

Tiago Silveira Gontijo

Potencial de Geração de Energia Eólica  
no Brasil: análise de municípios na  
região Sul e Nordeste do Brasil

Belo Horizonte  
2013



Tiago Silveira Gontijo

# Potencial de Geração de Energia Eólica no Brasil: análise de municípios na região Sul e Nordeste do Brasil

Dissertação apresentada ao Departamento de Pós Graduação de Engenharia de Produção da Universidade Federal de Minas Gerais, para a obtenção de Título de Mestre em Engenharia de Produção, na Área Produção e Logística.

Orientador: Leonardo Pereira Santiago

**Belo Horizonte  
2013**

Silveira Gontijo, Tiago.

Potencial de Geração de Energia Eólica no Brasil: análise de municípios na região Sul e Nordeste do Brasil

106 páginas

Dissertação (Mestrado) - Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte. Departamento de Engenharia de Produção.

1. Energia eólica
2. Brasil
3. temperatura dos ventos

I. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia. Departamento de Engenharia de Produção.

## Comissão Julgadora:

---

Prof. Dr.  
Marta Afonso Freitas

---

Prof. Dr.  
Marcelo Azevedo Costa

---

Prof. Dr.  
Eduardo Mazoni Andrade Marçal M.

---

Prof. Dr.  
Leonardo Pereira Santiago

*Aos meus pais*

## Epígrafe

‘‘Life is a random walk’’

## Agradecimentos

Agradeço ao meu orientador, Leonardo Pereira Santiago, pelos ensinamentos que certamente extrapolaram o lado acadêmico.

Também reconheço a importância dos colegas de laboratório (LADEC), dos técnicos, da seção administrativa, e da CAPES que liberou verba para minhas pesquisas.

Também faço uma menção especial aos meus amigos e à minha família.

## *Resumo*

A crescente demanda por energia, bem como a busca por alternativas energéticas ao uso dos combustíveis fósseis, ampliaram o debate acerca das fontes renováveis de energia. Destaca-se, neste cenário, a energia eólica. A geração eólica depende da velocidade do vento, uma variável que não pode ser controlada e que apresenta grande variabilidade, em função do terreno, relevo, altitude e da sua natureza aleatória. Ela também não pode garantir um montante fixo de energia ao sistema elétrico. Para contornar esta deficiência, o operador da rede elétrica deve manter uma capacidade de reserva na programação de despacho de forma a garantir o equilíbrio entre a carga e a geração de energia.

Dessa forma, trabalhos relativos ao impacto da anemometria no potencial de geração da energia eólica, bem como nos custos de geração estimados são atualmente muito discutidos na literatura (KAIGUI et al., 2012; OYEDEPO, 2012; YETER et al., 2012; CALLAWAY, 2010; SILVA et al., 2010). Este fato se torna mais evidente, principalmente quando se procura fomentar o desenvolvimento de fontes limpas de geração de energia.

O objetivo principal da pesquisa é determinar a forma pela qual o perfil de vento e a densidade do ar afetam a geração, bem como o potencial de geração por regiões brasileiras.

**Palavras-chave:** Energia eólica, Brasil, temperatura dos ventos

*Abstract*

In order to reduce the dependence on fossil fuels, the growing demand for energy as well as the pursuit for energy alternatives, the debate about renewable energy has expanded. It is noteworthy, in this scenario, the wind power. The wind generation depends on wind speed, a variable that can't be controlled and which is characterized by variability, since it depends on the topography in addition to its intrinsic random nature. As a consequence, a wind energy generation facility can't guarantee a fixed amount of energy to the electrical system. To overcome this deficiency, the electric grid operator must maintain a reserve capacity in order to ensure the balance between load and generation of energy.

There are many studies focusing on the impact of anemometry on the potential for wind energy generation as well as on the estimated generation costs (KAIGUI et al., 2012; OYEDEPO, 2012; YETER et al., 2012; CALLAWAY, 2010; SILVA et al., 2010). This fact becomes more evident, especially when it encourages the development of clean energy sources.

The main objective of the research is to determine how the wind profile and the air density affects the Generation potential in two Brazilian regions.

**Keywords:** Wind energy, Brasil, wind temperature

# Lista de Figuras

2.1	Perfil do consumo energético no Brasil . . . . .	10
2.2	Principais consumidores no setor industrial . . . . .	10
2.3	Funções de custos imediato e futuro . . . . .	13
2.4	Variação da densidade do ar com a altitude e temperatura . . . . .	23
2.5	Dimensões das turbinas eólicas comparadas ao Boeing 747 . . . . .	25
2.6	Curva típica de potência de turbinas eólicas . . . . .	26
4.1	Atlas do potencial eólico . . . . .	35
4.2	Comportamento da velocidade ao longo dos meses e horas para o ano de 2010 . .	36
4.3	Histograma da velocidade do vento a 50 m de altura . . . . .	37
4.4	<i>Box plot</i> da velocidade do vento a 50 m para 2010 . . . . .	39
4.5	<i>Box plot</i> dos resíduos do modelo de meses . . . . .	42
4.6	<i>Box plot</i> da velocidade do vento a 50 m por dias do ano . . . . .	43
4.7	<i>Box plot</i> dos resíduos em função das horas . . . . .	45
4.8	Histograma e <i>QQ - Plot</i> dos resíduos do modelo final . . . . .	47
4.9	Previsão da velocidade para o ano de 2010 . . . . .	48
4.10	Ajuste do modelo para os anos de 2009, 2008 e 2007 . . . . .	50
4.11	Comportamento da velocidade ao longo do ano de 2010 . . . . .	53
4.12	Histograma da velocidade do vento a 50 m de altura . . . . .	55
4.13	<i>Box plot</i> da velocidade do vento a 50 m para 2010 . . . . .	55
4.14	<i>Box plot</i> dos resíduos do modelo de meses . . . . .	59
4.15	<i>Box plot</i> da velocidade do vento a 50 m por dias do ano . . . . .	60
4.16	<i>Box plot</i> dos resíduos em função das horas . . . . .	62
4.17	Histograma e <i>QQ - Plot</i> dos resíduos do modelo final . . . . .	64
4.18	Previsão da velocidade para o ano de 2010 . . . . .	65

4.19	Ajuste do modelo para os anos de 2009, 2006 e 2005 . . . . .	67
4.20	Histogramas para a densidade do ar para 2010) . . . . .	69
4.21	<i>Box plot</i> da densidade do ar para 2010) . . . . .	70
4.22	Histograma e <i>QQ - Plot</i> dos resíduos do modelo final . . . . .	72
4.23	Potência superestimada para o ano de 2010 (%) . . . . .	74
4.24	Potência superestimada para o ano de 2010 (%) . . . . .	75
5.1	Potência de geração eólica para o município de Petrolina e São Martinho em 2010) . . . . .	76
5.2	Energia eólica superestimada em kWh para o ano de 2010) . . . . .	78
5.3	Histograma - Potência gerada (kW) em Petrolina e São Martinho da Serra (2010) . . . . .	79

# Lista de Tabelas

2.1	Capacidade brasileira instalada . . . . .	8
2.2	Capacidade mundial instalada . . . . .	17
2.3	Atlas eólicos do Brasil por regiões . . . . .	19
2.4	Especificações técnicas do aerogerador E-82 . . . . .	26
4.1	Estatísticas descritivas para a velocidade do vento (médias horárias) a 50 m. de altura . . . . .	36
4.2	Estatísticas descritivas para a regressão da velocidade em função dos meses . . . . .	40
4.3	Anova - Análise de variância para o modelo dos meses . . . . .	40
4.4	Anova - Análise de variância para o modelo mês e dia . . . . .	44
4.5	Anova - Análise de variância para o modelo com interação mês - dia . . . . .	45
4.6	Anova - Análise de variância para o modelo com interação mês - dia . . . . .	46
4.7	Anova - Análise de variância para o modelo com interação mês - dia . . . . .	47
4.8	Resultados da validação do modelo . . . . .	49
4.9	Desempenho do modelo . . . . .	51
4.10	Estatísticas descritivas para a velocidade do vento (médias horárias) a 50 m. de altura . . . . .	54
4.11	Estatísticas descritivas para a regressão da velocidade em função dos meses . . . . .	57
4.12	Anova - Análise de variância para o modelo dos meses . . . . .	57
4.13	Anova - Análise de variância para o modelo mês e dia . . . . .	61
4.14	Anova - Análise de variância para o modelo com interação mês - dia . . . . .	62
4.15	Anova - Análise de variância para o modelo com interação mês - dia . . . . .	63
4.16	Anova - Análise de variância para o modelo com interação mês - dia . . . . .	64
4.17	Resultados da validação do modelo . . . . .	66
4.18	Desempenho do modelo . . . . .	68

4.19 Estatísticas descritivas para a densidade do ar ( $\text{kg}/\text{m}^3$ ) para o ano de 2010 . . . .	70
4.20 Add caption . . . . .	71
4.21 Desempenho do modelo . . . . .	73

# Sumário

<b>1</b>	<b>Introdução</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>Energia eólica e a demanda por energia no Brasil</b>	<b>7</b>
2.1	Economia da Energia . . . . .	7
2.1.1	Matriz energética brasileira . . . . .	8
2.1.2	Regulamentação e legislação . . . . .	11
2.1.3	Previsão de demanda e formação de preços . . . . .	12
2.2	Energia eólica . . . . .	14
2.2.1	Difusão da energia eólica . . . . .	14
2.2.2	Pesquisa Atual . . . . .	15
2.2.3	Oferta de energia eólica . . . . .	16
2.2.4	Energia eólica no Brasil . . . . .	18
2.3	Energia e Potência Extraída do Vento . . . . .	20
2.3.1	Densidade do ar . . . . .	22
2.3.2	Área varrida pelo aerogerador . . . . .	23
2.3.3	Geração eólica . . . . .	26
2.3.4	Análise técnica do investimento . . . . .	27
<b>3</b>	<b>Modelagem do Potencial de Geração de Energia Eólica</b>	<b>29</b>
3.1	Introdução . . . . .	29
3.2	Modelagem Estatística de Séries no tempo . . . . .	30
3.3	Regressão Múltipla . . . . .	30
3.3.1	Análise de Variância . . . . .	31
3.3.2	Intervalo de Confiança . . . . .	31
3.4	Qualidade preditiva do modelo . . . . .	32

3.4.1	Introdução . . . . .	32
<b>4</b>	<b>Análise anemométrica e da densidade do ar</b>	<b>33</b>
4.1	Procedimentos . . . . .	33
4.2	Definição do Modelo para Análise Anemométrica . . . . .	35
4.2.1	Análise por município . . . . .	35
4.2.2	Petrolina . . . . .	35
4.2.3	Inspeção da série de velocidade . . . . .	36
4.2.4	Modelagem estatística para a velocidade do vento . . . . .	37
4.2.5	Validação do modelo . . . . .	49
4.2.6	São Martinho da Serra . . . . .	53
4.2.7	Inspeção da série de velocidade . . . . .	53
4.2.8	Modelagem para a velocidade do vento . . . . .	54
4.2.9	Validação do modelo . . . . .	66
4.3	Influência da densidade na geração de energia eólica . . . . .	69
<b>5</b>	<b>Potencial de geração de energia eólica</b>	<b>76</b>
<b>6</b>	<b>Conclusões</b>	<b>80</b>
	<b>Referências Bibliográficas</b>	<b>82</b>
<b>A</b>	<b>Código</b>	<b>89</b>



# Lista de abreviações

**ACL** Ambiente de Contratação Livre

**ACR** Ambiente de Contratação Regulada

**ANEEL** Agência Nacional de Energia Elétrica

**CBEE** Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial

**CCEE** Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

**CEPEL** Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

**CHESF** Companhia Hidro Elétrica do São Francisco

**CMO** Custo Marginal de Operação

**CMSE** Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

**CO** Centro Oeste

**EPE** Empresa de Pesquisa Energética

**FCI** Função de custo imediato

**FCF** Função de custo futuro

**GW** Gigawatt

**GWEC** Global Wind Energy Council

**IPEA** Instituto de Pesquisas Econômicas Aplicadas

**KW** Kilowatt

**MCT** Ministério da Ciência e Tecnologia

**MAE** Mercado Atacadista de Energia Elétrica

**MIPE** Modelo Integrado de Planejamento Energético

**MME** Ministério de Minas e Energia

**MSR** Modelo do Setor Residencial

**MW** Megawatt

**N** Norte

**NE** Nordeste

**ONS** Operador Nacional do Sistema

**PCH** Pequenas centrais elétricas

**PIB** Produto Interno Bruto

**PLD** Preço de Liquidação de Diferença

**PNE** Plano Nacional de Energia

**PROINFA** Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

**S** Sul

**SE** Sudeste

**SIN** Sistema Elétrico Interligado

**UE** União Europeia

**UFPE** Universidade Federal de Pernambuco

**UnB** Universidade de Brasília

**WWEA** World Wind Energy Association

# Lista de símbolos

**ARX** Modelo autoregressivo com entradas exógenas

**ARMAX** Modelo autoregressivo, de médias móveis e com entradas exógenas

**E** Energia cinética

$E_{ex}$  Energia cinética extraída pelo aerogerador

$\dot{E}_{ex}$  A potência extraída do vento

**m** Massa de ar em movimento

**v** Velocidade do vento

$v_1$  Velocidade do vento na região anterior às pás

$v_2$  Velocidade do vento no nível das pás

$v_3$  Velocidade no vento após deixar as pás

**P** Potência do vento

$P_{mec}$  Potência mecânica extraída do vento pelo aerogerador

$\rho$  Massa específica do ar

**A** Área da seção transversal

**DP** Densidade de potência

$c_p$  Coeficiente de potência

$\lambda$  Razão entre a velocidade tangencial e incidente

$\varpi_{wt}$  Velocidade angular do aerogerador

**R** Raio do aerogerador

$\beta$  Ângulo de passo das pás do aerogerador

**w** Semana

**r** Patamar de carga

**s** Submercado

**MAX** Valor máximo

**MIN** Valor mínimo

**f** Ano

# Capítulo 1

## Introdução

O uso de energias renováveis tem ganhado cada vez mais atenção nos últimos anos. Em parte, isto se deve ao fato da energia ser um recurso estratégico para o desenvolvimento econômico e social. Outros fatores como o aquecimento global e o impacto de conflitos no oriente médio no preço do petróleo atestam essa importância (FRIEDMAN, 2008). Como consequência, a produção mundial de fontes limpas, como a eólica, deve aumentar substancialmente. Deste modo, tornam-se relevantes os estudos que analisam o comportamento, em termos do perfil de vento, das plantas de geração eólica, dado que mudanças anemométricas podem afetar os seus produtores e/ou consumidores.

A energia eólica pode ser caracterizada como a energia cinética presente nas massas de ar em movimento. Sua captação se dá mediante a conversão da energia cinética de translação em energia cinética de rotação, através do emprego de turbinas eólicas, destinadas à produção de eletricidade (SGUAREZI FILHO, 2010).

De acordo com o Ministério de Minas e Energia, MME (2012), o governo brasileiro tem estimulado a produção e a comercialização de energia eólica, sendo o marco principal a publicação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), conforme descrito no Decreto nº 5.025, de 2004, que foi instituído com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos concebidos com base em fontes eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCH) no Sistema Elétrico Interligado Nacional (SIN).

Em resposta a este programa, foi planejada a implantação de 144 usinas, totalizando 3.299,40 MW de capacidade instalada, sendo 1.191,24 MW provenientes de 63 pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), 1.422,92 MW de 54 usinas eólicas, e 685,24 MW de 27 usinas a base de biomassa. Toda essa energia tem garantia de contratação por 20 anos pela Centrais Elétricas Brasileiras

S.A. (Eletrobrás) (MME, 2012).

Trabalhos relativos ao impacto da anemometria (medida da força e velocidade dos ventos) no potencial de geração da energia eólica, bem como nos custos de geração estimados, são amplamente discutidos na literatura (KAIGUI et al., 2012; OYEDEPO, 2012; YETER et al., 2012; CALLAWAY, 2010). Estas características se tornam mais evidentes, principalmente quando se procura fomentar o desenvolvimento de fontes limpas de geração de energia.

O primeiro passo para estudar a complementariedade das fontes consiste na análise da capacidade de geração de cada uma delas. Assim, iremos neste trabalho, determinar a forma pelo qual o perfil de vento afeta essa geração. Por fim, dadas as características específicas de temperatura, umidade e pressão (expressas através da função de densidade) iremos elaborar um modelo que capte a influência dessas variáveis no potencial de geração eólica.

O objetivo principal da pesquisa é estudar a aleatoriedade da geração de energia elétrica com base em geração eólica no Brasil.

Os objetivos secundários da pesquisa são:

- i) Estudar de que forma o perfil de vento impacta na geração elétrica;
- ii) Analisar o potencial de geração por regiões brasileiras;
- iii) Investigar o impacto da densidade do ar na geração de energia eólica.

Além dessa introdução, este trabalho contém mais cinco capítulos. No próximo, tem-se uma descrição da energia eólica e da demanda de energia no Brasil. No capítulo três, a metodologia utilizada foi discutida. No capítulo quatro e cinco, os resultados foram apresentados e discutidos. Finalmente, no sexto e último capítulo, estão descritas as conclusões do trabalho.

## Capítulo 2

# Energia eólica e a demanda por energia no Brasil

### 2.1 Economia da Energia

As questões ligadas à energia têm sido extensivamente discutidas na literatura econômica desde a crise do petróleo de 1973. Entretanto, no século XIX já existiam discussões a respeito do assunto. JEVONS (1866), por exemplo, expressou sua preocupação com o eventual esgotamento de recursos, como o carvão, em seu livro intitulado: *The Coal Question*.

Uma das primeiras e mais conhecidas tentativas de trabalho sobre a economia de recursos esgotáveis, incluindo combustível fóssil, foi feita por HOTELLING (1931). A regra de *Hotelling* surgiu do seguinte raciocínio: o mercado vai extrair um recurso não-renovável, de modo que o preço sobe conforme a taxa de juros. Prova: se não for assim, então o preço vai subir mais rápido ou mais lento do que a taxa de juros. Se mais lento, então é melhor diminuir a extração e investir em instrumentos financeiros que, por definição, crescem à taxa de juros. Se mais rápido, então é melhor investir na extração de aumento, uma vez que o preço do petróleo está crescendo mais rápido do que o valor dos instrumentos financeiros. Assim, a taxa de equilíbrio de extração irá manter o aumento do preço à taxa de juros (WILLIAM, 2004).

Atualmente, a Economia da Energia é um campo de conhecimento que alia à aplicação da teoria econômica métodos para a solução de problemas como o abastecimento de energia, sua demanda, a delimitação de seus mercados, a política energética a ser seguida, bem como as interações entre energia e outras questões (por exemplo: meio ambiente, finanças) (WORTHY, 2011).

### 2.1.1 Matriz energética brasileira

De acordo com a ANEEL (2010), no que tange à participação das diversas fontes na geração de energia, as usinas hidrelétricas destacam-se na matriz energética brasileira. Atualmente, a capacidade instalada de geração elétrica em território brasileiro é de 109.245,6 megawatt (MW) de potência, sendo a fonte hídrica a maior contribuidora, seguida dos empreendimentos à base térmica. Não menos importante, um total de 8.170 MW de potência é injetado no sistema elétrico brasileiro, oriundo da importação de países, como o Paraguai (5.650,0 MW), a Argentina (2.250,0 MW), a Venezuela (200 MW) e o Uruguai (70 MW).

A Tabela 2.1 abaixo mostra a participação das principais fontes de geração utilizadas no cenário energético do setor elétrico brasileiro, destacando os empreendimentos que estão operando, assim como aqueles que estão em construção ou foram concedidos – licitação – ou autorizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A potência apresentada em MW mostra o perfil da capacidade instalada do parque gerador nacional (IPEA, 2011).

Tabela 2.1: Capacidade instalada [MW] brasileira

Tipos	Usinas		Usinas		Total parcial Pot. (%)
	Em op	Potência (%)	Em const	Pot. (%)	
<b>Hidrelétricas</b>	852	79.182,3(72,5)	311	15.336,7(40,8)	94.519,0(64,4)
<b>Térmicas</b>	1.341	27.262,0(25,0)	216	18.820,5(50,0)	46.082,5(31,4)
<b>Comb. fósseis</b>	948	19.302,0(17,7)	122	14.599,7(38,8)	33.901,7(23,1)
<b>Biomassa</b>	368	6.989,6(6,4)	81	3.654,4(9,7)	10.644,0(7,2)
<b>Outros</b>	25	970,4(0,9)	13	566,4(1,5)	1.536,8(1,0)
<b>Termonucleares</b>	02	2.007,0(1,8)	01	1.350,0(3,6)	3.357,0(2,3)
<b>Eólicas</b>	45	794,3(0,7)	41	2.096,3(5,6)	2.890,6(2,0)
<b>Total</b>	2.240	109.245,6(100)	569	37.603,5(100,0)	146.849,1(100)

Fonte: ANEEL (2010)

A Tabela 2.1 mostra o conjunto de usinas em operação e que estão sendo construídas. No caso das hidrelétricas, o ano de 2010 contou com 852 usinas em operação, totalizando 79.182,3 MW de capacidade instalada, o que representa 72,5% do parque gerador de energia elétrica em território brasileiro. Por sua vez, existem 311 usinas hidrelétricas em construção que disponibilizarão à matriz cerca de 15.000 MW, resultando em 94.519 MW de capacidade instalada. Com o avanço de outras formas energéticas na matriz brasileira, estima-se que a participação futura da fonte hídrica diminuirá para 64,4% (ANEEL, 2010).

A energia eólica tem ganhado espaço junto à matriz elétrica atualmente, são 45 usinas em operação, com capacidade aproximada de 794,3 MW de potência, mas que espera-se que aumente para mais de 2.000 MW de capacidade com o acréscimo de mais 41 usinas (IPEA, 2011). Sendo

assim, há um salto de 0,7% de usinas eólicas para 2,1% no parque gerador. Fatores como os incentivos regulatórios proporcionados a este tipo de fonte e os últimos leilões de energia promovidos pelo MME contribuem para o desenvolvimento da energia eólica no Brasil (IPEA, 2011).

No sentido oposto ao bom desenvolvimento da fonte eólica, a participação da fonte solar na matriz elétrica brasileira, no ano de 2010, é quase desprezível, não chegando a 0,1%. CAVALIERO (2005) definiu o custo de implantação como o principal entrave para o alastramento deste tipo de tecnologia. Devido ao incipiente estágio de desenvolvimento e sua produção em escala não industrial, ela não é atrativa de um ponto de vista estritamente econômico.

Entretanto, se a forma tradicional de avaliação de energia considerar os custos ambientais das fontes convencionais e a vantagem das fontes alternativas renováveis ao meio ambiente, certamente esse quadro será modificado. Porém deve-se pontuar o fato de que as ações em termos de políticas públicas nesse sentido também são diminutas, não alterando o cenário (IPEA, 2011).

Em termos do contexto nacional, o consumo total de energia é crescente. Isto se dá devido ao crescimento da riqueza e à manutenção de um padrão de atividades econômicas intensivas em energia. De forma geral, apesar dos aspectos gerais, o padrão brasileiro de consumo energético apresenta especificidades. Fatores como o direcionamento do consumo para os bens industriais de alta intensidade energética e a universalização do acesso à energia elétrica, atestam a importância de se discutir o perfil de consumo brasileiro.

