

**HENRIQUE GNOATTO**

**ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA PARA  
IMPLANTAÇÃO DE AEROGERADOR EM PROPRIEDADES RURAIS  
DE CASCAVEL, LONDRINA E PALMAS-PR**

**CASCAVEL  
PARANÁ - BRASIL  
MARÇO - 2017**

**HENRIQUE GNOATTO**

**ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA PARA  
IMPLANTAÇÃO DE AEROGERADOR EM PROPRIEDADES RURAIS  
DE CASCAVEL, LONDRINA E PALMAS-PR**

Dissertação apresentada à Universidade Estadual do Oeste do Paraná, como parte das exigências do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia na Agricultura para obtenção do título de Mestre.

ORIENTADOR: Prof. Dr. Samuel N. M. de Souza.

COORIENTADOR: Prof. Dr. Carlos Eduardo C. Nogueira.

**CASCAVEL  
PARANÁ - BRASIL  
MARÇO – 2017**

Dados Internacionais de Catalogação-na-Publicação (CIP)  
Ficha catalográfica elaborada por Rosângela A. A. Silva – CRB 9ª/1810

G495a	<p>Gnoatto, Henrique.</p> <p>Análise de viabilidade técnica e econômica para a implantação de aerogerador para propriedades rurais de Cascavel, Londrina e Palmas-PR. / Henrique Gnoatto. — Cascavel - PR: UNIOESTE, 2017. 80p.</p> <p>Orientador: Prof. Dr. Samuel M. N. de Souza Co-orientador: Prof. Dr. Carlos Eduardo C. Nogueira</p> <p>Dissertação (Mestrado) – Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Campus de Cascavel, 2017. Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia na Agricultura - PPGEA. Bibliografia</p> <p>1. Propriedade rural. 2. Energia eólica. 3. Moinhos de vento. I. Universidade Estadual do Oeste do Oeste Paraná. II. Título.</p> <p>CDD 20.ed. 621.47</p>
-------	---

Revisão de língua inglesa e portuguesa e das normas de edição conforme requisitos do PPGEA:  
Prof. Dra. Alcione Tereza Corbari.

## HENRIQUE GNOATTO

Análise de viabilidade técnica e econômica para implantação de aerogerador em propriedades rurais de Cascavel, Londrina e Palmas-PR

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia na Agricultura em cumprimento parcial aos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia de Energia na Agricultura, área de concentração Agroenergia, linha de pesquisa Fontes Renováveis e Racionalização de Energia Na Agroindústria e Agricultura, APROVADO(A) pela seguinte banca examinadora:



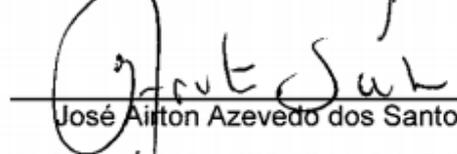
Orientador(a) - Samuel Nelson Melegari de Souza

Universidade Estadual do Oeste do Paraná - Campus de Cascavel (UNIOESTE)



Jair Antonio Cruz Siqueira

Universidade Estadual do Oeste do Paraná - Campus de Cascavel (UNIOESTE)



José Ailton Azevedo dos Santos

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ - MEDIANEIRA

Cascavel, 10 de março de 2017

## LISTA DE ABREVIATURAS, SÍMBOLOS E SIGLAS

AC	- Corrente Alternada
ANEEL	- Agência Nacional de Energia Elétrica
CHESF	- Companhia Hidroelétrica do São Francisco
COPEL	- Companhia Paranaense de Energia
CRESESB	- Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sergio de Salvo Brito
DC	- Corrente contínua
ELETROBRAS	- Centrais Elétricas Brasileiras S. A.
FC	- Fator de Capacidade
IEC	- International Electrotechnical Commission
ONU	- Organização das Nações Unidas
PROINFA	- Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
SIMEPAR	- Sistema Meteorológico do Paraná
TIR	- Taxa Interna de Retorno
VPL	- Valor Presente Líquido

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Atlas do Potencial Eólico Brasileiro.....	7
Figura 2 - Atlas do Potencial Eólico do Paraná. ....	9
Figura 3 - Representação de uma série de dados temporais pela distribuição de Weibull. ....	12
Figura 4 – Principais componentes de um aerogerador.....	15
Figura 5 – Nacele com e sem caixa multiplicadora .....	16
Figura 6 – Componentes de uma pá de aerogerador.....	16
Figura 7 – Gerador conectado a caixa de engrenagens (vista à direita). ....	17
Figura 8 - Evolução na potência das turbinas eólicas. ....	19
Figura 9 - Perdas de velocidade do vento na passagem por um conjunto de pás. ...	22
Figura 10 - Máximo teórico da potência que pode ser extraída do vento. ....	23
Figura 11 - Curva de potência de um aerogerador.....	24
Figura 12 - Diferentes zonas que caracterizam a curva de potência.....	25
Figura 13 - Localização das cidades no mapa do Estado do Paraná.....	30
Figura 14 – Estação meteorológica da SIMEPAR em Cascavel .....	31
Figura 15 - Estação meteorológica da SIMEPAR em Londrina.....	32
Figura 16 - Estação meteorológica da SIMEPAR em Palmas.....	33
Figura 17 - Distribuição de Weibull para diferentes valores de k.....	35
Figura 18 – Coeficientes da curva de potência do aerogerador. ....	38
Figura 19 – Fluxo de caixa para a implantação do aerogerador .....	40
Figura 20 - Fluxograma da metodologia.....	45
Figura 21 – Função dados.....	46
Figura 22 – VPL para o cenário A <sub>1</sub> . ....	46
Figura 23 – Rosa dos ventos para a cidade de Cascavel. ....	47
Figura 24 - Rosa dos ventos para a cidade de Londrina.....	48
Figura 25 - Rosa dos ventos para a cidade de Palmas.....	49
Figura 26 - Distribuição de Weibull para os dados de vento de Cascavel.....	50
Figura 27 - Distribuição de Weibull para os dados de vento de Londrina. ....	50
Figura 28 - Distribuição de Weibull para os dados de vento de Palmas. ....	51
Figura 29 - Curva de potência do WES 50 fornecida pelo fabricante.....	52
Figura 30 – Curva de potência do WES 50 através do algoritmo.....	53

Figura 31 - Função <i>wblfit</i> para um vetor.....	66
Figura 32 - Função <i>wblpdf</i> para um vetor.....	67
Figura 33 - Gráfico da função <i>wblpdf</i> para o vetor <i>data</i> . ....	67

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Estimativa de consumo da propriedade rural de pequeno porte. ....	42
Tabela 2 - Estimativa de consumo diário para propriedade de médio porte. ....	42
Tabela 3 - Estimativa e consumo diário para propriedade de grande porte. ....	43
Tabela 4 - Cenários para a cidade de Cascavel.....	44
Tabela 5 - Cenários para a cidade de Londrina. ....	44
Tabela 6 - Cenários para a cidade de Palmas. ....	44
Tabela 7 – Viabilidade técnica para cada cenário da pesquisa.....	51
Tabela 8 – Viabilidade econômica para implantação de aerogerador conforme cada cenário. ....	53
Tabela 9 - Normais mensais e anual de ventos máximos em $\text{ms}^{-1}$ . ....	64
Tabela 10 - Classes de rugosidade para diferentes tipos de terrenos. ....	65

GNOATTO, Henrique Gnoatto. Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Março de 2017. **Análise de viabilidade técnica e econômica para implantação de aerogerador para propriedades rurais de Cascavel, Londrina e Palmas-PR.** Professor Orientador: Dr. Samuel N. M. de Souza. Professor Co-orientador: Dr. Carlos Eduardo C. Nogueira.

## RESUMO

As nações do globo buscam complementar suas matrizes energéticas utilizando fontes de energia mais limpas. Este fato se justifica devido aos impactos ambientais causados pelas formas tradicionais de geração de energia elétrica, assim como a busca por novas fontes de energia. O Brasil apresenta recursos naturais favoráveis à exploração de energias limpas, tais como a eólica. O aumento do consumo e a crescente pressão política e ambiental para um desenvolvimento sustentável, tem feito com que o planejamento para as matrizes energéticas seja mais rigoroso quanto à utilização de fontes alternativas de energia. Este trabalho teve por objetivo o estudo de viabilidade técnica e econômica para a implantação de turbinas eólicas em propriedades rurais nas cidades de Cascavel, Londrina e Palmas, todas situadas no Estado do Paraná. Foram utilizados dados de direção e velocidade de ventos, coletados pelo SIMEPAR, no período de 1 de janeiro de 2011 a 30 de dezembro de 2015. A distribuição de Weibull foi escolhida como modelo estatístico probabilístico para representar o comportamento do vento nas localidades. As regiões para estudo foram escolhidas devido à localização geográfica e foram definidos três modelos de propriedades rurais, levando em consideração o consumo diário de energia elétrica. A implantação de aerogeradores mostrou-se tecnicamente viável nas propriedades rurais das cidades de Cascavel e Palmas, e inviável nas propriedades rurais de Londrina. Porém, todos os cenários da pesquisa foram considerados inviáveis economicamente.

PALAVRAS-CHAVE: Propriedades rurais, aerogerador, energia eólica.

GNOATTO, Henrique Gnoatto. Me. State University of West Paraná, March, 2017. **Technical and economical feasibility analysis for the implementation of wind turbine for rural properties of Cascavel, Londrina and Palmas-PR.** Teacher Coordinating: Dr. Samuel N. M. de Souza.

## **ABSTRACT**

The World nations want to supplement their energy matrixes by using cleaner energy sources. This fact is justified because of the environmental impacts of the traditional forms of power generation, as well as the search for new energy sources. Brazil has natural resources conducive to the holding of clean energy, such as wind. The increase in the consumption and the growing political and environmental pressure to sustainable development, has made the energy matrixes planning more strict on the use of alternative energy sources. The work consists in the study of technical and economic viability for the implementation of wind turbines in rural properties in the cities of Cascavel, Londrina and Palmas, all located in the state of Paraná. Wind direction and velocity data collected by SIMEPAR were used from January 1, 2011 to December 30, 2015. The Weibull distribution was chosen as a probabilistic statistical model to represent the wind behavior in the localities. The study regions were chosen due to the geographic location and three models of rural properties were defined, taking into account the daily consumption of electric energy. The implantation of aerogenerators was technically feasible in the rural properties of the cities of Cascavel and Palmas, and not feasible in the rural properties of Londrina. However, all research scenarios were considered economically unviable.

**KEY-WORDS:** Rural properties, wind turbine, wind power.

## ÍNDICE

<b>1.</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
<b>2.</b>	<b>REVISÃO DA LITERATURA .....</b>	<b>4</b>
2.1	Histórico da Energia Eólica .....	4
2.2	Potencial Eólico Brasileiro .....	6
2.3	Recursos Eólicos no Paraná .....	8
2.4	Estrutura do Vento .....	9
2.4.1	Variação no Tempo .....	9
2.4.2	Representação Espectral .....	10
2.5	Distribuição de Weibull.....	11
2.5.1	Aplicações da Distribuição de Weibull no Mundo .....	12
2.6	Aerogeradores .....	14
2.6.1	Princípio da Geração de Energia Elétrica.....	15
2.6.2	Partes de um Aerogerador .....	15
2.6.3	Evolução dos Aerogeradores .....	18
2.7	Custos de Investimento para um Aerogerador.....	19
2.7.1	Custos de Operação e Manutenção .....	20
2.8	Potência Eólica .....	21
2.9	Coeficiente de Betz .....	21
2.10	Curva de Potência de uma Turbina Eólica.....	24
2.11	Lei de Prandtl .....	25
2.11.1	Fator de Capacidade .....	26
2.12	Valor Presente Líquido.....	27
2.13	<i>Payback</i> .....	28
2.14	Taxa Interna de Retorno .....	28
2.15	Matlab®.....	28
<b>3.</b>	<b>MATERIAL E MÉTODOS.....</b>	<b>30</b>
3.1	Região de estudo e dados de ventos coletados.....	30
3.2	Estações de Medição .....	31
3.2.1	Cascavel.....	31
3.2.2	Londrina.....	32
3.2.3	Palmas.....	33
3.3	Rosa dos Ventos .....	33
3.4	Distribuição de Weibull.....	34

3.5	Estudo de Viabilidade técnica .....	35
3.5.1	Curva de potência.....	37
3.5.2	Variação da velocidade do vento conforme a altura .....	38
3.5.3	Fator de Capacidade .....	39
3.5.4	Escolha do aerogerador .....	39
3.6	Viabilidade Econômica .....	39
3.6.1	Valor Presente Líquido .....	40
3.6.2	<i>Payback</i> .....	41
3.6.3	Taxa Interna de Retorno.....	41
3.7	Modelos de propriedade rural .....	41
3.7.1	Propriedade rural de pequeno porte .....	42
3.7.2	Propriedade rural de médio porte .....	42
3.7.3	Propriedade rural de grande porte.....	43
3.8	Cenários.....	43
3.8.1	Cascavel.....	43
3.8.2	Londrina.....	44
3.8.3	Palmas.....	44
3.9	Fluxograma .....	45
<b>4.</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES .....</b>	<b>47</b>
4.1	Rosa dos Ventos.....	47
4.1.1	Rosa dos Ventos para a cidade de Cascavel .....	47
4.1.2	Rosa dos Ventos para a cidade de Londrina.....	48
4.1.3	Rosa dos Ventos para a cidade de Palmas.....	48
4.2	Distribuição de Weibull.....	49
4.2.1	Cascavel.....	49
4.2.2	Londrina.....	50
4.2.3	Palmas.....	51
4.3	Viabilidade Técnica .....	51
4.4	Viabilidade Econômica .....	53
<b>5.</b>	<b>CONCLUSÃO.....</b>	<b>55</b>
<b>6.</b>	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>57</b>
<b>ANEXO I.....</b>	<b>64</b>	
<b>ANEXO II.....</b>	<b>65</b>	
<b>ANEXO III.....</b>	<b>66</b>	

## 1. INTRODUÇÃO

A medida que os efeitos da interferência das ações do homem no meio ambiente se tornam mais evidentes, a preocupação com a exploração dos recursos naturais de forma racional torna-se uma questão a cada dia mais relevante. Neste contexto, o tema sustentabilidade passou a ser tratado com seriedade pelas nações do globo por vários anos (JACOBI, 2006).

O primeiro alerta mundial, sobre os perigos trazidos pela excessiva degradação ambiental à existência humana, aconteceu em 1972, na Conferência de Estocolmo. Esta conferência foi realizada pela Organização das Nações Unidas (ONU), sendo considerada até hoje como o marco inicial da proteção ao meio ambiente a nível global (AMADO, 2011).

Em 1987, a Comissão Mundial sobre o Meio Ambiente e Desenvolvimento da Organização das Nações Unidas elaborou um relatório conhecido como “Nosso Futuro Comum”, e definiu sustentabilidade como a capacidade de suprir as necessidades da geração presente, sem afetar a habilidade das gerações futuras de suprir as suas. A preocupação com o desenvolvimento sustentável era baseada na preocupação com o fim das fontes de energia não renováveis, principalmente o petróleo, tendo em vista a importância desta matéria prima na matriz energética da maioria dos países do planeta (WORLD COMMISSION ON ENVIRONMENT AND DEVELOPMENT, 1987).

Na Conferência das Nações Unidas para o Meio Ambiente e o Desenvolvimento, que ocorreu no Rio de Janeiro em 1992, outro tema começou a ser tratado como prioridade para o desenvolvimento sustentável: as emissões de gases causadores do efeito estufa. Com a assinatura do Protocolo de Kyoto, em 1997, alguns países se comprometeram a reduzir suas emissões de CO<sub>2</sub> e outros gases causadores do efeito. Sendo assim, a substituição de fontes de energia não renováveis por fontes de energia limpa, ficou ainda mais em evidência, principalmente para os países industrializados (CALDAS, 2010).

O consumo de energia elétrica tem crescido nos últimos anos, nas áreas industriais, comerciais e residenciais. Esse crescimento tem levado governos de todo o mundo a traçarem uma estratégia de fornecimento de energia a curto e longo prazo. As preocupações com o aumento do consumo e as questões ambientais tem

justificado um planejamento mais rigoroso quanto às novas formas de fornecimento de energia (MUNEMORI, 2004).

A busca de fontes alternativas de energia tem levado vários países a investirem na transformação e complementação de seus parques energéticos. As questões ambientais, principalmente devido aos impactos causados pelas formas tradicionais de geração, têm elevado a procura por fontes de energias mais limpas. De forma geral, as aplicações efetivas de fontes alternativas de energia, como a energia solar fotovoltaica, energia eólica, energia de biomassa, são dirigidas para usuários ou comunidades isoladas da rede convencional (CRESESB, 2008).

Segundo Lima, Silva e Vieira (2008), projetos que visam à complementação energética da rede convencional, fazem outra abordagem para as fontes alternativas. Nesse caso, a utilização da energia eólica se mostra como uma excelente opção. Com o desenvolvimento e aplicação de novas tecnologias, o potencial de geração de energia elétrica das turbinas eólicas cresce com o passar do tempo, assim como a confiabilidade dos sistemas de geração.

Desta forma, as turbinas eólicas têm conquistado importante espaço na matriz energética mundial, tendo em vista que o custo para instalação vem se tornando mais atrativo. Nesse mesmo período de queda de preços, as tecnologias aplicadas à energia eólica melhoraram suas características operacionais, reduzindo gastos em sua manutenção, o que torna esta alternativa ainda mais competitiva comparando outras fontes de geração de energia (CALDAS, 2010).

O Paraná possui algumas regiões com características privilegiadas para o uso de fontes renováveis de energia, em especial para a energia eólica. Foram realizados testes em dezessete estações meteorológicas do estado, para avaliar o potencial eólico de cada área. Os registros foram feitos a dez metros de altura, em relação ao solo. Foi constatado, através do acumulado da velocidade média diária, que a região de Cascavel apresentou a maior velocidade anual de ventos (KIM; GRODZI; VISSOTO, 2002).

Conforme COPEL (2000), o potencial eólico estimado para o Estado do Paraná, induzido através do inventário do potencial eólico paranaense, é de 11,0 GW para ventos com velocidade média de  $6,0 \text{ ms}^{-1}$  à altura de 50 metros. Confirmado o potencial eólico existente no Paraná, em diferentes regiões, é possível verificar se os

custos para produção de eletricidade através desta fonte são viáveis tecnicamente e se os projetos para implantação são financeiramente praticáveis.

Sendo assim, a presente pesquisa tem como objetivos gerais:

- Verificar a viabilidade técnica e econômica para implantação de aerogeradores em propriedades rurais nas cidades de Cascavel, Londrina e Palmas, no Estado do Paraná, em sistemas interligados com a rede de distribuição de energia;

Além destes, outros objetivos são considerados específicos:

- Execução de um modelo probabilístico, que reproduza estatisticamente o comportamento do vento das regiões em estudo;
- Execução da rosa dos ventos para os locais das estações meteorológicas;
- Escolha do aerogerador adequado para cada região e para cada modelo de propriedade rural.

## 2. REVISÃO DA LITERATURA

### 2.1 Histórico da Energia Eólica

O aproveitamento da energia eólica é feito desde a antiguidade, sendo que os egípcios acreditavam ser os primeiros a utilizar a força dos ventos. Por volta de 2800 a. C., eles utilizaram velas para complementar a força dos escravos. Com o passar do tempo, as velas foram introduzidas como complementação no esforço dos animais, para tração e tarefas tais como bombeamento de água (PARK, 1981).

