

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA DE PRODUÇÃO

**Análise do impacto dos programas de incentivos para
viabilizar economicamente o uso de fontes de energia
renovável**

Giancarlo Aquila

Itajubá, Novembro de 2015

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA DE PRODUÇÃO

Giancarlo Aquila

**Análise do impacto dos programas de incentivos para
viabilizar economicamente o uso de fontes de energia
renovável**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção como parte dos requisitos para obtenção do Título de **Mestre em Ciências em Engenharia de Produção**.

Área de Concentração: Engenharia de Produção

Orientador: Prof. Edson de Oliveira Pamplona, Dr.

Coorientador: Prof. Anderson Rodrigo de Queiroz

Novembro de 2015

Itajubá

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA DE PRODUÇÃO

Giancarlo Aquila

**Análise do impacto dos programas de incentivos para
viabilizar economicamente o uso de fontes de energia
renovável**

Dissertação aprovada por banca examinadora em 12 de novembro de 2015, conferindo ao autor o título de *Mestre em Ciências em Engenharia de Produção*.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Edson de Oliveira Pamplona (Orientador)

Prof. Dr. Anderson Rodrigo de Queiroz (Coorientador)

Prof. Dr. Wilson Toshiro Nakamura

Prof. Dr. Rafael de Carvalho Miranda

Itajubá

2015

DEDICATÓRIA

Aos meus pais

AGRADECIMENTOS

À DEUS por todas as oportunidades e graças concedidas em minha vida.

Aos meus pais por todo carinho, paciência, apoio e compreensão oferecido em todos os momentos.

Ao professor Édson de Oliveira Pamplona, pela orientação ao longo desse trabalho, pelas oportunidades, amizade, empenho e convívio, além de todo apoio e esforço prestado para me ajudar no que fosse preciso.

Ao professor Anderson pelo interesse e orientação em meu trabalho.

Aos professores Rafael Leme, Pedro Paulo, José Henrique, Carlos Mello, José Arnaldo, João Turrioni, Fabiano Leal, Rafael Miranda e demais professores do programa pela sabedoria compartilhada ao longo de todo o curso.

Aos amigos e companheiros do laboratório de economia e finanças: Paulo, Marcelo, Victor, Luiz Célio e Leonardo pela amizade, auxílio, convívio e parceria na realização de nossos estudos.

Aos amigos David, Josenildo, Beatriz, João Brasil e Éder por me auxiliarem e darem apoio em todos os momentos.

A todos os demais colegas no programa de pós-graduação em Engenharia de Produção da UNIFEI pelo convívio e amizade.

Aos funcionários do Instituto de Engenharia de Produção (IEPG) da UNIFEI.

Ao professor Marangon e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, em especial aos funcionários Edmílson e Sandra pela paciência e apoio oferecido.

EPÍGRAFE

“A vontade de se preparar tem que ser maior do que a vontade de vencer. Vencer será consequência de uma boa preparação.”

(Bernardo Rocha Rezende)

RESUMO

Através de estudos existentes na literatura, é possível observar que diversos países têm aplicado estratégias direcionadas para o incentivo de geração de energia elétrica por meio de fontes de energia renovável. Este trabalho apresenta um entendimento sobre o contexto e a evolução dessas políticas, destacando os principais tipos e aplicações, com foco no impacto das estratégias de incentivo para o produtor inserido no mercado de energia renovável brasileiro. Para isso, foram feitas análises de investimentos em uma usina eólica, no estado da Bahia, considerando as incertezas de geração de energia e exposição aos riscos de liquidação dessas diferenças. As análises incluem a possibilidade da usina comercializar energia em um ambiente regulado ou no livre mercado, analisando situações específicas para cada ambiente e para diferentes regimes de tributação. Além disso, analisaram-se cenários em que ocorre a possibilidade de comercialização de créditos de carbono, através da participação da usina no Mecanismo de Desenvolvimento Limpo. Inicialmente são realizadas as análises determinísticas para cada cenário realizado, seguido pela análise de sensibilidade, também foram feitas as análises estocásticas que incorporam as incertezas nas principais variáveis identificadas na análise de sensibilidade e as incertezas relacionadas à geração de energia mensal da usina e ao preço de liquidação das diferenças, por último aplicou-se o *Value at Risk* que possibilitou a análise do pior cenário esperado do produtor em cada situação. Nota-se que no cenário brasileiro atual, os ambientes incentivados ainda apresentam características particulares capazes de mitigar os riscos do produtor, em um mercado que ainda está em fase de amadurecimento.

Palavras-chave: Fontes de Energia Renovável; Incentivos; Políticas Energéticas; Valor Presente Líquido; Gestão de Riscos.

ABSTRACT

Through researches in the literature, it is observed that many countries have implemented strategies aimed at encouraging electricity generation over renewable energy sources. This paper presents an understanding of the context and the evolution of these policies, highlighting the main types and applications, focusing on the impact of incentive strategies for producers inserted in the Brazilian renewable energy market. For this analysis, was made a feasibility analysis in a wind farm in the state of Bahia, considering the power generating uncertainty and settlement risk exposure to these differences. The analyzes include the possibility of the plant being contracted at an auction or on the open market, analyzing specific situations for each environment as well as the possibility of undertaking be taxed by two taxes types. Also, it was analyzed scenarios in which there is the possibility of carbon credit trading, through participation in the Clean Development Mechanism. Initially it is performed deterministic analysis for each sitting, followed by the sensitivity analysis that incorporate uncertainty in key variables identified in the sensitivity analysis and the uncertainty related to the monthly power generation plant and the price settlement of differences, finally the *Value at Risk* were applied which enable the analysis of the worst expected scenario of the producer in every situation. It was observed that in the Brazilian society, the encouraged environment have particular characteristics able to mitigate the producer risks in a market in maturity stage.

Key-words: Renewable Energy Sources; Incentives; Energy Policy; Net Present Value; Risk Management.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1- Produção mundial de energia por fonte até 2014	19
Figura 1.2- Número de itens sobre políticas para energia renovável publicados por ano.....	21
Figura 1.3- Classificação da pesquisa científica.....	22
Figura 2.1- Crescimento mundial da demanda por energia em quadrilhões de unidade térmica britânica (Btu).....	26
Figura 2.2- Balanço de energia no Brasil no ano de 2013.....	27
Figura 2.3- Consumo mundial de energia até 2060 (em exajoules/ano) Fonte: Dias (2000) ...	28
Figura 2.4- Potência instalada por fonte de biomassa no Brasil.....	31
Figura 2.5- Capacidade global de energia eólica instalada (MW) (1996-2014)	33
Figura 2.6- Distribuição por continente da capacidade mundial de energia eólica instalada (MW) Fonte: GWEC (2014).....	33
Figura 2.7- Mapa do potencial eólico brasileiro.....	35
Figura 2.8- Evolução da capacidade instalada de energia eólica no Brasil em 2014 (MW)	36
Figura 2.9- Capacidade mundial instalada de energia solar fotovoltaica (GW/ano).....	37
Figura 2.10- Capacidade mundial instalada de energia solar térmica (GW/ano).....	37
Figura 2.11- Capacidade global de energia fotovoltaica instalada (GW) até 2012.....	40
Figura 2.12- Nível de radiação solar diária no Brasil (Wh/m ²).....	41
Figura 3.1- Quantidade de países desenvolvidos e em desenvolvimento que utilizam as FIT	58
Figura 3.2- Número de países que possuem determinadas políticas para a promoção de FER, a nível nacional ou estadual entre 2010 e 2012.....	59
Figura 3.3- Evolução da eletricidade bruta gerada na Espanha a partir das principais FER (GWh).....	74
Figura 3.4- Produção estimada por fonte (TWh) em Ontário até 2012.....	76
Figura 3.5- Evolução da capacidade instalada de energia eólica no Brasil (MW).....	83
Figura 3.6- Preço médio da energia eólica (US\$/MWh) no mercado latino	83
Figura 4.1- Visão geral da comercialização de energia Fonte: CCEE (2010).....	98
Figura 4.2- Liquidação da diferença entre energia contratada e energia verificada no mercado de curto prazo	99
Figura 5.1- Cenários avaliados na análise de investimento da usina eólica.....	104
Figura 5.2- Composição do investimento de uma usina eólica no Brasil.....	106
Figura 5.3- Valores desembolsados para as parcelas de investimento em cada período.....	106

Figura 5.4- Resultados dos VPLs para os três cenários no regime de tributação em lucro real.	117
Figura 5.5- Resultados dos VPLs para os três cenários no regime de tributação em lucro presumido.	118
Figura 5.6- Resultados da análise de sensibilidade considerando a tributação em lucro real	120
Figura 5.7- Resultados da análise de sensibilidade considerando a tributação em lucro presumido	120
Figura 5.8- Variáveis com presença de incertezas e principais causas	121
Figura A.7.1- Fluxo de caixa da usina eólica comercializando no ACR tributada por lucro real e participando do MDL (anos 0 a 4).....	149
Figura A.7.2- Fluxo de caixa da usina eólica comercializando no ACR tributada por lucro real e participando do MDL (anos 5 a 12).....	149
Figura A.7.3- Fluxo de caixa da usina eólica comercializando no ACR tributada por lucro real e participando do MDL (anos 13 a 20).....	150
Figura A.7.4- Fluxo de caixa da usina eólica comercializando no ACR tributada por lucro presumido e participando do MDL (anos 0 a 4).....	150
Figura A.7.5- Fluxo de caixa da usina eólica comercializando no ACR tributada por lucro presumido e participando do MDL (anos 5 a 12).....	151
Figura A.7.6- Fluxo de caixa da usina eólica comercializando no ACR tributada por lucro presumido e participando do MDL (anos 13 a 20).....	151
Figura A.7.7- Gráfico de probabilidade de $VPL > 0$ para o fluxo de caixa na comercialização no ACR tributado por lucro real e participando do MDL	152
Figura A.7.8- Gráfico de probabilidade de $VPL > 0$ para o fluxo de caixa na comercialização no ACR tributado por lucro presumido e participando do MDL	152

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1- Expansão da produção brasileira de cana e derivados	31
Tabela 2.2- Principais países em relação à capacidade acumulada instalada de energia eólica (até 2013).....	34
Tabela 2.3- Empreendimentos em operação por tipo de empreendimento	44
Tabela 3.1- Eletricidade bruta gerada a partir de algumas FER na Alemanha (GWh) entre 1990-2012.....	70
Tabela 3.2- Tarifa paga por fonte no PROINFA, em março de 2004	81
Tabela 3.3- Potência (MW) contratada de energia elétrica gerada por fonte na primeira.....	82
Tabela 3.4- Capacidade Instalada (MW) de acordo com o ambiente de comercialização no Brasil.....	84
Tabela 5.1- Dados utilizados para a análise de regressão cúbica C_p x velocidade de ventos.	109
Tabela 5.2- Parâmetro da distribuição utilizada para o preço da tonelada de carbono	122
Tabela 5.3- Parâmetros da distribuição Weibull usados na SMC para o cálculo da frequência de vento em cada mês do ano	123
Tabela 5.4- Correlação entre o PLD do mês corrente com o PLD do mês anterior	125
Tabela 5.5- Distribuição de Probabilidade e parâmetros para o PLD Mensal e Valor Anual de Referência adotados na SMC.	125
Tabela 5.6- Distribuição de probabilidade para o valor do investimento da usina no ACR ..	126
Tabela 5.7- Distribuição de probabilidade para a quantidade de energia vendida no ACL ...	127
Tabela 5.8- Distribuição de probabilidade para o valor do investimento na usina no ACL ..	127
Tabela 5.9- Resultados da probabilidade de o projeto ser viável para as análises no regime de tributação em lucro real	129
Tabela 5.10- Resultados da probabilidade de o projeto ser viável para as análises no regime de tributação em lucro presumido	129
Tabela 5.11- Dados e resultados relacionados ao VaR para cada cenário no regime de tributação por lucro real.....	132
Tabela 5.12- Dados e resultados relacionados ao VaR para cada cenário no regime de tributação por lucro presumido.....	133

LISTA DE QUADROS

Quadro 2.1- Classificação dos instrumentos e políticas	47
Quadro 3.1- Vantagens e desvantagens do sistema de preço baseado em FIT	56
Quadro 3.2- Vantagens e desvantagens do sistema de quotas (<i>quota obligation</i>)	56
Quadro 3.3- Síntese dos principais tipos de design e opção de menor risco para as FIT	63
Quadro 3.4- Interações das ESFIT com outros instrumentos de incentivo às FER.....	66
Quadro 5.1- Estrutura do Fluxo de Caixa do empreendimento eólico para cada período t....	105

LISTA DE ABREVIATURAS

ABEEÓLICA - Associação Brasileira de Energia Eólica

ACL - Ambiente de Contratação Livre

ACR - Ambiente de Contratação Regulado

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

BACEN - Banco Central do Brasil

BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento

CAPM - *Capital Asset Pricing Model*

CCEAL - Contratos de Compra de Energia no Ambiente Livre

CCEAR - Contratos de Compra no Ambiente Regulado

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CGH – Central Geradora Hidrelétrica

COELBA - Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia

Cofins - Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social

COPEL - Companhia Paranaense de Energia

CSLL - Contribuição Social sobre o Lucro Líquido

EEG - *Eneuerbare-Energien-Gesetz*

EOL – Usina Eólica

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

EREC - *The European Renewable Energy Council*

FCD - Fluxo de Caixa Descontado

FER - Fontes de Energia Renovável

FIT - *Feed-in Tariffs*

FMA - Fator de Emissão Médio Anual

GF - Garantia Física

GWEC - *Global Wind Energy Council*

GW - Gigawatts

ICB - Índice de Custo Benefício

IEA - *International Energy Agency*

IRPJ - Imposto de Renda de Pessoa Jurídica

kW – Kilowatts

kWp – Kilowatt pico

MCP - Mercado de Curto Prazo

MDL - Mecanismo de Desenvolvimento Limpo

MME - Ministério de Minas e Energia

MW - Megawatts

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico

PCH – Pequenas Centrais Hidrelétricas

PLD - Preço de Liquidação das Diferenças

PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas

RPS - *Renewable Portfolio Standard*

SIN – Sistema Interligado Nacional

SMC - Simulação de Monte Carlo

TFSEE - Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica

TMA - Taxa Mínima de Atratividade

TUSD - Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição

TUST - Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão

TW – Terawatts

UFV – Usina Fotovoltaica

UHE – Usina Hidrelétrica

UTE - Usina Térmica

UTN – Usina Termonuclear

PIS - Programa de Integração Social

VaR - Value at Risk

VPL - Valor Presente Líquido

WACC - Custo Médio Ponderado de Capital, do inglês – *Weight Average Cost of Capital*

WWF - *World Wide Fund for Nature*

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	19
1.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	19
1.2	OBJETIVOS E JUSTIFICATIVA DO TRABALHO	20
1.3	MÉTODO DE PESQUISA.....	21
1.4	ESTRUTURA DO TRABALHO	23
2	O MERCADO DE ENERGIA RENOVÁVEL	24
2.1	CONTEXTO HISTÓRICO.....	24
2.2	FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEL	29
2.2.1	BIOMASSA	29
2.2.2	EÓLICA	31
2.2.3	SOLAR.....	36
2.2.4	PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS (PCH).....	42
2.2.5	OUTRAS FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEL	44
2.3	ATUAÇÃO DO GOVERNO EM RELAÇÃO ÀS ESTRATÉGIAS PARA PROMOVER O USO DE FER..	46
3	EVOLUÇÃO DOS ESTÍMULOS PARA O APROVEITAMENTO DE ENERGIA RENOVÁVEL	50
3.1	FIT x <i>QUOTA OBLIGATION</i>	51
3.1.1	COMPARAÇÃO DO SISTEMA DE QUOTAS NA INGLATERRA E PAÍS DE GALES E O FIT NA ALEMANHA NOS ANOS 2000.....	53
3.1.2	FIT COMO SUPORTE DE PROMOÇÃO DE FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEL	57
3.2	AS FIT COMO OPÇÃO PARA DEFENDER A REFORMA ENERGÉTICA E ALGUMAS APLICAÇÕES PELO MUNDO	59
3.3	APLICAÇÕES DAS POLÍTICAS BASEADAS EM FIT PELO MUNDO.....	68
3.4	A OPÇÃO DOS FUNDOS GLOBAIS DE FIT E DOS LEILÕES DE ENERGIA EM PAÍSES EM DESENVOLVIMENTO PARA PROMOVER AS FER.....	76

3.5	EVOLUÇÃO DOS PROGRAMAS DE ENERGIA RENOVÁVEL NO BRASIL E O CRESCIMENTO DA ENERGIA EÓLICA	80
4	AVALIAÇÃO DE INVESTIMENTOS EM PROJETOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA RENOVÁVEL	86
4.1	TRABALHOS RELEVANTES SOBRE ANÁLISE DE INVESTIMENTOS DE PROJETO DE GERAÇÃO DE ENERGIA RENOVÁVEL	86
4.2	TÉCNICAS PARA A AVALIAÇÃO DE INVESTIMENTOS	87
4.2.1	CÁLCULO DA TAXA MÍNIMA DE ATRATIVIDADE ATRAVÉS DO WACC E O MODELO CAPM....	88
4.2.2	FINANCIAMENTOS DO BNDES PARA PROJETOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA EM LARGA ESCALA	90
4.2.3	INFLUÊNCIA DA COMERCIALIZAÇÃO DE CRÉDITOS DE CARBONO EM CASO DE REGISTRO NO MDL	90
4.2.4	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE E SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO	92
4.2.5	APLICAÇÃO DO <i>VALUE AT RISK</i> (VAR) PARA GERENCIAMENTO DE RISCOS	93
4.3	CÁLCULO DA ENERGIA GERADA PELA USINA EÓLICA	94
4.3.1	FUNÇÃO DENSIDADE DE PROBABILIDADE DA VELOCIDADE DO VENTO	95
4.3.2	CÁLCULO DA ENERGIA POTENCIAL EÓLICA	96
4.3.1	CÁLCULO DA GARANTIA FÍSICA E DA PRODUÇÃO DE ENERGIA	97
4.4	INFLUÊNCIA DOS AMBIENTES DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	98
4.4.1	COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA NO ACR	100
4.4.2	COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA NO ACL	101
5	ANÁLISE DOS IMPACTOS DE PROGRAMAS DE INCENTIVO NO INVESTIMENTO EM UMA USINA EÓLICA	103
5.1	COLETA DE DADOS E CÁLCULO DAS PREMISSAS PARA O FLUXO DE CAIXA DA USINA EÓLICA	105
5.1.1	INVESTIMENTOS E DEPRECIAÇÃO DA USINA	105
5.1.2	CÁLCULO DO FATOR DE CAPACIDADE E RECEITA DE VENDA DE ENERGIA	107
5.1.3	DEDUÇÕES SOBRE A RECEITA BRUTA	110
5.1.4	TARIFA DE USO DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO (TUST)	110
5.1.5	IMPOSTO DE RENDA SOBRE PESSOA JURÍDICA (IRPJ) E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL SOBRE O LUCRO LÍQUIDO (CSLL)	111
5.1.6	ENCARGOS SETORIAIS	111
5.1.7	CUSTOS DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO, DESPESAS GERAIS ADMINISTRATIVAS E DESPESAS COM SEGUROS.....	112

5.1.8	CUSTO DE ARRENDAMENTO	113
5.1.9	FINANCIAMENTO	114
5.1.10	VALOR TERMINAL DA USINA EÓLICA	114
5.1.11	RECEITA ADVINDA DA COMERCIALIZAÇÃO DE CRÉDITO DE CARBONO EM CASO DE PARTICIPAÇÃO NO MDL.....	116
5.2	RESULTADOS DA ANÁLISE DETERMINÍSTICA	117
5.3	RESULTADOS DA ANÁLISE DE SENSIBILIDADE.....	118
5.4	RESULTADOS DA ANÁLISE ESTOCÁSTICA COM AS INCERTEZAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA	121
5.4.1	INCORPORAÇÃO DE INCERTEZAS ATRAVÉS DAS DISTRIBUIÇÕES DE PROBABILIDADE PARA O VALOR DAS VARIÁVEIS.....	121
5.4.2	RESULTADOS DA ANÁLISE ESTOCÁSTICA.....	128
5.4.3	CONSIDERAÇÕES ADICIONAIS	130
5.5	RESULTADOS DA ANÁLISE DE GERENCIAMENTO DE RISCO ATRAVÉS DO VAR	132
6	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	134
6.1	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	134
6.2	RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	137
7	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	138
	ANEXO I – FLUXOS DE CAIXA NO CENÁRIO MAIS FAVORÁVEL PARA O PRODUTOR NO REGIME DE TRIBUTAÇÃO POR LUCRO REAL	149
	ANEXO II – FLUXO DE CAIXA NO CENÁRIO MAIS FAVORÁVEL PARA O PRODUTOR NO REGIME DE TRIBUTAÇÃO POR LUCRO PRESUMIDO	150
	ANEXO III – GRÁFICOS COM A PROBABILIDADE DE O PROJETO SER VIÁVEL NOS CENÁRIOS MAIS VANTAJOSOS PARA O PRODUTOR EM CADA REGIME DE TRIBUTAÇÃO.....	152

1 INTRODUÇÃO

1.1 Considerações iniciais

A fim de mitigar o impacto do consumo de energia proveniente de combustíveis fósseis, que predominam na matriz energética mundial, conforme é possível notar na Figura 1.1, e suas possíveis causas de danos ao meio ambiente, a economia global busca evoluir na direção da sustentabilidade e da eficiência energética. Diante desse desafio, as fontes de energia renovável (FER) tem recebido maior atenção dos governos nacionais.

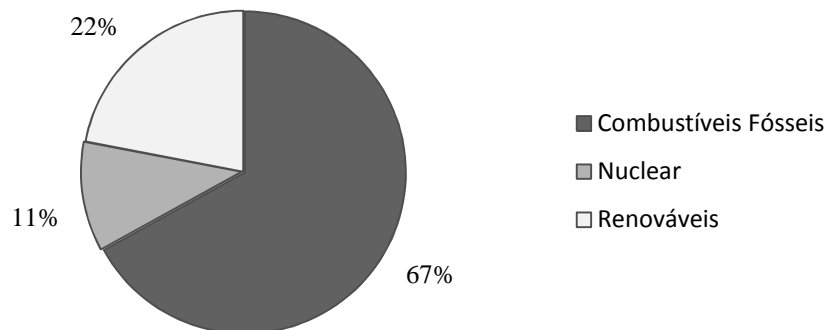


Figura 1.1- Produção mundial de energia por fonte até 2014

Fonte: Adaptado de IEA (2015)

Faggiani, Barquín e Hakvoort (2013) afirmam que as FER podem diminuir a dependência da sociedade em relação aos combustíveis fósseis, o que conseqüentemente também reduziria a emissão de gases estufa sobre o meio ambiente. Além disso, as FER são capazes de proporcionar a independência energética para países industrializados, ao diminuir a exposição ao risco associado à alta volatilidade dos preços dos combustíveis fósseis e dos riscos e incertezas geopolíticas relacionados com a dependência das importações destes recursos.

Para alcançar o objetivo de promover o uso das FER e cumprir as metas de acordos e de eficiência energética, Lipp (2007) ressalta que uma ampla gama de políticas têm sido elaboradas. Nesse processo, Sovacool (2009) afirma que devido a barreiras de mercado e de tecnologias tem ocorrido um crescente consenso de que o apoio de políticas governamentais é apropriado para alavancar programas que venham a promover de maneira eficaz o uso de FER.

Jacobs *et al.*(2013) ressaltam que o grande desafio para formular essas políticas é torná-las sustentáveis a longo prazo, sem comprometer os demais objetivos das políticas

nacionais. Outro desafio mencionado por autores como Johansson e Turkenberg (2004); Fouquet e Johansson (2008) e Ayoub (2012) é a necessidade de reduzir os riscos do produtor que atua no setor de energias renováveis.

Stoke (2013) considera que é de suma importância implantar estratégias que favoreçam a redução do custo da tecnologia utilizada para aproveitar as FER. Esse custo no setor ainda é elevado, se comparado à produção de energia através de combustíveis fósseis, caracterizando uma desvantagem competitiva das energias renováveis sem o apoio de programas adequados.

A maioria das políticas adotadas pelos países compartilha de objetivos em comum, como reduzir a dependência de combustíveis fósseis e impactos ambientais negativos derivados da emissão de carbono, além de encorajar o desenvolvimento das tecnologias ligadas à geração de energia renovável. Entretanto, as diretrizes políticas adotadas podem variar, devido à influência do contexto histórico, político, cultural e legislativo que são particulares de cada local.

1.2 Objetivos e justificativa do trabalho

1.2.1 Objetivos

O objetivo principal dessa pesquisa é analisar como os principais mecanismos de programas e políticas de desenvolvimento energético podem influenciar na viabilização e redução de riscos de projetos capazes de produzir energia a partir das fontes de energia renovável (FER), com foco na geração de energia eólica no Brasil.

Em decorrência do objetivo principal dessa pesquisa, alguns objetivos específicos podem ser destacados, como: analisar o impacto de diferentes regimes de tributação e a possibilidade de comercialização de créditos de carbono nos retornos do investidor e incorporar as incertezas de geração e a exposição do produtor no mercado de curto prazo, onde ocorre a liquidação das diferenças de geração de energia.

1.2.2 Justificativa

Visto que cada país possui suas particularidades no que concerne aos programas de promoção às FER, desde a década de 1990, diversos estudos têm sido publicados sobre o tema. Através da plataforma de pesquisa *ISI Web of Knowledge*, é possível verificar que 5.814 itens sobre o tema *renewable energy policy* haviam sido publicados, até o final de fevereiro de

2015. Na Figura 1.2 é ilustrada a evolução do número de itens publicados sobre o tema de políticas no setor de energia renovável, no período de 1981 até 2014.

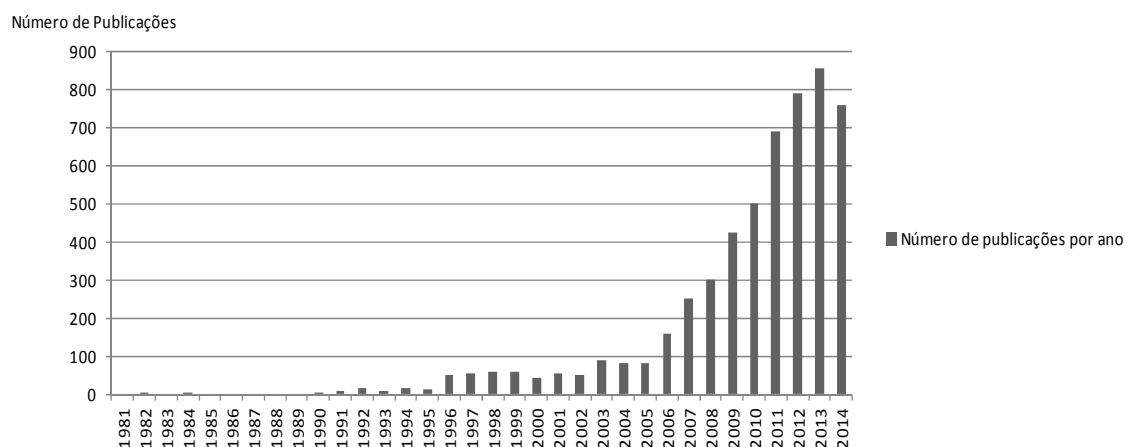


Figura 1.2- Número de itens sobre políticas para energia renovável publicados por ano

Os estudos sobre o tema têm se tornados cada vez mais oportunos, pois um número cada vez maior de países tem adotado estratégias para fortalecer o setor. Além disso, para obter sucesso no objetivo de promover o uso de FER é fundamental oferecer condições aos empreendedores com as garantias e segurança necessárias. Isso é válido tanto no que diz respeito à conexão dos projetos à rede elétrica, quanto na parte financeira, oferecendo receitas em um nível satisfatório a longo prazo que permita a viabilidade dos empreendimentos e a oportunidade de penetração em projetos de diferentes escalas. Portanto, analisar o aspecto financeiro do produtor é de grande valia para compreender a viabilidade financeira, o risco e como esse tipo de agente é afetado diante das conjunturas políticas atuais do setor.

1.3 Método de pesquisa

Inicialmente, Thiollent (2011) destaca que a metodologia científica trata de uma disciplina que analisa as características dos diversos métodos disponíveis, avaliando suas capacidades, limitações e as implicações de sua utilização. Além disso, o autor define a metodologia científica como o conhecimento e as habilidades que o pesquisador necessita para se orientar no processo de investigação, além de tomar decisões e selecionar conceitos, técnicas e hipóteses adequadas.

A metodologia também auxilia em todas etapas da pesquisa científica, desde a determinação do tipo da pesquisa e do escopo, até a definição de dados e informações que serão interpretados. Portanto, existem diversos tipos de metodologia, com o intuito de

satisfazer pesquisas de características diversas. Essa pesquisa se enquadra na classificação ilustrada pela Figura 1.3.

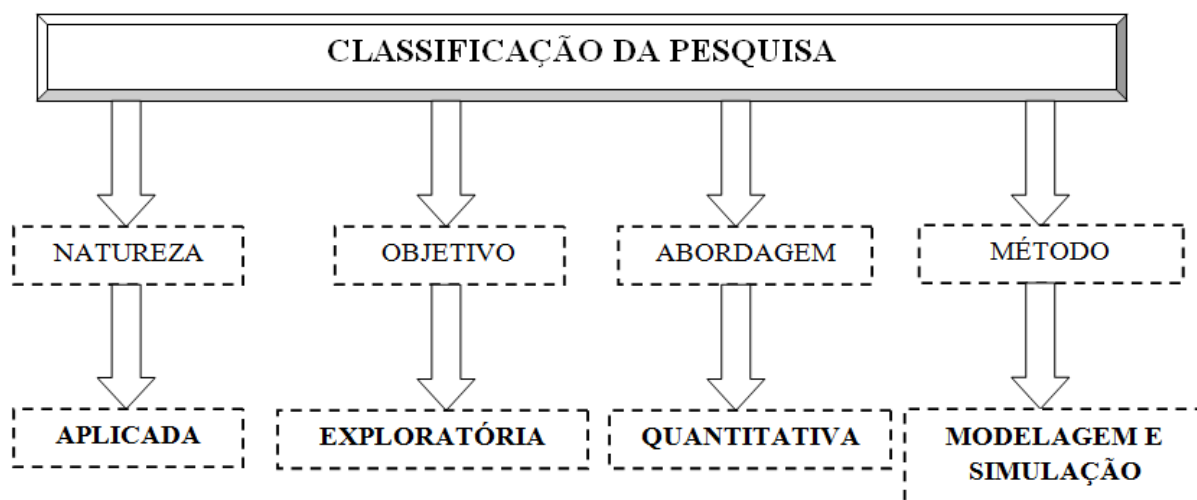


Figura 1.3- Classificação da pesquisa científica

Fonte: Adaptado de Miguel *et al.* (2010)

Essa pesquisa se caracteriza em sua natureza como aplicada, pois busca o entendimento de um problema, com o intuito de contribuir para sua solução. Em relação aos objetivos é classificada como exploratória, visto que almeja proporcionar maior familiaridade com o problema, procurando torná-lo explícito. Realizou-se um levantamento bibliográfico sobre o setor de energia renovável e programas de incentivo introduzidos nesse setor em âmbito mundial, e também, análises de exemplos para estimular a compreensão dos impactos desses programas para os produtores desse tipo de energia.

No que concerne a abordagem do problema, a pesquisa pode ser considerada como quantitativa. Para Bertrand e Fransoo (2002) as pesquisas quantitativas desenvolvem, analisam e testam modelos de relações causais entre variáveis de controle e desempenho. Nesse estudo as variáveis envolvidas são quantificáveis e as análises dos resultados são feitas com ferramentas matemáticas, utilizando, inclusive, análises estatísticas e simulações.

Os autores supracitados acrescentam que em relação à pesquisa quantitativa, essa pode ser classificada como axiomática ou empírica. A primeira é conduzida por modelos padronizados, onde são obtidas soluções para o modelo, que contribuirão para a compreensão da estrutura do problema. Quanto à pesquisa empírica, é basicamente conduzida por resultados e medidas empíricas.

Tanto a pesquisa axiomática, quanto a empírica ainda podem ser subdivididas em descritivas, a qual se preocupa em analisar modelos ou estratégias existentes para um sistema real, e normativas. Essa última se preocupa em fornecer melhorias nos resultados existentes

na literatura e em ações para melhorar um sistema atual. Visto que essa pesquisa busca analisar os impactos das estratégias de incentivo existentes, ao passo que também busca contribuir com a análise econômica para o risco e viabilidade de projetos envolvendo FER no cenário brasileiro, pode-se classificá-la como quantitativa empírica normativa.

Na área de finanças o estudo também pode ser classificado como pesquisa clínica, pois realiza detalhamento com as circunstâncias no qual o investidor está inserido influência na posição do capital investido em um projeto de geração de energia eólica. O método utilizado se caracteriza como modelagem e simulação, visto que primeiramente serão modelados os fluxos de caixa de um projeto de geração de energia eólica. A partir deles serão analisados, com auxílio de técnicas de avaliação de investimentos, como este projeto será impactado diante das circunstâncias proporcionadas pelos mecanismos de incentivo e pelos diferentes ambientes de negociação que lhe serão propostos.

1.4 Estrutura do trabalho

No Capítulo 2 é apresentado o contexto histórico sobre o mercado de energia renovável, um panorama geral sobre as principais FER e as possibilidades de atuação do governo em relação à promoção das FER. O Capítulo 3 irá tratar da evolução das aplicações de políticas de incentivo, apresentando o debate entre os tipos de mecanismos, as características que tem feito determinados tipos de mecanismos se tornarem referência como política para promover as FER e algumas aplicações pelo mundo. No Capítulo 4 são apresentados alguns estudos que utilizaram a técnica de análise de investimento no setor de energia renovável e serão apresentadas as técnicas utilizadas nas análises de investimento referente ao projeto de uma usina eólica, também é discutida a diferença dos ambientes de comercialização e a possibilidade de exposição do produtor no mercado de curto prazo brasileiro. No Capítulo 5 serão apresentados os dados coletados para análise, a realização das análises de investimentos e os resultados e discussões. No Capítulo 6 são feitas considerações finais e conclusões retiradas a partir deste estudo e por fim são apresentadas as referências bibliográficas e os anexos.

2 O MERCADO DE ENERGIA RENOVÁVEL

2.1 Contexto histórico

Desde os primórdios da história da humanidade variados tipos de fontes de energia renovável foram investigadas e tecnologias desenvolvidas para poderem ser utilizadas. Entretanto, com o progresso da civilização a transição para o uso de fontes de energia com recursos naturais finitos, principalmente combustíveis fósseis, tem sido notada nos últimos dois séculos (HOLM, 2005).

A partir das décadas de 60 e 70, com a ocorrência da Crise do Petróleo, se tornou alarmante a situação dos limites das reservas globais de recursos fósseis. Ringel (2006) relata que foi justamente no período da década de 70, que o setor de energia renovável atraiu investimentos e maiores esforços para o desenvolvimento de novas tecnologias, com o objetivo de se tornar uma alternativa viável para substituir os combustíveis fósseis.

Em meados da década de 80, com a queda dos preços do petróleo, o mercado de energia renovável sofreu um desaquecimento no que diz respeito ao interesse em explorar novas alternativas energéticas. Entretanto, devido à elevação alarmante dos preços do petróleo presenciada durante o período da crise, Holm (2005) afirma que se despertou uma discussão sobre a necessidade em diversificar a matriz energética de muitos países para evitar novas crises nesse setor. Além disso, é essencial atender uma grande demanda de energia e alavancar a produção da mesma em muitos países com baixa produção de petróleo e com dificuldades para importar esse produto.

Nesse período, outro acontecimento que deve ser mencionado é a catástrofe na usina nuclear de Chernobyl, na Ucrânia. Após esse acidente, a energia nuclear passou a ser vista com receio e se fortaleceram os questionamentos sobre a utilização dessa fonte. Apesar de ser uma energia relativamente limpa, nas usinas nucleares podem ocorrer acidentes extremamente nocivos para a humanidade e outras formas de vida no planeta. Segundo Wüstenhagen e Bilharz (2006), essa também foi uma das razões para as energias renováveis ganharem destaque e o interesse de muitos países em acelerar o seu desenvolvimento se tornou maior.

A partir de então, foram realizadas conferências internacionais como a Rio-92, Rio + 10 e Rio +20, além da criação da Agenda 21, um documento que estabelece a importância de cada nação em cooperar nos estudos para solucionar os problemas socioambientais. Ao longo

dos anos, um número cada vez maior de países tem tomado iniciativas que favorecem a inserção da energia renovável em suas matrizes energéticas, sendo que alguns deles têm obtido resultados extremamente significantes.

Bertoldi, Rezessy e Oikomonou (2013) afirmam que as questões da preservação do meio ambiente e da mitigação de mudanças climáticas estão intimamente ligadas à discussão relacionada às energias renováveis. Os autores ainda acrescentam que o desenvolvimento sustentável só pode ser alcançado com a combinação que maximiza a preservação de recursos escassos, que conseqüentemente aumentam a eficiência energética. De tal maneira, é possível alcançar menor desperdício de recursos naturais e produzir a energia necessária para atender ao consumo.

Com o aumento da produção industrial e dos novos padrões de consumo, conseqüentes do progresso tecnológico e da globalização, a demanda por energia tem se tornada intensa, o que aumenta a necessidade de exploração dos recursos energéticos em eletricidade. Diante dessas circunstâncias, o surgimento de movimentos ambientalistas e de correntes em defesa da preservação dos recursos naturais tem sido cada vez mais notado. Wüstenhagen e Bilharz (2006) ressaltam que no processo da virada energética alemã para o uso de energias renováveis, a opinião pública foi fundamental para iniciar a construção de um novo modelo de geração de energia.

Em muitos países em desenvolvimento, como o Brasil, onde desde a década de 2000 têm ocorrido casos de “apagões” e racionamento de energia, fontes renováveis apresentam um grande potencial que pode ser explorado, buscando aumentar a oferta e minimizar a ocorrência desses problemas. O trabalho de Jacobs *et al.* (2013) reforçam que diversos países da América Latina estão gradativamente implementando medidas, para inserir uma parcela maior de energia renovável em suas respectivas matrizes energéticas, evitando assim a forte dependência de combustíveis fósseis.

De acordo com Poullikas (2009), o Chipre é um exemplo de país onde ocorre total dependência de combustíveis fósseis para a geração de energia elétrica. Vale ressaltar que não existem nesse país reservas de hidrocarbonetos, os quais são obtidos apenas através de importações. Até o ano de 2009, 98% das importações de combustíveis correspondiam a óleos pesados e 2% de diesel. Poullikas (2009) acrescenta que a energia solar térmica para o aquecimento de águas em residências já é bastante aproveitada no Chipre. Porém, o uso de

energia renovável para a produção de energia elétrica e entrega na rede de distribuição, ainda é muito pouco explorado. Existem raros casos de pequenos sistemas fotovoltaicos residenciais que fornecem energia direta na rede e, em uma escala ainda menor, o uso de biogás para a geração de eletricidade.

Segundo dados do WWF (2013), no que se refere ao consumo de recursos naturais que a Terra consegue regenerar em um ano, o planeta entrou em saldo negativo já no mês de agosto. A elevada demanda dependente de recursos não renováveis pode ser um risco, devido a um futuro esgotamento desses recursos. Em consequência disso, os países que dependem da exportação de combustíveis fósseis podem experimentar elevadas perdas no Produto Interno Bruto, e também ficarem mais expostos à degradação ecológica e a escassez de água doce.

Holm (2005) esclarece que são os países emergentes que deverão conduzir cada vez mais o crescimento da demanda por energia. Portanto, nesses países se fazem necessárias políticas bem concatenadas, em grande escala, para promoção de energia renovável. A Figura 2.1 ilustra a tendência do crescimento mundial da demanda por energia para países com economia desenvolvida, em transição (antigos países do Segundo Mundo) e emergentes.

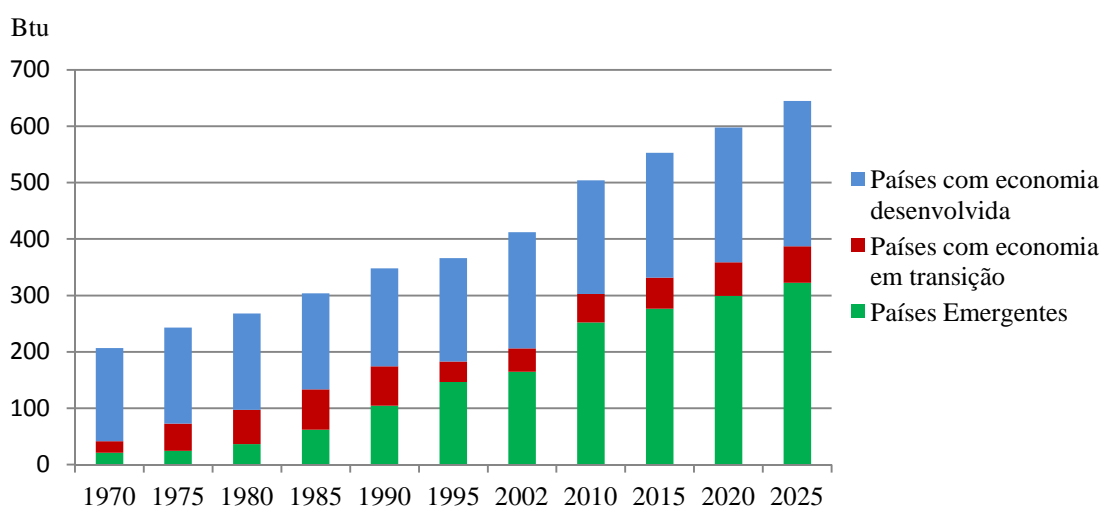


Figura 2.1- Crescimento mundial da demanda por energia em quadrilhões de unidade térmica britânica (Btu)

Fonte: Saidur *et al.* (2009)

O Brasil, por exemplo, apesar de ter uma matriz energética com configuração renovável-térmica, ainda possui dependência das grandes hidrelétricas para a geração de energia. Na Figura 2.2 que ilustra o balanço de energia do Brasil em 2013, é possível notar o predomínio da fonte hídrica no total da energia produzida em cada submercado brasileiro.

No submercado sudeste/centro-oeste, onde se concentra a maior demanda por carga de energia elétrica, nota-se grande predomínio da energia hídrica para o consumo local, inclusive com toda produção de Itaipu sendo importada por esse submercado em 2013. Ainda em relação ao grande predomínio das hidrelétricas na matriz energética brasileira, a escassez de chuvas no período de verão em 2013-2014 levou os reservatórios de usinas hidrelétricas a baixos níveis hidrológicos, com isso tem se despertado a preocupação em aumentar a inserção de outras fontes na matriz para evitar o risco de ocorrência de racionamento de energia.

