

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ

DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELÉTRICA

CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

DALTON FELLIPE CASAMALI

**DESENVOLVIMENTO DE INTERFACE GRÁFICA PARA ANÁLISE DO IMPACTO DA
MICROGERAÇÃO EÓLICA PARA CONSUMIDORES CATIVOS DO GRUPO B
CONSIDERANDO DIFERENTES MODALIDADES TARIFÁRIAS**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

PATO BRANCO

2016

DALTON FELLIPE CASAMALI

**DESENVOLVIMENTO DE INTERFACE GRÁFICA PARA ANÁLISE
DO IMPACTO DA MICROGERAÇÃO EÓLICA PARA
CONSUMIDORES CATIVOS DO GRUPO B CONSIDERANDO
DIFERENTES MODALIDADES TARIFÁRIAS**

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

Orientador: Prof. Me. Géremi Gilson Dranka

PATO BRANCO

2016

TERMO DE APROVAÇÃO

O trabalho de Conclusão de Curso intitulado **Desenvolvimento de interface gráfica para análise do impacto da microgeração eólica para consumidores cativos do grupo B considerando diferentes modalidades tarifárias**, do aluno **Dalton Fellipe Casamali** foi considerado **APROVADO** de acordo com a ata da banca examinadora N° **90** de 2016.

Fizeram parte da banca os professores:

Géremi Gilson Dranka

Beatriz Antonina Fontana de Vargas

Cesar Augusto Portolann

Jonatas Policarpo Américo

DEDICATÓRIA

Aos meus pais e irmãos, que sempre me apoiaram e deram incentivo para que pudesse chegar onde estou.

AGRADECIMENTOS

A Deus por ter me dado saúde e força para superar as dificuldades.

A minha família, pelo amor, incentivo e apoio pessoal.

Ao meu orientador Géremi Gilson Dranka, pela insistência e excelente suporte fornecido, no tempo que lhe coube.

Aos membros da banca, pelas ricas sugestões.

Aos colegas de classe de Engenharia Elétrica, por todo o apoio técnico e emocional que lhe eram possíveis.

Aos amigos, que sempre deram apoio emocional para que este trabalho pudesse ser desenvolvido.

EPÍGRAFE

Mind that opens a one new idea never returns to its original size
(ESITEN, Albert, 1955).

A mente que se abre a uma nova ideia jamais voltará ao seu tamanho original (EISTEN, Albert, 1955).

RESUMO

CASAMALI, Dalton F. Desenvolvimento de interface gráfica para análise do impacto da microgeração eólica para consumidores cativos do grupo B considerando diferentes modalidades tarifárias. 2016. Trabalho de Conclusão de Curso – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco, 2016.

Este trabalho apresenta uma abordagem de geração própria de energia elétrica com foco em consumidores residenciais cativos. Apresenta aspectos favoráveis e desfavoráveis da microgeração eólica, e realiza uma análise do impacto da inserção da microgeração eólica considerando diferentes localidades. Nesse contexto, o trabalho apresenta uma interface gráfica que possibilita ao usuário realizar uma pré-análise relacionada a possibilidade de instalação de um sistema de microgeração eólica. Basicamente, os resultados principais obtidos por meio da interface gráfica incluem a potência nominal do sistema eólico, comparação entre a utilização da tarifa convencional e da tarifa horária branca considerando ou não a inserção da microgeração eólica e realiza a análise do tempo de retorno do investimento. O foco principal do trabalho consiste em apresentar resultados para a região de Pato Branco – PR, porém como complemento, as análises podem ser realizadas para outras regiões do país.

Palavras-chave: Microgeração. Tarifa Horária Branca. Energia eólica.

ABSTRACT

CASAMALI, Dalton F. GUI development for analysis of the impact of wind microgeneration to captive consumers B from group B considering different tariff arrangements. 2016. Trabalho de Conclusão de Curso – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco, 2016.

This paper presents an approach of its own electric power generation focusing on captive residential consumers. Presents favorable and unfavorable aspects of wind microgeneration, and performs an analysis of the impact of wind microgeneration insertion considering different locations. In this context, the paper presents a graphical interface that enables the user to perform a pre-analysis regarding the possibility of installing a wind microgeneration system. Basically, the main results through the graphical interface include the rated power of the wind system, comparison between the use of conventional tariff and white hourly tariff considering or not the inclusion of wind microgeneration and carries out the analysis of return time of investment. The main focus of the paper is to present results for the region of Pato Branco - PR, but in addition, the analysis can be carried to other parts of the country.

Keywords: Microgeneration. White Hourly Tariff. Wind Energy.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Geração de Energia Elétrica no Brasil em 2014	18
Figura 2 - Sistema Convencional e Sistema com Geração Distribuída Unifilar	23
Figura 3 - Exemplo de um Sistema Isolado com Banco de Baterias	25
Figura 4 - Exemplo de um Sistema Conectado à Rede	26
Figura 5 - Histórico de Preços da Instalação de Sistema Fotovoltaico no Brasil.....	28
Figura 6 - Diagrama ilustrativo de um sistema eólico conectado à rede.	29
Figura 7 - Operação em velocidade constante de uma turbina eólica.....	33
Figura 8 - Operação em velocidade variável de uma turbina eólica.....	34
Figura 9 - Potência Mecânica em função da velocidade para diferentes ventos.....	35
Figura 10 - Modalidades disponíveis para o grupo B	44
Figura 11 - Modalidade Tarifária Branca	45
Figura 12 - Perfil típico de um consumidor residencial.....	47
Figura 13 - Fluxo de Energia na Geração Distribuída	48
Figura 14 - Diagrama de Compensação de Energia	49
Figura 15 - Critérios de Preferência para o crédito.....	50
Figura 16 - Exemplo de Cálculo de Faturas com uso do Sistema de Compensação de Energia.....	51
Figura 17 - Diagrama de prazos para acesso à rede	52
Figura 18 - Fluxograma ilustrativo do método de análise de viabilidade	55
Figura 19 - Diagrama de blocos ilustrando dados de entrada e dados de saída do programa.....	67
Figura 20 - Interface do Programa Desenvolvido	68
Figura 21 - Curva reconstruída de uma turbina comercial de 5 kW.	70
Figura 22 - Distribuição de Weibull para dados de janeiro de 2012 de Pato Branco - PR	71
Figura 23 - Distribuição de Weibull para dados de março de 2012 de Pato Branco - PR	72
Figura 24 - Resultados para consumidor com Perfil 1 para região de Pato Branco – PR	80
Figura 25 - Distribuição de Weibull para os dados de vento medidos dos anos 2012, 2013 e 2014	91

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Contribuição dos estados mais significativos em potência eólica instalada	31
Tabela 2 - Grupos de Consumidores	40
Tabela 3 - Subdivisões do Grupo A.....	41
Tabela 4 - Subdivisões do Grupo B.....	41
Tabela 5 - Aplicação e custo adicional das bandeiras tarifárias.....	42
Tabela 6 - Exemplo de média de consumo com base nos últimos 12 meses de um consumidor genérico	58
Tabela 7 - Parâmetros e Resultados do exemplo	58
Tabela 8 - Classes de Rugosidade	61
Tabela 9 - Conversão da taxa anual em taxa mensal	63
Tabela 10 - Custos dos componentes do sistema.....	65
Tabela 11 - Custo dos inversores trazidos para valores presentes.....	65
Tabela 12 - Dados da turbina comercial considerada	70
Tabela 13 - Resultados da comparação entre Método 1 e Método 2 para o mês de janeiro de 2012.....	71
Tabela 14 - Resultados da comparação entre Método 1 e Método 2 para o mês de março de 2012	72
Tabela 15 - Perfis de Consumo Residencial Mensal.....	74
Tabela 16 - Tarifas vigentes nas duas regiões de análise	75
Tabela 17 - Faturas (Convencional e Branca) para os Perfis 1, 2, 3 e 4 no Estado do Paraná.....	75
Tabela 18 - Faturas (Convencional e Branca) para os Perfis 1, 2, 3 e 4 no Estado do Rio Grande do Norte	77
Tabela 19 - Latitude e longitude das regiões de análise	80
Tabela 20 - Resultados do programa para a região do Paraná para os Perfis 1 e 2.....	81
Tabela 21 - Resultados do programa para a região do Paraná para os Perfis 3 e 4.....	82
Tabela 22 - Resultados do programa para a região do Rio Grande do Norte para os Perfis 1 e 2	83
Tabela 23 - Resultados do programa a região do Rio Grande do Norte para os Perfis 3 e 4	84
Tabela 24 - Resultados do programa para um caso de vento nominal de 9 m/s.....	89
Tabela 25 - Comparação entre métodos de obtenção de potência.....	90
Tabela 26 - Comparação dos parâmetros de Weibull	92
Tabela 27 - Cálculo da viabilidade econômica	93

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Potência Instalada de usinas eólicas sem relação com a ONS.	32
Gráfico 2 - Geração Média e Fator de Capacidade nos últimos dois anos.	32
Gráfico 3 - Distribuição de Weibull e Histograma para velocidade média do vento	38
Gráfico 4 - Curva de Carga típica de um Consumidor Residencial (4 pessoas)	53
Gráfico 5 - Consumo por habitante por ano dos países	54
Gráfico 6 - Perfis de consumos típicos	74
Gráfico 7 - Faturas médias mensais para os Perfis 1, 2, 3 e 4 na região de Pato Branco - PR	76
Gráfico 8 - Economia mensal em relação a tarifa convencional (entre tarifa convencional e tarifa horária branca) na fatura para os Perfis 1, 2, 3 e 4 na região de Pato Branco – PR, em R\$ e %.....	77
Gráfico 9 - Faturas médias mensais para os Perfis 1, 2, 3 e 4 na região de Touros - RN	78
Gráfico 10 - Economia mensal em relação a tarifa convencional (entre tarifa convencional e tarifa horária branca) nas faturas para os Perfis 1, 2, 3 e 4 no Estado do Rio Grande do Norte, em R\$ e %	79
Gráfico 11 - Economias mensais iniciais com a inserção da microgeração dos quatro perfis para a região de Pato Branco – PR	85
Gráfico 12 - Economias mensais iniciais com a inserção da microgeração dos quatro perfis para a região de Touros - RN	85
Gráfico 13 - Tempo de retorno do investimento com tarifa constante para a região de Touros - RN	86
Gráfico 14 - Tempo de retorno do investimento com acréscimo de 5% anual na tarifa para a região de Touros - RN	87
Gráfico 15 - Tempo de retorno do investimento com acréscimo de 10% na tarifa anual para a região de Pato Branco - PR	88
Gráfico 16 - Tempo de retorno do investimento para 10% de acréscimo na tarifa para a região de Touros - RN	88

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

BEN	Balanço Energético Nacional
BIG	Banco de Informações Geral
Aneel	Agência Nacional de Energia Elétrica
CMO	Custo Marginal de Operação
SEP	Sistema Elétrico de Potência
ONS	Operador Nacional do Sistema
USP	Universidade de São Paulo
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GD	Geração Distribuída
Prodist	Procedimentos de Distribuição
INEE	Instituto Nacional de Eficiência Energética
UFSM	Universidade Federal de Santa Maria
BNDES	Banco Nacional do Desenvolvimento
Abinee	Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica
<i>MPPT</i>	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
Cresesb	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito
CV	Cavalo Vapor
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
<i>EPIA</i>	<i>European Photovoltaic Industry Association</i>
Copel	Companhia Paranaense de Energia
Lactec	Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento
TE	Tarifa de Energia Elétrica
TUSD	Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa do Uso do Sistema de Transmissão
Abradee	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
Procel	Programa Nacional de Conservação de Energia
CVU	Custo do Valor Unitário
SIN	Sistema Interligado Nacional

ICMS	Imposto sobre circulação de Mercadorias e Serviços
Confaz	Conselho Nacional de Política Fazendária
ART	Anotação de responsabilidade técnica
Unesp	Universidade Estadual Paulista
MME	Ministério de Minas e Energia
PR	Paraná
RN	Rio Grande do Norte
NBR	Norma Brasileira
VPL	Valor Presente Líquido
Finame	Agência Especial de Financiamento Industrial
Simepar	Sistema Meteorológico do Paraná
Cosern	Companhia Energética do Rio Grande do Norte
TIR	Taxa Interna de Retorno

LISTA DE SÍMBOLOS

P	Potência elétrica extraída do gerador, [W]
C_p	Coeficiente de potência
ρ	Densidade do ar, [kg/m ³]
A	Área de varredura das pás, [m ²]
V_v	Velocidade do vento (m/s)
η	Rendimento do gerador
λ	Velocidade específica da turbina
β	Ângulo de passo das pás da turbina eólica, [graus]
w	Velocidade angular de rotação da turbina, [rad/s]
R	Raio da circunferência de alcance das pás [m]
FC	Fator de capacidade
V_{nom}	Velocidade nominal do vento, [m/s]
V_m	Velocidade média do vento, [m/s]
E	Energia elétrica, [kWh]
Δt	Intervalo de tempo, [s]
P_{nom}	Potência nominal da turbina, [W]
$f(t)$	Função de <i>Weibull</i> dependente do tempo
δ	Parâmetro de <i>Weibull</i>
α	Parâmetro de <i>Weibull</i>
t	Domínio do tempo, [s]
$F(V)$	Função de <i>Weibull</i> para velocidade do vento
c	Fator de forma
a	Fator de escala, [m/s]
V	Velocidade do vento, [m/s]
σ	Desvio padrão, [m/s]

Γ	Função gama
x	Variável independente da função gama
D	Densidade de potência, [W/m ²]
$V(z)$	Velocidade do vento na altura z , [m/s]
$V(Z_r)$	Velocidade do vento na altura Z_r , [m/s]
p	Rugosidade da superfície, [μ m]
Z	Altura desejada, [m]
Z_r	Altura de referência, [m]
VPL	Valor presente líquido, [R\$]
C_i	Custo inicial, [R\$]
FC_t	Fluxo de caixa, [R\$]
i	Taxa de juros
I_a	Taxa de juros anual
I_m	Taxa de juros mensal
n	Tempo, [meses]
VP	Valor presente, [R\$]
VF	Valor futuro, [R\$]
TMA	Taxa mínima de atratividade
E_g	Energia gerada, [kWh]
E_c	Consumo informado pelo usuário, [kWh]
$Edisp$	Energia relativa ao custo de disponibilidade, [kWh]

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	18
1.1 Considerações Iniciais.....	18
1.2 Justificativa.....	19
1.3 Objetivo Geral	21
1.4 Objetivos Específicos	21
2. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	22
2.1 Caracterização da Geração Distribuída.....	22
2.2 Sistemas Isolados e Conectados à Rede.....	24
2.3 Micro e Minigeração Distribuída	26
2.4 Sistemas Fotovoltaicos.....	27
2.5 Sistemas Eólicos	28
2.5.1 Características Fundamentais.....	28
2.5.2 Situação dos Sistemas Eólicos Conectados à Rede no Brasil.....	31
2.5.3 Estimativa de Energia Gerada por uma Turbina Eólica.....	32
2.5.4 Inversores Conectados à Rede	36
2.5.5 Distribuição de <i>Weibull</i> Para Análise Estatística do Vento	36
2.6 Densidade de Energia Através dos Parâmetros de <i>Weibull</i>	38
3. ESTRUTURA REGULATÓRIA	39
3.1 Tarifação de Energia Elétrica	39
3.1.1 Tipos de Consumidores.....	39
3.1.2 Estrutura Tarifária.....	41
3.1.2.1 Tarifa Horária Branca	42
3.2 Instrução Normativa 482/2012	46
3.3 Legislação Estadual (Acesso a Rede de Distribuição da COPEL)	51

4. METODOLOGIA	53
4.1 Levantamento de Perfil de Consumo de Consumidores Típicos	53
4.2 Método de Análise (Fluxograma de Metodologia)	54
4.3 Dimensionamento do Sistema Eólico Conectado à Rede (<i>On-Grid</i>)	56
4.4 Análise da Viabilidade Econômica Através do VPL	62
4.5 Desenvolvimento da Interface Gráfica	66
5. RESULTADOS E DISCUSSÕES	69
5.1 Análise Comparativa Entre Método Convencional e Método de <i>Weibull</i> Para Cálculo de Energia Gerada	69
5.1.2 Método Estatístico de Análise do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (CRESESB)	73
5.2 Análise Econômica sem Microgeração Para um Consumidor Típico Residencial	73
5.3 Análise do Impacto da Inserção da Microgeração Eólica	79
5.3.1 Análise do Impacto da Microgeração Para Região de Pato Branco - PR	80
5.3.2 Análise do Impacto da Microgeração Para a Região Nordeste (Touros – Rio Grande do Norte)	83
5.4 Comparação Gráfica dos Resultados Entre as duas Regiões de Análise	85
5.5 Análise Para um Caso Específico de Vento	88
5.6 Comparação de Métodos Para o Dimensionamento da Turbina Eólica	89
5.7 Comparação dos Parâmetros de <i>Weibull</i>	91
5.8 Comparação Entre Cálculos da Viabilidade Econômica	92
6. CONCLUSÕES	94
REFERÊNCIAS	96

1. INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Iniciais

Na atualidade, a geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis é uma tendência verificada em diversos países, representando aproximadamente 10% da geração mundial (BIG, 2015). No caso do Brasil, a geração de energia elétrica é baseada predominantemente na geração hidrelétrica, que no ano de 2014 representou aproximadamente 65,2% do total (BIG, 2015). Na sequência, a geração de energia elétrica utilizando o gás natural é a que mais contribuiu na matriz energética do país com 13,0%, seguida da geração através de biomassa, que representa 7,3%, e os derivados do petróleo representando aproximadamente 6,9% do total. O restante, somando 7,6%, é produzido por fontes que ainda representam uma pequena parcela da geração de energia elétrica no Brasil, mas que se encontram em constante desenvolvimento, como é o caso da geração de energia elétrica através de sistemas eólicos e fotovoltaicos.

Na Figura 1 ilustra-se a distribuição percentual da contribuição das diversas fontes de geração de energia elétrica no Brasil no ano de 2014, segundo o Balanço Energético Nacional (BEN) (BIG, 2015).

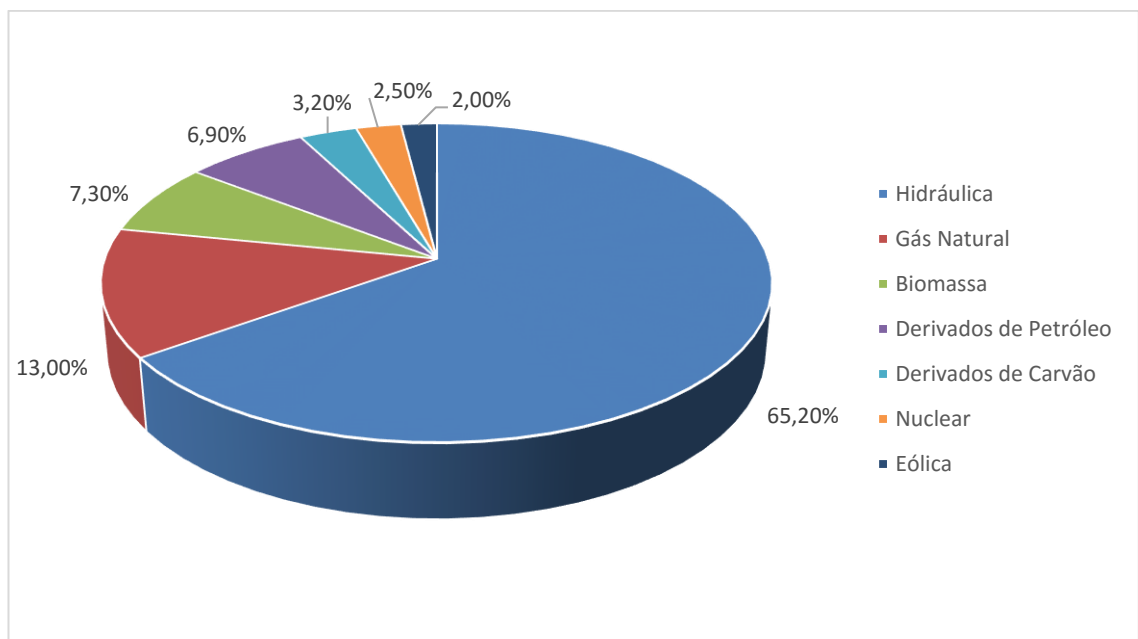


Figura 1 - Geração de Energia Elétrica no Brasil em 2014

Fonte: Adaptado de BEN (2015).

O planejamento da expansão dos sistemas de geração, por sua vez, é uma tarefa de natureza complexa, sobretudo, no caso do Brasil, em que a matriz energética é composta predominantemente por usinas hidrelétricas e termoelétricas. Por outro lado, de acordo com os planos de expansão das fontes de geração, a tendência atual e futura é a diversificação da matriz energética, destacando-se nesse cenário a inclusão de fontes de energia eólica e solar fotovoltaica, que mesmo com um custo ainda elevado de instalação (em comparação com as fontes tradicionais, como a fonte hidráulica e térmica, por exemplo) tendem a ocupar uma posição de destaque na matriz de energia elétrica nos próximos anos (BEN, 2015).

A previsão da expansão da oferta de energia elétrica nos próximos cinco anos (2015 a 2020) é de 41967 MW, sendo que a previsão de contribuição da geração eólica e solar representará aproximadamente 25,41% do valor total (BEN, 2015). O fato é que com um custo mais elevado na implantação desses sistemas (eólico e solar fotovoltaico, por exemplo), a tendência é a elevação da tarifa de energia elétrica. Por outro lado, o avanço da tecnologia tende a promover a diminuição nos custos de instalação e manutenção desses sistemas, fazendo com que a tarifa para o consumidor final não sofra aumentos significativos.

1.2 Justificativa

Em 2014, a geração fotovoltaica em conjunto com a geração eólica, foram responsáveis por 37,6% do crescimento da geração de energia elétrica no Brasil, incluindo centrais públicas e autoprodutores (BEN, 2015). No ano de 2014, a potência eólica instalada no Brasil, teve um aumento de 85,6% em relação ao ano de 2013, atingindo 4888 MW (ANEEL, 2015). Apesar da pequena expressividade atual em relação às outras fontes no Brasil (6,03% da potência instalada), a geração eólica tem ganhado espaço nos últimos anos, principalmente devido a necessidade de renovar a matriz energética brasileira, sobretudo, pela utilização de fontes renováveis de energia (BIG, 2015).

Destaca-se que o crescimento da demanda energética do país aliado ao fato da fonte hidráulica ser dependente de condições hidrológicas favoráveis, têm causado preocupação, por ser a principal fonte de geração do país. Dessa forma, devido às condições hidrológicas desfavoráveis em conjunto com a política econômica do país observada nos últimos anos, as usinas termoelétricas desempenharam um

papel fundamental no SEP (Sistema Elétrico de Potência), aumentando a segurança e a confiabilidade durante a operação do sistema. Como consequência, tem-se verificado variações recorrentes no Custo Marginal de Operação (CMO) do sistema. Para efeitos de comparação, o CMO médio semanal da região Norte, em maio de 2015, estava em R\$ 130,38/MWh, já em setembro do mesmo ano, estava em torno de R\$ 182,68/MWh para a mesma região (ONS, 2016). Além disso, a utilização em grande escala das usinas termoelétricas contribuiu significativamente na elevação dos índices de emissão de gases do efeito estufa (USP, 2015).

Com relação ao consumo de energia elétrica, o setor residencial apresentou crescimento de 4,5% entre 2013 e 2014. Já o setor industrial teve uma queda de 0,9%. Setores como agropecuário, público, comercial e transportes, cresceram 7,4% em relação ao ano de 2013. Dessa forma, verifica-se um crescimento do setor energético de aproximadamente 2,9% em relação ao consumo (BEN, 2015).

Em contrapartida, prevendo um crescimento da demanda por energia elétrica, novas alternativas e soluções têm sido propostas pela equipe de planejamento do setor elétrico do Brasil objetivando satisfazer o atendimento do SEP com requisitos mínimos de confiabilidade a curto, médio e longo prazo. O Plano Decenal de Energia 2024, aponta para a tendência na diversificação da matriz energética, tornando-a mais renovável. A previsão para 2024 é que 84% da matriz energética seja ocupada por fontes renováveis. A estimativa da contribuição de energia eólica para 2024 é de 24 GW de potência instalada, ocupando o terceiro lugar das fontes energéticas nacionais com 11,6%. Para a fonte fotovoltaica, estima-se uma potência instalada de 7 GW representando 3,3% da geração nacional em 2024 (EPE, 2015).

Nesse sentido, a concessão de diversos incentivos à geração distribuída tem sido verificada no país nos últimos anos, justificados, sobretudo, pelos inúmeros benefícios que essa modalidade apresenta. No caso do Brasil, a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), no uso de suas atribuições legais, regulamentou a resolução normativa nº 482 de 2012, que estabelece as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica.

1.3 Objetivo Geral

Baseado no contexto supracitado, este trabalho propõe o desenvolvimento de uma interface gráfica para avaliar o impacto da inserção da microgeração eólica para consumidores cativos do grupo B considerando diferentes modalidades tarifárias: tarifa convencional e tarifa horária branca de modo que a metodologia apresentada possa contribuir para o dimensionamento e análise econômica de sistemas eólicos conectados à rede em qualquer região do país.

1.4 Objetivos Específicos

O trabalho visa contribuir cumprindo os objetivos específicos destacados nos itens a seguir:

1. Realizar um levantamento das legislações vigentes que regulamentam a microgeração distribuída, modalidade tarifária horária branca e o sistema de compensação de energia elétrica.
2. Descrever as principais fontes de microgeração utilizadas para a geração de energia elétrica complementar, destacando os meios de geração fotovoltaica e geração eólica.
3. Obter a curva de carga diária típica de um consumidor residencial.
4. Analisar a melhor opção tarifária (tarifa convencional ou branca) para o perfil de carga típico de um consumidor residencial sem microgeração eólica.
5. Desenvolver uma interface gráfica para a determinação da potência nominal de um sistema de microgeração eólica, tarifa mais econômica e tempo de retorno do investimento, baseando-se no consumo médio mensal de um consumidor cativo do grupo B.
6. Generalizar a utilização do programa desenvolvido para qualquer localidade do Brasil através da inserção de dados de entrada por qualquer usuário.
7. Apresentar um comparativo econômico entre a utilização da tarifa convencional e a tarifa horária branca considerando o uso ou não da microgeração para diferentes regiões.

2. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

2.1 Caracterização da Geração Distribuída

A Geração Distribuída (GD) é designada como a geração elétrica realizada próxima do(s) consumidor(es), independente da potência e tecnologia, embora, em geral, a maior parte dos sistemas de geração distribuída sejam de potências menores em relação a geração convencional. De acordo com o PRODIST, a GD é definida como:

Centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas – ou não – pelo ONS (ANEEL, 2016)

Na geração distribuída estão inclusos sistemas como: Cogeneradores, sistemas eólicos, fotovoltaicos, entre outros. Em conjunto com esses sistemas de geração, podem ser instalados ainda sistemas de controle para viabilizar a operação do sistema de acordo com as cargas, ou seja, dimensionando a geração de acordo com a demanda requerida.

Uma das principais vantagens que a geração distribuída apresenta sobre a geração convencional, é a redução nos investimentos relacionados a construção de novas linhas de transmissão, além da redução das perdas elétricas devido a diminuição do uso do sistema de transmissão.

Logo, a geração distribuída pode contribuir para o aumento da eficiência energética, devido à redução das perdas totais, se comparada com a geração de energia elétrica realizada de forma centralizada, em geral, realizadas por centrais de grande porte (INEE, 2015). Em outras palavras, a GD é a denominação genérica de um tipo de geração de energia elétrica que se diferencia, em geral, por localizar-se em pontos onde não seria possível a instalação de uma usina de grande porte, possibilitando ainda a diversificação da matriz energética (WILSON PEREIRA BARBOSA FILHO, ABÍLIO CÉSAR SOARES DE AZEVEDO, 2013). A Figura 2 apresenta a diferença entre um sistema com geração distribuída e de um sistema convencional, onde o sistema com geração distribuída tem a geração em paralelo com a carga.

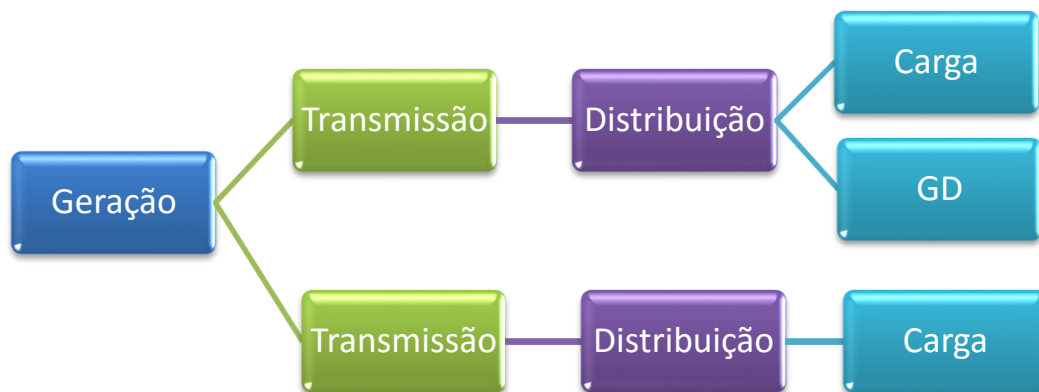


Figura 2 - Sistema Convencional e Sistema com Geração Distribuída Unifilar

Fonte: Autoria Própria.

No modelo tradicional, ou seja, aquele em que o atendimento do consumidor é realizado única e exclusivamente pela rede de distribuição da concessionária, possíveis emergências em unidades geradoras e equipamentos do sistema podem causar perdas de capacidade de atendimento a carga (em geral, transitórias) que conduzem ao chamado “apagão” (no Inglês, *blackout*) (REIS, 2011). Há ainda as situações oriundas dos desligamentos programados pelas concessionárias ou, em algumas situações, a possibilidade de racionamento de energia elétrica. Com a microgeração, uma parte considerável dos problemas supracitados podem ser minimizados. Um exemplo é a redução da queda de tensão na rede de distribuição, sendo que com a inserção da micro e/ou minigeração, o consumidor ameniza quedas de tensão da rede em suas cargas, bem como contribui para a redução de possíveis interrupções no fornecimento de energia da unidade consumidora.

No início do desenvolvimento do conceito de geração distribuída, devido a alguns impasses, como questões burocráticas, custo elevado, e até o desentendimento com as concessionárias, teve-se uma inércia inicial limitando o desenvolvimento dessa tecnologia. A geração distribuída conectada a redes de distribuição, especificamente em média e baixa tensão, traz consigo questões técnicas e econômicas. Do ponto de vista técnico, a micro e a minigeração, tem seus efeitos verificados na regulação de tensão, nos níveis de curto-circuito e no sistema de proteção (FALCÃO, 2013). Em um sistema de distribuição típico (sem

microgeração), o fluxo de potência acontece como sendo da subestação para o consumidor. Com o crescimento da microgeração, esse fluxo pode ser alterado, sendo que o fluxo de potência pode se dar também no sentido contrário, podendo causar elevações de tensão no ponto de conexão com a rede. Outro problema é a mudança nos níveis das correntes de curto circuito. A proteção usual do sistema é feita através de relés coordenados e/ou fusíveis dimensionados de acordo com o sistema. Com a microgeração, os níveis de curto circuito são alterados, podendo causar a atuação inadequada do sistema de proteção, sendo esta uma das principais preocupações técnicas relacionadas à garantia de proteção do sistema. (HINCAPIÉ, 2013)

Por outro lado, inúmeras vantagens estão associadas aos sistemas de micro e mini geração. Em algumas regiões do Brasil, conforme supracitado, diversos incentivos fiscais têm sido verificados, como por exemplo, a isenção de alguns impostos para os consumidores que utilizarem a micro e mini geração, como é o caso de Goiás, Pernambuco e São Paulo, o Convênio ICMS 16, de 22 de abril de 2015 estabeleceu a isenção do ICMS nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica sujeitas a faturamento sob o sistema de compensação de energia elétrica para os sistemas de micro e minigeração. É importante ressaltar que a isenção não se aplica ao custo de disponibilidade, a parcela referente a energia reativa e aos encargos de conexão (CONFAZ, 2015). Nos Estados Unidos, por exemplo, existem programas de empréstimo para o incentivo da micro ou minigeração solar e desconto em alguns impostos (ABINEE, 2015).

Nessa temática, pode-se concluir que a mini e a microgeração distribuída proporcionam inúmeras vantagens, tais como a redução de perdas, a postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão, a redução no carregamento das redes além de promover a diversificação da matriz energética. Por outro lado, trazem consigo problemas técnicos e econômicos que precisam ser bem equacionados e resolvidos para permitir um crescimento adequado, ou seja, atendendo critérios mínimos de segurança (FALCÃO, 2013).

2.2 Sistemas Isolados e Conectados à Rede

Basicamente, existem duas configurações básicas de sistemas de geração: sistemas interligados a rede e sistemas isolados. Um sistema isolado é caracterizado

por estar desconectado da rede principal, em geral, utilizado em situações em que a extensão da rede elétrica não é economicamente viável ou ainda para atendimento de cargas específicas como bombas hidráulicas e postes de iluminação. Nesse tipo de configuração, a energia fornecida pelo sistema é utilizada para o suprimento de energia aos equipamentos elétricos e eletrônicos. Na configuração isolada, normalmente são utilizados sistemas de armazenamento de energia (em geral, bancos de baterias), para suprir a carga em situações esporádicas em que o sistema de geração for insuficiente, ou seja, tem como objetivo aumentar a segurança e confiabilidade no suprimento de energia à carga. A Figura 3 ilustra o esquemático de um sistema de geração eólica operando de forma isolada.

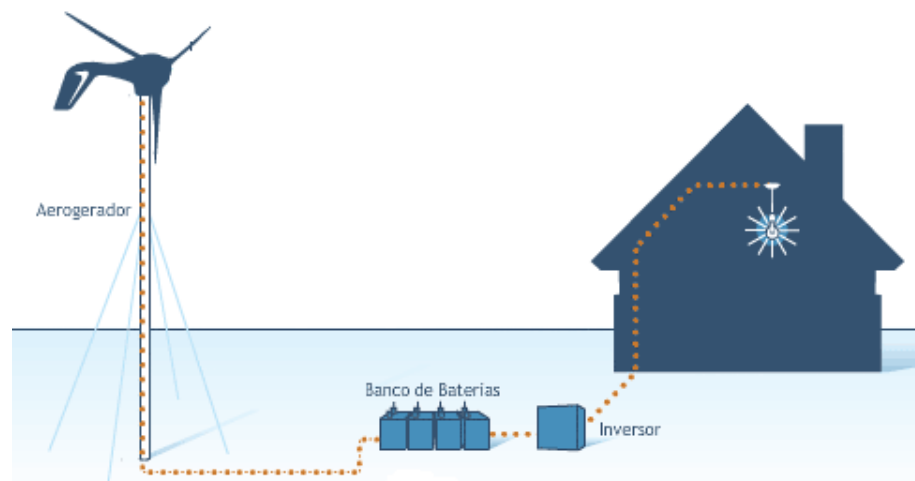


Figura 3 - Exemplo de um Sistema Isolado com Banco de Baterias

Fonte: Extraído de Energia Pura (2015).

Os sistemas conectados à rede, por sua vez, têm maior confiabilidade no fornecimento de energia elétrica, já que no caso de indisponibilidade ou insuficiência de fornecimento por parte da fonte de geração distribuída, a rede elétrica da concessionária local realiza o fornecimento de energia elétrica ao sistema. Por outro lado, quando a geração local é maior do que as cargas necessitam, o gerador local pode injetar a energia excedente na rede conforme apresentado na resolução nº 482, que é medida por medidores bidirecionais e descontada nas próximas faturas de energia. Na Figura 4, pode ser visto um exemplo de um sistema conectado à rede.

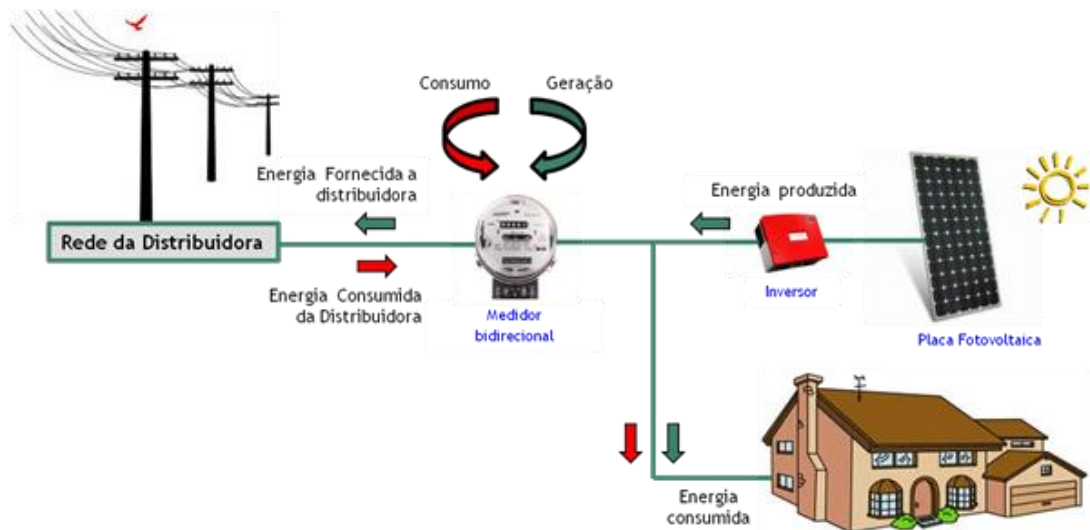


Figura 4 - Exemplo de um Sistema Conectado à Rede

Fonte: Extraído de Viridian (2015).

2.3 Micro e Minigeração Distribuída

De acordo com a Aneel (2015), a microgeração distribuída refere-se a uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW. Já a minigeração distribuída é definida como sendo geração de energia elétrica superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW ou 5 MW dependendo da geração de acordo com a citação abaixo.

Microgeração Distribuída Incentivada: Central geradora de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize fonte incentivada de energia conectada na rede de baixa tensão da distribuidora através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada, não despachada pelo ONS (ANEEL, 2016).

Minigeração Distribuída Incentivada: Central geradora de energia elétrica com potência instalada maior que 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada e que utilize fonte incentivada de energia conectada diretamente na rede da distribuidora, em qualquer tensão, ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada, não despachada pelo ONS. (ANEEL, 2016)

A microgeração, seja ela realizada através de sistemas fotovoltaicos, sistemas eólicos, microturbinas, biomassa ou sistemas cogeração, não é só uma forma de gerar energia sob o ponto de vista renovável, mas também pode contribuir

na redução da fatura de energia elétrica dos consumidores. Além disso, benefícios relacionados à qualidade da energia elétrica de uma unidade consumidora podem ser obtidos com a utilização da micro e minigeração distribuída (PIANTINI, 2011). Um benefício que a micro e/ou minigeração apresenta, é o aumento dos níveis de tensão no final da linha, não sofrendo influência significativa das perdas do sistema de distribuição (MARQUES, 2004).

2.4 Sistemas Fotovoltaicos

Com relação à geração de energia solar fotovoltaica, destaca-se que o Brasil possui um potencial significativo, sobretudo devido ao fato de que a maior parte do território brasileiro está localizada relativamente próximo a Linha do Equador, não sofrendo grandes variações da radiação solar (BNDES, 2014). Como o preço da instalação dos painéis fotovoltaicos para a geração de energia solar é ainda adverso com relação a maioria das outras opções (mesmo com o avanço tecnológico e a diminuição dos custos, a geração em larga escala ainda é pouco difundida (BNDES, 2013). Mesmo com alguns incentivos fiscais nos últimos anos, ainda é pequeno o interesse do governo quando comparado com outros países do planeta, como é o caso da China, que possui aproximadamente 35 GW de geração solar instalada (INFO, 2015). Por outro lado, comparando com o custo de painéis solares no ano de 2000, houve uma redução de aproximadamente 350%. Já os inversores de frequência, componentes que fazem parte do sistema fotovoltaico, não tiveram seu custo alterado de forma significativa nesse período (EPE, 2015). O custo de implementação do sistema como um todo, é composto também pela importação de parte dos equipamentos juntamente com tributos, além do custo referente a instalação dos painéis. A Figura 5 ilustra a redução de preço desde 1975 até a década atual, considerando os custos totais de um sistema fotovoltaico.

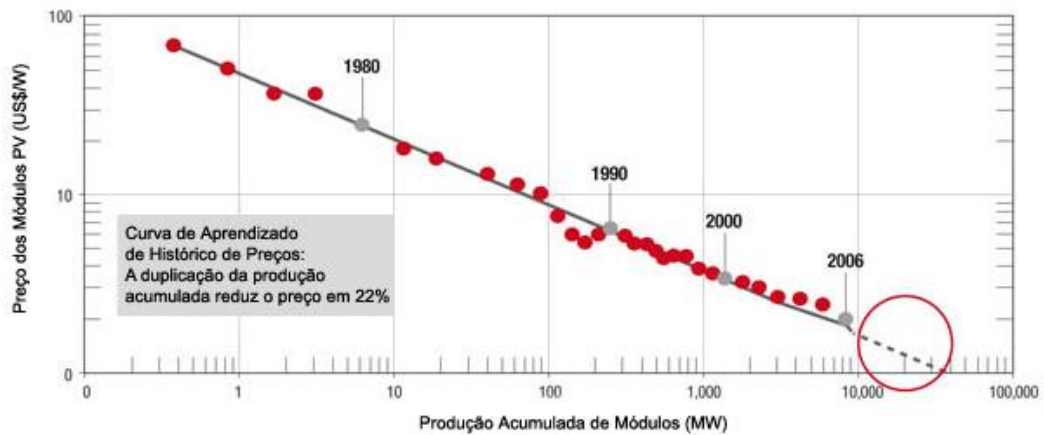


Figura 5 - Histórico de Preços da Instalação de Sistema Fotovoltaico no Brasil

Fonte: Extraído de EPIA (2009).

Atualmente, o valor estimado para o sistema fotovoltaico já nacionalizado, varia de acordo com a potência instalada. A unidade Watt – Pico (Wp) é geralmente utilizada para células fotovoltaicas, e representa a potência máxima que um painel pode fornecer sob condições de teste padrão. Para o sistema como um todo, quanto maior o valor da potência instalada, menor o custo unitário (R\$/Wp). Para sistemas fotovoltaicos de até 5 kW de potência nominal, o custo médio de implantação é de 7,19 R\$/Wp, já para sistemas a partir de 10 kW, o custo é estimado em 5,56 R\$/Wp (NAKABAYASHI, 2015).

Outro ponto importante relacionado a geração de energia solar fotovoltaica que deve ser levado em consideração é a confiabilidade desses sistemas. De maneira geral, os fornecedores garantem a capacidade de produção mínima dos módulos, podendo atingir um valor superior a 90% de potência inicial instalada após 10 anos de uso, e mais de 80% após 20 anos (ABINEE, 2012).

2.5 Sistemas Eólicos

2.5.1 Características Fundamentais

A energia eólica é um processo que envolve a transformação da energia cinética das massas de ar em energia elétrica. A energia elétrica gerada, pode ser utilizada tanto para injeção na rede de distribuição quanto para uso local, logo a construção pode ser em parques eólicos com vários geradores, ou em torres

individuais para alimentação local (PEREIRA, 2010). Basicamente, o sistema eólico é composto pelos componentes ilustrados na Figura 6 (DRANKA, 2014).



Figura 6 - Diagrama ilustrativo de um sistema eólico conectado à rede.

Fonte: DRANKA (2014).

A atuação conjunta dos sistemas mecânico e elétrico promovem a transformação da energia cinética das massas de ar em energia elétrica. A energia cinética dos ventos é convertida em energia mecânica rotacional nas pás da turbina, para realização de trabalho mecânico, e o gerador é o responsável por tornar esse movimento mecânico em energia elétrica. É relevante ressaltar que existem dois tipos de turbinas eólicas: turbinas de eixo vertical e turbinas de eixo horizontal, sendo o tipo mais comum as turbinas de eixo horizontal. Outro ponto interessante, é o número de pás de uma turbina eólica. A configuração mais utilizada na atualidade, são as turbinas com 3 pás, essa configuração é utilizada devido a estudos realizados sobre esforços mecânicos e ainda por não necessitar de componentes adicionais que encareceriam o sistema, como amortecedores de movimento no eixo, por exemplo.

As turbinas também podem ser classificadas por receber o vento de frente (*upwind*), ou de trás (*downwind*). As turbinas *downwind* tem a vantagem de não necessitar o direcionamento da turbina com relação ao vento, porém essa vantagem pode ser considerada apenas para turbinas de pequeno porte, tendo em vista que existe o risco de colisão entre pás e torre para altas velocidades de vento em turbinas grandes. Por outro lado, as turbinas *upwind* apresentam a desvantagens de ter uma carga maior nas torres, devido a necessidade de direcionamento das turbinas de acordo com o vento. Apesar dessas desvantagens, as turbinas *upwind* são as turbinas mais utilizadas no mundo (MELO, 2012).

As turbinas de pequeno porte, denominadas de micro ou miniturbinas, são aquelas com potência nominal menor que 500 kW, já as médias de 500 kW a 1000

kW, e as grandes possuem potência nominal superior a 1 MW. A principal desvantagem das turbinas de pequeno porte está relacionada com a baixa eficiência em relação as turbinas de grande porte. Enquanto o investimento em turbinas de grande porte pode ser retornado em poucos meses, para as turbinas de pequeno porte, esse investimento normalmente é amortizado em anos (PEREIRA, 2010). O custo dos sistemas eólicos tem diminuído ao longo dos últimos anos com o desenvolvimento de tecnologias. A perspectiva para os próximos anos é o custo se manter estável, sem muitas alterações. É estimado um preço médio para sistemas de microgeração de 5.206,00 R\$/kW, já incluindo todos os custos de instalação (GREENPEACE, 2014).

A potência extraída (em Watts) de uma turbina eólica, é dada por (1) onde ρ é a massa específica do ar, A representa a área da secção transversal de varredura das pás, e V_v é a velocidade do vento (DRANKA, 2014).

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

A relação entre a capacidade de transformação da potência total contida pela massa de ar e a potência elétrica, é determinada pelo Coeficiente de Potência do Rotor (C_p), que representa a eficiência da turbina eólica. O limite máximo do coeficiente de potência é conhecido como Coeficiente de *Betz*, igual a 0,593, ou seja, 59,3% corresponde ao valor máximo da energia contida nas massas de ar que pode ser convertida em energia elétrica pela turbina eólica. Esse coeficiente depende de duas variáveis principais, λ e β , que são a velocidade específica da turbina, dada por (2) e o ângulo de passo da turbina, que é o ângulo entre a direção do plano da pá com a direção do plano de rotação, respectivamente (MELO, 2012).

$$\lambda = \frac{w \cdot R}{V_v} \quad (2)$$

Em (2), w é a velocidade angular de rotação da turbina, R é o raio da circunferência de alcance das pás. A energia de fato convertida em elétrica pelo gerador depende ainda da eficiência do gerador. Incluindo a eficiência η do gerador em (1), têm se (3). A eficiência do gerador de turbinas eólicas fica em torno de 97~98% (ZHANG, 2015).

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

2.5.2 Situação dos Sistemas Eólicos Conectados à Rede no Brasil

Em dezembro de 2015, a capacidade total instalada de sistemas eólicos no Brasil alcançou 7,55 GW com um montante de 336 usinas instaladas, sendo a quarta maior fonte de energia do país na geração de energia. O estado brasileiro com as melhores condições de geração eólica é o Rio Grande do Norte segundo a ONS, a Tabela 1 mostra que de fato, o Rio Grande do Norte é o estado com a maior potência instalada e a maior geração.

Tabela 1 - Contribuição dos estados mais significativos em potência eólica instalada

Estado	Potência Instalada (MW)	Geração Medida (MW)	Fator de Capacidade Médio
BA	1214,4	491,0	40,43 %
CE	996,5	498,4	50,01 %
PE	352,5	167,5	47,52 %
PI	415,1	171,8	41,39 %
RN	2182,4	869,6	39,85 %
RS	1479,9	463,2	31,30 %
SC	222,0	33,8	15,21 %
SIN	6862,8	2695,2	39,27 %

Fonte: Adaptado de (ONS, 2015).

A previsão para o ano de 2021, segundo a Aneel, é que a capacidade instalada de sistemas eólicos alcance 16 GW, se tornando a terceira maior fonte de energia elétrica do país, ultrapassando a participação da geração através de biomassa.

O ONS (Operador Nacional do Sistema) classifica como usinas eólicas do tipo III, aquelas usinas que não tem ligação com a rede básica (transmissão), ou seja, conectados em níveis de tensão igual ou superior a 230 kV (ONS, 2015). No Gráfico 1, são representadas potências instaladas de usinas eólicas instaladas fora da rede básica, ou seja, sem relacionamento com o ONS, nos estados que apresentam a maior contribuição usando esse tipo de geração.

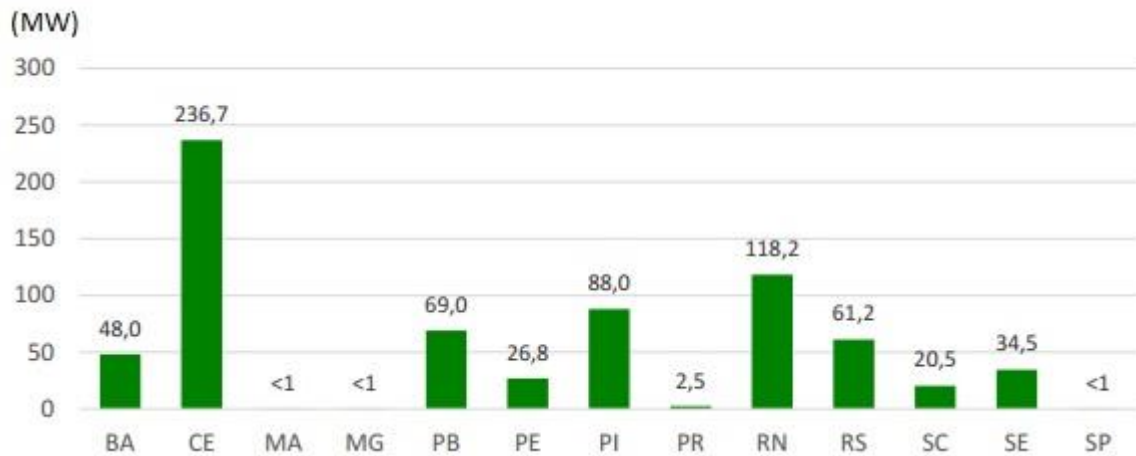


Gráfico 1 - Potência Instalada de usinas eólicas sem relação com a ONS.

Fonte: ONS (2015).

Os sistemas de micro e minigeração eólica conectados à rede e que utilizam o Sistema de Compensação de Energia apresentaram um alto crescimento nos últimos dois anos. No Gráfico 2, é mostrado o crescimento nos últimos dois anos da geração eólica, bem como o fator de capacidade médio.