Neste contexto, o uso de energias renováveis apresenta pontos positivos. Em primeiro lugar pode-se dizer que elas ajudam a enfrentar a oscilação de preços e reduzir a quantidade demandada do petróleo. Por outro lado, desenvolver o uso de energias limpas desafia a substituição de fontes de energia de estoque (fósseis) por fontes de fluxo (renováveis).

A figura 2.1 caracteriza o perfil dos grandes grupos consumidores no Brasil. A parcela residencial foi a única que diminuiu em termos percentuais e isto se dá mediante o aumento da demanda industrial e de transportes<sup>1</sup>. Também nota-se o grande aumento na parcela de consumo do próprio setor energético (IPEA, 2011).

No Brasil, o aumento do consumo residencial total acompanha a inserção de famílias na faixa de consumo mínimo, com a expansão da eletrificação rural, bem como o maior acesso aos eletrodomésticos em todas as classes de renda. As políticas de redução de consumo e aumento da eficiência energética têm sido direcionadas para este setor.

---

<sup>1</sup>Quando se observa a quantidade de energia consumida nos lares, percebe-se um aumento gradual no total do consumo e também na média per capita. Esse aumento ocorre por causa da inclusão de novos consumidores, do aumento de aparelhos eletrodomésticos e outros.

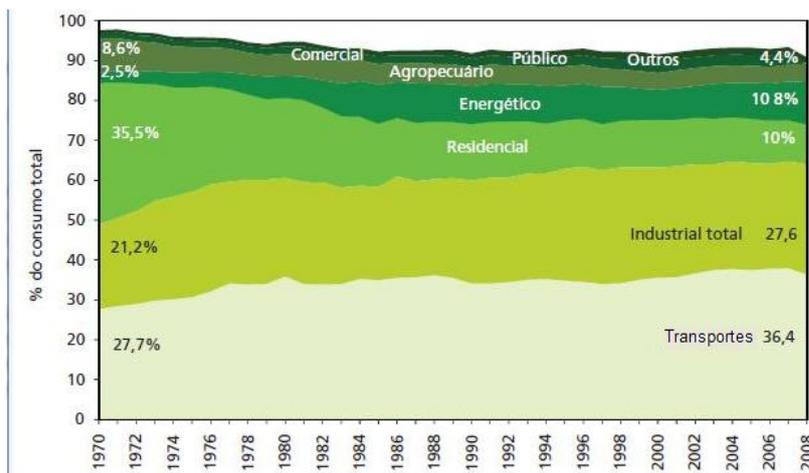


Figura 2.1: Perfil do consumo energético no Brasil – principais setores.

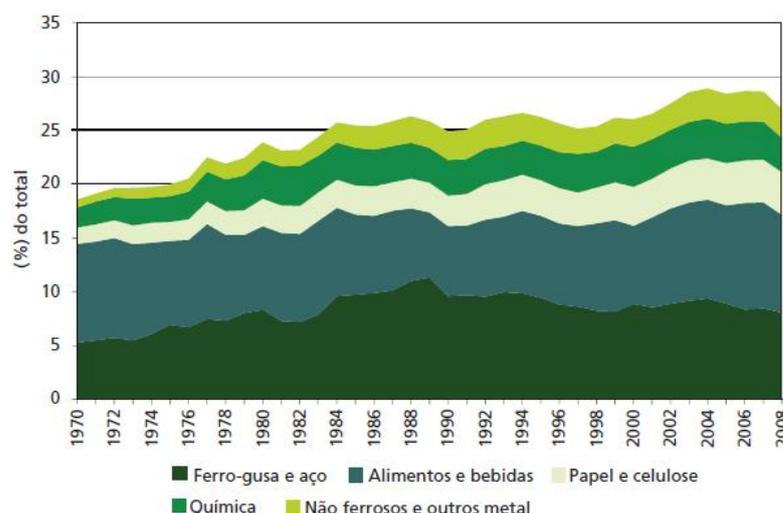


Figura 2.2: Principais consumidores de energia no setor industrial  
Fonte:MME (2009)

Em termos do setor de transportes, percebe-se que ele é o segundo maior demandante de energia total no Brasil (75% do consumo de combustíveis líquidos) e deve continuar assim até 2030 (MME, 2007). O transporte rodoviário responde por 92% do consumo energético de todo o setor.

As estatísticas referentes ao setor industrial apontam que a economia brasileira tem componentes extremamente dependentes da utilização intensiva de energia para a produção de bens, com destaque para os setores de extração mineral e de indústrias de transformação ligadas a commodities em geral. A figura 2.2 mostra o consumo energético dos cinco principais setores consumidores de energia na indústria – 82,7% do total demandado pelo setor (IPEA, 2011).

Por fim, o consumo energético no setor agropecuário deverá passar de 7% para 9% da demanda final de energia, entre 2004 e 2030 (MME, 2007), sendo que o óleo diesel, a gasolina, o álcool e o

querosene respondem por 95,7% desse consumo na agropecuária, com tendências de manutenção até 2030. O balanço energético do setor agropecuário, quando comparado a outros setores, é altamente positivo, pois oferta mais energia renovável do que consome. Este balanço tende a ser ainda mais positivo, com o aumento da produção e com a possibilidade de que o setor consuma a própria energia gerada (IPEA, 2011).

### 2.1.2 Regulamentação e legislação

O formato do mercado energético brasileiro foi moldado ao longo da última década e ainda passa por transformações. Em 1995, por meio da Lei 9.074 instituiu-se a figura do consumidor livre de energia elétrica. Três anos depois é regulamentada a negociação livre na compra e venda de energia elétrica entre autorizados, concessionários e permissionários mediante a Lei 9.648, que também determina a criação de limites no repasse dos custos de contratação às tarifas dos consumidores cativos<sup>3</sup>, objetivando assegurar sua modicidade<sup>4</sup>.

Neste contexto, tornou-se necessário implementar a desverticalização das empresas de energia elétrica (fazer a divisão: geração, transmissão e distribuição), bem como incentivar a competição nos segmentos de geração e comercialização. Para tal, foi necessário regular os setores de distribuição e transmissão, uma vez que são considerados monopólios naturais. A partir daí surge a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS e do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE (ambiente para transações de compra/venda de energia elétrica).

Entre 2003 e 2004 o Governo Federal lançou um novo modelo para o Setor Elétrico, mediante Leis nº 10.847, 10.848 e Decreto nº 5.163. Este novo modelo definiu a criação de uma instituição responsável pelo planejamento do setor elétrico (a Empresa de Pesquisa Energética - EPE), com a função de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica (o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE) e uma instituição para dar continuidade às atividades do MAE relativas à comercialização de energia elétrica no sistema interligado à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Para a comercialização de energia, foram instituídos dois ambientes para a celebração de contratos de compra e venda de energia, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participam Agentes de Geração e de Distribuição de energia elétrica, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam

---

<sup>3</sup>Para o consumidor cativo o distribuidor é o fornecedor compulsório, com tarifa regulada, isonômica para uma mesma classe.

<sup>4</sup>Modicidade tarifária, ou seja, o menor custo possível para o consumidor

Agentes de Geração, Comercialização, Importadores e Exportadores de energia, e Consumidores Livres (CELESC, 2012).

Questões fundamentais como a estratégia de geração para a matriz energética, legislação, bem como impactos ambientais decorrentes do uso de energia eólica inserem-se no escopo do presente trabalho.

### 2.1.3 Previsão de demanda e formação de preços

Conforme mencionado anteriormente, o objetivo do trabalho é estudar o impacto do perfil de vento e outras variáveis correlatas na geração de energia elétrica, sendo assim, a principal questão de estudo é a quantidade de energia gerada. De forma a elucidar melhor o mercado da energia brasileira, esta seção aborda a dinâmica de formação de preços da energia elétrica no mercado *spot* (observe que esse não é o foco central da dissertação).

No sistema elétrico brasileiro, a escolha da quantidade de energia a ser produzida e despachada por cada fonte segue um modelo de otimização estocástica (ANEEL, 2012). A produção de energia elétrica de cada fonte tem um custo unitário diferenciado e uma quantidade de energia maior tenderá a ser produzida pela fonte mais barata. Porém, as fontes mais baratas são as hidrelétricas, que contam com a característica de produzir energia apenas se o nível do seu reservatório estiver a partir de determinado nível, ou seja, há um custo futuro associado de disponibilidade de água para geração (BARROSO, 2010).

Assim, enquanto o sistema termelétrico tem como custo principal e direto o combustível utilizado, o sistema hidrelétrico não tem um custo direto, apenas um custo de oportunidade associado ao uso da água no futuro. Logo, dada a natureza mista do *grid* brasileiro, o operador do sistema decide produzir conforme uma configuração que garanta a menor soma das funções de custos imediato e futuro, conforme mostra a figura 2.3, onde FCI é a função de custo imediato e FCF a função de custo futuro.

De acordo com a ANEEL (2012), o *Newave* e o *Decomp* são os *softwares* responsáveis por gerar o custo marginal da operação (CMO), ou seja, o custo de produzir um MWh adicional para o sistema elétrico, sendo o principal *proxy*<sup>2</sup> utilizado para a determinação do preço de liquidação de diferença (PLD) no mercado *spot*<sup>3</sup>. O CMO é um custo considerado difícil de ser estimado

---

<sup>2</sup>Trata-se de uma variável com poder de substituir aproximadamente uma outra (e.g. caso não haja informação disponível sobre a renda per capita de uma dada cidade, pode-se medi-la através da arrecadação de impostos ou pelo consumo de energia elétrica).

<sup>3</sup>Termo usado nas bolsas para se referir a negócios realizados no curto prazo, com pagamento à vista e pronta entrega da mercadoria. Dessa forma, diferencia-se dos mercado a futuro e a termo.

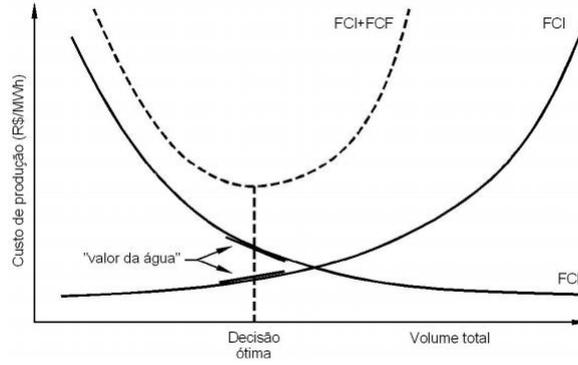


Figura 2.3: Funções de custos imediato e futuro.

por envolver a quantificação de risco e custo de déficit de energia.

O modelo *Newave* determina para os próximos 5 anos quais serão as parcelas ótimas de geração hidráulica e térmica, de forma a minimizar o valor esperado do custo da operação, atendendo à demanda de energia para o período. Já o modelo *Decomp* busca determinar os despachos de geração de cada usina, bem como o intercâmbio entre os subsistemas para os próximos 12 meses, com base nas informações de carga, vazão, disponibilidade, limite de transmissão entre subsistemas e na função de custo futuro obtida pelo modelo *Newave*.

O Preço de Liquidação de Diferença (PLD) é determinado para cada semana  $w$ , para cada patamar de carga  $r$  (leve, média ou pesada) e para cada submercado  $s$  (N,NE,SE/CO,S), com base no CMO da primeira semana de horizonte de planejamento, considerando os limites máximo  $PLD.MAX$  e mínimo  $PLD.MIN$  definidos pela ANEEL para determinado ano  $f$ .

$$PLD_{s,r,w} = \min(\max(CMO_{s,r,w}, PLD.MIN_f), PLD.MAX_f) \quad (2.1)$$

onde:

$PLD_{s,r,w}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças determinado por submercado “ $s$ ”, patamar de carga “ $r$ ” e semana “ $w$ ”;  $CMO_{s,r,w}$  é o Custo Marginal de Operação Sem Restrição Ex-Ante determinado por submercado “ $s$ ”, patamar de carga “ $r$ ” e semana “ $w$ ”;  $PLD.MIN_f$  é o valor mínimo que o  $PLD$  pode assumir para um determinado ano “ $f$ ”, compreendido entre a primeira e a última semana operativa de preços e  $PLD.MAX_f$  é o valor máximo que o  $PLD$  pode assumir para um determinado ano “ $f$ ”, compreendido entre a primeira e a última semana operativa de preços.

## 2.2 Energia eólica

### 2.2.1 Difusão da energia eólica

No Brasil, o sistema de geração de energia elétrica é pautado, majoritariamente, no uso de usinas hidrelétricas. Apesar de ser uma fonte renovável já estabelecida e com muito potencial de expansão no país, outras formas energéticas ganham destaque no cenário atual. Dentre elas pode-se citar a energia eólica, térmica e fotovoltaica.

Especificamente para o caso da energia proveniente dos ventos, o primeiro registro histórico da sua utilização provém da Pérsia (por volta de 200 a.C). Ela era utilizada para a moagem de grãos e bombeamento de água. Entretanto, acredita-se que outras civilizações antigas (China e o Império Babilônico) já a utilizava sob moldes mais arcaicos. Após o término das Cruzadas, o uso dos moinhos de vento foi amplamente difundido por toda a Europa (CEPEL, 2008).

O início da adaptação dos cataventos para geração de energia elétrica teve início no século XIX. Em 1888, *Charles Brush*, construiu em *Cleveland* o primeiro catavento destinado à geração de energia elétrica. Ele fornecia 12kW em corrente contínua para carregamento de baterias (SCIENTIFIC, 1890; SHEPHERD, 1994).

De acordo com CEPEL (2008) a II Guerra Mundial contribuiu para o desenvolvimento dos aerogeradores (médio e grande porte), uma vez que esforços na economia de combustíveis fósseis eram realizados pelos países em geral. Os EUA elaboraram um projeto de construção do maior aerogerador até então projetado (*Smith Putnam*). Ele apresentava 53,3m de diâmetro, 33,5m de altura e duas pás de aço com 16 toneladas (VOADEN, 1943; PUTNAM, 1948).

Ao término da Guerra, os combustíveis fósseis voltaram a destacar-se no cenário mundial. Um estudo econômico realizado na época mostrava que aquele aerogerador não era mais competitivo e, dessa forma, o projeto foi abortado. Pode-se dizer, entretanto, que ele foi um projeto pioneiro na organização de uma parceria indústria-universidade, e fomentou pesquisas no desenvolvimento de tecnologias aliadas à geração elétrica (CEPEL, 2008).

No período de 1955 a 1968, a Alemanha criou um aerogerador com consideráveis inovações tecnológicas. Os progressos tecnológicos desse modelo perduram até hoje. Ele possuía 34 metros de diâmetro e operava com potência de 100kW, a ventos de 8m/s (HÜTTER, 1973). Esse aerogerador operou por mais de 4.000 horas entre 1957 e 1968. As pás, por serem feitas de materiais compostos, aliviaram os esforços em rolamentos, diminuindo problemas de fadiga. Essa inovação mostrou ser muito mais eficiente do que modelos até então feitos de metais. Em 1968, quando o modelo

foi desmontado e o projeto encerrado por falta de verba, com as pás do aerogerador ainda em perfeitas condições de uso (CHESF, 1987; DIVONE, 1994).

Nas décadas seguintes, várias pesquisas em aerogeradores foram desenvolvidas na Alemanha, Estados Unidos, França, Inglaterra e Dinamarca e a partir da década de 1980 essa tecnologia apresentou um desenvolvimento expressivo, devido em grande parte à políticas de incentivo (CEPEL, 2008). Nesta década os diâmetros típicos variavam de 10 a 25 metros.

Durante a década de 1990 até os dias de hoje, o aumento da capacidade de energia instalada em todo o mundo tem chamado a atenção de companhias elétricas e pesquisadores, fazendo crescer a variedade de tipos e modelos de turbinas no mercado (SALINO, 2011).

### 2.2.2 Pesquisa Atual

A presente subseção tem por finalidade apresentar as mais recentes contribuições (trabalhos teóricos e práticos) para o desenvolvimento da tecnologia eólica.

No que tange o caráter teórico, BURTON et al. (2001) escreveram um importante livro (*Wind Energy Handbook*) sobre os componentes de um aerogerador. O livro também apresenta uma abordagem sucinta sobre a história da conversão de energia eólica, bem como os fundamentos básicos da formação de ventos (BURTON et al., 2001).

Em termos de trabalhos práticos, diversas ações foram realizadas. Dentre elas, destacam-se alguns experimentos com aerofólios, realizados pela Universidade de *Kentucky*. Os pesquisadores compararam o desempenho na sustentação entre dois tipos principais de aerofólio: um totalmente liso e o outro com uma superfície rugosa. Essa rugosidade imposta à superfície foi controlada, aumentando o desempenho do aerofólio em comparação com o totalmente liso (SANTHANA-KRISHNAN, 2001).

Também se destaca a pesquisa realizada pelo Departamento de Pesquisas em Materiais do Laboratório Nacional da *Risø*, Dinamarca. Foi feito um estudo sobre o uso de materiais compósitos em pás de turbinas eólicas. O foco principal da análise foi baseado em três características básicas que o material de uma pá eólica deve ter: alta rigidez para manter o desempenho aerodinâmico ótimo, baixa densidade para diminuir as forças gravitacionais, e alta resistência à fadiga para reduzir a degradação do material (BRØNDSTED et al., 2005).

JUNIOR (2005) descreve os trabalhos realizados no Brasil, como por exemplo, a pesquisa realizada pelo Departamento de Engenharia Mecânica da UnB (Universidade de Brasília) juntamente com a Escola Superior de Artes e Medidas. Neste estudo, eles descrevem uma metodologia

para avaliar a eficiência de pequenas turbo-máquinas por uma estimativa real do fornecimento de potência a um eixo. Eles identificaram os componentes de perdas de um motor, e realizaram um experimento prático para quantificar essas perdas.

No caso da Argentina, o Departamento de Engenharia Elétrica da *Universidad Nacional de La Plata* investigou tipos de sistemas de controle para turbinas eólicas. Foi incorporada uma abordagem sobre as conversões de energia que ocorrem entre a interação do vento com as pás eólicas (BIANCHI et al., 2007).

Outras iniciativas mais recentes do Laboratório Nacional da *Risø* também foram importantes. Os pesquisadores apresentaram os efeitos na aerodinâmica de pás eólicas quando impostos alguns efeitos, tais como controle de fluxo ativo, geradores de vórtices, adição de tiras para modificar as características do aerofólio e adesão de fitas rugosas para a análise do efeito da rugosidade no escoamento sobre pás eólicas (JOHANSEN et al., 2008).

No mesmo sentido, pesquisadores do *Instituto de Pesquisas em Energia Eólica* da Universidade *Delf*, Holanda, estudaram o desempenho de diferentes tipos de aerofólio. Posteriormente, impuseram rugosidades na superfície do bordo de ataque de cada tipo de aerofólio e verificaram a alteração do desempenho (ROOIJ et al., 2001).

Também merece destaque o trabalho realizado pelo Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade Técnica da Dinamarca. Houve a revisão de uma vasta gama de pesquisas em aerodinâmica no campo de energia eólica. A análise da aerodinâmica de turbinas eólicas se baseia na modelagem e na predição de forças aerodinâmicas, além do formato de determinadas partes de aerogeradores, tais como a geometria das pás do rotor (SØRENSEN, 2011).

### 2.2.3 Oferta de energia eólica

O elevado potencial eólico do mundo sinaliza a possibilidade de gerar energia em larga escala e tornar assim, esta fonte mais importante. Em 2011 na UE - *União Europeia* a energia eólica representou 6,3% da matriz energética, e no mundo mais de 3,0% de toda a energia elétrica (WWEA, 2011).

Entretanto, um dos maiores entraves ao desenvolvimento da tecnologia eólica é o seu alto custo tecnológico. Fatores como o aumento da escala de produção e a tendência de redução nos custos de produção de energia eólica contribuirão para que ela se torne uma das fontes de energia mais baratas no futuro (WWEA, 2012).

De acordo com o GWEC (2009) a capacidade mundial de geração de energia elétrica através

da energia eólica foi de aproximadamente 158 gigawatts em 2009. Este valor é suficiente para abastecer as necessidades básicas de dois países como o Brasil<sup>4</sup>.

A capacidade de geração do parque eólico brasileiro cresce ano a ano. Em 2008 era de 341MW, em 2009 passou 606 MW, e em 2010 atingiu o valor de 920MW. O Brasil responde por cerca da metade da capacidade instalada na América Latina, mas representa apenas 0,38% do total mundial (FOLHA, 2010).

Segundo o WWEA (2012) até 2005 a Alemanha foi o líder no ranking de países em produção de energia elétrica através do vento, mas em 2008 foi ultrapassada pelos EUA. Atualmente, desde 2010, a China é o maior produtor de energia eólica do mundo. Em 2011, a capacidade instalada, ultrapassava os 62.000MW (62GW), comparada, aos 44.000 instalados até 2010. O aumento correspondeu a 41%, conforme mostra a Tabela 2.2<sup>5</sup>.

Tabela 2.2: Capacidade mundial instalada - [MW].

País	Cap. 2011	Cap. criada 2011	Cap. 2010	Cap. criada 2010
<b>China*</b>	62.733	18.000	44.733	18.928
<b>EUA</b>	46.919	6.810	40.180	5.600
<b>Alemanha</b>	29.075	2.007	27.215	1.551
<b>Espanha</b>	21.673	1.050	20.676	1.515
<b>Índia*</b>	15.800	2.700	13.065	12.58
<b>Itália*</b>	6.747	950	5.797	950
<b>França</b>	6.640	980	5.660	1.086
<b>Reino Unido</b>	6.018	730	5.203	962
<b>Canada</b>	5.265	1.267	4.008	690
<b>Portugal*</b>	4.290	588	3.702	345
<b>Dinamarca</b>	3.927	180	3.803	309
<b>Suécia</b>	2.816	746	2.052	603
<b>Japão</b>	2.501	167	2.334	251
<b>Outros*</b>	24.200	6.000	18.201	3.191
<b>Total</b>	238.604	42.175	196.629	37.642

Fonte: WWEA (2012)

Grande parte das formas de geração elétrica demandam suntuosos investimentos de capital, apesar de, em geral, os custos de manutenção serem baixos. Isto acontece no caso da energia eólica, onde os custos de construção dos aerogeradores alcança valores elevados. Em termos de manutenção os custos são reduzidos e não há gastos, por exemplo, com combustíveis. Entretanto, os cálculos sobre o real custo de produção da energia eólica variam muito entre si, uma vez que diferentes locais estão associados a diferentes custos. Na elaboração do cálculo de investimento e

<sup>4</sup>Em janeiro de 2010, o Brasil gastou 70 gigawatts aproximadamente. Para se ter um panorama da expansão da energia eólica no mundo, em 2008, a capacidade mundial foi de cerca de 120 GW e, em 2007, 59 GW (GWEC, 2009)

<sup>5</sup>Os valores são preliminares para os países com asteriscos.

de dispêndios em uma planta eólica levam-se em conta diversos fatores, tais como a estimativa da produção anual, taxas de juros, custos de construção, manutenção, localização e até mesmo o risco de queda de um gerador.

#### 2.2.4 Energia eólica no Brasil

A geração eólica no Brasil é predominantemente do tipo *onshore* (ou seja, em terra) e seu sistema de geração de energia elétrica associado pode ser *on-grid* (interligado à rede) ou *off-grid* (isolado da rede). No primeiro a geração de energia é interligada à rede elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN) (o que beneficia diretamente o consumidor final) e é o modelo mais utilizado comercialmente. Já no sistema *off-grid* a geração é isolada da rede convencional trabalhando de forma autônoma, este, é aplicado em regiões rurais ou marítimas afastadas em que não é viável traspor linhas de transmissão.

