

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA

Uriel Wizniewsky de Oliveira

**ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DE MICROGERADORES  
EÓLICOS COM FOCO EM PRODUTOS COMERCIAIS PARA  
RESIDÊNCIAS UNIFAMILIARES**

Santa Maria, RS  
2019

**Uriel Wizniewsky de Oliveira**

**ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DE MICROGERADORES EÓLICOS COM  
FOCO EM PRODUTOS COMERCIAIS PARA RESIDÊNCIAS UNIFAMILIARES**

Trabalho de Conclusão de Curso  
apresentado ao Departamento de  
Engenharia Mecânica, da Universidade  
Federal de Santa Maria (UFSM, RS),  
como requisito parcial para a obtenção do  
grau de **Engenheiro Mecânico**.

Orientador: Prof. Dr. Cristiano Roos

Santa Maria, RS  
2019

**Uriel Wizniewsky de Oliveira**

**ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DE MICROGERADORES EÓLICOS COM FOCO EM PRODUTOS COMERCIAIS PARA RESIDÊNCIAS UNIFAMILIARES**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Departamento de Engenharia Mecânica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para a obtenção do grau de **Engenheiro Mecânico**.

**Aprovado em 17 de julho de 2019:**

---

**Cristiano Roos, Dr. (UFSM)**  
(Presidente/Orientador)

---

**Leandro Costa de Oliveira, Dr. (UFSM)**

---

**Patrícia Schrippe, Dra. (UFSM)**

Santa Maria, RS  
2019

## **AGRADECIMENTOS**

Aos meus pais, João Alexandre e Fátima, pelo amor e apoio incondicional em todos os momentos da minha vida.

Ao meu irmão, João Pedro, pelo auxílio sempre que ao seu alcance, inclusive neste trabalho.

Aos meus tios, Luiz Henrique, Patrícia, Cláudia, Clarice e Mônica, e ao meu avô João, que de alguma forma estiveram presentes e me ajudaram durante esta caminhada.

A toda minha família, por serem essenciais na minha vida.

Aos meus avós, que já não estão mais presentes fisicamente, mas estão em algum lugar me desejando boas energias.

Ao meu orientador, Cristiano Roos, por acreditar em meu trabalho e me auxiliar pacientemente.

Aos meus cachorros, pelos seres maravilhosos que são.

Aos meus amigos, pelo incentivo e ajuda para seguir em frente sempre com muita alegria.

A todos os professores, que, apesar das adversidades, ainda tem amor pelo ensino.

À Universidade Federal de Santa Maria, por me proporcionar tanto conhecimento, experiências, oportunidades e amizades.

## RESUMO

### ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DE MICROGERADORES EÓLICOS COM FOCO EM PRODUTOS COMERCIAIS PARA RESIDÊNCIAS UNIFAMILIARES

AUTOR: Uriel Wizniewsky de Oliveira

ORIENTADOR: Cristiano Roos

No Brasil, a utilização da energia eólica vem crescendo e sua participação aumentando na diversificação da matriz energética. Ela se mostra uma das principais fontes de energia limpa e sustentável. Porém, a maioria dos projetos e produtos no mercado têm ênfase em geração eólica com potência elevada, o que requer muito investimento. Tendo isso em vista, o objetivo deste trabalho é realizar uma análise técnica e econômica da utilização de microgeradores eólicos *grid tie* comerciais para atender a demanda energética de uma residência unifamiliar, na cidade de Santa Vitória do Palmar, no Rio Grande do Sul, utilizando dados atuais e reais de taxas e encargos. Na elaboração deste trabalho, foram simulados 16 cenários com três diferentes tipos de aerogeradores de acordo com o sistema de bandeiras tarifárias vigente da ANEEL. Para a análise econômica, foram utilizados os métodos de Valor Presente Líquido, Taxa Interna de Retorno, *Payback* Simples e *Payback* Descontado, juntamente com a metodologia LCOE para comparar a relação custo-eficácia. Para a análise técnica foi levado em consideração as velocidades mínima, nominal e máxima de cada aerogerador, bem como a potência e a energia elétrica gerada a partir da curva de potência, a demanda energética da residência e a distribuição de probabilidade de Weibull, a velocidade e a direção dos ventos na cidade. Em conclusão, este trabalho alcançou seus objetivos mostrando seis cenários viáveis técnica e economicamente, sendo quatro cenários ideais, com uma residência de maior consumo, e dois cenários reais.

**Palavras-chave:** Engenharia econômica, Análise técnica, Análise econômica Sistema eólico, Aerogerador, Residência unifamiliar, Santa Vitória do Palmar.

## ABSTRACT

### TECHNICAL AND ECONOMIC ANALYSIS OF MICRO WIND TURBINES FOCUSING IN COMMERCIAL MODELS FOR SINGLE FAMILY RESIDENCES

AUTHOR: Uriel Wizniewsky de Oliveira

ADVISOR: Cristiano Roos

In Brazil, the use of wind in Brazil has been increasing and its participation in diversification of the energy matrix. It is one of the main sources of clean and sustainable energy. However, most projects and products on the market have an emphasis on wind energy generation with high power systems, which requires a higher investment. The goal of this work is to perform a technical and economical analysis of the use of commercial grid tie micro wind generators to meet the energy demand of a single-family residence in Santa Vitória do Palmar, Rio Grande do Sul, using current and actual data rates and charges. In the elaboration of this work, 16 scenarios were simulated with three different types of wind turbines according to the present ANEEL tariff flag system. For the economic analysis, the Net Present Value, Internal Rate of Return, Simple Payback and Discounted Payback methods were used, along with the LCOE methodology to compare the cost-effectiveness ratio. For the technical analysis, it was considered the minimum, nominal and maximum speed of each wind turbine, as well as the power and the electric energy generated from the power curve, the energy demand of the residence and the Weibull distribution probability, the speed and the direction of the winds in the city. In conclusion, this work reached its goals showing six scenarios technically and economically feasible, four ideal scenarios with a residence of higher consumption and two real scenarios.

**Keywords:** Economic engineering, Technical analysis, Economic analysis, Wind system, Wind turbine, Single-family residence, Santa Vitória do Palmar.

## LISTA DE FIGURAS

|   |    |
|---|----|
| Figura 1 – Classificação das Tecnologias para Turbinas Eólicas.....               | 18 |
| Figura 2 – Componentes Principais da Turbina Eólica.....                          | 19 |
| Figura 3 – O custo total da energia .....   | 27 |
| Figura 4 – Velocidade média mensal dos ventos em Santa Vitória do Palmar .....    | 43 |
| Figura 5 – Consumo em residências unifamiliares no sul do país.....               | 48 |
| Figura 6 – Rosa-dos-ventos em Santa Vitória do Palmar .....                       | 52 |
| Figura 7 – Direção dos ventos em Santa Vitória do Palmar.....                     | 52 |
| Figura 8 – Distribuição de Weibull para os ventos em Santa Vitória do Palmar..... | 53 |
| Figura 9 – Potência gerada de acordo com a faixa de velocidade dos ventos.....    | 57 |
| Figura 10 – Relação entre consumo mensal e velocidade mensal dos ventos .....     | 60 |
| Figura 11 – Relação do VPL com o LCOE .....                                       | 66 |
| Figura 12 – Taxa Interna de Retorno de cada cenário .....                         | 67 |

## LISTA DE QUADROS

|   |    |
|---|----|
| Quadro 1 – Métodos de Engenharia Econômica utilizados pelos autores ..... | 41 |
| Quadro 2 – Bandeiras Tarifárias .....                                     | 50 |
| Quadro 3 – Cenários de cálculo .....                                      | 61 |

## LISTA DE TABELAS

|   |    |
|---|----|
| Tabela 1 – Palavras-chaves pesquisadas nos respectivos portais .....                | 14 |
| Tabela 2 – Consumo energético anual em MWh da região sul .....                      | 47 |
| Tabela 3 – Número de consumidores residenciais na região sul .....                  | 47 |
| Tabela 4 – Histórico das tarifas da energia elétrica na região atendida pela CEEE.. | 49 |
| Tabela 5 – Tarifa de energia elétrica na área de atuação da CEEE .....              | 50 |
| Tabela 6 – Rendimento anual da poupança no período.....                             | 54 |
| Tabela 7 – Histórico da inflação .....  | 55 |
| Tabela 8 – As principais velocidades para cada modelo de aerogerador .....          | 56 |
| Tabela 9 – Potência dos aerogeradores por velocidades .....                         | 58 |
| Tabela 10 – Resultados obtidos nas simulações dos cenários .....                    | 63 |
| Tabela 11 – Variáveis do cálculo do LCOE .....                                      | 64 |

## SUMÁRIO

|          |   |           |
|----------|---|-----------|
| <b>1</b> | <b>INTRODUÇÃO</b> .....   | <b>10</b> |
| 1.1      | DEFINIÇÃO DO TEMA E DO PROBLEMA DE PESQUISA .....                     | 11        |
| 1.2      | JUSTIFICATIVA.....  | 12        |
| 1.3      | OBJETIVOS .....   | 12        |
| <b>2</b> | <b>REFERENCIAL TEÓRICO</b> .....                                      | <b>14</b> |
| 2.1      | ENERGIA EÓLICA .....  | 15        |
| 2.1.1    | Princípios físicos .....  | 16        |
| 2.1.2    | Princípio de funcionamento de turbinas eólicas .....                  | 18        |
| 2.1.3    | Cenário brasileiro .....  | 20        |
| 2.2      | ENGENHARIA ECONÔMICA .....  | 22        |
| 2.2.1    | Análise de Investimento .....   | 23        |
| 2.2.2    | Taxa Mínima de Atratividade (TMA) .....                               | 24        |
| 2.2.3    | Valor Presente Líquido (VPL) .....                                    | 24        |
| 2.2.4    | Taxa Interna de Retorno (TIR) .....                                   | 25        |
| 2.2.5    | <i>Payback</i> Simples (PBS).....                                     | 26        |
| 2.2.6    | <i>Payback</i> Descontado (PBD).....                                  | 26        |
| 2.2.7    | <i>The Levelized Cost of Energy</i> (LCOE) .....                      | 27        |
| 2.3      | ESTUDOS APLICADOS SOBRE SISTEMAS EÓLICOS .....                        | 28        |
| 2.3.1    | Aplicações envolvendo sistemas eólicos .....                          | 31        |
| 2.3.2    | Aplicações envolvendo viabilidade econômica de sistemas eólicos ..... | 33        |
| 2.3.3    | Variáveis utilizadas em estudos de viabilidade econômica .....        | 36        |
| 2.3.4    | Métodos utilizados em estudos de viabilidade econômica .....          | 39        |
| 2.4      | RESULTADOS DA REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....                             | 40        |
| <b>3</b> | <b>PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS</b> .....                              | <b>42</b> |
| 3.1      | CENÁRIO .....   | 42        |
| 3.1.1    | Residências Unifamiliares .....                                       | 42        |
| 3.1.2    | Santa Vitória do Palmar .....   | 42        |
| 3.2      | MÉTODO DE PESQUISA.....   | 43        |
| 3.3      | ETAPAS DA PESQUISA .....  | 44        |
| <b>4</b> | <b>RESULTADOS E DISCUSSÕES</b> .....                                  | <b>46</b> |
| 4.1      | COLETA DE DADOS.....  | 46        |
| 4.1.1    | Consumo de energia elétrica.....                                      | 46        |
| 4.1.2    | Tarifa da energia elétrica .....                                      | 48        |
| 4.1.3    | Ventos .....  | 50        |
| 4.1.4    | Taxa de juros do investimento e inflação.....                         | 54        |
| 4.2      | ANÁLISE TÉCNICA.....  | 55        |
| 4.3      | ANÁLISE ECONÔMICA .....   | 61        |
| 4.4      | ANÁLISE DO LCOE .....   | 64        |
| 4.5      | ANÁLISE DOS RESULTADOS .....  | 65        |
| <b>5</b> | <b>CONCLUSÃO</b> .....  | <b>68</b> |
|          | REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....                                      | 70        |
|          | APÊNDICE A – PLANILHA CENÁRIO 1 .....                                 | 79        |
|          | ANEXO A – CURVA DE POTÊNCIA GERAR 246 .....                           | 80        |
|          | ANEXO B – CURVA DE POTÊNCIA ELV H-3.1.....                            | 81        |
|          | ANEXO C – CURVA DE POTÊNCIA SOLAR TERRA .....                         | 82        |

## 1 INTRODUÇÃO

Juntamente com os avanços tecnológicos têm-se as preocupações com o meio ambiente e as mudanças climáticas. O aumento da produção dos gases do efeito estufa provenientes de combustíveis fósseis são de conhecimento geral e devem ser minimizados. Com isso, novas formas de produzir energia elétrica mais limpa são cada vez mais pesquisadas e estudadas. Esses fatores fazem com que os preços destas novas tecnologias fiquem mais acessíveis para competir com as formas de geração não renováveis, que atualmente são as mais econômicas.

De acordo com a Wind Solar Alliance (2018), a energia elétrica renovável é gerada a partir de recursos naturais tais como o sol, o vento e a biomassa, elementos que não impactam consideravelmente o ambiente, não poluem, não emitem dióxido de carbono e são reabastecidos espontaneamente.

Ainda em conformidade com a mesma fonte, a energia eólica atualmente é a segunda fonte de eletricidade no mundo que mais cresce, com 539 GW de capacidade global instalada no final de 2017. De acordo com Nascimento (2018), a energia eólica é a terceira maior fonte de energia na matriz elétrica brasileira, contribuindo com 8,3% da energia produzida no país. Para a Associação Brasileira de Energia Eólica (2018a), o Brasil possui mais de 500 parques eólicos, 6.600 aerogeradores em operação em 12 estados e 13,4 GW de capacidade instalada. Segundo a mesma fonte, a energia eólica reduz a emissão de 23.000.000 toneladas de dióxido de carbono por ano e, em aproximadamente três anos, será a segunda maior fonte de energia elétrica no país, ultrapassando a energia derivada da biomassa.

O aumento da utilização de outras fontes renováveis no Brasil teve como engrenagem primordial para seu progresso a energia eólica, por ser a opção mais limpa para a produção de energia disponível comercialmente hoje no país com baixo impacto ambiental (CUSTÓDIO, 2013). Este crescimento se deve também ao fato do desenvolvimento deste ramo no país, que tem uma indústria 80% nacional, uma ótima qualidade dos ventos, em especial no Nordeste e no Rio Grande do Sul (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA, 2018b).

O Rio Grande do Sul foi o primeiro estado a implantar um Parque Eólico no país em 2006. Hoje o estado conta com 80 parques eólicos, totalizando 1,62 GW instalados. Com o Atlas de Energia Eólica do Rio Grande do Sul lançado em 2014,

foi possível verificar que o maior potencial eólico do país é do Rio Grande do Sul, com potencial *onshore* de 103 GW em torres de 100 metros de altura e 245 GW em torres de 150 metros de altura, bem como, um potencial *offshore* de 34 GW em lagoas e 80 GW no oceano (INVESTRS, 2018a). Atualmente, a Fundação Estadual de Proteção Ambiental (FEPAM) concedeu o licenciamento ambiental para viabilizar a implantação do maior empreendimento de energia eólica do Rio Grande do Sul, no município de São José do Norte, com potência total de 870 MW e produção de aproximadamente 25% da energia elétrica necessária no estado. Com investimento de R\$ 4 bilhões, este projeto é o primeiro a contar com linhas de transmissão e poderá participar de leilões de energia elétrica (DIÁRIO DA MANHÃ, 2018). Por enquanto, o maior complexo eólico da América Latina também está situado no Rio Grande do Sul, entre Santa Vitória do Palmar e Chuí. O este complexo com a integração de três parques, totalizando 583 MW de capacidade instalada, com potencial para gerar energia limpa e sustentável para aproximadamente três milhões de habitantes (REIS, 2015).

Aliado a isto estão os subsídios do governo e financiamentos realizados por bancos. O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), vinculado com o Ministério do Meio Ambiente, tem linhas de crédito como o Fundo Clima e a Finame Energia Renovável que auxiliam pessoas físicas e empresas a financiar projetos de microgeração de energia renovável (NEDER, 2018). A instalação de tecnologias renováveis ainda é cara e no caso da energia eólica, 75% do investimento total de um parque eólico são destinados a compra dos equipamentos. Isto faz com que sejam gerados muitos empregos, tanto como na criação de empresas para produzir as peças dos geradores eólicos, como também para capacitar operários para instalar, construir e posteriormente fazer a manutenção dos mesmos (SIMAS; PACCA, 2013).

## 1.1 DEFINIÇÃO DO TEMA E DO PROBLEMA DE PESQUISA

Neste contexto, com a demanda cada vez mais latente por energia elétrica gerada por fontes renováveis, este trabalho tem como tema um estudo. Em específico, o tema abrange um estudo de viabilidade técnica e econômica de utilização de microgeradores eólicos em residências unifamiliares. Neste contexto, o problema de pesquisa foi definido assim: qual é o modelo comercial de microgerador

eólico mais adequado economicamente para uma residência unifamiliar na cidade de Santa Vitória do Palmar, no Rio Grande do Sul?

## 1.2 JUSTIFICATIVA

O avanço da tecnologia em relação às energias renováveis, tendo em vista as preocupações com o meio ambiente, o aquecimento global e a finitude dos recursos naturais, faz com que a procura por formas mais sustentáveis e renováveis de produção de energia se torne imprescindível. A energia eólica é vantajosa, pois o vento tem um imenso potencial de crescimento no mundo. Os preços dos equipamentos estão caindo, o custo de manutenção é baixo, a instalação, bem como a construção demandam pouco tempo (LEHTOVAARA et al., 2014).

Para a INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (2019), em 2018 foi observado um declínio nos custos na produção de energia eólica *onshore*, sendo uma das fontes de energia renovável mais acessíveis em diversas localizações e mercados no mundo. Para o mesmo autor, o aumento constante da competitividade entre as fontes de energia fez da geração renovável de energia a espinha dorsal da transformação energética mundial.

Devido ao fato de a energia eólica ser um assunto ainda não consolidado, porém de grande repercussão atualmente, é necessário desenvolver pesquisas e estudos para melhorar o entendimento quanto a ela. Portanto, este trabalho contribuirá com conhecimento teórico.

## 1.3 OBJETIVOS

O objetivo geral deste trabalho é realizar uma análise técnica e econômica sobre a viabilidade de instalação de microgeradores eólicos em residências unifamiliares na cidade de Santa Vitória do Palmar. Para isso pode-se elencar os seguintes objetivos específicos:

- Desenvolver uma revisão bibliográfica sobre os métodos de análise econômica mais utilizados por outros pesquisadores em trabalhos semelhantes a este.

- Coletar dados junto ao Instituto Nacional de Meteorologia e ao software RETScreen acerca dos ventos no Rio Grande do Sul.
- Pesquisar microgeradores eólicos comerciais que atendam tecnicamente a disponibilidade dos ventos na cidade escolhida.
- Analisar tecnicamente quais geradores eólicos são viáveis para o projeto, tendo em vista fatores como eficiência, durabilidade e manutenção dos componentes.
- Utilizar métodos de análise econômica para se chegar a uma conclusão sobre a viabilidade econômica do projeto.

## 2 REFERENCIAL TEÓRICO

O referencial teórico deste trabalho se divide em quatro subseções. A primeira subseção é referente à energia eólica, a qual aborda definições, dados e curiosidades sobre o tema. Também aborda o funcionamento de aerogeradores, a maneira como é produzida a energia elétrica proveniente de aerogeradores e onde são utilizados com mais frequência no Brasil.

A segunda subseção diz respeito à Engenharia Econômica, fazendo uma fundamentação teórica sobre os métodos de cálculo. Foram definidos: a Análise de Investimento, a Taxa Mínima de Atratividade (TMA), o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR), o *Payback* Simples (PBS), o *Payback* Descontado (PBD) e o *The Levelized Cost of Energy* (LCOE).

Na terceira subseção é realizada uma pesquisa bibliográfica a partir de artigos, pesquisas e estudos relacionados com a energia eólica e a viabilidade econômica. Os artigos foram pesquisados em plataformas digitais que contém artigos, trabalhos e estudos atuais sobre os assuntos de interesse neste trabalho. A Tabela 1 corresponde à quantidade de artigos encontrados na pesquisa em bases eletrônicas.

Tabela 1 – Palavras-chaves pesquisadas nos respectivos portais

| Palavra-chave                    | Portal: Emerald | Portal: Science Direct | Portal: Web of Science | Portal: SciELO | Portal: Science (AAAS) |
|----------------------------------|-----------------|------------------------|------------------------|----------------|------------------------|
| “Wind Energy”                    | 7.016           | 253.871                | 76.603                 | 354            | 4.603                  |
| “Economic Viability”             | 23.366          | 176.812                | 8.503                  | 530            | 553                    |
| “Wind Power”                     | 11.625          | 209.019                | 70.139                 | 272            | 3.708                  |
| “Wind Energy Viability Analysis” | 1.021           | 30.139                 | 263                    | 3              | 55                     |
| “Wind Turbines”                  | 1.701           | 49.108                 | 35.201                 | 99             | 212                    |
| “Wind Power Feasibility”         | 1.932           | 53.060                 | 2.954                  | 10             | 159                    |

Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

Buscou-se identificar onde foi realizada a pesquisa, quais foram os métodos de cálculos utilizados e quais foram as variáveis utilizadas nos cálculos. Já a quarta

subseção apresenta uma relação dos métodos mais utilizados de análise econômica com os respectivos autores dos artigos encontrados.

## 2.1 ENERGIA EÓLICA

Para Safari e Gasore (2010), os sistemas eólicos são capazes de converter a energia cinética dos ventos em energia mecânica e elétrica, que podem ser aproveitadas de diversas formas pelo o ser humano como transformar a economia de áreas rurais que nas quais o acesso a água e eletricidade é restrito. Segundo Hills (1994), os primeiros moinhos de vento de que se tem registro foram criados há muitos anos por persas, tibetanos e chineses, e eram usados tanto para moer milho quanto para elevar água. Conforme Mostafaeipour (2010), a primeira vez que a energia eólica foi utilizada para produzir energia elétrica foi na Dinamarca nos anos de 1890.

De acordo com Safari (2011), energia eólica é um tipo de energia derivada da energia solar. O vento é a energia mecânica transportada através do fluxo de gases que se locomovem devido às diferenças de densidade do ar, de temperatura e de pressão. Essas diferenças ocorrem porque a radiação eletromagnética do sol aquece a superfície terrestre de maneira desigual: cada material (terra, água) que recebe calor do sol tem sua própria capacidade térmica. Já a direção dos ventos depende da rotação da terra e pela topografia do relevo (INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY, 2012).

Segundo Zanon, Gennaro e Kühnelt (2018), os pontos mais favoráveis para a produção de energia elétrica a partir da eólica estão localizados em regiões frias e úmidas, como lugares com altitude elevada e próximos aos oceanos, respectivamente. Da mesma forma, a Associação Brasileira de Energia Eólica (2018c) afirma que para a energia eólica ser tecnicamente aproveitável, a sua densidade tem de ser maior ou igual a  $500 \text{ W/m}^2$ , o que requer ventos com velocidade média de no mínimo 7 a 8 m/s a uma altura de 50m.

De acordo com o Global Wind Energy Council (2016), a energia eólica ofereceu imensos benefícios ambientais e econômicos no mundo inteiro e pode-se definir isto em números até o ano de 2016. A indústria eólica já gerou 1.115.000 empregos; a emissão de 637 milhões de toneladas de dióxido de carbono foi evitada. Para Mostafaeipour (2010), a energia eólica é uma das energias renováveis

mais promissoras devido ao aumento das preocupações ambientais e surgimento de novas tecnologias.

Conforme Bahrami et al. (2019), no mundo inteiro está havendo um crescimento enorme na utilização de recursos eólicos, atualmente com mais de 514 GW de capacidade instalada. Isto faz com que a energia eólica seja a segunda energia renovável mais instalada no planeta, sendo 127,3% atrás da energia hídrica e 24% acima da energia solar. Os parques eólicos produzem de 17 a 39 vezes mais energia do que é consumido para construí-los, enquanto usinas nucleares e usinas a carvão produzem cerca de 16 vezes mais e 11 vezes mais, respectivamente (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2016).

A fonte de energia eólica é renovável e quase não apresenta impacto negativo considerável no meio ambiente (BLACKLER; IQBAL, 2005). Porém, projetos eólicos podem promover impactos prejudiciais sobre a vida selvagem, e por isso devem ser bem localizados, projetados e gerenciados, para prejudicarem o mínimo possível (WANG; WANG; SMITH, 2015). De acordo com Birdlife Europe (2011), pássaros e morcegos podem morrer ou se machucar caso colidam com as turbinas eólicas, ou pode ocorrer a fragmentação e até mesmo a perda do habitat devido a infraestrutura dos aerogeradores.