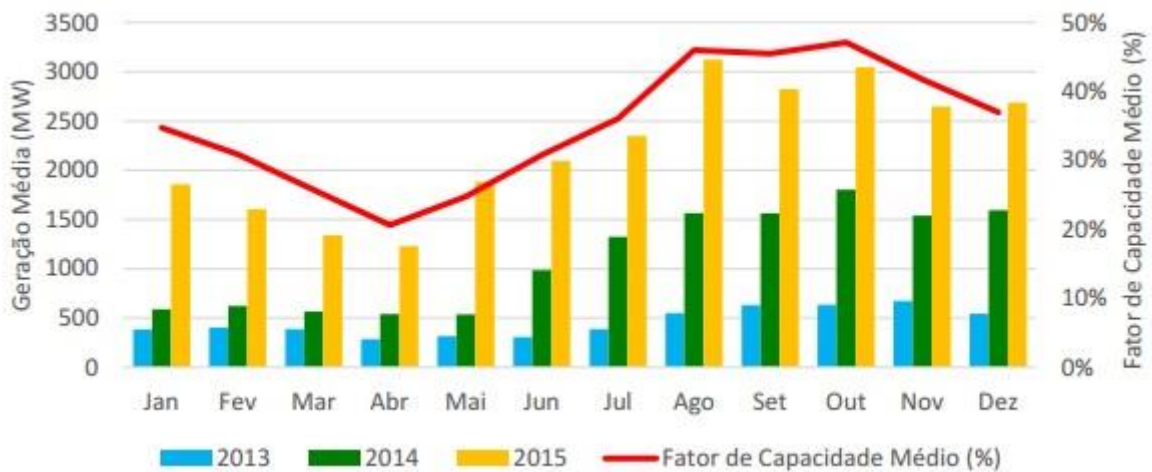


Gráfico 2 - Geração Média e Fator de Capacidade nos últimos dois anos.

Fonte: ONS (2015).

2.5.3 Estimativa de Energia Gerada por uma Turbina Eólica

Esta subseção tem por objetivo estimar a energia gerada por uma turbina eólica. Conforme será apresentado no Capítulo 2, a potência gerada por uma turbina eólica é dada por (3). Para estimar a energia gerada por uma turbina eólica, em geral,

podem ser utilizados dois métodos principais: através da integração da potência instantânea em função do tempo ou através da estimação de um valor para o fator de capacidade do sistema. O Fator de Capacidade de um sistema é a razão entre a produção efetiva de energia do sistema em um período de tempo pela capacidade máxima de geração neste mesmo período de tempo (BINACIONAL, 2015).

Conforme apresentado por (3), a potência extraída por uma unidade eólica é uma função cúbica da velocidade do vento. Além disso, é possível estabelecer a relação matemática entre a velocidade média do vento, velocidade nominal da turbina e o seu respectivo fator de capacidade. O fator de capacidade de uma unidade eólica é a razão cúbica entre a velocidade média do vento (V_m) e a velocidade nominal da turbina (V_{nom}), conforme (4) (REIS, 2011).

$$FC = \frac{V_m^3}{V_{nom}^3} \quad (4)$$

As turbinas eólicas podem operar em velocidade constante ou velocidade variável, dependendo do tipo de gerador e do sistema de controle utilizado. Na operação em velocidade constante, existe um único ponto de operação onde a potência de saída é máxima, assim, a turbina extrai a potência máxima apenas para uma velocidade específica de vento, como mostra a Figura 7 (MARQUES, 2004).

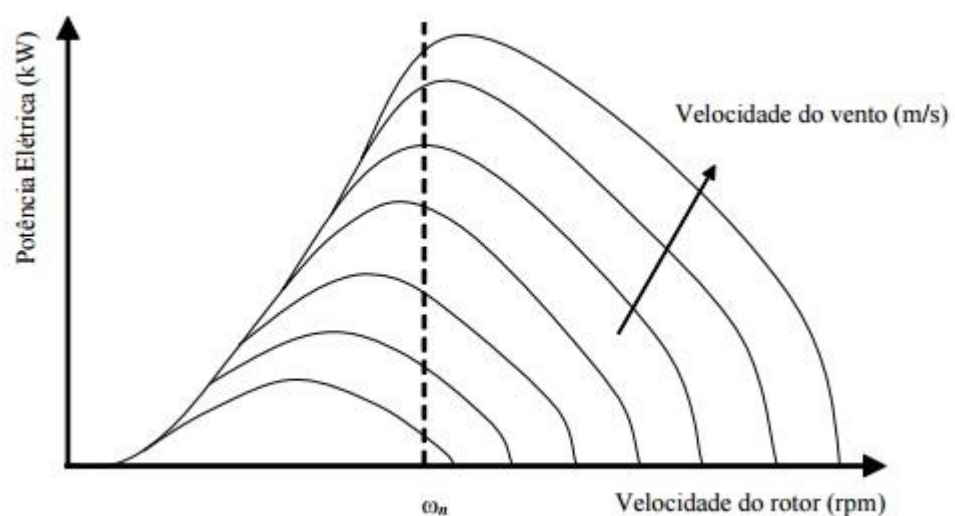


Figura 7 - Operação em velocidade constante de uma turbina eólica

Fonte: Adaptado de (ONS, 2015).

A operação em velocidade variável é obtida através da inserção de um conversor de frequência entre a turbina e a rede elétrica. Neste sentido, a ideia da utilização de turbinas que operam com velocidade variável é adaptar continuamente a velocidade do rotor da máquina à velocidade do vento, extraindo a máxima potência disponível pela massa de ar. A Figura 8 mostra a operação em velocidade variável.

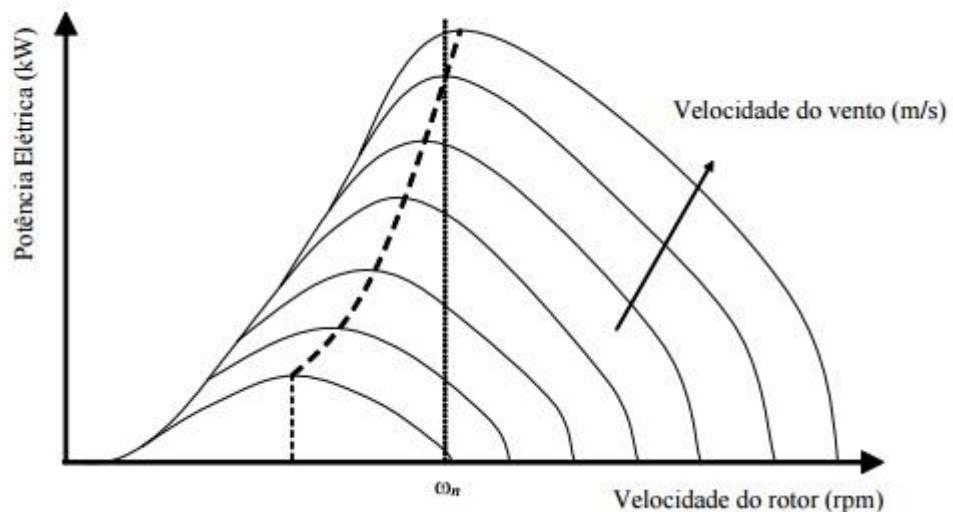


Figura 8 - Operação em velocidade variável de uma turbina eólica

Fonte: Adaptado de (ONS, 2015).

Neste trabalho, considera-se uma turbina que opera com velocidade variável, ou seja, que o aerogerador opere no MPPT (*Maximum Power Point Tracking*), isto é, dada uma velocidade de vento, a turbina eólica está extraindo o máximo de potência mecânica para esta velocidade, como mostra a Figura 9. Nas turbinas modernas, normalmente de grande porte, a limitação ou extração máxima de potência é realizada através do controle do ângulo de passo (*pitch angle*). Esse ângulo de passo é o ângulo relacionado a inclinação das pás da turbina, para extrair mais ou menos potência mecânica das massas de ar, e é aumentado conforme a estratégia de controle adotada, sendo que para ventos acima do vento nominal, o ângulo assume um valor máximo, devido a limitações mecânicas do gerador (DRANKA, 2014).

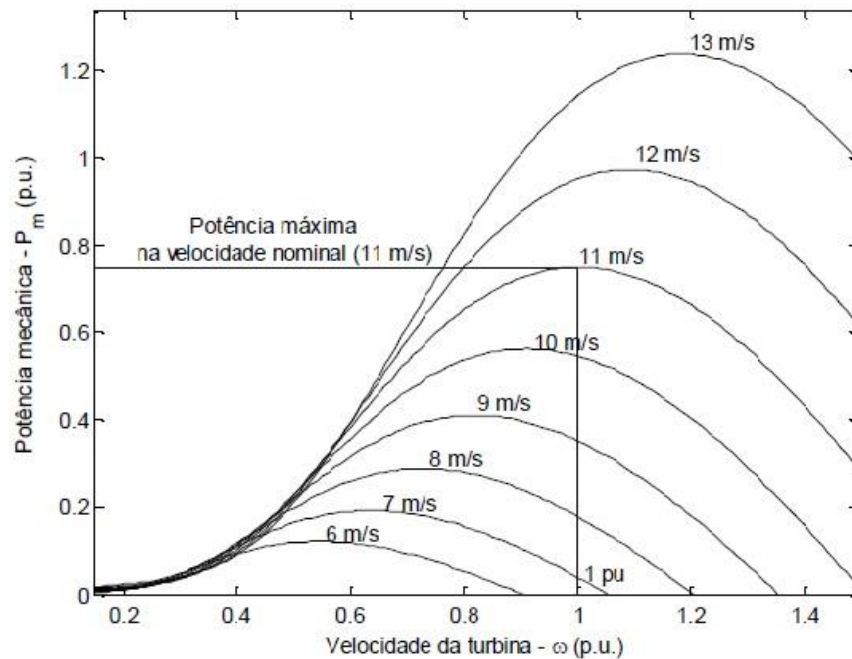


Figura 9 - Potência Mecânica em função da velocidade para diferentes ventos.

Fonte: DRANKA, 2014.

A energia gerada por uma unidade eólica pode ser calculada através da integração da função potência como mostra (5) onde Δt é o intervalo de tempo em análise.

$$E = \int_0^{\Delta t} P dt \quad (5)$$

Utilizando a potência nominal de uma unidade eólica e através de um conjunto de medições ao longo de um determinado período de tempo, determina-se o valor médio da velocidade do vento considerando os parâmetros de *Weibull*. A Equação (6) traz a relação entre a potência nominal da turbina com a potência gerada com um vento qualquer de acordo com o vento médio.

$$P = P_{nom} \cdot \frac{V_m^3}{V_{nom}^3} \quad (6)$$

Substituindo (6) em (5), têm-se a energia gerada por uma unidade eólica durante um intervalo de tempo especificado de acordo com (7) (REIS, 2011).

$$E = \int_0^{\Delta t} P_{nom} \cdot \frac{V_m^3}{V_{nom}^3} dt \quad (7)$$

2.5.4 Inversores Conectados à Rede

Para sistemas conectados à rede, são comumente usados os inversores *grid-tie*, que também são capazes de fazer com que a energia seja injetada na rede elétrica. Esses conversores de frequência são usados tanto para sistemas eólicos quanto para sistemas fotovoltaicos. A eficiência de um inversor para sistemas conectados à rede é variável e depende sobretudo da potência nominal do inversor sendo 94% a eficiência mínima aceitável (SOLAR, 2016). Contudo, em geral, o inversor tem uma vida útil menor do que a turbina eólica, pouco superior a 10 anos (CRESESB, 2012). Logo, precisa ser considerado um custo de manutenção/troca desse equipamento de acordo com sua vida útil.

2.5.5 Distribuição de *Weibull* Para Análise Estatística do Vento

A distribuição de *Weibull* é uma análise estatística contínua proposta por *Wallodi Weibull* inicialmente para calcular o tempo de fadiga de equipamentos. Ela se aproxima de outras distribuições estatísticas por ter diferentes formatos de curvas, além de ser muito flexível, motivo de ser frequentemente utilizada. É aplicada em análises de taxa de falhas, confiabilidade de materiais, vida de mancais, componentes eletrônicos, capacitores e dielétricos. A distribuição de *Weibull* é definida de acordo com (8) (PETRY, 2007).

$$f(t) = \frac{\delta}{\alpha^\delta} \cdot t^{\delta-1} \cdot e^{-\left(\frac{t}{\alpha}\right)^\delta} \quad (8)$$

Em que $f(t)$ é uma função do tempo t , $\delta > 0$, e $\alpha > 0$ são parâmetros de *Weibull*, que representam a forma da distribuição (PETRY, 2007).

A distribuição de *Weibull* é comumente utilizada para aplicações em que envolvem potencial eólico, por ser uma ótima aproximação do comportamento real do vento. A função leva em consideração o desvio padrão de dados coletados, e a média de velocidade dos ventos para os cálculos. A Equação (9) apresenta a função densidade de probabilidade de *Weibull* em relação aos ventos (PETRY, 2007).

$$F(V) = \frac{c}{a} \cdot \left(\frac{V}{a}\right)^{c-1} \cdot e^{-\left(\frac{V}{a}\right)^c} \quad (9)$$

Os parâmetros a e c representam o fator de escala e o fator de forma da distribuição dos ventos, respectivamente. O parâmetro c , adimensional, indica a uniformidade da distribuição dos valores da velocidade e o parâmetro a possui dimensão de velocidade e a qualifica (SILVA, 1999). Existem diferentes métodos para determinar os valores para esses parâmetros. Uma das formas mais utilizadas é através de (10) e (11).

$$c = \left(\frac{\sigma}{V}\right)^{-1.086} \quad (10)$$

$$V = \alpha \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{c}\right) \quad (11)$$

Em que Γ representa a função *gamma*, σ o desvio padrão dos dados (dispersão das medições), e V a velocidade média. A função *gamma* é definida de acordo com (12).

$$\Gamma(x) = (x-1)! \quad (12)$$

Com esses valores, é possível obter curvas sobrepostas aos dados de vento já conhecidos, como no Gráfico 3, onde o eixo y representa a densidade de probabilidade, e o eixo x representa a velocidade média do vento. A envoltória em rosa representa a curva de probabilidade apresentando a densidade com que cada velocidade de vento ocorre.

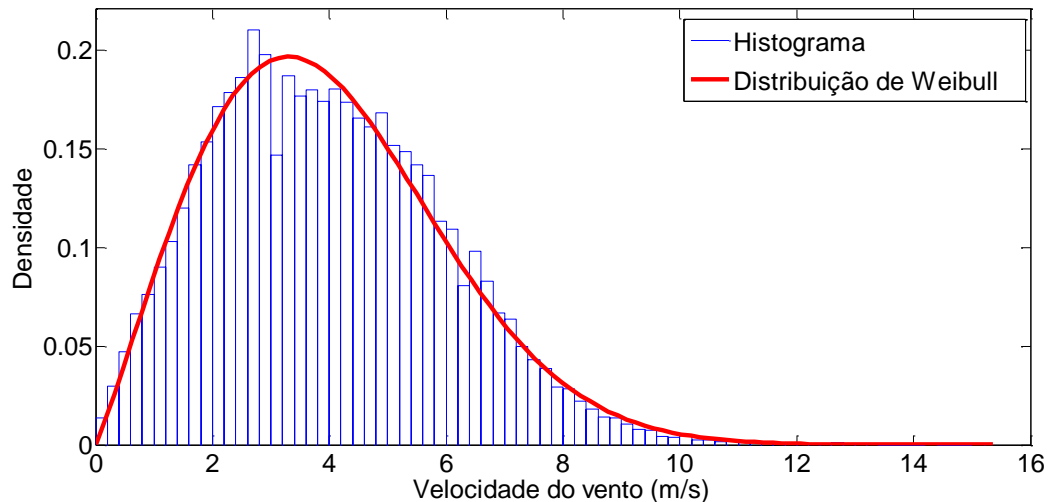


Gráfico 3 - Distribuição de *Weibull* e Histograma para velocidade média do vento

Fonte: Extraído de EPIA (2009).

2.6 Densidade de Energia Através dos Parâmetros de *Weibull*

Como já mencionado, a distribuição de *Weibull* caracteriza-se por dois parâmetros (a e c). A densidade de potência pode ser obtida através de uma forma alternativa, levando em consideração esses parâmetros de *Weibull*. A Equação (13) mostra como estimar essa densidade de energia em W/m^2 (COPEL, LACTEC, CAMARGO SHUBERT, 2007).

$$D = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot a^3 \cdot \Gamma\left(1 + \frac{3}{c}\right) \quad (13)$$

Definida a densidade de potência contida para uma determinada distribuição de ventos, é possível obter a potência tendo uma área de varredura de uma turbina de acordo com (14).

$$P = D \cdot A \quad (14)$$

Para relacionar esse meio alternativo de estimar a energia, é feita a análise comparativa entre os dois métodos apresentados na seção de resultados.

3. ESTRUTURA REGULATÓRIA

3.1 Tarifação de Energia Elétrica

Nesta seção, serão abordados aspectos relacionados às normas reguladoras, instruções normativas, definição de tipos de consumidores e a fatura de energia elétrica. Será apresentada a diferenciação dos tipos de consumidores, bem como as modalidades tarifárias aplicáveis aos mesmos, com base nas regulamentações da Aneel.

3.1.1 Tipos de Consumidores

A tarifa de energia elétrica é composta pelos custos relacionados com a geração de energia, custos relativos ao uso do sistema de distribuição (TUSD), em que estão inseridas as despesas de operação e manutenção das redes de distribuição, relativos ao sistema de transmissão (TUST) e os impostos. Incluso nessas tarifas podem ser destacados os custos relativos às perdas elétricas, divididas em perdas técnicas e não técnicas (ABRADEE, 2014). A tarifa de energia elétrica é definida como sendo o preço cobrado por unidade de energia (R\$/kWh), porém esse conceito só é válido para consumidores do grupo B, que pagam apenas a parcela referente ao consumo.

O mercado de energia elétrica no Brasil é dividido entre consumidores cativos, consumidores livres e consumidores especiais. Os consumidores cativos são aqueles que compram energia das concessionárias de distribuição responsável em sua localidade. Já os consumidores livres têm a possibilidade de comprar energia diretamente dos geradores ou comercializadores, através de contratos bilaterais ou condições livremente negociadas. Para ter a opção de ser Consumidor Livre, a unidade consumidora deve apresentar demanda contratada a partir de 3000 kW e tensão mínima de 69 kV para a data de conexão elétrica anterior a julho de 1995, ou 2,3 kV após essa data (MERCADO LIVRE DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015). Os consumidores especiais podem ser uma unidade ou conjunto de unidades próximas cuja demanda seja maior ou igual a 500 kW e tensão mínima de 2,3 kV. (MERCADO LIVRE DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015).

A resolução nº 410, instituída no ano de 2010, define os consumidores em grupos de acordo com os níveis de tensão e potência instalada, sendo que a tarifa de energia elétrica é diferente para cada subgrupo. Basicamente, os consumidores são divididos em dois grandes grupos: grupo A e grupo B, conforme ilustra a Tabela 2. No grupo A, geralmente se enquadram indústrias e estabelecimentos comerciais de médio ou grande porte. No grupo B, normalmente, estão inclusos os consumidores residenciais, rurais e o setor de iluminação pública. Para os consumidores do grupo A, a fatura é composta basicamente pelos custos referentes ao consumo de energia elétrica e também com relação à demanda de potência contratada pelo consumidor. Além disso, a tarifação não leva em conta apenas o consumo, mas também inclui uma taxa de disponibilização, por estar disponível ao consumidor 24 horas por dia, 7 dias por semana. Nesse processo de geração até a disponibilização para o consumidor final, estão envolvidos equipamentos que precisam ser adquiridos e requerem manutenção, logo, a tarifa deve ser suficiente para a concessionária manter esses custos. (ABRADEE, 2014).

Tabela 2 - Grupos de Consumidores

Grupo	Nível de Tensão	Potência Instalada
A	Superior a 2,3 kV e inferior a 230 kV	Superior a 75 kW
B	Inferior a 2,3 kV	Inferior a 75 kW

Fonte: Adaptado de ANEEL (2010)

Os grupos A e B, por sua vez, são divididos em subgrupos menores de acordo com os níveis de tensão requeridos pelo consumidor, bem como pelas atividades exercidas. A Tabela 3 mostra as subdivisões do subgrupo A, enquanto a Tabela 4 mostra as subdivisões do grupo B.

Tabela 3 - Subdivisões do Grupo A

Subgrupo	Nível de Tensão
A1	Igual ou Superior a 230 kV
A2	Superior a 88 kV e inferior a 138 kV
A3	69 kV
A3a	Superior a 30 kV e inferior a 44 kV
A4	Superior a 2,3 kV e inferior a 25 kV
AS	Sistema Subterrâneo

Fonte: Adaptado de ANEEL (2010)

Tabela 4 - Subdivisões do Grupo B

Subgrupo	Classificação
B1	Residencial e Residencial Baixa Renda
B2	Rural e Cooperativa de Eletrificação Rural
B3	Demais Classes
B4	Iluminação Pública

Fonte: Adaptado de ANEEL (2010)

3.1.2 Estrutura Tarifária

Existem diferentes modalidades tarifárias em função do tipo de consumidor. As modalidades tarifárias são um conjunto de tarifas aplicáveis aos componentes de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência ativa de acordo com a modalidade de fornecimento. Regulamentada pela ANEEL, as tarifas do grupo A são compostas em duas modalidades de fornecimento: Estrutura Tarifária Horária Verde e Estrutura Tarifária Horária Azul.

A Modalidade Tarifária Horária Verde, têm valores diferentes para o consumo dependendo do horário, porém valores iguais para demanda. Essa modalidade somente é possível para as unidades consumidoras dos subgrupos A3a, A4 e AS (PROCEL, 2011).

A Modalidade Tarifária Horária Azul, possui caráter obrigatório para consumidores dos subgrupos A1, A2 e A3, e opcional para os subgrupos A3, A4 e AS, se diferencia por ter valores diferentes de tarifas tanto para consumo quanto para demanda. São diferenciadas de acordo com o horário (ponta e fora de ponta), o

consumo, a demanda e também a ultrapassagem (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2013).

Para consumidores do grupo B, existem duas modalidades regulamentadas, a modalidade convencional (paga-se apenas pelo consumo) e a modalidade tarifária horária branca (apresentada na Seção 3.1.2.1).

Além disso, no ano de 2015 instituiu-se o conceito de bandeiras tarifárias. Como uma analogia, funcionam como um semáforo de trânsito, indicando o custo de geração de energia para os consumidores. Por exemplo, se há uma seca nas principais regiões de geração hidráulica do país, há necessidade de ligar usinas termelétricas, o custo da geração aumenta, e é sinalizado aos consumidores através das bandeiras, impactando em um custo adicional na fatura de energia elétrica. A Tabela 5 apresenta os momentos em que as bandeiras são aplicadas, bem como o custo adicional na fatura de energia elétrica para cada caso. A aplicação é regulamentada de acordo com o valor do CVU (Custo Variável Unitário), que representa o custo unitário da geração, da última usina a ser despachada. O custo adicional na fatura para cada bandeira é com base a cada 100 kWh consumido (MERCADO LIVRE DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015).

Tabela 5 - Aplicação e custo adicional das bandeiras tarifárias

Bandeira	Aplicação	Custo adicional
Verde	CVU > R\$ 211,28/MWh	Sem custo adicional
Amarela	R\$ 211,28 > CVU > R\$ 422,56/MWh	R\$ 1,50/100kWh
Vermelha Patamar 1	R\$ 422,56 > CVU > R\$ 610,00/MWh	R\$ 3,00/100kWh
Vermelha Patamar 2	CVU > R\$ 610,00/MWh	R\$ 4,50/100kWh

Fonte: Adaptado de ANEEL (2016)

3.1.2.1 Tarifa Horária Branca

Com o intuito de diminuir a demanda máxima do Sistema Interligado Nacional (SIN), sobretudo, em horários de ponta, a Aneel instituiu uma nova

modalidade tarifária para os consumidores do grupo B (baixa tensão), denominada de Modalidade Tarifária Horária Branca, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia e que tem como intuito principal incentivar a diminuição do consumo de energia elétrica nos horários em que o sistema elétrico é mais solicitado e com isso reduzir o pico de carga do SEP (ANEEL, 2013). Nesses horários (posto horário de ponta) o custo da energia elétrica será mais elevado em comparação com os intervalos de tempo em que o sistema é menos utilizado.

Essa nova modalidade tarifária, regulamentada pela resolução nº 479 do ano 2012, consiste em uma nova opção tarifária que oferece três diferentes patamares de tarifa de energia para os consumidores do grupo B, cujos valores são diferentes conforme o dia e o horário do consumo, diferentemente da tarifação convencional, onde é aplicada apenas uma tarifa para o consumo de energia elétrica em todos os postos tarifários. É importante ressaltar que a tarifa horária branca terá caráter opcional para os consumidores do grupo B. A modalidade tarifária pode ser aderida seguindo a citação.

A opção pela modalidade tarifária Branca poderá ser exercida por todos os titulares de unidades atendidas em baixa tensão, exceto aquelas classificadas como iluminação pública ou que façam uso do sistema de pré-pagamento (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2013)

A modalidade tarifária horária branca foi regulamentada em 2012 pela resolução nº 479, mas ainda está em desuso devido ao atraso de entrega dos medidores no início do processo, cujo custo é de responsabilidade das distribuidoras, e também deve ser levado em conta uma total adaptação dos consumidores (ANEEL, 2015).

Nesse contexto, de acordo com a resolução nº 414, os consumidores do grupo B poderão optar entre a tarifa convencional e a tarifa horária branca, cuja escolha deverá basear-se, principalmente, de acordo com seu perfil de consumo. Em função dos diferentes valores tarifários dependendo do horário, o consumidor pode gerenciar a utilização de energia elétrica de modo a promover uma redução na fatura de energia elétrica. A Figura 10 mostra as opções tarifárias para o consumidor do grupo B, ilustrando cada tarifa aplicada para cada opção, sendo que tanto a tarifa

convencional quanto a tarifa horária branca são compostas por duas principais tarifas (Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição e Tarifa de Energia). A Figura 11 mostra um comparativo entre a tarifa horária branca e a tarifa convencional, diferenciando os postos horários.

