

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
CENTRO TECNOLÓGICO  
ENGENHARIA ELÉTRICA

Lucas Hékis da Paz

**ANÁLISE DA COMPETITIVIDADE DE USINAS EÓLICAS *OFFSHORE* NO  
MERCADO DE ENERGIA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

Florianópolis

2020

Lucas Hékis da Paz

**ANÁLISE DA COMPETITIVIDADE DE USINAS EÓLICAS OFFSHORE NO  
MERCADO DE ENERGIA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

Trabalho Conclusão do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. Erlon Cristian Finardi, D. Eng.

Florianópolis

2020

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,  
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Paz, Lucas Hékis da

Análise da competitividade de usinas eólicas offshore no  
mercado de energia do Setor Elétrico Brasileiro / Lucas  
Hékis da Paz ; orientador, Erlon Cristian Finardi, 2020.

87 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -  
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico,  
Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2020.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Energia eólica. 3. Energia  
eólica offshore. 4. Análise de investimentos. I. Finardi,  
Erlon Cristian. II. Universidade Federal de Santa  
Catarina. Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

Lucas Hékis da Paz

## **ANÁLISE DA COMPETITIVIDADE DE USINAS EÓLICAS OFFSHORE NO MERCADO DE ENERGIA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

Este Trabalho foi julgado adequado como parte dos requisitos para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica e aprovado, em sua forma final, pela Banca Examinadora

Florianópolis, 08 de outubro de 2020.



Documento assinado digitalmente

Jean Viane Leite

Data: 13/10/2020 11:40:54-0300

CPF: 003.474.909-80

Prof. Jean Viane Leite, D. Eng.

Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

### **Banca Examinadora:**

Erlon Cristian

Finardi:0203647491

8

Assinado de forma digital por  
Erlon Cristian  
Finardi:02036474918  
Data: 2020.10.08 18:39:26  
-03'00'

Prof. Erlon Cristian Finardi, D. Eng.

Orientador

Universidade Federal de Santa Catarina

FABIOLA SENA

VIEIRA:91038987920

Digitally signed by FABIOLA  
SENA VIEIRA:91038987920  
Date: 2020.10.08 18:34:06  
-03'00'

Fabiola Sena Vieira, D. Eng.

Statkraft Energias Renováveis S.A.



Documento assinado digitalmente

Renata Pedrini

Data: 08/10/2020 20:17:10-0300

CPF: 088.273.969-77

Renata Pedrini, M. Eng.

Universidade Federal de Santa Catarina

Este trabalho é dedicado à minha família.

## **AGRADECIMENTOS**

À Miriam Idalina Hékis por todo amor, dedicação e incentivo ao longo da minha caminhada, sobretudo nos momentos mais difíceis.

À Maria Glória Hékis pelo suporte e cuidado.

Ao Bruno, Alessandra, Toni e demais membros da família Hékis pela parceria e confiança.

Ao Mário, Kristen, avô Samuel, avó Marlene, minhas sobrinhas Isabella e Eloá e demais membros da família Paz por todo amor e suporte incondicionais.

À Dra. Fabíola Sena Vieira por todo o conhecimento compartilhado e pela liderança inspiradora.

Ao Maurício César Costa, Cristiane Araújo, Daniel Gil Lúcio e Henrique Travalini por terem me ensinado a beleza do Setor Elétrico Brasileiro.

Aos meus amigos, representados pelos nomes de Victoria, Mateus e Thales, por todo apoio e companheirismo.

À cidade de Florianópolis, minha cidade natal, por permitir o contato com a natureza e o mar, e à Universidade Federal de Santa Catarina pela estrutura e ensino de qualidade fornecidos.

*“Não há castigo nem recompensa. Há só a vida, as consequências. Do que quis, do que permiti.”*

(Vitor Isensee)

## RESUMO

A atenção mundial voltada às mudanças climáticas motivou, recentemente, a busca pelo desenvolvimento de fontes alternativas de energia limpa, de modo a reduzir a emissão de poluentes proporcionada pelas fontes convencionais, como carvão, petróleo e derivados. Nesse cenário destaca-se a fonte eólica, que perde apenas para a fonte hidráulica em termos de capacidade instalada renovável mundial. Embora a maior parte das instalações eólicas no mundo seja *onshore*, as instalações *offshore* são destaque recente. Essa tecnologia “fora da costa”, geralmente instalada nos oceanos, enfrenta um processo construtivo mais caro, complicado e robusto, comparativamente às instalações em terra. Em contrapartida, encontra melhor recurso energético – ventos mais fortes, constantes e menos turbulentos. No Brasil, a fonte eólica *onshore* é presença importante na composição da matriz geradora do Setor Elétrico Brasileiro. Impulsionada inicialmente pelo advento de políticas governamentais de incentivo, rapidamente tornou-se competitiva neste mercado, em virtude do abundante recurso energético disponível e da importante redução de custos observada nos últimos anos. Recentemente, a fonte eólica *offshore* foi incluída como candidata à expansão do parque gerador pela primeira vez no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2029, porém o documento indicou que a tecnologia não se mostrou competitiva, ainda apresentando altos custos se comparada com as demais fontes. Hoje no país, embora não tenha parque *offshore* em operação, há seis projetos em fase de licenciamento ambiental prévio. Nesse contexto, este trabalho analisa a competitividade da tecnologia eólica *offshore* no âmbito de mercado do Setor Elétrico Brasileiro, através da estimativa do aproveitamento energético em um ponto situado na costa do estado do Rio Grande do Norte. Para isso, observou-se o arcabouço regulatório desse mercado, além de referências de custos de instalação e operação. A utilização de ferramentas de análise de risco permite valorar o preço da energia a ser vendida que contempla retorno financeiro atrativo ao empreendedor. Por fim, a comparação dos resultados obtidos frente a preços praticados no mercado enseja a percepção da competitividade da tecnologia *offshore* no Setor Elétrico Brasileiro. Os resultados mostraram que os custos de instalação praticados hoje mostram que a tecnologia não é competitiva. Entretanto, observou-se que a redução desses custos, considerando suas projeções para um horizonte de dez anos, torna o projeto competitivo dentro do cenário atual do mercado. Ademais, investigou-se que a utilização de diferentes cotações do dólar resultou em importantes sensibilidades aos resultados, destacando incertezas que compõem o estudo.

**Palavras-chave:** Energia eólica. Energia eólica Offshore. Análise de investimentos.



## ABSTRACT

Global attention to climate change has recently motivated the pursuit for the development of alternative sources of clean energy, in order to reduce the emission of pollutants provided by conventional sources, such as coal, oil and its products. In this scenario, the wind source stands out, which is the second electrical energy source in terms of global renewable installed capacity, losing only to hydraulic. Although most wind installations in the world are onshore, offshore installations are showing an important recent growth. The offshore technology, usually installed in the oceans, faces a more expensive, complicated and robust construction process compared to onshore installations. On the other hand, it meets a better energy resource - stronger, more constant and less turbulent winds. In Brazil, the onshore wind source composes an important part of the generating matrix of the Brazilian Electric Sector. Initially driven by the advent of government incentive policies, it quickly became competitive in this market, due to the abundant energy resource and the important cost reduction observed in recent years. Recently, the offshore wind source was included as a candidate for the expansion of the generating matrix for the first time in the 10-year Energy Expansion Plan (PDE) 2029, however the document indicates that the technology is not competitive, still presenting high costs compared to other sources. Nowadays in this country there are six offshore projects in the process of preliminary environmental licensing, although there is no plant in operation. In this context, this monography analyzes the offshore wind technology competitiveness in the Brazilian Electric Sector market, through the estimation of energy generation on the coast of the state of Rio Grande do Norte. For this analysis, the regulatory framework of this market was observed, in addition to installation and operation costs estimations. The use of risk analysis tools allows to value the price of the energy to be sold that has an attractive financial return for the entrepreneur. Finally, the comparison of the results with the prices practiced in the market allows examining the competitiveness of offshore technology in the Brazilian Electric Sector. The results indicated that the installation costs practiced nowadays present that the technology is not competitive. However, it was observed that the reduction of these costs, considering projections for a ten-year horizon, makes the project competitive within the current market scenario. In addition, it was investigated that the use of dollar quotations variations resulted in important sensitivity to the results, highlighting uncertainties that compose the study.

**Keywords:** Wind energy. Offshore wind energy. Investment analysis.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Valor de $C_p$ em função de $v_2/v_1$ .....	24
Figura 2 - Efeito Esteira e distanciamento das torres .....	25
Figura 3 - Componentes de uma turbina eólica .....	26
Figura 4 - Exemplo de curva de potência do gerador .....	27
Figura 5 - Evolução da geração de energia elétrica renovável mundial .....	28
Figura 6 - Projeção da evolução das fontes na geração de energia elétrica e capacidade instalada global .....	29
Figura 7 - Adição anual e acumulado de capacidade instalada de usinas eólicas .....	35
Figura 8 - Potencial eólico do Brasil .....	36
Figura 9 - Média dos fatores de capacidade por estado entre 2016 e 2018.	37
Figura 10 - Custo de investimento de empreendimentos habilitados, por ano, em leilões .....	38
Figura 11 - Órgãos institucionais do setor elétrico brasileiro .....	41
Figura 12 - Esquemático da cadeia de produção, transmissão e consumo..	43
Figura 13 - Contabilização no MCP .....	45
Figura 14 - Capacidade instalada do SIN [MW].....	47
Figura 15 - Mapa do sistema de transmissão – horizonte 2024 .....	48
Figura 16 - Projeção da capacidade instalada por fonte de geração [MW] ..	49
Figura 17 - Evolução do tamanho da turbina de projetos eólicos offshore ...	56
Figura 18 - Tipos de fundação <i>offshore</i> .....	57
Figura 19 - Sistema de transmissão <i>offshore</i> em CA .....	57
Figura 20 - Sistema de transmissão <i>offshore</i> em CC .....	58
Figura 21 - Etapas de licenciamento ambiental .....	59
Figura 22 - Curva de potência utilizada por EPE Roadmap .....	67
Figura 23 - Dados anemométricos utilizados – ERA 5 .....	68
Figura 24 - Curva forward incentivada 50%– horizonte de até 4 anos .....	72
Figura 25 - Curva forward convencional– horizonte de até 4 anos.....	72

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Evolução da capacidade instalada e do custo de instalação – eólica <i>onshore</i> .....	30
Tabela 2 - Composição do custo total de instalação – eólica <i>onshore</i> .....	31
Tabela 3 - Evolução do fator de capacidade médio instalado por ano – eólica <i>onshore</i> .....	31
Tabela 4 - Custos de O&M por país .....	32
Tabela 5 – Evolução e projeção da capacidade instalada e do custo total de instalação – eólica <i>offshore</i> .....	33
Tabela 6 - Composição do custo total de instalação – eólica <i>offshore</i> .....	34
Tabela 7 - Evolução do fator de capacidade médio instalado por ano – eólica <i>offshore</i> .....	34
Tabela 8 - Potência outorgada e quantidade das usinas em operação por estado .....	36
Tabela 9 - Preço de venda médio da energia – referenciados às datas dos leilões .....	38
Tabela 10 - Limites de carga mínima para consumidores livres .....	43
Tabela 11 - Modelo de DRE .....	51
Tabela 12 - Modelo de fluxo de caixa do investidor.....	51
Tabela 13 - Porção do mercado de turbinas offshore por empresa.....	55
Tabela 14 - Empreendimentos em fase licenciamento ambiental .....	60
Tabela 15 - Estrutura de custos do projeto .....	63
Tabela 16 - Custos e encargos setoriais .....	65
Tabela 17 - Fator de capacidade por região.....	68
Tabela 18 - DRE do projeto .....	69
Tabela 19 - Fluxo de caixa do investidor para o projeto .....	70
Tabela 20 - Relação entre energia comercializada e garantia física – usinas eólicas .....	71
Tabela 21 - Parâmetros considerados para o caso base .....	73
Tabela 22 - Sensibilidades ao dólar.....	74
Tabela 23 - Sensibilidades a variações de custos de O&M, CAPEX e dólar	75
Tabela 24 - Sensibilidades a variações do CAPEX .....	75

Tabela 25 - Sensibilidade à variação de custos de O&M .....	76
Tabela 26 - Sensibilidade à variação de custos de O&M e CAPEX .....	76
Tabela 27 - Sensibilidade à antecipação do ano de entrada em operação comercial.....	76
Tabela 28 - Sensibilidade à duração do contrato .....	77

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL – Ambiente de Contratação Livre  
ACR – Ambiente de Contratação Regulado  
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica  
BNDES – Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico  
CA – Corrente Alternada  
CAPEX – Despesas com aquisição de bens  
CC – Corrente Contínua  
CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica  
CCT – Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão  
CELPE – Companhia Energética de Pernambuco  
CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais  
CMO – Custo Marginal de Operação  
CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico  
CNPE – Conselho Nacional de Política Energética  
COFINS – Contribuição para Financiamento da Seguridade Social  
CSLL – Contribuição Social sobre o Lucro Líquido  
DRE – Demonstração do Resultado do Exercício  
EPE – Empresa de Pesquisa Energética  
EUST – Encargo de Uso do Sistema de Transmissão  
GF – Garantia Física  
IP – Indisponibilidade Programada  
IPCA – Índice de Preços para o Consumidor Amplo  
IR – Imposto de Renda  
MCP – Mercado de Curto Prazo  
MME – Ministério de Minas e Energia  
MW – Megawatt  
MWh – Megawatt-hora  
MW<sub>méd</sub> – Megawatt médio  
O&M – Operação e Manutenção  
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico  
OPEX – Despesas operacionais

PCH – Pequena Central Hidrelétrica  
PDE – Plano Decenal de Expansão de Energia  
PIS – Programa de Integração Social  
PLD – Preço de Liquidação das Diferenças  
PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica  
SEB – Setor Elétrico Brasileiro  
SIN – Sistema Interligado Nacional  
TCC – Trabalho de Conclusão de Curso  
TEIF – Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada  
TFSEE – Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica  
TIR – Taxa Interna de Retorno  
TMA – Taxa Mínima de Atratividade  
TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição  
TUST – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão  
UFPE – Universidade Federal de Pernambuco  
VPL – Valor Presente Líquido  
WACC – Custo Médio Ponderado do Capital



## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>19</b>
1.1	OBJETIVOS .....	20
1.1.1	<b>Objetivo Geral .....</b>	<b>20</b>
1.1.2	<b>Objetivos Específicos .....</b>	<b>21</b>
1.2	MOTIVAÇÃO .....	21
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>23</b>
2.1	ENERGIA EÓLICA .....	23
2.1.1	<b>Energia Eólica no Mundo.....</b>	<b>28</b>
2.1.1.1	<i>Energia Eólica Onshore no Mundo.....</i>	<i>30</i>
2.1.1.2	<i>Energia Eólica Offshore no Mundo.....</i>	<i>32</i>
2.1.2	<b>Energia Eólica no Brasil .....</b>	<b>34</b>
2.2	O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO .....	39
2.2.1	<b>Órgãos institucionais do setor.....</b>	<b>40</b>
2.2.2	<b>Agentes setoriais.....</b>	<b>42</b>
2.2.3	<b>Ambientes de contratação.....</b>	<b>43</b>
2.2.4	<b>O mercado de curto prazo .....</b>	<b>44</b>
2.2.5	<b>Sazonalização e modulação .....</b>	<b>45</b>
2.2.6	<b>Lastro contratual e garantia física .....</b>	<b>46</b>
2.2.7	<b>Matriz eletroenergética .....</b>	<b>47</b>
2.2.8	<b>PDE 2029 e indicações da expansão da geração .....</b>	<b>49</b>
2.3	ANÁLISE DE INVESTIMENTOS .....	50
2.3.1	<b>Demonstração do resultado do exercício .....</b>	<b>50</b>
2.3.2	<b>Fluxo de caixa.....</b>	<b>51</b>
2.3.3	<b>Taxa mínima de atratividade .....</b>	<b>52</b>
2.3.4	<b>Valor Presente Líquido .....</b>	<b>52</b>
2.3.5	<b>Taxa interna de retorno.....</b>	<b>53</b>



2.3.6	Custo do capital próprio .....	53
2.3.7	WACC .....	54
<b>3</b>	<b>TECNOLOGIA EÓLICA OFFSHORE E PERSPECTIVAS DENTRO DO</b>	
<b>SIN</b>	<b>55</b>	
3.1	EQUIPAMENTOS.....	55
3.2	FUNDAÇÃO .....	56
3.3	CONEXÃO À REDE ELÉTRICA.....	57
3.4	ASPECTOS LEGAIS E REGULATÓRIOS .....	58
3.5	ASPECTOS AMBIENTAIS .....	59
<b>4</b>	<b>DESENVOLVIMENTO .....</b>	<b>61</b>
4.1	PREMISSAS .....	61
4.2	capex.....	62
4.3	Operação e manutenção .....	63
4.4	Financiamento .....	63
4.5	WACC e custo do capital próprio.....	64
4.6	Encargos setoriais e outros custos .....	65
4.7	Receita de venda de energia.....	66
4.8	Deduções da DRE.....	69
<b>5</b>	<b>RESULTADOS E SENSIBILIDADES .....</b>	<b>71</b>
5.1	BASE COMPARATIVA DE PREÇOS.....	71
5.2	RESULTADO (CASO BASE) .....	73
5.3	SENSIBILIDADES .....	74
<b>5.3.1</b>	<b>Sensibilidade 1 – dólar e combinação .....</b>	<b>74</b>
<b>5.3.2</b>	<b>Sensibilidade 2 – CAPEX.....</b>	<b>75</b>
<b>5.3.3</b>	<b>Sensibilidade 3 – O&amp;M e combinação .....</b>	<b>75</b>
<b>5.3.4</b>	<b>Sensibilidade 4 – operação comercial.....</b>	<b>76</b>
<b>5.3.5</b>	<b>Sensibilidade 5 – tempo de contrato .....</b>	<b>77</b>

<b>6</b>	<b>CONCLUSÃO .....</b>	<b>79</b>
	<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>81</b>
	<b>APÊNDICE A – DRE para o caso base.....</b>	<b>87</b>

## 1 INTRODUÇÃO

A utilização de energia através do movimento das massas de ar não é novidade - é empregada na agricultura, transporte e indústria há milhares de anos. Em contrapartida, a geração de energia elétrica através desse insumo surgiu há pouco mais de um século, no Reino Unido e nos Estados Unidos, nos anos de 1887 e 1888, respectivamente. A turbina eólica moderna de eixo horizontal, por sua vez, foi desenvolvida pela primeira vez na Dinamarca em 1891, onde também, em 1897, iniciou-se a operação de um aerogerador de aproximadamente 23 metros de altura (IEA; IRENA, 2016). Desde então, essa tecnologia vem obtendo espaço relevante no setor elétrico mundial, principalmente no século XXI, liderada por Estados Unidos, Europa e China. A capacidade instalada mundial de usinas eólicas cresceu de 7,5 GW em 1997 (IEA; IRENA, 2016) para mais de 563 GW em 2018 (IRENA, 2019b).

O rápido crescimento das usinas eólicas provocou uma escassez de áreas com viabilidade de construção de novos empreendimentos, sobretudo na Europa. Consequentemente, urgiu a necessidade de expandir essa tecnologia para fora da costa – *offshore* – onde são encontradas vantagens, como ventos mais fortes e constantes, e desvantagens, como custos de construção e operação mais altos, em comparação com os da tecnologia *onshore*. Em vista disso, apoiada também por políticas governamentais de incentivo, a tecnologia *offshore* cresceu de 2 GW, em 2009, para mais de 23 GW instalados em 2018, liderado por Europa e China (IEA; IRENA, 2016).