Aliado a isso, de acordo com a Associação Brasileira de Energia Eólica (2018d) a produção de energia eólica pode coexistir com outras atividades, como é o caso de pessoas que arrendam suas terras para a instalação de turbinas eólicas que seguem com plantações e com a criação de animais, sem causar impactos negativos a fauna e a flora. Para a mesma fonte, cerca de 4 mil famílias no Brasil recebem mais de 10 milhões de reais mensais com o arrendamento de terra para a colocação das torres. Segunda a mesma referência, a energia eólica apresentou os preços mais baixos em leilões de energia em dezembro de 2017.

### **2.1.1 Princípios físicos**

Segundo Simis (2010) conversão da energia cinética dos ventos em energia elétrica é realizada pelas turbinas elétricas que captam a energia cinética dos ventos que passam pelo espaço varrido pelo rotor das turbinas. De acordo com Blaabjerg e Liivik (2018) a energia eólica depende do volume de ar que passa pelo rotor, da magnitude da velocidade do ar e da massa de ar relacionada ao volume de acordo

com a densidade do mesmo. A equação geral que relaciona a potência do vento com a área varrida pelo vento, a velocidade do vento e a densidade do ar é a Equação 1.

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

Onde:  $P_w$  é a potência do vento;  $\rho$  é a densidade do ar;  $A$  é a área varrida pelo vento;  $v$  é a velocidade do ar.

Para Gipe (2004) a potência eólica para turbinas quantifica o montante de energia eólica que flui por uma área de interesse, tendo em vista que nem toda energia eólica que passa pelo rotor é utilizada, tem-se o coeficiente de potência que é a razão entre a potência extraída pela turbina e a potência total do recurso eólico. Ainda para o mesmo autor, de acordo com a Teoria de Betz, o coeficiente de potência máximo possível é de 59%. Assim sendo, tem-se a Equação 2 da potência da turbina.

$$P_T = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot U^3 \cdot C_P \quad (2)$$

Onde:  $P_T$  é a potência gerada pela turbina;  $\rho$  é a densidade do ar;  $A$  é a área coberta pela rotação das pás;  $U$  é a velocidade do vento;  $C_P$  é o coeficiente de potência. Já em termos de geração de energia elétrica, somente uma porção de energia cinética do vento pode ser convertida. Esta relação pode ser expressa pela Equação 3.

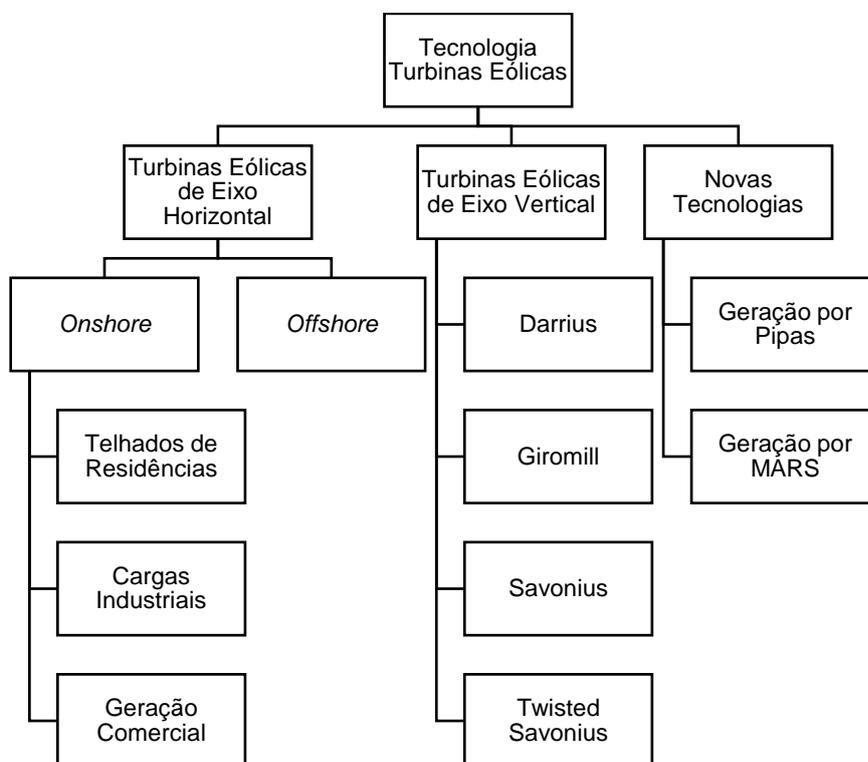
$$P_e = \eta_e \cdot \eta_m \cdot C_P \cdot P_w \quad (3)$$

Onde:  $P_e$  é a quantidade de energia elétrica gerada;  $\eta_e$  é a eficiência de conversão elétrica da turbina eólica;  $\eta_m$  é a eficiência mecânica da turbina;  $C_P$  é o coeficiente de potência.

## 2.1.2 Princípio de funcionamento de turbinas eólicas

De acordo com Murthy e Rahi (2017), a tecnologia usada em turbinas eólicas tem se desenvolvido rapidamente após 1980, tornando-se a energia renovável mais promissora e confiável. Ela é muito complexa e abrange aerodinâmica, mecânica, dinâmica de estruturas, meteorologia e engenharia elétrica para a geração, transmissão e integração das turbinas eólicas ao sistema de energia. Para os mesmos autores, a Figura 1 mostra como as tecnologias de turbinas eólicas podem ser classificadas.

Figura 1 – Classificação das Tecnologias para Turbinas Eólicas

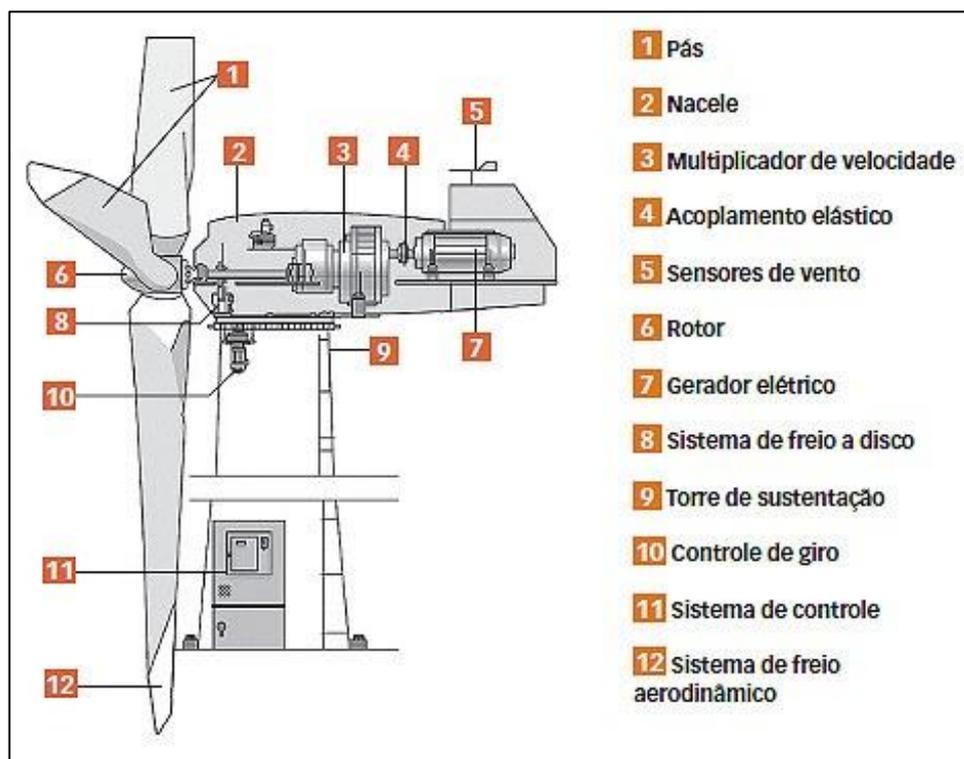


Fonte: Adaptado de Murthy e Rahi (2017).

Em conformidade com Blaabjerg e Liivik (2018), uma turbina eólica consiste basicamente em uma torre e uma nacela, que é instalada no topo da torre. A nacela contém componentes com funções específicas para o processo de conversão da energia eólica para a energia elétrica.

A Figura 2 ilustra os principais componentes da turbina eólica.

Figura 2 – Componentes Principais da Turbina Eólica



Fonte: Infraestrutura Urbana (2011).

Para Wizelius (2007) a nacele é o componente mais pesado do sistema, pois nela estão a caixa multiplicadora, freios, embreagens, mancais, controle eletrônico e sistema hidráulico. A torre é a base do aerogerador e serve para sustentar o rotor e a nacele. Seguindo a mesma fonte de referência, as pás, captam o vento e transferem sua potência ao rotor. Segundo Gipe (2004), o rotor, elemento de fixação das pás, transfere o movimento lento das pás para o eixo de movimento lento. Ele tem como seu principal componente um sistema hidráulico que libera o movimento das pás em diferentes posições para aperfeiçoar a energia do vento ou parar a turbina por completo.

A caixa de transmissão é o elemento mais frágil do aerogerador, podendo falhar em menos de dois anos. Sua função é converter a rotação do eixo de baixa velocidade (19 a 30 rpm) em alta rotação (1.500 rpm) para então entregar ao eixo de alta velocidade as rotações necessárias para o gerador operar. O gerador converte a energia mecânica do eixo em energia elétrica (LETCHER, 2017).

Na turbina, há também um anemômetro que mede a intensidade, velocidade e direção do vento, sendo que a leitura desses dados é feita pelo sistema de controle

que pode então definir o posicionamento mais adequado para a turbina (WOOD, 2011).

Segundo Rüncos et al. (2000), existem basicamente dois tipos de geradores eólicos: assíncronos e síncronos. O primeiro é uma máquina elétrica com velocidade de operação bem maior que a turbina, exigindo então um amplificador de velocidade. Já o segundo tipo é acoplado ao eixo de um gerador síncrono. De acordo com Letcher (2017) a principal vantagem do gerador síncrono é que ele não precisa de uma corrente magnetizada para ser ativado, portanto não utiliza um compensador de energia, como é o caso do gerador assíncrono, que necessita uma corrente de ativação. Para Rüncos et al. (2000) o gerador assíncrono é mais robusto, mais simples mecanicamente e mais barato por ser produzido em larga escala. Ele atende a um campo amplo de velocidades do vento.

### **2.1.3 Cenário brasileiro**

Para Melo (2013) o Brasil é líder na produção de energia proveniente dos ventos na América Latina. Segundo a mesma autora, com a procura por meios renováveis de produzir energia, o setor eólico recebe auxílio com tarifas mais baratas por ser uma energia limpa e de melhor qualidade. De acordo com Borges (2018) isto pode ser visto na matriz energética do país, na qual a energia eólica cresce mais do que 20% a cada ano, ritmo superior a todas as outras fontes de energia, e prevê-se que até 2020 ela seja a segunda maior fonte de energia no Brasil. Ainda conforme o mesmo autor, o setor gera mais de 190 mil empregos diretos e indiretos sendo que de 2010 até 2017 recebeu 32 bilhões de reais em investimentos.

Alguns dos principais incentivos no Brasil que promovem a fixação de projetos eólicos são a isenção do Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) em operações com materiais relacionados a aproveitamento das energias solar e eólica até 2021, isenção de Imposto sobre Produtos Industrializados, desconto de 80% na Tarifa de Utilização de Serviços de Transmissão e na Tarifa de Utilização de Serviços de Distribuição para instalações de até 30 MW, isenção de ICMS sobre a energia que o consumidor produzir e o Programa “Mais Alimentos” que financia a juros mais baixos equipamentos para a produção da energia solar e eólica (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2016).

Conforme dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico (2018), a energia eólica no Brasil configura aproximadamente 13% do Sistema Interligado Nacional, que é o sistema de produção e transmissão de energia elétrica que atende praticamente todo o país. Segundo a mesma fonte, em setembro de 2018 no nordeste brasileiro, a geração eólica alcançou o recorde de 8,6 GW, o qual atendeu 83% da carga do sistema e o fator de capacidade chegou a 86%. Os dados da Associação Brasileira de Energia Eólica (2018e) mostram que a geração média eólica diária bateu o recorde no mesmo mês quando produziu 7,7 GW com um fator de capacidade de 76%, que atendeu 74% da carga nordestina nesse dia. O fator de capacidade é a relação entre a geração média de energia e a potência instalada da área em questão, sendo que o fator de capacidade médio mundial é de apenas 25% enquanto a brasileira é de 41,8%.

Segundo Neto (2014) a energia eólica teve uma taxa de crescimento alta com a retomada dos leilões de contratação de energia em 2009. De acordo com a mesma fonte, o ponto de partida efetivo foi o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA), estabelecido em 2002. Em harmonia com Datt (2018), contabilizando o que foi negociado nos leilões, serão mais de 200 novos parques eólicos instalados no Brasil até 2023, que serão de grande valor visto que a demanda por energia e a economia também crescem no país, atraindo mais investidores no ramo de geração de energia eólica. Conforme o mesmo autor, em 2017 foram investidos 11,5 bilhões de reais em energia eólica.

Para Trigueiro (2017) a micro (potência instalada de até 75 kW) e a mini (potência instalada acima de 75 kW e menor ou igual a 5 MW) geração de energia eólica foram estimuladas quando entraram em vigor a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 em 2012 e a Resolução Normativa ANEEL nº 687/2015 em março de 2016. Nesta segunda resolução se permite gerar a própria energia elétrica através de fontes renováveis ou cogeração e fornecer o excesso para a rede elétrica da sua região, recebendo a compensação de créditos, por exemplo, para diminuir o valor da conta de energia elétrica. Para a Agência Nacional de Energia Elétrica (2018) essa foi uma inovação que possibilitou aliar consciência socioambiental, autossustentabilidade e economia financeira para a população brasileira, assim como reduziu a carga nas redes, diminuiu as perdas, diversificou a matriz energética e adiantou investimentos na expansão dos sistemas de transmissão e distribuição.

Conforme Lowitzsch (2019), estas Resoluções Normativas aperfeiçoaram o sistema de compensação brasileiro, aumentaram o número de energia gerada e permitiram novas formas de geração distribuída. Em conformidade com a Agência Nacional de Energia Elétrica (2018), os créditos podem ser usados para o “autoconsumo remoto”, que é o abatimento do consumo de unidades consumidoras em outra localidade de posse do titular desde que na mesma área de atendimento da mesma distribuidora. Caso haja excedente de créditos, eles têm validade de 60 meses e não podem ser revertidos em dinheiro. Ainda seguindo a mesma fonte, pode-se também utilizar a energia gerada em condomínios para dividir de forma definida pelos consumidores. De acordo com Trigueiro (2017) há também a “geração compartilhada” em que os usuários podem se unir em um consórcio ou cooperativa para instalar uma micro ou mini geração distribuída com o objetivo de diminuir a fatura dos envolvidos. Porém, conforme Costa, Araujo e da Silva (2017), apenas algumas empresas vendem e instalam equipamentos para a microgeração de energia eólica, sendo seus produtos importados.

Ainda em conformidade com a Agência Nacional de Energia Elétrica (2018), para a instalação de sistemas eólicos, deve-se levar em conta a tecnologia dos aerogeradores, o porte da unidade consumidora e o porte da central geradora, a localização da instalação, o valor da tarifa em vigor na localidade, as condições de pagamento e parcelamento do projeto e se há outras unidades consumidoras que poderão utilizar os créditos do sistema de compensação de energia elétrica. A análise da relação custo-benefício é feita pelo consumidor.

## 2.2 ENGENHARIA ECONÔMICA

Para Blank e Tarquin (2012), Engenharia Econômica é a formulação, estimativa e avaliação dos resultados econômicos, com as alternativas disponíveis para cada situação. Ela também engloba diferentes técnicas matemáticas que possibilitam uma melhor comparação econômica.

Blank e Tarquin (2010) mostram que o estudo da Engenharia Econômica é motivado pela necessidade do engenheiro em desenvolver projetos de todos os tipos e elaborar análises de desempenho, síntese e conclusão dos projetos e, para isso, tomar as melhores decisões sobre como e onde investir o capital. Os mesmos

autores ressaltam ainda que as decisões refletem com frequência uma escolha bem fundamentada a respeito de como melhor investir.

Já para Ehrlich e Moraes (2013), na avaliação e seleção de projetos de investimento, a Engenharia Econômica pondera usando critérios quantitativos, tendo em vista que todas as alternativas são concorrentes pela obtenção do capital de investimento, que é o recurso escasso. De acordo com Custódio (2013), o projeto de instalação de turbinas eólicas em nível residencial ou de parques eólicos requer um profundo conhecimento de alguns parâmetros que definirão sua viabilidade econômica e suas características técnicas e operacionais.

Ainda segundo Ehrlich e Moraes (2013), levando em consideração que a vida útil das turbinas eólicas é de 20 a 30 anos, o projeto deverá nesse tempo produzir energia suficiente para cobrir o financiamento da sua implantação, os custos operacionais e, o mais importante, gerar um retorno econômico para o investidor. Os mesmos autores avaliam que o dimensionamento adequado das turbinas e do projeto é de suma importância para o sucesso operacional e comercial do empreendimento.

### **2.2.1 Análise de Investimento**

Segundo Puccini (2011), a análise de investimento é crucial em qualquer projeto, pois permite analisar financeiramente a viabilidade econômica do mesmo. A análise de investimento é processada com base em fluxos de caixa. O mesmo autor ainda salienta que objetivos estratégicos, aspectos políticos e econômicos também podem influenciar na análise de investimento.

Conforme Gomes (2013), a avaliação de investimento acontece a partir do fluxo líquido de caixa, medido pela diferença dos fluxos de entrada e de saída do capital, em cada período de certo intervalo de tempo, computando apenas os movimentos efetivos de recursos que tenham reflexos financeiros sobre o caixa.

Para Assaf Neto (1992), a decisão de avaliar projetos de investimentos de acordo com os resultados do caixa permite que seja revelada a efetiva capacidade da empresa em remunerar o capital aplicado e reinvestir os benefícios gerados.

De acordo com Hirschfeld (1998), o fluxo de caixa faz com que possa ser examinada, de forma mais clara, as situações econômicas para o presente, o futuro

e após cada um dos períodos intermediários adequados entre estas duas situações extremas.

### **2.2.2 Taxa Mínima de Atratividade (TMA)**

Conforme Casarotto Filho e Kopittke (2010), para analisar uma proposta de investimento deve ser considerado o fato de se estar perdendo a oportunidade de obter retornos pela aplicação do mesmo capital em outros projetos. Segundo os mesmos autores, a proposta, para ser atrativa, deve render, no mínimo, a taxa de juros equivalente à rentabilidade das aplicações correntes e de pouco risco, sendo que esta taxa de juros se denomina Taxa Mínima de Atratividade (TMA). A taxa de juros que o dinheiro investido proporcionará deve ser maior do que a TMA (HIRSCHFELD, 1998).

Para Newnam, Eschenbach e Lavelle (2004), na determinação da TMA apropriada a ser usada deve, inevitavelmente, ser feito um exame das fontes de capital, seguido por uma análise das oportunidades de investimento e riscos prospectivos e, caso o empreendimento retorne menos que a TMA, ele se torna economicamente inviável. De acordo com os mesmos autores, a TMA deve ser pelo menos igual à maior das seguintes taxas: do custo do dinheiro emprestado, do custo de capital ou do custo de oportunidade.

### **2.2.3 Valor Presente Líquido (VPL)**

O Valor Presente Líquido (VPL) é, segundo Thuesen e Fabrycky (2001), um montante correspondente no presente que representa a diferença entre os desembolsos e os recebimentos equivalentes do fluxo de caixa de um investimento para uma taxa de juros selecionada. Para Hirschfeld (1998), na análise de fluxos de caixas, há muitos valores envolvidos, como despesas e receitas e, a somatória algébrica desses valores em todos os períodos considerados, reduzidos ao instante considerado inicial com uma taxa de juros comparativa é o VPL. De acordo com Casarotto Filho e Kopittke (2010), a taxa de juros comparativa utilizada para trazer ao valor presente é a TMA.

Conforme Casarotto Filho e Kopittke (2010), para obter um investimento favorável, o valor do VPL deve ser positivo, sendo calculado pela Equação 4.

$$VPL = \sum_{t=1}^n \left( \frac{FC_t}{(1+k)^t} \right) - FC_0 \quad (4)$$

Onde:  $VPL$  é o fluxo de caixa do investimento [R\$];  $FC_t$  é a entrada ou fluxo de caixa no período  $t$  [R\$];  $n$  é o número de períodos na linha do tempo;  $t$  é o período genérico na linha do tempo;  $k$  é taxa de custo de capital da empresa, TMA [% ao período];  $FC_0$  é o investimento inicial. Para Thuesen e Fabrycky (2001), o método do VPL tem três fatores que o fazem de base para qualquer comparação: ele considera o valor do dinheiro no tempo de acordo com o valor da taxa; ele concentra o valor equivalente de qualquer fluxo de caixa em um único índice em um ponto particular no tempo ( $t = 0$ ) e; um único valor de VPL é associado a cada taxa de juros utilizada, independentemente do padrão de fluxo de caixa do investimento.

#### 2.2.4 Taxa Interna de Retorno (TIR)

Segundo Camargos (2014), a Taxa Interna de Retorno (TIR) é a taxa de juros que faz com que as receitas e as despesas do fluxo de caixa se equivalham, ou seja, define-se TIR como a taxa de juros que reduz o valor presente de uma série de receitas e despesas a zero. Segundo o mesmo autor, para uma proposta de investimento, usa-se a TIR de acordo com a Equação 5.

$$\sum_{t=0}^n \frac{F_t}{(1+i^*)^t} - FC_0 = 0 \quad (5)$$

Onde:  $n$  é o número total de períodos avaliados (período do projeto),  $t$  é o período que está sendo avaliado,  $F_t$  é o valor do fluxo de caixa para cada período  $t$  [R\$],  $i^*$  é a TIR [% ao período], e  $FC_0$  é o investimento inicial [R\$]. Para Ross, Westerfield e Jordan (2010), essa taxa representa um único número que resume os méritos do projeto e não depende da taxa de juros vigente no mercado de capitais, e por isso é chamado de Taxa Interna de Retorno, já que é um número intrínseco ao projeto, só dependendo do fluxo de caixa do mesmo.

Em concordância com Assaf Neto (1992), para definir se o investimento é viável ou não, com base neste método, é feita uma comparação entre a TIR e a TMA

exigida pela empresa, isto é, se a TIR exceder a TMA, o investimento é economicamente atraente.

### 2.2.5 *Payback* Simples (PBS)

De acordo com Thuesen e Fabrycky (2001), o *Payback* Simples (PBS) é definido como o tempo necessário para recuperar o investimento inicial do fluxo de caixa líquido feito pelo investimento com uma taxa nula de juros. Segundo Blank e Tarquin (2012), este é um método intuitivo. Já para Prates (2016), é um método simples e rápido que mede o risco do investimento, pois quanto menor o período de *Payback*, mais líquido é o investimento e menos arriscado, porém ele não considera o valor do dinheiro neste período, nem os fluxos de caixa após o período de *Payback* e não leva em conta o custo de capital da empresa.

### 2.2.6 *Payback* Descontado (PBD)

O *Payback* Descontado (PBD) é bastante similar ao *Payback* Simples, porém antes da soma dos fluxos de caixa é utilizada uma taxa de desconto, geralmente a Taxa Mínima de Atratividade, trazendo o valor para o presente (PRATES, 2016). Ainda de acordo com Prates (2016), o método é simples e prático e resolve o problema do *Payback* Simples, considerando o valor do dinheiro no tempo, mas continua sem levar em conta os fluxos de caixa após o período de *Payback*. A Equação 6 define o PBD de acordo com Thuesen e Fabrycky (2001).

$$\sum_{t=0}^n \frac{F_t}{(1+i)^t} \geq 0 \quad (6)$$

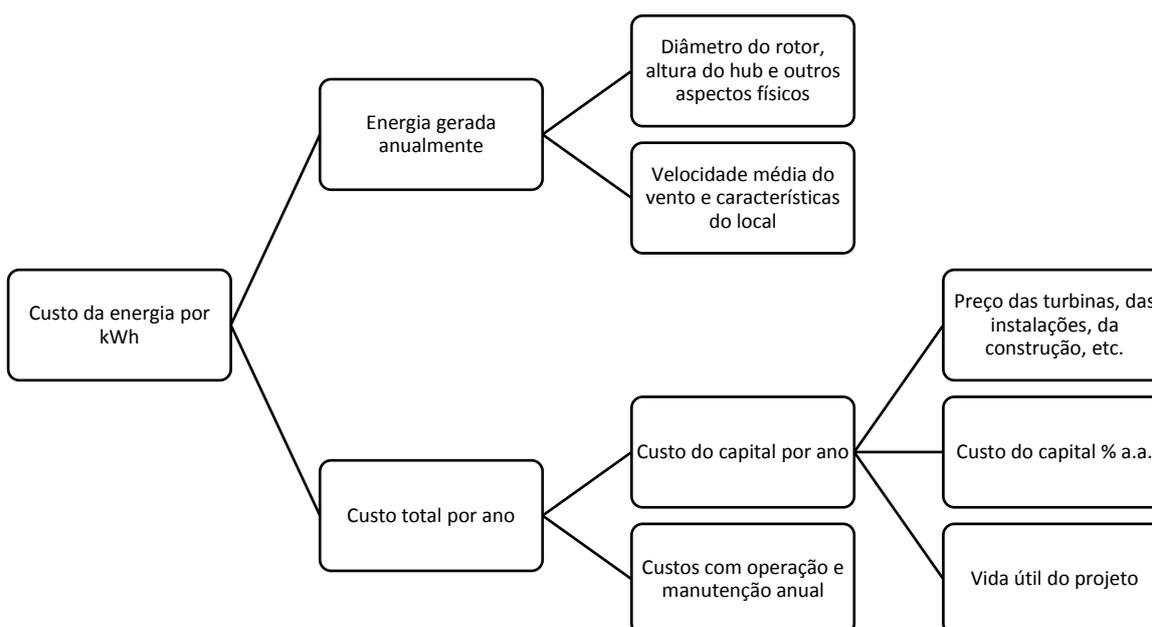
Onde:  $n$  é o número total de períodos considerados pelo projeto,  $t$  é o período que está sendo considerado,  $F_t$  é o valor do fluxo de caixa para cada período  $t$  [R\$], e  $i$  é a taxa de juros utilizada [% ao período].

