

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL

Escola de Engenharia

Departamento de Engenharia Elétrica

Stevan Ruschel da Silveira

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

“Geração descentralizada de energia através de fonte alternativa”

Professor orientador: Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro

Porto Alegre

2011

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
Escola de Engenharia
Departamento de Engenharia Elétrica

Stevan Ruschel da Silveira

Geração descentralizada de energia através de fonte alternativa

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.

Professor orientador: Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro

Porto Alegre

2011

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL

Escola de Engenharia

Departamento de Engenharia Elétrica

FOLHA DE APROVAÇÃO

Stevan Ruschel da Silveira

Geração descentralizada de energia através de fonte alternativa

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. Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro, UFRGS.

Doutor pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul

Banca examinadora:

Prof. Dr. Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro, UFRGS
Doutor pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, RS.

Msc. Eng. Jorge Lewis Esswein Júnior, EPI Energia
Mestre pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, RS

Profa. Dra. Gladis Bordin, UFRGS
Doutora pela Universidade Federal de Santa Catarina – Florianópolis, SC.

Porto Alegre, julho de 2011.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus pais e aos meus avós, pelo suporte e pelo exemplo de vida que me permitiram obter este sucesso.

Dedico especialmente à minha Mãe, por sempre me apoiar e incentivar o meu desenvolvimento, primando pela minha felicidade acima de qualquer obstáculo.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, pela bênção de ter a vida privilegiada que tenho.

Ao meu Pai, pelo esforço realizado para me proporcionar a oportunidade de estudar.

À minha Mãe, pelo exemplo e pela educação que me foram dados, sem eles eu não seria quem sou.

Agradeço à minha Irmã, aos meus avós e tios, pela companhia e por serem a minha família com a qual eu sempre posso contar.

Agradeço a minha companheira Bárbara, que me acompanha desde o início do curso.

Aos amigos, incluo aqui todos aqueles que de inúmeras maneiras contribuem para tornar a minha vida especial.

Agradeço à EPI Energia, em especial a seus funcionários, que me auxiliaram e disponibilizaram o suporte necessário para a realização deste trabalho.

RESUMO

O presente trabalho tem como objetivo analisar o potencial eólico da região de Mostardas - estado do Rio Grande do Sul, Brasil – para dimensionar a geração através de energia eólica. A geração isolada de energia elimina a necessidade da linha de distribuição e o problema ambiental por ela causado.

São detalhados os fundamentos teóricos da análise do potencial eólico para fins de geração de energia através de geradores eólicos.

Palavras-chave: Energia eólica, geração eólica, distribuição de Weibull, comportamento do vento.

ABSTRACT

This work aims to analyze the wind potential in the region of Mostardas, city of the state Rio Grande do Sul, intending to estimate the power generation using wind generators. With the system separated to the national electrical grid is possible to eliminate the distribution line and with it an environmental problem.

Are detailed the necessary studies regarding to wind energy generation.

Keywords: Wind energy, Weibull distribution, wind speed analysis, wind assessment.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	Motivação	12
1.2	Colocação do Problema	12
1.3	Objetivo	14
1.4	Estrutura do trabalho.....	15
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	16
2.1	Vento e energia	16
2.2	Panorama atual da energia eólica no mundo	17
2.3	A energia eólica no Brasil.....	19
2.4	Energia e potência extraídas do vento	20
2.5	Organizações normativas internacionais	21
2.5.1	Normas técnicas no ramo de energia eólica	22
2.6	Distribuição probabilística do vento	24
2.6.1	Determinação dos parâmetros de Weibull	26
2.7	Comportamento probabilístico da direção do vento	29
2.8	Comportamento do vento com a altura.....	29
2.9	Rugosidade do terreno	31
2.10	Variação dos parâmetros de Weibull com a altura	32
2.11	Potência e coeficiente de potência de uma turbina eólica	33
2.12	Intensidade de turbulência	35
2.13	Estimativa de produção energética	36
2.14	Densidade do ar	36
3	PROJETO.....	38
3.1	Detalhamento das medições.....	38
3.2	Validação dos dados	38
3.3	Densidade do ar para o local.....	39

3.4	Estimativa do potencial eólico	39
3.4.1	Velocidade média do período de medições	39
3.4.2	Resultados mensais para a altura de 50m	39
3.4.3	Resultados mensais para a altura de 30m	41
3.5	Perfil vertical de velocidades	42
3.6	Variação diária da velocidade do vento	42
3.7	Direção do vento	43
3.8	Consumo energético local	43
3.9	Dimensionamento da geração	45
3.9.1	Banco de baterias	46
3.9.2	Gerador auxiliar	47
3.9.3	Inversores de potência	47
3.9.4	Geradores eólicos	47
3.10	Posicionamento dos geradores	49
3.11	Panorama econômico	50
4	CONCLUSÕES	52
5	REFERÊNCIAS	54

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Município de Tavares, Rio grande do Sul.	13
Figura 2 – Parque Nacional da Lagoa do Peixe.	14
Figura 3 – Potencial eólico do local.	14
Figura 4 - Perfil de velocidade do ar em torno da pá do rotor.	16
Figura 5 – Crescimento mundial da capacidade instalada.	17
Figura 6 – Capacidade instalada por ano.	17
Figura 7 – Crescimento mundial do mercado eólico.	18
Figura 8 – Top 10 países por taxa de crescimento.	18
Figura 9 – Top 10 países por crescimento da capacidade instalada.	19
Figura 10 – 25 países com maior potência instalada.	19
Figura 11 – Ajuste das curvas de Weibull e Rayleigh.	28
Figura 12 – Camada limite e perfil vertical de velocidades.	30
Figura 13 – Exemplos de terrenos e classes de rugosidade.	32
Figura 14 – Relação entre as curvas de $C_p \times v$ e distribuição de Weibull.	34
Figura 15 – Curva de potência da turbina Enercon E82 2MW.	34
Figura 16 – Perfil vertical de velocidade para o local.	42
Figura 17 – Gráfico da variação média da velocidade do vento durante um dia.	43
Figura 18 – Frequência de direções de vento para o local.	43
Figura 19 – Curva de carga de um consumidor residencial.	44
Figura 20 – Consumo mensal e velocidade do vento.	45
Figura 21 – Esquemático da geração de energia.	45
Figura 22 – Tabelas de descarga da bateria 8 OPzV-960.	46
Figura 23 – Curva de potência Hummer 50kW.	48
Figura 24 – Gráfico da geração e consumo mensal estimados.	49
Figura 25 – Gráfico da diferença entre geração e o consumo.	49
Figura 26 – Mapa da simulação do recurso eólico local para altura de 50m.	50

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Classes de rugosidade.....	32
Tabela 2 – Parâmetros de Weibull utilizados no exemplo.	34
Tabela 3 – Curva de potência da turbina ENERCON E82 2MW.....	35
Tabela 4 – Critérios de validação dos dados.....	39
Tabela 5 – Velocidades médias medidas.	39
Tabela 6 – Parâmetros mensais medidos.	39
Tabela 7 – Parâmetros de Weibull calculados através do método da velocidade média e desvio padrão.	40
Tabela 8 - Parâmetros de Weibull calculados através do método da máxima verossimilhança.....	40
Tabela 9 – Parâmetros mensais medidos.	41
Tabela 10 - Parâmetros de Weibull calculados através do método da velocidade média e desvio padrão.	41
Tabela 11 - Parâmetros de Weibull calculados através do método da máxima verossimilhança.....	41
Tabela 12 – Geração e consumo mensal.....	48

1 INTRODUÇÃO

1.1 Motivação

Com o constante aumento da população mundial é constante também a preocupação com a sustentabilidade e o crescimento sustentável. Cada vez mais a energia elétrica é um bem fundamental para a sociedade, necessário para o desenvolvimento. Sendo assim, torna-se claro também no setor elétrico a questão do desenvolvimento sustentável.

Existem diversos meios de geração de energia elétrica, entre as mais conhecidas e amplamente difundidas estão a geração hidrelétrica, geração termelétrica e a geração nuclear. A geração hidrelétrica é considerada uma energia “limpa” uma vez que não emite gases do efeito estufa. Necessita de áreas alagadas resultando em grandes impactos ambientais para a sua construção e está condicionada a relevo e hidrografia favoráveis para a sua implantação, muitas vezes um impeditivo para este tipo de geração. A geração termelétrica apresenta o grande problema da emissão de gases para a atmosfera, uma vez que sua fonte primária é combustível. As usinas nucleares apresentam o risco de radiação. Apesar de grandes avanços na tecnologia para geração de energia nuclear ainda existem questões como o descarte do material radioativo que a tornam problemática para a sociedade e meio-ambiente.

Para solucionar o problema ambiental das fontes geradoras tradicionais foram e estão sendo desenvolvidas fontes alternativas de geração de energia elétrica, entre elas a energia solar fotovoltaica e a energia eólica.

A energia eólica é uma energia com baixíssimos impactos ambientais, e em constante crescimento no cenário mundial. O avanço da tecnologia dos materiais e do aproveitamento do potencial energético do vento vem nas últimas décadas aumentando a competitividade da energia eólica frente às demais fontes energéticas. É uma energia com grande aceitação, principalmente nos países que têm como base a geração através de combustíveis fósseis, uma vez que a fonte eólica contribui para a redução dos gases efeito estufa.

A energia eólica teve grande impulso nos anos noventa através de incentivos de governos de alguns países para a pesquisa, e a partir desse ponto surgiu um grande número de fabricantes de turbinas eólicas, resultando na melhoria da eficiência das máquinas e redução dos custos dos aerogeradores.

1.2 Colocação do Problema

Quando se tratam de impactos ambientais, cabe analisar o aspecto da transmissão da energia gerada até o ponto de utilização. Linhas de transmissão são muitas vezes

problemáticas e têm impactos ambientais relevantes, problema que pode ser solucionado através da geração local de energia, isto é, a geração estar fisicamente localizada próxima ao ponto de consumo.

Atualmente sabe-se que a geração descentralizada de energia, além de reduzir os impactos ambientais da transmissão, é salutar para o sistema elétrico como um todo uma vez que pode reduzir significativamente as perdas elétricas da transmissão e distribuição e contribui para a confiabilidade e estabilidade do sistema.

Tendo em vista o citado, percebe-se que a geração local de energia eólica pode ser bastante efetiva para a redução dos impactos ambientais e aumento da estabilidade e confiabilidade do sistema elétrico, sendo indicada para a utilização em locais isolados que possuam potencial eólico para tanto.



Figura 1 – Município de Tavares, Rio Grande do Sul.

A comunidade da Praia do Farol de Mostardas fica localizada no litoral do estado, entre a Laguna dos Patos e o Oceano Atlântico, mais especificamente na estreita faixa de terra entre a Lagoa do Peixe e o oceano, dentro da área do Parque Nacional da Lagoa do Peixe.

O Parque Nacional da Lagoa do Peixe é uma unidade de conservação integral e foi criado pelo decreto nº 93.546 de 06.11.1986 com o objetivo de proteger amostras dos ecossistemas litorâneos da região e das aves migratórias que dela dependem [TEIXEIRA, 2009].

Composta principalmente por moradores pescadores e veranistas no período de veraneio, a vila conta com aproximadamente 125 habitantes fixos e tem este número aumentado para aproximadamente 700 no período de veraneio.



Figura 2 – Parque Nacional da Lagoa do Peixe.
Fonte: Teixeira, 2009.

Como pode ser observado na Figura 2, a comunidade em questão encontra-se dentro dos limites da área do parque nacional, tornando as questões ambientais ainda mais relevantes.

A rede elétrica que atende ao consumo da comunidade é derivada de um alimentador da subestação Mostardas (Figura 2) distante aproximadamente 57 km em linha reta dos consumidores e, como pode ser notado na Figura, necessariamente atravessa uma área da unidade de conservação.

1.3 Objetivo

Como pode ser visto na Figura 3, a comunidade encontra-se localizada em local privilegiado em termos de potencial energético do vento, tornando viável a instalação de geradores eólicos.

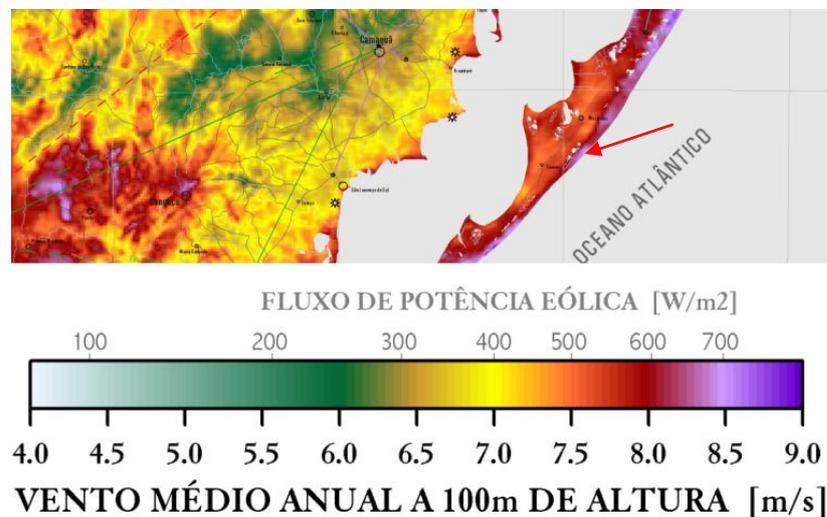


Figura 3 – Potencial eólico do local.
Fonte: Atlas eólico do Rio Grande do Sul.

O presente texto tem por objetivo caracterizar o potencial eólico local e dimensionar o sistema de geração através de fonte eólica para a comunidade da Praia do Farol de Mostardas visando à eliminação da linha de distribuição existente - e assim eliminar o problema ambiental – e ao aproveitamento do potencial eólico local para geração de energia elétrica através de uma fonte alternativa.

1.4 Estrutura do trabalho

O trabalho é realizado em dois capítulos, separando a fundamentação teórica do posterior projeto fundamentado no embasamento apresentado.

