

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

ÉVERTON LEANDRO ALVES

PROJETO DE DIPLOMAÇÃO

**VIABILIDADE DA INSTALAÇÃO DE SISTEMAS DE GERAÇÃO
EÓLICA DE ENERGIA ELÉTRICA EM CIDADES
METROPOLITANAS**

Porto Alegre

2009

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**VIABILIDADE DA INSTALAÇÃO DE SISTEMAS DE GERAÇÃO
EÓLICA DE ENERGIA ELÉTRICA EM CIDADES
METROPOLITANAS**

IMPLANTAÇÃO DE PARQUE EÓLICO EM NOVO HAMBURGO

Projeto de Diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para Graduação em Engenharia Elétrica.

ORIENTADOR: Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro

Porto Alegre

2009

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

ÉVERTON LEANDRO ALVES

**VIABILIDADE DA INSTALAÇÃO DE SISTEMAS DE GERAÇÃO
EÓLICA DE ENERGIA ELÉTRICA EM CIDADES
METROPOLITANAS**
IMPLANTAÇÃO DE PARQUE EÓLICO EM NOVO HAMBURGO

Este projeto foi julgado adequado para fazer jus aos créditos da Disciplina de "Projeto de Diplomação", do Departamento de Engenharia Elétrica e aprovado em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: _____

Prof. Dr. Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro, UFRGS

Doutor pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, Brasil

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro, UFRGS

Doutor pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, Brasil

Prof.^a Dr.^a Gladis Bordin, UFRGS

Doutora pela Universidade Federal De Santa Catarina – Florianópolis, Brasil

Prof. Dr. Roberto Petry Homrich, UFRGS

Doutor pela Universidade Estadual de Campinas – Campinas, Brasil

Porto Alegre, Junho de 2009.

DEDICATÓRIA

A meus pais e irmãos e a todos
aqueles que estão sempre
presentes em meu coração.

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais Jackson e Ana Margarete, e aos meus irmãos Diogo e Juliano simplesmente por TUDO o que são e representam para mim, minha querida família.

Agradeço aos valiosos amigos Yumi, Guillermo, Kledir, Giovani, Guilherme, Denise e Vinícius por fazerem constantemente parte da minha vida desde que comecei o curso, os quais sem o apoio, amizade, incentivo e compreensão eu não teria conseguido avançar e chegar onde estou, obrigado por fazerem tudo valer à pena.

Agradeço aos amigos Eduardo, Rodrigo e Óliver, por todo o companheirismo, auxílio e amizade, desenvolvidos durante os dois anos vividos na França e as desventuras na Europa.

Agradeço aos professores Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro e Alberto Bastos do Canto Filho, do Departamento de Engenharia Elétrica da UFRGS, pelas orientações na realização deste trabalho.

Agradeço aos engenheiros Diego Boff e Marcos Keizo da AES Sul, à professora Andrea Lopes do Instituto de Geodésia da UFRGS, à professora Gladis Bordin do Departamento de Engenharia Elétrica da UFRGS, ao Ricardo da METROPLAN, à SEMAM – Secretaria Municipal de Meio-Ambiente e Planejamento Urbano de Novo Hamburgo, e a todas as pessoas que de alguma forma ajudaram e se envolveram na realização do trabalho.

Sonha e serás livre de espírito...

luta e serás livre na vida.

Che Guevara

RESUMO

O desenvolvimento da raça humana e o crescimento econômico mundial dependem essencialmente da utilização em larga escala da energia elétrica. Esse uso da energia elétrica, atualmente, tem aumentado de maneira significativa, de forma que os recursos naturais utilizados para o processo de sua geração estão cada vez mais ameaçados e a natureza corre o risco de não poder mais renová-los. Somando-se a isso, as formas utilizadas para a geração de energia elétrica causam impactos negativos ao meio-ambiente, os quais estão começando a serem sentidos com mais intensidade. Visando a diminuição dos efeitos nocivos ao planeta, uma transição às formas de geração de energia chamadas *limpas* se faz cada vez mais necessária. Dentre essas formas alternativas, a utilização do vento para geração de energia elétrica tem se apresentado como uma grande promessa para a diversificação da matriz elétrica e também uma solução rumo ao desenvolvimento sustentável. O presente trabalho apresenta o estudo da viabilidade da instalação de um sistema de geração eólica de energia elétrica na cidade de Novo Hamburgo, região metropolitana de Porto Alegre. O intuito é de verificar a possibilidade de se instalar este tipo de usina, que hoje é colocado em funcionamento em locais beneficiados por grandes ocorrências de ventos e baixa densidade demográfica em locais de menor ocorrência eólica, ou com maior densidade populacional.

Palavras-chave: Energia Eólica, Energia Elétrica, Estudo de Viabilidade, Desenvolvimento Sustentável.

ABSTRACT

The development of the human race and world economic growth are mainly based on large-scale employ of electric energy. Nowadays, this electric energy employment has increased highly, so that the natural resources used for the process are increasingly threatened and nature risks seriously of become unable to renew them ever. Adding to this, the forms used for electricity generation cause negative impacts to the environment, and those are beginning to be sensed more powerful. Aiming to decrease the harmful effects to the planet, a transition to the ways of generating *clean* energy is becoming more and more necessary. Among these alternative ways, the use of wind for generating electricity has been presented as a great promise for diversifying the power system and a solution towards sustainable development. This report presents the study of feasibility of installing a system generation from wind power in the city of Novo Hamburgo, metropolitan region of Porto Alegre. The purpose is to ascertain whether this type of power plant, always put in operation in windy localizations and low population density could be installed in locations with lower wind occurrence, or with higher population density.

Keywords: Wind Energy, Electric Energy, Feasibility Study, Sustainable Development.

RESUME

Le développement de la race humaine et la croissance économique mondiale reposent essentiellement sur l'utilisation en large échelle de l'énergie électrique. Cet usage de l'énergie électrique actuellement augmente de façon très élevée, ce qui fait les ressources naturelles employées pour le processus de génération devenir de plus en plus menacées et la nature risque de ne pas pouvoir les régénérer. En ajoutant, les formes utilisées pour la génération de l'énergie électrique causent des impacts négatifs à l'environnement, ceux qui sont déjà sensés avec plus de force. En envisageant la diminution des effets nocifs à la planète, une transition aux formes de génération dites *propres* se fait de plus en plus nécessaire. Parmi ces formes alternatives, l'utilisation du vent pour la génération de l'énergie électrique se présente comme une grande promesse pour la diversification de la matrice électrique et aussi une solution vers le développement durable. Ce travail présente l'étude de faisabilité de la mise en place d'un système de génération éolienne sur la ville de Novo Hamburgo, région métropolitaine de Porto Alegre. Le but est de vérifier jusqu'à quel point ce type d'usine qui est mis en place aujourd'hui sur des locaux bénéficiés par de grandes occurrences de vent et de basse densité démographique pourrait être installée sur des locaux avec une plus basse incidence éolique, ou avec une densité démographique plus importante.

Mots-clés: Energie Eolique, Energie Elctrique, Etude de Faisabilité, Développement Durable.

SUMÁRIO

1 Introdução	16
1.1 A Preocupação com o Meio-Ambiente.....	16
1.2 Geração de Energia Elétrica no RS.....	17
1.3 Necessidade da Diversificação da Matriz Elétrica	17
1.4 Objetivos do Trabalho	19
1.5 Organização do Trabalho.....	19
2 Considerações Sobre a Utilização do Vento na Geração de Energia Elétrica	21
2.1 Breve Histórico da Utilização do Vento como Fonte de Energia	21
3 A Cidade de Novo Hamburgo	25
3.1 Consumo de Novo Hamburgo	27
3.2 Geografia da Cidade – Relevo, Zonas não Populacionadas e Características Eólicas.....	28
3.2.1 Relevo de Novo Hamburgo	29
3.2.2 Características Eólicas de Novo Hamburgo	31
4 Questões Envolvidas no Projeto	32
4.1 Considerações Necessárias para um Projeto de Aproveitamento da Energia Eólica.....	32
4.2 Potência Eólica Disponível no Local.....	36
4.3 Potência Convertida pelas Torres Eólicas.....	39
4.4 Aspectos Tecnológicos das Torres e Conjuntos Turbinas-Aerogeradores.....	42
4.4.1 Componentes da Torre Eólica.....	43
4.5 Escolha do Local a ser Instalado o Parque.....	44
5 Caracterização Técnica do Projeto do Parque	49
5.1 Regime de Ventos em Novo Hamburgo	49
5.1.1 Metodologia para a Estimativa da Velocidade do Vento Utilizada no Atlas Eólico do RS.....	50
5.1.2 Dados Obtidos com Base no Atlas Eólico do RS.....	51
5.1.3 Medições do Vento para Novo Hamburgo e sua Distribuição Probabilística	53
5.2 Potencial Eólico do Local	59
5.3 Aerogeradores e Torres Eólicas para o Projeto.....	62
5.4 Fator de Capacidade do Parque, Potência Instalada e Área Necessária	67

5.5 Estimativa do Custo de Instalação do Parque	68
6 Análise Econômica do Projeto	70
6.1 Definição dos Parâmetros do Fluxo de Caixa do Investimento	71
6.2 Realização do Fluxo de Caixa do Investimento	73
7 Conclusão	76
8 Referências	78

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Visão do Centro de Novo Hamburgo.....	25
Figura 2 – Visão da cidade a partir do bairro Primavera.....	26
Figura 3 – Localização de Novo Hamburgo.	26
Figura 4 – Consumo de energia elétrica mensal de NH (fev/2007 a fev/2009).	28
Figura 5 – Relevo da zona urbana de Novo Hamburgo.....	29
Figura 6 – Relevo da zona rural de Novo Hamburgo (Lomba Grande).....	30
Figura 7 – Lomba Grande.....	30
Figura 8 – Evolução das turbinas até 2002.....	34
Figura 9 – Aerogerador com turbina de eixo vertical.	35
Figura 10 – Aerogerador com turbina de eixo horizontal.....	35
Figura 11 – Ilustração da passagem do vento por uma turbina.....	40
Figura 12 – Comparação entre a energia disponível e a energia gerada por uma turbina E-40 da WOBHEN em um período de um ano.	41
Figura 13 - Curva típica para uma turbina de 1.500 kW com corte de operação em 25 m/s.....	42
Figura 14 – Principais componentes mecânicos de uma torre eólica.	43
Figura 15 – Distribuição recomendada das torres no terreno.	46
Figura 16 – Simulação de uma planta com a disposição das torres para o melhor aproveitamento do vento.....	47
Figura 17 – Mapa altimétrico da região de Lomba Grande.....	47
Figura 18 – Ilustração da metodologia para estimar o potencial eólico de NH.....	50
Figura 19 – Medições da velocidade do vento no Estado do RS.....	52
Figura 20 – Série de medidas da velocidade do vento no aeroporto Salgado Filho (POA).....	53
Figura 21 – Mapas eólicos sazonais para o Estado do RS (altura de 100 metros).	54
Figura 22 – Série estimada para a velocidade média mensal do vento em Novo Hamburgo.	56
Figura 23 – Velocidade média do vento em NH estimada para 100 metros.....	58
Figura 24 – Distribuição de probabilidade da velocidade do vento a 100 m de altura em NH.....	59
Figura 25 – Densidade de energia anual disponível em NH para uma turbina com pás de 32 m de diâmetro.....	61
Figura 26 – Curva teórica do rendimento da E-70, fornecida pela Wobben.....	65
Figura 27 – Curva teórica do rendimento da FL2500, fornecida pela Führländer.	65

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Histórico das turbinas eólicas.	22
Quadro 2 – Capacidade operacional da energia eólica no mundo.	23
Quadro 3 – Consumo de energia elétrica de NH.	27
Quadro 4 – Valores da velocidade do vento média mensal extraídos do Atlas Eólico.	52
Quadro 5 – Velocidades médias sazonais a 100 metros para POA e NH.	54
Quadro 6 – Coeficiente R para cada estação, e seu valor médio.	55
Quadro 7 – Série de medidas da velocidade do vento estimadas para NH (altura de 40 metros).	55
Quadro 8 – Velocidade média sazonal do vento para Novo Hamburgo.	56
Quadro 9 – Estimativas do expoente de camada-limite por estação do ano para NH.	56
Quadro 10 – Série de medidas da velocidade do vento estimadas para NH (altura 100 metros, expoente de camada-limite 0,727).	57
Quadro 11 – Série de medidas da velocidade do vento estimadas para NH (altura 100 metros, expoente de camada-limite 0,4).	57
Quadro 12 – Especificações técnicas do E-70, fornecidas pela Wobben.	63
Quadro 13 – Especificações técnicas do FL2500, fornecidas pela Führländer.	64
Quadro 14 – Energia gerada pelos aerogeradores durante um ano em Novo Hamburgo.	66
Quadro 15 – Rendimento dos dois modelos de aerogeradores para a cidade de NH.	66
Quadro 16 – Custos iniciais de projetos em energia eólica.	68
Quadro 17 – Estimativas de custo do projeto do parque eólico de Novo Hamburgo.	69
Quadro 18 – Fluxo de caixa para o projeto.	73
Quadro 19 – Saldo anual considerando o pagamento da dívida do financiamento.	74

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica.
AWEA	American Wind Energy Association.
BIG	Banco de Informações de Geração da ANEEL.
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social.
CH ₄	Gás Metano.
CO ₂	Dióxido de Carbono.
DEWI	Deutsches Windenergie-Institut.
ELETROBRÁS	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
EOL	Usina Eólicoelétrica.
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística.
IEA	International Energy Agency.
MAER	Ministério da Aeronáutica.
N ₂ O	Óxido Nitroso.
NOAA	National Oceanic and Atmospheric Administration.
ONS	Operador Nacional do Sistema.
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica.
SEMAM	Secretaria Municipal de Meio-Ambiente e Planejamento Urbano de Novo Hamburgo.
SEMC	Secretaria de Infra-Estrutura e Logística – RS.
SIN	Sistema Interligado Nacional.

UHE	Usina Hidrelétrica.
UTE	Usina Termelétrica.
WWF	World Wildlife Fund.

1 INTRODUÇÃO

1.1 A PREOCUPAÇÃO COM O MEIO-AMBIENTE

Na história da humanidade, principalmente na presente época, a questão ambiental deste nosso planeta fez e faz cada vez mais parte de nossas preocupações. O mundo começou a demonstrar uma atenção ao meio ambiente muito mais acentuada nas últimas décadas, como demonstram as conferências ambientais realizadas a partir de 1970 (Rudek & Muzzillo, 2007). A questão do aquecimento global, por exemplo, mobiliza os governantes ao redor do mundo a tomarem suas decisões levando em conta o impacto ambiental em seus projetos. Isso se reflete em todas as camadas da sociedade e a consciência de que “algo precisa ser feito” está se tornando comum e intrínseca a todas as pessoas, pois já está mais do que constatado que os maiores danos ao meio ambiente do planeta são causados pela raça humana.

Sendo assim, não são novidade as discussões a respeito da utilização exagerada dos recursos naturais pelo ser humano. O consumo de energia, produto de transformações feitas utilizando esses recursos, é uma necessidade ao avanço da vida humana. O problema é que as atividades humanas somadas ao progresso têm requerido uma quantidade cada vez maior do uso de energia, demandando cada vez mais o emprego dos recursos, desproporcionalmente superior à capacidade da natureza de renovar e oferecer os mesmos, além dos efeitos impactantes que sua utilização causa no meio ambiente. No que diz respeito à utilização da energia elétrica isso tudo se traduz atualmente em duas questões merecedoras de estudos e investimentos em pesquisas tecnológicas: a escassez dos recursos para a geração de energia elétrica (combustíveis fósseis¹) e o impacto ambiental causado pelas instalações e operação das usinas como as hidrelétricas, termelétricas e nucleares, por exemplo.

¹ Combustíveis fósseis: qualquer substância de origem mineral, formada por compostos de carbono, utilizada para geração de energia através da queima.

1.2 GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO RS

A energia elétrica do nosso país provém majoritariamente de hidrelétricas, como descrito no Atlas de Energia Elétrica do Brasil (ANEEL, 2005). No estado do RS não é diferente, as hidrelétricas em 2002 representavam cerca de 64% da potência instalada no estado, seguidas das termelétricas com cerca de 35%, dados do Atlas Eólico do RS (SEMC, 2002). Dados atualizados do Banco de Informações de Geração (BIG) da ANEEL demonstram que do total da capacidade instalada no RS, 69,99% da potência é gerada por Usinas Hidrelétricas (UHEs), seguido por Usinas Termelétricas (UTES) com 23,72%. As Usinas Eólicas (EOLs) correspondem a 2,14% da geração estadual atual em operação (ANEEL, 2009).

A partir desse panorama, vê-se a alta dependência dos recursos hídricos para que o estado do RS (assim como o Brasil) tenha o seu fornecimento de energia elétrica necessária garantido. As principais usinas em operação no estado são as localizadas nas bacias dos rios Uruguai (Usina de Itá, 1.450 MW) e rio Pelotas (Usina Machadinho, 1.140 MW e Usina Barra Grande, 698 MW), e na bacia do rio Jacuí (Usina Itaúba, 512 MW).

Os estudos demonstram que a demanda de energia elétrica tem apresentado um crescimento de pouco mais de 5% ao ano no RS (Capeletto, 2005/2006/2007), ao passo que a geração de energia elétrica no estado deve apresentar uma margem de segurança acima dos valores de demanda para garantir o abastecimento. Dessa forma a expansão da matriz elétrica é necessária, acompanhando o ritmo do crescimento econômico e populacional.

