

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELÉTRICA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

Jonas Somenzi

**ANÁLISE E DIMENSIONAMENTO DE UM MINIGERADOR EÓLICO NA
UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ – CÂMPUS
PATO BRANCO**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**Pato Branco
2016**

JONAS SOMENZI

**ANÁLISE E DIMENSIONAMENTO DE UM MINIGERADOR EÓLICO
NA UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ –
CÂMPUS PATO BRANCO**

Trabalho de Conclusão de Curso de graduação, apresentado à disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso 2, do Curso de Engenharia Elétrica do Departamento Acadêmico de Elétrica – DAELE – da Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR, Campus Pato Branco, como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Me. Hervê Stangler Irion

Co-orientador: Prof. Me. Everton Luiz De Aguiar

PATO BRANCO

2016

TERMO DE APROVAÇÃO

O trabalho de Conclusão de Curso intitulado **Análise e dimensionamento de um minigerador eólico na Universidade Tecnológica Federal do Paraná - Câmpus Pato Branco**, do aluno **Jonas Somenzi** foi considerado **APROVADO** de acordo com a ata da banca examinadora N° **110** de 2016.

Fizeram parte da banca os professores:

Hervê Stangler Irion

José Paulo de Barros Neto

Ricardo Vasques de Oliveira

A Ata de Defesa assinada encontra-se na Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos esforços de meus pais Sergio Somenzi e Ondina Pereira Somenzi, ao apoio do meu irmão Sergio Somenzi Junior que mesmo longe, estendeu a mão durante os momentos de necessidades e a minha noiva, que esteve ao meu lado incentivando e fornecendo apoio para conquistar mais esta etapa.

AGRADECIMENTOS

A Deus pela saúde e fé para superar dificuldades.

A minha família e minha noiva, pelo amor, incentivo, carinho, apoio financeiro, emocional e principalmente pela compressão nos diversos momentos de ausência.

Ao Orientador Me. Hervê Stangler Irion por aceitar orientar este trabalho e contribuir para o mesmo

Ao Co-orientador Me. Everton Luiz De Aguiar que sugeriu o desenvolvimento deste trabalho e participou com suas opiniões.

Ao professor Dr. Ricardo Vasques de Oliveira pelas conversas que agregaram ações construtivas para desenvolver este trabalho.

Ao professor Me. Géremi Gilson Dranka que contribuiu na interpretação de alguns resultados e ajudou em dúvidas técnicas, relacionadas a conceitos sobre funcionamento e características dos aerogeradores.

Aos amigos verdadeiros que estiveram ao meu lado ajudando e incentivando.

RESUMO

SOMENZI, Jonas. Análise e dimensionamento de um minigerador eólico na Universidade Tecnológica Federal do Paraná - Câmpus Pato Branco. 2016. 83 p. Trabalho de Conclusão de Curso – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco, 2016.

Este trabalho apresenta uma abordagem técnica - econômica de um projeto de minigeração eólica, conectada à rede de distribuição de energia elétrica, baseada na resolução normativa 482/2012, a qual aborda e normatiza instalações de sistemas de geração de energia elétrica e estabelece a modalidade de compensação da energia elétrica. O local abordado para esse projeto é o Câmpus da UTFPR - Pato Branco. Esta análise contempla o estudo dos ventos no local da instalação, com objetivo de levantar o perfil dos ventos ao longo do ano. Discute a utilização da função de distribuição probabilística de Weibull de dois parâmetros, fator de forma K e fator de escala C. Com base nesses parâmetros é estimado o potencial de geração disponível em W/m^2 , energia elétrica anual gerada utilizando uma turbina de 100 kW. Com base nos perfis de ventos coletados pelo Simepar, na UTFPR, mapeamento eólico do Paraná (COPEL, 2007), dados de energia elétrica gerada, valores com instalação e manutenção, análise de legislação e tributos, foi possível analisar a viabilidade econômica do projeto. O trabalho aborda uma alternativa para amortizar os custos com a fatura de energia elétrica, considerando consumidores cativos conectados ao sistema de distribuição de energia elétrica.

Palavras-chave: Aerogerador, Energia Elétrica, Perfil do Vento, Resolução Normativa, Turbina Eólica, Viabilidade.

ABSTRACT

Somenzi, Jonas. Analysis and dimensioning Wind Power Generators at The Federal University of Technology Paraná - Pato Branco - Campi. Pato Branco, 2016. 83 p. Trabalho de Conclusão de Curso – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco, 2016.

This paper presents an approach – economic a minigeneration wind project, connected to the electricity distribution, based on the resolution normative 482/2012, which approaches and regulates electric power generation system installations and establishes the compensation mode of electricity. The site approached for this project is the Campi UTFPR - Pato Branco. This analysis includes the study of winds at the installation site, in order to raise the profile of the winds during the year. Discusses the use of probability distribution function of two parameters Weibull, form factor K and form factor C. Based on these parameters is estimated the potential of available generation at W/m^2 , annual electricity generated using a turbine 100 kW. Based on the profiles collected by winds Simepar, at UTFPR, Paraná wind mapping (COPEL, 2007), electricity data, values with installation and maintenance, legislation analysis and taxes, it was possible to analyze the economic feasibility of the project. The paper discusses an alternative to amortize the cost of electricity bill, including consumers slave connected to the electricity distribution system.

Palavras-chave: Aerogenerator, Electricity, Wind Profile, Resolution Normative, Wind Turbine, Viability.

LISTAS DE FIGURAS

Figura 1 a – Relação das Zonas de Estabilidade Relacionadas as Velocidades do Vento (m/s) e Altura (m) $Z_0 = 0,3$	23
Figura 2 – Componentes de um Aerogerador de Eixo Horizontal	32
Figura 3 – Rotor Darrieus Duas Pás em Forma de Catenária.....	33
Figura 4 a – Formato Rotor H Proposto por Darrieus.....	34
Figura 4 b - Formato Rotor Delta Proposto por Darrieus.....	34
Figura 4 b – Formato Rotor Delta Proposto por Darrieus	34
Figura 4 c – Formato Rotor Diamante Proposto por Darrieus.	34
Figura 4 d – Formato Rotor Y Proposto por Darrieus.....	34
Figura 5 – Modelo em Forma de “S” Savonius.....	34
Figura 6 – Turbina Gorlov Helicoidal	35
Figura 7 – Principais Partes de um Aerogerador de Eixo Horizontal.....	36
Figura 8 – Passos para Solicitar e Acessar o Sistema de Distribuição de Energia Elétrica	41
Figura 9 – Estação Meteorológica Instalada na UTFPR.....	47
Figura 10 - Distribuição de Weibull para Ventos a 37 m na UTFPR-PB e SIMEPAR	48
Figura 11 - Distribuição de Weibull para Ventos a 50 m na UTFPR-PB e SIMEPAR	49
Figura 12 – Distribuição de Weibull para Ventos a 80m na UTFPR-PB e SIMEPAR	49
Figura 13 - Distribuição de Weibull para Ventos a 100m na UTFPR-PB e SIMEPAR	49
Figura 14- Distribuição de Weibull para Ventos a 120m na UTFPR-PB e SIMEPAR	50
Figura 15 – Representação do Demanda Referente aos Meses de Setembro de 2015 a Agosto de 2016	58
Figura 16 – Curva de Potência do Aerogerador AGW 100.....	60
Figura 17 – Cálculo do Coeficiente de Potência do Aerogerador Utilizado para Estimar a Energia Gerada	62
Figura 18 – Economia gerada referida a energia gerada.	65
Figura 19 - Distribuição de Weibull para Ventos no Verão a 37 m de 2011 a 2016 ..	76
Figura 20 – Distribuição de Weibull para Ventos no Verão a 50 m de 2011 a 2016 .	76
Figura 21 – Distribuição de Weibull para Ventos no Verão a 80 m de 2011 a 2016 .	77
Figura 22 – Distribuição de Weibull para Ventos no Verão a 100 m de 2011 a 2016	77
Figura 23 – Distribuição de Weibull para Ventos no Verão a 120 m de 2011 a 2016	77
Figura 24 – Distribuição de Weibull para Ventos no Outono a 37 m de 2011 a 2015	78

Figura 25 – Distribuição de Weibull para Ventos no Outono a 50 m de 2011 a 2015	78
Figura 26 – Distribuição de Weibull para Ventos no Outono a 80 m de 2011 a 2015	79
Figura 27 – Distribuição de Weibull para Ventos no Outono a 100 m de 2011 a 2015	79
Figura 28 – Distribuição de Weibull para Ventos no Outono a 120 m de 2011 a 2015	79
Figura 29 – Distribuição de Weibull para Ventos no Inverno a 37 m de 2011 a 2015	80
Figura 30 – Distribuição de Weibull para Ventos no Inverno a 50 m de 2011 a 2015	81
Figura 31 – Distribuição de Weibull para Ventos no Inverno a 80 m de 2011 a 2015	81
Figura 32 – Distribuição de Weibull para Ventos no Inverno a 100 m de 2011 a 2015	81
Figura 33 – Distribuição de Weibull para Ventos no Inverno a 120 m de 2011 a 2015	82
Figura 34 – Distribuição de Weibull para Ventos na Primavera a 37 m de 2011 a 2015	83
Figura 35 – Distribuição de Weibull para Ventos na Primavera a 50 m de 2011 a 2015	83
Figura 36 – Distribuição de Weibull para Ventos na Primavera a 80 m de 2011 a 2015	83
Figura 37 – Distribuição de Weibull para Ventos na Primavera a 100 m de 2011 a 2015	84
Figura 38 – Distribuição de Weibull para Ventos na Primavera a 120 m de 2011 a 2015	84
Figura 39 – Planilha de Cálculo do VPL	85
Figura 40 – Estação Meteorológica TP1080WC	86
Figura 41 – Fatura de Energia Elétrica da UTFPR – Câmpus Pato Brando referente ao mês setembro de 2016	88

LISTAS DE TABELAS

Tabela 1 – Valores típicos da rugosidades em determinadas superfícies.....	24
Tabela 2 – Subdivisões grupo A.....	38
Tabela 3 – Subdivisões grupo B.....	38
Tabela 4 – Parâmetros de Weibull Obtidos nos Locais de Medição a 37 m.....	50
Tabela 5 – Parâmetros de Weibull Obtidos nos Locais de Medição a 50m.....	50
Tabela 6 – Parâmetros de Weibull Obtidos nos Locais de Medição a 80m.....	51
Tabela 7 – Parâmetros de Weibull Obtidos nos Locais de Medição a 100m.....	51
Tabela 8 – Parâmetros de Weibull Obtidos nos Locais de Medição a 120m.....	51
Tabela 9 – Parâmetros de Weibull UTFPR-PB Obtidos com Intervalos de 10 Minutos	52
Tabela 10 – Potencial de Geração em W/m^2 nos Locais de Medição nas Alturas de 37, 50, 80, 100 e 120m para o Ano 2016	53
Tabela 11 – Potencial de Geração em W/m^2 Referido à Anos Anteriores.....	54
Tabela 12 – Parâmetros a 50m Utilizados para Estimar o Potencial de geração em W/m^2 no Local da Instalação.....	56
Tabela 13 – Potencial de Geração W/m^2 ao Longo do Ano	56
Tabela 14 – Potência Média de Geração em W para Cada Estação do Ano	63
Tabela 15 – Energia Gerada em kWh ao Longo do Ano	63
Tabela 16 – Cálculo da Alteração Tarifária.	66
Tabela 17 – Parâmetros de Weibull do Simepar Referentes ao Verão de 2011 a 2016.	78
Tabela 18– Parâmetros de Weibull do Simepar Referentes ao Outono de 2011 a 2015.	80
Tabela 19 – Parâmetros de Weibull do Simepar Referentes ao Inverno de 2011 a 2015.	82
Tabela 20 – Parâmetros de Weibull do Simepar Referentes a Primavera de 2011 a 2015.	84
Tabela 21 – Especificações Técnicas dos sensores da Estação Meteorológica TP1080WC.....	87

LISTAS DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Participação Percentual em Potência Instalada pelas Fontes na Matriz Energética Elétrica no Ano 2015	18
Gráfico 2 – Participação Percentual Potência Instalada pelas Fontes na Matriz Energética Elétrica no Ano 2014	19
Gráfico 3 – Projeção Percentual e Potência Instalada das Fontes de Energia no Ano 2024	19

LISTAS DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
HAWT	<i>Horizontal Axis Wind Turbine</i>
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PIS/PASEP	Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
TSR	<i>Tip Speed Ratio</i>
UTE	Usina Termelétrica
UTFPR	Universidade Tecnológica Federal do Paraná
VAWT	<i>Vertical Axis Wind Turbine</i>
VPL	Valor Presente Líquido

LISTAS DE SÍMBOLOS

TWh	Tera Watt hora
%	Porcentagem
kW	Quilo Watt
MW	Mega Watt
GW	Giga Watt
m/s	Metros por segundo
m	Metros
Z_0	Comprimento da rugosidade [m]
$u(h)$	Velocidade na altura h [m/s]
h	Altura [m]
u^*	Velocidade de atrito [m/s]
k	Constante de Kármán
ln	Logarítimo Neperiano
e	Exponencial
h_1	Altura de referência da medição [m]
h_2	Altura desejada para correção [m]
α	Expoente de camada limite
°C	Graus Célsius
ρ	Densidade do ar [kg/m ³]
kg/m ³	Quilograma por metro cúbico
T	Temperatura [°C]
$f_w(V)$	Distribuição da velocidade de vento
K	Fator de forma
C	Fator de escala
v	Velocidade do vento
σ	Desvio Padrão
Γ	Função Gama
N	Número de pontos
V_m	Velocidade média
V_i	Velocidade do vento no centro do histograma
x	Número de amostras
P_W	Potencial de geração
$P_{Wweibul}$	Densidade de potência de geração

P	Potência Gerada
A_r	Área varrida pelo rotor
C_p	Coeficiente aerodinâmico do rotor
η	Eficiência do conjunto gerador/transmissões mecânicas e elétricas
η_e	Eficiência elétrica
η_m	Eficiência mecânica
I	Corrente nominal
V	Tensão de fornecimento
N_F	Número de Fases
FP	Fator de Potência
F_{ac}	Fluxos acumulados
F_c	Fluxo de Caixa
T	Período de Análise
N	Períodos a serem analisados

SUMÁRIO

1. Introdução.....	17
2. Referencial Teórico.....	21
2.1 O Recurso Eólico.....	21
2.1.1 Vento.....	21
2.1.2 Rugosidade – Z_0	23
2.1.3 Densidade do Ar.....	26
2.1.4 Medições Anemométricas.....	27
2.1.5 Distribuição de Weibull de Dois Parâmetros.....	27
2.2 Estimação do Potencial de Geração.....	29
2.3 Turbinas Eólicas.....	30
2.3.1 Turbinas de Eixo Horizontal.....	31
2.3.1 Turbinas de Eixo Vertical.....	32
2.3.1.1 Modelos de Rotores de Eixo Vertical.....	33
2.4 Aerogerador.....	36
2.4 Sistema Tarifário.....	37
2.5 Resolução Normativa ANEEL 482/2012.....	39
2.5.1 Acesso ao Sistema de Distribuição.....	40
2.5.1 Sistema de Compensação de Energia.....	42
2.6 Viabilidade Econômica Valor Presente Líquido.....	43
3. Desenvolvimento.....	45
3.1 Estudo dos Ventos.....	46
3.2 Potencial de Geração.....	52
3.3 Estudo da Fatura de Energia Elétrica.....	57
3.4 Aerogerador Utilizado.....	59
3.4.1 Características Técnicas Aerogerador AGW 100.....	59
3.5 Estimação da Energia Gerada.....	61
3.6 Valores de Mercado do Sistema de Geração.....	63

3.7 Viabilidade Econômica.....	64
4. Conclusão.....	67
5. Referências.....	70
APÊNDICE A – Tratamento de Dados do SIMEPAR	76
APÊNDICE B – Cálculo de Retorno do Investimento	85
ANEXO B – Fatura de Energia Elétrica da UTFPR – Pato Branco	88

1. INTRODUÇÃO

O cenário vivenciado atualmente demonstra tendência no uso de energias renováveis para geração de energia elétrica (ANEEL, 2014). Essa tendência pode ser verificada em diversos países, por meio de incentivos na concessão de geração distribuída. Os principais mecanismos adotados nesses países referem-se a criação de uma tarifa incentivada para cada tipo de fonte geradora (*Feed-in*), sistema de medição líquida de energia elétrica e atributos de quotas de energia, essas quotas devem ser compradas compulsoriamente pelas distribuidoras (ANEEL, 2011).

O relatório do balanço energético nacional 2016 ano base 2015 (EPE, MME, 2016), apresenta análise acerca da potência e energia elétrica gerada. No Brasil a energia elétrica gerada no ano de 2015 foi de 615,9 TWh.

Segundo EPE, MME (2016) o aumento do consumo de energia elétrica e o decréscimo da fonte hídrica pelo quarto ano consecutivo, apresentaram a necessidade em diversificar a matriz energética elétrica. No ano 2014 a fonte hídrica representou decréscimo de 5,6% em relação a 2013, em 2015 representou 1,2 % em relação a 2014. Em comparação com a fonte hídrica a eólica apresentou no mesmo período um acréscimo de 85,6% em relação a 2013 e 56,2% em relação a 2014. Suprindo a queda da fonte hídrica, as fontes que compõe a matriz energética elétrica brasileira apresentaram aumento. O Gráfico 1 mostra a colaboração em percentual das fontes em potência elétrica instalada no ano de 2015, pode-se observar que a matriz é constituída também pelas fontes de biomassa, carvão e derivados, derivados de petróleo, gás natural e nuclear, destaque para a energia solar aparecendo com 0,01% da matriz energética elétrica do Brasil (EPE, MME, 2016).

O país vem apresentando preocupação com relação ao aumento da demanda de energia elétrica, decorrentes da evolução demográfica e crescimento da atividade econômica, crescendo-se estímulos a geração distribuída, com o uso de fontes renováveis (ANEEL, 2014).

Em relação a modalidade geração distribuída, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), apresenta a resolução normativa 482 (2012) que descreve sobre a estrutura de acesso a rede de distribuição por unidades consumidoras que optarem por contribuir com a geração de energia, na modalidade de compensação de energia elétrica (ANEEL, 2012).

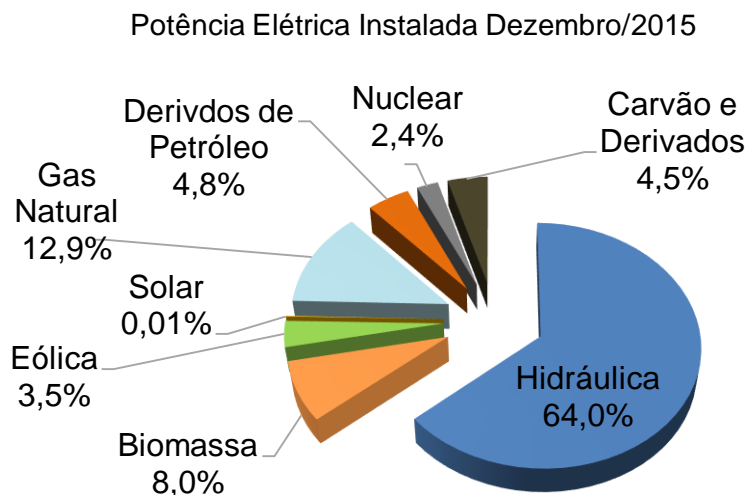


Gráfico 1 – Participação Percentual em Potência Instalada pelas Fontes na Matriz Energética Elétrica no Ano 2015
 Fonte – Adaptado de EPE, MME (2016, p. 16).

Esta norma desburocratizou o acesso, designando os limites de potências nas instalações. Em sua 6ª revisão realizada em 24 de Novembro de 2015, a normativa 482 (2012) recebeu algumas alterações delimitadas pela resolução normativa 687(2015), esta iniciou vigência em 01 de maio de 2016, dentre elas a potência instalada de microgeração passa ao valor máximo de 75 kW, já a minigeração estende-se a potências maiores que 75 kW até 5MW.

No Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) (2015) 2024, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e o Ministério de Minas e Energia (MME) apresentam o potencial de geração de energia elétrica instalada, no ano de 2014, esse valor totalizou 133 GW. No Gráfico 2 pode-se visualizar que as fontes de energia elétrica não renováveis, ou seja, Usinas Termelétricas – (UTE) e nuclear apresentam 22 GW do potencial de geração elétrica instalada, já as fontes consideradas alternativas somam-se 111 GW.

A perspectiva do potencial de energia elétrica instalada até dezembro de 2024 será de 207GW, observa-se no Gráfico 3 que a contribuição das fontes não renováveis como UTE e nuclear somam-se 33 GW. As fontes renováveis biomassa, eólica, hidro e solar somam-se 174 GW (EPE, MME, 2015).

A fonte solar não apresentou relevância na matriz energética do ano de 2014, suprimida do Gráfico 2. No ano de 2015 esta fonte caracterizou 0,01% da matriz energética como mostra o Gráfico 1. A perspectiva da fonte solar na matriz energética

até o ano de 2024, pode ser observada no Gráfico 3 com 33.000% de crescimento com relação ao ano de 2015 (EPE, MME, 2016) (EPE, MME, 2015).

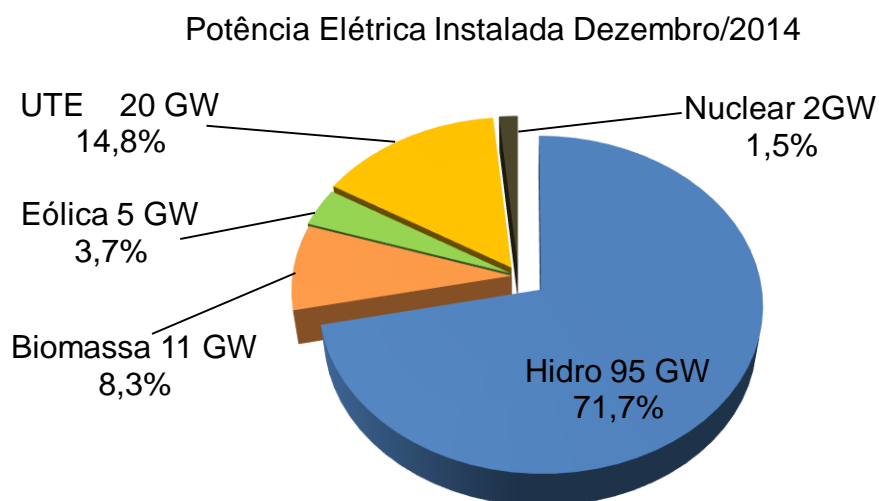


Gráfico 2 – Participação Percentual Potência Instalada pelas Fontes na Matriz Energética Elétrica no Ano 2014
Fonte – Adaptado de EPE, MME (2015, p. 96).

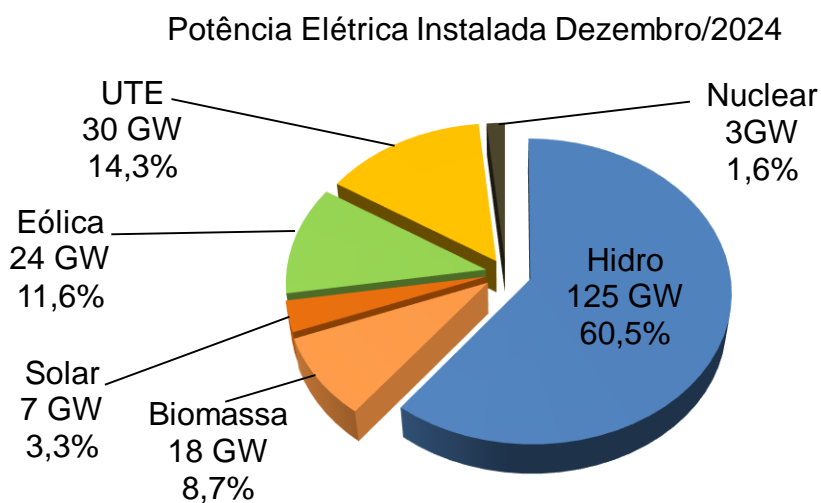


Gráfico 3 – Projeção Percentual e Potência Instalada das Fontes de Energia no Ano 2024
Fonte – Adaptado de EPE, MME (2015, p. 96).

A fonte eólica apresenta uma crescente participação na matriz energética elétrica, o Gráfico 3 mostra essa tendência de crescimento, que pode representar até dezembro/2024 11,6 % da matriz energética elétrica, um acréscimo de aproximadamente 314% em relação a dezembro/2014 (EPE, MME, 2016; EPE, MME, 2015).

De acordo com a projeção do Plano Decenal de Expansão de Energia 2024, a potência de energia elétrica instalada na região sul do País poderá apresentar

participação de 23,389 MW através de fontes renováveis e 4,571 MW por fontes não renováveis (EPE, MME, 2015).