No Capítulo 2 é apresentado um breve histórico da energia eólica seguido do panorama atual desta fonte de geração de energia no Brasil e no mundo. São apresentados os fundamentos teóricos necessários para o entendimento dos fatores relevantes no desenvolvimento de um projeto de geração de energia elétrica utilizando geradores eólicos.

O capítulo seguinte aplica os fundamentos apresentados para o dimensionamento de uma geração isolada baseada em energia eólica visando à solução do problema ambiental causado pela linha de distribuição. São analisados o comportamento do vento e o consumo energético da comunidade a fim de dimensionar de maneira ótima a geração através de geradores eólicos.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo apresenta o histórico da utilização da energia eólica, bem como o panorama atual da energia eólica no Brasil e no mundo. Apresentando também os fundamentos teóricos necessários para o entendimento e posterior desenvolvimento de um projeto de geração de energia através de geradores eólicos.

2.1 Vento e energia

Os moinhos movidos por vento têm origem remota e incerta. No século VII, na Pérsia, já eram utilizados para moer grãos. Na Europa, os primeiros moinhos surgiram no século XII na França e Inglaterra. Eles possuíam eixo horizontal que suportava quatro a oito vigas de madeira com comprimento de 3 a 9 metros. As vigas eram cobertas por telas ou pranchas de madeira e a energia gerada era transmitida por um sistema de engrenagens para as máquinas do moinho, instaladas na base [ALDABÓ, 2002].

O primeiro aerogerador de grande dimensão foi construído na França em 1929, e era constituído de duas pás com 20 metros de diâmetro. Após algum tempo de operação ele foi destruído por uma tormenta, naquela época diversos aerogeradores foram destruídos por tormentas. Os problemas estruturais para enfrentar ventos de grande intensidade foram corrigidos e hoje existem diversos aerogeradores com capacidade de 2.500 kW, diâmetro de pás de 93 metros, funcionando há mais de 20 anos [ALDABÓ, 2002].

As turbinas modernas são acionadas por elevação, onde as hélices atuam de modo parecido com as asas de um avião, e são mais eficientes do que as turbinas que funcionam por arraste, onde o vento empurra as pás.

A Figura 4 representa o perfil de uma pá do rotor da turbina eólica. O ar percorre as duas faces da pá com velocidades diferentes, pois deve percorrer distâncias diferentes no mesmo intervalo de tempo. Na Figura, a velocidade na face inferior é maior que a velocidade na face superior. Considerando o ar como um fluido ideal em escoamento estacionário ao redor pá do rotor, pode-se aplicar a equação de Bernoulli aos pontos 1 e 2, chegando ao resultado de que a pressão na parte inferior é menor que a pressão na parte superior. Essa diferença de pressão implica em uma força resultante de cima para baixo [UFSM, 2011].

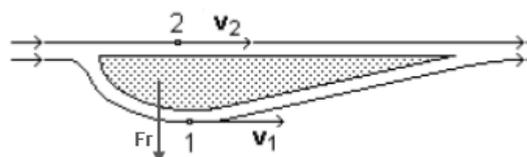


Figura 4 - Perfil de velocidade do ar em torno da pá do rotor.

2.2 Panorama atual da energia eólica no mundo

A capacidade instalada de produção de energia utilizando o vento alcançou 196,63 GW, dos quais 37,64 GW foram instalados no ano de 2010. Todas as turbinas instaladas até o final do ano podem gerar 430 TWh por ano, equivalendo a 2,5% do consumo mundial. A Figura 5 mostra o crescimento mundial anual da capacidade instalada de geradores eólicos [WWEA, 2011].

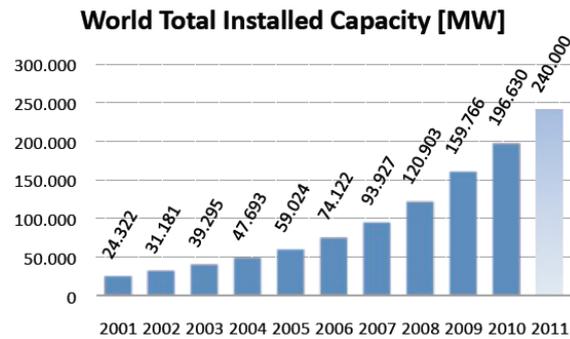


Figura 5 – Crescimento mundial da capacidade instalada.
Fonte: WWEA, 2011.

A Figura 6 mostra a capacidade de geração instalada em cada ano. Em 2010, pela primeira vez em 20 anos, a capacidade instalada no ano foi menor do que no ano anterior. A China foi responsável por mais da metade do mercado mundial no ano de 2010 [WWEA, 2011].

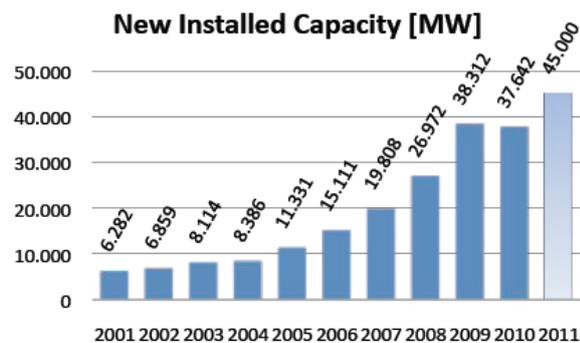


Figura 6 – Capacidade instalada por ano.
Fonte: WWEA, 2011.

A China se tornou em 2010 o país com maior capacidade instalada e o centro mundial da indústria da energia eólica. A Alemanha é, entre os Europeus, o país com maior capacidade instalada, seguida pela Espanha. A Dinamarca (21%), Portugal (18%) e Espanha (16%) são os países, dentre todos do mundo, com maior participação da energia eólica entre as fontes geradoras. A Figura 7 mostra o crescimento mundial anual do mercado eólico [WWEA, 2011]

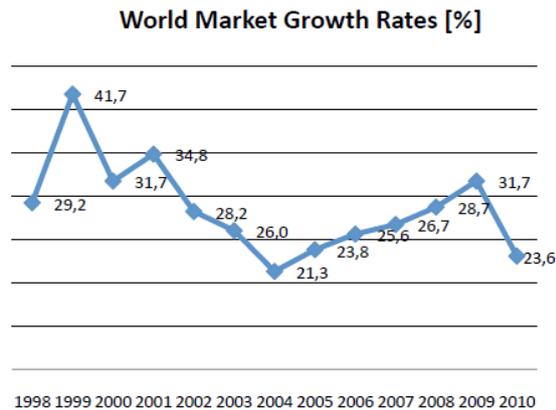


Figura 7 – Crescimento mundial do mercado eólico.
Fonte: WWEA, 2011.

O Brasil apresentou a 6ª maior taxa de crescimento mundial no ano de 2010, com uma taxa de crescimento de 53,3%. A Romênia foi o país com maior taxa de crescimento aumentando em 40 vezes a capacidade instalada. A Figura 8 mostra os 10 países com maior taxa de crescimento, e a Figura 9 apresenta os 10 países com maior crescimento da capacidade instalada, para os anos de 2009 e 2010.

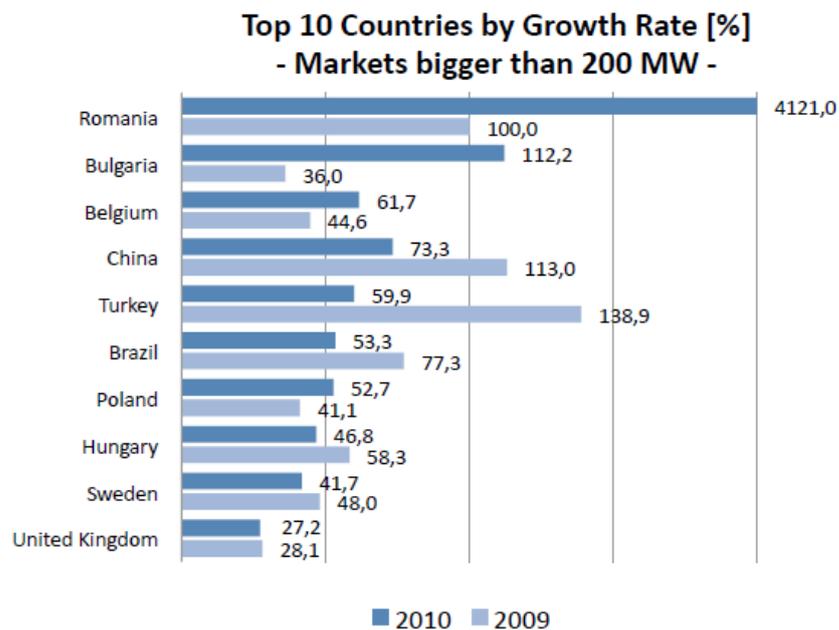


Figura 8 – Top 10 países por taxa de crescimento.
Fonte: WWEA, 2011.

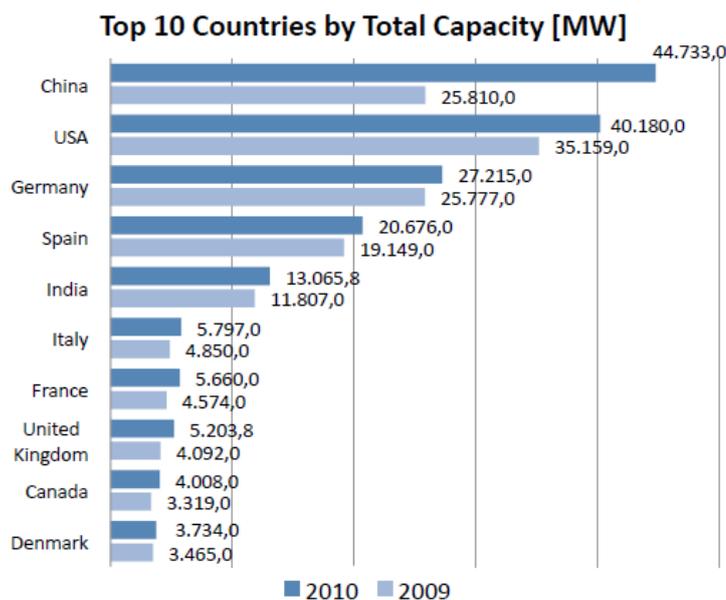


Figura 9 – Top 10 países por crescimento da capacidade instalada.
Fonte: WWEA, 2011.

O quadro da Figura 10 mostra os 25 países com maior capacidade instalada ao final de 2010. O Brasil encontra-se na 21ª posição, mantendo a colocação do ano anterior.

Position 2010	Country / Region	Total capacity end 2010 [MW]	Added capacity 2010 [MW]	Growth rate 2010 [%]	Position 2009	Total capacity end 2009 [MW]	Total Capacity end 2008 [MW]	Total Capacity end 2007 [MW]	Total Capacity end 2006 [MW]
1	China	44.733,0	18.928,0	73,3	2	25.810,0	12.210,0	5.912,0	2.599,0
2	USA	40.180,0	5.600,0	15,9	1	35.159,0	25.237,0	16.823,0	11.575,0
3	Germany	27.215,0	1.551,0	6,0	3	25.777,0	23.897,0	22.247,4	20.622,0
4	Spain	20.676,0	1.527,2	8,0	4	19.149,0	16.689,0	15.145,1	11.630,0
5	India	13.065,8	1.258,8	10,7	5	11.807,0	9.587,0	7.850,0	6.270,0
6	Italy	5.797,0	950,0	19,6	6	4.850,0	3.736,0	2.726,1	2.123,4
7	France	5.660,0	1.086,0	23,7	7	4.574,0	3.404,0	2.455,0	1.567,0
8	United Kingdom	5.203,8	1.111,8	27,2	8	4.092,0	3.195,0	2.389,0	1.962,9
9	Canada	4.008,0	690,0	20,8	11	3.319,0	2.369,0	1.846,0	1.460,0
10	Denmark	3.734,0	309,0	8,9	10	3.465,0	3.163,0	3.125,0	3.136,0
11	Portugal	3.702,0	345,0	10,3	9	3.357,0	2.862,0	2.130,0	1.716,0
12	Japan	2.304,0	211,0	10,1	13	2.083,0	1.880,0	1.528,0	1.309,0
13	The Netherlands	2.237,0	15,0	0,7	12	2.223,0	2.235,0	1.747,0	1.559,0
14	Sweden	2.052,0	603,8	41,7	15	1.448,2	1.066,9	831,0	571,2
15	Australia	1.880,0	3,0	0,2	14	1.877,0	1.494,0	817,3	817,3
16	Ireland	1.428,0	118,0	9,0	16	1.310,0	1.027,0	805,0	746,0
17	Turkey	1.274,0	477,5	59,9	19	796,5	333,4	206,8	64,6
18	Greece	1.208,0	123,0	11,3	17	1.086,0	989,7	873,3	757,6
19	Poland	1.107,0	382,0	52,7	20	725,0	472,0	276,0	153,0
20	Austria	1.010,6	16,0	1,6	18	995,0	994,9	981,5	964,5
21	Brazil	920,0	320,0	53,3	21	600,0	338,5	247,1	236,9
22	Belgium	886,0	340,0	62,0	22	548,0	383,6	286,9	194,3
23	Romania	591,0	577,0	4.121,4	55	14,0	7,0	7,8	2,8
24	Egypt	550,0	120,0	27,6	26	435,0	390,0	310,0	230,0
25	Mexico	521,0	104,5	25,1	27	416,8	85,0	85,0	84,0

Figura 10 – 25 países com maior potência instalada.
Fonte: WWEA, 2011.

2.3 A energia eólica no Brasil

No Brasil a geração de energia através de empreendimentos eólicos teve seu grande impulso através da lei n° 10.438 de 2002 e do decreto n° 5.025 de 2004, que instituíram o

Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos com base em fontes eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas no sistema interligado nacional.

Atualmente a energia eólica vem ganhando força no mercado competitivo através da diminuição dos custos e aumento da eficiência dos projetos. No ano de 2009 ocorreu o no Brasil primeiro leilão de energia voltado exclusivamente para usinas eólicas, no qual foram negociados 1.805,7 MW com venda a preço médio de 148,39 R\$/MWh. No leilão de fontes alternativas de 2010 foram negociados 2.047,8 MW de potência instalada em usinas eólicas com venda ao preço médio de 130,86 R\$/MWh [ANEEL, 2011].