Já no Brasil, as usinas eólicas são presença consolidada e hoje compõem aproximadamente 11,6% da potência outorgada na matriz eletroenergética brasileira – todas *onshore* (ANEEL, 2020b). Incentivadas primeiramente pelo advento do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), o qual contratou 1.304 MW de potência dessa fonte, o segmento de energia eólica no Brasil mostra-se cada vez mais competitivo hoje, constituindo mais de 15 GW de capacidade instalada no país (ANEEL, 2020b). O advento dessa fonte no mercado brasileiro deu-se principalmente por rápido tempo de construção, redução dos custos de CAPEX<sup>1</sup> e

---

<sup>1</sup> Despesas com aquisição de bens

OPEX<sup>2</sup>, aumento da capacidade instalada por turbina e incentivos governamentais, o que as tornou bastante competitiva frente às fontes convencionais (hidráulica e térmica).

Já recentemente, a fonte eólica *offshore* foi incluída pela primeira vez no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2029, o qual estabelece as diretrizes energéticas no horizonte de médio prazo, publicado pelo Ministério de Minas e Energia (MME). Essa tecnologia foi considerada como candidata à expansão do parque gerador a partir 2027, também enfrentando perspectivas de custo-benefício entre o aproveitamento de melhor recurso energético *versus* custos maiores de implantação e operação.

Portanto, sob a ótica de um investidor, é de interesse analisar a competitividade da fonte eólica *offshore*, considerando os atuais patamares de custos praticados em outros mercados, além do aproveitamento energético dessa tecnologia. Tendo isso em vista, e através de análises de risco, retorno financeiro e cenário do mercado brasileiro atual, é interessante para o investidor analisar a viabilidade em investir num projeto eólico *offshore*. Ademais, também é relevante perceber a influência de diferentes elementos na composição do preço da energia a ser vendida, e como variações em seus custos impactam o resultado do projeto.

## 1.1 OBJETIVOS

Nas seções abaixo estão descritos o objetivo geral e os objetivos específicos deste Trabalho de Conclusão de Curso (TCC).

### 1.1.1 Objetivo Geral

O objetivo principal deste trabalho é analisar a competitividade de usinas eólicas *offshore* frente às outras fontes que compõem a matriz elétrica brasileira considerando custos de implantação e operação praticados para esta tecnologia, perfil de geração em submercados distintos e Taxa Interna de Retorno (TIR) esperada por parte do acionista.

---

<sup>2</sup> Despesas operacionais

### 1.1.2 Objetivos Específicos

Como objetivos secundários, objetiva-se analisar a sensibilidade do preço da energia calculada com base em: (i) variações de custos, pertinentes à implantação e operação de uma usina offshore, bem como a eventuais políticas energéticas de incentivo, a serem desenhadas; e (ii) diferentes modalidades de contratação, variando a alocação de risco entre as partes do contrato.

## 1.2 MOTIVAÇÃO

A tendência mundial do crescimento da oferta de energia elétrica através de fontes renováveis intermitentes, como eólica e solar, apresenta um resultado não só de políticas governamentais de incentivo, como também do aumento da competitividade dessas tecnologias. Desenhos de mercado subsidiando seu desenvolvimento, bem como redução relativa dos valores de CAPEX dos projetos dessas fontes, são evidenciados pelo seu forte crescimento na matriz eletroenergética mundial – e a perspectiva é a manutenção desse ritmo a médio e longo prazo.

No Brasil, essa tendência se mantém. A evolução da presença dessas fontes encontrou, nesse mercado, subsídios como desconto nas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição (TUST/TUSD), disposição de bons recursos energéticos naturais, como sol e vento, e programas governamentais específicos de incentivo. Além disso, o MME, que através do PDE indica as perspectivas da expansão do setor elétrico em 10 anos, aponta, no PDE 2029, a fonte eólica como segundo maior agente da expansão do parque gerador nacional nesse horizonte – atrás apenas da fonte térmica. E pela primeira vez, nesse documento, a fonte eólica *offshore* foi observada como agente da expansão.

Em relação aos projetos eólicos *offshore*, a tecnologia empregada é semelhante à dos projetos eólicos *onshore*. Entretanto, há algumas diferenças, como, por exemplo, a capacidade das usinas *offshore* explorarem ventos mais constantes e com maiores velocidades, além de possuírem menos restrições quanto ao uso do espaço físico. Como resultado, os tamanhos dos projetos e seus fatores de capacidade, geralmente, são maiores. Apesar disso, embora tenham seus aspectos

energéticos mais favoráveis, apresentam custo de implantação maior que as eólicas *onshore*, como abordado em EPE (2020b).

À vista disso, este trabalho objetiva analisar a competitividade dessa tecnologia, observando custos praticados em outros mercados e estimativa de geração de energia. Assim, através da obtenção de uma perspectiva de qual seria o preço médio da energia a ser praticado, será tomada a decisão de investir nessa tecnologia, dentro do mercado brasileiro.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A análise deste trabalho está fundamentada em conhecimentos de diversas áreas. Sendo assim, este capítulo foi estruturado em três subseções. A primeira aborda aspectos físicos da energia eólica, bem como características e custos das tecnologias *onshore* e *offshore*. A seção seguinte trata de temas do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), que permitem compreender o contexto de mercado no qual é feito o estudo. Já a última subseção trata de análise de investimentos, revisando conceitos de fluxo de caixa e análise econômica.

### 2.1 ENERGIA EÓLICA

Usinas eólicas geram eletricidade a partir da energia cinética do ar em movimento. Essa energia cinética é captada pela turbina eólica, através do alcance da área varrida pelo rotor e, a partir disso, é transformada em energia elétrica. Esse processo depende, dentre outras variáveis, das características técnicas dos aerogeradores, topografia do terreno e do recurso energético - velocidade do vento. Um parque eólico, por sua vez, é composto por um conjunto dessas turbinas, dispostas de forma adequada, dentro de um mesmo sítio. A potência elétrica instantânea,  $P$ , em Watts, extraída do processo de conversão da energia do vento é dada pela Equação 1 (AMARANTE *et al.*, 2001):

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

Em que:

$\rho$  = densidade do ar [kg/m<sup>3</sup>];

$A = \pi \cdot D^2/4$ , sendo  $D$  o diâmetro do rotor em metros [m<sup>2</sup>];

$C_p$  = coeficiente aerodinâmico de potência do rotor;

$\eta$  = eficiência do conjunto turbina gerador

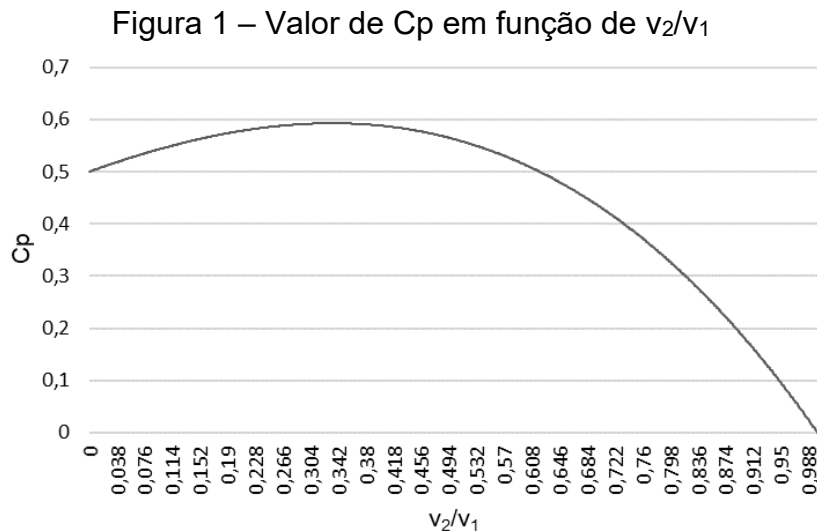
Uma turbina eólica, ao captar essa energia, provoca uma redução na velocidade do vento logo a jusante do rotor (efeito esteira), à medida que recompõe a velocidade a uma distância para além dessa zona turbulenta. Ainda nesse processo de conversão de energia cinética em elétrica, há um fator limitante relativamente ao aproveitamento do potencial da energia do vento – a constante  $C_p$  (coeficiente de potência), cujo comportamento é mostrado na Figura 1 e a descrição matemática é vista na Equação 2. O físico alemão Albert Betz determinou o valor máximo do rendimento dessa conversão de energia como sendo 59%, quando a relação de  $v_2/v_1$  atinge 1/3 (CEPEL, 2008).

$$C_p = \frac{1}{2} \cdot \left[ 1 + \frac{v_2}{v_1} \right] \cdot \left[ 1 - \left( \frac{v_2}{v_1} \right)^2 \right] \quad (2)$$

Em que:

$v_1$  = velocidade do vento antes das pás [m/s];

$v_2$  = velocidade do vento após as pás [m/s].



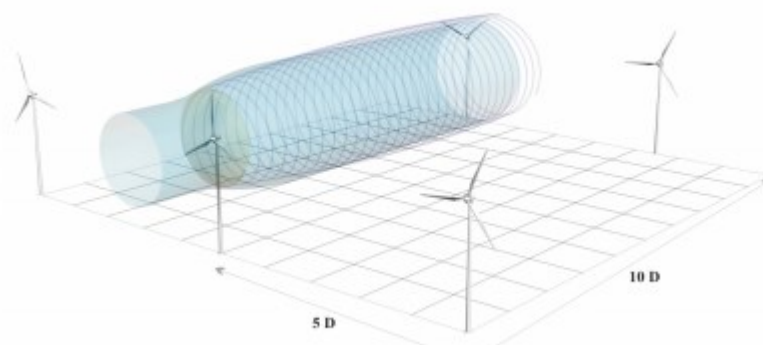
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Dentro de um parque eólico, considerando essa redução de velocidade a jusante de cada aerogerador, e a fim de reduzir interferências entre as diversas turbinas, respeita-se uma distância entre as torres para maximizar a produção de energia. Segundo Amarante *et al.* (2001), distâncias seguras entre as turbinas são da



ordem de 10 vezes o diâmetro  $D$ , a jusante, e 5 vezes, ao lado, conforme exposto na Figura 2.

Figura 2 - Efeito Esteira e distanciamento das torres



Fonte: Amarante *et al.* (2001).

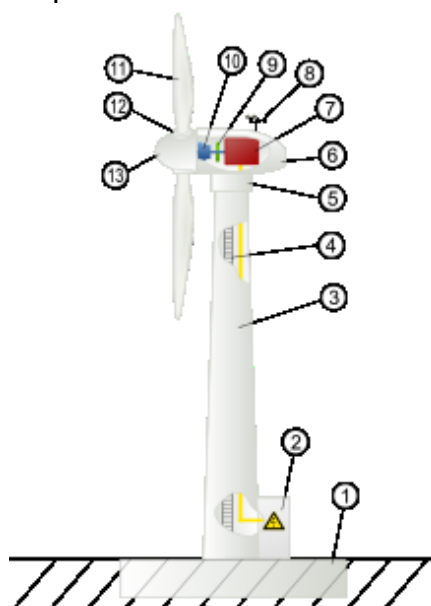
Apesar de ainda haver interferências, embora minimizadas, são obtidas sinergias ao agregar diversas turbinas dentro de um mesmo sítio, uma vez que, dessa forma, o custo relativo por cada turbina instalada é menor. Despesas relativas à compra ou arrendamento do terreno, mobilização de equipe para construção e manutenção, por exemplo, são diluídas entre as diversas instalações. Além disso, há outras condições a serem observadas na construção de parques eólicos, tais quais questões ambientais relativas à preservação de rotas migratórias de pássaros, por exemplo, bem como satisfazer níveis de ruídos aerodinâmicos, causados pelas pás (AMARANTE *et al.*, 2001).

Em relação aos tipos de aerogeradores, tem-se os rotores de eixo vertical, que não serão abordados neste trabalho, e os de eixo horizontal, os mais utilizados comercialmente para geração de energia. O rotor de eixo horizontal permite aproveitar de forma mais eficiente a energia cinética do vento, proporcionando mais geração de potência do que o de eixo vertical, para uma mesma velocidade do vento. A Figura 3 mostra os principais componentes de uma turbina eólica de eixo horizontal, observando os itens expostos a seguir.

- 1 – Fundação;
- 2 – Conector à rede elétrica;
- 3 – Torre;

- 4 – Escada;
- 5 – Controle de orientação;
- 6 – Nacele;
- 7 – Gerador;
- 8 – Anemômetro;
- 9 – Freio elétrico;
- 10 – Caixa de velocidades;
- 11 – Pá;
- 12 – Controle de orientação;
- 13 – Roda.

Figura 3 - Componentes de uma turbina eólica



Fonte: Filho e Rodrigues (2016).

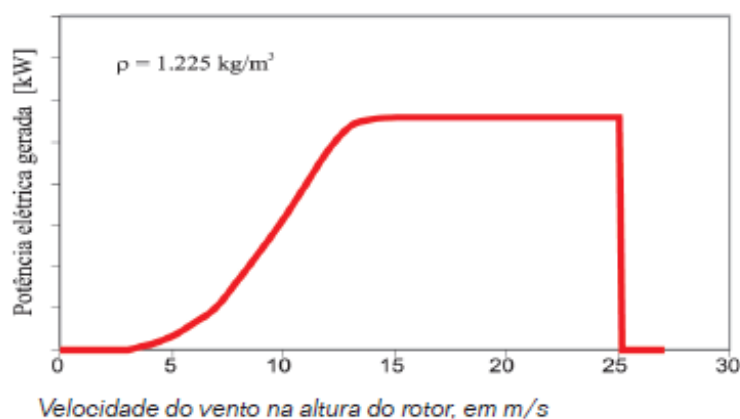
O gerador, sistemas de controle e freios ficam dentro da nacelle, a qual fica sobre a torre, enquanto que o sistema anemométrico fica sobre ela. O sistema de controle de velocidade, por sua vez, apresenta característica de limitar a geração de potência total extraída à potência nominal do aerogerador quando o vento atinge determinada velocidade (CEPEL, 2008). Há também o controle de orientação, o qual persegue o melhor posicionamento das pás em relação à direção do vento, em um determinado instante. Além disso, tipicamente é utilizada a configuração de 3 pás, embora seja possível utilizar outro arranjo.

Um ponto a se observar em projetos de parques eólicos é a curva de potência do gerador, a qual representa a potência elétrica gerada para cada ponto de velocidade do vento. Cumpre destacar que a geração de energia elétrica se inicia a

partir de certa velocidade, aproximadamente 3 m/s no exemplo da Figura 4. Abaixo desse valor, a potência elétrica é igual a zero. Ademais, velocidades superiores a 12 m/s, usualmente ativam o sistema automático de limitação de geração de potência elétrica da turbina. Por fim, também há o sistema de proteção, o qual previne danos físicos (vibrações muito fortes, por exemplo) ao interromper a geração de energia quando há ventos muito fortes, acima de 25 m/s, geralmente (IRENA, 2012).

Outra questão relativa à fonte eólica é a sua intermitência, ou seja, não é uma geração despachável como as hidrelétricas com reservatório e as termelétricas. Em outras palavras, a fonte eólica só é capaz de gerar energia uma vez que há disponibilidade do recurso energético – o vento. Quando a velocidade do vento é nula, intuitivamente, a geração de energia elétrica também é nula. Além disso, não são capazes de armazenar energia, como os reservatórios das hidrelétricas, e os sistemas de bateria ainda não são viáveis economicamente (embora com boa perspectiva futura). Essa característica de despacho não controlável é um desafio para a operação dos sistemas de energia nos quais a fonte eólica está inserida, haja vista a dificuldade da precisão na previsão da geração no curto prazo.

Figura 4 - Exemplo de curva de potência do gerador



Fonte: Amarante *et al.* (2001).

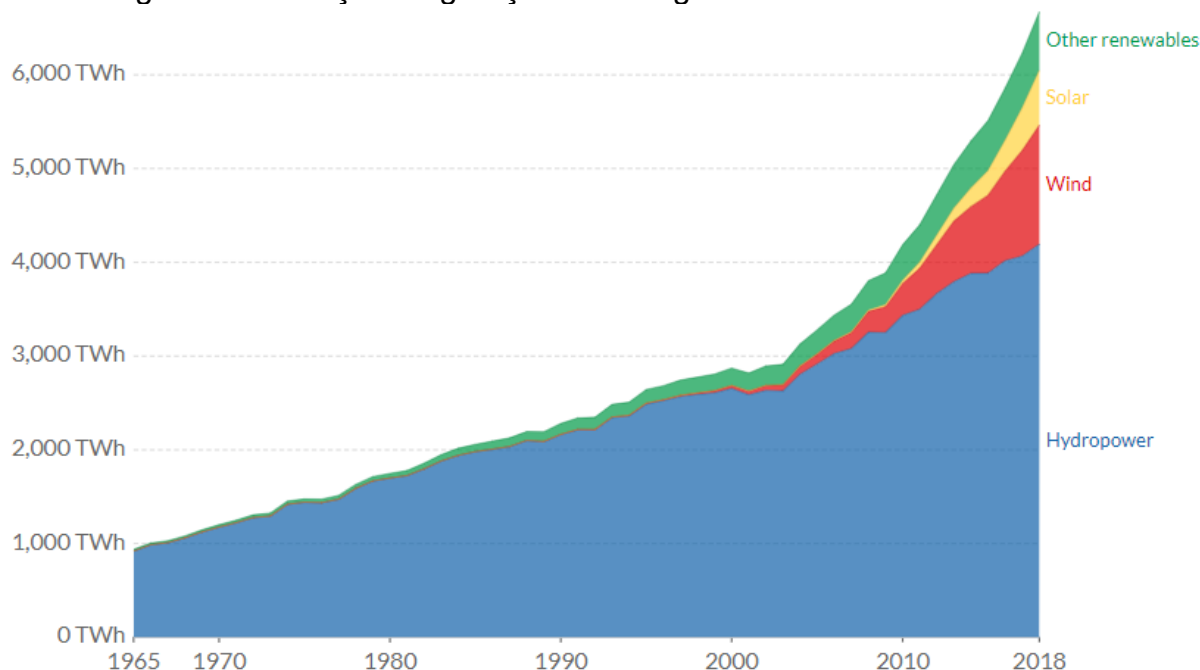
Embora presente essa incerteza no despacho como ponto negativo, a energia eólica possui baixo custo de produção, é cada vez mais competitiva no Brasil e em mercados mundo afora, e cada vez mais é presente na composição da matriz de geração elétrica brasileira e mundial. Queda nos preços dos componentes, bem

como aumento na capacidade média instalada por turbina foram determinantes para o sucesso dessa tecnologia.

### 2.1.1 Energia Eólica no Mundo

A recente preocupação com as mudanças climáticas, acordos internacionais por redução da emissão de poluentes, bem como volatilidade nos preços do petróleo nos últimos anos exigiu o desenvolvimento de produção alternativa de energia – como as “novas renováveis” solar e eólica. Nas últimas décadas, a fonte eólica teve papel marcante na transformação energética global, considerando esses elementos motivadores elencados anteriormente. Atualmente, em termos de capacidade instalada, a energia eólica perde apenas para a energia hidráulica, no âmbito das fontes renováveis de energia. Avanços na tecnologia e consequente redução dos custos foram precursores desse crescimento (IRENA, 2019a). A Figura 5 ilustra a evolução da geração de energia elétrica renovável mundial, em que a fonte eólica (em vermelho) apresenta papel notável, principalmente a partir dos anos 2010, seguido por forte crescimento nos anos seguintes.

