04/11 foi de R\$2,24/US\$, adotou-se o custo médio de R\$3.808,00/kW ou US\$1.700,00/kW.
- *Custo de geração de energia*, o qual é embasado nos custos de operação e manutenção (O&M) ao longo dos 20 a 30 anos de vida útil da usina, incluindo custos de manutenções corretivas, manutenções preventivas e de revisões gerais ou de troca de subsistemas, que podem ser agendados. Segundo COPEL (2007), ainda pode-se incluir outros tipos de custos operacionais como: pagamentos pelo aluguel de terra, seguro, custos de transporte de energia, encargos setoriais e depreciação.

O cálculo da depreciação dos equipamentos trazidos a valor presente por meio do desconto da inflação foi realizado de acordo com a equação a seguir, para um período de 20 anos (LEMES JÚNIOR, 2005):

$$D_e = \frac{(C_I * 0,05)}{(1 + IPCA)^{n-1}} \quad (7)$$

Onde:

D_e : Depreciação dos equipamentos;

C_I : Custo de Implantação;

$IPCA$: Índice de Preços ao Consumidor Amplo;

n : Período.

O cálculo da depreciação dos custos pré-operacionais também trazidos a valor presente por meio do desconto da inflação foi realizado de acordo com a equação a seguir (LEMES JÚNIOR, 2005):

$$D_{pré-op} = \frac{(C_{pré-op} * 0,2)}{(1+IPCA)^{n-1}} \quad (8)$$

Onde:

$D_{pré-op}$: Depreciação dos custos pré-operacionais;

$C_{pré-op}$: Custo pré-operacional;

Assim, os custos e despesas utilizados nesta análise financeira são apresentados no Quadro 4 a seguir. As informações presentes nesse quadro foram coletadas das seguintes fontes: ANEEL (2010), ANEEL (2004), ANEEL (2012), COPEL (2007) e Custódio (2009).

DESPESAS	DESCRÍÇÃO	VALOR	UND
Custos de implantação	(Entre U\$1.200 e U\$2.200 / kW) (Cotação do dolar em 04/11 --> R\$2,24)	3808,00	R\$/kW
Custos pré-operacionais	Desembolsos com medições de ventos, projeto, licenças e outros.	2%	(dos custos de implantação)
Custo de Operação e Manutenção	0,8% a 2,0% do custo de implantação.	1%	(do custo de implantação)
Arrendamento		1%	(da receita bruta)
Seguro usina		0,30%	(do custo de implantação)
Tarifa de transmissão de energia	Depende do ponto de conexão e para usinas até 30MW há 50% de desconto da tarifa de transmissão.	1,5	R\$/kW
Taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica – TFSEE	R\$ 1,93 por kW instalado.	1,93	R\$/kW

Quadro 4 – Despesas Relacionadas ao Empreendimento

Fonte: Dados de pesquisa.

4.1.4 Financiamento do Empreendimento

Ao pesquisar os planos de financiamento disponíveis no mercado, identificou-se um plano específico para energias alternativas junto ao BNDES (2013a). Suas características estão descritas do Quadro 5 a seguir. A fonte de consulta da TJLP também foi o BNDES (2013b).

PARÂMETRO	DESCRIÇÃO	VALOR	UND
Financiamento	BNDES = TJLP + 0,9% + 4,18% Sistema de amortização constante (SAC)	10,08%	(Juros Totais)
Financiamento	Até 80% do valor do investimento	80%	
Armortização do principal (anos)	BNDES máximo 16 anos	12	Anos
TJLP	Taxa de Juros de Longo Prazo (2013)	5%	a.a.

Quadro 5 – Dados do Financiamento do Empreendimento

Fonte: Dados de pesquisa.

Quanto aos cálculos de relativos ao financiamento, foi utilizado o Sistema de Amortização Constante (SAC), utilizando as seguintes equações (LEMES JÚNIOR, 2005):

$$Amortização = \frac{ValorFinaciado}{PeríodoAmortização} \quad (9)$$

$$Juros = SaldoDevedor * TaxaDeJuros \quad (10)$$

$$Prestação = Amortização + Juros \quad (11)$$

$$SaldoDevedorFinal = SaldoDevedor - Amortização \quad (12)$$

4.1.5 Impostos sobre a Geração de Energia

No Quadro 6 a seguir, é possível verificar os impostos que incidem sobre a atividade de geração e comercialização de energia, assim como, é apresentado o índice IPCA que foi utilizado para deflacionar as depreciações das instalações. As fontes utilizadas para estes dados foram: COPEL (2007), Custódio (2009) e Portal Brasil (2013).

PARÂMETRO	DESCRIÇÃO	VALOR	UND
Impostos e taxas PIS/PASEP	Programa de Integração Social (PIS) e o Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PASEP).	1,65%	(da receita bruta)
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social.	7,60%	(da receita bruta)
CSLL	Contribuição Social sobre o Lucro Líquido.	9%	(sobre o resultado antes do imposto de renda)
IR	Imposto de renda sobre o resultado.	15%	(até 240mil)
IR	Imposto de renda sobre o resultado.	10%	(sobre o excedente)
IPCA (inflação)	Taxa que reflete a inflação média dos últimos 12 meses em novembro de 2013.	5,88%	a.a.

Quadro 6 – Impostos sobre a Geração de Energia

Fonte: Dados de pesquisa.

4.1.6 Informações sobre os Créditos de Carbono

Para cálculo dos créditos de carbono, utilizou-se como base o estudo desenvolvido por Machado (2012), onde foi realizada a comparação de uma usina hipotética de 30MW com o projeto da Central Elétrica Eólica Palmares de 42MW, o qual está aprovado como projeto MDL. Então, sabendo que no documento de concepção da usina eólica dos Palmares estimou-se a redução na emissão de aproximadamente 28.500ton CO₂ anuais, aplicou-se a proporção e definiu-se o valor de 20.300 ton CO₂ de redução de emissão anuais para uma usina eólica de 30MW. Vale ressaltar que as devidas atualizações e ajustes foram realizados, os quais podem ser vistos no Quadro 7 a seguir:

PARÂMETRO	DESCRÍÇÃO	VALOR	UND
Redução certificadas de emissões CO2 (RCEs)	Tomado como base o documento de concepção de projeto de usina de 42MW aprovado no órgão competente brasileiro para o MDL em 2011 (Central Elétrica Eólica Palmares)	20300	ton CO2 a.a
Redução certificadas de emissões CO2 (RCEs)	Tomado como base o documento de concepção de projeto de usina de 42MW aprovado no órgão competente brasileiro para o MDL em 2011 (Central Elétrica Eólica Palmares)	142100	ton CO2 em 7 anos
Período de creditação	10 anos sem renovação 7 anos com até 2 renovações (21 anos total)	7 anos com 2 renovações	-
Preço da ton CO2 no mercado europeu	ECX CER = 4,41 euros Cotação euro 13/11/13 = R\$3,14	13,85	R\$
Taxa de registro de projetos MDL	Taxa administrativa para registro do projeto junto ao conselho executivo do MDL	0,1	U\$/tonCO2 (para as primeiras 15000 ton CO2)
Taxa de registro de projetos MDL	Taxa administrativa para registro do projeto junto ao conselho executivo do MDL	0,2	U\$/tonCO2 (para emissões além de 15000 ton CO2)

Quadro 7 – Informações sobre os Créditos de Carbono

Fonte: Dados de pesquisa.