2.4 Energia e potência extraídas do vento

A energia cinética de uma massa de ar é dada pela equação [CARVALHO, 2003]:

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

Onde:

E : energia cinética de uma massa de ar [J];

m : massa de ar [kg];

v : velocidade da massa de ar [m/s].

A partir da energia cinética chega-se à potência disponível contida no vento, dada pela relação [Gasch, 1996] [CARVALHO, 2003]:

$$P_{dis} = \frac{1}{2}\rho Av^3 \quad (2)$$

Onde:

P_{dis} : Potência eólica disponível [W];

ρ : densidade do ar [kg/m³];

A : Área da seção transversal de um tubo de corrente de ar [m²];

v : velocidade de escoamento do vento dentro do tubo de corrente [m/s].

Nota-se aqui a relação diretamente proporcional entre a potência disponível no vento e a densidade do ar, tornando-se este último fator relevante na produção de energia elétrica.

Apenas uma parte desta potência disponível pode ser aproveitada por uma turbina eólica. O valor máximo teórico da potência disponível que pode ser extraída do vento foi determinado pelo físico alemão Albert Betz. A máxima potência é obtida quando o vento

deixa as pás do gerador com 1/3 da velocidade original e a potência máxima teórica é dada por [CARVALHO, 2003]:

$$P_{Betz} = \frac{1}{2} \rho v^3 A \frac{16}{27} \quad (3)$$

Onde P_{Betz} é a máxima potência extraída do vento por um aerogerador [W].

Através da equação da potência disponível no vento chega-se à forma da densidade de potência, relação entre a potência eólica disponível e a área da seção transversal:

$$D_p = \frac{P_{dis}}{A} = \frac{1}{2} \rho v^3 \quad (4)$$

Onde D_p é a densidade de potência eólica [W/m²].

Em aplicações de energia eólica a densidade de potência está diretamente relacionada com a produção energética das máquinas, uma vez que multiplicando a densidade de potência eólica disponível pela área varrida pelas pás do rotor da máquina tem-se a potência disponível para cada aerogerador.

2.5 Organizações normativas internacionais

Desde o início da história da humanidade são criados padrões e metodologias para a realização de tarefas. Entretanto, com o crescimento das comunidades tornou-se necessária à padronização.

Para padronizar as atuações nos mais diversos ramos de atuação, entre eles as engenharias, são necessários documentos. Tais normas devem ser desenvolvidas por instituições idôneas e com objetivos que não vão além da meta de estabelecer o melhor padrão para executar as tarefas, que não sejam influenciadas política e nem financeiramente.

Assim com nos demais ramos da engenharia, o ramo da energia eólica, apesar de recente quando comparado a outros mais antigos, é apoiado por normas que auxiliam os desenvolvedores no decorrer do projeto. Atualmente existem instituições normativas para questões ambientais, eletromecânicas dos geradores, geológicas, enfim, para todos os ramos de atuação no desenvolvimento do projeto eólico. No que toca a projetos eólicos, os comitês, associações, organizações internacionais e os profissionais que atuam na área são os responsáveis por formularem as normas a serem seguidas pelos projetistas visando ao sucesso do empreendimento.

Como não poderia deixar de ser, no setor da energia eólica existem normas e publicações científicas específicas para a avaliação do potencial eólico do local. Tendo em vista a necessidade da correta avaliação do potencial eólico foram criadas organizações e estas, com

profissionais qualificados e experientes, editaram as normas técnicas a serem seguidas pelos desenvolvedores de projetos eólicos.

Entre as principais e mais reconhecidas instituições normativas mundiais no setor eletrotécnico encontra a Comissão Eletrotécnica Internacional, doravante IEC (*IEC – International Electrotechnical Commission*). Esta organização foi criada no ano de 1906 com o objetivo de padronizar os procedimentos no setor. A IEC é responsável pelas principais normas existentes internacionalmente, comprovada a credibilidade e idoneidade da instituição. Historicamente a IEC foi responsável por feitos respeitáveis, como por exemplo, a criação de unidades de medida no ramo das engenharias, entre as unidades criadas pela IEC estão a unidade de frequência Hertz e a unidade de fluxo magnético Webber. Tal é a confiabilidade das normas técnicas publicadas pela IEC que muitas normas técnicas publicadas pela Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) têm como referência publicações da IEC.

Especificamente para o setor de avaliação de potencial eólico existem organizações reconhecidas internacionalmente. Como pioneira mundial no estudo de energia eólica, a Alemanha possui um instituto normativo responsável pela edição de umas das principais normas seguidas na Europa, o Instituto para Desenvolvimento da Energia Eólica, doravante FGW (*FGW - Fördergesellschaft Windenergie*). Fundado em 1985, possui aproximadamente cem membros, entre eles profissionais, acadêmicos, instituições metrológicas, fabricantes de turbinas eólicas, pessoas que trabalham para o desenvolvimento da energia eólica. O objetivo do instituto é desenvolver uma gama de serviços que impactem positivamente no desenvolvimento de projetos eólicos. Normas publicadas pelo instituto FGW são reconhecidas e respeitadas internacionalmente, a ponto de servirem como normas base para entidades certificadoras acreditadas.

Ainda se referindo às instituições voltadas especificamente para energia eólica, deve ser citada a Rede Internacional para medições em energia eólica, doravante MEASNET (*MEASNET - Measuring Network of Wind Energy Institutes*). MEASNET é uma cooperação de institutos ligados ao campo de energia eólica que busca garantir alta qualidade nas medições, interpretações uniformes de normas internacionais assim como a correta e única interpretação dos resultados.

2.5.1 Normas técnicas no ramo de energia eólica

Instituições acreditadas e reconhecidas como as citadas anteriormente foram responsáveis pela criação das normas técnicas vigentes atualmente no cenário mundial. Como não poderia

deixar de ser, o instituto IEC publicou recentemente a norma internacional mais completa sobre turbinas eólicas, o documento IEC 61400 (*IEC 61400 – Wind turbines*). Esta publicação abrange requisitos e procedimentos técnicos no que tange aos aspectos eletrotécnicos do desenvolvimento de parques eólicos. Especificamente a parte 1 desta norma (*IEC 61400-1 Wind Turbines – Part 1: Design requirements*) e a peça 12-1 (*IEC 61400-12-1 Wind turbines – Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines*) são de suma importância para o foco deste texto.

A IEC 61400-12-1 é o texto mais completo sobre a realização da medição de vento no local de parques eólicos. Este documento padroniza todos os aspectos relacionados à medição de vento e por isso é o texto referência da maioria das publicações no ramo de energia eólica quando se fala em medição de vento.

Os parâmetros de montagem das torres de medição - dimensões dos suportes, tipos de instrumentos, classificação dos instrumentos, processo de coleta e armazenamento de dados, correlação entre velocidade de vento e produção energética entre outros, porém, fatores não menos importantes da medição de vento são fundamentais para o sucesso do empreendimento eólico. A norma IEC 61400-12-1 é a publicação referência no assunto no cenário atual, pois ela traz detalhadamente como deve ser realizada cada etapa. As demais publicações, na grande maioria das vezes, trazem como referência a norma IEC, demonstrando a credibilidade do documento.

O instituto FGW publicou a norma “Orientações técnicas para projetos eólicos” (*Technische richtlinien für windenergieanlagen*), mais especificamente a parte 6: Determinação do potencial eólico e produção energética (*Teil 6: bestimmung von windpotenzial und energieerträgen*). O documento publicado pelo instituto é detalhado e claro no que diz respeito à avaliação do potencial eólico do local e por isso serve como referência para muitas entidades certificadoras acreditadas e reconhecidas internacionalmente.

Visando a padronizar as interpretações e à publicação de um documento direcionado especificamente à avaliação do potencial eólico do local, a rede MEASNET lançou no recente ano de 2009 a publicação: “Avaliação do potencial eólico local” (*MEASNET – Evaluation of site-specific wind conditions. Version 1, November 2009*). Este documento vem para traçar diretrizes nos procedimentos a serem adotados pelos projetistas antes, durante e após a realização da campanha anemométrica. Este documento foi reconhecido e aceito internacionalmente, pois não invalida os anteriores, apenas padroniza as interpretações. Demonstrando a valia do documento citado está à utilização deste como referência na Nota técnica DEA 09/10: Instruções para medições anemométricas e climatológicas, Leilão de

Energia de Reserva 2009, Revisão 1, publicada pelo Ministério de Minas e Energia brasileiro em Maio de 2010.

2.6 Distribuição probabilística do vento

A distribuição de velocidade típica de um local pode ser determinada de duas maneiras. A primeira é a partir da série temporal de medidas locais. De acordo com a Organização Mundial de Meteorologia o período mínimo para se obter o conhecimento confiável da climatologia de uma região é de 30 anos. [WMO, 1989].

A segunda é a representação compacta de uma série de medidas locais, utilizando uma distribuição probabilística. Pesquisas apontam que o comportamento observado do vento ao longo de vários anos se dá de tal forma, que uma representação do seu comportamento médio pode ser satisfatoriamente realizada a partir de uma distribuição probabilística adequada [SILVA, 2003].

Existem várias distribuições probabilísticas que podem ser utilizadas para representar o comportamento do vento, e cada uma delas representa um determinado padrão eólico. Ou seja, o comportamento de vento de um determinado local pode ser melhor representado por uma determinada distribuição probabilística [SILVA, 2003].

As principais distribuições de probabilidade utilizadas pela engenharia eólica são [SILVA, 2003]:

- Distribuição normal;
- Distribuição normal bivariável;
- Distribuição exponencial;
- Distribuição de Rayleigh;
- Distribuição de Weibull.

Para a obtenção da distribuição de Weibull específica para um determinado local faz-se necessário o conhecimento dos parâmetros de forma (k) e de escala (c) da distribuição. O fator de escala está relacionado com a velocidade média do vento no local e o fator de forma é inversamente proporcional à variabilidade da velocidade do vento em torno da média, quanto mais alto o fator de forma mais concentradas em torno da média estão as velocidades de ocorrência do vento no local. É importante verificar que o aumento do fator de escala implica também aumento da dispersão dos valores de velocidades em torno da média.

A função densidade de probabilidade de Weibull é dada pela expressão que segue [CUSTÓDIO, 2007]:

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (5)$$

Onde:

v : velocidade do vento [m/s];

c : fator de escala [m/s];

k : fator de forma [adimensional].

Estudos constataram que a distribuição de Weibull conseguia retratar bem um grande número de padrões de comportamento de vento. Isto se dá principalmente porque a distribuição de Weibull incorpora a tanto a distribuição exponencial ($k=1$), quanto a distribuição de Rayleigh ($k=2$), além de fornecer uma boa aproximação da distribuição normal (quando o valor de k é próximo a 3,5). Outra grande utilidade da função de Weibull é retratar o comportamento de ventos extremos [SILVA, 2003].

Os principais fatores que favorecem a utilização da função de Weibull nos estudos eólicos são [SILVA, 2003]:

- Possui uma distribuição centrada em torno do valor médio e permite descrever um comportamento assimétrico em torno desse valor;
- Depende de dois parâmetros com interpretação física imediata;
- Seus momentos amostrais podem ser facilmente expressos a partir da função Gamma de Euler, o que facilita a análise matemática e ajuste dos parâmetros;
- Uma vez conhecidos os parâmetros para uma determinada altura, através de uma metodologia apropriada, estes podem ser extrapolados para alturas diferentes;
- Pode ser utilizado para análise de ventos extremos.

Em uma distribuição probabilística. Os momentos amostrais podem ser definidos através do valor esperado. O k -ésimo momento amostral de uma variável aleatória x é dado por [Silva, 2003]:

$$M_k = E(x^k) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i^k \quad (6)$$

Sendo assim, o valor esperado para a variável velocidade possui o mesmo módulo do primeiro momento amostral de Weibull, sendo este [SILVA, 2003]:

$$v_m = c \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (7)$$

Onde:

$\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)$: Função Gamma para os argumentos $\left(1 + \frac{1}{k}\right)$.

De acordo com a equação 2, a densidade de energia da distribuição teórica de Weibull é diretamente proporcional ao seu terceiro momento amostral. A expressão da densidade de energia do vento é dada por [SILVA, 2003]:

$$P = \frac{1}{2} \rho c^3 \Gamma \left(1 + \frac{3}{k} \right) \quad (8)$$

Onde:

P : Densidade de potência [W/m²];

ρ : Densidade do ar [kg/m³];

2.6.1 Determinação dos parâmetros de Weibull

No que segue, serão apresentados dois métodos estatísticos para a determinação dos parâmetros da função de Weibull.

A frequência relativa observada de um evento é próxima da probabilidade deste evento, desde que o número de repetições sobre o qual a frequência relativa se baseia seja grande [SILVA, 2003].

As medições de vento para a determinação do potencial eólico devem ter frequência de amostragem igual ou superior a 1 Hz e, a cada intervalo de dez minutos, devem ser integralizadas e armazenadas a velocidade média das medidas, a velocidade máxima, a velocidade mínima e o desvio padrão [IEC 61400-12-1, 2005]. Para contemplar as variações sazonais do recurso eólico as medições devem conter pelo menos 12 meses completos e consecutivos [MEASNET, 2009].

Existem várias metodologias para a determinação dos parâmetros da função de Weibull, e a escolha da melhor metodologia depende do tipo dos dados de entrada e da qualidade dos resultados desejados, portanto deve-se levar em conta que, à medida que se integra qualquer evento proveniente da série temporal (por exemplo, da série temporal para a média e desvio padrão), ocorre uma perda de informação disponível [SILVA, 2003].