No Paraná a concessionária Companhia Paranaense de Energia (COPEL), realizou o mapeamento do potencial eólico estadual, publicando o atlas de potencial eólico (COPEL, 2007). Nesse documento, o regime de ventos apresentado, pode ser aproveitado no estudo de potenciais de geração de energia elétrica. Algumas regiões apresentam-se mais propícias com ventos entre 6 e 8 m/s. Caso da região de Palmas e Guarapuava, próximas a Pato Branco. Sendo que na cidade de Palmas já existe uma usina eólica em operação.

A partir do cenário abordado, serve-se de estímulo para realizar as atividades propostas neste trabalho, verificando-se a viabilidade de implementação de um sistema de geração distribuída eólica, na Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) – Câmpus Pato Branco.

Neste estudo considera-se a redução da fatura de energia elétrica da UTFPR – Câmpus Pato Branco, inserindo-se uma fonte alternativa de geração de energia elétrica conectada em paralelo a rede, respeitando a normativa 482/2012.

A escolha da utilização da fonte eólica, foi devido a tendência de crescimento dessa fonte na matriz energética elétrica brasileira como mostra a EPE e MME (2015), apontando uma alternativa de eficiência energética acessível a consumidores cativos COPEL, que pudessem explorar tal fonte, reduzindo custo mensal da fatura de energia elétrica. Acompanhando a geografia de Pato Branco e sua proximidade com a usina eólica de Palmas – PR, despertou-se o interesse de realizar um estudo a fim de verificar a viabilidade de instalação de um minigerador eólico na UTFPR – Câmpus Pato Branco em conformidade a normativa ANEEL 482/2012.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

Neste capítulo será exposto o referencial teórico que norteia este trabalho. Está pesquisa se dá baseada em artigos acadêmicos, livros, manuais técnicos e páginas da internet relevantes que tratam sobre normas e informações recentes.

2.1 O RECURSO EÓLICO

O crescimento acentuado da utilização do vento como fonte para geração de energia elétrica, mostra que a geração eólica tem sido aceita pelo mundo para ajudar nas necessidades energéticas (KARKI; HU; BILLINTON, 2006). As energias renováveis desempenham um papel significativo na geração de energia do mundo. A limpeza e reciclagem mostram-se importantes para a manutenção e conservação do meio ambiente, esses fatores despertaram a atenção dos países em desenvolvimento na geração de energia elétrica baseada em fontes alternativas (HOSSIENI; RASOULI; RASOULI, 2014).

Para geração de energia elétrica eólica, a partir do aproveitamento do vento, se faz necessário estudar tal recurso.

2.1.1 VENTO

O vento apresenta-se como recurso natural, resultante da ação contínua da circulação das camadas de ar da atmosfera, essas sofrem influência direta da energia radiante do sol e do movimento de rotação e translação do Planeta Terra (COPEL, 2007).

O aquecimento da superfície terrestre não uniforme nos diferentes ciclos do dia, da noite e no decorrer das estações do ano, criam massas de ar com diferentes temperaturas. O contato das massas de ar produzem ventos com velocidades e direções conhecidas, com tendências sazonais diurnas e definidas (COPEL, 2007).

O vento pode variar em intervalos diferentes ao longo do dia e noite, porém tende a um regime diurno devido a influências locais em microescala e regionais mesoescala. Isso se deve ao tipo de relevo, rugosidade do terreno, presença de obstáculos e estabilidade térmica vertical (COPEL, 2007).

Existe uma regularidade no regime dos ventos, que verifica-se ao longo de meses ou anos. A longo prazo, em torno de décadas, os ventos podem apresentar variações médias menores que 10% (AMARANTE; SCHULTZ, 1999).

A altitude do solo determina a estabilidade dos ventos, sendo associada ao perfil vertical da sua velocidade, pode-se delimitar o vento em 3 zonas, sendo estável, neutra e instável (ZHANG, 2015). De acordo com COPEL (2007) as 3 zonas relacionam a velocidade do vento em cada altura de referência afetadas pela rugosidade e estabilidade térmica vertical da atmosfera, isso pode ser observado na Figura 1, comparando-se a estabilidade com a rugosidade do terreno.

Na Figura 1 a apresenta-se com fator rugosidade $Z_0 = 0,3$ a curva em azul apresenta a zona estável a 50 metros de altitude com velocidade de 4,3 m/s, a zona neutra representada pela curva em preto aparece com velocidade de 7,6 m/s e a zona instável em vermelho corresponde a 9,1 m/s. Na Figura 1 b tem-se fator de rugosidade $Z_0 = 0,001$, observa-se que a zona de estabilidade em azul a 50 m de altura aparece com 5,6 m/s, a zona neutra em preto aparece com 9,4 m/s já a zona instável corresponde a velocidade de 10,5 m/s.

O estudo da camada limite para aproveitamento energético, mostra-se importante para modelar o fluxo do vento e avaliar recursos eólicos, principalmente pelo crescente tamanho das turbinas eólicas e sua elevação. Ainda segundo ZHANG (2015, p. 171) considerando-se as zonas de estabilidade, à altura máxima do mastro pode ser 100 a 150 m.

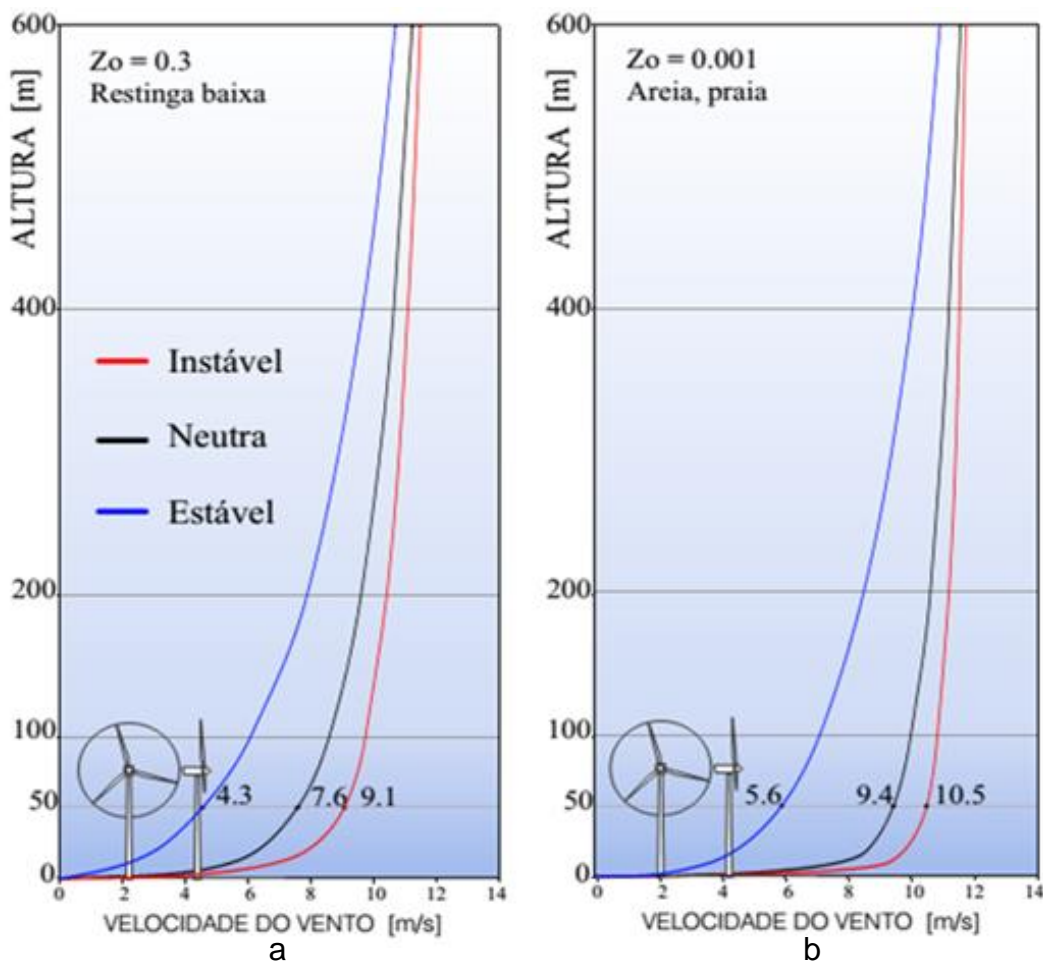


Figura 1 a – Relação das Zonas de Estabilidade Relacionadas as Velocidades do Vento (m/s) e Altura (m) $Z_0 = 0,3$

Figura 1 b – Relação das Zonas de Estabilidade Relacionadas as Velocidades do Vento (m/s) e Altura (m) $Z_0 = 0,001$

Fonte: Adaptado de COPEL (2007, p. 10).

2.1.2 RUGOSIDADE – Z_0

No estudo do potencial de geração eólica, consideram-se alguns fatores relevantes a respeito do perfil topográfico do terreno, modelo de relevo, altura da camada-limite atmosférica, densidade do ar e o modelo de rugosidade, leva-se em consideração a região em micro ou mesoescala (CAMARGO-SCHUBERT ENGENHARIA EÓLICA, 2013).

Zhang (2015, p. 14 a 20) aponta que para estimar a influência da topografia no vento, analisam-se três características no local da implantação, orografia¹, rugosidade e obstáculos, porém a interação entre a topografia e o vento são influenciado por outros fatores não topográficos como a densidade do ar e camada térmica da atmosfera. A consideração de todas as variáveis torna a análise complexa. Para simplificar o estudo, limita-se a análise de ventos baixos relevantes para aproveitamento energético como mostra a Figura 1.

Os ventos baixos variam de acordo com o atrito que a superfície oferece. Normalmente o comprimento da rugosidade pode ser determinada pelo tamanho e rugosidade dos elementos da superfície. Para a superfície terrestre esses elementos são vegetação, áreas construídas e superfície do solo (ZHANG, 2015).

O parâmetro Z_0 é expresso em metros, sendo diferente para cada perfil de local. Pode-se visualizar alguns valores de rugosidade pré-definidos na Tabela 1.

Tabela 1 – Valores típicos da rugosidades em determinadas superfícies

Características de Superfícies	Comprimento de Rugosidade Z_0 (m)	Classe de Rugosidade
Florestas e áreas Urbanas	0,6 ~ 1,0	N-
Subúrbios e abrigos	0,4 ~ 0,6	3
Sítio com aparência Fechada	0,3 ~ 0,4	3
Árvores e arbustos	0,2	-
Locais com aparência fechada	0,1	2
Fazendas com aparência Aberta	0,05	1
Áreas aeroportuárias com edifícios e árvores	0,03	1
Gramíneas e pistas de aeroporto	0,01	-
Superfícies terrestres planas	0,005	-
Superfícies com neve rasa	0,001	0
Superfícies com areia	0,0003	0
Superfícies cobertas por água	0,0002	0

Fonte: Adaptado de TROEN; LUNDTANG PETERSEN (1989, p. 59).

¹ Características do relevo de uma determinada região. No Estado do Paraná a orográfica possui características variadas como; litoral, campos, vales e regiões acidentadas com relevo complexo.

No comprimento geométrico em que o limite inferior da atmosfera ocorre, o comprimento da rugosidade é a altura em que o perfil da velocidade média do vento na escala logarítmica é nulo. Para um ambiente termicamente neutro, o perfil vertical do vento na camada superficial da atmosfera pode ser expressa pela equação (1) conforme (COPEL, 2007, p. 47).

$$u(h) = \frac{u^*}{k} \ln \left(\frac{h}{z_0} \right) \quad (1)$$

Onde $u(h)$ é a velocidade em metros por segundo, na altura h em metros, u^* é a velocidade de atrito em metros por segundo, k é a constante de Kármán, aproximadamente 0,4 adimensional e Z_0 é o comprimento da rugosidade em metros.

A estimação de Z_0 pode ser aproximada pela Tabela 1 (TROEN; LUNDTANG PETERSEN, 1989), ou obtida em campo com medições da velocidade de ventos, a partir de duas alturas distintas em uma mesma torre de medição (COPEL, 2007) (CAMARGO-SCHUBERT ENGENHARIA EÓLICA, 2013).

Aplicando-se a lei logarítmica de (1) para as duas alturas, h_1 e h_2 ambas em metros e dividindo-as para simplificar a expressão, abstraindo as variáveis u^* e k , que podem não ser valores concretos, pode-se então relacionar as variáveis da altura e velocidade como segue a equação (2) conforme (COPEL, 2007, p. 47) e (CAMARGO-SCHUBERT ENGENHARIA EÓLICA, 2013, p. 8).

$$\frac{u(h_2)}{u(h_1)} = \frac{\ln\left(\frac{h_2}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_1}{z_0}\right)} \quad (2)$$

Da equação (2) observa-se que para encontrar o valor de Z_0 basta isolá-lo, obtendo-se a equação (3) (COPEL, 2007, p. 47).

$$Z_0 = e^{\left[\frac{u(h_2) \ln(h_1) - u(h_1) \ln(h_2)}{u(h_2) - u(h_1)} \right]} \quad (3)$$

A variação vertical da velocidade do vento na camada-limite também pode ser expressa utilizando-se a lei da potência como mostra a equação (4) (COPEL, 2007).

$$u(h_2) = u(h_1) \left(\frac{h_2}{h_1} \right)^\alpha \quad (4)$$

Onde α é o expoente de camada limite, ou seja, α igual a Z_0 sendo adimensional. A rugosidade pode ser expressada como uma função das velocidades nas duas alturas de medições, como mostra a equação (5) (COPEL, 2007).

$$\alpha = \frac{\ln\left[\frac{u(h_2)}{u(h_1)}\right]}{\ln\left(\frac{h_2}{h_1}\right)} \quad (5)$$

A ausência de uma segunda referência de velocidade no mesmo local de medição, aponta-se necessário a utilização de dados tabelados como mostra a Tabela 1, simplificando a obtenção do fator rugosidade (TROEN; LUNDTANG PETERSEN, 1989).

2.1.3 DENSIDADE DO AR

A densidade do ar pode variar de acordo com a localidade de referência. Cada local possui variáveis com amplitudes diferentes que devem ser considerados, pode-se citar pressão, temperatura e umidade. A densidade do ar influencia no potencial eólico, ar frio e úmido possui maior densidade. Isso mostra a importância em quantificar seu valor em cada local a ser estimado o potencial eólico (PETRY; MATTUELLA, 2007).

As curvas de potência gerada, fornecidas pelos fabricantes de turbinas eólicas, levam em consideração as condições padrão de atmosfera, ou seja, uma temperatura de 15°C, nível do mar e densidade do ar de 1,225 Kg/m³ (COPEL, 2007).

A densidade do ar (ρ) pode ser determinada através da temperatura (°C) e a altitude (m) da medição.

A equação (6) apresenta o cálculo de ρ (Kg/m³), onde h é a altitude em metros e T a temperatura em graus Celsius (COPEL, 2007, p. 47).

$$\rho = \frac{352,98 \times \left(1 - \frac{h}{45271}\right)^{5,2624}}{273,15 + T} \quad (6)$$

2.1.4 MEDIÇÕES ANEMOMÉTRICAS

Para realizar estudos de potencial eólico de geração de energia, a literatura mostra que medições da velocidade do vento devem ser realizadas continuamente, ao decorrer de anos.

O estudo mínimo deve-se perdurar por um ano. Monitorando-se o comportamento do vento, possibilita-se construir um comportamento anual que representa as variações na intensidade e direção do vento, correspondente as quatro estações do ano (AWS SCIENTIFIC, INC., 1997).

Embora com o estudo mínimo anual caracteriza-se o perfil do vento, a análise que mostra confiança realiza-se monitorando-se dados de vento entre três e cinco anos, tomando-se uma média a cada 10 minutos. Em períodos mais prolongados de estudo pode-se prever tendências de velocidades e direções do vento, periodicidades em horários ou estações do ano, maximizando as curvas de potência de geração e otimizando a avaliação econômica (ZHANG, 2015) (AWS SCIENTIFIC, INC., 1997) (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2005).

Para realizar-se o estudo dos ventos as medições anemométricas devem ser realizadas em locais propícios a existência de vento contínuo, em altitudes relevantes para potencial de exploração do recurso eólico (COPEL, 2007; PETRY; MATTUELLA, 2007; FAVERA, CERETTA DALLA ALEXANDRE; ET AL, 2012).

Em estudos de potenciais empreendimentos comerciais, utilizam-se torres de medições com altura de até 100m, e uma malha de sensores de velocidade e direção, situados na faixa de 50m, 80m e 100m, as variáveis mensuradas são armazenadas em um sistema de registro de dados conhecidos como *dataloggers* (PINTO, 2013).

2.1.5 DISTRIBUIÇÃO DE WEIBULL DE DOIS PARÂMETROS

A distribuição de Weibull de dois parâmetros é uma análise probabilística de confiabilidade, proporciona aproximação da distribuição dos ventos em análises de

registros de dados anemométricos adquiridos durante os períodos de medições. Por esse motivo é amplamente utilizada para determinar o perfil de ventos (COPEL, 2007) (CAMARGO-SCHUBERT ENGENHARIA EÓLICA, 2013).

Esta distribuição da velocidade de vento $f_w(V)$ pode ser obtida pela função densidade de Weibull dada pela equação (7) (CAMARGO-SCHUBERT ENGENHARIA EÓLICA, 2013, p. 66; COPEL, 2007, p. 46).

$$f_w(V) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right]} \quad (7)$$

Da equação (7) tem-se que v é a velocidade do vento em metros por segundo, K é o fator de forma sendo adimensional e C é fator de escala em metros por segundo, sendo K e C os dois parâmetros de Weibull que determinam o padrão da velocidade de vento (COPEL, 2007, p. 46; KUMARASWAMY; B. K; Y. T, 2011).

Os parâmetros de forma e escala da distribuição de Weibull podem ser determinados como mostram as equações (8) e (9) (KUMARASWAMY; B. K; Y. T, 2011).

$$k = \left(\frac{\sigma}{Vm}\right)^{-1.086} \quad 1 \leq k \leq 10 \quad (8)$$

$$c = \frac{Vm}{\Gamma\left(1+\frac{1}{k}\right)} \quad (9)$$

Para determinar os valores de k e c necessita-se conhecer o desvio padrão, velocidade média em metros por segundo e a função gama Γ , dadas pelas respectivas equações (10), (11) e (12) (KUMARASWAMY; B. K; Y. T, 2011).

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (Vi \cdot Vm)^2} \quad (10)$$

Onde σ apresenta-se como o desvio padrão adimensional, N é o número total de amostras da velocidade do vento diferente de zero, Vm é a velocidade média em metros por segundo, e Vi é a velocidade do vento no centro do histograma.

$$Vm = \frac{1}{N} [\sum_{i=1}^N Vi] \quad (11)$$

$$\Gamma = \int_0^{\infty} t^{N-1} e^{-t} dt \quad (12)$$

A função gama depende do número de amostras e do tempo t em segundos, a qual pode ser determinada pela equação (13). (KUMARASWAMY; B. K; Y. T, 2011).

$$t = \left(\frac{Vm}{c}\right)^k \quad (13)$$

Da equação (13) tem-se que a função t depende da velocidade média e dos dois parâmetros de Weibull K e C (KUMARASWAMY; B. K; Y. T, 2011). Devido a quantidade de dados a serem tratados neste trabalho, foi utilizada a função densidade de Weibull implementada no MATLAB®.

2.2 ESTIMAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO

A potência de geração em uma determinada localidade é expressa em W/m^2 . Segundo (ZHANG, 2015), o potencial de geração é utilizado para estimar a potência de geração local, pode ser classificado como ruim para valores menores que $250 W/m^2$, razoável de 250 a $400 W/m^2$, bom de 400 a $600 W/m^2$ e excelente para potências maiores que $600 W/m^2$, esses valores possuem como referência a altura do cubo do aero gerador. Algumas informações, tais como topografia, conexão com a rede, acesso e preço da energia elétrica, também devem ser considerados para estudo económico de projetos a partir da geração eólica.

O cálculo utilizado para obter-se a força do vento por unidade de área, ou seja, o potencial de geração é dado pela equação (14) (KUMARASWAMY; B. K; Y. T, 2011).

$$P_W = 0,5 \rho V^3 \quad (14)$$

Na equação (14) mostra-se que a potência de geração depende da densidade do ar ρ em Kg/m^3 e da velocidade em metros por segundo ao cubo do vento.

Outra maneira possível de se calcular a densidade de potência de geração é utilizando a probabilidade da função de distribuição de Weibull dada pela equação (15) (KUMARASWAMY; B. K; Y. T, 2011).

$$P_{Wweibull} = 0,5 \rho c^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) \quad (15)$$

Nos sistemas de aproveitamento da energia cinética do vento, essa energia é captada pela turbina do aerogerador, entregue ao rotor do gerador e então transforma-se em energia elétrica. A potência gerada para cada turbina por ser expressa pela equação (16) conforme (ANEEL, 2016, p. 10).

$$P = 0,5 \rho A_r V^3 C_p \eta \quad (16)$$

A equação (16) relaciona a velocidade em metros por segundo, densidade do ar em quilogramas por metro cúbico, A_r – área varrida pelo rotor em metros quadrados, C_p – coeficiente aerodinâmico do rotor adimensional, η – eficiência do conjunto gerador/transmissões mecânicas e elétricas adimensional.

A eficiência do conjunto gerador/transmissões mecânicas pode ser representada por η_e – eficiência elétrica e η_m – eficiência mecânica de acordo com a equação (17). Ainda segundo ZHANG (2015, p. 66) geralmente utilizam-se valores de $\eta_e=0,97$ a $0,98$ e $\eta_m= 0,95$ e $0,97$.

$$\eta = \eta_e \eta_m \quad (17)$$

2.3 TURBINAS EÓLICAS

O aproveitamento da energia cinética do vento se dá por meio das turbinas eólicas, que absorvem esta energia através das pás, transformando-a em energia mecânica. Na antiguidade essa energia mecânica era empregada basicamente em moinhos e bombeamento de água. Com a evolução das turbinas eólicas e a busca por fontes renováveis para geração de energia elétrica, a energia eólica começou a ser utilizada para geração de energia elétrica. As turbinas eólicas podem ser classificadas de acordo com o eixo de rotação que as pás giram, sendo vertical e horizontal. As turbinas de eixo horizontal *Horizontal Axis Wind Turbine* (HAWT) as pás giram na posição horizontal, turbinas de eixo vertical *Vertical Axis Wind Turbine* (VAWT) as pás giram na posição vertical (PINTO, 2013).

2.3.1 TURBINAS DE EIXO HORIZONTAL

As turbinas de eixo horizontal para geração de energia elétrica possuem normalmente de uma a três pás (MATHEW, 2006) (PINTO, 2013). A existência de maior número de pás influencia no custo final do aerogerador (LOPEZ, 2012).

A primeira turbina eólica automática com a finalidade de geração de energia elétrica foi construída por Charles Brush em 1888. Esta turbina continha 144 pás de madeira e o rotor possuía um diâmetro de 17 metros. A potência do gerador era de 12kW. Esta turbina operou isolada por 20 anos e carregava um sistema de baterias. (LOPEZ, 2012).

O pioneiro da aerodinâmica moderna Poul la Cour, desenvolveu pesquisas sobre a aerodinâmica das turbinas. Para realizar suas experiências Cour construiu seu próprio túnel de vento e concluiu que turbinas com número reduzido de pás eram mais rápidas, tornando-se mais eficientes para geração da energia (PINTO, 2013).

As turbinas de eixo horizontal consolidaram-se para produção de energia elétrica em grande escala, ainda segundo Pinto (2013) este modelo possui algumas características predominantes sobre as turbinas verticais:

- O controle do ângulo de ataque das pás em relação ao vento, exerce a função de segurança na ocorrência de ventos forte, também controlam a potência de saída e velocidade do rotor.
- O formato aerodinâmico das pás pode elevar a eficiência do aerogerador.
- Grande desenvolvimento tecnológico em projetos de hélices.
- Aproveitamento de ventos mais velozes devido a altitude da torre.
- Ataque do vento pelas pás em posição perpendicular ao vento.

Pinto (2013) mostra que as maiores dificuldades referencia-se com a instalação da torre, devido sua altura elevada, transporte de equipamentos até o local da obra e um sistema que direcione a hélice no sentido do vento.

As turbinas de eixo horizontal compõe-se, por uma torre que eleva a posição do gerador, posicionado dentro da nacelle e acoplado pelo eixo principal a hélice como mostra a Figura 2, a caixa de engrenagens pode variar sua existência de

acordo com o tipo do gerador e sua potência, pois ela é utilizada para multiplicar a velocidade entregue ao eixo do gerador (PINTO, 2013).