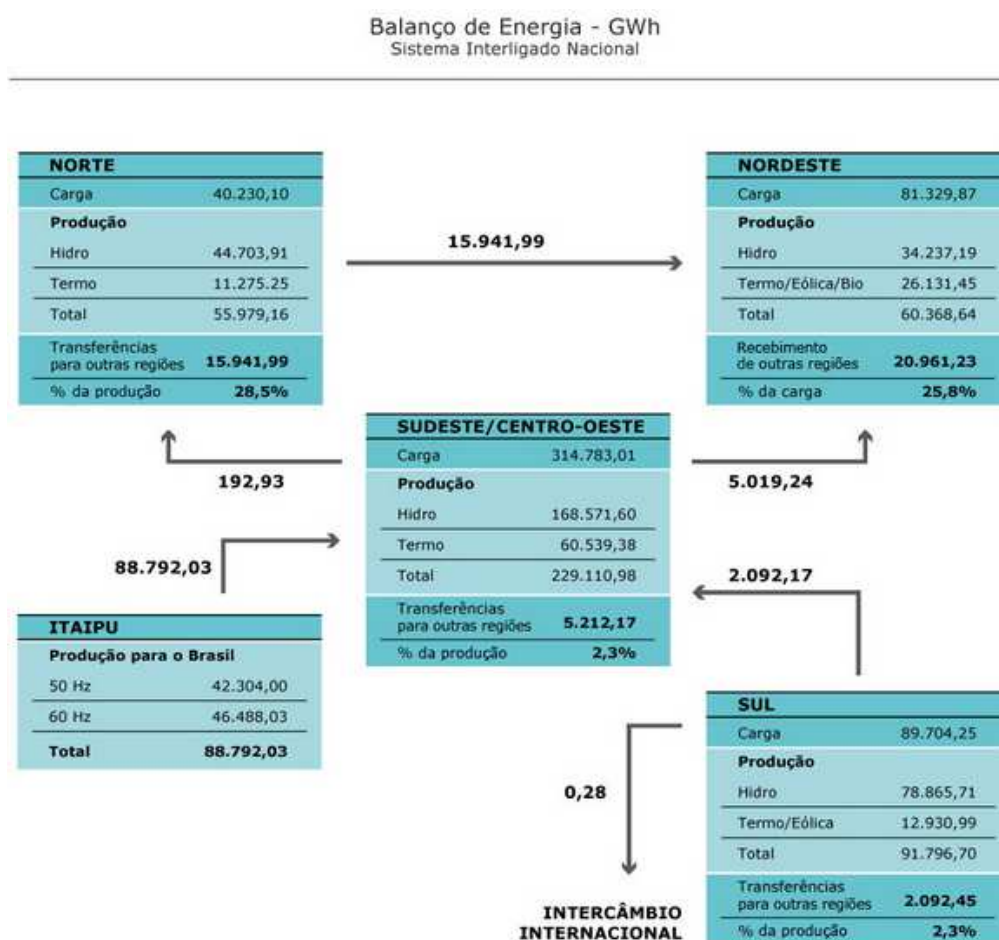


Figura 2.2- Balanço de energia no Brasil no ano de 2013

Fonte: ONS (2013)

Em relação às FER, o Balanço de energia no Brasil em 2013 revela a importância da energia eólica e da energia produzida por biomassa para o consumo do submercado Nordeste, assim como a energia térmica que também tem contribuído com a geração de energia para todas as regiões do país. Essas fontes, especialmente a eólica, tem se tornado importante para essa região, desde a criação de estratégias de incentivo para inserção de FER no país. Visto

que o Nordeste é um submercado que depende do recebimento de energia de outras regiões, a perspectiva de crescimento da energia eólica no país e no Nordeste gera a expectativa de que esta fonte tende a ganhar cada vez mais importância para a região. No submercado Sul também nota-se a presença da energia eólica no total produzido. É importante ressaltar que o estado do Rio Grande do Sul, pertencente a este submercado, também se destaca na geração de energia eólica com a presença de grandes complexos eólicos neste estado.

Existe também a perspectiva de que nas próximas décadas a fonte solar fotovoltaica possa também contribuir com maior relevância na produção total de energia no país. A contratação de energia proveniente dessa fonte por meio dos leilões de energia é recente, porém com a expectativa da construção das primeiras usinas nos próximos anos e do amadurecimento da tecnologia para esta fonte, se espera que a energia solar fotovoltaica no Brasil passe por uma fase de crescimento nas próximas décadas.

A necessidade em tornar a matriz energética interna mais diversificada têm levado os governos de muitos países a buscarem novas soluções e estratégias para ampliar a inserção da energia renovável em suas matrizes. A Figura 2.3 ilustra uma projeção, em que as energias renováveis devem ter um significativo crescimento na fatia do consumo mundial de energia, principalmente a energia solar que possui uma expectativa de crescimento em um horizonte maior que as demais fontes renováveis.

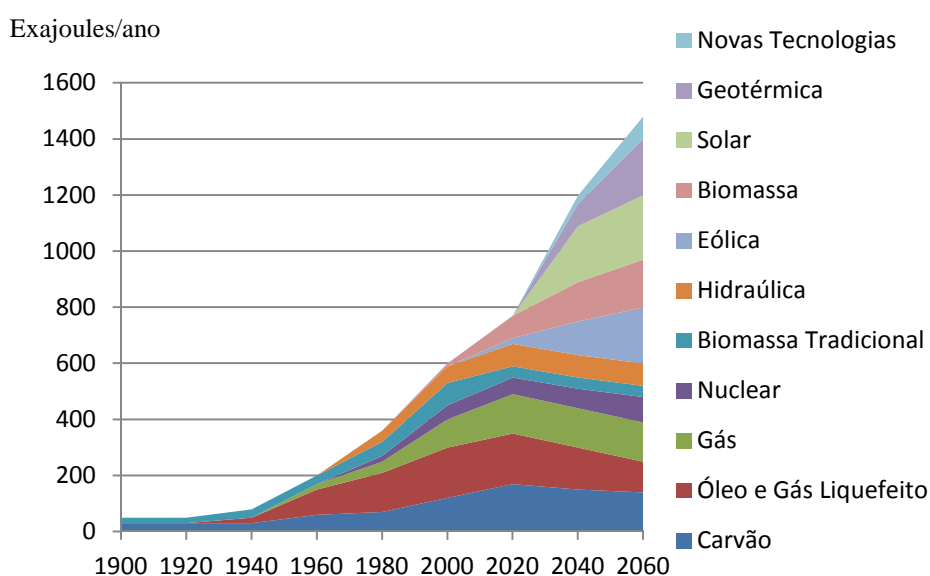


Figura 2.3- Consumo mundial de energia até 2060 (em exajoules/ano)

Fonte: Dias (2000)

2.2 Fontes de energia renovável

2.2.1 Biomassa

A biomassa é caracterizada como recurso renovável proveniente de matéria orgânica e foi a primeira fonte de energia aproveitada pela humanidade. Inicialmente era utilizada apenas para cozinhar alimentos por meio da sua forma mais comum de exploração, ou seja, produzindo calor pela combustão.

Com o calor residual sendo injetado em uma rede de aquecimento urbano ou num complexo industrial, e através da gaseificação e da produção de combustíveis líquidos, é possível produzir energia utilizando biomassa.

Alguns exemplos de produtos derivados da biomassa são:

- Bio-óleo: líquido negro obtido com o processo de pirólise a qual se destina para o aquecimento e geração de energia elétrica.
- Biogás: metano obtido junto com o dióxido de carbono por meio da decomposição de: resíduos, alimentos, esgoto e esterco em digestores de biomassa.
- *Biomass-to-Liquids*: líquido obtido em um processo químico para a produção de combustíveis líquidos após um processo de gaseificação da matéria-prima.
- Etanol celulósico: etanol produzido pela quebra das cadeias de polímeros que constituem a estrutura fibrosa de vegetais.
- Bioetanol “comum”: etanol produzido no Brasil à base do sumo extraído da cana-de-açúcar, também pode ser obtido através do milho, como ocorre nos Estados Unidos e da beterraba, como, por exemplo, ocorre na França.
- Biodiesel: produzido por meio de óleos vegetais.
- Lenha: forma mais antiga de produzir biomassa.
- Carvão vegetal: sólido negro obtido pela carbonização pirogenal da lenha ou carbonização hidrotermal.
- Turfa: material orgânico, semidecomposto encontrado em regiões pantanosas.

De acordo com Braga e Braga (2012), o Brasil acumula uma longa e diversificada experiência no âmbito da produção e uso de biocombustíveis. O marco mais conhecido é o Proálcool, programa de desenvolvimento do etanol como substituto da gasolina, implantada em 1975 e considerada a maior experiência mundial de exploração comercial da biomassa como fonte energética. No Proálcool ocorreram duas fases distintas: a primeira, em 1975, utilizava o bioetanol como aditivo à gasolina, e a segunda fase, iniciada em 1979, utilizou o E100 (100% de etanol hidratado, com 6% de água ou bioetanol puro) em substituição à gasolina.

De acordo com Freitas e Kaneko (2011), o aumento substancial na produção e consumo de etanol durante a década de 1980, amenizou a dependência do Brasil em relação à importação de combustíveis fósseis. Entretanto, devido às dificuldades financeiras do governo e com a queda dos preços do petróleo bruto no mercado internacional, a continuidade do apoio à indústria do etanol foi desestimulada. A consequência disso foi a inédita depressão do setor que durou quase duas décadas.

Entretanto, o Brasil possui uma grande capacidade convencionada na produção de energia elétrica a partir da biomassa, com 12,3 GW de capacidade instalada até o final de 2013, o que representa no período 9,2% da matriz energética brasileira (ABEEÓLICA, 2015a). Conforme ilustrado na Figura 2.4, a maior parcela da potência instalada corresponde à fonte proveniente do bagaço da cana-de-açúcar (81,6%), seguido pelo licor negro resultante do processo da indústria de papel e celulose (13,6%), o restante corresponde aos resíduos por meio de madeira, biogás, capim elefante, óleo de palmiste, carvão vegetal e casca de arroz (4,8%).

O predomínio da cana-de-açúcar no potencial instalado para a geração de energia, entre as fontes de biomassa, pode ser justificado pelo fato do Brasil possuir extensa área plantada e uma intensa produção dessa cultura desde o período colonial. A perspectiva de aumento da produtividade, conforme ilustrado na Tabela 2.1, conduz a sinalização para um notável crescimento na produção de açúcar e etanol. Com isso, maior quantidade de bagaço e palha, provenientes dessas atividades poderão ser utilizados na geração de energia elétrica.

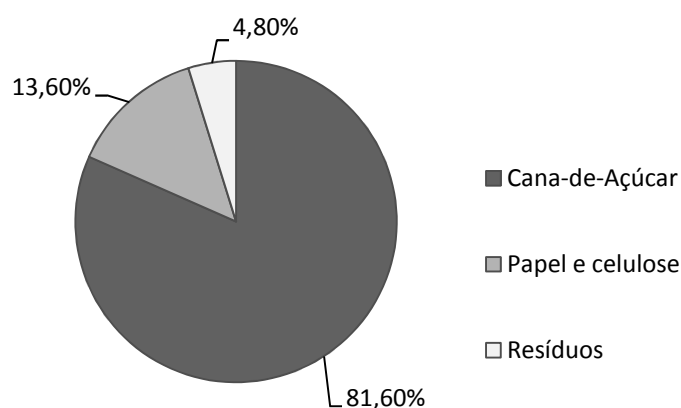


Figura 2.4- Potência instalada por fonte de biomassa no Brasil

Fonte: ANEEL (2013)

Tabela 2.1- Expansão da produção brasileira de cana e derivados

	2005	2010	2020	2030
Cana-de-açúcar				
Produção (10 ⁶ t)	431	518	849	1.140
Área ocupada (10 ⁶ ha)	5,6	6,7	10,6	13,9
Açúcar (10⁶ton)				
Produção	28,2	32,0	52,0	78,0
Exportação	17,8	21-23	28-30	31-37
Etanol (10⁶m³)				
Produção	16,0	24,0	48,0	66,6
Exportação	2,5	4,4	14,2	11,5
Biomassa (10⁶ton)				
Bagaço	58	70	119	154
Palha	60	73	119	160

Fonte: Ministério de Minas e Energia (2007).

2.2.2 Eólica

Desde a antiguidade, a energia proveniente dos ventos já era utilizada para moer o trigo e bombear a água. No decorrer do século XX, sistemas foram adaptados para produzir eletricidade por meio de turbinas. Atualmente, a energia eólica pode ser explorada em diversos locais e em diferentes escalas, suas instalações podem ser construídas tanto *onshore*

(terra firme), quanto *offshore* (costa marítima). Tanto os grandes parques eólicos, quanto pequenos modelos (50-250 MW) podem atender necessidades de abastecimento local.

A Dinamarca, por exemplo, passou por uma evolução prematura em relação à energia eólica. Na década de 70, praticamente toda eletricidade na Dinamarca eram geradas em estações termelétricas grandes e centralizadas, entretanto, Hvelplund (2006) afirma que a energia renovável, ao longo das décadas, passou a desempenhar um importante papel na matriz energética dinamarquesa desde o primeiro choque do petróleo.

A própria Dinamarca foi pioneira no desenvolvimento de energia eólica durante sua primeira fase de expansão, desenvolvendo o uso dessa fonte de energia a partir de pequena escala para uma indústria de grande porte. Com isso também surgiram oposições contra novas instalações devido às alterações significativas das paisagens naturais e culturais no local, onde se instalam os parques eólicos (MÖLLER, 2010).

É importante ressaltar, que quando se trata de empreendimentos eólicos é necessário cuidado para evitar a instalação de sistemas de geração em rotas migratórias de pássaros, devido ao risco de colisão das aves com os aerogeradores. Também existem críticas em relação à poluição visual que alguns parques eólicos podem causar em algumas regiões. Entretanto, essas são adversidades que não diminuem a importância da energia limpa e eficiente que a geração eólica é capaz de proporcionar.

Saidur *et al.*(2010) relatam que nos anos 90, a energia eólica foi a fonte que obteve o maior progresso em relação ao desenvolvimento tecnológico e em termos de crescimento anual de capacidade instalada por fonte. Nesse contexto, a fonte eólica tem demonstrado um avanço mais rápido em sua comercialização do que outras tecnologias, como a solar, células de combustível e maremotriz, por ser relativamente mais barata no que diz respeito à pesquisa e desenvolvimento. A Figura 2.5 apresenta a evolução mundial da capacidade acumulada instalada de energia eólica, para o período de 1996 a 2014.

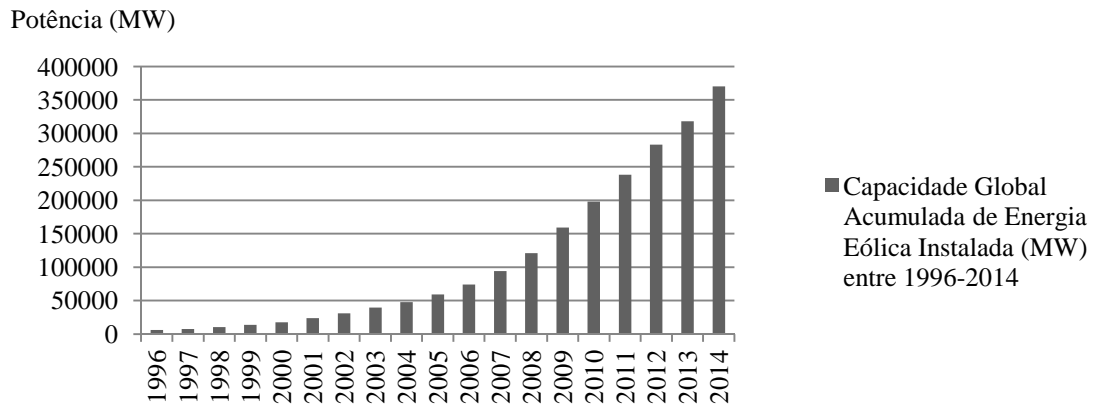


Figura 2.5- Capacidade global de energia eólica instalada (MW) (1996-2014)

Fonte: GWEC(2014) e REN 21 (2015)

Conforme é possível notar na Figura 2.6, o aproveitamento de energia eólica não é uniformemente distribuído no mundo. A Europa detém o melhor aproveitamento em relação à capacidade instalada de energia eólica mundial. Apenas a China e os Estados Unidos, os dois países com maior capacidade instalada total, acompanham o continente europeu nesse quesito, conforme pode ser visto na Tabela 2.2.

O sucesso de diversos países europeus no que diz respeito ao aproveitamento de energia eólica, conforme será visto adiante, muito se deve por serem pioneiros em políticas bem alinhadas, em relação à inserção de energia renovável em suas matrizes energéticas. Quanto à China e aos Estados Unidos, conforme é descrito no trabalho de Saidur *et al.*(2010), programas de incentivo criados nas últimas décadas e fundos de investimentos direcionados à energia renovável, tem impulsionado a produção de energia elétrica por meio da fonte eólica.

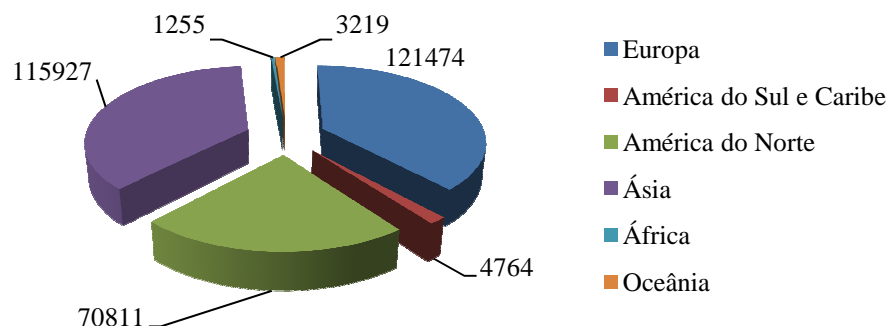


Figura 2.6- Distribuição por continente da capacidade mundial de energia eólica instalada (MW)

Fonte: GWEC (2014)

Tabela 2.2- Principais países em relação à capacidade acumulada instalada de energia eólica (até 2013)

País	MW	% em relação à capacidade mundial instalada
China	91.412	28,7
Estados Unidos	61.091	19,2
Alemanha	34.250	10,8
Espanha	22.959	7,2
Índia	20.150	6,3
Reino Unido	10.531	3,3
Itália	8.552	2,7
França	8.254	2,6
Canadá	7.803	2,5
Dinamarca	4.772	1,5
Resto do Mundo	48.332	15,2
Total Top 10	269.773	84,8
Total no mundo	318.105	100,0

Fonte: GWEC (2014).

No Brasil, a produção de eletricidade utilizando a energia eólica deu seus primeiros passos em 1992, com o início da operação do primeiro aerogerador instalado no país. Essa turbina eólica, de 90 kW, foi a primeira a entrar em operação na América do Sul, em 1992, localizada no arquipélago de Fernando de Noronha (PE) (ARAÚJO e FREITAS, 2008).

Durante os anos 90, devido ao alto custo da tecnologia e ausência de políticas para a promoção dessa fonte, pouco se avançou na consolidação da geração eólica como alternativa para a produção de energia elétrica no país. Apenas em 2001, durante a crise energética, iniciou-se a tentativa de incentivar a contratação de empreendimentos de geração de energia eólica no Brasil, através da criação do Programa Emergencial de Energia Eólica (PROEÓLICA). Esse programa, no entanto, não obteve resultados significativos e foi substituído pelo Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA).

Em 2001, foi divulgado o primeiro Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, com o objetivo de fornecer dados para auxiliar na identificação de áreas adequadas para a instalação de empreendimentos eólicos. Na Figura 2.7 é possível observar o mapa do potencial eólico brasileiro, com a escala representando a velocidade média de vento em diversas regiões do país.

Entretanto, Pereira *et al.* (2012) afirmam que a falta de dados consistentes e confiáveis, ainda tem sido um dos fatores limitantes para o crescimento da energia eólica no Brasil. Uma parte significativa dos registros anemométricos podem ser distorcidos ou mascarados devido a influência de obstáculos aerodinâmicos, relevo e robustez do terreno.

Os locais com maior potencial eólico no Brasil estão situados nas regiões costeiras do Nordeste, na região ao longo do Vale do Rio São Francisco e na região Sul do país, principalmente no litoral do estado do Rio Grande do Sul.

De acordo com o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro estima-se que existe uma capacidade para instalação de 143 GW em geração eólica, das quais 5,9 GW foram aproveitadas até o final de 2014, o que equivale aproximadamente a 4,4% da matriz energética brasileira. A evolução da capacidade de energia eólica instalada em 2014 está ilustrada na Figura 2.8.

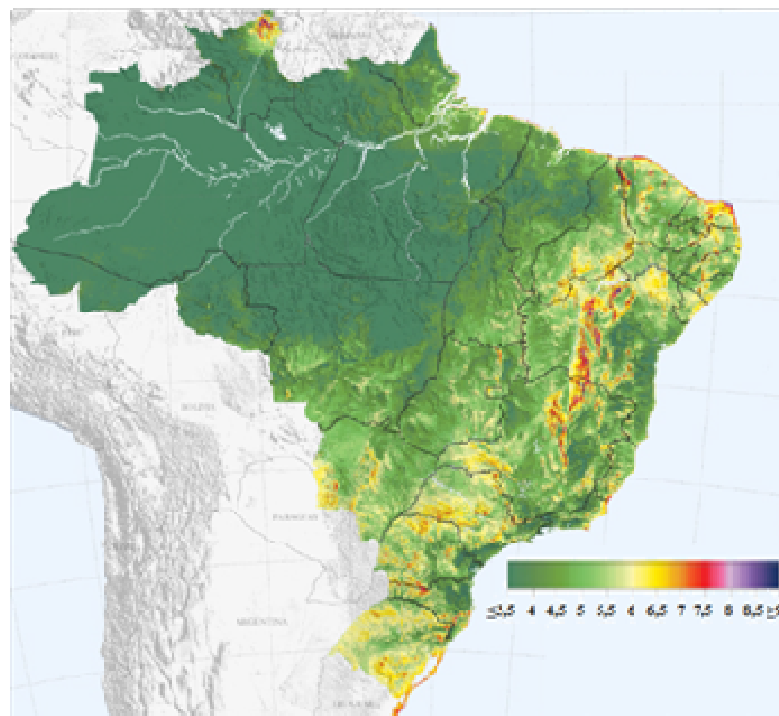


Figura 2.7- Mapa do potencial eólico brasileiro

Fonte: CEPEL (2001)

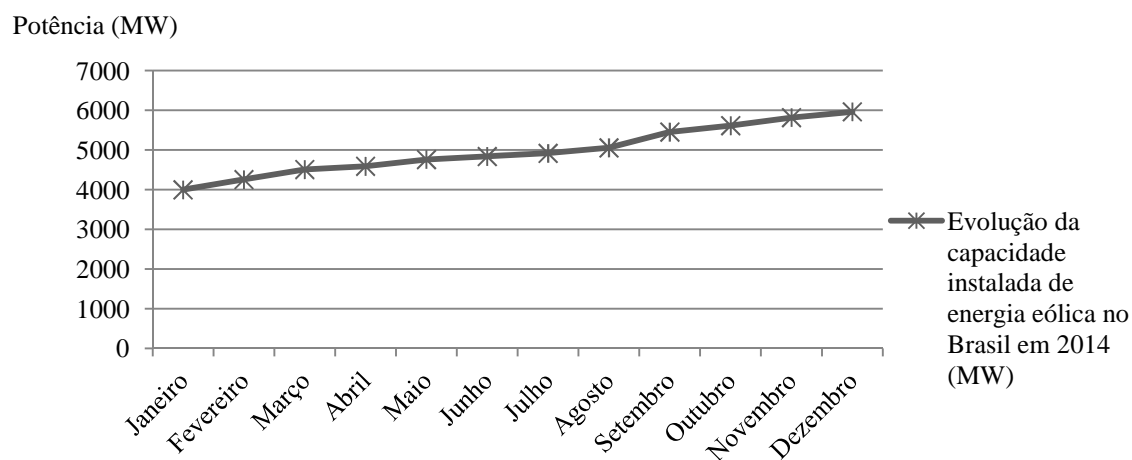


Figura 2.8- Evolução da capacidade instalada de energia eólica no Brasil em 2014 (MW)

Fonte: ABEEÓLICA (2015a)

2.2.3 Solar

A energia solar é o recurso energético mais abundante que existe no mundo, diariamente o sol fornece grande parte da energia usada no planeta. Tanto o aquecimento direto a partir da radiação, quanto o vento, as ondas, e até mesmo os combustíveis fósseis possuem energia proveniente dos raios solares.

Segundo Timilsina, Kurdegelashvili e Narbel (2011), a tecnologia solar pode ser classificada da seguinte maneira: passiva e ativa; térmica e fotovoltaica; concentrada e não concentrada. A tecnologia passiva apenas recolhe a energia sem converter a luz ou o calor em outras formas e inclui, por exemplo, a maximização do uso da luz e o calor do dia por meio de projetos de construção bem elaborados. Em contraste, a tecnologia ativa aproveita e converte a energia para outras aplicações que podem ser classificadas em dois grupos: fotovoltaica (PV) e energia solar térmica, que serão apresentados mais adiante.

Tecnicamente, a energia solar tem potencial para ultrapassar largamente a demanda energética global. Essa fonte tem obtido um crescimento exponencial no mercado, como é possível observar em relação à energia solar fotovoltaica e térmica nas Figuras 2.9 e 2.10, respectivamente. Entretanto, segundo Solangi *et al.* (2011), a fonte solar compõe uma parcela pequena da oferta mundial de eletricidade, com participação de menos de 1% do total.

Os valores mínimos de custo de qualquer tecnologia solar são maiores do que os custos de qualquer tipo de tecnologia convencional para geração de energia (nuclear, carvão, gás, hídrica, etc.). Apesar dos custos da tecnologia solar terem diminuído em 25% até 2011, este é o principal obstáculo para implantação de tecnologias de energia solar em larga escala. (TIMILSINA, KURDEGELASHVILI e NARBEL 2011).

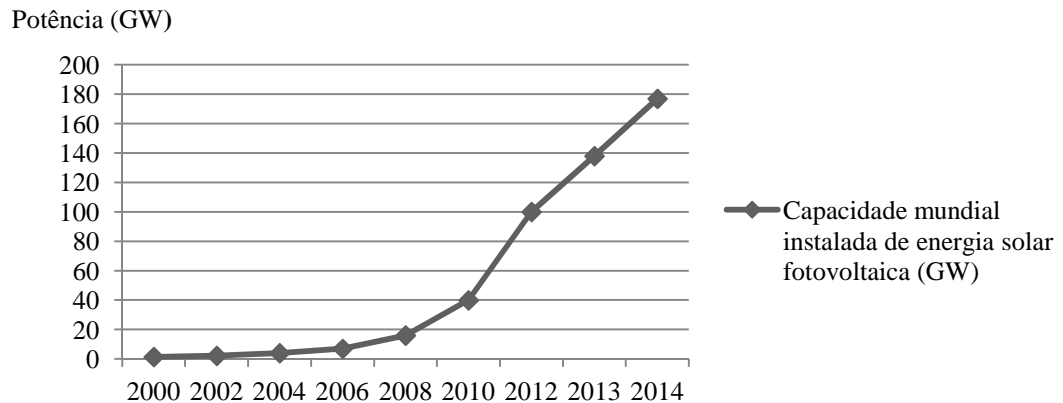


Figura 2.9- Capacidade mundial instalada de energia solar fotovoltaica (GW/ano)

Fonte: REN21(2015)

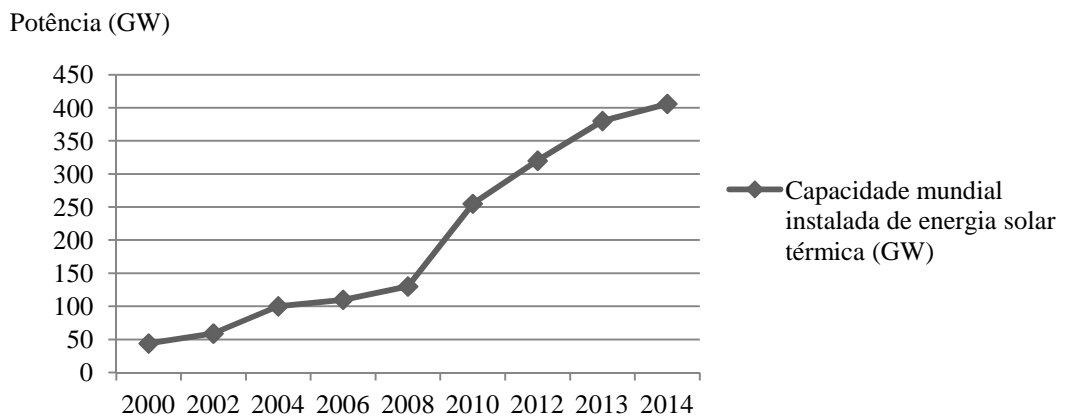


Figura 2.10- Capacidade mundial instalada de energia solar térmica (GW/ano)

Fonte: REN21(2015)

O aproveitamento térmico para aquecimento de fluídos é feito com o uso de coletores ou concentradores solares. Residências e estabelecimentos comerciais (hotéis, hospitais, restaurantes, clubes, etc.) são locais onde os coletores solares podem ser introduzidos para o

aproveitamento da energia térmica. Já os concentradores solares destinam-se a aplicações que necessitam de temperaturas mais elevadas, como a produção de vapor e secagem de grãos.

A conversão direta da energia solar em energia elétrica ocorre pelos efeitos da radiação sobre determinados metais, particularmente os semicondutores, dentre eles se destacam o termoelétrico e o fotovoltaico. O primeiro se caracteriza pelo surgimento de uma diferença de potencial, por meio da junção de dois metais, já o segundo pela conversão de fótons contidos na luz solar em energia elétrica, por meio do uso de células solares.

Dentre as tecnologias de aproveitamento da energia solar pode-se elencar as tecnologias descritas abaixo. As definições a seguir são baseadas em informações do Atlas de Energia Elétrica da ANEEL (2008) e Poullikas (2009):

Aproveitamento térmico:

- Coletor solar: Envolve o uso de um coletor solar discreto, normalmente instalado no teto das residências e edificações. Devido à baixa densidade da energia solar que incide sobre a superfície terrestre, o atendimento de uma única residência pode requerer a instalação de vários metros quadrados de coletores.
- Concentradores termo-solares: Utilizam espelhos parabólicos ou esféricos, que focam a luz solar em tubos de vidro evacuados, onde o calor é transportado às turbinas a vapor convencional via um trocador de calor. Sistemas parabólicos de alta concentração atingem temperaturas muito elevadas e índices de eficiência que variam de 14% a 22% de aproveitamento da energia solar incidente. Essa energia pode ser utilizada para a geração de vapor e, conseqüentemente, energia elétrica.
- Usina de pratos parabólicos: Os pratos parabólicos seguem a rota aparente do sol e focam a radiação sobre, por exemplo, um motor *sterling* que alimenta uma bomba ou um gerador. É comumente aplicado em áreas rurais e fazendas.
- Torres solares: Um extenso campo de espelhos móveis em dois eixos (heliostatos) concentram a radiação solar em um receptor central, situado no topo de uma torre. Lá o líquido para troca de calor (ar, água, sal) é aquecido de

500 a 1000°C e aciona uma turbina a gás ou uma usina ciclo combinado. Em alguns casos, o sal fundido é considerado um meio de armazenamento de calor.

- Chaminés Solares/ Torres Verdes: Uma grande estufa que rodeia uma alta chaminé aquece o ar que sobe por ela, dirigindo uma turbina eólica na base. Na variante da torre verde a estufa atua também como uma unidade agrícola produtiva. O armazenamento térmico permite a entrega por até um dia.

Aproveitamento fotovoltaico:

- Células fotovoltaicas: Constituem módulos, sem qualquer parte móvel, que são colocados em arranjos e convertem a luz solar diretamente em eletricidade. Os materiais semicondutores são encapsulados e selados hermeticamente. Uma longa vida útil de mais de 25 anos, e usualmente iguais períodos de garantia, tornam essa tecnologia moderna cada vez mais atraente.

Em relação aos sistemas fotovoltaicos, utilizando uma engenharia adequada podem ser conectados à rede elétrica ou permanecerem isolados em sistemas autônomos, onde também podem ser usados para o bombeamento de água ou para outro trabalho mecânico.

Dinçer (2011) explica que os arranjos fotovoltaicos não emitem vibrações, ruídos ou poluentes durante sua operação. Também possuem diversidade de tamanhos e sua manutenção e forma de operar é simples. Podem estar integrados em novas edificações ou nas já existentes. Desta forma os proprietários se tornam exportadores de energia além de consumidores.

As células fotovoltaicas são feitas de silício, o segundo material mais abundante da superfície do planeta. Todavia, os elementos raros: índio, selênio, telúrio e gálio são utilizados em algumas células.

Vale ressaltar, que os países europeus dominam o mercado fotovoltaico, com a Alemanha liderando nesse quesito com 32% da capacidade global instalada até 2012. A maioria dos países que figuram entre os principais produtores de energia fotovoltaica, conforme é possível averiguar na Figura 2.11, são europeus e boa parte desse sucesso se deve aos programas e políticas que impulsionaram o uso desta tecnologia nesse continente.

Os Estados Unidos, um dos países que figuram entre os principais produtores de energia solar fotovoltaica, tem buscado nos últimos anos medidas para aproveitar o potencial dessa fonte. Em abril de 2014, o governo americano por meio da via regulamentar e administrativa lançou um programa para incentivar as agências federais, instalações militares e edifícios com subsídios públicos na região de Washington, direcionados para a instalação de mais painéis solares em seus estabelecimentos. Aliás, a capacidade global instalada em energia solar desse país apresentou uma evolução notável, saltando de 1,2 GW, em 2008 para 13 GW até abril de 2014.

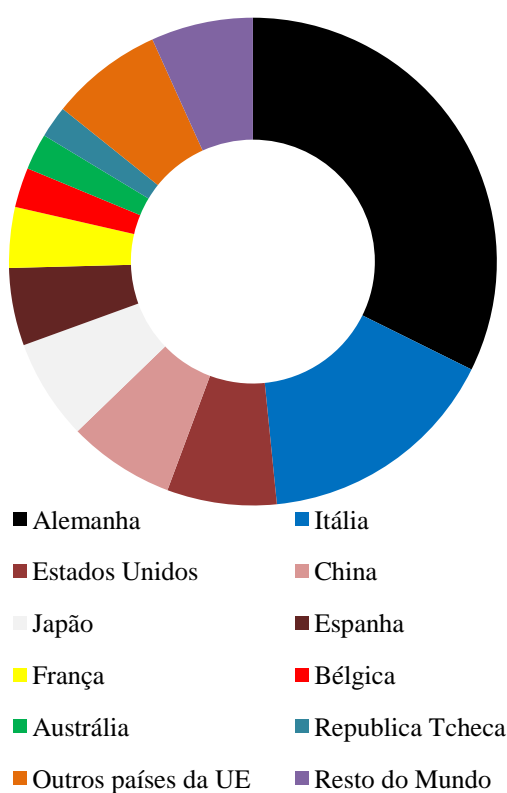


Figura 2.11- Capacidade global de energia fotovoltaica instalada (GW) até 2012

Fonte: REN 21 (2013)

No Brasil, a abordagem sobre energia solar é direcionada por meio das duas alternativas: a térmica, principalmente para o aquecimento e para a geração de eletricidade; e os painéis fotovoltaicos utilizados na iluminação, bombeamento e comunicação.

Ao longo da história, a maioria dos sistemas fotovoltaicos no Brasil não eram conectados na rede elétrica (PEREIRA, *et al.* 2012). Holdermann, Kissel e Beigel (2014) explicam que para incentivar a geração distribuída a partir da energia fotovoltaica, a ANEEL

aprovou em 2012 uma resolução que permite os consumidores gerarem parte ou todo o potencial elétrico que consomem, utilizando geradores que trabalham junto com a rede de distribuição, em regime de troca de energia. Além da fotovoltaica, podem ser utilizadas as tecnologias hidráulicas (micro hidráulicas) e eólicas (micro eólicas). Para a micro geração os geradores devem ter potência até 100 kWp e para mini geração entre 100 kWp e 1000 kWp.

Holdermann, Kissel e Beigel (2014) acrescentam que nesse sistema não é previsto a compra de energia, mas sim o armazenamento de créditos energéticos, por um período de três anos. Ou seja, o foco do programa não é estimular a criação de micro usinas de energia elétrica, semelhante ao que ocorre na Europa, mas sim, permitir ao consumidor gerar sua própria energia, como ocorre nos Estados Unidos.

O Brasil é privilegiado em termos de radiação solar, com níveis de radiação entre 8 e 22 MJ/m², na Figura 2.12 é ilustrada a variação da radiação solar diária no Brasil, a escala da figura indica os índices de radiação, sendo que mais altos se encontram na região Nordeste. Segundo Pereira (2012), mesmo em regiões com menores índices de radiação o potencial é grande, e o uso de energia solar em pequena escala já é generalizado.

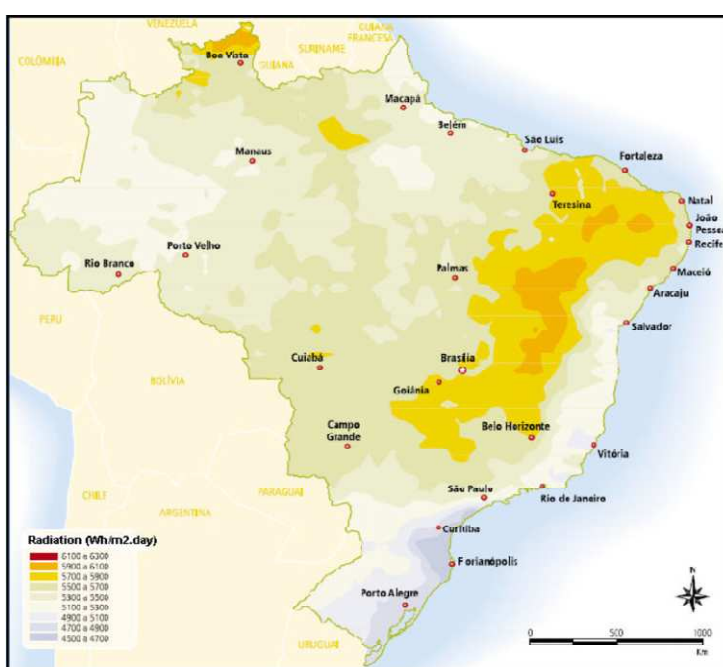


Figura 2.12- Nível de radiação solar diária no Brasil (Wh/m²)

Fonte: CEPEL (2000)

2.2.4 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH)

O uso da energia proveniente da força das águas surgiu há mais de 2.000 anos, quando os gregos usavam rodas de água para moer grãos. Ao longo dos séculos, a fonte hidráulica tem desempenhado um papel importante no fornecimento de energia mecânica e nos tempos mais recentes, em geração de eletricidade, apoiando o desenvolvimento humano e econômico (PEREIRA *et al.*, 2012).

Barragens hidrelétricas, que possibilitam o armazenamento de água em larga escala, são capazes de fornecer proteção contra a variação hidrológica, inclusive inundações e secas. Além disso, promovem o aumento da irrigação de terras e possuem potencial para fornecer meio de transporte e recreação. As aplicações específicas de energia hidrelétrica oferecem oportunidades de redução das emissões de carbono no curto e no longo prazo.

A energia hidrelétrica é usada por operadores da rede elétrica para fornecer energia de base, e com isso, equilibrar e aumentar o poder de oferta para atender a demanda por energia. Desta forma, desempenham um papel cada vez mais importante no apoio ao crescimento de recursos renováveis na matriz energética mundial (REN 21, 2013).

O Brasil possui um potencial privilegiado para geração de hidroeletricidade, segundo a ABEEÓLICA (2015a) aproximadamente 66,3% da energia elétrica gerada no país foi gerada através de fontes hídricas. Em 2012, o Brasil foi o segundo maior produtor de energia hidrelétrica do planeta, com 441 TWh, ficando atrás apenas da China que produziu 864 TWh. Entretanto, apesar de ser uma fonte limpa, a forte dependência do Brasil em relação ao seu potencial hídrico tem causado preocupação. No início de 2014, por exemplo, com elevadas temperaturas durante o verão e a ausência de chuvas, muitos reservatórios operaram nos limites de capacidade o que gerou temor por um novo racionamento, semelhante ao que ocorreu em 2001.

Os investimentos para ampliar a geração de hidroeletricidade no país são crescentes, a usina de Belo Monte, por exemplo, que está sendo construída no rio Xingu, prevê uma potência instalada de 11,23 GW. Entretanto, as grandes usinas hidrelétricas geram contestações por parte de algumas correntes ambientalistas. Alguns argumentos são de que esses empreendimentos ocupam grandes extensões de áreas que abrigam diversas espécies de aves, mamíferos e tribos indígenas. Além disso, existe a alegação que obras desse porte

atraem milhares de migrantes, o que provoca um aumento vertiginoso na população de muitas cidades, que não possuem infraestrutura para abrigar os novos moradores.

As grandes usinas hidrelétricas no Brasil são importantes para a geração de energia com um baixo custo operacional. Outro tipo de geração hidrelétrica são as pequenas centrais hidrelétricas (PCH), Abbasi (2010) afirma que as PCH, por se tratarem de um sistema de pequena escala ($1.000 \text{ kW} < P \leq 30.000 \text{ kW}$), consequentemente também causarão um impacto adverso menor. Nesse contexto, pode se considerar que o desmatamento e os efeitos negativos sobre a fauna e a flora causada por uma PCH é menor. Além disso, podem ser construídas em rios com menor vazão e contribuem para a geração de eletricidade descentralizada.

Após a criação do PROINFA e do mecanismo de desenvolvimento limpo (MDL), do Protocolo de Quioto, em que os projetos podem obter uma receita adicional negociando crédito derivados da emissão de carbono evitada em relação a tecnologias mais poluentes, novos projetos envolvendo PCH foram viabilizados.

Entretanto, alguns fatores como a densidade de potência e a conexão à rede limitam a inserção de alguns projetos ao Sistema Interligado Nacional (SIN) (MARTINS *et al.*, 2013). Devido as suas características, as PCH são ideais para atender às demandas de energia de pequenos centros urbanos e áreas rurais. Por isso, a partir de 1998, a construção de novas unidades passou a ser mais incentivada por uma série de mecanismos legais e regulamentares (PEREIRA *et al.*, 2012).

Uma das desvantagens das PCH em relação a outras FER são justamente os prazos de aprovação e registros junto aos órgãos reguladores. Além disso, recebem um licenciamento ambiental mais rígido e demorado. A baixa atratividade nos leilões e a ausência de medidas de incentivo, também são fatores que contribuem para com que as PCH representem uma parcela baixa em relação ao total de empreendimentos em operação no país, embora tenha uma representação significativa em percentual de geração, conforme é possível notar na Tabela 2.3.

Com a melhora no preço dos leilões no final de 2013, o aumento das discussões e realizações de seminários a respeito da importância e do potencial das PCH no Brasil, surge uma nova expectativa de que essa fonte venha a deslanchar futuramente. Além disso, a

preocupação com a possibilidade de falta energia no Brasil tem reforçado a importância em se investir em novas fontes no curto prazo, a fim de tornar o fornecimento de energia elétrica menos dependente das grandes usinas hidrelétricas.

Tabela 2.3- Empreendimentos em operação por tipo de empreendimento

Empreendimentos em operação			
Tipo	Quantidade	Potência Fiscalizada (KW)	%
CGH	447	275.115	0,21
EOL	129	2.704.376	2,11
PCH	463	4.621.616	3,61
UFV	89	9.280	0,01
UHE	196	81.801.323	63,85
UTE	1.803	36.710.878	28,66
UTN	2	1.990.000	1,55
Total	3.129	128.112.588	100

Fonte: ANEEL (2014)

2.2.5 Outras fontes de energia renovável

i. Geotérmica

A energia geotérmica, caracterizada pelo calor proveniente da Terra, é gerada a menos de 64 quilômetros da superfície terrestre, em camadas de rochas magmáticas, que chegam a atingir até 6000°C. É uma das fontes de energia renovável em crescimento e considerada uma alternativa aos recursos fósseis. Segundo Bayer *et al.* (2012) o aproveitamento da energia geotérmica tem sido crescente nos últimos 15 anos, principalmente para o aquecimento de edificações.

Hähnlein *et al.* (2013) afirmam que os sistemas de bombeamento de energia geotérmica se distinguem em sistemas de alça aberta e fechada, sendo a última mais utilizada. As tubulações podem ser retas ou em alças, horizontais ou verticais, podendo ficar no solo, na água subterrânea ou em um lago. Um fluido de troca de calor preenche as tubulações e dentro do edifício há um trocador de calor, que pega o calor do subsolo e o transfere para um sistema de compressão. O calor comprimido passa então a ser distribuído para todo o edifício através dos dutos de aquecimento, sendo também possível utilizar o calor para o fornecimento de água quente. O aproveitamento da fonte para o fornecimento de eletricidade também tem

crescido, porém em menor escala, com a perspectiva de que em longo prazo cresça o número de usinas geotérmicas para a geração de eletricidade.