Para a determinação dos parâmetros podem estar disponíveis a série de dados, as frequências relativas observadas, os dados de velocidade média e desvio padrão. A seguir são citados alguns métodos de determinação dos parâmetros e os dados de entrada necessários:

- Método da máxima verossimilhança: utiliza diretamente os dados da série temporal;
- Método gráfico de estimativa e Método dos mínimos quadrados: utilizam os dados de entrada na forma de distribuição acumulada das frequências de ocorrência;
- Método da máxima semelhança: requer os dados no formato de frequências de ocorrência;

- Método do desvio padrão e velocidade média: utiliza a velocidade média e o desvio padrão da velocidade média para determinar os parâmetros.

2.6.1.1 Método da velocidade média e desvio padrão

Muitas vezes não se possui o acesso à série de dados temporal para a utilização do método da máxima verossimilhança, para estas situações existe o método apresentado a seguir, que, através de uma aproximação para uma faixa de valores de k , utiliza o desvio padrão das velocidades medidas e a média das velocidades medidas para determinar os valores dos parâmetros da função de Weibull.

Valores de k realistas e válidos para aplicações de energia eólica estão na faixa entre 1,4 e 3,9, sendo possível, por ajuste de curva, estabelecer uma relação para o fator de forma de Weibull [CUSTÓDIO, 2007]:

$$k = \left(\frac{\sigma}{v}\right)^{-1,086} \quad (9)$$

Onde:

σ : desvio padrão da velocidade do vento [m/s];

v : velocidade média do vento [m/s].

O fator de escala c de Weibull é dado por [CUSTÓDIO, 2007]:

$$c = \frac{v}{\Gamma\left(1+\frac{1}{k}\right)} \quad (10)$$

Sendo assim, para a caracterização do potencial eólico do local é necessária a determinação dos dois parâmetros da distribuição de Weibull, e para tanto, como em qualquer processo não determinístico, é necessária a coleta de amostras suficientes para a redução dos erros na determinação da distribuição, tempos de medição de 5, 10 ou mais anos seriam ideais para a determinação da distribuição, porém são irrealistas quando se fala em mercado de energia eólica.

A Figura a seguir mostra as curvas de Weibull e Rayleigh determinadas através do método apresentado, as curvas foram obtidas utilizando dados de um mês de medições com integralizações a cada 10 (dez) minutos. O histograma de frequências da série de dados foi obtido através da classificação das ocorrências de velocidade de vento em classes de 1 m/s de amplitude, sendo assim, a classe 1 representa ocorrências de velocidade de vento de 0 m/s até 0,99 m/s, a classe 2 representa ocorrências de velocidade de vento de 1 m/s até 1,99 m/s e

assim sucessivamente. O padrão utilizado é o atualmente utilizado nos estudos de energia eólica [CUSTÓDIO, 2007].

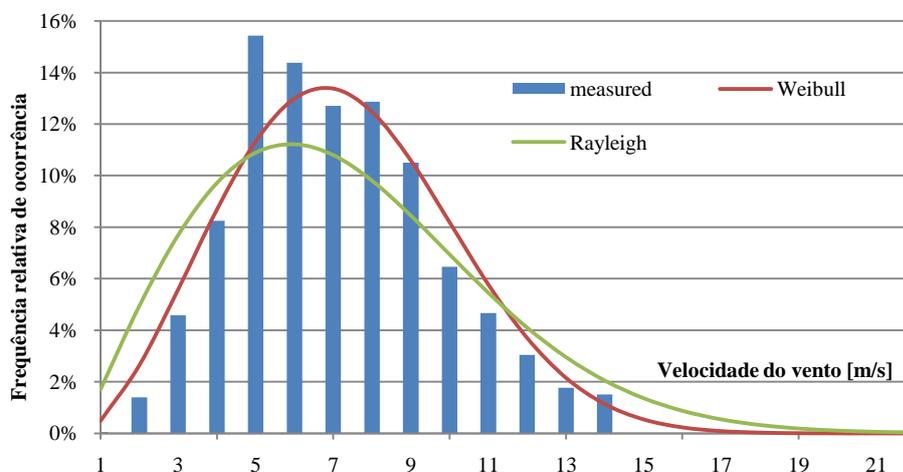


Figura 11 – Ajuste das curvas de Weibull e Rayleigh.

Nota-se no ajuste das curvas ao histograma de frequências medido (Figura 11) que para o local em questão a curva de Weibull melhor representa a série de dados. Para os estudos de locais da costa brasileira, em alturas superiores a 50 metros acima do nível do solo, o fator de forma igual a 2 (distribuição de Rayleigh) não representa com fidelidade a característica do vento local, portanto deve ser utilizada a distribuição de Weibull e seu fator de forma calculado para cada local.

2.6.1.2 Método da máxima verossimilhança

Esta técnica tem a vantagem de utilizar diretamente os dados da série temporal. Sem a necessidade de integrações, tem-se a garantia de uma excelente representatividade das observações [SILVA, 2003].

Utilizando o método da máxima verossimilhança, o parâmetro de forma da função de Weibull é calculado, utilizando método iterativo, a partir da seguinte equação [SILVA, 2003]:

$$k = \left(\frac{\sum_{i=1}^n v_i^k \cdot \ln(v_i)}{\sum_{i=1}^n v_i^k} - \frac{\sum_{i=1}^n \ln(v_i)}{n} \right)^{-1} \quad (11)$$

Onde:

k : Parâmetro de forma de Weibull [adimensional];

v_i : velocidade do vento no momento i [m/s];

n : número de registros de velocidades maiores que zero.

De posse do valor de k , o valor de c pode ser calculado diretamente a partir de [SILVA, 2003]:

$$c = \left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n v_i^k \right)^{\frac{1}{k}} \quad (12)$$

O método do desvio padrão apresentado pode ser utilizado para prover uma conjectura do valor de k e iniciar o processo iterativo.

2.7 Comportamento probabilístico da direção do vento

Além da frequência de ocorrência das velocidades de vento, é importante o conhecimento da frequência de ocorrência da direção do vento no local. O conhecimento da frequência de ocorrência das direções de vento possibilita o posicionamento das turbinas de modo a evitar os obstáculos e interferência entre as demais turbinas do projeto, o chamado efeito esteira.

De maneira análoga à velocidade do vento, para estudos de probabilidade de ocorrência da direção do vento são criados setores para agrupamento dos elementos amostrados. Cada setor é classificado por um limite inferior e um limite superior de direção de vento, abrangendo ao final o total de 360° . A frequência relativa de ocorrência de cada setor é dada pela equação [SILVA, 2003]:

$$f_{di} = \frac{m_{di}}{n_d} \quad (13)$$

Onde:

f_{di} : Frequência de ocorrência de direção de vento para um dado setor i ;

m_{di} : Número de ocorrências de direções no setor i ;

n_d : Número total de amostras.

Observa-se que nessas condições, a frequência relativa de ocorrência para um determinado setor é igual ao seu valor de probabilidade de ocorrência.

2.8 Comportamento do vento com a altura

O atrito do ar em movimento com a superfície terrestre resulta em uma força horizontal contrária à direção do fluxo de ar, resultando em uma redução da velocidade do vento próximo à superfície. Esta força contrária à direção do fluxo de ar reduz com o acréscimo da altura, tornando-se desprezível a partir de determinada altura, chamada camada limite. A camada limite atmosférica pode apresentar centenas de metros de altura [CUSTÓDIO, 2007] e por isso é de grande interesse para o projeto de turbinas eólicas, uma vez que estas têm altura do centro do rotor típica entre 60m e 140m acima do nível do solo.

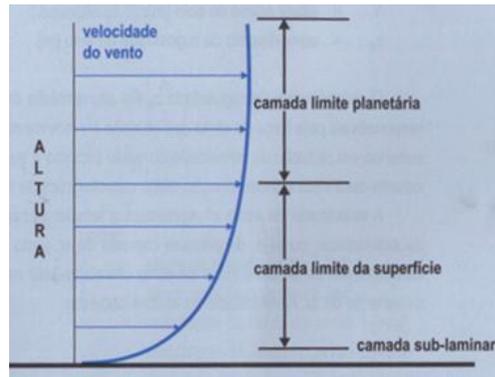


Figura 12 – Camada limite e perfil vertical de velocidades.
Fonte: Custódio, 2007.

Analisando-se a camada limite atmosférica, na faixa de interesse para aplicações de energia eólica, observa-se que esta tem um comportamento que pode ser representado por uma função logarítmica ou uma função exponencial. Sendo assim, conhecendo-se as características do terreno ou a velocidade do vento em duas ou mais alturas distintas é possível conhecer, através do modelo exponencial ou logarítmico, o perfil vertical de velocidade de vento, ou seja, a variação da velocidade do vento com a altura.

O comportamento logarítmico da velocidade do vento pode ser usado para determinar a velocidade do vento em uma determinada altura sabendo-se sua velocidade em uma primeira altura através da expressão [CUSTÓDIO, 2007]:

$$\frac{v_1}{v_2} = \frac{\ln\left(\frac{h_1}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_2}{z_0}\right)} \quad (14)$$

Onde:

h_1 : altura do solo no ponto 1 [m];

h_2 : altura do solo no ponto 2 [m];

v_1 : velocidade do vento no ponto 1 [m/s];

v_2 : velocidade do vento no ponto 2 [m/s];

z_0 : comprimento de rugosidade no local [m].

O comprimento de rugosidade z_0 é a altura média das saliências do solo, responsáveis pela força de atrito que se opõem ao movimento da massa de ar. É uma característica do terreno e pode ser determinado através da análise da superfície do solo.

Outra forma de determinação da velocidade do vento em alturas distintas é através do perfil exponencial, conhecida por lei da potência ou lei de Hellman, dada por [CUSTÓDIO, 2007]:

$$v_2 = v_1 \left(\frac{h_2}{h_1}\right)^\alpha \quad (15)$$

Onde:

α : expoente de potência no local [adimensional].

O expoente α tem significado diferente do comprimento de rugosidade z_0 , porém ambos representam características inerentes ao terreno e à cobertura do solo.

Na prática é inviável a medição da velocidade do vento em todas as alturas importantes para o projeto de uma turbina eólica, principalmente na nacele do aerogerador e dentro da área varrida pelas pás. Conhecendo-se o perfil vertical de velocidades é possível extrapolar a velocidade de vento medida para outras alturas relevantes no projeto. Turbinas atualmente fabricadas podem ultrapassar os 100 metros de diâmetro de rotor, como é o caso da turbina ENERCON E-126 de 7,5MW cujo diâmetro do rotor é de 127m. Nesses casos a variação vertical do vento dentro da área varrida pelo rotor representa grande impacto na produção energética.

A prática para determinação do perfil vertical de velocidade no projeto de turbinas eólicas é a medição da velocidade do vento em duas ou três alturas distintas e através do ajuste de curva aos modelos exponencial e logarítmico obtém-se os parâmetros relativos ao terreno. De posse dos parâmetros do terreno α e/ou z_0 e o conhecimento de alturas e velocidades específicas é possível determinar através da expressão matemática a velocidade em qualquer altura.

2.9 Rugosidade do terreno

A rugosidade do terreno é a influência da superfície deste e dos obstáculos, resultando num retardo da velocidade do vento próximo ao solo. A rugosidade de uma determinada superfície é determinada pelo tamanho e distribuição dos elementos de rugosidade que a compõe e é parametrizada em uma escala de comprimento, chamada de comprimento de rugosidade z_0 . O comprimento z_0 é a altura na qual a velocidade do vento é zero, caso o vento tenha um comportamento logarítmico em função da altura [CUSTÓDIO, 2007].

No ano de 1986 foi realizada uma classificação das superfícies quanto à rugosidade, propondo quatro classes. A Tabela 1 apresenta e a Figura 13 ilustra as classes de rugosidade de acordo com a classificação [CUSTÓDIO, 2007].

Tabela 1 – Classes de rugosidade.

<i>Classe</i>	z_0 [m]	<i>Tipo de área</i>
0	0,0002	Com água, tais como mares e lagos
1	0,03	Aberta com poucos quebra-ventos, plana ou levemente ondulada, podendo apresentar simples fazendas e árvores ou arbustos.
2	0,1	Terrenos com quebra-ventos afastados a mais de 1000m entre si, e algumas construções espalhadas; caracterizados por grandes áreas abertas entre alguns quebra-ventos, com uma paisagem aberta; o terreno pode ser plano ou ondulado.
3	0,4	Áreas urbanas, florestas e terrenos com muitos quebra-ventos de separação média de poucas centenas de metros.

Fonte: CUSTÓDIO, 2007.

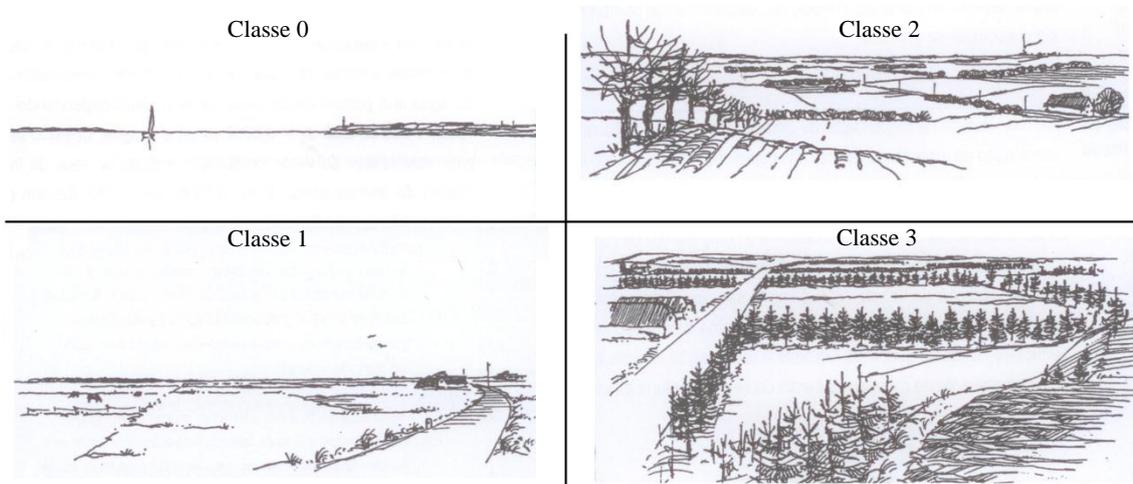


Figura 13 – Exemplos de terrenos e classes de rugosidade.