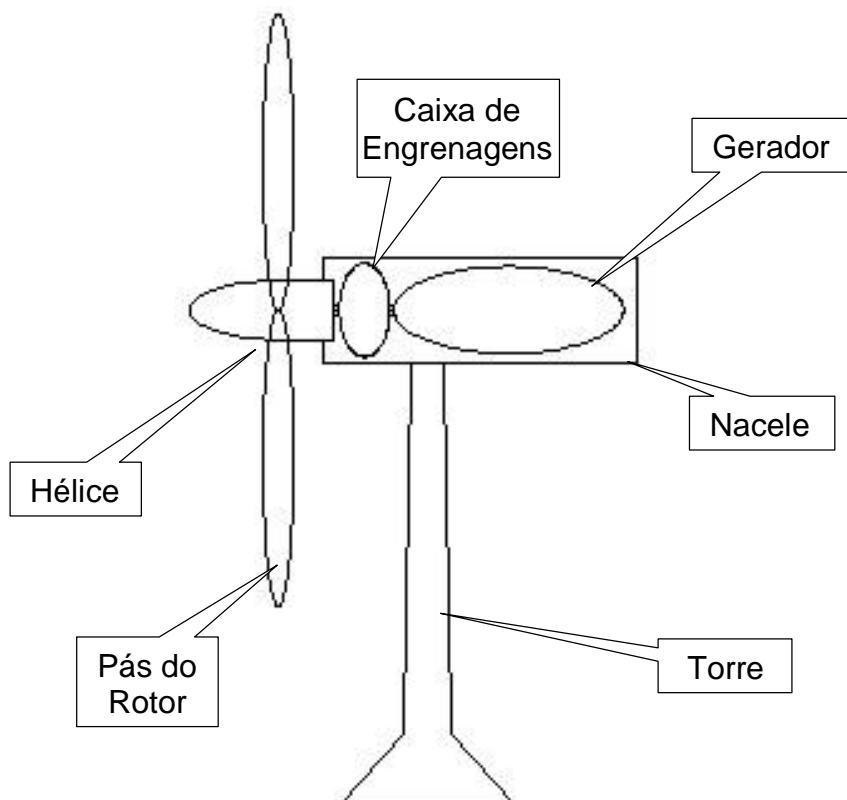


Figura 2 – Componentes de um Aerogerador de Eixo Horizontal
Fonte: Autoria Própria.

2.3.1 TURBINAS DE EIXO VERTICAL

As turbinas eólica de eixo vertical, destacavam-se em projetos antigos de aproveitamento de energia eólica. Baseadas na força de arrasto do vento, sua construção próxima ao solo facilitava a instalação. Devido a sua pás posicionarem-se na vertical, o vento proveniente de qualquer direção movimentava o rotor, dispensando quaisquer dispositivo de controle ou ajuste para mantê-la na direção do vento, principal vantagem das turbinas verticais. Outra facilidade era a posição da casa de máquinas, que pode ser instalada também próxima ao solo, facilitando a instalação e manutenção (PINTO, 2013).

Segundo PINTO (2013, p. 80,87) turbinas verticais possuem algumas desvantagens.

- O posicionamento da turbina próximo ao solo impacta no aproveitamento de ventos fracos e turbulento.
- Baixo valor de *Tip Speed Ratio* (TSR)²
- Ausência de um mecanismo nas pás que controla o ângulo de ataque do vento, dificulta o controle da potência de saída.
- Incapacidade de partida em velocidades baixas, as pás fixas não possuem torque inicial suficiente para iniciar a geração. Necessita-se um mecanismo para acelerar a rotação, levando a turbina a uma rotação adequada de geração de energia elétrica.

2.3.1.1 MODELOS DE ROTORES DE EIXO VERTICAL

Em busca da utilização dos ventos próximo ao solo surgiram vários modelos de rotores de eixo vertical, pode-se destacar os rotores darrieus e savonius (PINTO, 2013).

Rotor Darrieus: Proposto em 1925 e patenteado em 1931, pelo engenheiro aeronáutico francês Georges Jean Marie Darrieus. Sua construção pode ser com duas ou três pás simétricas em forma de catenária conhecido como formato Phi (ϕ) mostrada na Figura 3. Darrieus propôs outros formatos como H Figura 4 a, delta Figura 4 b, diamante Figura 4 c e Y Figura 4 d.

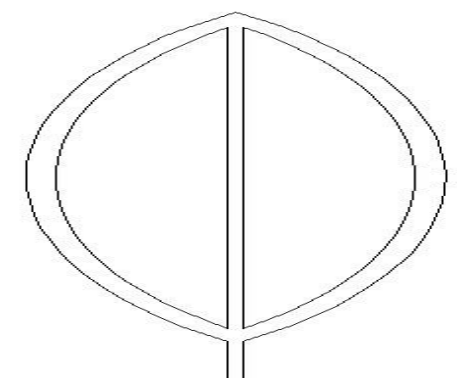


Figura 3 – Rotor Darrieus Duas Pás em Forma de Catenária
Fonte: Autoria Própria.

² É a razão entre a velocidade de ponta da pá e a velocidade do rotor. A eficiência de um rotor está relacionada a esse índice (PINTO, 2013, p. 99)

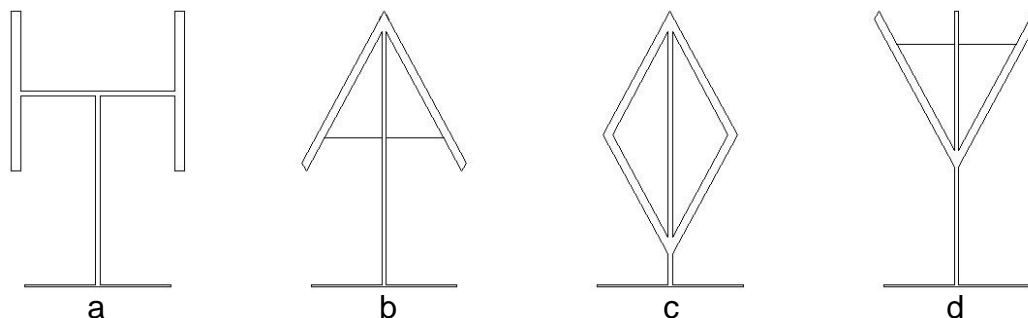


Figura 4 a – Formato Rotor H Proposto por Darrieus
Figura 3 b – Formato Rotor Delta Proposto por Darrieus
Figura 3 c – Formato Rotor Diamante Proposto por Darrieus
Figura 3 d – Formato Rotor Y Proposto por Darrieus
Fonte: Aatoria Própria.

Os rotores Darrieus necessitam de um motor para auxiliar a partida, e amarração na forma de estais na parte superior. Entretanto a relação custo benefício do modelo Darrieus não se equiparou com os modelos de eixo horizontal. Os modelos horizontais possuem um retorno maior que os modelos Darrieus (PINTO, 2013).

Rotor Savonius: A primeira tentativa de conceber este modelo foi do alemão Johann Ernst Elias Bressler, porém sem sucesso. Uma segunda tentativa realizada e publicada pelo finlandês Sigurd Johannes Savonius no ano de 1926, mostrou maiores sucessos que Bressler (PINTO, 2013).

O modelo de Savonius possui o rotor em forma de “S” mostrado na Figura 5, utiliza-se do mesmo princípio do anemômetro de copos, aproveitando o vento que passa entre as pás. Esse modelo possui baixa rotação e alto torque (PINTO, 2013).



Figura 5 – Modelo em Forma de “S” Savonius
Fonte: (SCHEIDT, 2016).

Outros modelos utilizam-se dos princípios de Darrieus e Savonius, com modificações no formato das pás, na tentativa de melhorar o rendimento da turbina, busca-se melhorar o ângulo de ataque do vento (PINTO, 2013).

A exemplo da diversidade de modelos, pode-se citar a turbina Gorlov helicoidal, esse modelo possui a essência das turbinas Darrieus. Sua configuração assemelha-se ao formato helicoidal como mostra a Figura 6. Patentada em 2001, possui auto-partida, menor ripple de torque, ou seja, não possui variações bruscas na mudança de velocidades do vento, esse baixo ripple de torque minimiza vibração, ruídos e diminui a tensão na torre decorrente das vibrações causadas pelas variações da velocidade do vento. Ainda segundo WINDDOSE (2008) esse modelo possui uma eficiência de 35 % tornando-se competitiva com relação aos outros modelos de eixo vertical.



Figura 6 – Turbina Gorlov Helicoidal
Fonte: Adaptado de WINDDOSE (2008).

2.4 AEROGERADOR

O conjunto de componentes responsáveis pela produção de energia elétrica por meio da energia do vento é conhecido como aerogerador. Esses equipamentos podem ser constituídos basicamente pela turbina eólica, gerador, caixa de engrenagem, torre elevada e equipamentos de controle, mostrados na Figura 7 (PINTO, 2013).

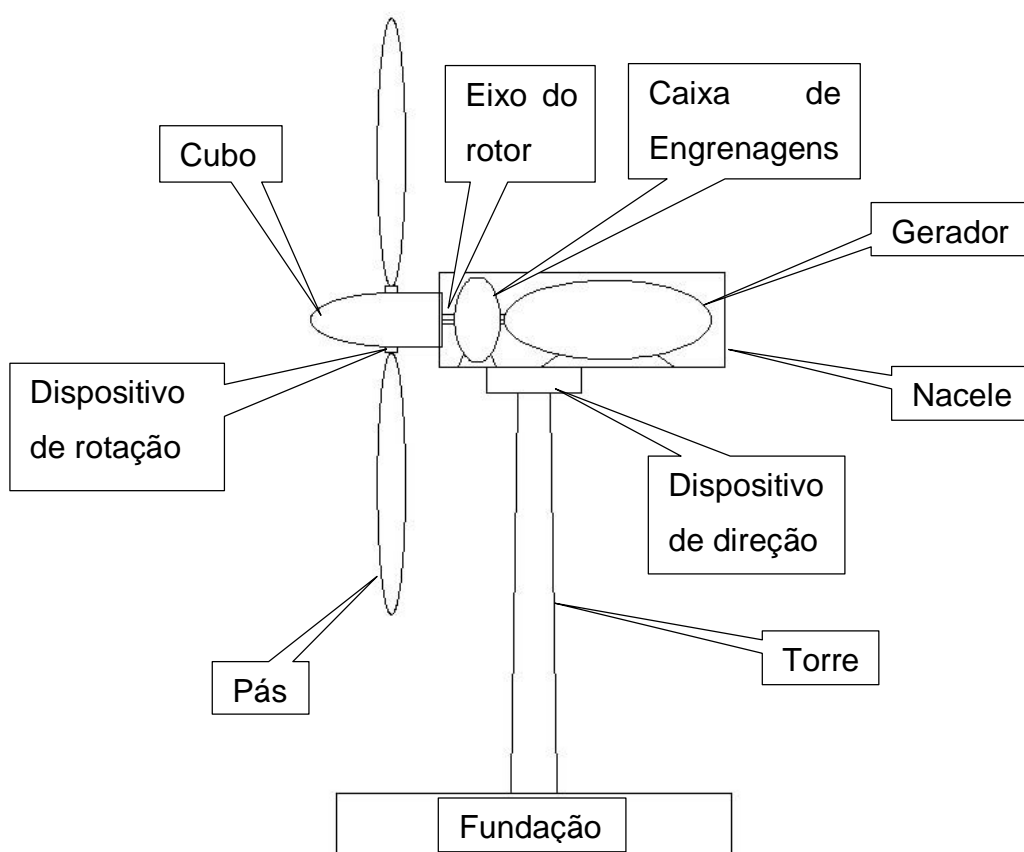


Figura 7 – Principais Partes de um Aerogerador de Eixo Horizontal
Fonte: Autoria Própria.

Principais componentes:

Fundação: Exerce a sustentação do conjunto junto ao solo.

Torre: Eleva a nacele na altitude de aproveitamento do recurso eólico.

Dispositivo de direção: Responsável por posicionar a turbina no ataque da direção do vento.

Nacele: Estrutura que contém o gerador e a caixa de engrenagens.

Gerador: Máquina responsável pela conversão da energia cinética do vento em energia elétrica, usualmente a máquina pode ser síncrona ou assíncrona.

Caixa de engrenagens: Responsável por realizar multiplicação da velocidade da turbina e entregar velocidade superior para o eixo do gerador. O uso de geradores com múltiplos polos correspondem a uma menor rotação, nesse caso pode-se dispensar o uso da caixa de engrenagem.

Eixo do rotor: Fornece a transmissão do torque da turbina para o gerador.

Cubo: Estrutura onde são fixadas as pás.

Pás: Estrutura movimentada pelo vento.

Dispositivo de Rotação: Associada as pás da turbina, conhecida como *pitch angle*. Esse dispositivo proporciona o controle das pás, proporcionando variar o ângulo de ataque do vento, conseqüentemente controle de potência gerada.

Dispositivo de direção: Direciona a turbina na direção do vento. Proporciona-se maior aproveitamento do vento proveniente de todas as direções.

Os aerogeradores podem ser classificados em 3 grupos de acordo com sua potência, aerogeradores de pequeno porte possuem potências de 1 W a 100 kW, médio porte de 100 kW a 500 kW e grande porte para potências maiores que 500 kW (PINTO; NETO, 2012).

2.4 SISTEMA TARIFÁRIO

A estrutura do sistema elétrico brasileiro é gerido pela ANEEL, instituída pela lei Nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a agência “autarquia sob regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia” (PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA, 1996). Instituída com a função de “regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal” (PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA, 1996).

A ANEEL instituiu a tarifação de energia elétrica por classes de tensão de fornecimento e tipo de tarifação. Grupo A reúne consumidores com tensão de fornecimento igual ou maior a 2,3 kV com tarifação binômica, constituída por dois

valores, sendo o valor do consumo de energia elétrica ativa e demanda faturável. O grupo B tensão de fornecimento menor que 2,3 kV com tarifação monômnia, aplicável apenas ao consumo de energia elétrica (ANEEL, 2015).

O grupo A subdivide-se em 6 subgrupos mostrados na Tabela 2, o subgrupo AS refere-se ao fornecimento subterrâneo. O grupo B subdivide-se em 4 grupos mostrados na Tabela 3 (ANEEL, 2015).

Tabela 2 – Subdivisões grupo A

Subgrupo	Tensão de Fornecimento
A1	Igual ou superior a 230 kV
A2	88 kV a 138 kV
A3	69 kV
A3a	30 kV a 44 kV
A4	2,3 kV a 25 kV
AS	Menor que 2,3 kV

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2015).

Tabela 3 – Subdivisões grupo B

Subgrupo	Classificação
B1	Residencial
B2	Rural
B3	Demais Classes
B4	Iluminação Pública

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2015).

O consumidor conectado à rede de energia elétrica, possui sua fatura subdividida em tarifas. A tarifa refere-se ao valor em R\$ (reais) por unidade de energia elétrica ativa ou demanda de potência ativa, onde a Tarifa de Energia (TE) refere-se ao valor em R\$ sobre o consumo de energia, a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) aplica-se sobre o valor sobre a quantidade de energia consumida (ANEEL, 2015).

De acordo com a Resolução da ANEEL nº 2.096 de 21 de Junho de 2016 em vigor, a modalidade tarifária horária azul possui contrato de demanda em horário fora de ponta e ponta, aplicando-se uma TE diferenciada em cada horário (ANEEL, 2016).

Ainda segundo a Resolução nº 2.096 a tarifa horária verde possui apenas um valor de contrato de demanda, porém a tarifação apresenta-se com valores diferenciados para o consumo nos dois horários (ANEEL, 2016).

Para a ANEEL o horário de ponta no horário de inverno, compreende-se o período das 18:00 horas as 20:59 horas. No horário de verão adiciona-se uma hora, ou seja, entre 19:00 horas e 21:59 horas. O horário fora de ponta corresponde ao restante das horas do dia (ANEEL, 2016).

Consumidores que enquadram-se no grupo B, são tarifados pelo seu consumo de energia elétrica, adicionados das tarifas de utilização e taxa de iluminação pública. De acordo com a ocupação do consumidor a TE pode sofrer variações, sendo consumidor industrial, comercial, residencial convencional, residencial baixa renda ou rural entre outras ocupações a fins (COPEL, 2016).

A resolução normativa 130/2005 estabelece as alíquotas percentuais para os tributos federais, como o Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PIS/PASEP) de 1,65 % e Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS) de 7,6%. Esses são utilizados como base de cálculos para determinar o custo da TE para o consumidor (ANEEL, 2005).

Além dos impostos federais a TE inclui-se o tributo estadual denominado Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços (ICMS), com alíquota de 29% para energia elétrica exceto a destinada à eletrificação rural (GOVERNO DO ESTADO DO PARANÁ, 2012).

2.5 RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL 482/2012

A resolução normativa nº 482 de 17 de abril de 2012, normatiza e desburocratiza o acesso de micro e minigeração aos sistemas de distribuição de energia elétrica, a compensação de energia elétrica e outras providências (ANEEL, 2012).

A geração distribuída caracteriza-se pela disposição de geradores próximos aos centros de consumos de energia elétrica, geralmente aproveitam-se de energias renováveis (ANEEL, 2016).

Esta geração descentralizada classifica-se pela potência instalada. Microgeração destina-se a unidades geradoras com potência instalada até 75 kW, já a minigeração compreende unidades geradoras com potências superior a 75 kW e menor que 3 MW para fontes hídricas, para as fontes de cogeração qualificada ou para as demais fontes renováveis de energia a potência pode ser maior que 75 kW e menor que 5 MW (ANEEL, 2012).

A modalidade de geração distribuída aproxima as centrais geradoras dos pontos de consumo, a partir desta premissa destacam-se benefícios em relação a “postergação de investimento em expansão nos sistema de distribuição e geração; o baixo impacto ambiental; a melhoria do nível de tensão da rede no período de carga pesada e a diversificação da matriz energética” (ANEEL, 2016, p. 7).

O aumento do número de geradores de pequeno porte conectados na rede de distribuição também possui algumas desvantagens, pode-se citar “o aumento da complexidade de operação da rede, a dificuldade na cobrança pelo uso do sistema elétrico, a eventual incidência de tributos e a necessidade de alteração dos procedimentos das distribuidora para operar, controlar e proteger suas redes” (ANEEL, 2016, p. 7).

2.5.1 ACESSO AO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

A normativa 482/2012 especifica no artigo 3º que é dever das distribuidoras adequar suas normas técnicas e seus sistemas comerciais, baseados nos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) (ANEEL, 2012).

Para se ter acesso a rede de distribuição, o consumidor deve seguir alguns procedimentos listados a seguir (ANEEL, 2012).

- 1º Solicitação: O consumidor deve solicitar o acesso junto a sua concessionária, a qual dispõe do prazo de 15 dias para emitir parecer de acesso.

- 2º Obras: A partir do parecer emitido pela concessionária, o consumidor poderá iniciar o projeto de instalação do sistema de geração, solicitando vistoria no prazo de 120 dias.
- 3º Vistoria: Após solicitação de vistoria, a concessionária dispõe de 7 dias para realizar vistoria e 5 dias para entregar relatório com pendências.
- 4º Adequação: Caso haja alguma irregularidade técnica, o consumidor deve providenciar as adequações.
- 5º Aprovação: A concessionária aprova o ponto de acesso e substitui o medidor convencional pelo medidor bidirecional.

Os procedimentos descritos acima a respeito do acesso ao sistema de distribuição pode ser compreendido na Figura 8 que aponta as etapas, prazos e as obrigações de ambas as partes relacionadas.

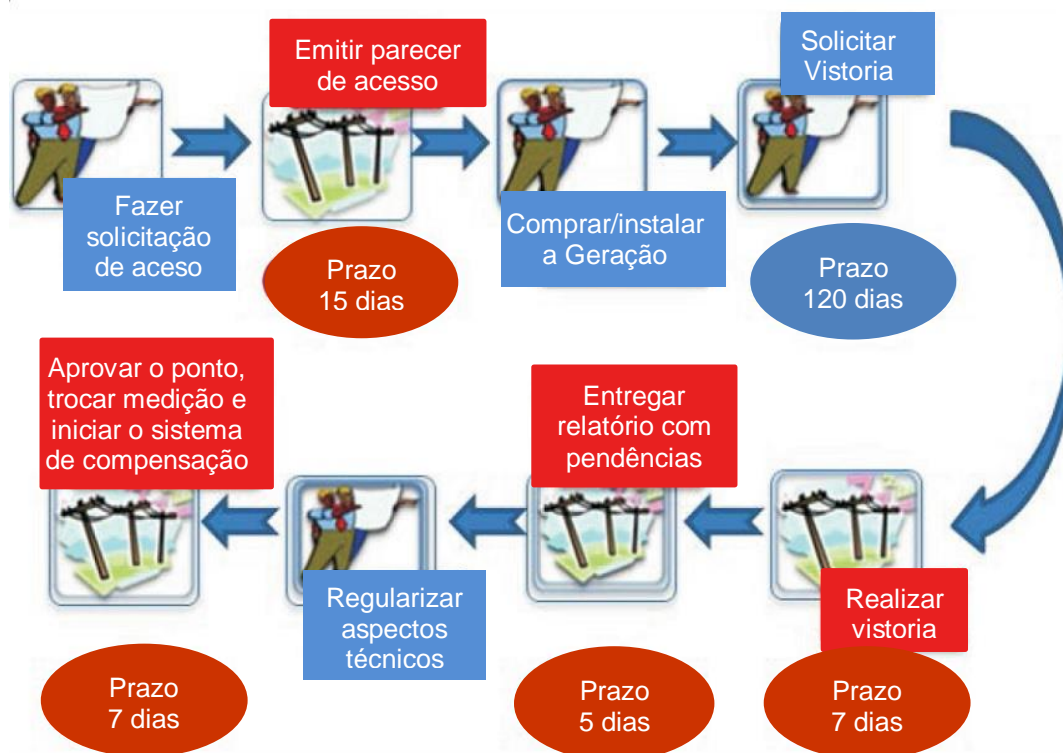


Figura 8 – Passos para Solicitar e Acessar o Sistema de Distribuição de Energia Elétrica

Fonte: Adaptado de ANEEL (2016, p. 11).

Para realizar a instalação de micro ou minigeração no sistema de compensação de energia elétrica, deve-se adequar o sistema de geração aos níveis de tensão e potência da unidade consumidora. Consumidores do grupo B estão

limitados as característica da sua instalação, a potência máxima a ser instalada é determinada pela equação (18) dada em Watts. (ANEEL, 2016).

$$\text{Potencia Máxima a ser Instalada} = I \cdot V \cdot N_F \cdot FP \quad (18)$$

Considera-se tensão de fornecimento V em volts, N_F número de fases, I corrente nominal do disjuntor de entrada em Amperes e FP fator de potência dado por 0,92.

De acordo com a resolução da ANEEL 687/(2015) consumidores enquadrados no grupo A que optarem por utilizar-se da compensação de energia, devem adequar seus sistema de geração aos limites da demanda contratada. A demanda de contrato define a potência máxima a ser instalada na unidade consumidora, observando-se os níveis de potência demandados na ponta e fora da ponta (ANEEL, 2015).

2.5.1 SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA

O sistema de compensação de energia elétrica entrou em vigor em 17 de abril de 2012, pela normativa 482/2012 que estabelece que o consumidor pode gerar sua própria energia a partir de fontes renováveis ou sistemas de cogeração qualificada.

Quando a geração obter níveis de energia maior que o consumo, o excedente pode ser entregue a rede de distribuição por meio do medidor bidirecional. Este medidor mensura a potência ativa consumida e potência ativa gerada pela unidade consumidora. A energia acumulada durante o ciclo de medição será creditada na fatura de energia ou revertida em créditos para que o consumidor utilize para minimizar as faturas dos meses seguinte, dispondo-se do prazo de 60 meses após sua geração para compensação (COPEL, 201-).

Segundo Copel (201-) a fatura mensal de energia elétrica baseia-se na TE homologada pela ANEEL, acrescida dos impostos como ICMS, PIS/PASEP e COFINS. Os créditos referem-se a energia gerada pelo sistema de geração

distribuída, não acrescidos de impostos, ou seja, será compensada apenas a TE para cada unidade de energia injetada no sistema.

Consumidores enquadrados na tarifa binômica, podem utilizar-se da compensação em outro posto horário, porém observando-se a relação dos valores da TE em cada posto considerando-se consumo gerado, multiplicando-se pela TE referente ao horário de geração, dividindo-se pela TE no horário em que deseja-se compensar. A Copel (201-) destaca que neste cálculo não se considera o TUSD.

Os créditos gerados por determinada unidade consumidora poderá ser compensada em outra unidade consumidora, desde que ambas pertençam a mesma titularidade. Caso a unidade geradora enquadre-se na modalidade de condomínios, consórcios ou cooperativas, pode ser indicado seus condôminos, consorciados e cooperados como beneficiários para compensação de energia (COPEL, 201-).