Segundo Shefherd (1994), a energia eólica foi utilizada pela primeira vez para bombeamento de água e moagem de grãos através de cata-ventos, pela civilização Persa por volta de 200 a.C. Com o avanço da agricultura, houve a necessidade de se obter ferramentas que maximizassem a eficiência nas diversas etapas de trabalho. Algumas atividades braçais ou desempenhadas por animais, foram substituídas por uma espécie primitiva de moinho de vento, que era constituído por um eixo vertical, acionado por uma longa haste. Primeiramente, esta haste era movida por homens e animais, e com o passar do tempo, cursos d'água foram utilizados como força motriz.

Como o recurso de rios ou cursos d'água eram escassos em certas regiões, a percepção do vento como fonte natural de energia originou o surgimento de moinhos de ventos nas atividades agrícolas. Este tipo de moinho teve sua utilização expandida pelo mundo islâmico, sendo utilizado por vários séculos. Existem indícios que, por volta dos anos 1700 A.C., a China e o império Babilônico já utilizavam cata-ventos rústicos para irrigação (SHEFHERD, 1994).

Segundo a BRASCEP (1997), a introdução dos cata-ventos na Europa ocorreu por volta do século XII, no retorno das Cruzadas. Moinhos de eixo horizontal começaram a ser utilizados na Inglaterra, França e Holanda, entre outros países. Durante a Idade Média, a maioria das leis feudais proibiam os camponeses a construírem seus próprios moinhos de vento, o que os obrigava a usar os moinhos dos senhores feudais. Dentro da lei de concessão de moinhos, também era estabelecida a proibição para plantio de árvores em locais próximos aos moinhos, assegurando assim o “direito do vento”. Na Holanda, entre os séculos XVII e XIX, o uso de moinhos de vento em grande escala esteve amplamente interligado com a drenagem de terras. Devido algumas regiões estarem abaixo do nível do mar, ficavam

cobertas por água, como a região de Beemster Polder, que foi drenada por 26 moinhos de vento de até 50 HP cada, entre os anos de 1608 e 1612.

A Revolução Industrial foi um grande marco negativo para a energia eólica na Europa. Com o surgimento da máquina a vapor, no século XIX, iniciou-se o declínio na utilização desta fonte de energia na Holanda. O número de moinhos caiu de 2500 para 1000 no ano de 1960. Foi exatamente a preocupação da extinção dos moinhos que levou ao desenvolvimento e melhoria do desempenho dos mesmos, através de uma sociedade holandesa criada para este fim. Com o desenvolvimento dos moinhos de vento de múltiplas pás, a utilização desta fonte de energia se difundiu por vários países, principalmente nas áreas rurais. Na segunda metade do século XIX, existiam mais de 6 milhões de cata-ventos fabricados e instalados somente nos Estados Unidos para bombeamento de água (BRASCEP, 1997).

A Segunda Guerra Mundial, no século XX, contribuiu para o desenvolvimento dos aerogeradores de médio e grande porte. Devido à preocupação dos países em envolvidos em economizar combustíveis fósseis, novas tecnologias foram empregadas nesta área. Os Estados Unidos desenvolveram um projeto de construção do maior aerogerador até então projetado. Ele foi denominado Smith-Putnam, cujo modelo apresentava 53,3m de diâmetro, utilizando uma torre de 33,5m de altura e duas pás de aço com 16 toneladas. Para a geração de energia, foi usado um gerador síncrono de 1,25 kW, com rotação constante de 28 rpm, funcionando em corrente alternada e conectado à rede local (SHEPHERD, 1994).

Durante o período entre 1955 e 1968, a Alemanha construiu e operou um aerogerador com o maior número de inovações tecnológicas da época. Estes avanços tecnológicos persistem até hoje na concepção dos modelos atuais. Este aerogerador possuía 34 metros de diâmetro, com potência de 100kW, a ventos de  $8 \text{ ms}^{-1}$  (DIVONE, 1994).

Existem perspectivas promissoras para o crescimento da indústria eólica mundial para as próximas décadas, levando em consideração o crescimento da mesma na década de 90. Mesmo com a desaceleração no aumento de potência instalada nos últimos anos, a procura por novos mercados e o desenvolvimento de novas tecnologias para aerogeradores de maior porte mostram otimismo para o crescimento sustentável para a próxima década (ANEEL, 2012).

Na atualidade, a Europa é o continente líder mundial no desenvolvimento da energia eólica. A capacidade de geração eólica, instalada em todo mundo, até julho de 2003, alcançou aproximadamente 40 GW (ENDER; MOLLY, 2002).

## **2.2 Potencial Eólico Brasileiro**

O potencial eólico brasileiro para aproveitamento energético tem sido objeto de estudo desde os anos 1970, com seu histórico revelando um grande potencial energético natural, de relevante magnitude existente no país (AMARANTE et al., 2001).

No ano de 1976, foi realizado o processamento de dados anemométricos coletados nos aeroportos brasileiros, através do Instituto de Atividades Espaciais e o Centro Técnico Espacial. Foram constatadas médias anuais de ventos na casa de  $4 \text{ ms}^{-1}$ , em medições feitas a 10 metros de altura. Estes resultados já sugeriam a viabilidade técnica de turbinas de pequeno porte para sistemas isolados, e apontavam as regiões nordeste e o arquipélago de Fernando de Noronha como as mais promissoras (CRESESB, 2008).

Até 1981, diversos protótipos de aerogeradores de pequeno porte foram desenvolvidos e testados no Centro de Lançamento de Foguetes da Barreira do Inferno, na costa do Rio Grande do Norte, em projeto conjunto com a DFVLR-IBK, órgão de pesquisa aeroespacial da Alemanha (AMARANTE et al., 2001).

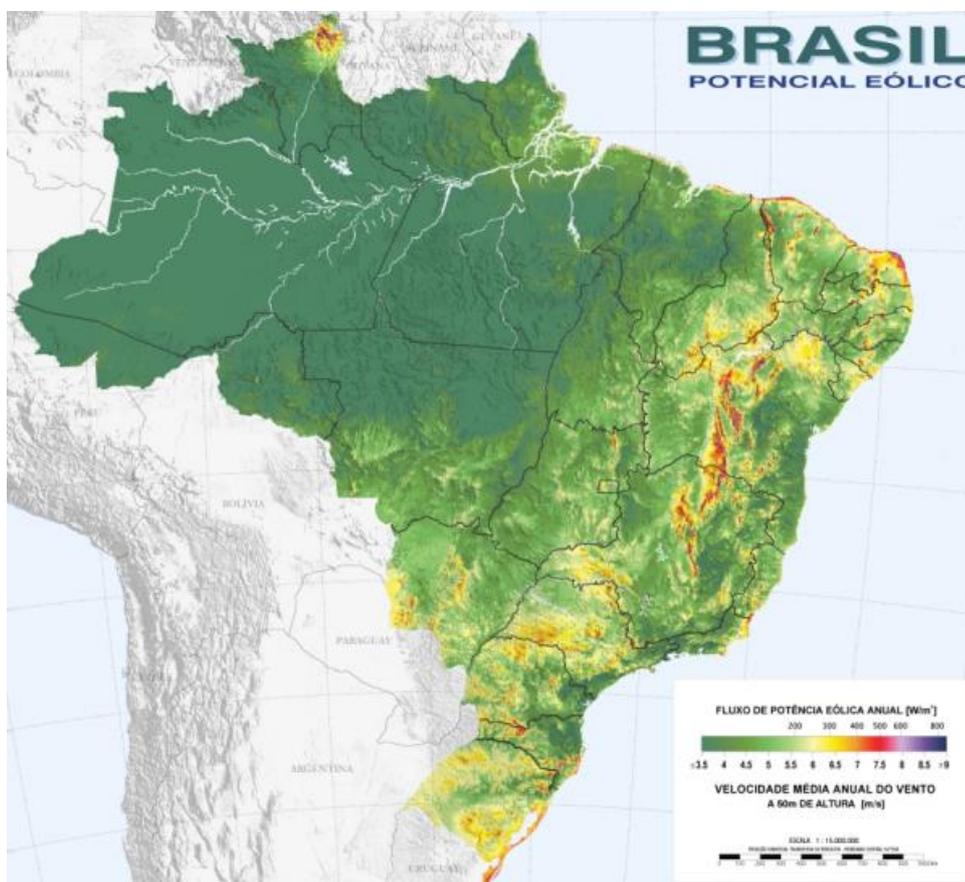
Segundo a CHESF (1987), foi finalizado neste mesmo ano um inventário do potencial eólico da região nordeste, realizado através de medições utilizando anemógrafos para um período de 5 anos (1977-1981). Essas medições foram feitas em 81 estações a 10 metros de altura, pertencentes à Rede Meteorológica do Nordeste.

Já em 2001, o Atlas do Potencial Eólico Nacional, realizado pela ELETROBRAS, indicou tendência a velocidades maiores de vento nas regiões de litoral, e também nas áreas do interior favorecidas pelo relevo e com baixa rugosidade. Nestas regiões as velocidades médias anuais do vento chegaram a  $6 \text{ ms}^{-1}$ , a 10 metros de altura (ELETROBRAS, 2001).

Em 1996, um relatório apresentado pela CHESF mostrou o potencial eólico do litoral do Ceará e no Rio Grande do Norte. Simulações computacionais com o uso

de curva de desempenho das turbinas de 500 kW e 600 kW, indicaram a possibilidade de geração de 9,55 TWh/ano no litoral do Ceará e 2,96 TWh/ano no Rio Grande do Norte, com uma ocupação de 10% do território das regiões. Em 2001, o Estado do Ceará publicou o Atlas do Potencial Eólico do Ceará, com medições realizadas a 50 e 70 metros de altura, o potencial eólico mostrado foi de 12 TWh/ano e 51,9 TWh/ano para as respectivas alturas. As velocidades médias anuais chegaram a ordem de  $9 \text{ ms}^{-1}$  (ELETROBRAS, 2001).

ELETROBRAS (2001), divulgou o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. A figura 1 mostra o potencial eólico para o território nacional, para uma altura de 50 metros.



**Figura 1** - Atlas do Potencial Eólico Brasileiro.  
Fonte: ELETROBRAS, 2001.

O Atlas apresenta as condições médias anuais de vento para as regiões do Brasil, na resolução 1 km x 1 km.

Foi estimado, por meio de integração de mapas digitais, utilizando-se recursos de geoprocessamento e cálculos de desempenho, a produção de energia elétrica a partir de curvas de potência de turbinas eólicas existentes no mercado.

Segundo Amarante et al. (2001), é possível gerar 272,2 TWh/ano de energia elétrica no Brasil, somente nas regiões com velocidades médias anuais de aproximadamente  $7 \text{ ms}^{-1}$ , em uma altura de 50 metros.

Em abril de 2004 foi criado o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). Além de incentivar os investimentos na área de geração de energia através do vento, a intenção política foi de provocar instalações de fábricas e gerar novos empregos. Na primeira fase do programa, foram escolhidos projetos com uma instalação total de 1,42 GW de potência, sendo garantida a remuneração mínima da energia gerada durante um período de operação de 20 anos (MOLLY, 2004).

### **2.3 Recursos Eólicos no Paraná**

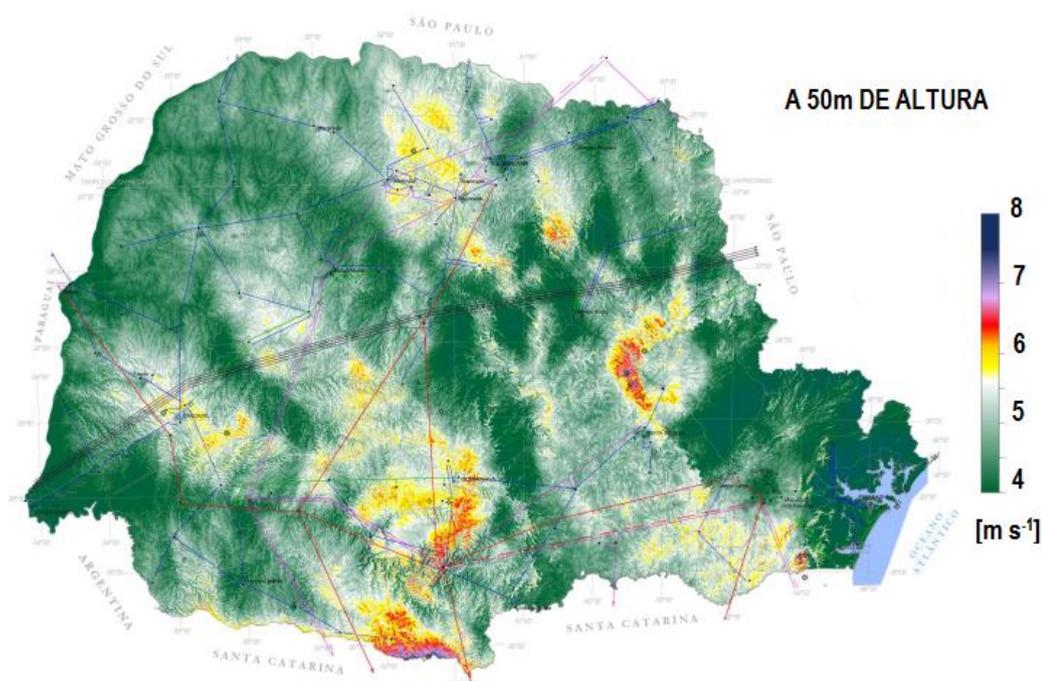
Alinhada com o crescimento mundial da utilização de fontes limpas de energia e o início do mercado brasileiro de energia eólica, a COPEL vem desenvolvendo projetos de Pesquisa & Desenvolvimento nesta área desde 1995, juntamente com a LACTEC e a Camargo Schubert. Em 1999, foi elaborado pela primeira vez o mapa eólico do Estado do Paraná, a partir dos dados do “Projeto Ventar”. Este projeto desenvolveu uma metodologia para análise da viabilidade de usinas eólicas no estado. Esta metodologia se resumiu em associar as melhores práticas em medições de velocidade do vento, com os mais recentes avanços em simulação numérica e modelagem da camada limite da atmosfera. Além disso, a metodologia abordou a verificação de incertezas nas medições da velocidade do vento e no cálculo da geração de energia (COPEL, 2000).

Segundo Amarante (1999), em 1998 a COPEL afirmava a existência de uma reserva energética efetivamente aproveitável, com ventos acima de  $6,5 \text{ ms}^{-1}$ , da ordem de 5,8 TWh ano. Esta reserva energética seria suficiente para suprir um terço do consumo de energia elétrica do estado. Estudos posteriores, chegaram a mostrar que quarenta por cento da demanda energética do Paraná poderia ser obtido através da energia eólica.

O mapa do potencial eólico do Paraná foi editado pela COPEL no início de 1999 no formato 0,7 x 1,0m, com escala de 1:1.000.000. Foram incluídos neste mapa os principais dados relevantes das localidades analisadas, tais como os modelos

usados para orografia e rugosidade. Os dados de ventos analisados foram coletados durante 5 anos, em 25 diferentes localidades, em torres de 18 a 64m de altura. Estes dados foram analisados pelo *software* WindMap, com utilização de modelos de geoprocessamento de relevo. Neste mapa foram identificadas algumas regiões mais promissoras para a exploração da energia eólica, como por exemplo a localidade de Palmas (ELETROBRAS, 2001).

As velocidades médias anuais, das regiões do Paraná, podem ser observadas na figura 2.



**Figura 2** - Atlas do Potencial Eólico do Paraná.  
Fonte: COPEL, 2007.

## 2.4 Estrutura do Vento

### 2.4.1 Variação no Tempo

A velocidade e a direção do vento estão constantemente variando com o tempo. A distribuição espacial do vento médio horário, para quatro horas locais, mostra que a direção do vento apresenta grande diversidade de comportamento no decorrer do dia, com áreas em que o vento gira cerca de 90° em doze horas, outras áreas sem variação. Quando se dispõe de medidas contínuas de direção dos ventos

(anemogramas) por um período relativamente longo (mais de dois anos), pode-se elaborar uma tabela contendo a direção, em cada hora do dia, e calcular a frequência relativa com maior probabilidade para cada direção. Desta forma, pode-se determinar a predominância da circulação atmosférica do local. Por exemplo, para a cidade de Cascavel, a predominância do vento é nordeste/sudeste e leste/oeste (BARRETO, 2000).

No Paraná, existe uma grande variação na direção dos ventos, com ocorrência desde o norte, passando por nordeste, leste, sudeste e sul. Isso é justificado pelas dimensões do estado e pelo fato da localização do estado no globo, ou seja, ele está submetido à ação de diferentes sistemas meteorológicos, tais como sistemas frontais, altas semipermanentes do Atlântico Sul e ondas de leste. Em relação à velocidade de rajada, os valores mais intensos de rajada de máxima hora tendem a se concentrar nos períodos de final de tarde e noturno (SILVA, 2000).

#### **2.4.2 Representação Espectral**

Conforme Castro (2003), a representação espectral do vento é uma medida da energia cinética associada à componente horizontal da velocidade do vento. O vento também pode ser descrito no domínio da frequência. Essa função, que é obtida pela análise de registro significativo (mais de um ano) de medidas da velocidade do vento de um local, denomina-se densidade espectral de energia. Teoricamente, o espectro de vento só é válido para caracterizar o vento da região na qual se efetuaram as medições. Porém, existe uma tendência de que sua forma geral se mantém constante (MUNEMORI, 2004).

Ao se analisar os diagramas de densidade espectral, estudos revelam a existência de dois picos de energia e de um vale, formando assim três zonas distintas:

- Zona macrometeorológica: associada a frequências baixas, que correspondem aos períodos da ordem de alguns dias. Esta zona está relacionada com o movimento de grandes massas de ar, do tipo depressões ou anticiclones;
- Zona micrometeorológica: associada a frequências mais elevadas, que correspondem aos períodos da ordem de poucos segundos. Esta zona está relacionada com a turbulência atmosférica;

- Zona de vazio espectral: associada aos períodos compreendidos aproximadamente entre dez minutos e duas horas. Esta zona está relacionada com áreas do espectro que correspondem pouca energia.

A aleatoriedade dessa característica do vento faz com que seja necessária uma análise estatística para descrever estas variações.

## 2.5 Distribuição de Weibull

A distribuição de Weibull foi apresentada pela primeira vez em 1939, pelo físico sueco Waloddi Weibull. Porém, somente em 1951 foi publicado o primeiro artigo com diversas aplicações para esta distribuição. Esta teoria estatística começou a ser utilizada mais recentemente, no campo da engenharia (MOURA, 2004).

Dentre os pioneiros na utilização desta distribuição, Hennessey (1977) e Justus (1978) merecem destaque especial. Estes aplicaram o modelo de Weibull à velocidade do vento de diferentes 100 localidades dos Estados Unidos, concluindo que o modelo foi o que melhor proporcionou os ajustes dos dados de distribuição de frequências.

Modelos probabilísticos são necessários para o melhor entendimento do comportamento dos ventos, devido à falta de expressões determinísticas que representem o fenômeno. Sendo assim, a utilização destes modelos em estudo é de grande importância para a determinação do potencial energético através da energia eólica para uma região (SILVA, 1999).