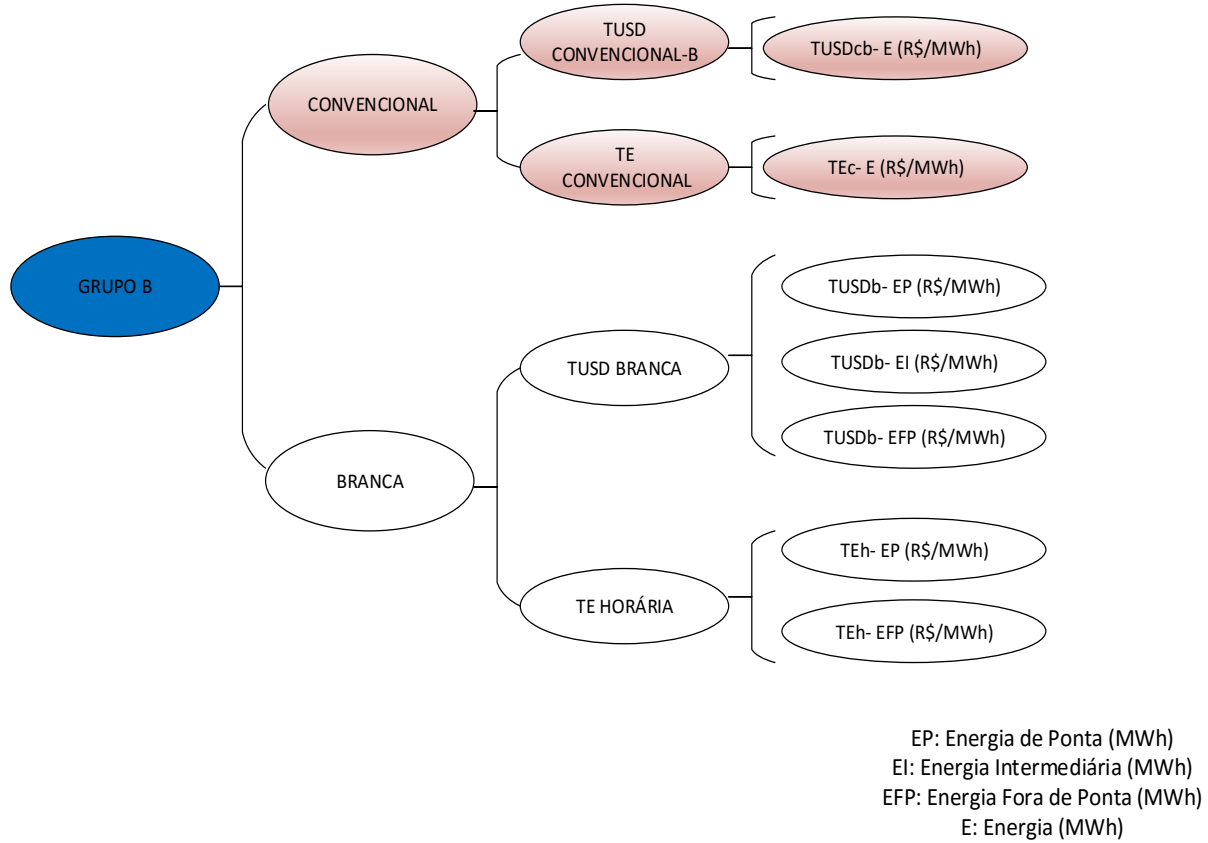


Figura 10 - Modalidades disponíveis para o grupo B

Fonte: Adaptado de ANEEL (2011).

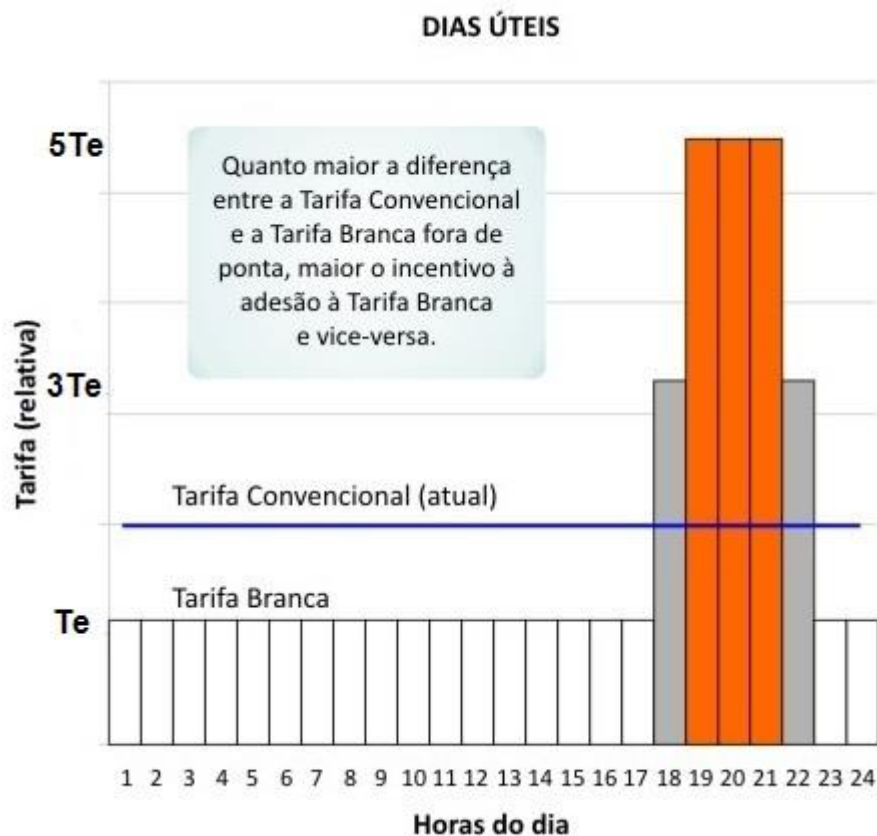


Figura 11 - Modalidade Tarifária Branca

Fonte: Extraído de ANEEL (2013).

A Tarifa horária branca é dividida em 2 parcelas, sendo a Tarifa de Energia (TE) e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). A única parcela que é diferenciada entre um posto horário e outro é a Tarifa de Energia (TE). Para a modalidade tarifária branca, no horário de ponta, a tarifa de energia é cinco vezes maior em relação a tarifa de energia fora de ponta. Já no posto intermediário, a tarifa de energia é três vezes maior do que no horário fora de ponta. Com relação a TUSD, não há mudança de valores, sendo o mesmo valor tanto para a tarifa horária branca quanto para a convencional.

Do ponto de vista econômico, a utilização da tarifa horária branca também afetará o faturamento das empresas de distribuição (FALCÃO, 2013). Neste contexto, a nova modalidade tarifária (tarifa horária branca), colocada como alternativa para consumidores do grupo B, pode promover impactos positivos ou negativos tanto para as concessionárias quanto para os consumidores finais. No caso dos consumidores finais, o impacto na conta de energia da nova modalidade tarifária dependerá principalmente dos hábitos de consumo de cada residência, isto é, se o perfil do consumidor é de alto consumo em horários de ponta, ou intermediário, a opção pela

modalidade tarifária branca resultará em custos mais elevados na fatura de energia elétrica. Por outro lado, se o perfil de consumo se concentrar no posto horário fora de ponta, a adesão pela tarifação branca tenderá a promover benefícios econômicos para o consumidor.

O fato é que com a nova modalidade tarifária e considerando o sistema de compensação de energia elétrica regulamentado pela resolução normativa nº 482, novas perspectivas são impostas com relação aos consumidores que possuem a micro e minigeração de energia. Em outras palavras, dependendo da opção tarifária escolhida pelo consumidor (tarifa convencional ou tarifa horária branca), diferentes vantagens econômicas podem ser verificadas. Nesse sentido, este trabalho tem por principal objetivo analisar qual o impacto da inserção da microgeração para consumidores do grupo B considerando as possíveis modalidades tarifárias: convencional ou horária branca. Para atingir esse objetivo, pretende-se utilizar como referência uma residência localizada na cidade de Pato Branco – PR e na sequência realizar uma comparação com outra localidade.

Neste ponto, torna-se importante definir o conceito dos postos tarifários que são homologados pela ANEEL nas revisões tarifárias periódicas de cada distribuidora, que ocorrem em média a cada quatro anos (ANEEL, 2013). De acordo com a resolução nº 479/2012, cada distribuidora poderá definir o horário de ponta de sua área de atuação. A resolução em questão ressalta que o horário de ponta é definido como sendo três horas diárias consecutivas, o posto horário intermediário como sendo uma hora antes e uma hora depois do horário de ponta pré-definido, e o posto horário fora de ponta como sendo o restante das horas diárias. É importante mencionar que de acordo com a resolução nº 479, os postos horários de cada concessionária são passíveis de aprovação da ANEEL.

3.2 Instrução Normativa 482/2012

Após a aprovação da resolução normativa nº 482, um novo modelo se estabeleceu com relação a geração e comercialização de energia elétrica para os consumidores cativos, no qual tornou-se possível a injeção da energia gerada por esses consumidores na rede de distribuição da concessionária a qual encontra-se conectado. É importante ressaltar que a adesão a esse sistema não se aplica aos

consumidores especiais ou livres, que são consumidores independentes das concessionárias, podendo optar pela compra de energia.

A resolução nº 482 trouxe incentivos a micro e minigeração, já que até o ano de 2011, não havia resolução específica relacionada a compensação de energia elétrica, de modo que, a falta de incentivo aliado a não compensação pelo excedente de energia gerada, fazia com que os sistemas de geração própria de energia elétrica fossem pouco difundidos no Brasil. A energia direta é a energia consumida pelo consumidor diretamente da sua geração, sem passar pelo processo de medição de injeção ou medição de consumo representado pela área em comum das curvas de como mostra a Figura 12. A Figura 13 ilustra o perfil típico de um consumidor residencial que possui um sistema de microgeração (fotovoltaica, por exemplo) em sua residência. (SOLARIZE, 2014).

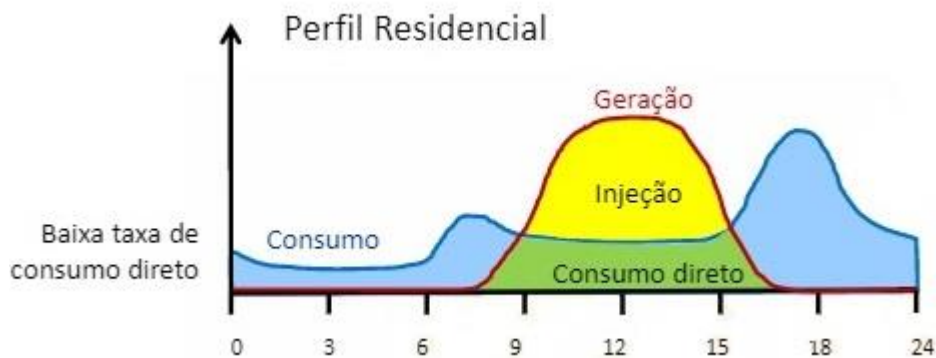


Figura 12 - Perfil típico de um consumidor residencial

Fonte: Extraído de Solarize (2014).

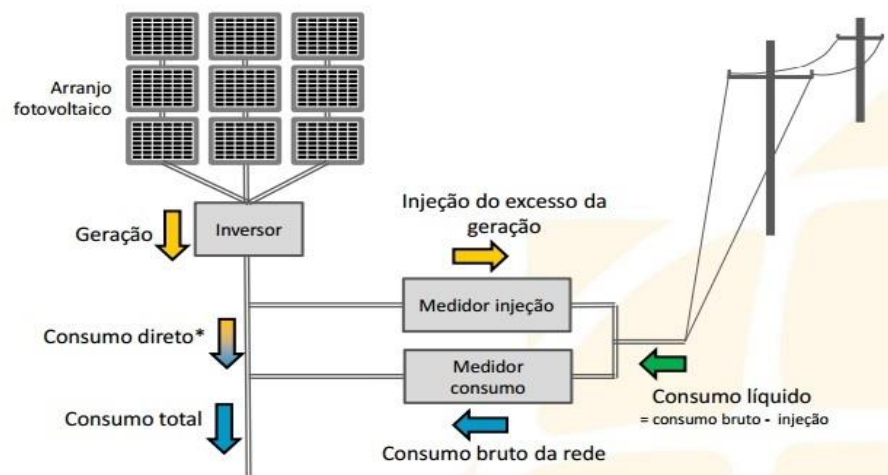


Figura 13 - Fluxo de Energia na Geração Distribuída

Fonte: Extraído de Solarize (2014).

Através do estabelecimento do sistema de compensação de energia elétrica promovido pela resolução normativa nº 482, o excedente de energia injetado na rede, gerará um crédito em energia (kWh) que poderá ser utilizado na próxima fatura. Esse crédito de energia, se usado no mesmo posto tarifário que a injeção de energia na rede, é unitário. Nos casos em que existam postos tarifários, e o valor da energia injetada em um determinado posto tarifário exceda o valor da energia consumida pela unidade, a diferença poderá ser utilizada para compensação em outros postos tarifários, inicialmente no mesmo ciclo de faturamento e utilizando um fator de ajuste. Se os créditos de energia forem utilizados em um posto tarifário diferente, o crédito é multiplicado por um fator maior que 1 (um) se injetado no horário de ponta e consumido fora de ponta, ou menor que um, caso contrário. A Figura 14 ilustra um diagrama do sistema de compensação de energia, onde a parcela “Injeção Ponta/Consumo Ponta” também é válida para Injeção Fora de Ponta/Consumo Fora de Ponta.

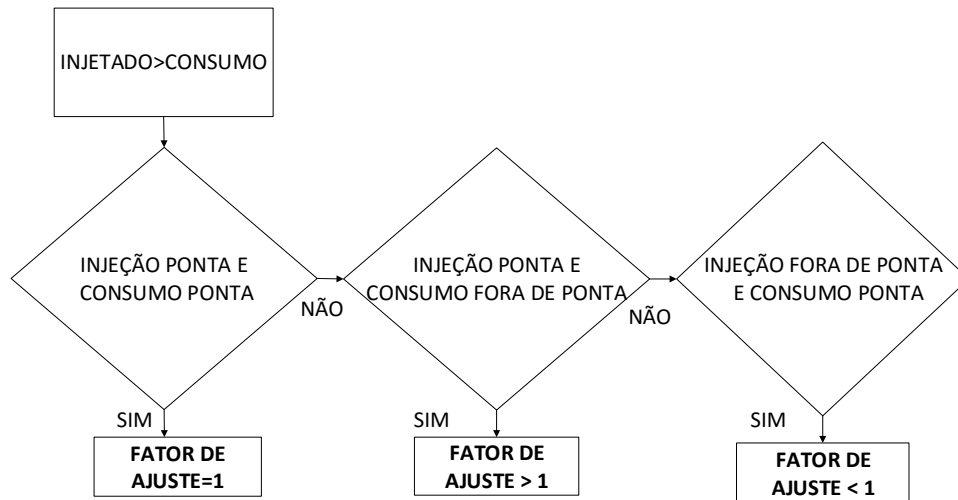


Figura 14 - Diagrama de Compensação de Energia

Fonte: Autoria Própria.

O fator de ajuste é o resultado da divisão do valor de uma componente da tarifa (a componente TE – Tarifa de Energia Elétrica) de ponta pela tarifa fora de ponta nos casos do excedente ser originário no horário de ponta, ou da tarifa fora de ponta pela tarifa de ponta, caso o excedente seja originado no posto horário fora de ponta (ANEEL, 2014).

Neste sistema, existem alguns critérios para o consumo no caso de energia injetada na rede, como ilustra a Figura 15.



Figura 15 - Critérios de Preferência para o crédito

Fonte: Extraído de ANEEL (2014).

O sistema de compensação de energia elétrica, também regulamentado pela resolução normativa nº 482 do ano de 2012, é definido como um sistema no qual a energia ativa injetada na rede por uma unidade consumidora que possui um sistema de micro ou minigeração distribuída é concedida, na forma de um empréstimo a distribuidora local, e posteriormente é compensada, havendo possibilidade de consumir o excedente de energia na própria unidade consumidora ou por outra unidade consumidora, seguindo alguns critérios técnicos definidos pela resolução nº 482. Na prática, se o micro ou minigerador injetar mais energia do que consumir em um ciclo de fatura, receberá um crédito de energia em kWh de acordo com a diferença de energia injetada e consumida, caso contrário, pagará apenas pela diferença entre energia injetada e energia consumida. É válido ressaltar que, mesmo que a energia injetada na rede seja superior a energia consumida, o consumidor ainda terá que pagar pelo custo de disponibilidade da concessionária, correspondente ao valor mínimo faturável, aplicável ao faturamento de unidades consumidoras do Grupo “B”, de acordo com os limites fixados por tipo de ligação. Esse custo de disponibilidade tem seu valor em reais equivalente a 30 kWh (monofásico), 50 kWh (bifásico), ou 100

kWh (trifásico) (ANEEL, 2014). Para ilustrar essa temática do uso do Sistema de Compensação de Energia, a Figura 16 traz um exemplo de cálculo de faturas de um ano, ilustrando o superávit do consumidor em faturas em que gerou crédito no mês anterior, tendo uma economia significativa ao final do ano.

Mês	Consumo (kWh)	Injetado (kWh)	Crédito acumulado (kWh)	Fatura sem GD*	Fatura com GD*	Diferença
Jan	330	353	23	R\$ 114,51	R\$ 34,70	R\$ 79,81
Fev	360	360	23	R\$ 124,92	R\$ 34,70	R\$ 90,22
Mar	460	335	0	R\$ 159,62	R\$ 35,39	R\$ 124,23
Abr	440	357	0	R\$ 152,68	R\$ 34,70	R\$ 117,98
Mai	450	333	0	R\$ 156,15	R\$ 40,60	R\$ 115,55
Jun	390	308	0	R\$ 135,33	R\$ 34,70	R\$ 100,63
Jul	350	360	10	R\$ 121,45	R\$ 34,70	R\$ 86,75
Ago	480	370	0	R\$ 166,56	R\$ 34,70	R\$ 131,86
Set	460	380	0	R\$ 159,62	R\$ 34,70	R\$ 124,92
Out	480	378	0	R\$ 166,56	R\$ 35,39	R\$ 131,17
Nov	430	338	0	R\$ 149,21	R\$ 34,70	R\$ 114,51
Dez	390	332	0	R\$ 135,33	R\$ 34,70	R\$ 100,63
Total	5.100	4.204	-	R\$ 1.741,94	R\$ 423,68	R\$ 1.318,26

Fatura agosto = $(480 - 370 - 10) \times 0,347 = R\$ 34,70$

Figura 16 - Exemplo de Cálculo de Faturas com uso do Sistema de Compensação de Energia

Fonte: Extraído de ANEEL (2014).

3.3 Legislação Estadual (Acesso a Rede de Distribuição da COPEL)

Cada concessionária possui exigências e obrigações específicas para o consumidor que deseja realizar a instalação de um sistema de micro ou minigeração de energia elétrica. No Paraná, a Copel (Companhia Paranaense de Energia Elétrica), que é a concessionária responsável pela gestão do sistema de distribuição no estado disponibiliza as obrigações do usuário.

Inicialmente, para realizar a conexão do sistema de micro/minigeração o usuário deve realizar uma solicitação de acesso a Copel, composto pelos seguintes documentos: Formulário para solicitação de acesso disponibilizado pela própria concessionária, projeto das instalações de conexão com memorial descritivo, localização, arranjo físico e diagramas, anotação de responsabilidade técnica (ART) sobre o projeto de instalação e licença ambiental emitida pelo órgão ambiental

competente. A concessionária também disponibiliza uma lista de inversores/fabricantes certificados pela própria concessionária que podem ser utilizados na instalação. Após a instalação da central geradora, é feita uma vistoria na unidade consumidora com o objetivo de verificar o atendimento ao Parecer de Acesso e as normas pertinentes. Sendo aprovada a vistoria, o medidor convencional é substituído por um medidor bidirecional que medirá tanto a energia consumida quanto a energia injetada na rede (COPEL, 2015). A Figura 17 ilustra os prazos para cada procedimento do acesso à rede. O prazo para instalação de microgeração é de no máximo 34 dias (não incluído o tempo necessário às eventuais adequações por parte do consumidor). Já para a minigeração, esse prazo sobe para 49 dias, para o caso de não haver necessidade de obras de melhoria ou reforço no sistema de distribuição. Os prazos para cada etapa estão detalhados Tabela 2 da Seção 3.7 do Módulo 3 do Prodíst disponível no site da Aneel.



Figura 17 - Diagrama de prazos para acesso à rede

Fonte: Extraído de ANEEL (2014).

4. METODOLOGIA

4.1 Levantamento de Perfil de Consumo de Consumidores Típicos

O consumo de energia elétrica do setor residencial representa uma parcela significativa do consumo total do SIN (Sistema Interligado Nacional). No ano de 2014, o setor em questão representou 24,9% do consumo total de energia elétrica do país (EPE, 2015). Os equipamentos de refrigeração e o chuveiro elétrico são os equipamentos que mais consomem energia elétrica em uma residência, representando mais de 50% do consumo total. A iluminação corresponde a cerca de 24% do consumo total, seguida da televisão e do ferro elétrico com 6% cada. O consumo total de uma residência típica composta por quatro pessoas é de aproximadamente 330 kWh/mês, tendo, em geral, a maior demanda para o horário de ponta (entre 18 e 21 horas) (FRANCISQUINI, 2006). O Gráfico 4 ilustra a curva de carga de um consumidor típico residencial (FRANCISQUINI, 2006).

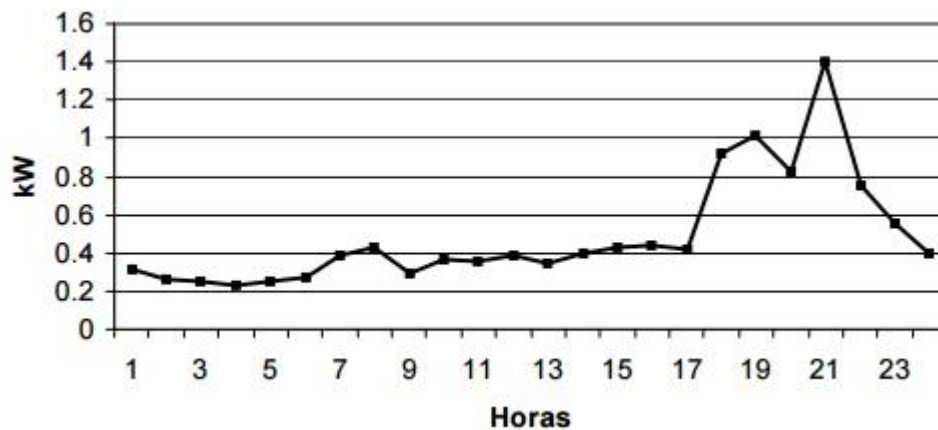


Gráfico 4 - Curva de Carga típica de um Consumidor Residencial (4 pessoas)

Fonte: UNESP (2006)

O consumo médio dos brasileiros é considerado baixo, se comparado aos países mais desenvolvidos. No Gráfico 5, é mostrado o consumo por habitante anual do Brasil comparado a outros países, estimados pelo MME (Ministério de Minas e Energia) (UNESP, 2006).

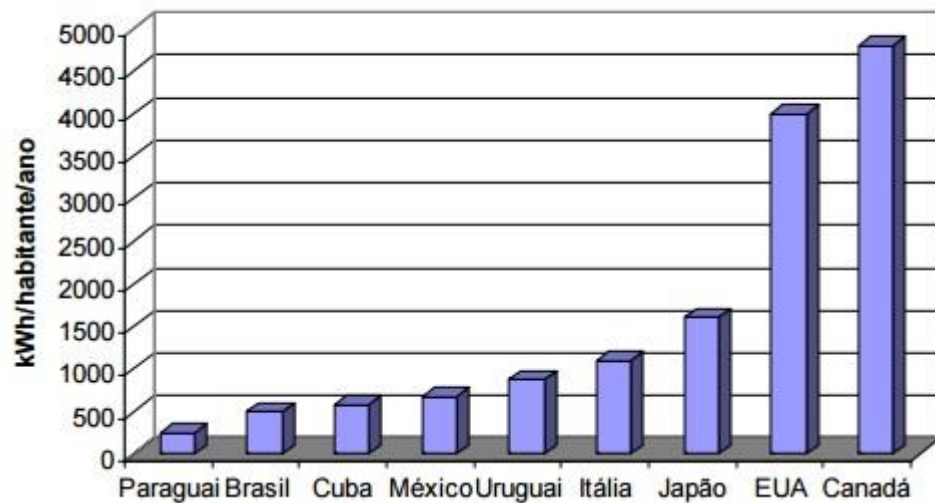


Gráfico 5 - Consumo por habitante por ano dos países

Fonte: UNESP (2006).

Algumas concessionárias de energia elétrica do país disponibilizam simuladores de consumo para consumidores residenciais, onde é possível estimar o consumo do mês, adicionando aparelhos/equipamentos desejados para realizar o levantamento. Isso possibilita ao consumidor realizar estudos para futuras tomadas de decisões objetivando a economia de energia elétrica através da implantação de um sistema de geração distribuída, por exemplo, ou até mesmo a possibilidade de alteração da modalidade tarifária, quando possível.

4.2 Método de Análise (Fluxograma de Metodologia)

Com ênfase no principal objetivo do trabalho (pré-dimensionamento de um sistema de microgeração eólica para consumidores residenciais), um fluxograma é ilustrado na Figura 18, apresentando as etapas para a determinação da potência do sistema eólico de modo a suprir o consumo médio de energia anual de um consumidor cativo, onde os quadros em azul representam dados fornecidos pelo usuário, e os quadros em alaranjado representam os resultados do programa (dados de saída). Além disso, o programa apresenta o tempo de retorno estimado do investimento considerando diferentes cenários.



*Dados informados pelo usuário

Figura 18 - Fluxograma ilustrativo do método de análise de viabilidade

Fonte: Autoria Própria.