O maior desafio para essa fonte de energia é o alto custo tecnológico, assim como a falta de prática e experiência com a instalação e manutenção de sistemas geotérmicos (BAYER *et al.*, 2012). Mesmo assim, muitos países já têm visto na energia geotérmica uma boa e sustentável alternativa, aproveitando o uso da fonte no que diz respeito ao aquecimento de edificações.

ii. Maremotriz

A energia proveniente das marés é mais uma fonte energética renovável, que oferece a oportunidade de geração de energia limpa e com baixa emissão de gases estufa. Denny (2009) menciona que essa fonte tem uma vantagem significativa sobre muitas formas de geração de energia, pois a previsão das marés é quase perfeita em determinados horizontes de tempo. Assim, a incorporação das marés para a geração de energia em um sistema elétrico deve ser menos desafiadora do que outras formas de energia renovável que são relativamente imprevisíveis.

O estudo de Denny (2009) analisou a viabilidade da geração de energia por meio das marés para um sistema elétrico real, na Irlanda. Após calcular o ponto de equilíbrio para o projeto, utilizando um modelo para determinar o impacto das marés nos horários de funcionamento das unidades convencionais e na redução dos custos com emissões e combustíveis. Verificou-se que para a energia maremotriz produzir benefícios líquidos no caso analisado, o investimento deveria ser inferior a € 510.000 por MW instalado, um valor considerado inviável de se alcançar diante do atual custo tecnológico dessa fonte. Com isso, foi concluído que a energia gerada por meio das marés ainda não seria opção viável e que necessita de políticas mais prudentes para ser viabilizada a longo prazo.

Apesar de ser um FER cara em curto prazo, devido ao potencial em diminuir o despacho térmico, a fonte maremotriz apresenta potencial em contribuir indiretamente com a redução à emissão de gases estufa e economizar gastos com combustíveis caros, sendo uma importante fonte de energia a ser introduzida na matriz energética mundial em longo prazo.

2.3 Atuação do governo em relação às estratégias para promover o uso de FER

De acordo com Wong, Bhattacharya e Fuller (2010), os governos de diversos países, especialmente nas últimas décadas, têm prestado maior atenção com as questões das mudanças climáticas e da redução das emissões de carbono. As políticas de promoção de energias renováveis colaboram para colocar em prática a intenção de fornecer uma energia limpa para o consumidor final e conseqüentemente criar um modelo de desenvolvimento sustentável.

Os governos podem intervir através de diferentes estratégias para alavancar o mercado de energia renovável. Tais estratégias podem ser de curto ou longo prazo, a diferença é que, enquanto na primeira os investimentos se esgotam quando se encerram as estratégias, na segunda os investimentos continuam quando terminam a aplicação das políticas, porque já se criou um mercado. Os tipos mais populares de estratégias de curto prazo para o setor de energia renovável são: subsídios diretos, corte de impostos para projetos que utilizam FER e cobrança de impostos a partir de determinado nível de emissão de carbono. Em relação às estratégias de longo prazo as mais conhecidas são os sistemas de preços e sistemas de quotas. Na realidade, quase todas as políticas governamentais para a promoção de FER envolvem um mix entre as estratégias de curto e longo prazo (AYOUB e YUJI, 2012).

Segundo Valle Costa (2006), os instrumentos de política podem ser classificados de acordo com diferentes critérios, por exemplo, se interferem na demanda ou na produção ou se subsidiam aumento na capacidade ou na geração. Mais adiante, no Quadro 2.1 está resumida a classificação dos principais instrumentos e políticas de incentivo às FER.

Entretanto, a construção de uma matriz energética mais sustentável não é alcançada de forma abrupta. O modelo energético não renovável ainda é difícil de ser revertido devido a fatores como: elevado consumo de combustíveis fósseis em países desenvolvidos, e em menor escala nos menos desenvolvidos; infraestrutura energética não renovável já estabelecida, planejada em longo prazo e de forma capital intensiva; crescimento populacional e da demanda energética (IEDI e GVCES, 2010).

Quadro 2.1- Classificação dos instrumentos e políticas

		Direto		Indireto
		Preço	Quantidade	
Regulado	Focalizado no investimento	Subsídio financeiro Incentivo fiscal	Sistema de leilão	Taxas ambientais
	Baseado na geração	<i>Feed in tariffs</i> Incentivo Fiscal	Sistema de leilão Sistemas de Quotas com certificados verdes	
Voluntário	Focalizado no investimento	Programas de acionistas e de financiamentos	Acordos voluntários baseados na definição de uma quantidade com certificados verdes	Acordos Voluntários
	Baseado na geração	Tarifas Verdes (Green Tariffs)		

Fonte: Adaptado de Valle Costa (2006)

Nesse sentido, as estratégias de longo prazo passam a ter maior relevância e são fundamentais na construção de um novo modelo de produção e consumo energético. Dutra (2007) afirma que dentre essas estratégias, os mais importantes e conhecidos mecanismos de promoção de energia renovável em longo prazo, são divididos em três categorias: *feed in tariff* (FIT) (baseados no sistema de preço), os leilões e os certificados verdes (baseado no sistema de quotas).

As principais características desses mecanismos estão relatadas a seguir:

- *Feed in Tariffs*: As concessionárias são obrigadas a aceitar a energia elétrica gerada por fontes renováveis e a pagar tarifas mínimas fixadas (preços) que são diferenciadas para cada tipo de tecnologia. (HOLM, 2005).
- Leilões: Consiste no estabelecimento de uma meta para a instalação de energia elétrica produzida por meio de fontes alternativas, e depois são realizados leilões, onde os projetos com os menores custos são selecionados (PEREIRA *et al.*, 2012).
- *Quota obligation* com certificados verdes: Um montante de energia a ser produzida por meio das FER é definido pelo governo e deve ser alcançado por empresas e companhias que produzem e consomem energia. Os agentes menos eficientes no cumprimento das metas, podem comprar certificados verdes dos

que são mais bem sucedidos na produção de energia renovável (AYOUB e YUJI, 2012).

Em relação ao sistema de preços, também existe uma variante conhecida internacionalmente como *net metering* (medição de saldo). Esse sistema se baseia no excedente de energia renovável produzida que é injetada na rede pelo preço de varejo, correspondente a um valor menor do que o considerado pelo sistema de preços. De acordo com Holm (2005), sem outros mecanismos financeiros, o *net metering* não é suficiente para uma penetração significativa no mercado, e pode ser considerado como uma fase de transição para o sistema de preços integral.

Em relação ao mix de políticas adotadas pelos países para a promoção das FER, em cada lugar existe uma estratégia particular, que busca aumentar a participação das energias renováveis em suas respectivas matrizes energéticas.

Nos EUA, por exemplo, estratégias diferentes são tomadas em diferentes esferas políticas. Em nível federal são adotados os mecanismos de oferta de créditos fiscais e de incentivos financeiros para a eletricidade produzida utilizando FER, enquanto em nível estadual diferentes regulamentações são adotadas.

No que tange às medidas mais conhecidas e bem sucedidas na promoção de FER, a maioria tem como origem os países da União Europeia (UE), que lideram a transição para a economia de baixo carbono. Com o objetivo de dar continuidade a essa liderança, a UE estabeleceu como meta alcançar a plena transição para as FER até o ano de 2050. (VERBRUGGEN e LAUBER, 2009).

Vale ressaltar, que segundo Fouquet e Johansson (2008), a maioria dos estados-membros da UE prefere manter os mecanismos nacionais existentes e se recusam a implantar um mecanismo conjunto, para atingir as metas propostas. Johansson e Turkenburg (2004) explicam que os desenvolvimentos em FER obtidos na Alemanha poderiam vir a inspirar um modelo conjunto adotado pela UE, porém seria incerto que os altos níveis de apoio semelhantes ao implantado nesse país estariam disponíveis em longo prazo.

Para Reich e Bechberger (2004) não existe supremacia de qualquer instrumento para a promoção das FER, e que o sucesso de qualquer medida depende das circunstâncias e condições de cada local. Nesse sentido, a conscientização pública, as diferenças culturais de planejamento, as diferentes definições do que seria energia renovável e o que não seria para

cada país, além, obviamente, das estratégias adotadas por cada país são determinantes para alcançar o aumento da participação das FER nas matrizes energéticas.

No Brasil, a principal experiência em relação às políticas para a promoção de FER e um marco importante para o setor de energia renovável, no início da década de 2000 com o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA), mencionado anteriormente. Com isso, se estabeleceu a obrigação das concessionárias de energia elétrica a participarem da universalização de acesso a esse programa.

O objetivo da criação do PROINFA foi de aumentar a participação da energia elétrica produzida em empreendimentos de produtores independentes que utilizam a fonte eólica, pequenas centrais hidroelétricas e biomassa no SIN.

Dutra (2007) afirma que a primeira fase do PROINFA possui semelhança em relação às FIT adotadas na Europa, e que foram bem sucedidas em muitos países deste continente. No caso do PROINFA a aquisição da energia é feita por meio de licitação pública e contratos, com prazo de 20 anos, assinados com a Eletrobrás. Esse modelo de contratação vem sendo gradativamente substituído pelos os leilões, que se tornaram um mecanismo frequente para contratar projetos envolvendo FER, no Brasil.

3 EVOLUÇÃO DOS ESTÍMULOS PARA O APROVEITAMENTO DE ENERGIA RENOVÁVEL

Conforme foi visto na seção 2.3, as políticas energéticas são estratégias em que os governos decidem abordar as questões de desenvolvimento de energia, isso ocorre juntamente com o desenvolvimento da indústria para sustentar seu crescimento, incluindo a produção, distribuição e consumo de energia. Solangi *et al.* (2011) afirmam que dentre os atributos das políticas energéticas podem ser incorporados os tratados, legislações e incentivos internacionais para investimentos. Com isso, desempenha um papel vital para mitigar os impactos ambientais e contribuir para maior disponibilidade de energia.

Ragwitz e Resch (2007) explicam que a eficiência dinâmica é um critério fundamental para avaliar o sucesso de apoio às FER. Esse conceito é entendido como a capacidade de um instrumento para induzir um incentivo contínuo na busca de avanços tecnológicos e redução de custos no setor de energia renovável. Políticas de incentivo eficientes facilitam o processo de amadurecimento tecnológico e conquistam o apoio do público para a criação de um modelo de consumo sustentável. Com isso, é possível acelerar o processo de redução de custos para a geração de energia renovável e alcançar as metas de redução de emissões de carbono.

Os incentivos financeiros são importantes para o aproveitamento de diferentes tecnologias energéticas. Tais mecanismos são amplamente utilizados em diversas áreas ambientais e normalmente se associam oferecendo suporte a algumas tecnologias específicas. Embora os objetivos dos regimes de apoio financeiro sejam economizar energia e reduzir os danos ambientais evitando emissões de gases poluentes, muitas vezes o apoio financeiro não garante a economia de energia esperada, devido ao chamado efeito rebote (avanços na eficiência energética, que leva as pessoas a se dedicarem mais a uma determinada atividade, abandonando outras alternativas e possíveis benefícios ambientais) e outros obstáculos. (BERTOLDI, REZESSY e OIKOMONOU, 2013).

Diante dessas circunstâncias, se faz necessário revisar e aprimorar continuamente as políticas para estimular as FER, a fim de se alcançar a eficiência energética. Holm (2005) acrescenta que políticas e iniciativas não devem apenas superar barreiras, mas também fornecer um ambiente que permita o crescimento sustentável do uso de FER. Tal ambiente

implica em condições a nível macro (mercado nacional), nível médio (mercado energético) e a nível micro (mercado de energia sustentável).

Segundo a McKinsey & Company (2009) a redução da demanda energética obtida pelas melhorias na eficiência energética é reconhecida como uma medida chave, e certamente, a mais rápida e barata para diminuir o crescimento da emissão de gases estufa e a dependência de fontes de energia que contribuem com o alto nível de emissão de carbono. Holm (2005) novamente reforça esse argumento, considerando que um mercado energético renovável e sustentável pode prosperar quando não há apenas energia gerada por fonte renovável, sendo “empurrada” pelo lado da oferta, mas também com uma demanda “puxada” pelo consumidor final.

Nesse sentido, Çetin e Egrican (2011) citam o exemplo da Turquia, que possui um grande potencial para o aproveitamento de energia solar, mas sem a formulação de estratégias para o desenvolvimento do uso dessa fonte, o país dificilmente conseguirá se tornar um bom exemplo de sucesso nesse setor. Para isso, é necessária a formulação de uma política energética para aumentar a demanda por energia proveniente dessa fonte.

Aitken (2003) considera que o papel do governo nesse sentido é estabelecer, assegurar e atingir simultaneamente alta eficiência energética e metas a respeito de energia renovável. O autor ainda acrescenta que a melhor combinação para consolidar o uso das energias renováveis em longo prazo, são normas e objetivos de inserí-la na rede elétrica auxiliadas por incentivos diretos e pagamentos para a produção limpa, suporte para empréstimos, créditos fiscais, desenvolvimento de mercado livre, eliminação de barreiras de mercado, liderança do governo pelo exemplo pessoal e educação de usuários.

São as políticas que visam o acesso preferencial à rede elétrica que geraram maior discussão e que tem sido estudadas e aprimoradas por diversas nações ao longo das últimas décadas. Conforme é visto a seguir, a prática dessas estratégias levou a comparação dos principais mecanismos dos sistemas de preços e de quotas, mencionados anteriormente.

3.1 FIT x *Quota Obligation*

As FIT são um modelo utilizado para garantir que a eletricidade gerada aproveite o uso de energias renováveis. Com esse instrumento, a regulamentação obriga os operadores de redes de transporte de energia regionais ou nacionais a utilizarem toda a energia “verde”, remunerada por preços fixos que são estipulados de acordo com cada tipo de fonte (eólica,

hídrica, solar, etc.). As tarifas podem ser fixadas acima do preço de mercado ou com um bônus adicional ao preço de mercado, essas tarifas cobrem a desvantagem de custos que as FER possuem. Na maioria das vezes, as tarifas são calculadas de forma a conceder um prêmio pelo investimento para o produtor de energia renovável é importante ressaltar que a distribuidora de energia repassa os custos mais elevados para o consumidor final (RINGEL, 2006).

O principal objetivo das FIT é oferecer remuneração fixa garantida para longos períodos aos produtores de eletricidade a partir das FER. Isso permite uma maior participação de investidores, inclusive para proprietários de casas, agricultores, municípios e pequenas empresas para que possam contribuir com o fornecimento de energia limpa por meio de diferentes tipos de tecnologia (COUTURE e GAGNON, 2010).

De acordo com Mendonça (2007) e Klein *et al.*(2008) nos locais de maior sucesso na implantação das FIT, os níveis de pagamento para cada projeto são determinados de forma compatível com os custos específicos de geração. Ao basear os níveis de pagamento dos custos necessários para desenvolver projetos envolvendo FER e garantindo o pagamento por longos períodos, as FIT reduzem significativamente os riscos de investir em tecnologias de energia renovável, e, portanto, criam condições favoráveis a um crescimento rápido de mercado para as FER (LIPP, 2007).

Já o modelo de quotas fixas foi criado com a finalidade de controlar a eficiência ecológica, nesse sistema os governos impõem aos agentes (produtores, distribuidores ou consumidores) certa quantidade (em valores absolutos ou quotas) de energia que deve ser produzida ou comprada. Ringel (2006) afirma que o sistema de quotas, no entanto, desconsidera a eficiência da tecnologia por fonte, pois não leva em conta as diferentes capacidades de produção e possibilidades, nem os custos individuais para alcançar a quota.

Em relação a esse sistema se destacam duas variantes, o *Renewable Portfolio Standards* (RPS), pelo qual se estabelece a obrigação de produzir uma quota de energia por meio de FER e em troca os produtores recebem os certificados comercializáveis, deixando a escolha da tecnologia nas mãos do produtor e o sistema de licitação, no qual os potenciais produtores enviam propostas de ofertas e o governo é quem realiza a escolha de projetos de geração por diferentes fontes para evitar a propagação de uma monocultura (HOLM, 2005).

A negociação de quotas é uma alternativa que busca melhorar a eficiência desse sistema. Com isso, as entidades tem a liberdade de escolher se cumprem a quota ou se pagam para outra entidade cumprir com suas obrigações. A escolha feita será a opção menos onerosa, o que leva conseqüentemente a eficiência econômica, isso significa, que a eletricidade “verde” será produzida por agentes capazes de fornecê-la por menor custo.

Segundo Ringel (2006), o modelo com certificados verdes obriga os produtores a realizarem uma determinada parte de suas vendas globais de eletricidade “verde” em um determinado período de tempo (geralmente um ano). Para provar o cumprimento das obrigações do comprador da respectiva quantidade de eletricidade proveniente das FER é fornecido um certificado de contrato. Com isso, o consumo de eletricidade é separado da necessidade de cumprir a obrigação de quota, para alcançar esse objetivo a produção de eletricidade “verde” é medida e certificada por uma autoridade, geralmente controlada pelo governo local.

O MDL criado pelo Protocolo de Quioto, mencionado na seção 2.2.4, é um exemplo da execução desse mecanismo, em que projetos aptos para contribuir com a redução da emissão de carbono recebem créditos que podem ser comercializados internacionalmente, o dinheiro proveniente dessa negociação é uma nova fonte de receita para o produtor e torna o projeto mais rentável.

Nesse sentido, o processo envolvido no mercado de certificados verdes funciona bem como uma conta bancária em que a energia renovável produzida é tratada como um crédito, os produtores recebem um estoque de certificados verdes que comprovam a produção da quantidade de energia produzida utilizando FER. O mercado de certificado pode ser considerado como um mercado de serviços para o benefício ecológico, como por exemplo, redução de emissões de gases estufa e conservação de recursos fósseis, resultantes da utilização de energia renovável (RINGEL, 2006).

3.1.1 Comparação do sistema de quotas na Inglaterra e País de Gales e o FIT na Alemanha nos anos 2000

Os países da União Europeia apresentam uma grande diversidade no que diz respeito a mecanismos para o aumento de produção de energia renovável. Muitas dessas alternativas adotadas têm sido comparadas, analisadas e tratadas como objeto de estudo em trabalhos científicos. Mitchell, Bauknecht e Connor (2006) realizaram uma das comparações entre o

sistema de quotas, a partir de licitações, adotada na Inglaterra e País de Gales no início da década de 2000 e o modelo de FIT adotado na Alemanha a partir do *Erneuerbare Energien Gesetz* (EEG), com o foco sobre a forma com que os programas reduzem o risco para os produtores. A análise foi feita a partir de três tipos de risco, entre eles, preço, volume e risco de equilíbrio.

No modelo de FIT alemão, a fixação de preço a ser paga ao produtor de energia renovável não oferece qualquer risco, uma vez que o preço pago não depende do preço de mercado. No mercado liberalizado essa garantia se torna valiosa, pois os preços normalmente são muito mais voláteis. Um contrato que limita a flutuação dos preços para uma determinada faixa ou um preço fixo reduz o risco, mas ao mesmo tempo representa um custo adicional.

Como muitos produtores de energia renovável são pequenos produtores e concorrem com produtores de energia provenientes de fontes mais baratas, eles tendem a ser relativamente avessos ao risco por possuírem carteiras de combustível menos diversificadas e uma capacidade limitada de financiar projetos, portanto são suscetíveis a serem prejudicados por um alto risco de mercado.

Em relação ao sistema de quotas fixas conforme adotado na Inglaterra e País de Gales, Smith e Watson (2002) argumentam que o produtor é exposto a uma dose de risco maior, visto que o valor do prêmio “verde” depende da oferta e da procura. Dessa forma, o produtor não possui uma garantia em relação ao risco, visto que apenas é determinada uma quota de produção de energia renovável a ser alcançada durante um período estabelecido. Além disso, o produtor se expõe ao risco de ocorrência de déficits entre a oferta e a demanda nesse período, o que pode acarretar em prejuízos financeiros.

Mitchell, Bauknecht e Connor (2006) reforçam que a receita do produtor é uma função entre preço e volume. No sistema FIT, não existe nenhum risco em relação ao volume de energia comercializado, porque o operador da rede é obrigado a aceitar toda energia proveniente da fonte renovável. Já o sistema de quotas estabelece um volume geral para a geração de energia renovável, porém não fornece a garantia de que toda energia será comprada. Portanto, nesse último sistema uma planta que pode vender toda energia produzida no início, mais tarde pode ser substituída por uma geração mais barata. O risco de volume está associado com a quantidade de dinheiro que o governo está preparado para gastar em energias renováveis, como o modelo é pautado por mecanismos de concorrência.

Por último, vale ressaltar, a análise a respeito do risco de equilíbrio destacada por Mitchell, Bauknecht e Connor (2006), na Alemanha as plantas que fazem parte do EEG não precisam fornecer certo perfil de geração, elas simplesmente têm que alimentar a rede e são remuneradas por um valor fixo. Para muitas usinas de energia renovável que geram energia intermitente, isso reduz o risco significativamente. Mitchell, Bauknecht e Connor (2006) acrescentam que na Inglaterra e no País de Gales, o *New Electricity Trading Arrangements* (NETA), colocou um preço elevado no que se refere à flexibilidade, pois esse acordo impunha altos custos de transação, adesão, pessoal e informação ao produtor, além de limitar a venda da energia produzida apenas para um operador de rede específico. Além disso, o NETA determinava que o operador equilibrasse o sistema, ou seja, se a energia gerada por uma usina flutuasse acima ou abaixo do que se esperava gerar em meia hora, uma multa de “equilíbrio” deveria ser paga. Portanto, esse sistema impôs um custo maior para comprar se o fornecimento estiver fora da balança, o que significou um risco adicional para o operador comprar energia intermitente para abastecer a rede.

A comparação feita no início dos anos 2000 entre os sistemas adotados nos dois países revela que um sistema pautado pelas FIT é mais eficiente em diminuir o risco. Embora os sistemas baseados nas FIT possam não ser eficazes em curto prazo, eles proporcionam estabilidade, incentivos e recursos para inovação no longo prazo. A redução das tarifas também pode ser realizada para incentivar ao longo do tempo melhorias de eficiência para recompensar o pagamento proporcionado pelas FIT. Nas próximas seções, é apresentado maiores detalhes sobre os fatores que consagraram as FIT como o mecanismo preferido para a promoção das FER.

Holm (2005) considera que o sistema de preços é menos arriscado para os empreendedores do que o sistema de quotas para economias emergentes. Uma vez que os países em desenvolvimento tendem a ter avaliações de risco ruins, faz sentido optarem por um sistema que tem a preferência das empresas investidoras. Além disso, acrescenta que no sistema de quotas os processos de licitação são burocráticos, causam altos custos transacionais, e consomem demasiado tempo dos empreendedores e das autoridades públicas. No quadro 3.1 e 3.2 estão resumidas as vantagens e desvantagens dos sistemas de preços baseados em FIT e do sistema de quotas, respectivamente.

Quadro 3.1- Vantagens e desvantagens do sistema de preço baseado em FIT

Sistema de preços (FIT)	
Vantagens	<ul style="list-style-type: none"> • É o mais bem sucedido em relação a mercados e indústrias domésticas em desenvolvimento, na área de fontes renováveis, com benefícios sociais, econômicos, ambientais e de segurança • Estimula a participação de empreendedores de pequeno médio e grande porte • Baixos custos transacionais • Facilidade de entrada de novos participantes • Baixos custos para o governo • Facilidade de financiamento • Flexível a mudança na tecnologia e no mercado • Adequado para países em desenvolvimento
Desvantagens	<ul style="list-style-type: none"> • As tarifas precisam de ajustes para refletir a curva de aprendizado • Não aplicável à produção de energia fora da rede elétrica por meio de FER (ex: aquecimento termossolar de água)

Fonte: Adaptado de Holm (2005)

Quadro 3.2- Vantagens e desvantagens do sistema de quotas (*quota obligation*)

Sistema de quotas (<i>quota obligation</i>)	
Vantagens	<ul style="list-style-type: none"> • Favorece a tecnologia atualmente mais barata • Visa uma quota de participação definida no mercado para a energia gerada por FER • Atrativo para empreendedores já bem estabelecidos no mercado • Aplicável para todas as FER
Desvantagens	<ul style="list-style-type: none"> • O alto risco e a baixa rentabilidade retardam a inovação; • Favorece grandes empreendedores globais, prejudica pequenos participantes domésticos • Perde oportunidades de geração local de emprego, de desenvolvimento econômico igualitário em áreas rurais e de melhorias ambientais locais • Tende a interrupções, gerando prejuízos para o desenvolvimento doméstico • A meta de quota estabelece o limite superior para o desenvolvimento • Regulamentação, administração e aplicação-padrão complexos • Altos custos transacionais e baixa flexibilidade para modificações em curto prazo • Impróprio para nações em desenvolvimento • Custos energéticos mais elevados do que o sistema de preços

Fonte: Adaptado de Holm (2005)

3.1.2 FIT como suporte de promoção de fontes de energia renovável

Em março de 2007, o Conselho Europeu adotou uma estratégia para alcançar a parcela de 20% do consumo final de energia ser derivado de FER até o ano de 2020, além de metas de redução de emissão de gases estufa. Nesse sentido, vários mecanismos de apoio foram adotados para alcançar as metas, sendo os principais o sistema de quotas, por meio da negociação de certificados verdes e as FIT (FOUQUET e JOHANSSON, 2008).

Del Río e Gual (2007) afirmam que diante do desafio dos países europeus para alcançarem suas metas de aproveitamento de FER, as FIT foram o sistema de promoção mais difundido, e também o mecanismo de apoio mais adequado. Couture e Gagnon (2010) revelam que as FIT são o regime de apoio às FER mais popular entre os países europeus. Lesser e Su (2008) explicam que a preferência pelas FIT se justifica por elas serem as ferramentas de apoio mais eficazes na promoção de tecnologias para geração de energia renovável, pois proporcionam estabilidade financeira em longo prazo para os investidores do setor, visto que o mercado de energia renovável ainda não é maduro o suficiente para concorrer com tecnologias de combustíveis fósseis mais tradicionais.

Holm (2005) também argumenta que as políticas relacionadas ao sistema de preços, como as FIT, foram as que obtiveram melhores resultados quanto: a penetração de mercado, rentabilidade, criação de indústrias locais, criação de mercados domésticos, criação de vagas de trabalho e atração de pequenos e grandes investidores privados, como banqueiros. O sucesso de países, como a Alemanha, na implantação desse sistema, também estimulou diversos países a desenvolverem políticas ligadas às FIT, o que conseqüentemente inspirou diversos estudos sobre o impacto dessas estratégias em muitos países.

Ainda no que se refere à preferência entre os mecanismos de promoção das FER, Huenteler (2014) afirma que na década de 2000 a maioria dos investimentos realizados pelo mundo teve apoio de políticas de incentivo pautadas nas FIT. Na Figura 3.1 é possível observar o número de países desenvolvidos e emergentes que utilizavam políticas nacionais baseadas nas FIT para promover o uso de FER, até o ano de 2012.

Huenteler (2014) acrescenta que tal opção justifica-se pela combinação de contratos de longo prazo, remuneração por meio do preço fixo de compra de energia elétrica e garantia ao acesso à rede. Além disso, segundo Couture e Becker-Bick (2013) as FIT têm sido bem sucedidas em atrair investimentos da iniciativa privada para o setor de tecnologias

relacionadas às energias renováveis, contemplando aproximadamente 64% da energia eólica global e 87% da capacidade global de energia fotovoltaica.

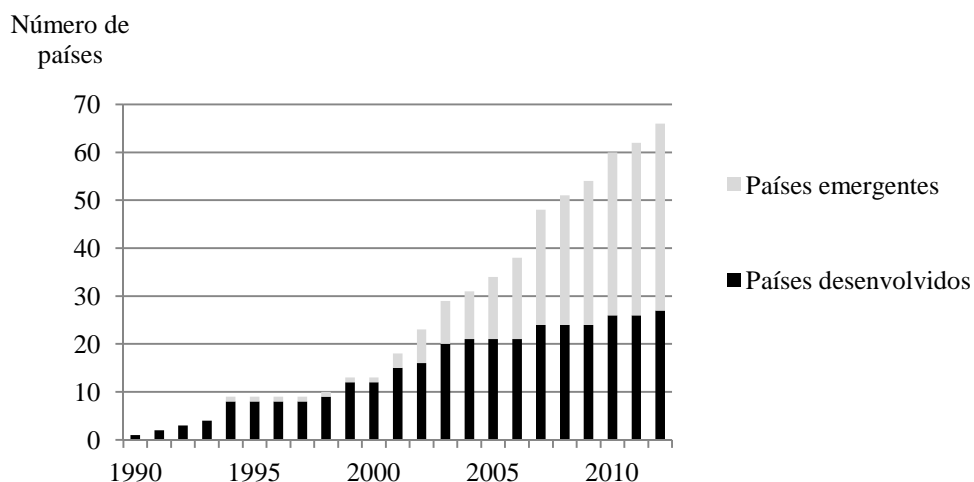


Figura 3.1- Quantidade de países desenvolvidos e em desenvolvimento que utilizam as FIT

Fonte: Glemarec *et al.* (2012)

Jenner, Groba e Indvik (2013) ressaltam que durante 1990 e 2011, 23 países membros da União Europeia adotaram a política de FIT para aumentar o aproveitamento de energia eólica *onshore* e solar fotovoltaica. Embora a adoção desse tipo de política tem se desenvolvido rapidamente e de forma irregular, conforme é reforçado pela Figura 3.1, e que também exista uma variedade considerável de políticas alinhadas as FIT com características particulares.

De acordo com Ayoub e Yuji (2012) e Reich e Bechberger (2004), o sucesso de alguns países europeus na aplicação das FIT se justificam pelos seguintes aspectos:

- Oferta de segurança para os investidores com a garantia de pagamentos de tarifas fixas durante longos períodos em um nível relativamente atraente;
- Existência de programas de apoio com subsídios financeiros bem estruturados;
- Investimentos regionais focados na promoção do bem estar social e econômico;
- Regulamentações governamentais estáveis

Além da popularidade nos países europeus, as FIT ao longo das duas últimas décadas se consagraram como o principal mecanismo de incentivo ao uso de FER no mundo. Tongsopit e Greacen (2013) afirmam que políticas baseadas em FIT são as mais utilizadas no mundo, e são reconhecidas como uma das mais eficazes para direcionar o uso de energia renovável em grande escala, oferecendo segurança ao investidor. Na Figura 3.2 é possível

comprovar o predomínio das FIT diante de outras políticas. Vale ressaltar que na Figura 3.2 são consideradas tanto políticas em nível nacional, como as políticas adotadas a nível estadual em alguns países, isso explica a diferença com a Figura 3.1, no que se refere aos países que implantaram FIT no período.

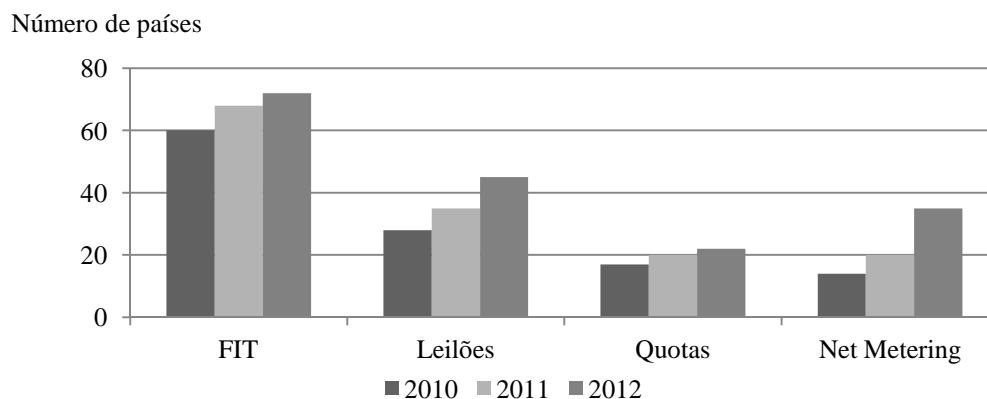


Figura 3.2- Número de países que possuem determinadas políticas para a promoção de FER, a nível nacional ou estadual entre 2010 e 2012

Fonte: Adaptado de REN 21 (2013)

Ainda em relação à Figura 3.2, é possível notar o crescimento significativo que os leilões e o sistema *net metering* tiveram como suporte de promoção das FER. Muitos estados de diversos países tem adotado o *net metering* como mecanismo para impulsionar o aproveitamento de energia renovável. Segundo Zahedi (2010), a Austrália é um exemplo de país em que diversos estados têm recorrido a esse mecanismo. Conforme foi mencionado no Capítulo 2, o Brasil a partir de 2013 também adotou um sistema com as características semelhantes ao do *net metering* para promover o uso de energia fotovoltaica e eólica em residências.

3.2 As FIT como opção para defender a reforma energética e algumas aplicações pelo mundo

As políticas baseadas em FIT surgiram no final da década de 1970, quando o *US Public Utility Regulatory Act* (PURPA) de 1978 introduziu a garantia de preços fixos em longo prazo com base na previsão do custo dos combustíveis fósseis (estimado em US\$ 100 por barril de petróleo até 1998). Entretanto, as altas de preços previstas não aconteceram e o

programa de FIT foi lentamente desmontado, especialmente com a liberalização do mercado nos EUA (KOMMOR, 2004).

A segunda onda de políticas FIT começou na Dinamarca e na Alemanha, em meados da década de 90, onde os utilitários foram obrigados a comprar energia proveniente de fontes renováveis em um preço pré-estabelecido pelo governo. Os programas visavam compensar os produtores de energia renovável pelos benefícios ambientais promovidos pela geração de eletricidade verde. Historicamente as FIT têm sido implantadas em diferentes países, mas a garantia de preço fixo é uma característica sempre presente nos programas baseados nas FIT (LIPP, 2007).

De acordo com Ayoub e Yuji (2012), para entender a estratégia elaborada a partir das FIT é necessário, inicialmente, reforçar a seguinte observação: o maior obstáculo diante da geração da eletricidade verde é o fato de ser cara. Os produtores de energia podem optar em investir na geração de eletricidade barata a partir de combustíveis fósseis ou de eletricidade cara a partir das FER.

Portanto, mantidos os outros fatores inalterados, os produtores irão abdicar de produzir a energia mais cara, devido à incerteza de que conseguirão vender a energia, visto que distribuidores e consumidores irão preferir comprar a energia mais barata. Entretanto, Ayoub e Yuji (2012) acrescentam que com a garantia da compra da eletricidade verde a um preço superior ao do preço regular da energia elétrica, muitos investidores passam a ter maior segurança para construir novas usinas geradoras porque eles sabem que sua energia será comprada a um preço garantido.

Wilkie (2011) esclarece que as três características clássicas das FIT são: garantia dos preços de compra de energia elétrica, contratos que garantem o acesso à rede elétrica e contratos de longo prazo. Cada vez mais os programas são aplicados de forma que incentive o aproveitamento de energias renovável. Em outras palavras, um programa FIT é uma garantia de compra, e nos mais diversos programas, as tarifas estabelecidas variam de acordo com a tecnologia, sendo compatíveis com os custos de desenvolvimento de cada uma delas.

Segundo Del Río (2012) e Jenner (2013) dentre os principais elementos que podem caracterizar um *design* de política baseada em FIT estão:

- Prêmio fixo x tarifa fixa: Com as tarifas um montante é concedido aos produtores de energia renovável por kWh produzido. Já os prêmios se referem a um bônus adicional

pago sobre ao valor de mercado, pela eletricidade produzida através de energia renovável;

- Ligação com o preço da eletricidade: Pode ou não estar ligado ao preço da eletricidade;
- FITs específicas por tecnologia: O suporte é diferenciado segundo o tipo de tecnologia, de modo que reflita os custos de geração específicos de cada fonte;
- Preço-teto: O mecanismo está “tampado” por um nível máximo de preço;
- Preço-base: Um piso garante um nível mínimo de apoio;
- Regressão de preços (Digressão): Reduções de níveis de apoio para novas plantas. Corresponde a uma redução de determinado percentual por ano no nível de apoio;
- Redução de apoio para plantas existentes: Outra modalidade de digressão, com a redução periódica do nível de apoio de forma constante ao longo dos períodos;
- Suporte cobrado pelos consumidores da eletricidade x pago pelos contribuintes: Os recursos para o apoio podem ser cobrados do consumidor da energia incentivada, ou pagos pelos contribuintes em cima dos impostos;
- Tamanho máximo das plantas: Apenas empreendimentos abaixo de uma determinada capacidade são contemplados pelo mecanismo de apoio;
- Duração do apoio: O apoio poderá ser garantido por um período longo ou por um período mais curto;
- Limite de capacidade por tecnologia: Um máximo de capacidade instalada por tecnologia é determinada para ser contemplada pelo suporte (pode ser geral ou individual, de acordo com a tecnologia);
- Mecanismos de contenção de custos: Alguns elementos podem ajudar a controlar os custos, como: incentivo à geração limitada apenas a determinadas fontes escolhidas; limites de capacidades apoiadas pelo mecanismo; estabelecimento de um teto sobre os custos totais; dentre outros.

As FIT também são capazes de contribuir com a aprendizagem tecnológica, pois esse sistema promove o uso de uma planta que produz energia por meio das FER que não poderia ser construída sem o mecanismo. Devido a esse motivo se torna possível o acontecimento da “aprendizagem por uso”, que por sua vez pode reduzir o preço da nova tecnologia

rapidamente, assim a utilização mais generalizada delas promovem economias de escala (ROWLANDS, 2005). De acordo com Lauber (2004), a “aprendizado por uso” ocorreu em relação à energia eólica, pois o mercado durante a década de 2000 passou a ser dominado por países produtores de tecnologia, como a Alemanha e Dinamarca, que tiveram rápido crescimento do aproveitamento dessa fonte devido à implantação das FIT.

Lesser e Su (2008) também destacam que as políticas de ajustes de metas buscam incentivar novos projetos e o avanço da tecnologia para a produção de energia renovável. Portanto, se torna essencial uma estrutura pautada em FIT que seja diretamente voltada para esse objetivo. Mais especificamente, as FIT não devem ser tão baixas a ponto de que sejam insuficientes para incentivar os produtores a investirem em energia renovável, mas também não devem ser muito elevadas em tal nível que possa gerar excedentes exagerados aos produtores, e conseqüentemente se tornando onerosa para os consumidores finais de energia. Tais distorções, inclusive, podem gerar resistência à aceitação da política adotada.

O trabalho de Klein *et al.* (2008) explica que a principal diferença entre as política de FIT é o tipo de remuneração que oferecem aos produtores de energia renovável, que podem ser por um prêmio ou de uma tarifa fixa. Elas se diferenciam por serem dependentes ou independentes do preço de mercado da energia elétrica. As políticas caracterizadas pelo preço ou tarifa fixa são consideradas independentes do mercado, pois oferecem um preço fixo ou um preço mínimo fixo para o preço de eletricidade verde entregue à rede.

Já as políticas dependentes do mercado são as políticas de prêmio, uma vez que é oferecido um prêmio que é adicionado ao preço de mercado. Segundo Couture e Gagnon (2010) esse prêmio é atribuído para recompensar os benefícios ambientais e sociais derivados do aproveitamento da energia renovável, ou para compensar os custos mais elevados de geração de energia a partir de diferentes FER.

Sobre o risco financeiro do ponto de vista do investidor, o trabalho de Jacobs *et al.* (2013) sintetizam os principais tipos de *design* referentes as variáveis mais importantes de um programa baseado em FIT e as opções que oferecem menor risco ao investidor. O Quadro 3.3, apresenta a síntese de forma resumida. Em seguida são elencadas as considerações, baseadas em Jacobs *et al.* (2013) sobre aspectos de cada uma das opções na contratação de projetos envolvendo FER por meio de FIT que oferecem o menor risco ao produtor.

Quadro 3.3- Síntese dos principais tipos de design e opção de menor risco para as FIT

Característica em questão	Opções	Opção com o menor risco
Interligação e requisitos para a compra de energia	- Ligação à rede garantida - Prioridade na ligação à rede - Compra da energia garantida - Prioridade no despacho da energia	- Todas são aplicáveis com baixo risco
Contratos	- Sem contratos - Contratos padronizados - Contratos personalizados para cada caso	- Contratos padronizados
Duração do contrato	- Curto prazo (1 a 7 anos) - Médio prazo (8 a 14 anos) - Longo prazo (15 a 30 anos)	- Longo prazo, e acompanhando a vida útil do projeto
Base de configuração da tarifa	- Baseado no custo de produção - Baseado em custos evitados	- Baseado no custo de produção
Estrutura de pagamento	- Preço fixo - Pagamento de prêmio - Pagamento sobre a diferença do preço de mercado	- Preço fixo
Produto comercializado	- Eletricidade - Certificado verde - Crédito de emissão - Capacidade	- Produtos combinados e comprados por uma taxa de retorno razoável
Montante de energia comprada	- 100% da energia - Apenas o excedente não utilizado	- 100% da energia
Ajuste no pagamento	- Revisão periódica - Ajuste automático ao final de um período determinado - Ajuste automático de acordo com a capacidade - Ajuste baseado de acordo com a situação do mercado	- Transparente, previamente programada e com mecanismo de ajuste claro
Estabelecimento de teto como limite	- Teto por capacidade - Teto por geração - Teto no pagamento de tarifa - Sem tetos	- Sem teto é preferível. Caso haja tetos, devem ser transparentes, claramente definidos, estáveis e com procedimentos bem alinhados

Fonte: Jacobs et.al (2013)

Já em relação ao impacto sobre os riscos assumidos pelo produtor de energia renovável, Jacobs *et al.* (2013) fazem as seguintes considerações sobre aspectos de cada uma das opções na contratação de projetos envolvendo FER por meio de FIT que oferecem o menor risco ao produtor:

- Garantia na ligação e despacho para rede e requerimentos para a compra de energia: Garantia e prioridade na conexão à rede diminuem a incerteza em torno do tempo

necessário para a conclusão do projeto. Os atendimentos dos requisitos para a compra eliminam o risco de que um projeto não seja capaz de honrar os compromissos dos contratos de compra de energia. Regras que impõem restrição, ou compensação financeira por cerceamento, diminuem a variabilidade das receitas e o risco do projeto. Já a prioridade no despacho de energia, reduz o risco de um produtor não ser capaz de assegurar a capacidade de realizar a transmissão.

- **Contratos padronizados:** Os contratos são geralmente um pré-requisito para assegurar o financiamento do projeto. Contratos padronizados, com flexibilidade limitada para as necessidades específicas dos projetos, reduzem os riscos geralmente associados em contratos negociados de maneira personalizada.
- **Duração do contrato:** Os contratos de longo prazo reduzem a exposição das receitas do projeto diante da volatilidade dos preços da energia elétrica. Contratos cujo tempo de duração se equivalem ao tempo de vida do projeto, também evita a necessidade de renovação de contrato quando o período da política vigente termina. Entretanto, uma exceção a essa regra são plantas de biomassa que possuem contrato de fornecimento de combustível de curto prazo.
- **Base de configuração da tarifa:** O cálculo das FIT baseado nos custos de geração é mais propenso a oferecer um incentivo que irá resultar em uma taxa de retorno razoável para os investidores.
- **Estrutura de pagamento:** Do ponto de vista do investidor, um preço fixo para o pagamento da energia contratada é preferido, pois proporciona uma receita garantida e, além disso, devido à simplicidade e transparência desse método torna mais fácil a avaliação do investimento para o produtor.
- **Produto comercializado:** Para o investidor é preferível que todos os produtos comercializados sejam agrupados em um mesmo contrato e comprados por um valor que proporcione um retorno razoável. Vendendo separadamente cada produto, o investidor é exposto separadamente aos riscos associados a cada transação.
- **Montante de energia contratada:** A contratação de 100% da energia produzida é mais segura para os produtores do que a venda do excedente produzido. A opção de vender apenas o excedente da energia é mais arriscada pelos seguintes motivos: o consumo local de energia geralmente não é assegurado por um contrato; pode não haver a

mesma facilidade de expedição da energia do que quando a mesma é totalmente vendida; a tarifa creditada na venda do excedente de energia, geralmente é baseada nos preços do mercado, se a tarifa de eletricidade flutuar pode ocorrer um impacto adverso na receita.

