

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO ESCOLA POLITÉCNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA

GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DA FONTE
EÓLICA NO BRASIL

Maria Cecília Basile Leite de Barros

São Paulo

2011

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO ESCOLA POLITÉCNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA

GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DA FONTE
EÓLICA NO BRASIL

Trabalho de formatura apresentado à Escola Politécnica
da Universidade de São Paulo para obtenção do título
de Graduação em Engenharia

Maria Cecília Basile Leite de Barros

Orientador: Prof. Dr. Alberto
Hernandez Neto

Área de Concentração:
Engenharia Mecânica

São Paulo
2011

FICHA CATALOGRÁFICA

Barros, Maria Cecília Basile Leite de

Geração distribuída de energia elétrica a partir da fonte eólica no Brasil,. -- São Paulo: 2011.

65p.

Trabalho de formatura – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia Mecânica.

1.Energia eólica 2.Geração de energia elétrica I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia Mecânica II.t.

RESUMO

Este trabalho de formatura trata do uso de energia eólica de uma forma não convencional do Brasil: a produção de eletricidade em escala comunitária e complementar à rede elétrica convencional. Foi desenvolvido um modelo em planilha eletrônica para estimar as parcelas de eletricidade provenientes da fonte eólica e da rede convencional em uma comunidade que instala turbinas eólicas para aumentar sua independência da rede. O regime de ventos de quatro localidades foi modelado com a distribuição de Weibull, a mais difundida para esse fim, a partir de dados climáticos disponibilizados pela ANEEL. Dados de consumo de energia elétrica foram obtidos através do PROCEN e dados técnicos de turbinas nos sites dos fabricantes. No final do trabalho foi feita uma prospecção dos cenários que tornariam viável a geração distribuída caso seja aprovada a resolução em trâmite no segundo semestre de 2011 da ANEEL referente ao Sistema de Compensação de Energia. Estes cenários levam em conta a localidade, a escala do projeto e o custo de oportunidade dos investidores.

ABSTRACT

This project analyses an unconventional way of developing wind energy in Brazil: community-scale energy systems. A model was developed to estimate the shares of electricity produced by the wind turbines and consumed from the grid in a community that installs wind turbines to increase its independence from the conventional grid. Annual average speed data from ANEEL and the Weibull distribution were used to model the wind regime in 4 different localities. Energy consumption data were obtained from PROCEN and technical data from the turbines were taken from the manufactures websites. Finally, this project analyses which scenarios would make distributed wind generation feasible if the ANEEL resolution on the energy compensation system is approved. These scenarios take into account the location, the scale of the project and the opportunity cost of investors.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 Capacidade eólica instalada no mundo.....	3
Figura 1.2 Oferta interna de energia elétrica por fonte em 2009	3
Figura 3.1 Velocidade média anual do vento no Brasil	16
Figura 3.2 Velocidade média anual do vento na região Nordeste.....	17
Figura 3.3 Velocidade média anual do vento na região Norte	18
Figura 3.4 Velocidade média anual do vento na região Sudeste.....	18
Figura 3.5 Velocidade média anual do vento na região Sul.....	19
Figura 3.6 Distribuições de Weibull com velocidade média=7,5 m/s.....	20
Figura 3.7 Fator de forma de Weibull para a média anual de vento no Brasil.....	21
Figura 3.8 Densidade demográfica no Brasil em 2000	24
Figura 3.9 Grau de utilização própria da energia eólica	26
Figura 4.1 Distribuição mensal dos ventos em Macau.....	36
Figura 4.2 Distribuição mensal dos ventos em Mostardas.....	37
Figura 4.3 Distribuição mensal dos ventos em São Mateus.....	37
Figura 4.4 Distribuição mensal dos ventos em Jipoca de Jericoacoara.....	37
Figura 4.5 : Configuração dos parâmetros	40
Figura 4.6 Balanço energético anual.....	41
Figura 4.7 Balanço energético de abril	42
Figura 4.8 Balanço energético de agosto	42
Figura 5.1 Curvas de potência.....	44
Figura 5.2 Curvas de potência normalizadas	45
Figura 5.3 Relação de preços	50
Figura 5.4 Custos de oportunidade de corte.....	53

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 Ranking de capacidade eólica em 2009	4
Tabela 3.1 Matriz de avaliação do potencial das localidades.....	24
Tabela 4.1 Potência das turbinas.....	29
Tabela 4.2 Perfis de consumo	30
Tabela 4.3 Consumo personalizado	31
Tabela 4.4 Velocidade média mensal do vento.....	32
Tabela 4.5 Correção da velocidade média mensal	33
Tabela 4.6 Velocidade média mensal corrigida	33
Tabela 4.7 Fatores K de Weibull trimestrais.....	33
Tabela 4.8 Distribuição de vento em Macau.....	34
Tabela 4.9 Distribuição de vento em Mostardas	35
Tabela 4.10 Distribuição de vento em São Mateus.....	35
Tabela 4.11 Distribuição de vento em Jipoca de Jericoacoara.....	36
Tabela 4.12 Exemplo de cálculo de potência de uma turbina.....	38
Tabela 4.13 Balanço de energia	40
Tabela 5.1 Preço do kW instalado.....	46
Tabela 5.2 Tarifas das distribuidoras	47
Tabela 5.3 Cenários Sistema de Compensação de Energia.....	49
Tabela 5.4 Fluxo de caixa	52

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS

LISTA DE TABELAS

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Escopo do projeto.....	1
1.2	Objetivo.....	2
1.3	A energia eólica no mundo.....	2
1.4	Perspectivas do setor eólico no Brasil.....	3
1.5	Geração em pequena escala.....	6
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	8
3	ANÁLISES PRELIMINARES	15
3.1	Análise da localidade	15
3.2	Alternativas de soluções.....	25
4	MODELAGEM DA PRODUÇÃO EÓLICA COMUNITÁRIA	28
4.1	Materiais.....	28
4.2	Método	34
5	PROSPECÇÃO COM SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA.....	43
5.1	Proposta em trâmite para permitir a conexão de turbinas eólicas à rede elétrica	43
5.2	Método utilizado	44
6	CONCLUSÕES e sugestões de trabalhos futuros	54
	ANEXO A - LEILÕES	56
	ANEXO B – FORNECEDORES DE TURBINAS PEQUENAS E MÉDIAS	62
7	REFERÊNCIAS	63

1 INTRODUÇÃO

1.1 Escopo do projeto

São cada vez mais numerosos os empreendimentos de parques eólicos construídos no Brasil, reforçando a vocação do país no setor de energias renováveis. O objeto de estudo deste projeto de formatura é a utilização da energia eólica de uma forma ainda pouco difundida no Brasil. Trata-se da geração distribuída, em pequena escala, feita junto ao próprio consumidor de energia elétrica. Em particular, no caso deste projeto o enfoque maior será dado sobre as residências.

Duas vertentes de estudo muito distintas são possíveis: analisar o uso da energia eólica em uma comunidade desconectada da rede elétrica nacional, com o objetivo de suprir a totalidade de sua demanda energética, ou analisar o efeito da instalação de eólicas em residências conectadas à rede elétrica.

Para que uma comunidade seja auto-suficiente em energia elétrica usando apenas a fonte eólica, é necessário um volume muito grande de baterias para garantir o suprimento nos períodos de vento pouco intenso, como mostra BABARIT et al(2005). Apesar dos esforços recentes para melhorar a tecnologia das baterias, FLECK&HOUT(2008) mostra que elas ainda são caras e possuem uma pegada de carbono elevada. Utilizá-las em grande volume pode assim comprometer o aspecto ambiental da solução. Conforme GIPE (2004), um projeto que visa à auto-suficiência energética de uma comunidade usando fontes renováveis deve trabalhar com pelo menos duas fontes, como por exemplo, eólica e solar, para suavizar a curva de produção de energia e reduzir o volume necessário de baterias.

Como o foco deste projeto é apenas a energia eólica, será adotada a segunda vertente: a análise da instalação de eólicas em residências conectadas à rede elétrica. O usuário da fonte eólica não é, nesse caso, totalmente dependente do regime de ventos e utiliza a energia da rede quando a produção eólica for insuficiente.

Esse projeto abordará também o uso comunitário da energia eólica. Reunir um conjunto de residências, ao invés de instalar uma pequena turbina para abastecer apenas uma casa, permite

obter ganhos de escala que reduzem o custo da solução a ser adotada, como será visto mais adiante.

1.2 Objetivo

Este trabalho tem como objetivo analisar a viabilidade de projetos de geração de energia eólica em escala comunitária no Brasil, abordando aspectos técnicos, econômicos e políticos.

1.3 A energia eólica no mundo

O aquecimento global desponta como elemento de preocupação na sociedade atual e tem mobilizado vários países na busca de soluções efetivas para a redução das emissões de CO₂. Neste cenário, o crescimento da energia eólica aparece como uma resposta por uma melhor qualidade ambiental no suprimento energético.

A redução dos custos da geração eólica nos últimos anos tornou essa fonte economicamente acessível, graças aos avanços tecnológicos provenientes do desenvolvimento, da demonstração e da disseminação de unidades instaladas. A importância presente e futura dessa fonte no fornecimento de energia limpa em grande escala se tornou incontestável, tanto que a capacidade instalada de sistemas de geração de energia eólica no mundo cresce em ritmo acelerado, como mostra o gráfico a seguir (Figura 1.1):

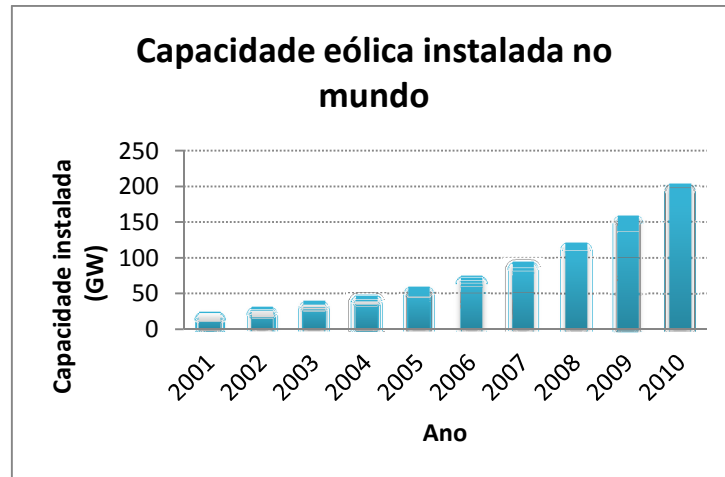


Figura 1.1 Capacidade eólica instalada no mundo(adaptada do Word Wind Energy Association, 2010)

1.4 Perspectivas do setor eólico no Brasil

O gráfico a seguir (Figura1.2) mostra a participação de cada fonte na geração de eletricidade no Brasil em 2009:

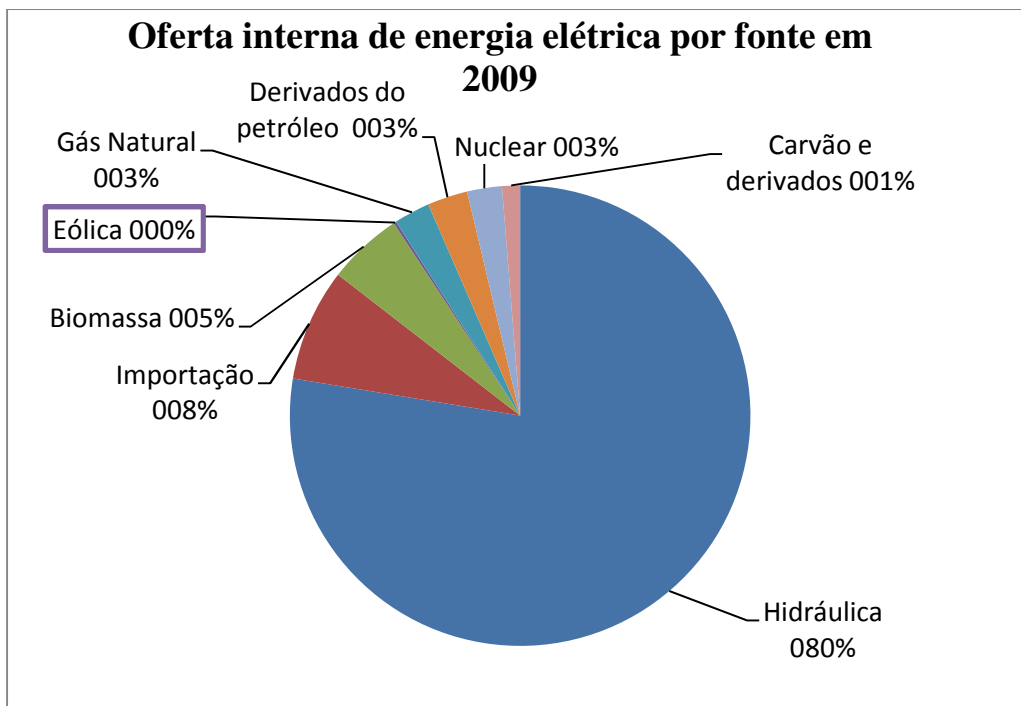


Figura 1.2 Oferta interna de energia elétrica por fonte em 2009 (adaptada de Empresa de Pesquisa Energética, 2010)

Nota-se que a energia eólica ocupou uma parcela bastante modesta, de apenas 0,2%. No entanto, segundo o relatório da World Wind Energy Association (World Wind Energy Association, 2010), o Brasil foi o país que apresentou a quinta maior taxa de crescimento do parque eólico no ano de 2009, com um aumento anual da potência instalada de 77,3%.

A tabela a seguir (Tabela 1.1) mostra a evolução da capacidade eólica instalada nos países com maiores parques em 2009:

Tabela 1.1 Ranking de capacidade eólica em 2009(adaptada do Word Wind Energy Association, 2010)

Posição 2009	País/ região	Capacidade total em 2009 (GW)	Capacidade adicionada em 2009 (GW)	Taxa de crescimento em 2009 (%)	Posição em 2008
1	EUA	35,16	9,92	39,3	1
2	China	26,01	13,80	113,0	4
3	Alemanha	25,78	1,88	7,9	2
4	Espanha	19,15	2,46	14,7	3
5	Índia	10,93	1,34	14,0	5
6	Itália	4,85	1,11	29,8	6
7	França	4,52	1,12	32,8	7
8	Reino Unido	4,09	0,90	28,1	8
9	Portugal	3,54	0,67	23,5	10
10	Dinamarca	3,50	0,33	10,6	9
11	Canadá	3,32	0,95	40,1	11
12	Holanda	2,24	0,01	0,2	12
13	Japão	2,06	0,18	9,4	13
14	Austrália	1,88	0,38	25,6	14
15	Suécia	1,58	0,51	48,0	16
16	Irlanda	1,26	0,23	22,7	15
17	Grécia	1,11	0,12	12,0	18
18	Áustria	1,00	0,00	0,0	17
19	Turquia	0,80	0,46	138,9	25
20	Polônia	0,67	0,19	41,1	19
21	Brasil	0,60	0,26	77,3	24

A posição do Brasil de vigésimo primeiro colocado em 2009 deve evoluir nos próximos anos. Segundo Maurício Tolmasquim¹, presidente da Empresa de Pesquisa Energética em 2010, a capacidade eólica instalada em 2013 será de 5222MW. Num período de quatro anos, entre

¹ Informação verbal fornecida no VII Congresso Brasileiro de Planejamento Energético em 09/09/2010

2009 e 2013, o parque do país deverá crescer, portanto, 770%, ou seja, em média, 71,7% ao ano. Esta taxa impressionante decorre dos resultados dos últimos leilões de energia elétrica da ANEEL (o Brasil realiza leilões para compra de energia com três e cinco anos de antecedência, em conformidade com a Lei 10.848 de 2004).

Entre dezembro de 2009 e setembro de 2010, foram realizados três leilões de comercialização de energia elétrica proveniente de fonte eólica no Brasil. No primeiro deles, que aconteceu dia 14 de dezembro de 2009, foram contratados 1805 MW com entrega até julho de 2012. Já nos leilões realizados nos dias 25 e 26 de agosto de 2010 foram contratados mais 2112MW para entrega até outubro de 2013. No Anexo B são apresentados os empreendimentos de energia eólica contratados nestes três leilões disponibilizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

O preço da energia eólica vendida para as distribuidoras vem apresentando uma redução considerável no país. No leilão de dezembro de 2009 o MWh foi leiloado por R\$148,30 e em agosto de 2010 por R\$130,86. Este último preço foi inferior ao valor ofertado pelas usinas termelétricas movidas à queima de bagaço de cana, R\$144,20, e pelas pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), de R\$141,93. O preço cada vez mais competitivo evidencia o potencial eólico brasileiro, o que leva empresas multinacionais e nacionais do setor a investirem cada vez mais no promissor mercado do país.

Nota-se nos resultados dos leilões uma predominância de empreendimentos na região Nordeste. Conforme será visto mais adiante, a costa dessa região se caracteriza pela presença de ventos fortes e regulares, combinação bastante propícia para a produção de eletricidade a partir da fonte eólica.

Outro fator favorável ao desenvolvimento da energia eólica no NE é a redução da disponibilidade hídrica dessa região projetada para as próximas décadas. Conforme o Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (2010) a projeção feita com base nos cenários do IPCC é de que as chuvas tenderiam a diminuir de 2 a 2,5 mm/dia até 2100 no NE. Isto causaria uma redução significativa da produção de energia das hidrelétricas, já que bacias importantes na geração de energia, como a do Parnaíba e a do Atlântico Leste, apresentariam redução na vazão de até 90% entre 2070 e 2100.

A expansão da geração eólica no Brasil deve continuar se intensificando a partir de 2013, mas as taxas de crescimento são baseadas em projeções e não em empreendimentos já contratados,

como é o caso até 2013. A dificuldade em apreender a dinâmica intensa do setor energético brasileiro não permite ainda prever com razoável confiança a participação da fonte eólica na matriz energética do país no longo prazo, porém tudo indica que ela deve adquirir uma importância cada vez maior.

Apesar de o setor eólico ser promissor no país, o atual presidente da Sociedade Brasileira de Planejamento Energético, Edmilson Moutinho dos Santos², afirma que há uma visão forte dominante de que a hidroeletricidade, inclusive de grande porte na Amazônia, deva continuar sendo promovida. Isto ocorre porque o governo brasileiro ainda vê as hidrelétricas como principal fonte de eletricidade para suprir o aumento da demanda, aumento este que deve acompanhar o crescimento do PIB projetado em cerca de 5% ao ano para os próximos 10 anos. Na Amazônia, o Brasil utilizou apenas 7% do potencial hidrelétrico disponível até o momento.

Além da recente aprovação de projetos de grandes hidrelétricas bastante questionáveis nos planos social e ambiental, como a usina de Belo Monte, a retomada do programa nuclear e a contratação de novas termelétricas são algumas fontes de inquietação para uma parcela crescente da população brasileira. Estes projetos são considerados pelo governo fundamentais para atender ao aumento da demanda de energia. Porém, os defensores da fonte eólica afirmam que essa tecnologia já está suficientemente madura para ser ainda mais difundida no país. Na sua visão, deve-se evitar a construção de grandes usinas hidrelétricas e as existentes devem servir cada vez mais de backups das fontes alternativas, armazenando energia potencial nos reservatórios e acionando as turbinas de forma a compensar a intermitência dos ventos.

1.5 Geração em pequena escala

A geração de energia em sua própria casa é uma alternativa para o cidadão que quer contribuir para diminuir a pressão sobre a rede nacional e se assegurar de estar utilizando uma forma de energia mais limpa. Uma grande vantagem da geração eólica em pequena escala é sua acessibilidade aos indivíduos, que lhes confere o potencial de decidir como será produzida uma parte ou a totalidade da energia que consomem. A atuação nesse sentido se enquadra na

² Informação verbal fornecida no VII Congresso Brasileiro de Planejamento Energético em 09/09/2010

tendência da geração de energia no mundo no século XXI, cada vez mais descentralizada, em pequena escala e próxima dos consumidores.

A casa do futuro contará, por exemplo, com pequenas eólicas, células fotovoltaicas, armazenamento e sistemas de gestão de energia. Isto se insere dentro de uma visão de mais longo prazo, que objetiva um sistema integrado da cidade, no qual os prédios que estejam produzindo energia em excesso em um determinado momento possam fornecê-la aos que estão precisando. A cidade, assim, poderá se tornar muito mais autônoma, suprimindo suas próprias necessidades energéticas e reduzindo o impacto de suas atividades no meio ambiente.