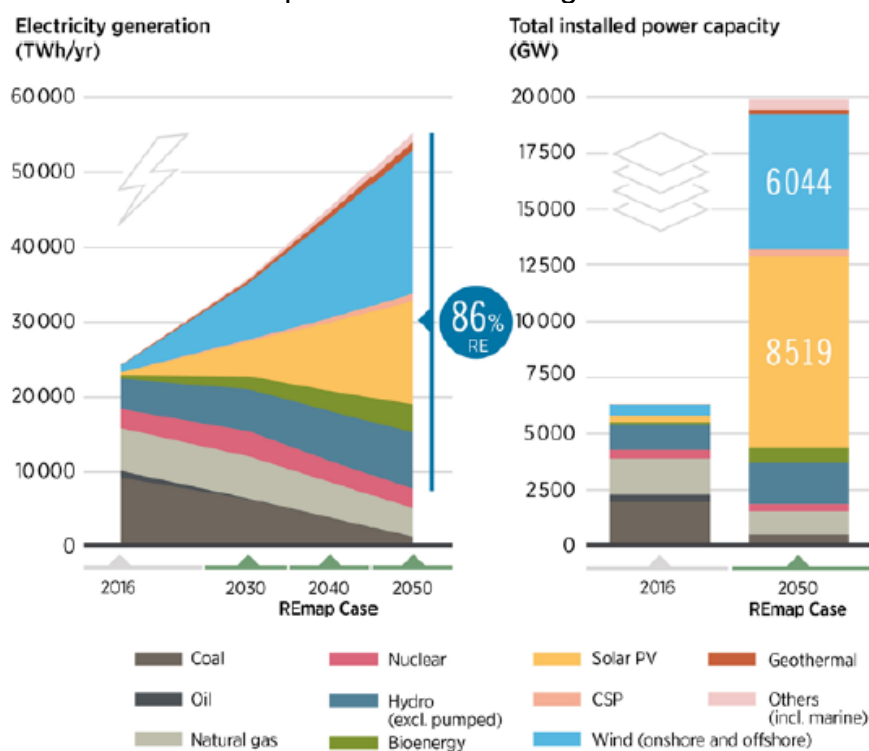
Figura 5 - Evolução da geração de energia elétrica renovável mundial



Fonte: Ritchie e Roser (2017).

Em relação à expansão dessa fonte no cenário global para os próximos anos, a perspectiva é de forte crescimento. IRENA (2019a) aponta que a fonte eólica (*onshore* e *offshore*) será a fonte de destaque até 2050, representando 35% da geração de energia elétrica necessária, conforme apresentado na Figura 6 (em azul claro). Além disso, também é possível capturar a redução da participação dos combustíveis fósseis, carvão e óleo, na composição da matriz eletroenergética mundial, em linha com a preocupação global com as mudanças climáticas e as ações necessárias para reduzir a emissão de poluentes.

Figura 6 - Projeção da evolução das fontes na geração de energia elétrica e capacidade instalada global



Fonte: IRENA (2019a).

Nas próximas seções, o desempenho da fonte eólica no mundo será discriminado em *onshore* e *offshore*, a fim de observar capacidade instalada, custos e projeções de maneira mais assertiva. Como já descrito anteriormente, a fonte eólica *onshore*, comparativamente à *offshore*, apesar de apresentar menor custo de implantação, geralmente encontra obstáculos como recurso energético pior e limitação física em regiões muito povoadas. Já a tecnologia eólica *offshore*, embora

apresente as vantagens energética e de espaço físico, por ser menos competitiva em custos, representa uma porção ainda tímida se comparada com a *onshore*.

### 2.1.1.1 Energia Eólica Onshore no Mundo

A energia eólica *onshore* representa a maior parte das instalações eólicas no mundo. Naturalmente, sua construção é mais fácil por ser em terra firme, além de ser mais barata em relação à *offshore*. Cada vez mais, nos mercados globais, essa fonte se tornou competitiva, em que políticas energéticas de incentivo e a meta de atingir acordos internacionais de emissão de poluentes foram agentes catalisadores desse processo de crescimento. E o cenário de crescimento continua animador quando são olhadas as projeções, atingindo mais de 5.000 GW no ano de 2050. Nesse aspecto, esse desenvolvimento será liderado pela China e Estados Unidos, principalmente, e pela África. O vasto potencial e a necessidade de mudança na matriz energética, substituindo combustíveis fósseis, permitem a projeção de mais de 500 GW de capacidade instalada para o continente africano em 2050 (IRENA, 2019a).

Além desses motivos citados, a queda nos custos de forma considerável ao longo do tempo, totalizando 70% no período de 1983 a 2017 (IRENA, 2018), foi determinante para a marca de mais de 600 GW instalados no mundo atualmente. O custo total de instalação, conforme apresentado na Tabela 1, é projetado para variar entre USD 650 a 1.000 /kW em 2050 (IRENA, 2019a). Avanços na tecnologia, como aumento do tamanho e potência nominal, e em processos de fábrica permitem reduzir o custo das turbinas, as quais constituem a parte majoritária do custo total do projeto, e, conseqüentemente, o grande desenvolvimento dessa fonte no cenário mundial.

Tabela 1 - Evolução da capacidade instalada e do custo de instalação – eólica *onshore*

Ano	Capacidade Instalada [GW]	Custo [USD <sub>2018</sub> /kW]
2010	17	1913
2018	542	1497
2030	1787	800 ~ 1350
2050	5044	650 ~ 1000

Fonte: Adaptado de IRENA (2019a).

Esse custo de instalação, ao ser discriminado entre os elementos que o compõem, atribui às turbinas sua maior porção. Fundação, conexão à rede e outros custos de capital compõem as demais partes. A Tabela 2 apresenta a discriminação do custo de instalação entre seus diversos elementos. O custo da turbina inclui também pás, torre e transformador, enquanto a conexão à rede pode incluir transformador e subestação, além de conexão à distribuidora ou transmissora local.

Tabela 2 - Composição do custo total de instalação – eólica *onshore*

<b>Custo</b>	<b>Parcela [%]</b>
Turbina eólica	65 ~ 84
Conexão à rede	9 ~ 14
Custos de construção	4 ~ 16
Outros custos de capital	4 ~ 10

Fonte: IRENA (2012).

O fator de capacidade, que representa a relação entre a geração de energia média e a capacidade instalada da usina, tem evoluído ao longo do tempo na média mundial, conforme apresentado na Tabela 3. Esse avanço na eficiência do aproveitamento do recurso energético é resultado do aperfeiçoamento da tecnologia, seja por explorar alturas maiores (e, portanto, recurso mais constante e menos turbulento), seja pelo ganho de eficiência na conversão da energia.

Tabela 3 - Evolução do fator de capacidade médio instalado por ano – eólica *onshore*

<b>Ano</b>	<b>Fator de Capacidade [%]</b>
2010	27
2012	28
2015	29
2018	34

Fonte: IRENA (2019d).

Já os custos de operação e manutenção (O&M) verificados no mundo variam bastante nos diversos mercados. Instalações mais antigas, por exemplo, na Alemanha, resultam em custos de manutenção maiores. Além disso, também há dificuldade em capturar esses valores de manutenção pois há pouca disponibilidade

desses dados pelos agentes do setor (IRENA, 2018). A Tabela 4 mostra essa variação entre cada país.

Tabela 4 - Custos de O&M por país

<b>Ano</b>	<b>Custo de manutenção fixo [2016 USD/kW/ano]</b>
Alemanha	66
Estados Unidos	53
Itália	50
Japão	76

Fonte: IRENA (2018).

Como será visto a seguir, algumas das características da eólica *onshore* não se verificam para a *offshore*. Custo total menor de instalação, por exemplo, permite seu sucesso atual e, naturalmente, vantagem em relação à tecnologia em alto mar. Entretanto, como será visto a seguir, a eólica *offshore* tem grande potencial projetado em função da perspectiva de redução de CAPEX, bem como encontra um melhor fator de capacidade.

#### 2.1.1.2 Energia Eólica Offshore no Mundo

A energia eólica *offshore*, por sua vez, apresenta um cenário diferente da *onshore*. Por estar instalada fora da costa, geralmente nos oceanos, enfrenta um processo construtivo mais complicado e robusto, principalmente em virtude da fundação e do acesso. Em contrapartida, encontra melhor recurso energético – ventos mais fortes, constantes e com menos turbulência – bem como menos restrições de conformidade de níveis de ruído e de espaço, resultando em projetos de grande escala.

Nos últimos anos essa tecnologia tem apresentado diversas melhorias, as quais incluem redução de custos e ganhos de eficiência. Além disso, é uma alternativa encontrada para países muito populosos e que encontram nos oceanos oportunidade para gerar energia limpa, devido à limitação de área terrestre. Apoiada também por políticas energéticas de incentivo, China, Reino Unido e Alemanha concentram hoje



grande parte da sua capacidade instalada mundial. As projeções indicam que os principais vetores da expansão dessa tecnologia do mundo serão países da Ásia, principalmente a China, como também Europa e América do Norte (IRENA, 2019a).

Conforme exposto anteriormente, os avanços nessa tecnologia se devem a (i) aperfeiçoamento na turbina (projetos elaborados especificamente para *offshore*), (ii) O&M e (iii) maturidade dos desenvolvedores. Entretanto, o custo médio verificado de instalação desses projetos percebeu uma queda de apenas 5%, contra 22% da *onshore*, entre 2010 e 2018. Essa tímida redução é explicada pelo desenvolvimento recente de projetos em águas mais profundas, os quais aumentaram os custos de fundação, conexão à rede e instalação, enquanto que por volta de 2010 as instalações eram feitas em águas mais rasas (IRENA, 2019a). A Tabela 5 mostra, entretanto, uma projeção de redução significativa nos custos para o horizonte de médio e longo prazo, explicando o progresso projetado para essa tecnologia.

Tabela 5 – Evolução e projeção da capacidade instalada e do custo total de instalação – eólica *offshore*

<b>Ano</b>	<b>Capacidade Instalada [GW]</b>	<b>Custo [USD<sub>2018</sub>/kW]</b>
2010	0,1	4572
2018	23	4353
2030	228	1700 ~ 3200
2050	~ 1000	1400 ~ 2800

Fonte: Adaptado de IRENA (2019a).

Ao discriminar esses custos, é possível observar, portanto, sua diferente composição em relação à da eólica *onshore*. Conforme supracitado, a construção é mais complexa, bem como a conexão à rede, resultando em custos mais elevados. Falta de experiência da indústria no desenvolvimento do projeto, além de complexidades no cabeamento em alto mar implicam, sobretudo, na participação maior desses custos na composição relativa do custo total (IRENA, 2012), conforme exposto na

Tabela 6.

Apesar disso, o fator de capacidade dessas usinas ao longo dos anos, apresentado na Tabela 7, é maior devido à exploração de melhor recurso energético em alto mar, onde são encontrados ventos mais fortes e constantes. Além disso, os

tamanhos dos rotores são maiores, explorando uma maior área varrida pelas pás. Ou seja, há ganhos energéticos em comparação à construção em terra.

Tabela 6 - Composição do custo total de instalação – eólica *offshore*

<b>Custo</b>	<b>Parcela [%]</b>
Turbina eólica	30 ~ 50
Conexão à rede	15 ~ 30
Custos de construção	15 ~ 20
Outros custos de capital	8 ~ 30

Fonte: IRENA (2012).

Tabela 7 - Evolução do fator de capacidade médio instalado por ano – eólica *offshore*

<b>Ano</b>	<b>Fator de Capacidade [%]</b>
2010	38
2012	40
2015	39
2018	43

Fonte: IRENA (2019d).

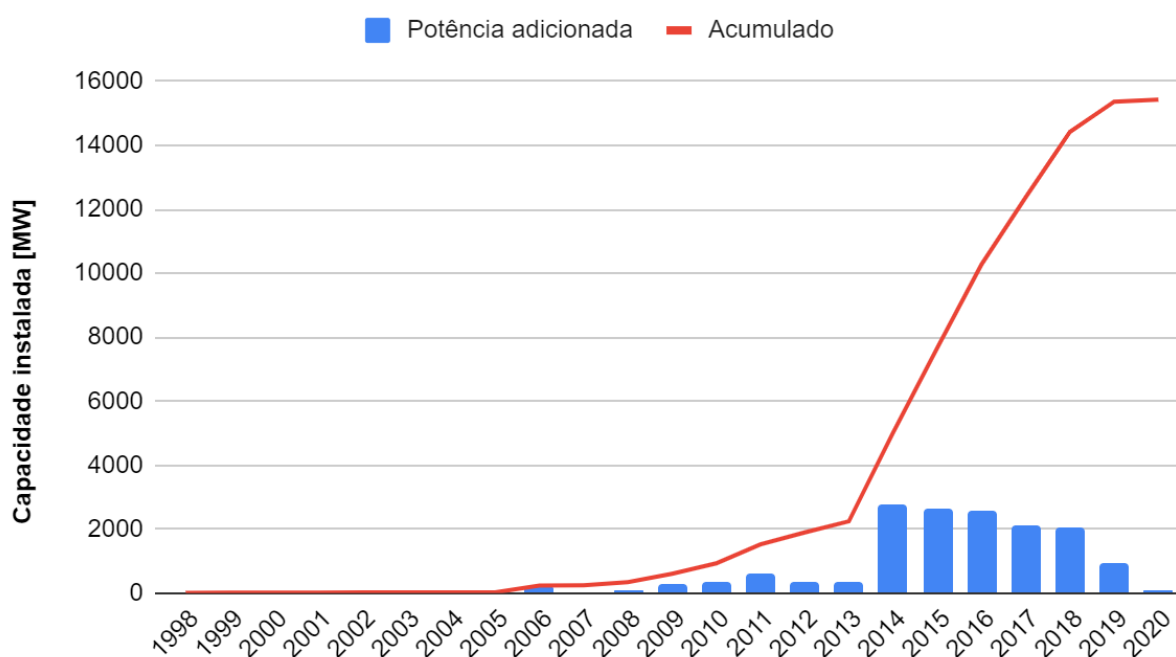
Já os gastos com O&M de eólicas *offshore* são maiores que os da eólica *onshore*, em função da complexidade em acessar as turbinas em alto mar (IRENA, 2018). IRENA (2018) aponta custos estimados entre USD 109/kW/ano e USD 140/kW/ano, porém com potencial de redução para USD 79/kW/ano em 2025.

### 2.1.2 Energia Eólica no Brasil

No Brasil, a primeira turbina eólica instalada foi em 1992 em Fernando de Noronha (PE), com um gerador de 75 kW, desenvolvida pela Universidade Federal de Pernambuco (UFPE) em parceria com a Companhia Energética de Pernambuco (CELPE). Em 1994, foi instalada a primeira usina eólica conectada ao SIN, realizado pela Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) em Minas Gerais, a Central Eólica Morro do Camelinho, a qual possui 4 geradores de 250 kW cada (ANEEL, 2005). A partir disso, o país observou outras instalações, embora tímidas. O cenário,

entretanto, mudou com a instituição do PROINFA, a partir da Lei nº 10.438/2002, criado com o objetivo de desenvolver as fontes eólica, biomassa e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) no Brasil. Esse programa governamental permitiu a contratação de 1.304 MW de projetos eólicos (EPE, 2018). Posteriormente, houve a primeira participação da fonte em um leilão de energia, o Leilão de Fontes Alternativas de 2007, embora sem comercialização de energia. Essa situação veio a acontecer somente no Leilão de Reserva de 2009. A partir disso, observou-se uma grande inserção dessa fonte no país principalmente a partir de 2014, mostrado pela Figura 7, em que os principais vetores dessa expansão foram os leilões regulados e, naturalmente, a competitividade da fonte.

Figura 7 - Adição anual e acumulado de capacidade instalada de usinas eólicas



Fonte: Adaptado de ANEEL (2020a).

Hoje são mais de 15 GW instalados dessa fonte na matriz elétrica brasileira, representando aproximadamente 9% de toda capacidade instalada, em que se destaca, sobretudo, o potencial eólico do Nordeste devido a seu excelente recurso energético, conforme possível observar na Figura 8. A Tabela 8 apresenta a potência outorgada e a quantidade dos parques em operação por estado, evidenciando o destaque dessas regiões.

Outrossim, o fator de capacidade brasileiro é muito superior à média mundial, devido aos ventos fortes e constantes encontrados no país, comparativamente ao resto do mundo.

Tabela 8 - Potência outorgada e quantidade das usinas em operação por estado

UF	Potência Outorgada [kW]	Quantidade
RN	4.281,74	159
BA	4.074,39	169
CE	2.065,84	81
RS	1.835,89	81
PI	1.638,10	60
PE	800,37	35
MA	426,02	16
SC	245,50	16
PB	157,20	15
SE	34,50	1
RJ	28,05	1
PR	2,50	1
MG	0,156	1
SP	0,002	1
<b>Total</b>	<b>15.590.253,86</b>	<b>637</b>

Fonte: ANEEL (2020b).

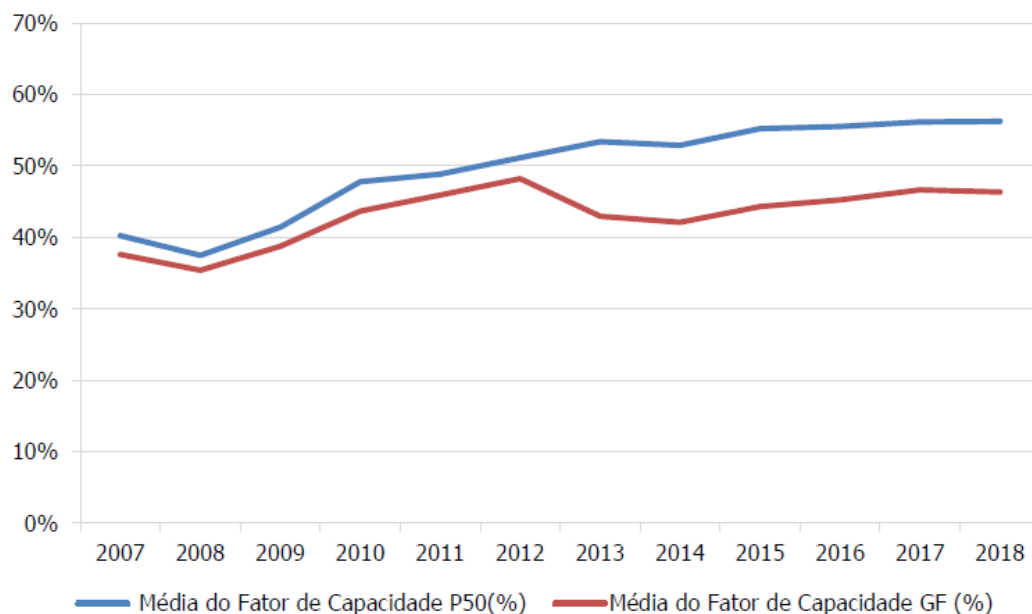
Figura 8 - Potencial eólico do Brasil



Fonte: CEPEL (2017).

A Figura 9 captura a média dos fatores de capacidade verificados entre 2007 e 2018 por estado, considerando P50<sup>3</sup> e a garantia física (P90<sup>4</sup>).

Figura 9 - Média dos fatores de capacidade por estado entre 2016 e 2018



Fonte: EPE (2018).