Apesar do Brasil possuir um potencial eólico considerável, existem divergências entre especialistas na estimativa do valor exato de tal potencial. No início dos anos 2000, as estimativas giravam em torno 20.000 MW. No ano de 2005, grande parte dos estudos atestam níveis superiores a 60.000 MW. Essas divergências são fruto, em grande parte, das limitações de informações - dados superficiais - e também das variações metodológicas utilizadas (ANEEL, 2005).

Deve-se salientar que a exploração comercial da energia eólica no país foi motivada pelos diversos estudos e pesquisas sobre seu potencial. O Nordeste brasileiro, devido suas condições climáticas e vocação para implantação de futuros parques eólicos, foi a região escolhida para as primeiras pesquisas (Ceará e Pernambuco foram os estados principais).

Uma importante medida adotada foi a publicação do *Atlas da Energia Elétrica*<sup>6</sup>. Para sua concepção, ocorreram esforços conjuntos da ANEEL, do Ministério de Ciência e Tecnologia, MCT, do Centro Brasileiro de Energia Eólica, CBEE e da Universidade Federal de Pernambuco (UFPE). Sua primeira versão publicada se deu no ano de 1998. No mesmo sentido, outros estados já sinalizaram a importância da energia eólica e construíram atlas eólicos locais. A Tabela 2.3 apresenta a relação dos atlas eólicos até o presente momento.

---

<sup>6</sup>ANEEL (2005).

Tabela 2.3: Atlas eólicos do Brasil por regiões

<b>Estado</b>	<b>Publicação do Atlas Eólico</b>
Alagoas	2008
Bahia	2002
Ceará	2001
Espírito Santo	2009
Minas Gerais	2010
Paraná	2007
Rio de Janeiro	2002
Rio Grande do Norte	2003
Rio Grande do Sul	2002
São Paulo	2012

Resultados da pesquisa

Percebe-se que ainda há um grande espaço para novas pesquisas nessa área, haja visto que ainda nem todos estados possuem mapeamentos locais (sendo que muitos deles são altamente potenciais em geração de energia eólica).

Como citado, a geração eólica, apesar do grande potencial, é pequena no Brasil. Com capacidade instalada de aproximadamente 22.075 kW. O ano de 2003 somou apenas 6 centrais eólicas em operação no Brasil. O estado do Ceará, possui o maior destaque e concentra 68% do parque eólico nacional (Taíba e Prainha). Afim de acelerar investimentos por parte de empreendedores, o governo brasileiro criou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA).

Em setembro de 2003, havia registro de 92 empreendimentos eólicos autorizados pela ANEEL, cuja construção não havia sido iniciada, que poderiam agregar ao sistema elétrico nacional cerca de 6.500 MW (ANEEL, 2005).

Apesar do crescente número de empreendimentos autorizados e em operação, a porcentagem da energia eólica na matriz brasileira é ainda muito pequena (1,46 %). Isto ocorre tanto pelas dificuldades logísticas do país, quanto por fatores políticos e operacionais. Atualmente (janeiro de 2013) o Brasil conta com 84 usinas eólicas em operação, o que totaliza uma capacidade instalada total de 1.886.378 kW (ANEEL, 2013).

## 2.3 Energia e Potência Extraída do Vento

A energia cinética,  $E$ , é definida por:

$$E = \frac{1}{2}mv^2 \quad (2.2)$$

onde  $m$  é uma massa de ar em movimento a uma velocidade igual a  $v$  (CEPEL, 2008).

Considerando a mesma massa de ar  $m$  em movimento a uma velocidade  $v$ , perpendicular a uma seção transversal de um cilindro (imaginário), é possível demonstrar que a potência disponível no vento que passa pela seção  $A$ , transversal ao fluxo de ar, é dada por:

$$P = \frac{1}{2}\rho Av^3 \quad (2.3)$$

Sendo:

$P$  = Potência disponível no vento [ $W$ ];

$\rho$  = Massa específica do ar [ $\frac{kg}{m^3}$ ];

$A$  = Área da seção transversal [ $m^2$ ];

$v$  = Velocidade do vento [ $\frac{m}{s}$ ]

A expressão 2.4 também pode ser escrita por unidade de área, definindo, desta forma, a densidade de potência  $DP$ :

$$DP = \frac{P}{A} = \frac{1}{2}\rho v^3 \quad (2.4)$$

Ao reduzir a velocidade do deslocamento da massa de ar, a energia cinética do vento é convertida em energia mecânica mediante a rotação das pás. A potência disponível no vento não pode ser totalmente aproveitada pelo aerogerador na conversão de energia elétrica. Para levar em conta esta característica física, é introduzido um índice denominado coeficiente de potência  $c_p$ , que é definido como a fração da potência eólica disponível extraída pelas pás do rotor.

A lei de *Betz* calcula a potência máxima que pode ser extraída a partir do vento, independentemente da concepção de uma turbina. A lei é derivada dos princípios de conservação de massa e dinâmica do fluxo de ar que passa através de um "disco atuador" que extrai a energia do fluxo de vento. De acordo com a lei de *Betz*, nenhuma turbina pode capturar mais do que 59,3% da energia cinética do vento (BURTON et al., 2001). Na equação 2.5, o coeficiente de potência  $c_p(\lambda, \beta)$  depende das características do aerogerador, sendo função da razão de velocidades  $\lambda$  e do

ângulo de passo  $\beta$  das pás (*pitch*) do aerogerador.

A potência mecânica extraída do vento pelo aerogerador depende de vários fatores. Mas tratando-se de estudos elétricos, o modelo geralmente apresentado nas literaturas é simplificado pelas equações 2.5 e 2.6 (PAVINATTO, 2005). A partir da equação 2.5, será gerada a série de potência mecânica que será utilizada no presente trabalho.

$$P_{mec} = \frac{1}{2} \rho A v_w^3 c_p(\lambda, \beta) \eta \quad (2.5)$$

Com:

$$\lambda = \left( \frac{R \varpi_{wt}}{v_w} \right) \quad (2.6)$$

Onde:

$\eta$ , eficiência do conjunto gerador/transmissões mecânicas e elétricas (0.93-0.98) (SEMC, 2011).

O valor adotado foi igual a média, ou seja, 0.955.

$c_p(\lambda, \beta)$ , coeficiente de potência do aerogerador;

$\lambda$ , razão entre a velocidade tangencial da ponta da pá e a velocidade do vento incidente (*tip speed ratio*);

$\beta$ , ângulo de passo das pás (*pitch*) do aerogerador;

$\varpi_{wt}$ , velocidade angular do aerogerador [ $\frac{rad}{s}$ ];

$R$ , raio do aerogerador [ $m$ ];

$\rho$  densidade do ar [ $\frac{kg}{m^3}$ ];

$A$  área varrida pelo rotor da aerogerador [ $m^2$ ];

$v_w$ , velocidade do vento incidente na aerogerador [ $\frac{m}{s}$ ]

Existem outros métodos para o levantamento do potencial eólico, como por exemplo a simulação numérica (que pode efetuar uma combinação de um modelo atmosférico de meso-escala com um de microescala). Uma combinação bastante conhecida é a KAMM/WAsP (*Karlsruhe Atmospheric Mesoscale Model/Wind Atlas Analysis and Application Program* FRANK et al. (2001), TROEN (1989), MORTENSEN et al. (1993), ADRIAN (1991), ADRIAN (1994), muito popular em estudos europeus.

Outra classe de modelo utilizada pela literatura atual é o MASS/WindMap (*Mesoscale Atmospheric Simulation System* BROWER et al. (2004), que inclusive é adotado na confecção do Atlas do Potencial Eólico do Brasil (AMARANTE et al., 2004). Outros modelos de meso-escala

muito utilizados são o RAMS (*Regional Atmospheric Modelling System*), o MM5 (PSU/NCAR *Mesoscale Model 5*), o ETA (que deve seu nome à coordenada vertical utilizada) e o WRF (*World Regional Forecasting Model*). Dentre os modelos de micro-escala destaca-se também o MS-Micro (SILVA et al., 2010).

### 2.3.1 Densidade do ar

A potência gerada por uma turbina eólica é função direta da densidade do ar que impulsiona o rotor. As curvas de potências fornecidas pelos fabricantes são usualmente dadas para condições padrão da atmosfera 15 °C, nível do mar, densidade do ar  $1.225(\frac{kg}{m^3})$ . Portanto, o desempenho das máquinas nas diversas condições de operação, deve ser corrigido para o efeito da variação da densidade com a altitude e a temperatura locais (SEMC, 2011).

Dessa forma, a densidade do ar atmosférico deve ser determinada, o que, segundo a literatura, pode ser feito de diferentes maneiras, dependendo do nível de incerteza exigido no processo (CANAVES et al., 2004). A escolha feita nesta pesquisa é a apresentada na referência de GIACOMO (1982), em que a densidade do ar úmido pode ser obtida a partir da temperatura termodinâmica, da pressão atmosférica e da umidade do ar.

No caso específico do Brasil, CANAVES (2006) faz uso dos valores de referência e fórmulas propostas por GIACOMO (1982) e incorpora métodos de avaliação da incerteza para a determinação da densidade do ar.

De acordo com esta referência a densidade do ar pode ser obtida a partir da expressão:

$$\rho = \frac{pM_a[1 - x_v(1 - \frac{M_v}{M_a})]}{ZRT} \quad (2.7)$$

onde:

$\rho$  = densidade do ar;

$p$  = pressão atmosférica;

$M_a$  = massa molar do ar seco;

$M_v$  = massa molar do vapor de água;

$x_v$  = fração molar do vapor de água;

$R$  = constante molar do gás;

$T$  = temperatura termodinâmica em *kelvin*;

$Z$  = fator de compressibilidade.

A constante molar do gás, de acordo com GIACOMO (1982), pode ser considerada como  $R = 8,31441 J/molK$ , a massa molar do ar seco por  $M_a = 28.9635 \times 10^3 kg/mol$  e a massa molar do vapor de água como:  $M_v = 48.015 \times 10^3 kg/mol$ .

De forma a ilustrativa, a A Figura 2.4 abaixo apresenta a variação da densidade de ar seco com a altitude e a temperatura, conforme aplicação da fórmula acima.

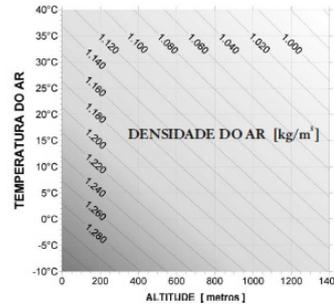


Figura 2.4: Variação da densidade do ar com a altitude e temperatura SEMC (2011)

### 2.3.2 Área varrida pelo aerogerador

De acordo com o SEMC (2011), a área varrida pelo rotor pode ser expressa por:

$$A = \frac{\pi D^2}{4} \quad (2.8)$$

onde  $D$  é o diâmetro do rotor.

Um aerogerador típico de 1.000 kW tem um diâmetro de rotor de 54 m, o que supõe uma área de rotor de aproximadamente 2.300 metros quadrados. A área do rotor determina quanta energia a turbina é capaz de capturar do vento. Dado que a área do rotor aumenta com o quadrado do diâmetro do rotor, uma turbina 2 vezes maior receberá quatro vezes mais energia (MACHADO, 2008). Na presente pesquisa, será adotado o mesmo valor para a área de rotor.

A Figura 2.5 ilustra as dimensões de turbinas disponíveis no mercado mundial no ano de 2002: é todavia importante mencionar que as turbinas eólicas com capacidade de até 2000 kW já podem ser consideradas como tecnologicamente consolidadas, pela quantidade de máquinas já operacionais no mundo. As turbinas maiores ilustradas, apesar de já disponíveis no mercado e com diversas unidades instaladas, ainda podem ser consideradas em etapa de consolidação tecnológica. A Figura 2.5 também inclui uma comparação das dimensões das turbinas atuais, com aquelas do Boeing 747 - Jumbo (cuja envergadura da asa é de 64.44m.) . Os rotores das turbinas eólicas são

fabricados em materiais compostos, e pelos requisitos de peso, rigidez e aerodinâmica, também são estruturas com tecnologia tipicamente aeronáutica (SEMC, 2011).

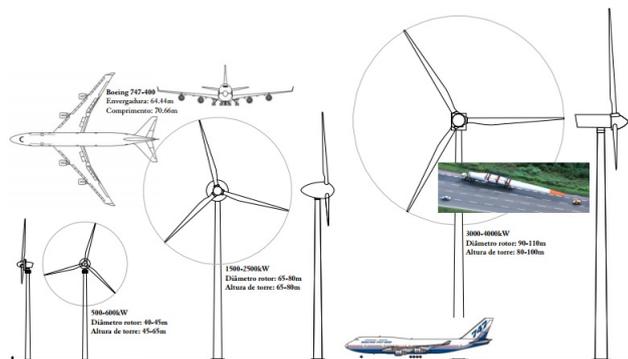


Figura 2.5: Dimensões das turbinas eólicas comparadas ao Boeing 747 SEMC (2011)

Percebe-se, para os aerogeradores de 500-600kW, valores do diâmetro de rotor entre 40-45m e altura de torre: entre 45-65m. No caso dos aerogeradores de 1500-2500kW os mesmos valores são 65-80m e 65-80m, respectivamente. Por fim, no caso dos aerogeradores de 3000-4000kW, as mesmas variáveis assumem os seguintes valores: 90-110m e 80-100m.

O aerogerador utilizado na pesquisa é produzido pela *WOBBEN WINDPOWER*, subsidiária da *ENERCON GMBH*. A escolha da marca se deu pelo fato de ser uma das líderes mundiais no seu segmento, atuar em 40 países e por ter 19.000 aerogeradores já instalados no mundo (WOBBEN, 2013).

A partir da escolha da empresa fornecedora, a turbina E-82 foi considerada para as análises do presente trabalho, uma vez que o aerogerador mais utilizado no Brasil é o da *WOBBEN WINDPOWER* (das 649 turbinas já instaladas, 243 são do referido modelo).

De acordo com a WOBBEN (2012), a distribuição dos aerogeradores E-82 se dá da seguinte forma: 45 turbinas instaladas na Usina Eólica Cerro Chato (RS), 52 na Usina Eólica Mangue Seco (RN), 21 na Usina Eólica Fazenda Rosário (RS), 94 na Usina Eólica de Santa Clara (RN), 27 na Usina Eólica de Tramandaí (RS) e 4 na Usina Eólica de Palmares (RS).

A Tabela 2.4 apresenta as especificações técnicas do aerogerador E-82.

Tabela 2.4: especificações técnicas do aerogerador E-82

DESCRIÇÃO TÉCNICA	
<b>POTÊNCIA</b>	
Potência nominal	2.000 kW - 2.300 kW - 3.000 kW
Velocidade do vento nominal	12,5 m/s - 13,5 m/s - 16,5 m/s
Velocidade início de operação	2,5 m/s
Velocidade de parada	28 - 34 m/s (com opção "Storm Control")
<b>ROTOR</b>	
Diâmetro	82m
Área varrida pelas pás	5.281 m <sup>2</sup>
Número de pás	3
Velocidade de rotação	Variável, 6-18 rpm
Tipo	E-82
Material	Fibra de vidro, resina epóxi
Fabricante	ENERCON

Fonte: WOBBEN (2013)

### 2.3.3 Geração eólica

Usualmente, a velocidade do vento é a principal variável utilizada para projetar a geração eólica atual e futura. Essa seção tem por objetivo apresentar as principais características da curva típica de potência de turbinas eólicas.

A Figura 2.6 mostra a forma típica de curva de potência de turbinas eólicas. Usualmente, a geração elétrica inicia-se com velocidades de vento da ordem de 2,5 – 3,0m/s; abaixo desses valores, o conteúdo energético do vento não justifica aproveitamento. Velocidades superiores a aproximadamente 12,0m/s a 15,0m/s ativam o sistema automático de limitação de potência da máquina, que pode ser por controle de ângulo de passo das pás ou por estol aerodinâmico, dependendo do modelo de turbina (ATLAS, 2001).



Figura 2.6: Curva típica de potência de turbinas eólicas  
ATLAS (2001)

De acordo com o atlas do potencial eólico brasileiro, para o caso de ventos muito fortes

( $v > 25m/s$ ), denominados por velocidade de corte (cut-out), o mecanismo de proteção é acionado com a finalidade de desligar a turbina para que não haja riscos ao rotor e à estrutura do sistema. Ventos muito fortes têm ocorrência rara e negligenciável em termos de aproveitamento e a turbulência associada é indesejável para a estrutura da máquina; nesse caso, a rotação das pás é reduzida (passo ou estol) e o sistema elétrico do gerador é desconectado da rede elétrica. Deve-se ressaltar que este fato é importante para avaliar o potencial de geração eólica em diversos locais, como por exemplo o Sul do Brasil e a região dos lagos nos EUA.

O risco de vendavais tem sido abordado em várias referências internacionais recentes, por exemplo DEAVES (1995), ŻURAŃSKI (1996), MANASSEH (1999), GOLIGER (2002), KASPERSKI (2002) e DOTZEK et al. (2003). Estes estudos adotaram diferentes distribuições de probabilidade e métodos de ajuste aos pontos amostrais (GONÇALVES, 2007).

#### 2.3.4 Análise técnica do investimento

A presente pesquisa, com o intuito descrever os procedimentos necessários para se fazer uma análise de viabilidade de empreendimentos eólicos, realizou uma entrevista com a empresa *WOBBEN*.

Para a implantação de uma usina eólica é necessário, primeiramente, definir a(s) área(s) e analisar o potencial eólico nestes locais. No site [www.cresesb.cepel.br](http://www.cresesb.cepel.br) é possível consultar o Atlas Eólico Brasileiro.

Entretanto, para iniciar, de fato, os estudos de viabilidade, é necessário medir o vento por um período mínimo de 1 ano. O custo médio para instalar uma torre com todos os equipamentos, realizar a medição, armazenar os dados e certificá-los é de aproximadamente R\$200.000,00. Com relação à área, a mesma deve estar regularizada e com as respectivas licenças ambientais.

É importante também analisar as características topográficas e de vegetação da região. O ideal seria um local com topografia plana ou suavemente ondulada e vegetação rasteira (até 1m de altura). Acima disso devem ser respeitados afastamentos maiores. Isto serve não só para vegetação, mas também para edificações em geral e instalações elétricas.

Com o potencial eólico e área definidos, deve ser elaborado o projeto de *Micrositing*, no qual é definido o *layout* da usina, tipo de máquina, fabricante, altura da torre, potência instalada, previsão de geração anual e o respectivo fator de capacidade.

No terreno selecionado devem ser feitos estudos de solo, as sondagens, de modo a determinar as características do mesmo, como resistência a cargas e identificar se há influência do lençol

freático. Desta maneira é possível definir, ainda que previamente, qual tipo de fundação seria necessária.

Deve ser analisada também a infraestrutura de abastecimento de energia. É importante identificar as subestações mais próximas, definindo as distâncias do local de estudos até onde seria feita a conexão da usina. A Linha de transmissão é geralmente cara e quanto mais próxima for até o ponto de conexão, mais atrativo fica o projeto. Posteriormente deve haver também os estudos de conexão a rede, tal como a "Consulta de Acesso a Rede" e o "Parecer de Acesso Conclusivo à Rede".

Com relação a preço, é importante salientar que a definição do preço está totalmente ligada às características do projeto, como, infraestrutura viária, infraestrutura de rede elétrica, tipo de solo, classe de vento, características do terreno e incluindo, obviamente, o aerogerador (fundação, torre, pás, *nacelle* e transformador).

Para se ter uma noção da ordem de grandeza, o preço estimado do Megawatt instalado é cerca de 4 milhões de Reais para uma usina eólica de referência (aerogeradores + fundação + acessos + rede de média tensão + subestação + linha de transmissão). Neste preço estimado, não está sendo considerado o modelo de aerogerador, ou seja, buscamos um valor relativo para facilitar nesta etapa de estudos preliminares. A definição do aerogerador é feito somente na elaboração do projeto de *micrositing*, no qual são analisados os dados de vento, terreno, potência instalada, simulação de geração e fator de capacidade.

## Capítulo 3

# Modelagem do Potencial de Geração de Energia Eólica

### 3.1 Introdução

A geração de energia eólica está associada à potência extraída dos ventos. O modelo usual é pautado na energia cinética  $E$  de uma massa de ar  $m$  em movimento a uma velocidade  $v$ , conforme foi mostrado no capítulo anterior. A partir deste modelo, será analisado o perfil de vento dos municípios de Petrolina- PE e São Martinho da Serra - RS.

Entretanto, a argumentação tradicional de que a geração de energia eólica está somente associada à potência dos ventos pode não ser satisfatória (CALLAWAY, 2010). Alguns dos objetivos secundários, como a investigação do impacto da temperatura na geração de energia eólica serão refinados no decorrer da pesquisa (condicionados à disponibilidade de dados).

Estudar o potencial de geração eólica dos municípios citados nos permitirá, dado o perfil de vento destas regiões, propor alternativas para viabilizar a utilização da energia eólica, juntamente com outras fontes de geração, como a energia solar, de forma a minimizar o custo da energia eólica.

A presente seção tem por objetivo apresentar os principais aspectos teóricos da modelagem estatística, aplicada para a análise de séries temporais.

## 3.2 Modelagem Estatística de Séries no tempo

Ao longo do processo de modelagem é preferível, inicialmente, a utilização de um sistema simplificado para descrever um comportamento básico do processo e em seguida, caso necessário, elevar gradativamente a complexidade do modelo (OGATA, 1993).

Existem diversos modelos para representar um sistema dependendo da perspectiva a ser considerada. A presente pesquisa fará uso da metodologia proposta por BOX (1975). Tal metodologia consiste em ajustar modelos autorregressivos, com médias móveis,  $ARIMA(p, d, q)$ , a um conjunto de dados. A estratégia para construção deste modelo é baseada em um ciclo iterativo, no qual a escolha da estrutura do modelo baseia-se nos próprios dados (TOLOI, 2004).

## 3.3 Regressão Múltipla

Com base em todas as variáveis de estudo e suas respectivas interações, foi construído o modelo para prever a velocidade dos ventos e da densidade do ar. Dessa forma é possível diagnosticar a influência dos meses na velocidade (densidade), bem como a dos dias, horas e suas interações.

$$Y_{(t)} = \alpha + \beta_{j(t)} + \gamma_{k(t)} + \dots + \varepsilon_{(t)} \quad (3.1)$$

onde:

$Y_{(t)}$  é a velocidade do vento ao nível de 50 metros (para Petrolina ou São Martinho da Serra), ou a densidade do ar para os mesmos locais.

$\beta_{j(t)}$  denota o mês  $i$  no instante  $t$ ;

$\gamma_{k(t)}$  denota o dia  $j$  no instante  $t$ ;

$\varepsilon_{(t)}$  representam os ruídos do modelo.