Uma desvantagem da distribuição em pequena escala em relação aos grandes parques eólicos é que os últimos permitem um ganho de escala em termos de custo e eficiência da turbina. No entanto, devido ao caráter intermitente do vento, a distribuição de turbinas pelo território e interligação entre elas permite suavizar a curva de potência X tempo e tornar a produção eólica mais estável do que a concentração de turbinas em uma determinada região, conforme mostra PAVLAK (2010).

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Esta revisão bibliográfica teve como objetivo compreender algumas questões que permeiam a discussão da geração eólica distribuída no mundo, como o uso de baterias e a complementaridade com outras fontes energéticas, e buscar subsídios para definir melhor o escopo desse projeto de formatura.

A indústria de pequenas eólicas visa oferecer ao usuário uma fonte alternativa de energia, com menor impacto ambiental. FLECK&HOUT (2008) visa quantificar esse benefício, comparando dois sistemas de geração de energia em pequena escala desconectados da rede elétrica: eólicas e geradores a diesel. A comparação é feita utilizando o método de análise de ciclo de vida e são adotados três critérios:

- Impactos ambientais
- Entrada líquida de energia
- Custos

A unidade funcional que serve de base para comparar os dois sistemas é a produção de 162,5kW de energia elétrica AC por mês em um período de 20 anos.

A turbina considerada é uma das menores do mercado, denominada no estudo Air X. Ela possui uma potência nominal de 400W e um diâmetro de 1,17m. O cálculo da produção de energia por turbina foi feito com dados de vento de uma região do Canadá e concluiu-se que seriam necessárias 5 turbinas para atender à produção especificada na unidade funcional.

Para cada sistema são definidas as unidades de processo que são levadas em conta no estudo do ciclo de vida. No escopo desse projeto de formatura é interessante explicar como isto foi feito para o sistema baseado em energia eólica.

Como se trata de um sistema desconectado da rede elétrica, as eólicas requerem um sistema de baterias para estocar energia. Portanto, a “Produção das baterias” e a “Entrega das baterias” são duas unidades de processo. Além da “Produção das turbinas” e “Entrega das turbinas”, a “Produção das torres” e “Entrega das torres” também são unidades de processo.

Finalmente, a “Geração de energia”, “Estocagem e fornecimento” e a “Conversão de DC em AC” são as outras unidades de processo consideradas no estudo.

Os cálculos são bastante detalhados no artigo, não cabendo aqui especificá-los. As principais hipóteses e conclusões referentes aos três critérios comparativos são as seguintes:

- O fator escolhido como determinante do impacto ambiental foi a emissão de CO₂. Neste quesito, o sistema baseado na energia eólica apresentou uma redução de 93% das emissões em relação ao gerador a diesel. A unidade de processo mais emissora de CO₂ para as eólicas é a “Produção de baterias” enquanto para o diesel é a “Geração de energia”, devido à queima do combustível durante 20 anos.
- A entrada líquida de energia é calculada pela diferença entre a entrada total de energia não renovável na unidade de processo e a saída total de energia (elétrica) da unidade de processo. Como a energia do vento é renovável e a do diesel é não-renovável, a eólica apresentou uma entrada líquida muito inferior (-55kWh contra +227.052kWh do gerador a diesel).
- Do ponto de vista econômico o sistema com gerador a diesel mostrou-se 14% mais econômico. Cabe ressaltar, no entanto, que foram adotadas várias hipóteses simplificadoras com nível de incerteza elevado e que afetam profundamente o cálculo econômico de longo prazo (20 anos). Fatores como o aumento do preço do combustível, subsídios governamentais para as eólicas e diminuição nos custos da turbina e das baterias poderiam reverter a vantagem relativa do diesel em termos de custo.

A análise do ciclo de vida também é empregada por LEZEN & WACHMANN (2003), que analisam as diferenças entre o consumo de energia e as emissões de CO₂ para uma mesma eólica fabricada e/ou operada no Brasil e na Alemanha.

São considerados 5 cenários:

- 1) Produção e operação na Alemanha
- 2) Produção (exceto fundação) na Alemanha e operação no Brasil
- 3) Produção do gerador e da nacela na Alemanha e das partes restantes no Brasil com operação no Brasil
- 4) Produção e operação no Brasil

5) Produção e operação no Brasil com uma maior proporção de aço reciclado

O artigo mostra que tanto nos quesitos de consumo energético como em emissões de CO₂, o melhor cenário é o de número 5, seguido pelo 4, 3, 2 e, por último, o 1. A transferência da produção para o Brasil é então desejável sob os pontos de vista de eficiência energética e emissões.

Quando a produção é totalmente transferida para o Brasil (cenários 4 e 5), as emissões de CO₂ relacionadas à fabricação de componentes (rotor, torre, nacela, gerador e componentes elétricos) e à construção da fundação diminuem porque a matriz de oferta de energia elétrica brasileira é menos carbono –intensiva que a alemã. Porém, não há um ganho substancial nas parcelas de emissões referentes ao transporte e à instalação. Isto ocorre porque essas atividades se baseiam no uso de combustíveis fósseis. Conseqüentemente, nota-se que nos cenários 4 e 5 a participação relativa do transporte e da instalação nas emissões de CO₂ aumenta de cerca de 10% (casos 1, 2 e 3) para 25-30%.

O artigo conclui que se as emissões de CO₂ forem penalizadas suficientemente, a produção de turbinas eólicas tende a se transferir para países como o Brasil, cuja matriz energética é pouco intensiva em carbono.

PROVEN & SHARPE (2010) mostram um novo conceito de turbina eólica, especialmente desenvolvida para integrar-se com prédios. A técnica considerada mais eficaz na conversão de energia eólica – as turbinas de grande porte – não é visualmente nem tecnicamente viável para ser instalada em edifícios. Grandes turbinas geram esforços elevados na estrutura, principalmente nos pontos de conexão com o prédio. Elas também produzem um nível elevado de ruído e podem produzir vibrações na estrutura. Além disto, normalmente são desproporcionais às dimensões dos prédios.

O conceito Crossflex foi desenvolvido, então, visando atender a alguns objetivos:

- Integração com o prédio para um melhor visual e um aproveitamento das regiões de fluxo de ar mais intenso
- Modulação para se adaptar a diferentes edifícios
- Bom desempenho na produção de energia em condições de turbulência
- Fácil instalação

- Aplicável em localidades diversas

A turbina Crossflex foi concebida para operar tanto na vertical como na horizontal e algumas de suas principais inovações são as pás flexíveis e a capacidade de extrair energia do vento proveniente de qualquer direção.

A modelagem física e matemática da turbina mostra que o controle do *pitch* das pás contribui para a melhora do desempenho. Outra conclusão da modelagem é que uma base com perfil aerodinâmico otimizado permite suavizar as correntes de vento e concentrar o fluxo de vento nas pás. Essa base também possibilita uma melhor distribuição de esforços na estrutura do prédio e um melhor aspecto visual.

O desenvolvimento da turbina ainda não está concluído e os próximos passos incluirão a melhoria do design, a escolha dos materiais e do gerador e a fabricação de protótipos.

PAVLAK (2010) aborda o caso da rede elétrica dos Estados Unidos e avalia em que medida a energia eólica poderia contribuir para uma rede elétrica de baixo carbono. Neste país, a solução tecnológica mais plausível para servir de backup das eólicas são as turbinas movidas a gás natural com ciclo Brayton. Tais turbinas podem ser acionadas e desligadas rapidamente, compensando a intermitência dos ventos.

O autor cita as hidrelétricas como uma alternativa de backup interessante, mas ressalta a escassez desse tipo de energia nos EUA. Esta possibilidade, que foi descartada pelo autor para o caso americano, é uma solução muito pertinente para o Brasil, que produz cerca de 80% da energia elétrica consumida no país em hidrelétricas (Empresa de Pesquisa Energética, 2010). Turbinas hidrelétricas podem ser ligadas e desligadas rapidamente e os reservatórios a jusante das usinas permitem estocar energia potencial para utilizá-la quando for necessário.

Os EUA têm como objetivo reduzir suas emissões anuais de CO₂ em 83% até 2050 em relação à de 2005. O autor mostra que para atingi-lo o país deve ter no máximo 7% da energia proveniente da fonte eólica. Neste caso, as turbinas a gás produziram 17% da energia, compensando as flutuações do vento, e 76% viriam de uma outra tecnologia não intermitente e não emissora de CO₂. Segundo o autor, podem ser adotadas três tecnologias não emissoras de CO₂ e não intermitentes nos EUA: nuclear, carvão com seqüestro de CO₂ e gás natural com seqüestro de CO₂.

Estas análises não se aplicam ao caso brasileiro, pois o backup natural das eólicas no país, as hidrelétricas, também são consideradas fontes renováveis e não emissoras de CO₂. O autor faz uma análise, porém, que pode se transpor ao caso brasileiro. Ele mostra que é mais vantajoso distribuir as turbinas pelo território e interligá-las do que concentrá-las em uma determinada região. Isto permite suavizar a curva de potência em função do tempo e tornar a produção eólica mais estável.

CAVANAGH (2008) também se foca na rede elétrica americana, subdividida em 3 grandes redes regionais. Ele defende que o foco do planejamento energético deve ser regional e não nacional. A integração das energias renováveis deve ocorrer de forma distribuída nas redes regionais, com tecnologias de comunicação e sistemas de controle. Também é destacada a importância da modernização dos sistemas de estocagem de energia e das reformas regulatórias para tornar as energias renováveis mais competitivas economicamente.

GARIMELLA&NAIR (2010) mostram que a incorporação de sistemas de estocagem nos projetos de energia renovável em prédios comerciais e residências oferecem várias vantagens. Duas delas são recorrentes ao longo do artigo:

- Permitir aos consumidores que reduzam o pico de demanda elétrica na rede através da combinação de sistemas de estocagem e gestão de energia.
- Assegurar o consumidor em relação à volatilidade dos preços da energia, oferecendo-lhe melhor controle sobre o que consome da rede.

Quatro tipos de bateria são analisados: chumbo-ácido, níquel-cádmio, níquel-metal híbrido e Íon-Lítio.

As baterias de chumbo-ácido são as mais antigas entre elas. A sua principal vantagem é o baixo custo de investimento. Porém, seu ciclo de vida é curto, seu desempenho é o pior dos quatro tipos e o seu conteúdo de chumbo e ácido é prejudicial do ponto de vista ecológico.

A tecnologia níquel-cádmio apresenta um ciclo de vida maior e uma densidade de energia mais elevada que as baterias de chumbo-ácido. Porém, ela também contém metais tóxicos.

A níquel-metal híbrido apresenta melhor desempenho e não contém substâncias tóxicas como o cádmio e o chumbo. Só perde para a de Íon-Lítio em densidade de energia, mas é ineficiente na estocagem de longo prazo porque possui uma auto-descarga significativa.

Finalmente, as baterias de íon-lítio são as de maior densidade de energia, mas requerem um alto investimento inicial.

Foi feita uma simulação utilizando a ferramenta Simulink para testar o desempenho das 4 baterias quando acopladas a uma placa fotovoltaica e a uma lâmpada que funciona diariamente das 19h às 4h. Nesta simulação, a bateria de íon-lítio foi a que apresentou a curva de voltagem em função do tempo mais estável. Já a de chumbo-ácido foi a de pior desempenho, como era esperado, e não conseguiu assegurar a voltagem de 12V requerida pela lâmpada.

Os autores concluem que provavelmente serão as baterias de íon-lítio que vão dominar o mercado de energias renováveis. Embora elas ainda possuam um custo elevado, está havendo um investimento global importante no sentido de reduzir o preço e melhorar o desempenho dessa tecnologia, até porque ela está sendo amplamente difundida no mercado de eletrônicos.

O aspecto da estocagem também é explorado por BABARIT et al(2005), que compara 3 cenários de produção de energia em uma ilha do Atlântico:

- 1) Apenas eólicas *offshore*
- 2) Apenas conversores de energia das ondas
- 3) Solução mista: eólicas *offshore* e conversores de energia das ondas

Quando necessário, a comunidade importa uma parte da eletricidade do continente, via cabos submarinos. Por outro lado, quando a energia produzida excede a demanda, a comunidade exporta a energia em excesso para o continente. A curva de demanda de energia na ilha é bastante irregular, variando entre 2MW e 10MW.

Deve-se ressaltar que a potência instalada e a capacidade de estocagem são os parâmetros principais do estudo.

Num primeiro momento a capacidade de estocagem é considerada nula. Mostra-se então que, dada uma potência instalada, a maior troca de energia com o continente ocorre quando há apenas eólicas (cenário 1), pois essa forma de energia é mais irregular do que a das ondas.

O comportamento assintótico da curva de energia importada em função da capacidade instalada mostra que a auto-suficiência é praticamente impossível nos três cenários. Seria

necessária uma capacidade instalada muito grande para suprir a demanda em períodos de ventos e ondas pouco energéticos.

Num segundo momento analisa-se a energia trocada entre a ilha e o continente em função da capacidade de estocagem instalada na ilha. A partir de 20MWh de capacidade de estocagem, as curvas correspondentes aos três cenários são semelhantes, sendo que no cenário 3 exporta-se e importa-se uma quantidade ligeiramente menor de energia que nos outros para uma mesma potência instalada. A diferença entre a solução mista e as outras é pequena devido ao alto grau de correlação entre a energia contida nas ondas e no vento.

Mostra-se também que a auto-suficiência não é realística mesmo com o sistema de estocagem, pois para 20 MW de potência eólica instalada seriam necessários 760MWh de capacidade de estocagem para obter a auto-suficiência. Para se ter uma idéia, a bateria de íon Lítio, uma das tecnologias que possuem densidade de energia mais elevada, armazena 100 Wh por kg de bateria. Seriam necessários, portanto, 7.600 toneladas de baterias. O custo elevado somado à alta toxicidade dos elementos químicos empregados nas baterias inviabiliza a escolha dessa alternativa.

O artigo mostra, no entanto, que é possível atingir um alto grau de auto-suficiência. Com uma potência instalada de 22 MW e 50 MWh de capacidade de estocagem, a comunidade compraria apenas 14% da energia que utiliza anualmente e exportaria três vezes mais energia do que importaria.

Finalmente, conclui-se que a complementaridade entre a energia eólica e das ondas é pequena. Uma terceira fonte renovável, como a energia solar, aumentaria o grau de auto-suficiência, principalmente porque no verão a demanda de energia na ilha é maior devido ao turismo.

3 ANÁLISES PRELIMINARES

3.1 Análise da localidade

3.1.1 Descrição dos ventos no Brasil

A produção de energia eólica é condicionada pelo regime de ventos da localidade de instalação da turbina. Assim, para o cálculo da energia produzida por uma turbina, é importante seleccionar uma ou mais localidades no Brasil. Em uma localidade favorável, o vento apresenta uma velocidade média elevada e uma regularidade apropriada para não haver interrupções prolongadas na produção de energia.

Um estudo importante em âmbito nacional é o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, Amarante et al (2001). Figuras extraídas e adaptadas deste estudo permitirão uma maior compreensão do regime de ventos no Brasil.

O mapa a seguir (Figura 3.1) mostra a distribuição da velocidade média anual do vento em uma altura de 50m no território brasileiro.

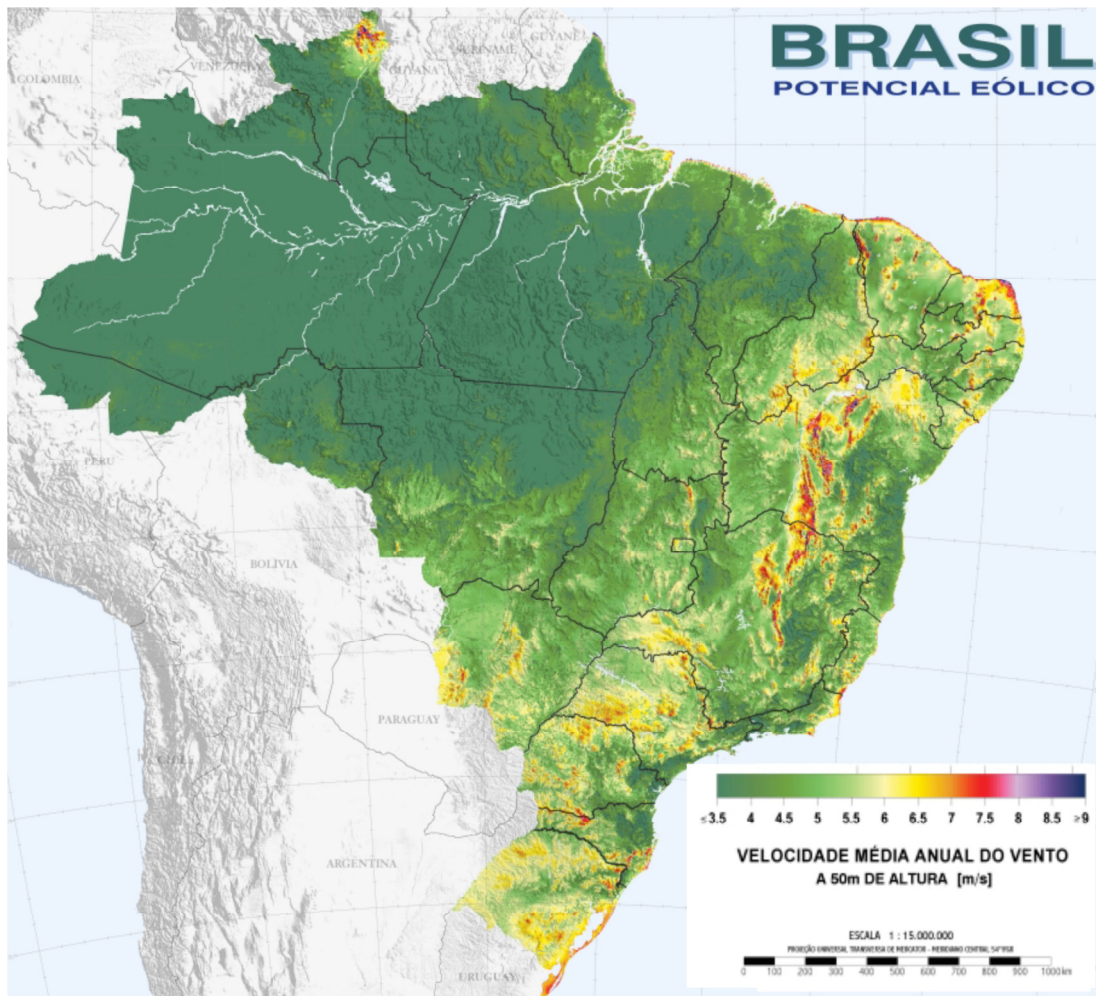


Figura 3.1 Velocidade média anual do vento no Brasil (adaptada de Amarante et al.,2001)

Não há um consenso quanto à velocidade mínima necessária para que a energia eólica seja considerada tecnicamente aproveitável, já que isto depende da turbina. O limite inferior estabelecido pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) na segunda edição do Atlas de Energia Elétrica do Brasil (ANEEL, 2005) é de 7 a 8m/s.