### 2.2.7 The Levelized Cost of Energy (LCOE)

Segundo Bruck, Sandborn e Goudarzi (2018), COE é o custo real para comprar energia, enquanto o *Levelized Cost of Energy* (LCOE) é uma avaliação econômica do custo total médio para construir e operar um sistema de geração de energia ao longo de sua vida útil dividida pela potência total gerada do sistema ao longo da vida útil. Para Branker, Pathak e Pearce (2011), a metodologia LCOE é utilizada como uma ferramenta para equiparar as diversas fontes de geração de energia e poder comparar entre elas a relação custo-eficácia.

O LCOE é amplamente usado para identificar os custos unitários de energia descontados e normalizados para fornecer uma base consistente para comparação durante certo período, já que cada tecnologia de energia tem seu próprio período operacional (LEE, 2015). A Figura 3 é um conceito básico de LCOE, na qual as despesas com o custo do capital, preço para compra e instalação de turbinas eólicas e vida do projeto são contabilizados como custos por ano e são somados com os custos de operação e manutenção e então são divididos pela produção anual de energia.

Figura 3 – O custo total da energia



Fonte: Adaptado de The European Wind Energy Association (2009).

Para Miller et al. (2017), muitos autores relataram o LCOE para a energia eólica, porém existe grande divergência não apenas nos valores, mas também nas variáveis que o LCOE inclui ou não. Para o cálculo do LCOE, Ramadham e Naseeb (2011), definem como necessário o cálculo do fator de recuperação do capital (CRF) no período em análise, obtido pela Equação 7.

$$\text{CRF} = \frac{(i * (1 + i)^n)}{[(1 + i)^n - 1]} \quad (7)$$

Onde:  $i$  é a taxa de juros aplicada [% ao período];  $n$  é o período de análise [períodos]. Após a definição deste fator é possível obter o LCOE segundo a Equação 8.

$$\text{LCOE} = \frac{(\text{CI} * \text{CRF}) + \sum_n \text{CM}}{\sum_n \text{PT}} \quad (8)$$

Onde: CI é o custo de instalação [R\$]; CRF é o fator de recuperação do capital;  $n$  é o número de períodos [períodos]; CM é o custo de manutenção ao longo do período [R\$]; e PT é a produtividade total [KWh].

### 2.3 ESTUDOS APLICADOS SOBRE SISTEMAS EÓLICOS

Com o objetivo de entender melhor sobre o tema de energia eólica, foi pesquisado em artigos como outros autores analisaram o tema em aplicações reais de turbinas eólicas e parques eólicos pelo mundo. Harsh, Hamilton e Wittenberg (2010) destacaram que é de suma importância o estudo da viabilidade econômica de pequenas turbinas eólicas devido ao aumento de incentivos federais para o uso de energias renováveis e fizeram uma análise de quais parâmetros são necessários para tornar a energia eólica um investimento inteligente para um parque eólico.

Reis, Oliveira Jr. e de Carvalho (2006) realizaram duas análises da viabilidade do uso da energia eólica para abastecer baterias e para bombear água. Akorede et al. (2013) elaboraram um algoritmo de simulação para analisar rapidamente os benefícios potenciais da energia eólica de qualquer local para um número de

turbinas eólicas, e então, estimando uma produção média anual e analisando-a economicamente.

Olatayo, Wichers e Stoker (2018) examinaram a produtividade energética e a viabilidade econômica de sistemas de energia eólica de pequena escala, uma vez que a ineficiência e o baixo rendimento energético são alguns dos principais motivos identificados para o baixo crescimento da tecnologia. Whelan e Muchapondwa (2011) utilizam métodos de análise econômica para incentivar o uso voluntário de pequenos aerogeradores pelos consumidores para gerar sua própria eletricidade. Chang e Starcher (2018) avaliaram os benefícios da energia eólica e solar e determinaram de acordo com parâmetros econômicos em quais lugares realizar o investimento. Nor, Shaaban e Rahman (2013) reexaminaram o potencial técnico e econômico de turbinas eólicas em áreas com ventos leves utilizando previsão numérica climática (NWP – sigla em inglês para *Numerical Weather Prediction*) e a viabilidade econômica da instalação de aerogeradores comerciais, para tentar demonstrar que a energia eólica é próspera.

Macedo, Albuquerque e Moralles (2017) fizeram uma análise econômico-financeira de um potencial parque de geração de energia eólica em diferentes localidades do Brasil considerando riscos com técnicas de simulação Monte Carlo e distribuição Beta. Melo (2012) realizou um estudo com o intuito de determinar a viabilidade de empreendimentos eólicos em um parque eólico no nordeste nacional. Netto (2017) fez um estudo acerca da viabilidade econômica de microgeração de energia eólica com aerogeradores de porte doméstico com informações meteorológicas do Sistema Meteorológico do Paraná (SIMEPAR) e do Instituto Agrônomo do Paraná (IAPAR). Albadi e El-Saadny (2007) tiveram seu estudo baseado no uso de seis tipos diferentes de aerogeradores em seis diferentes cenários quanto à análise sensível, fator de capacidade e custo-benefício. Foi realizado um estudo por Blackler e Iqbal (2005) de pré-viabilidade de 25% da geração de energia de uma usina térmica utilizando turbinas eólicas, com o intuito de reduzir as emissões e os custos de combustível da usina térmica.

Kumar e Nair (2011) analisaram os regimes eólicos, estimaram a produção anual de energia e então determinaram a viabilidade econômica do estudo para uma localidade onde a principal fonte de energia é a diesel e que só opera certas horas do dia. Rocha et al. (2018) realizaram um estudo para analisar a viabilidade econômica estocástica da geração de energia eólica residencial no Brasil, criando

três cenários de velocidades de ventos diferentes e usando as técnicas de Simulação de Monte Carlo (MCS – sigla em inglês para *Monte Carlo Simulation*).

Ayodele, Ogunjuyigbe e Amusan (2016) investigaram a possibilidade de utilizar energia eólica para eletricidade com o intuito de fornecer informações científicas que possam levar ao melhor investimento em tecnologia eólica para geração de eletricidade. Lima e Filho (2012) avaliaram os recursos eólicos de uma região para testar a viabilidade de três tipos diferentes de aerogeradores. Karthikeya, Negi e Srikanth (2015) desenvolveram o estudo para avaliar os recursos eólicos em áreas urbanas com aerogeradores de pequeno porte. Chadee e Clarke (2018) investigaram os recursos eólicos da região para analisar o custo da energia eólica com outros tipos de energia.

Quanto aos parques eólicos, Dhunny, Lollchund e Rughooputh (2016) realizaram a avaliação de um projeto para uma cidade inteligente. O projeto de parques eólicos, bem como os locais exatos das turbinas eólicas, deve ser meticulosamente planejado para evitar perdas de energia devido ao efeito esteira. Já Tavares (2016) fez uma análise técnica, econômico-financeira e ambiental para viabilizar o projeto do parque eólico. Garbe, de Mello e Tomaselli (2014) fizeram um projeto de geração de energia elétrica eólica conceitual e uma análise da viabilidade econômica do mesmo. Rossetto e de Souza (2014) realizaram uma análise de viabilidade econômica da implantação de um parque eólico a fim de abastecer uma indústria de alimentos e bebidas, tornando-a autoprodutora em energia elétrica. Lima e Filho (2010) averiguaram o potencial eólico da região de estudo para então simular uma possível fazenda eólica através de softwares. Ahmed (2018) fez um estudo das características da energia eólica e da instalação de um parque eólico com dois tipos de turbinas diferentes para comparação.

A energia eólica *offshore* tem o potencial de lidar com os principais problemas associados à energia e às mudanças climáticas, além de gerar crescimento econômico e oferecer oportunidades de emprego e, por isso, Satir, Murphy e McDonnell (2018) realizaram um estudo para determinar a viabilidade de um parque eólico *offshore*. Mattar e Guzmán-Ibarra (2017) fizeram uma avaliação técnica e econômica da energia eólica *offshore* devido a importância de como ela deve ser usada e para remover barreiras ao conhecimento atual sobre essa energia renovável e os benefícios que ela traria para a matriz energética do país.

### 2.3.1 Aplicações envolvendo sistemas eólicos

Harsh, Hamilton e Wittenberg (2010) analisaram a instalação de uma pequena turbina eólica produzida no país de 20 kW e 50 kW em uma fazenda de laticínios, em Michigan, nos Estados Unidos da América (EUA). Já Reis, Oliveira Jr. e de Carvalho (2006) utilizaram dados de turbinas eólicas brasileiras de 1 kW em Praia Mansa, litoral do Ceará, de 10m e 30m de altura nos meses de junho a novembro e outra turbina eólica brasileira em Icapuí, no interior do Ceará, de 10m de altura no período de um ano.

Akorede et al. (2013) realizaram o estudo na Malásia, em seis localidades diferentes, com seis tipos de geradores eólicos, variando de 20 kW até 1500 kW, com dados coletados por 10 anos para quatro localidades e por 20 anos para as outras duas. Olatayo, Wichers e Stoker (2018) desenvolveram o estudo em 12 localidades com os dados de vento mais completos e disponíveis na África do Sul, levando em consideração duas turbinas de 1,0 kW e 3,5 kW a 10m de altura. Whelan e Muchapondwa (2011) realizaram o estudo nos dez lugares mais ventosos da África do Sul, com aerogeradores de 1 kW e 5 kW.

Chang e Starcher (2018) realizaram um estudo em oito localidades no estado do Texas, EUA, e a turbina eólica escolhida foi uma de 50 kW devido a sua durabilidade, eficiência e por usar materiais leves, com 37m de altura. Foram escolhidos para analisar cinco lugares na Malásia por Nor, Shaaban e Rahman (2013) com a maior produção de energia de acordo com a prospecção da velocidade anual do vento e na função de densidade de probabilidade Weibull para um gerador eólico de 1 MW. Macedo, Albuquerque e Moralles (2017) elaboraram um estudo em quatro cidades brasileiras utilizando aerogeradores de 1,6 MW com 80m de altura. Netto (2017) realizou a sua análise com quatro aerogeradores de 500 W, 1000 W, 1500 W e 6000 W, sendo apenas o de 1500 W de eixo vertical, no Campus da Universidade Tecnológica Federal do Paraná.

Albadi e El-Saadny (2007) realizaram um estudo em Ontário, Canadá, para seis tipos de aerogeradores de 850 kW até 3 MW e seis cenários com o vento variando de 6 m/s até 7,49 m/s. O estudo de Blackler e Iqbal (2005) foi realizado na maior usina térmica comercial do Canadá, em Holyrood, com sete turbinas variando de 600 kW até 2,7 MW e dados de velocidade do vento do site da NASA. Rocha et al. (2018) criaram cenários para a simulação de ventos de baixa, média e alta

velocidade no programa MCS, com tarifas do ano de 2016 da ANEEL, usando ou não usando financiamento com o Sistema de Amortização Constante (SAC) e 3 geradores de 2,4 kW com 20m de altura de preços variando entre US\$ 15.000,00 até US\$ 25.000,00.

Ayodele, Ogunjuyigbe e Amusan (2016) testaram turbinas de 20 kW até 4,5 MW em 15 localidades na Nigéria para ver qual se adequa melhor em cada localidade de acordo com o regime de ventos da região. Lima e Filho (2012) realizaram os testes em São João do Cariri, Paraíba, com três aerogeradores de 30 m, 32,5 m e 35 m e potência nominal de 300 kW, 225 kW e 450 kW respectivamente e um regime de ventos variando entre 4,74 m/s e 5,31 m/s. Karthikeya, Negi e Srikanth (2015) realizaram o estudo no perímetro urbano de Singapura onde os ventos eram melhores de acordo com as medições dos anemômetros e, nestes locais, utilizaram um aerogerador de 2,5 kW. Chadee e Clarke (2018) escolheram dois locais em Trinidad e Tobago para verificar quais dos oito aerogeradores de 20 kW até 3050 kW seriam mais competitivos com as outras fontes de energia.

Dhunny, Lollchund e Rughooputh (2016) realizaram o estudo na costa sudeste da Ilha Maurício com um parque eólico de 40 turbinas de 275 kW a 60 m altura, especialmente projetadas para países tropicais, totalizando 11 MW de capacidade instalada. O estudo de Tavares (2016) foi realizado na cidade de Itapirica, no estado da Bahia, em um projeto que contempla 10 aerogeradores da fabricante Enercon e modelo E-82 de 2 MW, com 78 m de altura. Já Kumar e Nair (2011) utilizaram quatro aerogeradores Vergnet de 275 kW em Taveuni, Fiji, fazendo as medições da velocidade do vento e da direção do vento continuamente a cada intervalo de 10 minutos por um ano a 30 m do solo. Garbe, de Mello e Tomaselli (2014) idealizaram seu projeto na Lagoa dos Patos, no Rio Grande do Sul, com 25 turbinas eólicas Wobben E-70 de 1,5 MW até 2,3 MW, totalizando 50MW de potência instalada, a 100m de altura. O estudos de Rossetto e de Souza (2014) pôde verificar que o local adequado para a implantação do parque foi em Viamão, Rio Grande do Sul, pois os ventos eram de 7,9 m/s a 100 m de altura e, com estes dados, a potência gerada foi calculada para um gerador de 2 MW e comparada com a necessidade de energia elétrica da empresa para então concluir que cinco aerogeradores supririam a necessidade da empresa.

A fazenda eólica idealizada por Lima e Filho (2010) conta com 24 aerogeradores de 850 kW em 55 m de altura, na cidade de Triunfo, Pernambuco,

onde os ventos têm velocidade média de 11,27 m/s, ou seja, favoráveis para a produção de energia eólica. Ahmed (2018) teorizou seu parque eólico de 150 MW na região de Ouinat no Egito, contendo 60 aerogeradores com dois tipos de modelo e diâmetro de rotor diferente, porém ambos com 2,5 MW de potência, com ventos variando entre 6,8 m/s até 8 m/s durante 84% do ano.

No quesito *offshore*, Satir, Murphy e McDonnell (2018) elaboraram um estudo com o software windPro no Mar Egeu, Turquia, com 30 aerogeradores de 3 MW, totalizando um parque eólico de 90 MW. Mattar e Guzmán-Ibarra (2017) utilizaram dados dos ventos de 1979 até 2014 a 10 m da superfície do mar para com aerogeradores de 8 MW e 140 m de altura em cenários de 10, 20 e 30 aerogeradores.

### **2.3.2 Aplicações envolvendo viabilidade econômica de sistemas eólicos**

De acordo com Custódio (2013), para realizar a análise da viabilidade econômica e financeira devem ser considerados todos os custos que posteriormente serão comparados com os faturamentos oriundos da venda ou consumo da energia.

Harsh, Hamilton e Wittenberg (2010) sugeriram hipóteses para avaliar a viabilidade de inserção de turbinas de pequeno porte em um ambiente rural através de um módulo de investimento feito no Microsoft Excel que emprega métodos de orçamento de capital para avaliar o investimento em turbinas eólicas. Reis, Oliveira Jr. e de Carvalho (2006) afirmam que o estudo da viabilidade econômica é fundamental para toda instalação eólica, principalmente em grandes parques eólicos. Karthikeya, Negi e Srikanth (2015) avaliam que é difícil entender a correlação direta entre o custo da eletricidade, o *Payback* e o preço da turbina, com tantas variáveis em questão, como é o caso da energia eólica.

Akorede et al. (2013) perceberam através dos dados obtidos que os ventos na Malásia são fracos e o fator de capacidade é muito baixo, tornando a maioria dos investimentos inviáveis. Olatayo, Wichers e Stoker (2018) ressaltam que a avaliação da viabilidade econômica de pequenos sistemas de energia eólica é importante, pois permite ao usuário final medir o gasto total e o período de retorno do sistema. Whelan e Muchapondwa (2011) acrescentam que o baixo preço da energia elétrica produzida pelo carvão é um dos maiores empecilhos para a viabilidade de sistemas eólicos.

Chang e Starcher (2018) relataram que para o sistema fotovoltaico a quantidade de incentivos do governo faz o *Payback* variar entre 2 - 20 anos, mas para os sistemas eólicos o fator mais importante são os recursos eólicos da região. Foi analisado por Nor, Shaaban e Rahman (2013) que os fatores mais críticos que influenciam na viabilidade dos geradores eólicos são o custo inicial de instalação e a produção anual de energia. Macedo, Albuquerque e Moralles (2017) ressaltaram também que em sistemas eólicos é preciso levar em consideração a localização, área e forma de disposição de tais sistemas e que isso justifica fortemente o uso de técnicas de engenharia econômica para verificar a viabilidade da instalação. Netto (2017) utilizou métodos de engenharia econômica para analisar a viabilidade econômica do projeto com o retorno financeiro estipulado para 30% da vida útil do projeto, mas antes disso realizou uma análise técnica dos ventos, localidades e modelos de turbinas eólicas.

Albadi e El-Saadny (2007) ressaltam que o custo de capital no tempo é crucial em projetos de energia renovável, porque esses projetos exigem investimentos de capital alto e têm baixos custos de operação e manutenção. A viabilidade econômica do estudo de Blackler e Iqbal (2005) foi feita após simulações da turbina eólica, parques eólicos e cálculos de custos usando o Modelo de Otimização Híbrida para Energias Renováveis Elétricas (HOMER – sigla em inglês para *Hybrid Optimization Model for Electric Renewables*).

Rocha et al. (2018) perceberam que a baixa viabilidade de projetos indica que políticas apropriadas são necessárias para propagar a microgeração de energia eólica no Brasil, pois há uma flutuação nos preços dos equipamentos devido à falta de maturidade no setor eólico e ao fato de que há pouca disseminação de tecnologia para geração de pequena escala. Ayodele, Ogunjuyigbe e Amusan (2016) descreve que seus estudos fornecem informações científicas concretas em relação ao potencial de energia eólica e a viabilidade econômica para auxiliar no desenvolvimento de políticas para energia renovável no seu país. Lima e Filho (2012) analisaram a viabilidade econômica do projeto através do custo da energia para cada aerogerador e compararam com o preço máximo de compra de energia oferecido pelo PROINFA. Chadee e Clarke (2018) concluem que o custo estimado por kWh de geração de eletricidade é um dos parâmetros mais importantes a serem considerados quando se investe em energia eólica e que as turbinas maiores são mais competitivas até mesmo com ventos fracos.

Em parques eólicos, que são investimentos de alto valor, a viabilidade econômica do projeto é de suma importância para minimizar o risco de qualquer tipo de investimento (GARBE; DE MELLO; TOMASELLI, 2014). Para a instalação de um parque, Dhunny, Lollchund e Rughooputh (2016) analisaram a localização do parque, a produção de energia almejada no local e, principalmente a viabilidade econômica do projeto, o custo em termos de investimento inicial e o retorno esperado do investimento. Tavares (2016) fez sua análise para mostrar a capacidade de que o projeto tem para gerar fluxo de caixa e cobrir o seu custo total de investimento e manutenção, para assim diminuir os riscos dos investidores. Kumar e Nair (2011) avaliam que o projeto apesar de não ser muito lucrativo, pode ainda ajudar muito nas pessoas da comunidade, pois economiza combustível, fornece energia ininterruptamente e reduz significativamente as emissões de dióxido de carbono.

Garbe, de Mello e Tomaselli (2014) puderam perceber que o projeto é viável caso financiem 70% do custo total com o PROINFA e que a velocidade do vento tem forte influência sobre o resultado econômico. Para Rossetto e de Souza (2014), um investimento está diretamente ligado à análise financeira e à tomada de decisões frente a um negócio, sendo que a análise financeira requer dados do capital atual disponível para investimento na empresa e a tomada de decisões avaliará os diferentes projetos de investimento através de análises de viabilidade econômicas e financeiras, as quais conseguem medir os lucros futuros em comparação com os custos gerados no investimento deste projeto. Lima e Filho (2010) realizaram um estudo de viabilidade envolvendo aspectos econômicos, técnicos e ambientais somente após obter os valores da energia anual produzida da fazenda eólica. Ahmed (2018) realizou análises técnicas para escolher qual aerogerador melhor se encaixava no seu projeto para então confirmar através de cálculos que o preço da geração de energia motiva a construir mais parques eólicos naquela região.

Para que o planejamento de parques eólicos seja um processo viável, o parque eólico deve gerar quantidades suficientes de energia a longo prazo e com uma boa relação custo-benefício e, considerando isto, Satir, Murphy e McDonnell (2018) avaliam que é necessária uma avaliação econômica para facilitar a análise da viabilidade do parque eólico *offshore* proposto em termos de custos de produção de energia eólica *offshore* e valor de mercado da energia gerada. Mattar e Guzmán-Ibarra (2017) puderam perceber que dependendo da distância da costa, o custo

pode aumentar devido ao comprimento do cabo marítimo e, por outro lado, pôde-se observar que o investimento não é proporcional ao tamanho do parque, pois há custos cujo valor por MW diminui à medida que o tamanho da fazenda aumenta.

### **2.3.3 Variáveis utilizadas em estudos de viabilidade econômica**

Para Custódio (2013), o estudo da viabilidade econômica de projetos eólicos deve ser feita apenas depois de um estudo aprofundado na implantação do projeto de acordo com a metodologia, local adequado, medições do vento no local, definições do comportamento e características do vento no local, escolha dos aerogeradores, definição da capacidade necessária, predição da energia gerada, escolha da conexão à rede e definição do projeto de conexão e da determinação dos investimentos.

Harsh, Hamilton e Wittenberg (2010) elencaram algumas variáveis as quais devem-se levar em consideração para tornar a energia eólica um investimento inteligente como: um bom recurso eólico, programa de incentivos do governo, o uso do crédito federal, acesso ao sistema de compensação de energia elétrica e demanda de eletricidade suficiente em um custo relativamente alto.

De acordo com o estudo realizado por Reis, Oliveira Jr. e de Carvalho (2006), para verificar o preço da energia foram necessárias informações como: velocidade dos ventos em uma ou duas alturas, curva de potência, altura do cubo, custos iniciais e custos anuais de operação e manutenção. Para Akorede et al. (2013), as variáveis utilizadas são os dados de velocidade dos ventos durante os anos, as localidades, os custos, as especificações técnicas das turbinas e o custo do sistema de transformação da energia eólica para elétrica. Já Olatayo, Wichers e Stoker (2018) aproveitaram os dados da velocidade do vento para determinar as características do vento e as distribuições de probabilidade dos locais e então combinar com a curva de potência das turbinas para saber a quantidade de energia produzida e comparar com o preço da energia e com o valor do investimento.

Whelan e Muchapondwa (2011) utilizaram dados como a velocidade média anualizada do vento por hora, densidade do ar no nível do mar, investimento inicial, custo de manutenção, preço da energia por unidade. Chang e Starcher (2018) usaram a curva de potência junto com os histogramas de velocidade do vento para estimar a produção anual de energia da turbina eólica e compararam com os gastos

de compra, instalação, manutenção, incentivos e custo da energia. Para o estudo de Nor, Shaaban e Rahman (2013) foram utilizadas as tarifas do país para energias renováveis, o preço de compra, balanço da planta e instalação do gerador, assim como o custo de manutenção e preço de venda da energia, sendo que as velocidades de vento foram medidas a 10m de altura e então extrapoladas para a altura do gerador.