Como na regressão linear simples os parâmetros  $\alpha, \beta_{j(t)}, \gamma_{k(t)}$ , do modelo são estimados pelo método dos mínimos quadrados:

$y_{(t)}$	$\beta_{j(t)}$	$\gamma_{k(t)}$	$\dots$	$\delta_{l(t)}$
$y_1$	$\beta_{11}$	$\gamma_{21}$		$\delta_{l1}$
$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$
$y_n$	$\beta_{1n}$	$\gamma_{2n}$	$\dots$	$\delta_{ln}$

Obtendo o modelo estimado:

$$\hat{y}_{(t)} = a + \beta_{j(t)} + \gamma_{k(t)} + \delta_{l(t)} \quad (3.2)$$

onde:

$$a = \bar{y}_t - \bar{\beta}_{j(t)} - \dots - \bar{\delta}_{l(t)}$$

e os valores dos coeficientes estimados  $\beta_{j(t)}, \dots, \delta_{l(t)}$  são obtidos a partir do seguinte sistema de equações:

$$\left\{ \begin{array}{l} S_{1y(t)} = \beta S_{11} + \gamma S_{12} + \dots + \delta S_{1k} \\ S_{2y(t)} = \beta S_{21} + \gamma S_{22} + \dots + \delta S_{2k} \\ \vdots \\ S_{ky(t)} = \beta S_{k1} + \gamma S_{k2} + \dots + \delta S_{kk} \end{array} \right.$$

### 3.3.1 Análise de Variância

Como na regressão linear simples, o teste do modelo é feito se:

$$\left\{ \begin{array}{l} H_0 : \beta_{j(t)} = \gamma_{k(t)} = \dots = \delta_{l(t)} \\ H_1 : \beta_{j(t)}, \gamma_{k(t)}, \delta_{l(t)} \neq 0 \quad \text{para pelo menos algum } i \end{array} \right.$$

O teste é feito utilizando a estatística  $F$  dada no quadro<sup>1</sup> abaixo:

$FV^2$	$GL^3$	$SQ$	$QM$	$F$
<i>Regressao</i>	$k$	$SQE = \sum \beta_i S_{iy}$	$S_E^2 = \frac{SQE}{K}$	$F = \frac{S_E^2}{S_R}$
<i>Residuo</i>	$n - k - 1$	$SQR = S_{yy} - \sum \beta_i S_{iy}$	$S_R = \frac{SQR}{(n-k-1)}$	
<i>Total</i>	$n - 1$	$SQT = S_{yy}$		

### 3.3.2 Intervalo de Confiança

O intervalo de confiança para o valor esperado de  $Y_{(t)}$  dado  $X = X_0$  com coeficiente de confiança  $\gamma = 1 - \alpha$  será dado por:

$$\hat{Y}(\beta_0) \pm t_{(n-2; \frac{\alpha}{2})} sR \sqrt{\frac{1}{n} + \frac{(X_0 - \bar{X})^2}{S_{XX}}}$$

onde  $t_{n-2}$  é o valor da distribuição  $t$  com “ $n - 2$ ” graus de liberdade e  $S_{XX}$  a variância de  $X$ .

<sup>1</sup>F.V. - Fontes de Variação, ou seja, as partes da Variação Total; G.L. - número de graus de liberdade associados à F.V.; S.Q. - Soma de quadrados; Q.M. - Quadrado médio

O intervalo de confiança para um valor particular de  $Y(t)$  dado  $\beta = \beta_0$  com coeficiente de confiança  $\gamma = 1 - \alpha$  será dado por:

$$\hat{Y}(\beta_0) \pm t_{(n-2; \frac{\alpha}{2})} sR \sqrt{1 + \frac{1}{n} + \frac{(X_0 - \bar{X})^2}{S_{XX}}}$$

onde  $t_{n-2}$  é o valor da distribuição  $t$  com “ $n - 2$ ” graus de liberdade e  $S_{XX}$  a variância de  $X$ .

## 3.4 Qualidade preditiva do modelo

### 3.4.1 Introdução

Suponha que  $Y(t)$ <sup>4</sup> seja o valor da velocidade ou densidade do ar no momento  $t$  e  $f(t)$  seja uma previsão efetuada para  $Y(t)$ . Definimos o erro de previsão quando  $e(t) = Y(t) - f(t)$ . Dada uma série de  $T$  observações e previsões associadas, podemos construir várias medidas da precisão geral das previsões. Algumas medidas comumente utilizadas são o erro médio (ME), a raiz do erro quadrático médio (RMSE), erro médio absoluto (MAE) e o erro percentual médio absoluto (MAPE). Estas estatísticas são definidas da seguinte forma:

$$\text{ME} = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T e(t) \quad (3.3)$$

$$\text{RMSE} = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{t=1}^T e(t)^2} \quad (3.4)$$

$$\text{MAE} = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T |e(t)| \quad (3.5)$$

$$\text{MAPE} = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T 100 \frac{|e(t)|}{Y(t)} \quad (3.6)$$

---

<sup>4</sup>As estatísticas para o ano de 2010 não possuem valores iguais a zero para os municípios analisados.

## Capítulo 4

# Análise anemométrica e da densidade do ar

Nessa seção, apresentamos o banco de dados e uma análise anemométrica e da densidade para duas cidades brasileiras inseridas em regiões eólicas representativas. Posteriormente serão construídos modelos para definir o potencial de geração eólica das mesmas.

### 4.1 Procedimentos

De forma a caracterizar o potencial eólico brasileiro, o presente capítulo tem como objetivo analisar os dados anemométricos dos municípios de Petrolina - PE e São Martinho da Serra - RS. Tais cidades foram escolhidas em razão da disponibilidade de dados e por estarem localizadas em importantes regiões eólicas brasileiras.

O banco de dados fornecido pelo projeto SONDA (<http://sonda.ccst.inpe.br/>, acessado em 05/12/2012) possui valores diários para a velocidade do vento (ao nível de 50 metros), temperatura (ao nível de 50 metros), umidade e pressão atmosférica.

A análise foi baseada no ano de 2010 (para ambas as cidades). Entretanto, para fins de validação e comparação do modelo, São Martinho da Serra teve os anos de 2009, 2006 e 2005 incorporados na análise e Petrolina os anos de 2009, 2008 e 2007. A escolha dos anos referidos se deu mediante a disponibilidade de dados.

As séries originais possuem 52.560 observações (com periodicidade de 10 minutos) e foram ajustadas para médias horárias, conforme é feito na literatura para simulações e projeções da velocidade do vento e da geração eólica (ver por exemplo: BALOUKTSIS et al. (1986), BROWN

et al. (1984), CHOU (1981), CALLAWAY (2010)). Dentre os principais modelos de previsão empregados, destacam-se os modelos da família *ARMA* (e.g. CALLAWAY (2010)) e *SARIMA* (e.g. SILVA et al. (2010)).

Matematicamente pode-se representar a base de dados pelo conjunto das variáveis  $X_{i(t)}$ , com  $i \in 1,2$  e  $Y_{i(t)}$ ,  $i \in 1,2$  onde  $X_{1(t)}$  é a velocidade do vento em Petrolina ao nível de 50 metros (m/s);  $X_{2(t)}$  a densidade do ar em Petrolina ( $kg/m$ ). A variável  $Y_{i(t)}$  representa os respectivos itens para o município de São Martinho da Serra.

## 4.2 Definição do Modelo para Análise Anemométrica

### 4.2.1 Análise por município

#### 4.2.2 Petrolina

O município de Petrolina situado no extremo oeste do Estado de Pernambuco possui uma das estações de referência do Sistema Nacional de Dados Ambientais para o setor de energia – SONDA. A estação de referência de Petrolina encontra-se a 387 metros de altitude a 09°04'08" de latitude sul e 40° 19' 11" de longitude oeste.

De acordo com o atlas eólico brasileiro, o Nordeste apresenta um grande potencial de geração, conforme mostra a Figura 4.1. O município de Petrolina foi escolhido pelo fato de estar inserido numa importante região eólica do Brasil. Outro fator que contribuiu para a escolha da série foi o fato de possuir registros anemométricos abrangentes a um ano sem lacunas nas observações.



Figura 4.1: Atlas do potencial eólico brasileiro (m/s)  
ATLAS (2001)

Segundo a Classificação climática de *Köppen Geiger*, o clima nesta área apresenta-se como tropical semiárido, tipo *BshW*, seco e quente na parte norte e semiárido quente estépico na parte sul. Além disso é caracterizado pela escassez e irregularidade das precipitações, com chuvas no verão e forte evaporação em consequência das altas temperaturas.

De acordo com as estatísticas do INMET (2012) a menor temperatura registrada em Petrolina foi de 12,6°C, no dia 02 de junho de 1964 enquanto que a maior registrada foi de 44,1°C, no dia 03 de janeiro de 1964 (INMET, 2012). Em relação ao nível de precipitações, o maior valor acumulado em 24 h foi de 151,3 mm no dia 01 de janeiro de 1978 (INMET, 2012).

### Construção do modelo estatístico

#### 4.2.3 Inspeção da série de velocidade

A partir das 8.760 observações foi construída a série de médias horárias da velocidade do vento. A Figura 4.2 representa o comportamento da velocidade ao longo dos meses e horas, referente ao ano de 2010. Percebe-se que a incidência dos ventos mais fortes, de forma geral, concentram-se nos meses de julho a outubro.

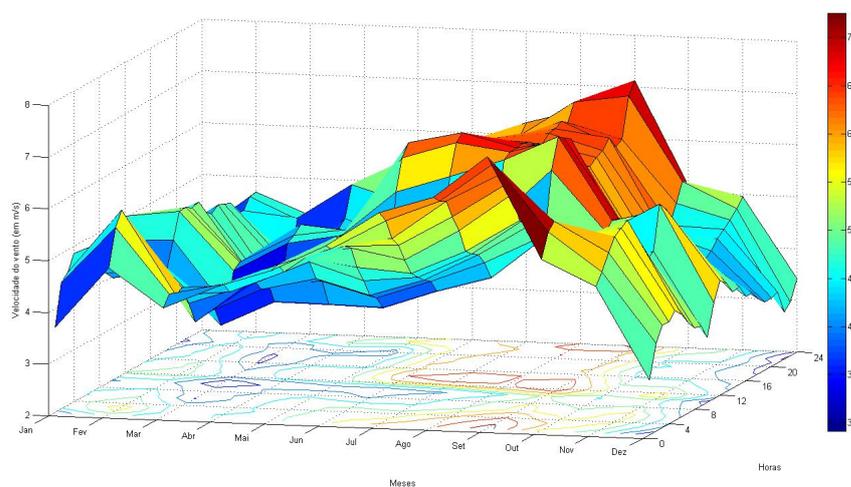


Figura 4.2: Comportamento da velocidade ao longo dos meses e horas para o ano de 2010  
Resultados da pesquisa

Percebe-se que o comportamento das médias horárias não é constante, sendo assim, torna-se necessário fazer uma decomposição dos dados para um nível micro, ou seja, diagnosticar a influência dos meses na velocidade, bem como a dos dias e horas e suas respectivas interações.

De forma a descrever e sumarizar o conjunto de dados, a seguir, na Tabela 4.1 são apresentadas algumas estatísticas descritivas dos registros horários da velocidade do vento a 50 metros de altura no município de Petrolina.

Tabela 4.1: Estatísticas descritivas para a velocidade do vento (médias horárias) a 50 m. de altura

Média	4,8817
Mediana	4,8975
Mínimo	0,0000
Máximo	10,522
Desvio padrão	1,6360
Assimetria	0,0604
Curtose	3,1197

Resultado da pesquisa

#### 4.2.4 Modelagem estatística para a velocidade do vento

##### Modelo de médias

Uma representação inicial pode ser expressa por:

$$X_{1(t)} = \alpha_0 + \varepsilon_t, \varepsilon_t \sim N(0, \sigma^2) \quad (4.1)$$

onde:

$X_{1t}$  é a velocidade do vento em Petrolina ao nível de 50 metros;

$\alpha_0$  é uma constante para a média e

$\varepsilon_t$  representa o erro do modelo

A interpretação deste modelo é trivial e diz que o vento no instante  $t$  pode ser "previsto" com o uso de seu valor médio. Na falta de qualquer estimativa mais acurada, a análise poderia ser feita com base na inspeção do histograma da série temporal em questão.

Na Figura 4.3, o histograma da distribuição de frequências da velocidade do vento em Petrolina a 50 metros de altura revela que na maior parte do tempo a velocidade do vento não ultrapassa 10 m/s.

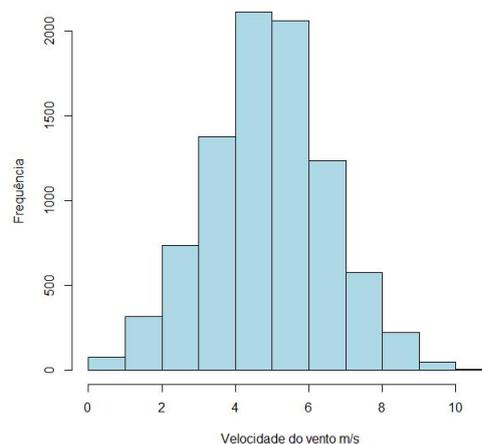


Figura 4.3: Histograma da velocidade do vento a 50 m de altura  
Resultados da pesquisa

Nota-se que não temos uma distribuição normal, uma vez que não é possível ter valores negativos para a variável "velocidade". Uma designação mais aceitável para a distribuição seria a de normal truncada.

Por fim, para melhorar o modelo deve-se incorporar variáveis, bem como possíveis interações,

de forma a "diminuir o termo de erro do modelo", ou seja, buscar relações entre variáveis ligadas às horas, meses e dias que consigam captar a estrutura comportamental da variável em estudo (velocidade do vento ao nível de 50 metros de altura).

### Modelo de meses

O principal objetivo desse modelo será testar a hipótese de que para meses distintos as médias também são distintas. Na Figura 4.4 está ilustrado o *Box plot* da velocidade do vento a 50 m, para o município de Petrolina no ano de 2010. Percebe-se que a mediana dos meses não é constante ao longo do tempo, ou seja, a variável “mês” influencia a previsão da velocidade do vento. Dessa forma, as próximas etapas se basearam em análises com maior profundidade nos dados, através do estudo comportamental da série ao longo dos dias e possíveis interações.

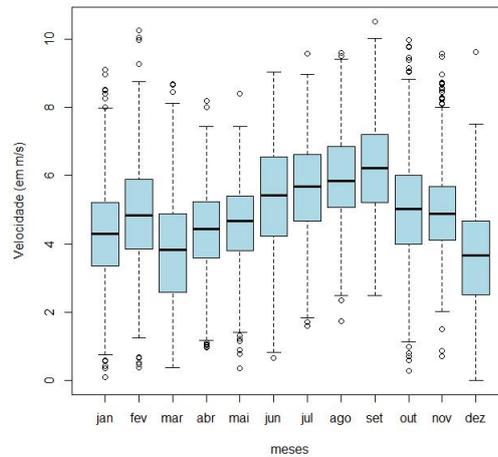


Figura 4.4: *Box plot* da velocidade do vento a 50 m para 2010  
Resultados da pesquisa

O modelo pode ser expresso da seguinte forma:

$$X_{1(t)} = \mu + \beta_{i(t)} + \varepsilon(t), \varepsilon(t) \sim N(0, \sigma^2), i(t) \in \{1, \dots, 12\} \quad (4.2)$$

onde:

$\mu$  é uma referência para a média global e

$\beta_{i(t)}$  denota o coeficiente referente ao mês  $i$ , onde  $i(t) \in \{1, \dots, 12\}$

$\varepsilon(t)$  representa o erro do modelo

A Tabela 4.2 apresenta os resultados do modelo estimado.

Tabela 4.2: Estatísticas descritivas para a regressão da velocidade em função dos meses

	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t )
Intercepto	4.26207	0.05261	81.007	< 2e-16 ***
Fevereiro	0.61419	0.07637	8.042	1.00e-15 ***
Março	-0.44433	0.07441	-5.972	2.44e-09 ***
Abril	0.11386	0.07502	1.518	0.129
Mai	0.29135	0.07441	3.916	9.09e-05 ***
Junho	1.08479	0.07502	14.459	< 2e-16 ***
Julho	1.37815	0.07441	18.522	< 2e-16 ***
Agosto	1.69822	0.07441	22.823	< 2e-16 ***
Setembro	2.01110	0.07502	26.806	< 2e-16 ***
Outubro	0.69567	0.07441	9.350	< 2e-16 ***
Novembro	0.67842	0.07502	9.043	< 2e-16 ***
Dezembro	-0.64144	0.07441	-8.621	< 2e-16 ***

Signif. codes: 0 ‘\*\*\*’ 0.001 ‘\*\*’ 0.01 ‘\*’ 0.05 ‘.’ 0.1

Residual standard error: 1.435 on 8748 degrees of freedom

Multiple R-squared: 0.2314, Adjusted R-squared: 0.2305

F-statistic: 239.5 on 11 and 8748 DF, p-value: < 2.2e-16

Resultados da pesquisa

O mês de janeiro está inserido como intercepto, dessa forma, o modelo mostra as variações na velocidade (para mais ou para menos) com base nos valores de janeiro. Por exemplo, a média para junho é igual ao valor do intercepto mais seu respectivo coeficiente estimado.  $y_{1t}$  é uma variável binária (1 se for janeiro e 0 caso contrário). A não significância do mês de abril indica que sua média é estatisticamente igual a de janeiro.

Para analisar as diferenças entre as médias dos meses, foi realizada a Análise de variância (ANOVA). A ANOVA fornece um teste estatístico para diagnosticar se a componente mês é significativa. A Tabela 4.3 apresenta os resultados da análise.

Tabela 4.3: Anova - Análise de variância para o modelo dos meses

	DF	Sum Sq	Mean Sq	F value	Pr(>F)
Meses	11	5425.7	493.24	239.49	< 2.2e-16 ***
Resíduos	8748	18016.7	2.06		

Resultados da pesquisa

A análise de variância permite fazer uma decomposição que mostra o poder de explicação das variáveis do modelo, bem como do termo de erro, dessa forma, a variância amostral é particionada em diversos componentes devido a diferentes fatores (variáveis). A variável “meses” foi estatisticamente significativa.

### Modelo de dias

De forma a descrever o comportamento da velocidade do vento em Petrolina, realizou-se um estudo gradual sobre os principais componentes que descrevem a variável mencionada.

$$X_{1(t)} = \mu + \beta_{i(t)} + \gamma_{j(t)} + \varepsilon_{(t)}, \varepsilon_{(t)} \sim N(0, \sigma^2), \quad (4.3)$$

onde:

$\mu$  é uma referência para a média e

$\beta_{i(t)}$  denota o mês  $i$  no instante  $t$

$\gamma_{j(t)}$  denota o coeficiente referente ao dia  $j$ , onde  $j(t) \in \{1, \dots, 31\}$

$\varepsilon_{(t)}$  representa o erro do modelo

A premissa básica do modelo é de que a velocidade do vento varia com o dia. A equação 4.3 diz que o mês regula a média do mês e o dia regula, afeta, a média do dia. Sendo assim, dia e mês controlam a média. A Figura 4.5, elimina o efeito da variável mês e ilustra o *box plot* com os resíduos do modelo anterior. Já a Figura 4.6 apresenta um *box plot* para a velocidade dos ventos através dos dias do ano. Ambas as figuras atestam que o comportamento da variável “dia” não é constante ao longo dos meses, sendo necessário a construção de novas regressões que incorporem as interações entre as variáveis.

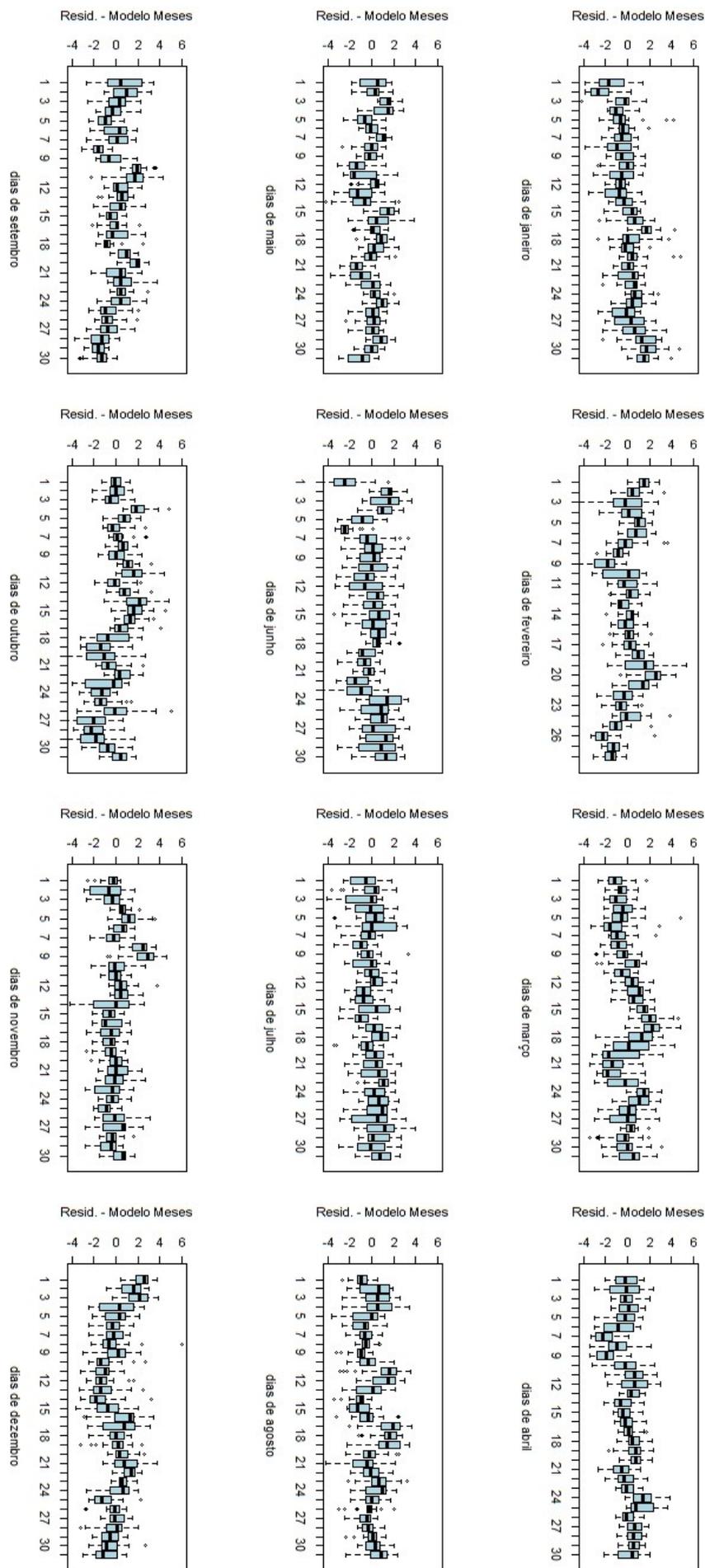


Figura 4.5: *Box plot* dos resíduos do modelo de meses  
Resultados da pesquisa

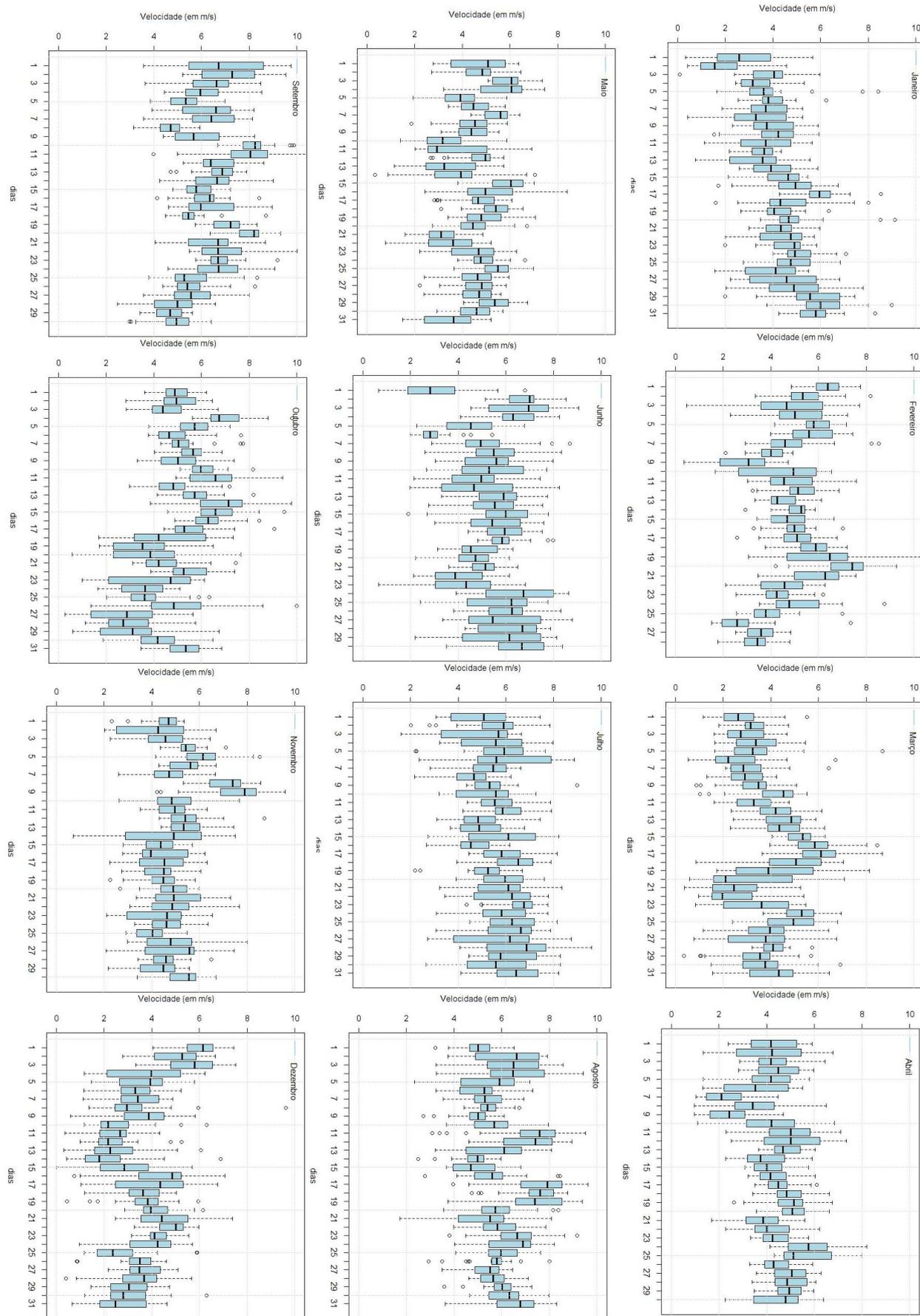


Figura 4.6: *Box plot* da velocidade do vento a 50 m por dias do ano  
Resultados da pesquisa