As etapas do algoritmo desde a entrada de dados por parte do usuário até os resultados de saída, são apresentadas a seguir:

- Etapa 1: O usuário deve informar o padrão de entrada da residência (monofásico, bifásico ou trifásico).
- Etapa 2: O usuário deve informar a velocidade média do vento na região de interesse na altura estimada de interesse (Para mais informações, consultar a Seção 4.3)
- Etapa 3: Recomenda-se ao usuário informar o consumo médio mensal com base nas últimas 12 faturas de energia, com distinção ou não dos postos horários. Ressalta-se que possíveis aumentos futuros de carga instalada na unidade consumidora também poderão ser incluídos nesta etapa, como consequentes aumentos no consumo de energia elétrica. Para informações relativas a tarifa horária branca, o usuário deve informar os consumos com distinção nos postos horários, caso contrário, apenas o consumo total é suficiente. Nesse último caso, o algoritmo estabelecerá uma relação entre os consumos nos postos horários. O consumo de energia elétrica médio de uma residência pode ser estimado através do “Simulador de consumo de energia elétrica” da COPEL (COPEL, 2016).
- Etapa 4: O usuário deve informar os valores de tarifas vigentes em sua região de interesse, sendo que a tarifa horária branca é opcional na inserção do programa.
- Etapa 5: Após a inserção dos dados de entrada, o programa desenvolvido retorna os resultados apresentados como “Dados de Saída” na Figura 18.

4.3 Dimensionamento do Sistema Eólico Conectado à Rede (*On-Grid*)

Um dos objetivos do trabalho consiste em generalizar a utilização da interface gráfica. Desse modo, além de realizar análises para a região de Pato Branco – PR, o usuário poderá realizar a simulação para qualquer localidade do país. Assim, as variáveis de entrada (velocidade média do vento, consumos médios mensais e valores de tarifas vigentes) são informações variáveis para cada região do estudo e serão definidas pelo usuário. O programa desenvolvido realiza o cálculo da potência nominal ideal da turbina eólica, considerando as variáveis de entrada definidas pelo

usuário. O termo “ideal” refere-se ao caso em que a energia mensal gerada pela turbina será equivalente ao consumo mensal descontando o consumo relativo ao custo de disponibilidade.

De acordo com a ANEEL, o custo de disponibilidade é incluído na fatura de energia independente do consumo mensal do usuário, logo, economicamente é mais vantajoso dimensionar um sistema para satisfazer o consumo médio calculado na Etapa 2 menos o consumo equivalente ao custo de disponibilidade (30kWh para entrada monofásica, 50kWh para entrada bifásica e 100 kWh para entrada trifásica), de acordo com (15).

$$E_g = E_c - E_{disp} \quad (15)$$

Em que E_g é a energia resultante para o cálculo da potência nominal da turbina, E_c é a energia informada pelo usuário (média dos últimos 12 meses), e E_{disp} é o consumo equivalente ao custo de disponibilidade.

Desse modo, diminui-se a potência nominal da turbina eólica, e conseqüentemente, reduz-se os custos do investimento inicial. Para facilitar o entendimento do método de dimensionamento da turbina eólica utilizado, apresenta-se um exemplo na sequência.

- Etapa 1: Determinar o consumo médio mensal (kWh) com base nas últimas 12 faturas como na Tabela 6.
- Etapa 2: Cálculo da potência nominal da turbina eólica de modo que a energia mensal média gerada seja equivalente ao consumo médio mensal informado descontando o custo de disponibilidade dependendo da entrada padrão informada, de acordo com (4), (7) e (15).

Tabela 6 - Exemplo de média de consumo com base nos últimos 12 meses de um consumidor genérico

Mês	Consumo (kWh)
Janeiro	280,5
Fevereiro	270,1
Março	245,4
Abril	218,5
Mai	193,5
Junho	160,4
Julho	156,6
Agosto	145,8
Setembro	167,9
Outubro	191,5
Novembro	205,9
Dezembro	245,7
Média	206,82

Fonte: Autoria Própria

Para esse caso específico, utilizando (4), (7), (15) e incluindo no cálculo a eficiência dos outros componentes do sistema (inversor e instalação), a Tabela 7 mostra os parâmetros de cálculo (adotando a região de Pato Branco – PR, como base), bem como os resultados obtidos seguindo o método de dimensionamento apresentado no fluxograma da Figura 18. Para o cálculo do fator de capacidade, deve ser utilizado a velocidade de vento nominal da turbina em questão. Com base em dados de vários fabricantes, para turbinas na ordem de quilowatts, a velocidade nominal típica é de 9 m/s.

Tabela 7 - Parâmetros e Resultados do exemplo

Consumo Médio Mensal (kWh)	206,82
Velocidade Média do Vento (m/s)	3,2147
Velocidade Nominal do vento para turbina (m/s)	9
Fator de Capacidade	45,6%
Eficiência do Gerador	97%
Eficiência do Inversor (%)	94 %
Eficiência da Instalação (%)	97 %
Potência Nominal da Turbina Eólica (kW)	5,40
Custo do Investimento (R\$)	35.114,40

Fonte: Autoria Própria

Apesar do dimensionamento da turbina eólica ser realizado de acordo com a Equação (15), o sistema é conectado à rede para existir a possibilidade de injeção

de energia na rede ou consumir energia da rede em casos em que o sistema não consiga suprir a demanda.

Para facilitar o processo de determinação da potência da turbina eólica e outras informações relevantes conforme mostrado no fluxograma da Figura 18, este trabalho propõe uma interface na qual o usuário pode entrar com dados de vento da região, consumo de energia elétrica e tarifas de energia elétrica, e o programa determina automaticamente a potência da turbina eólica a ser instalada, e outros resultados apresentados na Seção 4.5.

Isso possibilita calcular uma turbina eólica para cada caso (localidade) com o objetivo de satisfazer a energia média mensal necessária para o consumidor, ou seja, de acordo com o seu consumo mensal, determinar qual a potência nominal do sistema (descontando as perdas) a ser instalado que gere a energia média necessária para satisfazer o consumo.

Um fato relevante que deve ser levado em conta para o dimensionamento da potência nominal da turbina eólica, é a eficiência do processo como um todo, considerando que existem perdas desde a energia elétrica gerada pela turbina eólica até a energia entregue na saída do inversor. Essas perdas estão associadas a eficiência do inversor e da própria instalação do sistema, no caso de sistemas eólicos conectados à rede. Toma-se a eficiência do inversor de acordo com a Seção 2.5.4. A eficiência da instalação pode ser assumida como um valor próximo a 100%, já que as perdas são existentes apenas nos condutores, logo, adota-se um valor típico de 97%.

Para o cálculo de potência e energia gerada por uma turbina eólica, é necessário utilizar-se de uma análise estatística do vento, através da distribuição de *Weibull* (Seção 2.5.5). Dessa forma, utiliza-se do valor da velocidade média de vento considerando as constantes de *Weibull*, calculadas de acordo com dados de vento de cada região. Com relação a interface desenvolvida (Seção 4.5), é recomendado que o usuário informe a velocidade de vento na altura de interesse da instalação da turbina. Uma alternativa para o usuário que não tiver medições de vento, ou estimativas de regimes de vento da sua região, é informar a velocidade de vento de acordo com o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (CRESESB).

Se o usuário utilizar os dados segundo o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, é importante ressaltar que o Atlas apresenta regimes médios de vento (velocidade, parâmetros estatísticos de *Weibull*, por exemplo) para uma altura de 50 metros da turbina eólica para todo o país, de modo que para alturas de instalação

inferiores a 50 metros torna-se necessário incluir um fator de correção para a velocidade do vento, de modo a tornar os dados fornecidos pelo Atlas do Potencial Eólico Brasileiro adequados à altura de instalação da turbina. Ressalta-se que tipicamente as turbinas eólicas instaladas a uma altura de 50 metros estão enquadradas em potências nominais da ordem de 400 kW (ENERGIA, 2016), enquanto a microgeração se refere a potência instalada menor ou igual a 75 kW (Seção 2.3).

Dessa forma, a correção da velocidade do vento pode ser feita de acordo com a Lei Potencial, tipicamente utilizada em *softwares* de dimensionamento, de acordo com (16) (PETRY, 2007).

$$V(z) = V(Z_r) \cdot \left(\frac{z}{Z_r} \right)^p \quad (16)$$

Em que $V(Z_r)$ é a velocidade na altura desejada, z em metros, $V(Z_r)$ é a velocidade na altura de referência, Z_r é a altura de referência, e p é um parâmetro associado diretamente a rugosidade da superfície em questão.

A superfície terrestre deixa de ter influência significativa sobre o vento apenas a partir de altitudes superior a mil metros de altura, logo a rugosidade deve ser levada em consideração. A rugosidade da superfície é classificada em função do local de instalação do sistema eólico. A norma NBR n° 8404/84 define 12 classes de rugosidade, que correspondem a desvios médios aritméticos (R_a) expressos em microns (μm), como mostra a Tabela 8. Neste trabalho, considera-se um ambiente urbano, se encaixando na classe 4 (Quadro 1), onde a rugosidade é considerada 0,2 μm .

z0 (m)	Característica das superfícies terrestres	Classe de rugosidade WAP	z0 WAP
1.50			1.50
>1.00	Florestas altas	4 (1.50m)	>1.00
1.00	Cidade		1.00
0.80	Floresta		0.80
0.50	Subúrbios		0.50
0.40			0.40
0.30	Áreas com proteção arbustivas (cinturão verde)	3 (0.40m)	0.30
0.20	Áreas com muitas árvores e bosques (exceto mata fechada/floresta de grande densidade)		0.20
0.10	Área rural com aspecto de mata fechada	2 (0.10m)	0.10
0.05	Área rural com aspecto de mata mais aberta		0.05
0.03	Áreas rurais com poucos edifícios e árvores		0.03
0.02	Área aeroportuária com edifícios e árvores		0.02

Quadro 1 - Classificação de alguns ambientes com relação a rugosidade

Fonte: (SHIMOMURA, 2012)

Tabela 8 - Classes de Rugosidade

Classes de rugosidade	Desvio médio aritmético Ra (μm)
N 12	50
N 11	25
N 10	12,5
N 9	6,3
N 8	3,2
N 7	1,6
N 6	0,8
N 5	0,4
N 4	0,2
N 3	0,1
N 2	0,05
N 1	0,0025

Fonte: Adaptado de UFPE (2011).

O dimensionamento será realizado de acordo com as equações apresentadas no Capítulo 2. Os resultados apresentados pelo programa incluem o cálculo da fatura de energia sem microgeração e com microgeração considerando as diferentes tarifas: convencional e branca.

4.4 Análise da Viabilidade Econômica Através do VPL

A análise da viabilidade econômica de investimentos tem como principal indicador o VPL (Valor Presente Líquido) apresentado por (17). Esse indicador é definido como sendo o somatório dos valores presentes dos fluxos estimados de uma aplicação, calculados a partir de uma taxa dada (TMA) e de seu período de duração. Os fluxos estimados podem ser positivos ou negativos, de acordo com as entradas e saídas do caixa (CAVALCANTE, 2016).

$$VPL = -C_i + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} \quad (17)$$

Em que C_i representa o custo inicial do investimento, n o horizonte de tempo de análise, FC_t são os fluxos de caixa em cada período de tempo t , e i diz respeito a TMA (taxa de atratividade mínima). O tempo de retorno do investimento (*payback*), é o tempo para que o investimento se pague, e isso acontece quando o valor do VPL fica positivo, a partir do primeiro investimento (negativo) (CAVALCANTE, 2016).

A TMA é uma taxa de juros prefixada, e corresponde na prática, ao valor da menor taxa de juros que se pode aceitar para que o investidor considere o investimento viável, assim está associada ao risco do empreendimento em análise. Assim, o custo do capital do empreendimento é uma das variáveis mais importantes a ser considerada, podendo ser analisada pelo VPL, e ressalta-se que cada empresa ou investidor pode considerar uma TMA diferente (ARAÚJO, MACEDO, MARTINS, FILHO, 2012). Devido a não ter uma forma padrão (única) para o cálculo da TMA, normalmente estima-se o valor da TMA em função do montante do investimento. Isso significa que micro investimentos, pequenos investimentos, médios investimentos e grandes investimentos terão valores diferentes para a TMA. Além disso, também é comum diferenciar a TMA para: investimentos de longo prazo e investimentos de curto

e médios prazos (NELSON CASAROTTO FILHO, BRUNO HARTMUT KOPITTKE, 2000).

Neste trabalho, o investimento pode ser considerado um investimento de longo prazo, e para isso, recomenda-se que o mínimo valor para a TMA deve ser a taxa de juros da FINAME (Agência Especial de Financiamento Industrial) (NELSON CASAROTTO FILHO, BRUNO HARTMUT KOPITTKE, 2000), que atua em aquisições de máquinas, equipamentos, bens de informática e automação. Sendo assim, toma-se como uso o valor vigente atual da taxa anual da FINAME, que é de 7,5% (BNDES, 2016). Como o interesse do trabalho é o cálculo de retorno mês-a-mês, é preciso transformar essa taxa anual em taxa mensal, conforme a Equação (18).

$$I_a = (1 + I_m)^n - 1 \quad (18)$$

Em que I_a é a taxa de juros anual, I_m a taxa de juros mensal, e n o tempo de conversão (12 meses, neste caso). A Tabela 9 mostra os valores utilizados e a taxa convertida.

Tabela 9 - Conversão da taxa anual em taxa mensal

Variável	Valor
I_a (%)	7,5
n	12
I_m (%)	0,6045

Fonte: Autoria Própria

As turbinas de grande porte são projetadas para ter um custo baixo de manutenção, estimado em 1,5 a 2% do investimento (INGÉNIERIE, 2012). Já as turbinas de pequeno porte, geralmente são projetadas com o objetivo de não necessitar de manutenções ao longo de sua vida útil. Nesses casos, em geral, os fabricantes costumam dar o suporte necessário com custos baixos ou até mesmo sem incorrer em custos adicionais (MATTERS, 2016). Com essas informações extraídas de sites dos próprios fabricantes, desconsidera-se o custo de manutenção para os cálculos, e ainda, faz-se a análise de retorno em um horizonte de 20 anos, que é em média, a vida útil de turbinas eólicas (SILVA, 2006).

Para uma abordagem mais concreta e realista, este trabalho leva em consideração o fato de que o valor do quilowatt-hora de cada concessionária é variável ao longo do horizonte de tempo de análise. Em contrapartida, verifica-se que os reajustes tarifários das concessionárias ao longo dos anos não possuem uma tendência lógica, devido às inúmeras variáveis que estão envolvidas, destacando-se, por exemplo, a dependência de fatores climáticos e econômicos.

Dessa forma, devido a imprevisibilidade das variações futuras no valor da tarifa de energia, esse trabalho utilizará um conjunto de possíveis cenários futuros com relação às variações no que se refere a essa variável. O primeiro cenário (Cenário 1) considera que não haverá variação positiva ou negativa no valor da tarifa de energia, ou seja, mantendo-se constante no período de análise. No segundo cenário (Cenário 2), considera-se um acréscimo de 5% anual ao longo do tempo, e a terceira análise (Cenário 3) é para um acréscimo de 10% anual ao longo do tempo na tarifa de energia elétrica.

Para cálculo do tempo de retorno do investimento, é preciso levar em conta a vida útil do sistema, bem como custos com manutenção. A grande parte dos fabricantes de turbinas eólicas, garantem uma vida útil mínima de 20 anos para seus produtos, cujo valor é utilizado nas análises (INGÉNIERIE, 2012), tempo superior ao do inversor que é pouco superior a 10 anos (ENERGIA, 2016). Neste contexto, foi inserido como custo inicial o custo de um inversor “extra”, para garantir o funcionamento do sistema durante os mesmos 20 anos do sistema eólico. No algoritmo, os inversores são escolhidos de acordo com a potência nominal da turbina dimensionadas, considerando 8 (oito) valores de potência nominal dos inversores de frequência *Fronius grid-tie*, *BZS* e *BangZhao*. A Tabela 10 apresenta os custos individuais médios dos componentes do sistema a ser considerado na estimativa de custo para o investimento inicial.

Tabela 10 - Custos dos componentes do sistema

Componente	Custo (R\$)
Sistema e Instalação (R\$/ kW)	5.206,00
Inversor 3 kW	10.190,00
Inversor 6 kW	14.390,00
Inversor 8,2 kW	16.590,00
Inversor 12,5 kW	23.690,00
Inversor 15 kW	26.690,00
Inversor 20 kW	32.290,00
Inversor 40 kW	51.600,00
Inversor 50 kW	68.800,00

Fonte: GreenPeace (2014), (NEOSOLARENERGIA, 2016), (ELETRIC, 2016).

O custo do inversor adicional deve ser trazido para um valor presente através de (19), tendo em vista que será investido apenas no décimo ano de funcionamento do sistema.

$$VP = \frac{VF}{(1+TMA)^n} \quad (19)$$

Em que a *TMA* utilizada é 7,5% anual (Seção 4.4), e *n* 10 anos. A Tabela 11 apresenta os valores presentes dos inversores.

Tabela 11 - Custo dos inversores trazidos para valores presentes

Componente	Custo (R\$)
Inversor 3 kW	4.944,13
Inversor 6 kW	6.981,94
Inversor 8,2 kW	8.049,37
Inversor 12,5 kW	11.494,24
Inversor 15 kW	12.948,82
Inversor 20 kW	15.666,91
Inversor 40 kW	25.036,00
Inversor 50 kW	33.381,00

Fonte: Aatoria Própria.

4.5 Desenvolvimento da Interface Gráfica

Para o desenvolvimento da interface gráfica, foi usado o *software Matlab*®, e sua ferramenta *Matlab Guide* (cujo a Universidade Tecnológica Federal do Paraná – Campus Pato Branco possui licença). Foi desenvolvida uma interface simples para o usuário informar variáveis de entrada e analisar os resultados obtidos. Os dados de entrada do programa são citados abaixo:

- Velocidade média de vento da região escolhida (De acordo com a altura da instalação da turbina).
- Consumo total ou Consumo nos diferentes postos horários;
- Tarifa Convencional e/ou Tarifa horária branca para os diferentes postos horários (com impostos);
- Padrão de entrada da unidade consumidora (Monofásico, Bifásico ou Trifásico);

Com esses dados de entrada fornecidos pelo usuário, o programa apresenta uma série de resultados através da interface gráfica:

- Potência nominal da Turbina a ser instalada para satisfazer a Equação (15);
- Energia mensal média gerada pela turbina eólica;
- Fatura mensal considerando a tarifa convencional;
- Fatura mensal considerando a tarifa horária branca;
- Fatura mensal considerando a utilização da microgeração;
- Tempo de retorno do investimento;

A Figura 19 mostra um esquemático das variáveis do programa. O diagrama de blocos representa as variáveis de entrada (informadas pelo usuário), e as variáveis de saída do programa.

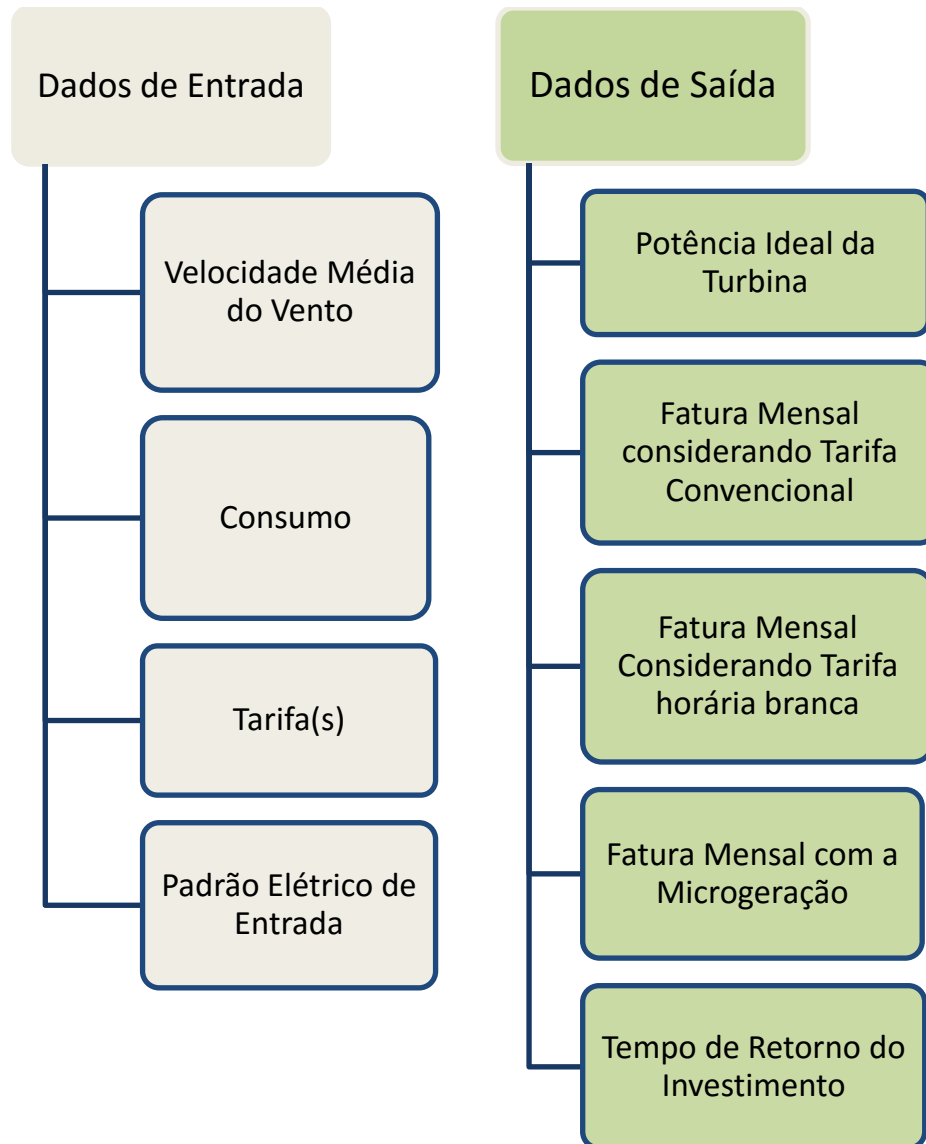


Figura 19 - Diagrama de blocos ilustrando dados de entrada e dados de saída do programa

Fonte: Autoria Própria.

Com esses resultados, o usuário tem a possibilidade de analisar uma série de informações para tomada de decisão quanto à escolha da melhor tarifa e com relação a informações básicas referentes a implantação da microgeração eólica, ou seja:

1. **Tarifa mais econômica sem microgeração:** Determinar qual a tarifa (convencional ou branca) mais econômica, considerando o perfil de consumo dos últimos meses.
2. **Determinação da potência nominal da microgeração.**

3. **Tarifa mais econômica com microgeração eólica:** Determinar qual a tarifa (convencional ou branca) mais econômica, considerando o perfil de consumo dos últimos meses e a utilização da microgeração eólica.
4. **Tempo de retorno do investimento:** Determinar o tempo de retorno do investimento da microgeração considerando diferentes cenários futuros relacionados às variações no valor da tarifa de energia elétrica.
5. **Custo do Investimento Inicial:** Determinar o custo do investimento inicial.

A interface gráfica do programa é de fácil entendimento para o usuário, com campos de preenchimento dos dados de entrada e com a apresentação dos resultados. A Figura 20 mostra a interface vista pelo usuário.


Selecione o padrão de entrada da residência		A velocidade média anual do vento deve ser informada conforme a altura de instalação da turbina		RESULTADOS		
<input type="radio"/> Monofásica <input type="radio"/> Bifásica <input type="radio"/> Trifásica				Turbina Ideal (kW)	Investimento (R\$)	
Velocidade Média do Vento (m/s)*	<input type="text"/>	Tarifa Fora de Ponta (R\$/kWh)	<input type="text"/>	Fatura com Tarifa Convencional (R\$)	Tempo de Retorno (Anos)	Convencional Branca
Consumo Fora de Ponta (kWh)	<input type="text"/>	Tarifa Intermediária (R\$/kWh)	<input type="text"/>	Fatura com Tarifa Branca (R\$)	Tarifa Constante	
Consumo Intermediário (kWh)	<input type="text"/>	Tarifa Ponta (R\$/kWh)	<input type="text"/>	Fatura com Microgeração (R\$)	Acréscimo de 5% anual na Tarifa	
Consumo Ponta (kWh)	<input type="text"/>	Tarifa Convencional (R\$/kWh)*	<input type="text"/>		Acréscimo de 10% anual na Tarifa	
ou						
Consumo Total (kWh)	<input type="text"/>					
* Campos Obrigatórios		<input type="button" value="Transfere"/>				
* Tarifas com impostos						

Figura 20 - Interface do Programa Desenvolvido

Fonte: Autoria Própria.

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo, são apresentados os resultados obtidos para diferentes perfis de consumo e diferentes regiões do país. É realizada a análise da melhor opção tarifária (tarifa mais econômica) e do investimento da microgeração eólica para cada caso, comparando as situações.

5.1 Análise Comparativa Entre Método Convencional e Método de *Weibull* Para Cálculo de Energia Gerada

Inicialmente, anterior a apresentação dos resultados, é apresentada uma abordagem de cálculo de energia gerada por uma turbina eólica considerando diferentes metodologias. No primeiro método, utilizando os dados fornecidos pela SIMEPAR, estação de Pato Branco – PR, e considerando uma turbina comercial cujos dados são apresentados na Tabela 12, estima-se o valor da energia mensal gerada (por meio de (5)) pela turbina eólica com base na curva de potência versus velocidade do vento (Figura 21) (ALIBABA, 2016).

No segundo método, utilizam-se os parâmetros obtidos através da distribuição de *Weibull* (Seção 2.5.5), calculando-se a densidade de potência através de (13), em seguida o cálculo de potência utilizando (14), e a energia mensal gerada através de (5).

Uma característica importante que deve ser notada com relação as medições, é o desvio padrão alto para os dois meses de análise. A medida que o desvio padrão aumenta, maior a dificuldade de representar as medições através de uma distribuição (ACTION, 2016). Sendo assim, o desvio padrão das medições são calculados também para cada caso na sequência.

Tabela 12 - Dados da turbina comercial considerada

Dados	Valores
Potência nominal (kW)	5
Eficiência do gerador	97
Área (m ²)	32,17
Cp	0,4
V _{cut-in} (m/s)	2,5

Fonte: ALIBABA (2016).

São realizadas duas abordagens: a primeira para o mês de janeiro de 2012, e a segunda para o mês de março de 2012. A curva de Potência da turbina em questão é apresentada na Figura 21.