Considerando então as localidades com média a 50 m acima de 7,5 m/s, nota-se uma predominância de localidades favoráveis nas regiões Sul e Nordeste, havendo também algumas áreas favoráveis no Sudeste e no Norte. Para uma avaliação mais precisa dessas quatro regiões, pode-se recorrer aos mapas ampliados (vide Figuras 3.2 a 3.5):

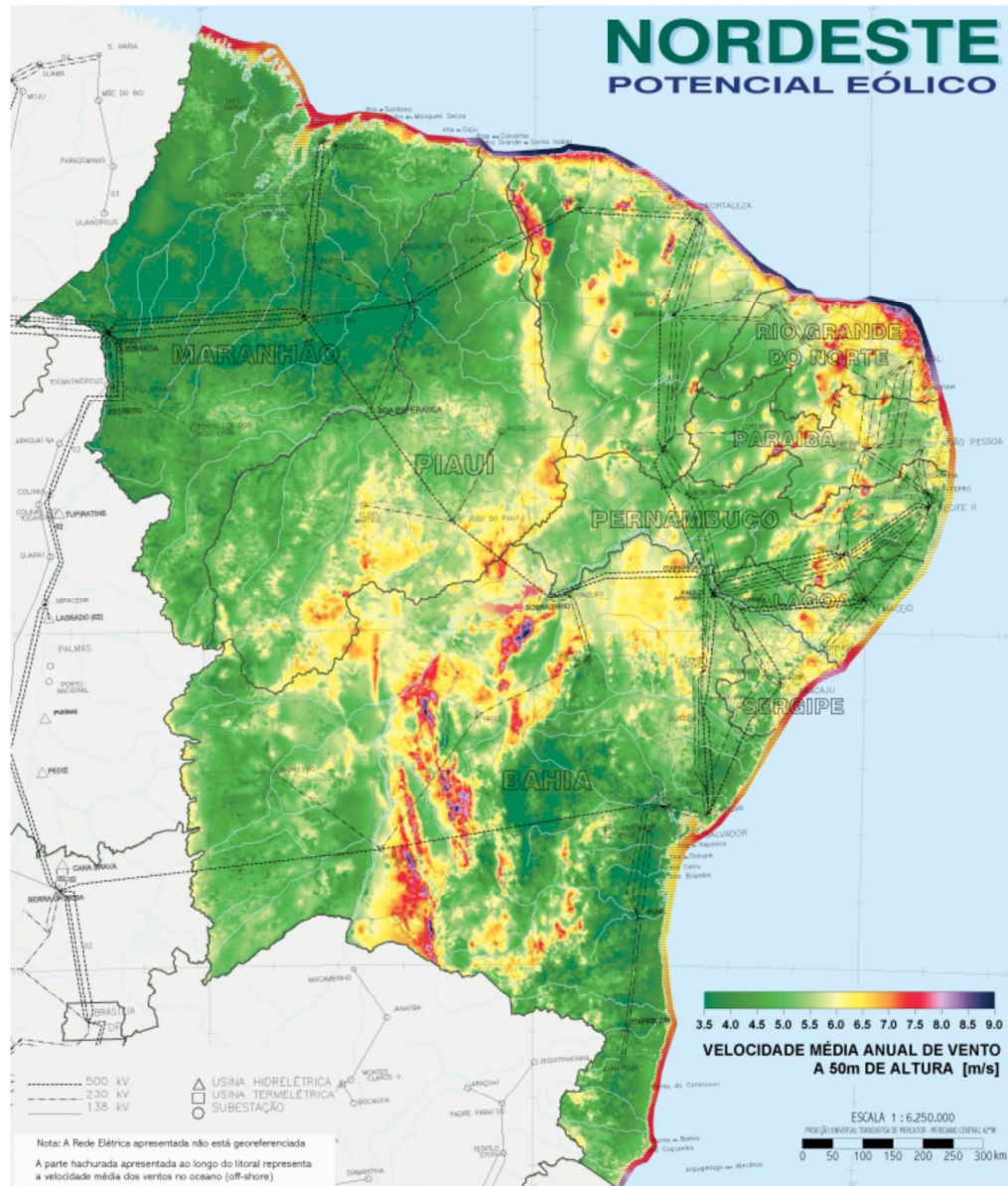


Figura 3.2 Velocidade média anual do vento na região Nordeste(extraída de Amarante et al.,2001)

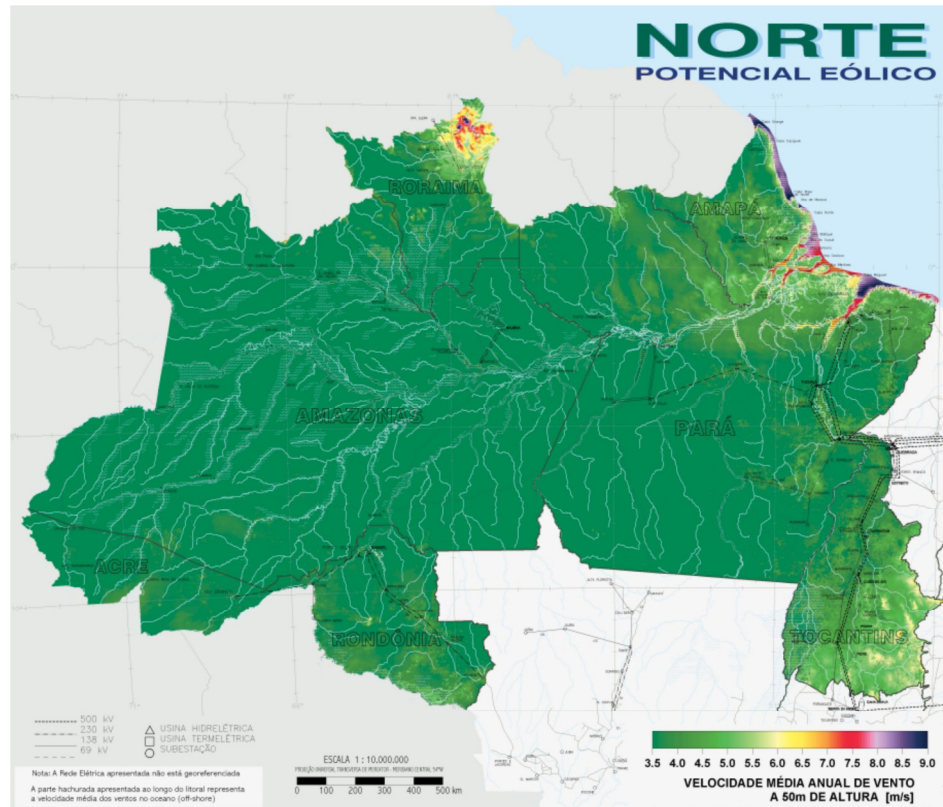


Figura 3.3 Velocidade média anual do vento na região Norte (extraída de Amarante et al.,2001)

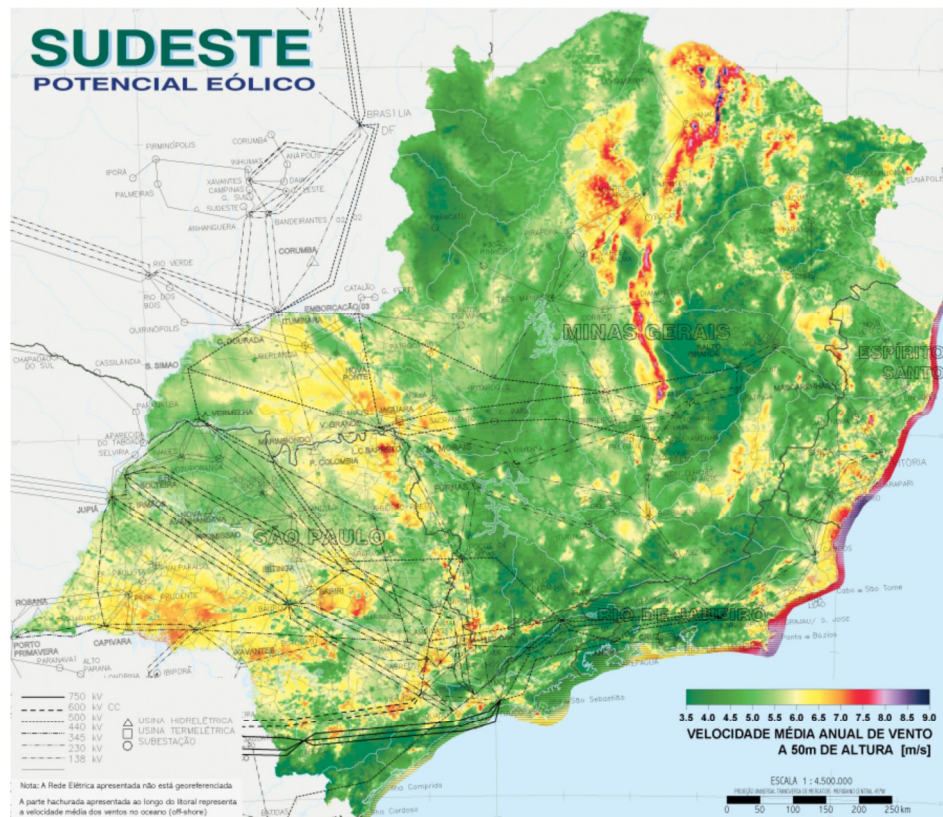


Figura 3.4 Velocidade média anual do vento na região Sudeste (extraída de Amarante et al.,2001)

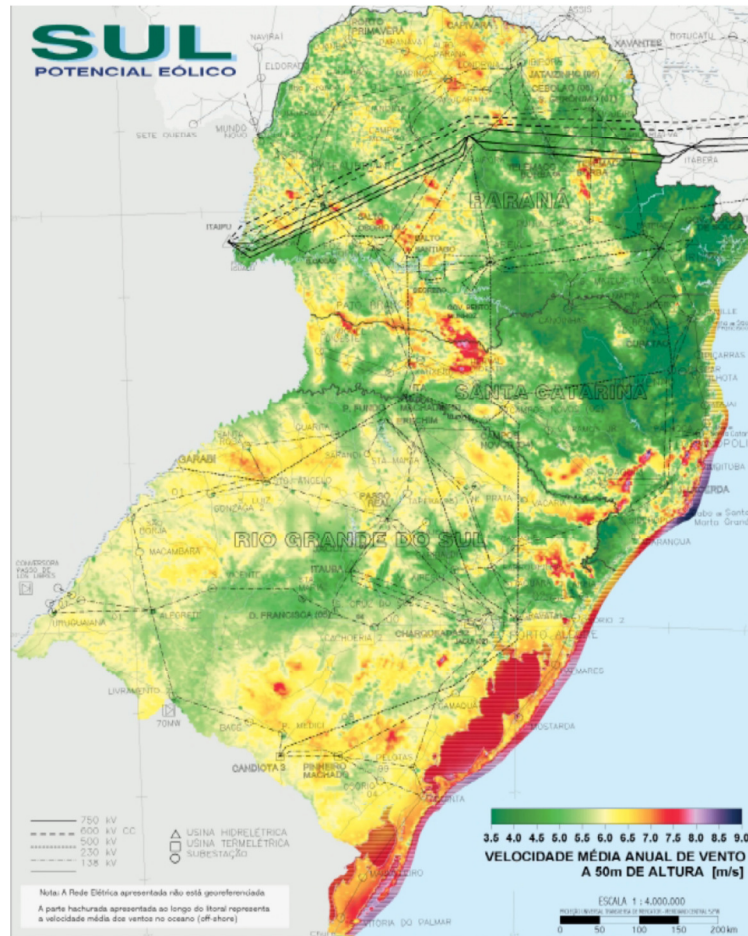


Figura 3.5 Velocidade média anual do vento na região Sul (extraída de Amarante et al.,2001)

Os mapas apresentados nas Figuras 3.2 a 3.5 mostram que algumas regiões no Brasil possuem potencial eólico elevado, a saber:

- Região Nordeste: nota-se que em uma grande porção da costa do Nordeste as velocidades médias superam 7,5 m/s. Destacam-se de forma particular as faixas litorâneas dos estados do Piauí, Ceará e Rio Grande do Norte, onde há localidades com média anual de vento acima de 8,5 m/s. Também há pequenas regiões em uma faixa central no estado da Bahia com ventos que superam este último nível.
- Região Norte: há uma predominância de ventos fortes na costa dos estados do Amapá e Pará e no norte de Roraima. Nestas áreas a velocidade média do vento chega a superar 8,5 m/s.
- Região Sudeste: médias superiores a 7,5 m/s são encontradas em uma faixa litorânea que se estende de Araruama (RJ) ao norte do Espírito Santo. Também há uma faixa entre o centro e o norte de Minas Gerais com ventos desse nível.
- Região Sul: velocidades superiores a 7,5 m/s são observadas em uma faixa costeira que se estende do extremo sul do país a Florianópolis.

Outro dado importante para caracterizar o regime de ventos é sua variabilidade no tempo. Quanto mais regular for o vento num local, mais estável será a produção de energia de uma eólica ali instalada.

A metodologia utilizada para efetuar o cálculo de probabilidade de ocorrência de certa velocidade é baseada na distribuição de Weibull e é a mesma, por exemplo, que é empregada pelo fabricante de turbinas Bergey (Bergey, 2009), um dos mais conceituados no ramo de pequenas e médias eólicas. Segundo esse método, a probabilidade de ocorrência da velocidade de vento "x" é dada por:

$$P(x) = \frac{K}{x} \left(\frac{x}{M} \right)^{K-1} \exp \left(- \left(\frac{x}{M} \right)^K \right) \quad (1)$$

Onde

K = K de Weibull do mês (adimensional)

M = Média de ventos do mês (em m/s)

O gráfico a seguir mostra a influência do parâmetro k , também chamado de “fator de forma”, na função de densidade de probabilidade usada como aproximação da velocidade do vento. Nota-se que, para uma mesma média da velocidade, quanto maior for o fator de forma k da distribuição de Weibull, mais agudo é o pico da distribuição:

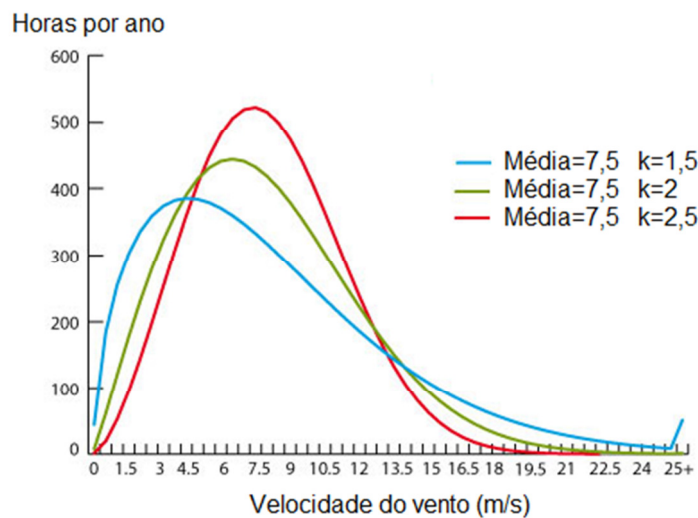


Figura 3.6 Distribuições de Weibull com velocidade média=7,5 m/s (adaptada de Gipe, 2004)

Portanto, quanto mais agudo é o pico (maior k), mais regular é o regime de ventos, pois a variabilidade da velocidade é menor. O Atlas do Potencial Eólico Brasileiro fornece um mapa do fator de forma k no território do país (vide Figura 3.7):

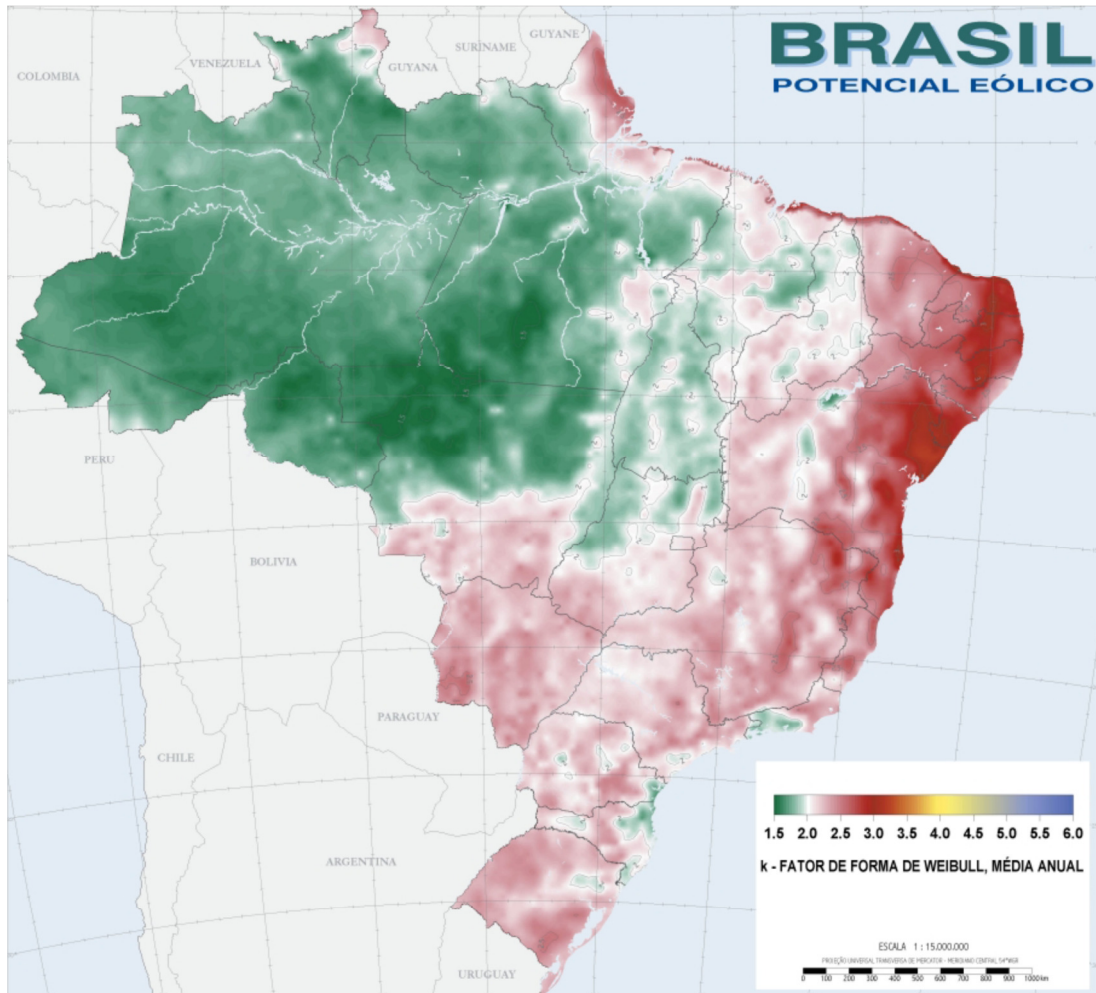


Figura 3.7 Fator de forma de Weibull para a média anual de vento no Brasil (extraída de Amarante et al.,2001)

Observa-se um fator de forma elevado, em torno de 3, em uma faixa costeira espessa que vai do sul da Bahia ao Rio Grande do Norte e em uma faixa mais fina do litoral do Ceará ao Amapá.

Nota-se também a presença de uma grande porção no noroeste do Brasil, ocupada pela floresta amazônica, onde tanto o fator de forma quanto a velocidade média dos ventos são os menores do país.

3.1.2 Avaliação das localidades

Para avaliar o potencial da geração distribuída em pequena escala de eletricidade a partir da fonte eólica nas áreas de maior velocidade média de vento no Brasil, foram adotados 3 critérios:

- Velocidade média dos ventos
- Fator k de Weibull do vento (representativo da variabilidade)
- Densidade populacional

Os dois primeiros critérios foram abordados no tópico anterior e são condicionantes fundamentais para a produção de energia eólica em nível e regularidade adequados.

O terceiro critério, densidade populacional, foi adotado porque o foco deste trabalho é o usuário conectado à rede elétrica. Em regiões onde a densidade demográfica é mais elevada, a geração de eletricidade distribuída possui, a princípio, uma grande quantidade de usuários potenciais e o alcance dessa solução é maior.

Cabe a ressalva de que em centros urbanos com densidade demográfica muito elevada há muitas construções. Isto se traduz em uma maior rugosidade do terreno, atenuação da velocidade média do vento e comportamento mais turbulento e irregular, o que é indesejável para a produção de energia a partir da fonte eólica. Porém, na área de frente para o mar, o vento sofre menos influência das perturbações das construções urbanas e, portanto, em grandes cidades costeiras também deve haver muitos usuários potenciais em residências de frente para o mar.

Para esses três critérios foram adotados pesos diferentes: 3 para a velocidade média dos ventos e 2 para os outros. A velocidade do vento é o principal determinante da potência de saída da turbina eólica. Como a quantidade de energia elétrica produzida pela turbina é um fator fundamental para que o sistema seja viável, o critério de velocidade média foi o de maior peso. Sendo o enfoque deste trabalho o usuário conectado à rede elétrica, não ocorre falta de fornecimento de energia nos períodos de menos vento. Por este motivo o critério de regularidade (fator k) teve um peso menor que o primeiro. O critério de densidade demográfica, relacionado com o alcance da solução, foi considerado de igual importância em relação à regularidade.