Fonte: Custódio, 2007.

2.10 Variação dos parâmetros de Weibull com a altura

A mudança do comportamento do vento com a altura resulta em alteração dos fatores de forma e de escala da função de Weibull. Estes parâmetros são determinados pelas equações que seguem [CUSTÓDIO, 2007]:

$$a_2 = a_1 \left(\frac{h_2}{h_1} \right)^n \quad (16)$$

$$n = \frac{0,37 - 0,088 \ln(a_1)}{1 - 0,088 \ln\left(\frac{h_1}{h_2}\right)} \quad (17)$$

$$k_2 = k_1 \frac{1 - 0,088 \ln\left(\frac{h_1}{10}\right)}{1 - 0,088 \ln\left(\frac{h_2}{10}\right)} \quad (18)$$

Onde:

 h_1 : Altura de referência [m]; h_2 : Altura onde se deseja calcular os parâmetros de Weibull [m]; a_1 : Fator de escala na altura h_1 [m/s];

- a_2 : Fator de escala na altura h_2 [m/s];
- k_1 : Fator de forma na altura h_1 [adimensional];
- k_2 : Fator de forma na altura h_2 [adimensional];
- n : expoente da equação [adimensional].

As expressões são aproximações que não consideram a rugosidade do solo. Para áreas abertas com poucos obstáculos apresentam bom resultado [CUSTÓDIO, 2007].

2.11 Potência e coeficiente de potência de uma turbina eólica

Como visto em 2.2 a potência fornecida por uma turbina eólica varia com o cubo da velocidade do vento e com a densidade do ar. Além do citado, a produção energética de uma turbina eólica varia com aspectos construtivos de cada aerogerador, entre eles o diâmetro do rotor. A variação da potência de uma determinada turbina normalmente é apresentada em Tabela ou de forma gráfica através da curva de potência da turbina. A curva de potência mostra a relação entre a velocidade de vento e a potência de saída da mesma, em alguns casos a curva de potência é apresentada utilizando as classes de vento já apresentadas em 2.4.

O coeficiente de potência (C_p) indica a relação entre a potência realmente extraída do vento e a potência disponível no vento. A variação da eficiência aerodinâmica das pás com em função da velocidade do vento resulta em uma variação do coeficiente de potência da turbina. O ponto de máximo da curva $C_p \times v$ representa a máxima eficiência da turbina e sua respectiva velocidade de vento [CUSTÓDIO, 2007].

Sendo assim, é desejável que, para o melhor aproveitamento do potencial eólico, a curva $C_p \times v$ seja adequada para a distribuição de vento no local, para que se tenha uma maior frequência de ocorrência de velocidades de vento relacionadas às altas eficiências da turbina. Em outras palavras, é desejável que a curva $C_p \times v$ tenha seus pontos máximos nas mesmas velocidades de vento dos pontos máximos da curva de distribuição probabilística do vento local. A Figura 14 a seguir exemplifica esta situação, onde a distribuição de Weibull 1 apresenta o melhor aproveitamento do potencial eólico para o aerogerador Enercon E82 2MW – frize-se aqui que o ponto em questão é a eficiência da máquina e não a produção energética. Quando comparada com as outras duas distribuições (Weibull 2 e 3) a distribuição Weibull 1 apresenta a maior frequência de ocorrência – no caso quase que a totalidade – na faixa de velocidades de vento na qual o gerador Enercon E82 2 MW apresenta a maior eficiência. Para o exemplo foram utilizados dados de coeficiente de

potência fornecidos pelo fabricante apresentados na Tabela 2 e parâmetros de Weibull aleatórios apresentados na Tabela 2.

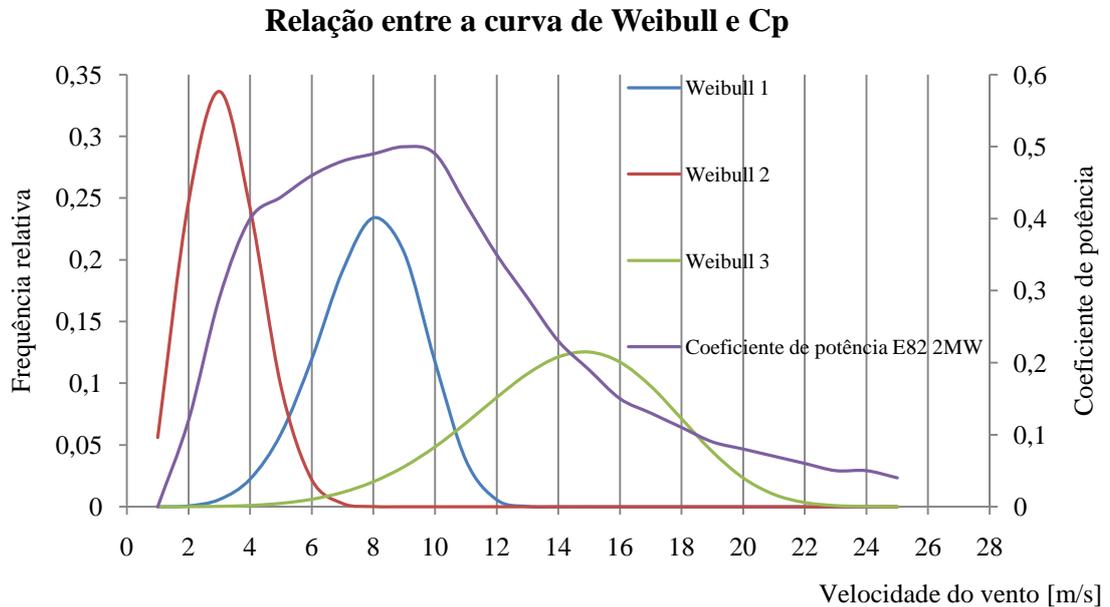


Figura 14 – Relação entre as curvas de Cp x v e distribuição de Weibull.

Tabela 2 – Parâmetros de Weibull utilizados no exemplo.

	a [m/s]	k
Weibull 1	8	5
Weibull 2	3	2,5
Weibull 3	15	5

A Tabela e Figura a seguir apresentam a curva de potência e coeficientes de potência fornecida pelo fabricante do gerador Enercon E82 2MW para a densidade do ar padrão $\rho=1,225\text{kg/m}^3$.

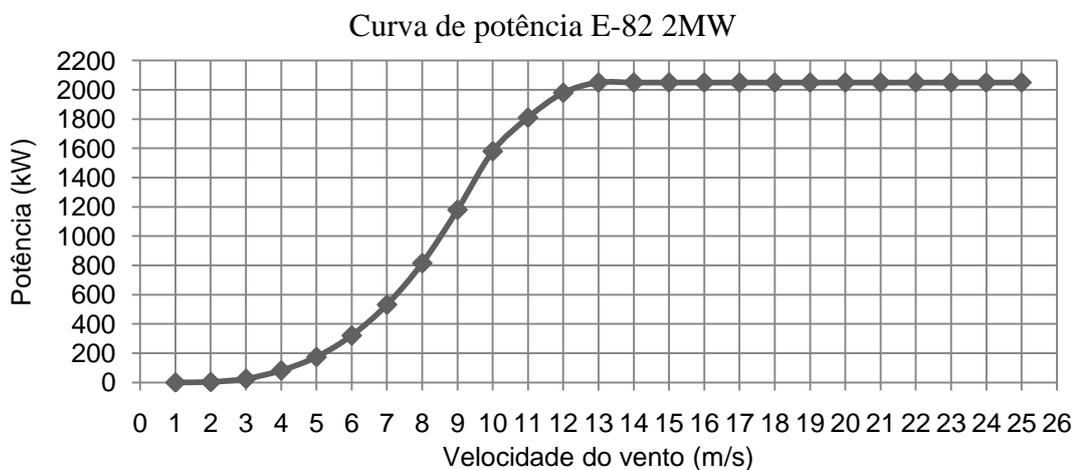


Figura 15 – Curva de potência da turbina Enercon E82 2MW.

Tabela 3 – Curva de potência da turbina ENERCON E82 2MW.

Velocidade de Vento (m/s)	Potência (kW)	Coefficiente de potência
1	0	0,00
2	3	0,12
3	25	0,29
4	82	0,40
5	174	0,43
6	321	0,46
7	532	0,48
8	815	0,49
9	1180	0,50
10	1580	0,49
11	1810	0,42
12	1980	0,35
13	2050	0,29
14	2050	0,23
15	2050	0,19
16	2050	0,15
17	2050	0,13
18	2050	0,11
19	2050	0,09
20	2050	0,08
21	2050	0,07
22	2050	0,06
23	2050	0,05
24	2050	0,05
25	2050	0,04

Na curva de potência podem ser percebidos três pontos fundamentais: Velocidade de partida, velocidade nominal e velocidade de corte. O primeiro deles é a velocidade de partida da turbina, mínima velocidade de vento na qual se inicia a conversão de energia. A velocidade nominal é a velocidade de vento na qual o gerador elétrico atinge a sua potência nominal. O controle de velocidade da turbina mantém aproximadamente constante a potência gerada pelo gerador elétrico a partir da velocidade nominal até a velocidade de corte. A velocidade de corte da turbina é a velocidade de vento na qual o sistema de controle do aerogerador o retira de operação para preservar sua integridade estrutural, devido aos esforços mecânicos causados por velocidades de vento muito altas.

2.12 Intensidade de turbulência

A análise da turbulência é importante principalmente para projeto estrutural da turbina eólica. Essa análise se faz necessária, pois a turbulência do vento provoca esforços mecânicos

aleatórios sobre toda a estrutura da máquina tendo como principais efeitos: falhas por fadiga em alguns dos componentes da estrutura e influência no comportamento aerodinâmico das pás, afetando diretamente a geração [SILVA, 2003].

A turbulência é definida como a divergência entre os valores das amostras em relação ao valor médio do intervalo de integração.

A equação a seguir define a intensidade de turbulência [SILVA, 2003]:

$$IT = \frac{\sigma(v_i)}{v_{im}} \quad (19)$$

Onde:

IT : Intensidade de turbulência [adimensional];

$\sigma(v_i)$: Desvio padrão das amostras do intervalo de integração [m/s];

v_{im} : Velocidade média do intervalo de integração [m/s].

2.13 Estimativa de produção energética

Conhecendo-se a curva de potência do gerador eólico e a distribuição probabilística do vento no local a produção de energia para um determinado período pode ser estimada através da expressão que segue [IEC 61400-12-1, 2005]:

$$E = T \sum_{i=1}^n \left\{ [F(v_i) - F(v_{i-1})] \left(\frac{P_{i-1} + P_i}{2} \right) \right\} \quad (20)$$

Onde:

E : Produção anual de energia elétrica [Wh];

T : Número de horas do período, para estimativa anual $T=8760$ [h];

$F(v_i)$: Função densidade de probabilidade cumulativa de Weibull para a classe de velocidade de vento v_i ;

P_i : Potência fornecida pela curva de potência para a velocidade de vento v_i [W].

2.14 Densidade do ar

Conforme apresentado anteriormente, a potência disponível no vento é diretamente proporcional à densidade do ar.

A densidade do ar local deve ser calculada de acordo com a temperatura, umidade relativa e pressão barométrica, através da equação [IEC 61400-12-1, 2005]:

$$\rho = \frac{1}{T} \left(\frac{B}{R_0} - \varphi \cdot P_w \cdot \left(\frac{1}{R_0} - \frac{1}{R_w} \right) \right) \quad (21)$$

Onde:

T : Temperatura [K];

B : Pressão barométrica [Pa];

φ : Umidade relativa do ar [valor entre 0 e 1];

R_0 : Constante de gás para o ar seco [287,05 J/kgK];

R_w : Constante de gás para o vapor de água [461,5 J/kgK];

P_w : Pressão de vapor de água [Pa].

A pressão de vapor de água é dependente da temperatura e pode ser obtida através da expressão [IEC 61400-12-1, 2005]:

$$P_w = 0,0000205 e^{0,0631846 \cdot T} \quad (22)$$

3 PROJETO

Neste capítulo são detalhadas as etapas do projeto de geração descentralizada de energia para a comunidade utilizando um sistema baseado em geração eólica.

Para análise do potencial eólico e produção energética dos aerogeradores foram utilizados dados de vento cedidos pela empresa EPI Energia Projetos e Investimentos Ltda. Foram realizadas medições anemométricas próximas ao município de Mostardas através da torre de medições anemométricas Mostardas, doravante Torre Mostardas. O local exato da torre de medições não foi explicitado por questões de direitos de propriedade dos dados.

3.1 Detalhamento das medições

As medições na torre Mostardas foram realizadas no período de 11/01/2002 e 26/02/2003, contemplando os doze meses completos e consecutivos.

Os equipamentos de medição foram fornecidos pelo fabricante Ammonit®.

Durante o período de monitoramento, foram realizadas medições a cada segundo e integralizados e armazenados, ao final de cada período de 10 minutos, os seguintes parâmetros:

- Velocidade média medida em 50m de altura [m/s];
- Velocidade máxima medida em 50m de altura [m/s];
- Desvio padrão da velocidade medida em 50m de altura [m/s];
- Velocidade média medida em 30m de altura [m/s];
- Desvio padrão da velocidade medida em 30m de altura [m/s];
- Direção média do vento medida em 50m de altura [°];
- Desvio padrão da direção do vento medida em 50m de altura [°];

Cabe salientar que atualmente o recomendado pelas entidades normativas é a medição dos parâmetros conforme descrito no item 2.4.1, entretanto a série de dados disponível é anterior às publicações citadas.

3.2 Validação dos dados

A série de dados deve passar por um processo de validação para que só então possam ser incorporadas na base de dados para avaliação dos recursos eólicos.

Esta validação tem por objetivo a eliminação de dados suspeitos da série de dados evitando conclusões errôneas. Os dados incorretos podem ser causados pelo mau funcionamento dos sensores e equipamentos, e também por fenômenos anormais.