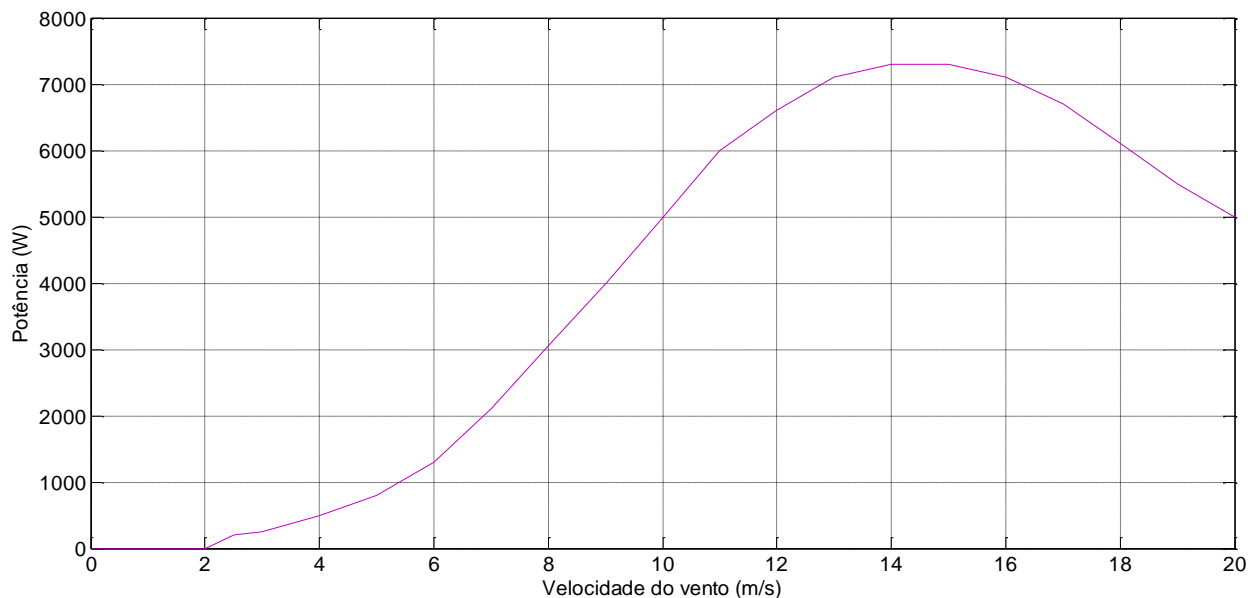


Figura 21 - Curva reconstruída de uma turbina comercial de 5 kW.

Fonte: Adaptado de ALIBABA (2016).

Para a execução do segundo método, foi traçada uma curva de *Weibull*, ilustrada na Figura 22, utilizando inicialmente as medições de vento de janeiro de 2012, que apresentaram desvio padrão de 0,96689 m/s.

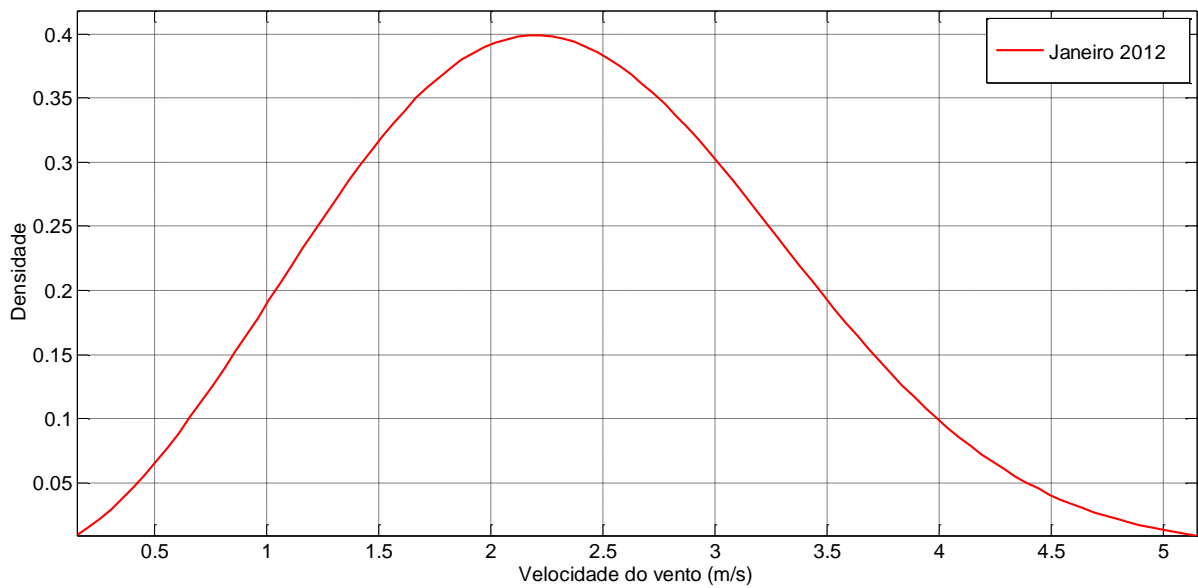


Figura 22 - Distribuição de *Weibull* para dados de janeiro de 2012 de Pato Branco - PR

Fonte: Adaptado de ALIBABA (2016).

Para essa distribuição de *Weibull*, os fatores de escala e de forma são 2,63659 (m/s) e 2,63026 (adimensional), respectivamente. Para os dois casos, foi realizado o cálculo de energia, e são apresentados na Tabela 13.

Tabela 13 - Resultados da comparação entre Método 1 e Método 2 para o mês de janeiro de 2012

Dados	Energia Gerada (kWh)	Erro em relação ao Método 1 (%)
Método 1 (Integração)	91,18	
Método 2 (Densidade de Potência/<i>Weibull</i>)	107,83	15,442

Fonte: Autoria Própria.

A análise para o mês de março é análoga. A Figura 23 apresenta a distribuição de *Weibull* para as medições do mês de março de 2012, que apresentaram desvio padrão de 1,19387 m/s.

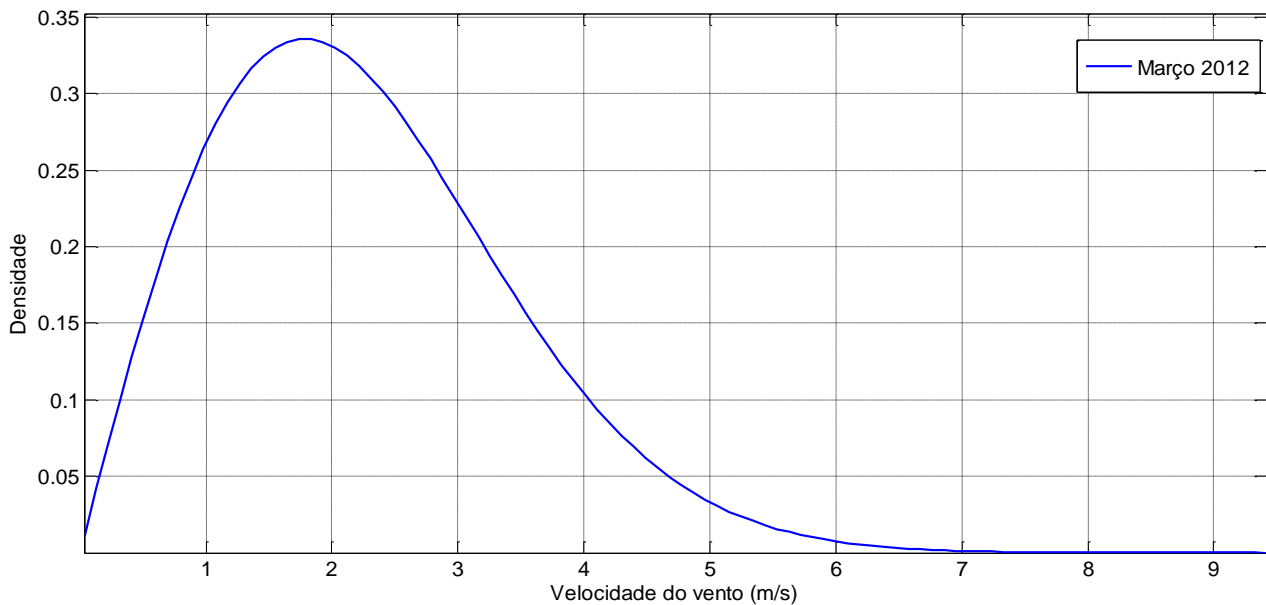


Figura 23 - Distribuição de Weibull para dados de março de 2012 de Pato Branco - PR

Fonte: Autoria Própria.

Neste caso, os fatores de escala e forma de são 2,53768 (m/s) e 1,97934 (adimensional), respectivamente. Para o mês de março, a Tabela 14 apresenta a energia gerada para cada método.

Tabela 14 - Resultados da comparação entre Método 1 e Método 2 para o mês de março de 2012

Dados	Energia Gerada (kWh)	Erro em relação ao Método 1 (%)
Método 1 (Integração)	91,665	
Método 2 (Densidade de Potência/Weibull)	120,913	24,189

Fonte: Autoria Própria.

Ressalta-se, que o mês de março teve um erro superior em relação ao mês de janeiro, sobretudo devido ao aumento do desvio padrão entre as medições entre os meses considerados. Como já mencionado, com o valor alto do desvio padrão para as medições, maior a dificuldade de estimar a distribuição de *Weibull*, portanto, menor a exatidão dos seus parâmetros.

5.1.2 Método Estatístico de Análise do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (CRESESB)

O método estatístico de análise de regimes de vento da CRESESB requer atenção maior. A CRESESB utiliza um método para determinar a velocidade média do vento através dos parâmetros de *Weibull* (Seção 2.5.5), que obedece (20) (ZHANG, 2015).

$$V_m = a \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{c}\right) \quad (20)$$

O uso de distribuições para encontrar uma velocidade média do vento implica em erros e incertezas nas medições. Obviamente, devido a ser inviável calcular a energia instantânea contida nas massas de ar, isto é, em frações infinitesimais de tempo, o uso de distribuições é constantemente utilizado.

Para este trabalho, foram usados os dados de velocidade média do vento do CRESESB para apresentar os resultados corrigindo os dados para uma altura de 10 metros conforme (16). Por outro lado, ressalta-se que a inserção da velocidade média do vento pode ser realizada de outras formas, como por exemplo, através de um conjunto de medições no local a ser instalado o sistema eólico ou ainda por meio de estações de medições específicas

5.2 Análise Econômica sem Microgeração Para um Consumidor Típico Residencial

Nesta seção, serão apresentados os resultados referentes à escolha da melhor opção tarifária para o consumidor do grupo B1 (onde são incluídos os consumidores residenciais). Ressalta-se que até a resolução nº 479 do ano 2012 ser regulamentada, o consumidor do grupo B1 possuía apenas uma modalidade tarifária disponível, a tarifa convencional. Entretanto, com a resolução nº 479, uma nova modalidade tarifária foi disponibilizada aos consumidores do grupo B1: Tarifa horária branca, cujos detalhes foram apresentados na seção 3.1.2.1. Dessa forma, um dos objetivos deste trabalho é auxiliar o consumidor a definir qual a tarifa mais econômica de acordo com o seu perfil de consumo.

Para a análise da melhor opção entre as duas opções tarifárias (convencional e branca) de um consumidor residencial, foram considerados quatro perfis típicos de um consumidor residencial segundo a EPE (EPE, 2013). O Gráfico 6 apresenta quatro perfis de consumo de famílias típicas considerando o uso (consciente ou inconsciente) e a eficiência dos equipamentos (eficiente ou não eficiente). Para a análise com a tarifa horária branca, os consumos apresentados no Gráfico 6 foram diferenciados em postos horários e são apresentados na Tabela 15.

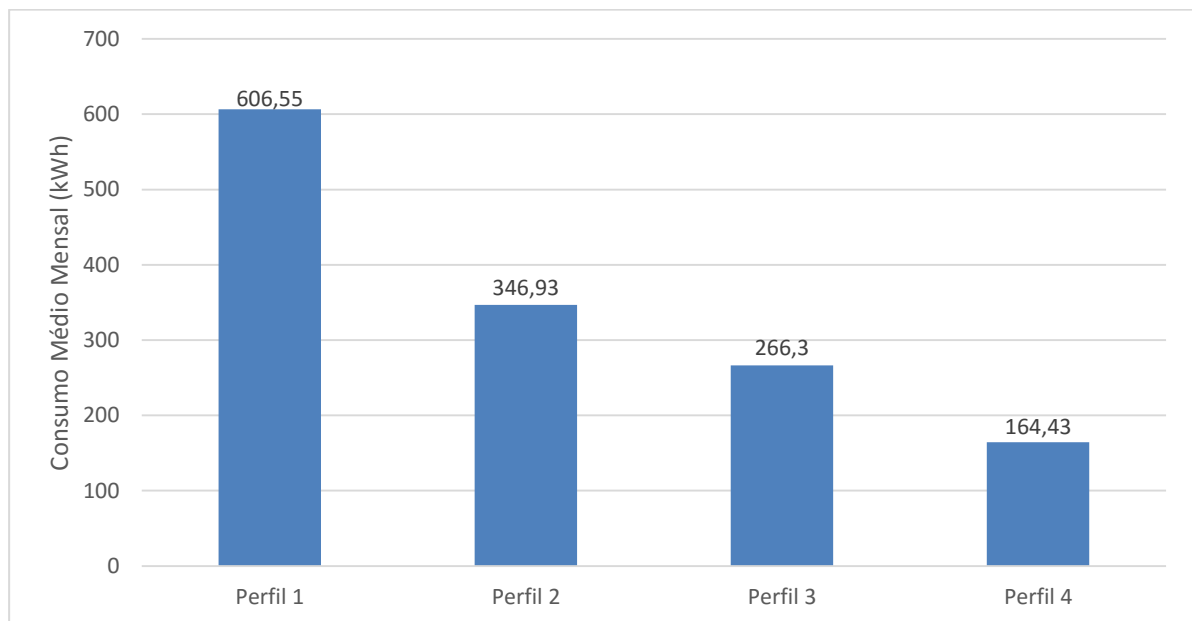


Gráfico 6 - Perfis de consumos típicos

Fonte: Extraído de EPE (2013).

Tabela 15 - Perfis de Consumo Residencial Mensal

Postos	Perfil 1	Perfil 2	Perfil 3	Perfil 4
Horários	Consumo (kWh)	Consumo (kWh)	Consumo (kWh)	Consumo (kWh)
Fora de Ponta	400,89	283,61	80,22	150,93
Intermediário	67,84	12,70	35,40	25,20
Ponta	137,82	50,62	150,68	11,70
Total	606,55	346,93	266,30	164,43

Fonte: Adaptado de EPE.

Para o cálculo das faturas mensais, são utilizadas as tarifas apresentadas na Tabela 16, que correspondem as tarifas vigentes homologadas pela última revisão tarifária de 24 de junho de 2015 da Agência Nacional de Energia Elétrica para a

Companhia Paranaense de Energia Elétrica (Copel), e as tarifas vigentes da Companhia Energética do Rio Grande do Norte (Cosern).

Tabela 16 - Tarifas vigentes nas duas regiões de análise

Postos Horários	Tarifa (R\$/kWh)	Tarifa (R\$/kWh)
	COPEL	COSERN
Convencional	0,76683	0,58551
Fora de Ponta	0,69642	0,53175
Intermediário	0,80936	0,61799
Ponta	1,08900	0,83151

Fonte: Adaptado de ANEEL.

Inicialmente, a análise é realizada considerando uma residência localizada na cidade de Pato Branco – PR, tarifada no grupo B1 residencial, considerando os quatro perfis de consumo, cujos resultados são apresentados na Tabela 17, onde os valores de diferença (economias) são com relação a tarifa convencional.

Tabela 17 - Faturas (Convencional e Branca) para os Perfis 1, 2, 3 e 4 no Estado do Paraná

Tarifa	Fatura para o Perfil 1 de consumo (R\$)	Fatura para o Perfil 2 de consumo (R\$)	Fatura para o Perfil 3 de consumo (R\$)	Fatura para o Perfil 4 de consumo (R\$)
Convencional	465,12	266,04	204,21	144,03
Branca	484,18	262,92	248,61	138,25
Diferença (R\$)	19,06	-3,12	44,40	-5,78

Fonte: Autoria Própria.

Para a tarifa convencional, o consumo em diferentes postos horários não implica em uma diferença na fatura, importando apenas o consumo total. Já para a tarifa horária branca, a fatura é afetada pelos postos horários de consumo, e devido a isso, a mudança nos postos horários de consumo entre os Perfis 1, 2, 3 e 4 implicarão em mudanças nas faturas relacionadas a tarifa horária branca.

Nota-se que para os consumidores que possuem um perfil de carga conforme definido pelo Perfil 1, a melhor opção tarifária é a Tarifa Convencional, com uma redução percentual de 3,94% em relação a Tarifa horária branca. Esta

característica é verificada, neste caso, devido ao fato de que o consumo no posto tarifário intermediário e de ponta é significativo e suficiente e nestes postos horários o valor da tarifa horária branca é consideravelmente superior à tarifa convencional. Para o Perfil 2, a melhor opção tarifária é a Tarifa horária branca. O consumidor do Perfil 2 apresenta um consumo maior fora de ponta com relação ao Perfil 1, e um consumo significativamente menor no horário intermediário e no horário de ponta, o que reduz a fatura de energia em 1,17%. Para o Perfil 3 de consumo, a economia da tarifa convencional em relação a tarifa horária branca já apresenta um valor bem mais significativo (17,86%), devido ao consumo ser bastante intensivo na ponta. Para o Perfil 4, a tarifa convencional é mais econômica com 2,67% de economia com relação a tarifa horária branca. O Gráfico 7 apresenta as faturas de energia para os quatro perfis de consumo, considerando as modalidades tarifárias convencional e branca. Para efeitos comparativos, o Gráfico 8 ilustra a economia mensal do consumidor em optar por uma tarifa ou outra.

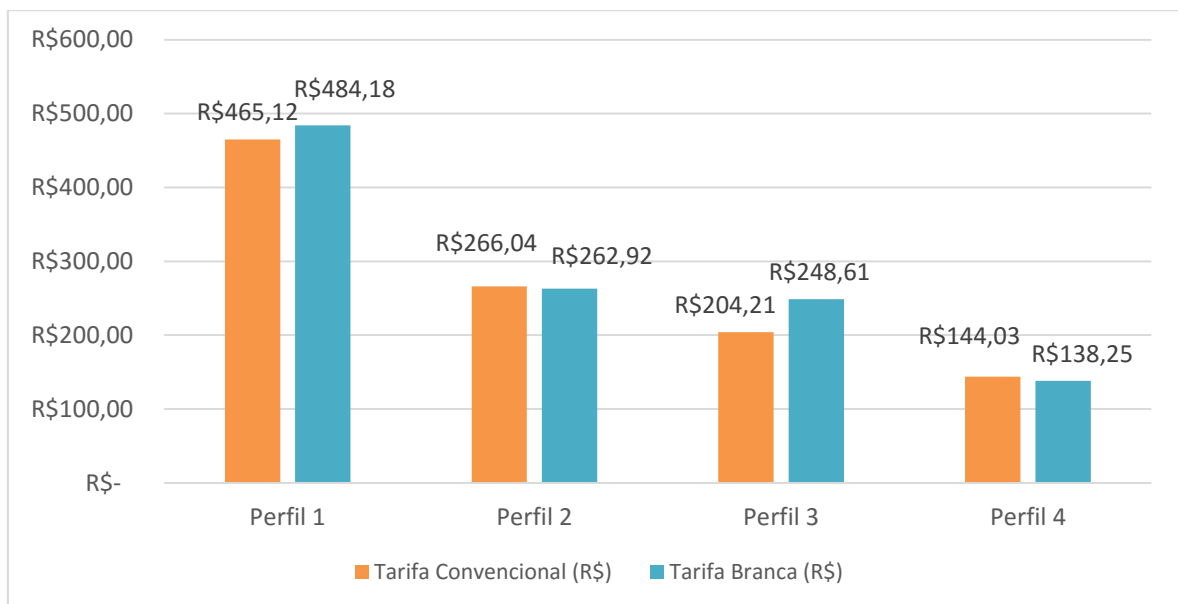


Gráfico 7 - Faturas médias mensais para os Perfis 1, 2, 3 e 4 na região de Pato Branco - PR

Fonte: Aatoria Própria.

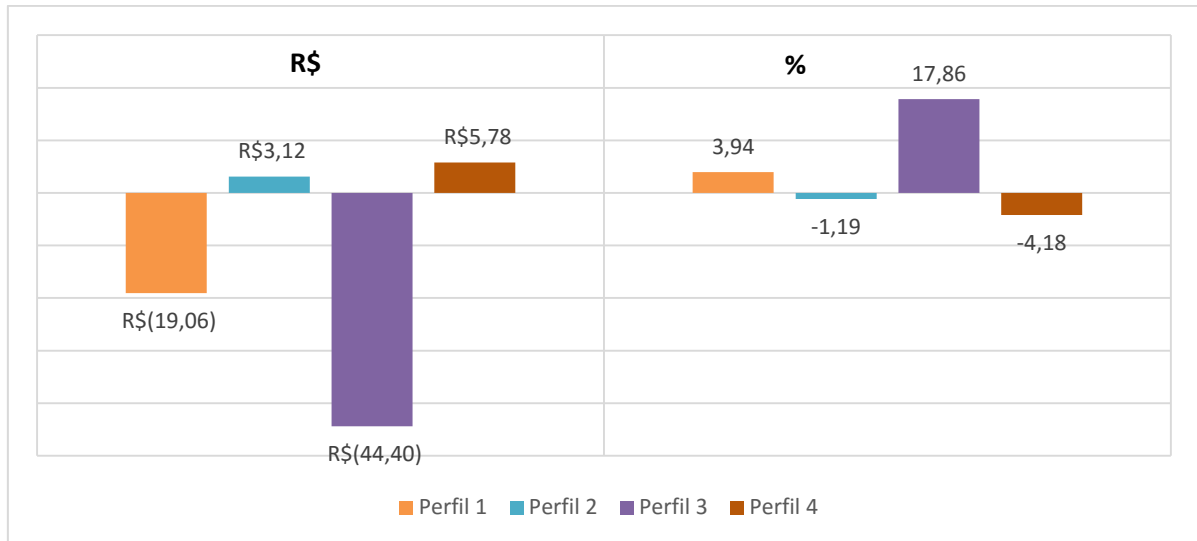


Gráfico 8 - Economia mensal em relação a tarifa convencional (entre tarifa convencional e tarifa horária branca) na fatura para os Perfis 1, 2, 3 e 4 na região de Pato Branco – PR, em R\$ e %.

Fonte: Autoria Própria.

Para efeito comparativo, analisa-se o impacto na fatura de energia para um consumidor de outra região do país utilizando-se os mesmos perfis apresentados nessa subseção. Neste caso, a diferença está nos valores das tarifas para ambas as modalidades tarifárias: convencional e branca para cada região. O estado escolhido, foi o estado do Rio Grande do Norte, pelo fato de que posteriormente (Seção 5.3.2) este mesmo local será utilizado para efeito de comparação no caso de inserção da microgeração eólica.

Dessa forma, analisa-se os quatro perfis de consumo apresentados na Tabela 15, para uma residência no estado do Rio Grande do Norte, onde são vigentes as tarifas homologadas na revisão tarifária de 2015 da Companhia Energética do Rio Grande do Norte (COSERN), cujos resultados são apresentados na Tabela 18.

Tabela 18 - Faturas (Convencional e Branca) para os Perfis 1, 2, 3 e 4 no Estado do Rio Grande do Norte

Tarifa	Fatura para o Perfil 1 de consumo (R\$)	Fatura para o Perfil 2 de consumo (R\$)	Fatura para o Perfil 3 de consumo (R\$)	Fatura para o Perfil 4 de consumo (R\$)
Convencional	355,14	203,13	155,92	109,98
Branca	369,70	200,75	189,83	105,56
Diferença (R\$)	14,56	-2,38	33,91	-4,42

Fonte: Autoria Própria.

Considerando a aplicação do estudo para o estado do Rio Grande do Norte, verifica-se uma correlação entre os perfis analisados com relação a residência atendida pela Copel, embora os valores monetários sejam diferentes. Neste caso, para o Perfil 1 de consumo, a tarifa convencional é vantajosa por ter uma redução de 3,94% na fatura, e para o Perfil 2 de consumo, a tarifa horária branca tem um custo de 1,17% menor comparada com a tarifa convencional. Para o Perfil 3, obter-se-ia maior economia da tarifa convencional com relação a tarifa horária branca (17,86%), devido ao consumo intenso na ponta, e para o Perfil 4 a modalidade tarifária horária branca é mais vantajosa apresentando 4,02% de economia. Essa proporção que se mantém constante de um Estado para outro, mostra que independente da tarifa vigente no estado, devido a tarifa horária branca ser proporcional a tarifa de energia (TE), a porcentagem de redução ou aumento da fatura se mantém.

O Gráfico 9 e o Gráfico 10 apresentam, respectivamente, os resultados das faturas médias mensais e a economia mensal na fatura para os perfis 1, 2, 3 e 4 considerando a região do Rio Grande do Norte.