4.2 APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS DA ANÁLISE ECONÔMICO FINANCEIRA

Para organização dos dados, assim como, o auxílio na criação do Demonstrativo de Resultados, Fluxo de Caixa Descontado e, por fim, na determinação dos indicadores de viabilidade (TIR e VPL), utilizou-se o *software Microsoft Excel®*, criando quatro diferentes planilhas, a saber:

- Uma planilha denominada “Dados” onde foram compiladas todas as variáveis de entrada para a realização dos cálculos (Quadro 8);
- Uma planilha chamada “Amortização – C. Próp. e Terc.”, onde foram realizados os cálculos referente ao financiamento e à remuneração do capital próprio (Quadro 9);
- Uma planilha denominada “DRE”, onde foi desenvolvido o Demonstrativo do Resultado do Exercício da usina em questão (Quadro 10);
- Uma planilha chamada “FCD”, onde foi desenvolvido o Fluxo de Caixa Descontado do empreendimento (Quadro 11).

ANÁLISE DE INVESTIMENTOS DE EMPREENDIMENTOS EÓLICOS		
Parâmetros do Projeto		
Potência Instalada (MW)		30,00
Fator de Capacidade Bruto		33,00%
Fator de Disponibilidade		97,00%
Perdas no Sistema Elétrico (até a medição)		4,00%
Fator de Capacidade Líquido		30,73%
Produção Anual de Energia (MWh)		80.757,39
Períodos		
Depreciação dos equipamentos (anos)		20
Depreciação dos custos pré-operacionais (anos)		5
CCVE - Contrato de Compra e Venda de Energia (anos)		20
Investimentos		
Custos pré-operacionais (2% do custo de implantação)		2.284.800,00
Custos de Implantação (R\$3.808,00 / KW)		114.240.000,00
Total		116.524.800,00
Despesas		
Operação e Manutenção (% sobre custo de implantação)		1,00%
Arrendamento do Terreno (% sobre a receita bruta)		1,00%
Seguro da Usina (% do custo de implantação)		0,30%
Taxa de Transporte de Energia (R\$/KW)		1,50
Taxa de Fiscalização ANEEL (R\$/KW)		1,93
INDICADORES DE VIABILIDADE		
TIR		-5%
VPL		-53.755.098,19
Tarifa de Energia		
Referência leilões 2013 (R\$/MWh)		124,43
Receita Bruta Anual (R\$)		10.048.641,89
Financiamento		
Percentual Financiado		80,00% 93.219.840,00
Taxa de Juros Anual (nominal)		10,08%
Amortização do Principal (anos)		12,00
TJLP (nominal)		5,00% a.a
Capital Próprio		
Percentual não-financiado		20,00% 23.304.960,00
IPCA médio período		5,88% 5,88%
Remuneração do Capital Próprio (limitado à TJLP)		5,00% a.a
Impostos		
PIS/PASEP		1,65%
COFINS		7,60%
CSLL		9,00%
IR até R\$240mil		15,00%
IR excedente		10,00%
Créditos de Carbono		
Número de RCEs		20.300
Período (anos)		21
Preço RCE no mercado europeu (R\$)		13,85
Taxa anual de registro MDL (R\$)		5.734,40
Cálculo do VPL		
TMA		15%

Quadro 8 – Planilha “Dados”

Fonte: Elaborado pelo autor.

SISTEMA DE AMORTIZAÇÃO CONSTANTE - SAC (CAPITAL PRÓPRIO)				
Capital próprio	23.304.960,00	Número de Prestações	12	
Taxa de Juros	5,00%	Início do financiamento	0	
Período	Saldo Devedor	Amortização	Juros	Valor da Prestação
0	23.304.960,00	-	-	-
1	21.362.880,00	1.942.080,00	1.165.248,00	3.107.328,00
2	19.420.800,00	1.942.080,00	1.068.144,00	3.010.224,00
3	17.478.720,00	1.942.080,00	971.040,00	2.913.120,00
4	15.536.640,00	1.942.080,00	873.936,00	2.816.016,00
5	13.594.560,00	1.942.080,00	776.832,00	2.718.912,00
6	11.652.480,00	1.942.080,00	679.728,00	2.621.808,00
7	9.710.400,00	1.942.080,00	582.624,00	2.524.704,00
8	7.768.320,00	1.942.080,00	485.520,00	2.427.600,00
9	5.826.240,00	1.942.080,00	388.416,00	2.330.496,00
10	3.884.160,00	1.942.080,00	291.312,00	2.233.392,00
11	1.942.080,00	1.942.080,00	194.208,00	2.136.288,00
12	0,00	1.942.080,00	97.104,00	2.039.184,00
13	0,00	0,00	0,00	0,00
14	0,00	0,00	0,00	0,00
15	0,00	0,00	0,00	0,00
16	0,00	0,00	0,00	0,00
17	0,00	0,00	0,00	0,00
18	0,00	0,00	0,00	0,00
19	0,00	0,00	0,00	0,00
20	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL	23.304.960,00	7.574.112,00	30.879.072,00	

SISTEMA DE AMORTIZAÇÃO CONSTANTE - SAC (FINANCIAMENTO)				
Valor Financiado	93.219.840,00		Número de Prestações	12,00
Taxa de Juros	10,08%		Início do financiamento	0
Período	Saldo Devedor	Amortização	Juros	Valor da Prestação
0	93.219.840,00	-	-	-
1	85.451.520,00	7.768.320,00	9.396.559,87	17.164.879,87
2	77.683.200,00	7.768.320,00	8.613.513,22	16.381.833,22
3	69.914.880,00	7.768.320,00	7.830.466,56	15.598.786,56
4	62.146.560,00	7.768.320,00	7.047.419,90	14.815.739,90
5	54.378.240,00	7.768.320,00	6.264.373,25	14.032.693,25
6	46.609.920,00	7.768.320,00	5.481.326,59	13.249.646,59
7	38.841.600,00	7.768.320,00	4.698.279,94	12.466.599,94
8	31.073.280,00	7.768.320,00	3.915.233,28	11.683.553,28
9	23.304.960,00	7.768.320,00	3.132.186,62	10.900.506,62
10	15.536.640,00	7.768.320,00	2.349.139,97	10.117.459,97
11	7.768.320,00	7.768.320,00	1.566.093,31	9.334.413,31
12	0,00	7.768.320,00	783.046,66	8.551.366,66
13	0,00	0,00	0,00	0,00
14	0,00	0,00	0,00	0,00
15	0,00	0,00	0,00	0,00
16	0,00	0,00	0,00	0,00
17	0,00	0,00	0,00	0,00
18	0,00	0,00	0,00	0,00
19	0,00	0,00	0,00	0,00
20	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL	93.219.840,00	61.077.639,17	154.297.479,17	

Quadro 9 – Planilha “Amortização – C. Próp. e Terc.”