A Tabela 4 descreve os filtros de validação para os quais os dados devem ser submetidos em busca dos dados suspeitos [AWS SCIENTIFIC, 1997].

Tabela 4 – Critérios de validação dos dados.

Parâmetro	Critério de validação
Velocidade horizontal do vento	
Média	$0 < \text{Média} < 25 \text{ m/s}$
Desvio Padrão	$0 < \text{Desvio Pad.} < 3 \text{ m/s}$
Direção do Vento	
Média	$0 < \text{Média} < 360^\circ$
Desvio Padrão	$3 < \text{Desvio Pad.} < 75^\circ$

Após o processo de validação dos dados, tem-se uma disponibilidade de dados equivalente a 87,06% do período total.

3.3 Densidade do ar para o local

A densidade média do ar para o local é de aproximadamente $1,220 \text{ kg/m}^3$ [Atlas eólico do RS, 2002].

Não é necessária correção da curva de potência da máquina, pois a densidade encontra-se dentro dos limites de $1,225 \pm 0,005 \text{ kg/m}^3$ [IEC 61400-12-1, 2005].

3.4 Estimativa do potencial eólico

3.4.1 Velocidade média do período de medições

A Tabela 5 apresenta a média aritmética das velocidades medidas no período.

Tabela 5 – Velocidades médias medidas.

Altura de medição	30m	50m
Velocidade média [m/s]	6,46	7,09

3.4.2 Resultados mensais para a altura de 50m

As Tabelas 6, 7 e 8 apresentam as médias mensais e de todo o período medido, bem como os parâmetros de Weibull, a densidade de potência e a velocidade média da distribuição calculados através dos métodos descritos neste trabalho (seção 2.4), para a altura de 50 metros acima do nível do solo.

Tabela 6 – Parâmetros mensais medidos.

Mês	V _{média} medida (m/s)	Intensidade de turbulência
Janeiro	7,358	0,101
Fevereiro	6,355	0,104
Março	6,993	0,088
Abril	6,228	0,088

Maio	5,715	0,077
Junho	6,805	0,084
Julho	7,080	0,087
Agosto	7,074	0,092
Setembro	7,341	0,120
Outubro	7,561	0,111
Novembro	8,287	0,112
Dezembro	7,688	0,122
Anual	7,091	0,101

Tabela 7 – Parâmetros de Weibull calculados através do método da velocidade média e desvio padrão.

Mês	k	c (m/s)	Vmédia (m/s)	Densidade de potência (W/m ²)
Janeiro	2,914	8,250	7,358	348,351
Fevereiro	2,771	7,140	6,355	231,356
Março	2,706	7,863	6,993	312,940
Abril	3,020	6,972	6,228	207,013
Maio	2,632	6,432	5,715	173,922
Junho	3,058	7,614	6,805	268,192
Julho	2,510	7,978	7,080	341,864
Agosto	2,590	7,966	7,074	333,597
Setembro	2,464	8,277	7,341	386,304
Outubro	2,376	8,531	7,561	433,908
Novembro	2,904	9,293	8,287	498,594
Dezembro	2,666	8,649	7,688	419,880
Anual	2,588	7,984	7,091	336,088

Tabela 8 - Parâmetros de Weibull calculados através do método da máxima verossimilhança.

Mês	k	c (m/s)	Vmédia (m/s)	Densidade de potência (W/m ²)
Janeiro	2,914	8,249	7,357	348,248
Fevereiro	2,739	7,139	6,352	232,707
Março	2,707	7,879	7,007	314,734
Abril	2,990	6,978	6,230	208,379
Maio	2,531	6,428	5,705	177,816
Junho	2,905	7,608	6,785	273,579
Julho	2,473	7,977	7,076	345,022
Agosto	2,583	7,975	7,082	335,385
Setembro	2,436	8,273	7,336	388,924
Outubro	2,356	8,537	7,565	437,607
Novembro	2,899	9,276	8,271	496,272
Dezembro	2,623	8,638	7,674	422,201
Anual	2,566	7,967	7,074	335,652

3.4.3 Resultados mensais para a altura de 30m

As Tabelas 9, 10 e 11 apresentam os resultados da seção anterior para a altura de 30m.

Tabela 9 – Parâmetros mensais medidos.

Mês	Vmédia medida (m/s)	Intensidade de turbulência
Janeiro	6,817	0,101
Fevereiro	5,764	0,107
Março	6,356	0,096
Abril	5,544	0,099
Mai	5,032	0,086
Junho	5,991	0,095
Julho	6,326	0,096
Agosto	6,404	0,099
Setembro	6,751	0,110
Outubro	6,978	0,111
Novembro	7,688	0,111
Dezembro	7,163	0,111
Anual	6,459	0,098

Tabela 10 - Parâmetros de Weibull calculados através do método da velocidade média e desvio padrão.

Mês	k	c (m/s)	Vmédia (m/s)	Densidade de potência (W/m ²)
Janeiro	2,797	7,656	6,817	283,931
Fevereiro	2,660	6,485	5,764	177,235
Março	2,566	7,159	6,356	243,570
Abril	2,807	6,226	5,544	152,401
Mai	2,569	5,667	5,032	120,749
Junho	2,922	6,716	5,991	187,702
Julho	2,387	7,137	6,326	253,221
Agosto	2,464	7,220	6,404	256,460
Setembro	2,410	7,615	6,751	305,498
Outubro	2,315	7,876	6,978	348,171
Novembro	2,877	8,625	7,688	400,325
Dezembro	2,643	8,060	7,163	341,507
Anual	2,482	7,281	6,459	261,752

Tabela 11 - Parâmetros de Weibull calculados através do método da máxima verossimilhança.

Mês	k	c (m/s)	Vmédia (m/s)	Densidade de potência (W/m ²)
Janeiro	2,816	7,666	6,828	284,034
Fevereiro	2,641	6,494	5,771	178,681
Março	2,569	7,177	6,373	245,255
Abril	2,796	6,231	5,548	153,079
Mai	2,470	5,664	5,024	123,599

Junho	2,792	6,712	5,976	191,492
Julho	2,365	7,142	6,330	255,538
Agosto	2,466	7,237	6,419	258,103
Setembro	2,416	7,637	6,771	307,617
Outubro	2,313	7,895	6,995	351,042
Novembro	2,891	8,625	7,690	399,469
Dezembro	2,628	8,075	7,175	344,575
Anual	2,478	7,277	6,455	261,620

3.5 Perfil vertical de velocidades

De posse das velocidades médias medidas em duas alturas diferentes, é possível, a partir da equação (9) calcular o perfil vertical de velocidades segundo a lei exponencial. Resolvendo através de método iterativo a equação (9) tem-se que o expoente da lei de potência que representa o perfil vertical de velocidades do vento é $\alpha = 0,182$ – nesta análise foi utilizada a ferramenta Atingir Meta do software MS Excel.

O gráfico da Figura 16 apresenta o perfil vertical de velocidades para o local.

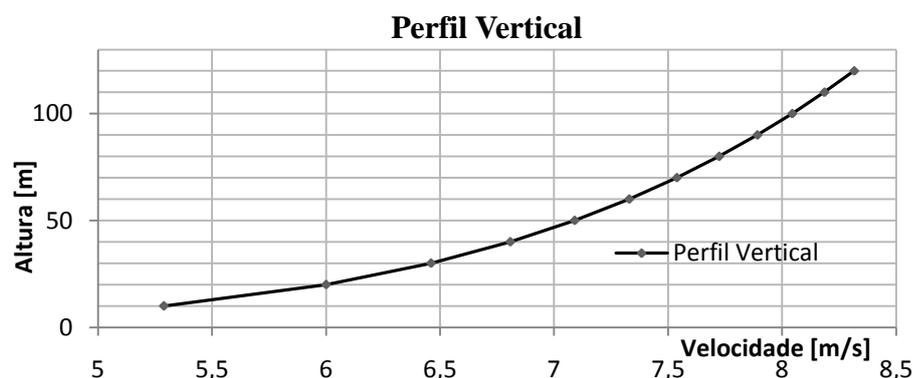


Figura 16 – Perfil vertical de velocidade para o local.

3.6 Variação diária da velocidade do vento

É importante verificar qual a variação da velocidade do vento durante as 24 horas do dia. Com a curva da velocidade média diária é possível prever o potencial energético disponível para os períodos do dia.

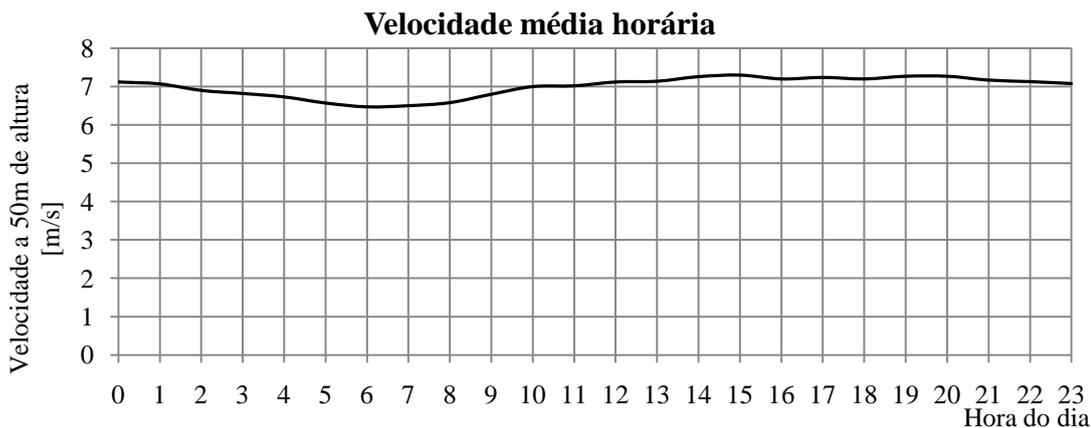


Figura 17 – Gráfico da variação média da velocidade do vento durante um dia.

Avaliando-se a curva de velocidade média diária percebe-se que o vento tem um comportamento médio bastante homogêneo durante o período diário. Mais do que um comportamento homogêneo percebe-se na curva que os pontos de máximo do gráfico ocorrem entre 10 horas e 21 horas, coincidente com o período de maior demanda.

3.7 Direção do vento

A Figura 18 apresenta a rosa dos ventos com a frequência relativa de ocorrência do local, calculado conforme o procedimento apresentado na seção 2.5.

Nota-se na rosa dos ventos que a direção do vento no local de medição é predominantemente Leste-Nordeste.

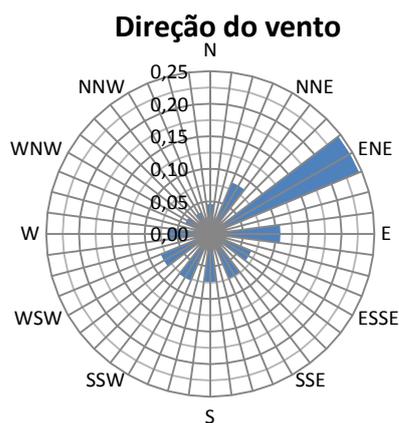


Figura 18 – Frequência de direções de vento para o local.

3.8 Consumo energético local

Segundo dados obtidos junto à Prefeitura Municipal de Tavares o número de habitantes fixos da Praia do Farol é de aproximadamente 125, passando para aproximadamente 700

durante o período de veraneio. A vocação regional dos consumidores é de pescadores e veranistas. Na comunidade existem aproximadamente 70 pontos de iluminação pública.

A companhia de distribuição de energia elétrica que atende à comunidade (CEEE Distribuição) disponibilizou a informação de que são ao total 272 unidades consumidoras, atendidas por 06 transformadores, totalizando 190 kVA.

Por outra, a CEEE informou que o consumo total observado na chave que alimenta a comunidade no mês de abril de 2011 foi de 14.505,8 kWh. Não existe o histórico de medições, pois se trata de uma derivação e não de um alimentador exclusivo.

A curva de carga de um consumidor residencial caracteriza-se por um consumo praticamente constante durante o dia inteiro com um aumento no fim da tarde e um pico de demanda, entre 18 e 21 horas. Na Figura 19 é mostrada a curva de carga média de um dia útil de um consumidor real classe de consumo mensal entre 101 e 200 kWh [FRANCISQUINI, 2006].

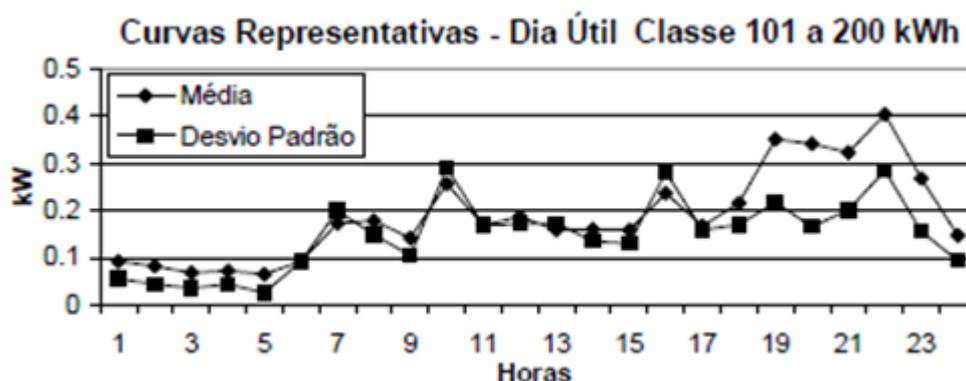


Figura 19 – Curva de carga de um consumidor residencial.
Fonte: Francisquini, 2006.

Para os cálculos da geração será utilizado um consumo mensal normal de 14.505,8 kWh. Considerando um aumento da população consumidora de energia elétrica de 560% nos meses de alta temporada, o consumo de 81.232,5 kWh será adotado para os meses de janeiro e fevereiro.

O gráfico da Figura 20 apresenta a relação entre o consumo energético mensal e a velocidade média do vento a 30m de altura. Nota-se que o comportamento da velocidade do vento é relativamente homogêneo no decorrer do ano, com uma variação máxima de aproximadamente 22% abaixo da média no mês de maio e 19% acima da média no mês de novembro.