1.3 NECESSIDADE DA DIVERSIFICAÇÃO DA MATRIZ ELÉTRICA

Partindo da idéia da necessidade de se expandir a matriz elétrica para acompanhar o crescimento, e levando em conta o fato de que a maioria das usinas no RS

são hidrelétricas e termelétricas, as considerações dos impactos ambientais das mesmas realmente recebem uma atenção maior. A partir dessas considerações, e porque não de pressões da própria sociedade, surgem os interesses, cada vez mais políticos e de governantes de investir em pesquisa e desenvolvimento de novas formas de geração de energia elétrica (novas fontes de geração). Essas novas formas, que usam recursos renováveis e fontes alternativas de geração, buscam proporcionar uma opção às usinas tradicionais, de forma a reduzir o impacto ambiental negativo. Esse pode ser entendido como um conceito de geração limpa de energia elétrica.

Os impactos ambientais negativos causados pelas instalações de usinas hidrelétricas se resumem a desmatamentos de grandes áreas de vegetação, matando a flora e ocasionando, por sua vez, impacto na fauna, além da mudança nas configurações hídricas da região, desviando leitos de rios. Já as usinas termelétricas por sua vez impactam negativamente o meio-ambiente de várias formas, dependendo do combustível utilizado para a geração de calor. As termelétricas a petróleo são responsáveis pela emissão de gases de efeito estufa (CO_2 , CH_4 e N_2O), responsáveis pelas mudanças climáticas e variações na temperatura do planeta. Já os maiores impactos das termelétricas a carvão são devidos aos processos de extração dos minérios, como a emissão de óxidos de enxofre, nitroso e outros poluentes pelas escavações e aberturas de poços. E ainda há as termelétricas a gás natural, que necessitam de altas quantidades de água para o resfriamento, além das emissões dos já citados gases de efeito estufa (ANEEL, 2005). Outra justificativa para a diversificação da matriz elétrica, além dos impactos citados, é, no caso da geração hídrica, a variabilidade sazonal que influencia os rios, (Tucci, Hespanhol, & Netto, 2001) e conseqüentemente a produção das hidrelétricas.

Por fim, mas não menos importante na atualidade, aparece ainda nesse contexto a idéia de desenvolvimento sustentável² justificando mais fortemente a necessidade da diversificação da nossa matriz elétrica.

² Desenvolvimento sustentável: segundo o WWF, é a capacidade do mundo atual manter o seu desenvolvimento sem comprometer o desenvolvimento das gerações futuras, principalmente sem esgotar os recursos naturais.

1.4 OBJETIVOS DO TRABALHO

Seguindo a justificativa e motivação definidas pelo exposto anteriormente, este trabalho tem como objetivo estudar a viabilidade da instalação de um sistema de geração eólica de energia elétrica (na forma de parque eólico) na cidade de Novo Hamburgo, localizada na região metropolitana de Porto Alegre, RS. O estudo proposto visa determinar a possibilidade de se instalar esse tipo de sistema de geração em uma cidade de médio porte, com média para alta atividade econômica (industrial, serviços, etc.) e, por conseguinte uma demanda importante de energia elétrica. Além do fato de ser uma cidade localizada em um local próximo da capital do estado, tendo assim uma densidade demográfica considerável, Novo Hamburgo está situada em uma região que não é beneficiada por ventos de alta intensidade para os padrões desse tipo de geração. A cidade fica localizada na região da Depressão Central do estado, caracterizada por ser uma região de baixa altitude, com baixas ocorrências de ventos, de acordo com o Atlas Eólico do RS (SEMC, 2002), diferentemente da situação do litoral gaúcho, por exemplo.

A proposta do trabalho é então verificar até que ponto a cidade poderia ser beneficiada com a instalação de um parque eólico, em termos de energia elétrica, levando em conta as características citadas anteriormente. O estudo visa qualificar a viabilidade técnica-econômica da implantação do sistema e o quanto de energia poderia se conseguir gerar, levando em conta as diretrizes do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) ao se conectar uma usina no nosso Sistema Interligado Nacional (SIN).

1.5 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Este trabalho está estruturado em vários capítulos. Inicialmente a parte introdutória, com a exposição do problema motivador e as justificativas para a

realização do projeto, é descrita. Dentro da introdução, o objetivo do trabalho é apresentado e uma breve explicação de como ele está estruturado.

Os dois capítulos seguintes à introdução situam o contexto da proposta do trabalho, descrevendo brevemente os aspectos e evoluções históricas a respeito da geração de energia elétrica a partir dos ventos e uma apresentação da cidade de Novo Hamburgo e suas características como consumo de energia elétrica e sua geografia (introduzindo uma visão do comportamento do vento na cidade e a distribuição da população).

O quarto capítulo apresenta questões técnicas para o projeto de um parque eólico. São explicadas as características dos ventos, a energia que pode se aproveitar do seu movimento, as tecnologias das turbinas eólicas e os aspectos técnicos para a integração da geração de forma a abastecer um sistema independente.

O quinto capítulo descreve a metodologia de análise técnica da implementação do sistema de geração na cidade, descrevendo as alternativas escolhidas, bem como os custos iniciais estimados, e também sobre as suas dificuldades e desvantagens.

Após as definições técnicas e caracterização da instalação do parque, o penúltimo capítulo do trabalho apresenta o estudo de viabilidade econômica para o projeto, levando em conta as medidas estabelecidas pelo PROINFA.

O último capítulo resume o trabalho apresentando as conclusões obtidas, analisando os resultados e projetando possíveis continuações e outros projetos com objetivos de estudar a viabilidade de instalações de fontes alternativas de geração de energia elétrica.

Ressalva-se que para os diversos cálculos numéricos e financeiros realizados durante a elaboração do trabalho, e apresentados neste documento, foram utilizados o *software* de cálculo numérico MATLAB da MathWorks, na versão R2009a e o *software* de planilha eletrônica EXCEL da Microsoft, na versão 2007.

2 CONSIDERAÇÕES SOBRE A UTILIZAÇÃO DO VENTO NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

2.1 BREVE HISTÓRICO DA UTILIZAÇÃO DO VENTO COMO FONTE DE ENERGIA

Estima-se que a cada ano, o vento possa gerar cerca de 500.000 TWh de energia (ANEEL, 2005), uma quantidade enorme, mas de difícil aproveitamento. É esse potencial enorme que a energia eólica representa que tem impulsionado o homem a desenvolver meios cada vez melhores de converter essa energia mecânica em eletricidade.

Desde o século VII a.C. já se viam cata-ventos de eixo vertical nas ilhas gregas. O primeiro moinho de vento de eixo horizontal foi fabricado na Pérsia em torno de 1000 d.C. (Ackermann, 2005), espalhando-se a idéia através do Mediterrâneo e para a Europa Central, tendo sido o seu rápido desenvolvimento no velho continente bastante influenciado pelas Cruzadas.

A performance dos moinhos de vento foi constantemente aprimorada entre os séculos XII e XIII. No final do século XIX, os moinhos típicos europeus apresentavam um rotor de 25 metros de diâmetro, e alcançavam altura de cerca de 30 metros. Os moinhos eram usados não apenas para a moagem de grãos, mas também para o bombeamento de água para drenar lagos. Cerca de 20.000 moinhos europeus se encontravam em operação na França nos anos 1800. Na Holanda 90% da potência usada na indústria provinha do vento. A partir daí a industrialização imprimiu um declínio gradual no uso dos moinhos, porém em 1904 a energia dos ventos ainda provia 11% da energia da indústria, na Alemanha, com 18.000 moinhos ainda operantes.

A partir da época que os moinhos europeus começaram a lentamente desaparecer, eles começaram a surgir na América do Norte. Pequenos moinhos para o bombeamento de água tornaram-se populares. Esses moinhos, também chamados de moinhos americanos, operavam regulando-se de maneira autônoma, de forma que podiam ser deixados sem assistência. O mecanismo auto-regulatório apontava o rotor

para a direção do vento em altas velocidades. Ao contrário dos moinhos europeus, que necessitavam ser rotacionados fora da ação do vento em altas velocidades, ou as velas das pás deveriam ser recolhidas para evitar danos aos moinhos. A popularidade dos moinhos nos EUA alcançou o máximo entre 1920 e 1930, com cerca de 600.000 unidades instaladas. Vários tipos de moinhos americanos ainda são utilizados hoje em dia para propósitos agrícolas ao redor do mundo todo.

Em 1891, o dinamarquês Poul La Cour foi o primeiro a construir uma turbina de vento que gerasse eletricidade. Os engenheiros dinamarqueses aprimoraram a tecnologia durante a Primeira e a Segunda Guerras Mundiais e usaram a tecnologia para suprir faltas de energia. As turbinas de vento da companhia dinamarquesa F. L. Smidth, construídas em 1941-42 podem ser consideradas como as pioneiras das modernas turbinas aerogeradoras. Baseadas no avanço do conhecimento à época foram as primeiras a utilizar aerofólios. O quadro a seguir apresenta resumidamente algumas das turbinas importantes historicamente:

Turbina e País	Diâmetro (m)	Área de Varredura (m²)	Potência (kW)	Potência Específica (kW/m²)	Número de pás	Altura da Torre (m)	Ano
Poul La Cour, Dinamarca	23	408	18	0,04	4	-	1891
Smith-Putnam, EUA	53	2231	1250	0,56	2	34	1941
F. L. Smidth, Dinamarca	17	237	50	0,21	3	24	1941
F. L. Smidth, Dinamarca	24	456	70	0,15	3	24	1942
Gedser, Dinamarca	24	452	200	0,44	3	25	1957
Hütter, Alemanha	34	908	100	0,11	2	22	1958

Quadro 1 – Histórico das turbinas eólicas.

Fonte: (Ackermann, 2005).

O interesse nas turbinas eólicas diminuiu após a Segunda Guerra, remanescendo apenas algumas turbinas de baixa escala para energia de sistemas remotos ou para carga de baterias. Porém, com a crise do petróleo de 1970, o interesse na geração eólica

retornou. Os financiamentos para pesquisas e desenvolvimento de geração de energia através dos ventos ganharam força. Em países desenvolvidos, como Alemanha, EUA e Suécia, protótipos de turbinas de MW foram desenvolvidos com esses subsídios. Entretanto, problemas técnicos impediam muitos dos protótipos de desempenharem bem suas funções. Com o passar dos anos, países com suporte do governo conseguiram desenvolver cada vez mais o campo da utilização da energia do vento. As turbinas passaram a proporcionar potências maiores, e no fim dos anos 1980, cerca de 15.000 turbinas foram instaladas na Califórnia proporcionando quase 1.500 MW, como um exemplo de sucesso graças ao auxílio influenciado pelos governos. A técnica das turbinas eólicas teve assim o seu estado da arte no fim do século XX, com turbinas de 1,5 a 2 MW tecnologicamente desenvolvidas.

A tecnologia de energia eólica foi a que mais cresceu dentre as tecnologias de energias nos anos 1990 em termos de crescimento percentual da capacidade instalada por energia. Contudo, a distribuição no mundo do uso dessa tecnologia é bastante desigual. O quadro a seguir apresenta a capacidade operacional da energia eólica no mundo, contabilizada até 2003:

Região	Capacidade Instalada (MW) no final de cada ano						
	1995	1997	1999	2000	2001	2002	2003
Europa	2.518	4.766	9.307	12.972	17.500	21.319	28.706
América do Norte	1.676	1.611	2.619	2.695	4.245	4.708	6.677
Américas Central e do Sul	11	38	87	103	135	137	139
Ásia e Pacífico	626	1.149	1.403	1.795	2.330	2.606	3.034
Oriente Médio e África	13	24	39	141	147	149	150

Quadro 2 – Capacidade operacional da energia eólica no mundo.

Fonte: (Ackermann, 2005).

Verifica-se ainda que o custo da manufatura de turbinas eólicas tem diminuído numa proporção de 20% a cada vez que o número de turbinas manufaturadas dobra, nos anos recentes. A estimativa atual é de que a produção de turbinas dobre a cada três anos. A Agência Dinamarquesa de Energia prevê uma redução de 50% no custo de

produção até 2020. A comparação geral do custo da produção de eletricidade a partir do vento é difícil de ser realizada entre os países, pois os custos de produção variam significativamente, dependendo da disponibilidade de recursos, das políticas e taxas, e outras razões.

3 A CIDADE DE NOVO HAMBURGO

A cidade de Novo Hamburgo (figuras 1 e 2) foi a escolhida para o estudo de caso realizado neste trabalho. Novo Hamburgo localiza-se na região metropolitana de Porto Alegre, RS, situando-se a cerca de 40 km ao norte da capital do estado (figura 3). Tendo sua colonização iniciada por imigrantes alemães em 1824, o número de habitantes da cidade estimado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) em 2008 era de 255.945, número que representa cerca de 17,9% do total de habitantes de Porto Alegre, a título de comparação. Com uma área de 223 km², a cidade localizada no Vale dos Sinos teve seu desenvolvimento marcado pela economia do calçado, chegando a receber o título de Capital Nacional do Calçado. O desenvolvimento desse mercado foi responsável pela instalação de vários curtumes, indústrias químicas, metalúrgicas e de componentes eletro-eletrônicos industriais na cidade e região. Outras indústrias destacam-se na economia local, como indústrias de plásticos e de máquinas industriais. A cidade ainda é reconhecida como o maior pólo comercial do vale.



Figura 1 – Visão do Centro de Novo Hamburgo.



Figura 2 – Visão da cidade a partir do bairro Primavera, com a cidade de Dois Irmãos ao fundo.



Figura 3 – Localização de Novo Hamburgo.

A empresa responsável pela distribuição de energia elétrica para a cidade de Novo Hamburgo é a AES Sul Distribuidora Gaúcha de energia S.A. Dados da empresa apontam que a AES Sul atende a 118 municípios das regiões metropolitana e centro-oeste do estado, divididos em cinco regionais. A empresa tem 48 subestações e 1.187 MVA de potência instalada. Novo Hamburgo é atendida pela Regional Metropolitana com mais 30 municípios.

3.1 CONSUMO DE NOVO HAMBURGO

O consumo mensal da cidade de Novo Hamburgo é apresentado no quadro 3 e no gráfico da figura 4 (dados fornecidos pela AES Sul).

Ano	t (mês)	C (kWh)
2007	Fev	49.512.036
	Mar	53.019.417
	Abr	52.777.050
	Mai	45.292.606
	Jun	47.676.155
	Jul	49.317.781
	Ago	49.624.493
	Set	49.589.780
	Out	48.704.197
	Nov	49.726.487
	Dez	51.008.149
	2008	Jan
Fev		51.093.506
Mar		53.065.226
Abr		50.117.786
Mai		47.957.287
Jun		48.660.332
Jul		49.260.432
Ago		50.834.900
Set		48.884.514
Out		48.537.210
Nov		49.162.940
Dez		52.077.896
2009	Jan	41.066.672
	Fev	50.950.339

Quadro 3 – Consumo de energia elétrica de NH.

Cortesia: (AES Sul, 2009).

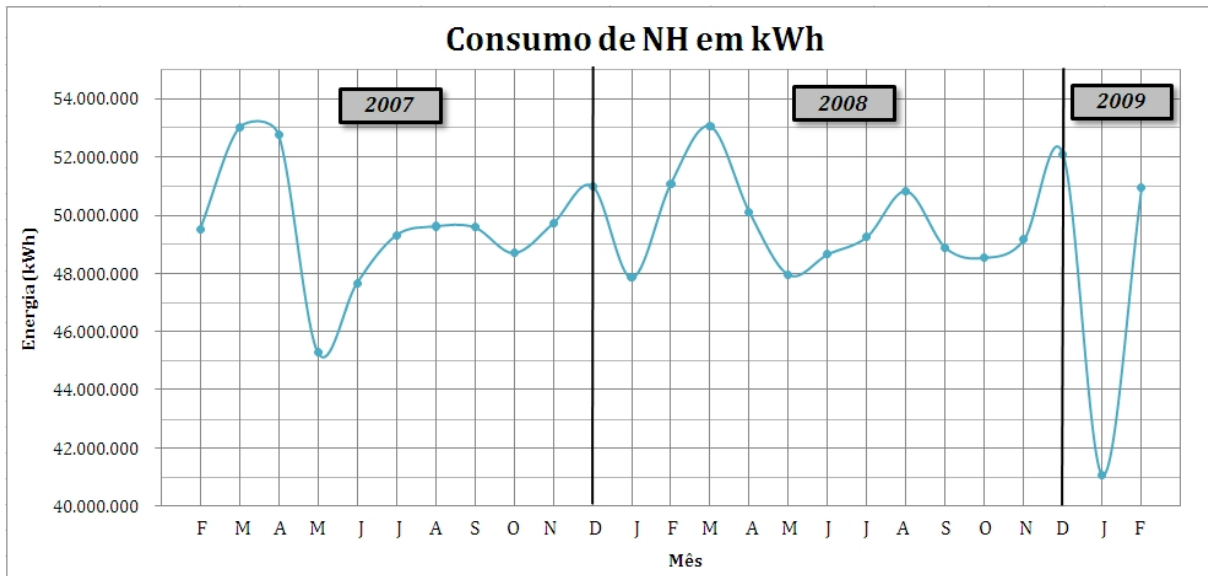


Figura 4 – Consumo de energia elétrica mensal de NH (fev/2007 a fev/2009).