A Tabela 4.4 apresenta os resultados conforme a análise de variância (ANOVA). Nota-se que há o efeito tanto dos meses quanto dos dias, entretanto, a variável mês possui uma influência muito superior no modelo.

Tabela 4.4: Anova - Análise de variância para o modelo mês e dia

	DF	Sum Sq	Mean Sq	F value	Pr(>F)
Meses	11	5425.7	493.24	246.2642	< 2.2e-16 ***
Dia	30	555.5	18.52	9.2442	< 2.2e-16 ***
Resíduos	8748	17461.3	2.00		

Resultados da pesquisa

A partir dos resultados da tabela anterior, percebe-se que o valor dos resíduos diminuiu (em relação à tabela 4.4). Dessa forma, pode-se dizer que a inclusão de novas variáveis, eleva o poder de ajustamento do modelo estatístico utilizado.

### Modelo da interação mês dia

À partir dos modelos anteriores chega-se ao seguinte desdobramento: o comportamento do dia ao longo dos meses não é constante, sendo assim, pode-se dizer que existe uma interação mês - dia. Assim, nesta subseção avaliaremos o impacto da mencionada interação, de forma a melhor compreender o comportamento da velocidade do vento na cidade de Petrolina.

Em relação a interação mês - dia, pode-se construir o seguinte modelo:

$$X_{1(t)} = \mu + \beta_{i(t)} + \gamma_{j(t)} + \delta_{(i(t))(j(t))} + \varepsilon_{(t)}, \varepsilon_{(t)} \sim N(0, \sigma^2), i_t \in \{1, \dots, 12\} \text{ e } j_t \in \{1, \dots, 31\} \quad (4.4)$$

onde:

$\mu$  é uma referência para a média global e

$\beta_{i(t)}$  denota o mês  $i$  no instante  $t$

$\gamma_{j(t)}$  denota o dia  $j$  no instante  $t$

$\delta_{(i(t))(j(t))}$  representa a interação do mês  $i$  no dia  $j$ , para o instante  $t$

$\varepsilon_{(t)}$  representa o erro do modelo

A Tabela 4.5 apresenta os resultados conforme a análise de variância (ANOVA). Nota-se que há o efeito dos meses, dos dias e da interação mês - dia. À medida que o grau de complexidade dos modelos aumenta, a análise foge da questão visual. Sendo assim, a única forma de compreender as equações será mediante testes paramétricos para as variáveis do modelo.

Tabela 4.5: Anova - Análise de variância para o modelo com interação mês - dia

	DF	Sum Sq	Mean Sq	F value	Pr(>F)
Meses	11	5425.7	493.24	367.250	< 2.2e-16 ***
Dia	30	555.5	18.52	13.786	< 2.2e-16 ***
Mês - dia	323	6186.2	19.15	14.260	< 2.2e-16 ***
Resíduos	8395	11275.1	1.34		

Resultados da pesquisa

A variável com maior poder explicativo no modelo foi a interação mês - dia, seguida pelos meses e dias, respectivamente.

### Modelo de horas

A partir do modelo que capta a interação mês - dia, será analisada a componente *hora* nos resíduos do modelo ajustado. Sendo assim, a Figura 4.7 apresenta um *box plot* dos resíduos em função das horas.

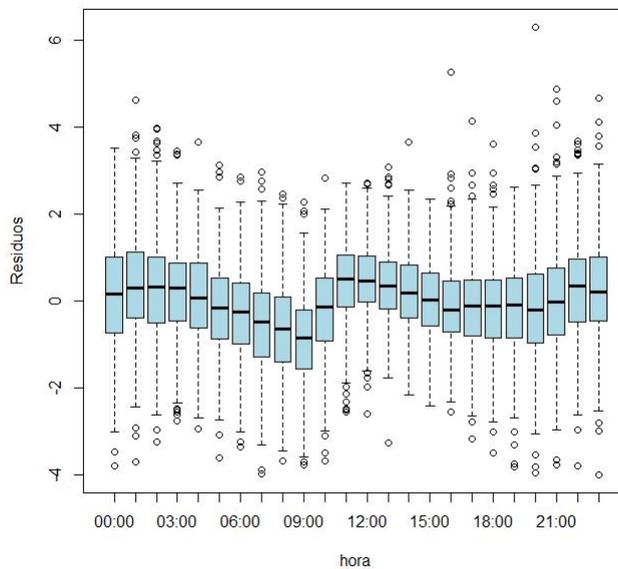


Figura 4.7: *Box plot* dos resíduos em função das horas  
Resultados da pesquisa

O objetivo é determinar se existe o efeito das horas no modelo, ou seja, um comportamento específico para todos os dias em todos os meses. Dessa forma foi elaborado o seguinte modelo:

$$X_{1(t)} = \mu + \beta_{i(t)} + \gamma_{j(t)} + \delta_{(i(t))(j(t))} + \zeta_{k(t)} + \varepsilon_{(t)}, \varepsilon_{(t)} \sim N(0, \sigma^2), i_{(t)} \in \{1, \dots, 12\}, j_{(t)} \in \{1, \dots, 31\}, k_{(t)} \in \{0, \dots, 23\} \quad (4.5)$$

onde:

$\mu$  é uma referência para a média global e

$\beta_{i(t)}$  denota o mês  $i$  no instante  $t$

$\gamma_{j(t)}$  denota o dia  $j$  no instante  $t$

$\delta_{(i(t))(j(t))}$  representa a interação do mês  $i$  no dia  $j$ , para o instante  $t$

$\zeta_{k(t)}$  denota a hora  $j$  no instante  $t$

$\varepsilon_{(t)}$  representa o erro do modelo

A Tabela 4.6 apresenta os resultados conforme a análise de variância (ANOVA).

Tabela 4.6: Anova - Análise de variância para o modelo com interação mês - dia

	DF	Sum Sq	Mean Sq	F value	Pr(>F)
Meses	11	5425.7	493.24	402.626	< 2.2e-16 ***
Dia	30	555.5	18.52	15.114	< 2.2e-16 ***
Mês - dia	323	6186.2	19.15	15.634	< 2.2e-16 ***
Hora	23	1018.8	44.30	36.159	< 2.2e-16 ***
Resíduos	8372	10256.2	1.23		

Resultados da pesquisa

Os resultados indicam que a interação mês - dia é a variável que mais explica o comportamento da velocidade do vento em Petrolina. Em seguida, “meses”, “hora” e “dia”, são respectivamente as demais variáveis com maior poder explicativo.

### Modelo para Prever a Velocidade média dos Ventos

A partir das análises anteriores, com base em todas as variáveis de estudo e suas respectivas interações, foi construído o modelo para prever a velocidade dos ventos, que acrescenta a interação mês - hora e pode ser expresso da seguinte forma:

$$X_{1(t)} = \mu + \beta_{i(t)} + \gamma_{j(t)} + \delta_{(i(t))(j(t))} + \zeta_{k(t)} + \eta_{(i(t))(k(t))} + \varepsilon_{(t)}, \varepsilon_{(t)} \sim N(0, \sigma^2) \quad (4.6)$$

onde:

$\mu$  é uma referência para a média global e

$\beta_{i(t)}$  denota o mês  $i$  no instante  $t$ ,  $i_{(t)} \in \{1, \dots, 12\}$

$\gamma_{j(t)}$  denota o dia  $j$  no instante  $t$ ,  $j_{(t)} \in \{1, \dots, 31\}$

$\delta_{(i(t))(j(t))}$  representa a interação do mês  $i$  no dia  $j$ , para o instante  $t$

$\zeta_{k(t)}$  denota a hora  $j$  no instante  $t$ ,  $k_{(t)} \in \{0, \dots, 23\}$

$\eta_{(i(t))(k(t))}$  representa a interação do mês  $i$  no hora  $k$ , para o instante  $t$

$\varepsilon_{(t)}$  representa o erro do modelo

A Tabela 4.7 apresenta os resultados conforme a análise de variância (ANOVA).

Tabela 4.7: Anova - Análise de variância para o modelo com interação mês - dia

	DF	Sum Sq	Mean Sq	F value	Pr(>F)
Meses	11	5425.7	493.24	461.9768	< 2.2e-16 ***
Dia	30	555.5	18.52	17.3416	< 2.2e-16 ***
Mês - dia	323	6186.2	19.15	17.9383	< 2.2e-16 ***
Hora	23	1018.8	44.30	41.4896	< 2.2e-16 ***
Mês - hora	253	1587.7	6.28	5.8779	< 2.2e-16 ***
Resíduos	8119	8668.5	1.07		

Resultados da pesquisa

A Figura 4.8 apresenta o histograma e o *QQ - Plot* dos resíduos do modelo final ajustado.

Percebe-se que o histograma já não é tão simétrico quanto o inicial.

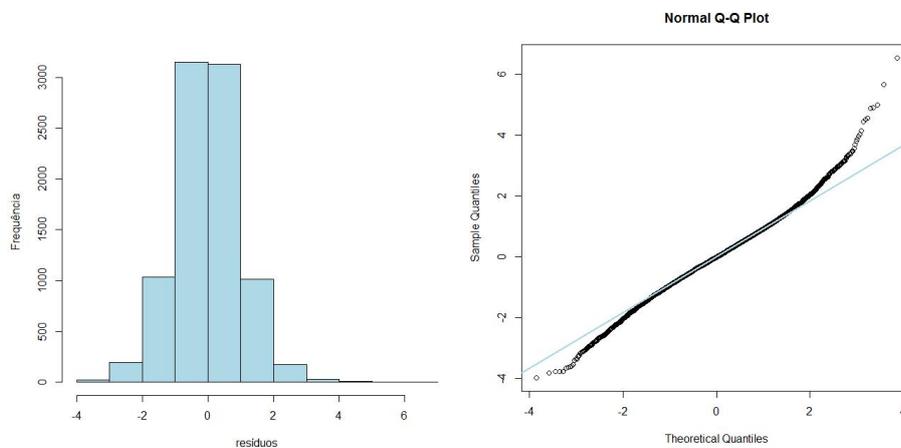


Figura 4.8: Histograma e *QQ - Plot* dos resíduos do modelo final  
Resultados da pesquisa

A partir do modelo final é possível estimar os valores da velocidade do vento para o município de Petrolina. A Figura 4.9

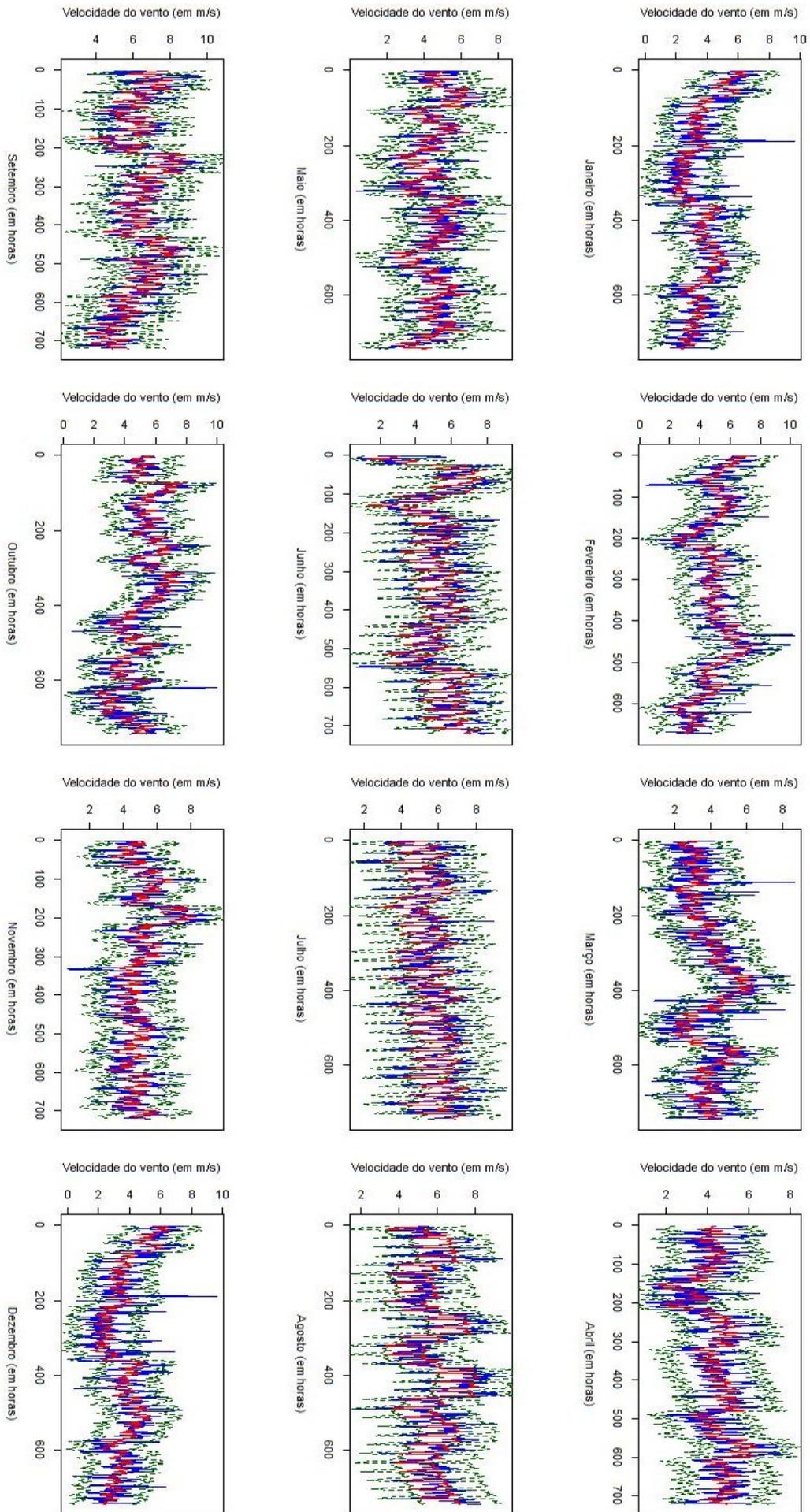


Figura 4.9: Previsão da velocidade para o ano de 2010

### 4.2.5 Validação do modelo

A partir do modelo para prever a velocidade dos ventos, elaborado para o ano de 2010, partiu-se para a verificação de seu ajuste em outros anos. O objetivo da validação do modelo é testar se ele se comporta de maneira satisfatória com relação aos anos passados. A validação do modelo é realizada comparando-se os valores de anos anteriores com o intervalo de confiança do modelo de predição estimado. A Figura 4.10 ilustra o ajuste do modelo para os anos de 2009, 2008 e 2007, respectivamente. As séries em verde representam o intervalo de confiança e a azul o modelo ajustado.

O ano de 2010 apresentou a vantagem de possuir apenas uma observação omissa, o que não compromete a análise e predição do modelo. No sentido oposto, os demais anos apresentaram significativos “déficits” de informação. A Tabela 4.8 apresenta os resultados da validação dos dados.

Deves-e ressaltar que os valores omissos foram tomados por "zero" e não fizeram parte do intervalo de confiança, uma vez que a inclusão dos mesmos poderia prejudicar as conclusões da presente pesquisa, sendo assim, os dados ausentes não foram considerados na análise.

Tabela 4.8: Resultados da validação do modelo

Ano	Val. Observados	Omissão	Omissão (%)	Val. no IC (%)
2010	8759	1	0.01%	95.00%
2009	7523	1237	14.12%	69.68%
2008	6325	2435	27.80%	64.09%
2007	7899	861	9.83%	69.19%

Resultados da pesquisa

O regime de ventos do município de Petrolina, por ser regular, se adequa ao modelo proposto. Isso ocorre pois existe uma "conformidade comportamental" dos ventos na região, o que beneficia a previsão para outros anos (dado que não há uma grande variação nos mesmos).

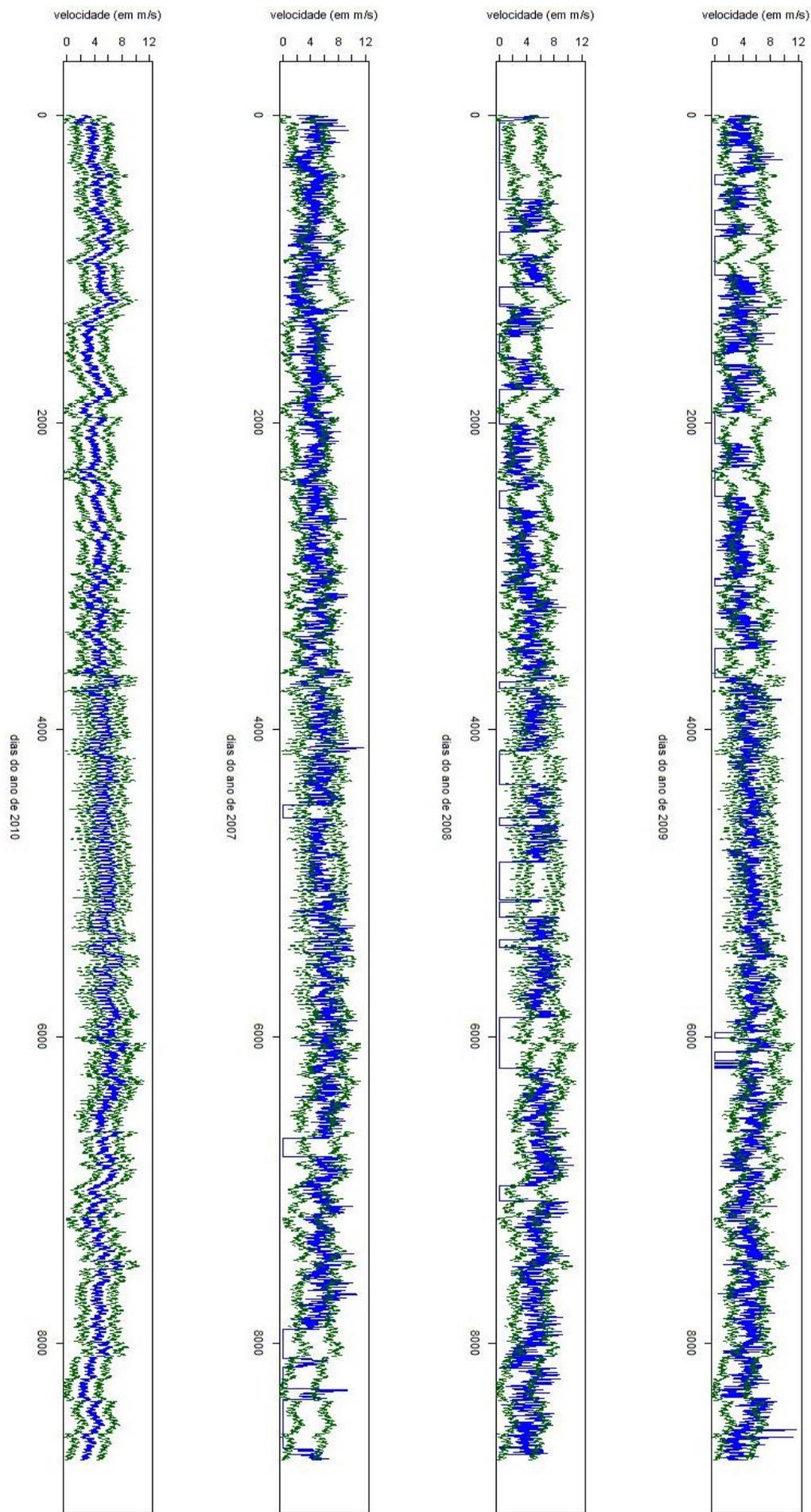


Figura 4.10: Ajuste do modelo para os anos de 2009, 2008 e 2007  
Resultados da pesquisa

Percebe-se que para a maioria dos anos analisados a omissão de observações é relativamente grande, o que prejudica na construção e análise de modelos para previsão. Dessa forma, o ano de 2010 foi adotado como ano base, por possuir apenas um valor omisso (no total de 8760 variáveis - horas).