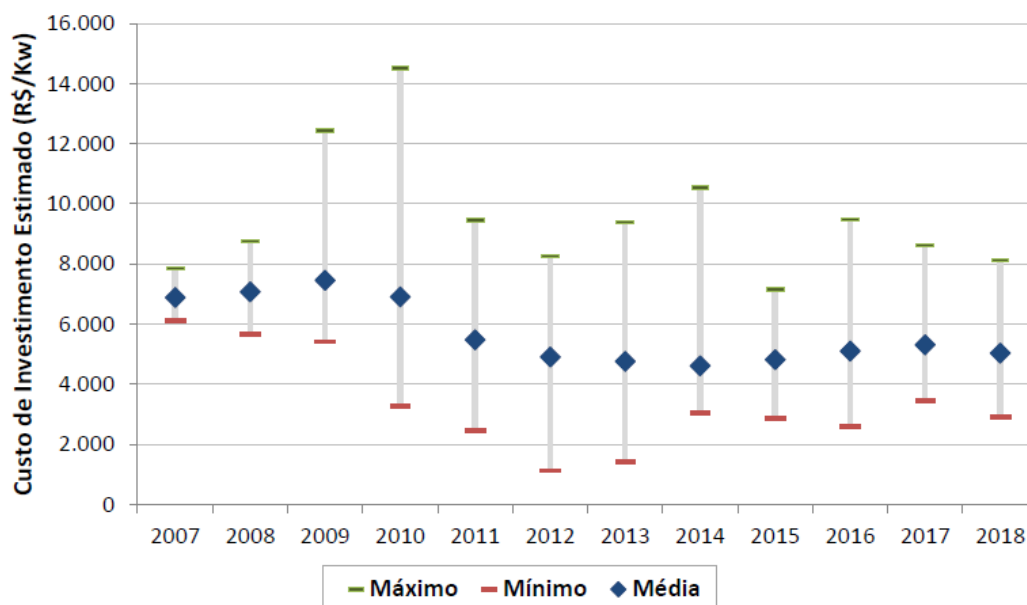
Esse sucesso, além do abundante recurso energético principalmente na região Nordeste, deu-se também em razão da redução do custo de instalação nos últimos anos. A Figura 10 apresenta a evolução do custo de investimento estimado em projetos habilitados tecnicamente pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em leilões regulados.

Posto isso, o grande destaque da fonte eólica, deve-se a sua alta competitividade no mercado brasileiro frente as demais fontes. Redução recente dos custos de instalação dos empreendimentos, bem como baixo tempo de construção e processo de licenciamento ambiental relativamente simples são fatores que ressaltam o crescimento dessa fonte neste mercado.

<sup>3</sup> P50: produção anual de energia referente a uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a cinquenta por cento.

<sup>4</sup> P90: produção anual de energia referente a uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a noventa por cento, calculada a partir do valor de P50 e da incerteza padrão, assumindo uma distribuição normal.

Figura 10 - Custo de investimento de empreendimentos habilitados, por ano, em leilões



Fonte: EPE (2018).

Os fatores supracitados são refletidos no preço da energia, em que a fonte eólica, em conjunto com a solar, se destaca nos preços baixos, comparativamente a fontes convencionais. Aliado a isso, há também outras estratégias na comercialização através de leilões regulados que impactam no preço, as quais serão abordadas na Seção 5.1.

Tabela 9 - Preço de venda médio da energia – referenciados às datas dos leilões

Fonte	LEN A-4 de 2019 [R\$/MWh]	LEN A-6 de 2019 [R\$/MWh]
Hídrica	198,12	205,78
Eólica	79,99	98,89
Solar	67,48	84,39
Térmica	179,87	188,78

Fonte: CCEE (2020a).

Nos próximos anos, a energia eólica deverá cumprir papel importante na expansão do parque gerador do Brasil. O PDE 2029, publicado pelo MME, indica que a capacidade instalada dessa fonte vai mais que dobrar dentro de um horizonte de 10

anos, passando para mais de 39 GW instalados em 2029, sendo o maior agente da expansão.

Destaca-se que toda essa informação apresentada para o país se refere à fonte eólica *onshore*. Salienda-se, portanto, que atualmente não há nenhum parque eólico *offshore* instalado no Brasil. Há seis projetos, porém, que estão em processo de licenciamento ambiental, todos na fase de licenciamento prévio. Desses empreendimentos, metade está no Ceará, enquanto que os outros estão no Rio Grande do Norte, Rio de Janeiro e Rio Grande do Sul (EPE, 2020b).

O PDE 2029, por sua vez, considerou pela primeira vez a fonte eólica *offshore* como candidata à expansão dentro do horizonte decenal, porém os estudos indicaram que não se mostrou competitiva. Apesar disso, é citado que em um panorama de amadurecimento da tecnologia e tratamento regulatório, há indicação de que é uma fonte promissora para o país.

## 2.2 O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O objetivo deste trabalho é analisar uma usina eólica *offshore* dentro do mercado de energia elétrica brasileiro. Portanto, serão abordados alguns aspectos inerentes ao contexto do SEB, os quais implicam de forma direta na análise da pesquisa.

Dito isso, cumpre destacar que até meados dos anos 90 havia uma preponderância do Estado em relação a investimentos, que não se limitava ao setor elétrico. Nessa época, a necessidade de alavancar novos recursos financeiros para atender ao crescimento econômico, aliada à incapacidade governamental de despendar novos investimentos, resultou na promulgação da Lei nº 8.987/1995, a chamada Lei das Concessões, fixando a licitação de serviços públicos. Ou seja, com isso o Estado passava a ser regulador do mercado, e não mais empreendedor. Destarte, uma série de implementações institucionais propiciaram mudanças no setor elétrico, como privatizações de alguns agentes, bem como a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica<sup>5</sup> (ANEEL), em 1996, cuja missão era regular os segmentos do setor, estabelecer tarifas, além de promover a outorga e permissão de

---

<sup>5</sup> Lei nº 9.427/1996

serviços (CCEE, 2019). Nesse arcabouço, foram introduzidos mecanismos de incentivo à competição, como a segregação das atividades de geração, transmissão e distribuição e o livre acesso à rede básica de transmissão.

Em 2001, houve o racionamento de energia elétrica, o qual foi motivado por condições hidrológicas desfavoráveis associadas a uma matriz eletroenergética essencialmente hidrelétrica. Nesse contexto, desenhos de mercado inadequados que resultaram em um crescimento da oferta abaixo do planejado, além de restrições de transmissão entre os subsistemas também contribuíram para a implementação do racionamento do consumo de energia (CCEE, 2019).

Dessa forma, urgi a necessidade de um novo marco regulatório do SEB. Portanto, em 2004 foi anunciado o novo modelo<sup>6</sup>, o qual contemplou contratação regulada de energia por intermédio de leilões de compra. Outrossim, foram detalhados os procedimentos de contratação regulada, ambientes de contratação (regulado e livre), processos de outorga, e repasse dos valores de compra aos consumidores finais. Ou seja, um desenho de mercado propício à retomada de investimento no setor, garantindo a expansão da oferta de geração de energia e contornado pela criação da EPE e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

A partir dessa visão geral, serão contemplados os aspectos que contextualizam o SEB atualmente, de tal forma que seja possível compreender o ambiente de mercado no qual a análise deste trabalho está inserida.

### **2.2.1 Órgãos institucionais do setor**

O MME é o órgão executivo do setor elétrico, e é responsável por estabelecer as políticas energéticas, planejamento energético, e garantir a segurança do suprimento. Além disso, coordena o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), o qual é responsável por acompanhar e avaliar a segurança do suprimento. O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), por sua vez, é um órgão que formula as políticas e diretrizes energéticas ao país, estabelecendo diretrizes para uso de combustíveis específicos (como álcool, biomassa, gás natural, entre outros), que são seguidas pelo MME (CCEE, 2020b).

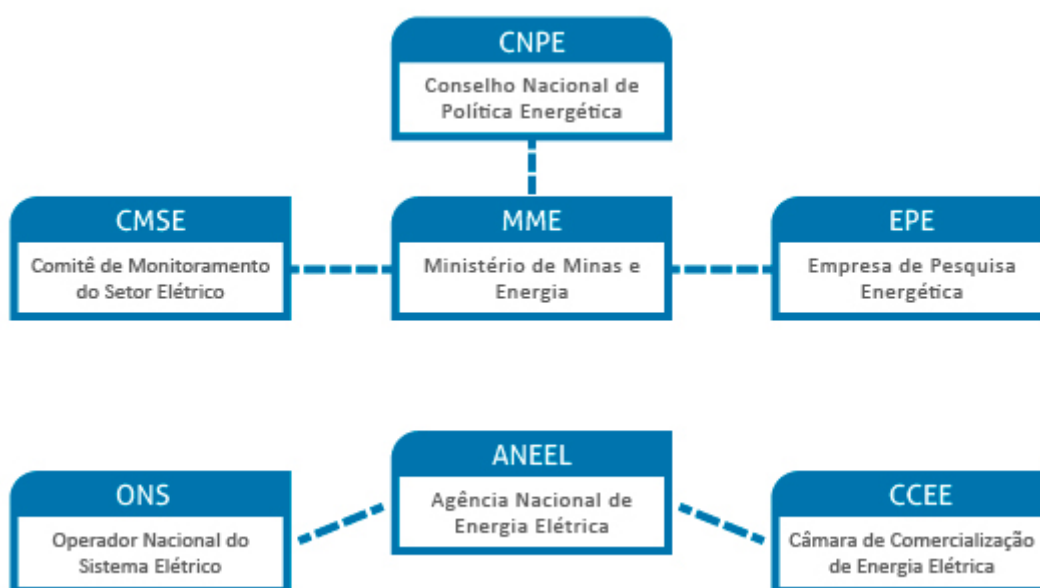
---

<sup>6</sup> Lei nº 10.848/2004



Também há a figura da EPE, vinculada ao ministério citado, que realiza estudos e projeções da matriz energética brasileira, subsidiando o planejamento do setor energético. Com isso, desenvolve estudos a propiciar o desenvolvimento da expansão da geração e transmissão de energia elétrica, a curto, médio e longo prazo (CCEE, 2020b).

Figura 11 - Órgãos institucionais do setor elétrico brasileiro



Fonte: CCEE (2020b).

A ANEEL é o órgão regulador do setor elétrico. A agência atua na normatização de políticas e diretrizes estabelecidas pelo governo, além de fiscalizar o fornecimento de energia. Além disso, é de sua responsabilidade a promoção de leilões para a contratação de energia pelas distribuidoras. Já o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é o operador, de modo que controla a geração de energia e administra a rede básica de transmissão, minimizando o custo de operação e garantindo a segurança do sistema. Fruto dessa operação do ONS é o Custo Marginal de Operação (CMO)<sup>7</sup>. Já a CCEE é responsável pela contabilização e liquidação financeira no Mercado de Curto Prazo (MCP), por calcular e divulgar o Preço de

<sup>7</sup> Custo para se produzir o próximo MWh ao sistema.

Liquidação das Diferenças (PLD) e implantar regras e procedimentos de comercialização.

### **2.2.2 Agentes setoriais**

Os agentes setoriais são divididos em diferentes atividades. Portanto, incumbem diferentes níveis de regulação econômica de acordo com suas características. A atividade de produção da indústria é exercida pelos agentes de geração, os quais fornecem energia proveniente de qualquer fonte. No Brasil, a energia é gerada pelas fontes hídrica, eólica, solar ou térmica (biomassa, nuclear ou fóssil). Por se tratar de um segmento competitivo, este não é regulado economicamente (SILVA, 2001). Já o exercício da função do transporte da energia é dado pelos agentes de transmissão e distribuição, os quais devem oferecer o livre acesso aos diversos agentes do mercado, de forma que estes possam escoar ou consumir o insumo. Essas atividades de transporte constituem monopólios naturais em suas áreas de atuação. Por esse motivo, firmam atividades de forte regulação técnica e econômica (SILVA, 2001).

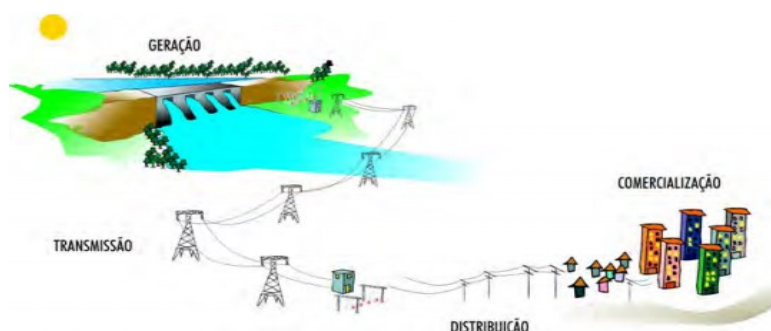
Ademais, há a figura do agente comercializador, o qual não detém necessariamente algum ativo de geração ou transporte de energia. A comercialização, assim como a geração, é uma atividade de forte competição e, portanto, pouco regulada.

Entre os consumidores, ANEEL (2010) define diferentes classificações para os agentes de consumo. Dependendo de sua classificação, há diferente liberdade de escolha de compra de energia, sendo consumidor cativo, especial, potencialmente livre ou livre.

O consumidor cativo deve obrigatoriamente comprar energia da distribuidora na qual está conectado, ou seja, não possui liberdade de escolha. Por outro lado, o consumidor livre é aquele que adquire energia de outros agentes, negociando livremente as condições de compra. BRASIL (1995) define que, como condição para ser classificado como tal, o consumidor deve ter carga superior a 2.000 kW . (BRASIL, 2018). Cumpre destacar ainda que já há previsão para redução desse limite através da Portaria do MME nº 465, de 2019, constantes na Tabela 10. Além disso, também

é disposto que devem ser apresentadas medidas para redução ainda maior desse limite inferior, a partir de 2024. Já o consumidor potencialmente livre, por seu lado, é aquele que satisfaz essa condição de carga mínima, porém opta por não adquirir energia de outros agentes, e sim da distribuidora na qual está conectado.

Figura 12 - Esquemático da cadeia de produção, transmissão e consumo



Fonte: ANEEL (2016).

Tabela 10 - Limites de carga mínima para consumidores livres

Ano	Carga Mínima [kW]
2021	1.500
2022	1.000
2023	500

Fonte: BRASIL (2019).

ANEEL (2010) estabelece que o consumidor especial, por sua vez, é aquele com carga maior ou igual a 500 kW e que pode adquirir energia de quaisquer usinas com potência igual ou inferior a 5.000 kW, bem como de hidrelétricas com potência igual ou inferior a 50.000 kW, além das fontes eólica, solar ou biomassa cuja potência injetada seja menor ou igual a 50.000 kW (BRASIL, 1996).

### 2.2.3 Ambientes de contratação

Com a instauração do novo modelo do SEB, foram estabelecidos os ambientes de contratação – livre (ACL) e regulado (ACR). Enquanto que no ACL as condições contratuais são livremente negociadas entre as partes em contratos bilaterais, no ACR as obrigações são reguladas pela ANEEL. No ACL participam os

agentes geradores, comercializadores, bem como consumidores livres e especiais, em que as disposições de preço e tipo de contrato são estabelecidas livremente entre as partes (BRASIL, 2004a).

Em contrapartida, no ACR participam como vendedores as figuras de geradores e comercializadores<sup>8</sup>, e como compradoras as distribuidoras. Nesse ambiente, a contratação de energia é efetuada através de leilões regulados pela ANEEL e promovidos pela CCEE, nos quais os preços também são estabelecidos para cada licitação. As cláusulas contratuais são determinadas pela própria agência reguladora, e os contratos são firmados entre os agentes vendedores e as distribuidoras. Nesta esfera, as distribuidoras observam sua necessidade de compra de acordo com o crescimento de seu mercado cativo e declaram, assim, o montante de energia que desejam contratar. A partir disso, vencem os agentes que ofertam o menor preço de venda da energia, ao passo que os valores de compra da energia são repassados aos consumidores regulados, obedecendo determinadas condições. (BRASIL, 2004a).

O ACR, hoje, é o principal vetor de expansão do parque gerador, em que aproximadamente 70% do consumo de energia elétrica em 2019 se deu neste ambiente (CCEE, 2020c).

#### **2.2.4 O mercado de curto prazo**

Todos os contratos de comercialização de energia, seja no ACR ou ACL, devem ser registrados na CCEE, que verifica quanto foi efetivamente produzido ou consumido por cada agente. As diferenças entre o contratado e o medido são valoradas ao PLD. Ou seja, se um gerador produziu mais energia do que vendeu em contratos, recebe essa diferença pelo PLD, conforme ilustrado pela Figura 13.

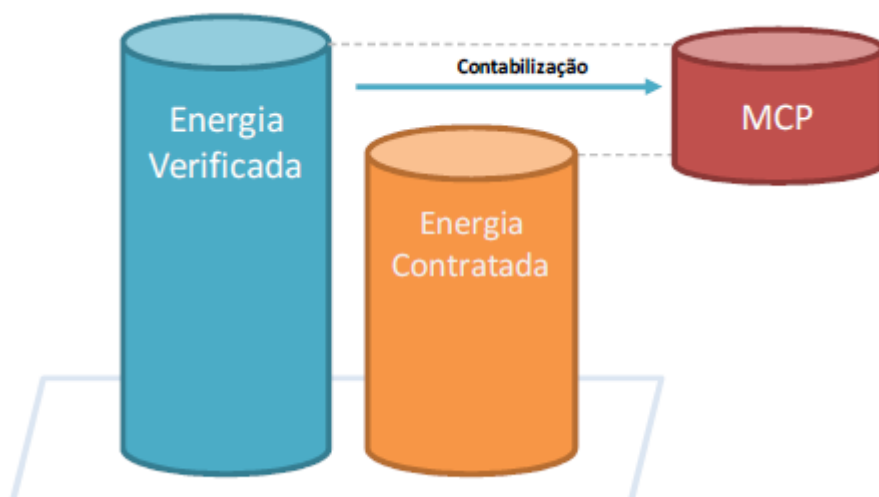
O PLD é determinado semanalmente para cada patamar de carga (leve, média ou pesada) com base no CMO. O CMO, por sua vez, é calculado através de um modelo matemático, que busca atender a carga otimizando o uso da água dos reservatórios das hidrelétricas, minimizando o custo de uso dos combustíveis das termelétricas. Ou seja, deve considerar projeções de condições hidrológicas e

---

<sup>8</sup> As comercializadoras podem negociar energia somente em leilões de ajuste e energia existente.

demanda de energia, além de preços de combustível, custo de déficit, entrada de novos projetos e disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão.

Figura 13 - Contabilização no MCP



Fonte: CCEE (2020e).

A partir disso, no cálculo do PLD são desconsideradas as restrições de transmissão dentro de cada submercado (apenas entre eles), de forma que haja um único preço dentro de cada uma dessas regiões (CCEE, 2020d). Também são aplicados limites a esse preço: máximo de R\$ 559,75/MWh e mínimo de R\$ 39,68/MWh.

### 2.2.5 Sazonalização e modulação

A garantia física da usina, para fins de contabilização, deve ser discriminada em períodos de comercialização. Nesse contexto, sazonalização é a distribuição do volume anual de energia em valores mensais, enquanto a modulação é a distribuição do volume mensal de energia em valores horários (CCEE, 2020f). Assim sendo, a entrega contratual por parte do vendedor pode observar curvas de sazonalização e modulação distintas, de acordo com o contrato acordado com o comprador. Essas distribuições mensais e horárias da energia podem variar de acordo com o perfil da carga, da geração, *flat*, ou acordado entre as partes. O descasamento entre a

distribuição acordada no contrato e o efetivamente entregue pelo gerador é valorada ao PLD (CCEE, 2020f).

### 2.2.6 Lastro contratual e garantia física

Os contratos de compra e venda de energia, seja no ACR ou ACL, devem estar totalmente cobertos por lastro (BRASIL, 2004a). Ou seja, para um consumidor, 100% de sua carga deve estar contratada, assim como, para um gerador, todos os seus contratos de venda devem estar lastreados. Nesse sentido, pelo lado da geração o lastro é a garantia física (GF) do empreendimento. EPE (2020a) define que “a GF determina a quantidade de energia que um equipamento de geração consegue suprir, dado um critério de suprimento definido”. Sendo assim, o máximo de energia que um empreendimento de geração pode comercializar é a sua GF. Já para um consumidor lastrear sua carga, deve constitui-la com a GF de terceiros, mediante contratos de compra de energia (BRASIL, 2004a).