A partir desses dados a média do consumo mensal da cidade para o período foi calculada como: $\bar{C} = 49.430.710$ kWh, o que corresponde a uma demanda média de 69 MW aproximadamente. Considerando o ano de 2008 que possui uma série completa, o consumo total anual da cidade foi: $C_{tot} = 597.502.583$ kWh.

Ao considerar-se a população da cidade de 255.945 habitantes, e desconsiderando-se a divisão por setores (industrial, comercial, etc.) chega-se a um valor médio de demanda de 268,68 W por pessoa, ou um consumo de 2.353,62 kWh/ano per capita, que está de acordo ao valor apresentado pelo Atlas Eólico do RS (considerando o crescimento econômico ao longo dos anos), o qual fornecia um valor superior a 2.000 kWh/ano por pessoa em 2002 para o estado. Sendo assim, o valor base a ser utilizado para o estudo do projeto será o consumo total da cidade no ano de 2008.

3.2 GEOGRAFIA DA CIDADE – RELEVO, ZONAS NÃO POPULACIONADAS E CARACTERÍSTICAS EÓLICAS

A região de Novo Hamburgo é a chamada Depressão Central do Estado. É uma região caracterizada por apresentar baixas altitudes, chegando ao máximo a 300 metros. Ela fica entre a Serra (norte), Litoral (leste) e Campanha (sul e sudoeste).

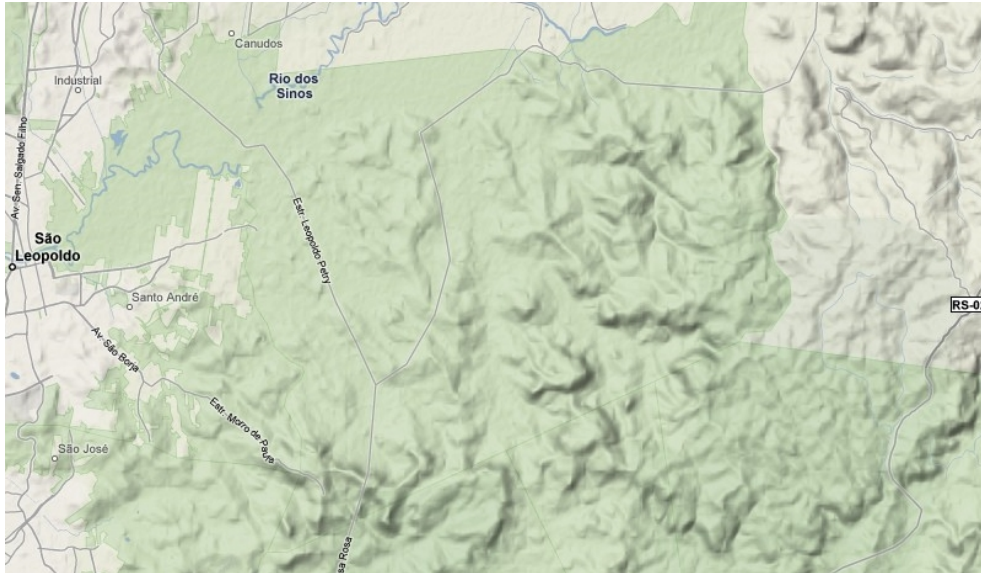


Figura 6 – Relevo da zona rural de Novo Hamburgo (Lomba Grande).

A partir disso, chega-se a conclusão inicial de que a instalação de um parque eólico na cidade somente pode ser viabilizada na zona rural, onde grandes áreas de baixíssima densidade demográfica, como se pode observar na figura 7, permitem obras de infra-estrutura de tamanho considerável.



Figura 7 – Lomba Grande.

3.2.2 Características Eólicas de Novo Hamburgo

As características eólicas da cidade podem ser identificadas analisando-se o panorama eólico do próprio Estado. A partir do que é apresentado no Atlas Eólico do RS, existe um escoamento atmosférico persistente de leste-nordeste ao longo de toda a região Sul do Brasil. Esse escoamento atmosférico pode ser explicado a partir da análise da existência do chamado anticiclone subtropical do Atlântico. A dinâmica desse anticiclone (anti = sentido anti-horário) aliada ainda a deslocamentos de massas de ar polares e a uma depressão barométrica do nordeste da Argentina é a responsável por criar um gradiente de pressão atmosférica sobre a região Sul. Novo Hamburgo fica localizada numa região de depressão, sob a forma de corredor entre os Pampas e a Serra gaúcha, desembocando para o Litoral. A Depressão Central é caracterizada pela convergência de ventos provenientes tanto das massas do anticiclone quanto das massas polares direcionadas ao norte pela influência da depressão argentina. Dessa forma, o regime de ventos na cidade é predominantemente nordeste, porém varia muito ao longo do ano pelas influências dos transportes das massas ao seu redor. O resultado são ventos de velocidade moderada e ligeiramente inferiores aos observados no resto do Estado. Análises de mesoescala³ em alturas de 50 metros, (Castelão & Möller Jr., 2003) e (SEMC, 2002), apontam médias anuais da velocidade do vento de 5.5 a 6.5 m/s, diferentemente das regiões como Litoral e Campanha que apresentam médias superiores a 7 m/s.

³ Mesoescala é um termo utilizado em meteorologia, significando escalas que podem variar de um a centenas de quilômetros, dentro das quais os fenômenos estudados são intermediários entre a escala planetária sinótica e a microescala (exemplo: brisas do mar).

4 QUESTÕES ENVOLVIDAS NO PROJETO

Para o início do estudo do projeto a ser implementado, definições a respeito de como o mesmo deve ser realizado são necessárias. O sucesso de um projeto de parque eólico depende da correta abordagem de pontos que devem ser considerados, de ordem técnica, econômica, social e ambiental, apresentadas na seqüência.

4.1 CONSIDERAÇÕES NECESSÁRIAS PARA UM PROJETO DE APROVEITAMENTO DA ENERGIA EÓLICA

A implementação de um sistema de geração eólica de energia elétrica de grande porte necessita um estudo cuidadoso de vários aspectos. Questões econômicas e técnicas devem andar juntas nos estudos para definir a viabilidade e a posterior implantação do projeto. A Associação Americana de Energia do Vento (AWEA) define 10 fatores a serem considerados no momento de se construir um parque eólico, entre eles:

Entendendo Seus Recursos Eólicos. O fator mais importante a ser considerado na construção de um sistema eólico de geração de energia são os recursos eólicos do local. O local deve apresentar uma média de velocidade anual do vento mínima de 11 mph (4,9 m/s) a 13 mph (5,8 m/s) para ser considerado. Dados meteorológicos locais de aeroportos e estações meteorológicas podem dar uma idéia sobre a velocidade média. [...]

Determinando a Proximidade a Linhas de Transmissão Existentes. Um ponto crítico para manter baixos os custos ao construir um parque eólico é minimizar a quantidade de infra-estrutura de transmissão que necessita ser instalada. Linhas de alta tensão chegam a custar milhares de dólares por milhas. Sempre que possível disponibilidade e acesso a linhas existentes devem ser considerados ao escolher o local.

Acesso Seguro a Terra. Proprietários de terra, tanto particulares como públicos, esperam ter algum retorno sobre qualquer utilização que possa ocorrer das suas terras na instalação do sistema. Royalties ou acordos de locação devem ser discutidos com todas as partes envolvidas. Estradas, equipamentos de transmissão, manutenção,

turbinas, e todo o resto que pode ser envolvido na instalação devem ser considerados. Além disso, a construção do parque eólico necessita do uso de equipamento industrial pesado. Desenvolvedores necessitam investir em estradas capazes de suportar peso significativo. Para isso, é necessária a cooperação dos proprietários e, em alguns casos, da comunidade local.

Estabelecer o Acesso Ao Capital. Construir um parque eólico não é barato. A geração pode custar cerca de R\$5milhões por megawatt da capacidade instalada. [...]

Considerando a Viabilidade do Projeto e a Planta. O fato de o local ser abordado por grande quantidade de vento nem sempre significa que é apropriado para um parque eólico. O desenvolvedor precisa considerar muitos fatores na escolha do local. Tem alta atividade de aves predatórias na área? Existem espécies protegidas que podem ser ameaçadas pela presença da planta? A geologia do local é apropriada para o desenvolvimento industrial? O barulho e a estética incomodarão a comunidade local? As torres das turbinas irão obstruir rotas de vôo para o tráfego aéreo local? Existem ainda certas questões ambientais e sociais a serem levadas em consideração no projeto do parque. [...]

Entender a Economia da Energia dos Ventos. Existem muitos fatores que contribuem para o custo e a produtividade de uma planta eólica. A potência que uma turbina pode gerar é função do cubo da velocidade média do vento no local, o que significa que pequenas variações na velocidade do vento ocasionam grandes diferenças na produtividade e no custo da eletricidade. Adicionalmente, a área de captação do rotor da turbina é função do quadrado do comprimento da pá (raio da área de varredura do rotor). Um incremento modesto no comprimento da pá impulsiona a captura de energia e melhora o custo-benefício. Métodos de financiamento podem fazer grande diferença na economia do projeto. Assegurar capital de investimentos significativos ou formar sociedades no projeto pode reduzir os custos significativamente. [...]

Estabelecer Diálogo com Fabricantes de Turbinas e Projetistas. Cada turbina eólica é diferente apesar de apresentarem taxas de potência similares. Algumas máquinas são projetadas para operar mais eficientemente em baixas velocidades, ao passo que outras são intencionadas para regimes de vento mais robustos. Um projetista de potência eólica deve ser sábio para investigar as várias considerações e comparar o desempenho das diferentes máquinas existentes. [...] (American Wind Energy Association, 2008).

Considerações adicionais (de ordem técnica) podem ser resumidas como:

1) Sistema isolado ou conectado:

Os aerogeradores ou são conectados à rede, ou são utilizados em sistemas isolados. Esses últimos servem, sobretudo, a alimentar zonas de habitação ou sistemas de telecomunicação isolados. São aerogeradores de menor porte, e representam apenas 0,8% da potência elétrica gerada a partir do vento no mundo (Ackermann, 2005). Assim, a maior parte dos aerogeradores é conectada às redes elétricas. Ainda, a tecnologia dessas máquinas é a que mais tem evoluído nos últimos anos, como ilustra a figura 8 a seguir.

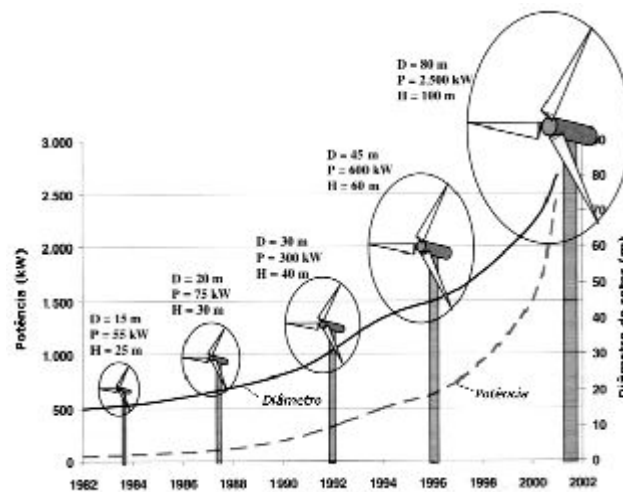


Figura 8 – Evolução das turbinas até 2002. H = altura, P = potência, D = diâmetro.

Fonte: (Martins, Guarnieri, & Pereira, 2008).

2) Número de pás:

Os aerogeradores possuem quantidades variáveis de pás. Quanto maior o número de pás, maior será o conjugado de partida e menor será a velocidade de rotação (Ackermann, 2005). Os aerogeradores modernos possuem uma, duas ou três pás. As máquinas de uma ou duas pás têm a vantagem de pesar menos, mas elas produzem maiores flutuações mecânicas, com um rendimento energético menor, maior ruído à medida que a velocidade de giro é maior e ainda provocam um impacto visual maior. Isso explica o porquê de 80% dos fabricantes de aerogeradores preferirem comercializar os de três pás;

3) Eixo horizontal ou vertical:

Os aerogeradores são os de turbina com eixo vertical (figura 9) ou horizontal (figura 10). Atualmente, praticamente todas as turbinas comerciais são de eixo horizontal. As turbinas de eixo vertical eram promessa nos anos 80 e começo dos anos 90, mas seu rendimento aerodinâmico inferior assim como as flutuações elevadas da potência elétrica afastou-as do mercado.



Figura 9 – Aerogerador com turbina de eixo vertical.

Fonte: (SANDIA, 2006).



Figura 10 – Aerogerador com turbina de eixo horizontal.

Fonte: (Centro de Referência para Energia Solar e Eólica, 2008).

4.2 POTÊNCIA EÓLICA DISPONÍVEL NO LOCAL

Sendo o vento ar em movimento, uma quantidade de massa m de ar se deslocando com velocidade V possui uma energia cinética igual a (Ackermann, 2005):

$$E_c = \frac{1}{2} \cdot m \cdot V^2 \quad [\text{J}] \quad (1)$$

A potência P dessa massa de ar em movimento é a variação do fluxo da energia cinética por segundo:

$$P = \frac{1}{2} \cdot (\text{taxa do fluxo de massa do ar por segundo}) \cdot V^2 \quad [\text{W}] \quad (2)$$

Considerando-se que:

ρ = densidade do ar $[\text{kg}/\text{m}^3]$,

A = área varrida pelas pás do rotor $[\text{m}^2]$,

V = velocidade do ar $[\text{m}/\text{s}]$,

então, a taxa volumétrica do fluxo de ar será $A \cdot V$, e a taxa do fluxo de massa em kilogramas por segundo será $\rho \cdot A \cdot V$, e a potência será dada por:

$$P = \frac{1}{2} \cdot (\rho \cdot A \cdot V) \cdot V^2 = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V^3 \quad [\text{W}] \quad (3)$$

Observa-se que a potência varia com o cubo da velocidade do vento, de forma que ao dobrar a velocidade a potência seria oito vezes maior. O fluxo médio (dependente da velocidade média do vento), ou densidade de potência eólica \bar{E} disponível em uma planta, dada por unidade de tempo e por unidade de área de captação das pás de uma turbina, também chamada de potência específica da planta, se escreve como:

$$\frac{P}{A} = \bar{E} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \bar{V}^3 \quad [\text{W}/\text{m}^2] \quad (4)$$

Já a densidade do ar é função da pressão e da temperatura, as quais são ambas funções da altitude acima do nível do mar. A densidade do ar, de acordo com a lei dos gases, é dada por:

$$\rho = \frac{p}{R \cdot T} \quad [\text{kg}/\text{m}^3] \quad (5)$$

onde: p = pressão $[\text{kgf}/\text{m}^2]$,

R = constante específica dos gases, igual a 287 J/kg/K,
 T = temperatura do ar [K].

Ao nível do mar, a uma pressão de 1 atm (10.332,27 kgf/m²) e uma temperatura de 288,71 K (15,56 °C), a densidade do ar é de 1,223 kg/m³. Usando-se esse valor como referência ρ_0 para a densidade do ar, pode-se calcular a densidade para temperaturas e pressões específicas. A equação a seguir (Courtney, 2006) combina os efeitos de ambas na densidade do ar, sempre considerando a aproximação de que, em média, pressão e temperatura dependem apenas da altitude, válida para altitudes de até 6.000 metros:

$$\rho = \rho_0 \cdot e^{-\left(\frac{0,297}{3048} \cdot z\right)} \quad [\text{kg/m}^3] \quad (6)$$

onde z é a altitude em metros.

A velocidade do vento é estimada a partir do seu estudo estatístico, proveniente de medições realizadas no local de interesse. Utiliza-se nesse estudo a distribuição de Weibull ⁴, cuja densidade de probabilidade é dada por:

$$f(V) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k} \quad \text{para } 0 < V < \infty \quad (7)$$

onde k é um parâmetro de forma e C é um parâmetro de escala, de acordo com o Atlas Eólico do RS (SEMC, 2002). A função de distribuição de probabilidade de Weibull pode ser analisada em qualquer escala de tempo, normalmente usa-se análises ao ano, às estações, ao mês e ao dia.

A velocidade cúbica média do vento na fórmula (4) pode ser encontrada através da integração do momento de ordem 3 da função (7):

$$\bar{V}^3 = \int_0^{+\infty} V^3 \cdot f(V) dV \quad [\text{m}^3/\text{s}^3] \quad (8)$$

Resolvendo-se a equação (8) obtém-se:

⁴ Distribuição de Weibull. Nomeada a partir de seu criador Waloddi Weibull, é uma distribuição contínua bastante usada em estimativa de falhas.

$$\bar{V}^3 = C^3 \cdot \Gamma \left(1 + \frac{3}{k} \right) \text{ [m}^3\text{/s}^3 \text{]} \quad (9)$$

onde Γ é a Função Gamma.