A atribuição de notas foi feita da seguinte forma:

- Velocidade média dos ventos predominante:
 - Acima de 8,5 m/s: nota 10
 - Entre 8 e 8,5 m/s: nota 8
 - Entre 7,5 e 8 m/s: nota 6
 - Entre 7,0 e 7,5 m/s: nota 4
- Fator k de Weibull predominante:
 - Acima de 2,8: nota 10
 - Entre 2,3 e 2,8: nota 7
 - Entre 1,8 e 2,3: nota 4
- Densidade populacional predominante (unidade: habitantes/km²)
 - Acima de 50 e na costa: nota 10
 - Acima de 50 e não na costa: nota 5
 - Entre 20 e 50: nota 10
 - Entre 5 e 20: nota 7
 - Abaixo de 5 com porções minoritárias acima de 5: nota 4
 - Abaixo de 5: nota 2

Além dos mapas eólicos anteriormente apresentados, também foi usado na avaliação o mapa de densidade demográfica do Brasil disponibilizado pelo IBGE (IBGE, 2000) (Figura 3.8).

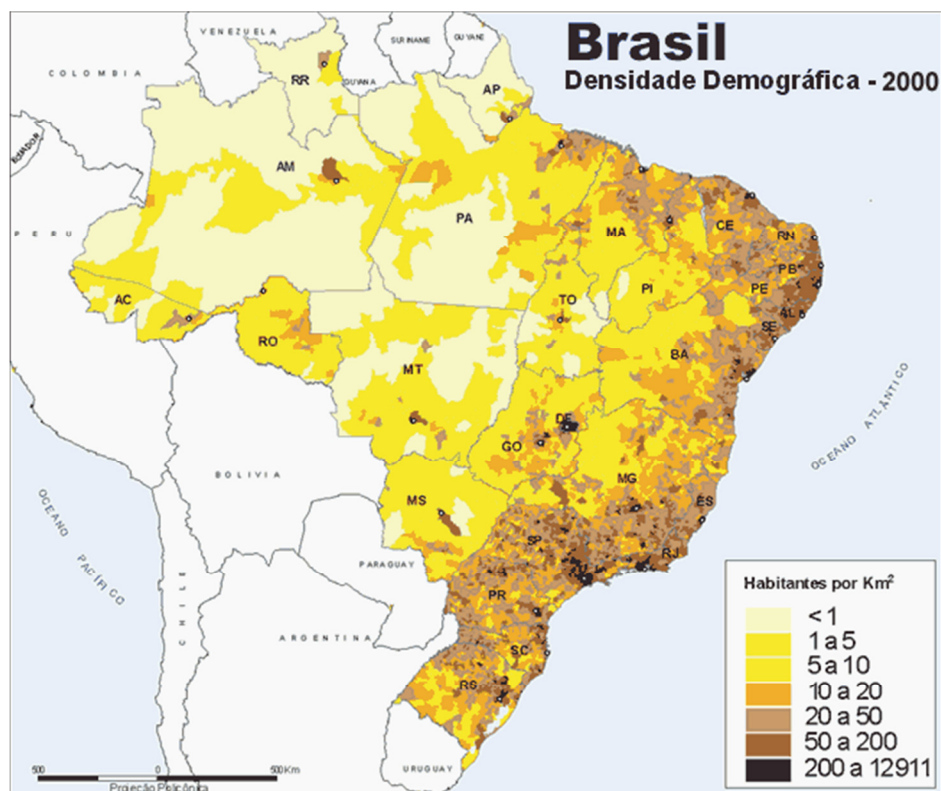


Figura 3.8 Densidade demográfica no Brasil em 2000 (IBGE, 2000)

As regiões de maior velocidade de ventos foram divididas em 8 áreas que se caracterizam por um certo grau de uniformidade nas características do vento (velocidade média e fator k) e demografia. Para cada área foram atribuídas notas referentes aos 3 critérios e foi obtida uma nota final ponderada pelos pesos dos critérios. Os resultados dessa avaliação são apresentados na tabela a seguir (Tabela 3.1):

Tabela 3.1 Matriz de avaliação do potencial das localidades

	C1: Velocidade Média do Vento	C2: Fator k de Weibull	C3: Densidade Populacional	Peso C1	Peso C2	Peso C3	Nota
1) Costa do RN ao PI	10	10	10	0,43	0,29	0,29	10,00
2) Costa do MA	4	10	7	0,43	0,29	0,29	6,57
3) Costa da BA à PB	4	10	10	0,43	0,29	0,29	7,43
4) Centro da BA	6	7	7	0,43	0,29	0,29	6,57
5) Norte de RR	6	4	4	0,43	0,29	0,29	4,86
6) Costa do AP e PA	8	7	7	0,43	0,29	0,29	7,43
7) Costa do norte do RJ ao ES	6	7	10	0,43	0,29	0,29	7,43
8) Costa do RS e SC	6	4	10	0,43	0,29	0,29	6,57

Os estados do RN, CE e PI apresentam uma fina faixa costeira com o maior potencial de acordo com os critérios adotados, pois obteve nota 10. A costa do norte do RJ à PB e, na região Norte, a costa dos estados do AP e PA, também apresentam potenciais interessantes, tendo obtido nota 7,43 na avaliação. Com exceção do norte de RR, que obteve nota 4,86, as outras localidades avaliadas (costa do MA, SC e RS e centro da BA) também apresentaram notas razoáveis, entre 6,5 e 7,0.

3.2 Alternativas de soluções

3.2.1 Tipo da solução

Além da geração de energia em localidades remotas, GIPE (2009) divide as aplicações de pequena escala da fonte eólica em mais três categorias: produção de eletricidade em paralelo com a rede elétrica convencional, aquecimento e bombeamento de água. Como o foco deste estudo são as residências, descarta-se o bombeamento de água, mais utilizado na agricultura para fins de irrigação, por exemplo.

Segundo GIPE (2009), a experiência tem mostrado que a relação custo-benefício da produção de eletricidade em paralelo com a rede elétrica convencional é melhor que a utilização de uma turbina exclusiva para o aquecimento. Trata-se de uma solução mais versátil e a energia produzida pode ser usada para fins variados, inclusive para o aquecimento.

Observa-se, no entanto, que no Brasil ainda não há uma legislação específica que incentive a interconexão de eólicas residenciais na rede elétrica. Na Inglaterra, por exemplo, as residências que contam com um sistema gerador de energia elétrica próprio (como fotovoltaico ou eólico) possuem um medidor de energia elétrica especial. Este medidor é capaz de medir separadamente a energia importada e exportada. Assim, o consumidor é parcialmente reembolsado pela energia elétrica em excesso que gerou e forneceu à rede elétrica. Este tipo de regulação é bastante favorável ao desenvolvimento da geração distribuída, pois, dependendo da tarifa paga pela energia produzida em excesso, pode afetar consideravelmente a viabilidade econômica do projeto.

Apesar dos obstáculos que o Brasil ainda tem pela frente no plano legislativo para incentivar a produção de eletricidade em paralelo com a rede elétrica convencional, este será o foco do trabalho porque é uma tendência no mundo e por tratar-se de uma solução mais genérica que o bombeamento e o aquecimento de água.

3.2.2 Dimensionamento da solução

O primeiro item que deve ser levado em conta para avaliar a dimensão da turbina que deve ser instalada em uma residência é o consumo de energia desta. O dimensionamento, no entanto, não consiste necessariamente em igualar a produção esperada da turbina com a demanda anual. Devido ao caráter intermitente do vento, a produção de eletricidade a partir da fonte eólica pode não atender a demanda em alguns momentos e em outros superá-la. Em uma casa típica o pico de demanda de energia ocorre no final do dia, entre as 17h30 e 20h30. O vento pode soar forte a madrugada toda e no horário de pico da energia cessar.

Para melhor compreender quantitativamente esta questão, pode-se recorrer ao gráfico apresentado na Figura 3.9. Ele foi feito a partir de dados coletados em mais de 400 casas com pequenas eólicas na Alemanha e mostra o grau de utilização própria da energia da turbina em função da produção eólica (relativa ao seu consumo).

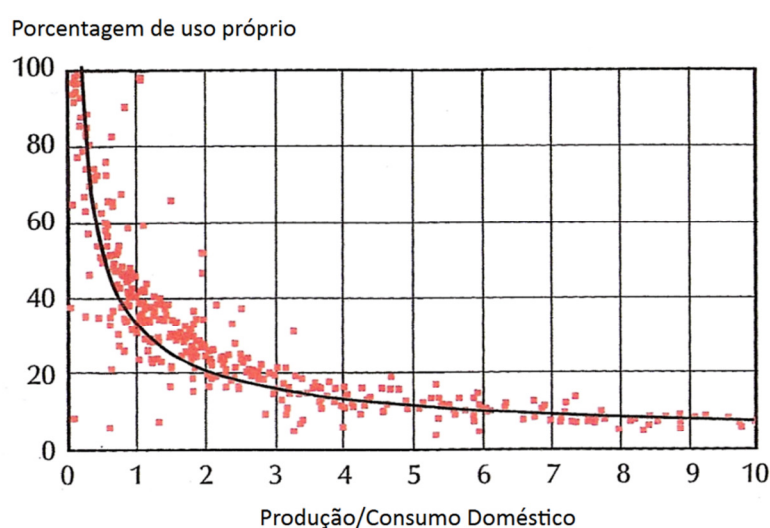


Figura 3.9 Grau de utilização própria da energia eólica(adaptado de Gipe, 2009)

Nota-se que quando a produção da turbina eólica é igual ao consumo doméstico anual, apenas cerca de 30% da energia consumida provém da fonte eólica. Os outros 70% são trocados com

a rede elétrica nos dois sentidos, exportação e importação. Para usar 100% da energia produzida pela turbina, esta deve responder apenas por cerca de 25% do consumo total de energia elétrica da casa. Em países onde ainda não há um incentivo à interconexão de pequenas turbinas pode ser mais favorável instalar uma turbina que produz menos do que o consumo total da casa e cuja produção será mais aproveitada.

No entanto, turbinas maiores costumam ter uma melhor relação custo/benefício. GIPE (2009) propõe uma alternativa para os consumidores que desejam instalar turbinas maiores, mas que não podem vender energia para rede ou para os quais o preço da tarifa de exportação é muito baixo. Trata-se utilizar a energia excedente para pré-aquecer a água de uso doméstico. Isto pode ser feito instalando-se um tanque suplementar no qual a água é pré-aquecida pela energia eólica excedente. Este tanque fornece água para o aquecedor comum. Assim, o termostato do aquecedor atingirá a temperatura requerida com o uso de menos energia do que se a água não estivesse pré-aquecida.

Outra forma de estocar a energia excedente e utilizar turbinas maiores é por via do uso de baterias. Estas armazenam a energia excedente quando os ventos superam a demanda. Uma possibilidade interessante dessa solução é liberar a energia das baterias no horário de pico de demanda da rede elétrica, o que alivia a pressão sobre o sistema nacional e reduz a conta de eletricidade.

Uma terceira alternativa para aumentar o tamanho da turbina (e melhorar a relação custo-benefício) é realizar o projeto no âmbito de uma comunidade local, reunindo diversas residências. Esta será a alternativa que será analisada de forma mais aprofundada na continuação do projeto.

4 MODELAGEM DA PRODUÇÃO EÓLICA COMUNITÁRIA

4.1 Materiais

4.1.1 Dados das turbinas

São muitos os modelos de turbinas disponíveis no mercado que poderiam ser analisados nesse trabalho. Uma lista de fornecedores de turbinas pequenas feita pela American Wind Energy Association é apresentada no Anexo C. GIPE (2009) também apresenta uma série de fabricantes, sendo bastante recorrente em seu livro o fabricante Bergey Wind Power Co. Para esse trabalho de formatura serão considerados três modelos, escolhidos com base na disponibilidade de informação técnica a seu respeito e por terem uso bastante difundido.

A tabela a seguir mostra a dependência de potência de saída de cada modelo de turbina com a velocidade do vento incidente.

Tabela 4.1 Potência das turbinas (dados extraídos de Bergey Wind Power, 2011, Northern Power, 2011 e WES 18, 2011)

Velocidade do vento (m/s)	Power (kW)		
	Bergey 10kW Excel S	Northern Power 100kW	WES 18 80kW
0	0,0	0,0	0,0
1	0,0	0,0	0,0
2	0,0	0,0	0,0
3	0,1	0,0	0,8
4	0,4	3,7	2,9
5	0,9	10,5	6,0
6	1,5	19,0	11,0
7	2,4	29,4	17,7
8	3,4	41,0	27,7
9	4,8	54,3	39,2
10	6,4	66,8	51,4
11	8,2	77,7	63,8
12	10,0	86,4	74,2
13	11,4	92,8	79,9
14	11,8	97,3	82,2
15	12,1	100,0	83,0
16	12,1	100,8	83,0
17	12,2	100,6	83,0
18	12,1	99,8	83,0
19	11,9	99,4	83,0
20	11,4	98,6	83,0
21	10,0	97,8	83,0
22	10,0	97,3	83,0
23	10,0	97,3	83,0
24	10,0	98,0	83,0
25	10,0	99,7	83,0

Todos os dados apresentados na Tabela 4.1 foram obtidos nos sites dos respectivos fabricantes. O fabricante do modelo Bergey 10kW Excel S não fornecia a potência para velocidades de vento superiores a 20m/s. Foi considerado então que na faixa entre 21 e 25 m/s esta turbina fornece uma potência igual à nominal (10kW).

O modelo de turbina mais adequado para um projeto dependerá das características locais de vento, já que cada turbina é otimizada para determinadas faixas de velocidade, e do perfil de consumo da coletividade atendida.

4.1.2 Dados de consumo

Foi consultado um relatório do PROCEM (2007) para determinar o perfil de consumo de eletricidade nas residências brasileiras e, mais especificamente, nas regiões de maior interesse para a energia eólica: Sul, Sudeste e Nordeste. Com base na leitura das curvas fornecidas no relatório, foram determinadas as cargas médias de hora em hora, conforme a Tabela 4.2.

Tabela 4.2 Perfis de consumo (dados extraídos de PROCEM, 2007)

Horario (h)	Carga média (Wh/h)			
	Brasil	Nordeste	Sudeste	Sul
0	230	210	190	400
1	200	200	130	360
2	190	200	125	340
3	175	200	120	300
4	160	190	110	270
5	150	150	110	250
6	200	150	210	280
7	250	125	280	360
8	240	130	250	460
9	160	120	175	240
10	130	100	150	130
11	130	105	150	130
12	150	145	165	150
13	130	130	150	140
14	120	110	145	110
15	120	105	145	120
16	150	110	200	130
17	175	105	250	140
18	350	230	370	540
19	430	260	460	680
20	420	250	490	530
21	390	210	430	515
22	390	310	400	520
23	225	140	300	450
Carga diária (Wh)	5265	3985	5505	7545
Carga mensal (kWh)	157,95	119,55	165,15	226,35

A fim de adaptar o perfil de consumo e obter o consumo horário de uma residência sabendo-se seu consumo mensal, foi adotada a hipótese de que o formato da curva se mantém quando

o consumo mensal varia. Portanto, multiplicam-se as cargas médias da Tabela 4.2 por um fator de correção igual ao consumo mensal da residência em questão dividido pela carga mensal média do relatório do PROCEM (2007). A tabela a seguir exemplifica esse cálculo para residências de consumo mensal de 400 kWh.

Tabela 4.3 Consumo personalizado

Horario (h)	Carga média (Wh/h)		
	Nordeste	Sudeste	Sul
0	703	460	707
1	669	315	636
2	669	303	601
3	669	291	530
4	636	266	477
5	502	266	442
6	502	509	495
7	418	678	636
8	435	606	813
9	402	424	424
10	335	363	230
11	351	363	230
12	485	400	265
13	435	363	247
14	368	351	194
15	351	351	212
16	368	484	230
17	351	606	247
18	770	896	954
19	870	1114	1202
20	836	1187	937
21	703	1041	910
22	1037	969	919
23	468	727	795
Carga diária (Wh)	13333	13333	13333
Carga mensal (kWh)	400	400	400

4.1.3 Dados climáticos

O escopo do projeto foi limitado a quatro localidades, duas delas (Macau e Jipoca de Jericoacoara) situadas na região 1 da Tabela 3.1 e as outras duas (Mostardas e São Mateus) nas regiões 7 e 8. Essas localidades foram escolhidas pela presença de ventos fortes, pela disponibilidade de informações a seu respeito e por serem pequenos municípios, onde a rugosidade do terreno interfere menos na produção eólica.

No Brasil não estão disponíveis para consulta pública dados de vento medido em pequenos intervalos de tempo. Os dados mais fragmentados obtidos foram os do site Wind Finder, que são médias mensais baseadas em períodos de observação de cerca de 5-10 anos. Os dados do Wind Finder para as quatro localidades selecionadas são apresentados na tabela a seguir.

Tabela 4.4 Velocidade média mensal do vento (dados extraídos de Wind Finder, 2011)

	Velocidade média mensal do vento (m/s)			
	Macau (RN)	Mostardas (RS)	São Mateus (ES)	Jipoca de Jericoacoara(CE)
jan	5,1	6,7	28,8	6,2
fev	4,6	3,6	15,9	5,7
mar	4,6	3,6	16,5	4,6
abr	4,1	5,1	11,8	4,1
mai	5,1	6,2	28,8	3,6
jun	5,1	9,8	21,6	4,1
jul	5,7	9,3	32,4	5,7
ago	6,7	7,2	20,6	7,2
set	6,2	7,7	32,4	7,2
out	6,7	6,2	12,9	7,2
nov	6,2	7,2	23,7	7,2
dez	6,2	6,7	19,0	6,2
ano	5,1	6,2	21,6	5,7

Esses dados, porém, foram corrigidos para serem usados na modelagem porque o sítio WindFinder (Wind Finder, 2011) tem como público alvo surfistas e amantes da vela e não faz suas medições baseando-se em normas específicas para o projeto de eólicas. Foi calculado um fator de correção baseado na relação entre a média anual de ventos a 50m fornecida no Atlas de Energia Elétrica do Brasil (Almirante et al, 2001) e a média anual do WindFinder (Wind Finder, 2011) , obtendo-se os seguintes resultados:

Tabela 4.5 Correção da velocidade média mensal

	Macau (RN)	Mostardas (RS)	São Mateus (ES)	Jipoca de Jericoacoara(CE)
Média Atlas Eólico a 50m	7,7 m/s	7,5m/s	7,7m/s	9,0m/s
Fator de correção	1,5	1,2	0,4	1,6

Tabela 4.6 Velocidade média mensal corrigida

	Velocidade média mensal do vento corrigida (m/s)			
	Macau (RN)	Mostardas (RS)	São Mateus (ES)	Jipoca de Jericoacoara(CE)
jan	7,7	8,1	10,3	9,8
fev	6,9	4,4	5,7	9,0
mar	6,9	4,4	5,9	7,4
abr	6,2	6,3	4,2	6,5
mai	7,7	7,5	10,3	5,7
jun	7,7	11,9	7,7	6,5
jul	8,5	11,3	11,6	9,0
ago	10,0	8,8	7,3	11,5
set	9,2	9,4	11,6	11,5
out	10,0	7,5	4,6	11,5
nov	9,2	8,8	8,4	11,5
dez	9,2	8,1	6,8	9,8
ano	7,7	7,5	7,7	9,0

Conforme será explicado no próximo item, para calcular a probabilidade de ocorrência de cada velocidade de vento, foram utilizados os fatores K de Weibull trimestrais do Atlas de Energia Elétrica do Brasil (Tabela 4.7). Os dados trimestrais são os mais refinados disponíveis para consulta pública.