Para empreendimentos hidrelétricos e termelétricos despachados centralizadamente pelo ONS, a GF da usina é proporcional a sua contribuição na energia suprida pelo sistema, a partir de um critério de garantia de suprimento. Já para empreendimentos eólicos e solares, a GF é calculada a partir de dados de produção de energia, certificados por entidades independentes, considerando a disponibilidade do recurso energético no local (EPE, 2020a). Especificamente para as usinas eólicas, o cálculo da GF de novos empreendimentos considera a produção anual de energia certificada, dada uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a 90%, bem como taxas de indisponibilidade forçada (TEIF) e programada (IP), além de consumo interno e perdas elétricas até o ponto de medição da usina, conforme descrito na Equação 3 (BRASIL, 2016).

$$GF = [P90 \cdot (1 - TEIF) \cdot (1 - IP) - \Delta P] / 8760 \quad (3)$$

Em que:

GF = garantia física [MW<sub>méd</sub>];

P90 = produção anual de energia certificada referente ao valor de energia anual com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a noventa por cento [MWh];

TEIF = taxa equivalente de indisponibilidade forçada [pu];

IP = indisponibilidade programada [pu];

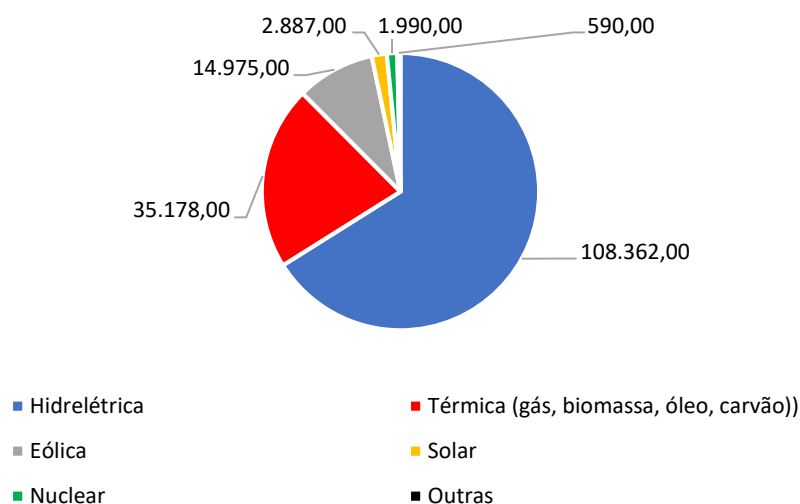
$\Delta P$  = consumo interno anual e perdas elétricas até o ponto de medição da usina [MWh];

8760 = número de horas do ano.

### 2.2.7 Matriz eletroenergética

A capacidade instalada do SEB é composta majoritariamente por hidrelétricas, com grande participação da fonte térmica e recente crescimento importante da fonte eólica. A fonte hidráulica representa 66,1% da matriz do SIN, enquanto as térmicas (gás, biomassa, óleo, carvão) compõem 21,5% e a eólica 9,1%, de acordo com a Figura 14.

Figura 14 - Capacidade instalada do SIN [MW]

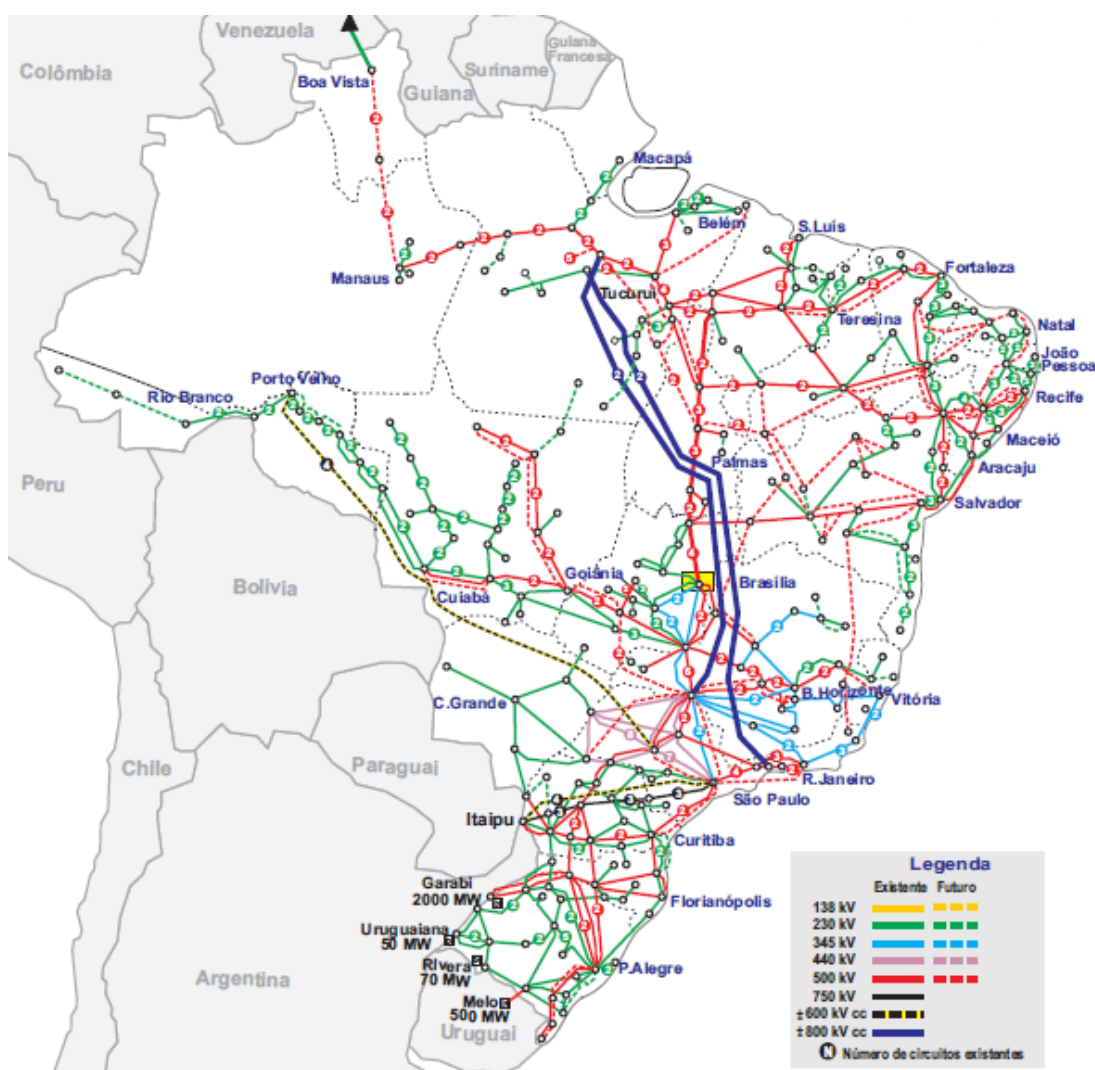


Fonte: Adaptado de ONS (2020b).

Por ser um país de dimensões continentais e possuir vasto potencial energético espalhado por todo o território, o Brasil possui uma grande malha de transmissão, totalizando 141.756 km (ONS, 2020b). Essa malha de transmissão, chamada de rede básica, é composta por linhas de transmissão e outros

equipamentos com tensão igual ou superior a 230 kV (ANEEL, 2004). Há também a rede básica de fronteira, a qual é composta por unidades transformadoras de potência do SIN com tensão superior igual ou maior de que 230 kV e tensão inferior menor de que 230 kV (ANEEL, 2018). A Figura 15 ilustra a extensa rede de transmissão do SIN, no horizonte de 2024. Nessa toada, já é vislumbrada a interligação de Roraima, que atualmente não integra o SIN, através de uma linha de 500 kV a ser construída nesse horizonte.

Figura 15 - Mapa do sistema de transmissão – horizonte 2024



Fonte: ONS (2020a).

Além disso, há os sistemas isolados (não integram o SIN), os quais são atendidos, principalmente, por térmicas a óleo diesel. Essas localidades representam

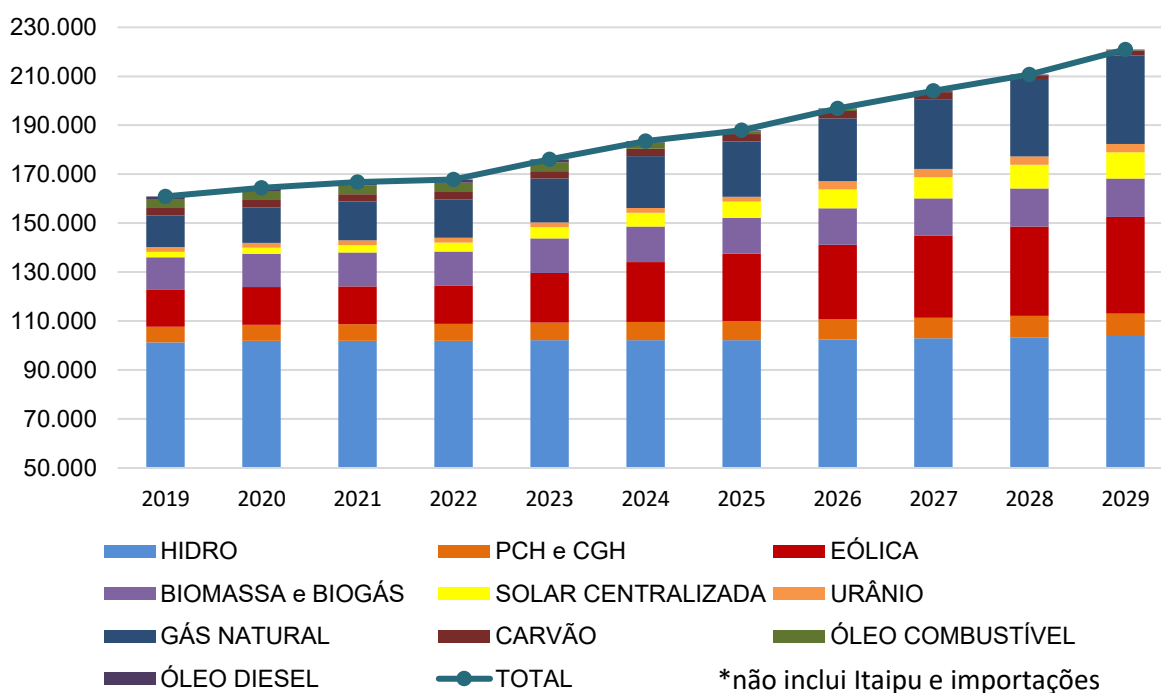


menos de 1% da carga do país. A maior parte dos sistemas isolados encontram-se na região Norte, como o exemplo de Roraima. A ilha de Fernando de Noronha (PE) e algumas partes de Mato Grosso também não são integradas ao SIN (ONS, 2020c).

### 2.2.8 PDE 2029 e indicações da expansão da geração

O PDE é um documento elaborado pela EPE, de carácter indicativo, quanto às perspectivas de expansão do setor de energia (não somente energia elétrica) em um horizonte de 10 anos. O último documento, o PDE 2029, foi lançado em fevereiro de 2020 e apresentou uma novidade: considerou, pela primeira vez, a energia eólica *offshore* como candidata à expansão. A Figura 16 apresenta a projeção da capacidade instalada nesse horizonte.

Figura 16 - Projeção da capacidade instalada por fonte de geração [MW]



Fonte: Adaptado de EPE e MME (2019).

O PDE 2029 indica, portanto, que a fonte eólica será o principal agente de expansão da matriz brasileira, com potencial para incremento de 21.000 MW até 2029. Logo atrás, as térmicas (principalmente a gás natural), contribuindo para adicionais

20.997 MW de capacidade instalada neste horizonte. Essa expansão da fonte eólica é absoluta por parte da tecnologia *onshore*. Embora considerada pela primeira vez no plano indicativo da EPE, a tecnologia *offshore* apresentou custos de investimentos ainda elevados, segundo o documento. Apesar disso, EPE e MME (2019) destacam que a evolução dessa tecnologia pode alterar sua competitividade. Com isso, salienta-se que o objetivo deste trabalho, portanto, é quantificar a competitividade da fonte e trabalhar com sensibilidades, a fim de auferir o preço com que essa energia se viabilizaria considerando o cenário atual.

## 2.3 ANÁLISE DE INVESTIMENTOS

A análise deste trabalho é fundamentada no cálculo do preço da energia a ser vendida, considerando uma taxa de retorno dada pelo investidor. Para isso será apresentada uma Demonstração do Resultado do Exercício (DRE), a fim de resumir os resultados financeiros da empresa durante o período. Então, serão abordados aspectos que contemplam métricas de retorno econômico, de forma a embasar o estudo em questão, utilizando o método de fluxo de caixa descontado.

### 2.3.1 Demonstração do resultado do exercício

A DRE permite apurar o resumo financeiro dos resultados da empresa (GITMAN, 2010). Considera-se, portanto, receitas e despesas para auferir o resultado. A partir disso, são gerados os fluxos de caixa do projeto. Na Tabela 11 é apresentado um modelo de DRE. No Capítulo 4 serão discutidas as especificidades do projeto a ser analisado neste trabalho, haja vista ser uma usina eólica e o mercado de energia no qual está inserida.

Tabela 11 - Modelo de DRE

<b>Discriminação</b>	<b>Ano 0</b>	<b>Ano 1</b>	<b>Ano 2</b>	<b>Ano 3</b>	<b>Ano 4</b>	<b>Ano 5</b>
(+) Receita Bruta	\$	\$	\$	\$	\$	\$
(-) PIS <sup>9</sup> /COFINS <sup>10</sup>	\$	\$	\$	\$	\$	\$
= Receita Líquida	\$	\$	\$	\$	\$	\$
(-) Custo Variável do Produto Vendido	\$	\$	\$	\$	\$	\$
= Margem de Contribuição	\$	\$	\$	\$	\$	\$
(-) Despesas variáveis	\$	\$	\$	\$	\$	\$
= Margem de Contribuição Líquida	\$	\$	\$	\$	\$	\$
(-) Custos e despesas fixas	\$	\$	\$	\$	\$	\$
(-) Depreciação	\$	\$	\$	\$	\$	\$
(-) Despesas Financeiras (juros)	\$	\$	\$	\$	\$	\$
= Lucro antes do IR <sup>11</sup> e CSLL <sup>12</sup>	\$	\$	\$	\$	\$	\$
(-) IR	\$	\$	\$	\$	\$	\$
(-) CSLL	\$	\$	\$	\$	\$	\$
= Lucro após IR e CSLL	\$	\$	\$	\$	\$	\$

Fonte: Bourscheidt (2016).

### 2.3.2 Fluxo de caixa

A partir da DRE, é possível projetar o fluxo de caixa do investidor, conforme exposto na Tabela 12. Com isso, será feita a análise econômica do projeto, a partir de critérios escolhidos como Valor Presente Líquido (VPL) ou TIR.

Tabela 12 - Modelo de fluxo de caixa do investidor

	<b>Ano 0</b>	<b>Ano 1</b>	<b>Ano 2</b>	<b>Ano 3</b>	<b>Ano 4</b>	<b>Ano 5</b>
= Lucro após IR e CSLL		\$	\$	\$	\$	\$
(+) Depreciação		\$	\$	\$	\$	\$
(-) Amortização do financiamento		\$	\$	\$	\$	\$
(-) Investimento inicial	\$					
(+) Liberação do financiamento	\$					
(+) Valor residual						\$
= Fluxo de caixa do investidor	\$	\$	\$	\$	\$	\$

Fonte: Bourscheidt (2016).

<sup>9</sup> PIS: Programa de Integração Social

<sup>10</sup> COFINS: Contribuição para Financiamento da Seguridade Social

<sup>11</sup> IR: Imposto de Renda

<sup>12</sup> CSLL: Contribuição Social sobre o Lucro Líquido

### 2.3.3 Taxa mínima de atratividade

Os critérios a serem utilizados são baseados, conforme supracitado, em fluxo de caixa descontado a uma determinada taxa. Essa taxa, denominada Taxa Mínima de Atratividade (TMA), deve contemplar o retorno mínimo exigido para o investidor.

Bourscheidt (2016) indica que a determinação da TMA é complexa e considera critérios objetivos e subjetivos, variando de acordo com cada empresa. Gitman (2010) aponta que a TMA deve considerar o custo de capital do projeto, contemplando juros de financiamento e remuneração dos acionistas, a fim de adicionar valor à firma.

### 2.3.4 Valor Presente Líquido

O VPL é a soma dos valores de cada um dos fluxos de caixa do projeto, descontados a uma determinada taxa de desconto (DAMODARAN, 2002), apresentado pela Equação 4. Ou seja

$$VPL = \sum_{t=1}^N \frac{FC_t}{(1+r)^t} - FC_0 \quad (4)$$

Em que:

$FC_t$  = Fluxo de Caixa no período  $t$ ;

$FC_0$  = investimento inicial;

$r$  = taxa de desconto (ou taxa mínima de atratividade - TMA);

$N$  = número de períodos referente à vida do ativo.

A partir disso, Damodaran (2002) discute que há diferentes usos do fluxo de caixa descontado, com diferentes taxas de desconto. O fluxo de caixa do acionista considera a taxa de desconto do acionista, sendo o custo de capital próprio. Já o fluxo de caixa da firma utiliza a média ponderada do custo de capital (WACC) como taxa de desconto. Na modelagem do fluxo de caixa do acionista, ao contrário do fluxo de caixa da empresa, são consideradas despesas decorrentes de financiamento. Cumpre destacar que a análise deste projeto é sob a ótica do investidor; portanto, será utilizado

o fluxo de caixa do acionista, conforme modelo da Tabela 12. Para atestar a viabilidade econômica do projeto, se o VPL for positivo deve-se aceitar investir no projeto, pois é capaz de gerar um retorno maior que a TMA. Caso contrário (VPL negativo), deve-se rejeitar (BRASIL, 2004b).

### 2.3.5 Taxa interna de retorno

Casarotto Filho e Kopittke (2010) definem a TIR de um projeto como a taxa para a qual o VPL do projeto é nulo, como exposto na Equação 5. É uma medida relativa, pois é expressa em termos percentuais. Ou seja, a TIR apresenta a taxa de retorno do projeto.

$$\sum_{t=1}^N \frac{FC_t}{(1+r)^t} - FC_0 = 0 \quad (5)$$

A partir disso, Brasil (2004b) indica que para concluir se um projeto é economicamente viável, deve satisfazer a condição de ser maior que a TMA. Ou seja, se  $TIR > TMA$  para um determinado projeto, deve-se tomar a decisão de investir. Caso contrário, o projeto não oferece rentabilidade atrativa. Além disso, cumpre destacar que para o fluxo de caixa do acionista, a taxa de retorno esperada é seu custo de capital próprio, descrito na Seção 2.3.6. Já para o fluxo de caixa livre da empresa, a taxa de retorno é o WACC, descrito na Seção 2.3.7. Saliencia-se que também há distinção no cálculo da TIR se for feita a partir do fluxo de caixa da empresa ou do acionista. Significa dizer, portanto, que na análise deste trabalho será utilizado o fluxo de caixa do acionista para o cálculo da TIR, assim como do VPL.

### 2.3.6 Custo do capital próprio

Assaf Neto (2008) comenta que o custo de capital próprio representa o retorno esperado pelo acionista ao investir seu capital próprio. Esse custo é descrito pela Equação 6.

$$Ke = Rf + \beta \cdot (Rm - Rf) \quad (6)$$

Em que:

$\beta$  = constante que representa o risco associado ao tipo do investimento;

Rf = taxa de juros livre de risco;

Rm = taxa de remuneração do mercado.

A taxa livre de risco é comumente utilizada como a Selic, representando um investimento sem risco. Já para taxa de remuneração de mercado pode-se utilizar a rentabilidade do índice Bovespa como referência. A constante  $\beta$ , por sua vez, expressa o risco associado ao investimento, em que valores maiores que 1 representam maior retorno, embora mais risco associado. Valores menores que 1 representam menos risco, embora menor retorno (ANGELOPOULOS *et al*, 2016).