Finalmente, substituindo-se as expressões (9) e (6) em (4) obtém-se a expressão para o fluxo de potência eólica da planta:

$$\bar{E}(z, C, k) = \frac{1}{2} \cdot \rho_0 \cdot e^{-\left(\frac{0.297}{3048} \cdot z\right)} \cdot C^3 \cdot \Gamma \left(1 + \frac{3}{k} \right) \text{ [W/m}^2 \text{]} \quad (10)$$

Segundo o apresentado em (Mattuella, 2005) e (Justus, Hargraves, Mikhail, & Grader), os parâmetros de forma k e de escala C podem ser determinados segundo duas alternativas. A primeira alternativa leva em consideração a relação de k com o desvio padrão σ da velocidade do vento, e a expressão da velocidade média do vento, através das fórmulas a seguir:

$$k = \left(\frac{\sigma}{\bar{V}} \right)^{-1.086} \text{ [adimensional]} \quad (11)$$

$$\bar{V} = C \cdot \Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right) \quad (0,90 \pm 0,01) \cdot C \text{ [m/s]} \quad (12)$$

A segunda alternativa usa a seguinte expressão para o parâmetro k , a partir da velocidade média e do desvio padrão:

$$\frac{\sigma}{\bar{V}} = \frac{\sqrt{\Gamma \left[\left(1 + \frac{2}{k} \right) - \Gamma^2 \left(1 + \frac{1}{k} \right) \right]}}{\Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right)} \text{ [adimensional]} \quad (13)$$

A variação da velocidade do vento em função da altura, por sua vez, pode ser caracterizada através da influência de fatores de origem térmica, os quais podem causar instabilidade na atmosfera (Silva, 1999). Como explicado em (Dutra, 2001), no estudo do deslocamento do ar sobre a superfície da Terra determina-se uma camada limite a grandes alturas. No interior desta camada limite, o escoamento do vento é feito de modo turbulento, de forma que a altura das turbinas eólicas deve ficar abaixo dessa camada. O estudo do vento deve fornecer um conhecimento do perfil da velocidade do vento em relação à altura do local. Modelos usualmente empregados para se apresentar a distribuição de velocidade com a altura utilizam a Lei de Potência, mais simples, e a Lei Logarítmica, mais complexa. Neste trabalho será utilizada a primeira.

A Lei de Potência é expressa pela equação:

$$V(z) = V(z_r) \cdot \left(\frac{z}{z_r}\right)^n \quad [\text{m/s}] \quad (14)$$

onde: $V(z)$ = velocidade do vento na altura z a ser estimada [m/s],

$V(z_r)$ = velocidade do vento na altura z_r de referência [m/s],

n = expoente de camada limite [adimensional].

Usando essa equação pode-se determinar o expoente de camada-limite a partir do conhecimento da velocidade do vento a duas alturas:

$$n = \frac{\ln\left(\frac{V(z)}{V(z_r)}\right)}{\ln\left(\frac{z}{z_r}\right)} \quad [\text{adimensional}] \quad (15)$$

O valor do expoente n depende de fatores como estabilidade atmosférica, velocidade do vento e rugosidade do terreno. A literatura apresenta estudos que demonstram que esse expoente tem valor típico de 0,14 e ele descreve os perfis de vento nos primeiros 100 m em condições de estabilidade neutras (Farrugia, 2003). Segundo (Aria, 2001) este expoente alcança valores de 0,10 para superfícies lisas tais como mar, neve e gelo e em torno de 0,40 para superfícies de área urbana bem desenvolvida. Alguns trabalhos encontraram valores de n de 0,15 (Blessmann, 1973) e 0,11 (Hsu, Meindl, & Gilhousen, 1994) e (Loredou-Souza, Schettini, & Paluch, 2004) para a superfície oceânica. Para campos abertos este valor situa-se em torno de 0,17 (Alvarez y Alvarez & Wittwer, 2006), já para superfícies mais rugosas, como florestas ou regiões com obstáculos, os valores de n são da ordem de 0,31 (Hsu, Meindl, & Gilhousen, 1994), 0,34 (Loredou-Souza, Schettini, & Paluch, 2004) e 0,25 (Alvarez y Alvarez & Wittwer, 2006).

4.3 POTÊNCIA CONVERTIDA PELAS TORRES EÓLICAS

Com a instalação das turbinas no local de captação do vento, é possível então realizar a extração de parte da potência disponível pelo vento, e convertê-la em energia elétrica. Para se determinar a quantidade de potência que pode ser aproveitada, utiliza-

se a diferença das velocidades do vento antes de atingir as pás da turbina, e após ter passado por elas, como na figura 11.

$$P_0 = \frac{1}{2} \cdot (\text{taxa do fluxo de massa do ar por segundo}) \cdot (V_e^2 - V_s^2) \text{ [W]} \quad (16)$$

onde: P_0 = potência mecânica extraída pela turbina [W],

V_e = velocidade do vento entrando na turbina [m/s],

V_s = velocidade do vento saindo da turbina [m/s].

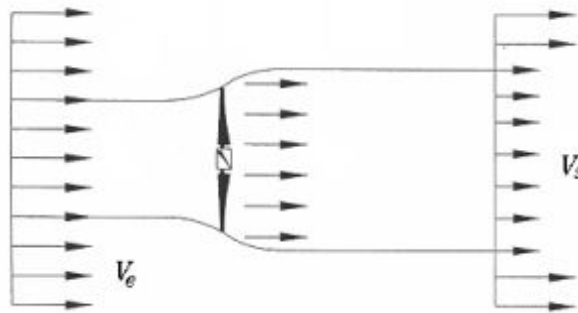


Figura 11 - Ilustração da passagem do vento por uma turbina.

Fonte: adaptado de (Centro de Referência para Energia Solar e Eólica, 2008).

A variação do fluxo de massa de ar através das pás rotatórias é derivada multiplicando-se a densidade do ar pela velocidade média do vento:

$$\text{taxa do fluxo de massa do ar por segundo} = \rho \cdot A \cdot \frac{V_e + V_s}{2} \text{ [kg/s]} \quad (17)$$

Substituindo-se a expressão (17) em (16) tem-se a potência mecânica no eixo do rotor, transmitida ao gerador elétrico:

$$P_0 = \frac{1}{2} \cdot \left(\rho \cdot A \cdot \frac{V_e + V_s}{2} \right) \cdot (V_e^2 - V_s^2) \text{ [W]} \quad (18)$$

Reorganizando a expressão:

$$P_0 = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V_e^3 \cdot \frac{\left(1 + \frac{V_s}{V_e}\right) \cdot \left(1 - \left(\frac{V_s}{V_e}\right)^2\right)}{2} \text{ [W]} \quad (19)$$

A potência extraída é comumente expressa em termos do coeficiente aerodinâmico de potência do rotor, C_p :

$$P_0 = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V_e^3 \cdot C_p \quad [\text{W}] \quad (20)$$

com: $C_p = \frac{\left(1 + \frac{V_s}{V_e}\right) \cdot \left(1 - \left(\frac{V_s}{V_e}\right)^2\right)}{2}$ [adimensional].

Assim, a potência recuperada pela turbina é a fração C_p da potência disponível pelo vento antes de cruzar a turbina. O resto da potência não aproveitada perde-se com o vento que sai da turbina e com as perdas mecânicas. Este coeficiente está intimamente ligado à aerodinâmica da turbina, sendo que o valor teórico máximo para C_p é de 0,593 ocorrendo quando a razão V_s/V_e é igual a um terço. Normalmente o máximo atingido com turbinas de duas pás é um coeficiente inferior a 0,5 e para turbinas de três pás entre 0,2 e 0,4 (SEMC, 2002).

Já, a energia gerada pela torre eólica também é menor do que a energia cinética disponível pelo vento. Deve-se levar em consideração no cálculo o rendimento η do aerogerador utilizado na torre. A figura 12 ilustra a densidade da energia gerada pela turbina, E_G e a densidade da energia cinética disponível no local, E_D em função da distribuição anual da velocidade do vento.

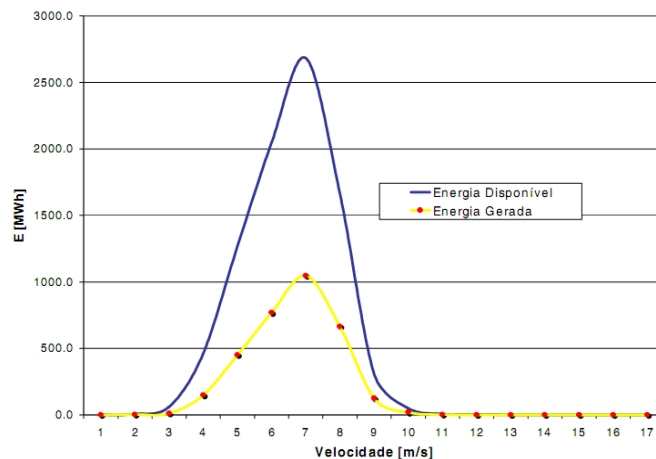


Figura 12 – Comparação entre a energia disponível e a energia gerada por uma turbina E-40 da WOBEN em um período de um ano.

Fonte: (Dutra, 2001).

O cálculo de E_D e de E_G podem ser realizados da forma a seguir (Dutra, 2001):

$$E_D = \left(\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot \bar{V}^3\right) \cdot H \text{ [Wh]} \quad (21)$$

$$E_G = (P_0 \cdot \eta) \cdot H \text{ [Wh]} \quad (22)$$

onde H é o número total de horas consideradas, sendo igual a 8.760 horas para uma avaliação anual, 2.160 horas para sazonal e 720 horas para mensal.

4.4 ASPECTOS TECNOLÓGICOS DAS TORRES E CONJUNTOS TURBINAS-AEROGERADORES

Como visto anteriormente, a geração de potência de um aerogerador está condicionada à velocidade da turbina. Esta, por sua vez, possui uma faixa de operação que varia de uma velocidade mínima do vento a uma velocidade máxima, a qual serve para desativar o sistema e evitar danos devidos a velocidades muito altas. A figura 13 apresenta uma curva típica de rendimento de um conjunto de 1.500 kW de potência.

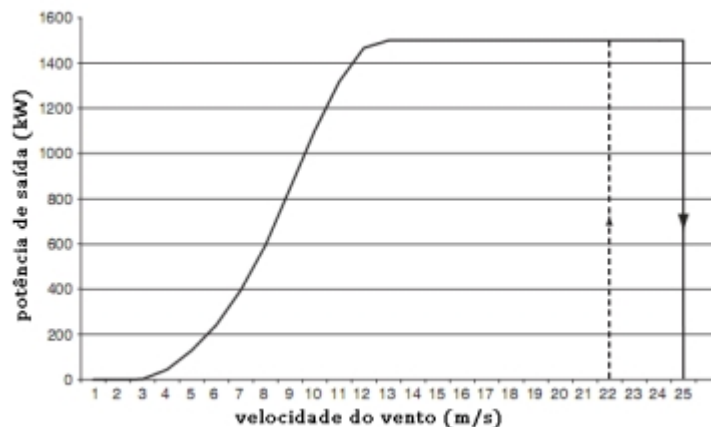


Figura 13 - Curva típica para uma turbina de 1.500 kW com corte de operação em 25 m/s.

A linha tracejada é a histerese da turbina.

Fonte: (Ackermann, 2005).

A conversão e o aproveitamento da energia, assim, não são uniformes para todas as velocidades do vento. Para a conversão da energia ocorrer o vento deve ter uma velocidade mínima suficiente para movimentar as pás da turbina, velocidade

denominada velocidade de entrada (cut-in). A partir daí, o aumento de energia elétrica produzida é proporcional ao aumento gradativo da velocidade do vento, atingindo a potência nominal do sistema à velocidade nominal. Acima da velocidade nominal, os sistemas que possuem controle por inclinação (pitch) mantêm a potência constante até a velocidade máxima (cut-out), quando o sistema então é desacionado para evitar danos nas estruturas.

4.4.1 Componentes da Torre Eólica

A torre eólica possui três grandes componentes mecânicos: a torre, a nacele e o rotor. A figura 14 apresenta o esquema de uma torre eólica.

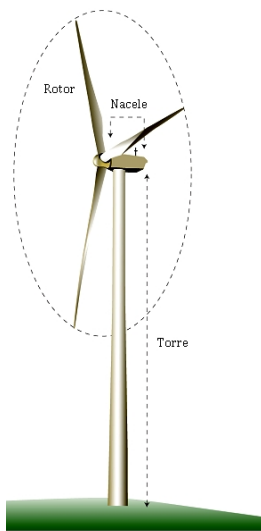


Figura 14 – Principais componentes mecânicos de uma torre eólica.

Fonte: adaptado de (American Wind Energy Association, 2008).

O rotor normalmente é consistido de duas ou três lâminas de fibra de vidro que saem da caixa do eixo. Na maioria das turbinas, o rotor é montado num eixo transmissão dentro da nacele para operar com o vento frontal da torre. Em alguns casos, o rotor é localizado atrás da torre e da nacele. O rotor conecta com o sistema direcionador que parte da frente da nacele. Motores hidráulicos dentro da caixa do eixo do rotor movem cada lâmina de acordo com as condições do vento, servindo para proporcionar uma operação eficiente da turbina a velocidades variáveis do vento.

A nacelle é o componente que fica no topo da torre, atrás do rotor. Ela abriga os principais componentes mecânicos da turbina: sistema direcionador, caixa de engrenagens (quando presente), transformador e gerador. A nacelle é geralmente equipada com um anemômetro e uma biruta que indicam a velocidade e direção do vento e os informam ao controlador eletrônico. A nacelle é montada sobre uma engrenagem de guinada, a qual posiciona dinamicamente o rotor agindo no eixo vertical da torre.

A torre suporta a nacelle e o rotor. A torre é geralmente construída em aço e pode ser tanto tubular quanto treliçada. A maioria das torres tubulares tem uma porta de acesso e uma escada de segurança interna e/ou um elevador de acesso à nacelle.

A potência gerada por cada turbina eólica é transmitida a um transformador localizado na nacelle ou adjacente à base da turbina para elevar a tensão da eletricidade produzida pelo gerador da turbina ao nível de tensão do sistema de potência. Este sistema pode ainda consistir de cabos subterrâneos e aparentes, os quais transportam a eletricidade de e entre grupos de turbinas, para a subestação elevadora e o ponto de interconexão entre a planta geradora e a matriz elétrica localizada.

O preço de uma torre eólica é composto de custos da turbina com suas pás e alternador, da construção da torre e suas fundações, da preparação do terreno e de suas rotas de acesso para as gruas gigantes, mais altas que as torres, e das conexões elétricas incluídas as cabines de adaptação e do cabo de potência subterrâneo até a subestação capaz de transmitir a potência ao sistema elétrico a ser abastecido (SIN ou abastecimento independente).

4.5 ESCOLHA DO LOCAL A SER INSTALADO O PARQUE

A definição do local escolhido para a instalação do parque eólico na região de abrangência da cidade levou em consideração dois fatores principais. O primeiro fator considerado foi a urbanização do território: por ser uma obra de porte considerável, um

parque eólico não pode ser instalado em meio a conglomerados urbanos por inúmeros motivos (alteração da infra-estrutura já consolidada, desapropriação, altos custos do uso do território urbano, etc.). Isso força a busca por zonas não habitadas ou com densidade demográfica muito baixa.

O segundo fator foi o relevo do território municipal: por se tratar de um projeto que depende de áreas com grande captação de vento, é preferível a instalação da planta nas maiores altitudes possíveis de se construir na cidade. Isso deve ser considerado com atenção no caso de Novo Hamburgo, devido ao fato da cidade localizar-se em uma posição geográfica de difícil ocorrência de ventos de maior intensidade (na chamada Depressão Central do estado), e os estudos como os apresentados pelo Atlas Eólico do RS demonstram que a altitudes mais elevadas, a média da intensidade do vento tende a ser maior.

A instalação de um número diversificado de torres eólicas em uma planta deve levar em conta os aspectos do aproveitamento do vento no local. A partir de estudos de mecânica dos fluidos, tem-se que a velocidade do vento a jusante do rotor na torre, V_s , é reduzida, devido à energia cinética recolhida pela rotação das pás. Essa velocidade se recupera gradativamente à medida que a massa de ar se desloca afastando-se da torre, e a partir de certa distância, o vento volta a ter a sua velocidade inicial V_e . Essa distância define o espaçamento em linha reta de duas torres que deve ser respeitado para uma otimização no aproveitamento da energia eólica disponível na planta. Fatores como velocidade média do vento, condições de operação das turbinas, rugosidade do terreno e condições de estabilidade térmica vertical da atmosfera influenciam na determinação dessa distância (SEMC, 2002). A equação a seguir, (DEWI - Deutsches Windenergie-Institut, 1998), apresenta a relação entre a velocidade do vento a uma distância axial x do rotor, V , e a velocidade de escoamento livre no local, V_0 :

$$V = V_0 \cdot \left[1 - \left(1 - \sqrt{1 - C_t} \right) \cdot \left(\frac{D}{D + 2 \cdot \beta \cdot x} \right)^2 \right] \quad [\text{m/s}] \quad (23)$$

com $\beta = \frac{1}{2 \cdot \ln(h/z_0)}$ e $C_t = \frac{2 \cdot F_T}{\rho \cdot A \cdot V_0^2}$

onde: C_t = coeficiente aerodinâmico de tração na turbina [adimensional],

D = diâmetro do rotor [m],

β = constante de decaimento da planta [adimensional],
 h = altura do eixo do rotor [m],
 z_0 = rugosidade do terreno [m],
 F_T = força axial (tração) sobre o rotor [N].

Os estudos de análise numérica dos modelos tridimensionais de parques, baseados na equação (23), levam à conclusão de que, em teoria, para um terreno composto por campos, a distância mínima entre duas torres para que a velocidade do vento recupere 95% do seu valor inicial antes de passar pelo segundo rotor é de cerca de 12 metros. Ainda, diversos outros estudos experimentais com torres, apresentados na literatura, especificam uma superfície de instalação por torre considerando uma largura de cinco vezes o diâmetro D por um comprimento de dez vezes o diâmetro D como apresentado na figura 15.