Considerando a curva de carga média apresentada na Figura 19, a demanda máxima de potência é de 0,4 kW. Sendo assim, para o período de consumo normal uma demanda de pico estimada em 50 kW e durante a alta estação uma demanda máxima estimada em 280 kW.

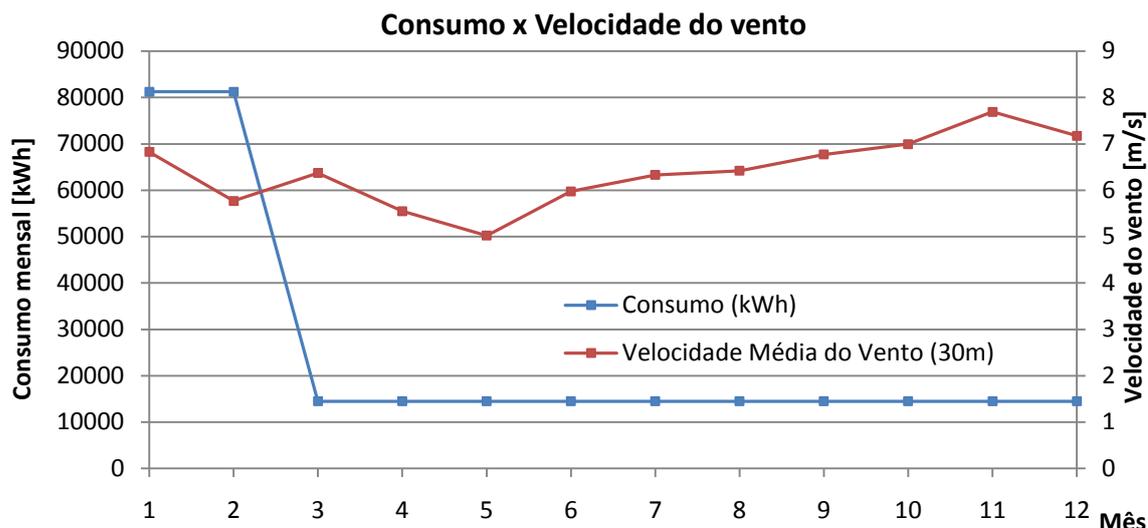


Figura 20 – Consumo mensal e velocidade do vento.

3.9 Dimensionamento da geração

A análise da geração é realizada através da metodologia exposta na seção 2.12, com os parâmetros de Weibull determinados através do método da máxima verossimilhança, cujos resultados foram apresentados na seção 3.4. Os parâmetros da distribuição serão corrigidos para a altura do rotor utilizando a metodologia exposta na seção 2.9, serão utilizados os parâmetros da série de dados referentes à altura de medição mais próxima à altura do rotor.

Tendo em vista a grande variação sazonal da demanda e consumo energético, será necessário um gerador auxiliar para garantir o fornecimento de energia. Por outra, tendo em vista a grande variação diária da carga, será utilizado um banco de baterias para armazenamento da energia gerada pelos geradores.

O sistema de geração proposto é apresentado no esquemático da Figura 21.

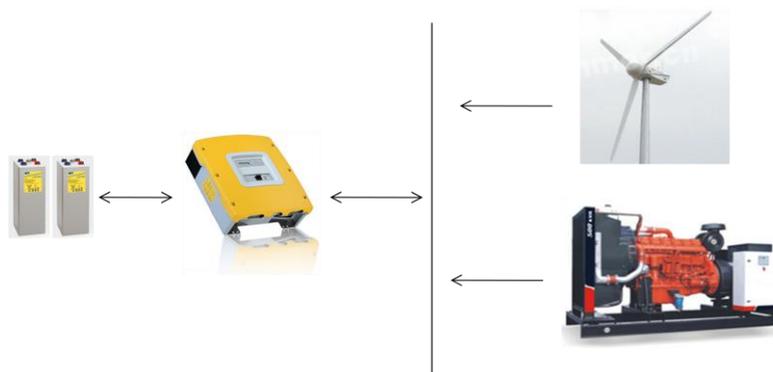


Figura 21 – Esquemático da geração de energia.

3.9.1 Banco de baterias

O banco de baterias será dimensionado para armazenamento da energia equivalente ao consumo de 24 horas de um dia útil do período de baixa estação.

Considerando o consumo mensal de 14.505,8 kWh, tem-se o consumo diário estimado em 483,5 kWh. Considerando o consumo de alta estação, esta energia acumulada equivale a aproximadamente 1/6 do consumo diário.

Para o projeto serão utilizadas baterias da marca Exide desenvolvida para aplicações de energias renováveis, modelo 8 OPzV-960, com as seguintes especificações:

- Tensão nominal: 2V;
- Tabela de descarga e capacidade apresentadas na Figura 22.

Constant-current discharge in A @ 20 °C

Part number	Vpc	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	10 h	20 h	40 h	60 h	80 h	100 h	120 h
NGS6020960HS0FA	1.90	246	201	170	149	131	115	102	92.3	77.3	41.0	22.1	15.7	12.3	10.1	8.75
NGS6020960HS0FA	1.87	280	221	184	158	139	120	106	95.2	78.3	41.8	23.5	16.5	13.0	10.6	9.05
NGS6020960HS0FA	1.85	310	236	193	166	148	126	112	100	83.0	44.0	24.4	17.2	13.4	11.0	9.42
NGS6020960HS0FA	1.83	343	250	202	174	155	132	117	105	87.2	45.8	25.1	17.6	13.8	11.3	9.77
NGS6020960HS0FA	1.80	374	263	210	181	162	137	121	109	90.8	47.6	25.7	18.1	14.2	11.6	10.1
NGS6020960HS0FA	1.77	402	276	219	187	166	142	125	113	93.7	49.3	26.3	18.5	14.5	11.9	10.3
NGS6020960HS0FA	1.75	426	289	228	193	170	145	128	116	95.8	50.5	26.8	18.8	14.7	12.1	10.4
NGS6020960HS0FA	1.73	446	301	236	198	173	148	131	118	97.4	51.3	27.2	19.0	14.8	12.2	10.4
NGS6020960HS0FA	1.70	467	312	245	202	176	151	133	120	98.4	52.1	27.6	19.2	14.9	12.3	10.5
NGS6020960HS0FA	1.67	489	323	253	205	178	153	135	121	99.0	52.6	28.0	19.4	15.0	12.3	10.5
NGS6020960HS0FA	1.65	504	333	257	208	179	154	136	121	99.4	52.9	28.2	19.5	15.0	12.3	10.5
NGS6020960HS0FA	1.63	521	340	262	209	180	155	137	122	99.8	53.1	28.4	19.6	15.1	12.3	10.5
NGS6020960HS0FA	1.60	536	346	267	211	181	156	138	122	100	53.3	28.5	19.6	15.1	12.3	10.5

Capacity in Ah @ 20°C

Part number	GNB type designation	C ₁	C ₃	C ₅	C ₁₀	C ₁₀₀	C ₁₂₀
		1.67 VpC	1.75 VpC	1.77 VpC	1.80 VpC	1.85 VpC	1.85 VpC
NGS6020960HS0FA	8 OPzV 960	489	684	834	908	1105	1131

Figura 22 – Tabelas de descarga da bateria 8 OPzV-960.

Serão utilizados bancos de 48V, 24 células de 2V.

Conforme é mostrado na Figura 22, as células têm capacidade de armazenamento de 908Ah considerando corrente de descarga constante de 90,8A em 10 horas, em tensão de 1,85V.

Cada célula tem a capacidade de fornecer 489A em descarga constante durante uma hora. Considerando a demanda de pico normal de 50kW, e eficiência dos conversores de 95%, serão necessários na entrada do conversor 52,6 kW. Cada banco de baterias contém 24 células, logo no regime de descarga citado o banco permanece com tensão de 44,4V. Portanto, para atender à necessidade de 52,6kW os bancos de bateria precisam fornecer 1184A.

Utilizando quatro séries de 24 células a capacidade de fornecimento dos bancos em uma hora será de 1956A, suficientes para atender a demanda de 50 kW na saída dos conversores.

Em regime de descarga de 10 horas, tem-se a capacidade de 908Ah e tensão de 1,8V por célula. Cada banco de baterias conta com 24 células, ou seja, a tensão do banco nesse regime de descarga é de 43,2V. Sendo assim, ter-se-ão disponíveis 39,2 kWh por banco de baterias.

Considerando-se quatro bancos de baterias e eficiência dos conversores em 95%, a energia armazenada e disponível para consumo totaliza-se em 149kWh. Esta energia disponível é suficiente para fornecer 30% do consumo normal diário estimado.

3.9.2 Gerador auxiliar

O gerador auxiliar deverá garantir o fornecimento no período de alta estação, bem como nos dias de falta de geração eólica.

A demanda de pico durante o período de alta estação é estimada em 280 kW. Considerando um fator de potência mínimo de 0,93 o grupo gerador auxiliar é dimensionado em 300kVA.

3.9.3 Inversores de potência

Para a aplicação é sugerido o inversor Sunny Island 5048 fabricado pela empresa SMA (www.sma.de), empresa líder em soluções para energias renováveis. O equipamento é desenvolvido para aplicações *off-grid*, isto é, para sistemas isolados com potências entre 3 e 300kW. Este equipamento é o responsável por gerar o sistema trifásico de referência com os quais os demais equipamentos geradores serão sincronizados. Além de gerar a referência, o Sunny Island faz o gerenciamento do banco de baterias e o acionamento dos geradores auxiliares quando necessário.

Cada inversor do tipo 5048 é de capacidade nominal de 5kW a 25°C. Deve ser utilizado o sistema *Multi-Cluster* sugerido pelo fabricante para a geração do sistema trifásico. Para atender a demanda de 60kW a 25°C serão necessários 4 unidades por fase, totalizando 12 unidades.

3.9.4 Geradores eólicos

Para maior estabilidade e confiabilidade do sistema serão utilizados para o projeto dois geradores. As turbinas possuem as seguintes especificações:

- Fabricante: Hummer Dynamo
- Modelo: H12.0-50000W

- Altura da torre: 18m
- Potência nominal 50 kW;
- Potência máxima 75 kW;
- Diâmetro das pás: 12 m
- Velocidade de vento nominal: 11 m/s
- Velocidade de rotação nominal: 140 rpm
- Curva de potência fornecida pelo fabricante apresentada na Figura 23.

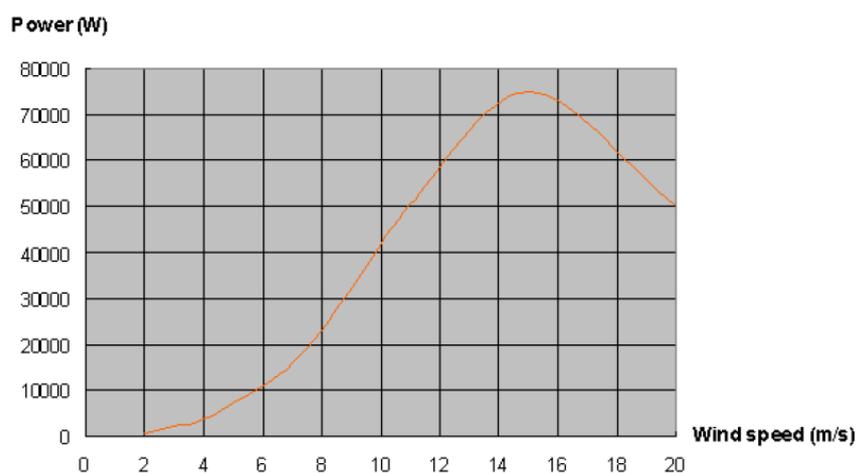


Figura 23 – Curva de potência Hummer 50kW.

Será utilizada uma altura do eixo do rotor de 20m, dois metros além da altura da torre, devido à fundação e estrutura da nacela.

A Tabela 12 apresenta a produção mensal estimada e a diferença entre o consumo e a geração.

Tabela 12 – Geração e consumo mensal

<i>Mês</i>	<i>Produção Total [MWh]</i>	<i>Geração - Consumo [MWh]</i>
janeiro	27,958	-56,0703
fevereiro	19,564	-63,6249
março	24,646	7,6756
abril	17,518	1,2604
maio	14,61	-1,3568
junho	20,8	4,2142
julho	24,882	7,888
agosto	25,332	8,293
setembro	28,484	11,1298
outubro	30,664	13,0918
novembro	35,708	17,6314
dezembro	31,512	13,855
Anual	301,7	-36,0

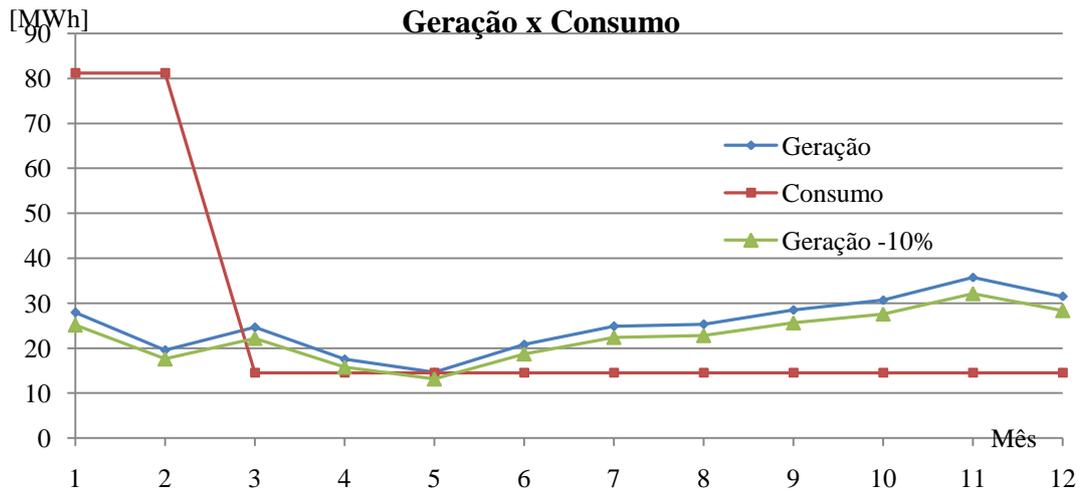


Figura 24 – Gráfico da geração e consumo mensal estimados.