Segundo Moss (2001), a distribuição de Weibull é uma generalização da distribuição de Rayleigh. Ela contém os parâmetros “k” e “A” que permitem um ajuste de curva mais refinado para diferentes características de vento. Além disso, ela pode ser utilizada para adaptar uma distribuição para condições em que a mesma não é suficientemente aproximada pela distribuição de Rayleigh.

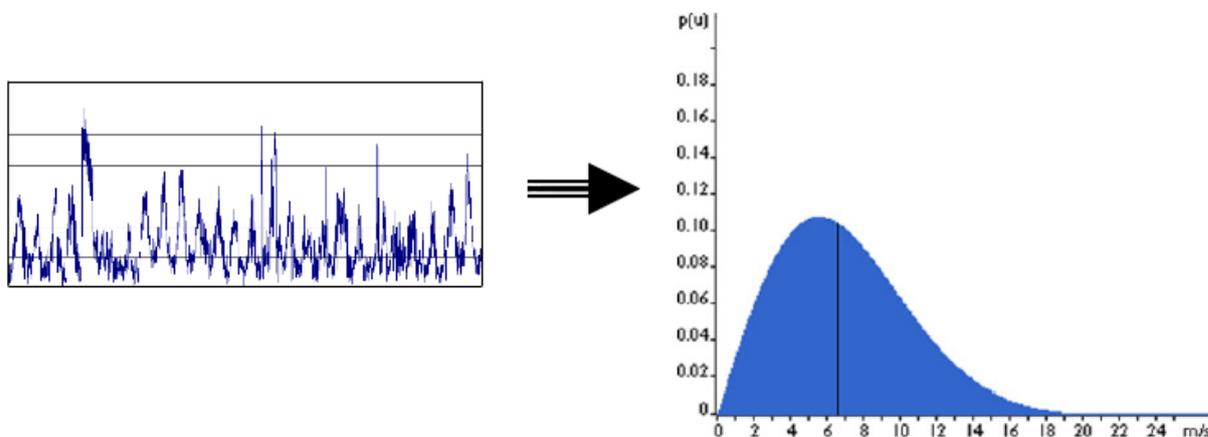
A função de Weibull é a distribuição contínua que usualmente mais se aproxima à sua distribuição discreta representada nos histogramas de velocidade de ventos. Isso ocorre porque tem maior precisão na descrição das circunstâncias do vento e é empregada nos trabalhos de avaliação de potenciais eólicos (MATTUELLA, 2007).

Segundo Castro (2003), os registros da densidade de probabilidade ganham importância se puderem ser descritos por expressões analíticas. Existem várias distribuições probabilísticas para descrever o comportamento e regime dos ventos, mas a distribuição de Weibull é considerada como a mais adequada.

A distribuição de Weibull leva em conta o desvio padrão dos dados coletados, porque introduz uma informação acerca das incertezas com que podem ocorrer as velocidades previstas a partir dos dados coletados, sendo assim, um importante parâmetro estatístico (MOSS, 2001).

Posto que a intensidade da velocidade do vento não é constante, para se determinar a energia produzida pelos ventos durante um intervalo de tempo, é necessário realizar um tratamento nos dados que são coletados. Este tratamento tem como objetivo mostrar quais as velocidades do vento e as frequências que eles ocorreram neste intervalo. Em outras palavras, esta análise estatística evidencia quais as velocidades de vento ocorreram mais vezes neste mesmo intervalo de tempo, como por exemplo ventos de  $3 \text{ ms}^{-1}$  ou  $5 \text{ ms}^{-1}$  (BRASCEP, 1997).

A figura 3 mostra, primeiramente, dados de ventos em série temporal, e estes mesmos dados após ser realizada a distribuição de Weibull.



**Figura 3** - Representação de uma série de dados temporais pela distribuição de Weibull.  
Fonte: DANISH WIND INDUSTRY ASSOCIATION, 2016.

### 2.5.1 Aplicações da Distribuição de Weibull no Mundo

A distribuição de Weibull foi apresentada pela primeira vez em 1939, pelo físico sueco Waloddi Weibull. Porém, somente em 1951 foi publicado o primeiro artigo com diversas aplicações para esta distribuição. Esta teoria estatística começou a ser utilizada mais recentemente, no campo da engenharia (MOURA et al., 2004).

Dentre os pioneiros na utilização desta distribuição, Hennessey (1977) e Justus (1978) merecem destaque especial. Estes aplicaram o modelo de Weibull à velocidade do vento de diferentes 100 localidades dos Estados Unidos, concluindo que o modelo foi o que melhor proporcionou os ajustes dos dados de distribuição de frequências.

No Brasil, esta distribuição já foi utilizada em várias pesquisas, em regiões diferentes do país. Mattuela (2005) utilizou a distribuição de Weibull para verificar a viabilidade do aproveitamento da energia eólica em três localidades no Estado do Rio Grande do Sul. No município de Nova Hartz, foi comprovada a inviabilidade técnica do emprego do regime de ventos local para efeito de geração de energia elétrica, dado que a velocidade média do vento no período de 1º de dezembro de 2001 até 30 de novembro de 2002, foi de  $1,41 \text{ ms}^{-1}$ , para uma altura de medição de 13m. Já nas cidades de São Lourenço do Sul e Tapes, a implantação de sistemas eólicos foram consideradas viáveis tecnicamente. Foram utilizados dados de ventos coletados nos anos de 1989 e 1990, para uma altura de 14m. Os resultados foram comparados com estudos anteriores e as divergências encontradas foram justificadas com o método utilizado para medição do vento in-loco.

Watt, Xu e Bloomerang (2010) desenvolveram um modelo para germinação de sementes hidrotermais, utilizando a distribuição de Weibull. O estudo foi denominado como “Desenvolvimento de um modelo de germinação de sementes de tempo hidrotérmico que utiliza a distribuição de Weibull para descrever o potencial de água base”. Afirma que dentro de uma população de sementes, a variação do tempo de germinação decorre da variação do potencial de água fornecido, que pode ser modelado por uma distribuição normal. Outras variáveis foram consideradas no estudo, como a temperatura das sementes, e temperatura da água. Quando incorporada ao modelo de distribuição normal, a distribuição de Weibull descreveu com mais precisão o tempo de germinação e a temperatura ótima da água, além do potencial de água necessário. Os autores ainda afirmaram que, devido a flexibilidade da distribuição de Weibull, o novo modelo utilizado não só fornece um método útil para prever a germinação, mas também um meio para se determinar o potencial hídrico necessário.

Em 2011, a Universidade de Coimbra, em parceria com a Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, utilizaram a distribuição de Weibull para

analisar turbinas eólicas de pequeno porte. Foram realizadas simulações utilizando a distribuição de weibull para representar o comportamento do vento, e verificar a degradação na estrutura física de uma turbina e sua vida útil. Observou-se que, após 3,6 milhões de ciclos, a degradação do material não comprometeu a operação da turbina. Tal estudo foi apresentado no “Europe’s Premier Wind Energy Event”, em Brussels, na Bélgica (ALÉ et al., 2011).

Almalki e Yuan (2012) desenvolveram uma distribuição de Weibull modificada. Na Universidade de Manchester, Reino Unido, adaptando a distribuição para a estimativa de vida de uma pessoa, introduzindo novos coeficientes na distribuição, com melhores ajustes do que os modelos existentes. O estudo foi denominado de “Uma nova distribuição de Weibull modificada”.

Bilir (2015), na Universidade de Atilim de Ankara, na Turquia, utilizou a distribuição de Weibull para analisar as velocidades de vento sazonal e anual, assim como a função de densidade de probabilidade para verificar o potencial eólico da região. Os dados de ventos foram coletados durante junho de 2012 e 2013, com medições em 20, 30 e 50 metros de altura. A pesquisa tem o título de *Seasonal and yearly wind speed distribution and wind power density analysis based on Weibull distribution function*. Os valores anuais de densidade de potência foram  $39,955 \text{ W m}^{-2}$  para 20 metros,  $51,282 \text{ W m}^{-2}$  para a 30 metros e  $72,615 \text{ W m}^{-2}$  para a altura de 50 metros. O autor conclui que a o potencial de vento na região não é adequado para turbinas de grande capacidade, e que esta fonte de energia pode ser melhor explorada utilizando turbinas de pequena escala.

## 2.6 Aerogeradores

São conhecidos também como turbinas eólicas. Estes equipamentos absorvem parte da potência cinética do vento, para produção de energia elétrica. Seus principais componentes são a turbina eólica e o gerador, mas também se incluem outros equipamentos, dispositivos e sistemas (MATTUELLA, 2005).

Os principais tipos de aerogeradores são os de eixo vertical e eixo horizontal. Esses aerogeradores precisam de forças aerodinâmicas que possibilitam a conversão de energia eólica para elétrica: são as forças de arrasto e a força de sustentação. Os rotores que giram sob a influência das forças de sustentação produzem maior potência

do que aqueles que precisam da força de arrasto, considerando uma mesma velocidade de vento. Os aerogeradores que utilizam a força de arrasto possuem uma eficiência menor na conversão de energia, mas por outro lado, são mais simples e possuem um custo menor para produção (CRESESB, 2008).

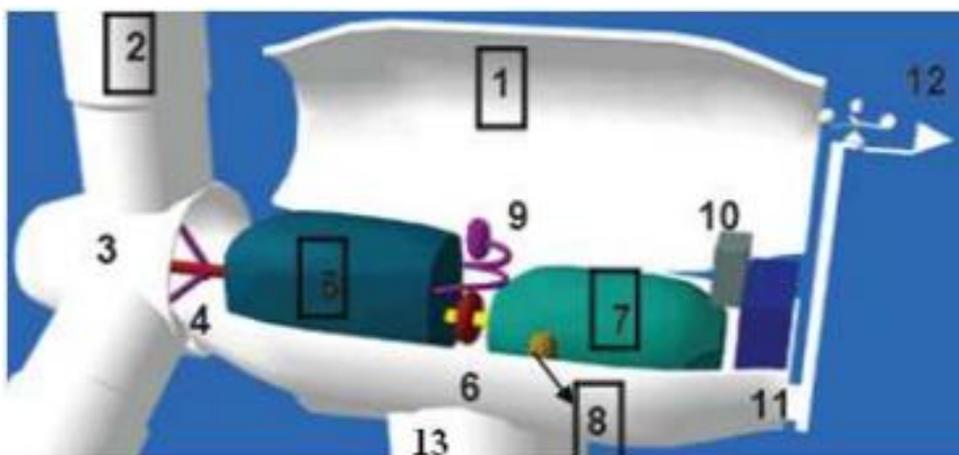
### 2.6.1 Princípio da Geração de Energia Elétrica

O vento que passa pelo aerogerador aciona a turbina eólica, produzindo assim energia mecânica no eixo. Por sua vez, o eixo movimenta o gerador (alternador) que converte energia mecânica em energia elétrica por meio de conversão eletromagnética. Caixas multiplicadoras são utilizadas, na maioria das vezes, para o acoplamento entre a turbina e o gerador. Em alguns casos, este acoplamento é realizado diretamente (CUSTÓDIO, 2007).

Evidentemente, ocorrem perdas energéticas nas várias etapas de conversão. Neste sentido, para se reduzir estas perdas, as várias partes constituintes de uma unidade eólica devem ser analisadas, a fim de se estabelecer uma modelagem para a correta análise do comportamento dinâmico dos aerogeradores (PINTO, 2013).

### 2.6.2 Partes de um Aerogerador

Os principais componentes de um aerogerador de eixo horizontal, podem ser observados na figura 4.



**Figura 4** – Principais componentes de um aerogerador.  
Fonte: Alvim Filho, 2009.

A nacele, representada pelo componente com número 1, é a carcaça montada sobre a torre, onde estão localizados o gerador, a caixa de acoplamento e os demais dispositivos do aerogerador junto à turbina (CUSTÓDIO, 2007).

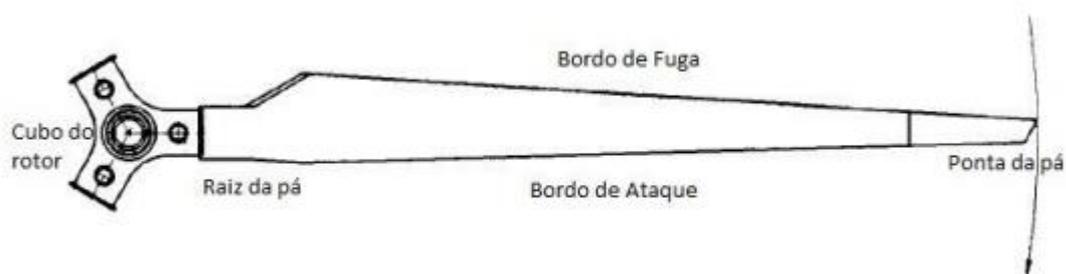
Internamente, conforme a figura 5, pode ter ou não uma caixa de engrenagens multiplicadora.



**Figura 5** – Nacele com e sem caixa multiplicadora  
Fonte: Alvim Filho, 2009.

Representada pelo número 2, as pás são aerofólios que capturam energia do vento, convertendo em energia rotacional no eixo. Podem ser fabricadas utilizando-se materiais como fibra de carbono, fibra de vidro ou compostos sintéticos, geralmente plásticos reforçados (FILHO, 2009).

A figura 6 mostra um dos modelos de pá de um aerogerador e seus componentes.



**Figura 6** – Componentes de uma pá de aerogerador  
Fonte: Stiesdal, 1999.

Ainda na figura 4, o cubo de um aerogerador é indicado pelo número 3. É o componente que recebe as pás, e junto com estas formam o rotor, transmitindo a energia captada pelas pás para o eixo (PINTO, 2013).

O número 4, remete-se ao eixo. Ele é responsável pelo acionamento do gerador, fazendo a transferência da energia mecânica da turbina. Transfere a energia rotacional para uma caixa multiplicadora, no caso de geradores convencionais, ou então diretamente para o gerador, no caso de geradores multipolos (CUSTÓDIO, 2007).

A caixa de engrenagens, ou caixa multiplicadora, é indicada pelo número 5. Tem a função de aumentar a velocidade do eixo entre o cubo do rotor e o gerador. Tem sua necessidade justificada ao fato da velocidade de rotação de um rotor de grande porte ser muito baixa, na ordem de 20 a 150 rpm, comparada à velocidade de rotação de um gerador, que fica na casa de 1200 a 1800 rpm (CRESESB, 2008).

Este componente é dispensado no caso de geradores multipólos. A figura 7 ilustra uma caixa multiplicadora de velocidades.



**Figura 7** – Gerador conectado a caixa de engrenagens (vista à direita).  
Fonte: CRESESB, 2008.

O número 6, da figura 4, representa o eixo de alta velocidade com freio mecânico.

O componente indicado pelo número 7, representa o gerador elétrico. É o responsável pela geração de energia elétrica, pode ser síncrono ou assíncrono, dependendo do modelo. Os geradores com velocidade variável podem usar gerador síncrono, devido sua capacidade de controlar a tensão e potência reativa gerada, o que não é possível para os geradores assíncronos. Porém, a frequência será proporcional à velocidade de rotação do rotor, exigindo assim um sistema de conversão de frequência. Os sistemas de conversão de frequência utilizam eletrônica de potência, com um retificador AC-DC e um inversor DC-AC, possibilitando o controle de saída da onda (CUSTÓDIO, 2007).

Os componentes com a numeração 8 e 9, são o controlador de orientação e o sistema hidráulico, respectivamente. O controlador de orientação move o rotor para alinhá-lo a direção do vento, já o sistema hidráulico é utilizado para lubrificação da caixa de engrenagens, através de um sistema hidráulico, com bombas, trocadores de calor, sistema de comando, supervisão e controle (CUSTÓDIO, 2007).

A unidade de controle eletrônico, representada pelo número 10, monitora o sistema, controla o mecanismo de ajuste para alinhamento da turbina com o vento e desliga a turbina em caso de mau funcionamento. A célula de resfriamento está representada pelo componente de número 11, assim como a unidade de medição de velocidade e direção do vento pelo número 12 (MELO, 2012).

A torre, representada pelo componente indicado pelo número 13, sustenta o rotor e a nacelle. De forma paralela, erguem todo o conjunto a uma altura onde as pás possam girar com segurança e distantes do solo (PINTO, 2013).

### **2.6.3 Evolução dos Aeroogeradores**

Na década de 70, por ocasião da crise do petróleo, o interesse pela energia eólica ganhou proporções comerciais. Outro fator importante, foi a dificuldade na operação de usinas nucleares, o que originou a necessidade de identificação de novas fontes energéticas (SILVA, 1999).

Antes do mercado ser predominado pelas turbinas eólicas, oriundas da Califórnia, as turbinas dinamarquesas, da classe de 20 a 50 kW de potência eram as mais utilizadas até 1982. Desta forma, o número de turbinas eólicas disparou de 150, em 1981, para 16000 em 1985. Essa competição entre as turbinas dinamarquesas e americanas levaram à queda dos preços das máquinas, ao passo que a demanda crescia ao mesmo tempo. Nesta mesma época, o investimento no desenvolvimento das turbinas, principalmente na Alemanha, não foi compatível com os resultados obtidos. Dificuldades de ordem técnica, para o desenvolvimento de grandes turbinas, criaram uma imagem negativa, o que desencadeou um desinteresse por parte das concessionárias (MATTUELLA, 2005).

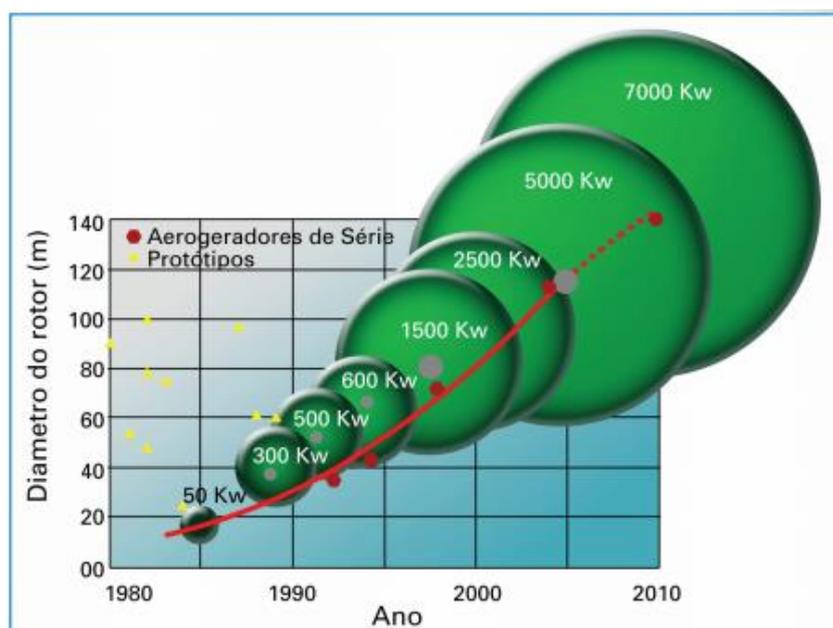
Pode-se afirmar que o desenvolvimento de grandes turbinas eólicas teve um sucesso parcial até 1994, apesar dos altos custos restringirem o mercado à produtos subsidiados, as turbinas constituíram-se em equipamentos tecnicamente viáveis, mas

não apresentaram soluções próximas à escala comercial. Em 2002, a lei *Renewable Energy Law* regulou as instalações *offshore*. Desde então, ocorreu o aumento do tamanho das turbinas, o que acarretou no crescimento na capacidade mundial instalada (TWELE; GASCH, 2002).