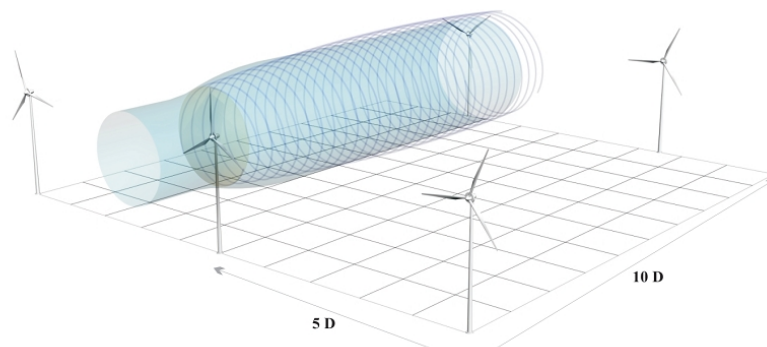


Figura 15 - Distribuição recomendada das torres no terreno.
Fonte: (Energia, Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, 2001).

A figura 16 exemplifica o estudo do modelo de uma planta, com a disposição das torres procurando otimizar o aproveitamento eólico do local.

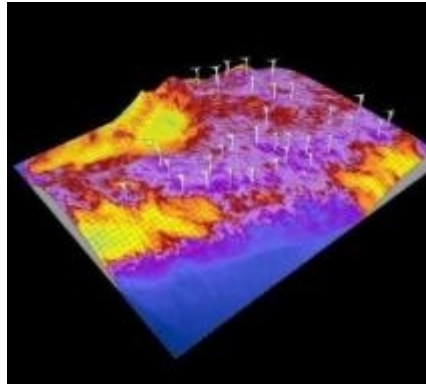


Figura 16 – Simulação de uma planta com a disposição das torres para o melhor aproveitamento do vento.

Fonte: (SEMC, 2002).

A partir deste planejamento é que são definidas as modificações físicas que serão realizadas no terreno da planta, para a localização adequada das torres.

O local propício para a construção do parque fica então condicionado ao conhecimento topográfico do terreno de Lomba Grande, para a determinação da área a ser arrendada. A figura 17 apresenta um mapa altimétrico obtido a partir do levantamento topográfico realizado pela Secretaria Municipal de Meio-Ambiente e Planejamento Urbano de Novo Hamburgo (SEMAM).

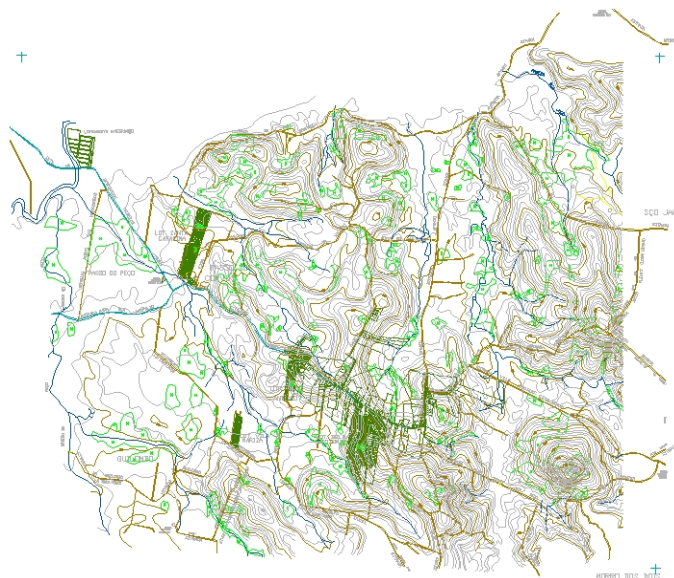


Figura 17 – Mapa altimétrico da região de Lomba Grande.

Cortesia: (SEMAM NH, 2009).

De posse de mapas atualizados da região de Lomba Grande, o trabalho de escolha do local fica facilitado, necessitando em conjunto uma visita técnica aos locais potencialmente promissores para se instalar o empreendimento. A escolha do lugar está sempre condicionada ao fator de disponibilidade de arrendamento das terras. Deve-se trabalhar junto ao município e aos proprietários / associações rurais, que têm a posse das terras para que se possa estudar a forma de utilização e modificação do terreno e definir-se como se dará o arrendamento. Neste trabalho não são abordados estes aspectos legais na questão do uso das terras, porém no projeto isto é uma das etapas imperativas, como citado na seção 4.1.

5 CARACTERIZAÇÃO TÉCNICA DO PROJETO DO PARQUE

5.1 REGIME DE VENTOS EM NOVO HAMBURGO

O primeiro passo na evolução do estudo do projeto do parque eólico é o de considerar a característica eólica do local a ser instalada a usina. Para isso, é necessário um conhecimento das velocidades médias mensais do vento na cidade de Novo Hamburgo, na forma de séries anuais. Não existe um período mínimo em anos para essas séries serem consideradas representativas no projeto, porém a literatura apresenta algo como em torno de três a cinco anos de medições de médias mensais para a localidade (SEMC, 2002).

Novo Hamburgo não possui estações meteorológicas, portanto não existem dados a respeito do comportamento do vento na cidade. Sendo assim, o levantamento da velocidade do vento na cidade deve ser obtido por meio de medições realizadas em cidades próximas da região. A alternativa considerada para a obtenção de séries históricas da velocidade do vento na cidade foi a seguinte: estimá-las a partir do estudo do Atlas Eólico do RS os dados da velocidade do vento na cidade de Porto Alegre; a partir dessas séries, utilizando ainda o Atlas Eólico, estimar a série de medidas para a cidade de Novo Hamburgo; e por fim corrigir os dados para a altura a ser considerado o projeto. Dessa forma, o projeto pode ser baseado em medições com um teor significativo, por serem de uma localidade regionalmente próxima ao local de estudo.

A figura 18 ilustra a metodologia utilizada para se estimar o potencial eólico de Novo Hamburgo, com o Atlas Eólico. Em seguida, toda a metodologia é descrita.



Figura 18 - Ilustração da metodologia para estimar o potencial eólico de NH.

5.1.1 Metodologia para a Estimativa da Velocidade do Vento Utilizada no Atlas Eólico do RS

Partindo dos dados apresentados pelo Atlas Eólico, procedeu-se à estimativa da velocidade do vento na região da cidade de Novo Hamburgo. O Atlas Eólico não apresenta os valores das séries de medidas em que ele se baseou para realizar o levantamento, apresentando somente os resultados sazonais em forma de mapas eólicos para as quatro estações do ano, em três alturas: 50, 75 e 100 metros. A metodologia empregada pelos realizadores do atlas eólico consistiu em utilizar os registros anemométricos medidos em 21 torres altas espalhadas pelo Estado. A partir daí, realizou-se a interpolação dos regimes de vento por modelagem de mesoescala MesoMap (da TrueWind Solutions, LLC), e por fim fez-se o cálculo na resolução de 1 km x 1 km utilizando o software WindMap (da Brower&Co.)

As 21 torres anemométricas possuíam alturas de 40 a 50 metros, instaladas de acordo com as recomendações do instituto alemão Deutsches Windenergie-Institut (DEWI) e da agência norte-americana International Energy Agency (IEA), e as medições

foram realizadas em um intervalo de tempo superior a 12 meses, validados por comparações climatológicas e filtragem de efeitos locais de topografia e rugosidade. O regime de vento para todo o território gaúcho foi assim interpolado em um modelo de mesoescala, o qual utiliza simulação atmosférica a partir de um banco de dados meteorológicos validados e consolidados, representativos para 15 anos, além de modelos computacionais abrangendo vários fenômenos físicos, os quais não são explicados no Atlas, porém são referenciados na sua bibliografia.

Por fim, através do cálculo da camada-limite, utilizou-se o software WindMap para mapear em resolução de 1 km x 1 km. Esse mapeamento utiliza um modelo tridimensional de escoamento, constituído por equações de conservação de massa e equações de camada-limite (incluindo a consideração da estabilidade térmica vertical da atmosfera). Detalhes adicionais são encontrados no Atlas Eólico e suas referências.

5.1.2 Dados Obtidos com Base no Atlas Eólico do RS

Com os resultados do estudo realizado pelo Atlas Eólico, fez-se então a análise dos seus resultados (os quais são de caráter bastante qualitativo) para chegar-se a séries de medidas da velocidade do vento que pudessem ser consideradas válidas para este projeto.

O Atlas Eólico apresenta dados de medidas anemométricas de localizações como os principais aeroportos da região e dados de medições indiretas sobre o oceano. As fontes de obtenção de tais medições foram o Ministério da Aeronáutica (MAER) e a agência norte-americana National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA). O gráfico da figura 19 demonstra o que está apresentado no Atlas sobre essas medidas:

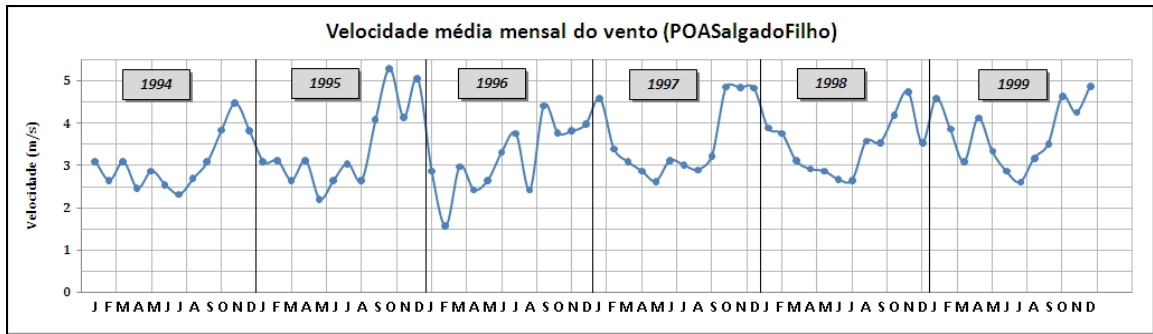


Figura 20 – Série de medidas da velocidade do vento no aeroporto Salgado Filho (POA).

Fonte: (SEMC, 2002).

Observa-se que existe certo padrão no comportamento do vento ao longo do ano, com velocidades mais baixas no primeiro semestre e velocidades mais altas do segundo semestre até o final do ano.

5.1.3 Medições do Vento para Novo Hamburgo e sua Distribuição Probabilística

O próximo passo foi determinar a série de medidas para a cidade de Novo Hamburgo utilizando a série estimada para Porto Alegre. O Atlas Eólico apresenta mapas sazonais para o Estado com um gráfico de cores relacionando a velocidade média do vento para alturas de 50, 75 e 100 metros. Esses mapas foram obtidos através dos modelos e interpolações dos dados das 21 torres anemométricas. A figura 21 apresenta os quatro gráficos referente às estações para uma altura de 100 metros.

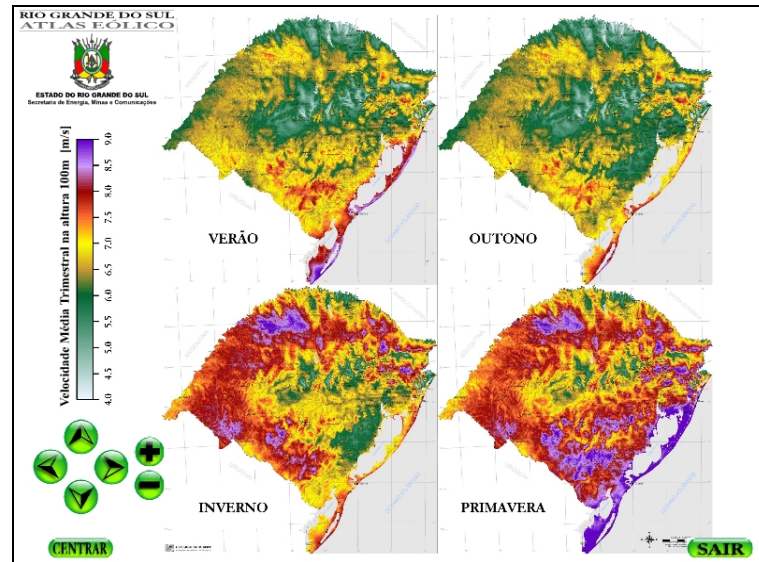


Figura 21 – Mapas eólicos sazonais para o Estado do RS (altura de 100 metros).

Fonte: (SEMC, 2002).

A partir da análise visual dos gráficos, estimou-se a velocidade média do vento na cidade de Porto Alegre e também na região de Novo Hamburgo. O quadro 5 apresenta as velocidades médias estimadas.

	Verão	Outono	Inverno	Primavera
POA	6,0 m/s	4,9 m/s	6,5 m/s	7,1 m/s
NH	6,2 m/s	5,5 m/s	7,0 m/s	7,7 m/s

Quadro 5 – Velocidades médias sazonais a 100 metros para POA e NH.

Novamente vale notar que esses dados são observações puramente visuais daquilo que apresenta o Atlas Eólico, mas que servem como base aceitável para o estudo do projeto. Observa-se novamente o comportamento característico do vento na cidade de Porto Alegre (e também de Novo Hamburgo) com os ventos mais fortes na estação da primavera, e os ventos mais moderados na estação do outono.

A seguir, definiu-se um coeficiente de proporcionalidade entre as velocidades do vento das cidades de Novo Hamburgo e Porto Alegre a partir dos dados observados. Esse coeficiente serve simplesmente para ajustar as séries de medidas obtidas de Porto Alegre para a cidade de Novo Hamburgo. Considerando que os modelos do Atlas Eólico foram obtidos através de interpolação entre os diversos dados das 21 torres (além das considerações de relevo e rugosidade do solo) usando meteorologia de mesoescala

(escalas de um quilômetro até algumas centenas de quilômetros), e ainda levando em conta que a distância das duas cidades é de cerca de 40 quilômetros, ficando dentro da mesoescala a alternativa foi considerar uma interpolação aproximadamente linear entre os valores das duas cidades. Dessa forma, definiu-se o coeficiente de proporcionalidade entre as medições das velocidades do vento como sendo:

$$R = \frac{\bar{V}_{NH}}{\bar{V}_{POA}} \text{ [adimensional]} \quad (24)$$

onde: \bar{V}_{NH} = velocidade média do vento na cidade de Novo Hamburgo [m/s],

\bar{V}_{POA} = velocidade média do vento na cidade de Porto Alegre [m/s],

R = coeficiente de proporcionalidade entre as velocidades das duas cidades.

Calculando R para cada uma das quatro estações, a partir do quadro 5, tem-se:

	Verão	Outono	Inverno	Primavera	Média
R	1,033	1,122	1,077	1,085	1,079

Quadro 6 - Coeficiente R para cada estação, e seu valor médio.

Usando o valor da média calculada para o coeficiente definido, o próximo passo foi o de corrigir as séries de medidas da cidade de Porto Alegre para a cidade de Novo Hamburgo, multiplicando os dados de Porto Alegre pelo coeficiente R . Tomando a série obtida em 5.1.2, a respectiva série corrigida para Novo Hamburgo é apresentada no quadro 7 e gráfico da figura 22.

Ano	Mês / Velocidade (m/s)											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
1994	3,32	2,85	3,32	2,64	3,09	2,73	2,49	2,9	3,32	4,13	4,82	4,11
1995	3,32	3,36	2,85	3,36	2,37	2,85	3,28	2,85	4,4	5,71	4,47	5,45
1996	3,09	1,68	3,2	2,61	2,85	3,57	4,05	2,61	4,76	4,07	4,11	4,28
1997	4,94	3,66	3,32	3,09	2,83	3,36	3,24	3,12	3,47	5,23	5,22	5,21
1998	4,19	4,05	3,36	3,14	3,09	2,88	2,85	3,85	3,81	4,52	5,11	3,81
1999	4,94	4,16	3,32	4,45	3,59	3,09	2,81	3,42	3,78	5	4,59	5,25

Quadro 7 - Série de medidas da velocidade do vento estimadas para NH (altura de 40 metros).

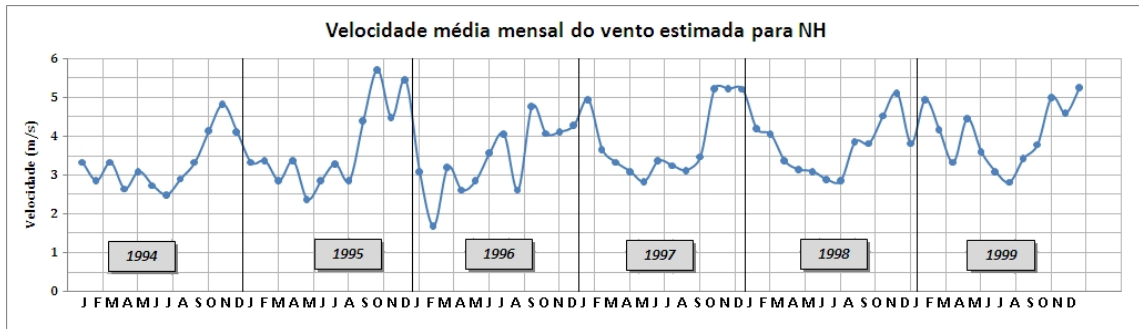


Figura 22 – Série estimada para a velocidade média mensal do vento em Novo Hamburgo.