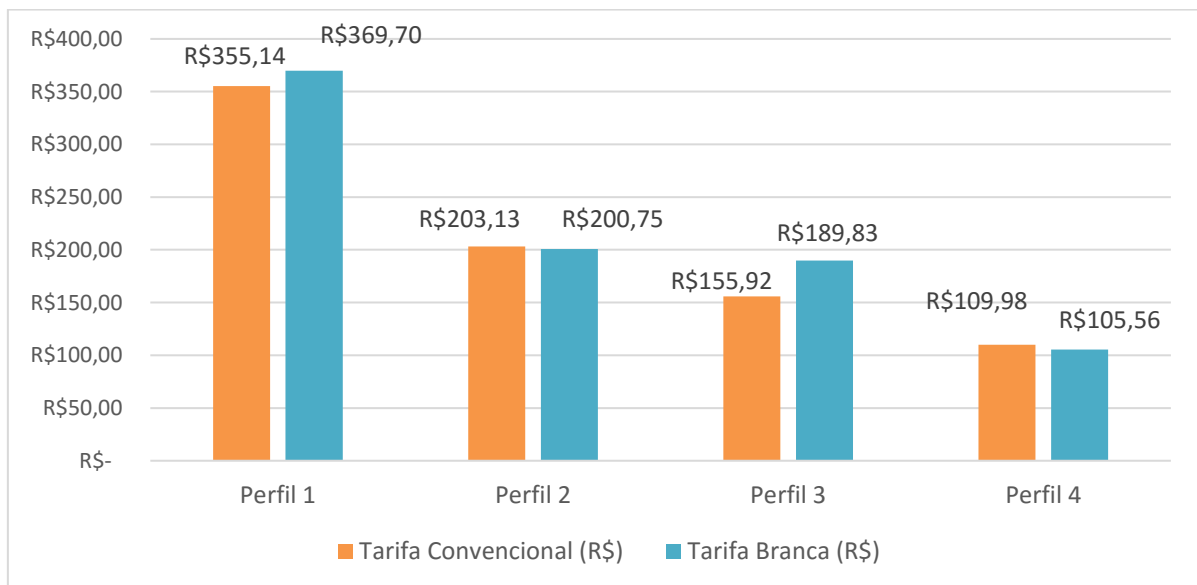


Gráfico 9 - Faturas médias mensais para os Perfis 1, 2, 3 e 4 na região de Touros - RN

Fonte: Autoria Própria.

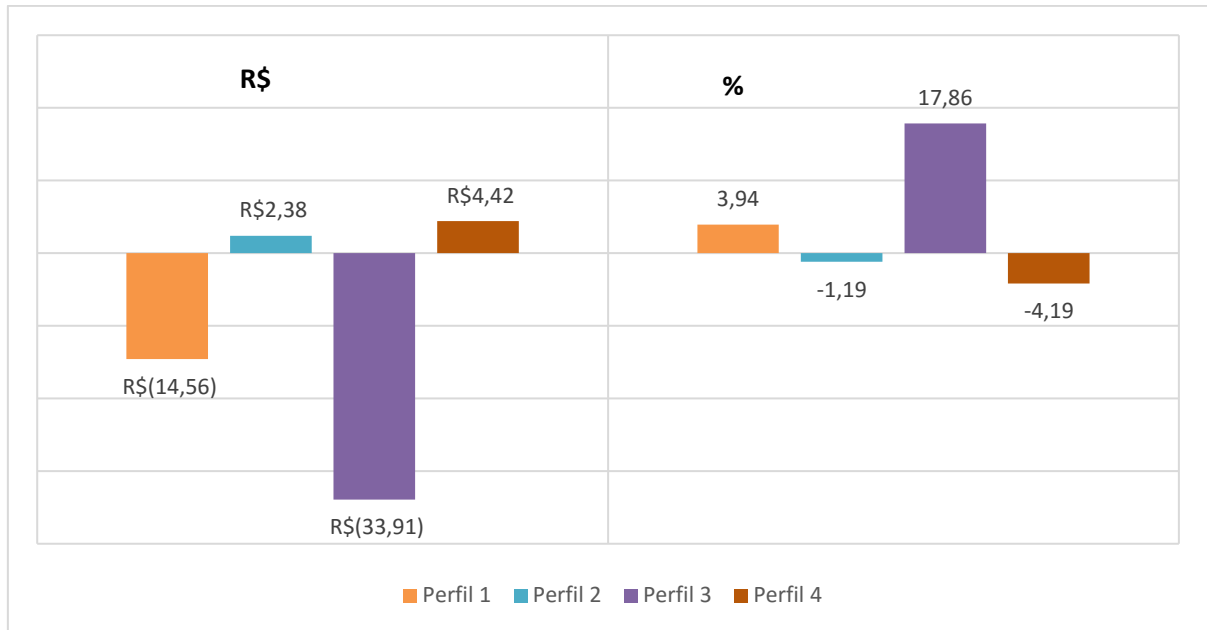


Gráfico 10 - Economia mensal em relação a tarifa convencional (entre tarifa convencional e tarifa horária branca) nas faturas para os Perfis 1, 2, 3 e 4 no Estado do Rio Grande do Norte, em R\$ e %.

Fonte: Autoria Própria.

5.3 Análise do Impacto da Inserção da Microgeração Eólica

Nesta seção, realiza-se a análise da implantação de um sistema de microgeração eólica considerando diferentes modalidades tarifárias e diferentes regiões. Isso significa que o programa desenvolvido foi generalizado de modo a ser aplicado a qualquer região do país, através da inserção dos dados de entrada apresentados na Seção 4.2. Além disso, realiza-se a análise de viabilidade econômica simplificada, através da determinação do tempo de retorno do investimento, para implantação da microgeração tanto para a tarifa convencional quanto para a tarifa horária branca, considerando diferentes cenários do aumento da tarifa e considerando o mesmo consumo mensal dos perfis apresentados na Tabela 15, por meio da interface gráfica desenvolvida no *software Matlab®*.

A interface gráfica desenvolvida permite a um usuário de qualquer região do país extrair informações preliminares da potência da turbina eólica, análise da melhor opção entre as tarifas (convencional ou branca), bem como a viabilidade econômica da instalação de um sistema eólico de microgeração, considerando ou não a aplicação da modalidade tarifária branca.

Na sequência, apresentam-se os resultados considerando a aplicação da metodologia do trabalho para outro local (Touros - RN), para efeitos comparativos de

viabilidade econômica. Os dados de latitude e longitude aproximados utilizados para obter a velocidade média anual do vento (utilizada como variável de entrada no programa) segundo o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, são mostrados na Tabela 19.

Tabela 19 - Latitude e longitude das regiões de análise

Coordenada	Região de Pato	
	Branco - PR	Região de Touros - RN
Latitude (S)	26°	5°
Longitude (W)	52°	35°

Fonte: Autoria Própria.

5.3.1 Análise do Impacto da Microgeração Para Região de Pato Branco - PR

Nesta subseção, considera-se como possível potencial de instalação da microgeração eólica a cidade de Pato Branco – PR. Serão utilizados os dados apresentados na Seção 5.2 que consideram quatro perfis de consumidores. A Figura 24 mostra a interface com os dados informados pelo usuário (Perfil 1), e os resultados calculados pelo programa. Os espaços em branco na seção de resultados, indica a não convergência do cálculo, o que representa uma não viabilidade econômica.

Selecione o padrão de entrada da residência

Monofásica
 Bifásica
 Trifásica

A velocidade média anual do vento deve ser informada conforme a altura de instalação da turbina

RESULTADOS

Velocidade Média do Vento (m/s)*

Consumo Fora de Ponta (kWh)

Consumo Intermediário (kWh)

Consumo Ponta (kWh)

ou

Consumo Total (kWh)

Tarifa Fora de Ponta (R\$/kWh)

Tarifa Intermediária (R\$/kWh)

Tarifa Ponta (R\$/kWh)

Tarifa Convencional (R\$/kWh)*

Turbina Ideal (kW) 19.1781

Investimento (R\$) 115.508

Fatura com Tarifa Convencional (R\$) 465.121

Fatura com Tarifa Branca (R\$) 484.181

Fatura com Microgeração (R\$) 38.3415

Tempo de Retorno (Anos)

Convencional

Branca

Tarifa Constante

Acréscimo de 5% anual na Tarifa

Acréscimo de 10% anual na Tarifa

17.5833

17

* Campos Obrigatórios

* Tarifas com impostos

Figura 24 - Resultados para consumidor com Perfil 1 para região de Pato Branco – PR

Fonte: Autoria Própria.

A Tabela 20 apresenta os resultados para os Perfis 1 e 2 de consumo.

Tabela 20 - Resultados do programa para a região do Paraná para os Perfis 1 e 2

Dados	Perfil 1		Perfil 2	
	Convencional	Branca	Convencional	Branca
Velocidade Média anual do vento (m/s)	3,2147		3,2147	
Entrada Padrão	Bifásica		Bifásica	
Turbina Nominal (kW)	19,18		10,23	
Investimento Inicial (R\$)	115.508,00		64.761,50	
Fatura (R\$)				
Tarifa Convencional sem Microgeração	465,12		266,04	
Tarifa Branca sem Microgeração	484,18		262,92	
Tarifa com Microgeração	38,34		38,34	
Tempo de Retorno (Anos)	Convencional	Branca	Convencional	Branca
Acréscimo de 5% anual em 20 anos	>20	>20	>20	>20
Acréscimo de 10% anual em 20 anos	17,6	17	17,8	17,9
Tarifa Constante	>20	>20	>20	>20

Fonte: Autoria Própria.

Para a região de Pato Branco, considerando o Perfil 1 de consumo, verifica-se a não viabilidade do investimento para tarifa constante e para um acréscimo de 5% anual na tarifa. Isso se deve pela baixa intensidade de vento na região, fazendo com que a potência nominal da turbina eólica cresça, aumentando o custo do sistema. Além disso, observa-se que o investimento é grande devido ao consumo ser consideravelmente alto. A economia mensal, que por sua vez já é relativamente baixa, vai decrescendo por ser considerada uma TMA, isto é, a economia mensal diminui ao longo do tempo, por essa razão o investimento não se torna viável para os cenários 1 e 3.

Considerando um acréscimo de 10% na tarifa ao longo do tempo, o investimento se mostra viável (apesar de um tempo de retorno relativamente alto), devido a economia mensal aumentar ao longo do tempo. Pode ser observado também, que para este perfil de consumo, a tarifa convencional é mais atrativa em comparação com a tarifa horária branca, logo o retorno financeiro com a tarifa convencional é mais lento devido a economia ser menor mês a mês.

Para o caso do Perfil 2, apenas para um acréscimo de 10% anual na tarifa faz com que o investimento se torne viável, porém com tempos de retorno relativamente altos, como para o Perfil 1.

A análise para os Perfis 3 e 4 de consumo é repetida. A Tabela 21 apresenta os resultados.

Tabela 21 - Resultados do programa para a região do Paraná para os Perfis 3 e 4

Dados	Perfil 3		Perfil 4	
Velocidade Média anual do vento (m/s)	3,2147		3,2147	
Entrada Padrão	Bifásica		Bifásica	
Turbina Nominal (kW)	7,45		4,75	
Investimento Inicial (R\$)	46.852,20		31.707,70	
Fatura (R\$)				
Tarifa Convencional sem Microgeração	204,21		144,03	
Tarifa Branca sem Microgeração	248,61		138,25	
Tarifa com Microgeração	38,34		38,34	
Tempo de Retorno (Anos)	Convencional	Branca	Convencional	Branca
Acréscimo de 5% anual em 20 anos	>20	>20	>20	>20
Acréscimo de 10% anual em 20 anos	17,2	14,5	17,2	17,8
Tarifa Constante	>20	>20	>20	>20

Fonte: Autoria Própria.

A mudança mais impactante do Perfil 3 para os dois primeiros casos, é o consumo intenso em horários de ponta, fazendo com que a tarifa horária branca tenha um custo mais elevado comparada com a convencional. Para 10% anual de acréscimo na tarifa, o investimento é viável, porém com tempos de retorno altos, como esperado. Observa-se que para a tarifa horária branca, o tempo de retorno é ainda menor se comparado aos dois casos anteriores, e isso ocorre devido a esse perfil apresentar consumo alto na ponta, o que implica em uma fatura com a tarifa horária branca elevada, e então uma economia mensal maior.

No caso do Perfil 4, o investimento se mostra viável apenas para um acréscimo de 10% anual na tarifa, entretanto, também com um tempo de retorno alto.

5.3.2 Análise do Impacto da Microgeração Para a Região Nordeste (Touros – Rio Grande do Norte)

A análise apresentada nesta seção é realizada para os mesmos perfis de carga do consumidor considerando outra região de instalação do sistema de microgeração eólica, com perfis de vento e tarifas de energia diferentes. A Tabela 22 apresenta os dados de entrada e saída, respectivamente, para os Perfis 1 e 2 de consumo localizado na região de Touros, no estado do Rio Grande do Norte, caracterizada como tendo um ótimo potencial eólico segundo o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro.

Tabela 22 - Resultados do programa para a região do Rio Grande do Norte para os Perfis 1 e 2

Dados	Perfil 1		Perfil 2	
Velocidade Média anual do vento (m/s)	5,1892		5,1892	
Entrada Padrão	Bifásica		Bifásica	
Turbina Nominal (kW)	4,56		2,43	
Investimento Inicial (R\$)	30.719,20		17.608,40	
Fatura Média Mensal (R\$)				
Tarifa Convencional sem Microgeração	355,14		203,13	
Tarifa Branca sem Microgeração	369,70		200,75	
Tarifa com Microgeração	29,28		29,28	
Tempo de Retorno (Anos)	Convencional	Branca	Convencional	Branca
Acréscimo de 5% anual em 20 anos	8,7	8,3	9,2	9,4
Acréscimo de 10% anual em 20 anos	7,2	6,9	7,5	7,6
Tarifa Constante	11,8	11	13,2	13,5

Fonte: Autoria Própria.

Fazendo a mesma análise para uma região do Estado do Rio Grande do Norte, observa-se uma grande diferença no tempo de retorno do investimento. Neste caso, verifica-se que o vento médio passou de 3,2147 m/s para 5,1892 m/s. A tarifa de energia elétrica, por sua vez, diminuiu 38,05 %. Comparando a potência da turbina ideal entre uma região e outra, nota-se uma grande diferença. Enquanto na região paranaense foi dimensionado 19,18 kW, para a região Nordeste a turbina ideal é de 4,56 kW, e essa diferença é resultado da diferença da velocidade de vento de cada região. Essa diferença de potência nominal certamente leva a um investimento muito maior para a turbina de maior porte, o que muda significativamente o tempo de retorno,

fazendo com que mudanças significativas sejam observadas na análise de viabilidade econômica. Observa-se que o investimento é viável para todos os cenários considerados, com tempos de retorno relativamente baixos, principalmente para um aumento de 10% anual na tarifa, onde o tempo estimado de retorno fica em torno de 7 anos. Observa-se que o tempo de retorno do investimento para o Perfil 2 aumenta com relação ao Perfil 1 de consumo. Isso ocorre devido a economia mensal ser menor ao longo do tempo, sendo um aspecto mais impactante do que o próprio investimento inicial. Entretanto, o investimento ainda é viável para todos os cenários.

Repetindo a análise para o Perfil 3 e para o Perfil 4 de consumo, os resultados são apresentados na Tabela 23.

Tabela 23 - Resultados do programa a região do Rio Grande do Norte para os Perfis 3 e 4

Dados	Perfil 3		Perfil 4	
Velocidade Média anual do vento (m/s)	5,1892		5,1892	
Entrada Padrão	Bifásica		Bifásica	
Turbina Nominal (kW)	1,77		1,13	
Investimento Inicial (R\$)	14.169,50		10.822,70	
Fatura (R\$)				
Tarifa Convencional sem Microgeração	155,92		96,28	
Tarifa Branca sem Microgeração	189,83		105,56	
Tarifa com Microgeração	29,28		29,28	
Tempo de Retorno (Anos)	Convencional	Branca	Convencional	Branca
Acréscimo de 5% anual em 20 anos	10,2	8	12	12,8
Acréscimo de 10% anual em 20 anos	8,1	6,7	9,1	9,5
Tarifa Constante	15,8	10,7	>20	>20

Fonte: Autoria Própria.

Como já mencionado, para o Perfil 3 o consumo na ponta é intenso, fazendo com que a tarifa convencional seja mais econômica do que a modalidade tarifária branca. Para este caso, o investimento ainda se mostra viável, tendo para todas as situações um tempo de retorno significativamente mais baixo do que o tempo de vida útil do sistema.

Para o Perfil 4, o investimento tem um tempo maior de retorno com relação aos outros perfis de consumo, chegando a ser inviável para a consideração de tarifa constante. Para os outros cenários, o investimento se apresenta viável, com um tempo de retorno bem abaixo do tempo de vida útil do sistema.

5.4 Comparação Gráfica dos Resultados Entre as duas Regiões de Análise

Para fins de comparação de todos os perfis de consumo, o Gráfico 11 e o Gráfico 12 apresentam as economias mensais para cada perfil de consumo para a tarifa convencional e para a tarifa horária branca para a região de Pato Branco – PR e de Touros – RN, respectivamente.

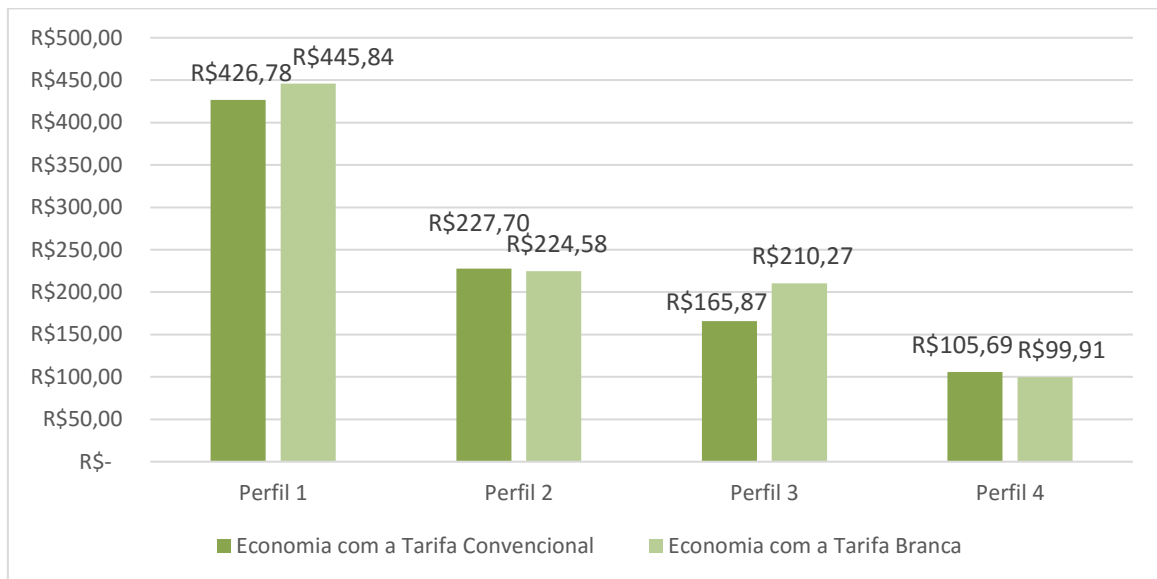


Gráfico 11 - Economias mensais iniciais com a inserção da microgeração dos quatro perfis para a região de Pato Branco – PR

Fonte: Autoria Própria.

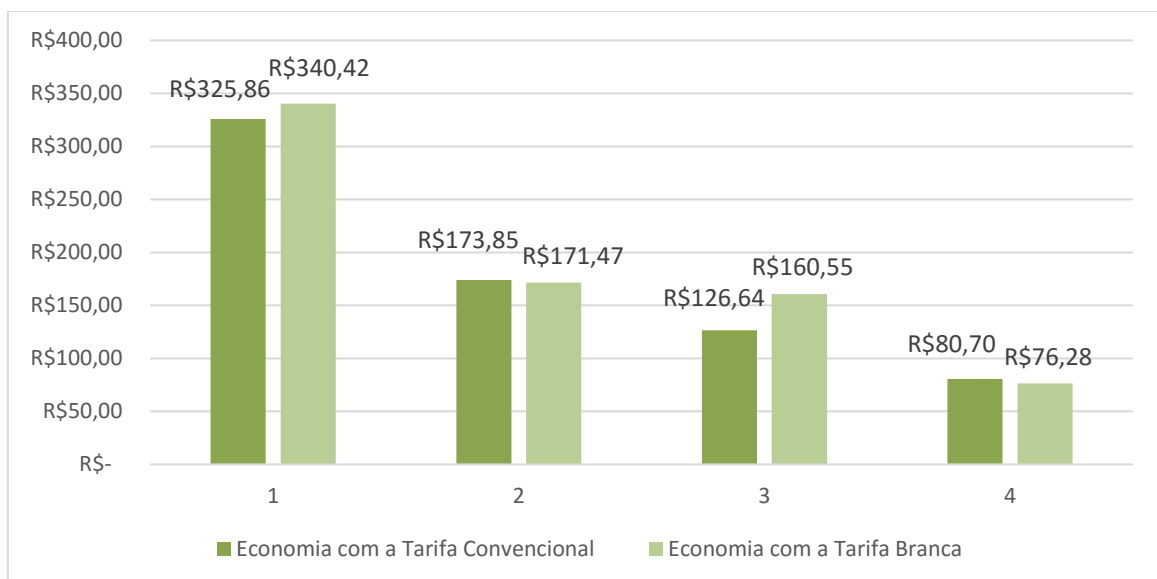


Gráfico 12 - Economias mensais iniciais com a inserção da microgeração dos quatro perfis para a região de Touros - RN

Fonte: Autoria Própria.

Nesse contexto, os tempos de retorno dos investimentos para tarifa constante, são mostrados para as duas regiões de análise. Para a tarifa constante e considerando a região de Pato Branco – PR, os tempos de retorno do investimento são superiores à vida útil do sistema para os quatro perfis de consumo. O Gráfico 13 apresenta os dados considerando uma tarifa constante ao longo do tempo para a região de Touros – RN. O Perfil 4 não é mostrado, por não ter viabilidade no investimento para este caso.

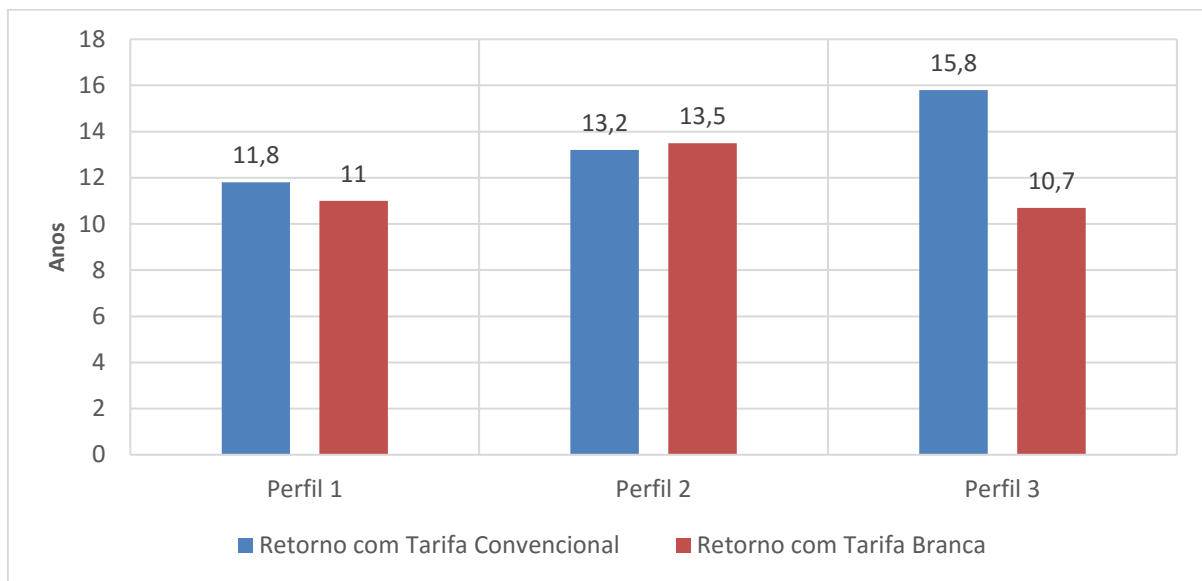


Gráfico 13 - Tempo de retorno do investimento com tarifa constante para a região de Touros - RN

Fonte: Autoria Própria.

Observa-se, que mesmo para uma tarifa constante, resultando em uma economia mensal menor com relação aos outros cenários, ainda há viabilidade para estes três perfis de consumos para a região de Touros - RN. O Gráfico 14 apresenta os resultados para um acréscimo de 5% anual na tarifa ao longo do tempo para a região de Touros – RN.

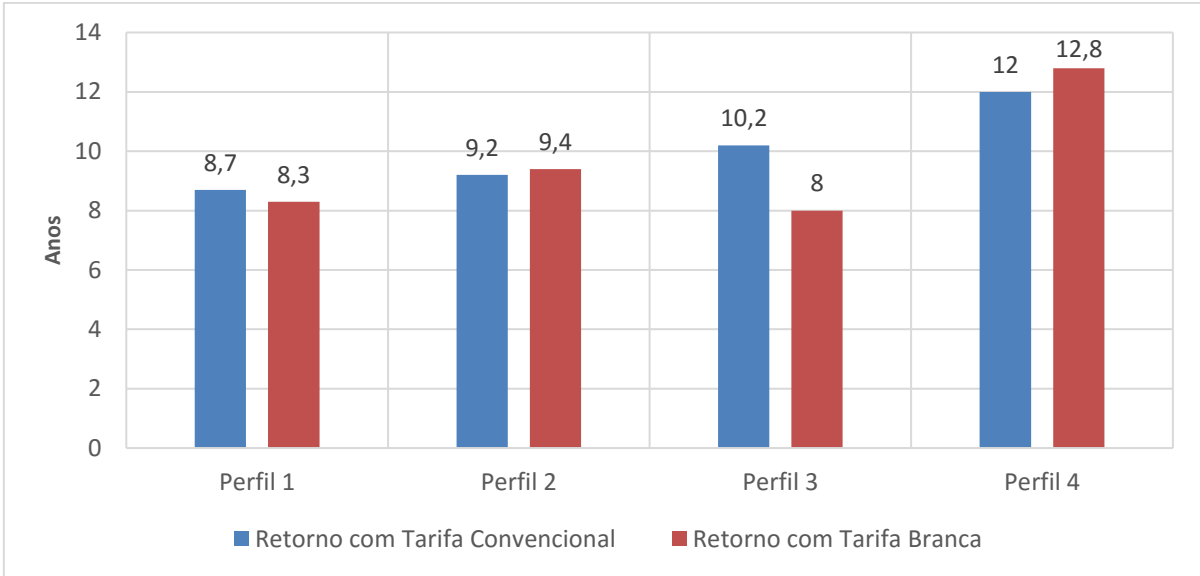


Gráfico 14 - Tempo de retorno do investimento com acréscimo de 5% anual na tarifa para a região de Touros - RN

Fonte: Autoria Própria.