Fonte: Elaborado pelo autor.

RE - Demonstrativo de Resultados

	ANO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Receita Bruta Total	10.329.744,11	10.329.744,11	10.329.744,11	10.329.744,11	10.329.744,11	10.329.744,11	10.329.744,11	10.329.744,11	10.329.744,11	10.329.744,11	10.329.744,11	10.329.744,11	10.329.744,11	10.329.744,11	10.329.744,11	10.329.744,11	10.329.744,11	10.329.744,11	10.329.744,11	10.329.744,11	10.329.744,11	10.329.744,11
Receita Bruta de Energia	10.048.641,89	10.048.641,89	10.048.641,89	10.048.641,89	10.048.641,89	10.048.641,89	10.048.641,89	10.048.641,89	10.048.641,89	10.048.641,89	10.048.641,89	10.048.641,89	10.048.641,89	10.048.641,89	10.048.641,89	10.048.641,89	10.048.641,89	10.048.641,89	10.048.641,89	10.048.641,89	10.048.641,89	10.048.641,89
Receita Bruta de Créditos de Carbono	281.102,22	281.102,22	281.102,22	281.102,22	281.102,22	281.102,22	281.102,22	281.102,22	281.102,22	281.102,22	281.102,22	281.102,22	281.102,22	281.102,22	281.102,22	281.102,22	281.102,22	281.102,22	281.102,22	281.102,22	281.102,22	
(-) Impostos sobre a receita bruta	9,25%	955.501,33	955.501,33	955.501,33	955.501,33	955.501,33	955.501,33	955.501,33	955.501,33	955.501,33	955.501,33	955.501,33	955.501,33	955.501,33	955.501,33	955.501,33	955.501,33	955.501,33	955.501,33	955.501,33	955.501,33	
PIS/PASEP	1,65%	170.440,78	170.440,78	170.440,78	170.440,78	170.440,78	170.440,78	170.440,78	170.440,78	170.440,78	170.440,78	170.440,78	170.440,78	170.440,78	170.440,78	170.440,78	170.440,78	170.440,78	170.440,78	170.440,78	170.440,78	
COFINS	7,60%	785.060,55	785.060,55	785.060,55	785.060,55	785.060,55	785.060,55	785.060,55	785.060,55	785.060,55	785.060,55	785.060,55	785.060,55	785.060,55	785.060,55	785.060,55	785.060,55	785.060,55	785.060,55	785.060,55	785.060,55	
(=) Receita Operacional		9.374.242,78	9.374.242,78	9.374.242,78	9.374.242,78	9.374.242,78	9.374.242,78	9.374.242,78	9.374.242,78	9.374.242,78	9.374.242,78	9.374.242,78	9.374.242,78	9.374.242,78	9.374.242,78	9.374.242,78	9.374.242,78	9.374.242,78	9.374.242,78	9.374.242,78	9.374.242,78	
(-) Custos/Despesas Operacionais		7.863.200,82	7.520.610,29	7.197.045,39	6.891.449,51	6.620.824,78	5.986.822,18	5.748.435,53	5.523.287,68	5.310.403,13	5.109.807,79	4.920.125,75	4.740.977,83	4.571.778,42	4.411.975,61	4.261.047,39	4.118.500,89	3.983.870,66	3.856.717,06	3.736.624,87	3.623.201,96	
Operação e Manutenção	1,00%	1.142.400,00	1.142.400,00	1.142.400,00	1.142.400,00	1.142.400,00	1.142.400,00	1.142.400,00	1.142.400,00	1.142.400,00	1.142.400,00	1.142.400,00	1.142.400,00	1.142.400,00	1.142.400,00	1.142.400,00	1.142.400,00	1.142.400,00	1.142.400,00	1.142.400,00	1.142.400,00	
Seguro Ústima	0,30%	342.720,00	342.720,00	342.720,00	342.720,00	342.720,00	342.720,00	342.720,00	342.720,00	342.720,00	342.720,00	342.720,00	342.720,00	342.720,00	342.720,00	342.720,00	342.720,00	342.720,00	342.720,00	342.720,00	342.720,00	
Arendamento do Terreno	1,00%	100.486,42	100.486,42	100.486,42	100.486,42	100.486,42	100.486,42	100.486,42	100.486,42	100.486,42	100.486,42	100.486,42	100.486,42	100.486,42	100.486,42	100.486,42	100.486,42	100.486,42	100.486,42	100.486,42	100.486,42	
Tarifa de Transporte de Energia	45.000,00	45.000,00	45.000,00	45.000,00	45.000,00	45.000,00	45.000,00	45.000,00	45.000,00	45.000,00	45.000,00	45.000,00	45.000,00	45.000,00	45.000,00	45.000,00	45.000,00	45.000,00	45.000,00	45.000,00	45.000,00	
Depreciação de Equipamentos (anos)	20	5.712.000,00	5.394.705,55	5.095.199,41	4.812.230,27	4.544.901,15	4.292.591,36	4.054.194,71	3.820.046,76	3.616.402,31	3.415.566,97	3.225.884,94	3.046.736,81	2.877.537,60	2.717.734,79	2.566.806,57	2.424.260,08	2.289.629,84	2.162.476,24	2.042.384,06	1.929.961,14	
Depreciação dos Custos Pré-operacionais	5	456.960,00	431.582,62	407.615,15	384.978,42	363.598,88	342.982,72	323.467,55	304.952,32	286.437,06	268.916,80	251.395,53	234.874,27	218.352,99	192.830,71	167.308,44	141.786,17	116.263,89	90.741,62	69.219,35	50.795,00	32.375,75
Taxa ANEL - TSE/E	57.900,00	57.900,00	57.900,00	57.900,00	57.900,00	57.900,00	57.900,00	57.900,00	57.900,00	57.900,00	57.900,00	57.900,00	57.900,00	57.900,00	57.900,00	57.900,00	57.900,00	57.900,00	57.900,00	57.900,00		
Taxa de Registro de MDL	5.734,40	5.734,40	5.734,40	5.734,40	5.734,40	5.734,40	5.734,40	5.734,40	5.734,40	5.734,40	5.734,40	5.734,40	5.734,40	5.734,40	5.734,40	5.734,40	5.734,40	5.734,40	5.734,40	5.734,40		
(=) Resultado Operacional		1.511.041,96	1.853.632,48	2.177.197,39	2.482.793,26	2.771.418,00	3.387.420,60	3.625.807,25	3.850.955,20	4.068.599,65	4.264.434,99	4.454.117,02	4.633.265,15	4.802.464,30	4.962.267,16	5.113.195,39	5.255.741,68	5.390.372,12	5.517.525,72	5.637.617,93	5.751.040,82	
(-) Despesas Financeiras		10.561.897,67	9.691.657,22	8.801.596,56	7.921.355,80	7.041.205,25	6.161.054,59	5.280.903,64	4.409.753,28	3.520.602,62	2.649.451,97	1.760.301,31	880.150,66	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Remuneração do Capital Próprio	5,00%	1.165.248,00	1.068.144,00	971.040,00	873.936,00	776.832,00	679.228,00	582.624,00	485.520,00	388.416,00	291.312,00	194.208,00	97104,00	-1.62981E-10								
Juros do Financimento	10,08%	9.396.558,87	8.613.513,22	7.830.466,56	7.047.419,90	6.264.373,25	5.481.326,59	4.698.279,54	3.915.233,28	3.132.186,62	2.349.139,97	1.566.093,31	783.046,66	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
(=) Resultado antes do Imposto de Renda		9.050.765,91	-7.828.024,73	-6.624.309,17	-5.438.562,64	-4.269.787,25	-2.773.634,00	-1.655.096,69	-549.798,08	382.378,04	1.095.828,79	1.801.918,37	2.501.055,56	3.193.626,48	3.299.096,33	3.398.708,96	3.492.789,64	3.581.645,60	3.665.566,98	3.744.827,82	3.819.686,94	
(=) Resultado Líquido		0,00	-9.050.765,91	-7.828.024,73	-6.624.309,17	-5.438.562,64	-4.269.787,25	-2.773.634,00	-1.655.096,69	-549.798,08	382.378,04	1.095.828,79	1.801.918,37	2.501.055,56	3.193.626,48	3.299.096,33	3.398.708,96	3.492.789,64	3.581.645,60	3.665.566,98	3.744.827,82	3.819.686,94