Com esses dados considerados como aceitáveis, seguiu-se então à determinação do expoente de camada-limite para a região da cidade de Novo Hamburgo. Para o cálculo do expoente, foram utilizados os valores sazonais da velocidade do vento para a cidade. Lembrando que os dados do quadro 7 são medições originadas a 40 metros de altura, calculou-se a média para cada estação do ano para o total dos 6 anos (1994 – 1999). Esses valores são apresentados a seguir:

	Verão	Outono	Inverno	Primavera
$\bar{V}(\text{m/s})$	3,69	2,91	2,88	4,15

Quadro 8 – Velocidade média sazonal do vento para Novo Hamburgo.

A partir destes valores e dos valores do quadro 5, usou-se a expressão para o cálculo do expoente de camada-limite, expressão (15), com $z=40$ m e $z_r=100$ m:

	Verão	Outono	Inverno	Primavera	Média
n	0,566	0,696	0,969	0,676	0,727

Quadro 9 – Estimativas do expoente de camada-limite por estação do ano para Novo Hamburgo.

Observa-se a partir desses dados que o expoente de camada-limite calculado é um valor relativamente alto. Os valores apresentados por estudos na literatura apontam para valores máximos em torno de 0,4 em regiões densamente urbanizadas (Ray, Rogers, & McGowan, 2006) e (Elliott & Schwartz, 2006). Verifica-se assim a necessidade de trabalhar com dados de medições concretas do local de estudo. Certamente, deve-se considerar que a cidade de Novo Hamburgo não possui um nível de urbanização como Porto Alegre. O alto valor do expoente representa que a região de observação (no caso a

cidade de Porto Alegre originalmente) é um ambiente muito urbanizado. A partir desse resultado, decidiu-se analisar e comparar dois cenários para a caracterização do panorama eólico de Novo Hamburgo: o primeiro utilizando o expoente de camada-limite igual a 0,727 (n_0) calculado a partir das estimativas e o segundo utilizando o valor apresentado pela literatura de 0,4 para região com alta urbanização (n_l).

Com o valor do expoente de camada-limite tendo sido obtido, é possível a obtenção da série de medições da velocidade do vento estimada para a altura desejada (100 metros). As séries estimadas são apresentadas nos quadros 10 e 11 e no gráfico da figura 23.

Ano	Mês / Velocidade (m/s)											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
1994	6,46	5,55	6,46	5,14	6,02	5,31	4,85	5,65	6,46	8,04	9,38	8
1995	6,46	6,54	5,55	6,54	4,61	5,55	6,39	5,55	8,57	11,12	8,7	10,61
1996	6,02	3,27	6,23	5,08	5,55	6,95	7,88	5,08	9,27	7,92	8	8,33
1997	9,62	7,12	6,46	6,02	5,51	6,54	6,31	6,07	6,76	10,18	10,16	10,14
1998	8,16	7,88	6,54	6,11	6,02	5,61	5,55	7,49	7,42	8,8	9,95	7,42
1999	9,62	8,1	6,46	8,66	6,99	6,02	5,47	6,66	7,36	9,73	8,94	10,22

Quadro 10 – Série de medidas da velocidade do vento estimadas para NH (altura 100 metros, expoente de camada-limite 0,727).

Ano	Mês / Velocidade (m/s)											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
1994	4,79	4,11	4,79	3,81	4,46	3,94	3,59	4,18	4,79	5,96	6,95	5,93
1995	4,79	4,85	4,11	4,85	3,42	4,11	4,73	4,11	6,35	8,24	6,45	7,86
1996	4,46	2,42	4,62	3,77	4,11	5,15	5,84	3,77	6,87	5,87	5,93	6,17
1997	7,13	5,28	4,79	4,46	4,08	4,85	4,67	4,5	5,01	7,55	7,53	7,52
1998	6,04	5,84	4,85	4,53	4,46	4,15	4,11	5,55	5,5	6,52	7,37	5,5
1999	7,13	6	4,79	6,42	5,18	4,46	4,05	4,93	5,45	7,21	6,62	7,57

Quadro 11 – Série de medidas da velocidade do vento estimadas para NH (altura 100 metros, expoente de camada-limite 0,4).

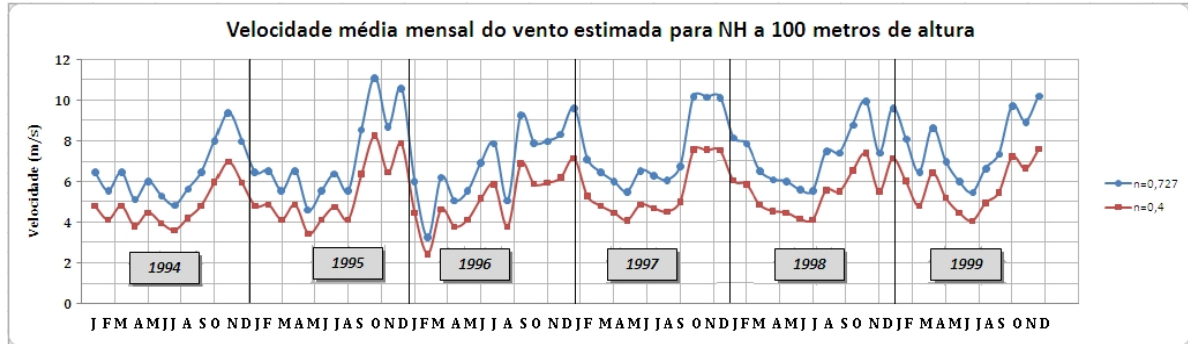


Figura 23 - Velocidade média do vento em NH estimada para 100 metros, com $n=0,4$ e $n=0,727$.

Finalmente, procedeu-se com a determinação da função de distribuição probabilística da velocidade média mensal do vento a 100 metros de altura. Usando a distribuição de *Weibull* (conforme 4.2) para estimar o comportamento do vento, encontra-se inicialmente a média e o desvio padrão das séries a 100 metros de altura, e posteriormente calculam-se os parâmetros k e C para a distribuição:

- Com $n = n_0$:

$$\begin{aligned}\bar{V} &= 7,155 \text{ m/s} \\ \sigma &= 1,7 \text{ m/s} \\ k &= \left(\frac{1,7}{7,155} \right)^{-1.086} = 4,76 \\ C &= \frac{\bar{V}}{r(1+\frac{1}{k})} = \frac{7,155}{0,916} = 7,815 \text{ m/s} \\ f(V) &= \frac{4,76}{7,815} \cdot \left(\frac{V}{7,815} \right)^{3,76} \cdot e^{-\left(\frac{V}{7,815}\right)^{4,76}}\end{aligned}\quad (25)$$

- Com $n = n_1$:

$$\begin{aligned}\bar{V} &= 5,3 \text{ m/s} \\ \sigma &= 1,26 \text{ m/s} \\ k &= \left(\frac{1,26}{5,3} \right)^{-1.086} = 4,76 \\ C &= \frac{\bar{V}}{r(1+\frac{1}{k})} = \frac{5,3}{0,916} = 5,79 \text{ m/s} \\ f(V) &= \frac{4,76}{5,79} \cdot \left(\frac{V}{5,79} \right)^{3,76} \cdot e^{-\left(\frac{V}{5,79}\right)^{4,76}}\end{aligned}\quad (26)$$

A figura 24 ilustra a distribuição probabilística para a cidade, a 100 metros de altura, com os dois valores do expoente de camada-limite. A frequência de ocorrência das velocidades (eixo vertical), neste caso, é anual (pois o gráfico é feito a partir de séries de 12 meses), e a velocidade (eixo horizontal) é média mensal.

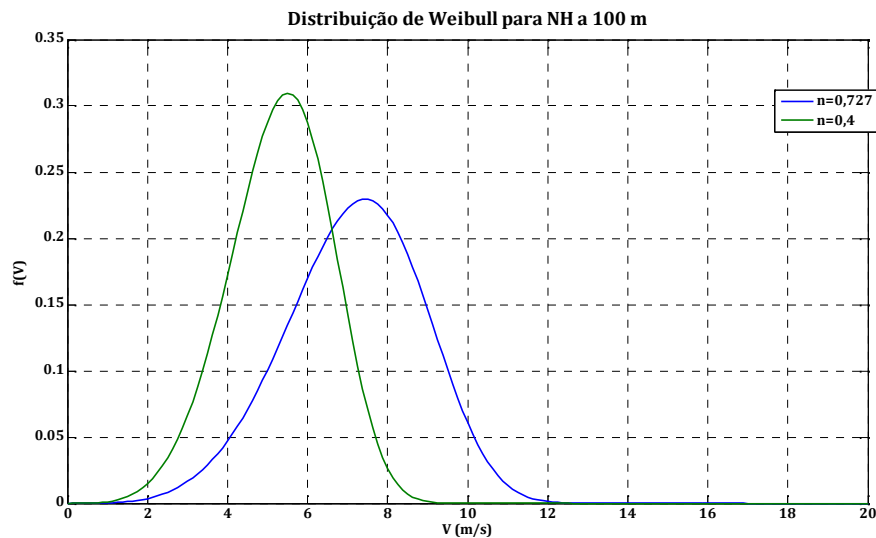


Figura 24 – Distribuição de probabilidade da velocidade do vento a 100 m de altura em NH, para os dois valores $n = 0,727$ e $n = 0,4$.

5.2 POTENCIAL EÓLICO DO LOCAL

Com a série de medições da velocidade do vento na cidade, é possível se determinar o potencial eólico do local a ser instalado o parque. Novamente, conforme o capítulo 4.2, e considerando-se como estimativa inicial a altura de 100 metros para as torres, encontram-se os valores respectivos para a densidade do ar nessa altitude, os valores da velocidade cúbica média e por fim a potência específica da cidade, para os dois valores de expoente de camada-limite:

- Com $n = n_0$:

$$\rho = 1,223 \cdot e^{-\left(\frac{0,297}{3048} \cdot 100\right)}$$

$$\rho = 1,211 \text{ kg/m}^3 \quad (27)$$

$$\begin{aligned}\bar{V}^3 &= 5,79^3 \cdot \Gamma\left(1 + \frac{3}{4,76}\right) = 428,23 \text{ m}^3/\text{s}^3 \\ \bar{E} &= \frac{1}{2} \cdot 1,211 \cdot 428,23 = 259,29 \text{ W/m}^2\end{aligned}\quad (28)$$

- Com $n = n_i$:

$$\begin{aligned}\bar{V}^3 &= 7,815^3 \cdot \Gamma\left(1 + \frac{3}{4,76}\right) = 174,15 \text{ m}^3/\text{s}^3 \\ \bar{E} &= \frac{1}{2} \cdot 1,211 \cdot 174,15 = 105,45 \text{ W/m}^2\end{aligned}\quad (29)$$

Verifica-se uma diferença considerável entre os valores calculados para a potência específica de Novo Hamburgo a 100 metros, ao considerarem-se os dois valores de expoente de camada-limite. Com o valor estimado de $n = 0,727$ a potência específica calculada da cidade é cerca de 2,45 vezes superior à calculada com o valor teórico de $n = 0,4$. Em comparação, o valor da potência específica calculada para o Parque Eólico da cidade de Osório é de cerca de 200 W/m².

Com o valor de \bar{E} calculado, e sabendo-se a demanda média mensal de Novo Hamburgo (conforme 3.1), pode-se determinar a área teórica necessária de captação do vento para suprir a demanda da cidade. Considerando $\bar{P}_{NH} = 69 \text{ MW}$ a demanda média mensal da cidade, a área necessária para os dois casos de n será:

- Com $n = n_0$:

$$A_{NH} = \frac{\bar{P}_{NH}}{\bar{E}} = \frac{69 \text{ E06}}{259,29} = 266.111,3 \text{ m}^2 \quad (30)$$

- Com $n = n_i$:

$$A_{NH} = \frac{\bar{P}_{NH}}{\bar{E}} = \frac{69 \text{ E06}}{105,45} = 654.338,55 \text{ m}^2 \quad (31)$$

Estes resultados da área de captação são úteis na hora de se estipular o número de torres eólicas a serem instaladas para a produção da energia desejada. De posse das especificações do rendimento do aerogerador escolhido para o projeto, e a área da planta, verifica-se a possibilidade de se atender ou não os requisitos para a geração com

aquele fabricante. Pode-se assim estudar alternativas que visem o melhor custo-benefício na escolha dos equipamentos.

Em seguida determina-se a densidade da energia eólica anual, disponível para a cidade (DE), em função da velocidade do vento. Para isto, é necessário multiplicar a distribuição de probabilidade do vento pela potência, dada pela equação (3), e pelo tempo (um ano = 8.760 horas):

- Com $n = n_0$:

$$DE(V) = 8760 \times \left(\frac{1}{2} \cdot 1,211 \cdot A \cdot V^3\right) \times \frac{4,76}{7,815} \cdot \left(\frac{V}{7,815}\right)^{3,76} \cdot e^{-\left(\frac{V}{7,815}\right)^{4,76}} \quad [\text{Wh} \cdot (\text{m/s})^{-1}] \quad (32)$$

- Com $n = n_i$:

$$DE(V) = 8760 \times \left(\frac{1}{2} \cdot 1,211 \cdot A \cdot V^3\right) \times \frac{4,76}{5,79} \cdot \left(\frac{V}{5,79}\right)^{3,76} \cdot e^{-\left(\frac{V}{5,79}\right)^{4,76}} \quad [\text{Wh} \cdot (\text{m/s})^{-1}] \quad (33)$$

A densidade de potência do local depende da área considerada, neste caso, a área das pás do rotor de uma turbina. Considerando por exemplo uma turbina com pás de 32 metros de comprimento e área de captação igual a 3.217 m² (um valor típico para turbinas de 2 MW), a densidade da energia anual teórica que a turbina geraria em Novo Hamburgo seria como no gráfico da figura 25.

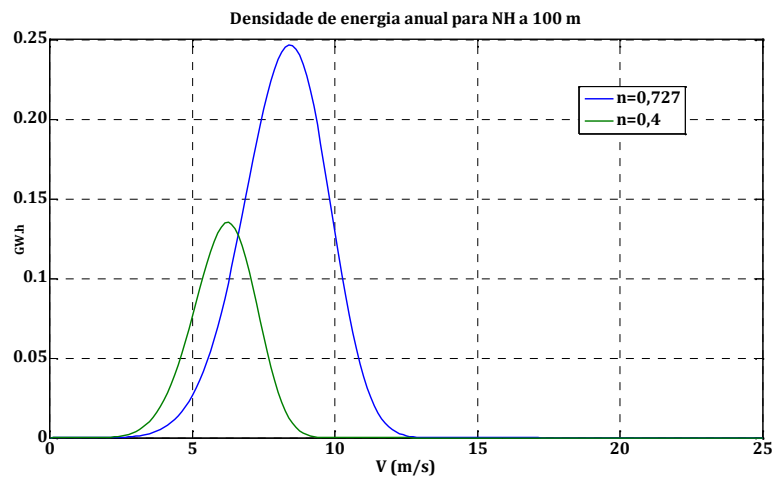


Figura 25 – Densidade de energia anual disponível em Novo Hamburgo para uma turbina com pás de 32 m de diâmetro.

A partir do gráfico da densidade de energia anual para esta turbina, observa-se que, para $n = 0,4$ a maior quantidade de energia gerada é para ventos em torno de 6,3 m/s e para $n = 0,727$ a velocidade é em torno de 8,5 m/s. Em seguida, é necessário qualificar a geração da energia ao acoplar-se o aerogerador na turbina.

Integrando-se as equações (29) e (30) em relação à velocidade do vento V é possível de se calcular a energia total E_T captada em um ano pela turbina, em função da área A varrida pelas suas pás:

- Com $n = n_0$:

$$E_T(A) = \int_0^{\infty} 8760 \times \left(\frac{1}{2} \cdot 1,211 \cdot A \cdot V^3\right) \times \frac{4,76}{7,815} \cdot \left(\frac{V}{7,815}\right)^{3,76} \cdot e^{-\left(\frac{V}{7,815}\right)^{4,76}} dV \text{ [Wh]} \quad (34)$$

- Com $n = n_i$:

$$E_T(A) = \int_0^{\infty} 8760 \times \left(\frac{1}{2} \cdot 1,211 \cdot A \cdot V^3\right) \times \frac{4,76}{5,79} \cdot \left(\frac{V}{5,79}\right)^{3,76} \cdot e^{-\left(\frac{V}{5,79}\right)^{4,76}} dV \text{ [Wh]} \quad (35)$$

Por fim, com o auxílio do MATLAB, as equações (34) e (35) resultam em:

- Com $n = n_0$:

$$E_T(A) = 2.272 \times A \text{ [kWh]} \quad (36)$$

- Com $n = n_i$:

$$E_T(A) = 923,8 \times A \text{ [kWh]} \quad (37)$$

5.3 AEROGERADORES E TORRES EÓLICAS PARA O PROJETO

Seguindo a tendência atual dos projetos de parques eólicos, os aerogeradores mais utilizados para a geração em grande escala são as máquinas de potência nominal entre 1,5 e 2,5 MW, por operarem com velocidades menores e gerarem menores ruídos. Sendo assim, prosseguiu-se o estudo analisando duas alternativas de aerogeradores, de duas fabricantes diferentes. O Brasil ainda não uma diversidade de fabricantes de

aerogeradores, tendo apenas a Wobben Windpower, subsidiária da empresa alemã Enercon, a argentina IMPSA e a alemã Führländer que planeja instalar uma fábrica no final de 2009.