- Ajuste no pagamento: Em relação aos impactos que os ajustes podem ter para os investidores e minimizar o risco dos mesmos, é importante que: os ajustes sejam aplicados apenas aos contratos futuros; os gatilhos dos ajustes devem ser determinados antecipadamente; os ajustes devem refletir as condições de mercado na medida do possível, a fim de garantir um retorno razoável; os ajustes não devem ocorrer com frequência.
- Estabelecimento de um teto como limite: a ausência de um teto é preferível para o investidor. A imposição de um teto gera incertezas e riscos para os produtores, entretanto, caso ocorra o estabelecimento de tetos, estes devem ser transparentes e estáveis. O teto sobre a capacidade pode ser geralmente mais transparente do que sobre a geração ou o pagamento, uma vez que podem ser rastreados de forma contínua por meio de registros de projeto. Já, sobre a geração e o pagamento só podem ser determinados com base no que ocorreu em um período anterior (exemplo: um ano).

As FIT, assim como as demais políticas regulatórias de incentivo às FER, podem ser aplicadas em conjunto com outras políticas, de acordo com o contexto específico das necessidades de cada jurisdição. Essas opções que podem ser construídas representando diferentes configurações de como as políticas pautadas nas FIT irão remunerar os produtores de energia renovável. Projetar o sistema de preços, de maneira que ofereça a segurança suficiente ao investimento, além de um retorno razoável é essencial para alavancar a quantia significativa de capital para incentivar empreendimentos envolvendo FER (COUTURE e GAGNON, 2010).

Uma modalidade das FIT em que ocorrem alguns cruzamentos de políticas de incentivo são as FIT pautadas pela energia economizada, chamadas de *Energy Saving Feed-in Tariffs* (ESFIT). Segundo Eyre (2013), as ESFIT se caracterizam por gratificar o produtor de energia renovável com base no desempenho operacional de sua produção, ao invés de incentivar a produção com base no tamanho do investimento. No caso das ESFIT, o sistema é caracterizado por um incentivo voltado para a demanda de energia, ao contrário das FIT

tradicionais que são focadas na oferta, nelas os consumidores são beneficiados com um incentivo financeiro adicional, conforme a redução do consumo de energia apresentado.

Diferente das FIT tradicionais e do *net metering*, um incentivo baseado em um preço fixo, periodicamente reajustado, pago pela quantidade de energia poupada é oferecido para os mais diferentes produtores como: autoridades locais, grupo comunitários, residências e pequenas empresas. Bertoldi, Rezessy e Oikomonou (2013) ressaltam que os elementos que podem resultar de uma aplicação bem sucedida das ESFIT são:

- Aprimoramento tecnológico: usualmente reflete na melhora da eficiência energética devido ao aprendizado com o uso frequente da tecnologia (*spillover*)
- Mudanças de comportamentos: redução no desperdício de energia (também incluem redução do uso de máquinas em carga total e redução do desperdício de luz elétrica)
- Fatores externos: redução do aumento de temperaturas na região e mudanças no volume de produção

Devido às diferenças existentes no ambiente político de muitos países, em certas ocasiões ocorre o cruzamento de diversas políticas que prezam pela economia de energia e a eficiência energética. Entretanto, quando aplicadas juntas podem anular a eficiência uma da outra. No Quadro 3.4 constam alguns desses instrumentos e os resultados das interações e contribuições quando aplicados juntos das ESFIT.

Quadro 3.4- Interações das ESFIT com outros instrumentos de incentivo às FER

Instrumento	Setor	Tecnologia (por fonte)	Interação com o ESFIT	Contribuição (+, -)
Acordos voluntários	Pequenas e médias empresas (PMÉs); Empresas de serviço de energia; Indústrias	Qualquer uma demandada	Complementar	+
Impostos sobre energia	PMÉs; Residências	Qualquer uma demandada	Em princípio mutuamente exclusivas	-
Subsídios contemplando a poupança de energia	PMÉs; Residências	Qualquer uma demandada	Sobrepõem-se	-
Obrigatoriedade no fornecimento de energia e emissão de certificados	Fornecedores de energia	Apenas fontes previamente selecionadas	Mutuamente exclusivas	-
Desempenho mínimo em relação ao fornecimento de energia	Todos	Apenas fontes previamente selecionadas	Complementar	+

Fonte: Bertoldi, Rezessy e Oikomonou (2013)

Bertoldi, Rezessy e Oikomonou (2013) fazem os seguintes esclarecimentos sobre a interação entre as ESFIT e os outros instrumentos políticos listados no Quadro 3.4.

- Acordos voluntários: Podem gerar um valor adicional ao regime, aumentando seu alcance e/ou adicionando incentivos financeiros.
- Impostos sobre energia: A princípio parecem ser mutuamente exclusivos. A tributação do consumo de energia “pune” o consumo excessivo, de modo que um imposto adicional limita um maior alcance das ESFIT. Entretanto, a elaboração de um *design* com os dois mecanismos, em que ocorra o financiamento acima de um valor mínimo por residência (piso) pode diminuir o risco deste mix.
- Subsídio contemplando a economia de energia: Esse tipo de subsídio pode se sobrepor ao ESFIT, pois ao mesmo tempo o consumidor de energia poderá ser beneficiado por causa do subsídio para adquirir equipamentos para a produção da eletricidade verde e também o pagamento referente à energia economizada. A combinação dos dois esquemas de incentivo poderá atrair diversos agentes interessados na economia de energia, e conseqüentemente, provocar novo aumento nos custos de geração, devido à tendência pela opção por tecnologias mais caras para alcançar um aproveitamento maior dos benefícios proporcionados pelas duas políticas, com isso, se anula o efeito esperado pela estratégia.
- Obrigação do fornecimento de energia e emissão de certificados: É basicamente o inverso das ESFIT, pois se baseiam na imposição de uma meta de economia de energia e a cobrança de uma penalidade caso não alcance a quota mínima. A imposição da meta garante apenas um teto mínimo de economia de energia, já as ESFIT podem proporcionar economias de energia ilimitada e desencadear numa maior economia de energia.
- Desempenho mínimo em relação ao fornecimento de energia: Os padrões mínimos em relação ao desempenho energético contribuem para eliminar os piores equipamentos do mercado. Dessa forma, pode servir como uma política complementar as ESFIT.

Tanto as ESFIT como as FIT tradicionais e outros sistemas de apoio à produção de energia renovável podem ser adotadas com diferentes configurações, e justamente é isso que ocorre em diferentes países e em alguns estados que adotam algum tipo de estratégia. Na

próxima seção serão apresentadas algumas políticas adotadas pelo mundo que se pautaram nas FIT. Também será discorrido sobre os leilões públicos de energia que tem sido uma alternativa para a promoção de FER muito utilizada nos últimos anos, conforme foi possível notar na Figura 3.2.

3.3 Aplicações das políticas baseadas em FIT pelo mundo

Conforme foi possível notar na Figura 3.2, as políticas baseadas em FIT têm sido gradativamente escolhidas por diversos países como principal ferramenta para impulsionar a inovação tecnológica do setor e a produção de energia a partir das FER. Historicamente as estratégias de alguns países (a maioria europeus) são reconhecidas como bons exemplos, devido aos bons resultados alcançados e são evidenciadas em diversas literaturas. Com a crescente adoção das FIT por parte de alguns países em desenvolvimento, algumas estratégias também tem recebido destaque. A seguir serão apresentadas algumas dessas políticas ao redor do mundo.

- **Alemanha:**

Após o acidente nuclear de Chernobyl, em 1986, a opinião pública antes dividida a respeito do uso da energia nuclear mudou drasticamente, chegando a apenas 10% de aprovação dois anos após o acidente. Além da forte pressão social, ocorreu intensa pressão política e de outras vertentes da sociedade, como a Sociedade Alemã de Física que divulgou um relatório sobre o aviso da possibilidade de uma catástrofe climática. Diante desse contexto, houve consenso geral no parlamento alemão de que a questão energética deveria ser revista, além disso, a queda do preço do petróleo contribuiu mais ainda para que a reforma energética fosse tratada com urgência e uma série de propostas de mudanças foi formulada, entre elas o programa de FIT alemão para promover a geração de energia a partir das FER (JACOBSSON e LAUBER, 2006).

A experiência alemã com sistema baseado em FIT começou no início da década de 90 com a instituição do *Stromeinspeisungsgesetz* (Str-EG). O programa foi revisto por três vezes durante a mesma década e foi substituído pelo *Erneuerbare-Energien-Gesetz* (EEG), em 1º de abril de 2000, a partir de então o programa foi melhorado nos anos de 2004 e 2009 (BÜSGEN e DÜRSCHMIDTT, 2009).

De acordo com Mabee, Mannion e Carpenter (2012), dentre as tecnologias contempladas pelo EEG estão as fontes: eólica, solar, geotérmica, hidrelétrica, maremotriz, biomassa e por último as que incluem a produção de biocombustível, como a recuperação de gás de aterro e de biogás a partir de tratamento de resíduos líquidos e de produção agrícola.

Além da grande diversidade de fontes incentivadas, uma importante característica do EEG é a presença do fator da redução de preços (digressão). Essa aplicação favorece a sustentação do programa em longo prazo, pois permite a contenção dos gastos direcionados ao programa durante vários anos sem comprometer o apoio aos produtores e sem onerar o consumidor final excessivamente. Para Lipp (2007), a digressão também encoraja e acelera o desenvolvimento da eficiência tecnológica.

Büschen e Dürrschmidt (2009) ressaltam que com uma estrutura simples e básica, que oferece as taxas mínimas de remuneração como prêmio pela geração de eletricidade verde, o EEG se consolidou como o mais bem sucedido programa de promoção de energias renováveis tanto em nível nacional, como no mundo. O programa possibilitou o crescimento do mercado nesse setor para fabricantes da tecnologia relacionada à produção de energia a partir de FER, aos produtores dessa energia e também para instituições financeiras interessadas em apoiar esse nicho. Na Tabela 3.1 é possível averiguar a evolução da produção de energia a partir das FER contempladas pelas FIT na Alemanha desde 1990 até 2012 (apenas a fonte maremotriz não alcançou contribuição significativa no período).

Mabee *et al.* (2012) e Lehr *et al.* (2008) mencionam que o programa de FIT alemão também contribuiu significativamente para a geração de empregos derivados do crescimento do setor, e principalmente relacionados à construção civil, tecnologia, e também empregos públicos. De acordo com Sovacool (2009), a Enercon, uma das principais fabricantes de tecnologias para geração de energia eólica da Alemanha, espera que o número de empregos gerados no setor de energia renovável alcance o patamar de 710 mil empregos até 2030, igualando o número de empregos gerados pela indústria automobilística alemã.

Tabela 3.1- Eletricidade bruta gerada a partir de algumas FER na Alemanha (GWh) entre 1990-2012

Ano	Hidro	Eólica	Biomassa*	Fotovoltaica	Geotérmica
1990	19791	71	5186	1	0
1991	18699	215	5723	1	0
1992	21195	291	6213	4	0
1993	21667	674	6193	3	0
1994	23885	1428	7224	7	0
1995	26250	1712	7696	7	0
1996	26638	2078	7981	12	0
1997	20900	3034	8269	18	0
1998	21234	4593	9736	35	0
1999	23402	5528	8251	30	0
2000	25962	9352	10121	60	0
2001	27253	10456	12441	116	0
2002	27864	15856	12558	188	0
2003	22897	18713	11082	313	0
2004	26460	25509	12725	557	0
2005	26417	27229	17608	1282	0
2006	26768	30710	22607	2220	0
2007	28084	39713	28894	3075	0
2008	26469	40754	32821	4420	18
2009	24682	38647	36201	6583	19
2010	27353	37793	40658	11729	28
2011	23551	48883	44002	19599	19
2012	27849	50670	51182	26380	25

Fonte: Adaptado de IEA (2012)

*biomassa inclui: resíduos industriais e urbanos, biocombustíveis líquidos e sólidos e biogás.

O sucesso do programa de FIT alemão em promover o uso de FER é tão evidente, que a participação das energias renováveis no fornecimento de eletricidade cresceu mais rapidamente do que o previsto. Büschen e Dürrschmidt (2009) ainda ressaltam que no ano de 2007, as FER contribuía com 14% da matriz energética alemã, ultrapassando a meta prevista de 12,5% até 2010, o que caracteriza uma margem excedente significativa.

Já em 2013, segundo o REN 21 (2013), as FER atingiram 25% da matriz, mas as metas alemãs para ampliar essa margem são ambiciosas e correspondem ao alcance dos seguintes percentuais de contribuição das FER na matriz energética do país:

- Até o ano de 2025: 40 a 45 %
- Até o ano de 2035: 55 a 60%
- Até o ano de 2040: 65%
- Até o ano de 2050: 80%

As metas de expansão alemã são totalmente apropriadas e compatíveis com o dinamismo e bom desempenho do setor nesse país, além disso, são fundamentais para a Alemanha alcançar seus objetivos de reduzir a emissão de carbono. Uma rápida expansão das FER junto com as alterações que reduzem as tarifas pagas, aplicáveis de acordo com os termos da lei alemã, pode continuar proporcionando ao país consecutivas reduções de custos de geração de energia a partir das FER, sendo que esse resultado pode ser intensificado com os efeitos macroeconômicos positivos proporcionados pelo EEG.

- **Espanha (1998-2012):**

A promoção das FER foi tratada como uma das prioridades na Espanha desde a década de 1980, e mesmo diante de diferentes governos e de mudanças políticas no país houve continuidade e estabilidade em cumprir o plano de promover o uso de energias renováveis. (DEL RÍO, 2007).

Del Río (2008) afirma que além da ampla coalizão política e social que favoreceu a estabilidade e continuidade dos regimes de apoio às energias renováveis, outro fator essencial nesse processo foi o principal instrumento de incentivo adotado pelo país, baseado nas FIT. As FIT espanhola são elogiadas por sua eficiência e custo-benefício em contribuir com o aumento das energias renováveis em sua matriz energética.

Em relação à trajetória de instauração das políticas de promoção às FER espanhola, Del Río (2007) acrescenta que os processos legislativos mais relevantes foram:

- Decreto Real para eletricidade produzida pelas fontes hídricas, cogeração e fontes de energia renovável. (R.D. 2366/1994) que define as condições básicas de contrato entre empreendedores do setor e distribuidores.
- Lei do Setor Elétrico (Lei 54/97) colocando em vigor as disposições da *European Directive 96/92/EC* a respeito da liberalização do mercado no setor elétrico. No que concerne às energias renováveis, três itens são relevantes:
 - 1) Estabelecimento de um regime especial para as energias renováveis. Seu desenvolvimento de regulamentação ocorreu sobre o Decreto Real 2.818

- 2) Acesso à rede garantido para os produtores de energia proveniente de FER
- 3) Sistema de preços para os produtores de energia renovável. O Decreto Real de Regime Especial (RD 2818/1998) define os procedimentos e condições administrativas dos projetos para o acesso ao regime especial, que visa ajudar a Espanha a alcançar a meta de contribuição das FER em 12% na matriz energética nacional.

Ainda de acordo com Del Río (2007), o RD 2818/1998 representou um marco no programa de incentivo às FER na Espanha. Os produtores contemplados pelas FIT espanhola poderiam optar pelas seguintes alternativas: a) prêmio fixo (pagamento de uma tarifa que garante o recebimento de um pagamento acima da variação dos preços de mercado), anualmente atualizado de acordo com a variação da média do preço de venda de energia elétrica que será somado ao prêmio. b) tarifa fixa, também ajustada anualmente e permite aos produtores saberem com antecedência as suas receitas, independentemente das variações do preço de mercado.

Além da revisão anual das FIT, o RD2818/1998 estabeleceu que a cada quatro anos, os valores das tarifas pagas devem ser revistas de acordo com a evolução do preço da eletricidade no mercado, a participação de cada instalação no atendimento da demanda e seu impacto na gestão técnica do sistema.

De acordo com Del Río (2008), o RD 2818/1998 passou por reformulações nos anos de 2004 e 2007 que não comprometeram a estrutura do sistema e visaram o crescimento da contribuição das FER na matriz espanhola, e também eliminar alguns conflitos e desequilíbrios resultantes das mais diversas interações entre os *stakeholders* influenciados pela política de FIT. Tais reformas proporcionaram maior transparência na definição do nível de incentivo oferecido, aumentando a previsibilidade e segurança para os investidores participantes do programa.

No caso espanhol, a configuração do mecanismo também possuía a mesma simplicidade, entretanto apresentava alguns elementos aplicados em outros países, como a digressão adotada na Alemanha. Mesmo assim, Del Río (2008) afirma que o caso espanhol fornece ensinamentos importantes para os países que buscam alcançar maior aproveitamento das FER.

Embora, ao longo da existência do programa de FIT espanhol houvesse forte apoio de diferentes frentes políticas da Espanha, com a justificativa de necessitar reduzir o déficit público, o governo espanhol suspendeu temporariamente o programa em janeiro de 2012. Segundo Del Río (2008), desde a introdução das FIT, o setor de energias renováveis passou a ter grande importância para a geração de empregos na Espanha, e esse foi justamente um dos principais motivos que geraram tensão social e preocupação após suspensão do programa em 2012. Apesar da suspensão das FIT, conforme divulgado pelo REN 21 (2013), a Espanha ainda tem recorrido a outros mecanismos de promoção às FER, como o *net metering* e a comercialização de créditos de emissões. Na Figura 3.3 é possível observar a evolução da produção bruta de eletricidade por meio das FER por fonte.

A Figura 3.3 corrobora a afirmação de Del Río (2007), de que as fontes eólica e solar, que possuem o maior potencial de redução de custos na Espanha, foram as que tiveram um crescimento mais significativo na geração de eletricidade bruta para a matriz energética local. O setor eólico foi o que obteve o crescimento mais acentuado, inclusive ganhando grande importância para a geração de empregos no país no período.

Um exemplo da importância que esse setor ganhou para a matriz energética espanhola, é o estudo de Colmenar-Santos *et al* (2015), o qual conclui que a repotenciação dos parques eólicos já existentes, com tecnologias mais eficientes, é uma alternativa viável economicamente para o país buscar a meta de 20% de FER na matriz energética até 2020, mesmo com a ausência da política de FIT no país.

As aplicações de políticas baseadas em FIT na Alemanha e na Espanha são consideradas casos bem sucedidos, devido aos impactos positivos que ocasionaram no mercado de energia renovável destes países. O EEG alemão, por exemplo, inspirou diversas jurisdições a adotarem as FIT para atingir metas de inserção de energia renovável, inclusive tem sido utilizado como parâmetro de comparação para outros programas como o de Ontário, no Canadá que será abordado a seguir.

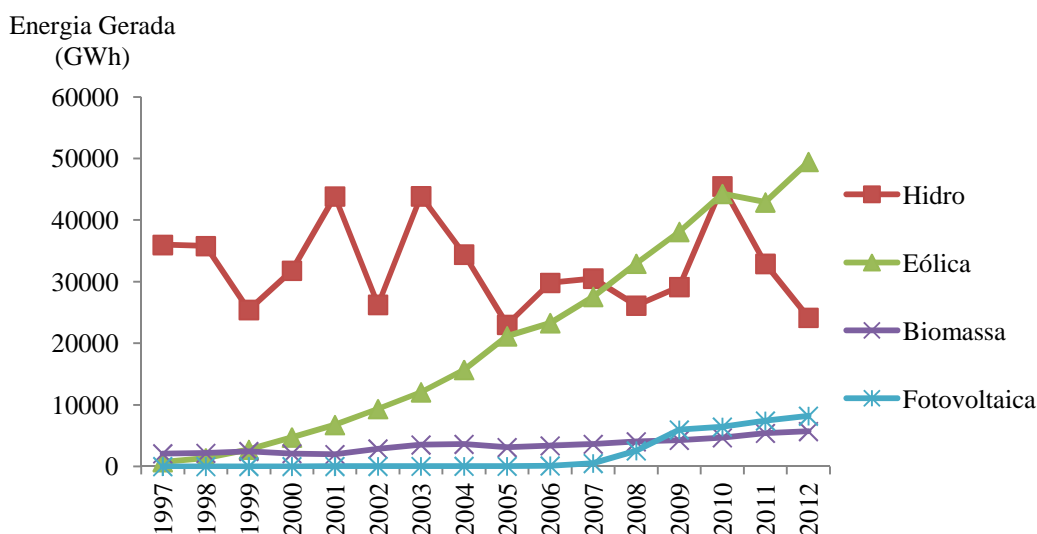


Figura 3.3- Evolução da eletricidade bruta gerada na Espanha a partir das principais FER (GWh)

Fonte: Adaptado de IEA (2012)

Ontário (Canadá):

Em 2009, o governo de Ontário aprovou o *Green Energy and Green Economy Act* (GEGEA) como a parte mais ampla do plano para o desenvolvimento de uma economia verde e que significou um novo marco no setor para a região. Dentre os objetivos traçados foram incluídos a atração de novos investidores, criação de novos empregos e contribuição com a proteção climática. Um dos tópicos desse plano se sustentou em um programa de FIT, que logo no primeiro ano de execução recebeu pedidos equivalentes a cerca de 15.000 MW de oferta de energia renovável, equivalente a 43% da capacidade de energia elétrica de Ontário na época (YATCHEW e BAZILIAUSKAS, 2011).

Mabee, Mannion e Carpenter (2012) explicam que o programa FIT desenvolvido em Ontário foi configurado em duas modalidades: a primeira é o MicroFIT, que abrange projetos que geram menos de 10 KW de energia elétrica, e o segundo é o FIT aplicável para empreendimentos que produzem mais de 10 KW. As duas configurações foram elaboradas com tarifas para contemplar as seguintes FER: solar fotovoltaica, eólica, hidrelétrica, biomassa (incluindo, o biogás e gás de aterro). Vale também ressaltar que Ontário também engloba a participação de comunidades indígenas em seu programa, para contribuir com a geração de eletricidade verde.

Para Yatchew e Baziliauskas (2011) o programa FIT de Ontário apresenta muitas semelhanças com o programa alemão. Entretanto no EEG é aplicada a regressão de preços,

conforme visto anteriormente, em que os projetos passam a receber pagamentos cada vez mais baixos ao longo do tempo, já no programa de Ontário não é aplicado esse método. Em vez disso, o governo determinou a revisão dos preços a cada dois anos e realiza o reajuste parcial a partir da inflação em 20%.

Uma das grandes diferenças do GEGEA para o EEG é o custo associado com os projetos de geração fotovoltaica, os quais na Alemanha tiveram uma notável redução com o decorrer dos anos em relação a Ontário. Ao contrário do FIT alemão, em Ontário as tarifas foram calculadas com base nos custos da tecnologia fotovoltaica no momento da elaboração do programa, porém com o passar dos anos o custo reduziu significativamente (MABEE, MANNION e CARPENTER, 2012).

Nesse sentido, é a própria aplicação da regressão das tarifas pagas ao produtor na Alemanha, que proporciona uma redução da remuneração do produtor, incentivando maior competitividade entre os fornecedores de tecnologia e também tornando o programa menos oneroso ao consumidor final, e mais sustentável ao longo prazo. Mabee, Mannion e Carpenter (2012) estimam que se o método de regressão das tarifas fosse empregado em Ontário, uma poupança na casa dos bilhões poderia ser proporcionada ao programa.

Em Ontário, diferente do que ocorreu na Espanha e na Alemanha durante o período de estabelecimento das FIT, houve diversas contestações que arrefeceram o apoio ao programa, inclusive com ameaças de algumas frentes políticas locais de cancelarem o mesmo, caso assumissem o governo. Stoke (2013) explica que dentre alguns dos acontecimentos estão: Em primeiro lugar, a elevação dos preços de energia para o consumidor final, trazendo críticas de que o programa era muito caro para os consumidores. Em segundo, a insatisfação de alguns ativistas em comunidades rurais em relação à instalação de parques eólicos próximos de suas áreas. E em terceiro, a contestação de diversos países junto a OMC, por causa de algumas exigências do programa que estariam caracterizando a política como protecionista. Além disso, a participação acentuada da energia eólica diante da fonte fotovoltaica e da biomassa na matriz local, conforme é possível averiguar na Figura 3.4, também foi motivo de questionamentos ao programa de Ontário.

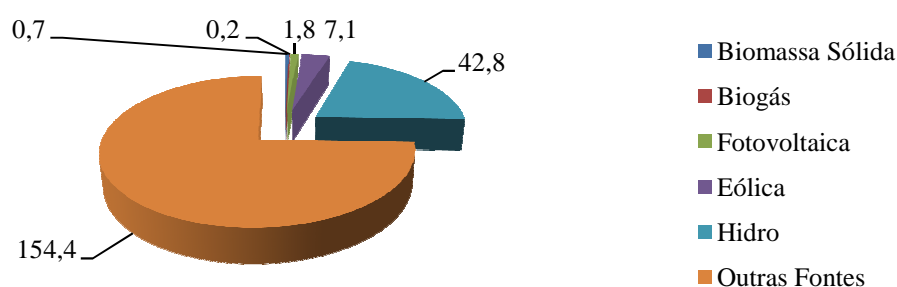


Figura 3.4- Produção estimada por fonte (TWh) em Ontário até 2012

Fonte: Mabee *et al.* (2012)

3.4 A opção dos fundos globais de FIT e dos leilões de energia em países em desenvolvimento para promover as FER

Diante do desafio de aumentar a contribuição das FER para a geração de eletricidade, diversos países em desenvolvimento têm buscado estratégias para alcançar metas estipuladas de participação de FER em suas matrizes. Entretanto, muitos deles sofrem dificuldades para estabelecer programas com o mesmo sucesso de alguns países europeus. De acordo com Jacobs *et al.* (2013) muitos países da América Latina e Caribe são exemplos de países que enfrentam barreiras regulatórias e financeiras para elaborar políticas apropriadas de suporte às FER.

Com a tentativa de propagar as FIT nessas nações, algumas propostas ancoradas no apoio financeiro internacional têm sido lançadas para impulsionar esses programas. Muitas alternativas são originalmente sugeridas por uma série de organizações internacionais, como ONG's, bancos internacionais e países doadores interessados em fomentar o investimento em energia renovável nos países em desenvolvimento.

Huenteler (2014) explica sobre as principais propostas, que são agrupadas pelo autor em três principais categorias, conforme apresentadas a seguir:

- FIT gerenciadas internacionalmente:

Propõem aos países em desenvolvimento, abaixo de determinada renda ou consumo, o direito de optar por um regime de FIT único e homogêneo. Algumas das propostas mais interessantes ligadas a essa modalidade estão: um fundo global proposto pelo *The European Renewable Energy Council* (EREC) e o *Greenpeace*, em que o financiamento internacional contemplaria o custo adicional de geração de eletricidade verde em relação às fontes

convencionais, como o carvão. Para receber o apoio, os países em desenvolvimento devem promulgar um programa nacional de FIT baseada em exemplos bem sucedidos.

Outra proposta feita por Rickerson e Beukering (2012) e inicialmente projetada apenas para Indonésia é um programa de FIT “movida pelos combustíveis fósseis”. Nessa configuração, o governo paga ao produtor de energia renovável uma tarifa que varia de acordo com o preço das importações dos combustíveis fósseis. Para sustentar essa política, um fundo global financia o pagamento de um valor fixo para a FIT, o mesmo pode recuperar esse investimento, se a contribuição nacional exceder o nível de apoio a FIT em um tempo suficiente, após os custos do programa serem repassados ao contribuinte.

- Financiamento de FIT gerenciadas internamente:

São basicamente políticas gerenciadas internamente por cada país, com a possibilidade de obter financiamentos internacionais e assistência ao desenvolvimento bilateral em mercados de carbono emergentes. A maioria das propostas relacionadas a esse modelo se baseiam na opção de receberem créditos de carbono em troca do fomento às políticas nacionais de FIT. A ideia central desse sistema está na geração de créditos de carbono em um âmbito setorial, ao invés de ser creditada individualmente em cada projeto, possibilitando também a redução de custos administrativos e de transação.

- FIT complementares internacionalmente gerenciadas:

As estratégias relacionadas a esse grupo se caracterizam pelo pagamento de duas FITs paralelas que são pagas simultaneamente. O papel do pagamento da FIT complementar visa consolidar os programas FIT nacionais criados pelos países em desenvolvimento e são pautados em fontes de financiamento previamente estabelecidas.

Um exemplo de programa desenvolvido com essas características é o GET FIT articulado pelo *Deutsche Bank* para o grupo de consultoria para a energia e alterações climáticas da Secretaria Geral das Nações Unidas. No programa, o apoio complementar é baseado no pagamento de uma tarifa fixa ajustada com o objetivo de diminuir a diferença do custo de geração da eletricidade verde e a capacidade do país em alavancar a produção. Em essência, o GET FIT cria uma segunda política FIT para países em desenvolvimento, com uma diferença que reflete o custo projetado que excede a capacidade de cobertura da política doméstica. Segundo Kreibiehl e Milner (2014) uma versão do programa passou a ser testada

em Uganda em 2014, onde o GET FIT foi implantado com a cooperação do banco de desenvolvimento alemão KfW.

Outro mecanismo que tem sido aplicado para contratar projetos de energia renovável, além ser largamente utilizado em número cada vez maior de países são os leilões. De acordo com os dados do REN 21 (2013), os leilões que em 2009 eram utilizados por 21 países para inserir energia renovável na matriz, passou a serem adotados por 49 países até meados de 2013.

A literatura se centrou ao longo das últimas décadas na comparação entre as FIT e o sistema de quotas, e na consagração das FIT como a política mais preferida para incentivar as FER. Porém, os leilões que têm sido alvo de críticas e rejeitados na literatura acadêmica durante longo período, estão sendo considerados instrumentos atraentes por diversos agentes do setor, como a Comissão Europeia, que consideram os leilões como o mecanismo mais eficiente em termos de custo, se bem projetado (DEL RÍO, 2014).

Mir-Artigues e Del Ríó (2014) explicam que no sistema de contratação por leilões, o governo convida os produtores de energia renovável para competir dentro de uma determinada base orçamentária ou de uma capacidade de geração. Nesse sistema podem participar diversas fontes no mesmo certame ou ser configurado apenas para algumas fontes, os lances mais baratos por kWh são contratados e contemplados com o subsídio.

Em diversos países da Europa, América Latina, entre eles o próprio Brasil e em estados de diversos países, como Califórnia (EUA) e Québec (CAN), os leilões tem sido utilizados para desenvolver o uso das FER. Becker e Fischer (2013) relatam que nos casos da África do Sul e Índia que diante de dificuldades de aplicar tarifas apropriadas e de superar enquadramentos legislativos, como ocorreu no caso sul africano, tem recorrido aos leilões para suplantar o aproveitamento da energia fotovoltaica.

As principais características que podem variar entre os leilões organizados em diferentes jurisdições segundo Del Ríó (2014), são as seguintes:

- Escopo: o processo de licitação pode ser adotado para definir o nível do suporte oferecido ou conceder direitos de implantação do projeto, sendo o suporte tarifário definido posteriormente.
- Organização do certame: o nível de suporte pode ser definido de diferentes maneiras como por preço uniforme (último lance dado para atender a quota e

todos recebem esse preço); pagamento por lance (o preço de exercício define um teto de suporte, mas os vencedores recebem seu lance); leilões Vickrey (o vencedor recebe o segundo melhor preço, o segundo recebe o terceiro melhor preço, etc.) ou pela média dos lances (o preço médio de oferta define o valor da tarifa).

- Penalidades para o não cumprimento de normas: as penalidades podem ser aplicadas com a multa sendo em valor fixo, modulada com base no tempo de atraso, definidas por MW ou kWh, e também por uma porcentagem do investimento realizado.
- Discriminação por fonte: podem incluir todos os tipos de fonte de energia no mesmo certame ou realizados apenas para determinadas fontes.
- Duração dos contratos: se diferem, sendo configurados da maneira mais apropriada para cada tipo de fonte e de escala do projeto visando garantir baixo risco e rentabilidade ao produtor.

- Leilões:

Outros elementos que podem ser incluídos e configurados de diferentes maneiras são os requisitos das autoridades administrativas de cada local, o cronograma de cada certame, estabelecimento de tamanhos mínimos e máximos para os projetos, além de preços máximos (tetos).

Del Río (2014), também explica que os leilões compartilham de algumas vantagens presentes nas FIT, algumas delas é que também garantem uma receita em longo prazo para os produtores de energia renovável e também permitem aos reguladores saberem com antecedência o suporte fornecido. Becker e Fischer (2013) afirmam que os dois mecanismos tem como a principal diferença a maneira como as tarifas são definidas, sendo que o processo de regulamentação e a formulação da política devem ser pré-determinadas assim como, na política baseada em FIT.

Além disso, os leilões também lidam melhor com o problema de informação assimétrica do que as FIT, no que se refere às tendências de custos das tecnologias ligadas a cada FER. Essa vantagem traz certa eficiência ao mecanismo, pois impede que os produtores de energia renovável sejam recompensados com receitas excessivas.

3.5 Evolução dos programas de energia renovável no Brasil e o crescimento da energia eólica

Em meados da década de 1970, os primeiros projetos de energia renovável em áreas rurais do nordeste brasileiro foram concluídos, graças aos acordos firmados entre os governos brasileiro e alemão. Mais tarde, na década de 90, acordos entre os governos do Brasil e EUA e o apoio de organizações não governamentais, comunidades e empresas de energia elétrica, também contribuíram para a implementação de outros projetos fora da rede elétrica (RUIZ, 2007).

Desde então, algumas experiências com o intuito de promover a geração de energia renovável no país foram notadas. Segundo o IEDI e GVCes (2011), o extinto Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (PRODEEM) foi um exemplo de iniciativa política com o intuito de levar energia gerada a partir de FER até municípios afastados e áreas rurais com dificuldade de acesso à eletricidade. Uma curiosidade acerca deste programa, é que ele foi o único mecanismo que buscou incentivar a fonte solar fotovoltaica, antes da inserção da mesma em leilões.

Os programas PROEÓLICA, mencionado na seção 2.2, e o programa PCH-COM foram criados em 2001, após a crise energética brasileira, com o objetivo de diversificar a matriz nacional e oferecer maior segurança em oferta de energia elétrica foram outras experiências vividas no país para incentivar a geração a partir de FER.

Entretanto, as experiências citadas anteriormente não resultaram em um impacto significativo, no que diz respeito ao aproveitamento das FER em grande escala no Brasil. Segundo Wachsmann e Tomalsquim (2003), até 2001 não havia incentivos favoráveis no país e, portanto, foi difícil para os empreendedores de pequenos projetos de energia renovável se estabelecerem no país.

Foi apenas com a criação do PROINFA, que o Brasil realmente presenciou a execução de uma política direcionada ao setor de energias renováveis, com maior amplitude e repercussão internacional. Dutra e Szklo (2008) explicam que o PROINFA foi instituído pela Lei 10.438, em 2002, sendo posteriormente revisto e ajustado pela Lei 10.762, em novembro de 2003 e pelo Decreto 5025, em março de 2004. O programa, em sua primeira fase, tinha como meta a contratação a longo prazo de 3300 MW em projetos de geração de eletricidade verde, divididos igualmente entre as fontes eólica, biomassa e PCH.

O programa foi dividido em duas fases, primeiro utilizou-se as FIT para inserir 3300 MW produzidas pelas fontes renováveis contempladas e na segunda fase, a qual inicialmente era para ser também baseada em FIT, mas foi modificada em 2003 e tem sido pautada na contratação por meio de leilões. O programa ainda inclui sistemas de financiamento especiais, por meio do Banco Nacional de Desenvolvimento (BNDES) e exigência mínima de participação de equipamentos nacionais nos projetos contratados.

Dutra e Szklo (2008) acrescentam que a implementação da primeira fase do PROINFA levantou grandes expectativas em torno da definição de tarifas e critérios para a seleção dos projetos. Seguindo a tendência observada nos programas de FIT pelo mundo, o prazo estabelecido para o pagamento das tarifas de compra de energia foi de 20 anos. Em relação ao valor das tarifas, ilustrados na Tabela 3.2, houve diversas críticas, principalmente sobre a viabilidade das plantas produtoras de energia eólica. No entanto, a competição entre projetos relacionados a esta fonte foram bem acirradas, sendo que segundo Valle Costa (2008), a oferta de projetos de energia eólica alcançou quase o triplo da meta de contratação (1100 MW).

Tabela 3.2- Tarifa paga por fonte no PROINFA, em março de 2004

FER	Primeira tarifa paga (FIT) no PROINFA (R\$), em março de 2004
PCH	117,03
Eólica	180,18 – 204,36
Biomassa a partir de bagaço de cana	93,78
Biomassa a partir de resíduos de madeira	103,19
Biomassa a partir de casca de arroz	101,35
Biogás	169,08

Fonte: Adaptado de Valle Costa (2008)

Na primeira fase, apenas não foi alcançada a meta de contratação para os projetos relacionados à biomassa, sendo contratados 327 MW de energia proveniente desta fonte. Com isso, após uma nova chamada foram alcançados 685 MW contratados, quantidade ainda insuficiente para atingir os 1100 MW. Após o ocorrido, a fim de atingir o alvo de 3300 MW na primeira chamada, permitiu-se a seleção de novos projetos de PCH e parques eólicos, sendo a energia eólica a fonte que mais contribuiu para alcançar a soma de potência contratada da primeira fase,

conforme é possível observar na Tabela 3.3.

Tabela 3.3- Potência (MW) contratada de energia elétrica gerada por fonte na primeira

FER	Meta estipulada (MW)	Potência final contratada (MW)
Biomassa	1100	685
PCH	1100	1191
Eólica	1100	1422
Total	3300	3300

Fonte: Dutra e Szklo (2008)

De acordo com Valle Costa, La Rovere e Assmann (2008), as semelhanças da primeira fase do PROINFA em relação ao modelo do EEG alemão foram o estabelecimento de uma meta de quantidade de energia renovável a ser alcançada, estipulada pelo governo e uma FIT oferecida ao produtor. Além disso, os autores afirmam que o programa foi implantado em um período favorável, quando os agentes governamentais estavam cientes dos benefícios dessas fontes e, também, incentivados por alguns projetos pilotos. O cenário internacional, de apoio à energia limpa e as preocupações relacionadas com o protocolo de Quioto teve um papel importante na elaboração e aprovação do PROINFA.

Em relação à segunda fase do PROINFA, foi estabelecida uma meta de inserção de FER (desconsiderando as grandes hidrelétricas) na matriz brasileira, considerada ambiciosa e correspondente a 10%, até o final de 2022. No período em que a aplicação da estratégia de contratação de projetos através dos leilões foi confirmada, Valle Costa (2008) e Dutra e Szklo (2008) afirmavam que a fonte eólica podia ser a mais prejudicada com a aplicação dos leilões. Entretanto o que se verifica atualmente, é que desde o primeiro leilão específico para fonte, realizado em 2009, ocorreu um crescimento significativo do aproveitamento das eólicas, além disso, as usinas eólicas tem apresentado aumento no fator de capacidade.

Segundo Silva *et al.* (2013), o Brasil possui mais instalações de energia eólica do que qualquer outro país latino-americano. Em agosto de 2012, o Brasil já apresentava cerca de 2 GW de geração eólica instalada, em dezembro de 2014, segundo a ABEEÓLICA (2015a) esse valor já alcançava patamares de 5,9 GW, correspondendo a 4,4% da matriz energética nacional. A evolução do país na geração de energia a partir dos ventos está ilustrada na Figura 3.5.

O trabalho de Silva *et al.* (2013) acrescenta que apesar do potencial brasileiro em relação a geração de energia elétrica a partir de FER e da tendência e perspectivas de sucesso

das energias renováveis no Brasil, algumas barreiras para a promoção dessas fontes foram encontradas.

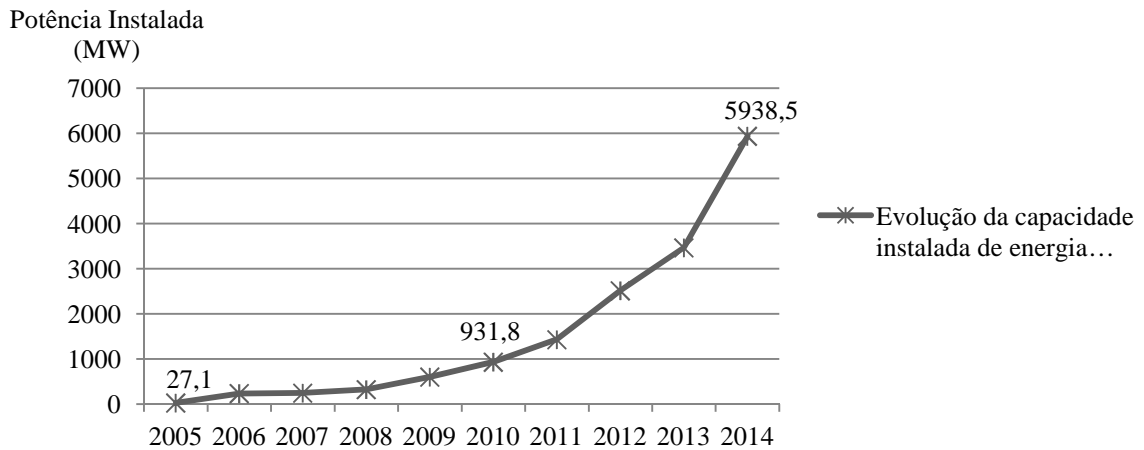


Figura 3.5- Evolução da capacidade instalada de energia eólica no Brasil (MW)

Fonte: ABEEÓLICA (2015b)

No Brasil, a implantação do PROINFA permitiu a penetração da tecnologia, garantindo um preço acima do mercado para o produtor e a adoção de vários leilões para a energia eólica, que expandiram significativamente a capacidade instalada no país. Portanto, apesar da necessidade de melhorias na estratégia para o setor, as medidas adotadas criaram um ambiente favorável para o setor eólico se tornar competitivo nos leilões de energia. Vale ressaltar que o preço da energia eólica foi reduzido em 60%, até o primeiro leilão A-3, em 2011, conforme é possível averiguar na Figura 3.6.

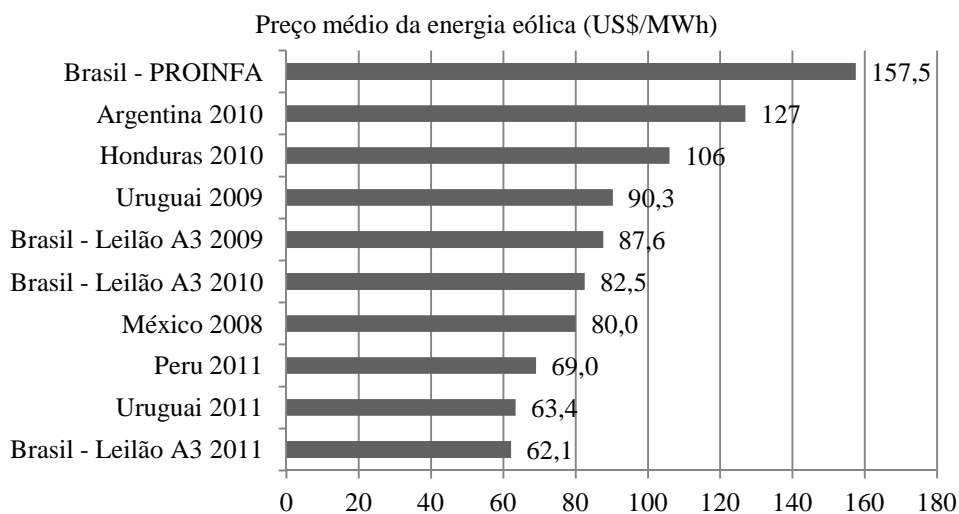


Figura 3.6- Preço médio da energia eólica (US\$/MWh) no mercado latino

Fonte: Adaptado de Silva *et al.* (2013)

Além do sistema de contratação por meio dos leilões, colocado em prática no chamado ambiente de contratação regulada (ACR), atualmente algumas usinas eólicas tem negociado contratos no mercado livre ou ambiente de contratação livre (ACL), onde os mesmos são bilateralmente negociados entre os empreendedores do setor eólico, as distribuidoras de energia e grandes consumidores livres, com a flexibilidade para atender o interesse do governo e dos investidores. Dalbem, Brandão e Gomes (2014) afirmam que enquanto os investidores veem no mercado livre a oportunidade de obter ganhos mais elevados, o governo também percebe esse ambiente de negociação como um desenvolvimento saudável para esse nicho. Entretanto, as usinas eólicas contratadas no ACL ainda correspondem a menor parte da capacidade instalada no Brasil, conforme é possível ver na Tabela 3.4.