Na última década, turbinas com grande capacidade de produção, na casa dos 4,5 MW, estão em fase de consolidação tecnológica. Como por exemplo, a turbina Enercon E 112, da empresa ENERCON, que possui pás com diâmetro de 112m e altura do eixo de 120m, situada na Alemanha. No Brasil, a fabricante GE é a líder no mercado de turbinas eólicas, e pretende entregar novas turbinas de até 2,4 MW de potência nominal.

Outras empresas deste segmento, como a alemã Wobben, possuem pesquisas e projetos pilotos para turbinas ainda maiores. Porém, isso não garante que a relação custo/watt gerado seja menor que a atual (ENDER; MOLLY, 2002).

A figura 8 mostra a evolução das turbinas desde 1980.



**Figura 8** - Evolução na potência das turbinas eólicas.  
Fonte: DEWI, 2005.

## 2.7 Custos de Investimento para um Aerogerador

Segundo DEWI (2003), o preço para uma turbina eólica fornecida e instalada no Brasil, resultará em um valor médio de 751 Euros/kW, ou seja, aproximadamente R\$ 2.774/kW, incluindo neste valor possíveis taxas de importação.

Para chegar a este valor, foi realizado um estudo, baseando-se em uma amostragem de 1000 turbinas desenvolvidas na Alemanha. Neste levantamento, foi concluído que, para o mercado daquele país, o custo médio de uma turbina instalada é da ordem de 895 Euros/kW. Para chegar no valor aplicado no mercado brasileiro, foram utilizados os mesmos pressupostos de amostragem. O estudo ainda mostra, uma margem para o valor médio brasileiro, com valor limite inferior de R\$ 2.200/kW e limite superior de R\$ 3.311/kW (DEWI, 2003).

Além disso, é necessário considerar o imposto alfandegário de 14%. Em razão deste custo, e levando em conta que, no caso do PROINFA pode-se importar no máximo 40% do projeto, o custo total de investimento sofrerá um acréscimo de aproximadamente 5% do total (MANTUELLA, 2005).

Alguns outros custos são denominados secundários, como por exemplo a fundação da turbina, conexão à rede da concessionária, obras civis e custos de projeto. Estes custos giram em torno de 255 Euros/kW ou R\$ 942/kW. O principal fator neste valor médio é a conexão com a rede da concessionária, que no Brasil é em média de 29 km de distância.

Segundo a fabricante Wobben, o valor médio em investimento inicial para usinas de médio e grande porte (acima de 30 MW) é de R\$ 4.200.000,00 por MW instalado.

### **2.7.1 Custos de Operação e Manutenção**

Segundo a fabricante Wobben, o custo de mão de obra para a implantação de uma turbina eólica é de 1% do investimento inicial em equipamentos, no ano de 2015.

Por outro lado, o PROINFA indica que os custos para operação e manutenção estão na ordem de R\$ 50/kW, para a operação nos dois primeiros anos, R\$ 100/kW do terceiro ao décimo ano e R\$ 120/kW a partir do 11º ano.

Conforme o levantamento feito pelo DEWI (2003), o custo médio de operação e manutenção gira em torno de R\$ 75,38/kW, e após o término no prazo de garantia dos equipamentos, o custo passa em média para R\$ 87,46/kW.

## 2.8 Potência Eólica

O cálculo da potência eólica pode ser feito por processos de menor ou maior complexidade, segundo as teorias que se adotam. A fórmula proposta por Betz permite o cálculo da potência eólica em função da massa específica do ar e a velocidade do vento em  $\text{ms}^{-1}$  (ELETROBRAS, 2001).

A energia cinética de uma massa de ar é dada pela equação 1.

$$E = \frac{1}{2} m v^2 \quad (1)$$

sendo,

$E$  = energia cinética (J);

$m$  = massa do ar (kg);

$v$  = velocidade de deslocamento da massa de ar;

Considerando a massa de ar “ $m$ ” em movimento a uma velocidade “ $v$ ”, perpendicular a uma sessão transversal de um cilindro imaginário, a potência eólica disponível nesta sessão é determinada pela equação 2 (CUSTÓDIO, 2007).

$$P = \frac{1}{2} \rho A V_{ma}^3 \quad (2)$$

sendo,

$P$  = potência eólica (W);

$\rho$  = densidade do ar ( $\text{kg m}^{-3}$ );

$A$  = área de varredura das pás do aerogerador ( $\text{m}^2$ );

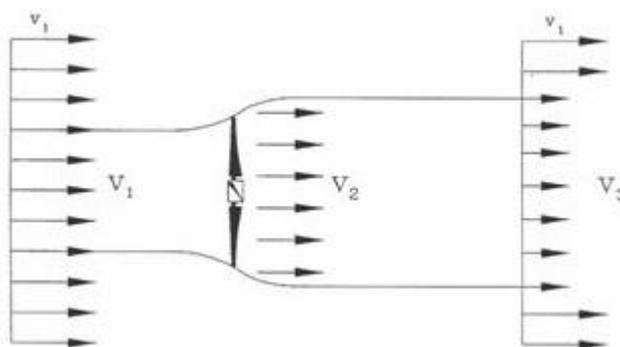
$V_{ma}$  = velocidade média anual do vento ( $\text{ms}^{-1}$ ).

## 2.9 Coeficiente de Betz

A potência disponível no vento não pode ser aproveitada totalmente pela turbina eólica, na conversão em energia elétrica. Este conceito fica nítido ao perceber

que, depois de passar pelas pás do aerogerador, o vento ainda apresenta uma velocidade considerável, o que demonstra que nem todo potencial foi aproveitado.

O físico alemão Albert Betz estudou o valor máximo desta parcela de energia extraída do vento, considerando um conjunto de pás em um tubo, onde  $v_1$  representa a velocidade do vento antes de atingir as pás,  $v_2$  a velocidade do vento ao atingir as pás e  $v_3$  a velocidade do vento após deixar as pás, conforme a figura 9 (ELETROBRAS, 2001).



**Figura 9** - Perdas de velocidade do vento na passagem por um conjunto de pás.  
Fonte: CRESESB, 2001.

Para o estudo, Betz assume um deslocamento homogêneo do fluxo de ar  $v_1$  que é retardada pelo conjunto de pás. A energia cinética extraída pelo aerogerador é a diferença entre a energia cinética da massa de ar com velocidade  $v_1$  e  $v_3$ , conforme a equação 3 (DUTRA, 2001).

$$E = \frac{1}{2} m (v_1^2 - v_3^2) \quad (3)$$

sendo,

$E$  = energia cinética extraída;

$m$  = massa de ar deslocada (kg);

$v_1$  = velocidade da massa de ar antes de atingir as pás;

$v_3$  = velocidade da massa de ar após passa pelas pás.

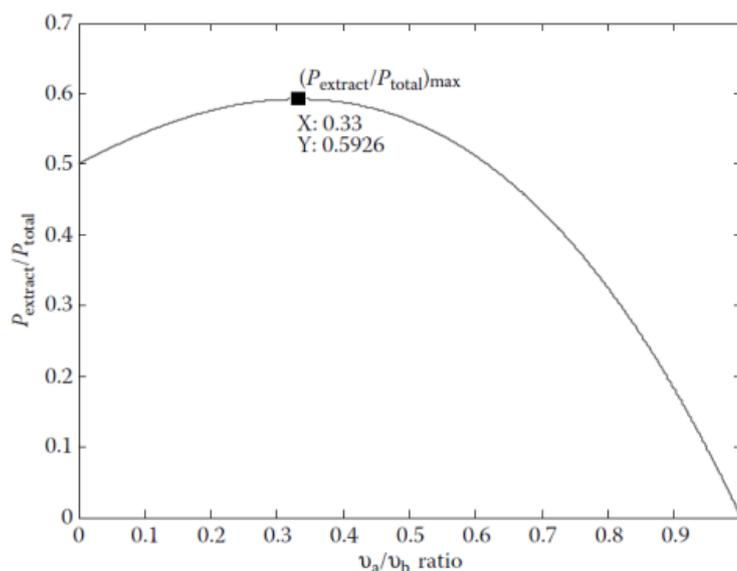
Como resultado do seu estudo, Betz apresentou o comportamento deste aproveitamento da energia cinética do vento, em relação as velocidades de vento  $v_1$  e  $v_3$ .

Conforme CRESEB (2001), o coeficiente de Betz pode ser calculado conforme a equação 4.

$$C_p = \left\{ \frac{1}{2 \left[ 1 + \frac{v_3}{v_1} \right] \left[ 1 - \left( \frac{v_3}{v_1} \right)^2 \right]} \right\} \quad (4)$$

A lei de Betz demonstra como o máximo teórico de potência que pode ser extraída e de aproximadamente 59%. No entanto, na prática, a verdadeira eficiência do sistema de conversão eólica é um pouco diferente (KHALIGH; ONAR, 2010).

A figura 10 mostra a variação do coeficiente de Betz para cada relação de ventos  $v_1$  e  $v_3$ .



**Figura 10** - Máximo teórico da potência que pode ser extraída do vento.  
Fonte: Khaligh; Onar, 2010.

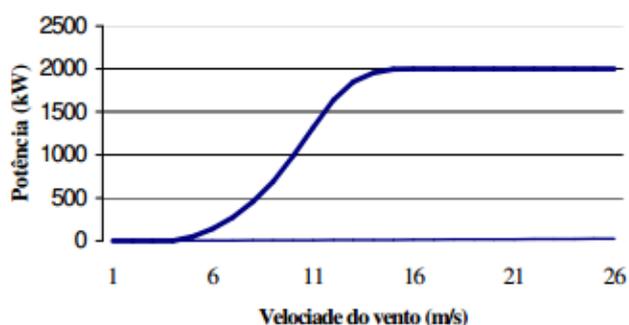
O valor máximo para o coeficiente de Betz é aproximadamente 0,593, quando a velocidade do vento após a passagem pelas pás é de 33,3% em relação à velocidade do vento antes da passagem pelo aerogerador. Sob condições reais, o coeficiente de potência não alcança mais que 0,5, porque ele inclui todas as perdas, devido a rugosidade do terreno e aerodinâmica do aerogerador (MOLLY, 1998).

## 2.10 Curva de Potência de uma Turbina Eólica

A curva de potência de um aerogerador tem como objetivo demonstrar a potência elétrica gerada, em Watts, para cada velocidade do vento em que esse aerogerador é submetido. Sendo assim, é possível prever o desempenho desta turbina em qualquer localidade, somente com os dados de velocidades de ventos manipulados estatisticamente (CRESESB, 2001).

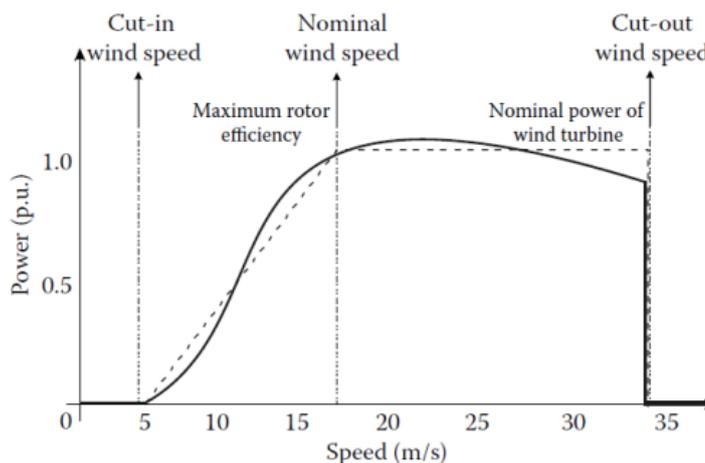
Segundo Sousa (2014, p.10), “as turbinas eólicas podem ser caracterizadas pela sua curva de potência. A curva de potência de uma turbina é um diagrama que relaciona a potência específica de saída com diversas velocidades de vento”.

Esta curva pode ser obtida através do catálogo do fabricante da turbina eólica, como pode se observar na figura 11.



**Figura 11** - Curva de potência de um aerogerador.  
Fonte: Acunha; Almeida, 2010.

Caso o fabricante não disponibilize a curva de potência, ela pode ser estimada através das velocidades de *cut-in*, *nominal wind speed* e *cut-out* do aerogerador, conforme ilustra a figura 12. A velocidade de *cut-in speed* representa a velocidade mínima para o arranque do aerogerador, e a velocidade de corte da turbina pode ser denominada *cut-out speed*. A velocidade do vento em que a turbina trabalha em sua potência nominal, pode ser chamada também de *nominal speed wind*. Durante o funcionamento da turbina, se a velocidade do vento atingir valores que comprometam a integridade do sistema, a turbina deve ser parada. Tanto as pás, como os cabos que compõem as turbinas são suscetíveis a danos durante essas altas velocidades (KAHLIGH; ONAR, 2010).



**Figura 12** - Diferentes zonas que caracterizam a curva de potência.  
Fonte: Khaligh; Onar, 2010.

## 2.11 Lei de Prandtl

A velocidade do vento de um local é influenciada devido o atrito causado com a superfície terrestre. Esta variação da velocidade acontece em consequência das camadas mais baixas de ar retardarem as camadas que estão por cima. Este efeito de força de atrito vai diminuído até praticamente se anular a uma altura de aproximadamente 2000 metros. Esta zona da atmosfera, onde esta força é praticamente nula, pode ser denominada de camada limite atmosférica. Acima desta zona, diz-se que a atmosfera é livre (MUNEMORI, 2004).

Segundo Castro (2003), a região da camada que fica até 100 metros da superfície terrestre é chamada de camada superficial. Nesta região que a topografia do terreno e, principalmente, a rugosidade do solo interferem de forma mais brusca no perfil de velocidade do vento, que pode ser representado de forma adequada pela lei logarítmica de Prandtl, conforme a equação 5.

$$V_m(z) = \left( \frac{V_{at}}{K_v} \right) * \ln\left(\frac{z}{z_0}\right) \quad (5)$$

sendo,

$V_m(z)$  = velocidade média do vento na altura  $z$  ( $ms^{-1}$ );

$V_{at}$  = velocidade de atrito ( $ms^{-1}$ );

$K_v$  = Constante de Von Karman (cujo valor é 0,4);

$z_0$  = Comprimento característico da rugosidade do solo (m).

A velocidade de atrito, que varia com a rugosidade do solo, com a velocidade do vento, e também com outras forças que se desenvolvem na atmosfera é um parâmetro complexo de se calcular. Desta forma, tendo em vista os efeitos do intercâmbio de quantidade de movimento em uma camada limite e aplicando-se os estudos feitos na teoria de camada limite no problema meteorológico, pode-se aproximar a lei de Prandtl com a lei das potências (BLESSMANN, 1995).

A lei das potências pode ser definida pela equação 6.

$$V_m(z) = \left(\frac{z}{z_0}\right)^p * V_m(z_0)^p \quad (6)$$

sendo,

$V_m(z)$  = velocidade média do vento na altura  $z$  ( $\text{ms}^{-1}$ );

$z_0$  = altura dos sensores do anemômetro (m);

$P$  = parâmetro de rugosidade (tabelado).

As classes de rugosidade podem ser observadas na Tabela 10, no anexo 2.

### 2.11.1 Fator de Capacidade

A razão entre a energia produzida durante o período de um ano e a energia nominal produzida integralmente em um ano, denomina-se fator de capacidade do aerogerador. Os dados de ventos descritos na distribuição de Weibull, permitem o cálculo da energia produzida para as regiões de estudo, já a energia nominal é obtida através do fabricante do produto e o total de horas em um ano (CUSTÓDIO, 2007).

Dessa forma, o FC pode ser expresso pela equação 7:

$$FC = \frac{E_{pot}}{Pot_n * 8760} \quad (7)$$

sendo:

$E_{pot}$  = energia gerada pela turbina durante um ano para região (Wh).

$Pot_n$  = potência nominal da turbina (W).

Segundo a ELETROBRAS (2000), para a escolha da viabilidade técnica foram estabelecidas quatro classes envolvendo intervalos de FC. São elas:

- FC – Classe 1:  $0% < FC < 10%$ ;
- FC – Classe 2:  $10% < FC < 20%$ ;
- FC – Classe 3:  $20% < FC < 30%$ ;
- FC – Classe 4:  $30% < FC < 40%$ .

O aerogerador é considerado tecnicamente viável quando possui um fator de capacidade igual ou superior a Classe 2.

## 2.12 Valor Presente Líquido

A Teoria das Finanças reconhece o VPL como um mecanismo adequado para a avaliação de investimentos, tendo em vista que o método compara as entradas e saídas de caixa do projeto na data “zero” (ROSS; WESTERFIELD; JAFFE, 2002).

Por outro lado, o uso do mecanismo pode conduzir a resultados inadequados, caso o usuário do método não utilize taxas de desconto que não reflitam corretamente o nível de risco do projeto estudado (LEMES; RIGO; CHEROBIM, 2002).

Para se encontrar uma ótima avaliação de risco ou viabilidade do projeto, o VPL depende da apuração do fluxo de caixa orçado no projeto, o qual deve se apontar detalhadamente todas as entradas e saídas de recursos previstas. Desta forma, o fluxo de caixa livre gerado durante a vida útil do investimento fica previsível (DAMODARAN, 2009).

Segundo Gitman (1997), o VPL pode ser calculado pela equação 8.

$$VPL = \sum_{k=0}^n \frac{FC}{(1+i)^k} \quad (8)$$

sendo,

VPL: valor presente líquido;

FC: fluxos de caixas verificados no projeto;

i: taxa de desconto do projeto;

k = tempo de desconto de cada entrada de caixa;

$n$  = tempo de desconto do último fluxo de caixa.

### **2.13 Payback**

É uma ferramenta que determina o tempo de retorno de um investimento, descontando-se a taxa de juros que representa o risco estimado do empreendimento (MOTTA; CALÔBA, 2002).

Conforme Kassai (2000), o *payback* pode ser considerado como o período de recuperação de um investimento, demonstrando o prazo necessário para que o montante do capital investido seja recuperado por meio de fluxos líquidos de caixa gerado pelo projeto.

### **2.14 Taxa Interna de Retorno**

A taxa interna de retorno é utilizada juntamente com a análise de *Payback* e VPL, e representa a taxa de desconto capaz de anular o VPL do projeto de investimento (HOJI, 2010).

Segundo Pilão e Hummel (2003), a TIR é uma ferramenta que tem como objetivo encontrar a remuneração de um investimento em termos percentuais. Apurar a TIR equivale a calcular a potência máxima do projeto, sendo assim possível verificar o percentual exato oferecido pelo investimento.

### **2.15 Matlab®**

O Matlab® é um *software* de computador de uso específico, implementa linguagem de programação própria e oferece uma ampla biblioteca de funções predefinidas, facilitando a programação técnica. Desta forma, esta grande variedade de funções possibilita a solução de vários problemas técnicos, em comparação a outras linguagens de programação, como C®, C++® ou Assembly (MATHWORKS, 2016).