2.6 VIABILIDADE ECONÔMICA

A viabilidade econômica torna-se um critério de grande relevância, nesta etapa que se caracteriza um projeto em viável, pois se analisa o tempo de retorno do investimento para efetivamente executá-lo.

Segundo MAMEDE (2012) projetos de instalação elétrica devem ser realizados de maneira a encontrar a eficiência operacional. Esta eficiência precisa ser justificada economicamente para a sua implementação.

Sempre que for adotada uma ação de eficiência energética, esta deve ser precedida de uma análise econômica. O método de cálculo denominado Valor Presente Líquido (VPL) é de fácil execução e deve ser aplicado em todas as ações de eficiência energética. (MAMEDE, 2012, p. 54)

O valor presente líquido é dado pela equação (19), que realiza a soma do fluxo de caixa a partir do primeiro período temporal (MAMEDE, 2012).

$$F_{ac} = \sum_{T=0}^N \frac{F_c}{(1+TIR)^T} \quad (19)$$

Onde F_{ac} representam os fluxos acumulados em R\$, F_c fluxo de caixa relacionados as receitas menos despesas de cada período, Taxa Interna de Retorno (TIR), T é o período temporal de análise do projeto que pode ser mensal, trimestral ou

anual relacionada a taxa interna de retorno e N é o número de períodos a serem analisados.

A partir do método do VPL pode-se determina o período em que o projeto retorna o investimento realizado. Pode-se programar uma planilha de cálculo para o VPL e analisar os resultados. Quando o valor do fluxo acumulado for igual ou maior que o valor investido, significa que no período relacionado o gasto com o projeto foi pago, a partir deste período o projeto começa o retorno econômico (MAMEDE, 2012).

3. DESENVOLVIMENTO

O estudo dos ventos, mostra-se como fator principal no desenvolvimento deste trabalho. Para realizar-se o estudo necessitam-se dados anemométricos, essa base de dados deve ser referida na localidade a ser implantado o sistema para execução do projeto de geração eólica.

Este trabalho possui como iniciativa, estudar a viabilidade de um projeto eólico alocado na UTFPR – PB, porém a ausência de dados, confrontam-se com estratégias para levantar-se dados anemométricos, perfis do vento e estimar o potencial eólico na localidade.

Alguns estados brasileiros possuem estudos de mapeamento eólico. Em sua grande maioria os estudos foram realizados a partir de iniciativas tomadas em conjunto com governo, empresas e órgãos públicos (COPEL, 2007; CAMARGO-SCHUBERT ENGENHARIA EÓLICA, 2013; CRESESB, 200-).

Os mapeamentos eólicos apontam possíveis locais para aproveitamento de geração de energia em mesoescala, para o estado da Bahia a escala de detalhamento utilizada foi aproximadamente 1 km x 1 km (CAMARGO-SCHUBERT ENGENHARIA EÓLICA, 2013). No Paraná esse detalhamento se deu na ordem de 3,6 km x 3,6 km (COPEL, 2007).

No ano de 2003 iniciaram-se medições anemométricas no estado do Paraná, como responsáveis COPEL, LACTEC e Camargo Schubert. As medições resultaram na edição da segunda versão do Mapa Eólico do Paraná (COPEL, 2007).

Como proposta inicial deste trabalho baseava-se em dados fornecidos pelo Sistema Meteorológico do Paraná (Simepar), porém levantou-se indícios de divergência no deslocamento dos dados da fonte para o local a ser realizado o estudo.

O tratamento dos dados obtido pelo Simepar, divergiu quando comparado ao mapeamento eólico da Copel (2007) para a mesma região. Isso resultou na estratégia de realizar medições no local e comparar com as duas fontes.

3.1 ESTUDO DOS VENTOS

Para realizar o estudo de ventos na UTFPR-PB, foi necessário efetuar uma estratégia para estimar a velocidade do vento no local. Com a ausência de dados anemométricos, buscou-se uma fonte de dados próximos a instituição. A busca apontou a estação meteorológica do Simepar, que disponibilizou dados de anos anteriores, compreendidos entre de Janeiro de 2011 a abril de 2016. Segundo dados do Google Maps a distância em linha reta do Simepar e UTFPR-PB é de aproximadamente 9 Km.

Os ventos possuem sazonalidades anuais definidas (AMARANTE; SCHULTZ, 1999). A fim de comparar as características dos ventos coletados pelo Simepar com as condições do Campus de Pato Branco, foi instalado uma estação meteorológica na UTFPR-PB a fim de avaliar as condições locais, e estudar a viabilidade de instalação de um aerogerador de médio porte.

A estação meteorológica foi instalada na parte superior da caixa d'água no Câmpus da UTFPR-PB mostrada na Figura 9. Com esta estação foi possível medir a velocidade e direção do vento, temperatura, pressão barométrica, humidade e precipitação. Porém para o estudo utilizou-se apenas velocidade do vento. O manual do equipamento com as características seguem no Apêndice A.

A estação meteorológica foi adquirida com recurso próprio, sendo possível realizar medições durante os meses de Fevereiro a Maio de 2016. Devido a ação de aves o sistema sofreu algumas avarias, não sendo possível retomar as medições.

A cidade de Pato Branco está localizada a aproximadamente a 760 metros acima do nível do mar (PREFEITURA DE PATO BRANCO, 2014). O local escolhido para instalação proporciona uma medição minimizada de vórtices³, pois está situada a aproximadamente 25 m do solo, ausente de prédios em seu entorno, apenas construções baixas que não exercem influencias significativas na medição.

³. Ventos turbulentos formados quando o ar em movimento encontra um obstáculo sólido, formando um movimento circular.



Figura 9 – Estação Meteorológica Instalada na UTFPR
Fonte: Autoria própria.

Para análise dos dados fez-se uso do software MATLAB®, utilizou-se a função probabilidade densidade de Weibull, retornando os valores dos parâmetros de forma e escala.

A literatura mostra que as medições devem ser realizadas com intervalo de 10 minutos, porém os dados obtidos junto ao Simepar possuem intervalo de 60 minutos. A diferença entre intervalos diminui a resolução para estimar o potencial eólico, porém essa diferença não apresenta-se relevante como mostra-se neste estudo.

As medições realizadas na UTFPR-PB foram obtidas em intervalos de 10 minutos. Para comparar com os dados do Simepar realizou-se a médias de 6 pontos de medição, totalizando 60 minutos.

Primeiramente foi realizada a correção da altura utilizando-se a equação(4). Assim pode-se confrontar os perfis dos ventos no local da estação do Simepar e na UTFPR-PB.

$$u(h_2) = u(h_1) \left(\frac{h_2}{h_1} \right)^\alpha \quad (4)$$

A correção foi realizada para as alturas de 37, 50, 80, 100 e 120 m, alturas relevantes para aerogeradores de médio e grande porte. O fator de rugosidade apontado para o tipo da região na Tabela 1, mostra que a rugosidade pode ser enquadrada entre 0,2 a 1 metros, pois o local possui árvores, arbustos, edificações e um terreno em declive. Para uma análise menos otimista, utilizou-se α sendo 0,2.

A partir dos dados corrigidos da COPEL (2007) foi possível estimar o fator de forma K e fator de escala C, sendo estes os parâmetros de Weibull referidos aos meses de fevereiro, março e abril de 2016.

O perfil do vento nos locais de medição ao longo dos 3 meses utilizados de referência foram estimados através das curvas da função probabilística de distribuição de Weibull. Pode-se comparar tais perfis com o auxílio das Figura 10, Figura 11, Figura 12, Figura 13 e Figura 14 que mostram a correção da velocidade do vento para 37, 50, 80, 100 e 120 m de altitude respectivamente, nota-se que em todas as alturas a UTFPR – PB apresentou velocidades maiores que o Simepar.

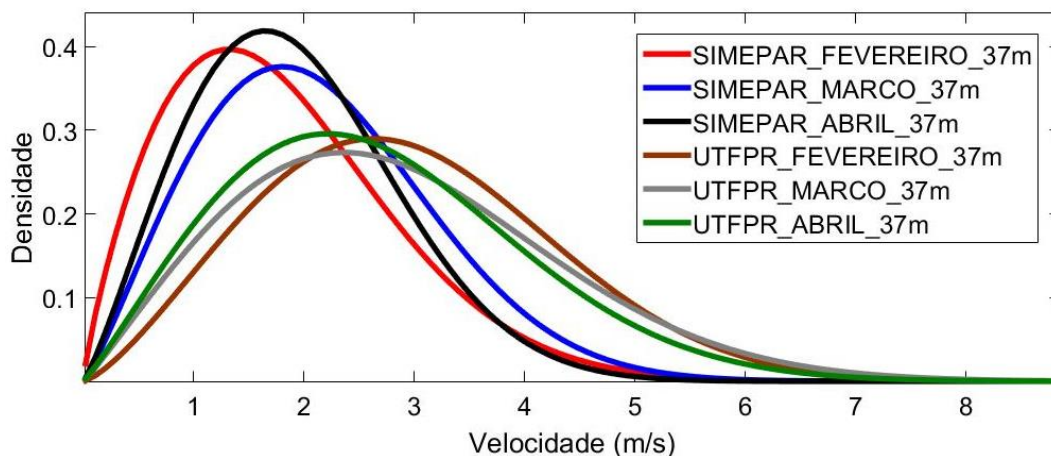


Figura 10 - Distribuição de Weibull para Ventos a 37 m na UTFPR-PB e SIMEPAR
Fonte: Adaptado de Simepar (2016).

Para as altitude referidas, os valores dos parâmetros forma e escala de Weibull encontram-se nas Tabela 4, Tabela 5, Tabela 6, Tabela 7 e Tabela 8. Comparando-se essas Tabelas vemos que o fator K não se altera em decorrência da altitude, pois o fator de forma apresenta o formato da curva. Com a variação da altitude a velocidade do vento aumenta, deslocando a onda no eixo da velocidade, assim temos apenas a variação do fator C referente a velocidade do vento.

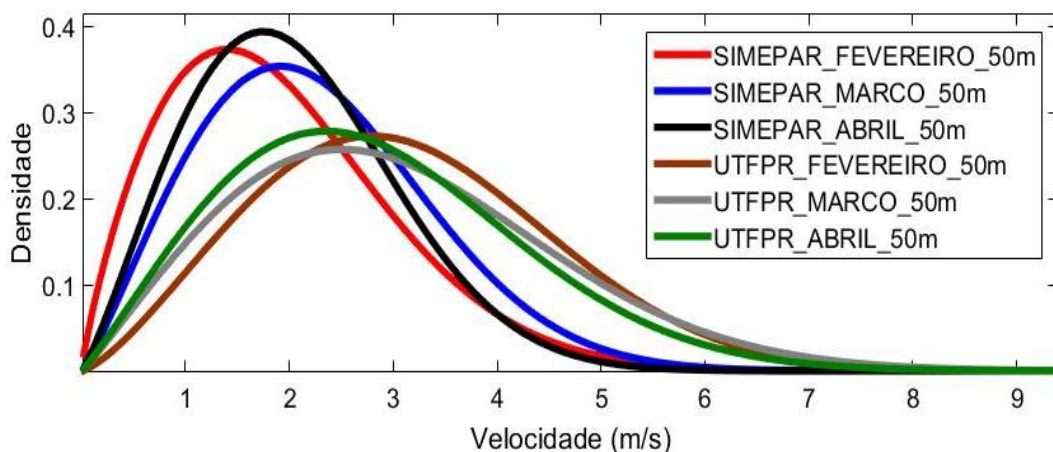


Figura 11 - Distribuição de Weibull para Ventos a 50 m na UTFPR-PB e SIMEPAR
 Fonte: Adaptado de Simepar (2016).

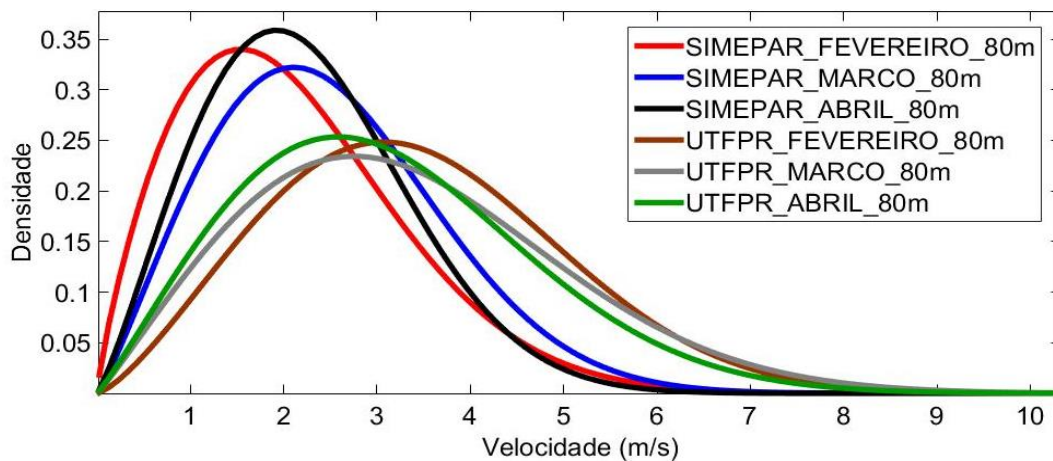


Figura 12 – Distribuição de Weibull para Ventos a 80m na UTFPR-PB e SIMEPAR
 Fonte: Adaptado de Simepar (2016).

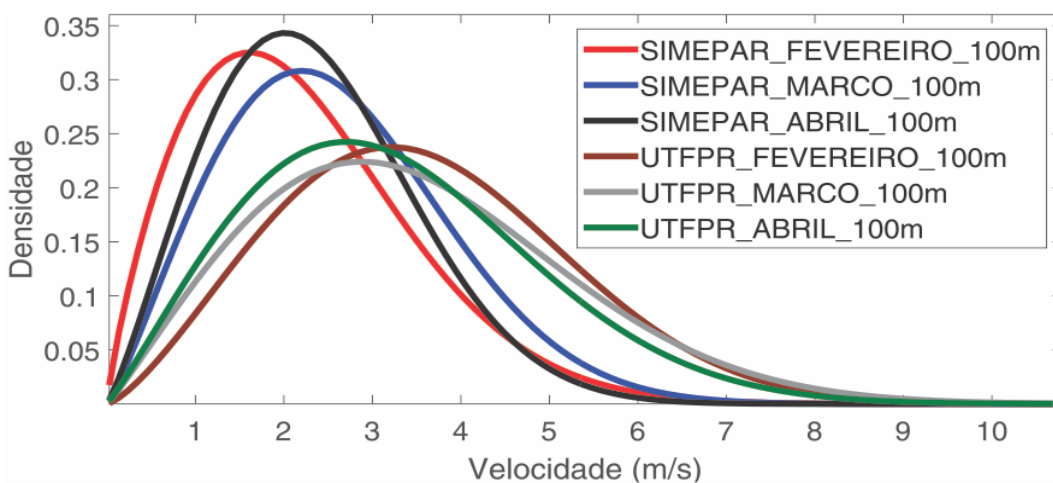


Figura 13 - Distribuição de Weibull para Ventos a 100m na UTFPR-PB e SIMEPAR
 Fonte: Adaptado de Simepar (2016).

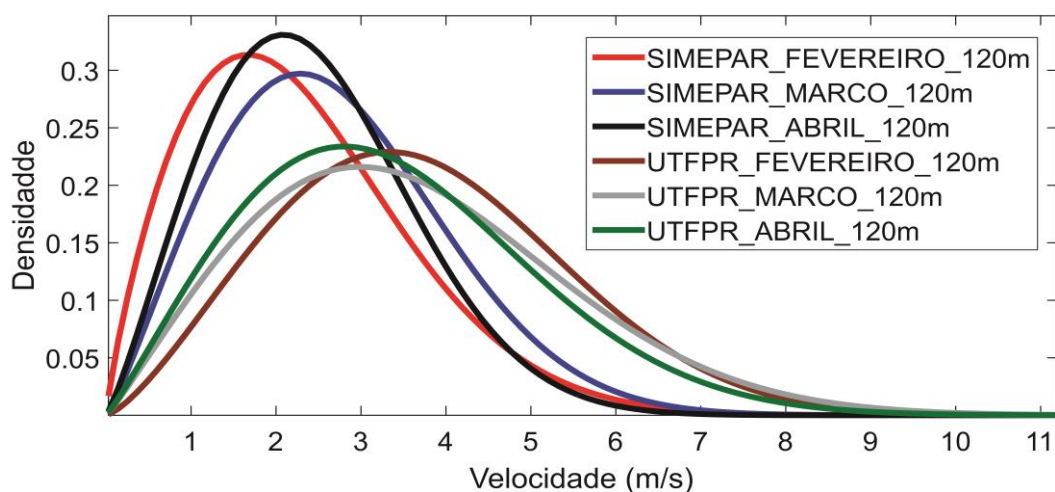


Figura 14- Distribuição de Weibull para Ventos a 120m na UTFPR-PB e SIMEPAR
 Fonte: Adaptado de Simepar (2016).

O fator de escala C apresentou variações bem definidas entre o Simepar e a UTFPR-PB, com 38,6 % no mês de fevereiro, 25,4 % no mês de março e 27,5 % no mês de abril, essas variações percentuais acompanharam as correções da velocidade do vento em relação as altitudes, o método utilizado mostrou-se eficaz e confiável para corrigir os dados mensurados.

Tabela 4 – Parâmetros de Weibull Obtidos nos Locais de Medição a 37 m

Fatores	Simepar		UTFPR-PB		Variação
	Weibull	K	C	C (%)	
Fevereiro	1,8224	2,0427	2,3575	3,3281	38,6
Março	2,1624	2,4065	2,0854	3,2268	25,4
Abril	2,1885	2,1793	2,1081	3,0046	27,5

Fonte: Adaptador de Simepar (2016)

Tabela 5 – Parâmetros de Weibull Obtidos nos Locais de Medição a 50m.

Fatores	Simepar		UTFPR-PB		Variação
	Weibull	K	C	C (%)	
Fevereiro	1,8224	2,1695	2,3575	3,5347	38,6
Março	2,1624	2,5559	2,0854	3,4271	25,4
Abril	2,1885	2,3146	2,1081	3,1911	27,5

Fonte: Adaptador de Simepar (2016)

Tabela 6 – Parâmetros de Weibull Obtidos nos Locais de Medição a 80m.

Fatores Weibull	Simepar		UTFPR-PB		Variação
	K	C	K	C	C (%)
Fevereiro	1,8224	2,3833	2,3575	3,883	38,6
Março	2,1624	2,8076	2,0854	3,7648	25,4
Abril	2,1885	2,5427	2,1081	3,5057	27,5

Fonte: Adaptado de Simepar (2016)

Tabela 7 – Parâmetros de Weibull Obtidos nos Locais de Medição a 100m.

Fatores Weibull	Simepar		UTFPR-PB		Variação
	K	C	K	C	C (%)
Fevereiro	1,8224	2,4921	2,3575	4,0603	38,6
Março	2,1624	2,936	2,0854	3,9366	25,4
Abril	2,1885	2,6588	2,1081	3,6657	27,5

Fonte: Adaptado de Simepar (2016)

Tabela 8 – Parâmetros de Weibull Obtidos nos Locais de Medição a 120m.

Fatores Weibull	Simepar		UTFPR-PB		Variação
	K	C	K	C	C (%)
Fevereiro	1,8224	2,5846	2,3575	4,211	38,6
Março	2,1624	3,045	2,0854	4,0828	25,4
Abril	2,1885	2,7575	2,1081	3,8018	27,5

Fonte: Adaptado de Simepar (2016)

Para identificar possíveis divergências tomando-se o registro com intervalos de 10 e 60 minutos, tratou-se os dados com intervalos de 10 minutos da UTFPR-PB, obtendo-se os parâmetros K e C de Weibull, mostrados na

Tabela 9 os quais podem ser comparados com os valores das Tabela 6 Tabela 7 e Tabela 8 que são dados amostrados em intervalos horários, percebe-se que os valores do fator de forma K correspondente aos meses de fevereiro a março de 2016, possuem uma pequena variação na primeira casa decimal, já os valores do fator de escala C dados para o mesmo período, apresentam uma variação na segunda casa decimal, ou seja, a aproximação continua com uma resolução razoável, pode-se utilizar dados horários para o cálculo do potencial de geração local.

Tabela 9 – Parâmetros de Weibull UTFPR-PB Obtidos com Intervalos de 10 Minutos

Fatores		37 m	50 m	80 m	100 m	120 m
	K					
Weibull		C	C	C	C	C
Fevereiro	2,1468	3,3610	3,5696	3,9215	4,1004	4,2527
Março	1,9403	3,2691	3,4721	3,8143	3,9883	4,1365
Abril	1,9180	3,0198	3,2072	3,5233	3,6841	3,8209

Fonte: Autoria Própria

Para obter o perfil do vento de anos anteriores, separou-se dados do Simepar de acordo com as estações do ano. As estações possuem características de variação climática definidas que podem delimitar esse perfil e possibilitam comparação com o mesmo período em cada ano (COPEL, 2007) (CAMARGO-SCHUBERT ENGENHARIA EÓLICA, 2013). Os resultados obtidos apresentam-se no Apêndice A com a curva de Weibull e seus parâmetros.

A análise do perfil de vento de anos anteriores demonstra-se necessário para verificar se o ano de referência o qual foi realizada a medição é um ano atípico, ou seja, com ventos de intensidades diferentes da média que realmente exercem na região.

O Projeto do aerogerador possui uma vida útil de 20 anos (WEG, 2015). A existência de erros durante o estudo dos ventos compromete a viabilidade de execução, pois a partir do perfil dos ventos estima-se a potência média a ser gerada, consequentemente, a energia anual gerada pelo sistema, determinando-se assim a viabilidade do projeto.

3.2 POTENCIAL DE GERAÇÃO

A estimativa do potencial de geração foi realizada com base na equação 15, parâmetros de Weibull e densidade do ar. De acordo com (COPEL, 2007) a densidade média anual do ar para a cidade de Pato Branco está próximo ao valor de $1.12\text{kg}/\text{m}^3$.

$$P_{Wweibull} = 0,5 \rho c^3 \Gamma \left(1 + \frac{3}{k} \right) \quad (15)$$

O potencial de geração para os dois locais de medição no decorrer de 3 meses está mostrado na Tabela 10.

Os valores apresentados na Tabela 10 mostram uma região que possui um potencial eólico baixo, assim projetos de energia eólica para comercialização apresentam-se inviáveis de acordo com o apontado na sessão 2.2 por ZHANG (2015), em que classifica potenciais até 250 W/m² como ruins.

Tabela 10 – Potencial de Geração em W/m² nos Locais de Medição nas Alturas de 37, 50, 80, 100 e 120m para o Ano 2016

	Simepar			UTFPR-PB		
	Fevereiro	Março	Abril	Fevereiro	Março	Abril
37 m	7,0681	9,6152	7,0654	23,6959	23,9766	19,1573
50 m	8,4677	11,5194	8,4647	28,3884	28,7245	22,9506
80 m	11,2260	15,2688	11,2220	37,6345	38,4297	21,4649
100 m	12,8347	17,4609	12,8305	43,0287	43,5347	34,7892
120 m	14,3175	19,4787	14,3130	47,9998	48,5/675	35,3225

Fonte: Adaptado Simepar (2016).

Para os anos de 2011 a 2016 os potenciais de geração foram analisados referindo-se a estações do ano, pois elas possuem variações climáticas definidas. O potencial foi estimado com base nos dados da estação meteorológica do Simepar, os valores para cada estação durante os diferentes anos podem ser visualizado na Tabela 11 que apresenta a variação sazonal do potencial, os valores dos fatores de Weibull de forma K e escala C apresentam-se no Apêndice A.

Os valores estimados para o potencial de geração no local da estação meteorológica do Simepar, identificados na Tabela 11, mostram-se baixos para aproveitamento de geração de energia elétrica eólica. Porém, observa-se a regularidade no fator C de velocidade média no perfil do vento na região durante os últimos 5 anos. O ano de 2016 apresenta-se como um ano típico, pois o potencial de geração ficou próximo aos valores dos anos anteriores.