Tabela 3.4- Capacidade Instalada (MW) de acordo com o ambiente de comercialização no Brasil

Tipo de comercialização	Capacidade Instalada (MW)
Leilão	3.077
ACL	904
PROINFA	965
Total	4945

Fonte: CCEE (2015)

Um fator que dificulta a consolidação tanto da energia eólica, como as outras FER no ACL é a falta de opções de financiamentos adequados à longo prazo. No que concerne a essa questão, o BNDES é a principal agência que financia grandes projetos envolvendo FER, no Brasil. Os financiamentos giram em torno de uma taxa de juros de 6,4% a 10,58% ao ano, variando de acordo com o perfil de risco de crédito do requerente. O reembolso varia de acordo com a FER contemplada, sendo para o setor eólico um prazo de 16 anos. Em 2011, o financiamento da geração eólica por parte do BNDES alcançou US\$ 2 bilhões, o que representou um aumento de 275% em relação ao ano anterior. (SILVA *et al.*, 2013; VALLE COSTA, 2008 e DALBEM *et al.*, 2014).

Conforme foi visto, a energia eólica foi a fonte que apresentou a expansão mais rápida no Brasil, após a execução de políticas de incentivo no setor de energia renovável brasileiro, sendo que antes da implantação dessas estratégias o aproveitamento desse tipo de energia era praticamente irrisório. Portanto, o objeto de estudo desse trabalho irá se concentrar na análise de viabilidade e dos riscos para os produtores de energia proveniente dessa fonte.

Serão comparados tanto a viabilidade e o risco de uma usina eólica nos dois ambientes, em que o projeto pode ser negociado no Brasil atualmente: os leilões, ou seja, o ACR, e também em uma situação específica, no ACL. Além disso, também serão analisadas as influências da venda de créditos de carbono e dos financiamentos do BNDES para esse tipo de projeto.

4 AVALIAÇÃO DE INVESTIMENTOS EM PROJETOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA RENOVÁVEL

4.1 Trabalhos relevantes sobre análise de investimentos de projeto de geração de energia renovável

Com a aplicação de estratégias de longo prazo adotadas por diversos países, com a intenção de aumentar a produção de energia a partir das FER, muitos trabalhos acadêmicos têm sido realizados, tendo principalmente como objeto de estudo, os impactos dessas políticas em diversos locais e algumas delas têm utilizado as técnicas de análise de investimentos para avaliar esse impacto para o produtor.

No trabalho de Ertürk (2012), uma análise foi feita a partir do cálculo do VPL considerando as variações das principais variáveis de diversos tipos de empreendimentos eólicos *onshore* na Turquia. O autor concluiu que para projetos eólicos de até 13GW em locais com velocidade de vento maior ou igual a 7,5 m/s, o modelo de FIT na Turquia é capaz de viabilizar o projeto, porém para empreendimentos com mais de 100 GW não possui a mesma eficiência.

Walters e Walsh (2011), por exemplo, foram avaliaram os impactos das FIT para instalações de energia eólica, pequenas e descentralizadas, em locais urbanos no Reino Unido. A partir do cálculo do Valor Presente Líquido (VPL) de projetos eólicos, considerando as variações das principais variáveis do projeto utilizando a Simulação de Monte Carlo (SMC), os autores concluíram que os valores propostos pelo sistema pouco afetariam a viabilidade desse tipo de projeto. Além disso, observaram que as tarifas poderiam causar distorções significativas entre projetos em locais com distribuição de ventos desiguais.

Alguns trabalhos também abordam outros tipos de estratégias, como o de Martins, Seiffert e Dziedzic (2013), por exemplo, que analisa a importância do MDL para viabilização de PCH no Brasil, avaliando suas vantagens, desvantagens e limitações. A análise de sensibilidade foi realizada para determinar o patamar de VPL igual à zero para projetos de PCH com a influência do MDL, considerando valores médio, máximo e mínimo dos Certificados de Emissão Reduzida (CER) e os custos médios de desenvolvimento de projetos, tanto de grande quanto pequena escala, contemplados pelo MDL. A principal conclusão foi

que o MDL para PCH no Brasil não pode ser considerado um subsídio para a realização dos projetos, mas pode aumentar a sua receita.

O estudo de Li, Lu e Su (2013) também aborda a influência das receitas provenientes da venda de créditos de carbono no MDL, porém para projetos de geração de energia através dos ventos na China. Foi utilizada a SMC para gerar o período de retorno do investimento e a taxa interna de retorno com base nesse período. Também foram gerados diversos resultados de VPL, inclusive analisando a situação do projeto com e sem as receitas de venda de créditos de carbono. Os resultados indicaram alto risco para o investimento, sinalizando a necessidade de serem elaboradas políticas de apoio pelo governo para mitigar os riscos dos investidores nesse tipo de empreendimento.

No que concerne a consideração de incertezas na geração de energia, o trabalho de Montes *et al.* (2011) incorpora o impacto das incertezas de produção de energia dos aerogeradores e das demais variáveis de entrada, como o preço da energia produzida, diretamente nos resultados de viabilidade de um projeto de geração de energia eólica, localizado na Espanha. Entretanto, diferente do que irá ocorrer neste estudo, no trabalho de Montes *et al.* (2011) os intervalos da curva de geração de energia das turbinas são linearizados, para avaliar a rentabilidade de um projeto com 5 MW de capacidade instalada. Vale destacar que a grande contribuição do estudo de Montes *et al.* (2011) foi revelar uma abordagem competente da SMC para avaliar os riscos econômicos envolvidos em um parque eólico espanhol, utilizada para avaliar a rentabilidade do investimento considerando incertezas referentes ao comportamento do vento na região.

4.2 Técnicas para a avaliação de investimentos

Baseado nas diversas premissas financeiras envolvidas em um projeto de energia eólica, em situações específicas nos ambientes de comercialização (ACR e ACL) existentes no Brasil foram elaborados os fluxos de caixa para o projeto de uma usina eólica diante de distintos contextos.

Semelhante ao que foi adotado nos trabalhos de Erturk (2012), Li *et al.* (2013), Walters e Walsh (2011), Arnold e Yildiz (2015), Grieser *et al.* (2015) e Holdermann *et al.* (2014) o critério de decisão escolhido para a análise de viabilidade foi o VPL do projeto, porém nesse caso foi calculado de acordo com as duas circunstâncias de contratação

analisadas, em diferentes regimes de tributação e considerando a participação ou não participação no MDL. Segundo Brigham e Houston (2007), a opção pelo critério do VPL se justifica, pois o método faz a consideração sobre a diferença dos retornos obtidos nos fluxos de caixa líquidos, descontados dos períodos futuros em relação ao investimento inicial. Dessa forma, fornece a indicação de quanto o projeto vai melhorar a posição do capital investido pelo empreendedor ou os rendimentos do projeto em relação ao custo de capital. Em contrapartida, os autores consideram que o método *Payback* não fornece nenhuma consideração do valor do dinheiro no tempo nos fluxos de caixa e apenas fornece o período em que ocorrerá o retorno do investimento inicial. Na Equação 1, é ilustrada a fórmula para o cálculo do VPL.

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} \quad (1)$$

Sendo:

VPL = Valor Presente Líquido;

n = vida do projeto (anos);

i = taxa mínima de atratividade;

t = período de tempo analisado;

FC_t = fluxo de caixa líquido no período t.

O critério de decisão para aceitar ou rejeitar o investimento no projeto é o seguinte:

VPL > 0 considera-se aceitar o investimento no projeto;

VPL < 0 considera-se rejeitar o investimento no projeto.

4.2.1 Cálculo da taxa Mínima de atratividade pelo WACC e o modelo CAPM

A taxa mínima de atratividade (TMA) da usina eólica será equivalente ao *Weight Average Capital Cost* (WACC). Segundo Erturk (2012), o WACC é obtido através do cálculo da seguinte Equação:

$$WACC = k_d D \times (1 - \tau) + k_e \times E \quad (2)$$

Sendo que:

k_d = custo de capital de terceiros;

D = capital de terceiros aplicado no investimento (%);

k_e = custo de capital próprio;

E = capital próprio aplicado no investimento (%);

τ = alíquota de imposto.

Neste trabalho, como custo de capital de terceiros foi assumido o percentual da taxa de juros final, descontando a inflação, para a obtenção do financiamento junto ao BNDES. Já para o cálculo do custo de capital próprio, foi utilizado o modelo *Capital Asset Pricing* (CAPM), acrescentando o prêmio pelo risco país, similar ao modelo que foi adotado por Erturk (2012) e recomendado pela ANEEL (2015a), na nota técnica que fornece a metodologia para o cálculo do WACC, a ser utilizado para a remuneração das instalações de geração de energia elétrica em regime de cotas. Na Equação 3 é possível observar a fórmula para o cálculo do CAPM (representado pelas duas primeiras parcelas da equação) somado ao risco país.

$$k_e = R_F + \beta \times (R_M - R_F) + R_B \quad (3)$$

Sendo que:

R_F = taxa livre de risco;

β = beta alavancado (mede o risco do projeto em relação ao mercado);

R_M = retorno esperado do mercado;

R_B = risco país (Brasil).

O beta alavancado foi calculado a partir do beta desalavancado do setor de energia renovável que consta na tabela de betas setoriais de Damodaran (2015), o uso do beta alavancado considera a composição de endividamento referente ao projeto da usina eólica. O procedimento para a obtenção do beta alavancado é ilustrado a partir da fórmula abaixo:

$$\beta = \beta_d \times \left[1 + \frac{D_p}{E_p} \times (1 - \tau) \right] \quad (4)$$

Sendo que:

β_d = beta desalavancado

D_p = percentual de capital de terceiros no investimento do projeto

E_p = percentual de capital próprio no investimento do projeto

Em relação ao R_F , R_M e R_B utilizados para o cálculo do CAPM, foram adotados os valores de 5,64%, 13,20% e 7,56% respectivamente, indicados na nota técnica da ANEEL

(2015a, 2015b) para o cálculo do WACC de instalação de geração de energia elétrica no regime de cotas, já mencionado nesta seção. Após a aplicação dos cálculos, o valor resultante para o WACC e CAPM, já descontando a inflação, foi de 17,5% e 6,99% respectivamente.

4.2.2 Financiamentos do BNDES para projetos de geração de energia eólica em larga escala

Conforme visto na seção 3.5, a principal fonte de financiamento no Brasil para grandes projetos envolvendo FER é o BNDES. Neste trabalho, portanto, foi considerado que o financiamento para o projeto em análise foi obtido com o apoio direto do BNDES, nas condições vigentes até abril de 2015 e limitados para projetos com o valor mínimo de R\$ 20 milhões.

O financiamento pode ser solicitado por sociedades com sede e administração no país e pessoas jurídicas de direito público. O valor mínimo de financiamento é de R\$ 20 milhões e a taxa de juros praticada corresponde à soma do custo financeiro, que corresponde a Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP); a remuneração básica do BNDES, a partir de 1,2% ao ano para média-grandes e grandes empresas e 1,5% ao ano para micro, pequenas e médias empresas; e taxa de risco de crédito, equivalente a 1,0% ao ano para estados, municípios e Distrito Federal ou até 4,18% ao ano, conforme o risco de crédito do cliente. Para a energia eólica o prazo de amortização é de 16 anos, com carência de 6 meses após a usina entrar em operação.

No projeto em análise foi considerado que seria um empreendimento de uma empresa de grande porte, visto que para a comercialização no mercado livre nas condições atuais, são essas que conseguem obter financiamentos com mais facilidade, oferecendo seu portfólio de projetos como garantia. Em relação à taxa de risco de crédito foi adotado o valor de 2,87%, em conformidade com as notas técnicas da ANEEL (2015a, 2015b).

4.2.3 Influência da comercialização de créditos de carbono em caso de registro no MDL

O MDL criado pelo Protocolo de Quioto para mitigar mudanças climáticas, pode significar uma importante fonte de receita para atrair investidores em geração de energia limpa. Os projetos registrados no MDL obtêm receitas adicionais advindas da comercialização de créditos de carbono, que podem ser importantes fontes para viabilizar o investimento em um empreendimento eólico (LI, LU e SU, 2013).

Sobre a influência do MDL no ambiente brasileiro, Martins, Seiffert e Dziedzic (2013) também abordaram uma análise financeira com foco no impacto do MDL para viabilizar PCH's no país. Nesse estudo consideraram-se valores mínimo, médio e máximo de receita do MDL para averiguar o impacto das variações nos retornos do investidor.

Neste trabalho, também será considerado um cenário em que o projeto esteja registrado no MDL e com isso poderá obter receitas adicionais de crédito de carbono. Os projetos participantes podem escolher a opção de prazo de creditação por 10 anos, sem opção de renovação ou um prazo de 7 anos, com a opção de duas renovações. Como os projetos vencedores de leilão geralmente assinam contratos com o prazo de 20 anos, considerou-se nas análises que o projeto foi optante do prazo de creditação por 10 anos.

Para quantificar a receita, o cálculo foi feito baseado no fator de emissão de carbono pela geração elétrica no SIN, para o ano de 2015, divulgado pelo Ministério de Ciência e Tecnologia- MCT (2015). Portanto, o fator de emissão multiplicado pela energia gerada em MWh, baseado na garantia física, que equivale a quantidade máxima de energia assegurada para suprimento pela usina, resulta na receita proveniente dos créditos de carbono, no caso analisado. Também foi calculada a taxa de registro paga anualmente pelos projetos participantes do MDL, para a emissão evitada das 15.000 primeiras toneladas de carbono é pago 0,01 \$/ton e para as quantidade de emissão evitada que excede 15.000 toneladas é pago 0,02 \$/ton, tal cálculo baseado no guia de orientação para o MDL, do BNDES (2009). A Equação 5 ilustra o cálculo da receita, já as equações 6.1 e 6.2 representam o cálculo da despesa de taxa de registro, para projetos com redução de emissões em até 15.000 e acima de 15.000 toneladas de CO₂, respectivamente.

$$Receita_{MDL} = GF \times 8760 \times P_{CO_2} \times FMA \quad (5)$$

Sendo,

$Receita_{MDL}$ = receita obtida através da comercialização de créditos de carbono

GF = energia gerada anualmente pela usina, considerada equivalente à garantia física (MW)

P_{CO_2} = preço da tonelada de carbono no mercado (R\$)

FMA = fator de emissão médio anual (tCO₂/MWh)

Para o cálculo da taxa de registro foi considerado o valor do dólar a R\$ 3,00.

$$Taxa_{Registro}_{MDL} = 0,1 \times 2,6 \times x_1 \quad (6.1)$$

$$Taxa_{Registro}_{MDL} = 0,1 \times 2,6 \times x_1 + 0,2 \times 2,6 \times (x_2 - 15000) \quad (6.2)$$

Sendo,

$Taxa\ Registro_{MDL}$ = despesa anual equivalente à taxa de registro de projetos no MDL

x_1 = tonelada de CO_2 evitada até 15000 toneladas

x_2 = tonelada de CO_2 evitada que excede a 15000 toneladas

4.2.4 Análise de sensibilidade e Simulação de Monte Carlo

Assim como ocorre em diversas análises de investimento, inclusive naquelas que envolvem projetos de energia renovável, é realizada uma análise de sensibilidade para identificar os parâmetros de entrada mais relevantes para os resultados das análises.

Segundo Arnold e Yildiz (2015) e Griser *et al.* (2015), a análise de sensibilidade proporciona economia de tempo para a aplicação da SMC, pois faz sentido restringir o número de variáveis de entrada, apenas com as variáveis mais significativas para a geração de resultados do modelo determinístico.

Arnold e Yildiz (2015), ainda reforçam que dentro da análise de sensibilidade um único parâmetro de entrada é variado sistematicamente dentro de um intervalo pré-definido de valores. No caso desse trabalho todos os parâmetros relevantes de entrada do modelo foram variados em um intervalo de -10% e +10% em relação aos valores coletados. Essas variações irão causar impacto na variável de saída do modelo, no caso o VPL, após serem aplicadas as variações para cada parâmetro, será selecionado apenas aqueles que ocasionaram maior desvio no resultado do VPL encontrado na análise determinística.

Conforme visto na Seção 4.1, o investimento na usina eólica é considerado economicamente viável quando o VPL for maior que zero. A probabilidade de ocorrência de viabilidade pela SMC é fornecida pela Equação 7:

$$P_{VPL>0}(x_1...x_n; r) = \int_0^{+\infty} fdp(V\tilde{P}L)dV\tilde{P}L \quad (7)$$

Sendo que:

$P_{VPL>0}$: é a probabilidade acumulada de VPLs positivos do projeto;

$fdp(V\tilde{P}L)$: é a função densidade de probabilidade dos VPLs do projeto ($V\tilde{P}L$);

x_i : são as variáveis aleatórias do projeto.

Jiang, Nan e Yang (2013) explicam que a SMC é realizada através de numerosas execuções de diferentes modelos, utilizando os diferentes valores para os parâmetros incertos,

que são selecionadas aleatoriamente a partir de distribuições de probabilidade pré-determinadas. Diversas amostragens das entradas de parâmetros são realizadas através da execução de diversas rodadas de simulações.

4.2.5 Aplicação do *Value at Risk (VaR)* para gerenciamento de riscos

O *Value at Risk (VaR)* é amplamente utilizado para análise de risco financeiro por ser facilmente interpretável, além de possibilitar o foco nas condições normais de mercado. Hendrick (1996) e Jorion (1999) descrevem o conceito do *VaR* como a quantia da pior perda esperada em um determinado intervalo de tempo, sob condições de mercado específicas e dentro de um determinado nível de confiança.

Em outras palavras, a área da distribuição desde $-\infty$ até um valor mínimo W^* , que também pode ser definido como o quantil da distribuição, deve somar $p = 1 - c$, sendo o c um nível de confiança, como por exemplo, 5% (JORION, 1999). A Equação 8 ilustra a fórmula de cálculo do *VaR* para distribuições de probabilidade gerais, ou seja, discretas ou contínuas, com cauda grossa ou fina.

$$1 - c = \int_{-\infty}^{W^*} f(w)dw = P(w \leq W^*) = p \quad (8)$$

De acordo com Jorion (1999), o cálculo do *VaR* pode ser simplificado, quando se supõe que a distribuição seja normal. Neste caso, o *VaR* pode ser derivado diretamente do desvio padrão, utilizando um fator multiplicativo baseado no nível de confiança. Esse cálculo é denominado de abordagem paramétrica, pois envolve a estimativa de um parâmetro, no caso do desvio padrão e não um quantil da distribuição observada.

A Equação 9 apresenta o cálculo do *VaR* para a abordagem paramétrica. Nesse caso inicialmente é preciso transformar a distribuição de probabilidade geral $f(w)$ em uma distribuição normal padronizada $\Phi(\epsilon)$, a qual ϵ possui média zero e desvio-padrão 1. O valor mínimo W^* é associado a um valor crítico R^* , tal que $W^* = W_0(1 + R^*)$, geralmente R^* é negativo e pode ser escrito como $|R^*|$.

$$1 - c = \int_{-\infty}^{W^*} f(w)dw = \int_{-\infty}^{|R^*|} f(r)dr = \int_{-\infty}^{-\infty} \Phi(\epsilon)d\epsilon \quad (9)$$

Fuss *et al.*(2012) explica que nos casos em que o tomador de decisão é avesso a risco, o *VaR* e o *Conditional Value at Risk (CVaR)* são recomendados. O *CVaR* é uma medida de

risco intimamente ligada ao *VaR* e utilizada em alguns estudos sobre energia eólica como o de Gass *et al.* (2011), que avaliou os riscos financeiros, considerando incertezas do comportamento de vento para a rentabilidade de um parque eólico localizado na Áustria.

Alguns autores como Fortin *et al.* (2008) e Gass *et al.* (2011) avaliam que o *VaR* não considera perdas que excedem o valor limite, algo feito pelo *CVaR* e que conseqüentemente torna essa medida de risco mais conservadora. Fuss *et al.* (2012) acrescenta que o *VaR* fornece resultados confiáveis quando os eventos subjacentes são normalmente distribuídos, mas não fornece subaditividade como *CVaR*, o que não favorece a diversificação dos ativos em portfólios, podendo superestimar a medida de risco.

Entretanto, o *VaR* segundo Hung, Lee e Liu (2008) é uma das abordagens mais populares para quantificar o risco e que muitos gestores e instituições financeiras adotam para se proteger contra os riscos de mercado. Visto que nesse trabalho a análise com foco na gestão de risco será uma etapa complementar da análise, visando oferecer uma simples interpretação sobre a gestão de riscos, em um projeto envolvendo a geração de energia renovável, e que também não se tem como objetivo alcançar a otimização de retornos de uma carteira de investimentos, o método utilizado será o *VaR*.

4.3 Cálculo da energia gerada pela usina eólica

Conforme a definição de Amarante e Schultz (1999), dentre os mecanismos atuantes na formação dos ventos, os principais são os aquecimentos desiguais na superfície terrestre, que ocorrem tanto em escala global quanto local. A formação de ventos é resultado da circulação contínua das camadas de ar da atmosfera, sob o efeito da radiação solar e da rotação da Terra. Desse processo é que resultam velocidades e direções de vento com diferenças sazonais e diurnas bem definidas, dentro de um perfil estocástico.

A característica do vento pode variar bastante no intervalo de horas ou dias e tenderá a um regime diurno em sua maior parcela, conduzido por influências locais (microescala) e regionais (mesoescala). Levando em consideração o horizonte temporal de meses ou anos, os regimes de vento apresentam certa regularidade, sendo possível notar uma sazonalidade bem definida. Durante décadas em geral, as velocidades médias anuais de vento possuem variações inferiores a média de longo prazo (AMARANTE e SCHULTZ, 1999).

4.3.1 Função densidade de probabilidade da velocidade do vento

Em relação à análise estatística das características e do potencial energético da fonte eólica, a distribuição Weibull é consagrada na literatura, sendo considerada a mais adequada para aproximação da velocidade do vento (LI, SU e WU, 2013; SAFARI e GASORE, 2010; AKDAG e GULER, 2009; CUSTODIO, 2013). Segundo Safari e Gasore (2010), o uso da distribuição Weibull é justificado pela simplicidade em estimar os parâmetros para aproximar a distribuição das velocidades de vento apresentadas. A função densidade de probabilidade para uma distribuição Weibull com dois parâmetros é dada pela Equação 10, proposta por Justus *et al.* (1978):

$$f(v) = \frac{k}{C} \left(\frac{v}{C} \right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{C}\right)^k} \quad (10)$$

Sendo,

v = velocidade média do vento (m/s);

C = parâmetro de escala (m/s);

k = parâmetro de forma (adimensional).

Para obter os parâmetros de escala e de forma, Custodio (2013) apresenta os cálculos representados pelas Equações 11 e 12, respectivamente:

$$c = \frac{v}{\Gamma\left(1+\frac{1}{k}\right)} \quad (11)$$

Sendo:

Γ = função Gamma

Vale ressaltar que a função Gamma, também chamada de função integral exponencial, é muito usada como função do fator de forma k de Weibull, na Equação 11 ela é apresentada em função dos argumentos $\left(1 + \frac{1}{k}\right)$, para os valores descritos na tabela de Custodio (2013).

$$k = \left(\frac{\sigma}{v}\right)^{-1,086} \quad (12)$$

Sendo:

σ = desvio padrão da velocidade do vento (m/s)

De acordo com Custodio (2013), para alguns fatores k específicos, a função de Weibull passa a representar outra função conhecida de densidade de probabilidade, algumas delas são: $k = 1,0$ (distribuição exponencial); $k = 2,0$ (distribuição de Rayleigh); $k = 3,0$ (distribuição normal). Ainda em relação ao fator de forma (k), Amarante (2010) ressalta que

maiores valores de k indicam maior constância de ventos, com menor ocorrência de valores extremos.

4.3.2 Cálculo da energia potencial eólica

A potência fornecida por uma turbina eólica varia com o cubo da velocidade do vento e com o diâmetro de seu rotor (CUSTODIO, 2013). A potência elétrica em Watts (W) é dada pela Equação 13:

$$P = \frac{1}{2} \rho A_r v^3 C_p \eta \quad (13)$$

Onde,

ρ = densidade do ar (kg/m^3);

A_r = área varrida pelo rotor (m^2);

v = velocidade média do vento (m/s);

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

η = eficiência do conjunto gerador-transmissões mecânicas e elétricas (adimensional).

A área varrida pelo rotor é possível de ser obtida através do cálculo abaixo:

$$A_r = (\pi \times D^2) / 4 \quad (14)$$

Sendo, que:

D = diâmetro do rotor (m).

No que diz respeito ao C_p de uma turbina eólica, o valor é adimensional e varia de acordo com a velocidade de vento que incide no local. Conforme será apresentado no Capítulo 5, essa variação foi considerada, e para isso se utilizou-se um cálculo de regressão. Vale ressaltar, que essa consideração é de suma importância para estimar a Garantia Física do projeto, que corresponde à quantidade máxima que o sistema é capaz de suprir a um dado critério de suprimento, neste trabalho e a produção mensal de energia que será produzida pela usina ao longo de cada mês durante um período de 20 anos.

Os cálculos para garantia física dos empreendimentos requerem um demorado e rigoroso estudo que exige diversas certificações dos empreendedores, entretanto como o escopo deste trabalho não é entrar no mérito físico da geração de energia eólica, o cálculo da Garantia Física foi simplificado e utilizará os conceitos apresentados aqui. A seguir será

apresentada a metodologia exigida para o cálculo da garantia física e o cálculo utilizado para esse trabalho.

4.3.1 Cálculo da garantia física e da produção de energia

A metodologia de cálculo para Garantia Física de Empreendimentos Eólicos, segue os conceitos de EPE (2013a), sendo definido pela Equação 15:

$$GF = \frac{P90_{ac} \times (1 - TEIF) \times (1 - IP) - \Delta P}{8760} \quad (15)$$

Sendo:

$P90_{ac}$ = produção anual de energia certificada, referente ao valor da energia anual que é excedido com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a 90% para um período de variabilidade futuro de 20 anos, que deve constar do documento de Certificações Anemométricas e de Produção Anual de Energia, expresso em MWh/ano.

$TEIF$ = taxa de indisponibilidade forçada;

IP = taxa de indisponibilidade programada;

ΔP = estimativa do montante do consumo interno mais as perdas internas até o ponto de conexão, em MWh/ano.

Conforme foi visto, anteriormente, o cálculo da Garantia Física das Usinas Eólicas exige o cálculo de uma produção anual certificada, que depende de medições anemométricas feitas durante anos pelos empreendedores. Como a realização de medições anemométricas e os detalhes sobre o que concerne da avaliação técnica dessas usinas não faz parte do escopo desse trabalho, o cálculo adotado para a produção anual certificada, equivalente ao $P90_{ac}$, baseou-se no cálculo da energia potencial eólica produzida por cada turbina instalada na usina que está expressa na Equação 10. Além disso, também foram consultados os resultados dos leilões de energia promovidos pela CCEE, para comparar o resultado obtido para a Garantia Física com os das usinas vencedoras desses certames, que possuem perfil semelhante à usina do caso analisado.

Após ser calculada a energia potencial média de cada turbina, foram descontadas as perdas por indisponibilidade e técnicas, de acordo como os empreendedores consideram geralmente no cálculo da energia ofertada pelo produtor, segundo a EPE (2013a).

No caso em estudo utilizou-se a velocidade média anual dos ventos na região em que está localizada a usina para estimar a produção anual certificada, no Capítulo 5 será visto o procedimento com maior detalhe.

Já a Produção Mensal Energia (PME) das turbinas eólicas pode ser calculada pela integração das curvas de potência e da frequência de ocorrência das velocidades do vento, conforme apresentado pela Equação 16. Esse cálculo é importante para avaliar a produção de energia da usina em cada mês, a qual será comparada com a Garantia Física da Usina e conseqüentemente determinante para valorar a perda ou ganho do gerador em possíveis exposições ao PLD, no mercado de curto prazo (MCP), vale ressaltar que foi obedecida a potência máxima de geração de cada turbina, equivalente a 2 MW.

$$PME = 0,73 \int_{v_{min}}^{v_{max}} P(v)f(v)dv \text{ (kWh)} \quad (16)$$

4.4 Influência dos ambientes de comercialização de energia elétrica

As relações comerciais no setor elétrico brasileiro se estabelecem no ACR e no ACL. Os leilões de energia elétrica realizados pela CCEE, por delegação da ANEEL, ocupam papel essencial na contratação de energia renovável no ACR. No ACL, os produtores de energia, incluindo atualmente grandes produtores de energia eólica, tem liberdade para negociar a compra de energia, estabelecendo volumes, preços e prazos de suprimentos. Na Figura 4.1 é caracterizada a visão geral de comercialização no mercado de energia elétrica brasileiro.



Figura 4.1- Visão geral da comercialização de energia

Fonte: CCEE (2010)

Ao contrário do que ocorre no ACR, o produtor de energia que atua no ACL está sujeito a estabelecer contratos de menor prazo, o que limita de certa forma a possibilidade de

obter uma remuneração fixa a longo prazo. Além disso, tanto no ACR, quanto no ACL, caso o produtor não consiga gerar 100% da energia firmada no contrato, terá que comprar essa energia liquidando e contabilizando essa diferença no MCP para cumprir o lastro estabelecido na contratação (CCEE, 2010). Na Figura 4.2 é ilustrada essa situação.

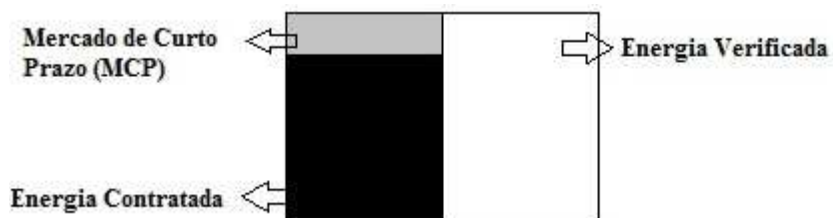


Figura 4.2- Liquidação da diferença entre energia contratada e energia verificada no mercado de curto prazo

Com isso, o produtor também passa a ficar exposto à flutuação dos Preços de Liquidação de Diferenças (PLD), utilizado para valorar a energia comercializada no mercado de curto prazo e feito através da utilização de dados considerados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para otimizar a operação do SIN. O PLD é determinado semanalmente para cada patamar de carga (leve, média e pesada), limitado por preço máximo e mínimo, vigentes para cada período de apuração e submercado (sudeste/centro-oeste, sul, norte e nordeste) (CCEE, 2015a).

Visto que a principal fonte de geração de energia no Brasil é a hídrica, nas estações chuvosas ou em momentos em que ocorre cheia dos reservatórios, o valor do PLD é empurrado para baixo, já em períodos de baixo nível hidrológico o valor do PLD é empurrado para cima. Entretanto em cenário de PLD baixo, ao invés da diferença ser liquidada pelo PLD, a liquidação ocorre pelo Valor Anual de Referência, sendo que nos casos analisados, o critério adotado é o valor maior entre o PLD e o Valor Anual de Referência que servirá como base de cálculo para a liquidação da diferença da produção de energia no MCP.

Dalbem, Brandão e Gomes (2014) explicam que a decisão em utilizar a água acumulada nos reservatórios instantaneamente ou de economizá-la para momentos futuros, também influencia na formação desse preço. A metodologia de cálculo do PLD é feita a partir de modelos matemáticos complexos, que englobam os intervenientes de mercado e um conjunto de cenários para os anos futuros, vale ressaltar que os preços do PLD são muito voláteis.

4.4.1 Comercialização de energia no ACR

Conforme mencionado pela CCEE (2010), no relatório sobre a visão geral das operações da CCEE, os agentes de distribuição podem adquirir energia das seguintes formas, segundo o art.13 do Decreto nº 5.163/04: 1) Leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existente e de novos empreendimentos de geração; 2) Geração distribuída, com o montante de energia limitado a 10% do distribuidor; 3) Usinas que produzem energia a partir das fontes eólicas, PCH's e biomassa, contratadas na primeira fase do PROINFA; 4) Através da Itaipu Binacional.

Os leilões são a principal forma de contratação de energia elétrica no Brasil. Tanto concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do SIN devem garantir o atendimento à totalidade do seu mercado no ACR. O órgão responsável pela organização dos certames é a CCEE, por delegação da ANEEL.

Para a contratação de novos empreendimentos por meio dos leilões, os tipos existentes são os seguintes:

- Leilões A-3: Leilões de energia para contratação de novos empreendimentos, realizados três anos antes do início da entrega da energia.
- Leilões A-5: Leilões de energia para contratação de novos empreendimentos, realizados cinco anos antes do início da entrega da energia.

Também pode ocorrer a realização de leilões de ajuste, previstos em decreto, para poder complementar a carga de energia necessária para cumprir o atendimento do consumidor das concessionárias de distribuição, sendo limitado em até 1% dessa carga.

A contratação de energia no ACR é formalizada por meio de contratos bilaterais regulados, denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), exceto no caso de leilões de energia de reserva, onde ocorrem outros tipos de contratos. Os CCEAR são celebrados entre os agentes vendedores e distribuidores que participam dos leilões de energia elétrica. De acordo com a CCEE (2015b), nas modalidades de CCEAR's com prazos específicos para cada tipo de leilão, os tipos de contratos existentes são: 1) Contratos por quantidade de energia: os quais os riscos de operação energética integrada são assumidos pelos geradores, cabendo a eles todos os custos referentes à energia contratada e 2) Contratos por disponibilidade de energia: os quais tanto os riscos, perdas e os benefícios da variação em relação à energia assegurada são alocados ao

pool e repassados aos consumidores. Cumpre destacar que os CCEAR's por disponibilidade preveem em suas respectivas cláusulas contratuais, ressarcimentos caso os geradores não cumpram as responsabilidades de atendimento, no caso das usinas eólicas são previstos ressarcimentos anuais e quadrienais.

Em diversos leilões de compra de energia nova, a metodologia utilizada para a ordenação econômica dos empreendimentos de geração é o cálculo do Índice de Custo Benefício (ICB) (EPE, 2013c). O ICB é definido pela razão entre o custo total e o benefício energético do empreendimento, podendo ser calculado com uma base mensal ou anual. A Equação 17 ilustra como é feito esse cálculo:

$$ICB = \frac{CF + E \text{ (Custos de Operação)} + E \text{ (Custos Econômico de Curto Prazo)}}{\text{Garantia Física}} \quad (17)$$

Sendo:

CF = custos fixos arcados pelo empreendedor;

E (Custos de Operação) = corresponde a custos de operação e manutenção e demais custos em função da margem de operação das usinas;

E (Custos Econômico de Curto Prazo) = custo resultante das diferenças mensais apuradas entre o despacho efetivo da usina e sua Garantia Física valorados ao PLD;

Garantia Física = é garantia de energia declarada pelo empreendedor que corresponde ao limite de energia que pode ser comercializado.

Já em alguns leilões, principalmente em leilões de reserva, a energia é contratada a partir do menor preço de venda, em R\$/MWh ofertado. Neste trabalho, será analisada a viabilidade do projeto, que venderá energia nova, e o preço médio adotado será o preço médio da energia eólica no leilão de fontes alternativas de 2015. Isso se deve ao fato de que o preço de venda da energia negociada pela usina é possível de ser verificado independente do certame em que a usina tiver participado. O preço médio de cada fonte nos leilões é sempre divulgado pelos agentes de mercado.

4.4.2 Comercialização de energia no ACL

No ACL, participam agentes de geração, comercializadores, importadores e exportadores da energia elétrica, além dos consumidores livres e especiais (CCEE, 2010).

Esses últimos se tratam de consumidores que, atendendo aos requisitos da legislação vigente, podem escolher seu fornecedor de energia elétrica por meio de livre negociação.

Neste ambiente os agentes possuem liberdade para estabelecer os volumes de compra e venda de energia e seus respectivos preços, sendo as transações oficializadas através de Contratos de Compra no Ambiente Livre (CCEAL) (CCEE, 2010). Para um consumidor se tornar livre, os agentes devem se tornar agentes da CCEE e estão sujeitos a todos encargos, taxas e contribuições previstas na legislação.

De acordo com Dalbem, Brandão e Gomes (2014), em 2011, parques eólicos foram autorizados em licitar em leilões A-5, que possibilita entregar a energia no ambiente regulado 5 anos após obterem a licitação, para estimular que nos cinco anos antes de entregar a energia os agentes negociassem contratos no ACL. Tanto os agentes reguladores, tanto os investidores veem no mercado livre a oportunidade de obter ganhos mais elevados e possuem interesse em alavancar esse meio de contratação.

Entretanto, uma das principais barreiras para o avanço da comercialização de energia eólica no ACL, é a pouca disponibilidade de linhas de financiamento para apoiar os projetos. O BNDES, principal órgão apoiador desses projetos, considera que é necessária a comprovação de lastro contratual dos empreendimentos, por um período próximo ao prazo de financiamento.

Visto que no ACL a maioria dos projetos são contratados por um prazo menor do que nos leilões, a comercialização no ambiente livre fica mais restrita aos grandes empreendedores, que possuem um portfólio de projetos mais robusto para apresentar como garantia para adquirir financiamentos. Neste trabalho, será analisada uma possível situação no ACL em que o empreendedor só conseguiria fechar contratos anuais para comercialização de energia, durante um horizonte de planejamento de 20 anos.

5 ANÁLISE DOS IMPACTOS DE PROGRAMAS DE INCENTIVO NO INVESTIMENTO EM UMA USINA EÓLICA

Para realizar a análise do impacto do ambiente incentivado na viabilização e gerenciamento de risco de uma usina eólica no mercado brasileiro, optou-se pela localização do projeto no sul do estado da Bahia, em uma região em que a velocidade média de ventos é igual a 8,5m/s, de acordo com o Atlas Eólico da Bahia, publicado pela COELBA (2013). A Bahia é um dos estados brasileiros com o maior potencial eólico. Além disso, abriga grandes complexos, que estão dentre os maiores da América Latina e as usinas desse estado são as que têm apresentado o melhor fator de capacidade anual. Em relação às informações anemométricas coletadas para a realização do cálculo de produção de energia, todas foram obtidas por meio de informações da EPE e do Atlas Eólico da Bahia.

No que diz respeito às informações técnicas do projeto, considerou-se uma usina eólica *on shore* com potência instalada de 30 MW, composta por 15 aerogeradores E-82, da Enercon, cada um com potência de 2 MW e com o diâmetro do rotor de 82 metros. Os aerogeradores estão instalados em torres de 80 metros de altura, além disso, a usina está conectada a uma linha de transmissão de 230 kV, localizada no sul da Bahia.

Na seção a seguir é descrito o procedimento de cálculo das premissas necessárias para a elaboração do fluxo de caixa do empreendimento eólico, tanto no ACR quanto no ACL. Em ambos os casos, os fluxos de caixa não consideram a inflação e são baseados em contratos de quantidade, nos quais o produtor assume os riscos de geração mensal da usina em caso de descasamento com a quantidade a ser fornecida e firmada em contrato. Visto que no ACR o prazo dos contratos dos empreendimentos eólicos geralmente é de 20 anos após a entrada da usina em operação, e que a média do tempo de vida dos aerogeradores também gira em torno dessa mesma duração, define-se esse período como de planejamento para o projeto nos dois ambientes de comercialização.

A estrutura que caracteriza as entradas e saídas de caixa referente ao projeto em cada período anual (t) é ilustrada pelo Quadro 5.1. Também foram elaborados fluxos de caixa para os dois ambientes de comercialização e foi considerada a comercialização de energia nova, além de cenários com a possibilidade de o empreendimento estar registrado no MDL e

comercializar créditos de carbono. Na Figura 5.1 é resumido todos os cenários específicos para os quais foram realizadas as análises de investimentos.

Vale ressaltar, que dentre as bases de informação utilizadas para a obtenção dos dados para o cálculo das premissas estão o Manual de Avaliação Técnico-Econômica de Empreendimentos Eólico-Elétricos, da COPEL (2007), Custódio (2013), o Atlas Eólico da Bahia, elaborado pela Camargo-Schubert *et al.* (2013), além de relatórios, notas técnicas e base de dados de órgãos como CCEE, ANEEL, ONS e ABEEÓLICA, as condições de financiamento adotadas foram as fornecidas pelo BNDES em seu endereço eletrônico.

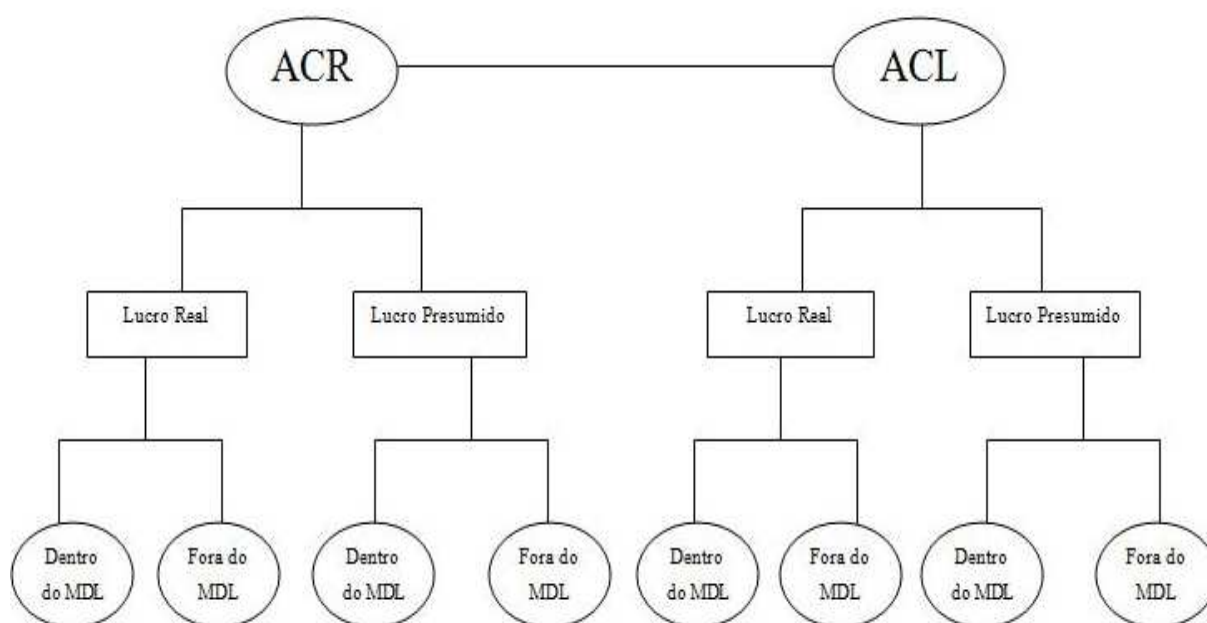


Figura 5.1- Cenários avaliados na análise de investimento da usina eólica

Os dados anemométricos utilizados foram obtidos na base de dados da EPE, de janeiro de 2012 a dezembro de 2014 para as velocidades médias de cada hora do dia em cada mês dos anos. As respectivas distribuições de probabilidades foram baseadas no relatório da EPE sobre as medições anemométricas realizadas no estado da Bahia, já em relação à velocidade média do vento foram utilizadas as informações disponíveis no Atlas Eólico da Bahia.