Quadro 10 – Planilha “DRE”
Fonte: Elaborado pelo autor.

Fluxo de Caixa

	ANO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Resultado Líquido		0,00	-9.050.765,91	-7.828.024,73	-6.624.309,17	-5.438.562,64	-4.269.787,25	-2.773.634,00	-1.655.096,69	-549.798,08	382.378,04	1.095.828,79	1.801.918,37	2.501.055,56	3.193.626,48	3.299.096,33	3.398.708,96	3.492.789,64	3.581.645,60	3.665.566,98	3.744.827,82	3.819.686,94
(+) Depreciação		5.712.000,00	5.394.786,55	5.095.199,41	4.812.230,27	4.544.985,15	4.292.581,36	4.054.194,71	3.829.046,76	3.616.402,31	3.415.566,97	3.225.884,94	3.046.736,81	2.877.537,60	2.717.734,79	2.566.806,57	2.424.260,08	2.289.629,84	2.162.476,24	2.042.384,06	1.928.961,14	
(+) Diferimento dos Custos Pré-operacionais		456.960,00	431.582,92	407.615,15	384.978,42	363.598,88	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
(+) Remuneração do Capital Próprio		1.165.248,00	1.068.144,00	971.040,00	873.936,00	776.832,00	679.228,00	582.624,00	485.520,00	388.416,00	291.312,00	194.208,00	97104,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
(+) Fornecedores		93.219.840,00	77.863.200,00	67.768.320,00	57.768.320,00	47.768.320,00	37.768.320,00	27.768.320,00	17.768.320,00	7.768.320,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
(+) Amortização do Financiamento		7.768.320,00	7.768.320,00	7.768.320,00	7.768.320,00	7.768.320,00	7.768.320,00	7.768.320,00	7.768.320,00	7.768.320,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
(+) Investimento		116.524.800,00	94.484.877,91	87.01.831,26	-7.918.784,60	-7.135.737,94	-6.352.691,29	-5.659.644,63	-4.786.597,98	-4.003.551,32	-3.381.123,65	-2.965.612,24	-2.546.308,69	-2.123.423,62	6.071.164,08	5.965.515,53	5.917.049,72	5.871.275,44	5.828.043,21	5.787.211,87	5.748.648,08	
Fluxo de Caixa Líquido		-23.304.960,00	-32.798.637,91	-41.491.669,17	-49.410.453,77	-66.546.191,71	-82.898.893,00	-98.468.527,64	-73.255.125,61	-77.259.676,03	-80.639.800,59	-85.605.412,82	-86.151.721,52	-98.275.145,14	-92.203.981,06	-76.187.149,94	-70.221.63					

Após os devidos cálculos realizados, conforme os parâmetros já apresentados, os indicadores de viabilidade foram definidos, conforme indicado abaixo:

$$TIR = - 5\%$$

$$VPL = - R\$53.755.098,19$$

Ambos os resultados indicam que o empreendimento, nas condições atuais das premissas utilizadas, não é viável para investimento, demonstrando que este tipo de empreendimento deve ser incentivado, ou mesmo subsidiado, pelo governo ou outras instituições de forma a torná-lo capaz de gerar retorno financeiro. Além disso, pode-se focar na obtenção de melhorias nas variáveis de entrada, como um menor custo, um aumento da receita, juros menores de financiamento, dentre outros, a fim de gerar melhores resultados.

4.3 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

A análise de viabilidade é uma análise subjetiva, não tanto em decorrência da modelagem financeira, mas, principalmente, pelas premissas adotadas na modelagem do estudo, conforme já discutido no capítulo 3. Dessa forma, é importante verificar a importância das premissas adotadas e verificar a sensibilidade do resultado final do projeto com a variação de tais premissas.

Com esse objetivo, os parâmetros a seguir sofreram variação de -20% a +20%, visando à obtenção de um novo VPL e uma nova TIR:

- Fator de capacidade da usina (%);
- Tarifa de energia elétrica (R\$/MWh);
- Custos de implantação da usina (R\$/kW);
- Juros do financiamento (%);
- Percentual financiado (%);
- Valor do Crédito de Carbono (R\$/RCE).

Dessa forma, construiu-se o Quadro 12 a seguir, o qual apresenta a variação de cada um dos parâmetros, de forma isolada, e os impactos causados junto à TIR e ao VPL:

Variação	FC			Tarifa de Energia Elétrica			Custos de implantação da usina			Juros do financiamento			Percentual financiado			Valor do Crédito de Carbono		
	(%)	VPL (R\$)	TIR	R\$/MWh	VPL (R\$)	TIR	(R\$/kW)	VPL (R\$)	TIR	(%)	VPL (R\$)	TIR	(%)	VPL (R\$)	TIR	(R\$/RCE)	VPL (R\$)	TIR
-20%	24,58%	-64.107.693,70	-8,41%	99,54	-64.108.241,93	-8,41%	91.392.000,00	-32.829.465,03	-0,62%	8,06%	-47.036.987,84	-3,73%	64,00%	-57.174.926,24	-3,27%	11,08	-54.043.494,12	-4,94%
-10%	27,66%	-58.897.713,72	-6,59%	111,99	-58.898.321,61	-6,59%	102.816.000,00	-43.229.789,49	-2,94%	9,07%	-50.386.893,09	-4,30%	72,00%	-55.465.012,22	-4,04%	12,47	-53.899.160,68	-4,89%
0%	30,73%	-53.755.098,19	-4,84%	124,43	-53.755.098,19	-4,84%	114.240.000,00	-53.755.098,19	-4,84%	10,08%	-53.755.098,19	-4,84%	80%	-53.755.098,19	-4,84%	13,85	-53.755.098,19	-4,84%
+10%	33,80%	-48.683.950,78	-3,16%	136,87	-48.684.666,91	-3,16%	125.664.000,00	-64.357.105,32	-6,45%	11,09%	-57.123.593,86	-5,35%	88,00%	-52.045.184,17	-5,65%	15,24	-53.610.493,80	-4,79%
+20%	36,88%	-43.695.831,47	-1,51%	149,32	-43.696.600,00	-1,51%	137.088.000,00	-75.007.841,53	-7,85%	12,10%	-60.506.395,13	-5,83%	96,00%	-50.335.631,37	-6,46%	16,62	-53.466.160,36	-4,75%

Quadro 12 – Variação de -20% até +20% das Premissas adotadas

Fonte: Elaborado pelo autor.

Com base no Quadro 12, foi elaborado os Gráficos 5 e 6, demonstrando, visualmente, o impacto nos resultados encontrados de TIR e VPL após a variação das premissas:

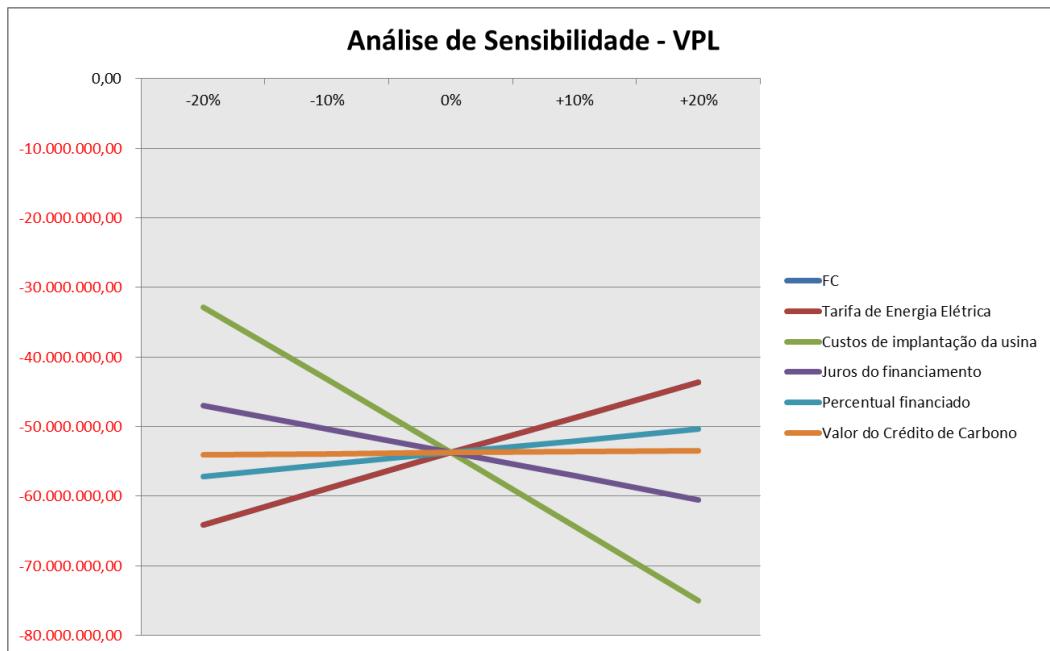


Gráfico 05 – Análise de Sensibilidade VPL

Fonte: Elaborado pelo autor.

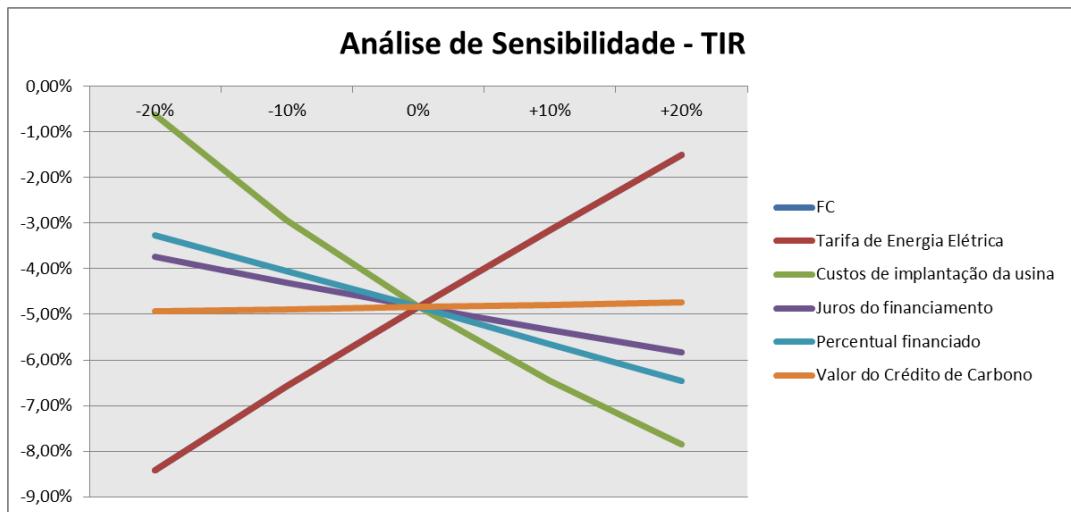


Gráfico 06 – Análise de Sensibilidade TIR

Fonte: Elaborado pelo autor.

Vale ressaltar que, com base nos Gráficos 05 e 06, o fator de capacidade e a tarifa de energia elétrica variam proporcionalmente, gerando o mesmo impacto sobre a TIR e o VPL, sendo que suas linhas aparecem sobrepostas nestes.

Ainda na análise desses gráficos, é possível verificar que as variáveis que causam um maior impacto sobre os resultados da viabilidade do projeto são: o fator de capacidade, a tarifa de energia e o custo de implantação. Aquelas que geram um médio impacto são: Juros do financiamento e percentual financiado. Já a que causa um baixo impacto é o valor dos créditos de carbono.

Nos tópicos 4.3.1, 4.3.2 e 4.3.3 a seguir, são analisadas detalhadamente as variáveis que mais causam impacto no resultado, uma vez que elas são as variáveis chaves do empreendimento, onde se deve empregar uma atenção especial na busca por melhores resultados.

4.3.1 Análise de Sensibilidade frente à Variação do Fator de Capacidade

Realizou-se uma análise de qual deveria ser o valor da variável fator de capacidade para gerar tanto uma TIR positiva quanto um VPL positivo, encontrando o valor aproximado de 66,9% ($TIR = 15\%$ e $VPL = R\$ 47.757,85$). No entanto, conforme afirma COPEL (2007), este valor é inviável, pois, atualmente, os fatores de capacidade das usinas estão entre os valores de 20% a 45%.