A escolha de aerogeradores e turbinas fabricados no próprio país reduz custos como importação e compra de material com preços praticados no mercado internacional. A importância de se desenvolver um mercado interno de manufatura dos componentes utilizados em parques eólicos é uma premissa imperativa para a viabilidade desse tipo de projeto.

Os aerogeradores escolhidos para serem analisados no projeto foram o FL2500 da Führländer com potência nominal de 2.500 kW, e o E-70 E4 da Wobben, com potência nominal de 2.300 kW. Esse último foi o aerogerador utilizado na construção do Parque Eólico de Osório. A seguir as características técnicas dos dois aerogeradores, recuperadas dos sites dos fabricantes:

Wobben modelo E-70 E4	
Potência nominal	2.300 kW
Diâmetro do rotor	71 metros
Altura do eixo do rotor	64 – 113 metros (torre tubular em concreto ou aço e diferentes fundações)
Rotor	Controle ativo de ângulo de passo das pás
Número de pás	3
Área de captação das pás	3.959 m ²
Material das pás	Epoxy (reforçado com fibra de vidro), com proteção total contra descargas atmosféricas
Velocidade do rotor	Variável, 6 – 21,5 RPM
Controle de potência	3 sistemas elétricos de acionamento sincronizado do ângulo de passo das pás
Gerador	Gerador síncrono de anel com acionamento direto rotor/gerador
Controle de orientação	Ativo por engrenagens, amortecimento dependente do esforço
Velocidade de <i>cut-in</i>	2,5 m/s
Velocidade nominal	13,5 m/s
Velocidade de <i>cut-out</i>	28 – 34 m/s

Quadro 12 – Especificações técnicas do E-70, fornecidas pela Wobben.

Führländer modelo FL2500	
Potência nominal	2.500 kW
Diâmetro do rotor	80 – 100 metros
Altura do eixo do rotor	85 – 160 metros (torre tubular em aço ou treliçada)
Número de pás	3
Área de captação das pás	5.027 – 7.854 m ²
Material das pás	Plástico reforçado com fibra de vidro
Velocidade do rotor	Variável, 9,4 – 17,1 RPM
Controle de potência	Por inclinação (<i>pitch</i>)
Gerador	Assíncrono com motor de indução de anéis.
Controle de orientação	Motores de 4 engrenagens elétricas
Velocidade de <i>cut-in</i>	3,5 m/s
Velocidade nominal	11,5 m/s
Velocidade de <i>cut-out</i>	25 m/s

Quadro 13 – Especificações técnicas do FL2500, fornecidas pela Führländer.

Para os dois modelos de aerogeradores escolhidos, os fabricantes disponibilizam as respectivas curvas de rendimento, da potência de saída do gerador pela velocidade do vento. Essas curvas são utilizadas para a especificação da quantidade necessária de torres a serem instaladas na planta para atender a geração da potência desejada. A potência instalada do parque será dada pela quantidade de máquinas geradoras instaladas e sua potência nominal. O Fator de Capacidade FC^5 do parque pode ser estimado a partir da razão entre real geração das turbinas e a potência instalada. Para o cálculo da real geração do parque, consideram-se além do FC , o coeficiente aerodinâmico do rotor C_p e ainda o Fator de Utilização do parque, FU , que representa a porcentagem anual de funcionamento de todas as torres (para a etapa do estudo do projeto utiliza-se comumente $FU=97\%$ (Mattuella, 2005)). As figuras 26 e 27 apresentam as curvas teóricas de rendimento dos dois modelos de aerogeradores.

⁵ Segundo a AWEA, a média mundial do Fator de Capacidade para os parques eólicos existentes é de 30%. Para o Parque Eólico de Osório esse fator é de 34%.

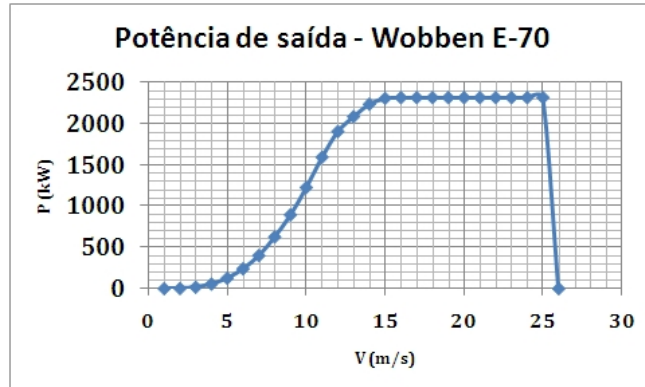


Figura 26 – Curva teórica do rendimento da E-70, fornecida pela Wobben.

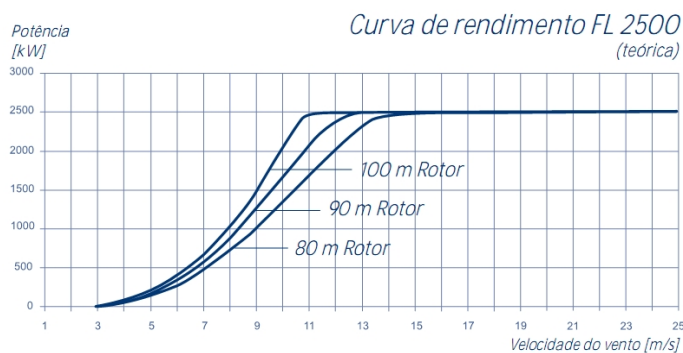


Figura 27 – Curva teórica do rendimento da FL2500, fornecida pela Führländer.

Com as curvas do rendimento dos aerogeradores e a distribuição de *Weibull* da velocidade do vento na cidade de Novo Hamburgo é possível de se determinar a densidade da energia gerada pelo aerogerador, $DE_G(V)$, durante o período de um ano em função da velocidade do vento. Para isso, multiplica-se a função distribuição de probabilidade anual do vento pela curva de rendimento do aerogerador:

$$DE_G(V) = 8760 \times (\text{curva do rendimento do aerogerador}) \times f(V) \text{ [Wh} \cdot (\text{m/s})^{-1}] \quad (38)$$

Em seguida, calcula-se a energia total gerada pela máquina durante um ano, E_G integrando-se a expressão (38) em relação à velocidade do vento:

$$E_G = \int_0^{\infty} DE_G(V) dV \text{ [Wh]} \quad (39)$$

Resolvendo-se as equações (38) e (39) com o auxílio do MATLAB para os dois modelos de aerogeradores têm-se os resultados no quadro a seguir:

	E-70 (rotor de 71 m)	FL2500 (rotor de 80 m)
$n = n_0$	$E_G = 4.947,1 \text{ MWh}$	$E_G = 4.947,1 \text{ MWh}$
$n = n_l$	$E_G = 1.953,4 \text{ MWh}$	$E_G = 1.953,4 \text{ MWh}$

Quadro 14 - Energia gerada pelos aerogeradores durante um ano em Novo Hamburgo.

Observam-se os resultados idênticos fornecidos pelos dois aerogeradores, tendo explicação devido ao fato de que: sendo as curvas dos rendimentos muito semelhantes, salvo apenas pela potência nominal diferente, verifica-se que a mesma somente é conseguida com velocidades do vento superiores a 14 m/s para os dois modelos, e como a esta velocidade (e velocidades superiores) a frequência de ocorrência é praticamente nula (ver 5.1), os aerogeradores terão performances praticamente idênticas. Essa análise mostra que, conhecendo bem o comportamento eólico do local, pode-se trabalhar no nível do projeto com uma liberdade de opções para aerogeradores de variados modelos, e definir aquele que venha ser a melhor alternativa de custo.

Com os resultados da energia total convertida pelo aerogerador, pode-se determinar o seu rendimento η utilizando os resultados das equações (36), (37) e (39):

$$\eta = \frac{E_G}{E_T(A)} \quad (40)$$

O quadro a seguir apresenta os rendimentos para os dois modelos:

	E-70 (área do rotor de 3.959 m²)	FL2500 (área do rotor de 5.027 m²)
$n = n_0$	$\eta = 55\%$	$\eta = 43\%$
$n = n_l$	$\eta = 53\%$	$\eta = 42\%$

Quadro 15 - Rendimento dos dois modelos de aerogeradores para a cidade de Novo Hamburgo.

Conclui-se desses resultados que, devido à característica do comportamento do vento na cidade forçar os dois aerogeradores a terem conversão idêntica quantitativamente, o modelo FL2500 por ter uma área de captação maior que o modelo E-70, ele estará rendendo menos mesmo captando mais vento, pois isso não altera a quantidade de potência na saída. Sendo assim, em termos de rendimento, o aerogerador da Wobben dentre esses dois, seria o mais indicado para o parque em Novo Hamburgo. Dessa forma

escolheu-se a Wobben e seu modelo E-70 E4 como o conjunto aerogerador-turbina-torre para o parque.

5.4 FATOR DE CAPACIDADE DO PARQUE, POTÊNCIA INSTALADA E ÁREA NECESSÁRIA

Finalmente, tendo o conhecimento e a caracterização do regime de ventos de Novo Hamburgo, do potencial eólico da cidade, e do comportamento e rendimento das torres eólicas a serem instaladas, partiu-se para a configuração da planta a fim de atender o requisito do projeto. Inicialmente determinou-se o Fator de Capacidade do parque, a partir de η , FU e C_p ⁶:

$$FC = FU \times C_p \times \eta \quad (41)$$

$$\text{Para } n = n_0: FC = 0,97 \times 0,3 \times 0,55 = 16,05\% \quad (42)$$

$$\text{Para } n = n_l: FC = 0,97 \times 0,3 \times 0,53 = 15,42\% \quad (43)$$

Os valores calculados para o FC demonstram o que já era esperado: Novo Hamburgo é pobre em recursos eólicos. O aproveitamento é comprometido devido ao baixo rendimento dos aerogeradores, que estarão trabalhando muito abaixo do seu ponto ótimo de funcionamento. Em comparação com o Parque de Osório, por exemplo, o rendimento dos aerogeradores lá chega muito próximo a 98%, de forma que o FC fique em torno de 34%. O resultado prático disso é que em Novo Hamburgo ter-se-ia praticamente o dobro de torres do que em Osório para se gerar a mesma potência.

Visando atender a demanda da cidade, de 69 MW, e com o FC em torno de 15,5%, seria necessária uma potência instalada de 445 MW. Trabalhando com as diretrizes do PROINFA, este parque não seria contemplado no programa. O programa do Governo estabelece um máximo de geração de 220 MW que pode ser contratado por Estado. No RS já existe o Parque de Osório com 150 MW de potência instalada, fazendo parte do PROINFA. Existem outras usinas também previstas no Estado, porém não em fase de

⁶ Coeficiente aerodinâmico de potência do rotor (ver capítulo 4.3). As folhas de dados dos fabricantes não fornecem esta informação, portanto utilizou-se $C_p = 0,3$.

operação, por isso, considerou-se 50 MW do programa para o parque de Novo Hamburgo. Com essa potência instalada e o *FC* calculado, o parque forneceria cerca de 7,75 MW líquidos, o que representa 11,23% da demanda da cidade.

Para se ter uma potência instalada de 50 MW serão necessárias 21 torres eólicas Wobben E-70, totalizando a potência instalada do parque $PI = 48,3$ MW. Como visto no capítulo 4.5, cada torre deve reservar uma área própria de $50 \cdot D^2$, onde D é o diâmetro do rotor, 71 metros no caso deste modelo. Chega-se assim a uma área de 252.050 m² por torre, e um total de 5,29305 km² de área necessária para o parque. Como visto no capítulo 3.2.1, o local propício para a instalação do parque seria o bairro de Lomba Grande, e a área do parque ocuparia 3,39% da área total da zona.

Finalizando, os aspectos técnicos principais para o parque ficam definidos, com o conhecimento do potencial eólico de Novo Hamburgo, o número de torres a ser instalada, a área necessária para o parque, e o local mais propício.

5.5 ESTIMATIVA DO CUSTO DE INSTALAÇÃO DO PARQUE

A literatura apresenta comprovadamente que cerca de 67-80% dos custos de um empreendimento de energia eólica de grande porte correspondem às torres e equipamentos (Mattuella, 2005). Para um parque eólico de médio a grande porte, os custos iniciais do projeto são apresentados no quadro 16.

Categoria de custos iniciais do projeto	Porcentagem do custo total
Estudo de viabilidade	Menos de 2 %
Negociações de desenvolvimento	1 – 8 %
Projeto de engenharia	1 – 8 %
Custo de equipamentos	67 – 80 %
Instalações e infra-estrutura	17 – 26 %
Diversos	1 – 4 %

Quadro 16 – Custos iniciais de projetos em energia eólica.

Fonte: adaptado de (Dutra & Tolmasquim, 2003).

A partir de contatos realizados com os fabricantes Führländer e Wobben, o custo de construção total de um projeto de parque eólico, na fase de entrega para entrar em operação fica em torno de R\$5,5 milhões por MW instalado.

O preço do aerogerador é assim estimado em cerca de R\$ 3,5 milhões/MW. Uma turbina de 2.300 kW teria dessa forma um preço igual a R\$ 8 milhões. Retomando o quadro 16, a divisão dos custos ficaria aproximadamente da seguinte forma:

Categoria de custos iniciais do projeto	Custo
Estudo de viabilidade	Menos de R\$5,3milhões
Negociações de desenvolvimento	R\$2,66 – 21,25milhões
Projeto de engenharia	R\$2,66 – 21,25milhões
Custo de equipamentos	R\$178 – 212,5milhões
Instalações e infra-estrutura	R\$45,16 – 69milhões
Diversos	R\$2,66 – 10,63milhões
TOTAL	R\$265,65milhões

Quadro 17 – Estimativas de custo do projeto do parque eólico de Novo Hamburgo.

Com esta estimativa do custo inicial do projeto, é possível a realização de um estudo de viabilidade econômica do empreendimento, definindo se o projeto retornará financeiramente o desejado ou não.

6 ANÁLISE ECONÔMICA DO PROJETO

Tendo sido realizado o desenvolvimento do estudo técnico do parque eólico, procedeu-se então com uma análise preliminar da sua viabilidade econômica. O projeto foi considerado como sendo uma realização dentro das leis do PROINFA. Os custos considerados na análise para o investimento inicial foram calculados no capítulo 5.5.

O método utilizado para a determinação da viabilidade do projeto é o da Taxa Interna de Retorno (TIR⁷). Esse método é estipulado pelo próprio PROINFA como sendo um indicador de viabilidade econômica dos projetos envolvendo fontes alternativas. O método permite calcular o quão rentável o investimento seria, no período estipulado para o contrato da compra da energia gerada. O PROINFA prevê um contrato de compra de energia elétrica da usina pelas Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (ELETROBRÁS) durante um período de 20 anos, com valor determinado para a compra, chamado de Valor Econômico da Tecnologia Específica da Fonte (VETEF). Dados mais recentes da ELETROBRÁS apresentam esse valor, conforme as premissas indicadas no art. 3º do Decreto n.º 5.025, de 30 de março de 2004 da ANEEL, como sendo igual a R\$247,305 por MWh.

Os projetos contemplados dentro do PROINFA podem receber auxílio do Banco Nacional de Desenvolvimento Social (BNDES), de até 80%. Este financiamento deve ser amortizado em até 12 anos, com taxa de juros estipulada pelo BNDES. O BNDES pratica duas modalidades de empréstimo: Operação Direta (o banco financia direto com o mutuário) e Operação Indireta (o banco repassa recursos através de um ou mais agentes financeiros). A Operação Direta é preferível para investimentos superiores a R\$10milhões.

⁷ A taxa interna de retorno é uma figura da engenharia econômica que representa a taxa em que os saldos futuros no investimento se igualam no presente ao custo do investimento.

6.1 DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS DO FLUXO DE CAIXA DO INVESTIMENTO

Para a elaboração do fluxo de caixa do investimento, foram definidos parâmetros para os diversos componentes da análise, como impostos, gastos de operação e manutenção (O&M), arrendamento da terra, taxas do financiamento do BNDES, etc. A análise, realizada nos moldes apresentados em (Mattuella, 2005), é uma análise preliminar da viabilidade econômica, sendo que um enfoque mais detalhado seria necessário para definir mais precisamente a viabilidade econômica do empreendimento. Os parâmetros utilizados são apresentados a seguir:

- Período de autorização de operação pela ANEEL e vigência do contrato: 20 anos;
- Potência unitária: máquinas de 2.300 kW (Wobben E-70 E4);
- Número de torres: 21 (100 metros de altura);
- Potência instalada no parque (*PI*): 48,3 MW;
- Fator de Capacidade do parque (*FC*): 15,5%;
- Perdas na transmissão: 2%;
- Valor da compra de energia (VETEF): R\$247,305/MWh;
- Investimento em equipamentos e construção da planta: R\$5,5mil/kW;
- Impostos sobre a receita (PIS⁸, COFINS⁹): 7,6% + 1,65%;
- Custo do arrendamento: 1% da receita bruta anual;
- Custo do seguro operacional: 0,5% do total da instalação, anualmente;
- Custo de transmissão: R\$1,25/kW/mês;
- Custo de recultivação: R\$3,50/kW/ano;
- O&M, divididos por períodos: 1º e 2º anos – R\$50,00/kW de *PI*, 3º ao 10º anos – R\$100,00/kW de *PI*, 11º ao 20º anos – R\$120,00/kW de *PI*.