Após o cálculo dos modelos de previsão da velocidade do vento, deve-se utilizar critérios comparativos, pois, estes indicadores permitirão analisar a qualidade preditiva do modelo estimado. A presente pesquisa se pautará no RMSE, *root mean squared error*, (mas também irá calcular o MAE, *mean absolute error*, e MAPE, *mean absolute percentage error*).

O uso do RMSE apresenta vantagens, pois ele é medido nas mesmas unidades que os dados e é representativo do tamanho de um erro "típico". O MAE também é medido nas mesmas unidades que os dados originais, e é geralmente semelhante em magnitude, mas ligeiramente menor do que o RMSE. Já o MAPE, é um indicador que se torna útil pois é expresso em termos percentuais genéricos.

A Tabela 4.21 apresenta os resultados do desempenho dos modelos estimados. Percebe-se que o menor valor de RMSE está no ano de 2007, seguido por 2010. Entretanto, o ano de 2007 apresenta uma significativa parcela de dados ausentes, conforme ilustra a tabela Tabela 4.8.

Tabela 4.9: Desempenho do modelo

ANO	RMSE	MAE	MAPE
2010	0.994762	0.765252	0.221246
2009	1.04864	0.780406	0.228626
2008	1.076235	0.75113	0.168217
2007	0.990838	0.746542	0.175328

Resultados da pesquisa

No caso da previsão do vento para o setor energético, estas análises estatísticas são importantes, tendo em vista que a densidade de potência eólica varia em função do cubo da velocidade do vento.

Os resultados da tabela indicam que o RMSE é da ordem de  $1m/s$ . Esta estatística ilustra o ajustamento do modelo para o ano de 2010. Deve-se dizer que o RMSE é a medida da magnitude média dos erros modelados, varia de 0 a infinito e o seu valor de previsão perfeita ocorre para  $RMSE = 0$ .

Para se ter uma noção do impacto de um erro preditivo da ordem de  $1m/s$  na geração eólica, ele, caso seja um erro para mais, superestima o valor da geração eólica em aproximados  $145.8273kW$  a cada hora. Se for um erro para menos, o valor da energia gerada é subestimado

em  $96.8092kW$  a cada hora. Essa diferença ocorre em virtude do fato da potência de geração eólica variar com o cubo da velocidade, dessa forma, pequenas alterações no valor predito podem causar danos à análise efetuada.

A vantagem na utilização desse modelo de previsão é a possibilidade de captar as relações entre variáveis ligadas às horas, meses e dias. Estas características possibilitaram estudar o comportamental estrutural da velocidade do vento ao nível de 50 metros de altura em Petrolina.

### 4.2.6 São Martinho da Serra

Nesta seção, iremos de forma semelhante a que foi desenvolvida para Petrolina, avaliar o melhor modelo para prever a velocidade dos ventos no município de São Martinho da Serra. Os valores extremos não foram retirados da análise, uma vez que o estudo de anos anteriores apontou eventos semelhantes, caracterizando assim, uma componente estrutural do regime de ventos do município em questão.

O município de São Martinho da Serra está situado no centro do Estado do Rio Grande do Sul e possui uma das estações de referência do Sistema Nacional de Dados Ambientais para o setor de energia – SONDA. A estação de referência de São Martinho da Serra encontra-se a 489 metros de altitude a  $29^{\circ}26'34''$  de latitude sul e  $53^{\circ}49'23''$  de longitude oeste). O potencial eólico de São Martinho da Serra é mostrado a Figura 4.1.

### Construção do modelo estatístico

#### 4.2.7 Inspeção da série de velocidade

A partir das 8.760 observações foi construída a série de médias horárias da velocidade do vento. A Figura 4.11 representa o comportamento da velocidade ao longo dos meses e horas e evidencia a presença de ciclones.

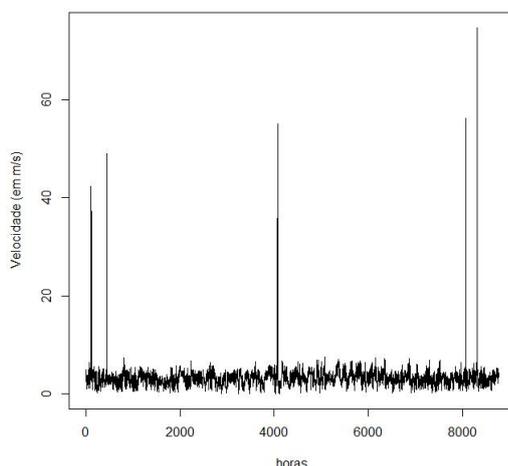


Figura 4.11: Comportamento da velocidade ao longo do ano de 2010  
Resultados da pesquisa

Percebe-se que o comportamento das médias horárias não é constante, sendo assim, torna-se necessário fazer uma decomposição dos dados para um nível micro, ou seja, diagnosticar a influência dos meses na velocidade, bem como a dos dias e horas e suas respectivas interações.

De forma a descrever e sumarizar o conjunto de dados, a seguir, na Tabela 4.10 são apresentadas algumas estatísticas descritivas dos registros horários da velocidade do vento a 50 metros de altura no município de São Martinho da Serra. Os valores da tabela abaixo não são influenciados pela presença de observações extremos em virtude da lei dos grandes números, contribui para isso, a amplitude do tamanho da amostra.

Tabela 4.10: Estatísticas descritivas para a velocidade do vento (médias horárias) a 50 m. de altura

Média	3.4170
Mediana	3.2720
Mínimo	0.0275
Máximo	74.7400
Desvio padrão	2.778634
Assimetria	13.07853
Curtose	228.3495
Resultado da pesquisa	

#### 4.2.8 Modelagem para a velocidade do vento

##### Modelo de médias

O primeiro modelo pode ser representado por:

$$Y_{1(t)} = \alpha_0 + \varepsilon_t, \varepsilon_t \sim N(0, \sigma^2) \quad (4.7)$$

onde:

$Y_{1t}$  é a velocidade do vento em São Martinho da Serra ao nível de 50 metros;

$\alpha_0$  é uma constante para a média e

$\varepsilon_t$  representa o erro do modelo

A interpretação deste modelo é trivial e diz que o vento no instante  $t$  pode ser "previsto" com o uso de seu valor médio. Na falta de qualquer estimativa mais acurada, a análise se daria mediante inspeção do histograma da série temporal em questão.

Na Figura 4.12, o histograma da distribuição de frequências da velocidade do vento em São Martinho da Serra a 50 metros de altura revela que na maior parte do tempo a velocidade do vento não ultrapassa 10 m/s.

Nota-se que os dados estão concentrados no intervalo de 0 a 10 m/s e que a ocorrência de ventos extremos (através dos ciclones) é pontual, sendo assim, é considerada como um evento de

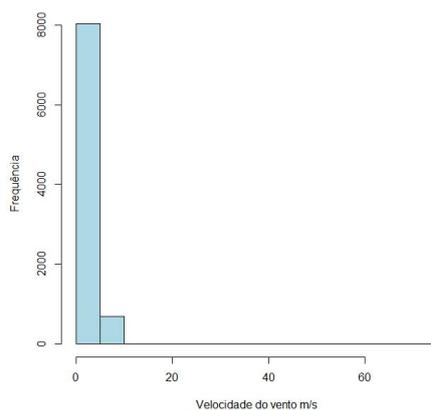


Figura 4.12: Histograma da velocidade do vento a 50 m de altura  
Resultados da pesquisa

caráter exógeno.

Por fim, para melhorar o modelo deve-se incorporar variáveis, bem como possíveis interações, de forma a "diminuir o termo de erro do modelo", ou seja, buscar relações entre variáveis ligadas às horas, meses e dias que consigam captar a estrutura comportamental da variável em estudo (velocidade do vento ao nível de 50 metros de altura).

### Modelo de meses

O principal objetivo desse modelo será testar a hipótese de que para meses distintos as médias também são distintas. Na Figura 4.13

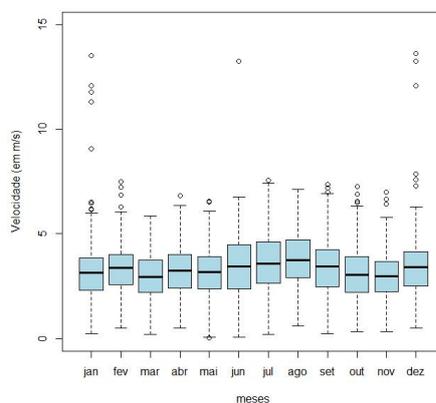


Figura 4.13: *Box plot* da velocidade do vento a 50 m para 2010  
Resultados da pesquisa

O modelo pode ser expresso da seguinte forma:

$$Y_{1(t)} = \mu + \beta_{i(t)} + \varepsilon_{(t)}, \varepsilon_{(t)} \sim N(0, \sigma^2), i_{(t)} \in \{1, \dots, 12\} \quad (4.8)$$

onde:

$\mu$  é uma referência para a média global e

$\beta_{i(t)}$  denota o coeficiente referente ao mês  $i$ , onde  $i_{(t)} \in \{1, \dots, 12\}$

$\varepsilon_{(t)}$  representa o erro do modelo

A Tabela 4.11 apresenta os resultados do modelo estimado.

Tabela 4.11: Estatísticas descritivas para a regressão da velocidade em função dos meses

	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t )
Intercepto	3.53163	0.10099	34.971	< 2e-16 ***
Fevereiro	-0.23154	0.14659	-1.579	0.114264
Março	-0.54235	0.14282	-3.797	0.000147 ***
Abril	-0.36121	0.14400	-2.508	0.012148 *
Mai	-0.44612	0.14282	-3.124	0.001792 **
Junho	0.70657	0.14400	4.907	9.43e-07 ***
Julho	0.07500	0.14282	0.525	0.599480
Agosto	0.27627	0.14282	1.934	0.053098
Setembro	-0.07522	0.14400	-0.522	0.601456
Outubro	-0.42293	0.14282	-2.961	0.003072 **
Novembro	-0.60588	0.14400	-4.207	2.61e-05 ***
Dezembro	0.24582	0.14282	1.721	0.085246

Signif. codes: 0 ‘\*\*\*’ 0.001 ‘\*\*’ 0.01 ‘\*’ 0.05 ‘.’ 0.1

Residual standard error: 2.755 on 8748 degrees of freedom

Multiple R-squared: 0.01847, Adjusted R-squared: 0.01723

F-statistic: 14.96 on 11 and 8748 DF, p-value: < 2.2e-16

Resultados da pesquisa

O mês de janeiro está inserido como intercepto, dessa forma, o modelo mostra as variações na velocidade (para mais ou para menos) com base nos valores de janeiro. E.g. a média para junho é igual ao valor do intercepto mais seu respectivo coeficiente estimado.  $Y_{1(t)}$  é uma variável binária (1 se for janeiro e 0 caso contrário). A não significância do mês de abril indica que sua média é igual a de janeiro.

De forma analisar as diferenças entre as médias dos meses, foi realizada a Análise de variância (ANOVA). A ANOVA fornece um teste estatístico para diagnosticar se todos os grupos são iguais, e, portanto, generaliza o teste  $t$  para mais de dois grupos. A Tabela 4.12 apresenta os resultados da análise.

Tabela 4.12: Anova - Análise de variância para o modelo dos meses

	DF	Sum Sq	Mean Sq	F value	Pr(>F)
Meses	11	1249	113.531	14.962	< 2.2e-16 ***
Resíduos	8748	66378	7.588		

Resultados da pesquisa

A análise de variância permite fazer uma decomposição que mostra o poder de explicação das variáveis do modelo, bem como do termo de erro, dessa forma, a variância amostral é particionada em diversos componentes devido a diferentes fatores (variáveis). A variável “meses” foi

estatisticamente significante.

### Modelo de dias

Em relação a variável "dia", pode-se construir o seguinte modelo:

$$Y_{1(t)} = \mu + \beta_{i(t)} + \gamma_{j(t)} + \varepsilon_{(t)}, \varepsilon_{(t)} \sim N(0, \sigma^2), \quad (4.9)$$

onde:

$\mu$  é uma referência para a média e

$\beta_{i(t)}$  denota o mês  $i$  no instante  $t$

$\gamma_{j(t)}$  denota o coeficiente referente ao dia  $j$ , onde  $j(t) \in \{1, \dots, 31\}$

$\varepsilon_{(t)}$  representa o erro do modelo

A premissa básica do modelo é de que a velocidade do vento varia com o dia. A equação 4.3 diz que o mês regula a média do mês e o dia regula, afeta, a média do dia. Sendo assim, dia e mês controlam a média. A Figura 4.14, elimina o efeito da variável mês e ilustra o *box plot* com os resíduos do modelo anterior. Já a Figura 4.15 apresenta um *box plot* para a velocidade dos ventos através dos dias do ano. Ambas as figuras atestam que o comportamento da variável "dia" não é constante ao longo dos meses, sendo necessário a construção de novas regressões que incorporem as interações entre as variáveis.

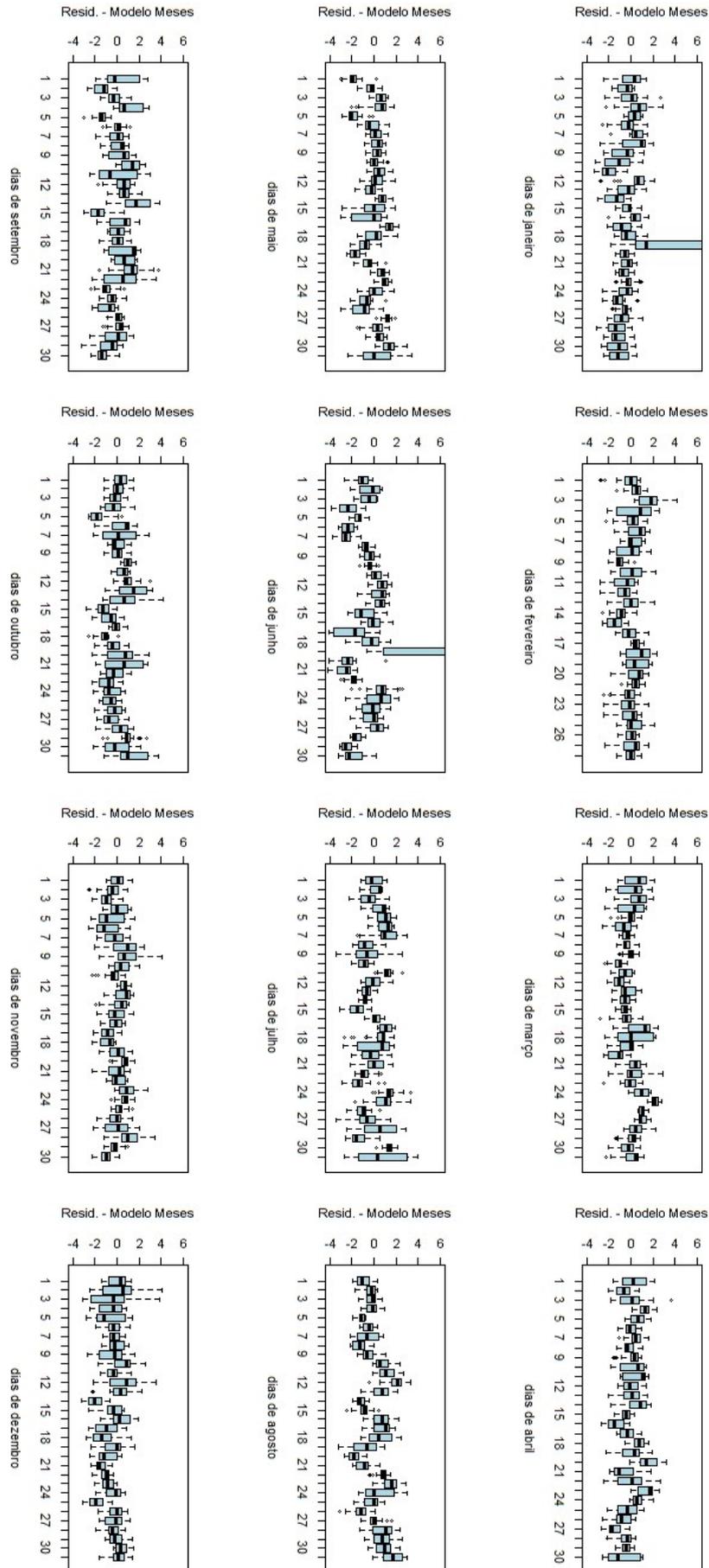


Figura 4.14: *Box plot* dos resíduos do modelo de meses  
Resultados da pesquisa

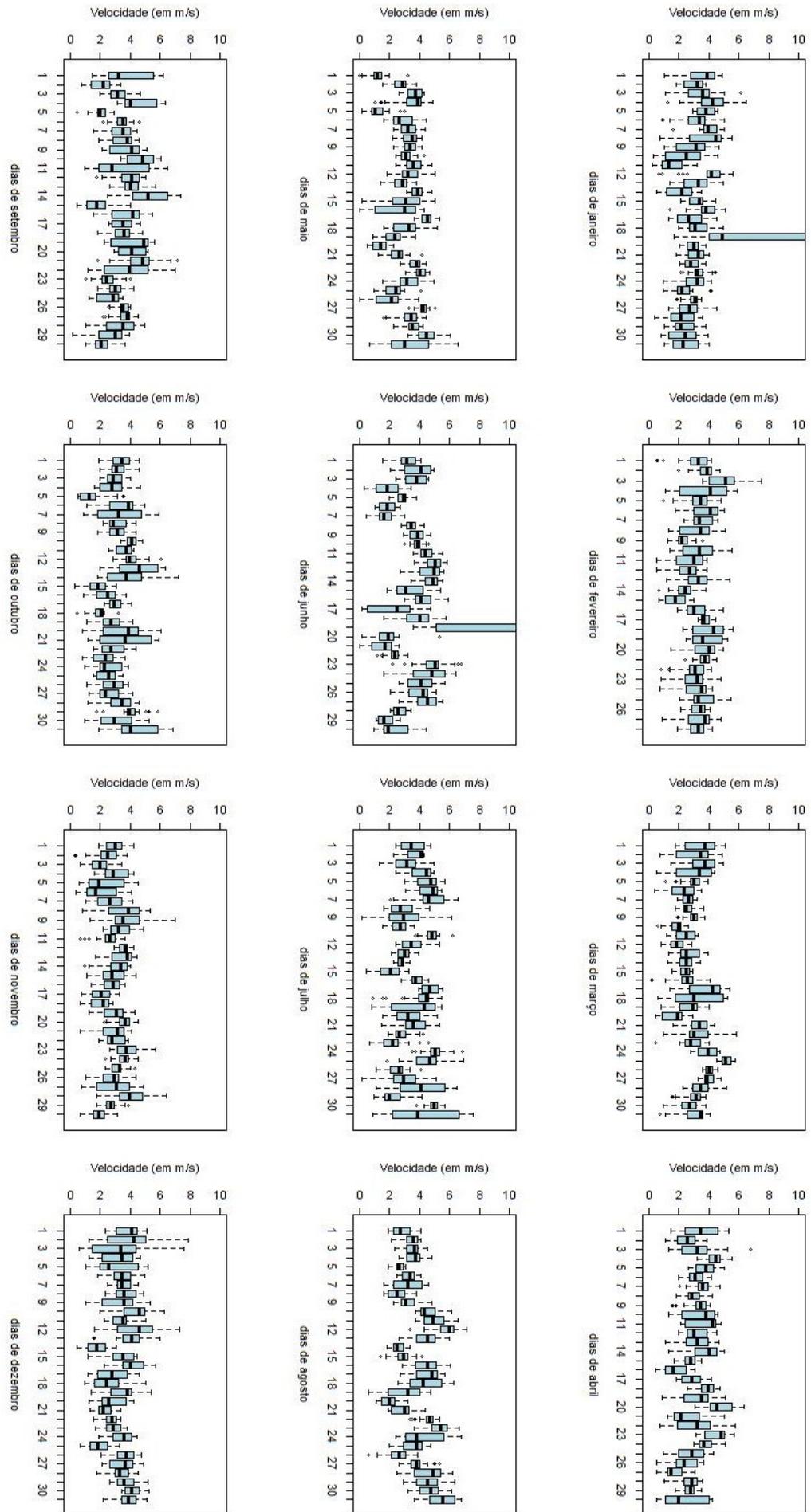


Figura 4.15: *Box plot* da velocidade do vento a 50 m por dias do ano

A Tabela 4.13 apresenta os resultados conforme a análise de variância (ANOVA). Nota-se que há o efeito tanto dos meses quanto dos dias, entretanto, a variável mês possui uma influência muito superior no modelo.

Tabela 4.13: Anova - Análise de variância para o modelo mês e dia

	DF	Sum Sq	Mean Sq	F value	Pr(>F)
Meses	11	1249	113.531	15.560	< 2.2e-16 ***
Dia	30	2770	92.323	12.654	< 2.2e-16 ***
Resíduos	8718	63608	7.296		

Resultados da pesquisa

### Modelo da interação mês dia

À partir dos modelos anteriores chega-se ao seguinte desdobramento: o comportamento do dia ao longo dos meses não é constante, sendo assim, pode-se dizer que existe uma interação mês - dia.

Em relação a interação mês - dia, pode-se construir o seguinte modelo:

$$Y_{1(t)} = \mu + \beta_{i(t)} + \gamma_{j(t)} + \delta_{(i(t))(j(t))} + \varepsilon_{(t)}, \varepsilon_{(t)} \sim N(0, \sigma^2), i_t \in \{1, \dots, 12\}, j_{(t)} \in \{1, \dots, 31\} \quad (4.10)$$

onde:

$\mu$  é uma referência para a média global e

$\beta_{i(t)}$  denota o mês  $i$  no instante  $t$

$\gamma_{j(t)}$  denota o dia  $j$  no instante  $t$

$\delta_{(i(t))(j(t))}$  representa a interação do mês  $i$  no dia  $j$ , para o instante  $t$

$\varepsilon_{(t)}$  representa o erro do modelo

A Tabela 4.14 apresenta os resultados conforme a análise de variância (ANOVA). Nota-se que há o efeito dos meses, dias e da interação mês - dia. A medida que o grau de complexidade dos modelos aumenta, a análise foge da questão visual. Sendo assim, a única forma de compreender as equações será mediante testes paramétricos para as variáveis do modelo.

Tabela 4.14: Anova - Análise de variância para o modelo com interação mês - dia

	DF	Sum Sq	Mean Sq	F value	Pr(>F)
Meses	11	1249	113.531	22.877	< 2.2e-16 ***
Dia	30	2770	92.323	18.603	< 2.2e-16 ***
Mês - dia	323	21946	67.944	13.691	< 2.2e-16 ***
Resíduos	8395	41662	4.963		

Resultados da pesquisa

### Modelo de horas

A partir do modelo que capta a interação mês - dia, será analisada a componente *hora* nos resíduos do modelo ajustado. Sendo assim, a Figura 4.16 apresenta um box plot dos resíduos em função das horas.