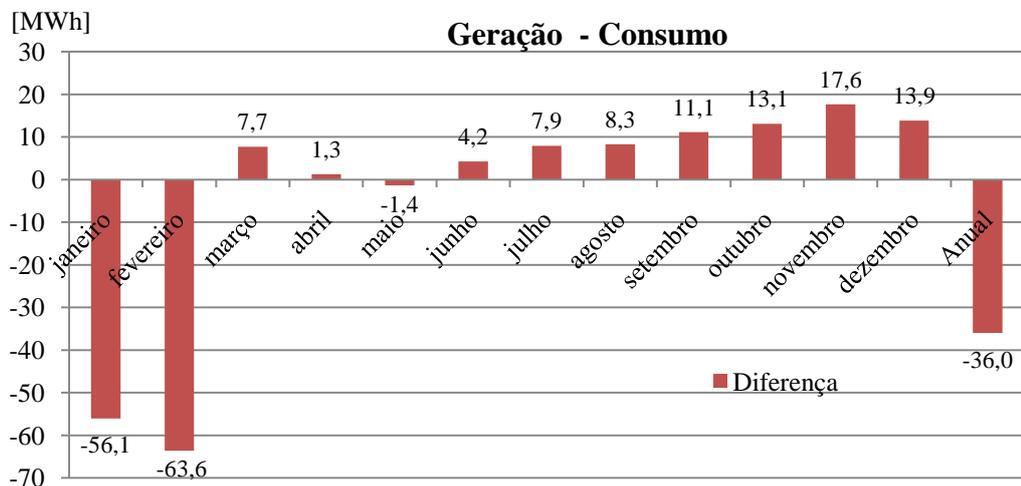


Figura 25 – Gráfico da diferença entre geração e o consumo.

3.10 Posicionamento dos geradores

Utilizando o “software” de simulação EMD Windpro® aliado à ferramenta Wasp® foi traçado o mapa de velocidades de vento no local, com resolução de 50m.

O “software” analisa a influência do terreno na velocidade do vento em micro escala. Através da medição de alta qualidade (torre de medições) e com dados de rugosidade e elevação do terreno é possível traçar o grid de recurso eólico em micro escala.

Para análise foram utilizados dados de elevação SRTM (Shuttle radar topographic mission) e dados de rugosidade, ambos disponíveis para download. Os dados de rugosidade utilizados possuem grade de resolução de 500m x 500m. A entrada do mapa de rugosidade do local classifica toda a área de acordo com comprimentos de rugosidade (ver seção 2.9), resultando em um perfil vertical de velocidade para cada local do terreno. Ferramenta importante para otimização de projetos de fazendas eólicas.

Devido ao pequeno número de geradores (2), não haver restrições de área da fazenda eólica e à predominância da direção do vento não é necessária a análise da influência de uma turbina na outra, sendo a única restrição a colocação das turbinas alinhadas na direção perpendicular à direção predominante de vento (nordeste – ver seção 3.7).

O mapa que segue é o resultado da simulação do recurso eólico para o local à altura de 50m sobreposto ao mapa do Google Earth®. Nota-se que o terreno não é complexo, ou seja, é relativamente plano e, portanto, o comportamento do vento é relativamente homogêneo, possibilitando a colocação das máquinas em uma larga faixa – indicada na Figura - sem decréscimo do potencial energético. Para terrenos complexos esta simulação é de extrema importância para otimização da fazenda eólica.

Observa-se na imagem que a rugosidade é o fator predominante no comportamento do vento, quanto menor a rugosidade (oceano) maior a velocidade do vento a 50m

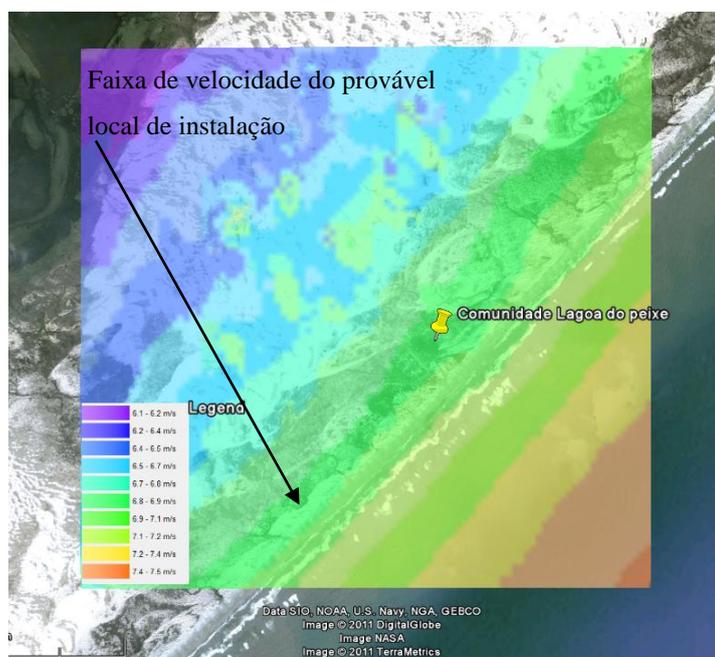


Figura 26 – Mapa da simulação do recurso eólico local para altura de 50m.

3.11 Panorama econômico

Um dos principais aspectos que ainda tornam a energia eólica não competitiva com outras fontes é o alto valor dos empreendimentos frente a outras fontes de energia elétrica.

No que segue é mostrado um panorama econômico, visando a dar uma dimensão dos custos de aquisição dos equipamentos propostos no item 3.9.

Segundo cotação fornecida pelo fabricante, o valor do aerogerador Hummer Dynamo H12.0 50kW é de aproximadamente US\$ 79.900,00, preço FOB em Shangai, isto é, excluídos

custos de importação e transporte. O preço do aerogerador posto Porto Alegre é estimado em R\$ 167.257,95.

Já sobre as baterias, o valor da célula 8 OPzV-960 é de aproximadamente R\$ 1.500,00. O custo estimado do banco de baterias sugerido é de aproximadamente R\$ 144.000,00.

Um grupo gerador diesel com potência de 304 kVA tem valor estimado em R\$ 134.000,00.

O custo unitário de um equipamento Sunny Island 5048 posto Porto Alegre é de R\$ 18.507,00.

Sendo assim, o custo estimado para a implantação do sistema isolado sugerido totaliza em torno de R\$ 900.000,00

4 CONCLUSÕES

No Brasil a utilização da energia eólica para geração de energia eólica é relativamente recente tendo o seu início efetivo no ano de 2004 através do PROINFA. Quando comparado com países tradicionais no uso deste tipo de energia, como a Alemanha, Espanha, Estados Unidos, o Brasil apresenta grande atraso, entretanto é atualmente o país com a sexta maior taxa de crescimento da capacidade instalada.

O potencial eólico do estado do Rio Grande do Sul se mostra bastante favorável à implantação de usinas de geração de energia eólica, apresentando regiões bastante atrativas, principalmente no litoral.

O grande problema implícito na análise da geração de energia através do vento é a determinação do potencial eólico do local, uma vez que este não tem um comportamento determinístico e sim um comportamento probabilístico. A distribuição de Weibull é a distribuição probabilística mais utilizada da engenharia de energia eólica, devido a sua capacidade de ajuste ao comportamento do vento local.

Através da determinação dos dois parâmetros da distribuição de Weibull é possível determinar a probabilidade de ocorrência das classes de vento, e assim estimar a produtividade dos geradores eólicos. Existem diversos métodos disponíveis para a determinação dos fatores de Weibull, sendo diferenciados entre si pelos dados de entrada no processo. O método da velocidade média e desvio padrão, apesar de possuir como dados de entrada somente a velocidade média e desvio padrão e algoritmo de cálculo mais simples que os demais, apresentou resultados satisfatórios quando comparado com o método da máxima verossimilhança.

Um dos grandes problemas da utilização da energia eólica é a questão do armazenamento da energia gerada.

Na geração eólica não há a possibilidade de aumento da fonte primária de energia para aumento da geração instantânea, o máximo teórico de potência na saída do gerador elétrico é dado pela máxima potência disponível no vento (Potência de Betz) e é proporcional ao cubo da velocidade do vento.

Diferentemente de algumas fontes tradicionais de energia, toda a potência disponível no vento deve ser aproveitada instantaneamente para a produção de energia elétrica. Já nas gerações hidrelétrica e termelétrica a fonte primária de energia pode ser armazenada, no nível do reservatório ou no armazenamento de combustível, permitindo a injeção de potência no gerador de acordo com a necessidade de geração de energia elétrica.

O Brasil tem grandes vantagens na utilização da geração eólica no sistema interligado nacional, pois, além das regiões com potencial eólico abundante, há a possibilidade de complemento entre as fontes de geração hidrelétrica, eólica e térmica.

A combinação entre a energia eólica e as demais fontes permite que a energia disponível no vento seja indiretamente armazenada, seja no reservatório das hidrelétricas seja na economia de combustível. A energia disponível no vento é transformada em potência elétrica e consumida pelas cargas do sistema, diminuindo assim a potência exigida dos demais geradores e economizando em suas respectivas fontes primárias.

A utilização de baterias para armazenamento de grandes quantidades de energia ainda é um problema para o desenvolvimento de sistemas isolados. Além do seu alto custo e da necessidade de manutenção e troca, as baterias introduzem perdas elétricas.

O potencial eólico disponível na localidade do Farol de Mostardas é abundante e viabiliza a instalação de geradores eólicos.

A grande variação sazonal do consumo de energia elétrica e a variação diária da demanda se tornam problemas quando se analisa a viabilidade do isolamento da comunidade (eliminação da linha de distribuição). O vento possui um comportamento médio regular durante todos os períodos do ano e durante as 24 horas do dia.

A aplicação de energias alternativas deve ser aliada a iniciativas de eficiência energética. A substituição das lâmpadas incandescentes ou fluorescentes por lâmpadas com tecnologias mais eficientes pode resultar em redução significativa do consumo da comunidade. Por outra, o pico de demanda é, em sua maior parte, devido à utilização de chuveiros elétricos. A utilização de coletores solares reduz não só o consumo de energia, mas também o pico na curva de demanda.

O isolamento do sistema elétrico da comunidade do sistema da concessionária é tecnicamente viável e soluciona o problema ambiental gerado pela linha de distribuição. Por outro lado, analisando-se o aspecto econômico, o investimento necessário para a instalação do sistema de geração isolado é elevado, se tornando um problema mas não inviabilizando a implantação.

A energia eólica é uma fonte complementar de energia elétrica, devendo, para seu maior aproveitamento, estar aliada à outra fonte de energia.

5 REFERÊNCIAS

- ABNT. **Norma brasileira NBR-14724 – Informações e documentação – Trabalhos acadêmicos**. Rio de Janeiro, 2005. 2 ed.
- ABNT. **Norma brasileira NBR-6023 – Informações e documentação – Referências**. Rio de Janeiro, 2002. 2 ed.
- ALDABÓ, R. **Energia eólica**. São Paulo, 2002.
- AWS SCIENTIFIC. **Wind resource assessment handbook – Fundamentals for conducting a successful monitoring program**. Nova Iorque, 1997.
- BRASIL, M. M. E. **Portaria. nº 29**, de 28 de janeiro de 2011. Brasília, 2011.
- BURTON, T. et al. **Wind energy handbook**. Chichester, 2001.
- CARVALHO, P. **Geração eólica**. Fortaleza, 2003.
- CUSTÓDIO, R. S.. **Energia eólica para produção de energia elétrica**. Rio de Janeiro, 2007.
- FÖRDERGESELLSCHAFT WINDENERGIE E.V. **Technische richtlinien für windenergieanlagen**. Berlim, 2007. 7 ed.
- FRANCISQUINI, A. F. **Estimação de curvas de carga em pontos de consumo e em transformadores de distribuição**, Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, São Paulo, 2006.
- IEC. **IEC 61400-1 Wind Turbine Generator Systems – Part 1: Safety Requirements**; International Standard. 3. ed. Geneva, 2005.
- IEC. **IEC 61400-12-1 Wind Turbine Generator Systems – Part 12-1: Power Performance measurements of electricity producing wind turbines**; International Standard. Geneva, 1998.
- MEASNET. **Evaluation of Site Specific Wind Conditions**, MEASNET procedure. Grevenbroich, 2009.

MEASNET.. **Power performance measurement procedure**, MEASNET procedure. 5. ed., Grevenbroich, 2009.

SEMC, Secretaria de Energia, Minas e Comunicações do estado do Rio Grande do Sul. **Atlas eólico: Rio Grande do Sul**. Porto Alegre, 2002.

SEYIT, A. A; DINLER, A. A new method to estimate Weibull parameters for wind energy applications. **Energy Conversion and Management International Journal**. Istanbul, 2009.

SILVA, G.R., **Características de Vento da Região Nordeste. Análise, Modelagem e Aplicações para Projetos de Centrais Eólicas**; Dissertação de mestrado, Universidade Federal de Pernambuco. Recife, 2003.

TEIXEIRA, P. R., **A visão da população de Mostardas e Tavares-RS sobre a contribuição do turismo no parque nacional da Lagoa do Peixe ao desenvolvimento local**, Dissertação de mestrado, Universidade de Caxias do Sul. Caxias do Sul, 2009.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA, Grupo de ensino de física. **Fluidos ideais: Equação de Bernoulli**. Disponível em: < <http://www.ufsm.br/gef/FluIde09.htm>>. Acesso em: 11 maio 2011.

WORLD WIND ENERGY ASSOSSIATION, **Wind Energy Report 2011**. Bonn, 2011.

WORLD METEOROLOGICAL ORGANIZATION, **Calculation of monthly and annual 30-year standard normals**, Geneva, 1989.