### 2.3.7 WACC

O WACC representa o custo total de capital da empresa, contemplando diferentes fontes de financiamento (seja dos acionistas ou de financiamento, por exemplo). Indica, portanto, a remuneração mínima exigida do ponto de vista do fluxo de caixa da empresa (ASSAF NETO, 2008). Seu cálculo é representado pela Equação 7.

$$WACC = \sum_{t=1}^N W_t \cdot K_t \quad (7)$$

Em que:

WACC = custo médio ponderado de capital;

$W_t$  = participação da fonte na composição do capital;

$K_t$  = custo de capital da fonte de financiamento.

### 3 TECNOLOGIA EÓLICA OFFSHORE E PERSPECTIVAS DENTRO DO SIN

Este capítulo aborda alguns aspectos tecnológicos de uma usina eólica *offshore*, que naturalmente compõem os custos apresentados na Tabela 6. São contemplados tipos de equipamentos, fundação e conexão elétrica, incluindo questões legais e ambientais, enxergando o mercado brasileiro.

#### 3.1 EQUIPAMENTOS

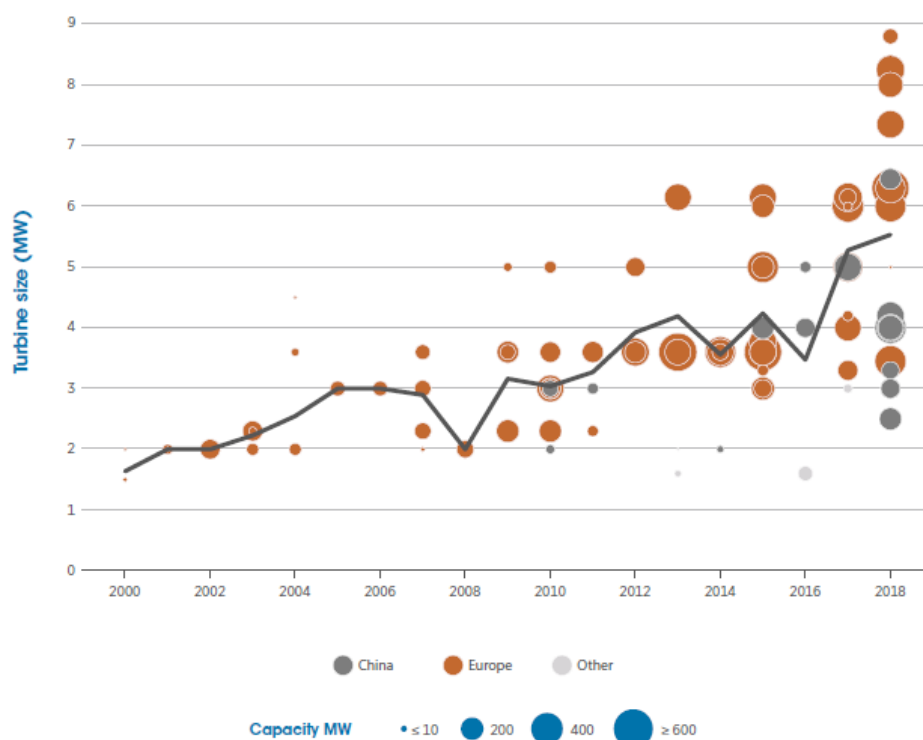
As primeiras turbinas instaladas no mar foram baseadas na tecnologia *onshore* existente. Entretanto, ultimamente foram desenvolvidos projetos específicos para o uso dessa tecnologia no mar, ensejando tamanhos de turbina cada vez maiores (IRENA, 2012). Pelo fato de haver menos turbulência no mar, as pás podem girar mais próximas da base (neste caso, a água). Com isso, são verificadas turbinas com potências também maiores, conforme exposto na Figura 17, em que o eixo das ordenadas apresenta a capacidade das turbinas em MW, o eixo das abscissas representa os anos, e o tamanho do círculo é o tamanho do projeto em MW. Nesse contexto, observa-se uma predominância da Siemens Gamesa neste mercado, representando mais da metade da potência total de turbinas vendidas, conforme apresentado na Tabela 13. Destaque é dado também para a fabricante MHI Vestas, quase 20% da porção de mercado.

Tabela 13 - Porção do mercado de turbinas offshore por empresa

<b>Fabricante</b>	<b>Porção de mercado offshore (1995-2018)</b>	<b>Potência vendida (1995-2018) [MW]</b>
Siemens Gamesa	63%	13.881
MHI Vestas	18%	3.882
Senvion	6%	1.253
Envision	4%	804
Goldwind	3%	574
Bard	2%	405
Ming Yang	1%	113
Sewind	1%	306
GE Renewable Energy	1%	177
Taiyuan	0%	10

Fonte: IEA (2019).

Figura 17 - Evolução do tamanho da turbina de projetos eólicos offshore

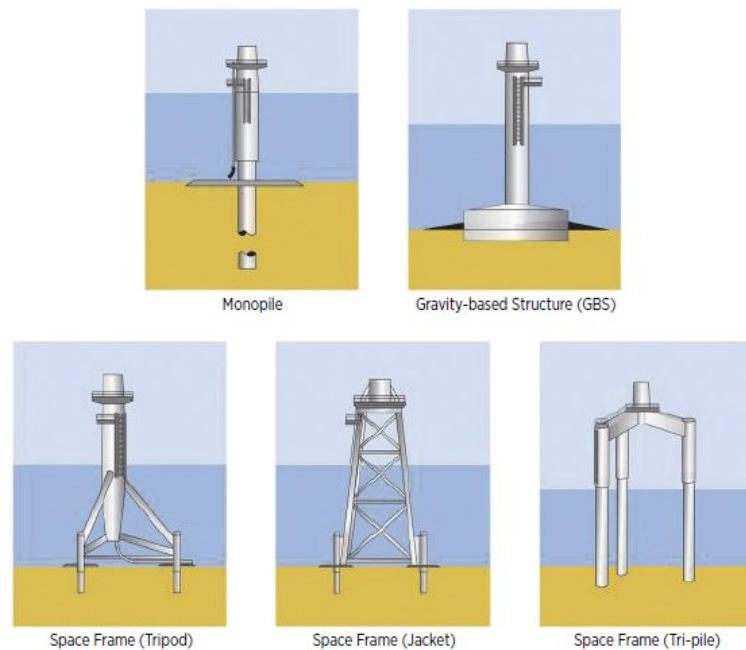


### 3.2 FUNDAÇÃO

Há diversas tecnologias de fundação de turbinas eólicas *offshore*, as quais variam de acordo com a profundidade e com as condições do fundo do mar na qual a turbina está instalada. Os tipos de fundação são apresentados na Figura 18, podendo ser do tipo estaca, base de gravidade ou *space frame*. Há também os de base flutuante (não contemplados na figura), fixados com o solo através de cabo de aço, os quais são utilizados em águas mais profundas.

As fundações tipo estaca são as mais utilizadas, devido a seu relativo baixo custo e por estarem localizadas em profundidades mais rasas. Entretanto, a necessidade da busca por construir em águas mais profundas, seja por questões de espaço, ambiental ou visual, enseja o desenvolvimento das de base flutuante (IEA, 2019).



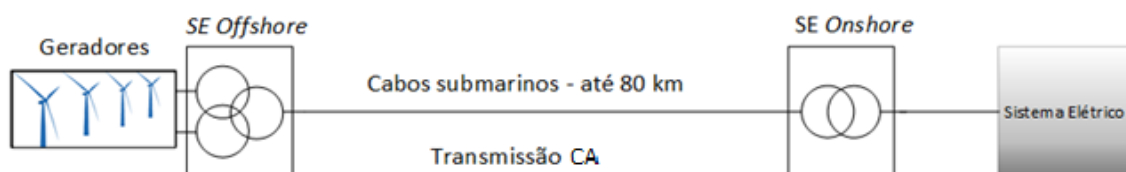
Figura 18 - Tipos de fundação *offshore*

Fonte: IRENA (2016).

### 3.3 CONEXÃO À REDE ELÉTRICA

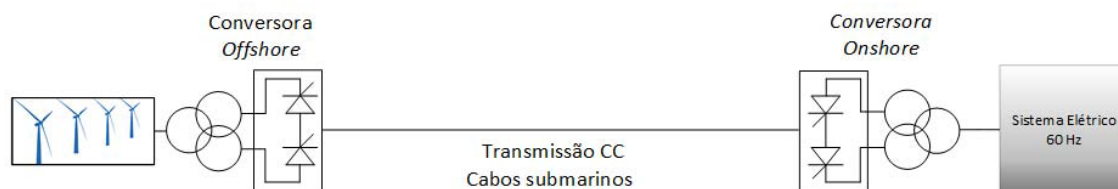
Para o parque eólico em alto mar conectar-se ao sistema, exige um sistema de transmissão robusto, cujas características variam conforme a profundidade na qual está instalado. Além disso, depende também da capacidade instalada da usina.

EPE (2020b) aponta que a transmissão em corrente alternada (CA) (Figura 19) é mais competitiva em relação à transmissão em corrente contínua (CC) para distâncias até 80 km da costa. O sistema de transmissão em CC (Figura 20), apesar de ser mais caro, compensa esse custo para distâncias maiores, à medida que diminui as perdas por efeito joule. Ambos, naturalmente, exigem cabos isolados.

Figura 19 - Sistema de transmissão *offshore* em CA

Fonte: EPE (2020b).

Figura 20 - Sistema de transmissão *offshore* em CC



Fonte: EPE (2020b).

EPE (2020b) também pontua que a conexão à rede básica de transmissão do SIN enseja outras observações. A elevada capacidade instalada de parques *offshore*, que provoca dificuldade em encontrar margem de escoamento em determinados pontos de conexão. Além disso, questões de segurança elétrica do sistema e ambientais (em terra) também são pontos de atenção. Ademais, apesar de a regulamentação atual prever a conexão tanto de usinas *onshore* quanto *offshore*, pode haver condições específicas para facilitar a conexão das usinas *offshore*. Nesse contexto, deve-se obedecer ao critério de mínimo custo global ao sistema sob a ótica do planejador da expansão do sistema, continua EPE (2020b).

### 3.4 ASPECTOS LEGAIS E REGULATÓRIOS

Há diferentes modelos de contratação entre os países que possuem eólicas *offshore*. EPE (2020b) identificou, nos mercados internacionais, três arcabouços. Dois deles sem competição, em que é possível escolher áreas de acordo com determinados critérios, e assim obter a outorga. O outro modelo é de leilão, em que há disputa através de uma licitação para a implantação do empreendimento.

No Brasil ainda não há usina *offshore* em operação. A legislação atual para usinas eólicas, em virtude da absoluta presença da tecnologia *onshore* no mercado brasileiro, está voltada para a construção em terra. EPE (2020b) comenta que essa contratação via leilões do ACR no mercado brasileiro é condição favorável ao advento da tecnologia *offshore*, assim como foi para a *onshore*. Em contrapartida, o advento dessa tecnologia observará a condição de ser implementada obrigatoriamente em território da União, cumprindo requisitos de uso do bem público. Além disso, também

deve-se obedecer a legislações pertinentes a instalações de geração de energia no mar, por questões ligadas à utilização de recursos marítimos.

### 3.5 ASPECTOS AMBIENTAIS

A energia eólica *offshore* é uma fonte limpa e renovável; entretanto, assim como as outras fontes dessa natureza, causa impacto ambiental na sua implantação e operação. Em razão disso, há um processo de licenciamento ambiental desde a fase de concepção do projeto até a entrada em operação comercial. Esse rito é seguido em três etapas, contemplando licença prévia, licença de instalação e licença de operação, conforme descreve a Figura 21.

Figura 21 - Etapas de licenciamento ambiental



Fonte: EPE (2020b).

Para o caso da tecnologia *offshore*, por estarem localizadas em território da União (mar), o licenciamento ambiental deve ser concedido pelo Ibama. Além disso, para estar autorizado a instaurar um parque eólico no mar, o empreendedor deve ter interface com outros órgãos, como a Secretaria de Patrimônio da União e da Marinha (EPE, 2020b).

Nesse contexto, atualmente no Brasil seis empreendimentos estão em fase de licenciamento ambiental, todos na etapa do licenciamento prévio. Três no Ceará, um projeto piloto de pequeno porte no Rio Grande do Norte, um no Rio de Janeiro e um no Rio Grande do Sul. Nota-se a média elevada referente à capacidade instalada

por projeto (Tabela 14), em virtude da disponibilidade de espaço e da otimização da logística em aspectos operacionais e construtivo.

Tabela 14 - Empreendimentos em fase licenciamento ambiental

<b>Empreendimento</b>	<b>Capacidade Instalada [ MW]</b>	<b>UF</b>
Parque Eólico Offshore Caucaia Parazinho - Iparana	310	CE
Complexo Eólico Marítimo Asa Branca I	400	CE
Planta Piloto de Geração Eólica Offshore	5	RN
Complexo Eólico Marítimo Jangada	3000	CE
Complexo Eólico Maravilha	3000	RJ
Complexo Eólico Marítimo Águas Claras	3000	RS

Fonte: EPE (2020b).

Há também questões ambientais relacionadas à pesca, ruído acústico, campo eletromagnético e suas relações com o habitat marinho. Outros pontos de atenção são os requisitos visuais do local, bem como rota de navios e barcos (EPE, 2020b).

## 4 DESENVOLVIMENTO

Conforme discutido na Seção 2.2.8, segundo EPE (2020b), a tecnologia *offshore* apresentou alto custo de investimento, não se mostrando candidata à expansão indicativa do PDE 2029. O objetivo desta pesquisa, portanto, é quantificar a que preço de venda de energia um projeto se viabilizaria e, com isso, analisar a competitividade dessa fonte no mercado brasileiro. A partir disso, será observada a sensibilidade do preço da energia a variações da CAPEX, OPEX e possíveis desenhos de mercado de incentivo a essa tecnologia. Para elaborar a análise serão adotadas algumas premissas, as quais permitirão quantificar a que preço da energia o projeto se viabilizaria, como estimativa de geração eólica, garantia física e tipo de contrato.

Inicialmente foram considerados referências de CAPEX e OPEX praticados no mercado internacional. Desse modo, foi possível calcular o financiamento do projeto, respeitando determinadas premissas, detalhadas adiante. A partir disso, foi utilizada uma estimativa de geração eólica indicada por EPE (2020b), um único contrato, na modalidade quantidade, com a entrega do produto energia de acordo com o perfil da geração. Ademais, foram calculados custos regulatórios pertinentes ao SEB, também adotando premissas que serão detalhadas.

A etapa de modelagem econômico-financeira utiliza essas considerações supracitadas, sendo possível calcular o fluxo de caixa livre do acionista. Com isso, e considerando determinada taxa de retorno, será possível calcular o preço de venda da energia que viabiliza o projeto, sob a ótica do investidor. Sendo assim, será possível compará-lo com o praticado no mercado brasileiro, tanto pela energia eólica *onshore*, quanto por outras fontes.

### 4.1 PREMISSAS

Nesta Seção são descritos os dados utilizados para fins de modelagem econômico-financeira, na qual utilizou-se algumas premissas a fim de modelar a usina eólica *offshore*. Aspectos como receita de venda de energia, CAPEX e OPEX, custos regulatórios, financiamento serão abordados, os quais influenciam diretamente no

preço da energia. Saliencia-se que, para a resolução do problema, foi utilizado a função Solver do programa Microsoft Excel, em que foi perseguido um valor de taxa de retorno, alterando a variável de preço da energia.

Como premissa, e considerando os empreendimentos já em fase de licenciamento ambiental no Brasil (Tabela 14), foi adotado um complexo eólico localizado no Rio Grande do Norte, de 300 MW de capacidade instalada para fins desta modelagem. Em relação à comercialização de energia, é considerada a venda de 100% da garantia física da usina, assumindo um único contrato, produto quantidade e com sazonalização e modulação da energia de acordo com o perfil da geração. Ou seja, não será examinado nesta análise compra ou venda de energia no MCP, a qual seria valorada ao PLD. A duração deste contrato será de 25 anos, equivalente ao tempo de vida da usina (EPE, 2020b). A entrada em operação comercial se dará em 2025, de acordo com prazos de desenvolvimento, pré-construção e construção apresentados por EPE (2020b).

Além disso, será utilizado para este trabalho USD 1,00 = BRL 4,00 para fins de conversão dos custos praticados nos mercados internacionais, haja vista destas referências obtidas em dólar. Ademais, para a inflação será adotado o Índice de Preços para o Consumidor Amplo (IPCA) como sendo 3,5% ao ano, conforme projeção do Boletim Focus.

## 4.2 CAPEX

Para o investimento total de implantação, foram observados custos praticados nos mercados internacionais, haja vista da inexistência de usinas eólicas *offshore* no mercado brasileiro atualmente. Nesse sentido, são apresentados custos médios praticados em mercados internacionais na Tabela 5, bem como projeções para o horizonte de médio e longo prazo. O empreendimento deste trabalho em análise, portanto, considera um CAPEX de USD 4.000,00 / kW, sendo este custo representativo de acordo com esse cenário praticado internacionalmente. Sendo assim, considerando a conversão exposta na Seção 4.1, o investimento será da ordem de R\$ 16.000,00 / kW.

A estrutura desse custo de investimento, portanto, é apresentada na Tabela 15, naturalmente considerando o indicado na

Tabela 6. Cumpre salientar que a análise deste trabalho contempla um projeto que possui capacidade instalada de 300 MW. Portanto, cada componente de CAPEX apresentado contempla o custo total.

Tabela 15 - Estrutura de custos do projeto

<b>Item</b>	<b>%</b>	<b>CAPEX [R\$ milhões]</b>
Turbina eólica	43	2.064
Fundações	24	1.152
Infraestrutura elétrica	18	864
Outros custos de capital	15	720
<b>Total</b>		<b>4.800</b>

Fonte: Elaborado pelo Autor.

#### 4.3 OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO

Os custos de O&M contemplam atividades de manutenção corretiva e preventiva, bem como controle de planejamento e operação da usina. Esses custos naturalmente são maiores que os praticados em projetos eólicos *onshore*, em função da dificuldade de acesso ao local e das condições impostas pelo mar, conforme discutido na Seção 2.1.1.2, que também apresenta estimativa desses custos já praticados em mercados internacionais.

O projeto analisado neste trabalho, portanto, exprime um custo anual da ordem de USD 100,00 /kW. Sendo assim, considerando a conversão de dólar para real, bem como a capacidade instalada do projeto em questão, expostas na Seção 4.1, o gasto anual com O&M considerado é de R\$120 milhões. Cumpre destacar que a despesa anual com seguro de operação já é englobada por esse valor.

#### 4.4 FINANCIAMENTO

A implementação do projeto fictício deste trabalho contempla um financiamento concedido pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), na modalidade de Sistema de Amortização Constante, com

alavancagem de 80%. Ou seja, 80% do total do investimento do projeto será financiado pelo BNDES, enquanto os outros 20% serão providos pelos acionistas da empresa.

Essa operação leva em conta período de carência até o ano de entrada em operação comercial (2025), com pagamento de juros durante esse período, com prazo para amortização da dívida de 18 anos. A taxa de juros do financiamento é de 7,22% nominal ao ano (a.a.), considerando uma taxa de longo prazo de 2,26% a.a., IPCA de 3,5% a.a. e um *spread* do BNDES de 1,3% a.a.

#### 4.5 WACC E CUSTO DO CAPITAL PRÓPRIO

Para calcular o preço da energia a ser vendida, deve-se atender a um critério de taxa de retorno do investimento, conforme discutido na Seção 2.3.5. Nesse sentido, dependendo se a análise é feita em cima do fluxo de caixa da empresa ou do acionista, há taxas de retorno diferentes. Ao efetuar a análise sob a ótica do fluxo de caixa do acionista, deve-se considerar o custo do capital próprio como taxa de retorno. Por outro lado, sob a ótica do fluxo de caixa da empresa, deve-se utilizar o WACC como taxa de retorno. Sendo assim, será calculado o custo de capital próprio e do WACC.