Tabela 11 – Potencial de Geração em W/m² Referido à Anos Anteriores

Estações do ano	Altura (m)	Potencial (w/m ²) referidos aos anos em análise					
		2011	2012	2013	2014	2015	2016
Verão	37	6,0203	7,9390	5,7506	6,2363	7,4106	7,1563
	50	7,213	9,5109	6,8893	7,4709	8,8787	8,5737
	80	9,5618	12,0087	9,5915	9,9044	11,7709	11,3660
	100	10,9319	13,7294	10,9658	11,3238	13,4578	12,9942
	120	12,1956	15,3166	12,2326	12,6328	15,013	14,4975
Outono	37	5,6611	5,6370	6,2667	6,4260	5,4984	-
	50	6,7820	6,7534	7,5073	7,6986	6,5870	-
	80	8,9920	8,9534	9,9533	10,2065	8,7323	-
	100	10,2803	10,2367	11,3798	11,6690	9,9839	-
	120	11,4687	11,4195	12,6946	13,0181	11,1383	-
Inverno	37	4,9891	5,6065	5,7298	4,4555	5,7370	-
	50	5,9768	6,7163	6,8647	5,3379	6,8726	-
	80	7,9241	8,9038	9,1008	7,0771	9,1115	-
	100	9,0591	10,1803	10,4040	8,0905	10,4177	-
	120	10,1066	11,3561	11,6072	9,0263	11,6211	-
Primavera	37	7,3235	7,2846	6,1609	6,2151	7,3410	-
	50	8,7736	8,7270	7,3814	7,4461	8,7947	-
	80	11,6319	11,5695	9,7862	9,8716	11,6603	-
	100	13,2985	13,2270	11,1880	11,2869	13,3307	-
	120	14,8358	14,7558	12,4819	12,905	14,8706	-

Fonte: Adaptado Simepar (2016).

Os valores estimados para o potencial de geração no local da estação meteorológica do Simepar, identificados na Tabela 11, mostram-se baixos para aproveitamento de geração de energia elétrica eólica. Porém, observa-se a regularidade no fator C de velocidade média no perfil do vento na região durante os últimos 5 anos. O ano de 2016 apresenta-se como um ano típico, pois o potencial de geração ficou próximo aos valores dos anos anteriores.

Em relação ao potencial de geração do Simepar, os valores estimados para a UTFPR – PB apresentam-se mais elevados considerando os meses estudados, como mostra a Tabela 10, com variações positivas em torno de 30 W/m², quando comparados nas alturas de 37, 50, 80, 100, e 120m.

Apesar desse delta positivo, o potencial não se equipara a potência necessária para instalação de aerogerador para aproveitamento de geração de energia eólica, conforme ZHANG (2015).

A ausência do tempo mínimo de medição anemométricas de 01 ano na UTFPR-PB, não pode ser utilizada para se fazer afirmações e comparações quanto

as medições realizadas no Simepar, porém analisando-se os meses de fevereiro e março que compõe a estação do verão, foi verificada uma relação com os parâmetros K e C de Weibull, apontados pelo mapeamento eólico do Paraná mostrados na Tabela 12 (COPEL, 2007). Sendo assim, o verão corresponde a um fator de escala médio de 4 m/s a 50 m de altitude.

Os valores dos parâmetros de forma K e escala C de Weibull, estimados na UTFPR-PB, apresentam-se próximos aos valores encontrados no mapeamento eólico do Paraná obtido pela COPEL (2007) e apresentados na Tabela 12. Sendo assim, o verão corresponde a um fator de escala médio de 4 m/s a 50 m de altitude.

O mapeamento eólico da COPEL (2007), apresenta os potenciais de geração de energia eólica nas altitudes de 50, 75 e 100 m.

Confrontando-se os parâmetros de Weibull da COPEL (2007) e os obtidos na Tabela 5, os perfis dos ventos nos dois locais de medição a 50 m de altura, os parâmetros da COPEL apresentam-se melhores para estimar o potencial de vento na região da UTFPR – PB.

Considerando-se os dados da Copel, e a regularidade de ventos típicos, foi estimado o potencial de geração ao longo do ano normal, ou seja, sem variações significativas na velocidade do vento dada altura de 50 metros.

Os parâmetros K e C de Weibull retirados de COPEL (2007), encontram-se na Tabela 12 e os potenciais de geração na Tabela 13, abas dividem-se em estações do ano. Da Tabela 13, obtém-se o potencial de geração médio para o verão de 41 W/m². Considerando-se os meses de medição fevereiro e março relacionados ao verão, na Tabela 10 tem-se o potencial de geração médio de 10 W/m² para o Simepar e 28,6 W/m² para a UTFPR – PB. Quando então comparados, os dados mostram-se divergentes, a fonte do Simepar apresenta o menor potencial, a UTFPR – PB e COPEL não apresentam-se iguais porém estão com valores menos divergentes. O potencial de geração apontado pela COPEL apresenta-se mais otimista com relação ao potencial do Simepar e UTFPR – PB.

Tabela 12 – Parâmetros a 50m Utilizados para Estimar o Potencial de geração em W/m² no Local da Instalação

Parâmetros	ρ Anual	K Anual	C Verão	C Outono	C Inverno	C Primavera
Valores	1,12	2,3	4	4,5	5,2	4,9

Fonte: Adaptado de (COPEL, 2007).

Tabela 13 – Potencial de Geração W/m² ao Longo do Ano

Estações do Ano	Verão	Outono	Inverno	Primavera
Potencial (W/m ²)	41,2380	54,8878	90,5999	75,8064

Fonte: Adaptado de (COPEL, 2007).

3.3 ESTUDO DA FATURA DE ENERGIA ELÉTRICA

O estudo deste trabalho aponta uma alternativa de eficiência energética para um consumidor cativo. O comportamento da carga, grupo tarifário em que o consumidor se enquadra, demanda de contrato e consumo de energia elétrica podem ser encontrados a partir do estudo da fatura analisando-se as últimas 12 faturas (ELETROBRÁS [ET AL.], 2008; MAMEDE, 2012).

A fatura de energia elétrica da UTFPR- Câmpus Pato Branco encontra-se no Anexo B. Nessa fatura referente ao mês de setembro/2016, a concessionária disponibiliza as informações das condições do consumidor listadas abaixo:

- Grupo Tarifário A
- Subgrupo A4 com tensão de fornecimento de 13,2 kV
- Tarifa horária verde
- Demanda de contrato de 450 kW

O estudo das faturas referentes aos meses de setembro de 2015 a agosto de 2016 apontou um consumo médio de energia de 96.132,75 kWh por mês. Sendo que no horário de ponta a média foi de 12698 kWh, no horário fora de ponta a média foi de 83.434,75 kWh.

Quanto a demanda fora de ponta, houve ultrapassagem em três períodos, essas ultrapassagens podem ser observadas na Figura 15, que representou 5,28 % em setembro de 2015, 9,44 % em abril de 2016 e 12 % no mês de maio de 2016.

No mês de outubro de 2015 a demanda alcançou o limite máximo de 450,72 kW, porém sem tarifação de ultrapassagem devido a tolerância de 5% (ANEEL, 2015). No caso da UTFPR- Câmpus Pato Branco a ultrapassagem limita-se a 472,5 kW. Os outros meses apresentaram-se próximos ou abaixo do limite máximo. Destaca-se o mês de fevereiro de 2016 com a menor demanda medida de 203,04 kW. Os outros meses referidos permaneceram próximos a demanda contratada.

Observa-se na Figura 15 que a demanda na ponta que refere-se ao mês de maio de 2016, apresentou o limiar de 452,16 kW, mantendo-se dentro dos limites de contrato. Os outros meses mantiveram-se abaixo do limite.

No Anexo B apresentam-se aos valores pagos nas faturas analisadas dos últimos 12 meses. Somando-se essas faturas, pode-se afirmar que a UTFPR – PB possui uma despesa média anual com energia elétrica de R\$ 853.225,84, esse valor representa uma média mensal de R\$ 71.102,15.

Considerando o aumento futuro das instalações físicas da UTFPR-PB, a demanda mostrada na Figura 15 constitui uma tendência de crescimento na demanda contratada.

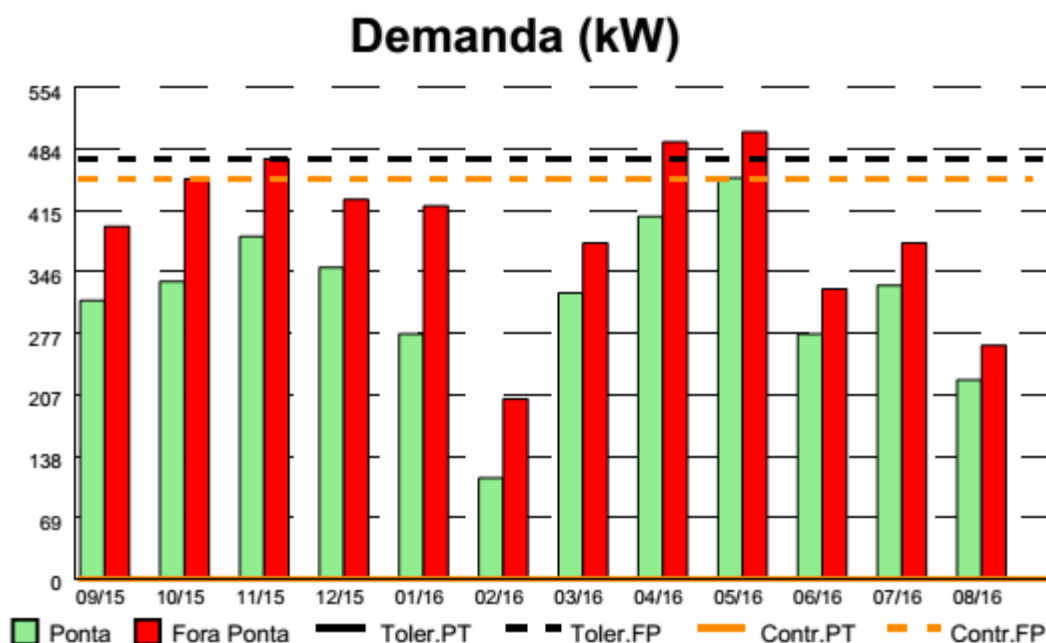


Figura 15 – Representação do Demanda Referente aos Meses de Setembro de 2015 a Agosto de 2016
Fonte: Adaptado de (COPEL, 2016)

A normativa 482/2012 aponta que para consumidores do grupo A, a potência do sistema de geração distribuída é limitada pela demanda contratada (ANEEL, 2012).

Considerando-se o consumo de energia elétrica da instituição analisou-se os gasto com a fatura de energia elétrica, e pode ser verificado que um sistema de geração pode ser instalado na Universidade, a fim de minimizar esse custo. A potência máxima do sistema de geração apontada pelo estudo da fatura, mostra que esse valor pode ser 450 kW.

3.4 AEROGERADOR UTILIZADO

Para esta análise utilizou-se o modelo AGW 100, que possui potência nominal de 100 kW, fabricante nacional, enquadra-se nas normas da resolução 482/2012 e apresentando-se dentro do limite da demanda observada no estudo da fatura na seção 3.3.

Este modelo apresenta em seu catálogo informações técnicas e a curva de potência gerada em relação a velocidade do vento, outro fator determinante para essa escolha foi a velocidade de partida de geração de energia elétrica, sendo 3 m/s que permite iniciar geração de energia elétrica com baixa velocidade do vento. Para a região de estudo de instalação do aerogerador, a velocidade baixa do vento requer uma turbina que aproveite esses ventos de menor intensidade, isso faz com que o sistema não permaneça ocioso.

Alguns modelos de aerogerador de grande porte com potências maiores que 500 kW, apresentavam velocidade de partida entre 4 e 5 metros por segundo, porém para análise deste trabalho, potências maiores que 450 kW não se enquadram na demanda do consumidor. Ainda comparando-se as velocidades e potenciais de geração apontado no capítulo 3.1 e 3.2, esses modelos mostram-se inadequados neste estudo.

3.4.1 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS AEROGERADOR AGW 100

Todas as características do aerogerador AGW 100 foram retiradas das informações de catálogo (WEG, 2015).

Este modelo possui uma potência nominal de 100 kW, esta potência pode ser obtida com ventos na velocidade de 12 metros por segundo. Em velocidades superiores a potência diminui e a geração é limitada a 25 metros por segundo, nessa velocidade devem atuar as proteções como ataque do ângulo das pás e freios. Garante-se assim a segurança do aerogerador e das instalações em seu entorno.

A potência de geração é uma função da velocidade do vento ao cubo visto no capítulo 2.2, a curva de potência tende a ser uma curva em “S” mostrada na Figura 16, dada a densidade do ar ao nível do mar.

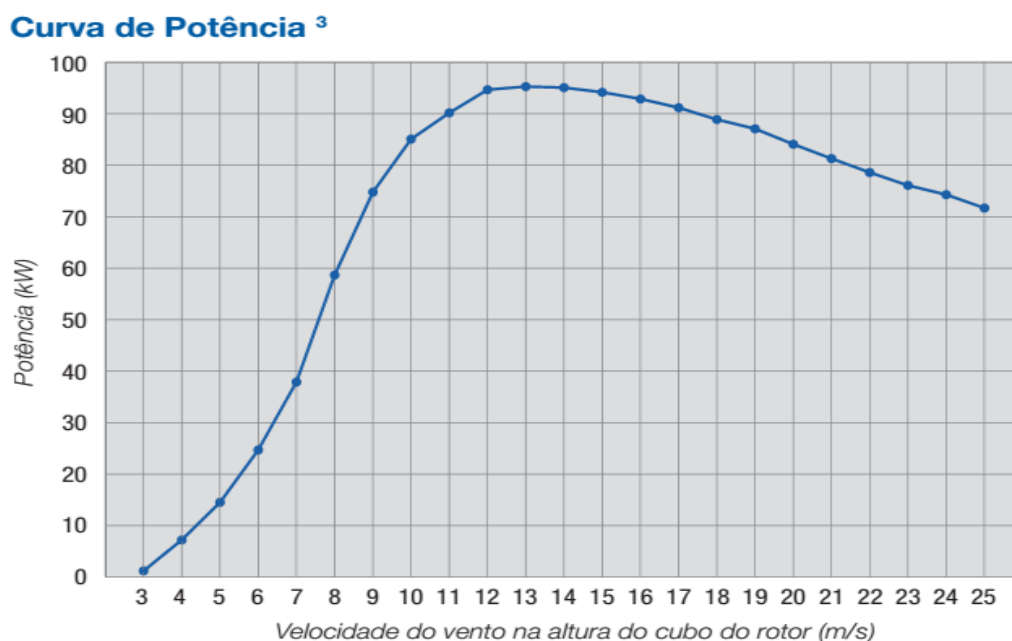


Figura 16 – Curva de Potência do Aerogerador AGW 100
Fonte: (WEG, 2015).

O diâmetro do rotor é de 24,4 metros, com controle de potência devido a regulagem de passo independente por pá.

Este modelo possui um gerador síncrono de ímãs permanentes, o uso deste tipo de máquina elétrica, proporciona um acoplamento direto entre o rotor e gerador, dispensando-se caixa de engrenagem.

Para conexão com à rede, dispõe de conversor de potência plena, com cubículo de baixa tensão com relé de proteção.

A nacele tem sistema de posicionamento ativo, acionado por motores redutores elétricos.

A torre elevada é de 37 metros, com uma escada interna para acesso a nacele.

A temperatura de operação do aerogerador pode variar de -10 a 40 graus Célcus.

O aerogerador possui um sistema supervisório de monitoramento remoto, com acesso via internet.

3.5 ESTIMAÇÃO DA ENERGIA GERADA

O local em estudo para a instalação encontra-se a 760 metros do nível do mar (PREFEITURA DE PATO BRANCO, 2014). Para estimar a energia gerada pelo aerogerador AGW 100, desprezou-se a variação da densidade do ar local, sendo utilizada a densidade ao nível do mar.

Como estratégia para estimar a potência gerada utilizou-se a equação (16), a curva de potência da 60 Figura 16 e a eficiência da máquina. Com essas características foi possível determinar o coeficiente de potência do aerogerador para os diferentes valores de velocidade do vento. A Figura 17 mostra os coeficientes de potência, os parâmetros de ventos e suas correções utilizados para estimar a energia gerada.

$$P = 0,5 \rho A_r V^3 C_p \eta \quad (16)$$

Para determinar a eficiência η foi utilizada a equação (17). Em uma abordagem menos otimista os valores apropriados foram 95% para eficiência mecânica e 97% para eficiência elétrica. Assim a eficiência do aerogerador possui um valor próximo a 92%. Portanto com o auxílio da equação (16) o coeficiente de potência encontrado foi de aproximadamente 22% para a velocidade nominal do vento.

$$\eta = \eta_e \eta_m \quad (17)$$

Para estimar a potência a ser gerada no local da instalação baseada na equação (16) e devido a velocidade do vento ser uma função cúbica não pode utilizar a velocidade média para se estimar a potência, foram utilizados os parâmetros de Weibull para estimar esse valor de velocidade a partir da equação (20) (ZHANG, 2015)

$$V = c \Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right) \quad (20)$$

Dados Gerador				
Potencia do Aerogerador:	100, kW	Velocidade	Potência	CP
Diâmetro do Rotor:	24,4	1	0	0
Área do Rotor	467,3576	2	0	0
Velocidade na Pot Nominal	11,5	3	1,2	0,16876184
Eficiencia:	0,92	4	7,2	0,427178408
Coeficiênte de Potência:	0,249668211	5	14,5	0,440468403
Dados do local		6	24,7	0,434210151
		7	37,9	0,419567519
Densidade	1,225	8	58,7	0,435336329
Fator de Forma Weibull (K)	2,3	9	74,8	0,389610668
Fator de escala Weibull (C)	Verão	4	10	0,323136733
	Outono	4,5	11	0,257326938
	Inverno	5,2	12	0,208095654
	Primavera	4,9	13	0,164709866
Dados Corrigidos		14	95,1	0,131599179
		15	94,2	0,105982436
Fator de Forma Weibull (K)	2,3	16	92,9	0,086121689
Fator de escala Weibull (C)	Verão	3,54	17	0,070486321
	Outono	3,99	18	0,057881665
	Inverno	4,61	19	0,048218547
	Primavera	4,34	20	0,039917449
		21	81,3	0,033334154
		22	78,6	0,028029237
		23	76,1	0,023749689
		24	74,3	0,020408536
		25	71,7	0,017424322

Figura 17 – Cálculo do Coeficiente de Potência do Aerogerador Utilizado para Estimar a Energia Gerada
Fonte: Adaptador de (COPEL, 2007).

Na Figura 17 apresentam-se os dados do aerogerador, cálculo do coeficiente de potência, os parâmetros de vento da COPEL e a correção desses dados. Com o auxílio dessas informações e da equação (16), foi possível estimar a potência média gerada em cada estação do ano mostrados na Tabela 13. Com base na potência pode ser estimada a energia gerada em cada estação como mostra a Tabela 14.

Os parâmetros de Weibull da Tabela 12 mostram o perfil do vento a 50 metros de altitude, desprezando-se a diferença entre a altitude da nacelle e a altitude de referência da velocidade do vento, foi estimada a potência média gerada em cada estação do ano. Os valores da potência média obtida com as premissas definidas e com o uso da equação (19), estão mostradas na Tabela 14.

Tabela 14 – Potência Média de Geração em W para Cada Estação do Ano

Estações do Ano	Verão	Outono	Inverno	Primavera
Potência Média (W)	1.977,76	2.815,99	10.998,62	9.202,73

Fonte: Adaptador de (COPEL, 2007).

A energia gerada é determinada a partir da multiplicação da potência média pelo número de horas de referências. Para determinar o número de horas em cada estação do ano, foi utilizada a média anual de horas por mês, ou seja, utilizou-se 730 horas para cada mês. A Tabela 15 apresenta a energia média gerada ao longo de cada estação do ano, somando-se esses valores obtemos a energia anual gerada pelo sistema que corresponde ao valor de 54.739,256 KWh.

Tabela 15 – Energia Gerada em kWh ao Longo do Ano

Estações do Ano	Verão	Outono	Inverno	Primavera
Energia gerada (kWh)	4.331,29	6.167,01	24.086,98	20.153,97

Fonte: Adaptador de (COPEL, 2007).

3.6 VALORES DE MERCADO DO SISTEMA DE GERAÇÃO

Os aerogeradores apresentam variação de valor de acordo com a potência instalada (PINTO; NETO, 2012).

Em contato com o fornecedor do aerogerador AWG 100, especifica que para uma análise preliminar o valor a ser considerado é de R\$ 1.615.000,00. Nesse valor contempla fornecimento, transporte, fundação em concreto, instalação, comissionamento e *start-up* de uma unidade do AWG 100. O custo com manutenção é estimado em R\$ 15.000,00 por ano, a manutenção pode ser feito pelo fabricante, assistência técnica autorizada ou pelo próprio investidor.

Ainda segundo o fornecedor, o custo preliminar para aerogeradores de grande porte leva-se em consideração o valor estimado de R\$ 6.000.000,00, para cada mega Watt instalado.

3.7 VIABILIDADE ECONÔMICA

A viabilidade econômica do projeto foi determinada a partir da análise do valor presente líquido, onde a análise considera a taxa interna de retorno, a economia gerada e o valor investido (MAMEDE, 2012).

A economia é o valor que a UTFPR-PB deixará de gastar anualmente no pagamento da fatura de energia elétrica da instituição. Para estimar esse valor foi analisado o caso crítico em que a geração e compensação se dá no horário fora de ponta. O valor estimado da economia aproximou-se de R\$ 15.288,67 anual como mostra a Figura 18, em que apresenta-se a planilha com o cálculo do valor economizado anualmente.

A estimação da energia anual gerada no local da instalação, leva em consideração as características do aerogerador e perfil do vento em cada estação do ano. Essas características apresentam-se detalhadas nas Figura 11 e Figura 17 onde calcula-se o coeficiente de potência do aerogerador. A energia estimada a partir das variáveis citadas proporcionam definir a economia anual gerada pelo sistema de geração eólica. O cálculo econômico apresenta-se na Figura 18, juntamente com a retirada dos impostos para o cálculo de acordo com (ANEEL, 2012) a economia anual aproxima-se de R\$ 15.288,67.

A porcentagem de alteração tarifária anual foi determinada analisando-se reajustes nos últimos 10 anos, calculando-se a média de aumento como mostrado na Tabela 16, a média corresponde a 5,10 %.

Em leilões de comercializações de energia da ANEEL, o aumento do valor da energia a partir de fontes alternativas, aponta teto de R\$ 179,00 por mega Watt hora proveniente da fonte eólica, para energias térmicas e biomassa o teto é de R\$ 215,00 por mega Watt hora. Segundo os analistas do banco americano J. P. Morgan

Marcos Severine, Henrique Peretti e Carolina Yamaguchi a TIR média para projeto de energias renováveis aproxima-se de 12,4 % (POLITO, 2015).

No caso em estudo, o valor do mega Watt refere-se a TE cobrada pela concessionária, já a taxa de 12,4 % estimada pelos analistas do banco americano J. P. Morgan refere-se a valores de comercialização, como a energia entregue aos consumidores possuem valor superior ao valor de compra, a taxa de retorno tende a ser superior, considerando-se esta premissa a TIR utilizada na análise do VPL foi de 12,4%.

Estudo Economia Gerada			
Grupo Tarifário	Impostos Federais		Impostos Estaduais
Horária Verde	PIS/PASEP	1,65%	ICMS 29%
	COFINS	7,60%	
Valores COPEL	Valor do KWh	Sem Imposto	Com Imposto
	Ponta	1,037	1,680
	Fora de Ponta	0,279	0,452
Energia Gerada ao Longo do Ano kWh			
Verão	Outono	Primavera	Inverno
4331,290	6167,013	24086,983	20153,970
Energia Anual Gerada		54739,256	
Economia (R\$)		15288,674	

Figura 18 – Economia gerada referida a energia gerada.

Fonte: Autoria Própria

Sabendo-se o valor a ser economizado anualmente, o aumento tarifário, valores tributáveis, custo da instalação e manutenção do aerogerador, pode-se estimar o tempo de retorno do investimento.

A planilha de cálculo contendo o tempo de retorno do investimento auxiliada pelo método do VPL, apresenta-se no Apêndice B que mostra uma planilha com o cálculo VPL.

Tabela 16 – Cálculo da Alteração Tarifária.

Alteração Tarifária	
Resolução 2096/2016	-12,87%
Resolução 1897/2015	15,32%
Resolução 1858/2015	36,79%
Resolução 11763/2014	24,86%
Resolução 1565/2013	9,55%
Resolução 1431/2013	-19,28%
Resolução 1296/2012	-0,65%
Resolução 1158/2011	2,99%
Resolução 1015/2010	2,46%
Resolução 839/2009	5,00%
Resolução 663/2008	0,04%
Resolução 479/2007	-1,27%
Resolução 345/2006	3,30%
MÉDIA	5,10%

Fonte: Adaptado de (COPEL, 2016)

Com esta análise pode-se observar que o sistema não apresenta viabilidade, pois a vida útil do projeto é de 20 anos (WEG, 2015), e a análise aponta retorno do investimento somente no quadragésimo quinto ano. Essa análise mostra a inviabilidade da execução do projeto.