Tabela 4.7 Fatores K de Weibull trimestrais

	Weibull K			
	Macau (RN)	Mostardas (RS)	São Mateus (ES)	Jipoca de Jericoacoara(CE)
dez-fev	3,0	2,4	2,5	2,5
mar-maio	2,5	2,2	2,4	2,0
jun-ago	3,5	2,7	2,9	3,2
set-nov	3,0	2,4	2,7	3,7

Tabela 4.9 Distribuição de vento em Mostardas

Mostardas (RS)	Probabilidade											
Vento (m/s)	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
0	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
1	1%	5%	6%	3%	2%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
2	3%	12%	13%	7%	4%	1%	1%	2%	2%	4%	3%	3%
3	5%	18%	18%	10%	7%	2%	2%	4%	4%	6%	4%	5%
4	7%	20%	19%	12%	9%	3%	3%	5%	5%	8%	6%	7%
5	9%	18%	16%	13%	10%	4%	4%	7%	7%	10%	8%	9%
6	10%	13%	12%	13%	11%	5%	5%	9%	8%	11%	9%	10%
7	11%	8%	8%	12%	11%	6%	6%	10%	9%	12%	10%	11%
8	11%	4%	4%	10%	10%	7%	7%	11%	9%	11%	10%	11%
9	10%	2%	2%	8%	9%	7%	8%	11%	9%	10%	10%	10%
10	9%	1%	1%	5%	7%	8%	8%	10%	9%	8%	9%	9%
11	7%	0%	0%	4%	6%	8%	8%	9%	8%	6%	8%	7%
12	6%	0%	0%	2%	5%	8%	8%	7%	7%	5%	6%	6%
13	4%	0%	0%	1%	3%	8%	8%	5%	6%	3%	5%	4%
14	3%	0%	0%	1%	2%	7%	7%	4%	5%	2%	4%	3%
15	2%	0%	0%	0%	1%	6%	6%	2%	4%	1%	3%	2%
16	1%	0%	0%	0%	1%	5%	5%	2%	3%	1%	2%	1%
17	1%	0%	0%	0%	1%	4%	4%	1%	2%	0%	1%	1%
18	0%	0%	0%	0%	0%	4%	3%	0%	1%	0%	1%	0%
19	0%	0%	0%	0%	0%	3%	2%	0%	1%	0%	0%	0%
20	0%	0%	0%	0%	0%	2%	1%	0%	1%	0%	0%	0%
21	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%
22	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%
23	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Tabela 4.10 Distribuição de vento em São Mateus

São Mateus (ES)	Probabilidade											
Vento (m/s)	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
0	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
1	1%	2%	3%	6%	1%	1%	0%	1%	0%	3%	1%	2%
2	2%	6%	6%	13%	2%	2%	1%	2%	1%	10%	2%	4%
3	3%	11%	10%	19%	3%	4%	1%	5%	2%	17%	4%	7%
4	4%	14%	13%	21%	4%	7%	2%	8%	3%	21%	6%	10%
5	5%	16%	15%	18%	6%	10%	3%	11%	4%	20%	8%	12%
6	7%	15%	14%	12%	7%	12%	5%	13%	5%	15%	10%	13%
7	8%	13%	12%	7%	8%	13%	6%	14%	6%	9%	11%	13%
8	8%	9%	10%	3%	8%	13%	7%	13%	7%	4%	11%	11%
9	9%	6%	7%	1%	8%	12%	8%	11%	8%	1%	11%	9%
10	9%	4%	4%	0%	8%	10%	9%	9%	8%	0%	10%	7%
11	8%	2%	2%	0%	8%	7%	9%	6%	8%	0%	8%	5%
12	8%	1%	1%	0%	7%	5%	9%	4%	8%	0%	6%	3%
13	7%	0%	1%	0%	6%	3%	8%	2%	8%	0%	5%	2%
14	6%	0%	0%	0%	6%	1%	7%	1%	7%	0%	3%	1%
15	5%	0%	0%	0%	5%	1%	6%	0%	6%	0%	2%	0%
16	4%	0%	0%	0%	4%	0%	5%	0%	5%	0%	1%	0%
17	3%	0%	0%	0%	3%	0%	4%	0%	4%	0%	1%	0%
18	2%	0%	0%	0%	2%	0%	3%	0%	3%	0%	0%	0%
19	1%	0%	0%	0%	2%	0%	2%	0%	2%	0%	0%	0%
20	1%	0%	0%	0%	1%	0%	2%	0%	2%	0%	0%	0%
21	1%	0%	0%	0%	1%	0%	1%	0%	1%	0%	0%	0%
22	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	1%	0%	0%	0%

Tabela 4.11 Distribuição de vento em Jipoca de Jericoacoara

Jipoca de Jericoacoara(CE)		Probabilidade											
Vento (m/s)		jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
0		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
1		1%	1%	3%	4%	5%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	1%
2		2%	2%	6%	7%	9%	2%	1%	0%	0%	0%	0%	2%
3		3%	4%	8%	9%	12%	6%	2%	1%	1%	1%	1%	3%
4		5%	6%	9%	11%	13%	10%	4%	2%	1%	1%	1%	5%
5		6%	7%	10%	12%	13%	14%	6%	3%	2%	2%	2%	6%
6		7%	9%	10%	11%	12%	17%	8%	4%	3%	3%	3%	7%
7		8%	10%	10%	10%	10%	17%	10%	6%	5%	5%	5%	8%
8		9%	10%	9%	9%	8%	14%	12%	7%	7%	7%	7%	9%
9		9%	10%	8%	7%	6%	10%	12%	8%	8%	8%	8%	9%
10		9%	9%	7%	6%	4%	6%	12%	9%	10%	10%	10%	9%
11		8%	8%	5%	4%	3%	3%	10%	10%	11%	11%	11%	8%
12		7%	7%	4%	3%	2%	1%	8%	10%	11%	11%	11%	7%
13		6%	6%	3%	2%	1%	0%	6%	9%	10%	10%	10%	6%
14		5%	4%	2%	1%	1%	0%	4%	8%	9%	9%	9%	5%
15		4%	3%	2%	1%	0%	0%	2%	7%	7%	7%	7%	4%
16		3%	2%	1%	1%	0%	0%	1%	5%	6%	6%	6%	3%
17		2%	1%	1%	0%	0%	0%	1%	4%	4%	4%	4%	2%
18		2%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	3%	2%	2%	2%	2%
19		1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	1%	1%	1%	1%
20		1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
21		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	0%	0%	0%

Para melhor visualização dos resultados das tabelas, foram traçadas curvas mensais aproximadas da densidade de probabilidade das velocidades de vento. Os dados usados nos cálculos posteriores, no entanto, são discretizados, como mostrados nas tabelas. As curvas mostradas nas figuras 4.1 a 4.4 são apenas ilustrativas da regularidade do vento e foram feitas com base nas tabelas anteriores.

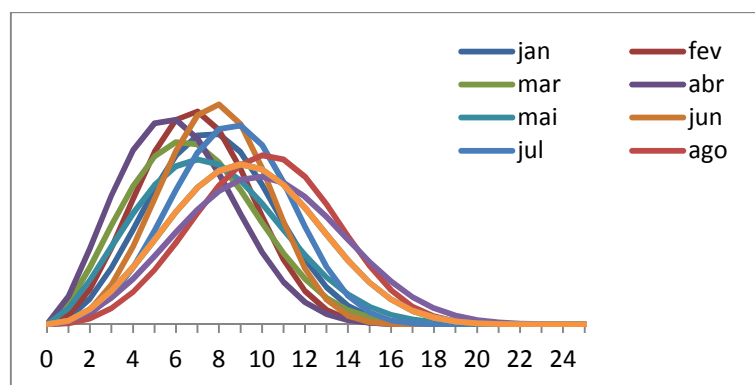


Figura 4.1 Distribuição mensal dos ventos em Macau

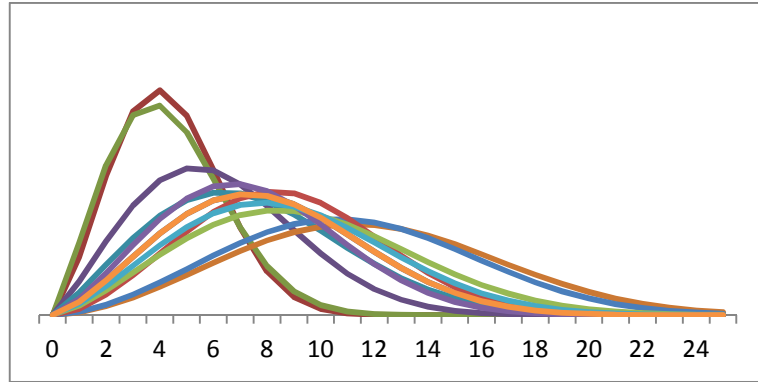


Figura 4.2 Distribuição mensal dos ventos em Mostardas

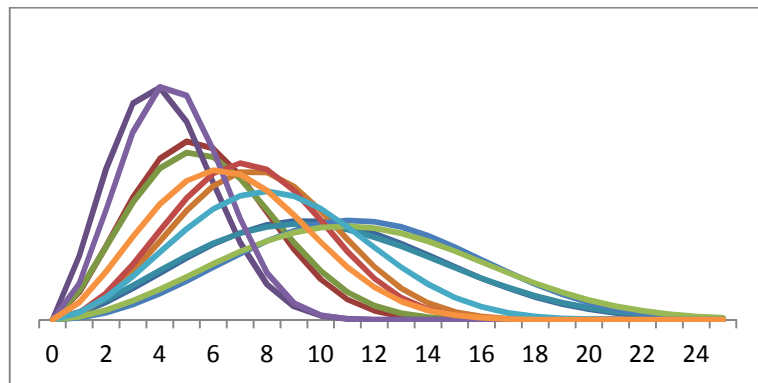


Figura 4.3 Distribuição mensal dos ventos em São Mateus

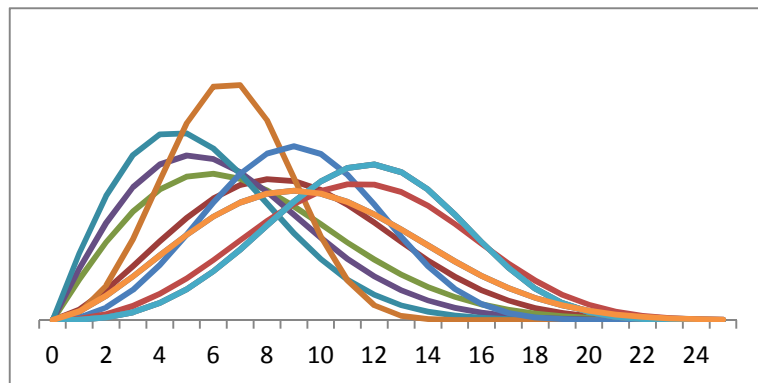


Figura 4.4 Distribuição mensal dos ventos em Jipoca de Jericoacoara

Observa-se que a velocidade do vento pode ser corrigida em função da altura sabendo-se a rugosidade do terreno. A fórmula para calcular a velocidade (V) do vento numa altura nova (H) sabendo a velocidade original do vento (V_0) numa altura original (H_0) e o comprimento de rugosidade (z_0) é

$$V = V_0 \frac{\ln\left(\frac{H}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{H_0}{z_0}\right)} \quad (2)$$

Para não introduzir mais uma incerteza nas simulações (a rugosidade do terreno), nesse modelo foi feita a hipótese de que as turbinas serão instaladas a 50 m.

4.2.2 Potência fornecida pela(s) turbina(s) mês a mês

Determinada a distribuição de vento mês a mês, é possível prever a potência média de uma turbina instalada em uma determinada localidade em cada mês do ano. Isto é feito multiplicando-se a probabilidade de ocorrência de cada velocidade de vento em um local (Tabelas 4.8 a 4.11) pela potência de saída da turbina para essa velocidade (Tabela 4.1). A título de exemplo, a Tabela 4.12 mostra o resultado desse cálculo para uma turbina Northern Power 100kW instalada em Mostardas (RS).

Tabela 4.12 Exemplo de cálculo de potência de uma turbina

Wind (m/s)	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,27	0,74	0,68	0,44	0,33	0,09	0,11	0,20	0,20	0,31	0,23	0,27
5	0,94	1,85	1,70	1,36	1,07	0,37	0,43	0,78	0,71	1,08	0,82	0,94
6	1,93	2,44	2,29	2,43	2,05	0,88	1,00	1,73	1,52	2,16	1,71	1,93
7	3,14	2,28	2,28	3,40	3,16	1,67	1,88	3,04	2,60	3,40	2,87	3,14
8	4,32	1,58	1,78	3,96	4,12	2,70	3,01	4,47	3,79	4,49	4,08	4,32
9	5,32	0,86	1,14	4,08	4,83	3,98	4,37	5,84	5,00	5,26	5,22	5,32
10	5,75	0,36	0,59	3,63	4,99	5,23	5,63	6,63	5,85	5,35	5,89	5,75
11	5,55	0,12	0,25	2,85	4,63	6,25	6,59	6,67	6,20	4,83	5,99	5,55
12	4,85	0,03	0,09	2,00	3,91	6,89	7,08	6,01	6,02	3,90	5,55	4,85
13	3,87	0,01	0,03	1,26	3,04	7,07	7,07	4,89	5,41	2,86	4,74	3,87
14	2,86	0,00	0,01	0,73	2,20	6,84	6,62	3,63	4,56	1,92	3,77	2,86
15	1,96	0,00	0,00	0,38	1,49	6,26	5,84	2,47	3,62	1,18	2,80	1,96
16	1,24	0,00	0,00	0,19	0,94	5,43	4,86	1,53	2,70	0,67	1,95	1,24
17	0,74	0,00	0,00	0,08	0,56	4,49	3,84	0,87	1,91	0,35	1,28	0,74
18	0,41	0,00	0,00	0,03	0,32	3,56	2,90	0,46	1,29	0,17	0,79	0,41
19	0,22	0,00	0,00	0,01	0,17	2,73	2,10	0,22	0,84	0,08	0,47	0,22
20	0,11	0,00	0,00	0,00	0,09	2,01	1,46	0,10	0,52	0,03	0,27	0,11
21	0,05	0,00	0,00	0,00	0,04	1,42	0,97	0,04	0,31	0,01	0,14	0,05
22	0,02	0,00	0,00	0,00	0,02	0,97	0,61	0,02	0,18	0,00	0,07	0,02
23	0,01	0,00	0,00	0,00	0,01	0,64	0,37	0,01	0,10	0,00	0,04	0,01
24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,41	0,22	0,00	0,05	0,00	0,02	0,00
25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,25	0,12	0,00	0,03	0,00	0,01	0,00
Potência total (kW)	43,56	10,27	10,85	26,85	37,99	70,18	67,08	49,59	53,42	38,07	48,70	43,56

O uso da potência média mensal assim calculada é limitado no sentido de não contemplar as variações da potência da turbina em períodos mais curtos, como dia, hora ou minuto. No

entanto, esse projeto adota uma única potência para o mês todo por falta de dados mais fragmentados. Infelizmente, séries temporais de vento medidas em intervalos mais curtos (15 min, por exemplo) não estão disponíveis para consulta pública no Brasil.

4.2.3 Balanço de energia: rede convencional e fonte eólica

Com base nos dados de consumo mensal das residências e da potência média eólica mensal, é possível calcular a energia que será demandada da rede elétrica a cada hora e a energia excedente gerada pelas turbinas quando os ventos sopram mais forte do que a demanda requer.

4.2.4 Exemplo de aplicação

A título ilustrativo, essa seção mostra como é feito o balanço de energia para um projeto com os seguintes parâmetros:

- Localidade: Macaú
- Consumo: 10 casas com consumo de 500kWh/mês com formato típico da curva de consumo do Nordeste
- Turbinas: 1 turbina Bergey

No modelo em planilha eletrônica, há uma aba exclusiva para a definição dos parâmetros, como ilustra a figura a seguir:

Escolha o número de turbinas de cada tipo		Escolha o número de casas com cada perfil		Escolha a cidade	
Bergey 10kW Excel S	1	Brasil média		Macau (RN)	1
Northern Power 100kW		Nordeste média		Mostardas (RS)	
WES18 80kW		Sudeste média		São Mateus (ES)	
		Sul média		Jipoca de Jericoacoara (CE)	
		Nordeste personalizado	10		
		Sudeste personalizado			
		Sul personalizado			

Figura 4.5 : Configuração dos parâmetros

Para os parâmetros configurados na Figura 4.5, o balanço de energia é apresentado na Tabela 4.13.

Tabela 4.13 Balanço de energia

Horário (h)	Demanda rede elétrica (Wh/h)											
	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
0	4877	5778	5648	6453	4804	4933	3946	2065	3066	2250	3066	3066
1	4459	5359	5230	6035	4386	4514	3528	1647	2648	1832	2648	2648
2	4459	5359	5230	6035	4386	4514	3528	1647	2648	1832	2648	2648
3	4459	5359	5230	6035	4386	4514	3528	1647	2648	1832	2648	2648
4	4041	4941	4811	5616	3967	4096	3110	1229	2230	1413	2230	2230
5	2368	3268	3138	3943	2295	2423	1437	-444	557	-260	557	557
6	2368	3268	3138	3943	2295	2423	1437	-444	557	-260	557	557
7	1322	2223	2093	2898	1249	1378	391	-1490	-489	-1305	-489	-489
8	1532	2432	2302	3107	1458	1587	601	-1281	-279	-1096	-279	-279
9	1113	2013	1884	2689	1040	1168	182	-1699	-698	-1514	-698	-698
10	277	1177	1047	1852	203	332	-654	-2535	-1534	-2351	-1534	-1534
11	486	1386	1256	2061	412	541	-445	-2326	-1325	-2142	-1325	-1325
12	2159	3059	2929	3734	2085	2214	1228	-653	348	-469	348	348
13	1532	2432	2302	3107	1458	1587	601	-1281	-279	-1096	-279	-279
14	695	1595	1466	2271	622	750	-236	-2117	-1116	-1933	-1116	-1116
15	486	1386	1256	2061	412	541	-445	-2326	-1325	-2142	-1325	-1325
16	695	1595	1466	2271	622	750	-236	-2117	-1116	-1933	-1116	-1116
17	486	1386	1256	2061	412	541	-445	-2326	-1325	-2142	-1325	-1325
18	5714	6614	6484	7289	5640	5769	4783	2902	3903	3086	3903	3903
19	6969	7869	7739	8544	6895	7024	6038	4156	5158	4341	5158	5158
20	6550	7451	7321	8126	6477	6606	5619	3738	4739	3923	4739	4739
21	4877	5778	5648	6453	4804	4933	3946	2065	3066	2250	3066	3066
22	9060	9960	9830	10635	8986	9115	8129	6247	7249	6432	7249	7249
23	1950	2850	2720	3525	1876	2005	1019	-863	139	-678	139	139
Consumo diário da rede (Wh)	72936	94539	91425	110745	71170	74259	53053	27343	38957	29189	38957	38957
Sobra diária de eólica (Wh)	0	0	0	0	0	0	-2461	-21904	-9486	-19319	-9486	-9486

Para cada mês e cada hora, o modelo calcula a energia demandada (valores positivos) ou exportada (valores negativos) para a rede elétrica.

No modelo desenvolvido em planilha eletrônica também foi feita uma aba chamada “Resultados” onde é possível visualizar graficamente o balanço de energia em cada mês e hora a hora para um determinado mês. O consumo de energia varia ao longo do dia, segundo o perfil de consumo adotado que geralmente tem seu pico no início da noite. Já a potência eólica é considerada constante em cada mês, mas varia de mês para mês, conforme explicado anteriormente. Em momentos do dia em que o consumo doméstico supera a potência fornecida pela fonte eólica, é demandada energia da rede elétrica. Já quando a produção eólica supera o consumo, há exportação de energia para a rede. Os gráficos a seguir (Figs. 4.6 a 4.8) ilustram o resultado anual e para os meses de abril e agosto no caso do exemplo tratado neste item.