Para atingir melhores fatores de capacidade de um dado empreendimento, deve-se realizar um estudo correto quanto à sua localidade, aplicar tecnologias de aerogeradores eficazes e realizar uma análise dos ventos na região para o dimensionamento adequado do parque eólico.

4.3.2 Análise de Sensibilidade frente à Variação da Tarifa de Energia Elétrica

Da mesma forma, variou-se a tarifa de energia elétrica no intuito de atingir valores positivos para a TIR e o VPL do projeto, encontrando-se o valor de R\$275,00/MWh ($TIR = 15\%$ e $VPL = 65.715,81$), o qual também é inviável atualmente,

uma vez que este valor é cerca de 121% maior do que o valor praticado no último leilão A3 realizado na data de 18/11/2013 (ANEEL, 2013).

O aumento nos valores das tarifas, atualmente, é improvável, dado os últimos esforços do governo, indústria e sociedade geral quanto à necessidade de baixar os valores das tarifas ao consumidor final. Além disso, os valores da tarifa de energia estão diretamente relacionados com a concorrência do setor, uma vez que a comercialização de energia é realizada por meio de leilões, onde o menor valor ganha o contrato de fornecimento.

Uma possível solução para a melhoria do valor da tarifa seria a conscientização das empresas e demais consumidores livres quanto à importância e necessidade das fontes de energia limpa na matriz energética, o que viria a gerar compras voluntárias de energia a maiores preços.

4.3.3 Análise de Sensibilidade frente à Variação do Custo de Implantação

Foi realizada a variação do custo de implantação do empreendimento na busca por valores positivos de VPL e TIR, encontrando o valor de R\$52.300.000,00 para a usina de 30MW, ou seja, R\$1.743,33/kW (TIR = 15% e VPL = 274,44). Dado os custos de implantação atuais globais vistos ao longo do trabalho, este valor apenas seria viável se a cotação do dólar atingisse patamares de R\$1,45/US\$, uma vez que o valor mínimo de custo de implantação já atingido é US\$1.200,00/kW.

No entanto, com o desenvolvimento da tecnologia e da indústria de aerogeradores, é possível evoluir quanto aos custos de implantação de uma usina eólica devido ao uso de uma tecnologia mais eficaz, assim como, o ganho em custo ao se imaginar uma produção de aerogeradores em larga escala no país.

4.4 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO 4

Este capítulo esteve divido em três partes:

- A primeira, onde foram apresentadas as principais definições para o cálculo de viabilidade econômico-financeira de uma usina de 30 MW típica do setor eólico brasileiro;
- A segunda, onde foram apresentados os resultados encontrados com base nas premissas adotadas;
- A terceira, onde foram identificadas as principais variáveis capazes de causar impacto sobre a viabilidade do projeto e, posteriormente, realizada uma análise de sensibilidade sobre as mesmas.

Na primeira parte, para a usina em questão, foram demonstrados: seus parâmetros técnicos, como a produção anual de energia (80.757,39 MWh), o fator de capacidade líquido (30,73%) e a tarifa de energia utilizada (R\$124,43/MWh); o período da análise da viabilidade (20 anos, de acordo com os Contratos de Compra e Venda de Energia – CCVE); as principais despesas do projeto, como o custo de implantação (R\$3.808,00/kW) da usina; as características do financiamento adotado, sendo que foram utilizados os dados de um programa específico do BNDES para o financiamento de energias alternativas; os principais impostos que permeiam a comercialização de energia, como PIS/PASEP, COFINS, CSLL e IR; e as receitas provenientes de créditos de carbono, no caso do registro do projeto como MDL.

Na segunda parte, foram apresentados os resultados encontrados para a viabilidade econômico-financeira do projeto, com base nas premissas utilizadas. O projeto demonstrou ser inviável para o investimento financeiro, uma vez que, ao analisar os indicadores de viabilidade, tanto a TIR (- 5%) quanto o VPL (- R\$53.755.098,19) apresentaram valores negativos.

Na terceira parte, realizou-se uma análise de sensibilidade sobre as principais premissas do projeto, variando os seguintes parâmetros: fator de capacidade da usina; a tarifa de energia elétrica, os custos de implantação da usina, os juros do financiamento, o percentual financiado e o valor do crédito de carbono. Identificou-se que as variáveis que mais impactam sobre a viabilidade do projeto são o fator de capacidade da usina, a tarifa de energia elétrica e o custo de implantação da usina. Contudo, caso estas variáveis sejam alteradas de forma isolada, dada as premissas atuais adotadas, os valores encontrados para a viabilidade do empreendimento não são reais.

5. CONCLUSÃO

Este estudo se propôs a analisar as principais premissas que compõem o estudo de viabilidade de projetos de geração de energia eólica, verificando como cada um destes pontos impacta no resultado econômico-financeiro desses projetos e, assim, identificar os pontos críticos para o seu sucesso. Para tanto, partiu-se da abordagem teórica referente ao contexto e à caracterização das usinas eólicas até a validação da reflexão proposta por meio da análise de viabilidade de um caso teórico.

O objeto de discussão foi dividido em cinco capítulos. O primeiro capítulo detalhou os principais pilares que iriam direcionar os demais, ou seja, detalhou a questão central, a relevância do tema e os objetivos principais e secundários do trabalho. Neste capítulo, foi possível identificar a grande oportunidade de investimento vivida pela fonte eólica no Brasil, em decorrência do grande potencial eólico e a possibilidade de complementaridade com a fonte hídrica, abundante na matriz elétrica nacional. Sendo assim, torna-se interessante a análise de viabilidade econômico-financeira de usinas eólicas no setor energético brasileiro.

No segundo capítulo, foi abordada uma visão geral sobre o histórico das geradoras eólicas no Brasil e no mundo. Verificou-se que o uso energia eólica somente se tornou viável no mundo com o surgimento da necessidade de encontrar alternativas aos combustíveis fósseis durante a crise do petróleo na década de 70, sendo que, no Brasil, o uso da energia eólica foi estimulado apenas a partir da crise energética de 2001, quando foram criados programas (PROEÓLICA e PROINFA) e leilões específicos para esta forma de energia.

Neste capítulo, também foram apresentados os principais conceitos técnicos sobre a produção de energia elétrica por meio de geradores eólicos, como os componentes de um aerogerador e as quatro aplicações distintas para um sistema eólico (isolados, híbridos, interligados à rede e *Off Shores*). Além disso, observou-se que a máxima extração possível da energia do vento em um aerogerador é restringida pelo Cp teórico máximo de 0,593 ou 59,3%.