Para um acréscimo de 5% anual da tarifa ao longo do tempo, os tempos diminuem significativamente. Para a região de Touros – RN, o investimento é interessante para todos os perfis.

O Gráfico 15 e o Gráfico 16 apresentam respectivamente, os resultados para um acréscimo de 10% anual da tarifa ao longo do tempo para a região de Pato Branco, e para o mesmo cenário para a região de Touros

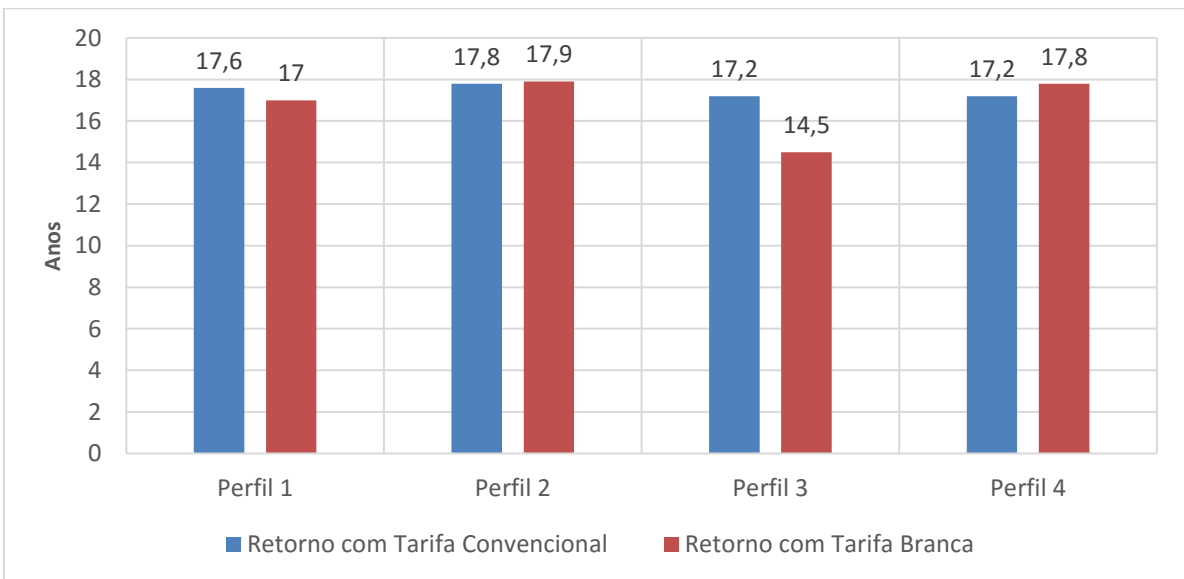


Gráfico 15 - Tempo de retorno do investimento com acréscimo de 10% na tarifa anual para a região de Pato Branco - PR

Fonte: Autoria Própria.

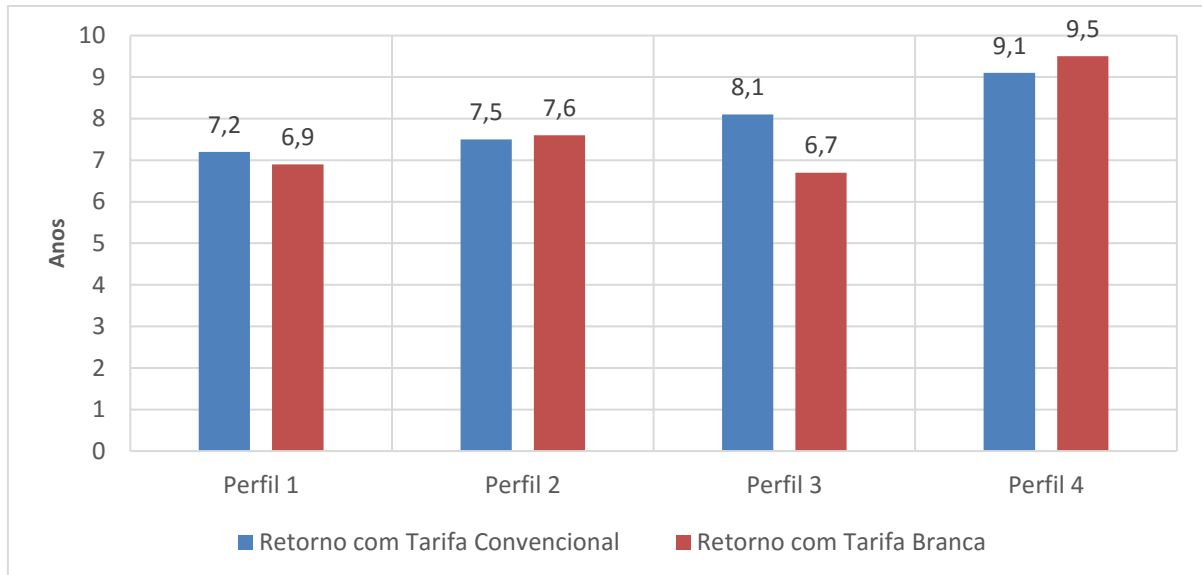


Gráfico 16 - Tempo de retorno do investimento para 10% de acréscimo na tarifa para a região de Touros - RN

Fonte: Autoria Própria.

Para um acréscimo maior na tarifa ao longo do tempo, os resultados para a região de Pato Branco – PR se mostram viáveis, porém ainda mostra valores altos para tempos de retorno do investimento. Para a região de Touros – RN, o investimento é viável para todas as situações. O Perfil 3 de consumo apresenta a maior diferença entre o tempo de retorno entre as tarifas (convencional e branca) (17,28% para a região de Touros – RN, e 15,69% para a região de Pato Branco – PR), e isso se deve ao fato da economia mensal com a inserção da microgeração da tarifa horária branca ser muito maior do que a da tarifa convencional. Para a região de Touros – RN, como já mencionado, o tempo de retorno do investimento é muito menor, se comparado a região do Paraná em análise. Novamente, destaque para o Perfil 3 de consumo, que apresenta uma diferença grande no tempo de retorno (1,4 anos) para a tarifa convencional e a tarifa horária branca.

5.5 Análise Para um Caso Específico de Vento

Para fins de comparação, nesta seção é apresentado um caso específico de dimensionamento, considerando uma localidade em que o vento médio

corresponde ao valor nominal de vento da turbina eólica. Assim, utilizou-se como velocidade média do vento um valor igual a 9 m/s, isso implica que o fator de capacidade tem valor unitário. A Tabela 24 apresenta os resultados do programa para este caso, considerando o Perfil 1 e as tarifas vigentes da COPEL, já apresentadas (Tabela 16).

Tabela 24 - Resultados do programa para um caso de vento nominal de 9 m/s.

Dados		
Velocidade Média anual do vento (m/s)	9	
Entrada Padrão	Bifásica	
Turbina Ideal (kW)	0.87	
Investimento Inicial (R\$)	9.494,05	
Fatura (R\$)		
Convencional sem Microgeração	465,12	
Branca sem Microgeração	484,18	
Com Microgeração	38,34	
Tempo de Retorno (Meses)	Convencional	Branca
Acréscimo de 5% anual em 20 anos	2	1,9
Acréscimo de 10% anual em 20 anos	1,9	1,8
Tarifa Constante	2,1	2

Fonte: Autoria Própria.

Percebe-se um tempo de retorno extremamente baixo para todos os cenários de variações no valor da tarifa de energia, tornando o investimento muito atrativo. Isso ocorre, pois, uma potência nominal baixíssima é suficiente para atender ao consumo, fazendo com que o investimento inicial seja baixo. Obviamente, esse exemplo mostra uma região urbana ótima para o investimento, porém são raras as regiões urbanas que possuem essa característica de regime de vento.

5.6 Comparação de Métodos Para o Dimensionamento da Turbina Eólica

Há várias metodologias para determinar a potência nominal de uma turbina eólica. O método utilizado neste trabalho consiste em utilizar o fator de capacidade por não ser uma turbina já conhecida, e pode ser comparado com outros métodos. Para exemplificar as diferentes metodologias, apresenta-se na sequência, na forma de etapas, a comparação entre o método 1 (utilizado neste trabalho e que utiliza a

Equação (7)) e o método y que consiste em determinar a potência nominal da turbina eólica através da densidade de potência (obtida por meio dos parâmetros de *Weibull*) através da Equação (13).

- Etapa 1: Dimensionamento da potência nominal da turbina ideal utilizando (7) como foi de uso em toda metodologia do trabalho.
- Etapa 2: Definir a área de varredura das pás da turbina através de (3), de acordo com a potência nominal encontrada na Etapa 1. (É importante ressaltar que deve se utilizar o vento nominal considerado na Etapa 1).
- Etapa 3: Cálculo da densidade de potência de acordo com os parâmetros de *Weibull* de acordo com (13), utilizando os parâmetros de acordo com o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro.
- Etapa 4: Cálculo da potência nominal através de (14).
- Etapa 5: Comparação entre potência nominal obtida na Etapa 1 com a potência nominal obtida na Etapa 4.

Um exemplo de comparação é apresentado na sequência utilizando o Perfil 1 de consumo, na região de Pato Branco - PR, como é apresentado na Seção 5.2, cujos resultados são apresentados na Tabela 25. Apesar de considerar a operação no *MPPT* das turbinas, dificilmente a turbina opera com o limite máximo ($C_p=0,593$). O coeficiente de potência de turbinas comerciais típicas encontra-se entre 0,35 e 0,45 (MAXWELL, 2003).

Tabela 25 - Comparação entre métodos de obtenção de potência

Variável	Valor
Velocidade do vento média (m/s)	9
Fator de forma (c)	2,17
Fator de escala (a)	5,88
Potência Nominal (Etapa 1) (kW)	19,18
C_p	0,35
Área (m ²)	122,73
Densidade de Potência (W/m ²)	152,93
Potência Nominal (Etapa 4) (kW)	18,77
Erro (%)	2,19

Fonte: Autoria Própria.

O erro estimado entre as duas potências é muito baixo (2,19%), mostrando que ambas as metodologias conduzem a resultados similares para a potência nominal da turbina eólica.

5.7 Comparação dos Parâmetros de *Weibull*

A extração de resultados realizada nesse trabalho tem como foco a região de Pato Branco – PR. Os dados de vento reais para a região foram obtidos através de uma estação de medição (SIMEPAR, Pato Branco), com o intervalo de 1 hora para cada medição ao longo de 3 anos. Para efeitos de comparação, o cálculo da distribuição de *Weibull* foi utilizado através da ferramenta *dffitool* do *Matlab*, a fim de comparar com os dados obtidos diretamente do site do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, que fornece as informações de vento médio para qualquer lugar do país com base nos parâmetros de *Weibull*, sem necessitar de medições.

As curvas da distribuição de *Weibull* são mostradas na Figura 25, e os parâmetros de forma e de escala (c e a) obtidos através do *Matlab* e extraídos do site do Atlas do Potencial Eólico são mostrados na Tabela 26.

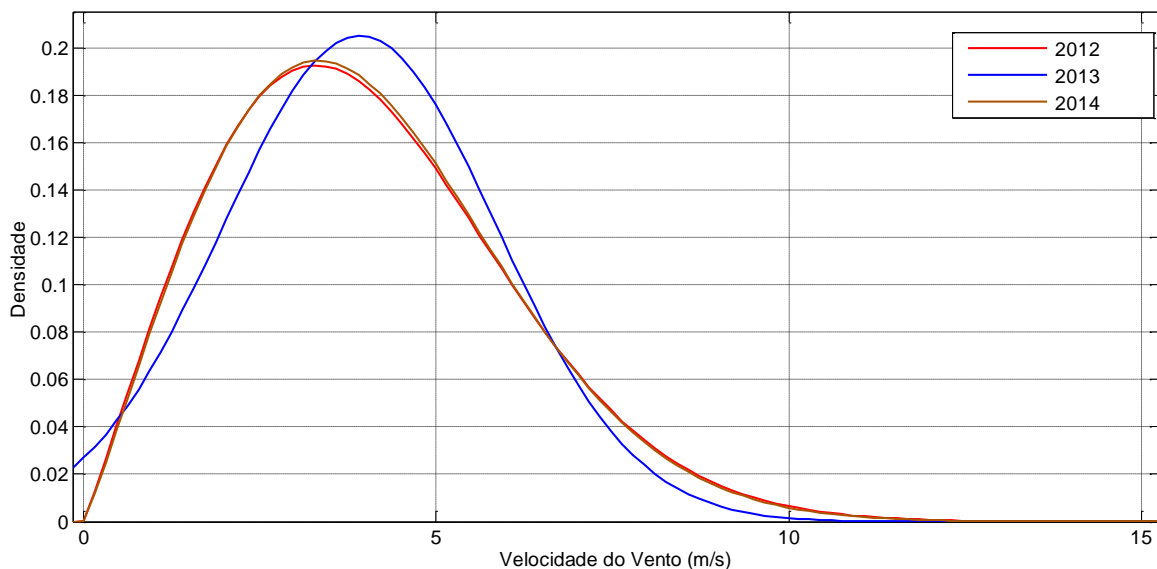


Figura 25 - Distribuição de *Weibull* para os dados de vento medidos dos anos 2012, 2013 e 2014

Fonte: SIMEPAR (2016).

Tabela 26 - Comparação dos parâmetros de *Weibull*

Dados	Fator de forma (c)	Fator de escala (a)
2012	2,0642	4,542
2013	2,0956	4,411
2014	2,0938	4,540
Atlas (CRESESB)	2,17	5,88

Fonte: Autoria Própria.

Com relação aos três anos de análise, observa-se uma similaridade dos parâmetros entre um ano e outro, isso demonstra uma certa uniformidade no regime de ventos na região de Pato Branco – PR. Comparando os parâmetros obtidos com base nos valores de vento medidos com os parâmetros fornecidos pelo Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (CRESESB), têm-se também uma similaridade. O fator de forma se aproxima bastante nos dois casos, comprovando a existência de uniformidade ao longo do ano nos regimes de vento.

Já o fator de escala, apesar de não ser muito diferente nos dois casos, mostra um pequeno erro, que se deve a alguns fatores como: a correção da altura aplicada aos dados da estação de medição para a altura de referência do Atlas (10m para 50m) não ser absolutamente exata atribui erro, a altura exata da torre de medição da estação de medição não ser conhecida também atribui um erro.

De maneira geral, os parâmetros são similares para os dois casos, comprovando o uso das ferramentas, tanto dados extraídos do site do Atlas, quanto os dados de medição da estação da Simepar em Pato Branco – PR, de modo que possibilita aos usuários a utilização dos dados fornecidos pelo CRESESB como ferramenta inicial de análise do potencial eólico, não necessitando a realização de medições da velocidade do vento.

5.8 Comparação Entre Cálculos da Viabilidade Econômica

Para fazer uma comparação e comprovar o cálculo feito pelo *software* desenvolvido, foi realizado o cálculo de viabilidade econômica através de outra ferramenta, para um caso específico de 10% anual de acréscimo na tarifa

convencional. O caso em questão é para a região de Touros – RN, com o Perfil 1 de consumo apresentado na Seção 5.2. O cálculo do retorno é apresentado na Tabela 27, a ser comparado com os resultados do Perfil 1 da seção 5.3.2. Os dados apresentados são para os inícios de cada ano.

Tabela 27 - Cálculo da viabilidade econômica

Ano	Fluxo de Caixa (R\$)	Fluxo Acumulado (R\$)
0	325,86	-30.719,20
1	332,78	-27.100,25
2	340,51	-23.064,54
3	348,41	-18.935,18
4	356,49	-14.710,00
5	364,76	-10.386,79
6	373,23	-5.963,25
7	382,62	-1.055,18
7,1	384,09	-289,21
7,2	384,82	94,88

Fonte: Autoria Própria.

Verifica-se que o resultado confere com o resultado da Seção 5.3.2, apresentando um tempo de retorno de 7,2 anos para o investimento.

6. CONCLUSÕES

O principal objetivo deste trabalho foi de apresentar uma análise da possibilidade do investimento na microgeração eólica, bem como um comparativo entre regiões com diferentes potenciais eólicos. É importante ressaltar que as regiões de estudo não são os extremos do país, isto é, nem o pior nem o melhor caso para os regimes de vento. O trabalho buscou trazer claramente alternativas para o consumidor residencial que possam impactar economicamente, e conseqüentemente podem contribuir para renovar a matriz energética do país. Ainda são poucos os consumidores que utilizam o sistema de microgeração, e ainda, que tem conhecimento desse meio alternativo. Assim como a microgeração, a tarifa horária branca é pouco difundida, devido ao processo de adaptação das concessionárias. O trabalho apresentou custos de implantação de sistemas eólicos dimensionados para casos específicos, e ainda abrindo possibilidade para qualquer usuário extrair essas informações utilizando como base os dados de entrada (consumo, vento médio anual da região de interesse, tarifas).

Foram apresentados vários cenários com relação ao aumento da tarifa de energia. Com base nos últimos reajustes da Companhia Paranaense de Energia (COPEL) onde a média de aumento ficou em torno de 9%, a visão mais realista (provável) apresentada são os cenários com 10% de aumento anual na tarifa, os quais apresentam retornos menores para o investimento.

Com perfis típicos de consumo de consumidores residenciais, o trabalho apresenta diferentes situações, tendo casos em que a melhor escolha é a tarifa convencional, e outros casos em que a tarifa horária branca é mais vantajosa economicamente.

Através do uso da interface gráfica desenvolvida, foi possível realizar a análise do investimento em questão. As duas regiões de análise, apesar de não serem os casos extremos para regimes de vento (valores altos e baixos de velocidade), apresentam uma grande diferença para o investimento da microgeração eólica. A principal variável de análise (velocidade do vento), se difere em 38,05% entre as duas regiões, e observa-se que para o melhor caso de investimento, onde existe um acréscimo de 10% anual da tarifa, para o Perfil 1 de consumo, o tempo de retorno

para a região de Touros – RN é 59,41% menor em relação a região de Pato Branco – PR.

É importante ressaltar, que é vantajoso dimensionar o sistema, de modo a descontar a energia relativa ao custo de disponibilidade, já que o consumidor terá esse custo mesmo não utilizando essa energia. Com isso, a potência nominal dimensionada diminui, diminuindo conseqüentemente o investimento, e o tempo de retorno. O sistema de bandeiras tarifárias, apesar de impactarem na análise, não foi incluído no trabalho, devido a não ser possível estimar a bandeira vigente nos próximos anos.

Para trabalhos futuros, pode-se estender foco de análise para o setor industrial e/ou comercial, tendo em vista que cresce cada vez mais o número de sistemas de geração própria nesses segmentos. Outra sugestão para trabalhos futuros é a análise específica da variação da fatura de energia, tendo como foco a aplicação em sistemas de microgeração que levem em conta um longo tempo de retorno financeiro do investimento. Ainda como sugestão, sugere-se a análise considerando microgeração utilizando da instrução normativa n ° 482 de 2012, isto é, um sistema capaz de injetar energia na rede, vendendo esse excedente de energia gerada, sendo compensado nas próximas faturas já que o foco deste trabalho foi dimensionar a potência nominal de uma turbina. Este trabalho teve como ênfase a energia eólica, porém, outros sistemas de geração se enquadram no sistema de compensação de energia (fotovoltaica, hidráulica, biomassa ou cogeração), e podem ser fontes de trabalhos futuros com o mesmo intuito.

Com relação a análise de viabilidade econômica, foi considerado como única variável, o tempo de retorno do investimento, porém, também podem ser abordados outros aspectos nessa análise como: análise de riscos, análise de sensibilidade, isto é, o quanto o investimento é suscetível a variação de outras variáveis, bem como levantamento de outros índices de viabilidade como a TIR (Taxa Interna de Retorno).

REFERÊNCIAS

ABINEE. Associação Brasileira de Indústria Elétrica e Eletrônica. **ABINEE**, 2015. Acesso em: 21 Outubro 2015.

ACTION, Portal. Portal Action, 2016. Disponível em: <<http://www.portalaction.com.br/estatistica-basica/22-medidas-de-dispersao>>.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. <http://www.aneel.gov.br>. **ANEEL**, 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=781>>. Acesso em: 22 Agosto 2015.

ALIBABA. **Alibaba.com**, 2016. Disponível em: <<http://portuguese.alibaba.com/product-gs/5kw-wind-turbine-generator-windmill-wind-power-generator-permanent-magnet-generator-551536647.html?spm=a2700.7787047.0.0.NVr5f2>>. Acesso em: 2 maio 2016.

ANEEL. **Balanco Energético Nacional**. Brasília: Empresa de Pesquisa Energética, 2015.

BEN. Balanco Energético Nacional, 2015. Acesso em: 15 Setembro 2015.

BIG. **Balanco Energético Nacional**. Ministério de Minas e Energia. Brasília: [s.n.], 2015. 289 p.

BINACIONAL, ITAIPU. **Fator de Capacidade Operativa**.

BNDES. Banco Nacional do Desenvolvimento. **BNDES**, 2016. Disponível em: <<http://www.bndes.gov.br>>. Acesso em: 28 Abril 2016.

CAVALCANTE. Cavalcante. **www.cavalcanteassociados.com.br**, 2016. Disponível em: <<http://www.cavalcanteassociados.com.br/article.php?id=61>>. Acesso em: 25 Abril 2016.

CONFAZ. Conselho Nacional de Política Fazendária, 2015. Disponível em: <<https://www.confaz.fazenda.gov.br/>>. Acesso em: 26 Maio 2016.

COPEL. [ww.copel.com](http://www.copel.com), 2015. Disponível em: <<http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fp>>

agcopel2.nsf%2Fdocs%2FB57635122BA32D4B03257B630044F656>. Acesso em: 3 Fevereiro 2016.

COPEL. COPEL. **COPEL**, 2016. Disponível em: <<https://www.copel.com/hpcopel/simulador/>>. Acesso em: 30 Abril 2016.

COPEL, LACTEC, CAMARGO SHUBERT. **Manual de avaliação técnico-econômica de empreendimentos eólico-elétricos**. Governo do Paraná. [S.l.], 2007. 111 p.

DRANKA, Géremi G. **Uso da Geração Eólica Associada a Sistemas de Armazenamento de Energia para Operação Ilhada de Sistemas Eólicos**. Acesso em: 2016.

ELETRIC, BangZhao. BangZhao.en.made.in.china.com. **BangZhao**, 2016. Acesso em: 05 maio 2016.

ENERGIA, Ministério D. M. E. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**, 2016. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=publicacoes&task=livro&cid=1>>.

EPE. **Balanco Energético Nacional**. Brasília: 2015. 291 p.

FALCÃO, Djalma. **Impacto da mini e microgeração distribuída nas redes de distribuição de energia elétrica**. IEEE. [S.l.]: 2013.

FRANCISQUINI, Aislan A. Estimação de Curvas de Carga em Pontos de Consumo e em Transformadores de Distribuição, p. 94, Março 2006.

GREENPEACE. **Global Wind Energy Outlook**, 2014.

HINCAPIÉ, Cristian C. O. **Avaliação do desempenho de redes aéreas de distribuição com microgeração solar fotovoltaica**. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro: 2013. 137 p.

INEE. Instituto Nacional de Eficiência Energética. **INEE**, 2015. Acesso em: 20 Outubro 2015.

INGÉNIERIE, Cockerill M. & **cmibrasil**, 2012. Disponível em: <<http://cmibrasil.com/eolica.php>>.

MARQUES, Jeferson. **Turbinas eólicas: Modelo, análise e controle do gerador de indução com dupla alimentação.** UFSM. Santa Maria: 2004. 158 p.

MAXWELL. **Energia Eólica.** PUC - Rio. [S.l.], 2003.

MELO, Marcelo S. D. M. **ENERGIA EÓLICA: ASPECTOS TÉCNICOS E ECONÔMICOS.** Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro: 2012. 154 p.

NAKABAYASHI, Renny. MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO BRASIL: VIABILIDADE ECONÔMICA, p. 58, Março 2015.

NELSON CASAROTTO FILHO, BRUNO HARTMUT KOPITTKE. **Análise de Investimentos.** 9. ed. [S.l.]: Atlas, 2000.

NEOSOLARENERGIA. NeoSolarEnergia, 2016. Disponível em: <http://www.neosolar.com.br/loja/inversor.html?cat=19&c2_faixa_potencia=36_35>. Acesso em: 2 Maio 2016.

ONS. www.ons.org.br. **www.ons.org.br**, 2015. Disponível em: <http://www.ons.org.br/download/resultados_operacao/boletim_mensal_geracao_eolica/Boletim_Eolica_dez_2015.pdf>. Acesso em: 9 Março 2016.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2016. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em: 31 Maio 2016.

PEREIRA, Ivan Q. G. **Condições de viabilidade da microgeração eólica.** Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Porto: [s.n.], 2010. 71 p.

PETRY, Adriane P. Análise do Potencial Eólico e Estimativa da Geração de Energia empregando o Software Livre Alwin, p. 43, 2007.

REIS, Lineu B. **Geração de Energia Elétrica.** 2. ed. Barueri, 2011.

SHIMOMURA, Alessandra P. O uso do Software WAsP - Caracterização da rugosidade para a cidade de Campinas, SP/BRASIL, p. 11, 2012.

SILVA, Patricia D. C. Otimização dos parâmetros da distribuição de Weibull. **XV Congresso Brasileiro de Engenharia Mecânica**, Rio de Janeiro, p. 10, 22 Novembro 1999.

WILSON PEREIRA BARBOSA FILHO, ABÍLIO CÉSAR SOARES DE AZEVEDO. **Geração Distribuída: Vantagens e Desvantagens**, 2013. 11 p.

ZHANG, Matthew H. **Wind resource assessment and micro-siting**. [S.l.]: Wiley, 2015.