As variáveis utilizadas no estudo de Macedo, Albuquerque e Moralles (2017) foram as velocidades médias anuais dos ventos locais, a geração anual de energia, os custos da geração eólica de acordo com relatórios anuais e, por fim, foi considerado a necessidade de financiamento do BNDES. Tavares (2016) considerou os dados de velocidade do vento no local, o investimento inicial, as despesas operacionais computando o Programa de Integração Social (PIS), Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS) e a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE), as despesas financeiras, contribuição social sobre o lucro líquido, Imposto de Renda (IR) e a amortização do financiamento. Netto (2017) utilizou as velocidades médias mensais e a média mensal de picos de velocidades dos ventos para manipular os dados pelo modelo probabilístico de Weibull, calculou também a Densidade de Potência (DP) e levou em conta informações geográficas para então analisar qual aerogerador, de acordo com a sua curva de potência e valor do produto, seria viável para a instalação.

Albadi e El-Saadny (2007) levaram em consideração dados da velocidade do vento de acordo com o Atlas de Energia Eólica do Canadá, a curva de potência das turbinas e os custos com as turbinas que inclui instalação, manutenção, seguro, taxas locais, os retornos da energia, arrendamento da terra, gestão diária e o consumo de energia. Blackler e Iqbal (2005) obtiveram dados do sistema de geração térmica, informações básicas sobre os recursos eólicos com ventos variando de 8m/s até 10 m/s, taxas de juros, preços do barril de combustível, preço de construção e incentivos federais.

As variáveis mais importantes ressaltadas por Rocha et al. (2018) foram a velocidade do vento e os incentivos políticos para reduzir o custo da tecnologia para gerar energia eólica. Ayodele, Ogunjuyigbe e Amusan (2016) ressaltaram que, além do custo da energia, a velocidade média do vento no local, a velocidade do vento mais provável e a velocidade do vento carregando energia máxima, que podem ser estimadas através da função de distribuição Weibull, são parâmetros muito úteis na

produção e viabilidade de energia eólica. Lima e Filho (2012) para fazer sua análise se basearam em critérios como o fator de capacidade, a produção anual de energia de acordo com os regimes de ventos e os valores de custo como investimento, manutenção e reparos, taxa de juros e inflação.

Karthikeya, Negi e Srikanth (2015) tentaram estimar o valor da energia elétrica produzida como a capacidade de carga da rede, a produção anual de energia de acordo com o regime de ventos e o valor total da eletricidade para calcular o tempo de retorno do investimento. As variáveis utilizadas por Chadee e Clarke (2018) no estudo técnico foram a direção dos ventos, a distribuição de velocidade dos ventos, as velocidades médias dos ventos a 10m extrapoladas para as alturas das turbinas, a densidade de energia eólica e o fator de capacidade de conversão de energia, assim como no estudo econômico foram o custo da turbina e a sua vida útil, custo de operação e manutenção e alguns incentivos.

Os parques eólicos devem ter uma avaliação mais criteriosa, já que envolvem mais capital do que pequenas instalações. Para Dhunny, Lollchund e Rughooputh (2016), foram avaliados: a velocidade dos ventos por hora em um período de 10 anos, a localidade do parque e o arranjo da instalação das turbinas para maximizar a energia capturada por elas, a escolha das turbinas, a probabilidade de distribuição das velocidades e densidades dos ventos e o seu custo de investimento inicial e manutenção. Já no trabalho de Kumar e Nair (2011), uma instituição financeira todo o projeto, sendo 68% do valor gasto nas quatro turbinas; 23% na instalação, parte elétrica e condicionamento de energia; 5% de taxas incluindo seguro e taxas bancárias e; 4% em operação e manutenção.

Garbe, de Mello e Tomaselli (2014) usaram os custos da produção, o preço dos equipamentos, financiamento do projeto de 70% do valor pelo PROINFA, mão de obra e manutenção, impostos, e variou dados como a velocidade do vento média anual de 7,1 m/s até 7,9 m/s, mesmo sendo a média anual de 8 m/s, e variou também os valores de venda da energia elétrica. Rossetto e de Souza (2014) avaliaram que conhecer os preços de cada peça da turbina é fundamental, pois a depreciação de um parque eólico é feita com taxas separadas para cada item da turbina e, também, a coleta de dados do vento em intervalos curtos possibilita cálculos mais próximos da realidade. Lima e Filho (2010) levaram em consideração o custo da instalação, a vida útil das turbinas e da fazenda, o preço de compra da energia, o preço de manutenção e as taxas de juros junto com a velocidade e a

direção do vento, densidade média de potência, o parâmetro de Weibull, a densidade do ar e o fator de capacidade da região. Ahmed (2018) utilizou o custo investimento de capital, o custo para as turbinas operarem, a vida útil do projeto e a energia produzida.

Já para um parque eólico *offshore*, Satir, Murphy e McDonnell (2018) tiveram como variáveis as velocidades e direções do vento para calcular a energia anual produzida e os custos com as turbinas, leiaute, transmissão e dos cabos de energia de arranjo e exportação. Mattar e Guzmán-Ibarra (2017) tiveram como variáveis técnicas a velocidade média dos ventos, a probabilidade da velocidade dos ventos, o fator de capacidade, a performance e densidade média de potência elétrica e, para as variáveis econômicas os estudos referente ao meio ambiente e aos locais mais apropriados para a instalação, o preço das turbinas e infraestrutura do parque, custo com cabos marítimos, operação, manutenção e parte elétrica.

#### **2.3.4 Métodos utilizados em estudos de viabilidade econômica**

Para uma estimativa preliminar da viabilidade de um sistema de energia eólica, é desejável ter um método para a determinação rápida dos seus benefícios econômicos e, para isso, o mesmo deve ser fácil de ser compreendido (MANWELL; MCGOWAM; ROGERS, 2005).

Custódio (2013) ressalta que o estudo da viabilidade econômica determinará a atratividade do investimento, geralmente avaliada pela Taxa Interna de Retorno. Já Whelan e Muchapondwa (2011) afirmam que os métodos mais proeminentes usados para estabelecer a viabilidade financeira de turbinas eólicas de pequena escala e outras tecnologias de energia renovável são o período de *Payback* e a TIR, porém para o seu estudo utilizam somente a TIR devido à sua relativa adequação ao processo de tomada de decisão.

Harsh, Hamilton e Wittenberg (2010) utilizaram os métodos de VPL, TIR e *Payback*. Reis, Oliveira Jr. e de Carvalho (2006) usaram apenas a TIR para comparar a retirada anual de cada um dos projetos para que se recupere o investimento. Akorede et al. (2013) utilizam apenas o LCOE. Olatayo, Wichers e Stoker (2018) realizaram a análise através do *Payback* Simples, VPL e LCOE. No estudo de Chang e Starcher (2018), foi utilizado os métodos de *Payback*, VPL, TIR e o índice de rentabilidade (PI – sigla em inglês para *Profitability Index*). Nor, Shaaban

e Rahman (2013) utilizaram os métodos de VPL, TIR e *Payback*. Para o estudo de Macedo, Albuquerque e Moralles (2017) foram utilizados os métodos de VPL e TIR. Melo (2012) utilizou os métodos de VPL e TIR. Netto (2017) realizou a análise para um *Payback* de até 6 anos. Albadi e El-Saadny (2007) verificaram a viabilidade econômica dos projetos de energia eólica pelos métodos de VPL, TIR, *Payback* e COE. Blackler e Iqbal (2005) utilizaram os métodos de VPL, LCOE e COE. Kumar e Nair (2011) fizeram a análise pelos métodos de VPL, *Payback* e LCOE. Rocha et al. (2018) utilizam o método do VPL através do MCS. Ayodele, Ogunjuyigbe e Amusan (2016) e Lima e Filho (2012) utilizaram os métodos de VPL e COE. Karthikeya, Negi e Srikanth (2015) analisaram o *Payback* do investimento com a vida útil do projeto. Chadee e Clarke (2018) utilizaram o método LCOE.

Dhunny, Lollchund e Rughooputh (2016) utilizaram o método do VPL e da TIR para analisar economicamente a instalação do parque eólico. Tavares (2016) analisou a viabilidade econômica do projeto do parque através dos métodos de VPL, TIR e *Payback*. Garbe, de Mello e Tomaselli (2014) utilizaram os métodos de TIR, *Payback*, VPL e Índice Benefício Custo (IBC). Rossetto e de Souza (2014) utilizaram os métodos de VPL, TIR e *Payback* Descontado. Lima e Filho (2010) avaliaram a viabilidade econômica da fazenda eólica através dos métodos de VPL, TIR e *Payback*. Ahmed (2018) calcula apenas o VPL para o parque. Satir, Murphy e McDonnell (2018) usaram os métodos de VPL, *Payback* e LCOE no parque *offshore*. Mattar e Guzmán-Ibarra (2017) utilizaram o método do VPL, TIR, *Payback* e LCOE. Manwell, McGowan e Rogers (2005) contam que os dois métodos geralmente utilizados são o *Payback* e o COE.

## 2.4 RESULTADOS DA REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O Quadro 1 facilita o entendimento de quais são os métodos de Engenharia Econômica mais utilizados em estudos semelhantes a este trabalho de pesquisa. Este quadro é utilizado fundamentalmente para a tomada de decisão de como será realizada a análise de viabilidade econômica neste trabalho de acordo com os artigos abordados anteriormente na revisão bibliográfica.

Quadro 1 – Métodos de Engenharia Econômica utilizados pelos autores pesquisados

| Nº | Autores (Referências Bibliográficas)    | Métodos utilizados      |
|----|---|-------------------------|
| 1  | Custódio (2013)                         | TIR                     |
| 2  | Whelan e Muchapondwa (2011)             | TIR                     |
| 3  | Harsh, Hamilton e Wittenberg (2010)     | VPL, TIR, PAYBACK       |
| 4  | Reis, Oliveira Jr. e de Carvalho (2006) | TIR                     |
| 5  | Akorede et al. (2013)                   | LCOE                    |
| 6  | Olatayo, Wichers e Stoker (2018)        | VPL, PAYBACK, LCOE      |
| 7  | Chang e Starcher (2018)                 | VPL, TIR, PAYBACK, PI   |
| 8  | Nor, Shaaban e Rahman (2013)            | VPL, TIR, PAYBACK       |
| 9  | Macedo, Albuquerque e Morales (2017)    | VPL, TIR, TMA           |
| 10 | Melo (2012)                             | VPL, TIR                |
| 11 | Netto (2017)                            | PAYBACK                 |
| 12 | Albadi e El-Saadny (2007)               | VPL, TIR, PAYBACK, COE  |
| 13 | Blackler e Iqbal (2005)                 | VPL, LCOE, COE          |
| 14 | Kumar e Nair (2011)                     | VPL, PAYBACK, LCOE      |
| 15 | Rocha et al. (2018)                     | VPL                     |
| 16 | Ayodele, Ogunjuyigbe e Amusan (2016)    | VPL, COE                |
| 17 | Lima e Filho (2012)                     | VPL, COE                |
| 18 | Karthikeya, Negi e Srikanth (2015)      | PAYBACK                 |
| 19 | Chadee e Clarke (2018)                  | LCOE                    |
| 20 | Dhunny, Lollchund e Rughooputh (2016)   | VPL, TIR                |
| 21 | Tavares (2016)                          | VPL, TIR, PAYBACK       |
| 22 | Garbe, de Mello e Tomaselli (2014)      | VPL, TIR, PAYBACK, IBC  |
| 23 | Rossetto e de Souza (2014)              | VPL, TIR, PAYBACK       |
| 24 | Lima e Filho (2010)                     | VPL, TIR, PAYBACK       |
| 25 | Ahmed (2018)                            | VPL                     |
| 26 | Satir, Murphy e McDonnell (2018)        | VPL, PAYBACK, LCOE      |
| 27 | Mattar e Guzmán-Ibarra (2017)           | VPL, TIR, PAYBACK, LCOE |
| 28 | Manwell, McGowan e Rogers (2005)        | PAYBACK, COE            |

Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

De acordo com o Quadro 1 foi possível perceber que os métodos mais utilizados em artigos de viabilidade econômica são o VPL, o *Payback* e a TIR. A partir disso, segue-se para a seção dos procedimentos metodológicos deste trabalho.

### **3 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS**

#### **3.1 CENÁRIO**

No intuito de um melhor entendimento quanto aos resultados desta pesquisa, o cenário está dividido duas subseções para explicar melhor o local onde será instalado o microgerador eólico.

##### **3.1.1 Residências Unifamiliares**

Residência unifamiliar é uma moradia para uma só família em um único lote. Utiliza-se esse nome para diferenciar moradias unifamiliares de coletivas e multifamiliares, como edifícios e condomínios. Em relação à arquitetura, elas não têm um formato padrão. Já em relação à localização, é um modelo utilizado na sua maioria em cidades menores e mais distantes de grandes centros onde a predominância nestes locais é de edifícios. Para este estudo, será levado em consideração uma moradia simples e básica, pois o consumo de energia considerado é a média do sul do Brasil.

##### **3.1.2 Santa Vitória do Palmar**

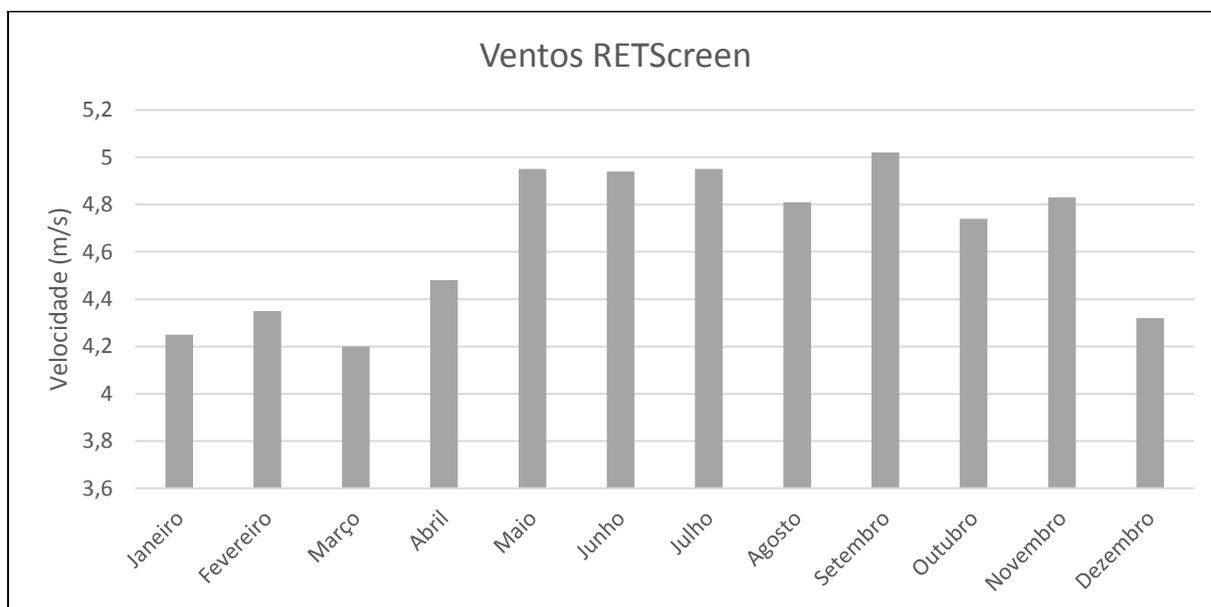
A cidade de Santa Vitória do Palmar foi escolhida como cenário para ser realizado este trabalho em virtude de seus ventos com velocidade superior a outras cidades pesquisadas. A escolha foi intencional com o propósito de obter um resultado mais satisfatório na análise econômica. A terra dos palmares, como é chamada, é costeada pelo Oceano Atlântico a leste e pelos banhados do Taim e pelas lagoas Mirim e Mangueira. Junto com o município do Chuí, encontra-se o Complexo Eólico Campos Neutrais, que é o maior complexo para produção de energia eólica da América Latina atualmente (SANTA VITÓRIA DO PALMAR, 2019).

Santa Vitória do Palmar possui 30.990 habitantes (INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA, 2010) e a energia elétrica da cidade é fornecida pela Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica (CEEE-D), que atende cerca de 34% do mercado consumidor do estado e 1,6 milhões de unidades consumidoras, que equivalem a aproximadamente um terço da população do Rio

Grande do Sul (COMPANHIA ESTADUAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2019).

A geografia da cidade e o potencial dos ventos que nela incidem são totalmente favoráveis para a geração de energia renovável. As velocidades dos ventos da cidade foram coletados neste trabalho no Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) e do software RETScreen, que forneceram os valores de 4,997 m/s e 4,7 m/s respectivamente. Estes valores fornecidos são semelhantes, validando assim os resultados.

Figura 4 – Velocidade média mensal dos ventos em Santa Vitória do Palmar



Fonte: Adaptado de RETScreen (2019).

Na Figura 4, pode-se ver como varia pouco a intensidade dos ventos durante o ano, tendo uma amplitude máxima nas velocidades médias mensais de 0,82 m/s.

### 3.2 MÉTODO DE PESQUISA

Segundo Prodanov e Freitas (2013), método é o caminho para se chegar a certo fim e, método científico é a união de procedimentos intelectuais e técnicos utilizados para alcançar o conhecimento. Já a pesquisa, para Sampieri, Collado e Lucio (2013), é a soma de processos sistemáticos, empíricos e críticos utilizados para o estudo de algum fenômeno. E pode também ser entendida como o

procedimento de aprendizagem ou um processo de fabricação de conhecimento, fazendo parte do processo reconstrutivo de conhecimento (PRODANOV; FREITAS, 2013). Ela é desenvolvida pela junção dos conhecimentos disponíveis e a utilização cuidadosa de métodos, técnicas e outros métodos científicos (GIL, 2002).

As pesquisas podem ser classificadas de diversas formas. De acordo com Prodanov e Freitas (2013) as formas clássicas de classificação que serão abordadas no presente trabalho são: natureza, abordagem, objetivos, procedimentos técnicos e métodos de pesquisa. Quanto à natureza, adotando as definições de Gil (2010), esta pesquisa é aplicada por ser voltada à aquisição de conhecimentos, no caso deste trabalho, aquisição de conhecimentos em energia eólica e em análises técnicas e econômicas com vistas à aplicação em determinadas situações. Quanto a abordagem da pesquisa, é classificada como quantitativa pelo ato de mensurar variáveis (MIGUEL, 2012). Ou seja, a pesquisa recorre da coleta de dados para testar e simular cenários, fundamentando-se na medição numérica e na análise estatística para determinar padrões e confirmar teorias (SAMPIERI; COLLADO; LUCIO, 2013).

A classificação da pesquisa quanto aos objetivos é descritiva, pois seu objetivo é a identificação de possíveis relações entre variáveis (GIL, 2010). Em relação aos procedimentos técnicos, a pesquisa enquadra-se em modelagem e simulação, pois os modelos permitem entender melhor o ambiente estudado, identificar os problemas, elaborar estratégias e oportunidades para apoiar e sistematizar o processo de tomada de decisões (MIGUEL, 2012). Já a simulação, de acordo com Prodanov e Freitas (2013), serve para representar um sistema real através de um modelo para que se possa visualizar o sistema, implementar mudanças e realizar testes sem a necessidade de construí-lo fisicamente. A tipologia de metodologias utilizada é a pesquisa axiomática quantitativa, pois conforme Miguel (2012), ela gera conhecimento sobre a conduta de determinadas variáveis do modelo, fundamentada em premissas sobre a conduta de outras variáveis do modelo.

### 3.3 ETAPAS DA PESQUISA

A organização deste trabalho aconteceu pela definição das etapas de pesquisa de forma ordenada. Foram cinco etapas principais, contendo os assuntos e

métodos utilizados para a elaboração da pesquisa. Primeiramente foi definido o tema, as justificativas e os objetivos para a introdução deste trabalho de conclusão de curso. Na segunda etapa houve um embasamento teórico acerca de assuntos relevantes para o desenvolvimento deste trabalho, tais como a energia eólica, os princípios físicos e de funcionamento do vento e dos aerogeradores, a energia solar, os métodos de avaliação de um investimento para a análise técnica e econômica de projetos. A terceira etapa foi fundamental para estruturar o trabalho de conclusão de curso, na qual foram expostos os procedimentos metodológicos para a escolha do cenário ideal e dos métodos de pesquisa, juntamente com a definição das etapas da pesquisa.

A quarta etapa foi que mais demandou tempo e foi nela que foram coletados dados sobre o consumo de energia elétrica, a tarifa da energia elétrica, os ventos e as taxas de juros e inflação. Para o estudo da viabilidade técnica, foi necessário determinar o tipo de consumidor para conhecer a sua demanda energética, coletar dados acerca do vento, para poder então projetar a Função Densidade de Probabilidade de Weibull e aliado a isto, com a curva de potência, foi possível estimar a geração de energia e o fator de capacidade de cada aerogerador.

Concomitantemente foi imprescindível para a análise econômica estimar os custos relacionados as turbinas eólicas, tais como o preço do equipamento, da instalação, taxas de inflação e aumento do consumo e eventuais manutenções. Após o apontamento destes dados foi possível realizar a análise econômica. Primeiramente foram criados 16 cenários e, com o auxílio do Excel, foram realizados os cálculos da receita gerada, do *Payback* Simples e do *Payback* Descontado, da Taxa Interna de Retorno, do Valor Presente Líquido e do LCOE. Todos os resultados foram então discutidos e a última etapa abordou a conclusão proposta a partir destes resultados.

## **4 RESULTADOS E DISCUSSÕES**

Esta seção será fragmentada em cinco subseções a fim de mostrar os dados coletados, bem como os resultados obtidos e analisados. Em primeiro, a subseção 4.1 aborda a coleta de dados e os fatores necessários para realizar a análise técnica e econômica do projeto. Na subseção 4.2 e 4.3 serão analisados os dados e os fatores que viabilizam o projeto de forma técnica e econômica, respectivamente. O método do LCOE será apresentado na subseção 4.4. Por fim, na subseção 4.5, os resultados obtidos serão analisados.

### **4.1 COLETA DE DADOS**

No intuito de beneficiar o entendimento do processo de coleta de dados, esta subseção será fragmentada em quatro partes. Na primeira parte será abordado o consumo energético anual da região sul do Brasil e o número de consumidores residenciais da mesma região para então criar uma relação e estimar o consumo em residências unifamiliares. A segunda parte trata da tarifa da energia elétrica da empresa fornecedora para a cidade de Santa Vitória do Palmar e das bandeiras tarifárias. Já no terceiro fragmento são levantados dados acerca das velocidades e direções dos ventos na cidade. O último fragmento apresenta as taxas de juros e a inflação.

#### **4.1.1 Consumo de energia elétrica**

Com o intuito de encontrar um gerador eólico adequado para o consumo energético de uma residência unifamiliar, foi realizada uma análise do consumo residencial em MWh da região sul do Brasil desde 2004. Como havia dados do consumo médio mensal de 2018 somente até setembro, foi feita a média mensal e o valor extrapolado para os doze meses do ano. Estes dados estão disponíveis no site da Empresa de Pesquisa Energética (2018). Foi elaborada então a Tabela 2 para a apresentação dos dados anuais com a diferença percentual de cada um deles.

Tabela 2 – Consumo energético anual em MWh da região sul

| <b>Ano</b>  | <b>Consumo Anual [MWh]</b> | <b>Diferença [%]</b> | <b>Ano</b> | <b>Consumo Anual [MWh]</b> | <b>Diferença [%]</b> |
|-------------|----------------------------|----------------------|------------|----------------------------|----------------------|
| <b>2004</b> | 13.112.493,44              | -                    | 2012       | 18.689.752,53              | 5,35%                |
| <b>2005</b> | 13.678.592,65              | 4,32%                | 2013       | 19.670.947,00              | 5,25%                |
| <b>2006</b> | 14.046.705,59              | 2,69%                | 2014       | 21.278.414,00              | 8,17%                |
| <b>2007</b> | 14.935.194,00              | 6,33%                | 2015       | 20.352.656,71              | -4,35%               |
| <b>2008</b> | 15.424.300,00              | 3,27%                | 2016       | 20.714.068,00              | 1,78%                |
| <b>2009</b> | 16.310.177,00              | 5,74%                | 2017       | 21.246.949,00              | 2,57%                |
| <b>2010</b> | 17.121.123,00              | 4,97%                | 2018       | 22.012.319,00              | 3,60%                |
| <b>2011</b> | 17.740.158,00              | 3,62%                | -          | -                          | -                    |

Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

A média anual de energia elétrica consumida em residências no período analisado foi de 17.755.589,99 MWh com uma taxa de aumento no consumo total de 67,87%. Porém, neste mesmo período o número de clientes não permaneceu o mesmo, oscilando o real consumo por residência. Devido a isso se pesquisou os dados históricos de 2004 a 2018 do número de consumidores residenciais na região sul, de acordo com a Tabela 3. Como para o ano de 2018 havia dados apenas até setembro, foi realizada uma média do número de consumidores residenciais que aumentava por ano nos últimos cinco anos e então somado ao ano de 2017, pois a taxa de consumidores vem aumentando de forma mais rápida nos últimos anos.