4. CONCLUSÃO

O desenvolvimento deste trabalho mostrou uma análise técnica – econômica de um sistema de geração distribuída eólica, conectada em paralelo a rede de distribuição de energia elétrica. Com objetivo de compensar a energia elétrica gerada na forma de créditos, o trabalho enquadrou-se na resolução normativa 482/2012.

O estudo dirigido para viabilizar o projeto de minigeração eólica, destina-se para o uso de geradores de médio e grande porte, porém limitados de acordo com a normativa 482/2012. A potência máxima que pode ser instalada na UTFPR – Câmpus Pato Branco é de 450 KW, apontada no estudo da fatura com o levantamento da demanda de contratada.

O estudo dos ventos foi facilitado com a obtenção de dados anemométricos fornecidos pelo SIMEPAR, sendo possível observar a regularidade do vento ao longo dos últimos 5 anos. Esse estudo foi fundamentado na função distribuição probabilística da densidade de Weibull de dois parâmetros. Com os parâmetros de forma K e escala C, foi possível afirmar que a potência estimada possui uma confiabilidade de geração média anual, pode-se observar na Tabela 11 o potencial de geração dado em W/m^2 , onde os valores apontam um baixo potencial eólico, variando em torno de $10 W/m^2$ ao longo das estações do ano.

A instalação da estação meteorológica na UTFPR – Câmpus Pato Branco - PR proporcionou caracterizar o perfil dos ventos locais, a medição perdurou durante os meses de Fevereiro, Março e Abril de 2016. Confrontados os dados do Simepar e da UTFPR, foi observado uma discrepância nos fatores C, acarretando em diferentes valores no potencial disponível para geração de energia eólica. Para as alturas de 37, 80, 100 e 120 m, o fator médio de forma para o Simepar resultou em 2,05, a UTFPR apresentou média de 2.18. O fator de escala variou em virtude da altura de correção, porém para as mesmas alturas de comparação, a UTFPR apresentou valores superiores ao Simepar entre 25 e 39 %.

Os valores dos fatores de Weibull corrigidos para as alturas de referência, na UTFPR apresentaram valores próximos aos encontrados no mapeamento do potencial eólico do Paraná (COPEL, 2007). A divergência do fator de escala obtidos com os dados do Simepar, mostrou-se inadequada para utilização no local de

instalação. Devido a essa inconsistência encontrada, foi utilizado o perfil dos ventos do mapeamento da COPEL mostrados na Tabela 12.

Como os fatores de Weibull Tabela 12, o potencial eólico encontrado variou de aproximadamente 40 W/m^2 no verão a 90 W/m^2 no inverno.

Sabendo-se o perfil do vento, bem como valores máximos de potência instalada, foi iniciada a busca por modelos viáveis que se enquadrassem nas condições da localidade, podendo fornecer energia suficiente para a instituição, amortizando o gasto com a fatura de energia elétrica.

Essa busca apontou para o modelo AWG 100, com potência máxima de geração de 100 kW, fabricado por uma empresa nacional, dentro dos critérios da normativa 482/2012 adequou-se a realidade deste trabalho.

Como base nas características do aerogerador, foi possível encontrar a potência média gerada em cada estação do ano, possibilitando assim, estimar a energia elétrica gerada nessas estações e durante o ano.

Devido a altitude da torre do aerogerador ser de 37m, o aproveitamento não se apresenta favorável para geração de energia eólica como mostra a Tabela 16, onde foi calculada a energia elétrica gerada. Durante um ano típico de ventos normais com os mesmos padrões obtidos neste trabalho a energia aproximou-se de 54,7 MWh.

A viabilidade econômica utilizou-se dos valores de mercado para implantação do projeto, sendo de R\$ 1.615.00,00. O valor estimado para a manutenção foi de R\$ 15.000,00 por ano, TIR de 12,4%, valor da tarifa de energia elétrica e energia elétrica gerada pelo aerogerador, revertido em economia para a instituição. Todas essas variáveis foram adequadas ao método do valor presente líquido que retornou o tempo de retorno do investimento.

Levando em consideração o tempo de vida útil do sistema de geração eólica ser de aproximadamente 20 anos, o projeto torna-se inviável para essa localidade. O Apêndice B aponta que o investimento apresentará retorno a partir do quadragésimo quinto ano, ou seja, 25 anos após o término do tempo da vida útil do aerogerador.

O estudo embasado na bibliografia existente, bem como, na legislação e normas técnicas brasileiras. Encontra-se fundamento em bases importantes e relevantes sobre a utilização de fontes renováveis, utilizadas para geração de energia elétrica operando em paralelo com a rede de distribuição.

O estudo apontou inviabilidade de execução deste projeto para a localidade da UTFPR Câmpus – Pato Branco, porém os estudos realizados podem ser continuados nas regiões apontadas com melhor potencial eólico, como mostra o mapa eólico do Paraná. Segundo COPEL (2007) regiões próximas as cidades de Apucarana, Arapongas, Campo Largo, Cascavel, Guarapuava, Lapa, Palmas e Ponta Grossa apresentam características de ventos mais propícios para geração de energia eólica, algumas destas cidades possuem Câmpus da UTFPR e podem servir de estudo para trabalhos futuros.

5. REFERÊNCIAS

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

ANEEL. **Resolução Normativa 130/2005**. Disponível em:

<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2005/014/documento/minuta_resolucaonormativa.pdf>. Acesso em: 24 Setembro 2016.

ANEEL. **Nota Técnica nº 0025/2011-SRD-SRC-SRG-SCG-SEM-SRE-SPE/ANEEL**.

Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2011/042/documento/nota_tecnica_0025_gd.pdf>. Acesso em: 21 out. 2015.

ANEEL. **Resolucao Normativa n 482 de 2012**. Disponível em:

<<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 09 out. 2015.

ANEEL. **Micro e Minigeração Distribuída - Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. Disponível em:

<<http://www.aneel.gov.br/biblioteca/downloads/livros/caderno-tematico-microeminigeracao.pdf>>. Acesso em: 22 set. 2015.

ANEEL. **Resolução Normativa 687, de 24 de Novembro de 2015**. Disponível em:

<<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 20 Setembro 2016.

ANEEL. **Resolução Normativa n 414 de 2010**. Disponível em: <www.aneel.gov.br>.

Acesso em: 16 Setembro 2016.

ANEEL. **Cadernos Temáticos ANEEL Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema de Compesação de Energia Elétrica**. Disponível em:

<<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Minigera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida++2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8-a66d7f655161>>. Acesso em: 20 Setembro 2016.

ANEEL. **Resolução nº 2.096 de 21 de Junho de 2016**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20162096ti.pdf>>. Acesso em: 16 Setembro 2016.

AWS SCIENTIFIC, INC. **Wind Resource Assessment Handbook**. Nova York: National Renewable Energy Laboratory, 1997.

CAMARGO-SCHUBERT ENGENHARIA EÓLICA. **Atlas Eólico Bahia**. Disponível em: <<http://www.secti.ba.gov.br/atlasWEB>>. Acesso em: 24 mar. 2016.

CHIODO, E.; MAZZANTI, G.; KARIMIAN, M. Bayes estimation of Inverse Weibull distribution for extreme wind speed prediction. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON CLEAN ELECTRICAL POWER (ICCEP), 2015, Taormina. Taormina, 2015. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org>>. Acesso em: 22 mar. 2016.

COPEL. **Atlas do Potencial Eólico do Paraná**. Disponível em: <http://www.copel.com/download/mapa_eolico/Atlas_do_Potencial_Eolico_do_Estado_do_Parana.pdf>. Acesso em: 22 ago. 2015.

COPEL. **Sistema de Faturamento e Compensação de Energia Elétrica de Micro/Minigeradores**. Disponível em: <[http://www.copel.com/hpcopel/root/sitearquivos2.nsf/arquivos/inf_fat_micro_gd/\\$FILE/Informa%C3%A7%C3%B5es%20de%20Faturamento_Micro%20e%20Minigera%C3%A7%C3%A3o.pdf](http://www.copel.com/hpcopel/root/sitearquivos2.nsf/arquivos/inf_fat_micro_gd/$FILE/Informa%C3%A7%C3%B5es%20de%20Faturamento_Micro%20e%20Minigera%C3%A7%C3%A3o.pdf)>. Acesso em: 24 Setembro 2015.

COPEL. Alterações Tarifárias. **Copel Pura Energia**, 2016. Disponível em: <<http://www.copel.com/>>. Acesso em: 15 Setembro 2016.

COPEL. **Segunda Via da Fatura**. Disponível em: <<http://www.copel.com/AgenciaWeb/>>. Acesso em: 07 Outubro 2016.

COPEL. Taxas e Tarifas. **Copel Distribuição S.A.**, 2016. Disponível em: <www.copel.com>. Acesso em: 19 Setembro 2016.

CRESESB. **Energia Eólica Princípios e Tecnologias**. Disponível em:
<http://www.cresesb.cepel.br/download/tutorial/tutorial_eolica_2008_e-book.pdf>.
Acesso em: 10 set. 2015.

ELETROBRÁS [ET AL.]. **Energia elétrica: conceito, qualidade e tarifação: guia básico**. Disponível em:
<http://arquivos.portaldaindustria.com.br/app/conteudo_18/2014/04/22/6281/Energia_eltrica-qualidade.pdf>. Acesso em: 06 out. 2016.

EPE, MME. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2024**. Disponível em:
<<http://www.epe.gov.br/PDEE/PDE%202024.pdf>>. Acesso em: 20 out. 2015.

EPE, MME. **Balanco Energético Nacional 2016: Ano base 2015**. Disponível em:
<<https://ben.epe.gov.br/default.aspx?anoColeta=2016>>. Acesso em: 2016 Setembro 2016.

FAVERA, CERETTA DALLA ALEXANDRE; ET AL. POTENCIAL EÓLICO NO RIO GRANDE DO SUL – DISTRIBUIÇÃO ESTATÍSTICA DOS VENTOS NA REGIÃO CENTRAL DO ESTADO. **Geogr. Acadêmica v.6, n.1 (xiii.2012)**, Roraima, v. VI, p. 38-51, outubro 2012. ISSN 1678-7226. Disponível em: <<http://mtc-m19.sid.inpe.br/col/sid.inpe.br/mtc-m19/2012/10.10.17.59/doc/180-461-1-PB.pdf>>.

GOVERNO DO ESTADO DO PARANÁ. **Regulamento do ICMS aprovado pelo Decreto n. 6.080, de 28.09.2012**. Disponível em:
<<http://www.sefanet.pr.gov.br/dados/SEFADOCUMENTOS/106201206080.pdf>>.
Acesso em: 24 Setembro 2016.

HOSSIENI, A.; RASOULI, V.; RASOULI, S. A energia eólica avaliação potencial para produzir energia eléctrica para estudo de caso em Divandareh, Irã. In:

INTERNATIONAL CONFERENCE ON RENEWABLE ENERGY RESEARCH AND APPLICATION (ICRERA), 2014, Milwaukee. WI. Milwaukee. WI: IEEE, 2014.
Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?arnumber=7016544>>.
Acesso em: 22 mar. 2016.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 61400-1**: Wind turbines – Part 1: Design Requirements. 3ª. ed. Geneva: [s.n.], 2005 - 08.

KARKI, R.; HU, P.; BILLINTON, R. Reliability Evaluation of a Wind Power Delivery System Using an Approximate Wind Model. In: PROCEEDINGS OF THE 41ST

INTERNATIONAL UNIVERSITIES POWER ENGINEERING CONFERENCE, 2006.

UPEC '06., I., 2006, Newcastle upon Tyne. Newcastle upon Tyne: IEEE, 2006.

Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?arnumber=4218655>>.

Acesso em: 22 mar. 2016.

KUMARASWAMY, B. G.; B. K, Keshavan; Y. T, Ravikiran. Analysis of seasonal wind speed and wind power density distribution in Aimangala wind farm at Chitradurga Karnataka using two parameter weibull distribution function. In: POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 2011 IEEE, 2011, San Diego. San Diego: IEEE, 2011. Disponível em:

<<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6039587&isnumber=6038815>>. Acesso em: 29 mar. 2016.

LOPEZ, Ricardo A. **Energia Eólica**. 2ª. ed. São Paulo: Artliber Editora, v. I, 2012.

LYRA, Gustavo B.; PEREIRA, Antonio R. PARÂMETROS DE RUGOSIDADE AERODINÂMICA SOBRE VEGETAÇÃO ESPARSA EM REGIÃO SEMI-ÁRIDA. **Revista Brasileira de Meteorologia**, São Paulo, v. 22, n. 2, p. 262-272, Agosto 2007. ISSN 1982-4351.

MAMEDE, João F. **Instalações Elétricas Industriais**. 8ª. ed. Rio de Janeiro: LTC, v. 1, 2012.

MATHEW, Sathyajith. **Wind Energy Fundamentals, Resource Analysis and Economics**. 1ª. ed. The Netherlands: Springer, v. 1, 2006. 246 p.

MATOS, PAULO Z.; ZOTTI, Daianne M. **Análise de Confiabilidade Aplicada à Indústria Para Estimativas de Falhas e Provisionamento de Custos**. Disponível

em: <http://www.coordest.ufpr.br/wp-content/uploads/2011/11/PauloMatos_DaianneMazarotti.pdf>. Acesso em: 22 set. 2015.

MME E EPE. **Balço Energético Nacional 2015 – Ano base 2014**: Relatório Síntese. Disponível em:

<https://ben.epe.gov.br/downloads/S%C3%ADntese%20do%20Relat%C3%B3rio%20Final_2015_Web.pdf>. Acesso em: 22 set. 2015.

PETRY, Adriane P.; MATTUELLA, Jussara M. L. **ANÁLISE DO POTENCIAL EÓLICO E ESTIMATIVA DA**. Disponível em:

<http://www.sengers.org.br/site/forca_download.php?arquivo=conteudo/arquivo27_31.pdf>. Acesso em: 23 set. 2015.

PINTO, Adeon C.; NETO, Pedro J. S. **Uma Revisão do Estado da Arte sobre a Aplicação de Aerogeradores de Pequeno Porte no Contexto das Redes Inteligentes**. Disponível em:

<<http://revistas.unicentro.br/index.php/RECEN/article/download/1389/1829>>. Acesso em: 26 Setembro 2016.

PINTO, Milton D. O. **Fundamentos da Energia Eólica**. 1ª. ed. Rio de Janeiro: LTC, v. I, 2013.

POLITO, Rodrigo. Valor Econômico. **Aneel eleva taxa de retorno e deve atrair projetos de fontes alternativas**, 2015. Disponível em:

<<http://www.valor.com.br/empresas/3976172/aneel-eleva-taxa-de-retorno-e-deve-atrair-projetos-de-fontes-alternativas>>. Acesso em: 15 Agosto 2016.

PREFEITURA DE PATO BRANCO. **Prefeitura de Pato Branco**, 2014. Disponível em: <<http://www.patobranco.pr.gov.br/o-municipio/informacoes-gerais>>. Acesso em: 11 Setembro 2016.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. **LEI Nº 9.427, DE 26 DE DEZEMBRO DE 1996.**

Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9427compilada.htm>.

Acesso em: 15 Agosto 2016.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. **LEI Nº 9.427, DE 26 DE DEZEMBRO DE 1996.**

Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/blei19969427.pdf>>. Acesso em:

Setembro 17 2016.

SCHEIDT, Paula. Guia Eólica. **Instituto Ideal**, 2016. Disponível em:

<<http://institutoideal.org/guiaeolica/>>. Acesso em: 14 Setembro 2016.

TROEN, Ib; LUNDTANG PETERSEN, Erik. **European Wind Atlas**. Roskilde: Risø National Laboratory, v. I, 1989.

VERDUM, Valdirene. **Projeto de Aerogerador com Segurança Inerente para**

Aplicação Urbana. Disponível em: <<http://hdl.handle.net/10183/86478>>. Acesso em:

11 set. 2015.

WEG. **Geracao Transmissão e Distribuição de Energia**. Disponível em:

<<http://ecatalog.weg.net/files/wegnet/WEG-aerogeradores-agw-100-50041735-catalogo-portugues-br.pdf>>. Acesso em: 10 Julho 2015.

WINDDOSE. winddose. **www.winddose.com**, 2008. Disponível em:

<<http://winddose.com/wind-turbine-techologies.html>>. Acesso em: 10 Setembro

2016.

ZHANG, Matthew H. **Wind Resource Assessment and Micro-Siting**. 1ª. ed. China

Machine Press: John Wiley & Sons, Ltd., 2015.

APÊNDICE A – TRATAMENTO DE DADOS DO SIMEPAR

Os dados dos ventos obtidos junto ao Simepar são referidos nos últimos cinco anos. Para analisá-los, agrupou-se em estações do ano, com o auxílio do programa MATLAB® foi utilizada a função probabilidade densidade de Weibull.

Esta função retorna a curva de probabilidade densidade e dois parâmetros, sendo parâmetro de forma K e escala C.

Para a estação do verão analisou-se dados dos anos de 2011 a 2016, as curvas para as altitudes de 37, 50, 80, 100 e 120 m apresentam-se nas Figura 19, Figura 20, Figura 21, Figura 22, e Figura 23. Os parâmetros de Weibull das altitudes e anos referidos encontram-se na Tabela 17.

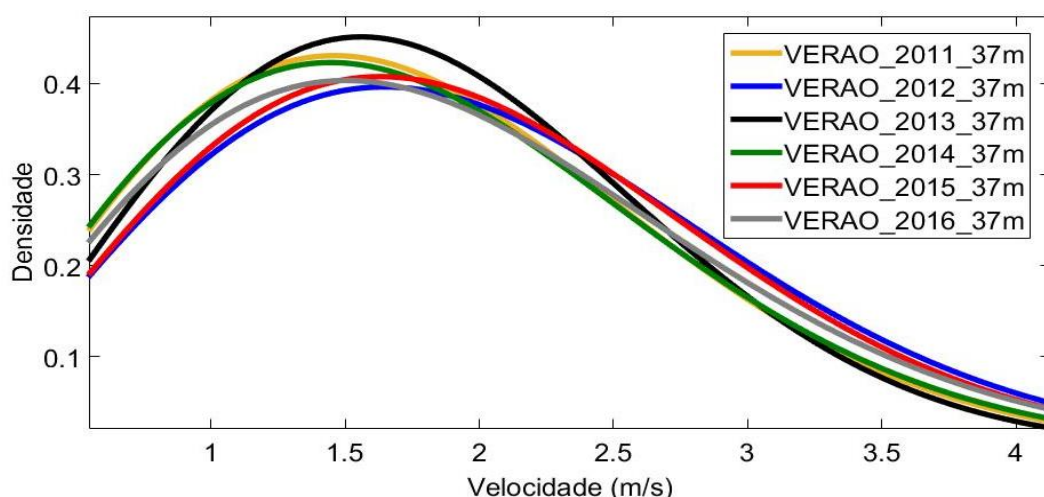


Figura 19 - Distribuição de Weibull para Ventos no Verão a 37 m de 2011 a 2016
Fonte: Adaptado de Simepar (2016).

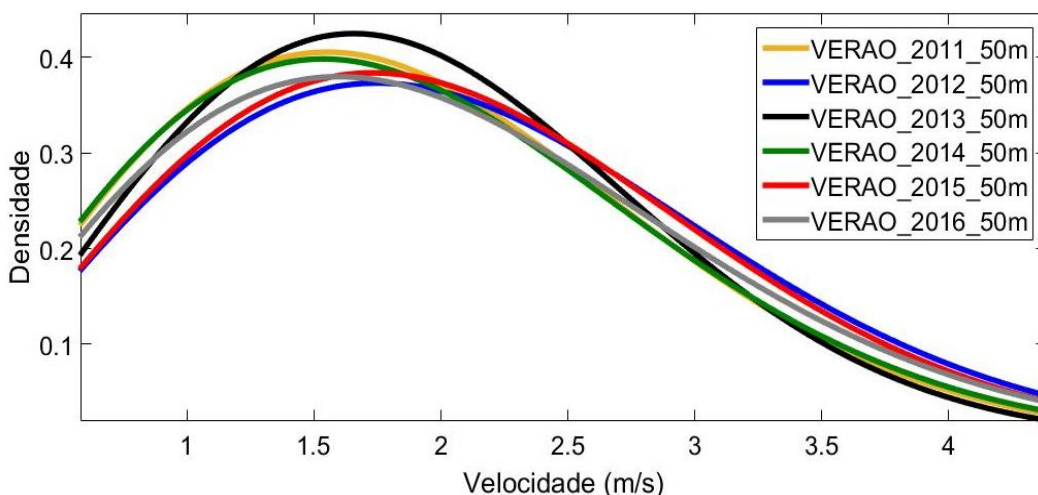


Figura 20 – Distribuição de Weibull para Ventos no Verão a 50 m de 2011 a 2016
Fonte: Adaptado de Simepar (2016).

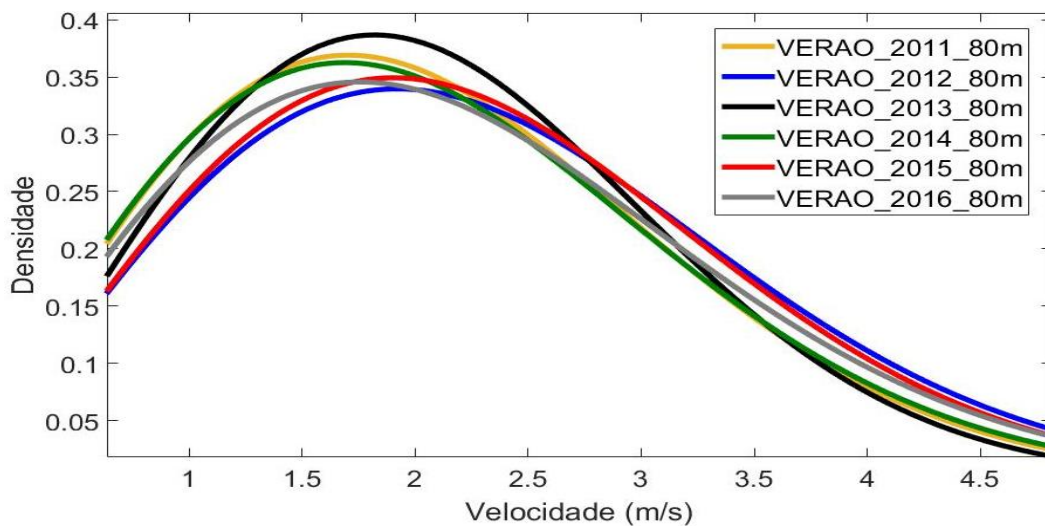


Figura 21 – Distribuição de Weibull para Ventos no Verão a 80 m de 2011 a 2016
 Fonte: Adaptado de Simepar (2016).

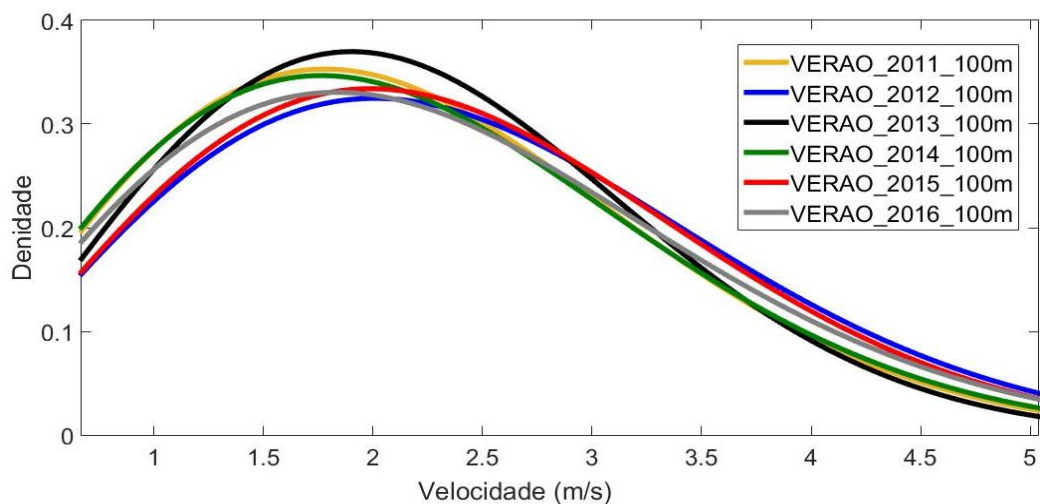


Figura 22 – Distribuição de Weibull para Ventos no Verão a 100 m de 2011 a 2016
 Fonte: Adaptado de Simepar (2016).