O *software* Matlab® vem da abreviatura de Matrix Laboratory, e tem como objetivo aperfeiçoar a execução de cálculos matemáticos científicos. Dentre as

diversas áreas de conhecimento, geralmente é utilizado nas ciências exatas e naturais e a engenharia (MATHWORKS, 2016).

Primeiramente, foi desenvolvido para operações matemáticas sobre matrizes, mas com o passar do tempo, se tornou uma ferramenta capaz de resolver essencialmente qualquer problema teórico. (CHAPMAN, 2003)

As funções de tratamento numérico possuem alto desempenho e são capazes de resolver problemas computacionais técnicos, de uma forma mais eficiente em relação a outras linguagens, como Fortran ou C.

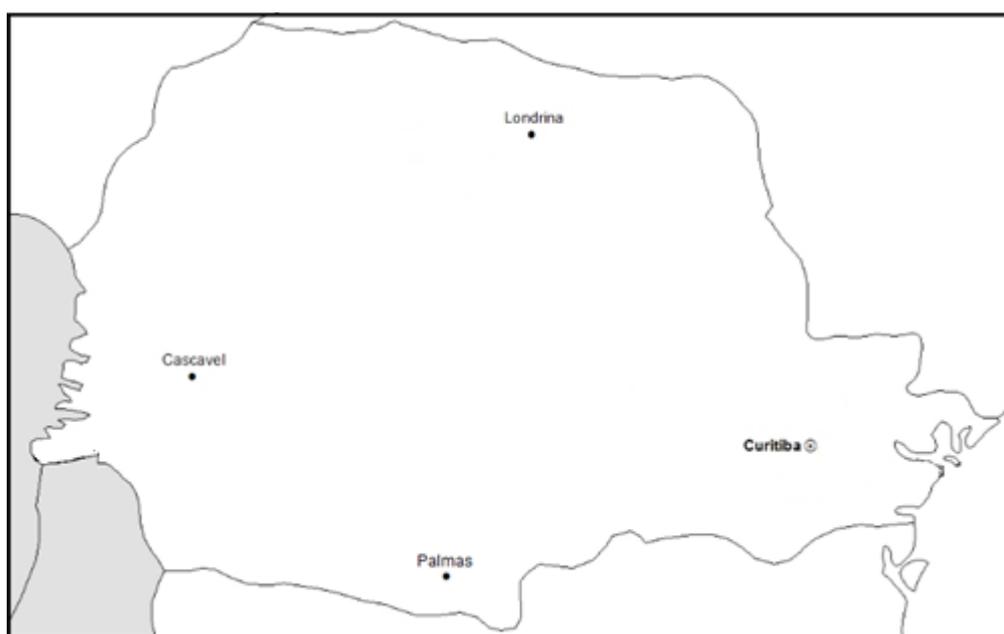
Conforme Chapman (2003), o MATLAB® possui muitas vantagens como a facilidade de uso, independência de plataforma, funções predefinidas, interface gráfica de usuário, entre outras. Mas, existem também algumas desvantagens, a primeira delas é o fato da linguagem do *software* ser uma linguagem interpretada, desta forma ao fazer uma analogia com as linguagens compiladas, o MATLAB® pode ser mais lento, a segunda desvantagem é o custo, sendo que, uma cópia completa do MATLAB® pode custar de cinco a dez vezes mais caro que um compilador convencional, sendo este C ou Fortran.

Para esta pesquisa, o Matlab® foi utilizado para a execução da distribuição de Weibull, utilizando os dados de ventos coletados pelo SIMEPAR.

### 3. MATERIAL E MÉTODOS

#### 3.1 Região de estudo e dados de ventos coletados.

Para a realização deste estudo, foram utilizados dados de velocidade e direção do vento, nas cidades de Cascavel, Londrina e Palmas, todas pertencentes ao Estado do Paraná, como mostra a figura 13. Estes dados foram coletados pelo Sistema Meteorológico do Paraná (SIMPEPAR), que possui torres de medição nas cidades supracitadas. As regiões para coleta de dados foram escolhidas devido à distribuição geográfica, diferença de relevo e intensidades de ventos. As medições foram realizadas no período de janeiro de 2011 a dezembro de 2015, com as velocidades de vento de hora em hora e suas respectivas direções, para uma altura de 10 metros.



**Figura 13** - Localização das cidades no mapa do Estado do Paraná.  
Fonte: Autor.

A metodologia utilizada baseou-se na análise estatística descritiva e aplicação da distribuição de Weibull, para a obtenção de um ajuste de curva, e também para a obtenção da densidade de ocorrência das frequências de ventos. Os dados de ventos foram coletados pelo SIMPEPAR com um intervalo de cinco em cinco minutos. Para o estudo, foi considerado o valor médio da velocidade para cada hora. Com estes

resultados foram estimados os potenciais eólicos de cada localização, através da escolha adequada do aerogerador e pelo cálculo de fator de capacidade do mesmo.

### 3.2 Estações de Medição

Instituído em 1993, o SIMEPAR foi mantido por sete anos através de um convênio entre a COPEL e o Instituto Agrônômico do Paraná, com a interveniência da Universidade Federal do Paraná. Em consequência do processo de reestruturação do setor energético e da necessidade de autonomia em busca de novos negócios, em 25 de maio de 2000, as atividades do Sistema Meteorológico do Paraná foram transferidas para o Instituto Tecnológico SIMEPAR, unidade complementar do Serviço Social Autônomo Paraná Tecnologia, vinculado à Secretaria de Ciência, Tecnologia e Ensino Superior do Estado do Paraná (SIMEPAR, 2017).

Para realizar a pesquisa, foram utilizados dados de ventos de três estações meteorológicas do SIMEPAR, situadas nas cidades de Cascavel, Londrina e Palmas.

#### 3.2.1 Cascavel

A figura 14 mostra a estação meteorológica da SIMEPAR localizada na cidade de Cascavel-PR.



**Figura 14** – Estação meteorológica da SIMEPAR em Cascavel  
Fonte – SIMEPAR, 2017.

A estação está localizada em latitude -24.8845 e longitude -53.5547, a uma altitude de 719m em relação ao nível do mar. A temperatura média anual no local é 18,2 °C. A pressão atmosférica no local é de aproximadamente 1012hPa. O anemômetro utilizado para medição é da marca Young, modelo 5103, que está numa altura de 10m em relação ao solo.

### 3.2.2 Londrina

A figura 15 mostra a estação meteorológica da SIMEPAR localizada na cidade de Londrina-PR.



**Figura 15** - Estação meteorológica da SIMEPAR em Londrina.  
Fonte – SIMEPAR, 2017.

A estação está localizada em latitude -23.3595 e longitude -51.1647, a uma altitude de 585m em relação ao nível do mar. A temperatura média anual no local é 20,9 °C. A pressão atmosférica no local é de aproximadamente 1014hPa. O anemômetro utilizado para medição é da marca Young, modelo 5103, que está numa altura de 10m em relação ao solo.

### 3.2.3 Palmas

A figura 16 mostra a estação meteorológica da SIMEPAR localizada na cidade de Palmas-PR.



**Figura 16** - Estação meteorológica da SIMEPAR em Palmas.  
Fonte – SIMEPAR, 2017.

A estação está localizada em latitude  $-26.4682$  e longitude  $-51.9762$ , a uma altitude de 1100m em relação ao nível do mar. A temperatura média anual no local é  $16,1$  °C. A pressão atmosférica no local é de aproximadamente 1013hPa. O anemômetro utilizado para medição é da marca Young, modelo 5103, que está numa altura de 10m em relação ao solo.

### 3.3 Rosa dos Ventos

Para a caracterização da distribuição horizontal do vento nas regiões de estudo, foram utilizados os dados de direção e velocidade dos ventos observados nas três estações. Estes dados foram introduzidos no *freeware* WRPLOT View, desenvolvido pela Lakes Environmental. Como resultado, além da rosa dos ventos

para Cascavel, Londrina e Palmas, o programa fornece um gráfico com a distribuição das frequências de vento do local.

### 3.4 Distribuição de Weibull

Para se realizar análises de viabilidade na implantação de sistemas eólicos, é necessário conhecer as características do vento local. Alguns modelos probabilísticos, que reproduzem estatisticamente os dados coletados, são utilizados para o correto dimensionamento do sistema de produção de energia, além da escolha apropriada para o local de implantação. A determinação do potencial eólico só é confiável se feita a partir de dados coletados por períodos relativamente longos, de pelo menos um ano. Existe uma grande variação do regime dos ventos em consequência da mudança das estações do ano, e uma variação menos significativa de ano para ano (TROEN; PETERSEN, 1989).

Segundo Burton (2001), ao longo dos anos, algumas distribuições de probabilidade foram consideradas, sendo a de Weibull a mais adequada para descrever o regime dos ventos em um local ao longo de um ano. Esta distribuição permite representar as frequências de velocidade do vento de uma forma simples e compacta. A densidade de probabilidade que define a distribuição de Weibull é mostrada na equação 9.

$$f(u) = \frac{k}{A} \left(\frac{u}{A}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{u}{A}\right)^k\right) \quad (9)$$

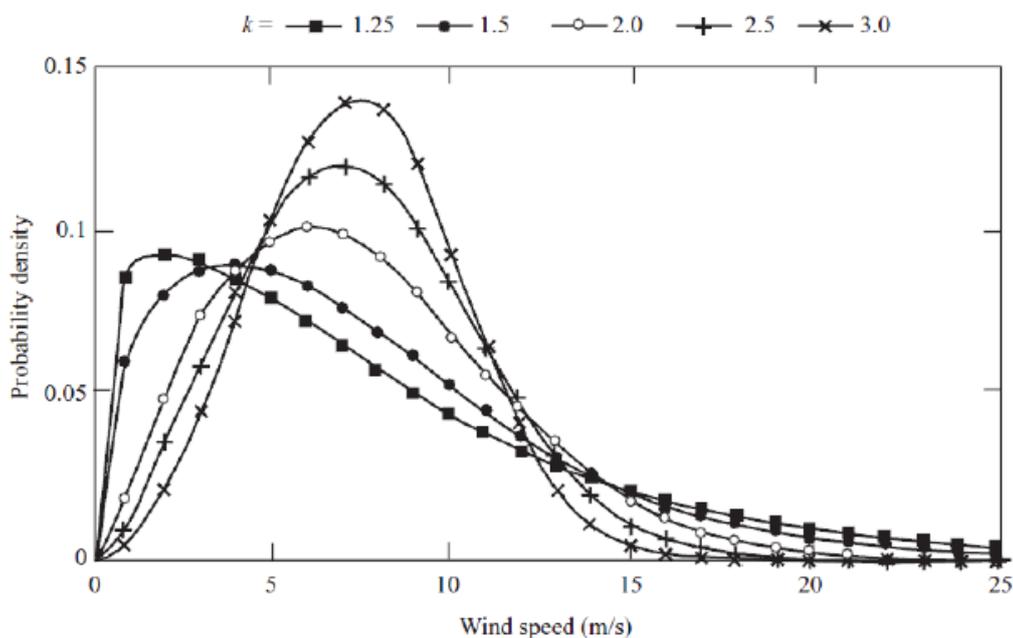
em que,  $f(u)$  é a frequência de ocorrência da velocidade do vento  $u$  ( $\text{ms}^{-1}$ );  $k$  é o parâmetro forma e  $A$  é o parâmetro de escala da distribuição.

O fator  $A$  depende essencialmente da velocidade média do vento, ele representa a escala de distribuição de Weibull, mostrando assim a diversidade de ocorrências de velocidade de vento (MOURA et al., 2004).

Já o fator  $k$  é o fator adimensional de forma da distribuição de Weibull, representando uma medida inversa da oscilação da velocidade do vento, em torno da sua velocidade média. Desta forma, será uma medida inversa à turbulência. Quando a velocidade do vento for constante, a turbulência será mínima, fazendo com que  $k$

assuma valores maiores. Por outro lado, quanto maior for a variação do vento, maior será a turbulência, minimizando os valores para  $k$  (LIMA; SILVA; VIEIRA, 2008).

A variação dos valores de  $k$ , mantendo-se  $A$  fixo, pode ser visto na figura 17.



**Figura 17** - Distribuição de Weibull para diferentes valores de  $k$ .  
Fonte: Burton, 2001.

Para a análise estatística de dados de ventos, vários softwares podem ser utilizados para a execução de um modelo probabilístico. Em vários estudos realizados nesta área, softwares como Alwin (direitos autorais a Deutsches Windenergie-Institute – acesso livre), WAsP® (Wind Atlas Analysis and Application Program) e Microsoft Excel® já foram utilizados. Nesta pesquisa, foi feita a escolha pelo software Matlab®, que possui linguagem de programação própria e funções que executam a distribuição de Weibull, mostrando graficamente seus resultados.

### 3.5 Estudo de Viabilidade técnica

Após a análise dos dados coletados e os parâmetros de Weibull, é possível se fazer o levantamento da viabilidade técnica para a implementação do aerogerador nas regiões de estudo. A produção de energia elétrica de um aerogerador consiste no valor absoluto de potência elétrica gerada num intervalo de tempo ao se exposta a um determinado regime de vento, seja ele um mês ou um ano (MUMEMORI, 2004).

A distribuição de Weibull mostra quais as velocidades de ventos que ocorrem com maior frequência no local de instalação. Sendo assim, o aerogerador será escolhido através desse parâmetro, ou seja, um aerogerador que possua uma curva de potência que se adapte às velocidades de vento do local de forma mais eficiente.

Na equação 10 os valores de  $V_{\min}$  e  $V_{\max}$  correspondem aos limites da gama de velocidades de vento que estão sendo analisadas no estudo.

$$P_{\text{med}} = \sum_{V_{\min}}^{V_{\max}} p(v) * f(v) \quad (10)$$

As funções  $p(v)$  e  $f(v)$  são a curva de potência da turbina eólica e a distribuição de Weibull dos dados de vento coletados, respectivamente.

Os valores de  $p(v)$  assumirão potências elétricas em razão de cada velocidade de vento em análise, assim como  $f(v)$  assumirá valores da probabilidade de ocorrência deste mesmo valor de velocidade de vento. O somatório do produto destas funções é a potência média gerada pelo aerogerador (IEC61400-12, 1998).

A potência média gerada pela turbina eólica também pode ser calculada pela equação 11.

$$P_{\text{med}} = \int_{V_{\min}}^{V_{\max}} p(v) * f(v) dv \quad (11)$$

A energia elétrica diária gerada pelo aerogerador pode ser encontrada pelo produto da potência média gerada e o intervalo de tempo em que o aerogerador ficou em funcionamento. No caso do aerogerador trabalhar durante o dia todo, esse intervalo de tempo será 24 horas.

Desta forma, se a energia elétrica gerada durante as 24 horas pela turbina eólica for maior que a demanda de consumo diário, o aerogerador é viável tecnicamente para atender a localidade em onde está se fazendo o estudo (CASTRO, 2007).

### 3.5.1 Curva de potência

O modelo para calcular a potência eólica, em função da velocidade do vento  $[p(v)]$ , pode ser, segundo Dalence (1990) e ajustado por Nogueira e Souza (2012), conforme a equação 12. A curva de potência dos aerogeradores escolhidos foi simulada através de um algoritmo no Matlab®, que utiliza as equações abaixo.

$$p(v) = \begin{cases} A + B v + C v^2 & \text{para } v_i \leq v \leq v_n \\ P_n & \text{para } v_n \leq v \leq v_f \\ 0 & v > v_f \end{cases} \quad (12)$$

sendo:

$$A = P_n * v_i \left[ \frac{v_a - 2v_n \left(\frac{v_a}{v_n}\right)^3}{2(v_n - v_a)^2} \right] \quad (13)$$

$$B = P_n \left[ \frac{v_n - 3v_a + 4v_a \left(\frac{v_a}{v_n}\right)^3}{2(v_n - v_a)^2} \right] \quad (14)$$

$$C = P_n \left[ \frac{1 - 2\left(\frac{v_a}{v_n}\right)^3}{2(v_n - v_a)^2} \right] \quad (15)$$

$$v_a = \frac{v_i + v_n}{2} \quad (16)$$

onde:

$P_n$  é a potência elétrica nominal, W;

$v_i$  é a velocidade inicial do vento, onde se inicia a geração de energia,  $\text{ms}^{-1}$ ;

$v_n$  é a velocidade nominal do vento, a partir da qual a geração é constante;

$v_f$  é a velocidade final do vento, quando a geração é interrompida,  $\text{ms}^{-1}$ ;

Dentro do algoritmo desenvolvido para cálculo da potência média gerada para o aerogerador, foram simuladas as curvas de potência para cada cenário, como pode ser observado na figura 18.

```

4      % Coeficientes da curva de potência do aerogerador
5
6 -    Eol=dados;
7 -    Vi= Eol.Vi;
8 -    Vn= Eol.Vn;
9 -    Vf= Eol.Vf;
10 -   Pn= Eol.Pn;
11
12 -   Va=(Vi+Vn)/2;
13 -   A=Pn*Vi*((Va-2*Vn*(Va/Vn)^3)/(2*(Vn-Va)^2));
14 -   B=Pn*((Vn-3*Va+4*Va*(Va/Vn)^3)/(2*(Vn-Va)^2));
15 -   C=Pn*((1-2*(Va/Vn)^3)/(2*(Vn-Va)^2));

```

**Figura 18** – Coeficientes da curva de potência do aerogerador.  
Fonte: Autor.

### 3.5.2 Variação da velocidade do vento conforme a altura

Para a avaliação da velocidade do vento a uma certa altura ( $h_f$ ), tendo como referência a velocidade do vento a uma altura ( $h_i$ ) do solo, pode-se usar uma fórmula empírica, bastante precisa e satisfatória (SCHLAEPFER, 1980).

$$v(h_f) = v(h_i) \left(\frac{h_f}{h_i}\right)^n \quad (17)$$

onde:

$v(h_f)$  é a velocidade do vento à altura ( $h_f$ ),  $\text{ms}^{-1}$ ;

$v(h_i)$  é a velocidade do vento à altura ( $h_i$ ), obtida por medida direta,  $\text{ms}^{-1}$ ;

$n$  é um coeficiente relativo à rugosidade da superfície do solo no local em questão, geralmente determinado por medições in loco. Para locais com grande rugosidade,  $n$  é na ordem de 1/7; se a rugosidade não for muito grande,  $n$  é na ordem de 1/11, e se a rugosidade for baixa,  $n$  é na ordem de 1/15 (NOGUEIRA; SOUZA, 2012).

A equação 17 foi utilizada na viabilidade técnica, quando o aerogerador em questão, possuía uma altura diferente de 10 metros, para estimar a velocidade do vento na altura respectiva de cada aerogerador.

### 3.5.3 Fator de Capacidade

Para a pesquisa, foram consideradas tecnicamente viáveis, os aerogeradores com fator de capacidade acima de 10%, ou classe 2. O cálculo do fator de capacidade foi realizado através da equação 7.

### 3.5.4 Escolha do aerogerador

Para a escolha do modelo de turbina eólica para cada local, foram levados em consideração:

- Curva de potência do aerogerador favorável ao perfil de velocidades de ventos com maior probabilidade de ocorrência, demonstrado na distribuição de Weibull;
- A produção diária de energia elétrica, em kWh, deve ser maior que o consumo da propriedade rural;
- As propriedades rurais estão ligadas ao sistema tradicional de distribuição de energia, utilizando o sistema de compensação;
- Fator de capacidade maior que 10%.