Posteriormente, foram apresentados os principais impactos socioambientais atrelados a esta forma de geração de energia (emissão de ruído, impacto visual, impacto sobre a fauna, interferência eletromagnética e impacto no clima ambiental) e, também,

os principais fatores positivos na sua geração (a não produção de resíduos radioativos, a possibilidade de utilização do parque eólico para outras atividades, o não consumo de combustíveis fósseis, a não emissão de poluentes atmosféricos e a possibilidade de acesso de energia elétrica a comunidades isoladas).

No capítulo 3, foi realizada a revisão teórica sobre a metodologia de análise de viabilidade econômico-financeira, apresentando os principais conceitos financeiros, fórmulas e índices que estão relacionadas com o modelo de avaliação de projetos. Primeiramente, foi apresentado o Demonstrativo de Resultado do Exercício (DRE), o qual proporciona a medição dos resultados líquidos das operações de determinada empresa em um período específico de tempo, ao resumir as receitas, custos e despesas de forma ordenada, não envolvendo, necessariamente, entrada ou saída de numerário.

Posteriormente, apresentou-se a Demonstração do Fluxo de Caixa (DFC), a qual reflete o regime de caixa da empresa onde é possível visualizar o que efetivamente entrou e o que efetivamente saiu de recursos disponíveis.

Da mesma forma, apresentou-se o conceito de Fluxo de Caixa Descontado (FCD), o qual determina que uma empresa é capaz de ser avaliada de acordo com sua riqueza econômica expressa em valor presente. Em seguida, foram introduzidas as técnicas para análise de orçamento de capital: Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR), os quais, de forma resumida, são capazes de embasar a decisão por investir ou não em determinado projeto.

Por último, foi apresentado o conceito de análise de sensibilidade, por meio da qual é possível realizar a variação das premissas adotadas no estudo e verificar a influência sobre o resultado final do projeto.

Ainda neste capítulo, foram indicadas as principais limitações relacionadas a uma análise de viabilidade econômico financeira.

No capítulo 4, por sua vez, foram apresentadas as principais premissas adotadas no estudo e, ao aplicar a teoria revisada nos capítulos anteriores, obteve-se os resultados da viabilidade. O empreendimento eólico de capacidade instalada de 30MW de potência não se mostrou viável no contexto atual, ao retornar valores negativos para a TIR (-5%) e o VPL (-R\$53.755.098,19).

Ao realizar a análise de sensibilidade sobre as principais premissas adotadas no estudo, verificou-se que as variáveis que mais impactam sobre a viabilidade do projeto são o fator de capacidade da usina, a tarifa de energia elétrica e o custo de implantação da usina. Contudo, se houver o foco na melhoria de tais variáveis isoladamente, ainda assim, o empreendimento apresenta-se inviável, dada as limitações práticas para a variação destas premissas.

Em síntese, pode-se dizer que a principal contribuição deste trabalho foi a identificação de que empreendimentos eólicos de pequeno porte, nas premissas atuais, podem ser inviáveis economicamente, sendo que, ao responder à questão chave, percebe-se que existem pontos críticos para o sucesso da viabilidade econômico-financeira de um empreendimento eólico, como o fator de capacidade e o custo de implantação.

Então, como atualmente existe uma forte tendência quanto à atração de investimentos no setor, os quais se dão em larga escala quanto à quantidade de usinas cobertas pelo investimento, surge a hipótese de que a possível concatenação de vários parques eólicos, quanto às variáveis de análise, pode ser o fator crucial para a viabilidade dos projetos, principalmente devido ao ganho de escala advindo da redução dos custos fixos para a implantação destes.

Dessa forma, como sugestões de trabalhos futuros, sugere-se a replicação deste estudo com variações efetivas nas condições de contorno, como por exemplo, a concatenação de mais de uma usina para a análise, aumentando as possibilidades de viabilidade do projeto. Além disso, recomenda-se a aplicação desta mesma metodologia para empreendimentos eólicos em países líderes no setor eólico, no intuito de verificar se as premissas adotadas são semelhantes às nacionais e, da mesma forma, se as variáveis que mais afetam o resultado da viabilidade também são as mesmas encontradas no Brasil.

Portanto, apesar de, em um primeiro momento, o investimento em usinas eólicas parecer pouco atrativo, com um maior aprendizado oriundo do exterior, associado a melhores estratégias quanto à análise das variáveis, ajustes político-econômicos, incentivos à pesquisa e ao desenvolvimento da indústria de aerogeradores, as usinas eólicas poderão atingir a um patamar de destaque na matriz energética nacional.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABEEÓLICA. Associação Brasileira de Energia Eólica. **Boletim Mensal de Dados do Setor Eólico – Público. Setembro 2013. Nº 9** – São Paulo: ABEEÓLICA, 2013a. Disponível em: <http://www.abeeolica.org.br/pdf/Boletim_Dados_ABEEolica_Setembro_2013_Publico.pdf>. Acessado em: 02/11/2013.
- ABEEÓLICA. Associação Brasileira de Energia Eólica. **Nosso setor**. São Paulo: ABEEÓLICA, 2013b. Disponível em: <<http://www.portalabeeolica.org.br/index.php/nosso-setor.html>>. Acessado em: 08/11/2013.
- ABREU FILHO, J. C. F. de. et al. **Finanças Corporativas**. 8. ed. Rio de Janeiro: Editora FGV, 2007. 151p.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Atlas de Energia Elétrica no Brasil**. 2. ed – Brasília: ANEEL, 2005.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Despacho Nº 4.080, de 27 de Dezembro de 2010**: Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica para 2011. Brasília: ANEEL, 2010. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Despachos_taxa_2011.pdf>. Acessado em: 15/13/2013.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Homologatória Nº 1.316, de 26 de junho de 2012**: Estabelece o valor das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão - TUST de energia elétrica, componentes do Sistema Interligado Nacional e dá outras providências. Brasília: ANEEL, 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh20121316.pdf>>. Acessado em: 15/13/2013.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa Nº 77, de 18 de Agosto de 2004**: Taxa de utilização dos sistemas de transmissão. Brasília: ANEEL, 2004. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2004077.pdf>>. Acessado em: 15/13/2013.

ASSAF NETO, Alexandre. **Finanças Corporativas e Valor.** São Paulo: Editora Atlas, 2003.

ASSAF NETO, Alexandre. **Estrutura e Análise de Balanços: Um Enfoque Econômico-financeiro.** 6. edição. São Paulo: Editora Atlas, 2007.

BAHNEMANN, Wellington. **Governo Troca Usinas Eólicas por Termoelétricas a Carvão.** Disponível em: <<http://economia.estadao.com.br/noticias/negocios-energia,governo-troca-usinas-eolicas-por-termoeletricas-a-carvao,152282,0.htm>>. Acessado em 21/09/2013.

BLATT, Adriano. **Análise de balanços, estrutura e avaliação das demonstrações financeiras e contábeis.** São Paulo: Makron Books, 2001.

BNDES, Banco Nacional do Desenvolvimento. **FINEM – Financiamento a Empreendimentos: Energias Alternativas.** Rio de Janeiro, 2013a. Disponível em: <http://www.bnDES.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/energias_alternativas.html>. Acessado em: 13/11/2013.