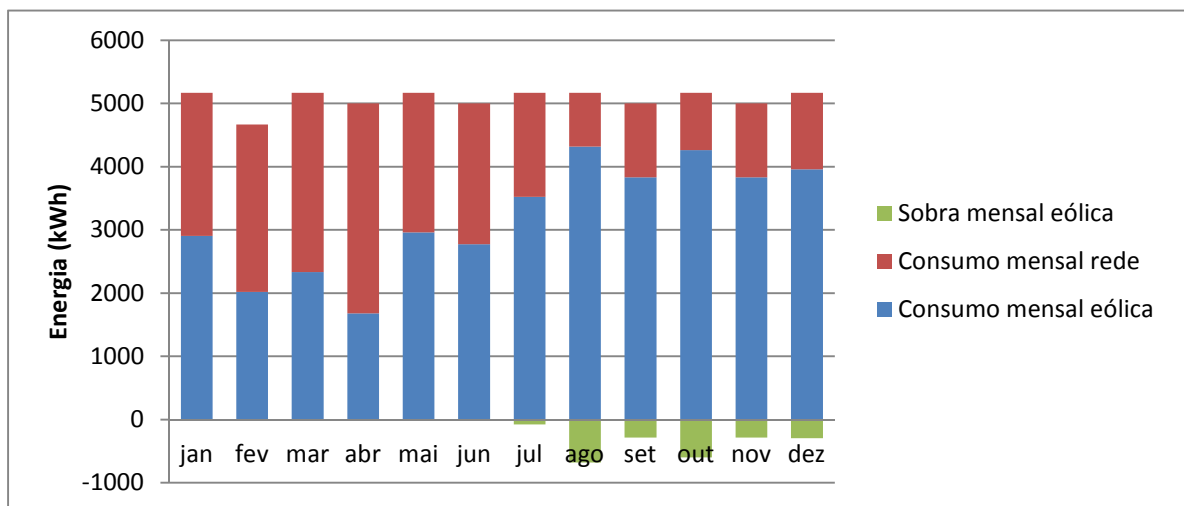


Figura 4.6 Balanço energético anual

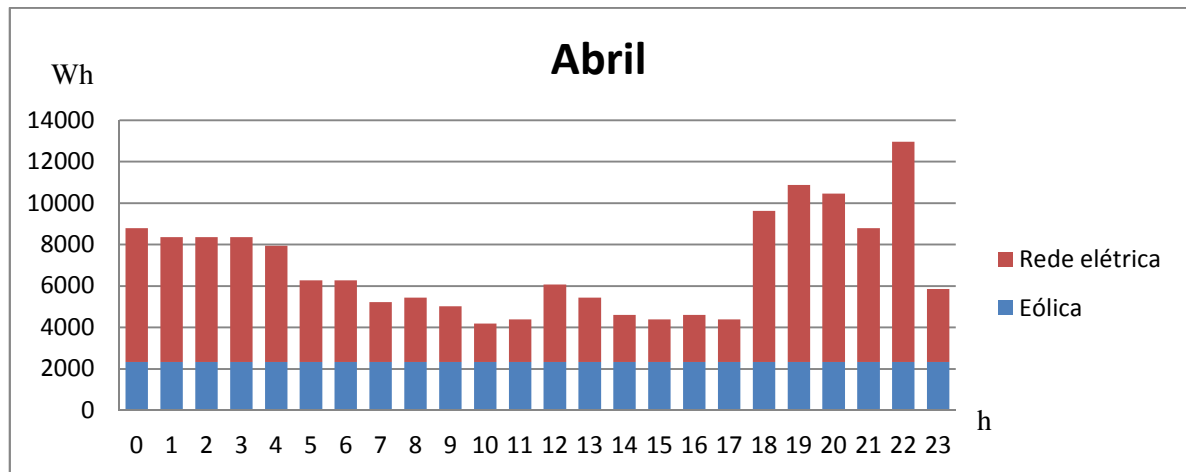


Figura 4.7 Balanço energético de abril

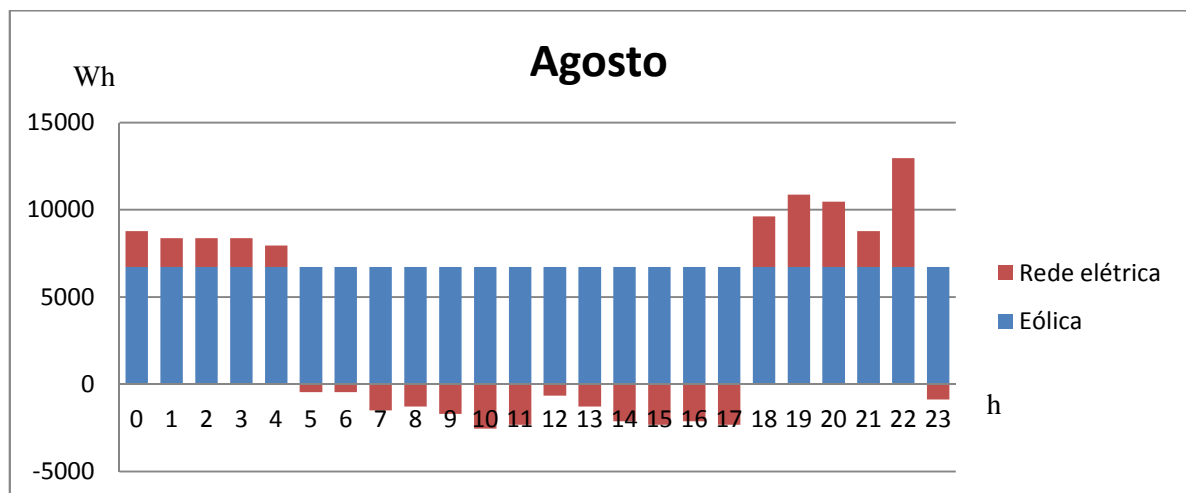


Figura 4.8 Balanço energético de agosto

Os valores negativos registrados no mês de agosto, por exemplo, representam a produção eólica que supera a demanda das residências. O excedente, como citado no item 3.2.1, pode em alguns países ser vendido para a concessionária que opera a rede elétrica. No Brasil isto ainda não é possível, mas provavelmente o será em um futuro próximo, pois a geração distribuída de eletricidade é considerada uma tendência na produção de eletricidade no mundo todo.

Já está em trâmite uma resolução da ANEEL para permitir a conexão de microgeradores na rede, conforme será explicado no capítulo seguinte.

5 PROSPECÇÃO COM SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA

5.1 Proposta em trâmite para permitir a conexão de turbinas eólicas à rede elétrica

A ANEEL apresentou no dia 9/8/2011 uma proposta para regulamentar a microgeração de energia distribuída na rede elétrica (Jornal da Energia, 2011). Foi aberta uma audiência pública para receber contribuições entre 11/08/2011 e 14/10/2011. Nesse capítulo, será feita uma prospecção, utilizando o modelo elaborado em planilha eletrônica, para avaliar cenários favoráveis a geração eólica distribuída caso vigore a nova legislação.

Na proposta da ANEEL, seria criado um Sistema de Compensação de Energia. Esses dois trechos extraídos da resolução (ANEEL, 2011) explicam as principais regras do sistema:

Artigo 2:

“sistema de compensação de energia: sistema no qual a energia gerada por unidade consumidora com geração distribuída com potência instalada menor ou igual a 1 MW, que utilize fonte incentivada de energia conforme regulamento específico e compense o consumo medido no ciclo de faturamento corrente ou em meses subsequentes.”

Art 104 parágrafo 9:

“Os créditos de energia gerados por meio do sistema de compensação de energia expiram 12 (doze) meses após a data do faturamento, e o consumidor não fará jus a qualquer forma de compensação após o seu vencimento.”

Ou seja, por esse sistema, o consumidor e a distribuidora poderiam trocar energia, o que ainda não é permitido no Brasil. Caso a produção do microgerador exceda o consumo, o montante extra poderia ser acumulado e abatido nos meses seguintes. O crédito teria validade de doze meses.

Quanto maior a potência instalada, maiores são os ganhos de escala e mais barato o kWh eólico. Tendo em vista essa proposta da ANEEL, é interessante investigar a capacidade a ser instalada em uma casa ou conjunto de casas para atender o requisito de produzir o máximo de

energia eólica que pode entrar no sistema de compensação, ou seja, investigar qual deve ser a potência instalada para que o excedente anual de energia eólica seja igual à energia demandada da rede. Por causa dos ganhos de escala, nesse capítulo trabalha-se com a hipótese de que os consumidores instalarão a maior potência que lhes permitirá usar todos os créditos acumulados com a distribuidora.

Outro aspecto interessante é analisar os cenários mais favoráveis ao desenvolvimento da energia eólica distribuída verificando se é vantajoso para o consumidor do ponto de vista financeiro entrar no sistema de compensação, sendo que ambas as análises serão feitas neste capítulo.

5.2 Método utilizado

5.2.1 Estimativa da potência a ser instalada

A seguir são apresentadas as curvas de potência para as 3 turbinas consideradas no presente de trabalho, desenhadas com base nos dados da Tabela 4.1.

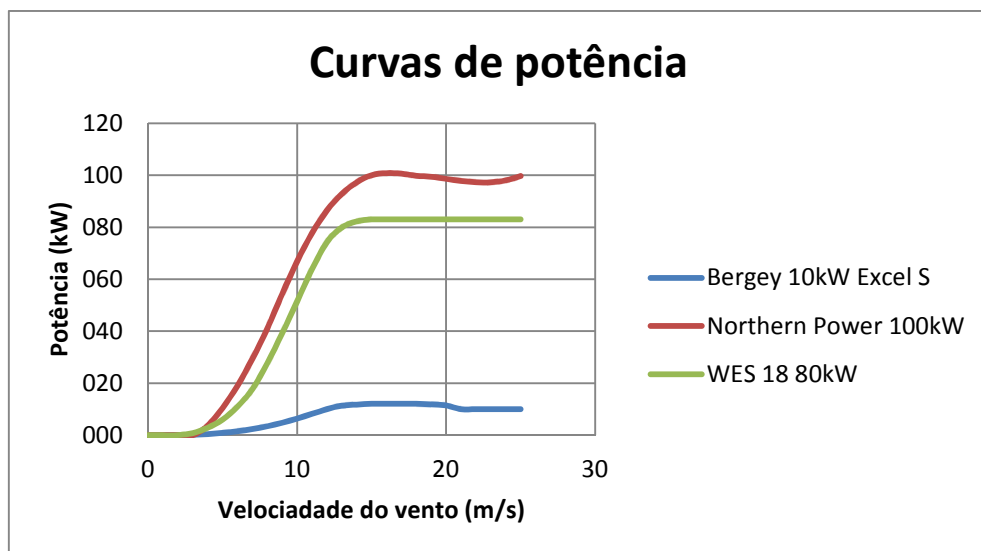


Figura 5.1 Curvas de potência (dados extraídos de Bergey Wind Power, 2011, Northern Power, 2011 e WES 18, 2011)

Observa-se que ao normalizar essas curvas, dividindo cada uma pela potência no seu pico (que ocorre para ventos de 16 a 17 m/s), obtêm-se curvas muito semelhantes na região 0-20m/s:

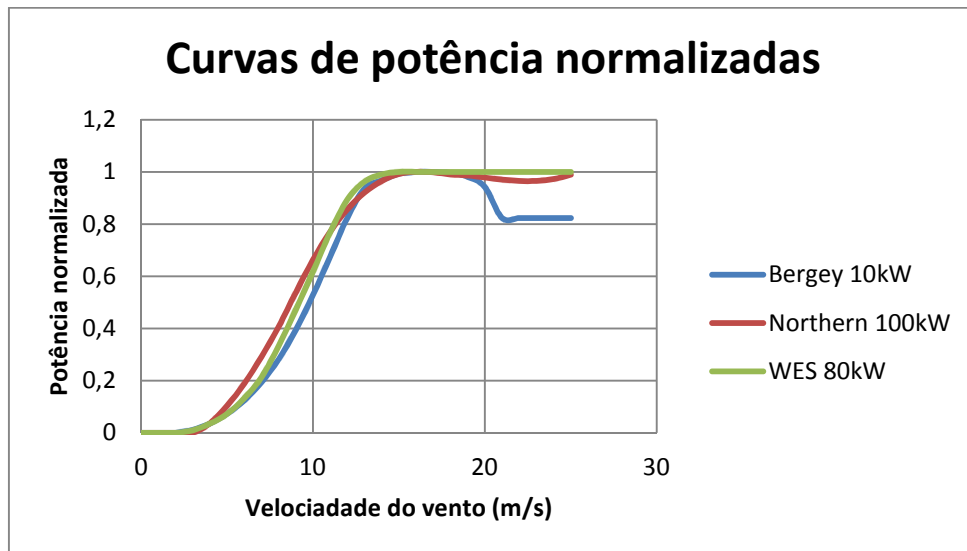


Figura 5.2 Curvas de potência normalizadas

A região acima de 20 m/s, onde as curvas são significativamente diferentes, não são relevantes para a análise de produção de energia no contexto desse trabalho, pois, como foi visto nas tabelas 4.8 a 4.11, não há ocorrência significativa de ventos acima de 20m/s em nenhuma das 4 localidades tratadas.

Como os formatos das 3 curvas normalizadas são muito semelhantes na região mais relevante, assumiu-se que esse formato deve ser muito próximo da curva normalizada para a maior parte das turbinas do mercado. Partindo desta hipótese, calcula-se no modelo implementado em planilha eletrônica qual deve ser o múltiplo de uma turbina, por exemplo, a WES 80kW, a ser instalado para atingir a condição exigida de equiparar o excedente eólico com o consumo da rede no ano. Multiplica-se o fator obtido pela potência máxima atingida pela turbina de referência para se obter a potência nominal da(s) turbina(s) a serem instaladas.

Isto é feito através da função “Atingir Meta” disponível na planilha eletrônica. A meta é igualar a soma da sobra anual de energia eólica e do consumo anual da rede. A célula que varia é a de quantidade de turbinas WES 80kW instaladas.

5.2.2 Estimativa dos custos da turbina

Conforme Carbon Trust (2008), a turbina em si representa entre 37% e 52% dos custos de instalação para pequenas eólicas. Será adotado como parâmetro um valor intermediário entre esses dois, 45%.

Foi feito um levantamento do preço de diversas turbinas, procurando-se considerar turbinas de potências nominais variadas (Maine Rural, 2011). Alguns preços eram fornecidos para a instalação completa, outros apenas para a turbina. Neste caso, considerou-se que a turbina representava 45% do preço de instalação.

A Tabela 5.1 mostra os dados usados para calcular o preço por kW para uma instalação.

Tabela 5.1 Preço do kW instalado

Modelo	Potência nominal (kW)	Preço da turbina(US\$)	Preço da instalação completa (US\$)	Preço do kW (US\$)
Skystream 3.7	2,4		20000	8333
Evance R9000	5		40000	8000
Bergey Excel-S turbine	10	31770	70600	7060
Endurance E-3120	50		350000	7000
Northern Power 100	100		530000	5300

Observa-se que, como esperado, o preço do kW decresce com o aumento da potência. A partir desses dados, uma regressão linear fornecer a seguinte fórmula para o cálculo do preço de uma turbina por kW em função da potência:

$$P_{kW} (Pot) = 8017,4 - 26,25 * Pot \quad (3)$$

Com P_{kW} em US\$ e Pot em kW.

O preço da turbina é obtido multiplicando-se o preço por kW pela potência nominal da turbina:

$$Preço = P_{kW} * Pot \quad (4)$$

As turbinas eólicas são projetadas para operar por pelo menos 20 anos (GIPE, 2004), sendo que este período será utilizado como referência no cálculo do custo.

O custo de operação e manutenção considerando todo o ciclo de vida de uma turbina corresponde a aproximadamente 20 a 25% do custo total por kWh produzido (European Wind Energy Association, 2004). Para os cálculos desse trabalho foi considerado então 22,5% como valor típico.

5.2.3 Estimativa do preço do kWh e relação de preços

Como existem ganhos de escala ao instalar potências maiores, o custo do kWh produzido pela turbina eólica diminui com o aumento da potência instalada. Este custo também é menor em sites com ventos mais fortes.

O método para estimar o preço do kWh consiste então em:

- Multiplicar por 20 a produção anual da turbina para ter o total da produção em kWh no ciclo de vida da turbina;
- Dividir o investimento inicial (calculado pela Eq. 03) pela produção de energia em kWh, produzidos no ciclo de vida útil da turbina. Esse valor corresponde a 77,5% do preço do kWh (os outros 22,5% são relativos a operação e manutenção).

Nessa primeira análise não é levado em conta o custo de oportunidade, que depende do investidor. Uma análise da influência do custo de oportunidade é feita na próxima seção.

Foram considerados 12 cenários levando em conta 3 portes de sistema (para 1, 10 e 50 casas) nas 4 localidades. Para a comparação com o preço da energia elétrica da rede, é utilizada a tarifa residencial vigente em 27/09/2011 disponibilizada no sítio da ANEEL (ANEEL, 2011) e apresentada na Tabela 5.2.

Tabela 5.2 Tarifas das distribuidoras

Cidade	Concessionária	Tarifa residencial vigente em 27/09/2011 (R\$)
Macau (RN)	COSERN	0,34472
Mostardas (RS)	AES SUL	0,31497
São Mateus (ES)	EDP ESCELSA	0,33882
Jipoca de Jericoacoara (CE)	COELCE	0,40199

Partindo-se da regulação em trâmite da ANEEL, calculou-se para cada cenário a potência eólica a ser instalada para maximizar a energia trocada pelo Sistema de Compensação de Energia, igualando-se a sobra anual eólica com o consumo da rede, conforme explicado em 5.2.1.

Depois foram calculados o preço do kWh do sistema eólico e a razão entre este preço e a tarifa vigente da distribuidora de energia elétrica daquela localidade. A cotação do dólar utilizada para essa simulação foi de 1US\$=R\$1,77 (conforme em 25/09/2011).

5.2.4 Viabilidade econômica considerando custo de oportunidade

Como a maior parte dos custos da energia eólica (77,5%) se refere ao capital empatado no início da vida útil da turbina com a instalação, o custo de oportunidade do consumidor possui uma influência importante na decisão de investir em na implantação de sistemas de geração de energia eólica ou não. Esse custo de oportunidade corresponde à rentabilidade que o consumidor poderia obter se investisse o dinheiro empatado nos sistemas de geração de energia eólica de outra forma. Na prática, o consumidor sempre pode aplicar o capital a uma taxa maior que zero, colocando o dinheiro na poupança ou comprando ações de uma empresa, por exemplo.

O objetivo aqui é determinar para quais consumidores seria viável investir ou não no projeto de sistemas de geração eólica se ele tiver como critério apenas o aspecto econômico, ou seja, se os benefícios ambientais e sociais da solução não pesarem na sua decisão e ela depender apenas do custo de oportunidade do investidor.

Para construir o fluxo de caixa, foi considerado que a manutenção ocorrerá quatro vezes na vida útil da turbina (no fim dos anos 4, 8, 12 e 16) e que a tarifa de energia elétrica permanecerá constante. O benefício gerado pela eólica é a economia na tarifa de energia, ou seja, a produção eólica anual total (soma do que foi consumido e enviado para a rede) multiplicada pela tarifa vigente da distribuidora.

É possível descobrir para quais consumidores o investimento vale ou não a pena calculando-se a taxa interna de retorno (TIR) do fluxo de caixa. Se o custo de oportunidade do investidor for superior à TIR, o investimento não é viável, se for inferior o projeto teria viabilidade

econômica. Como no item anterior, a TIR foi calculada para 12 cenários levando em conta 3 portes de sistema (para 1, 10 e 50 casas) nas 4 localidades.

5.3 Resultados e análises

5.3.1 Relação de preços

A título de ilustração, foi feita uma simulação utilizando o perfil de consumo do tipo “personalizado”, conforme explicado em 4.1.2. Considerou-se que as casas consomem 500kWh por mês e que o perfil diário de consumo segue o formato específico correspondente a cada região (PROCEN, 2007). Os principais resultados da simulação para os 12 cenários são apresentados na Tabela 5.3.

Tabela 5.3 Cenários Sistema de Compensação de Energia

		Número de casas		
		1	10	50
Macau (RN)	Potência instalada (kW)	1,65	16,46	82,32
	Preço instalação (R\$)	23239	221050	853347
	Preço kWh eólico/rede	0,71	0,68	0,53
Mostardas (RS)	Potência instalada (kW)	1,78	17,80	89,02
	Preço instalação (R\$)	25117	237918	895054
	Preço kWh eólico/rede	0,85	0,80	0,60
São Mateus (ES)	Potência instalada (kW)	1,88	18,80	94,01
	Preço instalação (R\$)	26517	250391	923448
	Preço kWh eólico/rede	0,83	0,78	0,58
Jipoca de Jericoacoara(CE)	Potência instalada (kW)	1,39	13,94	69,72
	Preço instalação (R\$)	19696	188835	763512
	Preço kWh eólico/rede	0,52	0,50	0,40

A Figura 5.3 mostra a influência da localidade e dos ganhos de escala na relação entre o preço do kWh eólico e a tarifa da distribuidora.