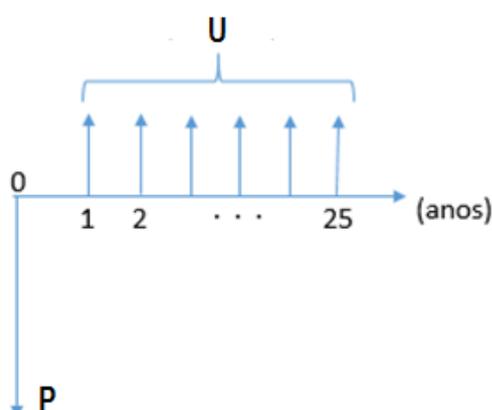
## 3.6 Viabilidade Econômica

Os métodos de avaliação de projetos de investimentos, tais como implantação de aerogeradores, têm como objetivo analisar se o referido projeto tem possibilidades de alcançar os níveis de retorno financeiro esperados. Este retorno pode ser observado em parâmetros como termos de geração de caixa e a produção de lucro desejado pelos investidores e proprietários (MAXIMIANO, 2009).

Um dos métodos mais utilizados para avaliar ativos de investimento é o Valor Presente Líquido (VPL), que consiste na diferença do valor presente das entradas e das saídas de caixa para o projeto de investimento em questão. Outros mecanismos também podem ser utilizados, juntamente com o VPL, como a análise de *Payback* e Taxa Interna de Retorno (TIR) (BERK; DEMARZO, 2009).

### 3.6.1 Valor Presente Líquido

Para o cálculo do valor presente líquido da implantação do aerogerador para as três regiões de estudo, foi levado em consideração o fluxo de caixa representado na figura 19.



**Figura 19** – Fluxo de caixa para a implantação do aerogerador  
Fonte: Autor.

O investimento inicial  $P$ , no período 0, é o custo de compra e instalação da turbina eólica, de acordo com o fornecedor.

A série uniforme de receitas, representada pela letra  $U$ , é a diferença entre a economia anual de energia utilizada na propriedade rural, proveniente da rede da concessionária, e o custo de manutenção anual do aerogerador. O período de 25 anos do projeto, foi escolhido tendo em vista as especificações de vida útil do fabricante.

A série uniforme de receitas  $U$ , foi transformada em um valor equivalente no período 0, chamado de  $P'$ , podendo assim ser comparado com o valor do investimento inicial. Para este cálculo foi utilizada a equação 18.

$$P' = U * \frac{[(1+i)^n - 1]}{i(1+i)^n} \quad (18)$$

sendo,

$P'$  o valor presente da série de receitas uniformes;

$U$  o valor da série uniforme de receitas;

$i$  é o valor dos juros (7,5% a.a. – BNDES 2017);

$n$  o vida útil do projeto (25 anos).

Se o valor de P' for maior que o investimento para implantação (P), o projeto é economicamente viável. Os valores foram corrigidos pelo juro de 7,5% ao ano, que é a linha de financiamento mais utilizada para este tipo de projeto, o Banco Nacional de Desenvolvimento.

### 3.6.2 Payback

O *Payback* descontado pode ser calculado conforme a equação 19.

$$Pd = \frac{\ln\left(\frac{FC}{FC-VP*i}\right)}{\ln(1+i)} \quad (19)$$

sendo,

VP é valor presente do investimento;

FC são valores das receitas;

i é a taxa de juros (7,5% - BNDES)

### 3.6.3 Taxa Interna de Retorno

A taxa interna de retorno foi calculada utilizando o freeware OpenOffice. A TIR pode ser calculado conforme a equação 20 (GITMAN, 1997).

$$\sum_{k=0}^n \frac{FC}{(1 + TIR)^k} = 0 \quad (20)$$

sendo,

FC: fluxos de caixas verificados no projeto;

TIR: taxa interna de retorno;

k = tempo de desconto de cada entrada de caixa;

n = tempo de desconto do último fluxo de caixa.

## 3.7 Modelos de propriedade rural

Foram definidos três modelos de propriedades rurais para esta pesquisa, sendo o primeiro classificado como propriedade rural de pequeno porte, o segundo de médio porte e o terceiro de grande porte. A expansão territorial das propriedades não

foi levada em consideração para a classificação dos modelos. Sendo assim, a informação relevante para cada propriedade foi a potência total dos equipamentos que utilizam energia elétrica, ou seja, a carga instalada, assim como o consumo diário de energia.

### 3.7.1 Propriedade rural de pequeno porte

Neste modelo de propriedade, foi considerado um consumo diário de até 1 kWh/dia. A tabela 1 mostra a carga instalada, além do consumo diário da propriedade. Tabela 1 – Estimativa de consumo da propriedade rural de pequeno porte.

Descrição	Potência (W)	Tempo de Uso (h/dia)	Consumo (Wh/dia)
5 Lâmpadas 9W	45	3	135
2 Lâmpadas 11W	22	3,0	66
1 TV com Receptor	100	3	300
1 Tomada para uso geral	150	1,0	150
1 Tomada para uso específico	200	1,5	300
Total	557	-	951

### 3.7.2 Propriedade rural de médio porte

Para o modelo de propriedade de médio porte, foi considerado um consumo diário de até 25 kWh/dia. A tabela 2 mostra a carga instalada e o consumo diário da propriedade.

Tabela 2 - Estimativa de consumo diário para propriedade de médio porte.

Descrição	Potência (W)	Tempo de Uso (h/dia)	Consumo (Wh/dia)
2 motores (exaustores) - 1 cv	1472	3,5	5152
1 motor (bomba d'agua) - 3cv	2208	0,5	1104
20 lâmpadas - 20W	400	8	3200
1 motor (quebrador) - 5cv	3680	0,5	1840
1 geladeira	200	24	4800
4 lâmpadas 15W	60	4	240
1 TV com receptor	150	2	300
5 tomadas de uso geral	1000	0,2	200
2 chuveiros - 5400W	10800	0,7	7560
Total	29432	-	24396

### 3.7.3 Propriedade rural de grande porte

Para o modelo de propriedade de grande porte, foi considerado um consumo diário de até 50 kWh/dia. A tabela 3 mostra a carga instalada e o consumo diário da propriedade.

Tabela 3 - Estimativa e consumo diário para propriedade de grande porte.

Descrição	Potência (W)	Tempo de Uso (h/dia)	Consumo (Wh/dia)
5 motores (exaustores) - 1 cv	3680	4	14720
2 motores (comedouro) - 0,5cv	736	1,5	1104
1 motor (bomba d'agua) - 3cv	2208	0,5	1104
75 lâmpadas - 20W	1500	8	12000
1 motor (forrageira) - 150W	150	0,5	75
1 motor (quebrador) - 5cv	3680	1	3680
1 geladeira	200	24	4800
8 lâmpadas 15W	120	4	480
1 TV com receptor	150	2	300
5 tomadas de uso geral	1000	0,2	200
2 chuveiros - 5400W	10800	0,7	7560
Total	29432	-	46023

## 3.8 Cenários

Foram criados nove cenários, para identificar cada situação estudada, ou seja, a combinação da cidade em estudo e o tamanho de propriedade rural em questão.

### 3.8.1 Cascavel

Os cenários para a cidade de Cascavel foram chamados de A<sub>1</sub>, A<sub>2</sub> e A<sub>3</sub>. O cenário A<sub>1</sub> se caracteriza pela implantação de um aerogerador em uma propriedade rural de tamanho pequeno. O cenário A<sub>2</sub> representa a implantação de um aerogerador numa propriedade rural média, assim como o cenário A<sub>3</sub> em uma propriedade rural grande. Os modelos de propriedade rural foram definidos no item 3.7. A tabela 4 detalha os cenários para a cidade.

Tabela 4 - Cenários para a cidade de Cascavel.

<b>Cascavel</b>			
<b>Cenário</b>	<b>P.Rural Pequena</b>	<b>P.Rural Média</b>	<b>P.Rural Grande</b>
A <sub>1</sub>	X		
A <sub>2</sub>		X	
A <sub>3</sub>			X

### 3.8.2 Londrina

De forma análoga ao item 3.8.1, foram criados os cenários para a cidade de Londrina. Porém, todos iniciam com a letra B. A tabela 5 detalha os cenários para a cidade.

Tabela 5 - Cenários para a cidade de Londrina.

<b>Londrina</b>			
<b>Cenário</b>	<b>P.Rural Pequena</b>	<b>P.Rural Média</b>	<b>P.Rural Grande</b>
B <sub>1</sub>	X		
B <sub>2</sub>		X	
B <sub>3</sub>			X

### 3.8.3 Palmas

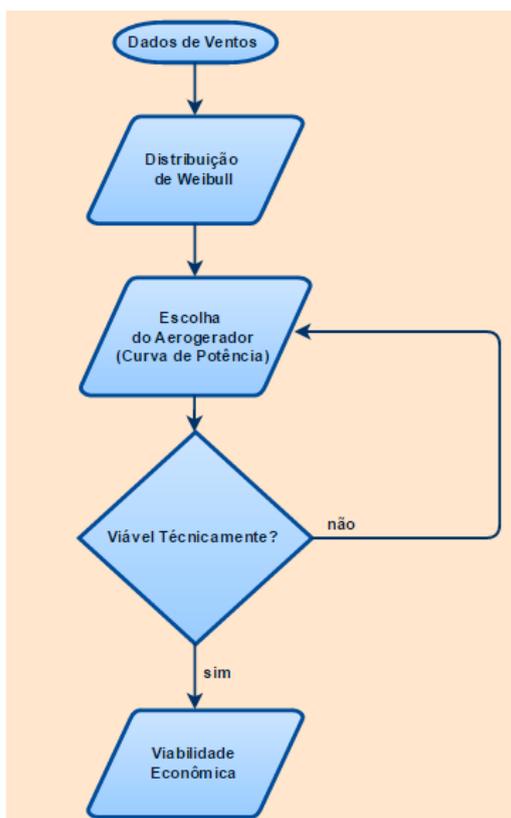
De forma análoga ao item 3.8.1, foram criados os cenários para a cidade de Palmas, todos iniciando com a letra C. A tabela 6 detalha os cenários para a cidade.

Tabela 6 - Cenários para a cidade de Palmas.

<b>Palmas</b>			
<b>Cenário</b>	<b>P.Rural Pequena</b>	<b>P.Rural Média</b>	<b>P.Rural Grande</b>
C <sub>1</sub>	X		
C <sub>2</sub>		X	
C <sub>3</sub>			X

### 3.9 Fluxograma

A metodologia utilizada neste estudo pode ser representada pelo fluxograma apresentado na figura 20.



**Figura 20** - Fluxograma da metodologia.  
Fonte: Autor.

A primeira etapa da metodologia, indicada pelo campo Dados de Ventos, representa a maneira como os dados de ventos foram coletados pelo SIMEPAR. A localização geográfica, condições físicas e climáticas de cada estação de medição, foram especificadas no item 3.2. Os dados de velocidade e direção do vento foram coletados a uma altura de 10 m, em um intervalo de cinco em cinco minutos. Para o estudo, os dados passados via e-mail pelo SIMEPAR, foram as médias para cada hora do dia, durante os cinco anos de coleta. A rosa dos ventos foi confeccionada através da inserção destes dados no freeware WRPLOT, num arquivo com formato cvs.

A Distribuição de Weibull foi o modelo estatístico probabilístico utilizado para demonstrar o comportamento do vento para cada região. Foram utilizadas as

funções *wblfit* e *wblpdf* do software MATLAB® para realizar a distribuição. Esta etapa está detalhada no anexo III.

A escolha do aerogerador obedeceu às considerações do item 3.5.4 da pesquisa. Os dados da turbina foram inseridos numa função chamada *dados*, que tem o objetivo de fornecer o valor de algumas variáveis para o algoritmo, como a potência nominal, velocidade do vento em que a turbina inicia a sua geração de energia, conforme a figura 21.

```

1  function dados=dados
2
3  % Gerador Eólico WES 50
4
5  dados.Pn = 50; % Potência nominal do Gerador Eólico, kW
6  dados.Vi = 2.1; % Velocidade inicial, m/s
7  dados.Vn= 8; % Velocidade nominal, m/s
8  dados.Vf= 24; % Velocidade final, m/s
9
10 % Velocidade do vento, m/s
11
12 dados.vv=[1.750 1.325 0.900 1.450 2.075 2.225 3.125 4.100 3.925 3.800 3.350
13

```

**Figura 21** – Função *dados*.  
Fonte: Autor

Para a viabilidade técnica, foram executados os cálculos dentro do algoritmo já mencionado, possui como resposta final a potência média gerada pelo aerogerador para cada situação de implantação estudada. Com a potência média, foi possível calcular o fator de capacidade dos aerogeradores para cada cenário.

Dentro da viabilidade econômica, o VPL foi calculado utilizando o freeware OpenOffice Calc. Na figura 22, a coluna fluxo caixa representa o valor que o produtor irá deixar de gastar em energia por ano, e a coluna correção, mostra o valor presente para esta receita no ano 0.

ANO	INVESTIMENTO	FLUXO CAIXA	CORREÇÃO (i)
0	-R\$ 8.300,00		
1		R\$ 161,47	150,20
2		R\$ 161,47	139,73
3		R\$ 161,47	129,98
4		R\$ 161,47	120,91
5		R\$ 161,47	112,47
6		R\$ 161,47	104,63
24		R\$ 161,47	28,46
25		R\$ 161,47	26,48
		Total Receitas	1799,90
		VPL	-6500,10

**Figura 22** – VPL para o cenário A<sub>1</sub>.  
Fonte: Autor.

Os valores de *payback* e TIR também foram calculados no OpenOffice.

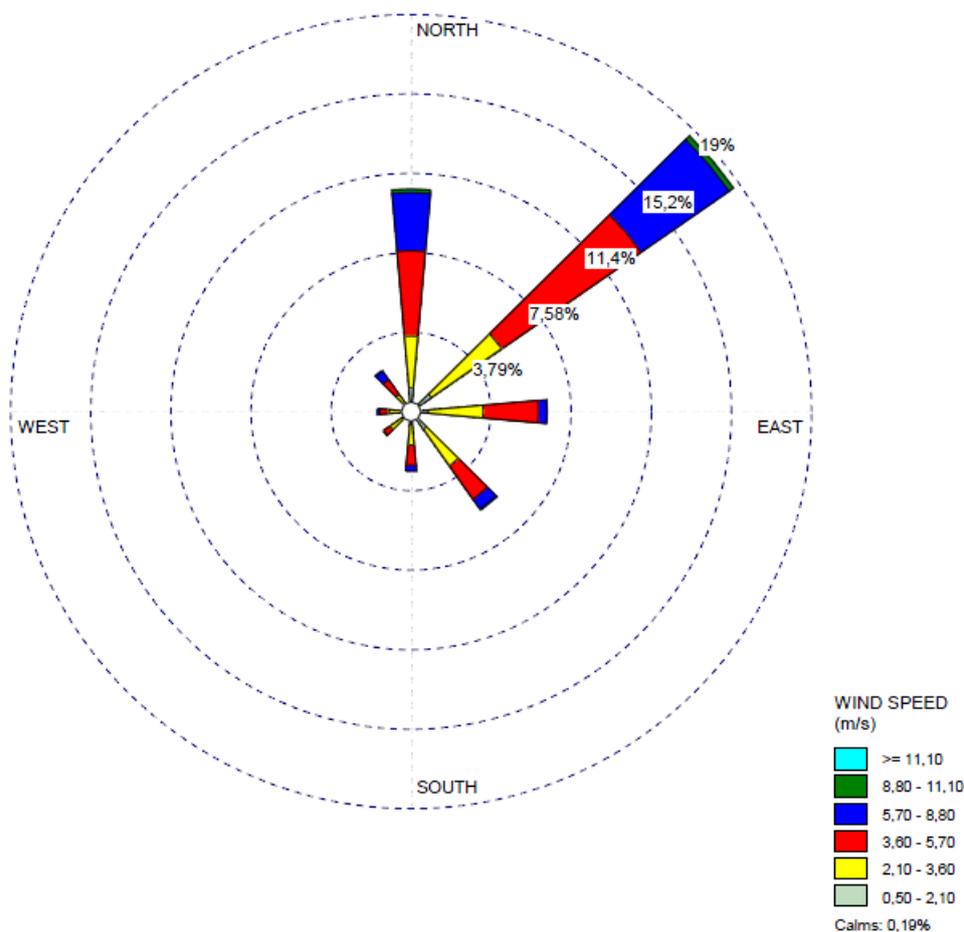
## 4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

### 4.1 Rosa dos Ventos

Após a inserção dos dados de ventos no *freeware* WRPLOT View, foram obtidas as rosas dos ventos para cada cidade.

#### 4.1.1 Rosa dos Ventos para a cidade de Cascavel

A figura 23 mostra a direção com maior probabilidade de ocorrência com ventos de maior velocidade para a cidade de Cascavel.

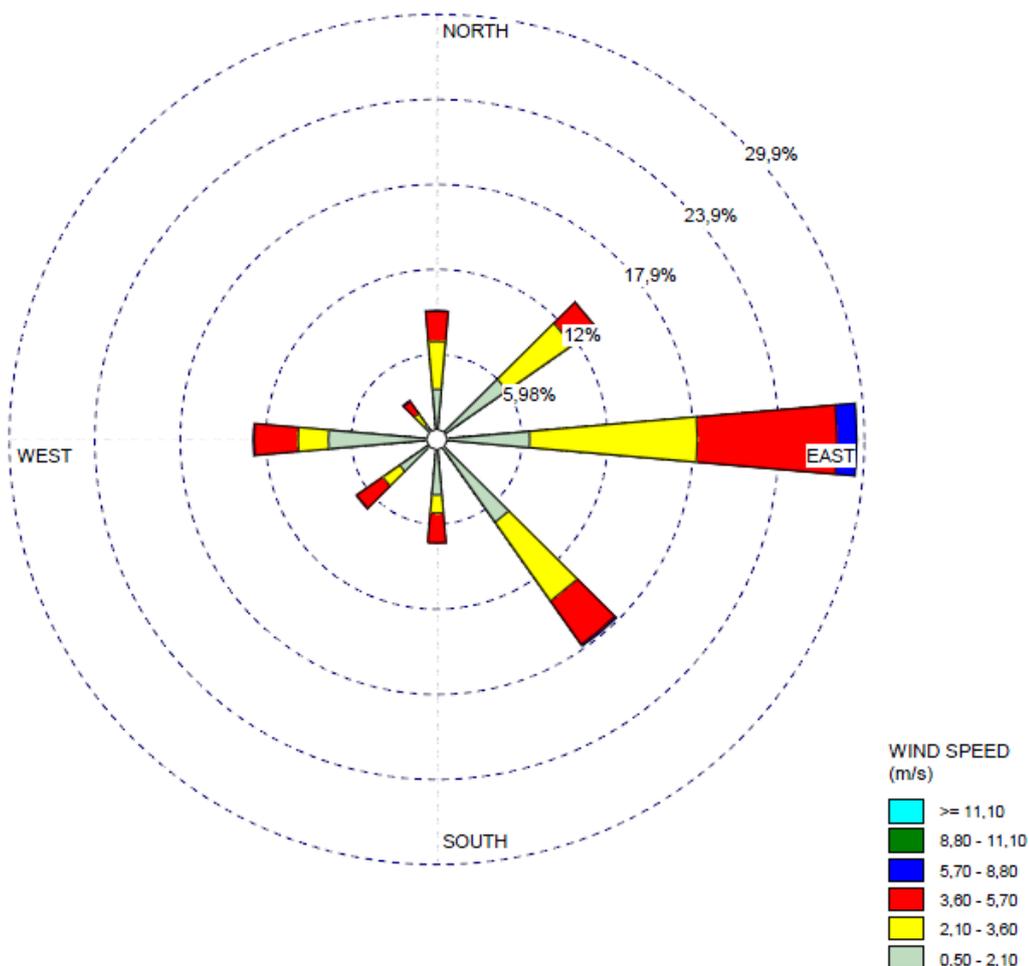


**Figura 23** – Rosa dos ventos para a cidade de Cascavel.  
Fonte: Autor.

Na direção nordeste e norte existe a maior probabilidade de ocorrer os ventos com velocidades de maior relevância, acima dos  $5,7 \text{ ms}^{-1}$ . As velocidades de vento acima de  $8,8 \text{ ms}^{-1}$ , representam aproximadamente 19% das ocorrências para esta mesma direção.