BNDES, Banco Nacional do Desenvolvimento. **Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP.** Rio de Janeiro, 2013b. Disponível em: <http://www.bnDES.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Ferramentas_e_Normas/Custos_Financeiros/Taxa_de_Juros_de_Longo_Prazo_TJLP/>. Acessado em: 13/11/2013.

BRAGA, R. **Fundamentos e técnicas de administração financeira.** 1. ed. São Paulo: Atlas, 1998.

CEPEL. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro.** Brasília: Eletrobrás, 2001.

COPEL. Companhia Paranaense de Energia. **Manual de avaliação técnico-econômica de empreendimentos eólio-elétricos.** Curitiba: LACTEC, 2007. 104p.

CRESESB. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito. **Tutorial de Energia Eólica.** Rio de Janeiro, 2008. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/content.php?cid=tutorial_eolica>. Acessado em: 08/11/2013.

CUSTÓDIO, Ronaldo dos Santos. **Energia Eólica para a Produção de Energia Elétrica.** Rio de Janeiro: Eletrobrás, 2009. 280p.

DAMODARAN, A. **Avaliação de Investimentos** – Ferramentas e técnicas para a determinação do valor de qualquer ativo. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2005.

ELETROBRÁS. **Programas** – **PROINFA.** Disponível em:
[<http://www.eletrobras.com/elb/data/Pages/LUMISABB61D26PTBRIE.htm>](http://www.eletrobras.com/elb/data/Pages/LUMISABB61D26PTBRIE.htm).
Acessado em: 02/11/2013.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balanço Energético Nacional 2013:** Ano base 2012 / Empresa de Pesquisa Energética. – Rio de Janeiro: EPE, 2013.

FAPESP. Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo. **Energia de Cataventos.** Revista Pesquisa, ed. 135, 2007. Disponível em:
<http://revistapesquisa.fapesp.br/2007/05/01/energia-de-cataventos/>. Acessado em: 08/11/2013.

FIPECAFI. Fundação Instituto de Pesquisas Contábeis, Atuariais e Financeiras. **Manual de Contabilidade Societária.** São Paulo: Atlas, 2010.

GAVINO, Natália Azevedo. **Energia Eólica: uma análise dos incentivos à produção (2002-2009).** 2011. 117f. Monografia (Bacharelado em Economia). Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, Rio de Janeiro, 2011.

GITMAN, I. J. **Princípios da administração financeira essencial.** 2. ed. Porto Alegre: Bookman, 2001.

IEA. International Energy Agency. **Tracking Clean Energy Progress 2013.** Paris: IEA, 2013. Disponível em: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TCEP_web.pdf>. Acessado em: 04/11/13.

INATOMI, Thais Aya Hassam. UDAETA, Miguel Edgar Morales. **Análise dos impactos ambientais na produção de energia.** São Paulo: USP, 2005. Disponível em: <http://seeds.usp.br/portal/uploads/INATOMI_TAHY_IMPACTOS_AMBIENTAIS.pdf>. Acessado em: 23/08/2013.

LAYTON, Julia. **Modern Wind-power Technology.** Disponível em: <<http://science.howstuffworks.com/environmental/green-science/wind-power2.htm>>. 2006. Acessado em: 23/08/2013.

LANGARO, Ana Carla. BALBINOT, Rafael. **Viabilidade técnica, econômica e ambiental da utilização da energia eólica no Brasil e no Paraná** In: Semana de Estudos de Engenharia Ambiental, 6., 2008, Irati: UNICENTRO, 2008. 14p.

LEMES JÚNIOR, A. B. RIGO, C. M. CHEROBIM, A. P. M. S. **Administração Financeira:** Princípios, Fundamentos e Práticas Brasileiras. 2. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2005. 547p.

LISBOA, Alexandre Heringer. **Financiamento de Projetos e Custos para Produção de Energia Limpa - CEMIG DISTRIBUIÇÃO SA.** 2009. Disponível em: <http://www.forumdeenergia.com.br/pt/nukleo/pub/financiamwento_e_custos_eolica_apresentacao_alexandre_lisboa.pdf>. Acessado em: 21/09/2013.

MACHADO, Isadora Girard. **Análise de Viabilidade Econômico-Financeira de uma Usina Eólico-Elétrica de 30MW.** 2012. 56f. Dissertação (Graduação em Engenharia de Produção e Sistemas). Centro de Ciências Tecnológicas. Universidade do Estado de Santa Catarina, Santa Catarina, 2012.

MAKARON, Paula. **Análise de Viabilidade de Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas:** Pontos Críticos de Sucesso a partir de Estudos de Casos no Estado de Santa Catarina. Programa de Pós Graduação em Energia. 2012. 144f. Dissertação (Mestrado em Energia) – Programa de Pós-Graduação em Energia – EP/FEA/IEE/IF da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012.

MARQUES, Jeferson. **Turbinas Eólicas:** modelo, análise e controle do gerador de indução com dupla alimentação. 2004. 158f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2004.

MARTINS, Juliana. **A Força dos Ventos.** O Setor Elétrico. São Paulo, SP, v. 6, n. 71, p. 46-53, dez. 2011.

MME. Ministério de Minas e Energia. **Leilões de Energia Nova.** Brasília: MME, 2013. Disponível em: <

http://www.mme.gov.br/programas/leiloes_de_energia/menu/leiloes_realizados/leiloes_de_energia_nova.html. Acessado em: 20/11/2013.

NASCIMENTO, M. V.G. et al. Capítulo 4: Energia Eólica. In: TOLMASQUIM, M. T. (Org). **Fontes Renováveis de Energia no Brasil**. Rio de Janeiro: Interciênciam, 2003. 515p. p.207-237.

PORTAL BRASIL. **Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo: IPCA**. Disponível em: <<http://www.portalbrasil.net/ipca.htm>>. Acessado em: 13/11/2013.

REN21. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. **Renewables 2013 Global Status Report**. Paris: REN21 Secretariat, 2013.

ROSS, S.; WESTERFIELD, R.W. e JAFFE, J.F. **Administração Financeira: Corporate Finance**. 2. ed. São Paulo: Atlas, 2002. 776p.

SALLES, Ana Cláudia Nioac de. **Metodologias de Análise de Risco para Avaliação Financeira de Projetos de Geração Eólica** 2004. 83p. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.

SANTOS, Nelson Seixas dos. **Uma Avaliação do Custo de Oportunidade de Estocagem de Produtos Agroindustriais: O Caso do Arroz**. Universidade Federal de Pelotas, Pelotas, 2007. 20p.

TOLMASQUIM, Maurício Tiommo (coordenador). **Alternativas Energéticas Sustentáveis no Brasil**. Rio de Janeiro: Relumé Dumará, 2004.

WESTON, J. F. BRIGHAM, E.F. **Fundamentos da Administração Financeira**. 10. ed. São Paulo: Pearson Makron Books, 2000. 1030p.