Tabela 3 – Número de consumidores residenciais na região sul

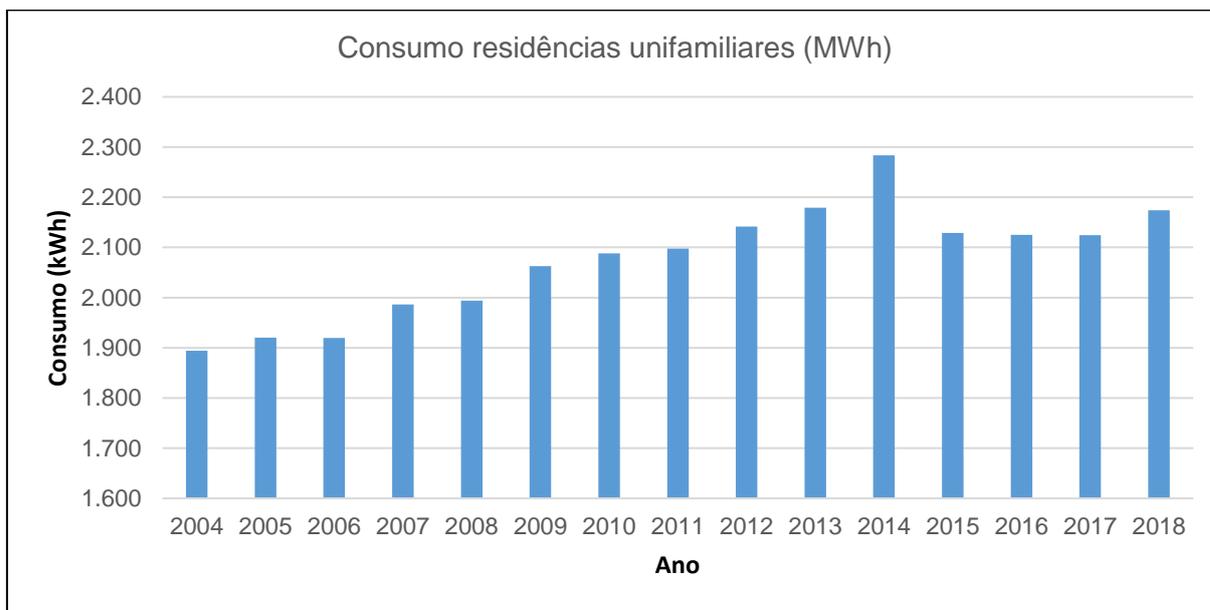
| <b>Ano</b>  | <b>Consumidores Residenciais</b> | <b>Ano</b> | <b>Consumidores Residenciais</b> |
|-------------|----------------------------------|------------|----------------------------------|
| <b>2004</b> | 6.922.896                        | 2012       | 8.727.093                        |
| <b>2005</b> | 7.122.993                        | 2013       | 9.028.327                        |
| <b>2006</b> | 7.318.755                        | 2014       | 9.318.898                        |
| <b>2007</b> | 7.519.981                        | 2015       | 9.561.766                        |
| <b>2008</b> | 7.735.979                        | 2016       | 9.746.164                        |
| <b>2009</b> | 7.906.509                        | 2017       | 10.002.105                       |
| <b>2010</b> | 8.199.142                        | 2018       | 10.257.107                       |
| <b>2011</b> | 8.457.083                        | -          | -                                |

Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

Diferentemente da taxa de aumento do consumo total, o número de consumidores residenciais cresceu de forma mais lenta, a uma taxa de 46,25% no período. Portanto, para um valor real de consumo médio mensal residencial, fez-se uma relação entre o consumo de cada período com o número de consumidores

residenciais. Essa relação é expressada pela Figura 5 e possibilita também que se obtenha o percentual médio anual de crescimento do consumo de energia elétrica de cada consumidor.

Figura 5 – Consumo em residências unifamiliares no sul do país



Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

O consumo médio anual das residências unifamiliares no sul do país de 2004 até 2018 é de 2,07455494 MWh e o consumo médio mensal por residência de aproximadamente 172,88 kWh. Em 2015 o consumo diminuiu em relação ao ano de 2014 por causa do aumento de 55,16% da tarifa da energia elétrica, que ocasionou em um menor consumo neste ano e nos próximos. A taxa de crescimento total do período foi de 14,79%, ou seja, um aumento médio anual de aproximadamente 0,99%.

#### 4.1.2 Tarifa da energia elétrica

A tarifa da energia elétrica serve para garantir a receita básica aos prestadores de serviços para que possam cobrir os custos operacionais eficientes e remunerar investimentos necessários para expandir a capacidade e garantir o atendimento com qualidade. Na cidade de Santa Vitória do Palmar, a empresa distribuidora que presta serviços é a CEEE – Companhia Estadual de Energia

Elétrica. Através de pesquisa eletrônica no site da Agência Nacional Energia Elétrica (2019), foi possível elaborar a Tabela 4 com os dados das tarifas da energia elétrica da Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE) para a classe residencial no período de 2004 até 2018, onde não estão inclusos valores adicionais de bandeiras, ICMS, PIS e COFINS.

Tabela 4 – Histórico das tarifas da energia elétrica na região atendida pela CEEE

| <b>Ano</b>  | <b>Tarifa Média de Fornecimento sem imposto [R\$/kWh]</b> | <b>Ano</b> | <b>Tarifa Média de Fornecimento sem imposto [R\$/kWh]</b> |
|-------------|---|------------|---|
| <b>2004</b> | 0,28108   | 2012       | 0,33314   |
| <b>2005</b> | 0,28821   | 2013       | 0,28167   |
| <b>2006</b> | 0,29215   | 2014       | 0,3071  |
| <b>2007</b> | 0,27002   | 2015       | 0,47651   |
| <b>2008</b> | 0,28682   | 2016       | 0,4826  |
| <b>2009</b> | 0,29189   | 2017       | 0,40305   |
| <b>2010</b> | 0,29269   | 2018       | 0,51623   |
| <b>2011</b> | 0,30889   | -          | -   |

Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

Pode-se analisar a partir da Tabela 4 que houve um aumento de 79,60% da tarifa média no período, o que resulta em um aumento médio geral de 5,69% ao ano e de 96,11% na tarifa já com os impostos inclusos, o que resulta em 6,87% ao ano. Houveram duas quedas na tarifa do ano de 2012 para 2013 e de 2016 para 2017, de -15,45% e -16,48% respectivamente. Houveram também dois aumentos consideráveis na tarifa de 2014 para 2015 e de 2017 para 2018, de 55,16% e 28,08%, respectivamente.

De acordo com a Agência Nacional Energia Elétrica (2018), no ano de 2015 foi adicionado o Sistema de Bandeiras Tarifárias nos custos variáveis da energia do mercado regulado com o intuito de mostrar aos consumidores os custos reais de geração da energia elétrica. As bandeiras têm quatro modalidades que aparecem na conta de luz através da bandeira verde, bandeira amarela, e dois níveis de bandeira vermelha, uma alusão ao semáforo de trânsito, regulamentada pela Resolução Normativa nº. 547/13. A Aneel considera o Custo Marginal de Operação (CMO) e o Encargo de Serviço de Sistema por Segurança Energética (ESS\_SE) como os dois parâmetros para determinar a bandeira vigente em cada mês. Isto é, o CMO reflete o custo do sistema para atender 1 MWh a mais de consumo com a capacidade de geração existente e o ESS\_SE é o encargo setorial que cobre as despesas com as

usinas acionadas das mais baratas para as mais caras (RGESUL, 2018). Isto é explicado com o Quadro 2.

Quadro 2 – Bandeiras Tarifárias

|                             |   |  |
|-----------------------------|---|--|
| Bandeira verde              | Hidrelétricas operam normalmente, condições favoráveis.                 | Não há alteração no valor da tarifa de energia.            |
| Bandeira amarela            | Usinas térmicas ativadas, condições menos favoráveis.                   | Acrescente na sua conta R\$ 0,015 para cada kWh consumido. |
| Bandeira vermelha Patamar 1 | Usinas térmicas ativadas e alta demanda, condições mais custosas.       | Acrescente na sua conta R\$ 0,04 para cada kWh consumido.  |
| Bandeira vermelha Patamar 2 | Usinas térmicas ativadas e alta demanda, condições ainda mais custosas. | Acrescente na sua conta R\$ 0,06 para cada kWh consumido.  |

Fonte: Adaptado de ANEEL (2019) e RGESUL (2018).

A classe residencial com faixa de consumo entre 101 a 220 kWh se encaixa na alíquota de ICMS de 30%, que será acrescida na tarifa de cada bandeira (COMPANHIA ESTADUAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2019).

Tabela 5 – Tarifa de energia elétrica na área de atuação da CEEE

| Bandeira                  | Tarifa kWh (em reais) |
|---------------------------|-----------------------|
| <b>Verde</b>              | 0,51623               |
| <b>Amarela</b>            | 0,53123               |
| <b>Vermelha Patamar 1</b> | 0,55623               |
| <b>Vermelha Patamar 2</b> | 0,57623               |

Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

A Tabela 5 mostra os valores para a tarifa cobrada do ano de 2018, definindo assim os valores para cada bandeira vigente no presente trabalho.

#### 4.1.3 Ventos

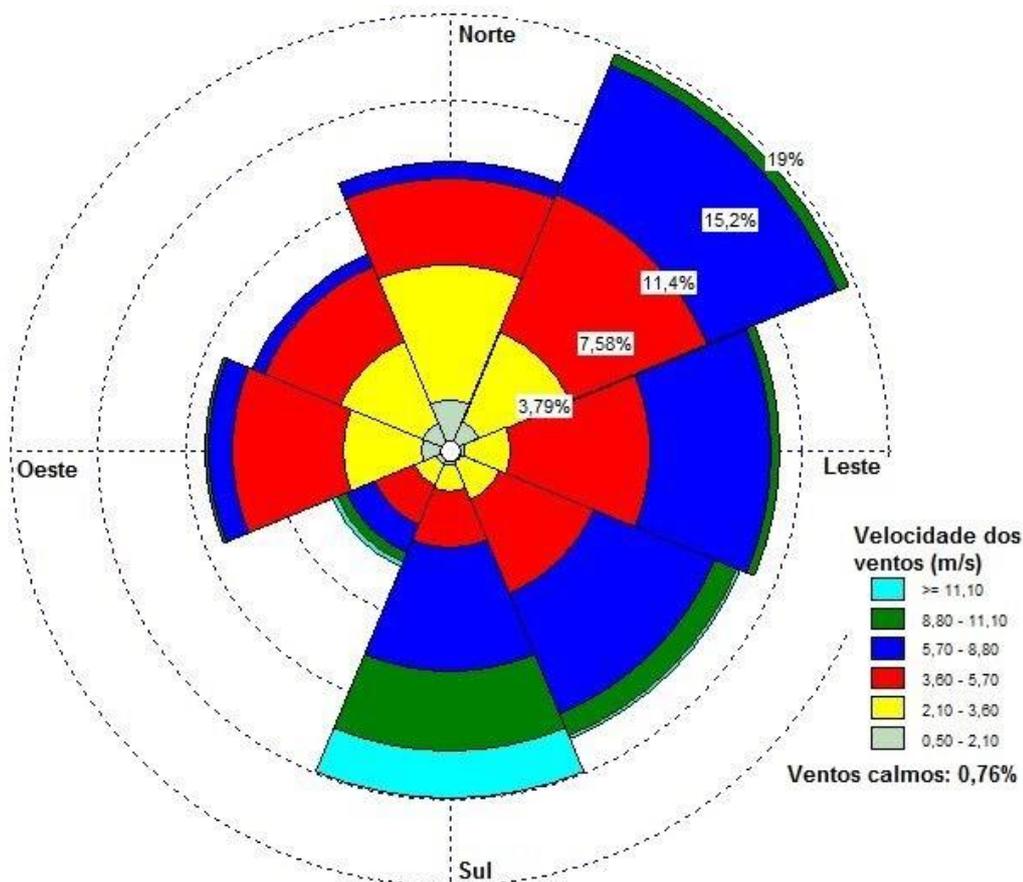
A coleta de dados sobre os ventos em Santa Vitória do Palmar aconteceu através do site do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), órgão do Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, que fornece informações meteorológicas gratuitas para influir construtivamente no processo de tomada de decisão, contribuindo para o desenvolvimento sustentável do Brasil. É possível obter dados sobre a temperatura, umidade relativa do ar, ponto de orvalho, direção e velocidade

do vento, pressão atmosférica, precipitação e radiação solar. Estes dados são obtidos nas Estações Meteorológicas de Observação de Superfície Automática, que é composta por uma unidade de memória central, ligada a vários sensores dos parâmetros meteorológicos, que integra os valores obtidos minuto a minuto e os disponibiliza a cada hora, fornecendo 24 conjuntos de dados sobre as variáveis por dia. A velocidade média anual dos dados fornecidos pelo INMET foi de 4,997 m/s.

Os dados coletados para este trabalho são do período de 18 de novembro de 2017 até 17 de novembro de 2018, totalizando 8759 dados acerca da hora, velocidade, direção e rajadas dos ventos na cidade de Santa Vitória do Palmar. Também foi utilizado o software RETScreen para conferir os dados obtidos no site do INMET, já que este software foi desenvolvido pelo Governo do Canadá e inclui dados de condições climáticas coletados a partir de estações terrestres e satélites da National Aeronautics and Space Administration (NASA).

A Figura 6 mostra de onde os ventos são provenientes.

Figura 6 – Rosa-dos-ventos em Santa Vitória do Palmar

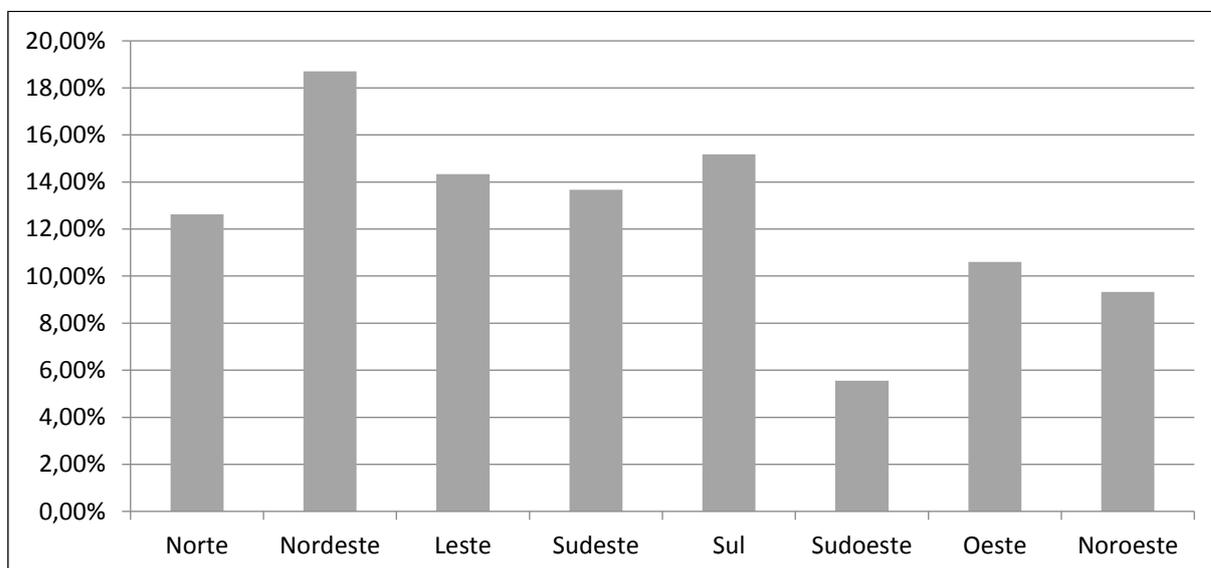


Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

De acordo com o Guia de Microgeradores Eólicos (INSTITUTO IDEAL, 2014) e com o que foi pesquisado em artigos previamente mencionados neste trabalho, alguns dos principais fatores para a instalação do microgerador eólico são a intensidade e a regularidade dos ventos quanto a continuidade da direção. Para isso, com o auxílio do software *Lake Environment* e do Excel, foi possível elaborar gráficos como a rosa-dos-ventos, que mostra de que direção os ventos sopram.

Transferindo os dados de contagem da frequência de direções do *Lake Environment* para o Excel foi possível obter a Figura 7.

Figura 7 – Direção dos ventos em Santa Vitória do Palmar



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Os ventos provêm majoritariamente das regiões sul, sudeste, leste e nordeste, contabilizando 15,18%, 13,67%, 14,33% e 18,71% respectivamente. Estes dados são mais para a informação, já que os aerogeradores escolhidos neste trabalho se orientam de acordo com a direção dos ventos.

Outro parâmetro importante a ser levado em conta é a distribuição de probabilidades dos ventos que, devido ao seu caráter estocástico, sua velocidade varia bastante. Na medição dos ventos durante o ano, é possível notar que ventos muito fortes são raros, enquanto ventos moderados são mais comuns. A Distribuição de Weibull, que já foi mencionada anteriormente em outros estudos, é a mais utilizada. No software Microsoft Excel, a função densidade de probabilidade de Weibull é dada pela Equação 9.

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (9)$$

Onde:  $k$  é o fator de forma [adimensional];  $c$  é o fator de escala [m/s];  $v$  é a velocidade do vento [m/s]. O valor do fator de forma é 2,045427795. Segundo Letcher (2017), o fator de escala é descrito pela Equação 10:

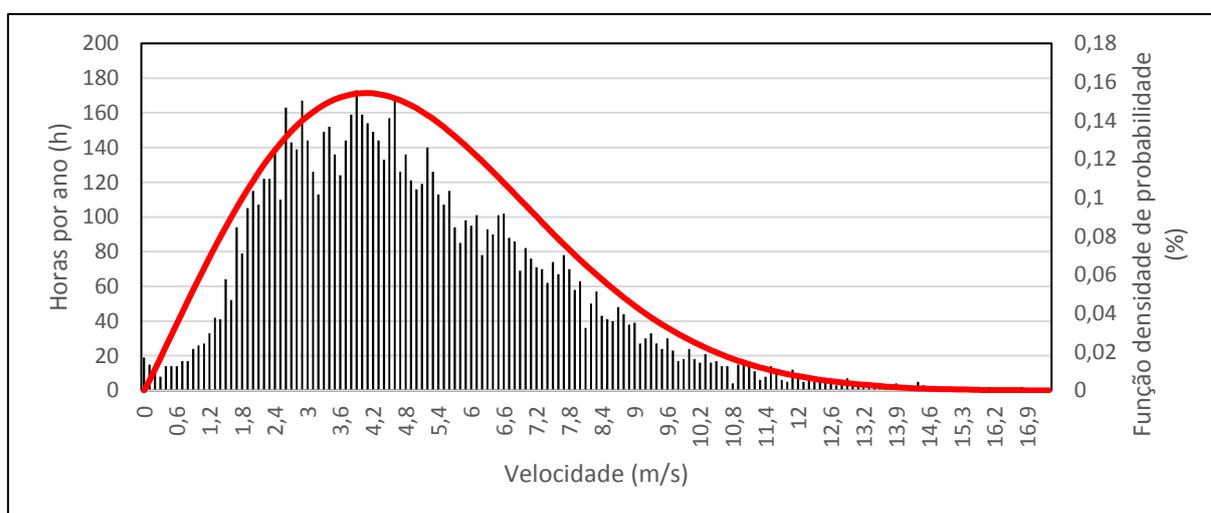
$$c = \bar{v} \left(0,568 + \frac{0,433}{k}\right)^{-\frac{1}{k}} \quad (10)$$

Onde:  $\bar{v}$  é a velocidade média do vento [m/s]. Já o fator de forma, de acordo com Letcher (2017), é calculado pela Equação 11.

$$k = \left(\frac{\sigma}{\bar{v}}\right)^{-1,086} \quad (11)$$

Onde:  $\sigma$  é o desvio padrão da velocidade do vento [m/s]. O valor do desvio padrão é de 2,585483802. Tendo estes dados, pôde-se plotar o gráfico mostrado na Figura 8 da Distribuição de Weibull para a cidade de Santa Vitória do Palmar com os dados fornecidos pelo INMET sobre a quantidade de horas em que cada vento soprou na cidade.

Figura 8 – Distribuição de Weibull para os ventos em Santa Vitória do Palmar



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Pode-se perceber que a chance maior é de ocorrer ventos entre 1,8 m/s e 7 m/s.

#### 4.1.4 Taxa de juros do investimento e inflação

Conforme visto anteriormente, para que o projeto seja atrativo ele deve possuir um rendimento pelo menos idêntico a taxa de juros equivalente à rentabilidade das aplicações correntes e de pouco risco. No caso deste estudo foi escolhido o histórico da poupança nos últimos cinco anos sob a variação 51 para utilizar como a Taxa Mínima de Atratividade (TMA). A poupança foi escolhida devido ao seu uso comum entre a população e por não ser necessário descontar o Imposto de Renda.

O tempo analisado para estabelecer a TMA no cálculo da viabilidade do projeto é sucinto em consequência da mudança realizada em 4 de maio de 2012 da regra de correção do rendimento para a variação 51 da poupança, conforme a Lei Nº 12.703 (BRASIL, 2012). Com a ajuda da Calculadora do Cidadão (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2019), foi elaborada a Tabela 6, mostrando que entre o dia 23/01/2013 até o dia 23/01/2019 o rendimento total da poupança foi de 47,89%.

Tabela 6 – Rendimento anual da poupança no período

| Ano               | 2013  | 2014  | 2015  | 2016  | 2017  | 2018  |
|-------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| <b>Rendimento</b> | 5,47% | 6,46% | 7,26% | 8,34% | 8,17% | 5,78% |

Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

A partir disto é possível calcular o rendimento médio mensal utilizando a Equação 12 referente à taxa de juros (BLANK; TARQUIN, 2012).

$$i_a = (1 + i)^m - 1 \quad (12)$$

Onde:  $i_a$  é a taxa de juros equivalente [% ao período];  $i$  é a taxa de custo do capital [% ao período];  $m$  é o período de retorno. O rendimento médio mensal calculado é de 0,54495%.

O período da inflação utilizado foi dos últimos 10 anos, de 2009 até 2018. Para o cálculo da inflação neste intervalo foi empregue a ferramenta Calculadora do Cidadão (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2019), de acordo com o modelo de correção para o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPC-A) do IBGE, como mostra a Tabela 7.

Tabela 7 – Histórico da inflação

| <b>Ano</b>  | <b>Início</b> | <b>Fim</b> | <b>Inflação IPC-A (ao ano)</b> |
|-------------|---------------|------------|--------------------------------|
| <b>2009</b> | 01/01/2009    | 31/12/2019 | 4,31203%                       |
| <b>2010</b> | 01/01/2010    | 31/12/2010 | 5,90907%                       |
| <b>2011</b> | 01/01/2011    | 31/12/2011 | 6,50311%                       |
| <b>2012</b> | 01/01/2012    | 31/12/2012 | 5,83857%                       |
| <b>2013</b> | 01/01/2013    | 31/12/2013 | 5,91082%                       |
| <b>2014</b> | 01/01/2014    | 31/12/2014 | 6,40762%                       |
| <b>2015</b> | 01/01/2015    | 31/12/2015 | 10,67350%                      |
| <b>2016</b> | 01/01/2016    | 31/12/2016 | 6,28806%                       |
| <b>2017</b> | 01/01/2017    | 31/12/2017 | 2,94735%                       |
| <b>2018</b> | 01/01/2018    | 31/12/2018 | 3,74548%                       |

Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Foi possível calcular uma inflação total de aproximadamente 76,31% no período em questão e, pelo cálculo da taxa de juros equivalente da Equação 12, foi encontrado o valor de 5,44671% para a média anual.

#### 4.2 ANÁLISE TÉCNICA

Nesta subseção será feita a análise de três micro aerogeradores *grid tie* quanto aos seus dados técnicos, obtidos através de fornecedores e sites de pesquisa. Apesar da tecnologia não ser nova, há muita dificuldade para encontrar aerogeradores de pequeno porte, pois no Brasil ainda são caros. O fato dos sistemas eólicos de pequeno porte estarem mais próximos do solo do que grandes aerogeradores faz com que seja necessário também uma análise do terreno e o entorno da edificação antes de definir-se o local exato da instalação, identificando assim possíveis obstáculos que possam influenciar o comportamento dos ventos.

Para os aerogeradores Gerar 246 da marca Enersud e ELV H-3.1 da marca Eletrovento foi possível obter os dados técnicos pelo site das empresas e os preços com os funcionários. Os dados foram obtidos por escrito. Contudo, os dados

técnicos e o preço do aerogerador, que será chamado de SolarTerra, foram obtidos através do site da empresa Mercado Livre.