#### 4.1.2 Rosa dos Ventos para a cidade de Londrina

A figura 24 mostra a direção com maior probabilidade de ocorrência com ventos de maior velocidade para a cidade de Londrina.

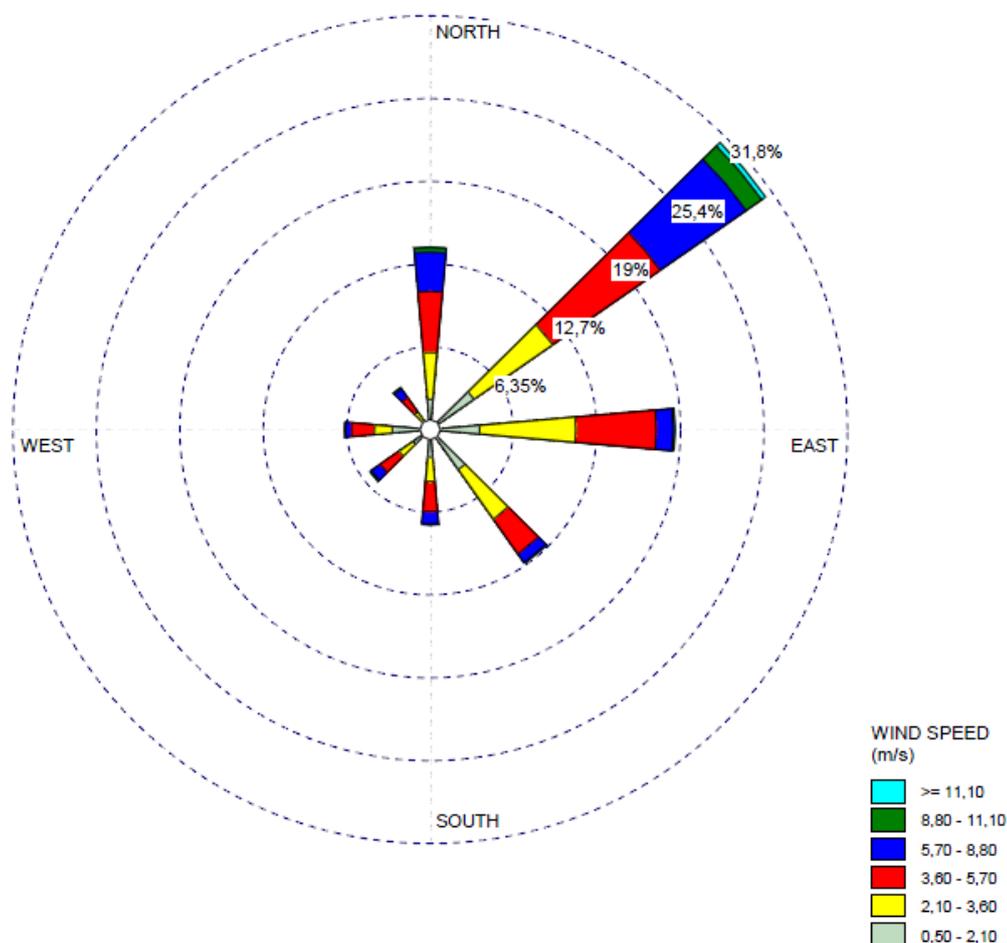


**Figura 24** - Rosa dos ventos para a cidade de Londrina.  
Fonte: Autor.

Para esta região, a direção com maior probabilidade de ocorrência de ventos acima de  $5,7 \text{ ms}^{-1}$  é a leste. Em outras direções, como a sudoeste, existe a probabilidade de ocorrência de ventos acima de  $3,6 \text{ ms}^{-1}$ .

#### 4.1.3 Rosa dos Ventos para a cidade de Palmas

A figura 25 mostra a direção com maior probabilidade de ocorrência com ventos de maior velocidade para a cidade de Palmas.



**Figura 25** - Rosa dos ventos para a cidade de Palmas.  
Fonte: Autor.

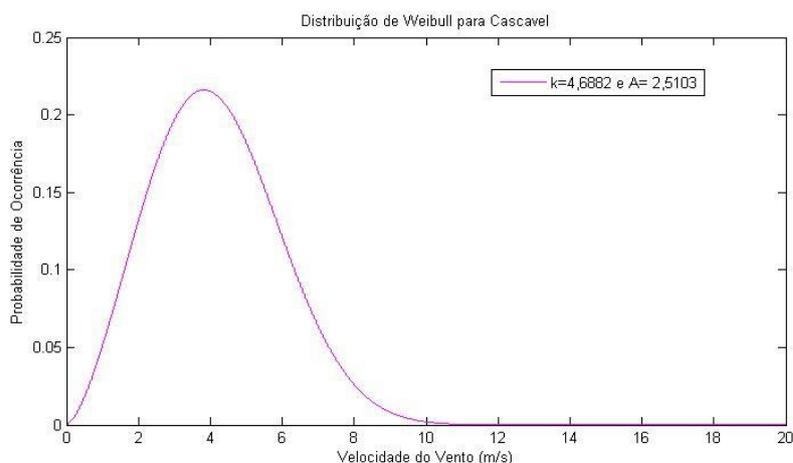
A direção nordeste é a com a maior probabilidade de apresentar ventos com velocidades acima de  $5,7 \text{ ms}^{-1}$ , inclusive com a maior probabilidade de ocorrência de ventos acima de  $11 \text{ ms}^{-1}$ .

## 4.2 Distribuição de Weibull

Através da inserção dos dados de velocidade dos ventos de cada região, em um algoritmo do Matlab®, foram originadas as distribuições de Weibull para cada cidade.

### 4.2.1 Cascavel

A figura 23 mostra a distribuição de Weibull para os dados de vento coletados na cidade de Cascavel.

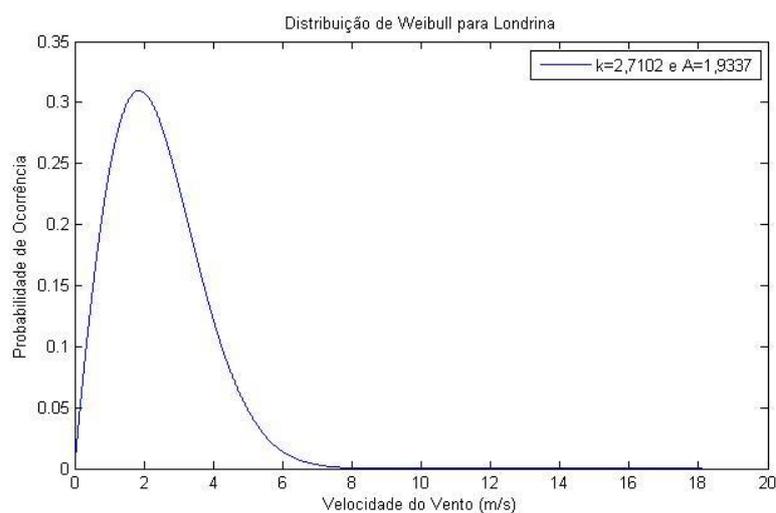


**Figura 26** - Distribuição de Weibull para os dados de vento de Cascavel.  
Fonte: Autor.

A velocidade de vento média anual calculada para Cascavel foi de  $4,14 \text{ ms}^{-1}$ . A constante  $k$  da distribuição assumiu o valor de 4,682 e a constante  $A$  o valor de 2,5103.

#### 4.2.2 Londrina

A figura 27 mostra a distribuição de Weibull para os dados de vento coletados na cidade de Londrina.

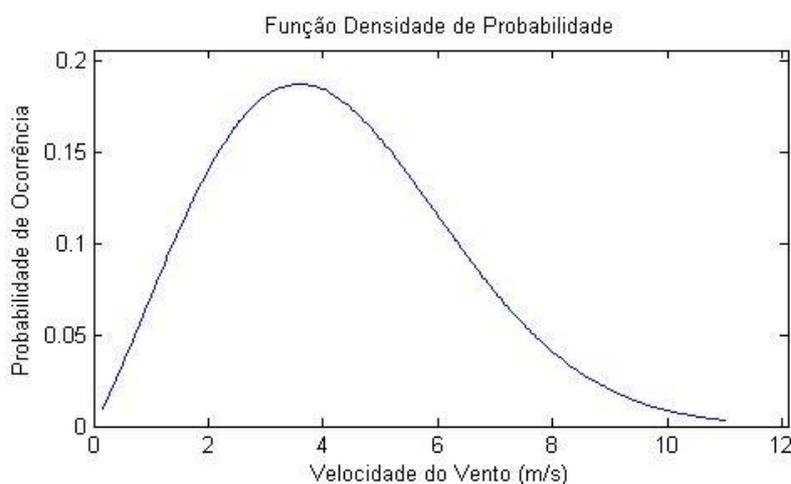


**Figura 27** - Distribuição de Weibull para os dados de vento de Londrina.  
Fonte: Autor.

A velocidade de vento média anual calculada para Londrina foi de  $2,25 \text{ ms}^{-1}$ . A constante  $k$  ficou com o valor de 2,71 e  $A$  o valor de 1,9337.

### 4.2.3 Palmas

A figura 28 mostra a distribuição de Weibull para os dados de vento coletados na cidade de Palmas.



**Figura 28** - Distribuição de Weibull para os dados de vento de Palmas.  
Fonte: Autor.

A velocidade de vento média anual calculada para Palmas foi de  $4,79 \text{ ms}^{-1}$ . A constante  $k$  ficou com o valor de 4,892 e  $A$  o valor de 2,583.

### 4.3 Viabilidade Técnica

Para cada cenário, foram feitas simulações com diferentes aerogeradores, para a escolha do mais apropriado, conforme o item 3.5.4. A tabela 7 mostra a viabilidade técnica para cada cenário.

Tabela 7 – Viabilidade técnica para cada cenário da pesquisa.

Cenário	Aerogerador	Altura (m)	Pmed (kW)	Produção Diária (kWh)	Consumo Diário (kWh)	FC (%)
A <sub>1</sub>	MAX Nature - 600 W	15	0,061	1,46	0,951	10,33
A <sub>2</sub>	XZERES 442SR - 10 kW	30	1,244	29,86	24,396	12,4
A <sub>3</sub>	Aeolos - 20 kW	30	2,387	57,28	46,023	11,9
B <sub>1</sub>	Skystream Land - 2,4kW	15	0,049	1,18	0,951	2,04
B <sub>2</sub>	NPS 100C - 24 kW	30	1,087	26,09	24,396	4,53
B <sub>3</sub>	WES 50 - 50 kW	30	2,182	52,37	46,023	4,36
C <sub>1</sub>	Air 40 - 400 W	15	0,092	2,21	0,951	23
C <sub>2</sub>	Britwind - 5 kW	18	1,146	27,51	24,396	22,92
C <sub>3</sub>	XZERES 442SR - 10 kW	30	2,326	55,01	46,023	23,26

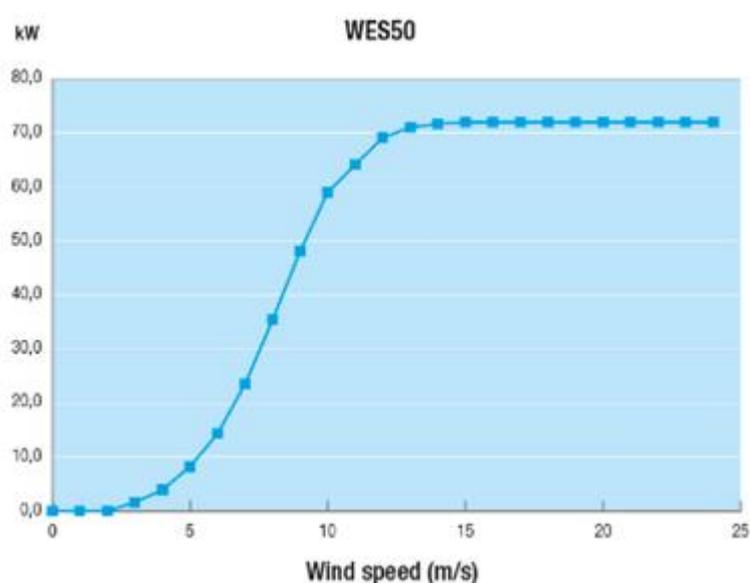
Os aerogeradores com maior fator de capacidade foram os escolhidos para os cenários de Palmas ( $C_1$ ,  $C_2$  e  $C_3$ ). Todos ficaram acima de 20%, classificados assim como fator de capacidade classe 3, conseqüentemente as implantações desses são tecnicamente viáveis.

Para a cidade de Cascavel, os aerogeradores dimensionados para os cenários  $A_1$ ,  $A_2$  e  $C_3$  ficaram com fator de capacidade acima de 10%. Sendo assim, as implantações desses aerogeradores são tecnicamente viáveis, com fator de capacidade classe 2.

Para todas as simulações realizadas para a cidade de Londrina, cenários  $B_1$ ,  $B_2$  e  $B_3$ , os aerogeradores ficaram com o fator de capacidade abaixo de 10%. Portanto, as implantações desses aerogeradores foram consideradas tecnicamente inviáveis.

Os aerogeradores foram escolhidos de forma que a produção de energia superasse o consumo de energia das propriedades. Por outro lado, caso a geração de energia fosse muito maior que o consumo, os sistemas estariam superdimensionados, acarretando um investimento maior do que o necessário. Porém, caso os valores de geração de energia dos aerogeradores e o consumo de energia das propriedades fossem iguais, os sistemas estariam sem folga para futuros atendimentos a novas demandas energéticas das propriedades.

Os resultados obtidos foram condizentes com as especificações técnicas dos fabricantes dos aerogeradores. Como pode ser observado nas figura 29 e 30.



**Figura 29** - Curva de potência do WES 50 fornecida pelo fabricante.  
Fonte: Wind Energy Solutions, 2017.



**Figura 30** – Curva de potência do WES 50 através do algoritmo.  
Fonte: Autor.

O gráfico mostrado na figura 30, foi gerado pelo algoritmo feito no Matlab®, dentro dele, existe uma função chamada de dados, que são inseridas as informações dos aerogeradores, como potência nominal, velocidade do vento para partida, velocidade do vento para potência nominal e velocidade final. Com esses dados, o algoritmo modelou a curva de potência dos aerogeradores conforme o item 3.5.1.

Além disso, os dados de geração de energia ficaram próximos dos fornecidos pelo fabricante, para as diferentes velocidades de vento de cada cidade.

#### 4.4 Viabilidade Econômica

A tabela 8 mostra a viabilidade econômica para cada cenário.

Tabela 8 – Viabilidade econômica para implantação de aerogerador conforme cada cenário.

Cenário	Aerogerador	Investimento (R\$)	Receita Anual	VPL	Payback Descontado	TIR (%)
A <sub>1</sub>	MAX Nature-600 W	8.300,00	161,47	-6.500,10	> 60 anos	-4,92
A <sub>2</sub>	XZERES 442SR - 10 kW	435.000,00	6.048,89	-367.573,63	> 60 anos	-6,89
A <sub>3</sub>	Aeolos - 20 kW	600.000,00	11.603,50	-470.656,95	> 60 anos	-4,95
C <sub>1</sub>	Air 40 - 400 W	6.000,00	224,42	-3.491,94	> 60 anos	-0,51
C <sub>2</sub>	Britwind - 5 kW	185.000,00	5.572,84	-122.879,86	> 60 anos	-2,07
C <sub>3</sub>	XZERES 442SR - 10 kW	435.000,00	11.143,65	-310.782,85	> 60 anos	-3,17

Para o cálculo da viabilidade econômica, foi considerado um índice de juros de 7,5% ao ano (BNDES). O valor de investimento, ou seja, o custo de compra e instalação dos aerogeradores foram fornecidos pelas empresas Energia Pura e WindUp.

O valor da receita anual foi calculado através da geração de energia anual do aerogerador, multiplicado pelo valor do kWh da concessionária (COPEL) e descontado o valor da manutenção anual do aerogerador. Para os valores de kWh, foram utilizados os da tarifa convencional, subgrupo B1, R\$ 0,38 para consumo entre 31 kWh a 100 kWh mensal, R\$0,57 para consumo entre 101 kWh a 220 kWh mensal e R\$ 0,63 para consumo acima de 220 kWh.

Os valores de manutenção para operação dos aerogerados foi considerado R\$ 75,38 kW<sup>-1</sup> (DEWI, 2003).

O valor presente líquido e a TIR ficaram negativos para todos os cenários, o que indica que todos os projetos para implantação de aerogeradores nas três regiões são inviáveis financeiramente.

O *payback* descontado ficou acima da vida útil estimada pelos fornecedores das turbinas eólicas, ratificando assim, que os projetos são inviáveis financeiramente.

## 5. CONCLUSÃO

Tendo em vista os resultados obtidos, o presente estudo mostrou que a utilização da energia eólica é viável tecnicamente para o atendimento de demandas energéticas nas cidades de Cascavel e Palmas. As simulações realizadas no Matlab® evidenciaram que a potência média, gerada pelos aerogeradores de cada cenário estudado, atendem os respectivos modelos de propriedades rurais. Os fatores de capacidade encontrados para as duas cidades, maiores que 10% para a cidade de Cascavel e 20% para a cidade de Palmas, mostram que os cenários são tecnicamente favoráveis. Porém, para a cidade de Londrina, todos os fatores de capacidade foram menores de 10%, acarretando a inviabilidade técnica para os cenários desta cidade.

Por outro lado, todos os cenários se mostraram inviáveis economicamente. Os fatores de capacidade mínimos que podem fazer frente aos custos de outros projetos envolvendo produção de energia no Brasil, situam-se na faixa de 30 a 32%. Na pesquisa, o maior fator de potência encontrado foi para o cenário C<sub>1</sub>, da cidade de Palmas, com 23%. A taxa de juros foi outro fator que influenciou na viabilidade financeira dos projetos. A taxa de juro de 7,5% ao ano é maior do que para outros países do globo, como por exemplo o Estados Unidos, onde se encontram taxa de juros menores para este tipo de financiamento. Consequentemente, este fator afetou negativamente o VPL, *payback* e TIR dos projetos de implantação dos aerogeradores de cada cenário.