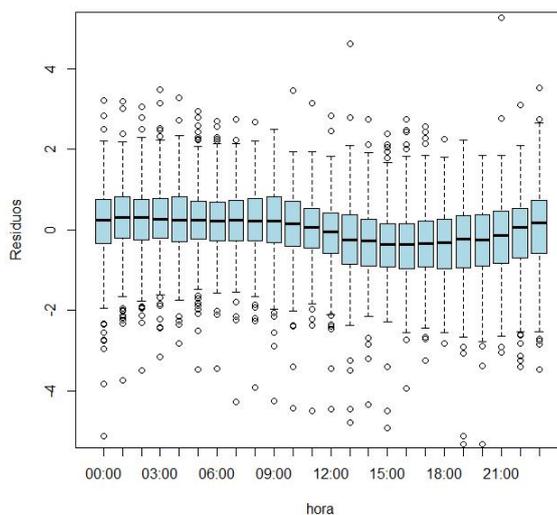


Figura 4.16: *Box plot* dos resíduos em função das horas  
Resultados da pesquisa

O objetivo é determinar se existe o efeito das horas no modelo, ou seja, um comportamento específico para todos os dias em todos os meses. Dessa forma foi elaborado o seguinte modelo:

$$Y_{1(t)} = \mu + \beta_{i(t)} + \gamma_{j(t)} + \delta_{(i(t))(j(t))} + \zeta_{k(t)} + \varepsilon(t), \varepsilon(t) \sim N(0, \sigma^2), i(t) \in \{1, \dots, 12\}, j(t) \in \{1, \dots, 31\}, k(t) \in \{0, \dots, 23\} \tag{4.11}$$

onde:

$\mu$  é uma referência para a média global e

$\beta_{i(t)}$  denota o mês  $i$  no instante  $t$

$\gamma_{j(t)}$  denota o dia  $j$  no instante  $t$

$\delta_{(i(t))(j(t))}$  representa a interação do mês  $i$  no dia  $j$ , para o instante  $t$

$\zeta_{k(t)}$  denota a hora  $k$  no instante  $t$

$\varepsilon_{(t)}$  representa o erro do modelo

A Tabela 4.15 apresenta os resultados conforme a análise de variância (ANOVA).

Tabela 4.15: Anova - Análise de variância para o modelo com interação mês - dia

	DF	Sum Sq	Mean Sq	F value	Pr(>F)
Meses	11	1249	113.531	23.0201	< 2.2e-16 ***
Dia	30	2770	92.3232	18.7198	< 2.2e-16 ***
Mês - dia	323	21946	67.944	13.7767	< 2.2e-16 ***
Hora	23	373	16.210	3.2868	1.767e-07 ***
Resíduos	8372	41289	4.932		

Resultados da pesquisa

### Modelo para Prever a Velocidade média dos Ventos

O modelo para prever a velocidade dos ventos acrescenta a interação mês - hora e pode ser expresso por:

$$Y_{1(t)} = \mu + \beta_{i(t)} + \gamma_{j(t)} + \delta_{(i(t))(j(t))} + \zeta_{k(t)} + \eta_{(i(t))(k(t))} + \varepsilon_{(t)}, \varepsilon_{(t)} \sim N(0, \sigma^2) \quad (4.12)$$

onde:

$\mu$  é uma referência para a média global e

$\beta_{i(t)}$  denota o mês  $i$  no instante  $t$ ,  $i_{(t)} \in \{1, \dots, 12\}$

$\gamma_{j(t)}$  denota o dia  $j$  no instante  $t$ ,  $j_{(t)} \in \{1, \dots, 31\}$

$\delta_{(i(t))(j(t))}$  representa a interação do mês  $i$  no dia  $j$ , para o instante  $t$

$\zeta_{k(t)}$  denota a hora  $k$  no instante  $t$ ,  $k_{(t)} \in \{0, \dots, 23\}$

$\eta_{(i(t))(k(t))}$  representa a interação do mês  $i$  no hora  $k$ , para o instante  $t$

$\varepsilon_{(t)}$  representa o erro do modelo

A Tabela 4.16 apresenta os resultados conforme a análise de variância (ANOVA).

Tabela 4.16: Anova - Análise de variância para o modelo com interação mês - dia

	DF	Sum Sq	Mean Sq	F value	Pr(>F)
Meses	11	1249	113.531	23.2552	< 2.2e-16 ***
Dia	30	2770	18.52	18.9110	< 2.2e-16 ***
Mês - dia	323	21946	67.944	13.9174	< 2.2e-16 ***
Hora	23	373	16.210	3.3203	1.339e-07 ***
Mês - hora	253	1653	6.532	1.3380	0.0003304 ***
Resíduos	8119	39637	4.882		

Resultados da pesquisa

A Figura 4.17 apresenta o histograma e o *QQ - Plot* dos resíduos do modelo final ajustado. Percebe-se que o histograma já não é tão simétrico quanto o inicial. Também há evidências de rajadas de vento, ou seja, momentos em que a velocidade do vento ficou bem maior que o esperado (e que as médias não estavam estimando muito bem).

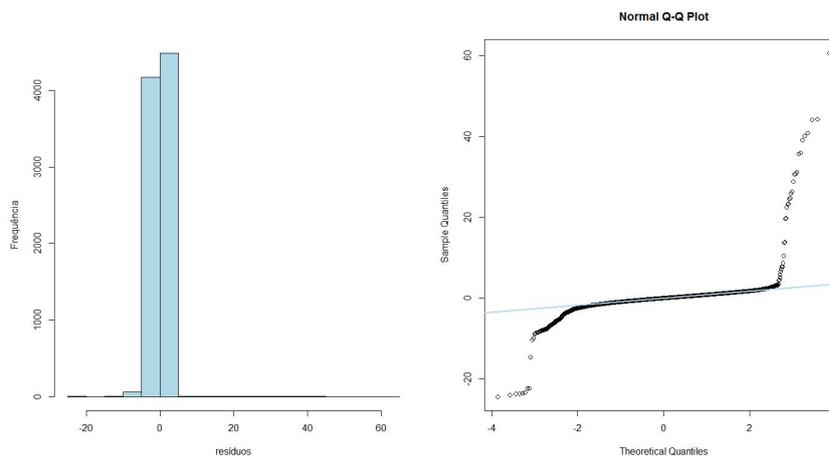


Figura 4.17: Histograma e *QQ - Plot* dos resíduos do modelo final  
Resultados da pesquisa

A partir do modelo final é possível estimar os valores da velocidade do vento para o município de São Martinho da Serra, conforme ilustra a Figura 4.18.

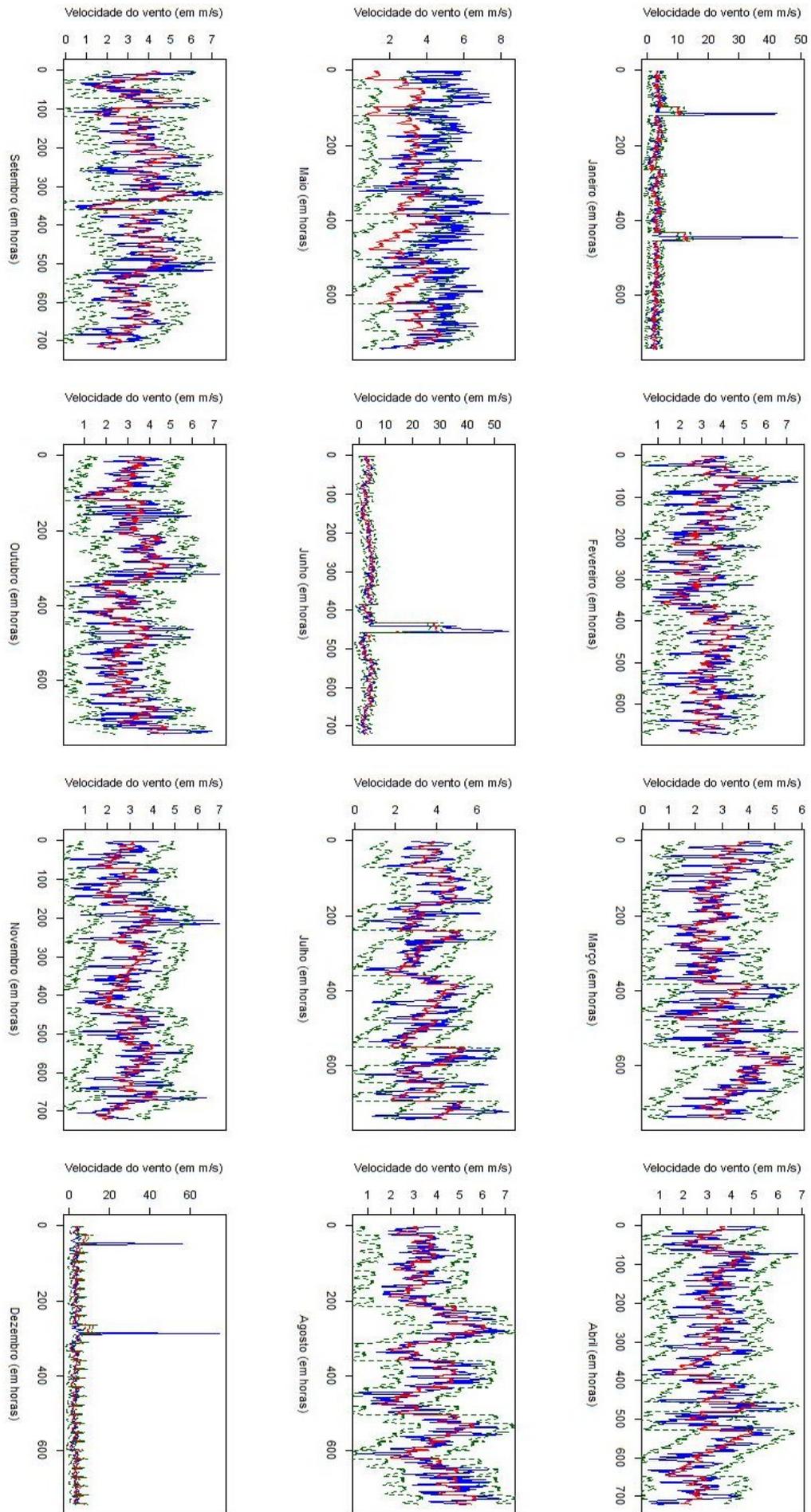


Figura 4.18: Previsão da velocidade para o ano de 2010  
Resultados da pesquisa

### 4.2.9 Validação do modelo

A Figura 4.19 mostra o ajuste do modelo para os anos de 2009, 2008 e 2007.

A Tabela 4.17 apresenta os resultados da validação dos dados.

O ano de 2010 apresentou a vantagem de possuir apenas uma observação omissa, o que não compromete a análise e predição do modelo. No sentido oposto, os demais anos apresentaram significativos “déficits” de informação (os valores omissos foram substituídos por zero). A Tabela 4.17 apresenta os resultados da validação dos dados.

Deves-e ressaltar que os valores tomados por "zero" não fizeram parte do intervalo de confiança, uma vez que a inclusão dos mesmos poderia prejudicar as conclusões da presente pesquisa, sendo assim, os dados ausentes não foram considerados na análise.

Tabela 4.17: Resultados da validação do modelo

Ano	Val. Observados	Omissão	Omissão (%)	Val. no IC (%)
2010	8760	0	0.00%	95.00%
2009	8510	250	2.85%	72.76%
2008	5869	2891	33.00%	29.43%
2007	8760	0	0.00%	26.82%

Resultados da pesquisa

O regime de ventos do município de São Martinho da Serra, além de não apresentar uma regularidade, não possui um bom histórico de informações (valores da velocidade dos ventos para anos anteriores), sendo assim, é difícil avaliar com precisão o grau de ajuste do modelo preditivo.

Percebe-se que para a maioria dos anos analisados a omissão de observações é grande, o que prejudica na construção e análise de modelos para previsão. Dessa forma, o ano de 2010 foi adotado como ano base, por não possuir valores omissos (no total de 8760 variáveis - horas).

Após o cálculo dos modelos de previsão da velocidade do vento, deve-se utilizar critérios comparativos, pois, estes indicadores permitirão analisar a qualidade preditiva do modelo estimado. A presente pesquisa se pautará no RMSE, *root mean squared error*, (mas também irá calcular o MAE, *mean absolute error*, e MAPE, *mean absolute percentage error*).

O uso do RMSE apresenta vantagens, pois ele é medido nas mesmas unidades que os dados e é representativo do tamanho de um erro "típico". O MAE também é medido nas mesmas unidades que os dados originais, e é geralmente semelhante em magnitude, mas ligeiramente menor do que o RMSE. Já o MAPE, é um indicador que se torna útil pois é expresso em termos percentuais genéricos.

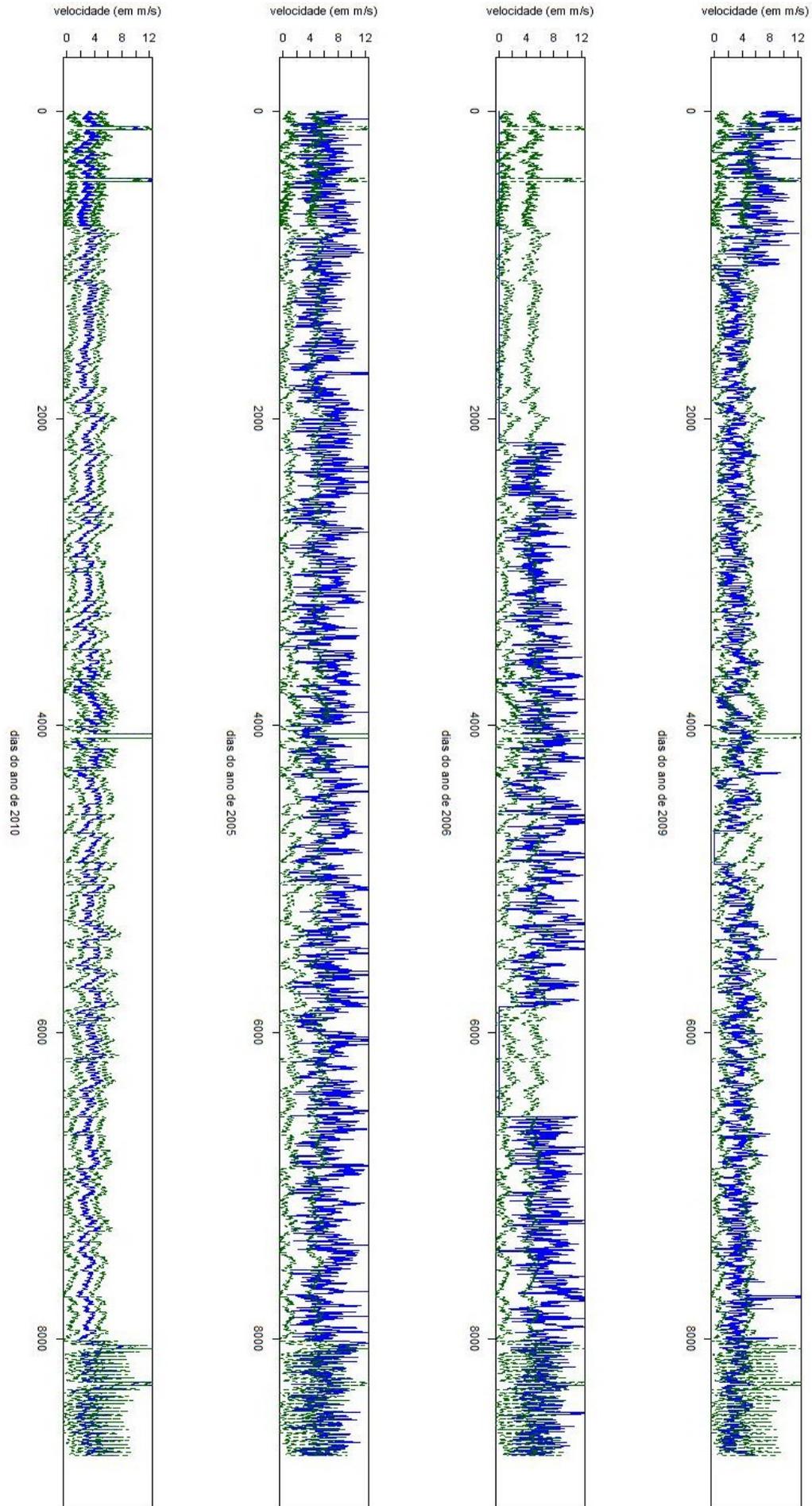


Figura 4.19: Ajuste do modelo para os anos de 2009, 2008 e 2007  
Resultados da pesquisa

A Tabela 4.21 apresenta os resultados do desempenho dos modelos estimados. Percebe-se que o menor valor de RMSE está no ano de 2007, seguido por 2010. Entretanto, o ano de 2007 apresenta uma significativa parcela de dados ausentes, conforme ilustra a tabela Tabela 4.8.

Tabela 4.18: Desempenho do modelo

<b>ANO</b>	<b>RMSE</b>	<b>MAE</b>	<b>MAPE</b>
2010	2.12714	0.866005	0.356315
2009	1.31481	0.785654	0.461092
2006	1.371257	0.880190	0.203605
2005	1.681582	1.314575	0.207505

Resultados da pesquisa

No caso da previsão do vento para o setor energético, estas análises estatísticas são importantes, tendo em vista que a densidade de potência eólica varia em função do cubo da velocidade do vento.

Os resultados da tabela indicam que o RMSE é da ordem de  $2.13m/s$ . Esta estatística atesta o grau de ajustamento do modelo para o ano de 2010. Deve-se dizer que o RMSE é a medida da magnitude média dos erros modelados, varia de 0 a infinito e o seu valor de previsão perfeita ocorre para  $RMSE = 0$ .

Para se ter uma noção do impacto de um erro preditivo da ordem de  $2.13m/s$  na geração eólica, ele, caso seja um erro para mais, superestima o valor da geração eólica em aproximados  $221.4861kW$  a cada hora. Se for um erro para menos, o valor da energia gerada é subestimado em  $63.9599kW$ . Essa diferença ocorre em virtude do fato da potência de geração eólica variar com o cubo da velocidade, dessa forma, pequenas alterações no valor predito podem causar danos à análise efetuada.

Para o caso de São Martinho da Serra, a irregularidade no regime de ventos afeta o poder preditivo do modelo, uma vez que existe a ocorrência de ventos extremos e variações climáticas significativas. Portanto, conclui-se que o modelo não pode ser utilizado para São Martinho. Uma possibilidade de uso para o modelo, se basearia na análise com mais dados, permitindo assim, uma comparação mais profundo do poder preditivo para cada ano. No entanto ele se adequa para Petrolina, dado que o regime de ventos tende a ser mais estável no nordeste.

### 4.3 Influência da densidade na geração de energia eólica

Tradicionalmente os estudos de potencial eólico se baseiam na componente *velocidade dos ventos*, entretanto, CALLAWAY (2010) incorporou a influência da temperatura do ar. A presente pesquisa além de estudar o efeito da temperatura, também teve as variáveis *pressão atmosférica* e *umidade do ar* acrescentadas nas análises.

Nesta seção iremos estudar a aleatoriedade da densidade, uma vez que ela pode ser expressa através da pressão atmosférica, temperatura e umidade do ar.

A motivação para tal objetivo se dá pelo fato de que a potência mecânica extraída do vento é expressa por:

$$P_{mec} = f(c, v, \rho(f(c, p, t, u))) \quad (4.13)$$

onde:

$P_{mec}$  é a potência mecânica extraída do vento;

$c$  é uma constante;

$v$  é a velocidade do vento;

$\rho$  é a densidade do ar;

$p$  é a pressão,

$t$  a temperatura do ar, e

$u$  é a umidade.

Pa fins comparativos, a Figura 4.20 apresenta os histogramas para a densidade do ar (com observações por hora) para os municípios de Petrolina e São Martinho da Serra, respectivamente.

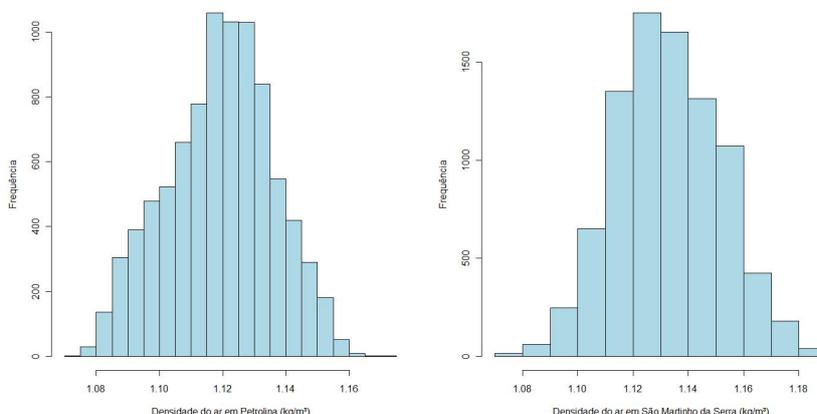


Figura 4.20: Histogramas para a densidade do ar para 2010  
Resultados da pesquisa

A Tabela 4.19 apresenta as estatísticas descritivas para a densidade do ar (expressa em  $\text{kg/m}^3$ ) para os municípios de Petrolina e São Martinho da Serra, respectivamente.

Tabela 4.19: Estatísticas descritivas para a densidade do ar ( $\text{kg/m}^3$ ) para o ano de 2010

	Min.	1st Qu.	Median	Mean	3rd Qu.	Max.
<b>Petrolina</b>	1.075	1.108	1.12	1.119	1.131	1.171
<b>São Martinho da Serra</b>	1.075	1.119	1.132	1.133	1.146	1.187

Resultados da pesquisa

O modelo desenvolvido para análise e projeção da velocidade do vento também pode ser empregado para os estudos acerca da densidade do ar. Para fins ilustrativos, a Figura 4.21 sinaliza que para meses distintos as médias da densidade do ar também são distintas, denotando a presença de um efeito *mês* no comportamento da referida variável.

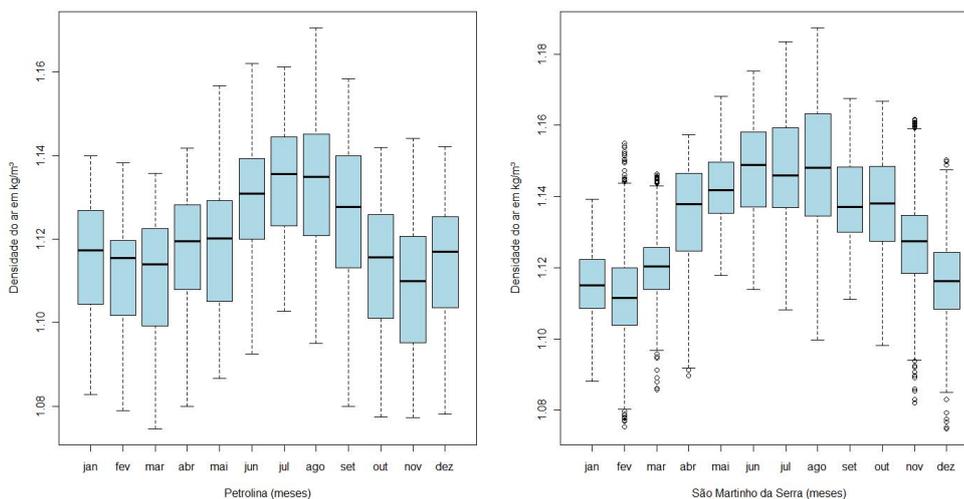


Figura 4.21: *Box plot* da densidade do ar para 2010  
Resultados da pesquisa

### Modelo para Prever a Densidade do Ar

De forma semelhante às análises anteriores, que trataram da elaboração de um modelo para a previsão da velocidade do vento, a presente seção tem por objetivo empregar o modelo para análises com a densidade do ar. Todos os “modelos intermediários”, que foram apresentados nas seções anteriores, relativas à velocidade foram testados, mas para fins práticos apenas o modelo “final” será descrito na presente seção.