Segundo o relatório de acompanhamento das medições anemométricas, da EPE (2013b), a instituição recebe quinzenalmente dados das medições realizadas em 185 parques eólicos vencedores dos leilões LER 2009, 2010 e 2011, LFA 2010 e LEN A-3 2011. A EPE divulga em seu endereço eletrônico as velocidades médias horárias de vento para cada mês, dos estados da Bahia, Ceará, Rio Grande do Norte e Rio Grande do Sul.

Quadro 5.1- Estrutura do Fluxo de Caixa do empreendimento eólico para cada período t

Receita Bruta de Vendas e Receitas Adicionais de Liquidação de Diferenças
Receita Advinda do MDL
(-) Impostos Proporcionalis a receita
Receita Líquida
(-) Encargos Setoriais
(-) Arrendamento
(-) Custos O&M
(-) Custo Adicionais de Liquidação de Diferenças
Resultado Bruto
(-) Despesas com Seguro
(-) Despesas Gerais e Administrativas
(-) Depreciação
Resultado Antes do IRPJ/CSLL e Despesas Financeiras
(-) Despesas Financeiras
Lucro Antes IRPJ e CSLL
(-) IRPJ/CSLL
Lucro Líq. Após IR
(+) Depreciação
(-) Amortização do financiamento
(-) Investimentos
(+) Liber. Financiam.
(+) Valor Terminal
Fluxo de Caixa

5.1 Coleta de dados e cálculo das premissas para o fluxo de caixa da usina eólica

5.1.1 Investimentos e Depreciação da usina

O cálculo do investimento considerou a composição típica dos empreendimentos eólicos no Brasil indicada por Custódio (2013). O mesmo autor também indica uma base de cálculo para o custo de implantação total da usina, que equivale a R\$ 4.000.000/MW. Entretanto, para o valor do investimento, foi utilizada a média do investimento dos projetos de geração eólica com 30 MW de potência, vencedores do leilão de fontes alternativas em abril de 2015, cujo valor corresponde a R\$ 146.921.100,00.

Custódio (2013), ainda informa que o investimento total em uma usina eólica corresponde à soma entre a compra dos aerogeradores equivalente a maior parcela do

investimento (70%), seguido de gastos com obras civis (15%) e instalação da rede elétrica (10%), além de gastos pré-operacionais referentes à administração e elaboração do projeto de engenharia (5%). Na Figura 5.2 está indicado o percentual de cada parcela da composição em relação ao investimento total.

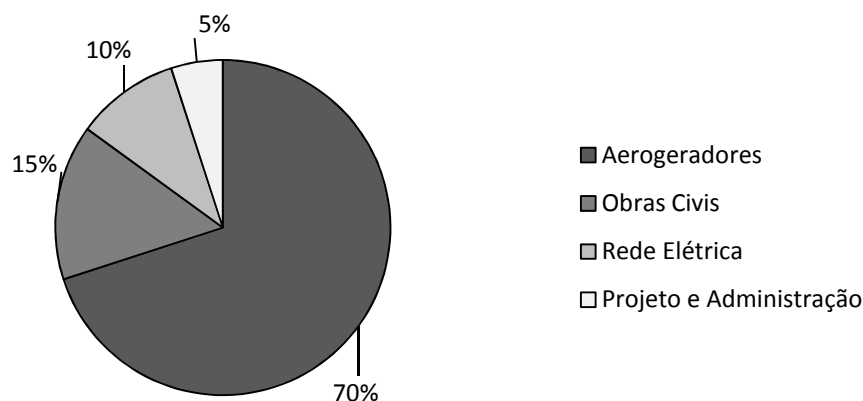


Figura 5.2- Composição do investimento de uma usina eólica no Brasil.

O tempo médio para a construção de um empreendimento desse porte gira em torno de 24 meses. Portanto, considerou-se que a obra seria executada dois anos antes da usina entrar em operação. Os desembolsos referentes à compra dos aerogeradores e projeto de engenharia seriam realizados no primeiro período após a data zero, e o desembolso referente às obras civis e instalação da rede elétrica apenas no segundo período. Na Figura 5.3 são apresentados os valores referentes aos investimentos realizados nos períodos 1 e 2 da análise de investimentos.

Composição do Investimento	Ano 1	Ano 2
Aerogeradores	R\$ 102.844.770,00	
Obras Civis		R\$ 22.038.165,00
Rede elétrica		R\$ 14.692.110,00
Projeto e Administração	R\$ 7.346.055,00	
TOTAL	R\$ 110.190.825,00	R\$ 36.730.275,00

Figura 5.3- Valores desembolsados para as parcelas de investimento em cada período.

No que concerne à depreciação contábil dos equipamentos, segundo o Manual de Avaliação Técnico-Econômica de Empreendimentos Eólico-Elétricos, da COPEL (2007), a depreciação contábil segue uma instrução específica para o setor elétrico, com taxas máximas e mínimas. Será adotada a mesma base utilizada pelo manual da COPEL (2007), com taxa de 5% ou vida contábil de 20 anos para o investimento na usina, exceto na parcela referente ao

projeto e administração, que está relacionado às despesas pré-operacionais, cuja taxa de depreciação será de 20% ou vida contábil de 5 anos, base também adotada pelo manual da COPEL (2007).

Cumprе lembrar que está sendo considerada para deflacionar a taxa de juros e a depreciação, uma taxa no valor de 5,6% correspondente a expectativa de inflação considerada pela Nota Técnica nº27/2015, da ANEEL (2015a), essa expectativa divulgada pela ANEEL foi baseada no relatório Focus, do Banco Central do Brasil (BACEN), do dia 23/01/2015. Como a ANEEL só divulga a expectativa de inflação no início de cada período, adotou-se a taxa indicada na Nota Técnica de 2015 para deflacionar a depreciação em todos os períodos em que ocorre a análise de investimento, pois além de ser a expectativa mais recente divulgada pela ANEEL, também está dentro de uma faixa intermediária da meta de inflação brasileira nos últimos anos.

5.1.2 Cálculo do fator de capacidade e receita de venda de energia

Para efetuar o cálculo da receita de venda de energia no ACR, inicialmente calculou-se a garantia física da usina eólica, com a multiplicação entre potência da usina pelo fator de capacidade (%) e pelas perdas técnicas programadas e por indisponibilidade. Obtida a garantia física, multiplicou-se a mesma pelo número de horas em que a usina funciona por ano, que equivale a 8.760 horas e também pelo preço de venda da energia vendida em R\$/MWh. Estipulou-se o valor de preço de venda em R\$ 177,47/MWh assegurado, patamar próximo ao preço médio que a energia eólica apresentou no leilão de fontes alternativas, de abril de 2015.

Na situação referente à comercialização no ACL, fora do ambiente incentivado, também foi considerado na análise determinística, que o preço de venda de energia que a usina comercializaria fechando contratos de um ano, ao longo dos 20 anos também seria de R\$ 177,47/MWh. Esse valor foi adotado para acompanhar o valor de mercado indicado pelo preço médio do leilão de fontes alternativas de 2015.

Entretanto, segundo o Anuário de Energia Eólica 2014/2015 (2014), o preço de mercado da energia gerada pelos ventos tem variado entre R\$140 a R\$150 por MWh nos últimos anos, mas também tem chegado a patamares de R\$180,00/MWh para alguns projetos. Isso indica que o valor atual dos leilões, em R\$177,47/MWh está dentro da realidade de

mercado, mas possíveis variações no preço de mercado serão considerados na análise estocástica, para a comercialização no ACL, e será apresentada mais adiante.

Em relação ao cálculo do fator de capacidade, foi utilizada a fórmula indicada pela Equação 13. Considerando-se os seguintes valores para as variáveis: densidade do ar (ρ) = 1,225 kg/m³ (densidade atmosférica normal); área varrida pela hélice do rotor (A_r) = 5.278,34 m, calculado a partir do diâmetro do rotor (82 m); velocidade média do vento (v) = 8,5 m/s e coeficiente aerodinâmico médio do rotor (C_p), já considerando as perdas de rendimento = 0,466. A velocidade média considerada e aplicada na Equação 13 para a realização do cálculo da Garantia Física de 8,5m/s, foi determinada através do Atlas Eólico da Bahia.

De acordo com Custódio (2013), o C_p de uma turbina eólica varia de acordo com a velocidade do vento. Portanto, a fim de encontrar o valor do C_p , foi calculada uma regressão cúbica pelo software Minitab®, para obter o valor do C_p em função da velocidade de vento. A equação de regressão foi elaborada a partir dos dados de C_p , do modelo de aerogerador produzido pelo fabricante alemão para 25 velocidades de vento (de 0 a 25 m/s). Na Tabela 5.1 estão os dados do C_p dos aerogeradores para cada velocidade de vento.

Com a análise de regressão foi possível obter a Equação 18, que correlaciona as variáveis C_p e velocidade de ventos. Sendo que baseado em Hair Jr.(2014), a regressão apresentou um ótimo ajuste ($R^2_{adj} = 94,3\%$).

$$C_p = -0,0725 + 0,16v - 0,014v^2 + 0,000316v^3 \quad (18)$$

Após ser elaborada a regressão, foi realizado o cálculo da potência da Usina Eólica, a partir da Equação 13, e logo em seguida foram descontadas as perdas por indisponibilidade e perdas técnicas na linha de transmissão. As perdas por indisponibilidade correspondem a 3% da potência encontrada na Equação 13, já as perdas na linha de transmissão equivalem a 4% da mesma potência, ambos os valores são baseados nos dados do Atlas Eólico da Bahia e no Manual de Avaliação de Empreendimentos Eólico-Elétricos, da COPEL (2007). Vale ressaltar, que o valor da garantia física da usina em análise, ao ser comparado com diversas *proxies*, está no mesmo patamar das usinas contratadas nos últimos certames realizados no Brasil entre 2013 a 2015, no estado da Bahia.

Portanto, aplicando os valores considerados na fórmula da energia potencial eólica, descrita pela Equação 1, descontando as perdas por indisponibilidade e na linha de transmissão, foi obtida uma garantia física de 13,0 MW, o que caracteriza um fator de

capacidade de aproximadamente 48% para a usina eólica considerada na análise de investimento. Vale ressaltar, que a garantia física encontrada foi comparada com projetos vencedores dos últimos leilões realizados no Brasil, cujas informações estão disponíveis no site da CCEE e apresentou um valor próximo da realidade desses empreendimentos.

Tabela 5.1- Dados utilizados para a análise de regressão cúbica C_p x velocidade de ventos.

C_p	Velocidade Vento	Velocidade Vento ²	Velocidade Vento ³
0	0	0	0
0	1	1	1
0,12	2	4	8
0,29	3	9	27
0,4	4	16	64
0,43	5	25	125
0,46	6	36	216
0,48	7	49	343
0,49	8	64	512
0,5	9	81	729
0,49	10	100	1000
0,42	11	121	1331
0,35	12	144	1728
0,29	13	169	2197
0,23	14	196	2744
0,19	15	225	3375
0,15	16	256	4096
0,13	17	289	4913
0,11	18	324	5832
0,09	19	361	6859
0,08	20	400	8000
0,07	21	441	9261
0,06	22	484	10648
0,05	23	529	12167
0,05	24	576	13824
0,04	25	625	15625

Após encontrar a garantia física do empreendimento, foi possível calcular a receita bruta de venda de energia da usina, multiplicando o preço de venda de energia (R\$177,47/MWh), as horas de funcionamento por ano (8760 horas) e a garantia física encontrada (13 MW). Com esse cálculo foi obtida a receita bruta equivalente a R\$ 20.226.560,22 para análise determinística da usina eólica, tanto no ACR, quanto no ACL.

5.1.3 Deduções sobre a receita bruta

Sobre a receita bruta incidem dois impostos federais e levou-se em consideração para as alíquotas do regime de lucro real, o PIS (Programa de Integração Social), cuja alíquota corresponde a 1,65% e o Cofins (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social), com alíquota de 7,60%, totalizando os dois juntos uma dedução de 9,25% sobre a receita bruta.

Na análise feita para o projeto sendo tributado pelo regime de lucro presumido, as alíquotas foram compatíveis as equivalentes para esse regime, sendo de 3% para o Cofins e 0,65% para o PIS.

5.1.4 Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST)

A Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST) é um encargo cobrado sobre os agentes conectados nos sistemas elétricos de transmissão. No caso da usina em análise, foi considerado que ela estaria conectada diretamente ao sistema de transmissão. Entretanto, muitas geradoras por não estarem próximas a rede básica, se conectam ao sistema elétrico de uma concessionária de distribuição. No caso dessas usinas geradoras o encargo é caracterizado pela Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD).

Portanto, considerou-se que a usina estaria diretamente ligada em um sistema de transmissão próximo de um complexo de usinas localizadas no estado da Bahia, cuja TUST corresponde a 5,35 R\$ por kW de potência nominal instalada. No caso dessa usina, por se tratar de um empreendimento de geração com base em fonte eólica, com potência injetada no sistema de transmissão menor ou igual a 30.000 kW, existe o direito a um desconto de 50% sobre o valor da tarifa, ocasionando um valor final de R\$ 2,675 por kW de potência nominal instalada. O valor real da TUST pago anualmente, no caso desta usina, será de R\$ 80.250,00.

5.1.5 Imposto de Renda sobre Pessoa Jurídica (IRPJ) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL)

Conforme a Receita Federal do Brasil, em relação ao imposto de renda sobre pessoa jurídica (IRPJ) no lucro real, sua tributação é realizada por uma alíquota de 15% sobre o lucro tributável das empresas. Para lucros tributáveis que superam o valor de R\$ 240.000,00 é aplicada uma alíquota de 10% sobre o lucro que excede este limite. A contribuição social sobre o lucro líquido (CSLL) também incide sobre o lucro tributável e sua alíquota corresponde a 9% sobre esta base de cálculo.

Considerou-se nesse trabalho a análise de investimento da usina eólica feita separadamente, tanto para o regime de tributação em lucro real quanto para o lucro presumido, visto que existe a possibilidade de cada empreendimento de geração constituir uma Sociedade de Propósito Específico (SPE) quando o limite de receita bruta de R\$ 78.000.000,00 ao ano não é ultrapassado e por isso poderia ocorrer a possibilidade dos fluxos de caixa do empreendimento serem tributados pelo lucro presumido.

Levando em consideração o regime de tributação em lucro real, depreende-se que o lucro tributável da empresa supera o valor R\$ 240.000,00, portanto a alíquota de IR que irá incidir sobre esse novo projeto será o montante de 25%, somando-se com a alíquota de 9% da CSLL a alíquota total que incidirá sobre o lucro tributável será de 34%, considerado na análise do projeto sendo tributo pelo regime de lucro real.

Já para as análises realizadas considerando a tributação do projeto no ACR e no ACL feita pelo regime de lucro presumido, as alíquotas consideradas foram as compatíveis para esse regime. Os impostos e alíquotas efetivamente pagos nesse regime de tributação são: alíquota de 15% para o IR, aplicada sobre a base de cálculo que corresponde a 8% da receita bruta total e alíquota de 9% para o CSLL, aplicada sobre a base de cálculo de 12% da receita bruta total.

5.1.6 Encargos setoriais

Além da TUST, tarifa paga para ter acesso à rede básica de transmissão, existe mais três encargos setoriais a serem pagos pelo empreendedor da usina eólica. Dentre eles estão primeiramente, a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE), encargo pago por todos agentes do setor elétrico brasileiro para remunerar os serviços prestados pela

ANEEL. Segundo a ANEEL (2013), o cálculo para determinar a quantia referente a TFSEE para os agentes de geração pode ser determinada a partir da seguinte Equação 19:

$$TFSEE = 0,4\% \times BETU \times P \quad (19)$$

Sendo:

TFSEE = valor anual da taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica, expresso em reais (R\$);

BETU = benefício econômico típico unitário – valor típico médio do benefício anual decorrente da exploração da atividade de geração e comercialização de energia, expresso em R\$/kW;

P = potência nominal da usina em kW.

O valor do benefício econômico anual ou BETU utilizado foi o divulgado no despacho nº76, de 15 de janeiro de 2015 pela ANEEL (2015), equivalente a R\$ 578,86. A potência nominal da usina em kW é igual a 30.000 kW (30 MW x 1.000). Dessa forma o valor real da TFSEE a ser paga pelo empreendedor é igual a R\$ 69.463,20.

Os outros dois encargos se relacionam a taxa paga ao ONS e a taxa paga a CCEE, que são tributos pagos para cobrir os custos relacionados às atividades dessas duas organizações. Para obter o valor referente a esses dois encargos, foram coletados os dados referentes a toda contribuição dos agentes geradores para o mercado em MWh no ano de 2014, correspondente a 751.736 MWh, os orçamentos da CCEE (R\$ 144.500.000,00) para 2014 e do ONS para o período de um ano (R\$ 507.301.000), no caso do ONS o orçamento considerado foi do período de julho 2013 até junho de 2014. Na análise em questão, o valor real equivalente à soma dessas duas taxas pagas pelo empreendedor em todos os períodos corresponde a R\$ 11.419,71.

Dividindo o orçamento das instituições pelo MWh gerado em um ano pelo mercado, ou seja, 751.736 MWh, os valores obtidos para cada taxa foram de 0,08 R\$/MWh para a taxa ONS e de R\$ 0,02 R\$/MWh aproximadamente, sendo que as duas taxas somadas correspondem a R\$ 0,10 R\$/MWh que deve ser gerado com base na garantia física da usina.

5.1.7 Custos de operação e manutenção, despesas gerais administrativas e despesas com seguros

Os custos de operação e manutenção (O&M) abrangem os custos de manutenção corretiva não programada, manutenções preventivas programadas e revisões gerais e

substituição de subsistemas que podem ser previamente agendadas (COPEL, 2007). Para este item, também foi utilizada a referência de cálculo do Manual da COPEL (2007), que indica que os custos O&M correspondem a um percentual de 12% da receita bruta da usina.

A mesma referência indica que nessa base de cálculo para os custos O&M estão englobados gastos com pessoal, administrativo e gerencial. Entretanto, após a consulta a um formulário de concepção de um projeto para o MDL, referente a duas *proxies* de usinas eólicas com características similares a da análise e divulgada pelo *United Nations Framework Convention on Climate Change – UNFCCC* (2012), foi constatado que as despesas gerais e administrativas estão em torno de 48% do total de custos de O&M calculados por meio da referência da COPEL (2007).

Portanto, após ser calculado o custo de O&M foram obtidos os valores das despesas gerais e administrativas separadamente, multiplicando o total de custos O&M pelo percentual de 48%, assim as despesas gerais e administrativas foram desvinculadas dos custos O&M. Também foi considerada na análise de investimento uma recorrente prática de mercado de muitos fabricantes de aerogeradores, em oferecer dois anos de serviços de manutenção gratuitos para os empreendedores que realizam a aquisição desses aerogeradores. Portanto, o valor real calculado para os custos O&M do período 3 ao período 20 equivale a R\$ 1.264.633,66 e as despesas gerais e administrativas calculadas foram de R\$ 1.167.353,87.

Em relação às despesas de seguro da usina, segundo o manual da COPEL (2007) essas despesas correspondem a 0,3% do investimento realizado na usina, sendo esse o patamar considerado na análise em questão para esta saída de caixa. O valor real obtido para a despesa com seguro para a usina eólica em questão foi de R\$ 360.000,00 ao ano.

5.1.8 Custo de arrendamento

Existe um custo correspondente ao arrendamento da propriedade onde a usina eólica é instalada. De acordo com o Manual de Avaliação Técnico-Econômica dos Empreendimentos Eólico-Elétricos, da COPEL (2007), esse custo equivale a 1% da receita bruta da usina de cada período, considerou-se, portanto, esse percentual de 1% sobre toda receita fixa bruta derivada da venda de energia elétrica pela usina. O manual da COPEL (2007) ressalta que para firmar o contrato de arrendamento é de suma importância o bom relacionamento com o proprietário do local, deixando claro todas as características do negócio e os benefícios que a usina poderá

trazer não apenas para ele, mas para toda a região onde estará localizada. O valor real do arrendamento calculado e considerado para todos os períodos é de R\$ 202.665,60.

5.1.9 Financiamento

Em relação ao financiamento obtido junto ao BNDES, o valor da alavancagem, ou seja, do investimento financiado pelo BNDES corresponde a 70% do total, percentual máximo liberado para projetos de geração de energia eólica, de acordo com as condições de financiamento para o ano de 2015. O sistema de amortização adotado pelo BNDES para esse tipo de investimento é o SAC, com carência de 6 meses e prazo de amortização de 17 anos. As taxas consideradas obedecem a recomendação da nota técnica nº27/2015 da ANEEL (2015) e as condições oferecidas pelo BNDES para projetos de geração de energia eólica em 2015, sendo a TJLP 5,5%, a remuneração básica do BNDES 1,2% e a taxa de risco de crédito de 2,87%. Com isso a taxa de juros nominal corresponde a 9,57%, sendo que após ser descontada a inflação de 5,6% foi obtida a taxa de juros real igual a 3,76%. A fórmula para o cálculo da taxa real de juros é ilustrada na Equação 20, logo abaixo:

$$j_r = \frac{(1+j_n)}{(1+\tau)} - 1 \quad (20)$$

Sendo que:

j_n = taxa de juros nominal;

j_r = taxa de juros real;

τ = taxa de inflação considerada.

5.1.10 Valor terminal da usina eólica

Apesar de ao final dos vinte anos de contrato de energia a usina eólica estar completamente depreciada, considerar um valor terminal igual à zero significa supor que a usina irá encerrar suas operações e também menosprezar a infraestrutura construída com as obras civis e o projeto.

Portanto, para evitar uma suposição bastante conservadora ao estabelecer um valor terminal igual à zero, foi considerada uma suposição em que o empreendedor podia vencer outro leilão após vinte anos ou renovar o contrato de venda a 99 R\$/MWh, valor na faixa do menor valor médio de mercado considerado coerente com o que a energia eólica já teve no Brasil, fato ocorrido em um leilão realizado em agosto de 2011. Desta forma, considerou-se a

continuidade da usina em operação, porém fechando um novo contrato em um cenário com um preço mais baixo.

A partir desse valor de venda da energia foi elaborado um novo fluxo de caixa tributado pelo lucro real para os vinte anos seguintes, considerando o mesmo patamar de valores para as demais premissas, sendo que o investimento correspondendo apenas à compra de novos aerogeradores, com valor equivalente a 70%, do valor médio indicado por Custódio (2013) para o investimento em uma usina eólica no Brasil, ou seja, R\$ 84.000.000,00. Também se considerou a compra dos aerogeradores novos sendo financiada em 70% pelo BNDES, em seguida foi descontado o fluxo de caixa elaborado e calculado o VPL do projeto nos 20 anos seguintes, a partir desse valor somou-se ao VPL encontrado o fluxo de caixa da usina na perpetuidade, considerando um crescimento nulo do último ano analisado adiante, que foi calculado a partir da fórmula ilustrada pela Equação 21:

$$VF_{CP} = \frac{FC_{upa}}{i-g} \quad (21)$$

Sendo,

VF_{CP} = valor do fluxo de caixa na perpetuidade

FC_{upa} = fluxo de caixa no último período analisado

i = taxa mínima de atratividade

g = crescimento perpétuo considerado após o último ano

Na elaboração do fluxo de caixa que auxiliou no cálculo do valor terminal da usina, as bases de cálculo utilizadas para os impostos foram as mesmas da tributação através do lucro real e a depreciação foi a mesma de 5% para o investimento, idêntico a análise dos primeiros vinte anos. Em relação aos custos envolvidos com encargos setoriais, arrendamento e custos O&M, adotou-se um percentual de 1,7% em relação à receita nos dois primeiros anos e 8% do terceiro ao vigésimo ano, baseado nos patamares de percentuais correspondentes a receita do fluxo de caixa calculado para os primeiros vinte anos. Já em relação às somas das despesas com seguros e despesas gerais e administrativas foi adotada a mesma base, e o percentual correspondente à receita foi de 7,5%.

Após ser feito o cálculo a partir da fórmula acima e somar o valor do fluxo de caixa na perpetuidade com o VPL encontrado para a usina nos 20 anos seguintes, foi obtido o valor terminal da usina em análise que equivale a R\$ 3.398.610,10.

5.1.11 Receita advinda da comercialização de crédito de carbono em caso de participação no MDL

Conforme foi visto na seção 4.1.2 foi considerado um cenário em que o projeto de geração de energia eólica estaria inserido no MDL, possibilitando ao empreendedor a comercialização de créditos de carbono ao longo dos 10 primeiros anos.

Para o cálculo da receita obtida através da comercialização dos créditos de carbono, utilizou-se a o cálculo ilustrado na Equação 5 e foram coletados os preços da tonelada de CO₂ no mercado europeu, entre os dias 12/05/2015 a 12/06/2015 e calculou-se uma média dos preços nesse período, sendo a média € 7,46, para a conversão em real adotou-se a cotação de R\$ 3,40 cada euro, com isso o preço médio da tonelada de CO₂ considerada foi de R\$ 25,38.

Para a determinação da redução certificada de emissão de CO₂, resultante do produto da energia anual gerada pela usina com o fator de emissão de carbono pela geração elétrica no SIN, os valores adotados foram de 114.197,11 MWh (garantia física x horas de funcionamento da usina por ano) para a energia anual gerada e o fator de emissão equivalente a 0,1355 tCO₂/MWh, que foi o fator médio anual do ano de 2014, segundo o MCIT (2015). Com isso, considerou-se para a redução de emissão de CO₂ certificada a quantidade de 15.473,71 toneladas de CO₂. Este valor multiplicado pelo preço de tonelada de CO₂ de R\$ 25,38 resultou em uma receita de R\$ 392.475,12.

Como já foi possível notar, a redução de emissão de CO₂ certificada ultrapassou o valor de 15.000 toneladas, sendo assim, para o cálculo da despesa com a taxa de registro paga anualmente foi utilizada a fórmula da Equação 6.2 para o cálculo dessa saída de caixa. Foi considerada a cotação de R\$ 3,00 o dólar nesse cálculo, e dessa forma obteve-se que para as 15.000 primeiras toneladas de carbono foram cobrados 0,30 R\$/ton, já para a quantidade excedente as 15.000 toneladas (473,71 toneladas) foram cobrados 0,60 R\$/ton. Com isso, o valor real do total da taxa de registro cobrada resultou em R\$ 4.784,22 por ano.

5.2 Resultados da análise determinística

Após serem coletados todos os dados necessários para a obtenção das variáveis de entrada para fluxo de caixa da usina eólica, foram realizadas as análises determinísticas, tanto para o regime de tributação em lucro real, quanto para o lucro presumido considerando os seguintes cenários: excluindo e incluindo o impacto dos financiamentos; e desconsiderando e considerando a participação do projeto no MDL. Portanto, nessa seção serão apresentados resultados dos três cenários para as análises determinísticas em cada regime de tributação. Pelos resultados são analisadas as influências: do regime de tributação, dos financiamentos e da possibilidade de comercialização de créditos de carbono.

Cumpra salientar, que na análise determinística tanto para o fluxo de caixa da usina no ACR, quanto no ACL foram introduzidos dados de entrada com os mesmos valores, inclusive o preço de venda de energia. Com isso, os resultados obtidos nessa etapa serão idênticos para a usina nos dois ambientes de comercialização, visto que na análise determinística ainda não são inseridas as incertezas referentes ao comportamento do vento no local, que são de suma importância para a geração de energia por parte da usina.

Ao serem coletados os dados para as variáveis necessárias na obtenção das premissas que alimentam o fluxo de caixa foram feitos os cálculos de acordo com as entradas e saídas de caixa indicadas no Quadro 5.1. O resultado final dos embolsos e desembolsos em cada período são os saldos líquidos de fluxo de caixa, os quais foram descontados pela TMA para alcançar o resultado do VPL, conforme indicado pela Equação 1.

Nesse caso como não houve entradas ou desembolsos de caixa na data zero, o cálculo do VPL foi feito apenas descontando os saldos de fluxo de caixa dos períodos 1 ao 20 pela TMA equivalente a 6,99%. Os resultados para as análises determinísticas estão ilustrados na Figura 5.4 para o regime de tributação no lucro real e na Figura 5.5 para o regime de tributação em lucro presumido.

LUCRO REAL	
VPL sem financiamento	-R\$ 25.936.152,52
VPL com financiamento	R\$ 2.753.595,67
VPL com financiamento e MDL	R\$ 4.259.225,97

Figura 5.4- Resultados dos VPLs para os três cenários no regime de tributação em lucro real.

LUCRO PRESUMIDO	
VPL sem financiamento	R\$ 12.732.652,98
VPL com financiamento	R\$ 35.587.656,89
VPL com financiamento e MDL	R\$ 37.804.776,14

Figura 5.5- Resultados dos VPLs para os três cenários no regime de tributação em lucro presumido.

Inicialmente, nota-se diferença significativa para os resultados de VPL nos diferentes regimes de tributação. Com o fluxo de caixa sendo tributado sobre o lucro presumido, o resultado do VPL foi positivo mesmo sem a influência dos financiamentos.

Esses resultados mostram, que caso o investidor consiga o direito em optar pelo lucro presumido terá significativos aumentos em seus retornos, quase triplicando o retorno quando se considera o apoio dos financiamentos junto ao BNDES, além disso, ocorre um sensível incremento no VPL, com a participação do projeto no MDL.

Em relação aos resultados para o regime de tributação sobre o lucro real, os financiamentos foram decisivos para tornar o investimento viável, tornando o resultado do VPL positivo. Diante desses cenários, nota-se que os financiamentos possuem grande importância para os investidores nesse setor, pois em um mercado em que o custo tecnológico é incerto ao longo dos anos, assim como os preços de vendas, as linhas de financiamento capazes de apoiar o empreendedor são fundamentais para fornecer maior segurança financeira para projetos de geração em FER, que ainda estão buscando maior inserção na matriz energética brasileira.

A participação do projeto no MDL, assim como na situação do fluxo de caixa tributado pelo lucro presumido, também trouxe um acréscimo de ganhos para o investidor. Isso revela que a comercialização de créditos de carbono embora não forneça acréscimos tão significativos no VPL como os financiamentos, pode ser um importante incremento nos retornos de caixa para o empreendedor da usina eólica.

5.3 Resultados da análise de sensibilidade

Depois de serem obtidos os resultados da análise determinística, o passo seguinte foi elaborar uma análise de sensibilidade, tanto para a tributação em lucro real quanto em lucro presumido, para a análise de viabilidade do empreendimento eólico considerando todas as variáveis envolvidas no projeto, inclusive as relacionadas ao MDL, a fim de identificar quais destas variáveis são mais determinantes para viabilização ou não do projeto. Vale ressaltar

que na análise de sensibilidade realizada, ainda não foram incorporadas as incertezas de geração de energia, as liquidações no mercado de curto prazo.

Optou-se em realizar a análise de sensibilidade para o projeto, considerando a possibilidade de participação no MDL, pois o fluxo de caixa do projeto como sendo participante do MDL possui as mesmas premissas do fluxo de caixa sem considerar a participação no MDL, acrescentando apenas as premissas relacionadas à comercialização de créditos de carbono.

Para a realização da análise de sensibilidade considerou-se uma variação de 10% abaixo e 10% acima do valor original das seguintes variáveis: velocidade média de ventos no local para cálculo da garantia física, preço de venda da energia, investimentos, custos O&M, valor residual, TUST, arrendamento, perdas na transmissão, perdas por indisponibilidade, seguros, despesas administrativas, benefício econômico, montante do total de valor pago em encargos ao ONS e a CCEE, preço da tonelada de carbono e fator emissão.

Os resultados obtidos com a realização da análise de sensibilidade estão ilustrados na Figura 5.6 e 5.7. Pelas Figuras 5.6 e 5.7 referentes à análise de sensibilidade, constata-se que as variáveis mais significativas, sem considerar as incertezas de geração que serão vistas adiante, para os resultados de VPL do projeto são a velocidade de ventos no local, o preço da energia e o desembolso relacionado ao investimento. A variável velocidade de vento é relevante para o cálculo da Garantia Física de energia assegurada pelo produtor que irá servir de base para oferta de energia a ser comercializada, com isso nota-se a importância do rigor das medições anemométricas para o cálculo da Garantia Física, pois em caso de um cálculo fora da realidade do empreendimento o produtor poderá ter maior exposição no MCP, o que poderá acarretar em muitas perdas ou em ganhos desproporcionais, causando desequilíbrios no mercado de energia elétrica.

Vale ressaltar, que exceto essas três variáveis, as outras variáveis não ocasionaram mais do que 3% de variação do VPL encontrado na análise determinística. Sendo assim na SMC serão consideradas as incertezas nessas três variáveis e nas demais variáveis relacionadas à geração de energia, liquidação no mercado de curto prazo. Também se optou em incorporar a incerteza na variável referente ao preço da tonelada de carbono, pois esse valor varia diariamente e considerar a incerteza envolvida nessa variável torna os resultados da análise de investimento mais próxima do que ocorre na realidade.

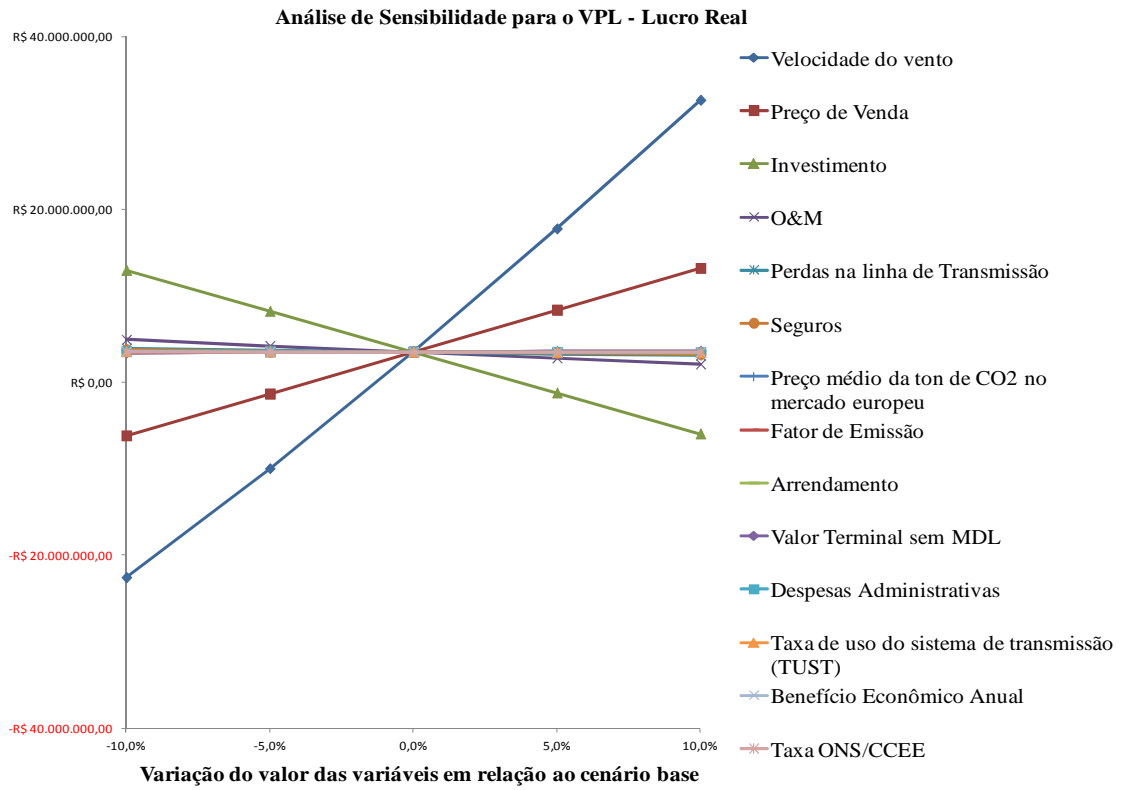


Figura 5.6- Resultados da análise de sensibilidade considerando a tributação em lucro real

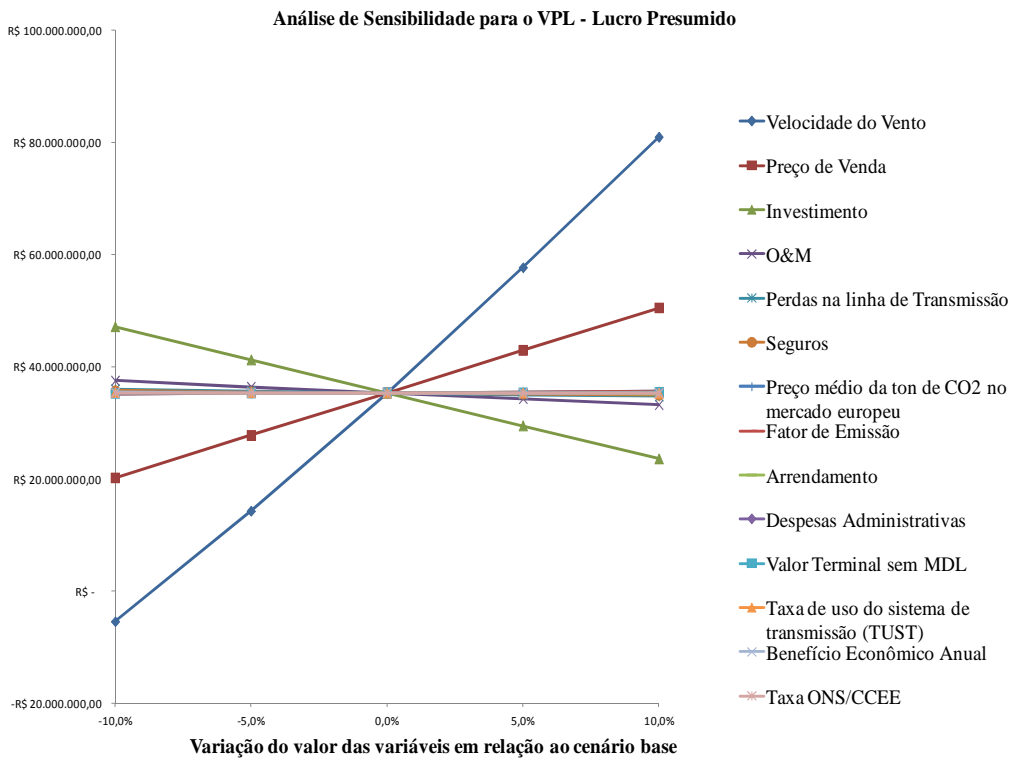


Figura 5.7- Resultados da análise de sensibilidade considerando a tributação em lucro presumido

5.4 Resultados da análise estocástica com as incertezas de geração de energia

5.4.1 Incorporação de incertezas por meio das distribuições de probabilidade para o valor das variáveis

Conforme mencionado na subseção anterior, na realização da SMC foram incorporadas as incertezas, com aplicação das distribuições de probabilidades, nas variáveis mais sensíveis para os resultados de VPL, no preço da tonelada de carbono e também para as variáveis relacionadas às incertezas de geração mensal de energia da usina, como o perfil da velocidade dos ventos em cada mês e as exposições no MCP, cujas incertezas são representadas pelos valores do PLD mensal ou pelo Valor Anual de Referência, a Figura 5.8 ilustra variáveis nas quais foram incorporadas as incertezas para a geração dos resultados de VPL e os principais fatores que causam incertezas em relação a essas variáveis. Entretanto, no caso da análise estocástica por meio da SMC, existem diferenças significativas entre as incertezas envolvidas em cada ambiente de comercialização.

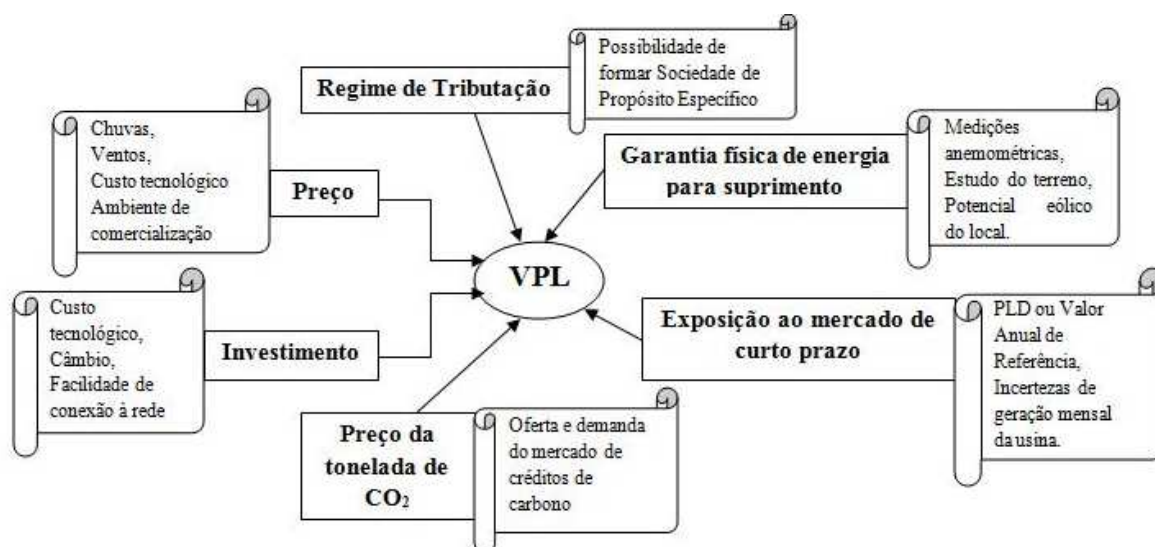


Figura 5.8- Variáveis com presença de incertezas e principais causas

No ambiente incentivado, ACR, o produtor tem a certeza de um contrato longo, o qual é estabelecido um preço fixo de venda de energia, por uma quantidade de energia conhecida equivalente a garantia física multiplicada pelas 8760 horas de geração ao ano. Portanto, além das velocidades mensais de ventos, valor mensal do PLD e valor anual de referência, que são as variáveis diretamente ligadas às incertezas de geração mensal de energia, foi considerado

apenas a incerteza em relação ao investimento dentre as variáveis identificadas na análise de sensibilidade.

Para atribuir uma distribuição para a variável referente ao preço da tonelada de carbono, foi feito um teste estatístico da amostra coletada, com o software *Crystal Ball*®, em um dos laboratórios da Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI). O resultado indicou a aceitação da distribuição normal, que foi adotada por ser a distribuição mais conhecida dentre as melhores ranqueadas pelo software, os parâmetros referentes a essa distribuição (média e desvio padrão) são expostos na Tabela 5.2, cumpre esclarecer que esses parâmetros foram utilizados tanto para as análises na situação do ACR, quanto do ACL.

Tabela 5.2- Parâmetro da distribuição utilizada para o preço da tonelada de carbono

Variável	Distribuição
Preço da tonelada de carbono (R\$/tonCO ₂)	Normal (7,46;0,15)

Para as variáveis relacionadas à geração de energia e a exposição no MCP, visto que tanto no ACR quanto no ACL o produtor está exposto a esses riscos, as distribuições e parâmetros adotados foram idênticas para as duas situações. Foram adotadas distribuições Weibull para o comportamento da velocidade dos ventos em cada mês, incorporando dessa forma as incertezas em relação à velocidade de vento de acordo com a sazonalidade.

O parâmetro utilizado para o fator de forma (k) da distribuição Weibull foi de 2,41, equivalente ao menor valor com duas casas decimais dentro do intervalo de $2,4 < k < 3,7$ indicado pelo relatório de acompanhamento das medições anemométricas da EPE (2013b) para o estado da Bahia. Optou-se em utilizar o menor parâmetro possível com duas casas decimais, pois quanto menor for o fator de forma (k) mais conservadora será análise.

Com o fator de forma (k) coletado, foi consultado o valor da função Gamma (Γ) em função dos argumentos $\left(1 + \frac{1}{k}\right)$ na tabela fornecida por Custódio (2013), a qual forneceu o valor de 0,887 para a função Gamma (Γ), quando o valor de k é igual a 2,41. Através da velocidade média mensal de vento obtida na série anemométrica da base de dados disponível no site da EPE e do valor da função Gamma (Γ), foi calculado o fator de escala (c) para a distribuição mensal da velocidade de ventos em cada mês.