O primeiro objetivo específico foi alcançado através das distribuições de Weibull para cada região, que foi o modelo probabilístico utilizado para demonstrar o comportamento do vento em cada localidade, permitindo encontrar resultados coerentes com as especificações técnicas dos fabricantes dos aerogeradores. O segundo objetivo específico, foi de caracterizar o comportamento horizontal dos ventos de cada região, mostrando as direções com maior probabilidade de ocorrência de ventos com maior velocidade, através das rosas de ventos. Por último, o terceiro objetivo específico, foi a correta escolha dos aerogeradores para cada cenário. A produção de energia diária e o fator de capacidade mostram que, após várias simulações com diferentes aerogerados, os escolhidos foram adequados. Para a cidade de Londrina, os fatores de capacidade ficaram abaixo de 10%, o que pode ser

justificado pelos dados de ventos pouco favoráveis para a exploração desta fonte nessa localidade.

Finalmente, a geração de energia anual dos aerogeradores de todos os cenários, somados, totalizaria 92,33 MWh. Segundo a instituição CO<sub>2</sub>Zero, a geração de 92,33 MWh através de aerogeradores, poderia evitar a liberação de 5 toneladas de CO<sub>2</sub> por ano na atmosfera. Este fator ambiental, juntamente com a viabilidade técnica, reforçam a necessidade de novos estudos nessa área, como por exemplo aplicações de aerogeradores em diferentes alturas para as regiões, desenvolvimento de turbinas eólicas com maior eficiência para velocidades de ventos mais baixas e aplicabilidade de aerogeradores em diferentes situações, como em sistemas isolados.

## 6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ACUNHA, I. C.; ALMEIDA, J. A. **Análise do desempenho de um aerogerador de pequeno porte**. Porto Alegre: FURG, 2006.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. História da energia eólica e suas utilizações. **Revista Ecoenergia**, São Paulo, n.13, p.14-19, 2012.

ALÉ, J. A. V.; et al. **Wind resource of microregions in south and northeast of Brasil**. Brussels: Poster, 2011.

AMADO, F. T. **Direito Ambiental**. 2ª ed. São Paulo: Método, 2011.

AMARANTE, O. C.; et al. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. Brasília: CEPEL, 2001.

AMARANTE, O. C.; SCHULTZ, D.J. Wind energy resource map of the state of Paraná, Brasil. **Dewi Magazin**, Germany, n. 15, p. 70-75, Aug. 1999.

BARRETO, E.G. **Uso de estimadores de máxima verossimilhança em modelos de distribuição horária de velocidade do vento**. In: CONGRESSO IBÉRICO DE ENERGIA SOLAR, 10; CONGRESSO IBEROAMERICANO DE ENERGIA RENOVÁVEL – AS ENERGIAS RENOVÁVEIS NO NOVO MILENIO, 2000. São Paulo, 2000.

BERK, J.; DEMARZO, P. **Finanças empresariais**. Porto Alegre: Bookman, 2009.

BLESSMANN, J. **O vento na engenharia estrutural**. Porto Alegre: Editora da Universidade, 1995.

BURTON, T.; et al. **Wind Energy Handbook**. Chichester: John Wiley and Sons, 2001.

CALDAS, D. M. **Estudo do potencial eólico e estimativa de geração de energia de um projeto eólico na cidade do Rio de Janeiro utilizando o WindPro e o WASP.** 2010. 81 p. Dissertação (Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

CASTRO, F. J. **Estudo comparativo de sistemas eólicos utilizando modelos probabilísticos de velocidade do vento.** 2003. 92 p. Dissertação (Mestrado em Recursos Eólicos) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2003.

CASTRO, R. G. **Introdução a energia eólica.** Lisboa: IST, 2007.

COMPANHIA HIDROELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO – BRASCEP. **Fontes Energéticas Brasileiras.** Inventário/Tecnologia. Energia Eólica. V.1 De cata-ventos a aerogeradores: o uso do vento, Rio de Janeiro, 1997.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA ELÉTRICA – COPEL. **Mapa do potencial eólico do Estado do Paraná.** Disponível em: <[www.copel.com.br](http://www.copel.com.br)> Acesso em: 07 jun. 2016.

CHAPMAN, S. J.; **Programação em MATLAB para Engenheiros.** São Paulo: Thomson, 2003.

CRESESB. **Tipos de Aerogeradores para geração de energia elétrica.** 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: 25 de jan. 2017.

CUSTÓDIO, R. S. **Energia eólica para produção de energia elétrica.** Porto Alegre: PUCRS, 2007.

DAMODARAN, A. **Gestão estratégica do risco.** Porto Alegre: Bookman, 2009.

DANISH WIND INDUSTRY ASSOCIATION. **Turbine Siting.** Disponível em: <[www.brazilwindpower.org](http://www.brazilwindpower.org)> Acesso em: 09 jun. 2016.

DIVONE, L. V. Evolution of modern wind turbines. In: SPERA, S. A. **Wind turbine technology** – Fundamental Concepts of Wind Turbine Engineering. New York: ASME Press, 1994. p. 73-138.

DUTRA, R. M. **Viabilidade técnico-econômica da engenharia eólica face ao novo marco regulatório do setor elétrico brasileiro**. Dissertação de Mestrado (Planejamento Estratégico) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2001.

ELETROBRAS, CEPEL. **Atlas eólico do Brasil**. Brasília: CEPEL, 2001.

ENDER, C.; MOLLY, J. P. **Weiterer ausbau der windenergienutzung im hinblick auf den klimaschutz**. Deutsches Windenergie-Instituute. 2002. Disponível em: <<http://www.bmub.bund.de/erneuerbare/energien/doc/6889.php>> Acesso em: 5 jun. 2016.

FILHO, A. **Aspectos tecnológicos das fontes alternativas de energia**. Cartagena de Indias: SRG, 2009.

GASH, R.; TWELE, J. **Wind power plants**. London: James & James (Science Publishers) Ltd., 2002.

GITMAN, L. J. **Princípios de administração financeira**. São Paulo: Harbra, 1997.

HOJI, M. **Administração financeira: matemática financeira aplicada, estratégias financeiras e orçamento empresarial**. 9. ed. São Paulo: Atlas, 2010.

JACOBI, P. **Sustentabilidade ambiental, consumo e cidadania**. São Paulo: Cortez Editora, 2006.

KASSAI, J. R. **Retorno de investimento**. São Paulo: Atlas, 2000.

KHALIGH, A.; ONAR, O. C. **Energy harvesting: solar, wind and ocean energy conversion systems**. New York: CRC Press, 2010.

KIM, I. S.; GRODZKI, L; VISSOTO, S. **Freqüência e Intensidade dos Ventos no Estado do Paraná**. In: XII CONGRESSO BRASILEIRO DE METEOROLOGIA, Foz de Iguaçu-PR, Brasil, 2002.

LEMES, A. B.; RIGO, C. M.; CHEROBIM, A. S. **Administração financeira: princípios, fundamentos e práticas brasileiras**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2002.

LIMA, F. L.; SILVA, E. M.; VIEIRA, C. A. **Avaliação da Aplicação das Distribuições de Probabilidade de Weibull, de Rayleigh e Log-Normal para obtenção da densidade de potência eólica na região Jaguararuana-CE**. In: XV Congresso Brasileiro de Meteorologia, São Paulo, 2008.

MAXIMIANO, A. C. A. **Administração de projetos: como transformar idéias em resultados**. 3. ed. São Paulo: Atlas, 2009.

MATTUELLA, J. L. **Fontes energéticas Sustentáveis: um estudo sobre a viabilidade do aproveitamento da energia eólica em três localidades, no RS**. 2005. 80p. Dissertação Mestrado (Engenharia Civil) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2005.

MATTUELLA, J. L. **Análise do potencial eólico e estimativa da geração de energia empregando o software livre Alwin**. Porto Alegre, 2007.

MATHWORKS. **MathWorks Documentation**. Disponível em: <<http://www.mathworks.com/help>> Acesso em: 30 mai. 2016.

MELLO, M. S. **Energia Eólica: Aspectos técnicos e econômicos**. 2012. 154p. Dissertação de Mestrado (Planejamento Estratégico) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.

MOLLY, J. P. Network of European measuring institutes. **DEWI Magazin**, n.12, p. 75-79. 1998.

MOLLY, J. P. Perspectivas da energia eólica no mundo e no Brasil. **DEWI Magazin**. 2006.

MOTTA, R. R.; CALÔBA, G. M. **Análise de investimentos**: tomada de decisão em projetos industriais. São Paulo: Atlas, 2002.

MOSS, H. **Panorama das fontes renováveis no Brasil**. In: Congresso Brasil – Alemanha, 1. Fortaleza, 2001.

MOURA, A. P., et al. **Use of the Weibull and Rayleigh Distributions as Tools for Forecast of the Power, Generated Energy and Losses in a Distribution System: a Case Study**. VI Induscon – Conferência de Aplicações Industriais. Joinville, SC, 2004.

MUNEMORI, M. **Estimativa do potencial de energia eólica para região de Cascavel/PR**. 2004. 58 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Agrícola) – Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Cascavel, 2004.

NOGUEIRA, C. E.; SOUZA, S. M. Aproveitamento da energia eólica para produção de eletricidade. In: **Fontes Renováveis Agroenergia**. Cascavel: Edunioeste, 2012.

PARK, J. **The wind power book**. Palo Alto: Chesire Book, 1981.

PILÃO, N. E. HUMMEL, P. R. V. **Matemática financeira e engenharia econômica**: a teoria e a prática da análise de projetos de investimentos. São Paulo: Pioneira Thomson Learning, 2003.

PINTO, M. **Fundamentos de energia eólica**. LTC, 2013.

ROSS, S. A.; WESTERFIELD, R. W.; JAFFE, J. F. **Administração financeira: corporate finance**. 2. ed. São Paulo: Atlas, 2002.

SAAD, J.; YUAN, J. A new modified Weibull distribution. In: **Reability Engineering and System Safety**. Manchester: Elsevier, 2013. p. 164-170.

SHEPHERD, D.G. Historical development of the windmill. In: SPERA, S. A. **Wind turbine technology – Fundamental Concepts of Wind Turbine Engineering**. New York: ASME Press, 1994. p. 1-46.

SILVA, B.B.; ALVES, J. A.; CAVALCANTI, E. P. **Caracterização do potencial eólico da direção predominante do vento no Estado da Bahia**. Campina Grande: NMA, 2000, p. 49.

SILVA, P. C. **Sistemas para tratamento, armazenamento e disseminação de dados de vento**. 1999. 87 p. Dissertação (Mestrado em Meteorologia Aplicada) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 1999.

SOUSA, V. L. **Ligação à rede elétrica de micro-geração eólica**. 2014. 32p. Dissertação (Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores) – Universidade do Porto, Porto, 2014.

TROEN, J. S.; PETERSEN, E. L. **Wind atlas analysis and application program (Wasp)**. Roskilde: Riso National Laboratory, 1989.

WATT, S. M.; XU, V.; BLOOMBERG, M. Desenvolvimento de um modelo de germinação de sementes de tempo hidrotérmico que utiliza a distribuição de Weibull para descrever o potencial de água base. In: **Ecological Modelling**. Canterbury: University of Canterbury, 2010. p. 1267-1272.

WORLD COMISSION ON ENVIRONMENT AND DEVELOPMENT. **Our Common Future**. Oxford: Oxford University Press, 1987.

YASBECK, P. G. **Projetos de energia eólica**. Entrevistadora: Jussara Mattuella, 2004. Entrevista concedida pelo Gerente Delegado de Projetos de Geração de Energia Eólica Innovent Ltda.

## ANEXO I

Tabela 9 - Normais mensais e anual de ventos máximos em ms<sup>-1</sup>.

Estação	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	anual
<b>Cambará</b>	10,10	9,44	9,41	9,30	8,21	8,39	8,34	9,35	11,14	11,21	11,37	10,51	9,73
<b>Bandeirantes</b>	10,63	9,89	10,26	9,77	8,47	8,22	8,95	9,60	12,23	12,06	12,16	11,50	10,33
<b>Londrina</b>	10,10	9,14	8,70	8,53	7,72	7,40	8,29	8,17	9,72	9,96	10,26	9,93	8,97
<b>Ibiporã</b>	10,66	9,87	9,74	9,07	8,33	7,75	7,94	8,90	10,63	10,66	11,11	10,75	9,59
<b>Paranavaí</b>	9,24	8,76	8,64	8,46	8,13	8,51	9,1	9,29	10,54	10,19	10,18	9,82	9,22
<b>Cianorte</b>	9,14	8,52	7,89	7,96	7,57	7,71	8,32	8,48	9,46	9,47	9,71	9,31	8,61
<b>Telêmaco Borba</b>	9,09	8,41	7,62	7,05	6,43	6,60	7,04	7,08	8,19	8,34	8,62	8,77	7,74
<b>Cândido Abreu</b>	9,34	8,61	8,05	7,92	7,59	7,60	7,92	8,16	9,42	9,34	9,51	9,56	8,60
<b>Palotina</b>	9,75	9,36	9,13	8,67	8,06	8,15	8,63	9,04	10,65	10,84	11,16	10,10	9,47
<b>Cascavel</b>	10,17	10,1	9,72	10,12	10,32	10,7	10,78	10,74	11,67	12,18	12,35	11,22	10,84
<b>Morretes</b>	10,18	9,00	8,45	7,09	6,74	6,36	6,35	7,09	7,88	8,64	9,53	9,75	8,09
<b>Pinhais</b>	9,34	8,61	7,96	7,86	7,58	8,03	8,29	8,22	9,01	9,03	9,27	8,99	8,51
<b>Lapa</b>	10,53	9,59	8,66	8,43	7,81	8,92	8,88	8,56	9,87	10,25	10,05	10,16	9,33
<b>Ponta Grossa</b>	11,09	10,42	9,82	9,71	9,47	10,02	10,63	10,82	11,87	11,97	11,98	11,39	10,75
<b>Guarapuava</b>	9,43	8,96	8,82	8,83	8,65	8,81	9,59	9,70	10,61	10,82	10,66	9,83	9,55
<b>Laranjeiras do Sul</b>	8,64	8,58	8,11	8,56	8,15	8,90	9,28	9,05	9,87	9,47	9,72	9,10	8,94
<b>Clevelândia</b>	10,73	9,90	9,87	10,21	9,80	10,34	11,13	10,96	11,49	11,49	11,66	10,91	10,70

Fonte: KIM; GRODZKI; VISSOTO, 2002.

## ANEXO II

Tabela 10 - Classes de rugosidade para diferentes tipos de terrenos.

<b>z<sub>0</sub></b>	<b>Características do Terreno</b>	<b>Classe de Rugosidade</b>
1,00	cidade	3
0,80	floresta	
0,5	subúrbios	
0,4		
0,3	cinturões de árvores	
0,2	árvores e arbustos	2
0,1	fazenda com vegetação fechada	
0,05	fazenda com vegetação aberta	
0,03	fazenda com poucas árvores/edificações	1
0,02	áreas de aeroportos com edificações e árvores	
0,01	áreas de pista de aeroporto	
0,008	pasto	
0,005	solo arado	
0,001	neve	
0,0003	areia	
0,0002		0
0,0001	água (lagos, rios e oceanos)	

Fonte: TROEN; PETERSEN, 1989.

### ANEXO III

#### Função *wblfit* do Matlab®

Esta função retorna os valores de  $k$  e  $A$  da Distribuição de Weibull, ou seja, é uma estimativa de máxima verossimilhança destes parâmetros, dados os valores de velocidade de vento em forma de vetor.

A figura 31 mostra um exemplo da aplicação da função *wblfit*. Na primeira linha, foi declarado o vetor “data”, onde são declarados alguns valores representando possíveis velocidades de ventos.

```
>> data = [1.3 2.5 4.1 3.5 2.0 2.8];  
>> [parmhat,parmci] = wblfit (data)  
  
parmhat =  
  
    3.0194    3.2906  
  
parmci =  
  
    2.3367    1.7322  
    3.9016    6.2512
```

**Figura 31** - Função *wblfit* para um vetor.  
Fonte: Autor.

Na segunda linha, a função *wblfit* é utilizada para retornar os valores apropriados para os parâmetros  $k$  e  $A$  da distribuição de Weibull. Estes valores podem ser observados no termo *parmhat*. Utilizando a função desta forma existe a garantia de 95% de confiabilidade de acerto nos termos utilizados na distribuição. Já no termo *parmci* são demonstrados os limites inferiores e superiores dos intervalos de confiança para os parâmetros utilizados na distribuição (MATHWORKS, 2016).

#### Função *wblpdf* do Matlab®

Esta função é responsável por analisar o vetor com os dados de velocidade de vento, juntamente com os parâmetros  $k$  e  $A$  da função *wblfit*, retornando assim o gráfico de densidade de frequências de ventos. Em outras palavras, a utilização desta

função tem como objetivo verificar a probabilidade de ocorrência de cada velocidade de vento medido no período analisado.

A figura 32 mostra um exemplo da utilização da função *wblpdf*. Os valores encontrados para *k* e *A* (figura 7), são declarados. Os valores de densidade de probabilidade são retornados em “*y*”, após a execução da função com base nos valores do vetor *data*, *k* e *A*.

```
>> k=3.0194;
>> A=3.2906;
>> y = wblpdf (data,k,A)

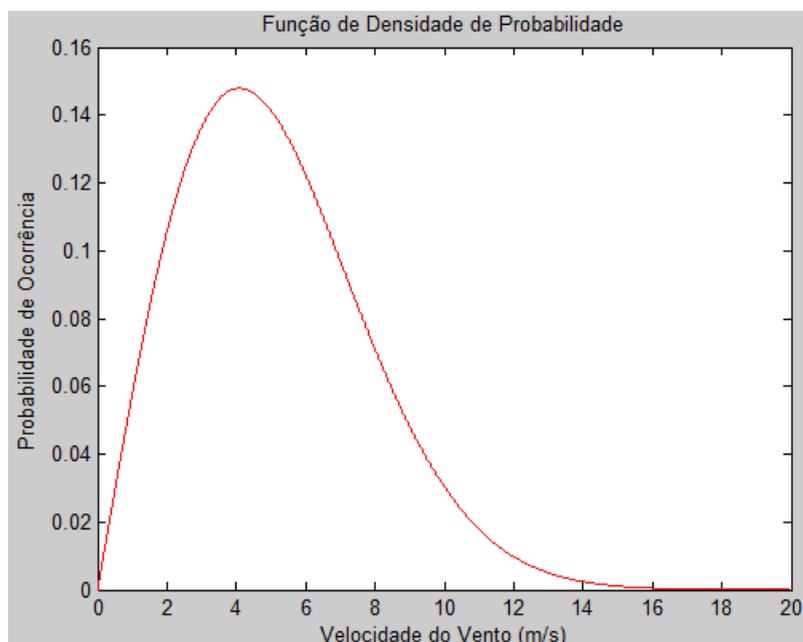
y =

    0.1486    0.4133    0.1423    0.3007    0.3278    0.4202

>> plot(y)
```

**Figura 32** - Função *wblpdf* para um vetor.  
Fonte: Autor.

Na última linha do algoritmo foi plotado o gráfico da função de densidade de probabilidade, como é possível observar na figura 33.



**Figura 33** - Gráfico da função *wblpdf* para o vetor *data*.  
Fonte: Autor.