Conforme outras bibliografias, apenas a velocidade média anual não basta para um estudo detalhado. A velocidade inicial, nominal e máxima das turbinas são alguns fatores mais importantes na escolha do modelo do aerogerador mais adequado ao local de instalação. A velocidade inicial é a velocidade mínima que o aerogerador necessita para iniciar a produção de energia elétrica. Já a velocidade nominal é aquela em que a turbina produz mais energia elétrica. E a velocidade máxima serve para o equipamento parar de funcionar, visando manter a sua integridade. Tem-se as velocidades de cada aerogerador em cada ocasião na Tabela 8.

Tabela 8 – As principais velocidades para cada modelo de aerogerador

| <b>Aerogerador</b>              | <b>Gerar 246</b> | <b>ELV H-3.1</b> | <b>SolarTerra</b> |
|---------------------------------|------------------|------------------|-------------------|
| <b>Velocidade Mínima (m/s)</b>  | 2                | 3                | 2,5               |
| <b>Velocidade Nominal (m/s)</b> | 12,5             | 9                | 10                |
| <b>Velocidade Máxima (m/s)</b>  | 38               | 50               | 50                |

Fonte: Elaborado pelo autor (2019)

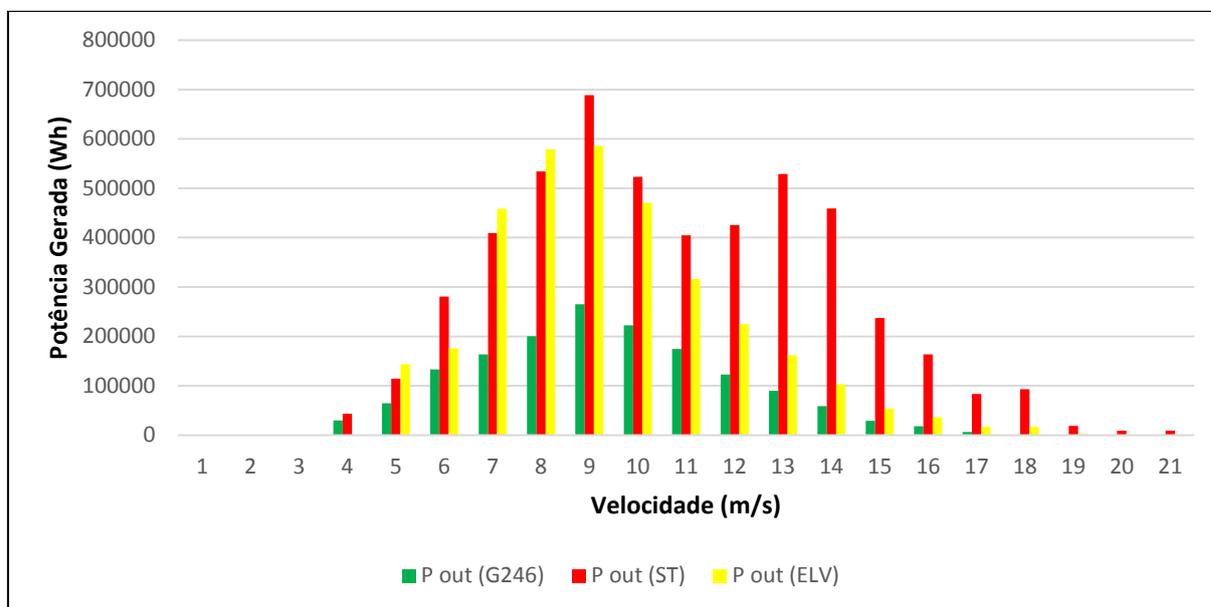
A produção energética foi mensurada através da curva de potência de cada modelo com a velocidade do vento a cada hora, que pode ser vista no Anexo A, B e C. Entretanto, para ser realizada uma melhor análise, em virtude de os valores de velocidade não serem valores inteiros, eles foram disretizados em intervalos de 1 m/s, como pode-se ver na Figura 9.

A Figura 9 foi elaborada a partir da Tabela 9, que mostra a frequência em que cada velocidade ocorreu, a potência gerada para cada velocidade (P) em Wh e quanta energia foi gerada anualmente para cada velocidade em Wh (P out).

Pela função densidade de probabilidade de Weibull foi possível perceber que a geração de energia não seria a nominal, com Fator de Capacidade baixo. Isto porque a probabilidade maior de ocorrer os ventos entre 2 m/s e 7 m/s são bem maiores do que a velocidade nominal dos aerogeradores, que varia de 9 m/s até 12,5 m/s. Estas turbinas eólicas têm a possibilidade de rotação de acordo com a direção do vento atuante, mas mesmo assim foi realizado um dimensionamento de

qual direção apresenta os melhores ventos para a geração, através da rosa-dos-ventos mostrada previamente.

Figura 9 – Potência gerada de acordo com a faixa de velocidade dos ventos



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

O Gerar 246 foi desenvolvido para atender residências de médio consumo, bombeamento d'água, estações de telecomunicação e iluminação pública de condomínios e residências, podendo gerar mais que 1 kW de potência de acordo com a curva de potência disponibilizada pelo fabricante. Sua hélice tem 2,46 m de diâmetro e é composto por três pás horizontais que giram a 742 rpm a 12,5 m/s. O peso total do sistema é de 35 kg e ele utiliza o estol ativo para o controle da potência, tendo como vantagem a necessidade de mudanças muito pequenas no ângulo do passo e a chance de controlar a potência com ventos baixos (CRESESB, 2008). Ele é fabricado com tecnologia totalmente brasileira, tem garantia de fábrica e assistência técnica e é um produto simples e robusto, de fácil instalação (ENERSUD, 2019). Sua vida útil é de 20 anos e a velocidade máxima é de 38 m/s. Porém não há dados da potência gerada com velocidade superior a 16 m/s. A partir da curva de potência com as velocidades registradas no período em análise, foi possível obter uma geração anual de 1.579.848 Wh, menor que o necessário para a residência em estudo. Então é necessário dois aerogeradores do modelo Gerar 246 para suprir

toda a demanda mensal da residência. O fator de capacidade deste modelo ficou em 16,62%, ou seja, sua produção máxima anual seria de 9.503.515 Wh.

Tabela 9 – Potência dos aerogeradores por velocidades

| Vel [m/s]                  | Frequência [h/ano] | %        | P (G246) | P out (G246) | P (ST) | P out (ST) | P (ELV) | P out (ELV) |
|----------------------------|--------------------|----------|----------|--------------|--------|------------|---------|-------------|
| 0                          | 19                 | 0,002169 | 0        | 0            | 0      | 0          | 0       | 0           |
| 1                          | 160                | 0,018267 | 0        | 0            | 0      | 0          | 0       | 0           |
| 2                          | 652                | 0,074438 | 0        | 0            | 0      | 0          | 0       | 0           |
| 3                          | 1354               | 0,154584 | 22       | 29788        | 50     | 43300      | 0       | 0           |
| 4                          | 1435               | 0,163831 | 45       | 64575        | 80     | 114800     | 100     | 143500      |
| 5                          | 1405               | 0,160406 | 95       | 133475       | 200    | 281000     | 125     | 175625      |
| 6                          | 1092               | 0,124672 | 150      | 163800       | 375    | 409500     | 420     | 458640      |
| 7                          | 890                | 0,101610 | 225      | 200250       | 600    | 534000     | 650     | 578500      |
| 8                          | 689                | 0,078662 | 385      | 265265       | 1000   | 689000     | 850     | 585650      |
| 9                          | 436                | 0,049777 | 510      | 222360       | 1200   | 523200     | 1080    | 470880      |
| 10                         | 253                | 0,028885 | 690      | 174570       | 1600   | 404800     | 1250    | 316250      |
| 11                         | 152                | 0,017354 | 810      | 123120       | 2800   | 425600     | 1480    | 224960      |
| 12                         | 98                 | 0,011188 | 920      | 90160        | 5400   | 529200     | 1650    | 161700      |
| 13                         | 56                 | 0,006393 | 1050     | 58800        | 8200   | 459200     | 1840    | 103040      |
| 14                         | 27                 | 0,003083 | 1085     | 29295        | 8800   | 237600     | 2000    | 54000       |
| 15                         | 18                 | 0,002055 | 1000     | 18000        | 9100   | 163800     | 2000    | 36000       |
| 16                         | 9                  | 0,001028 | 710      | 6390         | 9300   | 83700      | 1860    | 16740       |
| 17                         | 10                 | 0,001142 | 0        | 0            | 9350   | 93500      | 1680    | 16800       |
| 18                         | 2                  | 0,000228 | 0        | 0            | 9400   | 18800      | 1420    | 2840        |
| 19                         | 1                  | 0,000114 | 0        | 0            | 9300   | 9300       | 1180    | 1180        |
| 20                         | 1                  | 0,000114 | 0        | 0            | 9200   | 9200       | 1000    | 1000        |
| <b>Somatório Anual [W]</b> | 8759               | 1        | -        | 1579848      | -      | 5029500    | -       | 3347305     |

Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

O modelo ELV H-3.1 também tem três pás horizontais de 3,1 m de diâmetro feitas de fibra de vidro reforçado, que podem girar a até 500 rpm, gerando potência que ultrapassa os 2 kW. A garantia do fornecimento do equipamento é de 12 meses contando a partir da data de entrega do equipamento. Segundo a fabricante, o gerador Hummer é extremamente leve e de pequeno com elevada eficiência de geração de energia. O peso total do sistema é de 60 kg. Ele possui eixo Yaw Shaft, que orienta o sistema na direção dos ventos, podendo girar em 360° devido a um conector rotativo. A produção anual estimada nos cálculos deste trabalho foi de 3.347.305 Wh, cerca de 278 kW mensais, o que resulta em produção de energia maior do que a consumida na residência. Este modelo obteve o maior fator de

capacidade de 19,01% entre os três analisados, sendo sua produção máxima estimada de 17.605.590 Wh.

Já o modelo da SolarTerra tem três pás maiores que os anteriores, de 5,0 m de diâmetro, feitas de plástico reforçado com fibra de vidro, podendo gerar até 9,5 kW de potência e com rotação máxima de 240 rpm. O aerogerador é de origem chinesa da marca Senwei, mas a empresa brasileira SolarTerra, que o vende, oferece garantia de 12 meses. A energia gerada no ano em análise neste trabalho foi de 5.029.500 Wh e, se dividido igualmente, cada mês teria 419 kWh. Isso é mais do que o dobro necessário no estudo. O fator de capacidade deste modelo é de aproximadamente 6,11%, isto porque ele poderia produzir cerca de 82.334.600 Wh em um ano com a potência máxima.

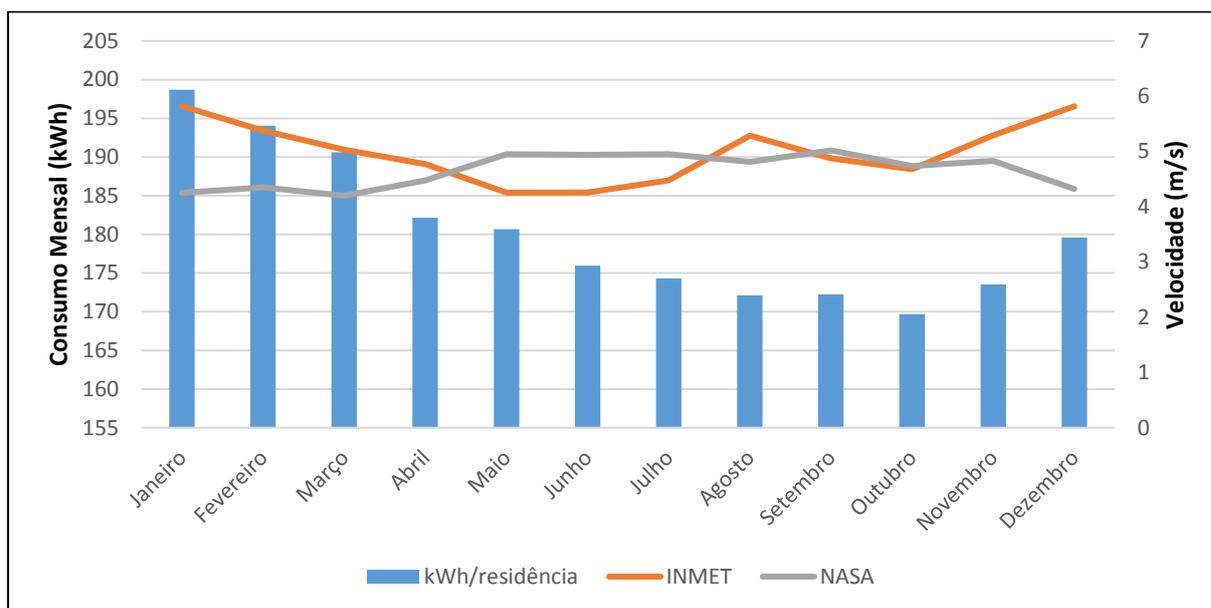
É possível também analisar a disponibilidade dos ventos em cada mês do ano em relação ao consumo residencial mensal, sendo que os dados do INMET sobre as velocidades do vento na cidade de Santa Vitória do Palmar são fornecidos de hora em hora. A NASA fornece pelo software RETScreen apenas a média mensal. Houve uma certa discrepância entre a média mensal dos ventos fornecidas por cada um, enquanto os ventos mais fortes acontecem no período de novembro a março para o INMET, para a NASA acontecem de maio a novembro. Entretanto, a velocidade média anual está relativamente similar e pode-se notar que o maior consumo de energia elétrica acontece no verão.

A Figura 10 relaciona o consumo residencial médio mensal com as velocidades fornecidas.

A acuracidade destes dados envolvendo os ventos e os aerogeradores só pode ser feita utilizando os mesmos modelos de aerogeradores, no local de instalação, com instrumentos de medição adequados. O estudo feito por de Oliveira Filho et al. (2016) com o Gerar 246 mostra que a curva de potência só se mostra correta até velocidades de 7,0 m/s, depois a energia real gerada acaba sendo menor que a descrita pelo fabricante.

Porém, a velocidade dos ventos neste local mostra-se favorável para a produção de energia elétrica para uma residência unifamiliar, pois o SolarTerra e o ELV H-3.1 produziram mais energia que o necessário. Contudo, o Gerar 246 produz energia elétrica levemente abaixo da demanda.

Figura 10 – Relação entre consumo mensal e velocidade mensal dos ventos



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Com a leitura de livros e artigos, pôde-se perceber que ocorre uma depreciação do sistema do gerador eólico através do tempo, tendo em vista que deve ser considerado a redução de potência devido aos rendimentos do gerador, transmissão, bomba e demais equipamentos. Há também a eficiência de conversão elétrica e mecânica que também podem auxiliar na diminuição da geração de energia elétrica.

A incerteza da precisão dos dados obtidos podem também influenciar na quantidade de energia produzida, bem como a incerteza dos acervos de dados históricos, mudanças climáticas tal como o aquecimento global, mudança da direção dos ventos que resultam em mudança do cisalhamento do vento.

De acordo com Letcher (2017), as perdas em turbinas de pequeno porte podem variar entre 15-30% devido a densidade do ar, disponibilidade da turbina, disponibilidade do local, perdas com a transmissão da eletricidade, turbulência, esta última podendo reduzir até 4% a energia produzida. O mesmo autor também ressalva que em um projeto com vida útil de 10 anos, o efeito composto total das incertezas de diferentes fontes pode variar entre 4,1% e 7,5%.

### 4.3 ANÁLISE ECONÔMICA

Visando obter a melhor viabilidade econômica, é desejado que o aerogerador produza energia necessária para apenas atender à demanda energética da residência e que não se acumule muitos créditos excedentes de um mês para o outro, já que tais créditos não poderão ser aproveitados nem comercializados. Este fato ocorre apenas com o aerogerador Gerar 246, que produz cerca de 132 kWh por mês, levemente abaixo dos quase 173 kWh necessários para abastecer a residência mensalmente.

A coleta de dados acerca dos preços dos aerogeradores mostrou-se complicada. Foi de extrema dificuldade obter informações a respeito dos preços das turbinas eólicas e quais serviços e itens estavam inclusos ou não nos preços. Somente se conseguiu os dados técnicos e valores dos serviços e itens desses três modelos. Pode-se perceber que o modelo chinês é o que mais produz energia de acordo com os ventos da cidade de Santa Vitória do Palmar.

Primeiramente, foram criados, para cada um dos três aerogerador e mais um idealizado com base no mais potente, quatro cenários para cada tipo de bandeiras tarifárias, resultando em um total de 16 cenários no software de gerenciamento de planilhas eletrônicas Microsoft Excel. O Quadro 3 mostra os cenários de cálculo.

Quadro 3 – Cenários de cálculo

|                   | Gerar 246  | ELV H-3.1  | SolarTerra Real | SolarTerra Ideal |
|-------------------|------------|------------|-----------------|------------------|
| Tarifa Verde      | Cenário 1  | Cenário 2  | Cenário 3       | Cenário 4        |
| Tarifa Amarela    | Cenário 5  | Cenário 6  | Cenário 7       | Cenário 8        |
| Tarifa Vermelha 1 | Cenário 9  | Cenário 10 | Cenário 11      | Cenário 12       |
| Tarifa Vermelha 2 | Cenário 13 | Cenário 14 | Cenário 15      | Cenário 16       |

Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Estes cenários têm por base o investimento inicial no aerogerador, bandeiras tarifárias, taxas, geração de energia elétrica e a manutenção de cada equipamento, que foi considerada 3% ao ano do valor inicial, conforme proposta de Tsaknias (2010). A planilha Cenário 1 está exposta no Apêndice A e abrange todas as operações realizadas para os cálculos de métodos econômicos aplicados.

No cálculo da receita produzida foi multiplicada a energia elétrica gerada por cada uma das turbinas eólicas com o valor da tarifa de energia elétrica, já com os

impostos incidentes para cada cenário. Isto foi realizado tendo em vista que a produção máxima de energia elétrica não poderia ultrapassar o consumo residencial médio de cada período, pois o sistema de compensação de energia não retorna dinheiro para compensar caso a residência produza energia excedente, apenas fornece créditos para os próximos meses.

Este caso ocorreu para os aerogeradores ELV H-3.1 e o SolarTerra, que produziam mais energia do que o necessário na residência, ou seja, doando energia para a concessionária e não produzindo uma receita elevada. Por esse motivo foi idealizado que a turbina eólica SolarTerra produza 419 kWh mensal, que é o que ela realmente produz, e toda essa energia elétrica supostamente seria utilizada pela residência.

A manutenção é corrigida anualmente de acordo com a inflação média anual como taxa de correção. A tarifa de energia também é corrigida pela mesma taxa de correção. A vida útil das turbinas é de 20 anos, isto é, 240 meses, sendo este o horizonte de análise para os cálculos. Todos os modelos consideraram um preço de projeto e instalação de R\$ 1.500,00. A Tabela 10 apresenta todos os resultados obtidos em cada um dos cenários simulados, com resultados do *Payback* Simples, *Payback* Descontado, Taxa Interna de Retorno e Valor Presente Líquido.

Os cenários envolvendo o aerogerador ELV H-3.1 (cenários 2, 6, 10 e 14) não tiveram a manutenção envolvida nos cálculos, pois no cálculo da TIR do software Excel ocorreram erros devido ao fato do programa utilizar uma técnica iterativa de no máximo 20 tentativas e, mesmo assim, esta turbina obteve os piores resultados devido ao seu valor elevado de compra e ao consumo energético baixo da residência, que é menor do que a energia produzida por ele.

Os resultados para o VPL são todos negativos, mostrando o prejuízo mesmo sem contar com os custos de manutenção, que gerariam prejuízos ainda maiores. O custo do sistema eólico completo é de R\$ 41.800,00 que está incluso o aerogerador, o retificador, o inversor *grid tie*, a proteção de sobrecarga e uma torre, faltando incluir apenas o frete que é de R\$ 6.000,00 até o município de Santa Vitória do Palmar.

No caso idealizado (cenários 4, 8, 12 e 16), a geração mensal de energia elétrica é de 419 kWh, o que resulta em uma receita bem maior em comparação com ao real de 172 kWh. No pior destes cenários idealizados, o cenário 4, o investimento teria retorno em 5 anos e 8 meses para o PBS e em 7 anos e 1 mês para o PBD,

com TIR de 1,63% ao mês e VPL de R\$ 30.823,21. No melhor dos cenários, o cenário 16, o retorno seria em 5 anos e 2 meses pelo PBS e 6 anos e 2 meses pelo PBD, com TIR de 1,83% ao mês e VPL de R\$ 37.587,22.

Tabela 10 – Resultados obtidos nas simulações dos cenários

| <b>Cenário</b> | <b>PBS [meses]</b> | <b>PBD [meses]</b> | <b>TIR [ao mês]</b> | <b>VPL [R\$]</b> |
|----------------|--------------------|--------------------|---------------------|------------------|
| <b>1</b>       | 163                | -                  | 0,46%               | - 1.284,65       |
| <b>2</b>       | -                  | -                  | -0,01%              | - 25.295,60      |
| <b>3</b>       | 175                | -                  | 0,38%               | - 3.368,21       |
| <b>4</b>       | 68                 | 85                 | 1,63%               | 30.823,21        |
| <b>5</b>       | 160                | -                  | 0,49%               | - 753,48         |
| <b>6</b>       | 228                | -                  | 0,01%               | - 24.598,11      |
| <b>7</b>       | 163                | -                  | 0,41%               | - 2.671,27       |
| <b>8</b>       | 66                 | 80                 | 1,68%               | 32.514,21        |
| <b>9</b>       | 150                | 239                | 0,55%               | 131,79           |
| <b>10</b>      | 236                | -                  | 0,04%               | - 23.435,62      |
| <b>11</b>      | 162                | -                  | 0,47%               | - 1.508,79       |
| <b>12</b>      | 64                 | 76                 | 1,76%               | 35.332,55        |
| <b>13</b>      | 146                | 229                | 0,60%               | 840,01           |
| <b>14</b>      | 228                | -                  | 0,06%               | - 22.505,63      |
| <b>15</b>      | 158                | -                  | 0,52%               | 578,80           |
| <b>16</b>      | 62                 | 74                 | 1,83%               | 37.587,22        |

Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

A SolarTerra Real tem capacidade de produzir energia elétrica acima do necessário, mas como a casa utiliza apenas 172 kWh, o excesso seria doado gratuitamente para a concessionária, pois acabaria se tornando créditos não utilizados. No cenário 15 o VPL é positivo, porém nos outros três cenários para este modelo os valores são negativos. Pelo método do PBS o retorno viria com no mínimo 13 anos e 2 meses. Pelo método do PBD não há horizonte de retorno. Os custos deste modelo seriam da turbina eólica, retificador, inversor e torre que já estão inclusos no preço de R\$ 15.000,00, necessitando apenas do frete que custa R\$ 2.000,00, bem como, do projeto e instalação.

Para a turbina eólica Gerar 246 ainda têm-se dois dos quatro cenários com VPL positivo e dois negativo. Porém o investimento é longo e ele só começa a gerar lucros com mais de 10 anos. Pelo método do PBS este gerador começa a ter retorno em 12 anos e 2 meses até 13 anos e 7 meses e, pelo PBD, em 19 anos e 1 mês até 19 anos e 11 meses. Ainda deve-se lembrar que o aerogerador não produz toda a demanda elétrica da casa, fazendo com que o proprietário da residência ainda tenha

que gastar com a conta de luz, pois ela não vai ser reduzida ao valor mínimo (custo de disponibilidade da concessionária) como os outros modelos. A Gerar 246 tem o custo total de R\$ 13.222,80, sendo os preços do aerogerador de R\$ 7.900,00, do controlador de 1000W de R\$ 1.085,00, do frete de 8% destes dois produtos que resulta em R\$ 718,80, do inversor grid tie de 1500W da NeoSolar de R\$ 2.000,00 e da torre de cerca de R\$ 1.000,00.

#### 4.4 ANÁLISE DO LCOE

Como visto neste trabalho, o método LCOE é utilizado em larga escala para medir o custo das diversas fontes de energia de maneira homogênea, a fim de comparação e análise. O método auxilia na decisão da escolha da matriz energética que mais se adapte às necessidades do consumidor, pois leva em consideração o preço de instalação, de operação e a quantidade de energia produzida pelo mesmo. Para o cálculo do LCOE, foi primeiramente obtido o fator de recuperação de capital através da taxa média de rendimento da poupança de 0,5449% ao mês, que resultou em 0,007478943 para uma vida útil de 20 anos. As variáveis utilizadas no cálculo do LCOE podem ser vistas na Tabela 11.

De acordo com INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (2019), a média global ponderada do LCOE foi de USD 0,056/kWh em 2018, ou seja, aproximadamente R\$ 0,22/kWh para a produção de energia via eólica *onshore* com a conversão do dólar atual. Contudo, no Brasil a média ponderada foi de USD 0,06/kWh, cerca de R\$ 0,23/kWh. Apenas o caso idealizado dos aerogeradores estudados mostrou resultado satisfatório e abaixo destas médias.