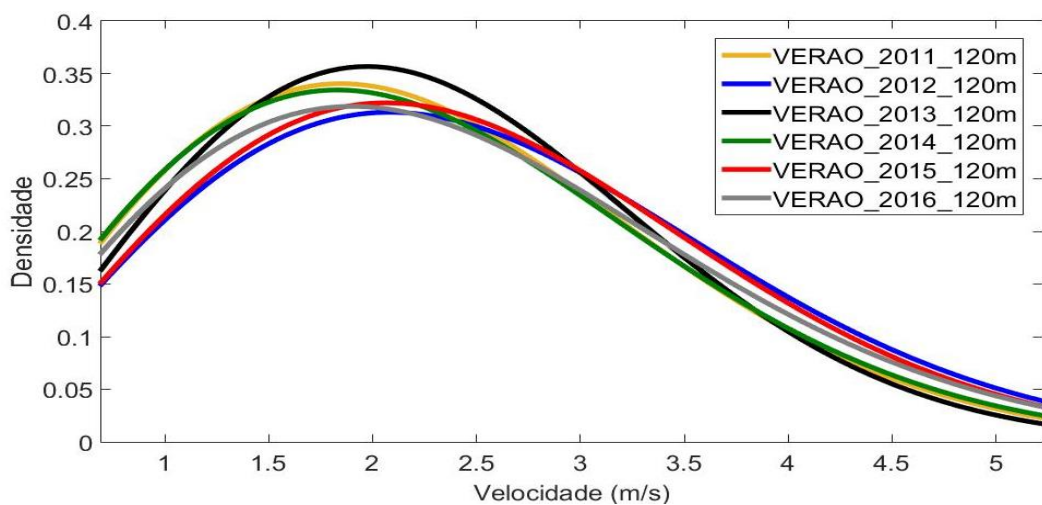


Figura 23 – Distribuição de Weibull para Ventos no Verão a 120 m de 2011 a 2016
 Fonte: Adaptado de Simepar (2016).

Tabela 17 – Parâmetros de Weibull do Simepar Referentes ao Verão de 2011 a 2016.

ANO	Fator de Forma K	Fator de Escala C				
		37m	50m	80m	100m	120m
2011	2,0494	2,0241	2,1498	2,3616	2,4694	2,5611
2012	2,1019	2,2380	2,3769	2,6112	2,7304	2,8318
2013	2,2192	2,0429	2,1697	2,3836	2,4924	2,5849
2014	2,0117	2,0351	2,1614	2,3744	2,4828	2,5750
2015	2,1303	2,1964	2,3328	2,5627	2,6797	2,7792
2016	1,9995	2,1261	2,2581	2,4806	2,5938	2,6902

Fonte: Adaptado de Simepar (2016)

Para a estação do outono analisou-se dados dos anos de 2011 a 2015, as curvas para as altitudes de 37, 50, 80, 100 e 120 m apresentam-se nas Figura 24, Figura 25, Figura 26, Figura 27 e Figura 28. Os parâmetros de Weibull das altitudes e anos referidos encontram-se na Tabela 18.

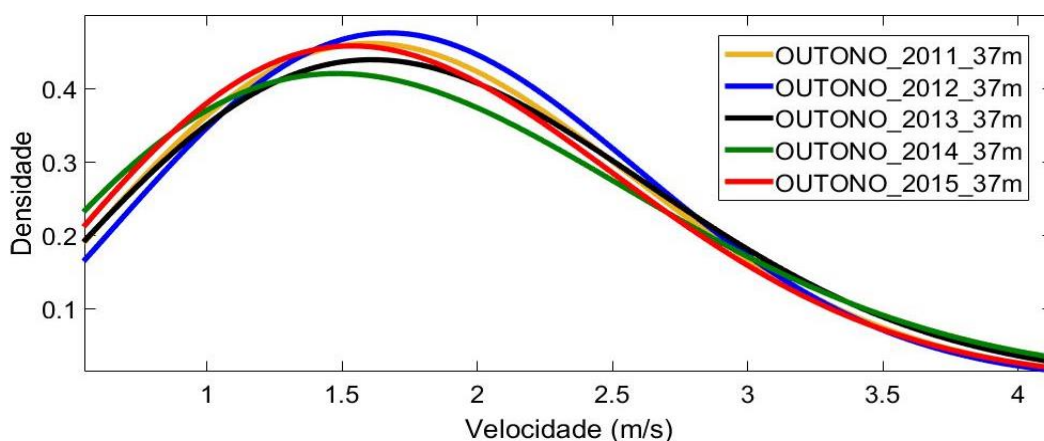


Figura 24 – Distribuição de Weibull para Ventos no Outono a 37 m de 2011 a 2015
Fonte: Adaptado de Simepar (2016).

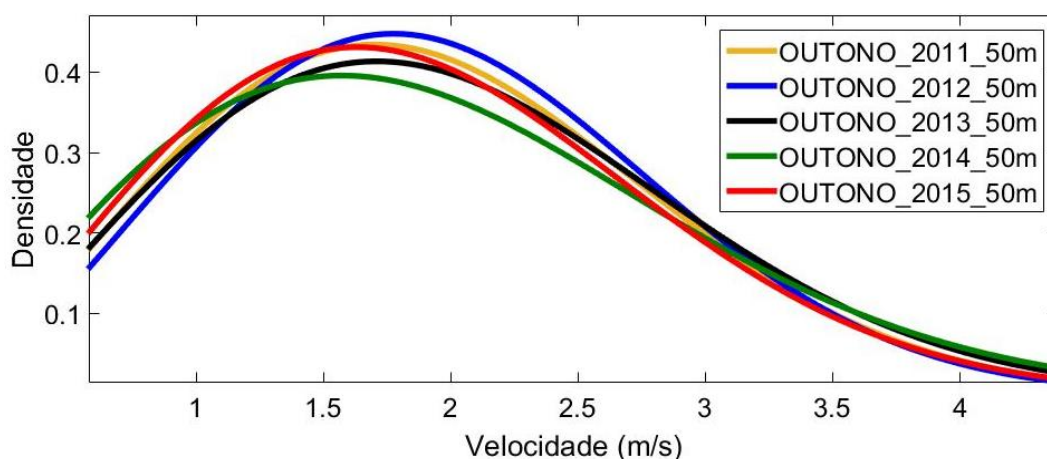


Figura 25 – Distribuição de Weibull para Ventos no Outono a 50 m de 2011 a 2015
Fonte: Adaptado de Simepar (2016).

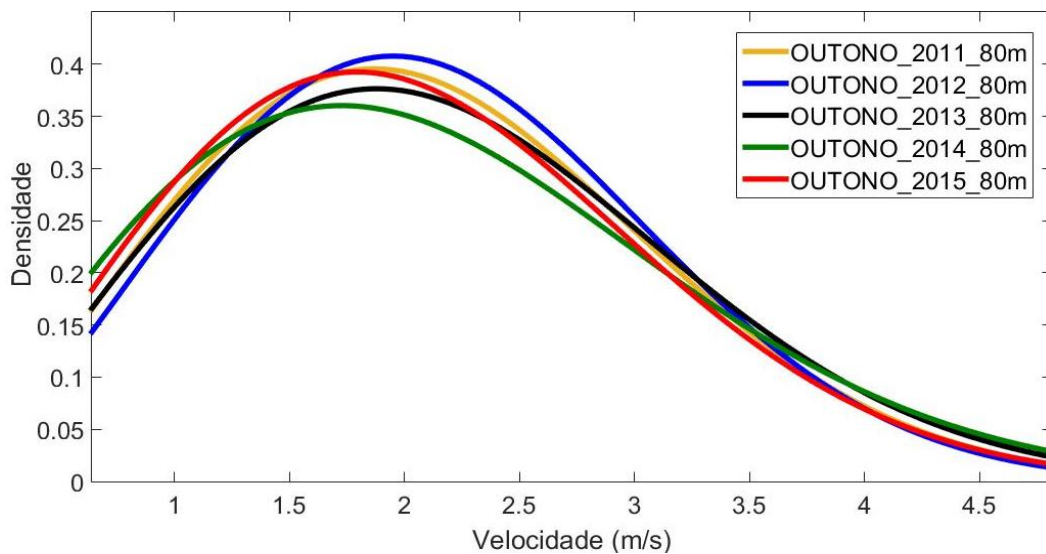


Figura 26 – Distribuição de Weibull para Ventos no Outono a 80 m de 2011 a 2015
 Fonte: Adaptado de Simepar (2016).

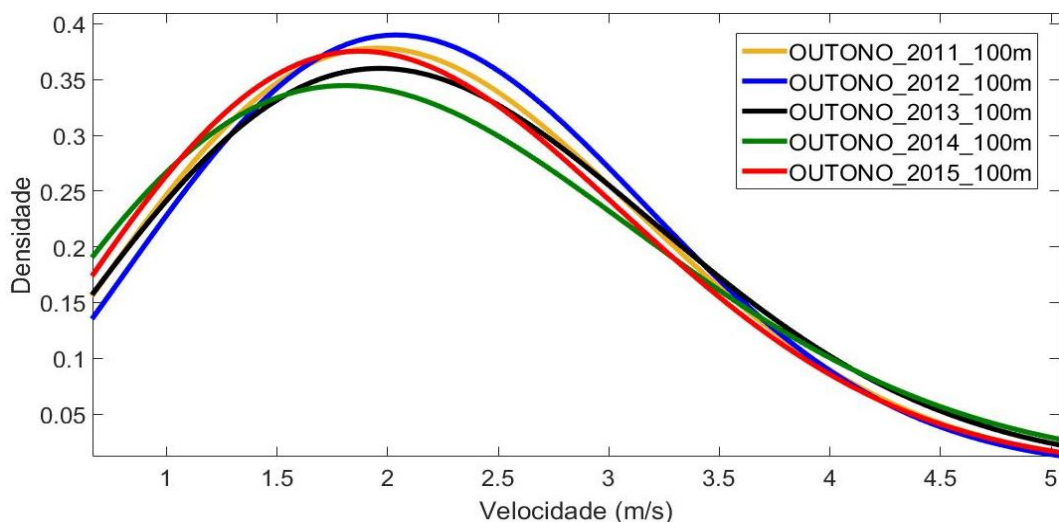


Figura 27 – Distribuição de Weibull para Ventos no Outono a 100 m de 2011 a 2015
 Fonte: Adaptado de Simepar (2016).

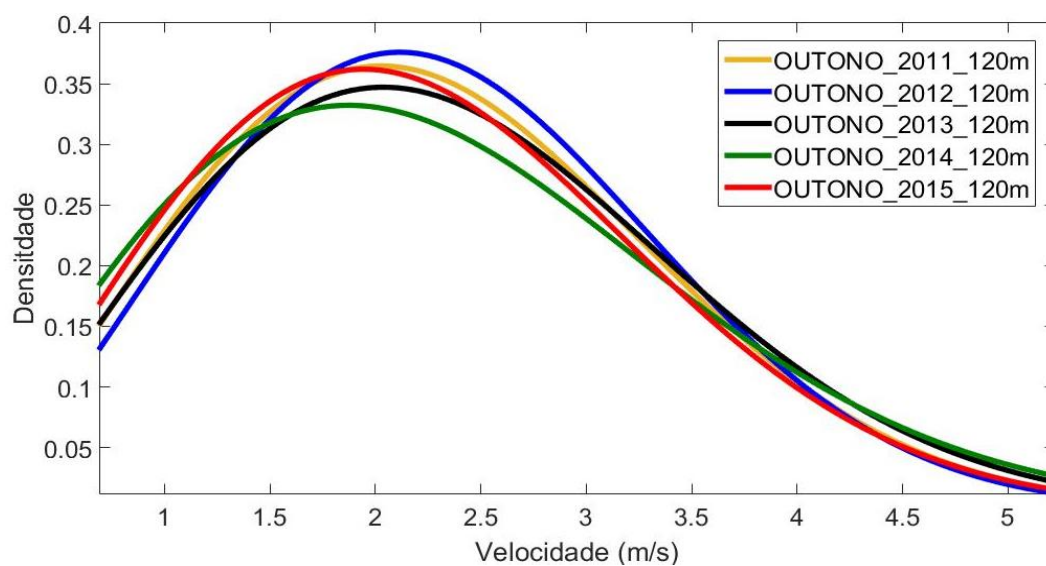


Figura 28 – Distribuição de Weibull para Ventos no Outono a 120 m de 2011 a 2015
 Fonte: Adaptado de Simepar (2016).

Tabela 18– Parâmetros de Weibull do Simepar Referentes ao Outono de 2011 a 2015.

ANO	Fator de Forma K	Fator de Escala C				
		37m	50m	80m	100m	120m
2011	2,3016	2,0525	2,1799	2.3948	2.5041	2.5971
2012	2,4335	2,0779	2,2069	2.4244	2.5351	2.6292
2013	2,2272	2,1044	2,2350	2.4553	2.5674	2.6627
2014	2,0345	2,0635	2,1916	2.4076	2.5175	2.6110
2015	2,2185	2,0124	2,1373	2.3479	2.4551	2.5463

Fonte: Adaptado de Simepar (2016)

Para a estação do inverno analisou-se dados dos anos de 2011 a 2015, as curvas para as altitudes de 37, 50, 80, 100 e 120 m apresentam-se nas Figura 29, Figura 30, Figura 31, Figura 32 e Figura 33. Os parâmetros de Weibull das altitudes e anos referidos encontram-se na Tabela 19.

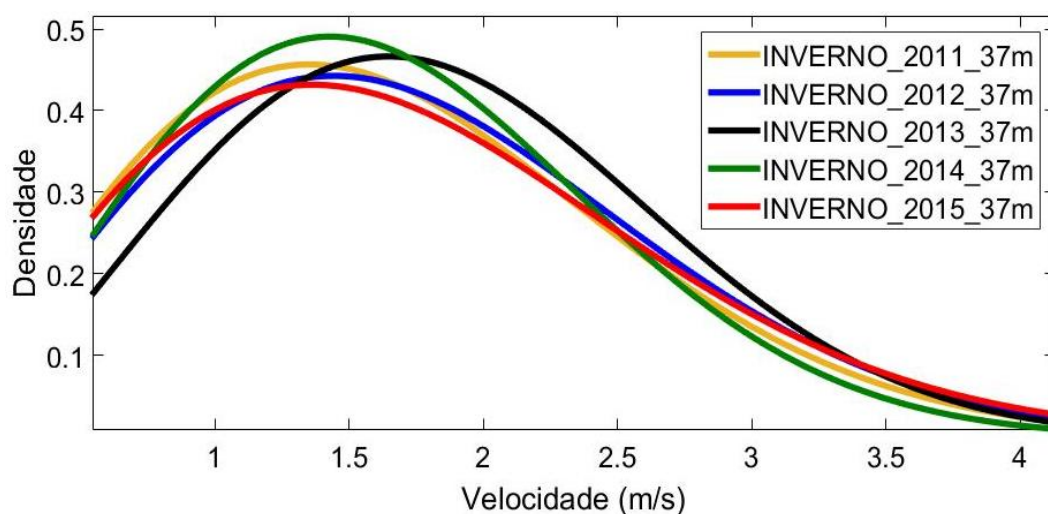


Figura 29 – Distribuição de Weibull para Ventos no Inverno a 37 m de 2011 a 2015
Fonte: Adaptado de Simepar (2016).

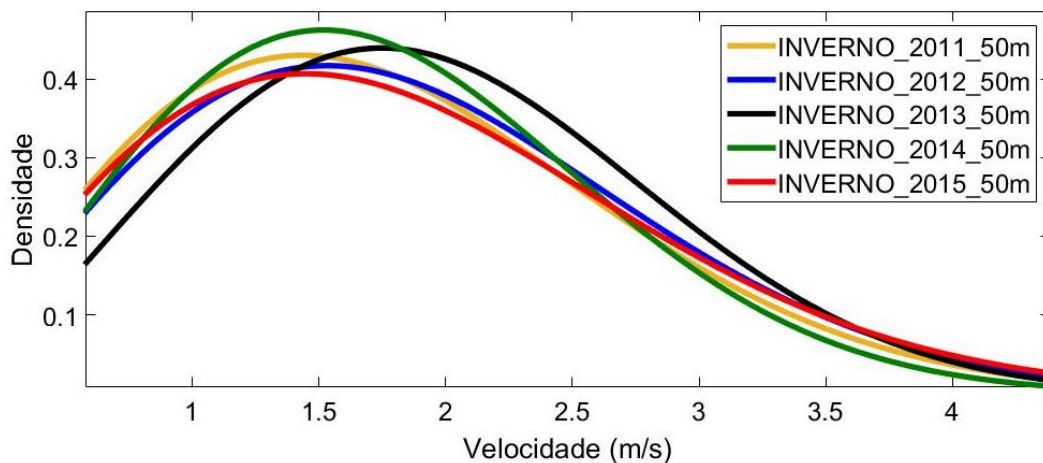


Figura 30 – Distribuição de Weibull para Ventos no Inverno a 50 m de 2011 a 2015
 Fonte: Adaptado de Simepar (2016).

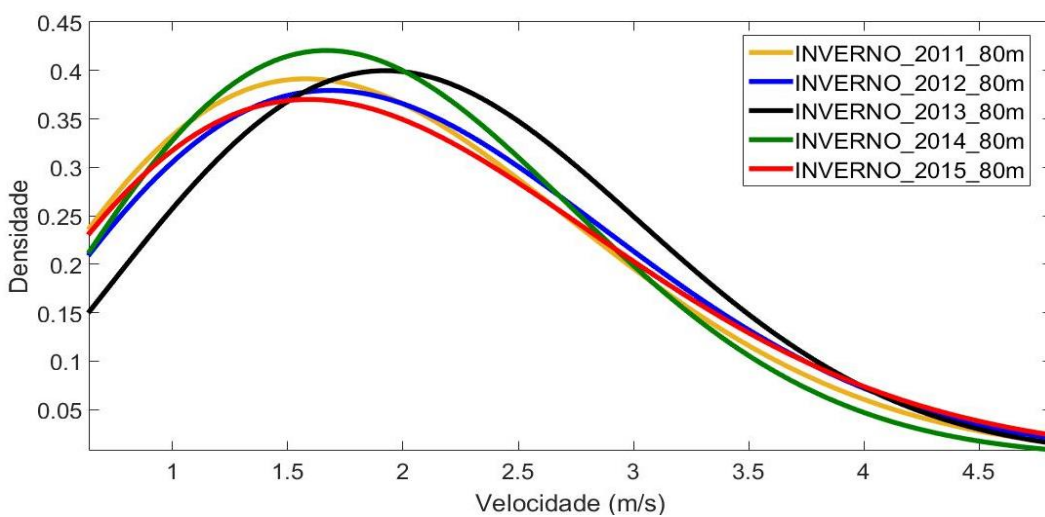


Figura 31 – Distribuição de Weibull para Ventos no Inverno a 80 m de 2011 a 2015
 Fonte: Adaptado de Simepar (2016).

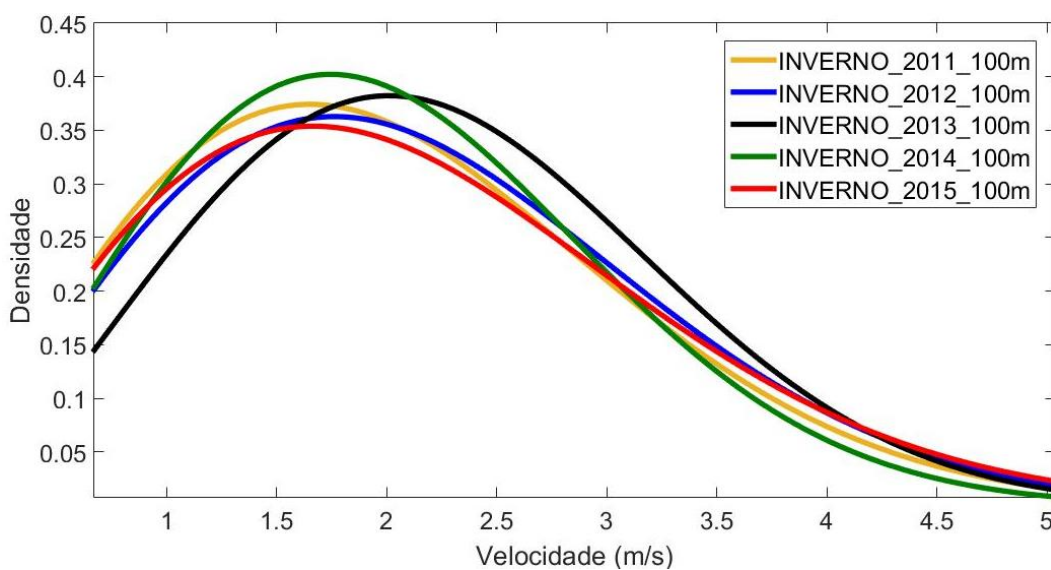


Figura 32 – Distribuição de Weibull para Ventos no Inverno a 100 m de 2011 a 2015
 Fonte: Adaptado de Simepar (2016).

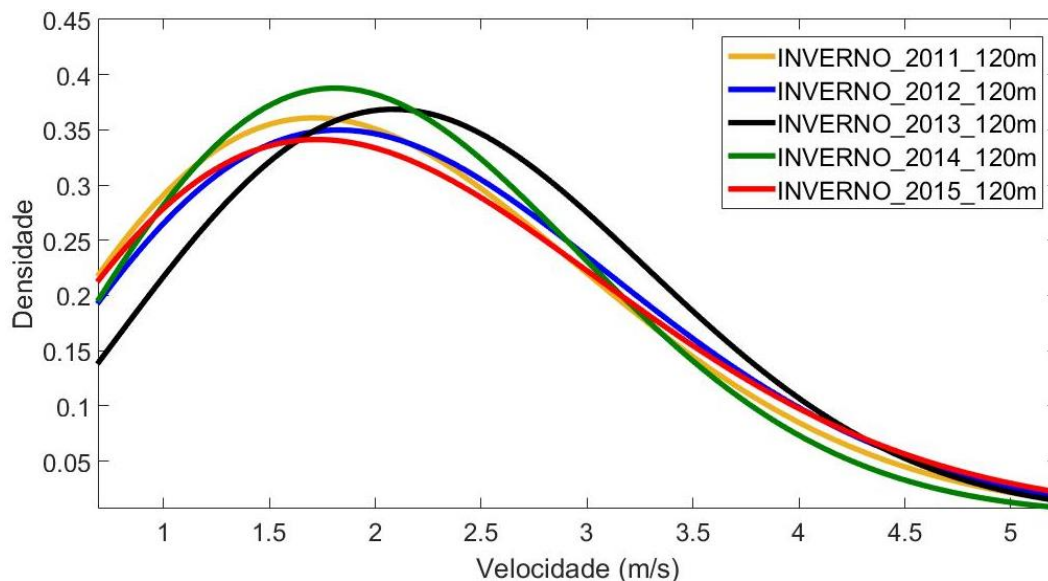


Figura 33 – Distribuição de Weibull para Ventos no Inverno a 120 m de 2011 a 2015
Fonte: Adaptado de Simepar (2016).

Tabela 19 – Parâmetros de Weibull do Simepar Referentes ao Inverno de 2011 a 2015.

ANO	Fator de Forma K	Fator de Escala C				
		37m	50m	80m	100m	120m
2011	2,0243	1,8933	2,0108	2.2090	2.3098	2.3956
2012	2,0717	1,9837	2,1068	2.3144	2.4201	2.5099
2013	2,3699	2,0761	2,2050	2.4223	2.5328	2.6269
2014	2,2137	1,8750	1,9914	2.1877	2.2875	2.3725
2015	1,9609	1,9613	2,0830	2.2883	2.3928	2.4816

Fonte: Adaptado de Simepar (2016)

Para a estação da primavera analisou-se dados dos anos de 2011 a 2015, as curvas para as altitudes de 37, 50, 80, 100 e 120 m apresentam-se nas Figura 34, Figura 35, Figura 36, Figura 37, Figura 38 e Figura 39. Os parâmetros de Weibull das altitudes e anos referidos encontram-se na Tabela 20.

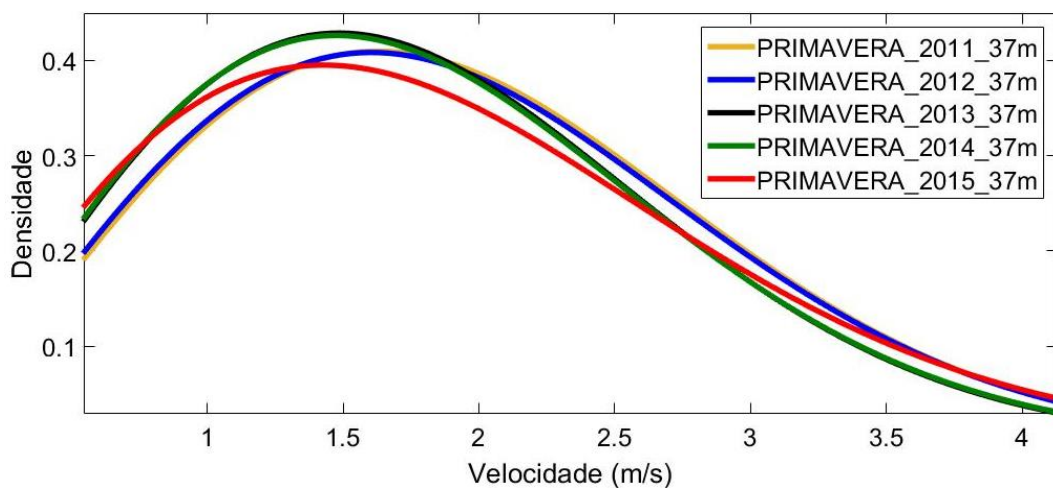


Figura 34 – Distribuição de Weibull para Ventos na Primavera a 37 m de 2011 a 2015

Fonte: Adaptado de Simepar (2016).