A Tabela 5.3 informa todos os fatores de escala (c) atribuídos como parâmetros da função Weibull para o comportamento da velocidade do vento, em cada mês do ano (Janeiro a

Dezembro), e que será atribuído em particular de cada um dos 240 meses, ao longo dos 20 anos considerados no horizonte de planejamento da análise do investimento.

Após serem definidos os parâmetros da distribuição Weibull, compatíveis com o comportamento sazonal dos ventos para cada mês do ano foi possível calcular as frequências dos ventos, de acordo com a Equação 10, utilizada para o cálculo da produção de energia, indicada pela Equação 16.

Tabela 5.3- Parâmetros da distribuição Weibull usados na SMC para o cálculo da frequência de vento em cada mês do ano

Mês do ano em que se analisa a frequência de vento	Parâmetros da distribuição Weibull (fator de escala; fator de forma)
Janeiro	(9,44; 2,41)
Fevereiro	(10,33; 2,41)
Março	(10,22; 2,41)
Abril	(8,90; 2,41)
Maio	(9,74; 2,41)
Junho	(10,45; 2,41)
Julho	(11,14; 2,41)
Agosto	(11,60; 2,41)
Setembro	(11,36; 2,41)
Outubro	(11,00; 2,41)
Novembro	(8,36; 2,41)
Dezembro	(7,94; 2,41)

O cálculo da produção de energia em cada mês feita com diversas rodadas de simulação foi comparado com a energia negociada em contrato (tanto na situação do ACR, quanto do ACL). Foram calculadas as diferenças entre o que deveria ter sido fornecido com o que foi gerado pela usina em cada mês. Essa diferença seja ela maior ou menor do que deveria ter sido gerado foi considerada como liquidada no MCP, com o valor da diferença multiplicado pelo maior valor entre o PLD e o Valor Anual de Referência. As Equações 21 e 22 ilustram o cálculo da energia liquidada no MCP para a situação da usina comercializando no ACR e no ACL, respectivamente. Cabe deixar claro que foi considerada a demora de dois meses que ocorre para a diferença da geração de determinado mês ser liquidada.

$$EL_{MCP} = |GF - PE| \times \text{máx}(PLD; VR) \quad (21)$$

Sendo que:

EL_{MCP} = energia liquidada no mercado de curto prazo

GF = garantia física

PE = energia produzida no período mensal

PLD = valor do PLD médio mensal

VR = valor anual de referência

$$EL_{MCP} = |EC - PE| \times \text{máx}(PLD; VR) \quad (22)$$

Sendo que:

EC = total de energia contratada

Cumprе destacar que na SMC foram atribuídas distribuições de probabilidades, também para os valores do PLD mensal e para o Valor Anual de Referência. Para o PLD mensal foram coletados os valores médios mensais de PLD do período de junho de 2008 a abril de 2015, com essa amostra foi feito um teste estatístico com o software *Crystal Ball*®, para identificar a distribuição mais adequada para ser aplicada na SMC. Cabe ressaltar, que foram incluídas correlações existentes entre o PLD de um mês para com o PLD do mês anterior, as correlações foram calculadas pelo do software *Minitab*®. Na Tabela 5.4 estão indicadas as correlações entre os PLDs mensais com o PLD do mês anterior.

Tabela 5.4- Correlação entre o PLD do mês corrente com o PLD do mês anterior

Mês observado (Mês Anterior)	Correlação do PLD do mês com o PLD do mês anterior
Janeiro (Dezembro)	0,43
Fevereiro (Janeiro)	0,63
Março (Fevereiro)	0,96
Abril (Março)	0,97
Maio (Abril)	0,98
Junho (Maio)	0,98
Julho (Junho)	0,95
Agosto (Julho)	0,98
Setembro (Agosto)	0,97
Outubro (Setembro)	0,98
Novembro (Outubro)	0,98
Dezembro (Novembro)	0,99

Em relação ao Valor Anual de Referência, foram consultados os valores anuais, nos períodos de 2008 a 2016, definidos pela ANEEL e que são divulgados em despachos oficiais e nos endereços eletrônicos da ANEEL e da CCEE. Foi observado que o menor Valor Anual de Referência durante o período de 2008 a 2016, foi o de R\$ 80,61/MWh adotado para o ano de 2015, já o maior valor foi de R\$ 135,38/MWh adotado para os anos de 2011 e 2012. Portanto, para o Valor Anual de Referência foi considerada uma distribuição triangular para a SMC, sendo o parâmetro mínimo o valor de R\$ 80,00/MWh, o mais provável R\$ 120,00/MWh, próximo da média dos valores no período observado, e o valor máximo de R\$ 150 R\$/MWh, próximo ao maior valor observado no período. Na Tabela 5.5 estão elencadas as distribuições e os respectivos parâmetros adotados para o PLD mensal e o Valor Anual de Referência.

Tabela 5.5- Distribuição de Probabilidade e parâmetros para o PLD Mensal e Valor Anual de Referência adotados na SMC.

Variável	Distribuição de Probabilidade
PLD Mensal	Gama (12,20;416,16;0,4662)
Valor Anual de Referência	Triangular (80; 120;150)

As incertezas em relação ao valor do investimento são representadas por uma distribuição triangular, o qual a soma do valor gasto no primeiro e segundo ano da análise, varia entre R\$ 100.000.000,00 a R\$ 190.000.000,00, sendo o valor mais provável na distribuição equivalente a R\$ 146.921.100,00. Na Tabela 5.6 estão resumidas a distribuição e os parâmetros adotados para os valores de investimentos na usina no caso de comercialização da energia no ACR. Esse patamar de valores é baseado na faixa de valores dos investimentos dos empreendimentos eólicos com potência de 30 MW vencedores dos leilões realizados no Brasil, entre 2013 e 2015, cujos valores estão disponíveis no endereço eletrônico da CCEE.

Tabela 5.6- Distribuição de probabilidade para o valor do investimento da usina no ACR

Variável	Distribuição
Total do investimento da usina, em caso de comercialização no ACR	Triangular (100.000.000; 146.921.100; 190.000.000)

Na situação referente ao ACL, o empreendedor é exposto a uma série de circunstâncias diferentes do ambiente regulado. No ACL, os contratos são livremente negociados entre os compradores e vendedores, com isso tanto preço, prazo de contrato e a quantidade de energia contratada, limitada no máximo até a garantia física do empreendimento, dependem do que será acordado entre as partes, o que gera maiores incertezas para o fluxo de caixa do investidor.

Devido ao fato de que no ACL os prazos os quais os contratos podem ser confeccionados são inúmeros, considerou-se na análise apenas a situação em que o empreendedor irá negociar a venda de energia no prazo de um ano com os compradores, durante os vinte anos de análise do fluxo de caixa.

Já na variável referente ao preço da energia, foi considerada a incerteza envolvida no valor que poderia ser negociado entre o vendedor e o comprador a cada ano em que se negociam os contratos. Considerou-se que as incertezas em relação a esse preço seguiam comportamento semelhante a variação do PLD, visto que a formação de preço no ACL está diretamente ligada ao PLD. Visto que os preços de venda da energia no ACL são geralmente mantidos em sigilo, a distribuição atribuída também foi a mesma do PLD mensal, indicada na Tabela 5.5, que possui uma série mais robusta para identificar o perfil da distribuição do PLD,

do que a série de PLD médio anual que contém apenas onze valores (médias de 2003 a 2014), quantidade insuficiente para identificar um perfil de distribuição.

Para as possibilidades em relação à energia ofertada foi considerada a alternativa de o produtor negociar uma quantidade de energia abaixo da garantia física, mas nunca acima dela para não descumprir as normas de comercialização e se sujeitar a penalidades. Foi adotada também uma distribuição triangular para essa variável, sendo a menor potência comercializada, com um valor 10% abaixo da energia correspondente à garantia física e equivalente, ou seja, 11,7 MW e os valores mais prováveis e também máximo igual à garantia física de 13 MW. Na Tabela 5.7 consta a distribuição adotada e os respectivos parâmetros para a quantidade de energia ofertada pelo produtor no ACL.

Tabela 5.7- Distribuição de probabilidade para a quantidade de energia vendida no ACL

Variável	Distribuição
Quantidade da energia ofertada no ACL	Triangular (11,7; 13;13)

No caso de a usina ser construída para comercializar energia no ACL, pode ocorrer maior dificuldade para a usina ser conectada ao sistema de transmissão, isso abre a possibilidade de o investimento na conexão à rede elétrica ser maior do que para uma usina contratada no mercado regulado (DALBEM, GOMES e BRANDÃO, 2014). Devido a essa razão, foi considerada a possibilidade de a soma de gasto total correspondente ao investimento atingir um valor maior do que no ACR. Sendo assim, também adotou-se uma distribuição triangular, com parâmetros diferentes do ACR e considerou-se que o investimento na conexão à rede poderia chegar ao dobro do que uma usina no ACR gastaria. Os parâmetros dessa distribuição são: valor mínimo de R\$ 112.000.000,00, mais provável de R\$ 146.921.100,00 e o valor máximo podendo atingir R\$ 202.000.000,00.

Tabela 5.8- Distribuição de probabilidade para o valor do investimento na usina no ACL

Variável	Distribuição
Total do investimento da usina, em caso de comercialização no ACL	Triangular (112.000.000;146.921.100;202.000.000)

5.4.2 Resultados da análise estocástica

Foram incorporados os parâmetros referentes a cada distribuição de probabilidade nas variáveis que envolvem incertezas, para os fluxos de caixa que já incluem o financiamento junto ao BNDES, tanto na análise para a comercialização no ACR, quanto no ACL, para os fluxos tributados pelos dois tipos de regimes (lucro real e lucro presumido) e também considerando ou não a participação do empreendimento no MDL. Em seguida rodou-se 1.000 previsões na SMC, para os resultados de VPL em cada uma das situações e com isso foram obtidos os percentuais de VPL maior que zero, que indica a probabilidade de o projeto ser viável para cada caso.

Na Tabela 5.9 estão resumidos os resultados de VPL esperado ($E(VPL)$), desvio-padrão do VPL ($\rho(VPL)$) e probabilidade de o projeto ser viável em todos os cenários analisados para os fluxos de caixa tributados pelo lucro presumido. Já na Tabela 5.10 constam os mesmos resultados, considerando as mesmas possibilidades analisadas de comercialização e participação no MDL feita para os cenários com o regime de tributação por lucro presumido, porém nesse caso com o regime de tributação sendo pelo lucro real.

Os resultados indicados nas Tabelas 5.9 e 5.10 revelam uma probabilidade maior de sucesso no caso de o empreendedor optar pelo regime de tributação em lucro presumido. Na situação analisada para o ACL, por exemplo, a possibilidade de sucesso aumenta consideravelmente, quando se considera esse tipo de tributação. Isso indica que o pagamento de IRPJ/CSLL tem impacto significativo para os ganhos de valor do produtor, o que torna possível constatar que a constituição de uma SPE pode contribuir de maneira significativa para a inserção de empreendimentos de geração eólica, principalmente no ACL.

Também é possível considerar através dos resultados, que o ACR oferece condições que amenizam bastante os riscos do produtor. Os resultados de desvio padrão em proporção menor do que quando considerada a comercialização no ACL, revelam que a volatilidade dos retornos de VPL nesse ambiente se torna reduzida. Quando considerada a tributação pelo lucro presumido, o sucesso do investimento é praticamente certo de acordo com os resultados, sendo a possibilidade de VPL positivo em 98,46%, quando se considera a participação no MDL, além de desvios-padrão muito menores em relação aos cenários no ACL, o que caracteriza um menor risco para o produtor nesse ambiente.

Tabela 5.9- Resultados da probabilidade de o projeto ser viável para as análises no regime de tributação em lucro real

Ambiente de Comercialização	Participação no MDL	E(VPL)	ρ (VPL)	Probabilidade de viabilidade do projeto (%)
Regulado (ACR)	SEM	R\$11.922.738,31	R\$16.553.794,83	77,52%
Regulado (ACR)	COM	R\$14.023.109,66	R\$15.208.605,66	82,01%
Livre (ACL)	SEM	R\$29.857.209,98	R\$44.284.355,81	73,94%
Livre (ACL)	COM	R\$29.855.803,57	R\$44.340.499,06	74,05%

Tabela 5.10- Resultados da probabilidade de o projeto ser viável para as análises no regime de tributação em lucro presumido

Ambiente de Comercialização	Participação no MDL	E(VPL)	ρ (VPL)	Probabilidade de viabilidade do projeto (%)
Regulado (ACR)	SEM	R\$52.560.139,20	R\$25.733.388,46	97,92%
Regulado (ACR)	COM	R\$54.958.640,16	R\$25.485.114,35	98,46%
Livre (ACL)	SEM	R\$80.749.705,57	R\$72.030.536,84	88,29%
Livre (ACL)	COM	R\$84.313.410,57	R\$70.875.208,85	90,02%

Esses resultados comprovam a importância que um ambiente incentivado pode ter para reduzir a volatilidade dos retornos, e consequentemente, os riscos e com isso, aumentar a segurança do produtor quanto à garantia de ganhos com o investimento. Isso para o empreendedor se torna importante em um setor ainda em processo de crescimento e consolidação, como o de energia renovável em países em desenvolvimento. Pela análise de sensibilidade, nota-se que os leilões mantêm uma importante propriedade do regime das FIT, que é uma remuneração fixa para o produtor em um longo prazo, ou seja, as incertezas em relação ao preço e a quantidade vendida são eliminadas nesse ambiente, ao contrário do ACL.

Entretanto, cada leilão realizado apresenta uma faixa de preço diferente para a venda de energia, e os tipos de contratos podem ser diferentes em cada certame. Além disso, os critérios para a escolha do projeto são basicamente o menor preço oferecido, não sendo considerada a facilidade de conexão com a linha de transmissão, como ocorre nos projetos

contratados em um regime FIT. Ou seja, as incertezas existentes nos leilões não presentes nas FIT, não estão relacionadas ao ponto de vista financeiro, mas sim regulatórios.

Para os resultados de probabilidade de viabilidade de projeto, considerando a participação no MDL, nota-se que a influência na certeza de viabilidade, nos retornos médios e na volatilidade representada pelo desvio padrão não é tão significativa quando comparados os regimes de tributação e ambientes de comercialização. Com isso, conclui-se que as receitas adicionais da comercialização de créditos de carbono podem ser uma importante fonte de receita para produtor, mas capazes de contribuir apenas minimamente na redução dos riscos de insucesso do investimento. Portanto, não é a política que pode ser considerada como a mais capaz de oferecer maior segurança financeira, aos produtores de energia renovável e nem a mais capaz para liderar a inserção de fontes alternativas na matriz energética, pois mostram resultados menos significativos na redução de risco para o empreendedor.

Na análise feita para o ACL foi considerada apenas uma das várias possibilidades de um produtor negociar a energia nesse ambiente. Quanto mais longo for o prazo dos contratos que o produtor conseguir negociar, maior a possibilidade de conseguir conter algumas incertezas, como as relacionadas ao preço e quantidade de energia vendida, para a volatilidade dos retornos do projeto ser reduzida. No cenário considerado na análise, os resultados de certeza de viabilidade para o ACL, o retorno esperado elevado e o alto desvio-padrão caracteriza um mercado em que o produtor pode obter maiores retornos, mas também está sujeito as maiores perdas. Em um setor que está em fase de amadurecimento para competir com fontes atualmente mais baratas no mercado, esse ambiente com risco não favorece a atração de novos investidores e a inserção de FER em uma matriz energética.

5.4.3 Considerações adicionais

Existe a necessidade de se criar condições adequadas, como um mercado de balcão, com a introdução de comercializadores ou um *pool* de empreendedores de energia ACL, que assumam os riscos e ofereçam melhor remuneração e prazos contratuais aos produtores, possibilitando maior certeza de viabilidade dos projetos nesse ambiente.

A demanda por energia no Brasil é alta e a ameaça de escassez de água nos últimos anos levou os reservatórios das hidrelétricas a níveis baixos, o que gerou grande preocupação e especulação sobre um novo racionamento no país. Nesse contexto, facilitar a

comercialização da energia eólica em um mercado livre, onde a flexibilidade para negociação de contratos é maior, pode-se tornar mais uma opção dos produtores e consumidores livres negociarem energia produzida por uma fonte em crescimento e com perspectivas de continuar em ascensão nas próximas décadas.

Na atual circunstância, apenas grandes empreendedores conseguem obter financiamentos oferecendo seu portfólio de projetos como garantia o que limita a inserção de pequenos produtores de energia renovável nesse mercado. O fato de não haver garantia de prazos longos dificulta a previsão dos fluxos de caixa, fato que também contribui para dificultar a captação de financiamentos, e conseqüentemente maior segurança para o produtor em relação ao investimento.

As incertezas em relação à conexão à rede elétrica para as usinas eólicas que comercializam a energia elétrica no ACL também podem ser vistas como uma barreira. A falta de apoio para facilitar o fornecimento da energia produzida por essas usinas ao SIN, contribui para o encarecimento dos projetos, tornando o investimento mais oneroso o que muitas vezes pode desestimular o empreendedor a comercializar energia no ACL.

Ainda no que diz respeito aos investimentos para a instalação da usina, as mudanças em relação ao custo da tecnologia somada às variações econômicas em relação ao câmbio e ao custo de produção dos equipamentos no país, adicionam incertezas ao montante do investimento a ser realizado. Algumas medidas já adotadas no Brasil, que favorecem a desoneração da cadeia produtiva para a fabricação de equipamentos no país, como a isenção do PIS e Cofins para fabricantes de peças e componentes para aerogerador no Brasil são de relevância para tornar o investimento mais barato e incentivar a produção e construção de novas usinas.

A fonte eólica pode ser considerada nova e recentemente explorada no país, e com isso é necessário um horizonte de tempo maior para se avaliar o fator de capacidade dos parques eólicos e de mais dados anemométricos para ampliar o conhecimento do potencial de ventos ainda inexplorado.

Entretanto, tanto o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, quanto a base de dados anemométricos da EPE indicam um excelente potencial para a geração de energia eólica no local analisado e em diversos lugares onde tem sido construído usinas eólicas, como alguns locais da região nordeste e no estado do Rio Grande do Sul. No norte do estado de Minas

Gerais existe uma região com grande potencial para a geração de energia eólica ainda inexplorada, e que carece de estudos mais profundos sobre medição e comportamento dos ventos nesse local.

5.5 Resultados da análise de gerenciamento de risco por meio do *VaR*

A realização da análise de risco, através do *VaR*, foi aplicada para verificar, mensurar e administrar o risco relacionado ao investimento no projeto da usina eólica em questão, nos diferentes cenários de ambiente de comercialização, regime de tributação e negociação ou não de créditos de carbono.

Com a utilização do *VaR* para a análise de gerenciamento de risco foi mensurada a pior perda esperada para o empreendimento para os diferentes cenários analisados na análise de investimentos, considerando as incertezas no fluxo de caixa. Conforme foi visto, na seção anterior, foram realizadas 1.000 previsões para cada cenário na análise estocástica e pelos 1.000 resultados obtidos foram retiradas as médias e o desvio padrão para a aplicação do *VaR* paramétrico, no qual considerou-se um grau de probabilidade de pior perda esperada em 5%. Após serem coletados os parâmetros e definida a probabilidade de pior perda esperada, foi feito o cálculo do *VaR*, através da fórmula indicada pela Equação 9.

Nas Tabelas 5.11 e 5.12 é possível observar os parâmetros de VPL esperado ($E(VPL)$) e desvio padrão ($\rho(VPL)$), os resultados do *VaR* em todos os cenários.

Tabela 5.11- Dados e resultados relacionados ao *VaR* para cada cenário no regime de tributação por lucro real

Cenário Analisado	$E(VPL)$	$\rho(VPL)$	<i>VaR</i>
ACR sem MDL	R\$11.922.738,31	R\$16.553.794,83	- R\$ 15.225.485,21
ACR com MDL	R\$14.023.109,66	R\$15.208.605,66	- R\$ 10.919.003,62
ACL sem MDL	R\$29.857.209,98	R\$44.284.355,81	-R\$ 42.769.133,55
ACL com MDL	R\$29.855.803,57	R\$44.340.499,06	-R\$ 43.834.632,71

Tabela 5.12- Dados e resultados relacionados ao *VaR* para cada cenário no regime de tributação por lucro presumido

Cenário Analisado	E(VPL)	ρ (VPL)	<i>VaR</i>
ACR sem MDL	R\$52.560.139,20	R\$25.733.388,46	R\$ 10.357.382,13
ACR com MDL	R\$54.958.640,16	R\$25.485.114,35	R\$ 13.163.052,63
ACL sem MDL	R\$80.749.705,57	R\$72.030.536,84	- R\$ 37.380.374,85
ACL com MDL	R\$84.313.410,57	R\$70.875.208,85	-R\$ 31.921.931,94

Os resultados obtidos indicam a possibilidade de perdas esperadas muito maiores quando o regime de tributação é através do lucro real, e também revela que o produtor está sujeito a perdas esperadas muito maiores quando comercializa a energia no ACL. Vale acrescentar ainda, que em todos os cenários nota-se um desvio-padrão considerável, que é reflexo das incertezas de geração. A pior perda esperada, no caso do empreendimento eólico, está relacionada aos riscos de geração, ou seja, a ocorrência de baixas velocidades de vento que podem acarretar em insuficiência de geração de energia e exposição ao MCP, onde o produtor terá que liquidar a diferença.

Os únicos casos em que a pior perda esperada apresentou resultados com *VaR* positivo, ou seja, nesses casos ocorreram cenários com o pior ganho esperado, foram nas condições de regime de tributação em lucro presumido e com a comercialização no ACR. Esses resultados reforçam a influência do regime de tributação nos resultados de ganhos e perdas do produtor, e também a necessidade de se criar condições mais estáveis no ACL para atrair e facilitar a comercialização da energia nesse ambiente. Vale ressaltar, que foi considerada apenas uma situação específica para cada ambiente de comercialização, não foram analisadas opções, como a de abandono do negócio e mudança de ambiente no caso da análise no ACL, o que poderia levar o produtor a tomar decisões para evitar possíveis prejuízos.

O gerenciamento de risco a partir do *VaR* permite ao investidor, nesse tipo de projeto, quantificar as possibilidades de perdas e aprimorar a análise sobre as alternativas que podem mitigar os riscos envolvidos em um investimento deste porte.

6 Conclusões e recomendações para trabalhos futuros

6.1 Considerações finais

No presente trabalho, o objetivo principal, foi analisar a influência de ambientes incentivados e de estratégias elaboradas para favorecer a inserção de FER em matrizes energéticas. Para compreender o impacto no ponto de vista do produtor, foram elaboradas análises de investimentos referentes a um projeto relacionado à fonte eólica, dentro da matriz energética brasileira.

Na literatura é possível encontrar estudos sobre políticas implantadas em diversos locais visando o aproveitamento de FER, o que permite concluir que o papel das energias renováveis na geração de energia tem gradativamente se tornado uma realidade. Alguns estudos mais antigos ressaltam a importância das energias renováveis para reduzir a emissão de carbono e também o apoio que as FER obtiveram, após alguns acidentes que ocorreram em usinas de geração de energia nuclear. Esse contexto foi fundamental para iniciar uma discussão mais ampla e estimular as primeiras iniciativas mais concretas, a favor da geração de energia renovável.

Em relação às políticas de longo prazo para promover o aproveitamento de FER, pode-se concluir que as FIT são o mecanismo preferido na maioria dos países e estados. As FIT permitem a criação de um mercado que possui desvantagem competitiva em relação aos combustíveis fósseis, devido ao custo tecnológico. Durante a década de 2000, alguns trabalhos debatiam as vantagens e desvantagens entre as FIT e o sistema de quotas.

Porém, o sucesso de alguns países europeus, como a Alemanha e a Espanha em inserir FER em suas matrizes energéticas, por meio de aplicações de programas pautados em FIT, revelam que esse mecanismo, quando bem aplicado, se mostra eficiente para alavancar o aproveitamento de FER. Cumpre destacar, que no caso alemão, o uso da regressão progressiva de preço e a estabilidade do programa, que já duram cerca de 25 anos, tem sido fundamental para o sucesso na geração de energia limpa.

No que concerne aos países em desenvolvimento, é possível concluir, que pelo fato destes países terem certa instabilidade econômica e escassez financeira para manter programas FIT em longo prazo, se torna necessário estudar e revisar estratégias nesses locais.

Os fundos internacionais de apoio a FIT em países asiáticos e os leilões de energia, como no caso brasileiro, tem sido alternativas adotadas para apoiar o mercado de energia renovável.

Os leilões como mecanismo de apoio às FER possuem certas desvantagens em relação às FIT, pois não oferecem garantia completa de conexão à rede elétrica e nem regras tão claras de contratação como os contratos por FIT. Porém, os leilões evitam o problema de assimetria de informação sobre o custo de tecnologia de cada fonte, evitando gastos excessivos com programas de apoio caros em países que possuem limitações orçamentárias.

Com a realização da análise de investimento foi possível analisar a posição do capital investido pelo produtor de energia renovável diante de ambientes incentivados. No caso deste estudo, concluiu-se que os leilões de energia proporcionam estabilidade e reduzem os riscos do investidor, outra importante constatação é sobre a influência do regime de tributação. A opção pelo lucro presumido aumenta significativamente os retornos do investidor e ameniza os riscos advindos das incertezas de geração de energia.

Quando se considera a possibilidade de comercialização de créditos de carbono com a participação no MDL, percebe-se que as receitas obtidas com a comercialização dos certificados verdes, o empreendedor de uma usina eólica pode obter uma importante receita adicional e diminuir o risco de insucesso do projeto. Porém, pode-se concluir que a comercialização dos certificados contribui menos para a redução dos riscos, do que os contratos em longo prazo com receita fixa, garantidos pelos leilões, no ACR. Isso reforça as constatações de trabalhos presentes na literatura de que as FIT são preferíveis a um sistema de quotas com comercialização de certificados para a construção de um mercado para as FER. Tanto as FIT, quanto os leilões proporcionam maior estabilidade financeira ao longo prazo, visto que comportamento do fluxo de caixa do empreendedor é semelhante a da situação verificada nos leilões.

A aplicação de uma análise estocástica neste trabalho considerou as incertezas nas premissas financeiras, com maior influência para os resultados dos retornos financeiros do empreendedor, nos ambientes de comercialização brasileiro (ACR e ACL). Além disso, como principal contribuição, permitiu considerar na análise financeira a exposição ao MCP e o PLD, quando se incorporou as incertezas relacionadas à geração de energia. Em relação a essa exposição, os resultados da análise de risco pelo *VaR* revelaram que o produtor pode atingir

níveis drásticos de pior perda esperada devido justamente as possibilidades de períodos com velocidades de ventos baixas para a geração de energia eólica.

Sobre os resultados diferentes para o VPL do produtor de energia eólica, no ACR e ACL, nota-se que apesar de no ambiente regulado os riscos serem menores, a introdução de comercializadores varejistas no ACL e a realização de leilões privados poderiam favorecer a contratação de energia em longo prazo nesse ambiente, o que tornaria o empreendedor mais atraído em integrar esse mercado.

Dentre as grandes desvantagens do ACL em relação ao ACR estão: a maior dificuldade de conexão à linha de transmissão, incertezas em relação à garantia financeira e estabelecimento de contratos de longo prazo e a instabilidade regulatória do setor elétrico brasileiro. Além disso, a ausência de oferta de linhas de crédito para empreendedores no ACL limita a participação de apenas grandes empreendedores nesse mercado, pois são os únicos capazes de oferecer uma carteira de projetos como garantia.

É necessário ressaltar que as análises de investimento feitas no ACR e ACL, envolvem apenas uma situação específica de contratação relativa a esses ambientes. O intuito das análises buscou apenas quantificar e diferenciar a possibilidade de risco em que o produtor pode estar inserido nesses ambientes.

Por fim, porém não menos importante, conforme foi visto nesse trabalho, cada país tem características peculiares no setor de energia renovável, principalmente devido a diferentes legislações, mecanismos regulatórios e aspectos culturais.

O caso brasileiro também não é diferente, e a trajetória do país para as fontes alternativas permite identificar dificuldades semelhantes às existentes em países em desenvolvimento, como conexão à linhas de transmissão, estabilidade regulatória e falta de revisão dos programas de inserção para essas fontes. Entretanto, principalmente em relação à energia eólica, o país tem apresentado resultados satisfatórios desde o início do PROINFA, visto que até a criação do programa era irrisório o aproveitamento do país em relação a essa fonte.

Ainda existe a necessidade de maior debate entre os agentes reguladores e produtores para criar melhores condições para a venda dessa energia. Novos trabalhos acadêmicos envolvendo a geração de energia renovável são ainda relevantes e oportunos, pois se trata de um mercado ainda em formação. Em países em desenvolvimento como o Brasil e com o

crescimento da geração a partir de FER, futuramente devem surgir novidades em relação a oportunidades no mercado de geração limpa.

6.2 Recomendações para trabalhos futuros

Neste trabalho, foi visto que o mercado de energia renovável apesar de ser novo, está em crescente expansão. Além disso, no Brasil diversas mudanças regulatórias têm afetado o setor elétrico e conseqüentemente o mercado de geração de energia renovável. Com isso, algumas suposições e ideias para trabalhos futuros podem ser consideradas diante desse cenário e entre elas podem ser elencadas:

- A realização de análises de investimentos semelhantes as que foram feitas para o projeto de geração de energia eólica, para PCHs e usinas produtoras de biomassa dentro do Sistema Interligado Nacional.
- Após a implantação do sistema *net metering* pela ANEEL em 2012 para incentivar a geração distribuída, estudos sobre a viabilidade da microgeração em diversas regiões brasileiras tornou-se um objeto de estudo interessante para novos trabalhos.
- Nos leilões de energia no Brasil ocorre a contratação de projetos através de diferentes tipos de contratos e cada certame apresenta um tipo de regulamentação específica. Portanto, trabalhos envolvendo a análise de investimentos do ponto de vista do produtor, diante dos diferentes tipos de contratos também são relevantes.
- São de relevância estudo que comparem a situação dos investidores em projetos de geração de energia renovável no Brasil em relação a outros países, que adotam diferentes tipos de políticas para o setor.
- Existem oportunidades para estudos de análise de viabilidade que comparem a viabilidade de empreendimentos eólicos em diferentes localizações.
- Trabalhos futuros que apliquem a Teoria de Opções Reais em análise de investimento em empreendimentos de geração de energia renovável também são pertinentes.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABBASI, T. ; ABBASI S.A. Small hydro and the environmental implications of its extensive utilization. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.15, p.2134-2143, Nov.2010.

ABEEÓLICA - Associação brasileira de energia eólica. **Boletim de dados – Janeiro 2015**, 2015. Disponível em: <<http://www.portalabeeolica.org.br/index.php/dados.html>>. Acesso em: 16 junho de 2015.

ABEEÓLICA – Associação brasileira de energia eólica. **Boletim anual de geração eólica 2014**, 2015. Disponível em: < <http://www.portalabeeolica.org.br/index.php/materiais-tecnicos.html> >. Acesso em: 16 de junho de 2015

AITKEN, D.W. Transitioning to a Renewable Energy Future. **International Solar Energy Society**, 2003.

AKDAG, S. A.; GULER, O. Calculation of wind energy potential and economic analysis by using Weibull distribution—a case study from Turkey. Part 1: Weibull parameters. **Energy Sources, Part B**, v. 4, p.1–8, 2009.

AMARANTE, O. A. C. **Atlas Eólico: Minas Gerais**. Belo Horizonte: CEMIG, 2010.

AMARANTE, O. A. C.; SCHULTZ, D. J. Wind Energy Resource Map of the State of Paraná, Brazil. **Dewi Magazin**, n.15, p.70-75, ago. 1999.

ANEEL. **Nota Técnica nº 22/2015-SGT/ANEEL, de 29 de janeiro de 2015**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/023/resultado/nt_22_2015_sgt_custo_de_capital.pdf>. Acesso em: 04 abr. 2015.

ANEEL. **Nota Técnica nº 27/2015 SRM-SCT-SGT/ANEEL, de 05 de fevereiro de 2015**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/008/documento/nota_tecnica_n_27-2015_srm-sct-sgtaneel.pdf>. Acesso em: 04 abr. 2015.

ANEEL. **Banco Geral de Informações**, 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm> > Acesso em: 15 de abril de 2014.

ANEEL. **Atlas de energia elétrica do Brasil**, 3 ed. Brasília, 2008. Disponível em: < [www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/03-Energia_Solar\(3\).pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/03-Energia_Solar(3).pdf) > Acesso em: 18 de abril de 2014.

ANEEL. **Submódulo 5.5: Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE**. ANEEL, 2013.

ARAÚJO, M.S.M; FREITAS, M.A.V. Acceptance of renewable energy innovation in Brazil-case study of wind energy. **Renewable Energy and Sustainable Reviews**, v.12, p.584-591, 2008.

ARNOLD, U.; YILDIZ, Ö. Economic risk analysis of decentralized renewable energy infrastructures e A Monte Carlo Simulation approach. **Renewable Energy**, v. 77, p. 227-239, 2015.

AYOUB, N.; YUJI, N. Governmental intervention approaches to promote renewable energies – Special emphasis on Japanese feed-in tariff. **Energy Policy**, v.43, p.191-201, 2012.

BAYER, P.; SANER, D.; BOLAY, S.; RYBACH, L.; BLUM, P. Greenhouse gas emission savings of source heat pump systems in Europe: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.16, p.1256-1267, 2012.

BECKER, B.; FISCHER, D. Promoting renewable electricity generation in emerging economies. **Energy Policy**, v.56, p.446-455, 2013.

BERTOLDI, P.; REZESSY, S.; OIKOMONOU, V. Rewarding energy savings rather than energy efficiency: Exploring the concept of a feed-in tariff for energy savings. **Energy policy**, v.56, p.526-535, Fev.2013.

BERTRAND, J, FRANSOO, J. Operations management research methodologies using quantitative modeling. **International Journal of Operations & Production Management**, v. 22, n. 2, 2002.

BNDES. **O Mecanismo de Desenvolvimento Limpa – Guia de orientação**, 2009. Disponível em: < www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/.../bndes...mdl/mdl_1.pdf > Acesso em: 29 de dezembro de 2014.

BRAGA, C.F.G.V; BRAGA, L.V. Desafios da energia no Brasil: panorama regulatório da produção e comercialização do biodiesel. **Cad. EBAPE.BR**, Rio de Janeiro, v. 10, n. 3, Set. 2012. Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1679-39512012000300016&lng=en&nrm=iso>. Acesso em: 15 Abr. 2014.

BRIGHAM, E.F; HOUSTON, J.F. **Fundamentals of Financial Management**. 11ed. Florence, KY: Cengage Learning, 2007.

BÜSGEN, U.; DÜRRSCHMIDT, W. The expansion of electricity generation from renewable energies in Germany: A review based on the Renewable Energy Sources Act Progress Report 2007 and the new Germany feed-in legislation. **Energy Policy**, v.37, p.2536-2545, 2009.

CCEE. **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – O que fazemos: Preços**, 2015. Disponível em:<http://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/precos?_afLoop=4933366810348#%40%3F_afLoop%3D4933366810348%26_adf.ctrl-state%3Dp6tr9dqjl_58>. Acesso em: 20 de maio de 2015.

CCEE. **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – O que fazemos: Leilões**, 2015. Disponível

em: http://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/leiloes?_afLoop=5547777042548#%40%3F_afLoop%3D5547777042548%26_adf.ctrl-state%3Dp6tr9dqjl_112.

Acesso em: 20 de maio de 2015.

CCEE. **Visão Geral das Operações**. 94p, 2010.

CEPEL. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**, 2001. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/index.php?task=livro&cid=1>> Acesso em: 17 de abril de 2014.

CEPEL. **Atlas Solarimétrico do Brasil**, 2000. Disponível em: <www.cresesb.cepel.br/.../Atlas_Solarimetrico_do_Brasil_2000.pdf> Acesso em: 17 de abril de 2014

COELBA. Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia. **Atlas do Potencial Eólico do Estado da Bahia**, 2013.

COLMENAR-SANTOS, A.; CAMPIÑEZ-ROMERO, S.; PÉREZ-MOLINA, C.; MUR-PÉREZ, F. Repowering: An actual possibility for wind energy in Spain in a new scenario without feed-in-tariffs. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.41, p.319-337, 2015.

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

COUTURE, T.D; GAGNON, Y. An analysis of feed-in tariff remunerations models: Implications for renewable energy investment. **Energy Policy**, v.38, p.955-065, Fev.2010.

COUTURE, T.D; BECKER-BICK, C. Energy policy design for low and middle income countries: from best practices to “next” practices. In: COLOMBO, E.; BOLOGNA, S.; MASERA D. Renewable energy for unleashing sustainable development. **Springer International Publishing**, p.239-254. Geneva, 2013.

CUSTÓDIO, R. S. **Energia Eólica para a Produção de Energia Elétrica**. 2ªed. Rio de Janeiro: Synergia, 2013. 319p.

ÇETIN, M.; EGRICAN, N. Employements impacts of energy solar in Turkey. **Energy Policy**, v.39, n.11, p.7184-7190, Nov.2011.

DALBEM , M.C; BRANDÃO, L.E.T; GOMES, L.L. Can the regulated market foster a free market for wind energy in Brazil?. **Energy Policy**, v.66, p.303-311, 2014.

DAMODARAN, A. **Betas by sector (US)**. January 2015. Disponível em: <http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html>. Acesso em: 16 fev. 2015.

DEL RÍO, P.; GUAL, M.A. An integrated of the feed-in tariff system in Spain. **Energy Policy**, v.35, p.994-1012, 2007.

DEL RÍO, P. Ten years of renewable electricity policies in Spain: An analysis of successive feed-in reforms. **Energy Policy**, v.36, p.2917-2929, 2008.

DEL RÍO, P. The dynamic efficiency of feed-in tariffs: The impact of different design elements. **Energy Policy**, v.41, p.139-151, 2012.

DEL RÍO, P. Back to the future? Rethinking auctions for renewable electricity support. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.35, p.42-56, 2014.

DENNY, E. The economics of the tidal energy. **Energy Policy**, v.37, p.1914-1924, 2009.

DIAS, M. S. C. Shell Solar: eletrificação rural e desenvolvimento sustentável. In: **Encontro de energia no meio rural**, 3., 2000, Campinas. Proceedings online. Disponível em: <http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=MSC0000000022000000100048&lng=en&nrm=abn>. Acesso em: 23 Mar. 2014.

DINÇER, F. The analysis on photovoltaic electricity generation status, potential and policies of the leading countries in solar energy. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.15, p.713-720, 2011.

DUTRA, R.M. **Propostas de políticas específicas para energia eólica no Brasil após a primeira fase do PROINFA**. Tese de doutorado em Ciência do Planejamento Energético. PPE-COPPE/UERJ. Rio de Janeiro. 2007.

DUTRA, R.M; SZKLO, A.S. Incentive policies for promoting wind power production in Brazil: Scenarios for the Alternative Energy Sources Incentive Program (PROINFA) under the New Brazilian electric power sector regulation. **Renewable Energy**, v.33, p.65-76, 2008.

EPE. Expansão da Geração – empreendimentos eólicos – instruções para solicitação de cadastramento e habilitação técnica com vistas à participação nos Leilões de Energia Elétrica. 38p. **EPE**: Rio de Janeiro, 2013.

EPE. Nota Técnica DEA 15/13 - Acompanhamento de Medições Anemométrica – AMA: Caracterização do Recurso Eólico e Resultados Preliminares de sua Aplicação no Sistema Elétrico.46p.**EPE**: Rio de Janeiro, 2013.

EPE. Índice de Custo Benefício (ICB) de empreendimentos de geração. **EPE**. Rio de Janeiro, 2013.

EPE. **Plano Nacional de Energia 2030, 2007**. Disponível em: <www.epe.gov.br/PNE/20080111_1.pdf>. Acesso em: 14 de maio de 2014.

EYRE, N. Energy saving in market reform – The feed-in tariffs option. **Energy Policy**, v.52,p.190-198,2013.

- ERTÜRK, M. The evaluation of feed in tariff regulation of Turkey for onshore wind energy based on the economic analysis. **Energy Policy**, v.45, p.359-367, Jun.2012.
- FAGGIANI, R.; BARQUÍN, J.; HAKVOORT, R. Risk based assessment of the cost efficiency and the effectivity of renewable energy support schemes: Certificate markets versus feed-in tariffs. **Energy Policy**, v.55, p.648-661, 2013.
- FORTIN, I.; FUSS, S.; HLOUSKOVA, J.; KHABOROV, N.; OBERSTEINER, M; SZLOLGAYOVÁ, J. **The Journal of Markets**, 61p, 2008.
- FOUQUET, D.; JOHANSSON, T.B. European renewable energy policy at crossroads—focus on electricity support mechanisms. **Energy Policy**, v.36, p.4079–4092, 2008.
- FREITAS, L. C; KANEKO, S. Etanol demand in Brazil: Region approach. **Energy Policy**, v.39, n.3, p.2289-2298, Mar. 2011.
- FUSS, S.; SZLOLGAYOVÁ, J.; KHABAROV, N.; OBERSTEINER, M. Renewable and climate change mitigation: Irreversible energy investment under uncertainty and portfolio effects. **Energy Policy**, v.40, p.59-68, 2012.
- GASS, V.; STRAUSS, F.; SCHMIDT, J.; SCHMID, E. Assessing the effect of wind power uncertainty on profitability. **Renewable Energy and Sustainable Energy Reviews**, v.15, p.2677-2683, 2011.
- GLEMAREC, Y.; RICKERSON, W.; WAISSBEN, O. Transforming on-grid renewable energy markets. **United Nations Development Programme (UNDP)**, New York, 2012.
- GRIESER, B.; SUNAK, Y.; MADLENER, R. Economics of small wind turbines in urban settings: An empirical investigation for Germany. **Renewable Energy**, v. 78, p. 334-350, 2015.
- GWEC. **Global Statistics**. Disponível em: < <http://www.gwec.net/global-figures/graphs/>> Acesso em: 16 de Abril de 2014.
- HÄHNLEIN, S.; BAYER, P.; FERGUSON, G.; BLUM, P. Sustainability and policy for the thermal use of shallow geothermal energy. **Energy Policy**, v.59, p.914-925, Mai.2013.
- HAIR JR., J. F.; BLACK, W. C.; BABIN, B. J.; ANDERSON, R. E. **Multivariate Data Analysis**. 7th edition. London: Pearson, 2014. 734.
- HENDRICKS, D. Evaluation of value-at-risk models using historical data. **Economic Policy Review - Federal Bank Reserve of New York**, p.39-69, 1996.
- HOLDERMANN, C.; KISSEL, J.; BEIGEL, J. Distributed photovoltaic generation in Brazil: An economic viability analysis of small-scale photovoltaic systems in the residential and commercial sectors. **Energy Policy**, v.67, p.612-617, 2014.

HOLM, D. Renewable Energy for the Developing World. **The International Solar Energy Society**, 2005.

HUENTELER, J. International support for feed-in tariffs for developing countries – A review and analysis of proposed mechanisms. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 39, p.857-873, 2014.

HUNG, JC.; LEE, MC.; LIU, HC. Estimation of value-at-risk for energy commodities via fat-tailed GARCH models. **Energy Economics**, v.30, p.1173-1191, 2008.

HVELPLUND, F. Renewable energy and the need for local markets. **Energy**, v.31, n.13, p.2293–302, 2006.

IEA. **IEA Energy Atlas**, 2014. Disponível em: < <http://energyatlas.iea.org/?subject=1118783123> >. Acesso em: 23 de janeiro de 2015.

IEA. **Statistics: Germany Renewable and Waste**, 2012. Disponível em: < <http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=GERMANY=&product=renewablesandwaste&year=Select> >. Acesso em: 19 de janeiro de 2015.