Tabela 11 – Variáveis do cálculo do LCOE

| <b>Modelo<br/>Microgerador</b> | <b>Rendimento<br/>Mensal [kWh]</b> | <b>Manutenção<br/>[R\$]</b> | <b>Custo Equipamento<br/>[R\$]</b> | <b>LCOE<br/>[R\$/kWh]</b> |
|--------------------------------|------------------------------------|-----------------------------|------------------------------------|---------------------------|
| <b>Gerar 246</b>               | 131,65                             | 13.717,49                   | 13.222,80                          | 0,4373                    |
| <b>ELV H-3.1</b>               | 172,88                             | 51.144,40                   | 49.300,00                          | 1,2415                    |
| <b>SolarTerra Real</b>         | 172,88                             | 19.192,12                   | 18.500,00                          | 0,4659                    |
| <b>SolarTerra<br/>Ideal</b>    | 419,13                             | 19.192,12                   | 18.500,00                          | 0,1922                    |

Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Para os valores de geração de energia elétrica com os sistemas eólicos pelo método LCOE, foi considerada a taxa de conversão do dólar comercial americano para o dia 14 de junho de 2019 (1 Dólar dos Estados Unidos da América/US\$ = 3,8807 Real Brasil/R\$) (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2019).

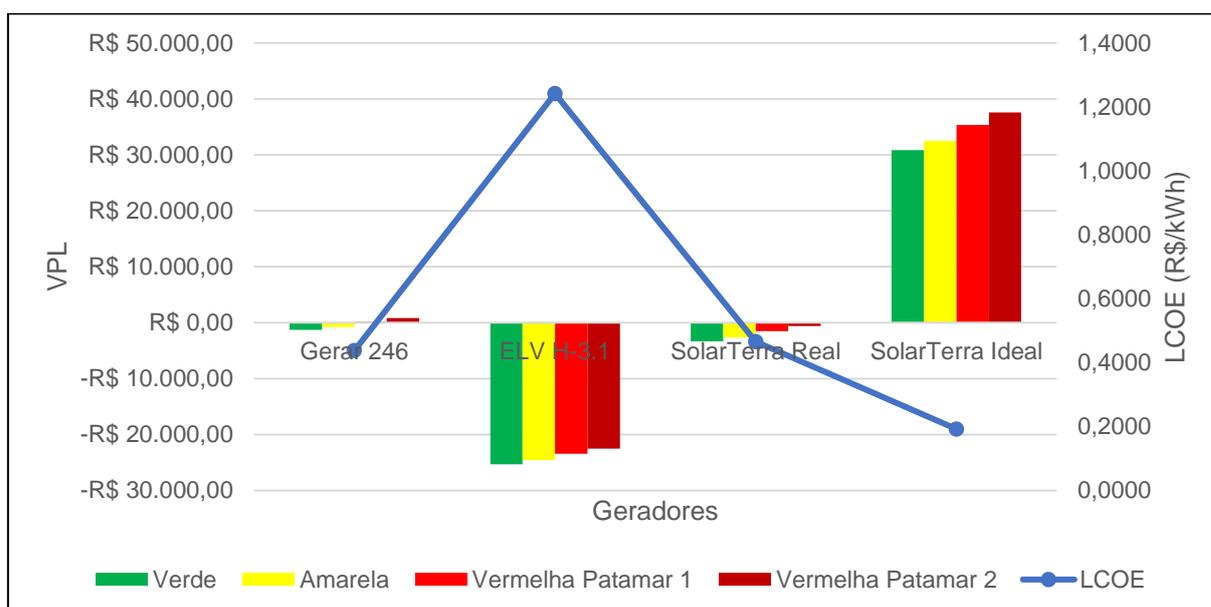
#### 4.5 ANÁLISE DOS RESULTADOS

Tendo em vista os resultados obtidos anteriormente na viabilidade econômica, pela análise do VPL, pode-se perceber que mais da metade dos cenários (cenários 1, 2, 3, 5, 6, 7, 10, 11, 14 e 15) é economicamente inviável, pois tem valores negativos. Os cenários do modelo ELV H-3.1 (cenários 2, 6, 10 e 14) obtiveram valores negativos de TIR e VPL e não tiveram um horizonte de retorno para o PBS ou PBD. Os cenários 1 e 5 envolvem o Gerar 246 na Tarifa Verde e Amarela, que compensam a energia gerada com as menores taxas, resultando no VPL negativo de R\$ 1.284,65 e R\$ 753,48 e TIR de 0,46% a.m. e 0,49% a.m. Já os cenários 3, 7, 11 e 15 representam o aerogerador SolarTerra Real em todas as tarifas, com VPL negativos de R\$ 3.368,76, R\$ 2.671,27, R\$ 1.508,79 e R\$ 578,80, e TIR de 0,38% a.m., 0,41% a.m., 0,47% a.m. e 0,52% a.m., respectivamente. Isto se dá em razão deste modelo gerar muita energia e a residência não consumir tanto, além do fato de ter um preço mais elevado em comparação ao Gerar 246.

Já os cenários restantes (cenários 4, 8, 9, 12, 13 e 16), pelo método do VPL, resultaram em valores positivos, como é o caso do SolarTerra Ideal em que todos os cenários idealizados (cenários 4, 8, 12 e 16) são viáveis economicamente. Este teve na Tarifa Verde um VPL de R\$ 30.823,21, TIR de 1,63% ao mês e o retorno pelo PBS de 5 anos e 8 meses e pelo PBD de 7 anos e 1 mês. Na Tarifa Vermelha 2 os valores, de VPL, TIR, PBS e PBD foram de R\$ 37,587,22, 1,83% a.m., 5 anos e 2 meses e 6 anos e 2 meses, respectivamente. O gerar 246 se mostrou viável economicamente para a Tarifa Vermelha 1 e Vermelha 2.

Pode-se notar na Figura 11 que o VPL aumenta paralelamente com o aumento do custo da bandeira tarifária já que a receita produzida pelo aerogerador também é acrescida.

Figura 11 – Relação do VPL com o LCOE



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

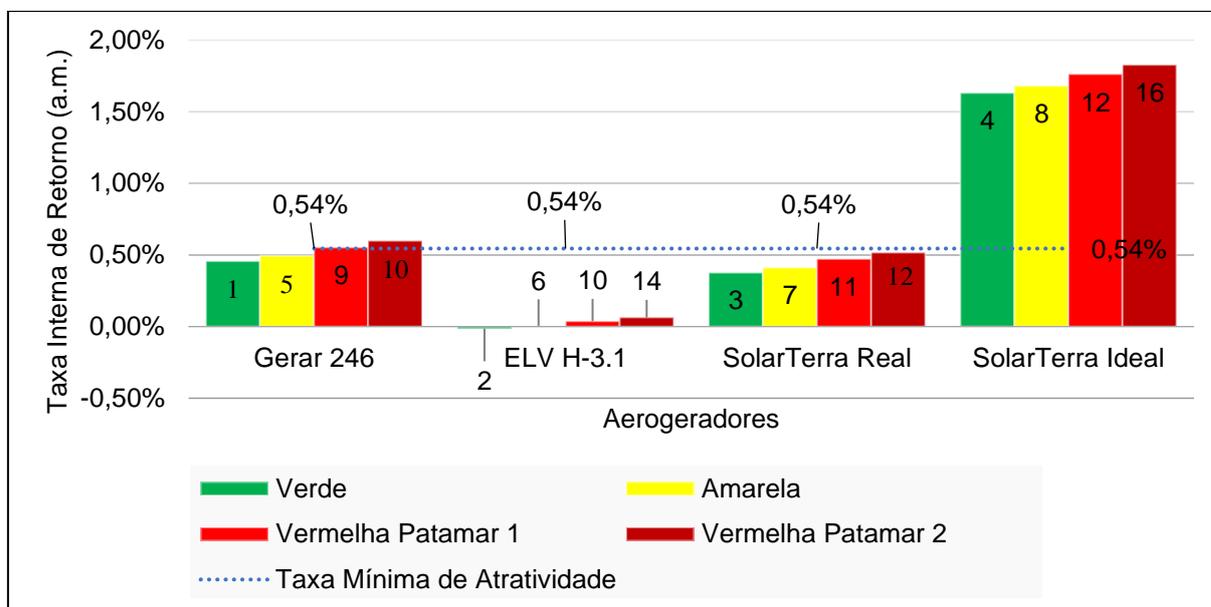
O alto preço do aerogerador ELV H-3.1 juntamente com a baixa demanda energética da casa resultam em um LCOE altíssimo e um VPL que mostra o prejuízo, tornando todos os cenários inviáveis economicamente. Nota-se que em dois dos quatro cenários criados para a turbina eólica Gerar 246 o retorno foi positivo, mas baixo, e o preço do LCOE ainda é elevado. Já para o modelo SolarTerra Real, o investimento mostra-se inviável, com retorno negativo nos quatro cenários e um preço de LCOE também elevado.

Caso se repetissem esses ventos em todos os anos, e a unidade consumidora em questão fosse uma casa que consumisse aproximadamente 400 kWh por mês, o SolarTerra Ideal aparece como um investimento muito viável e com retorno rápido, que é o desejo de todo investidor. Este fato também é constatado quando os valores da TIR são analisados. A TIR demonstra a viabilidade do projeto caso seu valor seja positivo e tendo um valor mais alto quando comparado com a Taxa Mínima de Atratividade que é de 0,54495%, como aparece pontilhada na Figura 12.

A Figura 12 mostra os cenários mais favoráveis de acordo com a TIR. Pode-se perceber que a potência nominal dos aerogeradores não teve muita influência nos cenários reais já que tanto o Gerar 246 de 1 kW quanto o SolarTerra Real de 5 kW ostentaram resultados semelhantes. Este fato acontece majoritariamente pelo

consumo mediano da residência, pois com o SolarTerra Ideal, a TIR é bem mais elevada, mostrando uma viabilidade econômica bem maior.

Figura 12 – Taxa Interna de Retorno de cada cenário



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

É possível perceber, também, que os gráficos seguem um padrão, aumentando de acordo com o acréscimo das bandeiras. Como já visto anteriormente na Resolução Normativa Número 687 (ANEEL, 2015), toda energia gerada em excesso ao consumo residencial não pode ser vendida a concessionária de energia elétrica, e este excesso retorna ao consumidor em forma de créditos com validade de até 60 meses, podendo ser utilizada também em outras residências do mesmo consumidor caso estiver sob a rede da mesma concessionária. Entretanto, estes créditos sofrem depreciação de custo, já que não é incidido o ICMS de 30% quando deslocado para a concessionária.

## 5 CONCLUSÃO

Este trabalho, tendo em vista a preocupação energética e ambiental e a procura mundial por soluções renováveis e sustentáveis de geração de energia, tem como escopo a análise técnica e econômica da utilização de micro aerogeradores comerciais para a geração de energia elétrica em residências unifamiliares na cidade de Santa Vitória do Palmar, no Rio Grande do Sul. As turbinas eólicas empregadas neste trabalho foram escolhidas em razão da disponibilidade de dados. Para a análise econômica foram elencados os métodos mais utilizados para tal, que foram o VPL, a TIR, o PBS e o PBD. A métrica do custo de geração de energia elétrica LCOE também foi utilizada. Quanto a análise técnica foi considerada a escolha do local ideal para a produção de energia eólica, com medições do vento no local. Envolveu-se a velocidade e a direção dos ventos, a distribuição de Weibull, a curva de potência da turbina e a energia elétrica gerada anualmente, a facilidade de acesso ao sistema de compensação de energia elétrica da concessionária e a definição da demanda energética.

Concluiu-se que todos os resultados do ELV H-3.1 são inviáveis economicamente. O mesmo caso acontece para o SolarTerra Real, devido a demanda energética da residência que inviabiliza o retorno econômico que ele poderia gerar em todas tarifas. Porém, por essa mesma demanda, viabiliza o retorno gerado pelo Gerar 246 nas Tarifas Vermelha 1 e Vermelha 2. Este fato ainda aponta que para uma residência com consumo energético maior ou até mesmo condomínios residenciais com Geração Distribuída, o aerogerador SolarTerra Ideal se mostra um investimento mais rentável. Isto porque alcança uma TIR de até 1,89% a.m. no cenário 16, quando está em vigência a Tarifa Vermelha 2.

Estes resultados levam a conclusão de que os aerogeradores mais adequados para a geração de energia elétrica residencial são os que produzem quase que exatamente a demanda da casa em questão, tanto acima quanto abaixo. Por isso é muito importante que seja feito um levantamento do consumo energético para então escolher o aerogerador em função de cada necessidade. Caso o aerogerador tenha uma produção energética levemente superior que a demanda, os créditos podem ser utilizados para abater a diferença em épocas que o vento não tem velocidades tão elevadas.

Os ventos devem ser medidos no local e na altura desejada de instalação para então poder estimar a energia elétrica produzida, de acordo com a curva de potência da turbina eólica escolhida. A possibilidade de financiamento e pagamento em até 10 anos pelo BNDES Finame – Energias Renováveis incentiva a utilização deste tipo de energias para microgeração, minimizando os custos iniciais dos sistemas via parcelamento a juros baixos.

Tendo em vista estes fatos, o microgerador real que se mostrou técnica e economicamente viável foi o Gerar 246 da Enersud para as Tarifas Vermelha 1 e Vermelha 2. Como o SolarTerra Real e o ELV H-3.1 se mostraram inviáveis em todos cenários, eles não são uma boa escolha de investimento para a residência unifamiliar. Em um cenário idealizado, onde há o consumo residencial é maior, o SolarTerra Ideal se torna viável técnica e economicamente.

De todo modo, o presente trabalho de conclusão de curso alcançou o objetivo inicial de analisar a viabilidade técnica e econômica de sistemas eólicos em residências unifamiliares através da criação de 16 diferentes cenários. A aproximação da realidade foi feita através de dados reais de consumo energético no Rio Grande do Sul, dos ventos na cidade de Santa Vitória do Palmar a 10 metros de altura, dos custos e do rendimento dos sistemas. Este trabalho se faz útil para uma boa parte da população, pois tenta trazer informações técnicas e econômicas sobre a instalação de sistemas eólicos em residências unifamiliares.

Como sugestão para futuros trabalhos, aconselha-se que sejam obtidos mais dados acerca dos ventos no local exato onde será instalado o aerogerador, bem como um histórico maior destes dados, para realizar uma melhor análise. Deve-se também obter da curva de potência real dos aerogeradores, pois assim é estimada a geração real de energia elétrica. Outra sugestão é montar um sistema híbrido, aliando a energia eólica com outras fontes de energia renovável mais baratas, como é o caso da energia solar.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Geração Distribuída - Micro e Minigeração Distribuídas**. Brasília, 2018a. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset\\_publisher/CegkWaVJWF5E/content/geracao-distribuida-introducao-1/656827?inheritRedirect=false](http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset_publisher/CegkWaVJWF5E/content/geracao-distribuida-introducao-1/656827?inheritRedirect=false)>. Acesso em: 1 out 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Relatórios de Consumo e Receita de Distribuição**. Brasília, 2018b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/relatorios-de-consumo-e-receita>>. Acesso em: 27 mar. 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Sobre a Conta Bandeiras**. Brasília, 2018c. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset\\_publisher/CegkWaVJWF5E/content/conta-bandeiras/654800?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Finformacoes-tecnicas%3Fp\\_p\\_id%3D101\\_INSTANCE\\_CegkWaVJWF5E%26p\\_p\\_lifecycle%3D0%26p\\_p\\_s](http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset_publisher/CegkWaVJWF5E/content/conta-bandeiras/654800?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Finformacoes-tecnicas%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_CegkWaVJWF5E%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_s)>. Acesso em: 5 dez. 2018.

AHMED, A. S. Wind energy characteristics and wind park installation in Shark El-Ouinat, Egypt. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 82, n. September 2017, p. 734–742, 2018. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.031>>.

AKOREDE, M. F. et al. Appraising the viability of wind energy conversion system in the Peninsular Malaysia. **Energy Conversion and Management**, v. 76, n. 2013, p. 801–810, 2013. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2013.08.018>>.

ALBADI, M. H.; EL-SAADANY, E. F. **Wind power in Ontario: an economical valuation**. In: IEEE Canada Electrical Power Conference, 2007. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/4520382/>>. Acesso em: 12 de outubro de 2018.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA. **Energia eólica: os bons ventos do Brasil**. São Paulo, 5 abr. 2018a. Disponível em: <[http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2018/04/06\\_Infovento\\_portugues\\_online.pdf](http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2018/04/06_Infovento_portugues_online.pdf)>. Acesso em: 23 ago. 2018.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA. **CCEE: Geração eólica cresce 16% no primeiro semestre**. São Paulo, 15 ago. 2018c. Disponível em: <<http://abeeolica.org.br/noticias/ccee-geracao-eolica-cresce-16-no-primeiro-semester/>>. Acesso em: 24 ago. 2018.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA. **Dia mundial do vento: Eólicas já abastecem mais de 22 milhões de residências por mês no Brasil**. São Paulo, 15 jun. 2018b. Disponível em: <<http://abeeolica.org.br/noticias/dia->

mundial-do-vento-eolicas-ja-abastecem-mais-de-22-milhoes-de-residencias-por-mes-no-brasil/>. Acesso em: 23 ago. 2019.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA. **Energia eólica já chega a abastecer 13% do Sistema Interligado Nacional**. São Paulo, 18 set. 2018e. Disponível em: <<http://abeeolica.org.br/noticias/energia-eolica-ja-chega-a-abastecer-13-do-sistema-interligado-nacional/>>. Acesso em: 30 set. 2018.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA. **Eólica: energia para um futuro inovador**. São Paulo, 24 ago. 2018d. Disponível em: <<http://abeeolica.org.br/energia-eolica-o-setor/>>. Acesso em: 25 set. 2018.

AYODELE, T. R.; OGUNJUYIGBE, A. S. O.; AMUSAN, T. O. Wind power utilization assessment and economic analysis of wind turbines across fifteen locations in the six geographical zones of Nigeria. **Journal of Cleaner Production**, v. 129, p. 341–349, 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.jclepro.2016.04.060>>.

BAHRAMI, A. et al. Technical and economic analysis of wind energy potential in Uzbekistan. **Journal of Cleaner Production**, v. 223, p. 801-814, 2019.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Calculadora do Cidadão**. 2019. Disponível em: <<https://www3.bcb.gov.br/CALCIDADAOPUBLICO/exibirFormCorrecaoValores.do?method=exibirFormCorrecaoValores>>. Acesso em: 23 de janeiro de 2019.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Câmbio e Capitais internacionais**. 2019. Disponível em <<https://www.bcb.gov.br/estabilidadefinanceira/fechamentodolar>>. Acesso em: 14 jun. 2019.

BANCO NACIONAL DO DESENVOLVIMENTO. **O desenrolar da energia eólica no Brasil**. Rio de Janeiro, 15 dez. 2016. Disponível em: <<https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/conhecimento/noticias/noticia/energia-eolica-brasil>>. Acesso em: 30 set. 2018.

BIRDLIFE EUROPE; RSPB. Meeting Europe 's renewable energy targets in harmony with nature.(eds. Scrase I. and Gove B.).The RSPB, Sandy, UK. (eds. Scrase I. and Gove B.).**The RSPB, Sandy, UK.**, p. 5–133, 2011.

BLAABJERG, F.; LIIVIK, E. Wind turbines. **Energies**, Basel: MDPI, 2018.

BLACKLER, T.; IQBAL, M. T. **Pre-feasibility study of wind power generation in Holyrood, Newfoundland**. *Renewable Energy*, v. 31, p. 489-502, 2005.

BLANK, L. T.; TARQUIN, A. **Engineering economy**. 6. ed. New York: McGraw-hill, 2010.

BLANK, L. T.; TARQUIN, A. **Engineering economy**. 7. ed. New York: McGraw-Hill, 2012.

BNDES. **BNDES Finame**: Energia Renovável. Rio de Janeiro, 2019. Disponível em: <<https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/bndes-finame-energia-renovavel>>. Acesso em: 17 jun. 2019.

BORGES, A. **Eólicas serão 2.<sup>a</sup> fonte de energia do País em 2019**. São Paulo, 2018. Disponível em: <<https://economia.estadao.com.br/noticias/geral,eolicas-serao-2-fonte-de-energia-do-pais-em-2019,70002430856>>. Acesso em: 30 set 2018.

BRANKER, K; PATHAK, M.J.M; PEARCE, J.M. A review of solar photovoltaic levelized Cost of Electricity. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, p. 4470–4482, 2011.

BRASIL. Lei Nº 12.703, de 7 de agosto de 2012. **Conversão da Medida provisória nº 567, de 2012**. Brasília, 2012.

BRUCK, M.; SANDBORN, P.; GOUDARZI, N. A Levelized Cost of Energy (LCOE) model for wind farms that include Power Purchase Agreements (PPAs). **Renewable Energy**, v. 122, p. 131–139, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.12.100>>.

CAMARGOS, M. **Matemática Financeira**: aplicada a produtos financeiros e à análise de investimentos. 1 ed. São Paulo: Saraiva, 2014.

CASAROTTO FILHO, N.; KOPITCKE, B. H. **Análise de investimentos**. 11. ed. São Paulo: Atlas, 2010.

CHADEE, X. T.; CLARKE, R. M. Wind resources and the levelized cost of wind generated electricity in the Caribbean islands of Trinidad and Tobago. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 81, n. December 2016, p. 2526–2540, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.059>>.

CHANG, B.; STARCHER, K. Evaluation of wind and solar energy investments in Texas. **Renewable Energy**, v. 132, p. 1348–1359, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.09.037>>.

COMPANHIA ESTADUAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **CEEE - Rio Grande do Sul**. Disponível em: <<http://www.ceee.com.br/pportal/ceee/Component/Controller.aspx?CC=1755>>. Acesso em: 29 mar. 2019.

COMPANHIA ESTADUAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Tarifas e custos dos serviços**. Rio Grande do Sul, 28 dez. 2018. Disponível em: <[http://www.ceee.com.br/pportal/ceee/Archives/Upload/Folder\\_grupo\\_B\\_2018%20\(Rural%20Irrigante%20Alterado\)\\_7809.pdf](http://www.ceee.com.br/pportal/ceee/Archives/Upload/Folder_grupo_B_2018%20(Rural%20Irrigante%20Alterado)_7809.pdf)>. Acesso em: 27 mar. 2019.

COSTA, A. B.; ARAUJO, L. G.; DA SILVA, C. T. **Projeto aerodinâmico otimizado de pá de microgerador eólico**. Curitiba, 2017.

CRESESB. **Tipos de aerogeradores para a geração de energia elétrica**. Rio de Janeiro, 2008. Disponível em: <

[http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com\\_content&lang=pt&cid=231](http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=231)>. Acesso em: 3 jun. 2019.

CUSTÓDIO, R. S. **Energia eólica para produção de energia elétrica**. Rio de Janeiro: Synergia Editora, 2013.

DATT, F. **Desenvolvimento Sustentável e Responsável - Crescimento sem precedentes**. Disponível em: <<http://casadosventos.com.br/pt/nosso-compromisso/missao-e-valores/223-crescimento-sem-precedentes>>. Acesso em: 1 out. 2018.

DHUNNY, A.; LOLLCHUND, M.; RUGHOPUTH, S. Evaluation of a wind farm project for a smart city in the South-East Coastal Zone of Mauritius. **Journal of Energy in Southern Africa**, v. 27, n. 1, p. 39, 2016.

DIÁRIO DA MANHÃ. **SÃO JOSÉ DO NORTE : Assinada licença para o maior parque eólico do Rio Grande do Sul**. Pelotas, 27 abr. 2018. Disponível em: <<http://diariodamanhapelotas.com.br/site/sao-jose-do-norte-assinada-licenca-para-o-maior-parque-eolico-do-rio-grande-do-sul/>>. Acesso em: 25 out. 2018.

EHRlich, P. J; MORAES, E. A. **Engenharia econômica: avaliação e seleção de projetos de investimentos**. 6. ed. São Paulo: Atlas, 2013.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Consumo mensal de energia elétrica por classe**. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Consumo-mensal-de-energia-eletrica-por-classe-regioes-e-subsistemas>>. Acesso em: 27 mar. 2019.

ENERSUD. **Turbina eólica Gerar 246**. Brasil, 2019. Disponível em: <<http://www.enersud.com.br/produtos/turbina-eolica-gerar-246/>>. Acesso em: 3 jun. 2019.

GARBE, E. A.; MELLO, R. De; TOMASELLI, I. Projeto Conceitual e Análise de Viabilidade Econômica de Unidade de Geração de Energia Elétrica Eólica na Lagoa dos Patos - RS. **Revista Brasileira de Energia**, v. 20, n. 1, p. 53–77, 2014. Disponível em: <[http://ecen.com/eee83/eee83p/viabilidade\\_energia\\_eolica.htm](http://ecen.com/eee83/eee83p/viabilidade_energia_eolica.htm)>.