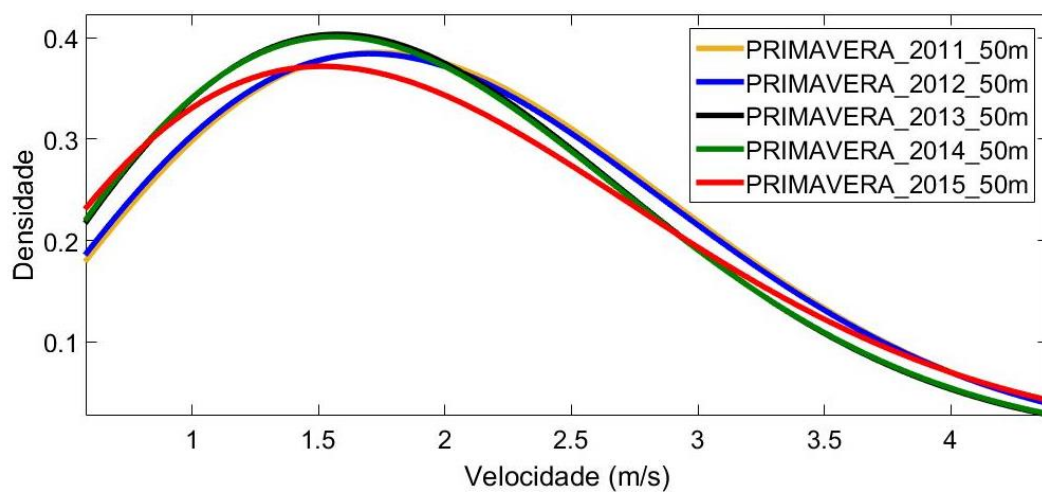


Figura 35 – Distribuição de Weibull para Ventos na Primavera a 50 m de 2011 a 2015

Fonte: Adaptado de Simepar (2016).

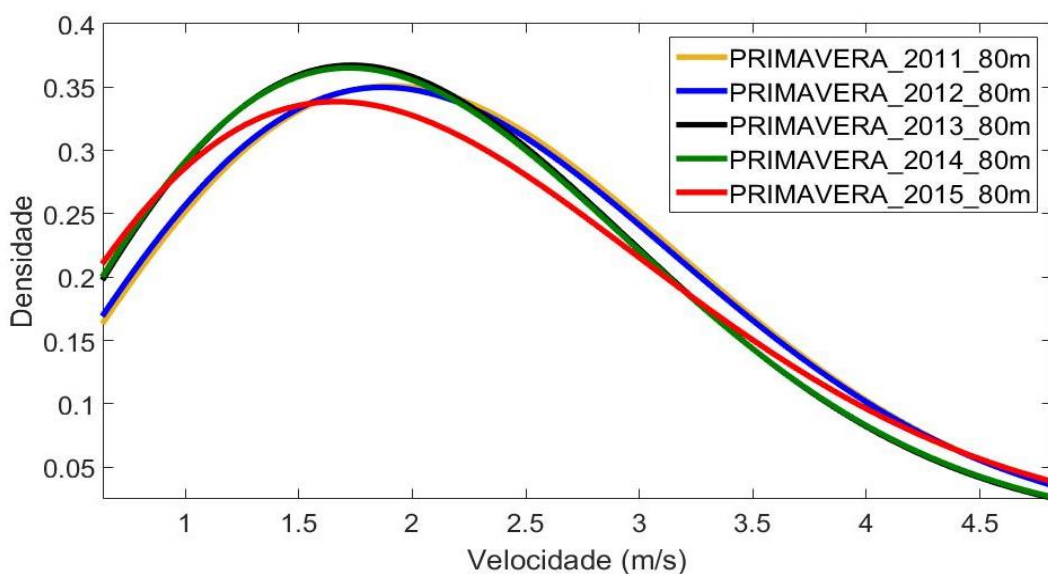


Figura 36 – Distribuição de Weibull para Ventos na Primavera a 80 m de 2011 a 2015

Fonte: Adaptado de Simepar (2016).

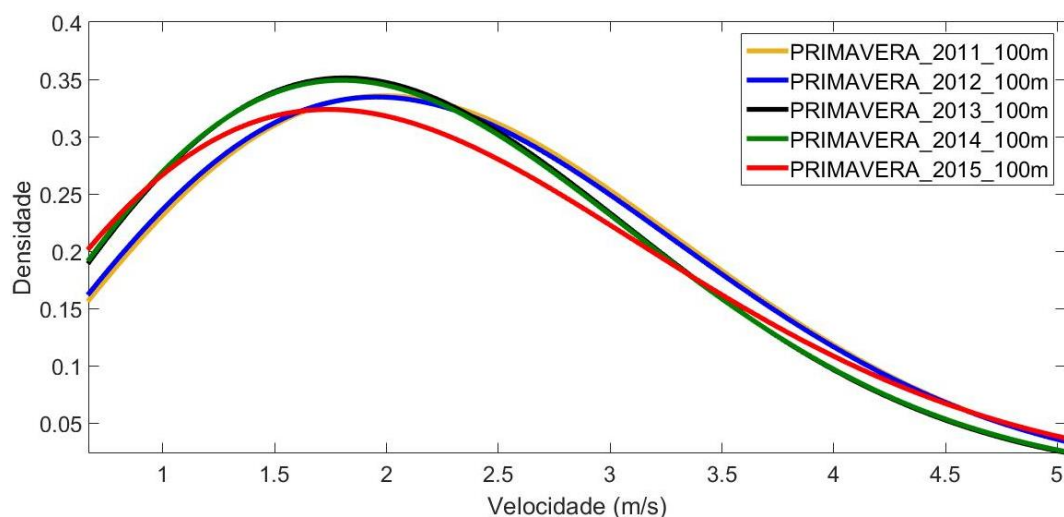


Figura 37 – Distribuição de Weibull para Ventos na Primavera a 100 m de 2011 a 2015

Fonte: Adaptado de Simepar (2016).

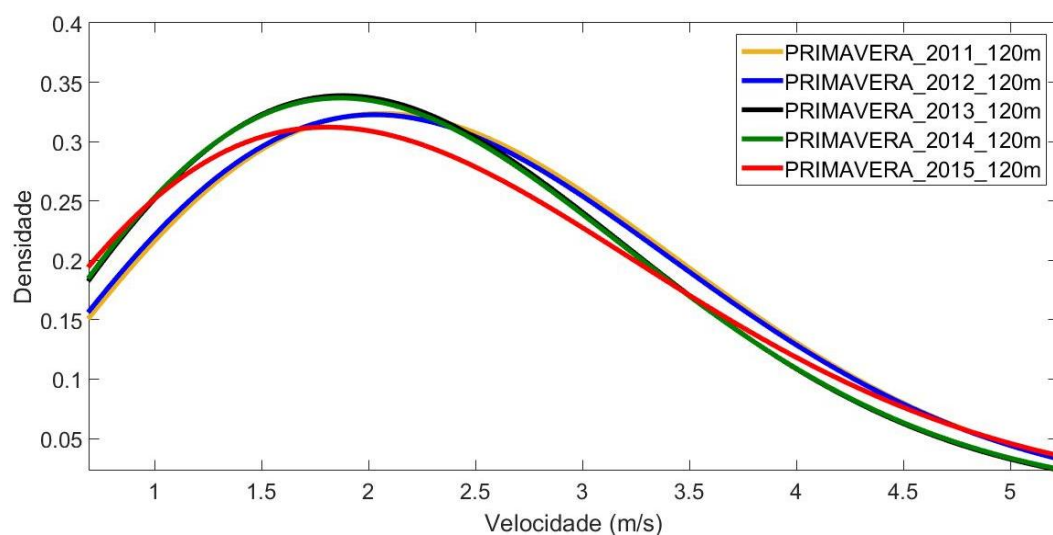


Figura 38 – Distribuição de Weibull para Ventos na Primavera a 120 m de 2011 a 2015

Fonte: Adaptado de Simepar (2016).

Tabela 20 – Parâmetros de Weibull do Simepar Referentes a Primavera de 2011 a 2015.

ANO	Fator de Forma K	Fator de Escala C				
		37m	50m	80m	100m	120m
2011	2,1358	2,1895	2,3254	2.5546	2.6712	2.7704
2012	2,1076	2,1766	2,3117	2.5395	2.6554	2.7540
2013	2,0660	2,0452	2,1722	2.3863	2.4952	2.5879
2014	2,0488	2,0455	2,1725	2.3866	2.4956	2.5882
2015	1,9071	2,1071	2,2379	2.4585	2.5707	2.6661

Fonte: Adaptado de Simepar (2016)

APÊNDICE B – CÁLCULO DE RETORNO DO INVESTIMENTO

A planilha de cálculo VPL apresta-se na Figura 39, verifica-se retorno do investimento no quadragésimo quinto ano.

Cálculo VPL Projeto Aerogerado 100 kW							
		Investimento Inicial (R\$):		1.615.000,00			
		I _r Taxa Interna de Retorno (%):		12,4%			
		Alteração Tarifária		5,10%			
Período	Ano	Valor das Receitas Anuais (R\$)	Valor das Despesas Anuais (R\$)	Receitas	Fluxo Atualizado (R\$)	Fluxo Acumulado (R\$)	LUCRO
1	2017	R\$ 15.288,67	R\$ 15.000,00	R\$ 288,67	R\$ 256,83	R\$ 256,83	Saldo Devedor
2	2018	R\$ 16.067,69	R\$ 15.000,00	R\$ 1.067,69	R\$ 949,90	R\$ 1.206,73	Saldo Devedor
3	2019	R\$ 16.886,40	R\$ 15.000,00	R\$ 1.886,40	R\$ 1.678,29	R\$ 2.885,02	Saldo Devedor
4	2020	R\$ 17.746,83	R\$ 15.000,00	R\$ 2.746,83	R\$ 2.443,80	R\$ 5.328,82	Saldo Devedor
5	2021	R\$ 18.651,10	R\$ 15.000,00	R\$ 3.651,10	R\$ 3.248,31	R\$ 8.577,13	Saldo Devedor
6	2022	R\$ 19.601,44	R\$ 15.000,00	R\$ 4.601,44	R\$ 4.093,81	R\$ 12.670,94	Saldo Devedor
7	2023	R\$ 20.600,21	R\$ 15.000,00	R\$ 5.600,21	R\$ 4.982,40	R\$ 17.653,33	Saldo Devedor
8	2024	R\$ 21.649,87	R\$ 15.000,00	R\$ 6.649,87	R\$ 5.916,26	R\$ 23.569,59	Saldo Devedor
9	2025	R\$ 22.753,02	R\$ 15.000,00	R\$ 7.753,02	R\$ 6.897,70	R\$ 30.467,29	Saldo Devedor
10	2026	R\$ 23.912,37	R\$ 15.000,00	R\$ 8.912,37	R\$ 7.929,15	R\$ 38.396,45	Saldo Devedor
11	2027	R\$ 25.130,80	R\$ 15.000,00	R\$ 10.130,80	R\$ 9.013,16	R\$ 47.409,61	Saldo Devedor
12	2028	R\$ 26.411,31	R\$ 15.000,00	R\$ 11.411,31	R\$ 10.152,41	R\$ 57.562,02	Saldo Devedor
13	2029	R\$ 27.757,07	R\$ 15.000,00	R\$ 12.757,07	R\$ 11.349,70	R\$ 68.911,72	Saldo Devedor
14	2030	R\$ 29.171,39	R\$ 15.000,00	R\$ 14.171,39	R\$ 12.608,00	R\$ 81.519,73	Saldo Devedor
15	2031	R\$ 30.657,79	R\$ 15.000,00	R\$ 15.657,79	R\$ 13.930,42	R\$ 95.450,14	Saldo Devedor
16	2032	R\$ 32.219,92	R\$ 15.000,00	R\$ 17.219,92	R\$ 15.320,22	R\$ 110.770,36	Saldo Devedor
17	2033	R\$ 33.861,65	R\$ 15.000,00	R\$ 18.861,65	R\$ 16.780,83	R\$ 127.551,19	Saldo Devedor
18	2034	R\$ 35.587,03	R\$ 15.000,00	R\$ 20.587,03	R\$ 18.315,87	R\$ 145.867,05	Saldo Devedor
19	2035	R\$ 37.400,33	R\$ 15.000,00	R\$ 22.400,33	R\$ 19.929,12	R\$ 165.796,17	Saldo Devedor
20	2036	R\$ 39.306,02	R\$ 15.000,00	R\$ 24.306,02	R\$ 21.624,57	R\$ 187.420,74	Saldo Devedor
21	2037	R\$ 41.308,81	R\$ 15.000,00	R\$ 26.308,81	R\$ 23.406,42	R\$ 210.827,16	Saldo Devedor
22	2038	R\$ 43.413,65	R\$ 15.000,00	R\$ 28.413,65	R\$ 25.279,05	R\$ 236.106,21	Saldo Devedor
23	2039	R\$ 45.625,75	R\$ 15.000,00	R\$ 30.625,75	R\$ 27.247,11	R\$ 263.353,32	Saldo Devedor
24	2040	R\$ 47.950,55	R\$ 15.000,00	R\$ 32.950,55	R\$ 29.315,44	R\$ 292.668,76	Saldo Devedor
25	2041	R\$ 50.393,82	R\$ 15.000,00	R\$ 35.393,82	R\$ 31.489,16	R\$ 324.157,92	Saldo Devedor
26	2042	R\$ 52.961,58	R\$ 15.000,00	R\$ 37.961,58	R\$ 33.773,65	R\$ 357.931,57	Saldo Devedor
27	2043	R\$ 55.660,18	R\$ 15.000,00	R\$ 40.660,18	R\$ 36.174,53	R\$ 394.106,10	Saldo Devedor
28	2044	R\$ 58.496,28	R\$ 15.000,00	R\$ 43.496,28	R\$ 38.697,75	R\$ 432.803,85	Saldo Devedor
29	2045	R\$ 61.476,89	R\$ 15.000,00	R\$ 46.476,89	R\$ 41.349,54	R\$ 474.153,40	Saldo Devedor
30	2046	R\$ 64.609,37	R\$ 15.000,00	R\$ 49.609,37	R\$ 44.136,45	R\$ 518.289,85	Saldo Devedor
31	2047	R\$ 67.901,46	R\$ 15.000,00	R\$ 52.901,46	R\$ 47.065,36	R\$ 565.355,21	Saldo Devedor
32	2048	R\$ 71.361,31	R\$ 15.000,00	R\$ 56.361,31	R\$ 50.143,51	R\$ 615.498,72	Saldo Devedor
33	2049	R\$ 74.997,44	R\$ 15.000,00	R\$ 59.997,44	R\$ 53.378,50	R\$ 668.877,22	Saldo Devedor
34	2050	R\$ 78.818,85	R\$ 15.000,00	R\$ 63.818,85	R\$ 56.778,33	R\$ 725.655,55	Saldo Devedor
35	2051	R\$ 82.834,97	R\$ 15.000,00	R\$ 67.834,97	R\$ 60.351,40	R\$ 786.006,95	Saldo Devedor
36	2052	R\$ 87.055,73	R\$ 15.000,00	R\$ 72.055,73	R\$ 64.106,52	R\$ 850.113,47	Saldo Devedor
37	2053	R\$ 91.491,55	R\$ 15.000,00	R\$ 76.491,55	R\$ 68.052,98	R\$ 918.166,46	Saldo Devedor
38	2054	R\$ 96.153,40	R\$ 15.000,00	R\$ 81.153,40	R\$ 72.200,53	R\$ 990.366,99	Saldo Devedor
39	2055	R\$ 101.052,79	R\$ 15.000,00	R\$ 86.052,79	R\$ 76.559,42	R\$ 1.066.926,41	Saldo Devedor
40	2056	R\$ 106.201,81	R\$ 15.000,00	R\$ 91.201,81	R\$ 81.140,40	R\$ 1.148.066,82	Saldo Devedor
41	2057	R\$ 111.613,21	R\$ 15.000,00	R\$ 96.613,21	R\$ 85.954,81	R\$ 1.234.021,62	Saldo Devedor
42	2058	R\$ 117.300,33	R\$ 15.000,00	R\$ 102.300,33	R\$ 91.014,53	R\$ 1.325.036,15	Saldo Devedor
43	2059	R\$ 123.277,23	R\$ 15.000,00	R\$ 108.277,23	R\$ 96.332,06	R\$ 1.421.368,21	Saldo Devedor
44	2060	R\$ 129.558,68	R\$ 15.000,00	R\$ 114.558,68	R\$ 101.920,53	R\$ 1.523.288,74	Saldo Devedor
45	2061	R\$ 136.160,19	R\$ 15.000,00	R\$ 121.160,19	R\$ 107.793,77	R\$ 1.631.082,51	Saldo Positivo

Figura 39 – Planilha de Cálculo do VPL

Fonte: Autoria Própria

ANEXO A – Características Técnicas Estação Meteorológica TP1080WC

A estação meteorológica TP1080WC apresenta comunicação sem fio entre os sensores e o receptor de dados, a distância de alcance entre os dois pontos é de aproximadamente 100 m, a Figura 40 mostra que não há conexões físicas para medição e alimentação, pois o conjunto é alimentado por baterias. (TYCON POWER SYSTEMS, 2016)



Figura 40 – Estação Meteorológica TP1080WC
Fonte: TYCON POWER SYSTEMS (2016, p. 1).

Características do Equipamento:

- O sistema de transmissão de dados opera na frequência 945 MHz
- A sistema de armazenamento de dados pode guardar 4080 pontos de leitura, cada ponto corresponde a todas as variáveis medidas, durante o intervalo de tempo de medição.
- Caso o sistema permaneça conectado ao computador o sistema não possui limites de armazenamento, pois os dados são salvos diretamente no disco rígido do computador.

- Os intervalos de medições podem ser configurados, sendo o intervalo mínimo de 5 minutos
- Baixo consumo de Energia, as baterias possuem vida útil de 2 anos.

A Tabela 21 apresenta as especificações técnicas dos sensores do equipamento TP1080WC.

Sensores	Características
Anemômetro	Velocidade máxima: 44 m/s Precisão: ± 1 m/s a velocidades menores a 10 m/s $\pm 10\%$ a velocidades maiores a 10 m/s
Bússola (Direção do Vento)	Resolução: 22,5 °C
Termômetro	Temperatura mínima: -40 °C Temperatura máxima: 65 °C Resolução: 0,1°C Precisão: ± 3 °C
Higrômetro	Humidade mínima: 10% Humidade máxima: 99% Resolução: 1% Precisão: $\pm 10\%$
Pluviômetro	Temperatura mínima: 10% Temperatura máxima: 99% Resolução: 1% Precisão: $\pm 10\%$
Barômetros	Pressão mínima: 300 hPA Pressão máxima: 1.100 hPA Precisão: ± 3 hPa

Tabela 21 – Especificações Técnicas dos sensores da Estação Meteorológica TP1080WC.

Fonte: Adaptado de TYCON POWER SYSTEMS (2016, p. 2)

ANEXO B – FATURA DE ENERGIA ELÉTRICA DA UTFPR – PATO BRANCO

	Copel Distribuição S.A. Rua José Izidoro Biazetto, 158 - Curitiba-PR - 81 200-240 CNPJ 04.368.898/0001-06 - IE: 90.233.073-99 IM: 423.992-4	página 1/1 	www.copel.com 0800 643 75 75
		Vencimento 10/10/2016	VALOR R\$ 26.591,54
EXTRATO DE FATURAMENTO HOROSSAZONAL - TARIFA VERDE			FAT-01-20163879813555-75 Emitida em 09/09/2016

Informações Técnicas

Poder/Ppf-Educacao Superior - Graduacao E F Mês/Ano Consumo/Usou do Sistema: 09/2016
 Término Período Úmido: 04/2016 Data Provável Apresent 13/09/2016
 Término Período Seco: 11/2016 Data Real Leit Atual 05/09/2016
 Perdas de Transformação:0% Data Real Leit Anterior 05/08/2016
 Data Provável Prox Leitura 07/10/2016

EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO			
SAG 1681HD	kW	kWh	kvarh
Medidor	0031600008	0031600008	0031600008
Constante	1.440	0.360	0.360
Constante Excedente Reativo kW/kWh			0.360

Grandezas e Valores para Faturamento

Produto	Leitura Anterior	Leitura Atual	Medido	Contratado	Faturado	Tarifa	Total
ENERGIA ELET CONSUMO PONTA	1725768	1766917	14813		14813	1,578569	23.383,34
ENERGIA ELET CONSUMO F PONTA	11454840	11697313	87290		87290	0,425113	37.108,19
ENERGIA REAT EXC PONTA	41615	41695	28		28	0,351429	9,84
ENERGIA REAT EXC F PONTA	526277	534055	2800		2800	0,352171	986,08
DEMANDA	183	209	300.96	450	300.96	16,073000	4.837,33
DEMANDA ISENTA ICMS					149.04	11,151100	1.661,96
ENERGIA ELETRICA CONSUMO	13180608	13464230	102103				
ENERGIA GERADA PONTA	0	41149	14813				
ENERGIA GERADA FORA PONTA	0	242473	87290				
ENER.REAT.INDUTIVA	6469799	6588815	42845				

Indicadores de Qualidade

Conjunto: PATO BRANCO

Mês: 07/2016

Tensão Contratada: 13200 volts

Limite Adequado de Tensão: 12280 a 13860 volts

	DIC	FIC	DMIC	DICRI	EUSD (R\$)
Realizado:	0,00	0,00	0,00	-	19625,04
Limite Mensal:	4,01	2,51	2,65	9,77	-
Limite Trimestral:	8,02	5,02	-	-	-
Limite Anual:	16,04	10,05	-	-	-

O não cumprimento dos indicadores DIC, FIC, DMIC e DICRI definidos pela ANEEL resulta em compensação financeira ao consumidor pela concessionária no faturamento. É direito do consumidor solicitar a apuração destes indicadores a qualquer tempo.

Histórico de Consumo e Pagamentos

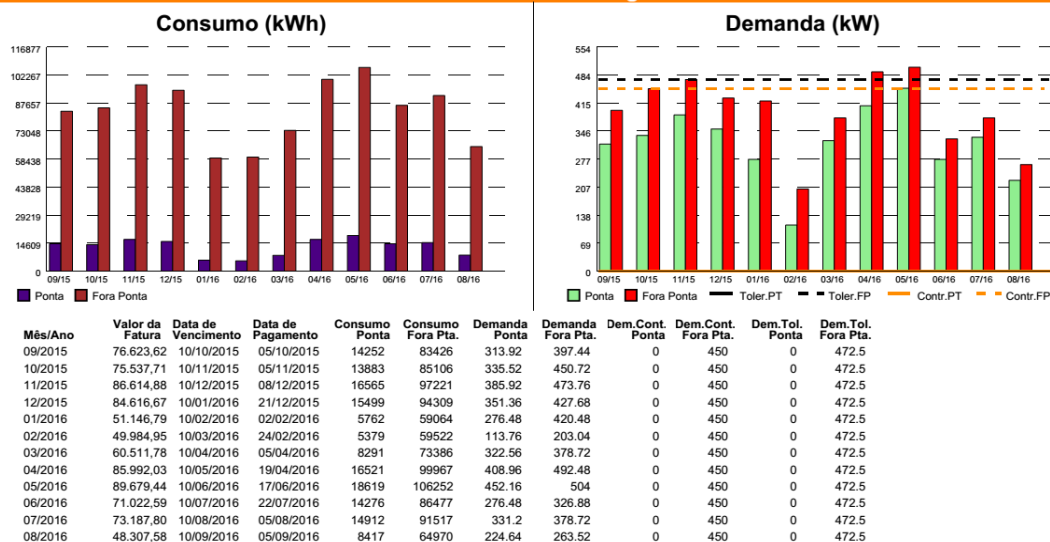


Figura 41 – Fatura de Energia Elétrica da UTFPR – Câmpus Pato Brando referente ao mês setembro de 2016

Fonte: COPEL (2016)