IEA. **Statistics: Spain Renewable and Waste**, 2012. Disponível em: < <http://www.iea.org/countries/membercountries/spain/> >. Acesso em: 23 de janeiro de 2015.

IEDI; GVCES. Políticas para a promoção da economia verde. **Instituto de Estudos para o Desenvolvimento Industrial**, 2011.

JACOBS, D.; MARZOLF, N.; PAREDES, J. R.; RICKERSON, W.; BECKER-BIRCK, C.; SOLANO-PERALTA, M. Analysis of renewable energy incentives in the Latin America and Caribbean region: The feed in tariff case. **Energy Policy**, v.60, p.601-610, Set.2013.

JACOBSSON, S.; LAUBER, V. The politics and policy of energy system transformation – explaining the German diffusion of renewable energy technology. **Energy Policy**, v.34, p.256-276, 2006.

JENNER, S.; GROBA, F.; INDVIK, J. Assessing the strength and effectiveness of renewable electricity in feed-in tariffs in European Union countries. **Energy Policy**, v.52, p.385-401, 2013.

JIANG, Y.; NAN, Z.; YANG, S. Risk assessment of water quality using Monte Carlo simulation and artificial neural network method. **Journal of Environmental Management**, v.122, p.130-136, 2013.

JOHANSSON, T.B.; TURKENBERG, W. Policies for renewable energy in the European Union and its member states: an overview. **Energy for Sustainable Development**, v. 8, p.5–24, 2004.

JORION, P. **Value at Risk – A nova fonte de referência para o controle de risco do Mercado**. 2ª Edição. São Paulo: Bolsa de Mercados e Futuros: 1999. 305p.

KLEIN, A., HELD, A., RAGWITZ, M., RESCH, G., FABER, T. Evaluation of Different Feed-in Tariff Design Options: Best Practice Paper for the International Feed-in Cooperation. **Energy Economics Group & Fraunhofer Institute Systems and Innovation Research**, Alemanha, 2008.

KOMMOR, P. Renewable Energy Policy. **iUniverse Inc.**, 182p., New York, 2004.

KREIBIEHL, S.; MILNER, S. GET FiT in Uganda – observations and open issues from a financial perspective. **Deutsche Bank (DB) Resource Policy Paper – Natural Resources**, Frankfurt, 2014.

LAUBER, V. REFIT and RPS: Options for harmonized community framework. **Energy Policy**, v.31, p.1405-1414, 2004.

LEHR, U.; NITSCH, J.; KRATZAT, M.; LUTZ, C.; EDLER, D. Renewable energy and employment in Germany. **Energy Policy**, v.36, p.108-117, 2008.

LESSER, J.A; SU, X. Design of economically efficient feed-in-tariff structure for renewable energy development. **Energy Policy**, v.36, p.981-990, 2008.

LIPP, J. Lessons for effective renewable electricity policy from Denmark, Germany and the United Kingdom. **Energy Policy**, v.35, p.5481-5495, 2007.

LI, C.-B.; LU, G.-S.; WU, S. The investment risk analysis of wind power project in China. **Renewable Energy**, v. 50, p. 481-487, 2013.

MABEE, W.E; MANNION, J.; CARPENTER, T. Comparing the feed-in tariff incentive for renewable electricity in Ontario and Germany. **Energy Policy**, v.40, p.480-489, 2012.

MARTINS, D.E.C; SEIFFERT, M.E.B; DZIEDZIC M. The importance of clean development mechanism for small hydro power plants. **Renewable Energy**, v.60, p.643-647, Jul.2013.

MCKINSEY & COMPANY. **Pathways to a low-carbon economy. Version 2 of the global greenhouse gas abatement cost curve**, 2009.

MENDONÇA, M. **Feed-in Tariffs: Accelerating the Deployment of Renewable Energy**. EarthScan, 2007.

MIGUEL, P. A. C.; FLEURY, A.; MELLO, C. H. P.; NAKANO, D. N.; TURRIONI, J. B.; LEE HO, L.; MORABITO, R.; MARTINS, R. A.; PUREZA, V. **Metodologia de pesquisa em engenharia de produção e gestão de operações**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2010.

MINISTÉRIO DE CIÊNCIA E TECNOLOGIA – MCT. **Arquivo dos fatores de emissão**. Disponível em: < <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/321144.html>>. Acesso em: 10 de março de 2015.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME. **Plano Nacional de Energia 2030 – Documento Final**. Rio de Janeiro, 2007.

MIR-ARTIGUES, P.; DEL RÍO, P. Combining tariffs, investment subsidies and soft loans in a electricity deployment support. **Energy Policy**, v.69, p.430-442, 2014.

MITCHELL, C.; BAUKNECHT, D.; CONNOR P.M. Effectiveness though risk reduction: a comparison of the renewable obligation in England and Wales and the feed-in system in Germany. **Energy Policy**, v.34, p.297-305, 2006.

MOLLER, B. Spatial analyses of emerging and fading wind energy landscapes in Denmark. **Land Use Policy**, v.27, n.2, p.233-241, 2010.

MONTES, G.M; MARTIN, E.P; BAYO, J.A; GARCIA, J.O. The applicability of computer simulation using Monte Carlo techniques in windfarm profitability analysis. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.15, p.4746-4755, 2011.

ONS. **Operação do Sistema Interligado Nacional – Dados Relevantes 2013**. Disponível em: < http://www.ons.org.br/biblioteca_virtual/publicacoes_operacao_sin.aspx>. Acesso em: 20 de setembro de 2015.

PEREIRA, M.G.; CAMACHO, C.F; FREITAS, M.A.V; DA SILVA, N.F. The renewable energy in Brazil: current status and potencial. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.16, p.3786-3802, Abr. 2012.

POULLIKAS, A. Economic analysis of power generation from parabolic trough solar thermal plants for the Mediterranean region – A case study for the island of Cyprus. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.13, p.2474-2484, 2009.

RAGWITZ, M., RESCH, G. Promotion of renewable energy sources: effects on innovation. **International Journal of Public Policy**, v.2, p.32–56, 2007.

RAGWITZ, M.; RESCH, G.; FABER, T.; HUBER, C. Monitoring and Evaluation of Policy Instruments to Support Renewable Electricity in EU Member States. **Fraunhofer - Institute Systems and Innovation Research**, 2005

REICHE, D., BECHBERGER, M. Policy differences in the promotion of renewable energies in the EU member states. **Energy Policy**, v.32, p.843–849, 2004.

REN 21. **Global Status Report**, 2015. Disponível em: < <http://www.ren21.net/ren21activities/globalstatusreport.aspx> > Acesso em: 14 de setembro de 2015.

- REN 21. **Global Status Report**, 2013. Disponível em: < <http://www.ren21.net/ren21activities/globalstatusreport.aspx> > Acesso em: 18 de Abril de 2014.
- RICKERSON, W.; BEUKERING, G. The fossil-fueled feed-in tariff. **Environmental Finance**, p.22-23, 2012.
- RINGEL M. Fostering the use of renewable energies in the European Union: the race between feed-in tariffs and green certificates. **Renewable Energy**, v.31, p.1-17, 2006.
- ROWLANDS, I.H. Envisaging feed-in tariffs for solar photovoltaic electricity: European lessons for Canada. **Energy Policy**, v.9, p.51-68, 2005.
- RUIZ, B.J; RODRIGUEZ, V.; BERMANN, C. Analysis and perspective of the government programs to promote the renewable electricity generation in Brazil. **Energy Policy**, v.35, p.2989-2994, 2007.
- SAFARI, B.; GASORE, J. A statistical investigation of wind characteristics and wind energy potential based on the Weibull and Rayleigh models in Rwanda. **Renewable Energy**, v. 35, p. 2874-2880, 2010.
- SAIDUR, R; ISLAM, M.R; RAHIM, N.A; SOLANGI, K.H. A review globak wind energy policy. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.14, p.1744-1762, Mar. 2010.
- SHUM, K.L; WATANBE, C. Network externality perspective of feed-in tariffs (FIT) instruments – Some observations and suggestions. **Energy Policy**, v.38, p.3266-3269.
- SILVA, N.F; ROSA, L.P; FREITAS, M.A.V; PEREIRA, M.G. Wind energy in Brazil: From the power sector's expansion crisis model to the Favorable environment. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.22, p. 686-697, 2013.
- SMITH, A; WATSON, J. The Renewables Obligation: Can it Deliver? SPRU. **University of Sussex**. p. 6, 2002.
- SOLANGI K.H; ISLUM M.R; SAIDUR R.; RAHIM N.A; FAYAZ H. A review on global energy policy. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, p.2149-2163, Jan.2011.
- SOVACOOOL, B.K. The importance of comprehensiveness in renewable electricity and energy-efficiency policy. **Energy Policy**, v.37, p.1529-1541, 2009.
- STOKE, L.C. The politics of renewable energy policies: The case of feed-in tariffs in Ontario, Canada. **Energy Policy**, v.56, p.490-500, 2013.
- THIOLLENT, M. **Metodologia da pesquisa-ação**. 18ª edição, São Paulo: Cortez Editora, 2011.

TIMILSINA, G.R; KURDEGELASHVILI, L.; NARBEL, P.A. Solar energy: Markets, economics and policies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.16, p.449-465, Out. 2011.

TONGSOPIT, S.; GRAECEN, C. An assessment of Thailand feed-in tariffs program. **Renewable Energy**, v. 60, p.439-445, 2013.

UNFCCC – UNITED FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE. **Mecanismo de Desenvolvimento Limpo - Formulário de concepção de projeto: Parque Eólico Cristal II**, 2012.

VALLE COSTA, C. **Políticas de promoção de fontes novas e renováveis para geração de energia elétrica: lições da experiência europeia para o caso brasileiro**. Tese (doutorado em Ciências em Planejamento Energético) – Programas de Pós-Graduação de Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2006, 249p.

VALLE COSTA, C; LA ROVERE, E. ASSMANN, E. Technological innovation policies to promote renewable energies: Lessons from the European experience for the Brazilian case. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 12, p.65-90, 2008.

VERBRUGGEN, A.; LAUBER, V. Basic concepstor designing renewable electricity support aiming at a full-scale transition by 2050. **Energy Policy**, v.37, p.5732-5743, 2009.

WALTERS, R.; WALSH, P. Examining the financial performance of micro-generation wind projects and the subsidy effects of feed-in tariffs for urban locations in the United Kingdom. **Energy Policy**, v.39, n.9, p.5167-5181, Set.2011.

WACHSMANN, U.; TOMALSQUIM, M.T. Wind power in Brazil – transition using German experience. **Renewable Energy**, v.28, p.1029-1038, 2003.

WILKIE, M. Feed-in Tariffs for Renewable Energy and WTO. **International Centre for Trade and Sustainable Deployment**, n.4., 2011.

WONG, S; BHATTACHARYA, K; FULLER, J.D. Long term effects of feed-in tariffs and carbon taxes on distribution systems. **IEEE Transitions On Power Systems**, v.25, n.3, Ago. 2010.

WWF. **Earth overshoot day: Planeta no Vermelho**. Disponível em: <http://www.wwf.org.br/natureza_brasileira/especiais/pegada_ecologica/overshootday/> Acesso em: 15 de Abril de 2014.

WUSTENHÄGEN, R.; BILHARZ, M. Green energy market development in Germany: effective public policy and emerging customer demand. **Energy Policy**, v.34, p.1681-1696, 2006.

YATCHEW, A; BAZILIAUSKAS, A. Ontario feed in programs. **Energy Policy**, v.39, p.3885-3893, Mar.2011.

ZAHEDI, A. A review on feed-in tariff in Australia, what is now and what it should be, **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.14, p.3252-3255, 2010.

ANEXO I – Fluxos de caixa no cenário mais favorável para o produtor no regime de tributação por lucro real

Ano Projeto	0	1	2	1	2	3	4
Receita Bruta de Vendas				R\$ 20.266.560,22	R\$ 20.266.560,22	R\$ 20.266.560,22	R\$ 20.266.560,22
Receita Adicional de Liquidação de Diferenças				R\$ 392.475,12	R\$ 392.475,12	R\$ 392.475,12	R\$ 392.475,12
Receita Advinda do MDL				R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
(-) Impostos Proporcionais a Receita				R\$ 1.910.960,77	R\$ 1.910.960,77	R\$ 1.910.960,77	R\$ 1.910.960,77
Receita Líquida				R\$ 18.748.074,57	R\$ 18.748.074,57	R\$ 18.748.074,57	R\$ 18.748.074,57
(-) Encargos Setoriais				R\$ 161.132,91	R\$ 161.132,91	R\$ 161.132,91	R\$ 161.132,91
(-) Arrendamento				R\$ 202.665,60	R\$ 202.665,60	R\$ 202.665,60	R\$ 202.665,60
(-) Custos O&M				R\$ -	R\$ -	R\$ 1.264.633,36	R\$ 1.264.633,36
(-) Custos Adicionais de Liquidação de Diferenças				R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
Resultado Bruto				R\$ 18.384.276,06	R\$ 18.384.276,06	R\$ 17.119.642,70	R\$ 17.119.642,70
(-) Despesas com Seguro				R\$ 440.763,30	R\$ 440.763,30	R\$ 440.763,30	R\$ 440.763,30
(-) Taxa de Registro MDL				R\$ 4.784,22	R\$ 4.784,22	R\$ 4.784,22	R\$ 4.784,22
(-) Despesas Gerais e Administrativas				R\$ 1.167.353,87	R\$ 1.167.353,87	R\$ 1.167.353,87	R\$ 1.167.353,87
(-) Depreciação				R\$ 7.173.981,65	R\$ 6.793.543,23	R\$ 6.433.279,57	R\$ 6.092.120,81
Resultado Antes IRPJ/CSLL e Despesas Financeiras				R\$ 9.597.393,02	R\$ 9.977.831,44	R\$ 9.073.461,74	R\$ 9.414.620,50
(-) Despesas Financeiras				R\$ 4.011.774,77	R\$ 3.886.406,81	R\$ 3.635.670,89	R\$ 3.384.934,97
Lucro Antes IRPJ e CSLL				R\$ 5.585.618,24	R\$ 6.091.424,63	R\$ 5.437.790,85	R\$ 6.029.685,54
(-) IRPJ/CSLL				R\$ 1.899.110,20	R\$ 2.071.084,37	R\$ 1.848.848,89	R\$ 2.050.093,08
Lucro Líquido após IRPJ/CSLL				R\$ 3.686.508,04	R\$ 4.020.340,25	R\$ 3.588.941,96	R\$ 3.979.592,45
(+) Depreciação				R\$ 7.173.981,65	R\$ 6.793.543,23	R\$ 6.433.279,57	R\$ 6.092.120,81
(-) Amortização				R\$ 3.334.724,62	R\$ 6.669.449,25	R\$ 6.669.449,25	R\$ 6.669.449,25
(-) Investimentos		R\$ 110.190.825,00	R\$ 36.730.275,00				
(+) Liberação do Financiamento		R\$ 102.844.770,00	R\$ -				
(+) Valor Terminal							
Fluxo de Caixa Líquido	-R\$ 7.346.055,00	-R\$ 36.730.275,00	R\$ 7.525.765,06	R\$ 4.144.434,23	R\$ 3.352.772,28	R\$ 3.402.264,01	

Figura A.7.1- Fluxo de caixa da usina eólica comercializando no ACR tributada por lucro real e participando do MDL (anos 0 a 4)

5	6	7	8	9	10	11	12
R\$ 20.266.560,22	R\$ 20.266.560,22	R\$ 20.266.560,22	R\$ 20.266.560,22	R\$ 20.266.560,22	R\$ 20.266.560,22	R\$ 20.266.560,22	R\$ 20.266.560,22
R\$ 392.475,12	R\$ 392.475,12	R\$ 392.475,12	R\$ 392.475,12	R\$ 392.475,12	R\$ 392.475,12	R\$ -	R\$ -
R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
R\$ 1.910.960,77	R\$ 1.910.960,77	R\$ 1.910.960,77	R\$ 1.910.960,77	R\$ 1.910.960,77	R\$ 1.910.960,77	R\$ 1.874.656,82	R\$ 1.874.656,82
R\$ 18.748.074,57	R\$ 18.748.074,57	R\$ 18.748.074,57	R\$ 18.748.074,57	R\$ 18.748.074,57	R\$ 18.748.074,57	R\$ 18.391.903,40	R\$ 18.391.903,40
R\$ 161.132,91	R\$ 161.132,91	R\$ 161.132,91	R\$ 161.132,91	R\$ 161.132,91	R\$ 161.132,91	R\$ 161.132,91	R\$ 161.132,91
R\$ 202.665,60	R\$ 202.665,60	R\$ 202.665,60	R\$ 202.665,60	R\$ 202.665,60	R\$ 202.665,60	R\$ 202.665,60	R\$ 202.665,60
R\$ 1.264.633,36	R\$ 1.264.633,36	R\$ 1.264.633,36	R\$ 1.264.633,36	R\$ 1.264.633,36	R\$ 1.264.633,36	R\$ 1.264.633,36	R\$ 1.264.633,36
R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
R\$ 17.119.642,70	R\$ 17.119.642,70	R\$ 17.119.642,70	R\$ 17.119.642,70	R\$ 17.119.642,70	R\$ 17.119.642,70	R\$ 16.763.471,53	R\$ 16.763.471,53
R\$ 440.763,30	R\$ 440.763,30	R\$ 440.763,30	R\$ 440.763,30	R\$ 440.763,30	R\$ 440.763,30	R\$ 440.763,30	R\$ 440.763,30
R\$ 4.784,22	R\$ 4.784,22	R\$ 4.784,22	R\$ 4.784,22	R\$ 4.784,22	R\$ 4.784,22		
R\$ 1.167.353,87	R\$ 1.167.353,87	R\$ 1.167.353,87	R\$ 1.167.353,87	R\$ 1.167.353,87	R\$ 1.167.353,87	R\$ 1.167.353,87	R\$ 1.167.353,87
R\$ 5.769.053,79	R\$ 4.513.011,45	R\$ 4.273.685,08	R\$ 4.047.050,27	R\$ 3.832.433,97	R\$ 3.629.198,83	R\$ 3.436.741,32	R\$ 3.254.489,89
R\$ 9.737.687,51	R\$ 10.993.729,86	R\$ 11.233.056,22	R\$ 11.459.691,04	R\$ 11.674.307,34	R\$ 11.877.542,48	R\$ 11.718.613,04	R\$ 11.900.864,47
R\$ 3.134.199,04	R\$ 2.883.463,12	R\$ 2.632.727,20	R\$ 2.381.991,27	R\$ 2.131.255,35	R\$ 1.880.519,43	R\$ 1.629.783,50	R\$ 1.379.047,58
R\$ 6.603.488,47	R\$ 8.110.266,74	R\$ 8.600.329,03	R\$ 9.077.699,77	R\$ 9.543.051,99	R\$ 9.997.023,05	R\$ 10.088.829,54	R\$ 10.521.816,89
R\$ 2.245.186,08	R\$ 2.757.490,69	R\$ 2.924.111,87	R\$ 3.086.417,92	R\$ 3.244.637,68	R\$ 3.398.987,84	R\$ 3.430.202,04	R\$ 3.577.417,74
R\$ 4.358.302,39	R\$ 5.352.776,05	R\$ 5.676.217,16	R\$ 5.991.281,85	R\$ 6.298.414,31	R\$ 6.598.035,21	R\$ 6.658.627,49	R\$ 6.944.399,15
R\$ 5.769.053,79	R\$ 4.513.011,45	R\$ 4.273.685,08	R\$ 4.047.050,27	R\$ 3.832.433,97	R\$ 3.629.198,83	R\$ 3.436.741,32	R\$ 3.254.489,89
R\$ 6.669.449,25	R\$ 6.669.449,25	R\$ 6.669.449,25	R\$ 6.669.449,25	R\$ 6.669.449,25	R\$ 6.669.449,25	R\$ 6.669.449,25	R\$ 6.669.449,25
R\$ 3.457.906,94	R\$ 3.196.338,25	R\$ 3.280.453,00	R\$ 3.368.882,87	R\$ 3.461.399,03	R\$ 3.557.784,80	R\$ 3.425.919,57	R\$ 3.529.439,79

Figura A.7.2- Fluxo de caixa da usina eólica comercializando no ACR tributada por lucro real e participando do MDL (anos 5 a 12)

13	14	15	16	17	18	19	20
R\$ 20.266.560,22	R\$ 20.266.560,22	R\$ 20.266.560,22	R\$ 20.266.560,22	R\$ 20.266.560,22	R\$ 20.266.560,22	R\$ 20.266.560,22	R\$ 20.266.560,22
R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
R\$ 1.874.656,82	R\$ 1.874.656,82	R\$ 1.874.656,82	R\$ 1.874.656,82	R\$ 1.874.656,82	R\$ 1.874.656,82	R\$ 1.874.656,82	R\$ 1.874.656,82
R\$ 18.391.903,40	R\$ 18.391.903,40	R\$ 18.391.903,40	R\$ 18.391.903,40	R\$ 18.391.903,40	R\$ 18.391.903,40	R\$ 18.391.903,40	R\$ 18.391.903,40
R\$ 161.132,91	R\$ 161.132,91	R\$ 161.132,91	R\$ 161.132,91	R\$ 161.132,91	R\$ 161.132,91	R\$ 161.132,91	R\$ 161.132,91
R\$ 202.665,60	R\$ 202.665,60	R\$ 202.665,60	R\$ 202.665,60	R\$ 202.665,60	R\$ 202.665,60	R\$ 202.665,60	R\$ 202.665,60
R\$ 1.264.633,36	R\$ 1.264.633,36	R\$ 1.264.633,36	R\$ 1.264.633,36	R\$ 1.264.633,36	R\$ 1.264.633,36	R\$ 1.264.633,36	R\$ 1.264.633,36
R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
R\$ 16.763.471,53	R\$ 16.763.471,53	R\$ 16.763.471,53	R\$ 16.763.471,53	R\$ 16.763.471,53	R\$ 16.763.471,53	R\$ 16.763.471,53	R\$ 16.763.471,53
R\$ 440.763,30	R\$ 440.763,30	R\$ 440.763,30	R\$ 440.763,30	R\$ 440.763,30	R\$ 440.763,30	R\$ 440.763,30	R\$ 440.763,30
R\$ 1.167.353,87	R\$ 1.167.353,87	R\$ 1.167.353,87	R\$ 1.167.353,87	R\$ 1.167.353,87	R\$ 1.167.353,87	R\$ 1.167.353,87	R\$ 1.167.353,87
R\$ 3.081.903,30	R\$ 2.918.469,03	R\$ 2.763.701,74	R\$ 2.617.141,80	R\$ 2.478.353,97	R\$ 2.346.926,11	R\$ 2.222.467,91	R\$ 2.104.609,76
R\$ 12.073.451,06	R\$ 12.236.885,32	R\$ 12.391.652,62	R\$ 12.538.212,56	R\$ 12.677.000,38	R\$ 12.808.428,25	R\$ 12.932.886,45	R\$ 13.050.744,60
R\$ 1.128.311,66	R\$ 877.575,73	R\$ 626.839,81	R\$ 376.103,89	R\$ 125.367,96	R\$ -	R\$ -	R\$ -
R\$ 10.945.139,40	R\$ 11.359.309,59	R\$ 11.764.812,81	R\$ 12.162.108,68	R\$ 12.551.632,42	R\$ 12.808.428,25	R\$ 12.932.886,45	R\$ 13.050.744,60
R\$ 3.721.347,40	R\$ 3.862.165,26	R\$ 4.000.036,36	R\$ 4.135.116,95	R\$ 4.267.555,02	R\$ 4.354.865,60	R\$ 4.397.181,39	R\$ 4.437.253,16
R\$ 7.223.792,01	R\$ 7.497.144,33	R\$ 7.764.776,46	R\$ 8.026.991,73	R\$ 8.284.077,40	R\$ 8.453.562,64	R\$ 8.535.705,06	R\$ 8.613.491,43
R\$ 3.081.903,30	R\$ 2.918.469,03	R\$ 2.763.701,74	R\$ 2.617.141,80	R\$ 2.478.353,97	R\$ 2.346.926,11	R\$ 2.222.467,91	R\$ 2.104.609,76
R\$ 6.669.449,25	R\$ 6.669.449,25	R\$ 6.669.449,25	R\$ 6.669.449,25	R\$ 3.334.724,62	R\$ -	R\$ -	R\$ -

Figura A.7.3- Fluxo de caixa da usina eólica comercializando no ACR tributada por lucro real e participando do MDL (anos 13 a 20)

ANEXO II – Fluxo de caixa no cenário mais favorável para o produtor no regime de tributação por lucro presumido

Ano Projeto	0	1	2	1	2	3	4
Receita Bruta de Vendas				R\$ 20.266.560,22	R\$ 20.266.560,22	R\$ 20.266.560,22	R\$ 20.266.560,22
Receita Adicional de Liquidação de Diferenças				R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
Receita Advinda do MDL				R\$ 392.475,12	R\$ 392.475,12	R\$ 392.475,12	R\$ 392.475,12
(-) Impostos Proporcionalis a Receita				R\$ 754.054,79	R\$ 754.054,79	R\$ 754.054,79	R\$ 754.054,79
Receita Líquida				R\$ 19.904.980,55	R\$ 19.904.980,55	R\$ 19.904.980,55	R\$ 19.904.980,55
(-) Encargos Setoriais				R\$ 161.132,91	R\$ 161.132,91	R\$ 161.132,91	R\$ 161.132,91
(-) Arrendamento				R\$ 202.665,60	R\$ 202.665,60	R\$ 202.665,60	R\$ 202.665,60
(-) Custos O&M				R\$ -	R\$ -	R\$ 1.264.633,36	R\$ 1.264.633,36
(-) Custos Adicionais de Liquidação de Diferenças				R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
Resultado Bruto				R\$ 19.541.182,04	R\$ 19.541.182,04	R\$ 18.276.548,68	R\$ 18.276.548,68
(-) Despesas com Seguro				R\$ 440.763,30	R\$ 440.763,30	R\$ 440.763,30	R\$ 440.763,30
(-) Taxa de Registro do MDL				R\$ 4.784,22	R\$ 4.784,22	R\$ 4.784,22	R\$ 4.784,22
(-) Despesas Gerais e Administrativas				R\$ 1.167.353,87	R\$ 1.167.353,87	R\$ 1.167.353,87	R\$ 1.167.353,87
(-) Depreciação				R\$ 7.173.981,65	R\$ 6.793.543,23	R\$ 6.433.279,57	R\$ 6.092.120,81
Resultado Antes IRPJ/CSLL e Despesas Financeiras				R\$ 10.754.299,00	R\$ 11.134.737,42	R\$ 10.230.367,72	R\$ 10.571.526,48
(-) Despesas Financeiras				R\$ 3.866.417,96	R\$ 3.745.592,40	R\$ 3.503.941,28	R\$ 3.262.290,16
Lucro Antes IRPJ e CSLL				R\$ 6.887.881,03	R\$ 7.389.145,02	R\$ 6.726.426,44	R\$ 7.309.236,32
Base de Calculo IRPJ				R\$ 1.652.722,83	R\$ 1.652.722,83	R\$ 1.652.722,83	R\$ 1.652.722,83
Base de Calculo CSLL				R\$ 2.479.084,24	R\$ 2.479.084,24	R\$ 2.479.084,24	R\$ 2.479.084,24
(-) IRPJ/CSLL				R\$ 636.298,29	R\$ 636.298,29	R\$ 636.298,29	R\$ 636.298,29
Lucro Líquido após IRPJ/CSLL				R\$ 6.251.582,75	R\$ 6.752.846,73	R\$ 6.090.128,15	R\$ 6.672.938,04
(+) Depreciação				R\$ 7.173.981,65	R\$ 6.793.543,23	R\$ 6.433.279,57	R\$ 6.092.120,81
(-) Amortização				R\$ 3.213.899,06	R\$ 6.427.798,13	R\$ 6.427.798,13	R\$ 6.427.798,13
(-) Investimentos		R\$ 110.190.825,00	R\$ 36.730.275,00				
(+) Liberação do Financiamento		R\$ 102.844.770,00	R\$ -				
(+) Valor Terminal							
Fluxo de Caixa Líquido		-R\$ 7.346.055,00	-R\$ 36.730.275,00	R\$ 10.211.665,33	R\$ 7.118.591,83	R\$ 6.095.609,59	R\$ 6.337.260,72

Figura A.7.4- Fluxo de caixa da usina eólica comercializando no ACR tributada por lucro presumido e participando do MDL (anos 0 a 4)

5	6	7	8	9	10	11	12
R\$ 20.266.560,22	R\$ 20.266.560,22	R\$ 20.266.560,22	R\$ 20.266.560,22	R\$ 20.266.560,22	R\$ 20.266.560,22	R\$ 20.266.560,22	R\$ 20.266.560,22
R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
R\$ 392.475,12	R\$ 392.475,12	R\$ 392.475,12	R\$ 392.475,12	R\$ 392.475,12	R\$ 392.475,12	R\$ -	R\$ -
R\$ 754.054,79	R\$ 754.054,79	R\$ 754.054,79	R\$ 754.054,79	R\$ 754.054,79	R\$ 754.054,79	R\$ 739.729,45	R\$ 739.729,45
R\$ 19.904.980,55	R\$ 19.904.980,55	R\$ 19.904.980,55	R\$ 19.904.980,55	R\$ 19.904.980,55	R\$ 19.904.980,55	R\$ 19.526.830,77	R\$ 19.526.830,77
R\$ 161.132,91	R\$ 161.132,91	R\$ 161.132,91	R\$ 161.132,91	R\$ 161.132,91	R\$ 161.132,91	R\$ 161.132,91	R\$ 161.132,91
R\$ 202.665,60	R\$ 202.665,60	R\$ 202.665,60	R\$ 202.665,60	R\$ 202.665,60	R\$ 202.665,60	R\$ 202.665,60	R\$ 202.665,60
R\$ 1.264.633,36	R\$ 1.264.633,36	R\$ 1.264.633,36	R\$ 1.264.633,36	R\$ 1.264.633,36	R\$ 1.264.633,36	R\$ 1.264.633,36	R\$ 1.264.633,36
R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
R\$ 18.276.548,68	R\$ 18.276.548,68	R\$ 18.276.548,68	R\$ 18.276.548,68	R\$ 18.276.548,68	R\$ 18.276.548,68	R\$ 17.898.398,90	R\$ 17.898.398,90
R\$ 440.763,30	R\$ 440.763,30	R\$ 440.763,30	R\$ 440.763,30	R\$ 440.763,30	R\$ 440.763,30	R\$ 440.763,30	R\$ 440.763,30
R\$ 4.784,22	R\$ 4.784,22	R\$ 4.784,22	R\$ 4.784,22	R\$ 4.784,22	R\$ 4.784,22		
R\$ 1.167.353,87	R\$ 1.167.353,87	R\$ 1.167.353,87	R\$ 1.167.353,87	R\$ 1.167.353,87	R\$ 1.167.353,87	R\$ 1.167.353,87	R\$ 1.167.353,87
R\$ 5.769.053,79	R\$ 4.513.011,45	R\$ 4.273.685,08	R\$ 4.047.050,27	R\$ 3.832.433,97	R\$ 3.629.198,83	R\$ 3.436.741,32	R\$ 3.254.489,89
R\$ 10.894.593,49	R\$ 12.150.635,84	R\$ 12.389.962,20	R\$ 12.616.597,02	R\$ 12.831.213,32	R\$ 13.034.448,45	R\$ 12.853.540,41	R\$ 13.035.791,85
R\$ 3.020.639,03	R\$ 2.778.987,91	R\$ 2.537.336,79	R\$ 2.295.685,67	R\$ 2.054.034,54	R\$ 1.812.383,42	R\$ 1.570.732,30	R\$ 1.329.081,17
R\$ 7.873.954,46	R\$ 9.371.647,93	R\$ 9.852.625,41	R\$ 10.320.911,35	R\$ 10.777.178,78	R\$ 11.222.065,03	R\$ 11.282.808,11	R\$ 11.706.710,67
R\$ 1.652.722,83	R\$ 1.652.722,83	R\$ 1.652.722,83	R\$ 1.652.722,83	R\$ 1.652.722,83	R\$ 1.652.722,83	R\$ 1.621.324,82	R\$ 1.621.324,82
R\$ 2.479.084,24	R\$ 2.479.084,24	R\$ 2.479.084,24	R\$ 2.479.084,24	R\$ 2.479.084,24	R\$ 2.479.084,24	R\$ 2.431.987,23	R\$ 2.431.987,23
R\$ 636.298,29	R\$ 636.298,29	R\$ 636.298,29	R\$ 636.298,29	R\$ 636.298,29	R\$ 636.298,29	R\$ 624.210,05	R\$ 624.210,05
R\$ 7.237.656,17	R\$ 8.735.349,64	R\$ 9.216.327,13	R\$ 9.684.613,06	R\$ 10.140.880,49	R\$ 10.585.766,75	R\$ 10.658.598,06	R\$ 11.082.500,62
R\$ 5.769.053,79	R\$ 4.513.011,45	R\$ 4.273.685,08	R\$ 4.047.050,27	R\$ 3.832.433,97	R\$ 3.629.198,83	R\$ 3.436.741,32	R\$ 3.254.489,89
R\$ 6.427.798,13	R\$ 6.427.798,13	R\$ 6.427.798,13	R\$ 6.427.798,13	R\$ 6.427.798,13	R\$ 6.427.798,13	R\$ 6.427.798,13	R\$ 6.427.798,13
R\$ 6.578.911,84	R\$ 6.820.562,96	R\$ 7.062.214,09	R\$ 7.303.865,21	R\$ 7.545.516,33	R\$ 7.787.167,45	R\$ 7.667.541,25	R\$ 7.909.192,38

Figura A.7.5- Fluxo de caixa da usina eólica comercializando no ACR tributada por lucro presumido e participando do MDL (anos 5 a 12)

13	14	15	16	17	18	19	20
R\$ 20.266.560,22	R\$ 20.266.560,22	R\$ 20.266.560,22	R\$ 20.266.560,22	R\$ 20.266.560,22	R\$ 20.266.560,22	R\$ 20.266.560,22	R\$ 20.266.560,22
R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
R\$ 739.729,45	R\$ 739.729,45	R\$ 739.729,45	R\$ 739.729,45	R\$ 739.729,45	R\$ 739.729,45	R\$ 739.729,45	R\$ 739.729,45
R\$ 19.526.830,77	R\$ 19.526.830,77	R\$ 19.526.830,77	R\$ 19.526.830,77	R\$ 19.526.830,77	R\$ 19.526.830,77	R\$ 19.526.830,77	R\$ 19.526.830,77
R\$ 161.132,91	R\$ 161.132,91	R\$ 161.132,91	R\$ 161.132,91	R\$ 161.132,91	R\$ 161.132,91	R\$ 161.132,91	R\$ 161.132,91
R\$ 202.665,60	R\$ 202.665,60	R\$ 202.665,60	R\$ 202.665,60	R\$ 202.665,60	R\$ 202.665,60	R\$ 202.665,60	R\$ 202.665,60
R\$ 1.264.633,36	R\$ 1.264.633,36	R\$ 1.264.633,36	R\$ 1.264.633,36	R\$ 1.264.633,36	R\$ 1.264.633,36	R\$ 1.264.633,36	R\$ 1.264.633,36
R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
R\$ 17.898.398,90	R\$ 17.898.398,90	R\$ 17.898.398,90	R\$ 17.898.398,90	R\$ 17.898.398,90	R\$ 17.898.398,90	R\$ 17.898.398,90	R\$ 17.898.398,90
R\$ 440.763,30	R\$ 440.763,30	R\$ 440.763,30	R\$ 440.763,30	R\$ 440.763,30	R\$ 440.763,30	R\$ 440.763,30	R\$ 440.763,30
R\$ 1.167.353,87	R\$ 1.167.353,87	R\$ 1.167.353,87	R\$ 1.167.353,87	R\$ 1.167.353,87	R\$ 1.167.353,87	R\$ 1.167.353,87	R\$ 1.167.353,87
R\$ 3.081.903,30	R\$ 2.918.469,03	R\$ 2.763.701,74	R\$ 2.617.141,80	R\$ 2.478.353,97	R\$ 2.346.926,11	R\$ 2.222.467,91	R\$ 2.104.609,76
R\$ 13.208.378,43	R\$ 13.371.812,70	R\$ 13.526.579,99	R\$ 13.673.139,93	R\$ 13.811.927,76	R\$ 13.943.355,62	R\$ 14.067.813,82	R\$ 14.185.671,97
R\$ 1.087.430,05	R\$ 845.778,93	R\$ 604.127,81	R\$ 362.476,68	R\$ 120.825,56	R\$ -	R\$ -	R\$ -
R\$ 12.120.948,38	R\$ 12.526.033,77	R\$ 12.922.452,19	R\$ 13.310.663,25	R\$ 13.691.102,20	R\$ 13.943.355,62	R\$ 14.067.813,82	R\$ 14.185.671,97
R\$ 1.621.324,82	R\$ 1.621.324,82	R\$ 1.621.324,82	R\$ 1.621.324,82	R\$ 1.621.324,82	R\$ 1.621.324,82	R\$ 1.621.324,82	R\$ 1.621.324,82
R\$ 2.431.987,23	R\$ 2.431.987,23	R\$ 2.431.987,23	R\$ 2.431.987,23	R\$ 2.431.987,23	R\$ 2.431.987,23	R\$ 2.431.987,23	R\$ 2.431.987,23
R\$ 624.210,05	R\$ 624.210,05	R\$ 624.210,05	R\$ 624.210,05	R\$ 624.210,05	R\$ 624.210,05	R\$ 624.210,05	R\$ 624.210,05
R\$ 11.496.738,32	R\$ 11.901.823,71	R\$ 12.298.242,13	R\$ 12.686.453,20	R\$ 13.066.892,14	R\$ 13.319.145,56	R\$ 13.443.603,77	R\$ 13.561.461,91
R\$ 3.081.903,30	R\$ 2.918.469,03	R\$ 2.763.701,74	R\$ 2.617.141,80	R\$ 2.478.353,97	R\$ 2.346.926,11	R\$ 2.222.467,91	R\$ 2.104.609,76
R\$ 6.427.798,13	R\$ 6.427.798,13	R\$ 6.427.798,13	R\$ 6.427.798,13	R\$ 3.213.899,06	R\$ -	R\$ -	R\$ -
							R\$ 3.398.610,10
R\$ 8.150.843,50	R\$ 8.392.494,62	R\$ 8.634.145,74	R\$ 8.875.796,87	R\$ 12.331.347,05	R\$ 15.666.071,68	R\$ 15.666.071,68	R\$ 19.064.681,77

Figura A.7.6- Fluxo de caixa da usina eólica comercializando no ACR tributada por lucro presumido e participando do MDL (anos 13 a 20)

ANEXO III – Gráficos com a probabilidade de o projeto ser viável nos cenários mais vantajosos para o produtor em cada regime de tributação

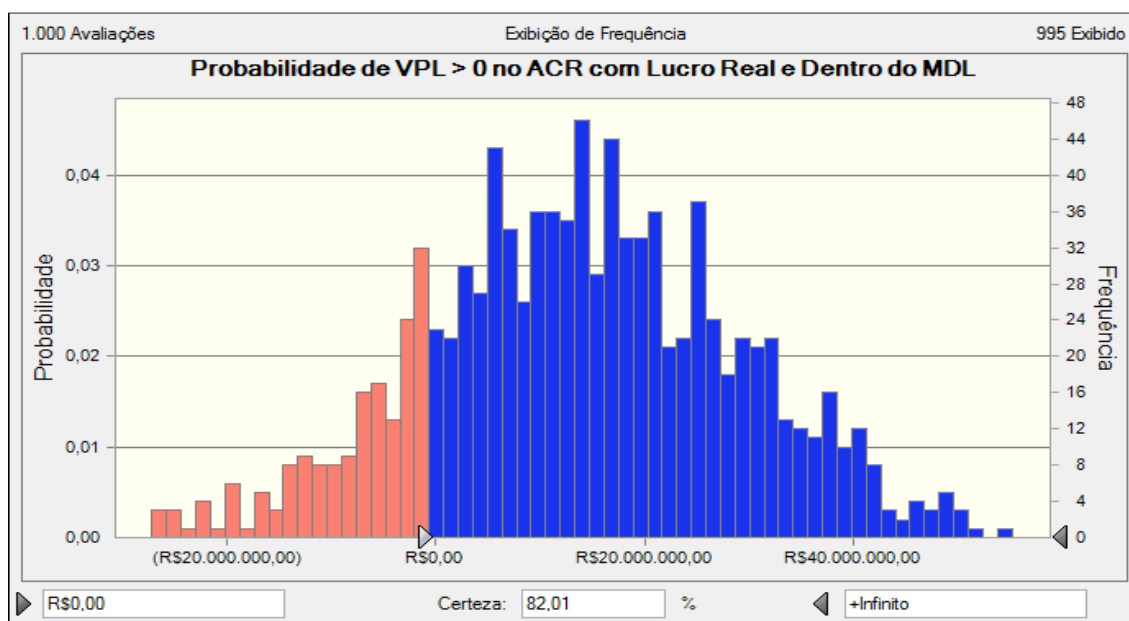


Figura A.7.7- Gráfico de probabilidade de VPL > 0 para o fluxo de caixa na comercialização no ACR tributado por lucro real e participando do MDL

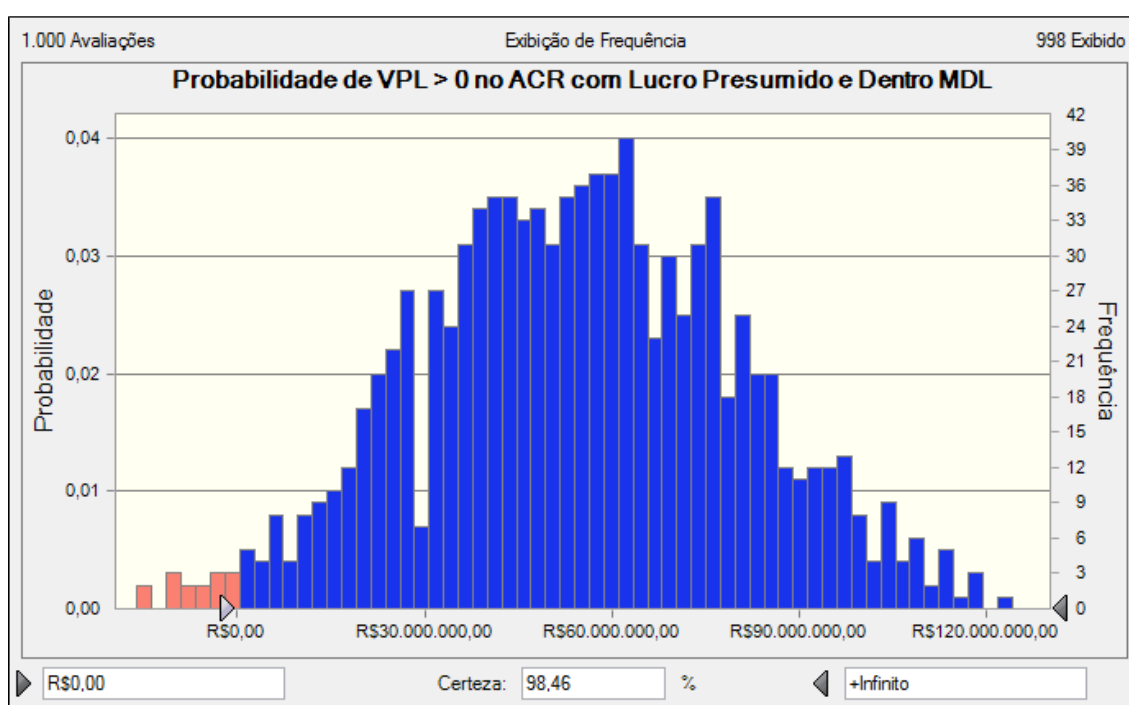


Figura A.7.8- Gráfico de probabilidade de VPL > 0 para o fluxo de caixa na comercialização no ACR tributado por lucro presumido e participando do MDL