GIL, A. C. **Como elaborar projetos de pesquisa**. 4. ed. São Paulo: Atlas, 2002.

Gil, A. C. **Como elaborar projetos de pesquisa**. 5. ed. São Paulo: Atlas, 2010.

GIPE, P. **Wind power: Renewable energy for home, farm and business**. 2 ed. White River Junction: Chelsea Green Publishing Company, 2004.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. **Wind in numbers**. Bruxelas, 2016. Disponível em: <<https://gwec.net/global-figures/wind-in-numbers/>>. Acesso em: 25 set. 2018.

HARSH, S. B.; HAMILTON, L.; WITTENBERG, E. Small wind on the farm: a capital budgeting case study. **Agricultural Finance Review**, v. 70, n. 2, p.201-213, 2010.

HILLS, R. L. **Power from windmill**: A history of windmill technology. Cambridge: Cambridge University Press, 1994.

HIRSCHFELD, H. **Engenharia Econômica e Análise de Custos**. 6. ed. São Paulo: Atlas, 1998.

ÍNDICE BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **Brasil em Síntese - Rio Grande do Sul - Santa Vitória do Palmar**. Brasil, 2010. Disponível em: <<https://cidades.ibge.gov.br/brasil/rs/santa-vitoria-do-palmar/pesquisa/23/25207?tipo=ranking>>. Acesso em: 29 mar. 2019.

INFRAESTRUTURA URBANA. **Usina Eólica de Alegria I**. Disponível em: <<http://infraestruturaurbana17.pini.com.br/solucoes-tecnicas/6/artigo227165-2.aspx>>. Acesso em: 1 julho 2019.

INSTITUTO IDEAL. **Guia de microgeradores eólicos**. Brasil, 2014. Disponível em: <<http://institutoideal.org/guiaeolica/>>. Acesso em: 23 nov. 2018.

INVESTRS. **Energia Eólica**. Porto Alegre. Disponível em: <<https://investrs.com.br/energia-eolica>>. Acesso em: 24 ago. 2018.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). **Wind Power Wind Power**. v. 1, n. 5/5, p. 56, 2012.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). **Renewable Power Generation Costs in 2018**. Abu Dhabi, 2019.

KARTHIKEYA, B. R.; NEGI, P. S.; SRIKANTH, N. Wind resource assessment for urban renewable energy application in Singapore. **Renewable Energy**, v. 87, p. 403–414, 2015. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2015.10.010>>.

KUMAR, A.; NAIR, K. Wind characteristics and energy potentials at Wainiyaku Taveuni, Fiji. **Management of Environmental Quality**, v. 23, n. 3, p. 300–308, 2011.

LEE, D. H. Cost-benefit analysis, LCOE and evaluation of financial feasibility of full commercialization of biohydrogen. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 41, n. 7, p. 4347–4357, 2015. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.09.071>>.

LEHTOVAARA, M. et al. **Major factors contributing to wind power diffusion**. *Foresight*, v. 16, n. 3, p. 250–269, 2014.

LETCHER, T. M. **Wind energy engineering**: A handbook for onshore and offshore wind turbines. Elsevier: 2017.

LIMA, L. A.; FILHO, C. R. B. Wind energy assessment and wind farm simulation in Triunfo - Pernambuco, Brazil. **Renewable Energy**, v. 35, n. 12, p. 2705–2713, 2010. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2010.04.019>>.

LIMA, L. D. A.; FILHO, C. R. B. Wind resource evaluation in São João do Cariri (SJC) - Paraíba, Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, n. 1, p. 474–480, 2012. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2011.08.011>>.

LOWITZSCH, J. **Energy transition: Financing consumer co-ownership in renewables**. Frankfurt: Palgrave Macmillan, 2019.

MACEDO, C. A. A.; ALBUQUERQUE, A. A. de; MORALLES, H. F. Análise de viabilidade econômico-financeira de um projeto eólico com simulação Monte Carlo e avaliação de risco. **Gestão & Produção**, v. 24, n. 4, p. 731–744, 2017.

MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G.; ROGERS, A. L. **Wind energy explained: Theory, design and application**. Washington: Wiley, 2005.

MATTAR, C.; GUZMÁN-IBARRA, M. C. A techno-economic assessment of offshore wind energy in Chile. **Energy**, v. 133, p. 191–205, 2017.

MELO, E. Fonte eólica de energia: aspectos de inserção, tecnologia e competitividade. **Estudos Avançados**, v. 27, n. 77, p. 125–142, 2013.

MELO, M. S. M. **Energia eólica: aspectos técnicos e econômicos**. 157 p. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético). Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, 2012.

MIGUEL, P. **Metodologia de pesquisa em engenharia de produção e gestão de operações**. 2. ed. Rio de Janeiro: Elsevier: ABEPRO, 2012.

MILLER, L. et al. Evaluating the link between LCOE and PPA elements and structure for wind energy. **Energy Strategy Reviews**, v. 16, p. 33–42, 2017. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.esr.2017.02.006>>.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Energia eólica no Brasil e no mundo**. Brasília, 2 ago. 2016.

MOSTAFAEIPOUR, A. Feasibility study of harnessing wind energy for turbine installation in province of Yazd in Iran. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 14, p. 93-111, 2010.

MURTHY, K. S. R. e RAHI, O. P. **A comprehensive review of wind resource assessment**. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 72, n. July 2016, p. 1320–1342, 2017. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.10.038>>.

NASCIMENTO, L. **Brasil é o oitavo país do mundo em produção de energia eólica**. Agência Brasil, Brasília, 15 fev. 2018. Disponível em: <<http://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2018-02/brasil-e-o-oitavo-pais-do-mundo-em-producao-de-energia-eolica>>. Acesso em: 23 ago. 2018.

NEDER, V. **BNDES vai lançar financiamento de energia renovável para empresas**. 22 ago. 2018. Disponível em:

<<https://economia.estadao.com.br/noticias/geral,bndes-vai-lancar-financiamento-de-energia-renovavel-para-empresas,70002468422>>. Acesso em: 24 ago. 2018.

NETO, A. A. **Os métodos quantitativos de análise de investimentos**. Caderno de Estudos nº06, FIPECAFI, São Paulo, 1992.

NETO, A. P. **A energia eólica no direito ambiental brasileiro**. Rio de Janeiro: Synergia Editora, 2014.

NETTO, A. S. **Estudo de viabilidade de microgeração de energia eólica no campus da UTFPR de Guarapuava**. Curitiba, 2017.

NEWMAN; ESCHENBACH; LAVALLE, D. **Engineering economic analysis**. 9. ed. Oxford, New York: Oxford University Press, 2004.

NOR, K. M.; SHAABAN, M.; ABDUL RAHMAN, H. Feasibility assessment of wind energy resources in Malaysia based on NWP models. **Renewable Energy**, v. 62, p. 147–154, 2013. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2013.07.001>>.

OLATAYO, K. I.; WICHERS, J. H.; STOKER, P. W. Energy and economic performance of small wind energy systems under different climatic conditions of South Africa. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 98, n. April 2018, p. 376–392, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.09.037>>.

OLIVEIRA FILHO, O. D. Q. et al. Survey of electric power curve in small wind turbine based on IEC 61400-12-1. **Proceedings of the 23rd ABCM International Congress of Mechanical Engineering**, n. 482, 2016.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Boletim Mensal de Geração Eólica**. 2018. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/download/resultados\\_operacao/boletim\\_mensal\\_geracao\\_eolica/Boletim\\_Eolica\\_fev\\_2016.pdf](http://www.ons.org.br/download/resultados_operacao/boletim_mensal_geracao_eolica/Boletim_Eolica_fev_2016.pdf)>. Acesso em: 30 set. 2018.

PRATES, W. R. **Qual a diferença entre payback simples e descontado?** 2016. Disponível em: <<https://www.wrprates.com/qual-e-a-diferenca-entre-payback-simples-e-descontado/>>. Acesso em: 18 out. 2018.

PRODANOV, C.C.; DE FREITAS, E.C. **Metodologia do Trabalho Científico: métodos e técnicas da pesquisa e do trabalho acadêmico**. 2. ed. Novo Hamburgo: Feevale, 2013.

PUCCINI, E.C. **Matemática financeira e análise de investimentos**. Florianópolis: Departamento de Ciências da Administração / UFSC; [Brasília]: CAPES: UAB, 2011.

RAMADHAM, M.; NASEEB, A. The cost benefit analysis of implementing photovoltaic solar system in the state of Kuwait. **Renewable Energy**, v. 36, n. 4, p. 1272 – 1276, 2011.

REIS, M. M.; OLIVEIRA JUNIOR, D. S.; DE CARVALHO, P. C. M. Estudo de Viabilidade Econômica de Geradores Eólicos de Pequeno Porte no Modo Autônomo. **Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos**, p. 1–4, 2006.

REIS, P. **Brasil tem maior complexo eólico da América Latina**. 2015. Disponível em: <<https://www.portal-energia.com/brasil-tem-maior-complexo-eolico-da-america-latina/>>. Acesso em: 28 mar. 2019.

RGE SUL. **Bandeira Tarifária**. Rio Grande do Sul, 2018. Disponível em: <<https://www.rgesul.com.br/atendimento-a-consumidores/bandeira-tarifaria/Paginas/default.aspx>>. Acesso em: 5 dez. 2018.

ROCHA, L. et al. A stochastic economic viability analysis of residential wind power generation in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 90, n. March, p. 412–419, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.078>>.

ROSS, S.; WESTERFIELD, R.; JORDAN, B. **Fundamentals of Corporate Finance**. 9. ed. New York: The McGraw-Hill, 2010.

ROSSETO, C.; SOUZA, J. S. **Avaliação econômica de turbinas eólicas por meio da análise de riscos**. Porto Alegre, 2014.

RÜNCOS, F. et al. **Geração de energia eólica – tecnologias atuais e futuras**. Florianópolis: Revista Eletricidade Moderna, 2000.

SAFARI, B. Modeling wind speed and wind power distributions in Rwanda. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, n. 2, p. 925–935, 2011. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2010.11.001>>.

SAFARI, B.; GASORE, J. A statistical investigation of wind characteristics and wind energy potential based on the Weibull and Rayleigh models in Rwanda. **Renewable Energy**, v. 35, n. 12, p. 2874–2880, 2010.

SAMPIERI, R. H.; COLLADO, C. F.; LUCIO, M. P. B. **Metodologia de Pesquisa**. 5. Ed. Porto Alegre: Penso, 2013.

SANTA VITÓRIA DO PALMAR. **Prefeitura Municipal de Santa Vitória do Palmar**. Disponível em: <<http://www.santavitoriadopalmar.rs.gov.br/municipio/cidade/>>. Acesso em: 27 mar. 2019.

SATIR, M.; MURPHY, F.; MCDONNELL, K. Feasibility study of an offshore wind farm in the Aegean Sea, Turkey. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 81, n. September 2016, p. 2552–2562, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.063>>.

SIMAS, M.; PACCA, S. **Energia eólica, geração de empregos e desenvolvimento sustentável**. Estudos avançados, São Paulo, v. 27, n. 77, p. 99-116, 2013.

SIMIS, A. **Análise de viabilidade econômica de projetos de geração eólica no Brasil**. São Paulo, 2010.

TAVARES, E. **Energia eólica: Viabilidade técnica e econômico-financeira**. João Monlevade, Brasil, 2016.

THUESEN, G. J.; FABRYCKY, W. J. **Engineering Economy**. 9. Ed. New Jersey: Prentice Hall, 2001.

TRIGUEIRO, A. **Cidades e soluções: como construir uma sociedade sustentável**. Rio de Janeiro: LeYa, 2017.

TSAKNIAS, D. **Cost benefit analysis of the installation of a wind turbine on a naval ship**. 134 p. Dissertação (Doutorado em Engenharia Mecânica). Naval Postgraduate School, California, 2010.

WANG, S.; WANG, S.; SMITH, P. **Ecological impacts of wind farms on birds: Questions, hypotheses, and research needs**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2015.

WHELAN, B.; MUCHAPONDWA, E. **Enhancing consumers ' voluntary use of small-scale wind turbines to generate own electricity in South Africa**  
**Enhancing consumers ' voluntary use of small-scale wind turbines to generate own electricity in South Africa**. v. 22, n. 135, p. 13–21, 2006.

WIND SOLAR ALLIANCE. **About Wind**. Washington, 2018. Disponível em: <<https://windsolaralliance.org/wind/>>. Acesso em: 23 ago. 2018.

WIZELIUS, T. **Developing wind power projects: Theory and practice**. London: Earthscan, 2007.

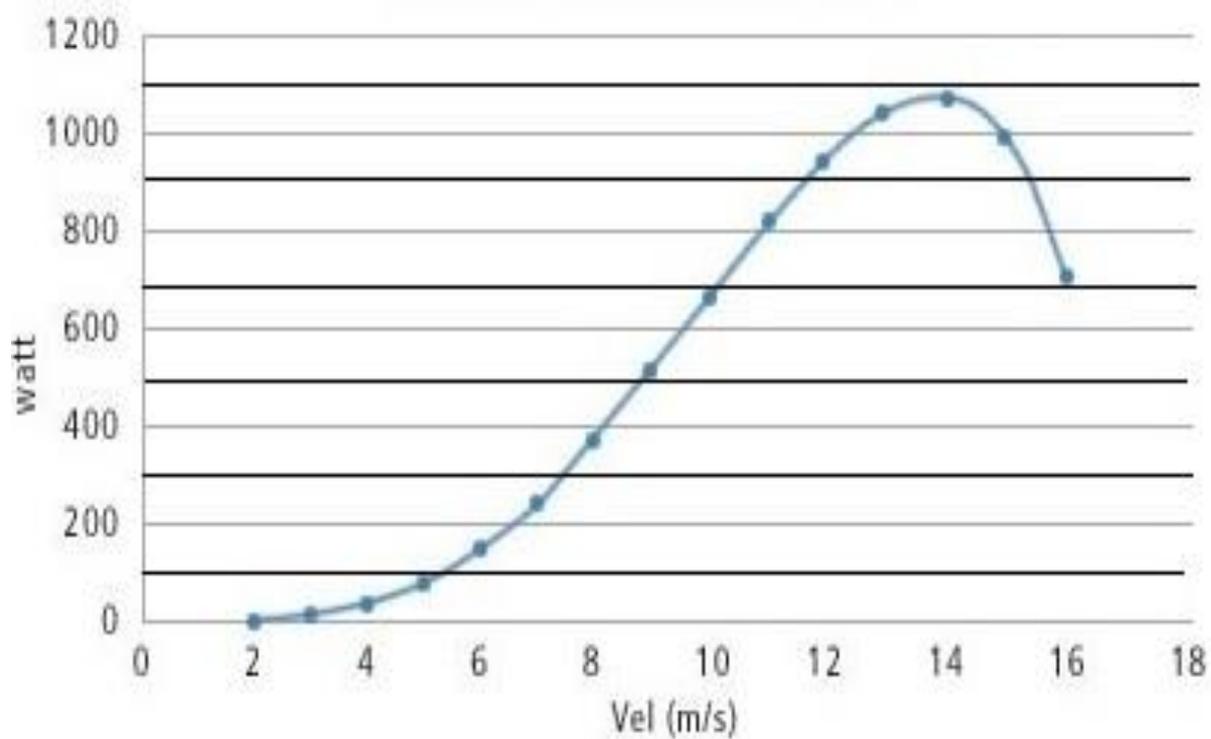
WOOD, D. **Small wind turbines: Analysis, design and application**. Calgary: Springer, 2011.

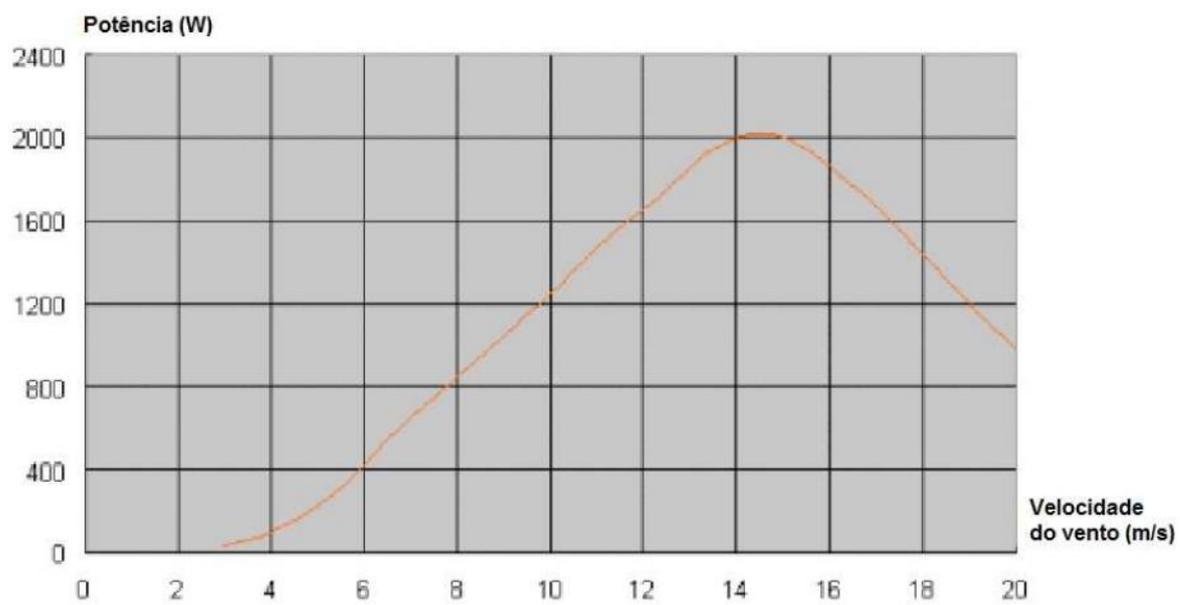
ZANON, A.; GENNARO, M. D.; KÜHNELT, H. Wind energy harnessing of the NREL 5 MW reference wind turbine in icing conditions under different operational strategies. **Renewable Energy**, v. 115, p. 760-772, 2018.

## APÊNDICE A – PLANILHA CENÁRIO 1

| Período<br>(meses) | Período<br>(anos) | Consumo KW<br>corrigido | Cenário 1 (Gerar 246) |            |             |                |                |                |                |                |                |               |  |  |  |  |  |  |  |
|--------------------|-------------------|-------------------------|-----------------------|------------|-------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|---------------|--|--|--|--|--|--|--|
|                    |                   |                         | Manutenção            | Receita    | Líquido     | PD             | Payback        | TIR            | VPL            |                |                |               |  |  |  |  |  |  |  |
| 0                  | 0                 | 0                       |                       |            |             |                |                |                |                |                |                |               |  |  |  |  |  |  |  |
| 1                  | 0                 | 173                     | R\$ -                 | R\$ 88,35  | R\$ 88,35   | -R\$ 13.222,80 | R\$ 13.222,80  | -R\$ 13.222,80 | R\$ 13.222,80  | R\$ 13.134,45  | -99,33%        | R\$ 13.134,93 |  |  |  |  |  |  |  |
| 2                  | 0                 | 173                     | R\$ -                 | R\$ 88,35  | R\$ 88,35   | -R\$ 88,35     | R\$ 13.047,53  | -R\$ 13.046,09 | R\$ 13.046,09  | -91,48%        | R\$ 13.047,53  |               |  |  |  |  |  |  |  |
| 3                  | 0                 | 173                     | R\$ -                 | R\$ 88,35  | R\$ 88,35   | -R\$ 88,35     | R\$ 12.960,60  | -R\$ 12.957,74 | R\$ 12.957,74  | -79,75%        | R\$ 12.960,60  |               |  |  |  |  |  |  |  |
| 4                  | 0                 | 173                     | R\$ -                 | R\$ 88,35  | R\$ 88,35   | -R\$ 88,35     | R\$ 12.874,15  | -R\$ 12.869,39 | R\$ 12.869,39  | -68,67%        | R\$ 12.874,15  |               |  |  |  |  |  |  |  |
| 5                  | 0                 | 173                     | R\$ -                 | R\$ 88,35  | R\$ 88,35   | -R\$ 88,35     | R\$ 12.788,17  | -R\$ 12.781,04 | R\$ 12.781,04  | -59,32%        | R\$ 12.788,17  |               |  |  |  |  |  |  |  |
| 6                  | 0                 | 173                     | R\$ -                 | R\$ 88,35  | R\$ 88,35   | -R\$ 88,35     | R\$ 12.702,65  | -R\$ 12.692,68 | R\$ 12.692,68  | -51,65%        | R\$ 12.702,65  |               |  |  |  |  |  |  |  |
| 7                  | 0                 | 173                     | R\$ -                 | R\$ 88,35  | R\$ 88,35   | -R\$ 88,35     | R\$ 12.617,59  | -R\$ 12.604,33 | R\$ 12.604,33  | -45,38%        | R\$ 12.617,59  |               |  |  |  |  |  |  |  |
| 8                  | 0                 | 173                     | R\$ -                 | R\$ 88,35  | R\$ 88,35   | -R\$ 88,35     | R\$ 12.533,00  | -R\$ 12.515,98 | R\$ 12.515,98  | -40,20%        | R\$ 12.533,00  |               |  |  |  |  |  |  |  |
| 9                  | 0                 | 173                     | R\$ -                 | R\$ 88,35  | R\$ 88,35   | -R\$ 88,35     | R\$ 12.448,86  | -R\$ 12.427,62 | R\$ 12.427,62  | -35,90%        | R\$ 12.448,86  |               |  |  |  |  |  |  |  |
| 10                 | 0                 | 173                     | R\$ -                 | R\$ 88,35  | R\$ 88,35   | -R\$ 88,35     | R\$ 12.365,19  | -R\$ 12.339,27 | R\$ 12.339,27  | -32,28%        | R\$ 12.365,19  |               |  |  |  |  |  |  |  |
| 11                 | 0                 | 173                     | R\$ -                 | R\$ 88,35  | R\$ 88,35   | -R\$ 88,35     | R\$ 12.281,96  | -R\$ 12.250,92 | R\$ 12.250,92  | -29,21%        | R\$ 12.281,96  |               |  |  |  |  |  |  |  |
| 12                 | 0                 | 173                     | R\$ 396,68            | R\$ 88,35  | -R\$ 308,33 | -R\$ 12.570,82 | -R\$ 12.559,25 | #NÚMI          | -R\$ 12.570,82 | #NÚMI          | -R\$ 12.570,82 |               |  |  |  |  |  |  |  |
| 13                 | 1                 | 175                     | R\$ -                 | R\$ 93,17  | R\$ 93,17   | -R\$ 12.484,01 | -R\$ 12.466,08 | R\$ 12.466,08  | #NÚMI          | -R\$ 12.484,01 |                |               |  |  |  |  |  |  |  |
| 162                | 13                | 196                     | R\$ -                 | R\$ 176,06 | R\$ 176,06  | -R\$ 4.892,31  | -R\$ 73,51     | -0,01%         | -R\$ 4.892,31  |                |                |               |  |  |  |  |  |  |  |
| 163                | 13                | 196                     | R\$ -                 | R\$ 176,06 | R\$ 176,06  | -R\$ 4.819,71  | R\$ 102,55     | 0,01%          | -R\$ 4.819,71  |                |                |               |  |  |  |  |  |  |  |
| 164                | 13                | 196                     | R\$ -                 | R\$ 176,06 | R\$ 176,06  | -R\$ 4.747,51  | R\$ 278,60     | 0,02%          | -R\$ 4.747,51  |                |                |               |  |  |  |  |  |  |  |
| 237                | 19                | 208                     | R\$ -                 | R\$ 242,02 | R\$ 242,02  | -R\$ 1.482,74  | R\$ 10.143,62  | 0,44%          | -R\$ 1.482,74  |                |                |               |  |  |  |  |  |  |  |
| 238                | 19                | 208                     | R\$ -                 | R\$ 242,02 | R\$ 242,02  | -R\$ 1.416,35  | R\$ 10.385,63  | 0,45%          | -R\$ 1.416,35  |                |                |               |  |  |  |  |  |  |  |
| 239                | 19                | 208                     | R\$ -                 | R\$ 242,02 | R\$ 242,02  | -R\$ 1.350,32  | R\$ 10.627,65  | 0,45%          | -R\$ 1.350,32  |                |                |               |  |  |  |  |  |  |  |
| 240                | 19                | 208                     | R\$ -                 | R\$ 242,02 | R\$ 242,02  | -R\$ 1.284,65  | R\$ 10.869,67  | 0,46%          | -R\$ 1.284,65  |                |                |               |  |  |  |  |  |  |  |

## ANEXO A – CURVA DE POTÊNCIA GERAR 246



**ANEXO B – CURVA DE POTÊNCIA ELV H-3.1**

**ANEXO C – CURVA DE POTÊNCIA SOLARTERRA**