Nesse sentido, para o cálculo do custo de capital próprio, será utilizado:

$R_m = 10,9\%$ , referente à variação do índice Bovespa dos últimos 20 anos,  
 $R_f = 5\%$ , referente à projeção para a Selic do Boletim Focus – horizonte 2022,  
 $Beta = 1,07$ , coeficiente para a indústria de energia renovável (DAMODARAN, 2020).

Com isso, utilizando a Equação 6, o custo de capital próprio é de 11,31% nominal.

Para o cálculo do WACC, portanto, deve-se considerar o custo do capital próprio a 11,31%, contemplando sua participação de 20% no total do investimento, conforme descrito na Seção 4.1.3. Os 80% restantes consideram o custo da dívida nominal de 7,22%. Portanto, utilizando a Equação 7, chega-se ao valor do WACC de 8,03% nominal.



#### 4.6 ENCARGOS SETORIAIS E OUTROS CUSTOS

A estrutura dos custos setoriais a serem pagos pela usina compreende a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE), Encargo de Uso do Sistema de Transmissão (EUST) e taxa CCEE. Referem-se a contribuições para cobertura dos custos da ANEEL e CCEE, bem como encargo pelo uso da malha de transmissão. Esses custos são apresentados na Tabela 16.

Tabela 16 - Custos e encargos setoriais

<b>Custo regulatório</b>	<b>Valor anual [R\$]</b>
EUST	R\$ 12.834.000,00
TFSEE	R\$ 917.676,00
Taxa CCEE	R\$ 229.419,00

Fonte: Elaborado pelo Autor.

A TFSEE compreende o pagamento de encargo para cobrir custos de funcionamento da ANEEL, e é paga por consumidores e agentes de geração, transmissão e distribuição. Seu custo compreende 0,4% o Benefício Econômico Típico Unitário, o qual é fixado em R\$ 764,73/kW para o exercício de 2020. Sendo assim, deve-se multiplicar pela capacidade instalada da usina para chegar ao valor anual a ser pago (BRASIL, 1996).

A taxa CCEE compreende a cobertura de custos da CCEE, pago por todos os agentes registrados. Para fins de modelagem, será adotado o equivalente a 25% da TFSEE.

O EUST contempla o pagamento da TUST, a qual é estabelecida a partir de um modelo computacional e envolve a cobertura dos custos do sistema de transmissão. Esses custos são rateados entre geradores e consumidores (50% para cada segmento) e pagos para todas as transmissoras do sistema (ANEEL, 2013). Para esta análise será utilizada a média das TUSTs definidas para as centrais geradoras participantes do Leilão de Energia Nova A-6 de 2019 (Resolução Homologatória da ANEEL n° 2.603, de 2019), equivalente a R\$ 7,13 /kWmês. Além disso, será considerado desconto de 50% na tarifa, conforme estabelece Brasil (1996). Ou seja, esse custo anual será modelado como 50% da multiplicação da capacidade instalada

da usina por 7,13, multiplicado por 12 meses. Cumpre destacar que não haverá aumento real desse valor até o fim da operação da usina, sendo apenas atualizado pela inflação.

Os demais custos pertinentes ao projeto são referentes a custos administrativos e conexão à transmissora na qual a usina irá se conectar. Os custos referentes ao Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão (CCT) são pagos à transmissora detentora do ativo do ponto de conexão da usina (subestação, por exemplo), enquanto os custos administrativos referem-se à estrutura administrativa da empresa. Para o CCT será considerado R\$ 8.000,00 por mês, de acordo com o praticado pelo mercado, enquanto os custos administrativos serão equivalentes a 1% da receita líquida.

#### 4.7 RECEITA DE VENDA DE ENERGIA

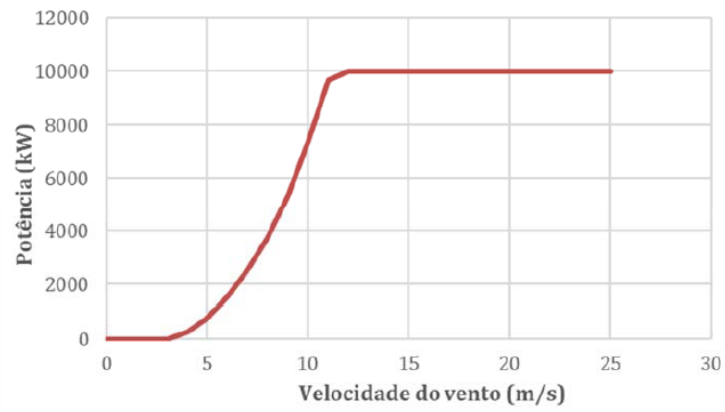
Conforme discutido na Seção 2.2.5, o máximo de energia que uma usina pode comercializar (excetuando-se contratos de compra) é a sua garantia física. Sendo assim, é necessário estimá-la. Para isso, será utilizada a Equação 3, representando a metodologia para o cálculo da garantia física de usinas eólicas. É necessário, portanto, determinar a produção anual de energia, taxas de indisponibilidade e perdas.

Para a geração de energia, EPE (2020b) indicou um fator de capacidade por região e faixa de velocidade, apresentados na Tabela 17, calculado sem incluir perdas elétricas, efeito esteira e indisponibilidade. Utilizou, para tanto, um modelo de turbina de 10 MW de potência, com sua curva de potência apresentada na Figura 22. Salienta-se que a capacidade desta turbina é representativa para as turbinas praticadas em projetos atuais. Já em relação aos dados anemométricos, EPE (2020b) utilizou a base ERA5 (Figura 23), já que esta base possui dados horários.

Isto posto, para fins desta análise será utilizado um fator de capacidade de 65% para estimar a produção de energia, devido este ser o maior, dentre às áreas aproveitáveis, identificado por EPE (2020b). Portanto, será considerado 195 MW<sub>méd</sub> como P90 da Equação 3. Também será considerado 3% para TEIF, 2% para IP e 1,5% de perdas até o ponto de medição da usina, de acordo com observado para

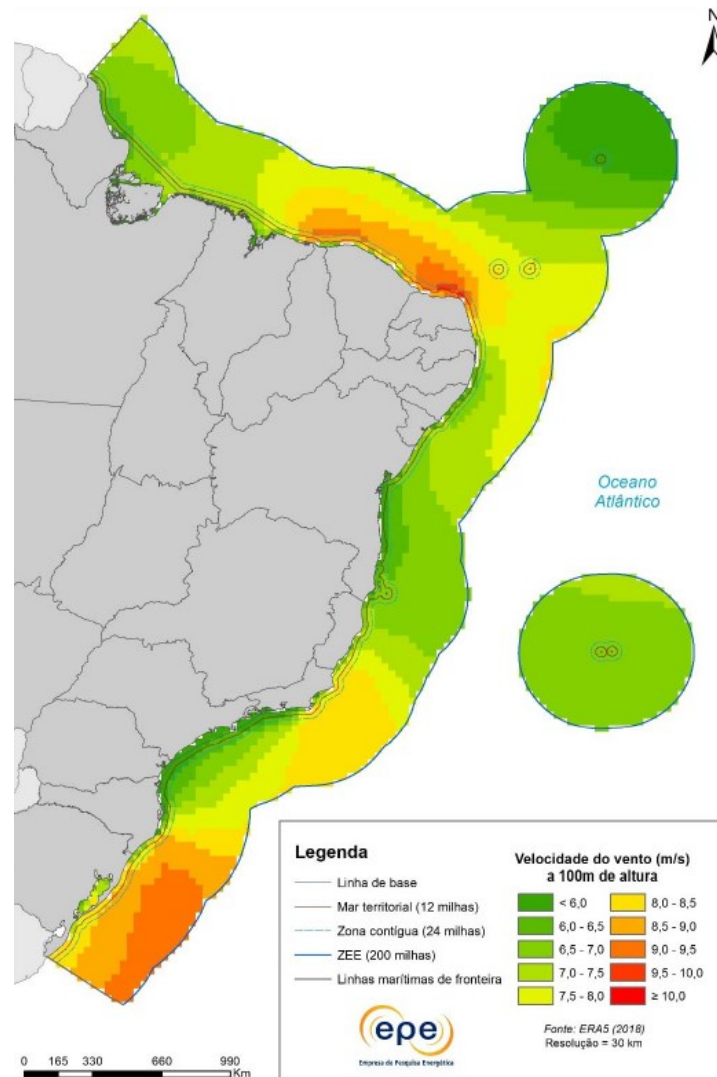
projetos eólicos em operação. Dessa forma, a garantia física é calculada através da Equação 8.

Figura 22 - Curva de potência utilizada por EPE Roadmap



Fonte: EPE (2020b).

Figura 23 - Dados anemométricos utilizados – ERA 5



Fonte: EPE (2020b).

Tabela 17 - Fator de capacidade por região

<b>Fator de Capacidade</b>				
<b>Velocidade (m/s)</b>	<b>Norte</b>	<b>Nordeste</b>	<b>Sudeste</b>	<b>Sul</b>
6,0 - 6,5	22%	23%	22%	23%
6,5 - 7,0	25%	30%	32%	31%
7,0 - 7,5	32%	37%	38%	37%
7,5 - 8,0	36%	42%	43%	43%
8,0 - 8,5	40%	46%	47%	46%
8,5 - 9,0	47%	54%	49%	49%
9,0 - 9,5	53%	62%	53%	53%
9,5 - 10,0	56%	65%	56%	56%
≥ 10,0	59%	68%	59%	59%

Fonte: EPE (2020b).

$$GF = 1.708.200 * (1 - 0,03) * (1 - 0,02) - 25.623 / 8.760 = 182,44 \text{ [MWméd]} \quad (8)$$

Conforme exposto na Seção 4.1, será comercializado 100% da garantia física da usina, assumindo um único contrato, produto quantidade, com sazonalização e modulação da energia de acordo com o perfil da geração. Além disso, como projeção de geração de energia será adotada a garantia física. Desta forma, não haverá exposição da usina ao MCP.

Sendo assim, a receita anual de venda da energia equivale à garantia física da usina, em MWh, multiplicada pelo preço da energia, em R\$/MWh, sendo este a variável a ser calculada. Para isso, será considerado determinado retorno esperado, já discutido na Seção 4.5.

#### 4.8 DEDUÇÕES DA DRE

Sendo assim, para calcular o fluxo de caixa do projeto será utilizado um modelo de DRE, descrito na Tabela 18. Será considerado, para isso, o modelo de tributação de lucro presumido. Desta forma, supõe-se que o projeto seja dividido num número de Sociedades de Propósito Específico de forma a se respeitar o teto da receita bruta anual de R\$ 78 milhões.

Como deduções da receita bruta, há PIS (0,65%) e COFINS (3%), bem como TFSEE e taxa CCEE, resultando na receita líquida. Assim, são descontadas despesas de O&M, EUST, administrativo e CCT. Todas essas deduções começam a partir de 2025, ano de entrada em operação comercial da usina.

A depreciação considerada é de 4% ao ano, e as despesas financeiras se referem aos juros do financiamento, que começarão a ser pagos em 2022. É deduzido, portanto, IR, calculado a partir da alíquota sobre a base de 8% da receita operacional bruta, com alíquota adicional de 10% sobre o excedente de R\$ 240.000,00. Por fim, é deduzido a CSLL, com a aplicação da alíquota de 15% sobre 8% da receita operacional bruta.

Tabela 18 - DRE do projeto

<b>Demonstrativo de Resultado do Exercício (DRE)</b>
Receita com venda de energia (+)
<b>Receita bruta</b>
Deduções da receita bruta (-)
Taxa ANEEL (-)
Taxa CCEE (-)
<b>Receita Líquida</b>
O&M c/ seguro (-)
EUST (-)
Administrativo
CCT (-)
<b>Custos e despesas operacionais</b>
<b>EBITDA</b>
Depreciação (-)
<b>EBIT</b>
Despesas financeiras (-)
<b>EBT (Lucro Operacional)</b>
Imposto de renda (-)
CSLL (-)
<b>Lucro Líquido</b>

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Para chegar ao fluxo de caixa do acionista, deve-se adicionar novamente a depreciação, subtrair investimento e amortização da dívida, descrito na Tabela 19. Dessa maneira, será possível calcular o preço da energia considerando a TIR igual ao custo do capital próprio de 11,31%, apresentada na Seção 4.5.

Tabela 19 - Fluxo de caixa do investidor para o projeto

<b>Lucro Líquido</b>
Depreciação (+)
Investimento (-)
Amortização (-)
<b>Fluxo de Caixa do investidor</b>

Fonte: Elaborado pelo Autor.

## 5 RESULTADOS E SENSIBILIDADES

Neste capítulo será apresentado o resultado obtido a partir das premissas utilizadas, descritas no Capítulo 4. Nesse contexto, é perseguida uma taxa de retorno mínima descrita na Seção 4.5 a partir do fluxo de caixa do acionista, a fim de calcular o preço da energia que viabiliza o projeto. A partir disso, o preço calculado será comparado com preços praticados no mercado, os quais serão discutidos na Seção 5.1. Ainda serão apresentadas sensibilidades no modelo, relativamente a redução de custos de CAPEX, O&M e cotação do dólar.

### 5.1 BASE COMPARATIVA DE PREÇOS

Com o intuito de avaliar a competitividade da usina eólica *offshore* no SEB, deve-se comparar o preço da energia que viabiliza o projeto com preços praticados neste mercado. Nesse sentido, discute-se os preços apresentados na Tabela 9, em que são observados preços abaixo de R\$ 100 /MWh praticados nos últimos leilões de energia nova para usinas eólicas. Esse baixo valor, no entanto, não reflete o preço que viabiliza esses projetos. Isso é explicado pela venda de pequena parte da garantia física nos certames, enquanto o restante é comercializado no ACL – encontrando preços maiores. Além disso, há outras motivações que ensejam essa estratégia de comercialização nos dois ambientes de contratação, as quais não serão discutidas neste trabalho. A Tabela 20 apresenta a relação entre a energia comercializada e a garantia física de empreendimentos eólicos nos últimos quatro leilões de energia nova.

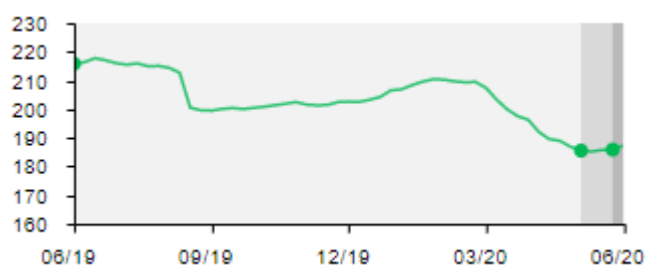
Tabela 20 - Relação entre energia comercializada e garantia física – usinas eólicas

<b>Leilão</b>	<b>Relação</b>
A-4 de 2018	57,9%
A-6 de 2018	63,8%
A-4 de 2019	30,3%
A-6 de 2019	37,7%

Fonte: CCEE (2020a).

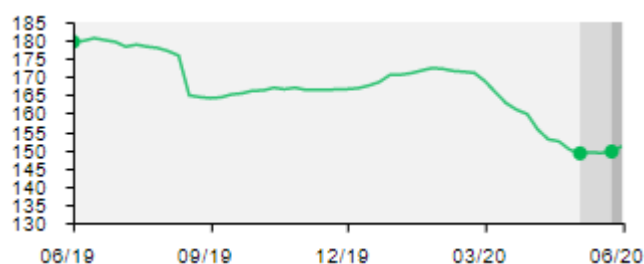
Posto isto, a competitividade do projeto eólico *offshore* será julgada com base em preços praticados no ACL. Para tanto, será utilizada a curva *forward* da empresa Dcide, que utiliza “referências de consenso diárias para negociação de energia a futuro nas fontes convencional e incentivada 50%”. Será utilizada a curva de preços de até quatro anos à frente, haja vista da indisponibilidade de dados que contemplem um horizonte maior. As Figura 24 e Figura 25 apresentam o histórico da projeção desses preços no último ano. Nota-se a queda recente dessa projeção, contemplando os efeitos da pandemia do Covid-19.

Figura 24 - Curva forward incentivada 50%– horizonte de até 4 anos



Fonte: Dcide (2020).

Figura 25 - Curva forward convencional– horizonte de até 4 anos



Fonte: Dcide (2020).

Considerando que o projeto comercializa energia incentivada 50%<sup>13</sup> (BRASIL, 1996), preços de R\$ 200,00 /MWh a R\$ 215,00 /MWh serão considerados base de comparação deste trabalho, a fim de se considerar a competitividade dos resultados e sensibilidades.

<sup>13</sup> Considera-se que o projeto é dividido em determinado número de parques de forma a se respeitar a condição de comercialização da totalidade dessa energia como incentivada especial.



## 5.2 RESULTADO (CASO BASE)

Os parâmetros considerados para o caso base e o preço da energia estão resumidos na Tabela 21, localizada abaixo, enquanto que a DRE é apresentada no APÊNDICE A – DRE para o caso base. Observa-se que o preço da energia que viabilizaria o projeto está muito acima dos praticados no mercado, o que reflete na baixa competitividade desta fonte considerando os parâmetros estabelecidos.

Tabela 21 - Parâmetros considerados para o caso base

<b>Parâmetro</b>	<b>Premissa</b>
Capacidade instalada	300 MW
Garantia física	182,44 MW <sub>méd</sub>
Entrega da energia	Perfil da geração
Ano de entrada em operação comercial	2025
Duração do contrato	25 anos
Dólar	R\$ 4,00
CAPEX	R\$16.000,00 /kW
O&M	R\$ 120 milhões anuais
Inflação	3,5% a.a.
Alavancagem do financiamento	80%
Taxa de juros (financiamento)	7,22% a.a.
Custo do capital próprio	11,31% a.a.
WACC	8,03% a.a.
<b>Preço da energia</b>	<b>R\$ 382,13 /MWh</b>

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Esse preço elevado é consequência dos elevados valores de CAPEX e OPEX atualmente, bem como do valor do dólar, que já esteve em níveis menores. A Tabela 5 mostra as projeções estimadas por IRENA (2019a) para os anos de 2030 e 2050, em que se observa importante redução dos valores de CAPEX. Além disso, a Seção 2.1.1.2 ainda discute perspectivas de redução dos custos de O&M.

Portanto, serão analisadas sensibilidades envolvendo estes parâmetros, a fim de avaliar a perspectiva da competitividade desta fonte para os próximos anos. Além disso, será analisado o impacto no preço da antecipação em 1 ano da entrada em operação comercial e o tempo de duração do contrato.

### 5.3 SENSIBILIDADES

Conforme supracitado, nesta Seção serão apresentadas algumas sensibilidades a variações de parâmetros, como cotação do dólar, CAPEX, custo de O&M, ano de entrada em operação comercial e tempo de contrato.

#### 5.3.1 Sensibilidade 1 – dólar e combinação

A sensibilidade do preço da energia que viabiliza o projeto à variação da cotação do dólar foi simulada para três cenários. Salienta-se que os parâmetros sensíveis a essa variação são (i) CAPEX e (ii) custos de O&M, dado que a referência destes custos foi obtida em dólar. A Tabela 22, apresentada abaixo, consolida os parâmetros modificados e os resultados, bem como variações em relação ao caso base. Os demais parâmetros não foram alterados. Observa-se, portanto, que o projeto analisado não é competitivo considerando essas três variações da cotação do dólar.