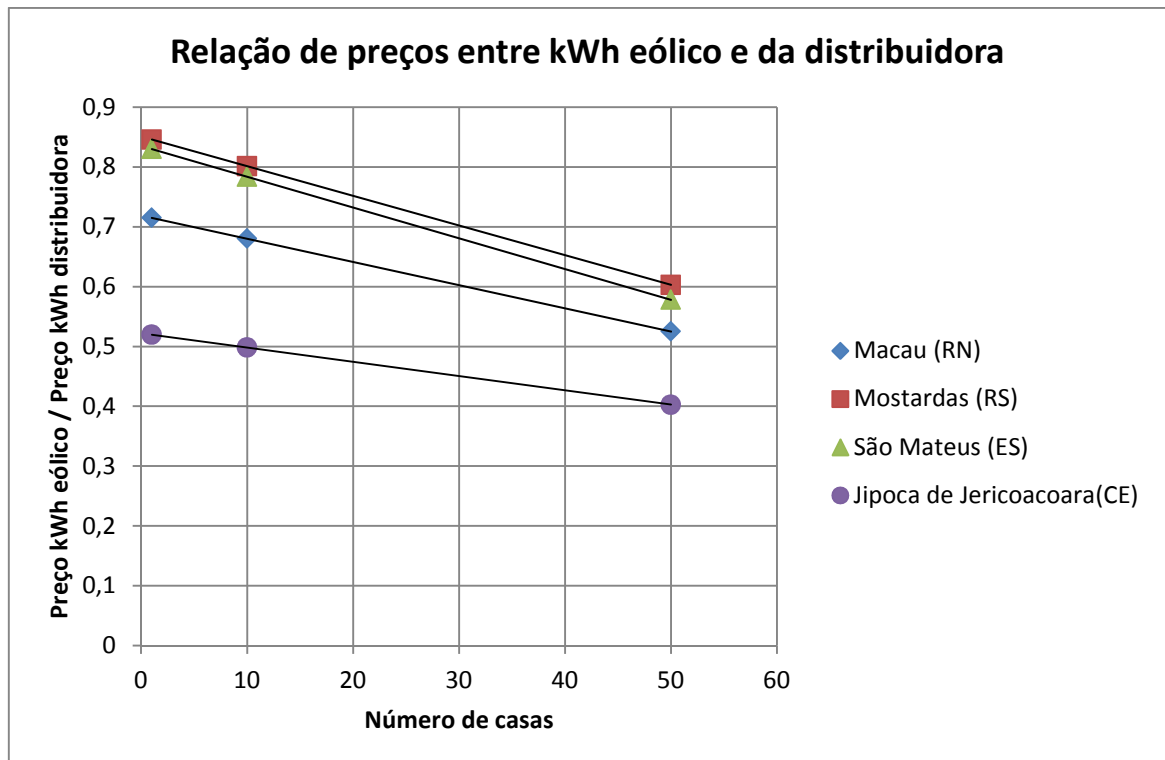


Figura 5.3 Relação de preços

Observa-se que nessa primeira análise, sem levar em conta o custo de oportunidade do investidor, todos os cenários são favoráveis à instalação de sistemas de geração distribuída, o que não é uma surpresa porque foram escolhidas localidades com condições de ventos apropriadas, com velocidade e regularidade elevadas.

O cenário mais favorável é em Jipoca de Jericoacoara (CE). O perfil de consumo considerado para Jipoca de Jericoacoara e Macau é o mesmo, pois ambas as localidades ficam no Nordeste. No entanto, dois fatores contribuem para que o investimento eólico em Jericoacoara seja relativamente melhor: ventos mais favoráveis e tarifa da distribuidora mais elevada.

Ao comparar os resultados de Macau e São Mateus, observa-se o efeito da regularidade do vento sobre os resultados. As duas localidades possuem a mesma média anual de ventos (7,7 m/s) e tarifas da distribuidora semelhantes. No entanto, Macau apresenta um cenário mais propício ao desenvolvimento eólico porque apresenta ventos mais regulares. Três figuras anteriormente apresentadas evidenciam este fato:

- A figura 3.7 mostra que o fator K de Weibull é maior em Macau do que em São Mateus, portanto a variabilidade do vento é menor em Macau

- Ao comparar as figuras 4.1 e 4.3, observa-se que os efeitos de sazonalidade do vento são menores em Macau do que em São Mateus

Mostardas é o pior dos casos por uma série de fatores:

- Possui a menor tarifa vigente da distribuidora
- Tem a média anual de ventos mais baixa (7,5m/s)
- Apresenta ventos irregulares, conforme evidenciado nas figuras 3.7 e 4.2

Observa-se que como foi feita a hipótese de que os ganhos de escala são lineares na definição da Eq 3, que avalia o preço do kWh eólico, a relação entre o preço do kWh eólico e da distribuidora também decresce linearmente com o porte do projeto.

5.3.2 Influência do custo de oportunidade

A Tabela 5.4 mostra um fluxo de caixa ilustrativo, para o cenário de 10 casas com 500kWh de consumo mensal em São Mateus que maximiza a energia trocada com a distribuidora pelo Sistema de Compensação de Energia sem excedente de crédito.

Tabela 5.4 Fluxo de caixa

Ano	Instalação (R\$)	Manutenção (R\$)	Benefício eólica (R\$)	Fluxo de caixa (R\$)
0	-250391			-250391
1			20612	20612
2			20612	20612
3			20612	20612
4		-18174	20612	2438
5			20612	20612
6			20612	20612
7			20612	20612
8		-18174	20612	2438
9			20612	20612
10			20612	20612
11			20612	20612
12		-18174	20612	2438
13			20612	20612
14			20612	20612
15			20612	20612
16		-18174	20612	2438
17			20612	20612
18			20612	20612
19			20612	20612
20			20612	20612

Considerando-se um custo de oportunidade de 6,9% ao ano (rendimento da poupança em 2010) o valor presente líquido (VPL) do fluxo descontado é de -R\$69.307. Ou seja, o investimento não é viável, porque o VPL é menor que zero. Observa-se na Tabela 5.3 (cenário de 10 casas em São Mateus) que com o custo de oportunidade nulo o investimento no sistema de energia eólica é considerado vantajoso, pois a relação entre custo do kWh eólico e a tarifa da distribuidora é de 0,78.

Para cada um dos 12 cenários citados no item anterior, foi construído o fluxo de caixa e calculada a taxa interna de retorno. O gráfico da Figura 5.4 mostra qual é o custo de oportunidade de corte, em cada cenário, para a decisão de investir ou não no projeto de sistemas de geração de energia eólica. Para os consumidores com custos de oportunidade abaixo dos “de corte” é viável investir no projeto de sistemas de geração eólica correspondente. Por outro lado, para aqueles que podem aplicar o capital a uma taxa superior à taxa “de corte”, o investimento não é interessante se for levado em conta exclusivamente o

critério econômico. Foi feita uma aproximação de polinômio de ordem 2 para traçar as linhas e possibilitar a estimativa do custo de oportunidade “de corte” para outros cenários.

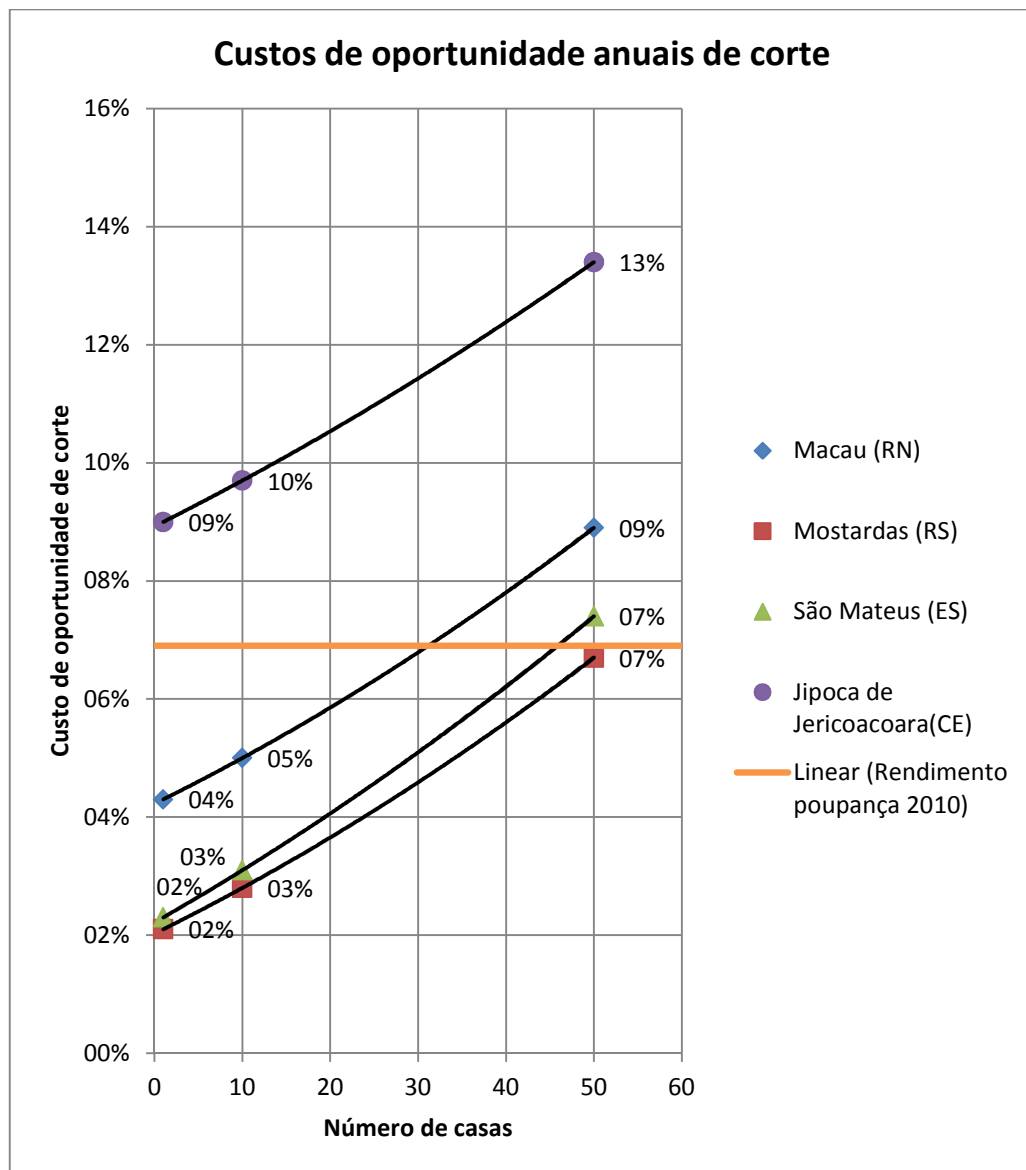


Figura 5.4 Custos de oportunidade de corte

A figura 5.4 permite determinar, para um investidor com um determinado custo de oportunidade, quais projetos são viáveis ou não. Para um consumidor de Macaú, por exemplo, cujo custo de oportunidade é igual ao rendimento da poupança em 2010, o investimento só é viável se o projeto envolver mais do que cerca de 30 casas com consumo de 500kWh mensais. Para outro consumidor com o mesmo custo de oportunidade localizado em Jericoacoara, é viável a instalação de um sistema de geração de energia eólica e entrar no sistema de compensação mesmo que sozinho, pois o retorno sobre o investimento nesse caso será de 9,0% ao ano, enquanto que a poupança lhe daria apenas 6,9% ao ano.

6 CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

Esse trabalho mostrou que a geração distribuída de energia eólica em escala comunitária é viável técnica e economicamente em localidades com ventos fortes no Brasil. Foram analisadas quatro localidades, sendo Jericoacoara a mais favorável pela análise de custo de oportunidade devido à combinação de fatores econômicos e climáticos: a tarifa da distribuidora de energia elétrica local é a mais alta dentre as quatro tratadas e a média anual de vento a 50m é a maior, 9m/s. Nota-se que a análise da localidade feita no item 3.1.2 aponta a região 1, onde estão situados os municípios Macaú e Jericoacoara, como a mais favorável e a região 8, onde está Mostardas, como a menos favorável dentre as 3 regiões contempladas, havendo coerência entre as análises de localidade e custo de oportunidade.

Além da localidade, o custo de oportunidade dos investidores e a escala do projeto também influenciam sua viabilidade, sendo fatores fundamentais para verificar se a rentabilidade do projeto é satisfatória. É importante observar que muitos usuários não visam somente lucros com a instalação de eólicas comunitárias. Para eles, as contrapartidas ambientais e sociais podem compensar uma taxa interna de retorno relativamente baixa se comparada aos outros investimentos aos quais têm acesso.

Porém, hoje o grande desafio no Brasil para viabilizar a geração distribuída em pequena escala e junto ao consumidor não reside na tecnologia nem na viabilidade econômica, mas sim na articulação política para estabelecer uma regulamentação que permita a conexão de microgeradores à rede elétrica. Diferentes legislações vêm sendo implementadas, principalmente nos países mais desenvolvidos, para fomentar esse tipo de energia. Em alguns países europeus já há um consenso de que faz sentido pagar mais pela eletricidade do vento do que por aquela gerada através de carvão ou gás natural, devido aos benefícios ambientais e sociais. Dentre esses benefícios pode-se citar, por exemplo, o fato de que a geração eólica não polui o ar nem a água e utiliza um recurso renovável.

O Sistema de Compensação de Energia da ANEEL que estava em trâmite quando esse trabalho foi finalizado não leva em conta a diferença qualitativa das fontes de energia, precificando igualmente o kWh eólico produzido junto ao usuário e o da rede. Porém, ele seria um primeiro passo importante para incentivar a microgeração eólica no Brasil. Os próximos passos seriam remunerar de forma justa suas contrapartidas ambientais e sociais,

incentivar a participação da população e implementar políticas públicas que de fato possibilitem que a geração eólica distribuída atinja seu máximo potencial. Um exemplo de política fundamental para que este objetivo seja atingido seria disponibilizar à população dados de vento com precisão e qualidade. Ao longo do trabalho constatou-se que os dados públicos de vento no território brasileiro são muito limitados. A sistematização desses dados e o acesso público certamente possibilitariam a realização de projetos de melhor qualidade.

Por fim, como o tempo de realização desse trabalho de formatura é limitado, não foi possível aprofundar alguns aspectos. Recomendam-se para trabalhos futuros que visem dar continuidade a essa discussão os seguintes temas:

- Aperfeiçoar o modelo acrescentando mais parâmetros e localidades estratégicas. A rugosidade do terreno, por exemplo, permitiria calcular a potência da turbina em função da altura de instalação, que nesse trabalho foi suposta sempre de 50m, altura na qual foram fornecidos os dados de vento.
- Introdução no modelo de um sistema de armazenamento de energia com baterias e avaliação dos seus efeitos. Um possível benefício seria utilizar a energia estocada nos momentos de pico de consumo para aliviar a pressão na rede elétrica. Como o sistema elétrico nacional é dimensionado para atender a demanda de pico, talvez fosse possível evitar a construção de novas hidrelétricas e termoeletricas caso uma proporção significativa dos consumidores do Brasil consumisse a energia das baterias nesses horários.
- Fazer um *benchmarking* das regulamentações e políticas públicas que outros países usam para incentivar a geração comunitária de energia renovável e verificar sua adequação e aplicabilidade para o Brasil.

ANEXO A - LEILÕES

2º Leilão de Energia de Reserva, realizado dia 14 de dezembro de 2009(Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2010)

Vendedor	Empreendimento	Valor do Investimento (R\$)	UF	Sub-mercado	Potência (MW)	Garantia Física (MW)	Energia Contratada (lotes)	Preço de Venda (R\$/MWh)
AREIA BRANCA	EOL AREIA BRANCA	143.400.000,00	RN	NE	273	11,7	11	152,63
CONS ARARAS	EOL ARARAS	164.608.860,00	CE	NE	30,0	12,6	12	150,38
CONS BURITI	EOL BURITI	163.888.360,00	CE	NE	30,0	11,0	11	150,38
CONS CAJUCOCO	EOL CAJUCOCO	165.546.560,00	CE	NE	30,0	12,0	12	150,38
CONS COQUEIRO	EOL COQUEIROS	147.541.030,00	CE	NE	27,0	11,6	11	150,38
CONS DELTA EOLICA	EOL QUIXABA	116.867.000,00	CE	NE	25,2	9,0	9	153,05
CONS GARCAS	EOL GARCAS	164.051.350,00	CE	NE	30,0	13,2	13	150,38
CONS LAGOA SECA	EOL LAGOA SECA	109.296.940,00	CE	NE	19,5	8,1	8	152,18
CONS MIASSABA	EOL MIASSABA 3	249.936.000,00	RN	NE	50,4	22,8	22	152,07
CONS PEDRA DO REINO	EOL PEDRA DO REINO	150.643.320,00	BA	NE	30,0	10,8	10	152,27
CONS VENTO DO OESTE	EOL VENTO DO OESTE	108.046.630,00	CE	NE	19,5	7,8	7	152,18
COXILHA NEGRA V	EOL COXILHA NEGRA V	247.264.520,00	RS	S	30,0	11,3	11	131,00
COXILHA NEGRA VI	EOL COXILHA NEGRA VI	243.659.640,00	RS	S	30,0	11,3	11	131,00
COXILHA NEGRA VII	EOL COXILHA NEGRA VII	244.741.100,00	RS	S	30,0	11,3	11	131,00
DESA WIND I	EOL MORRO DOS VENTOS I	136.000.000,00	RN	NE	28,8	13,5	13	151,04
DESA WIND III	EOL MORRO DOS VENTOS III	136.000.000,00	RN	NE	28,8	13,9	13	151,01
DESA WIND IV	EOL MORRO DOS VENTOS	136.000.000,00	RN	NE	28,8	13,7	13	151,02

	IV							
DESA WIND IX	EOL MORRO DOS VENTOS IX	136.000.000,00	RN	NE	28,8	14,3	14	151,03
DESA WIND VI	EOL MORRO DOS VENTOS VI	136.000.000,00	RN	NE	28,8	13,1	13	151,05
DESENVIX SA	EOL MACAUBAS	150.785.000,00	BA	NE	30,0	13,4	13	139,99
DESENVIX SA	EOL NOVO HORIZONTE	150.785.000,00	BA	NE	30,0	10,9	10	139,99
DESENVIX SA	EOL SEABRA	150.785.000,00	BA	NE	30,0	11,3	11	139,99
DUNAS DE PARACURU	EOL DUNAS DE PARACURU	189.543.000,00	CE	NE	42,0	19,7	19	149,96
ELECNO R ENERFIN	EOL FAZENDA ROSARIO	45.285.210,00	RS	S	8,0	3,2	3	146,00
ELECNO R ENERFIN	EOL FAZENDA ROSARIO 3	79.249.150,00	RS	S	14,0	5,5	5	146,00
ELECNO R ENERFIN	EOL OSORIO 2	135.855.640,00	RS	S	24,0	9,2	9	149,99
ELECNO R ENERFIN	EOL SANGRAD OURO 2	144.927.110,00	RS	S	26,0	9,9	9	149,99
ELECNO R ENERFIN	EOL SANGRAD OURO 3	133.778.420,00	RS	S	24,0	9,2	9	149,99
EMBUACA	EOL EMBUACA	121.561.000,00	CE	NE	25,2	11,1	11	151,07
ENERGEN	EOL BARRA DOS COQUEIROS	162.397.500,00	SE	NE	30,0	10,5	10	152,50
ENERGIO COLONIAL	EOL COLONIA	103.268.050,00	CE	NE	18,9	8,2	8	149,90
ENERGIO ICARAI I	EOL ICARAI I	149.166.050,00	CE	NE	27,3	13,0	13	142,00
ENERGIO ICARAI II	EOL ICARAI II	206.537.050,00	CE	NE	37,8	18,0	18	142,00
ENERGIO TAIBA AGUIA	EOL TAIBA AGUIA	126.218.050,00	CE	NE	23,1	10,6	10	149,90
ENERGIO TAIBA ANDORINHA	EOL TAIBA ANDORINHA	80.322.050,00	CE	NE	14,7	6,5	6	149,90
EOLO	EOL REI DOS VENTOS 1	241.589.000,00	RN	NE	48,6	21,8	21	152,77
EOLO	EOL REI DOS VENTOS 3	241.589.000,00	RN	NE	48,6	21,0	21	153,07