⁸ PIS, ou programa de integração social: imposto devido pelas pessoas jurídicas para o pagamento do seguro-desemprego.

⁹ COFINS, ou contribuição para o financiamento da seguridade social: imposto sobre a receita bruta das empresas destinado a financiar a seguridade social.

Além desses parâmetros, deve-se considerar a taxa de juros do financiamento do BNDE. Considerando a modalidade de Operação Direta, o BNDES considera para um projeto de geração dentro do PROINFA a seguinte composição simplificada da taxa:

$$i = TJLP + \text{Remuneração Básica BNDES} + \text{Risco de crédito} \text{ [\% a.a.]} \quad (44)$$

onde: i = taxa de juros do financiamento,

$TJLP$ = taxa de juros a longo prazo.

Para a $TJLP$, a média trimestral tem-se mantido em 6,5%. A remuneração básica do BNDES é estipulada para o projeto como 1,5% em média e a taxa de risco de crédito de 1,5%. Com esses valores chega-se a uma taxa de financiamento i de 9,5% a.a., bastante considerável.

Dentre os parâmetros, o custo de recultivação refere-se à reserva financeira para se desmontar o parque eólico no 20º ano e reconstituir a área. Além disso, deve-se ter conhecimento da Energia de Referência, Er do projeto para um ano de operação, que é definida na lei do PROINFA como:

$$Er = FC \times PI \times (1 - TEIF) \times (1 - TEIP) \times 8760 \text{ [Wh]} \quad (45)$$

onde: $TEIF$ = taxa equivalente de indisponibilidade forçada,

$TEIP$ = taxa equivalente de indisponibilidade programada.

A $TEIF$ é a porcentagem que representa o quanto a usina perde na geração devido a fatores não controlados, como sombras do vento interferentes atrás das turbinas eólicas. A $TEIP$ é a porcentagem representando paradas programadas da usina, principalmente para manutenção. Estima-se em média uma $TEIF$ igual a 5% e uma $TEIP$ igual a 3% (Mattuella, 2005). Assim, a energia de referência para o projeto será igual a:

$$Er = 0,155 \times 48,3 \times (1 - 0,05) \times (1 - 0,03) \times 8760 = 60.433,57 \text{ MWh} \quad (46)$$

Para o investimento, considerou-se inicialmente um financiamento com o BNDES de 80% do valor do investimento total ($0,8 \times R\$ 265,65\text{milhões} = R\$ 212,52\text{milhões}$). A partir dessas considerações efetuou-se o fluxo de caixa e a estimativa da viabilidade do empreendimento através da TIR.

6.2 REALIZAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA DO INVESTIMENTO

Utilizando os parâmetros definidos, o fluxo de caixa foi realizado, inicialmente sem considerar as despesas devidas à amortização e aos juros do financiamento. O quadro a seguir apresenta o fluxo inicial:

		1º - 2º ano	3º - 10º ano	11º - 20º ano
<i>Er</i>	60433,57 MWh			
VETEF	R\$ 247,31/MWh			
<i>PI</i>	48.300 kW			
Investimento	R\$ 5.500,00/kW			
Investimento total (<i>IT</i>)	R\$ 265.650.000,00			
Financiamento BNDES (<i>FB</i>)	R\$212.520.000,00			
Receita Bruta (<i>RB</i>) = VETEFx <i>Er</i>		R\$ 14.945.524,87	R\$ 14.945.524,87	R\$ 14.945.524,87
Perdas	2% sobre <i>RB</i>	R\$ 298.910,50	R\$ 298.910,50	R\$ 298.910,50
Impostos sobre a receita	9,25% sobre <i>RB</i>	R\$ 1.382.461,05	R\$ 1.382.461,05	R\$ 1.382.461,05
O&M 1º - 2º ano	R\$50/kW	R\$ 2.415.000,00		
O&M 3º - 10º ano	R\$100/kW		R\$ 4.830.000,00	
O&M 11º - 20º ano	R\$120/kW			R\$ 5.796.000,00
Arrendamento	1% sobre <i>RB</i>	R\$ 149.455,25	R\$ 149.455,25	R\$ 149.455,25
Seguro Operacional	0,5% sobre <i>IT</i>	R\$ 1.328.250,00	R\$ 1.328.250,00	R\$ 1.328.250,00
Transmissão da Energia	R\$2,5/kW/mês	R\$ 1.449.000,00	R\$ 1.449.000,00	R\$ 1.449.000,00
Recultivação	R\$3,5/kW/ano	R\$ 169.050,00	R\$ 169.050,00	R\$ 169.050,00
Despesas sem a amortização e os juros do financiamento		R\$ 7.192.126,80	R\$ 9.607.126,80	R\$ 10.573.126,80

Quadro 18 – Fluxo de caixa para o projeto.

Para a amortização do financiamento do BNDES de 9,5% a.a., utilizou-se o sistema de amortização *PRICE*¹⁰, indicado para investimentos desse tipo. As parcelas do pagamento anual, *Pag*, são calculadas com as fórmulas:

$$k = \frac{i \times (1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \quad (47)$$

$$Pag = k \times FB \quad (48)$$

¹⁰ Método de amortização desenvolvido por Richard Price, consistindo em realizar pagamentos da dívida (amortização + juros) sempre iguais.

O prazo de amortização total deve ser 12 anos. Resolvendo-se as duas expressões encontra-se o valor de R\$ 30.430.253,03 para as parcelas do pagamento anual, as quais são muito superiores à receita bruta. Dessa forma, verifica-se a não viabilidade do projeto com as considerações feitas.

As principais razões que inviabilizam o projeto do ponto de vista considerado estão relacionadas ao potencial eólico do local do parque e ao financiamento junto ao BNDES:

- Tendo o parque um FC baixo, a receita gerada é baixa;
- A taxa de juros do financiamento é consideravelmente alta, o que torna as parcelas do pagamento das amortizações e juros altos;
- O período de amortização da dívida do financiamento é curto.

Para efeito comparativo, realizou-se um novo fluxo de caixa, considerando um financiamento de 25% do BNDES ($FB = R\$ 66.412.500,00$) com juros de 1% a.a. Repetindo o cálculo para as parcelas do pagamento, da dívida do financiamento, encontrou-se $Pag = R\$ 5.900.670,18$. O quadro a seguir apresenta o saldo de cada ano considerando agora as parcelas do pagamento Pag :

	1º - 2º ano	3º - 12º ano	13º - 20º ano
Receita Bruta (RB)	R\$ 14.945.524,87	R\$ 14.945.524,87	R\$ 14.945.524,87
Despesas sem a amortização e os juros do financiamento	R\$ 7.192.126,80	R\$ 9.607.126,80	R\$ 10.573.126,80
Parcela do pagamento da dívida do financiamento (Pag)	R\$ 5.900.670,18	R\$ 5.900.670,18	R\$ 0,00
Saldo (S_n)	R\$ 1.852.727,90	- R\$ 562.272,10	R\$ 4.372.398,08

Quadro 19 – Saldo anual considerando o pagamento da dívida do financiamento.

Observa-se que com os novos parâmetros do financiamento houve uma diminuição na dívida do financiamento, tornando o saldo positivo nos dois primeiros anos e a partir do décimo terceiro ano. Isso indica apenas que o retorno do investimento é positivo nesses anos, porém a análise deve ser feita em relação à TIR. A equação que relaciona a TIR com o custo do investimento é:

$$IT - FB = \sum_{n=1}^{20} \frac{S_n}{(1+TIR)^n} \quad (49)$$

onde: S_n = saldo no ano n .

Resolvendo-se a equação (49) com $IT = R\$ 265.650.000,00$, $FB = R\$ 66.412.500,00$ e S_n conforme o quadro 19, encontrou-se uma TIR igual a -10,08%. Novamente, o investimento não se apresentou como sendo viável economicamente nessa abordagem. Mesmo com taxa de juros praticada muito pequena, o valor da receita bruta anual do parque não é suficiente para cobrir as despesas do mesmo e pagar a dívida com o BNDES.

Resumindo, seguindo a proposta apresentada pelo programa do PROINFA, e com o financiamento do BNDES, parques eólicos com FC baixo como o de Novo Hamburgo, mostram-se proibitivos, pelo próprio PROINFA, pelo fato de que o tamanho do parque e conseqüentemente o seu custo tanto de instalação quanto de operação e manutenção são altos frente ao baixo retorno que se obtém com o parque em operação.

7 CONCLUSÃO

Ao final da realização do trabalho, pode-se dizer que objetivo principal foi atendido, mas com possibilidades de melhorias. A caracterização da cidade de Novo Hamburgo em termos de potencial eólico foi realizada a um nível aceitável, de acordo com dados do Atlas Eólico do RS, os quais foram estimados a partir de medidas realizadas em cidades próximas e interpolações de modelos atmosféricos, levando em consideração características da geografia da região.

Inicialmente, toda a parte de pesquisa a respeito das questões envolvidas no projeto de um parque eólico foi suficiente para nortear a metodologia utilizada no seguimento do trabalho. As definições técnicas para o projeto a partir da caracterização do comportamento do vento na cidade puderam ser realizadas na seqüência, e os custos de instalação de um projeto de parque eólico foram estimados com base nessas definições. Assim, realizou-se por fim o estudo da viabilidade econômica de tal empreendimento, sempre dentro das diretrizes do PROINFA, e constataram-se as desvantagens e conseqüente inviabilidade do parque para Novo Hamburgo.

Um estudo mais detalhado das caracterizações técnicas e econômicas pode ainda ser desenvolvido. No que diz respeito ao potencial eólico de Novo Hamburgo, ficou evidente a necessidade de se trabalhar com dados reais, de medições da velocidade do vento in loco, pois estimações estão sujeitas a variações significativas quando se trabalha com modelos atmosféricos e climatológicos. No que diz respeito ao estudo econômico do projeto, pode-se detalhar mais o estudo preliminar realizado, utilizando valores pesquisados no mercado local, por exemplo, para os custos de O&M e de materiais de infra-estrutura, além do que, os equipamentos para as torres são os que mais oneram o custo inicial, e uma pesquisa com as diversas alternativas de modelos, fabricantes, e até mesmo importando material, deve ser realizada para se obter um custo-benefício condizente com o projeto.

Dentro da perspectiva da diversificação da matriz elétrica brasileira, um empreendimento de geração com fonte alternativa não deveria ser analisado

individualmente, mas sim no âmbito da própria matriz, uma vez que o que vai ditar o custo da geração é o valor da energia nas projeções pelos prazos definidos pelo Operador Nacional do Sistema (NOS). Verifica-se que o custo inicial do investimento, mesmo sendo alto, não deve constituir a palavra final na hora da decisão de se construir ou não um parque eólico.

Além disso, estão surgindo também alternativas de empreendimentos que levam em consideração a geração de energia elétrica a partir de mais de uma fonte, os chamados sistemas híbridos. Para esses sistemas, a análise do custo não é realizada sobre a instalação do projeto aproveitando apenas uma fonte, e sim no quanto a energia pode custar quando a sua origem de produção é diversificada, mais ou menos o que acontece com a matriz elétrica brasileira. Isso torna a avaliação do projeto mais realista e consistente, o que poderia ser proposto, por exemplo, para o parque eólico do trabalho, usando como opção uma geração baseada em energia eólica-solar-diesel.

Por fim, no que diz respeito à área da geração de energia elétrica, vê-se que existe hoje em dia uma grande preocupação no que diz respeito ao crescimento da sua utilização, questões ambientais envolvidas, e busca pela viabilização das novas formas de geração de energia, e já está se criando, ainda que muito pequeno, o mercado comprador da energia eólica, o que fará com que os custos envolvidos atualmente venham a cair até o ponto de no futuro esse tipo de energia se tornar competitiva.

8 REFERÊNCIAS

ACKERMANN, T. (2005). **Wind Power In Power Systems**. John Wiley & Sons, Ltd.

AIVAREZ Y ALVAREZ, G. M., Wittwer, A. R. (2006). **Análisis de los Parámetros del Perfil de Viento en La CL Simulada en un Túnel de Viento**. Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.

AMERICAN WIND ENERGY ASSOCIATION. (2008). 10 Steps in Building a Wind Farm. Acesso em 12 de Abril de 2009, disponível em Wind Energy Fact Sheets - Using Wind Energy: http://www.awea.org/pubs/factsheets/Ten_Steps.pdf

AMERICAN WIND ENERGY ASSOCIATION. (2008). Wind Energy - Siting Handbook. Washington, DC: Tetra Tech EC, Inc. & Nixon Peabody LLP.

ANEEL. (2005). Atlas de Energia Elétrica do Brasil (2. ed. ed.). Brasília, DF, Brasil: Agência Nacional de Energia Elétrica.

ANEEL. (2009). BIG - Banco de Informações de Geração. Acesso em 28 de Março de 2009, disponível em BIG - Banco de Informações de Geração: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=15&idPerfil=2>

ARIA, S. P. (2001). **Introduction to Micrometeorology** (2a Edição ed.). Academic Press.

BLESSMANN, J. (1973). **Simulação da estrutura do vento natural em um túnel de vento aerodinâmico**. São José dos Campos.

CAPELETTO, G. J. (2005/2006/2007). **Balanco Energético do Rio Grande do Sul**. Grupo CEEE, Porto Alegre.

CASTELÃO, R. M., MÖLLER JR., O. O. (2003). **Sobre a circulação tridimensional forçada por ventos na Lagoa dos Patos**. Oregon, Estados Unidos da América: Atlântica.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA. (2008). Tutorial de Energia Eólica - Princípios e Tecnologias. Acesso em 16 de Abril de 2009, disponível em http://www.cresesb.cepel.br/tutorial/tutorial_eolica_2008.pdf

COURTNEY, R. S. (Março de 2006). **Wind Farms Produce Negligible Useful Electricity**. Washington, Estados Unidos da América.

DEWI - Deutsches Windenergie-Institut. (1998). Energia Eólica. Wilhelmshaven.

DUTRA, R. M. (2001). **Viabilidade Técnico-Econômica da Energia Eólica Face ao Novo Marco Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro**. *Dissertação de Mestrado*. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ.

DUTRA, R. M., & TOLMASQUIM, M. T. (Setembro de 2003). **Estudo de viabilidade econômica para projetos eólicos com base no novo contexto do setor elétrico**. *Coletânea de artigos - Energias solar e eólica*, 1, pp. 189-202.

ELLIOTT, D., & SCHWARTZ, M. (Junho de 2006). **Wind Shear Characteristics at Central Plains Tall Towers**. *National Renewable Energy Laboratory*.

ENERGIA, M. d. (2001). Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. Brasília, DF, Brasil: Camargo Schubert Engenharia Eólica.

ENERGIA, M. d. (2007). Balanço Elétrico Nacional - MME, Brasil. Acesso em 23 de Março de 2009, disponível em Site de Publicações do MME:
http://www.mme.gov.br/site/menu/select_main_menu_item.do?channelId=1432&pageId=4040

FARRUGIA, R. N. (2003). **The wind shear exponent in a Mediterranean island climate**. *Renewable energy*, 28, 647-653.

HSU, A. S., MEINDL, E. A., & GILHOUSEN, D. B. (1994). **Determining the Power-Law Wind-Profile Exponent under Near-Neutral Stability Conditions at Sea**. *Journal of Applied Meteorology*, 33, pp. 757-765.

JUSTUS, C. G., HARGRAVES, W. R., MIKHAIL, J., & GRADER, D. (s.d.). **Methods for estimating wind speed frequency distributions**. *Journal of Applied Meteorology*, 17, pp. 350-353.

LOREDO-SOUZA, A. M., SCHETTINI, E. B., & PALUCH, M. J. (2004). **Simulação da Camada Limite Atmosférica em Túnel de Vento**. 4. Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.

MARTINS, F. R., GUARNIERI, R. A., & PEREIRA, E. B. (2008). **O aproveitamento da energia eólica**. *Revista Brasileira de Ensino de Física*.

MATTUELLA, J. M. (2005). **Fontes Energéticas Sustentáveis: Um Estudo sobre a Viabilidade do Aproveitamento da Energia Eólica em Três Localidades, no RS**. *Tese de Mestrado*. Porto Alegre, Rio Grande do Sul, Brasil.

RAY, M. L., ROGERS, A. L., & MCGOWAN, J. G. (2006). **Analysis of wind shear models and trends in different terrains**.

RUDEK, C. G., & MUZZILLO, C. d. (2007). **O Início da Abordagem Ambiental nos Planos de Desenvolvimento Urbano Brasileiro A Partir da Preocupação Mundial em Busca do Desenvolvimento Sustentável.** *Akrópolis*, 15 (1 e 2), 11-18.

SANDIA. (2006). Vertical Axis Wind Turbine: The History of the DOE Program. Acesso em 21 de Abril de 2009, disponível em Sandia National Laboratories Staff:
<http://www.sandia.gov/wind/other/VAWThist.pdf>

SEMC. (2002). Rio Grande do Sul - Atlas Eólico. Porto Alegre, RS, Brasil: Secretaria de Energia Minas e Comunicação.

SILVA, P. C. (1999). **Sistema para Tratamento, Armazenamento e Disseminação de Dados de Vento.** *Dissertação de Mestrado*. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ.

TUCCI, C. E., HESPANHOL, I., & NETTO, O. d. (2001). **Gestão da Água no Brasil.** Brasília: Edições UNESCO.