Tabela 22 - Sensibilidades ao dólar

Parâmetro	Premissas			
	Dólar	R\$ 3,50	R\$ 3,00	R\$ 2,50
CAPEX	R\$ 14.000,00/kW	R\$ 12.000,00/kW	R\$ 10.000,00/kW	
O&M	R\$ 105 milhões anuais	R\$ 90 milhões anuais	R\$ 75 milhões anuais	
Variação dólar, CAPEX e O&M	- 12,5%	- 25%	- 37,5%	
<b>Preço da energia</b>	<b>R\$ 335,59 /MWh</b>	<b>R\$ 289,05 /MWh</b>	<b>R\$ 242,50 /MWh</b>	
Variação no preço	- 12,2%	- 24,4%	- 36,5%	

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Além disso, adicionalmente foi simulada uma combinação entre redução de (i) cotação do dólar, (ii) custos de O&M e (iii) CAPEX. Utilizou-se, para estes casos, custos de O&M de USD 79,00 /kW, considerando projeção para 2025 (IRENA, 2018), discutida na Seção 2.1.1.2. Para CAPEX, foi utilizada a projeção para 2030 (IRENA, 2019a), apresentada na Tabela 5. A cotação do dólar utilizada foi de USD 1,00 = BRL 3,00. O resultado é apresentado na Tabela 23, bem como variação dos valores em

relação ao caso base. Para esta simulação o empreendimento mostra-se competitivo, em que o preço de R\$ 174,21 /MWh viabiliza o projeto.

Tabela 23 - Sensibilidades a variações de custos de O&M, CAPEX e dólar

<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>	<b>Variação</b>
Dólar	R\$ 3,50	- 12,5%
CAPEX	R\$ 5.950,00 /kW	- 62,8%
O&M	R\$ 82,95 milhões anuais	- 30,9%
<b>Preço da energia</b>	<b>R\$ 174,21 /MWh</b>	<b>- 54,4%</b>

Fonte: Elaborado pelo Autor.

### 5.3.2 Sensibilidade 2 – CAPEX

As sensibilidades às variações do CAPEX foram baseadas nas projeções indicadas na Tabela 5. Para estes casos os demais parâmetros não foram modificados. Os resultados e variações em relação ao caso base são apresentados na Tabela 24. Foram considerados custos de CAPEX de USD 2.000,00, USD 1.700,00 e de USD 1.400,00 para estas simulações. Com isso, é possível observar que já para 2030 o projeto é viabilizado a um preço competitivo, considerando a projeção de CAPEX mais otimista para este ano. Para 2050, também considerando a projeção mais otimista, o projeto também é competitivo.

Tabela 24 - Sensibilidades a variações do CAPEX

<b>CAPEX</b>	<b>Variação CAPEX</b>	<b>Preço da energia</b>	<b>Variação preço</b>
R\$ 8.000,00 /kW	-50%	R\$ 236,60 /MWh	- 38,1%
R\$ 6.800,00 /kW	-57,5%	R\$ 214,77 /MWh	- 43,8%
R\$ 5.600,00 /kW	-65%	R\$ 192,94 /MWh	- 49,5%

Fonte: Elaborado pelo Autor.

### 5.3.3 Sensibilidade 3 – O&M e combinação

Como referência para estimar uma sensibilidade de custos de O&M foi adotada a condição discutida na Seção 2.1.1.2. Foi considerado, portanto, USD 79,00 /kW, projeção para 2025 (IRENA, 2018). Os demais parâmetros não foram modificados em relação ao caso base.

A Tabela 25 apresenta o resultado, bem como sua variação em relação ao caso base. Nota-se, portanto, que o projeto não é competitivo considerando essa condição.

Tabela 25 - Sensibilidade à variação de custos de O&M

O&M	Variação O&M	Preço da energia	Variação preço
R\$ 94,8 milhões anuais	-21%	R\$ 365,06 /MWh	- 4,5%

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Ao combinar a redução considerada para custos de O&M, aliada a uma redução de CAPEX de 50%, resulta em um preço muito próximo do adotado como referência. Portanto, é razoável considerar que neste cenário de redução de custos o projeto é competitivo. Os resultados e variações em relação ao caso base constam na Tabela 26.

Tabela 26 - Sensibilidade à variação de custos de O&M e CAPEX

Parâmetro	Premissa	Variação
O&M	R\$ 94,8 milhões anuais	- 21%
CAPEX	R\$8.000,00 /kW	- 50%
<b>Preço da energia</b>	<b>R\$ 219,53 /MWh</b>	<b>- 42,6%</b>

Fonte: Elaborado pelo Autor.

#### 5.3.4 Sensibilidade 4 – operação comercial

O caso base contempla a entrada em operação comercial em 2025, considerando o que foi apresentado na Seção 4.1. Sendo assim, foi considerada a antecipação em um ano da entrada em operação comercial. A Tabela 27 mostra que o projeto não é competitivo neste cenário. Embora com importante variação, insuficiente dado o alto preço apresentado no caso base.

Tabela 27 - Sensibilidade à antecipação do ano de entrada em operação comercial

Parâmetro	Premissa	Variação
Ano de entrada em operação comercial	2024	-
<b>Preço da energia</b>	<b>R\$ 365,01 /MWh</b>	<b>- 4,5%</b>

Fonte: Elaborado pelo Autor.

### 5.3.5 Sensibilidade 5 – tempo de contrato

Conforme apresentado na Seção 4.1, 25 anos é o ciclo de vida de um projeto eólico *offshore*. Esta Seção contempla os resultados obtidos variando este parâmetro. A Tabela 28 mostra que o projeto não é competitivo considerando estes cenários. Naturalmente, a redução da duração do contrato não levaria à competitividade do projeto, observando o resultado do caso base o projeto.

Tabela 28 - Sensibilidade à duração do contrato

<b>Duração do contrato</b>	<b>Preço da energia</b>	<b>Variação Preço</b>
20 anos	R\$ 409,12 /MWh	7,1%
30 anos	R\$ 365,93 /MWh	- 4,2%

Fonte: Elaborado pelo Autor.



## 6 CONCLUSÃO

Este trabalho envolveu áreas distintas do conhecimento, contemplando estudos sobre o mercado de energia do SEB, usinas eólicas no Brasil e no mundo, bem como ferramentas de análise de investimentos. Conforme visto, o objetivo proposto para esta monografia foi analisar a competitividade de uma usina eólica *offshore* neste mercado.

Em relação aos resultados, foi possível concluir que a usina eólica *offshore* no mercado de energia do SEB não é competitiva, dado o contexto apresentado no caso base do resultado. Apesar disso, verificou-se que o projeto é competitivo em alguns cenários das sensibilidades. Variação dos custos de O&M, antecipação da operação comercial, bem como aumento do tempo de contrato representaram variações no preço insuficientes à viabilização. Por outro lado, redução na cotação do dólar e CAPEX mostraram-se propulsores fundamentais à competitividade dessa tecnologia.

Nessa perspectiva, cumpre destacar que a projeção de redução do CAPEX para 2030 resulta em um projeto competitivo, destacando a importância da discussão da inserção dessa fonte neste mercado no horizonte de médio prazo. Ademais, observou-se que a utilização de diferentes cotações do dólar resultou em importantes sensibilidades, endossando as incertezas que envolvem o modelo deste trabalho.

Há nesse contexto, naturalmente, oportunidades de aprimoramento, haja vista da utilização de algumas simplificações. Desenvolvimento específico do cálculo da geração de energia elétrica, além de questões relacionadas às incertezas na regulação do mercado e mapeamento de riscos contratuais podem ser mais bem explorados. Cita-se como limitação do trabalho, por exemplo, a falta da liquidação no MCP, resultado da utilização da garantia física como projeção da geração aliada a um contrato com sazonalização e modulação pelo perfil da geração. Além disso, não foi observado risco de crédito da contraparte contratual, que poderia eventualmente ensejar uma taxa de juros maior no financiamento, resultando em um aumento do preço de venda da energia. Também não foram consideradas degradação das pás e descomissionamento da usina ao final da sua vida útil. Por fim, a referência comparativa de preços também carece maior robustez, haja vista da indisponibilidade

pública desses dados e a utilização de uma projeção no horizonte de médio prazo – e não no horizonte da vida útil do projeto em questão.

Finalmente, cumpre destacar que este trabalho está inserido dentro do atual desenho de mercado do SEB, e que a competitividade do projeto, atrelada a projeções futuras, carece de uma análise que considere as mudanças legislativas e regulatórias que irão compor o mercado. Citam-se, como exemplos, separação lastro e energia, preço horário e fim dos subsídios às fontes renováveis, que constam na agenda governamental de modernização do setor. Sugere-se, portanto, que essas mudanças, as quais impactam diretamente no negócio objeto desta monografia, sejam contempladas em estudos futuros no contexto da competitividade das usinas eólicas *offshore*.



## REFERÊNCIAS

AMARANTE, Odilon A. Camargo *et al.* **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. Brasília, 2001. (AMARANTE, 2001)

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 67, de 8 de junho de 2004. Estabelece critérios para a composição da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Poder Executivo, Brasília, 11 de junho de 2004. Disponível em: < <https://bit.ly/2AIAtrp>>. Acesso em: 05 mai. 2020. (ANEEL, 2004)

ANEEL. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 2ª edição. Brasília, 2005. Disponível em: <<https://bit.ly/2N3SsLH>>. Acesso em: 09 abr. 2020. (ANEEL, 2005)

ANEEL. Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010. Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. **Diário Oficial da União**, Poder Executivo, Brasília, 15 de setembro de 2010. Disponível em: <<https://bit.ly/2JW3Neh>>. Acesso em: 29 abr. 2020. (ANEEL, 2010)

ANEEL. Resolução Normativa nº 559, de 27 de junho de 2013. Estabelece o procedimento de cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST. **Diário Oficial da União**, Poder Executivo, Brasília, 28 de junho de 2013. Disponível em: <<https://bit.ly/2AGT1sd>>. Acesso em: 02 mai. 2020. (ANEEL, 2013)

ANEEL. **Por dentro da conta de luz**: informação de utilidade pública. 7ª edição. Brasília, 2016. 40 p. (ANEEL, 2016)

ANEEL. **Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica**, 2018. Disponível em: < <https://bit.ly/2AIAQIN>>. Acesso em: 11 mai. 2020. (ANEEL, 2018)

ANEEL. **Banco de Informações da Geração**, 2020a. Disponível em: <<https://bit.ly/3i7OZd8>>. Acesso em: 17 mar. 2020. (ANEEL, 2020a)

ANEEL. **SIGA – Sistema de Informações de Geração**. Brasília, 2020b. Disponível em: <<https://bit.ly/2IGf4Q0>>. Acesso em: 10 mai. 2020. (ANEEL, 2020b)

ANGELOPOULOS, Dimitrios *et al.* **The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies**. Final Report. DiaCore. 2016. (ANGELOPOULOS, 2016)

ASSAF NETO, Alexandre. **Finanças corporativas e valor**. 3. ed. São Paulo: Atlas, 2008. (ASSAF NETO, 2008)

BOURSCHEIDT, Luiz Eduardo. **Análise de investimento para aquisição de frota em um operador logístico de médio porte localizado na região metropolitana de Curitiba**. 2016. 51 f. Monografia (Especialização) - Curso de Finanças, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2016. Disponível em: <<https://bit.ly/2WYNwLy>>. Acesso em: 20 mai. 2020. (BOURSCHEIDT, 2016)

BRASIL. Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Poder Executivo, Brasília, 8 de julho de 1995. Disponível em: <<https://bit.ly/2tznAZT>>. Acesso em: 01 mai. 2020. (BRASIL, 1995)

BRASIL. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Poder Executivo, Brasília, 27 de dezembro de 1996. Disponível em: <<https://bit.ly/2SKvx0X>>. Acesso em: 01 jun. 2020. (BRASIL, 1996)

BRASIL. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Poder Executivo, Brasília, 30 de julho de 2004a. Disponível em: <<https://bit.ly/2jH9Ju0>>. Acesso em: 27 abr. 2020. (BRASIL, 2004a)

BRASIL. Portaria do Ministério de Minas e Energia nº 101, de 22 de março de 2016. Define a metodologia de cálculo da garantia física de energia de novos empreendimentos de geração de energia elétrica do SIN, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**. Brasília, 23 de março de 2016. Disponível em: <<https://bit.ly/2UP579n>>. Acesso em: 30 abr. 2020. (BRASIL, 2016)

BRASIL. Portaria do Ministério de Minas e Energia nº 514, de 27 de dezembro de 2018. Regulamenta o disposto no art. 15, § 3º, da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, com o objetivo de diminuir os limites de carga para contratação de energia elétrica por parte dos consumidores. **Diário Oficial da União**. Brasília, 28 de dezembro de 2018. Disponível em: <<https://bit.ly/30JG4pD>>. Acesso em: 08 mai. 2020. (BRASIL, 2018)

BRASIL. Portaria do Ministério de Minas e Energia nº 465, de 12 de dezembro de 2019. Altera a Portaria do Ministério de Minas e Energia nº 514, de 27 de dezembro de 2018, com o objetivo de diminuir os limites de carga para contratação de energia elétrica por parte dos consumidores. **Diário Oficial da União**. Brasília, 16 de dezembro de 2019. Disponível em: <<https://bit.ly/3d5Uaqn>>. Acesso em: 08 mai. 2020. (BRASIL, 2019)

BRASIL, Haroldo Guimarães. **Avaliação moderna de investimentos**. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2004b. (BRASIL, 2004b)

CASAROTTO FILHO, N.; KOPITTKE, B. H. **Análise de Investimentos**: Matemática financeira, engenharia econômica, tomada de decisão, estratégia empresarial. 11<sup>a</sup>. ed. São Paulo: Atlas, 2010. (CASAROTTO FILHO; KOPITTKE, 2010)

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **20 Anos do Mercado Brasileiro de Energia Elétrica**. São Paulo, 2019. 236 p. (CCEE, 2019)

CCEE. **Leilões**. 2020a. Disponível em: <<https://bit.ly/2YGnE9e>>. Acesso em: 12 mai. 2020. (CCEE, 2020a)

CCEE. **Onde atuamos**: Com quem se relaciona. 2020b. Disponível em: <<https://bit.ly/37xYc9M>>. Acesso em: 15 mai. 2020. (CCEE, 2020b)

CCEE. **O que fazemos**: Informações ao mercado. Dados gerais 2020. 2020c. Disponível em: <<https://bit.ly/2YyNY4Q>>. Acesso em: 14 mai. 2020. (CCEE, 2020c)

CCEE. **O que fazemos**: Preços. 2020d. Disponível em: <<https://bit.ly/37yl5tG>>. Acesso em: 17 mai. 2020. (CCEE, 2020d)

CCEE. **Regras de Comercialização**: Balanço energético. 2020e. Disponível em: <<https://bit.ly/2Y4w1MK>>. Acesso em: 18 mai. 2020. (CCEE, 2020e)

CCEE. **Regras de Comercialização**: Contratos. 2020e. Disponível em: <<https://bit.ly/2Y4w1MK>>. Acesso em: 10 jun. 2020. (CCEE, 2020f)

CEPEL. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. **Energia Eólica**: Princípios e Tecnologia. Rio de Janeiro, 2008. Disponível em: <<https://bit.ly/2Y6KAiX>>. Acesso em: 02 mai. 2020. (CEPEL, 2008)

CEPEL. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**: Simulações 2013. Rio de Janeiro, 2017. (CEPEL, 2017)

DAMODARAN, Aswath. **Investment valuation**: tools and techniques for determining the value of any asset. 2. ed. New York: J. Wiley, 2002. 992 p. (DAMODARAN, 2002)

DAMODARAN, Aswath. **Betas by Sector (US)**. 2020. Disponível em: <<https://bit.ly/2V5M6zZ>>. Acesso em 08 jun. 2020. (DAMODARAN, 2020)

DCIDE. Dcide LTDA. **Dashboard**: curvas forward. 2020. Disponível em: <<https://bit.ly/2YUJoOF>>. Acesso em 21 jun. 2020.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Participação de Empreendimentos Eólicos nos Leilões de Energia no Brasil**. Evolução dos projetos cadastrados e suas características técnicas. Rio de Janeiro, 2018. (EPE, 2018)

EPE. **Garantia Física**. 2020a. Disponível em: <<https://bit.ly/2QKjHL9>>. Acesso em: 20 abr. 2020. (EPE, 2020a)

EPE. **Roadmap Eólica Offshore - Brasil**. Perspectivas e caminhos para a energia eólica marítima. Rio de Janeiro, 2020b. Disponível em: <<https://bit.ly/2Y3Wav5>>. Acesso em 20 mai. 2020. (EPE, 2020b)

EPE; MME. Ministério de Minas e Energia. **Plano Decenal de Energia 2029**. Brasília, 2019. Disponível em: <<https://bit.ly/3fwAQnE>>. Acesso em 06 abr. 2020. (EPE; MME, 2019)

FILHO, Vagner Pessoa e Silva; RODRIGUES, Glauco José de Oliveira. **Uma Ferramenta Portátil Para Pré-Dimensionamento De Fundações Para Torres De Aero geradores Eólicos**. Foz do Iguaçu, 2016.

GITMAN, Lawrence Jeffrey. **Princípios da administração financeira**. 12 ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2010. (GITMAN, 2010)

IEA. International Energy Agency; IRENA. International Renewable Energy Agency. **Wind power: Technology brief**. 2016. (IEA; IRENA, 2016)

IEA. International Energy Agency. **Offshore Wind Outlook 2019**. 2019. (IEA, 2019)

IRENA. **Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series**. Wind Power Volume 1: Power Sector. 2012. (IRENA, 2012)

IRENA. **Innovation Outlook: Offshore Wind**. Abu Dhabi, 2016. (IRENA, 2016)

IRENA. **Renewable Power Generation Costs in 2017**. Abu Dhabi, 2018. (IRENA, 2018)

IRENA. **Future of Wind: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects**. Abu Dhabi, 2019a. (IRENA, 2019a)

IRENA. **Renewable Capacity Statistics 2019**. Abu Dhabi, 2019b. (IRENA, 2019b)

IRENA. **Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series**. Abu Dhabi, 2019c. (IRENA, 2019c)

IRENA. **Renewable Power Generation Costs in 2018**. Abu Dhabi, 2019d. (IRENA, 2019d)

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Mapas**. 2020a. Disponível em: <<https://bit.ly/3e9AS4O>>. Acesso em: 29 abr. 2020. (ONS, 2020a)

ONS. **O sistema em números**. 2020b. Disponível em: <<https://bit.ly/2zzNkf0>>. Acesso em: 14 abr. 2020. (ONS, 2020b)

ONS. **Sistemas isolados**. 2020c. Disponível em: <<https://bit.ly/2N2IM55>>. Acesso em: 15 abr. 2020. (ONS, 2020c)

RITCHIE, Hannah; ROSER, Max. **Renewable Energy**. Our World in Data. 2017. Disponível em: <<https://bit.ly/2C76sSw>>. Acesso em: 02 mai. 2020. (RITCHIE; ROSER, 2017)

SILVA, Edson Luiz da. **Formação de preços em mercados de energia elétrica**. Porto Alegre: Editora Sagra Luzzatto, 2001. (SILVA, 2001)



# APÊNDICE A – DRE para o caso base

Neste Apêndice é apresentada a DRE elaborada para o caso base.

## Tabela 29 – DRE para o caso base.

	2021	2020	2019	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001
<b>Receita Bruta</b>	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00
<b>Despesas da Receita Bruta (-)</b>	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -
<b>Devolução da Receita Bruta (-)</b>	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -
<b>Taxa ANEEL (-)</b>	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -
<b>Taxa CCEE (-)</b>	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -
<b>Receita Líquida</b>	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00
<b>OMM / Seguro (-)</b>	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -
<b>EUST (-)</b>	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -
<b>Despesa Operacional</b>	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -
<b>Despesa Financeira (-)</b>	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -
<b>Imposto de Renda (-)</b>	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -
<b>CSLL (-)</b>	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -
<b>Lucro Líquido</b>	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00
<b>Depreciação (-)</b>	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -
<b>Amortização (-)</b>	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -
<b>Fluxo de Caixa do Investidor</b>	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00	RS 1.025.000,00

Fonte: Elaborado pelo Autor.