EURUS VI	EOL EURUS VI	39.751.000,00	RN	NE	7,2	3,1	3	150,00
FAISA I	EOL FAISA I	137.995.000,00	CE	NE	25,2	9,3	9	152,66
FAISA II	EOL FAISA II	137.995.000,00	CE	NE	25,2	9,5	9	152,65
FAISA III	EOL FAISA III	137.995.000,00	CE	NE	25,2	8,3	8	152,69
FAISA IV	EOL FAISA IV	137.995.000,00	CE	NE	25,2	8,5	8	152,67
FAISA V	EOL FAISA V	147.488.000,00	CE	NE	27,3	9,0	9	152,68
GESTAM P EOLICA	EOL CABECO PRETO	100.918.220,00	RN	NE	19,8	6,5	6	151,97
MANGUE SECO 1	EOL USINA DE MANGUE SECO 1	138.457.000,00	RN	NE	25,2	12,3	12	149,99
MANGUE SECO 2	EOL USINA DE MANGUE SECO 2	138.457.000,00	RN	NE	25,2	12,0	12	149,99
MANGUE SECO 3	EOL USINA DE MANGUE SECO 3	138.457.000,00	RN	NE	25,2	12,7	12	149,99
MANGUE SECO 5	EOL USINA DE MANGUE SECO 5	138.457.000,00	RN	NE	25,2	13,1	13	149,99
MAR E TERRA	EOL MAR E TERRA	125.320.000,00	RN	NE	23,1	8,3	8	152,64
MARTIF ER RENOVAVEIS	EOL ICARAI	69.151.000,00	CE	NE	14,4	7,8	7	151,08
RENOVA ENERGI A	EOL ALVORADA	30.147.050,00	BA	NE	7,5	3,9	3	144,94
RENOVA ENERGI A	EOL CANDIBA	35.175.050,00	BA	NE	9,0	4,2	4	144,94
RENOVA ENERGI A	EOL GUANAMBI	66.319.050,00	BA	NE	16,5	8,4	8	144,94
RENOVA ENERGI A	EOL GUIRAPA	108.526.050,00	BA	NE	27,0	13,6	13	144,94
RENOVA ENERGI A	EOL IGAPORA	120.585.050,00	BA	NE	30,0	13,9	13	146,94
RENOVA ENERGI A	EOL ILHEUS	42.203.050,00	BA	NE	10,5	5,0	5	146,94
RENOVA ENERGI A	EOL LICINIO DE ALMEIDA	90.436.050,00	BA	NE	22,5	10,9	10	144,94
RENOVA ENERGI A	EOL NOSSA SENHORA CONCEICAO	96.468.050,00	BA	NE	24,0	12,4	12	146,94
RENOVA ENERGI A	EOL PAJEU DO VENTO	93.437.050,00	BA	NE	24,0	11,8	11	146,94
RENOVA ENERGI A	EOL PINDAI	90.436.050,00	BA	NE	22,5	11,0	11	144,94
RENOVA ENERGI A	EOL PLANALTIMA	99.468.050,00	BA	NE	25,5	12,2	12	146,94

RENOVA ENERGI A	EOL PORTO SEGURO	24.117.050,00	BA	NE	6,0	2,7	2	146,94
RENOVA ENERGI A	EOL RIO VERDE	120.585.050,00	BA	NE	30,0	16,6	16	144,94
RENOVA ENERGI A	EOL SERRA DO SALTO	60.293.050,00	BA	NE	15,0	7,4	7	144,94
SANTA CLARA I	EOL SANTA CLARA I	158.499.000,00	RN	NE	28,8	13,7	13	150,00
SANTA CLARA II REN	EOL SANTA CLARA II CPFL	158.499.000,00	RN	NE	28,8	12,7	12	150,00
SANTA CLARA III	EOL SANTA CLARA III	158.499.000,00	RN	NE	28,8	12,5	12	150,00
SANTA CLARA IV	EOL SANTA CLARA IV	158.499.000,00	RN	NE	28,8	12,3	12	150,00
SANTA CLARA V	EOL SANTA CLARA V	158.499.000,00	RN	NE	28,8	12,4	12	150,00
SANTA CLARA VI	EOL SANTA CLARA VI	158.499.000,00	RN	NE	28,8	12,2	12	150,00
Total					1805,7	783,1	753	

3º Leilão de Energia de Reserva realizado dias 25 e 26 de agosto de 2010 (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2010)

Vendedor	Empreendi mento	Combustível	UF	Sub- mercado	Potência (MW)	Garantia Física (MW)	Energia Contratad a (lotes)	Preço (R\$/ MWh)
CAMPO DOS VENTOS II	CAMPO DOS VENTOS II	Eólica	RN	NE	30,0	15,0	140	126,19
CONS PEDRA DO REINO	PEDRA DO REINO III	Eólica	BA	NE	18,0	6,8	68	123,98
ENERFI N	FAZENDA ROSARIO 2	Eólica	RS	S	20,0	8,0	79	125,65
EOL EURUS I	EURUS I	Eólica	RN	NE	30,0	15,5	145	124,24
EOL EURUS II	EURUS II	Eólica	RN	NE	30,0	15,2	152	121,83
EOL EURUS III	EURUS III	Eólica	RN	NE	30,0	16,1	150	124,23
GESTAM P	CABECO PRETO IV	Eólica	RN	NE	19,8	8,4	84	124,45
GESTAM P	SERRA DE SANTANA I	Eólica	RN	NE	19,8	9,7	81	124,75
GESTAM P	SERRA DE SANTANA	Eólica	RN	NE	28,8	13,5	135	125,15

II								
GESTAM P	SERRA DE SANTANA III	Eólica	RN	NE	28,8	12,7	127	124,85
PE CRISTAL	CRISTAL	Eólica	BA	NE	30,0	15,7	150	120,93
PE CRISTAL	PRIMAVEIRA	Eólica	BA	NE	30,0	16,4	158	120,92
PE CRISTAL	SAO JUDAS	Eólica	BA	NE	30,0	15,6	152	120,94
REN V	RENASCENCA V	Eólica	RN	NE	30,0	15,0	150	121,83
RENOVA	DA PRATA	Eólica	BA	NE	19,5	10,1	101	121,25
RENOVA	DOS ARACAS	Eólica	BA	NE	30,0	15,5	139	121,25
RENOVA	MORRAO	Eólica	BA	NE	30,0	16,1	147	121,25
RENOVA	SERAIMA	Eólica	BA	NE	30,0	17,5	153	121,25
RENOVA	TANQUE	Eólica	BA	NE	24,0	13,9	139	121,25
RENOVA	VENTOS DO NORDESTE	Eólica	BA	NE	19,5	10,1	101	121,25
Total					528,2	266,8	2551	

2º Leilão de Fontes Alternativas realizado dia 26 de agosto de 2010(Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2010)

Vendedor	Empreendimento	Combustível	UF	Sub-mercado	Potência (MW)	Garantia Física (MW)	Energia Contratada (lotes)	Preço de Venda (R\$/MWh)
ARATUA	ARATUA 3	Eólica	RN	NE	28,8	11,2	112	137,77
ASA BRANCA I	ASA BRANCA I	Eólica	RN	NE	30,0	13,2	132	135,40
ASA BRANCA II	ASA BRANCA II	Eólica	RN	NE	30,0	12,8	128	135,40
ASA BRANCA III	ASA BRANCA III	Eólica	RN	NE	30,0	12,5	125	135,40
ASA BRANCA IV	ASA BRANCA IV	Eólica	RN	NE	30,0	14	140	133,00
ASA BRANCA V	ASA BRANCA V	Eólica	RN	NE	30,0	13,7	136	133,00
ASA BRANCA VI	ASA BRANCA VI	Eólica	RN	NE	30,0	14,4	144	133,00
ASA BRANCA VII	ASA BRANCA VII	Eólica	RN	NE	30,0	14,3	143	133,00
ASA BRANCA VIII	ASA BRANCA VIII	Eólica	RN	NE	30,0	13,6	135	133,00
BRENNAND	PEDRA BRANCA	Eólica	BA	NE	28,8	12,2	122	132,50
BRENNAND	SAO PEDRO DO LAGO	Eólica	BA	NE	28,8	13,5	132	132,50
BRENNAND	SETE GAMELEIRAS	Eólica	BA	NE	28,8	12,6	125	132,50
CBR	COSTA BRANCA	Eólica	RN	NE	20,7	9,8	98	130,43
CHESF	CASA NOVA	Eólica	BA	NE	180,0	61,4	614	131,50
CPE	ATLÂNTICA I	Eólica	RS	S	30,0	13,1	131	135,00
CPE	ATLÂNTICA II	Eólica	RS	S	30,0	12,9	129	135,00
CPE	ATLÂNTICA IV	Eólica	RS	S	30,0	13	130	135,00
CPE	ATLÂNTICA V	Eólica	RS	S	30,0	13,7	137	135,00
DREEN	DREEN BOA	Eólica	RN	NE	12,6	6,3	57	137,99

VISTA								
DREEN	DREEN OLHO D'AGUA	Eólica	RN	NE	30,0	15,3	149	133,97
DREEN	DREEN SAO BENTO DO NORTE	Eólica	RN	NE	30,0	14,6	140	133,97
DREEN	FAROL	Eólica	RN	NE	19,8	10,1	91	133,97
ENERFIN	OSORIO 3	Eólica	RS	S	26,0	10,5	103	137,79
EOL EURUS IV	EURUS IV	Eólica	RN	NE	30,0	13,7	137	135,40
IBERDROLA	ARIZONA 1	Eólica	RN	NE	28,0	12,9	123	134,59
IBERDROLA	CAETITE 2	Eólica	BA	NE	30,0	11,2	110	137,99
IBERDROLA	CAETITE 3	Eólica	BA	NE	30,0	11,2	111	137,99
IBERDROLA	CALANGO 1	Eólica	RN	NE	30,0	13,9	138	132,80
IBERDROLA	CALANGO 2	Eólica	RN	NE	30,0	11,9	118	132,80
IBERDROLA	CALANGO 3	Eólica	RN	NE	30,0	13,9	138	132,80
IBERDROLA	CALANGO 4	Eólica	RN	NE	30,0	12,8	128	132,80
IBERDROLA	CALANGO 5	Eólica	RN	NE	30,0	13,7	136	132,80
IBERDROLA	MEL 02	Eólica	RN	NE	20,0	9,8	93	132,80
JUR	JUREMAS	Eólica	RN	NE	16,1	7,6	75	136,01
MAC	MACACOS	Eólica	RN	NE	20,7	9,8	97	136,01
MANDU	MANDU	Bagaco de Cana	SP	SE	65,0	36,5	223	137,92
MORRO DO CHAPEU	VENTOS DO MORRO DO CHAPEU	Eólica	CE	NE	30,0	13,1	131	133,40
OLEOPLAN	PONTAL 2B	Eólica	RS	S	10,8	4,2	42	134,81
PARAZINHO	VENTOS DO PARAZINHO	Eólica	CE	NE	30,0	14	140	133,32
PEP	PEDRA PRETA	Eólica	RN	NE	20,7	10,3	101	130,43
REB 11	REB CASSINO I	Eólica	RS	S	24,0	8,9	89	136,59
REB 11	REB CASSINO II	Eólica	RS	S	21,0	8	80	136,60
REB 11	REB CASSINO III	Eólica	RS	S	24,0	9,5	95	136,58
REN I	RENASCENCA I	Eólica	RN	NE	30,0	14	132	136,00
REN II	RENASCENCA II	Eólica	RN	NE	30,0	14,2	126	136,00
REN III	RENASCENCA III	Eólica	RN	NE	30,0	14,1	118	136,00
REN IV	RENASCENCA IV	Eólica	RN	NE	30,0	14	112	136,00
SMG	VENTOS DE SAO MIGUEL	Eólica	RN	NE	30,0	12,4	109	136,00
VENTO FORMOSO	VENTO FORMOSO	Eólica	CE	NE	30,0	13,5	135	133,40
VENTOS TIANGUA	VENTOS DE TIANGUA	Eólica	CE	NE	30,0	13,1	131	133,40
VENTOS TIANGUA NORTE	VENTOS DE TIANGUA NORTE	Eólica	CE	NE	30,0	14,1	141	133,40
Total					1584,6	695,0	6662	

ANEXO B – FORNECEDORES DE TURBINAS PEQUENAS E MÉDIAS

Fornecedores (The American Wind Energy Association, 2009):

Fabricante	Modelos
A&C Green Energy	Talon2 (2kW), Talon5 (5kW), Talon10 (10kW), Talon30 (30kW), PowerMax+ 20k, PowerMax+ 25k
Aerostar	Aerostar 6 Meter (10KW), Aerostar Independence (10-30 kW)
AeroVironment	AVX-1000 (1kW system)
Bergey Windpower Co.	BWC XL.1 (1 kW), BWC EXCEL (10 kW)
Lascade Engineering, Inc.	SWIFT Wind Turbine (1.0 kW)
Endurance Wind Power	E3120 50kW, G3120 35kW, S343 5kW
Energy Maintenance Service	E15 (35 kW or 65 kW)
Enertech	
Fortis Wind Energy - U.S.	Passaat 3.1m (1kW), Montana 5.0m (5kW), Alize 7.0m (10kW), SMA Inverters, SMA Controllers, SMA Web Boxes
Gaia-Wind Ltd	11kW
Hummer Wind	500W, 1kW, 2kW, 5kW, 10kW, 20kW
Mariah Power	Windspire (1.2 kW)
Northern Power	NPS 100 (100 kW)
PowerWorks Wind Turbines LLC	USW KCS56 100 kW (107.5 kW rated capacity)
Proven Energy, Ltd.	Proven 2.5 (2.5kW), Proven 6 (6kW), Proven 15 (15kW)
Raum Energy	Raum 1.5 (1.5kW) Raum 3.5 (3.5 kW)
ReDriven Power, Inc.	3kW 5kW 10kW 20kW 50kW
Renewegy, LLC	VP-20 (20kW) with farms to 200+ (kW)
Southwest Windpower Co.	AIRX (400 W), Whisper 100 (900 W), Whisper 200 (1 kW), Whisper 500 (3 kW), Skystream 3.7(1.8 KW)
TechnoSpin Inc.	PowerSpin TSW 2000 (2KW), ComSpin C 2000 (2KW)
Urban Green Energy	UGE-300 (300W rated capacity), UGE-1K (1kW rated capacity), UGE-4K (4kW rated capacity)
Ventura Energy, Inc.	VT10 (10kW)
WePOWER	Falcon 1.2kW 3.4kW 5.5kW 12kW Windvertiser
West Wind Energy LLC	
Wind Energy Solutions Canada	WES 5 Tulipo - (5 Metre Rotor Dia. - 2.5 kW), WES 18 - (18 Metre Rotor Dia. - 80 kW), WES 30 - (30 Metre Rotor Dia. - 250 kW)
Wind Turbine Industries Corp.	23-10 Jacobs (10 kW), 31-20 Jacobs (20 kW)
XZERES Wind Corp.	ARE110 (2.5KW), ARE442 (10KW)

7 REFERÊNCIAS

AMARANTE O; ZACK M.; SÁ A.; Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, 2001. 45p.
Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/index.php?link=/atlas_eolico_brasil/atlas.htm
- acessado em 04/10/2010

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, Atlas de Energia Elétrica do Brasil, 2ª edição, 2005. 243p. Disponível em:
<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Atlas/download.htm> - acessado em 08/09/2010

ANEEL, Resolução Normativa Sobre Sistema de Compensação de Energia, 2011, 4p.
Disponível em:
http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2011/042/documento/minuta_resolucao_gd_ap.pdf - Acessado em 20/09/2011.

ANEEL, Tarifas residenciais, 2011. Disponível em
<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=493>- acessado em 27/9/2011.

BABARIT, A.; AHMED, H.; CLEMENT, A; DEBUSSCHERE, V.; DUCLOS, G.; MULTON, B.; ROBIN, G., Simulation of electricity supply of an Atlantic island by offshore wind turbines and wave energy converters associated with a medium scale local energy storage, 2005. 8p..*Science Direct*.

Bergey Wind Power, Owner's Manual Bergey EXCEL 10, 2011. 9p. Disponível em
<http://production-images.webapeel.com/bergey/assets/2011/9/7/96578/Excel.S.OM.2011.R1.pdf> - acessado em 05/04/2011.

Bergey Wind Power, WindCad Turbine Performance Model, 2009. Arquivo Excel disponível em <http://www.bergey.com/pages/technical> - acessado em 11/04/2011

Carbon Trust, Small-scale wind energy - Policy insights and practical guidance, 2008. 38p. Disponível em
<http://www.carbontrust.co.uk/publications/pages/publicationdetail.aspx?id=CTC738&response=0&q=wind&o=Rank&od=asc&pn=0&ps=10>- acessado em 02/03/2011

CAVANAGH, R., Conselho de Defesa dos Recursos Naturais, EUA , Electricity Grids, Energy Efficiency and Renewable Energy: An integrated Agenda, 2008. 4p. *Science Direct*.

Empresa de Pesquisa Energética, Balanço Energético Nacional 2010. Disponível em: https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2010.pdf - acessado em 28/09/2010

European Wind Energy Association, Wind Energy – The Facts, 2004. 330p. Disponível em <http://www.ewea.org/index.php?id=91> – acessado em 23/09/2011.

FLECK B., HOUT M., The University of Alberta, Departamento de Engenharia Mecânica, Comparative life-cycle assessment of a small wind turbine for residential off-grid use, 2008. 9p. *Science Direct*.

GARIMELLA, N.; NAIR, C., Power Systems Group, Departamento de engenharia elétrica e de computação da Universidade de Auckland, Nova Zelândia, Battery energy storage systems: Assessment for small-scale renewable energy integration, 2010. 7p. *Science Direct*.

GIPE, P., Renewable Energy for Home, Farm and Business, 2004. 495p.

GIPE, P., Wind Energy Basics: A Guide to Home – and Community – Scale Wind Systems, 2009. 166p.

IBGE, Mapa do Brasil - Densidade Demográfica, 2000. Disponível em: http://www.ibge.gov.br/ibgeteen/mapas/brasil_demografia.htm - acessado em 01/11/2010

Jornal da Energia, Aneel propõe regulamentação para microgeração de energia com fontes renováveis, 2011. Disponível em http://www.jornaldaenergia.com.br/ler_noticia.php?id_noticia=7297&id_tipo=3&id_secao=2 – acessado em 02/09/2011

LEZEN, M.; WACHMANN, U., Wind turbines in Brazil and Germany: an example of geographical variability in life-cycle assessment, 2003. 12p. *Science Direct*.

Maine Rural, Wind Turbine Buyers Guide 2011, 2011. 2p. Disponível em <http://www.mainerural.org/2011/02/24/Wind%20Turbine%20Buyers%20Guide.pdf> – acessado em 22/09/2011.

Northern Power, Northern Power 100 Specification Sheet, 2011. 2p. Disponível em <http://www.northernpower.com/pdf/Northern-Power-100-Spec-Sheet-US.pdf> - acessado em 05/04/2011

PAVLAK, A., Thales Research, Wind Energy Contribution to a Low-Carbon Grid, 2010. 6p. *Science Direct*.

PROCEN, Pesquisa de Posse de Equipamentos e Hábitos de Uso – Ano Base 2005 – Relatório Brasil Classe Residencial, 2007, 51p.

PROVEN, G.; SHARPE, T., Crossflex: Concept and early development of a true building integrated wind turbine, 2010. 11p. *Science Direct*.

WES 18, WES 18 Complete Description, 2011. 11p. Disponível em <http://www.wes18.com/files/pdf/Complete%20Description%20WES18.pdf> – acessado em 05/04/2011

Wind Finder, Mapa de Estatística de Vento Brasil, 2011. Disponível em http://www.windfinder.com/windstats/windstatistic_map_brazil.htm - acessado em 16/10/2010.

World Wind Energy Association, World Wind Energy Report, 2010. 20p. Disponível em: www.wwindea.org/home/images/stories/worldwindenergyreport2009_s.pdf - acessado em 15/9/2010