Por meio de todas as variáveis de estudo e suas respectivas interações, foi construído o modelo para prever a densidade do ar, que acrescenta a interação mês - hora e pode ser expresso da

seguinte forma:

$$X_{2(t)} = Y_{2(t)} = \mu + \beta_{i(t)} + \gamma_{j(t)} + \delta_{(i(t))(j(t))} + \zeta_{k(t)} + \eta_{(i(t))(k(t))} + \varepsilon_{(t)}, \varepsilon_{(t)} \sim N(0, \sigma^2) \quad (4.14)$$

onde:

$\mu$  é uma referência para a média global e

$\beta_{i(t)}$  denota o mês  $i$  no instante  $t$ ,  $i_{(t)} \in \{1, \dots, 12\}$

$\gamma_{j(t)}$  denota o dia  $j$  no instante  $t$ ,  $j_{(t)} \in \{1, \dots, 31\}$

$\delta_{(i(t))(j(t))}$  representa a interação do mês  $i$  no dia  $j$ , para o instante  $t$

$\zeta_{k(t)}$  denota a hora  $j$  no instante  $t$ ,  $k_{(t)} \in \{0, \dots, 23\}$

$\eta_{(i(t))(k(t))}$  representa a interação do mês  $i$  no hora  $k$ , para o instante  $t$

$\varepsilon_{(t)}$  representa o erro do modelo

A Tabela 4.20 apresenta os resultados para a densidade do ar nos municípios de Petrolina e São Martinho da Serra, conforme a análise de variância (ANOVA).

Tabela 4.20: Add caption

<b>Petrolina - PE</b>					
	<b>DF</b>	<b>Sum Sq</b>	<b>Mean Sq</b>	<b>F value</b>	<b>Pr(&gt;F)</b>
<b>Meses</b>	11	0.64563	0.058694	2869.43	< 2.2e-16 ***
<b>Dia</b>	30	0.02243	0.000748	36.546	< 2.2e-16 ***
<b>Mês - Dia</b>	23	1.39635	0.060711	2968.049	< 2.2e-16 ***
<b>Hora</b>	323	0.22324	0.000691	33.7891	< 2.2e-16 ***
<b>Mês - Hora</b>	253	0.02357	0.000093	4.5552	< 2.2e-16 ***
<b>Residuals</b>	8119	0.16607	0.00002		
<b>São Martinho da Serra - RS</b>					
	<b>DF</b>	<b>Sum Sq</b>	<b>Mean Sq</b>	<b>F value</b>	<b>Pr(&gt;F)</b>
<b>Meses</b>	11	1.49153	0.135594	4250.801	< 2.2e-16 ***
<b>Dia</b>	30	0.09095	0.003032	95.0418	< 2.2e-16 ***
<b>Mês - Dia</b>	23	0.21168	0.009203	288.5256	< 2.2e-16 ***
<b>Hora</b>	323	1.00317	0.003106	97.365	< 2.2e-16 ***
<b>Mês - Hora</b>	253	0.03459	0.000137	4.2857	< 2.2e-16 ***
<b>Residuals</b>	8119	0.25898	0.000032		

Resultados da pesquisa

Percebe-se que para a cidade de Petrolina, a interação mês - dia é a variável com maior poder

explicativo sobre a densidade do ar. No caso específico de São Martinho da Serra, meses e hora, respectivamente, são as variáveis mais representativas para o modelo construído.

A Figura 4.22 apresenta o histograma e o *QQ - Plot* dos resíduos do modelo final ajustado. Percebe-se que o histograma já não é tão simétrico quanto o inicial.

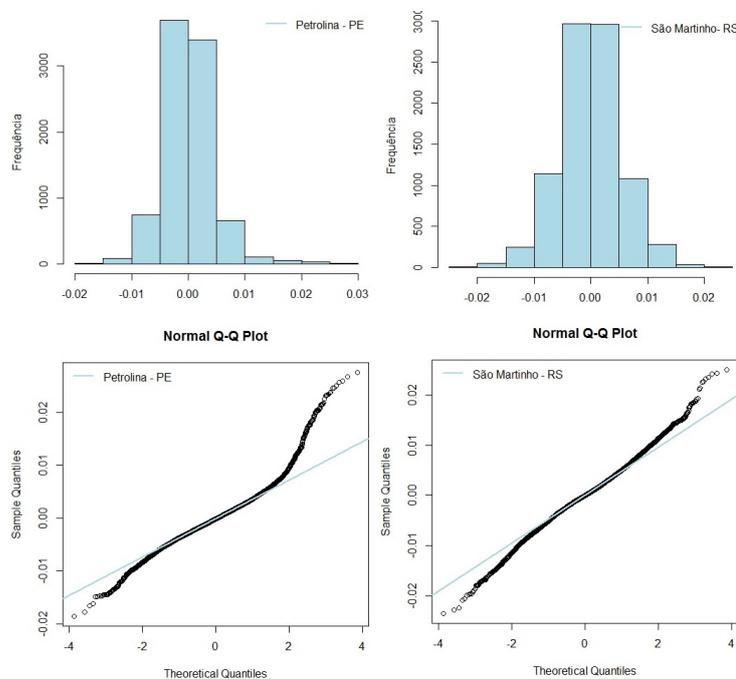


Figura 4.22: Histograma e *QQ - Plot* dos resíduos do modelo final  
Resultados da pesquisa

Após a construção do modelo de previsão da densidade do ar, deve-se utilizar critérios comparativos, pois, estes indicadores permitirão analisar a qualidade preditiva do modelo estimado. A presente pesquisa se pautará no RMSE, *root mean squared error*, (mas também irá calcular o MAE, *mean absolute error*, e MAPE, *mean absolute percentage error*).

O uso do RMSE apresenta vantagens, pois ele é medido nas mesmas unidades que os dados e é representativo do tamanho de um erro "típico". O MAE também é medido nas mesmas unidades que os dados originais, e é geralmente semelhante em magnitude, mas ligeiramente menor do que o RMSE. Já o MAPE, é um indicador que se torna útil pois é expresso em termos percentuais genéricos.

A Tabela 4.21 apresenta os resultados do desempenho do modelo estimado para o ano de 2010.

Os resultados da tabela indicam que o RMSE é da ordem de  $0.004354\text{kg}/\text{m}^3$  e  $0.005437\text{kg}/\text{m}^3$  para Petrolina e São Martinho da Serra, respectivamente. Esta estatística comprova o bom ajustamento do modelo para o ano de 2010. Deve-se dizer que o RMSE é a medida da magnitude

Tabela 4.21: Desempenho do modelo

Cidade	RMSE	MAE	MAPE
Petrolina	0.004354	0.003187	0.228626
São Martinho	0.005437	0.004143	0.228626

Resultados da pesquisa

média dos erros modelados, varia de 0 a infinito e o seu valor de previsão perfeita ocorre para  $RMSE = 0$ .

Para se ter uma noção do impacto de um erro preditivo da ordem de  $0.004354kg/m^3$  na geração eólica de Petrolina, ele, caso seja um erro para mais, superestima em média, o valor da geração eólica em  $0.7574kW$  a cada hora. Se for um erro para menos, o valor da energia gerada é subestimado no mesmo valor. Para o caso específico de São Martinho da Serra, um erro preditivo de  $0.005437kg/m^3$  na geração, caso seja um erro para mais, superestima em média o valor da geração em  $0.3244kW$  por hora. Se for um erro para menos, o valor da energia gerada é subestimado em  $1.3799kW$ .

De forma a caracterizar a importância do cálculo da densidade do ar na análise do potencial eólico, a figura 4.24 apresenta o percentual de energia superestimada por hora ao se utilizar um valor constante para a densidade ( $1.225kg/m^3$ , como é feito em muitos trabalhos e em notas técnicas de empresas eólicas) frente os valores calculados pela presente pesquisa para as cidades analisadas. A próxima seção trata com mais detalhes da influência da densidade. Deve-se ressaltar que todos os valores de densidade calculados são inferiores a  $1.225kg/m^3$  (para ambas as cidades).

A potência superestimada média para a cidade de Petrolina foi de 9.4797 %, já para o município de São Martinho da Serra, esse valor foi de 8.1949 %, demonstrando assim, a importância de se utilizar valores realistas e que levem em conta as especificidades de dada região.

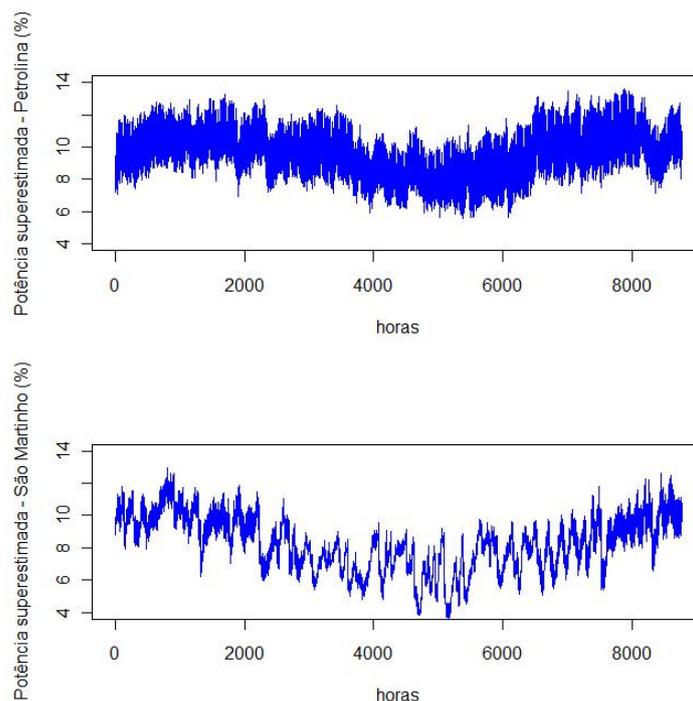


Figura 4.23: Potência superestimada para o ano de 2010 (%)  
Resultados da pesquisa

De forma a caracterizar a oscilação do erro preditivo ao longo dos meses, a Figura 4.24 apresenta o *box plot* da variação percentual para as duas cidades, referente ao ano de 2010

O modelo preditivo para a densidade do ar possui bom ajuste e seu impacto na geração eólica não é tão grande quanto o da variável velocidade, uma vez que ele influi de forma linear na fórmula do potencial de energia criada.

A vantagem na utilização desse modelo de previsão é a possibilidade de captar as relações entre variáveis ligadas às horas, meses e dias. Estas características possibilitaram estudar o comportamental estrutural da densidade do ar em Petrolina e São Martinho da Serra.

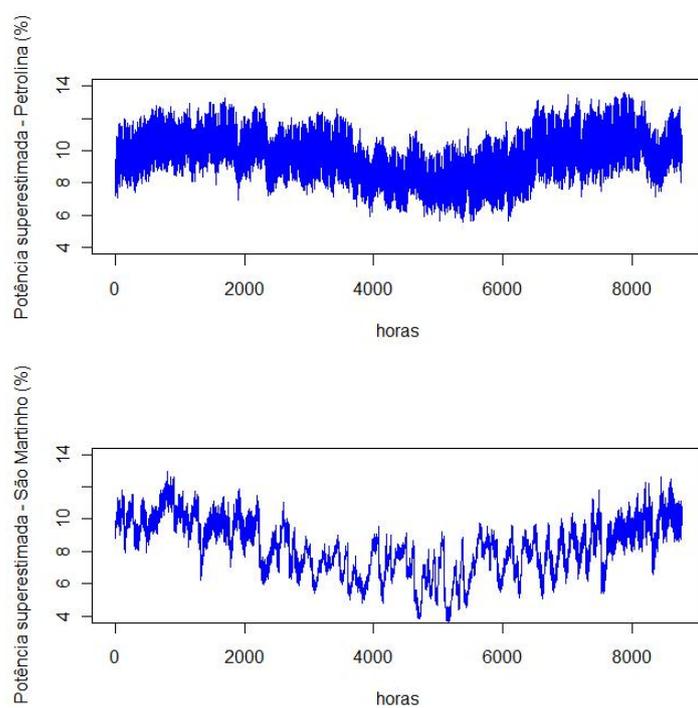


Figura 4.24: Potência superestimada para o ano de 2010 (%)  
Resultados da pesquisa

## Capítulo 5

# Potencial de geração de energia eólica

Com base no modelo criado para a previsão da velocidade e da densidade do ar, foi possível mensurar a influência de cada uma destas variáveis na geração de energia. Essa seção tem por objetivo discorrer sobre o potencial de geração eólica dos municípios de Petrolina e de São Martinho da Serra, respectivamente. A Figura 5.1 mostra a geração de energia, expressa em kWh, para as referidas cidades.

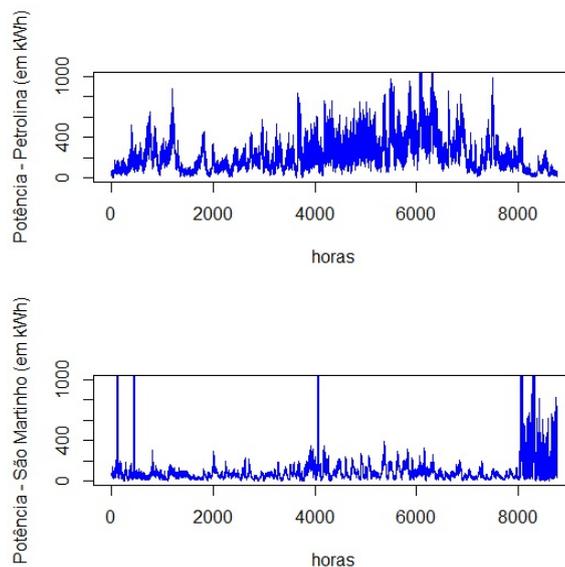


Figura 5.1: Potência de geração eólica para o município de Petrolina e São Martinho em 2010  
Resultados da pesquisa

A geração média de energia para o município de Petrolina é de  $236.9820kW$  por hora, já a cidade de São Martinho, produz em média  $201.4617kW$  por hora. Entretanto, o potencial de geração nestes municípios é reduzido. Para ser um empreendimento viável o potencial deveria ser da ordem de  $580.8675kW$  e  $574.0271kW$ , respectivamente (GRUBB, 1993). No caso específico

de São Martinho, pode-se dizer que o valor do potencial é “artificial” e não uniforme, uma vez que existe a presença de ventos extremos na região. Os “valores de viabilidade” foram calculados com base na velocidade média de  $7m/s$  e com a densidade média para o período analisado, de acordo com GRUBB (1993). Deve-se ressaltar que o modelo aqui desenvolvido, não é bom para estimar o comportamento do vento em São Martinho da Serra.

Os valores acima expostos não dizem que o investimento não seja viável, uma vez que foram baseados no valor da velocidade do vento ao nível de  $50m$  do solo. Não existem dados disponíveis para outras alturas, tais como  $75m$  e  $100m$ , dessa forma é difícil avaliar o real potencial das regiões. De toda forma, fica evidente a necessidade de criar incentivos governamentais para aumentar a difusão da energia eólica nestas localidades.

É possível no entanto, dizer que a velocidade do vento varia com a altura, seguindo aproximadamente uma equação estatística, conhecida como lei exponencial de *Hellmann* ou Lei da Potência, da forma (DIEZ, 2005):

$$v_h = v_{h_1} \left( \frac{h}{h_1} \right)^\alpha \quad (5.1)$$

onde:

$v_h$  é a velocidade do vento a altura  $h$ ;

$v_{h_1}$  é a velocidade do vento na altura  $h_1$ ;

$\alpha$  é o expoente de *Hellmann*, ou o expoente do gradiente do vento, que é função da rugosidade do terreno.

Através do cômputo de *Hellmann*, utilizando um fator de rugosidade igual a 0.1, os valores do potencial eólico médio para Petrolina e São Martinho, considerando a altura da torre igual a  $100m$  e a velocidade, segundo a Lei da Potência igual a  $5.4261m/s$  e  $3.7982m/s$ , são de  $267.3676kWh$  e  $92.7960kWh$  respectivamente. Percebe-se que tais valores ainda não são suficientes para garantir a viabilidade do empreendimento.

Diversos trabalhos, tanto da literatura nacional quanto internacional estudaram o potencial de geração de energia eólica, entretanto, fizeram uso de valores tabelados para a densidade do ar (o que em muitos casos não é adequado). Nessa seção iremos avaliar qual é a quantidade de energia superestimada ou subestimada, através da diferença de potencial eólico entre um cálculo que utiliza o valor padrão para a densidade ( $1.225kg/m^3$ ) e que é empregado em muitos trabalhos científicos (TAVARES et al. (2012), OLIVEIRA (2012), LANZ (1992) e HOOFT et al. (2003)) e

outro que incorpora valores calculados para a densidade (com base na temperatura, umidade e pressão), de acordo com o que foi feito na presente pesquisa).

A Figura 5.2 comprova a importância de tal suposição e exibe a diferença entre energia gerada com base nos dois tipos de cômputo (potencial de geração eólico com densidade fixa - potencial com densidade variável). Todos os valores calculados para a densidade foram inferiores a densidade padrão ( $1.225kg/m^3$ ), dessa forma, conclui-se que o uso de tal valor constante superestima o potencial de geração eólico.

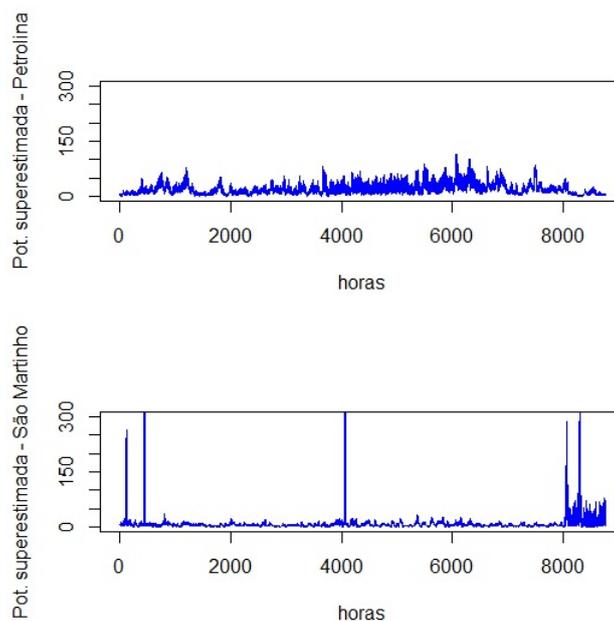


Figura 5.2: Energia eólica superestimada em kWh para o ano de 2010  
Resultados da pesquisa

A energia superestimada seria da ordem de  $21.8379kWh$  e  $17.6326kWh$  para os municípios de Petrolina e São Martinho da Serra respectivamente. O resultado indica a importância de se calcular o valor exato da densidade do ar, uma vez que a utilização de um valor constante e uniforme pode superestimar o potencial eólico de uma determinada região, e assim, mascarar a quantidade real de energia de dado empreendimento.

Por fim, a Figura 5.3 ilustra os histogramas para os modelos analisados. Percebe-se, como já foi dito, que o regime de ventos no município de São Martinho da Serra apresenta valores extremos e que no nordeste, especificamente em Petrolina, há uma maior regularidade no regime dos mesmos. Também percebe-se a importância do uso de valores adequados para a densidade do ar, uma vez que ela possui clara influência na geração eólica.

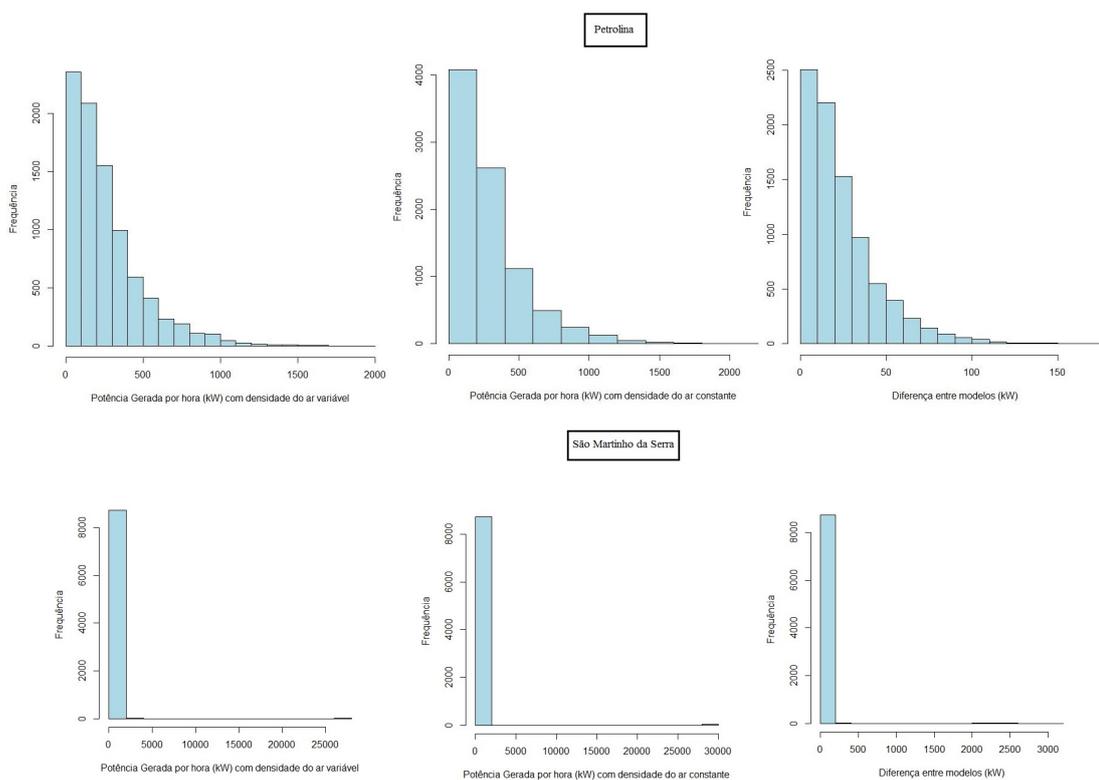


Figura 5.3: Histograma - Potência gerada (kW) em Petrolina e São Martinho da Serra (2010)  
Resultados da pesquisa

## Capítulo 6

# Conclusões

Analisar o comportamento do regime de ventos, bem como da densidade do ar é de fundamental importância para empreendimentos eólicos, uma vez que grandes oscilações e mensurações incorretas nestas variáveis, podem aumentar o grau de incerteza dos agentes envolvidos. Desse modo, a análise e previsão das variáveis mencionadas é um mecanismo minimizador de riscos de fundamental importância.

Muitos estudos, ao utilizarem um valor fixo para a densidade do ar, estão superestimando o potencial real de energia gerada. Dessa forma, a pesquisa contribuiu para reiterar a importância de cálculos mais acurados em relação a densidade do ar para projetos eólicos.

Para captar o funcionamento da potência eólica gerada, em termos da velocidade dos ventos e densidade do ar, foram estimadas equações que levam em consideração as relações entre variáveis ligadas às horas, meses, dias e suas interações. Este tipo de concepção permitiu captar a estrutura comportamental da variável em estudo.

A pesquisa, no mesmo sentido do pioneiro trabalho de CALLAWAY (2010), estruturou um modelo que incorpora variáveis, que assim como a velocidade dos ventos, também afetam a geração de energia eólica, a saber: temperatura, umidade e pressão atmosférica.

Através do estudo de potencial eólico entre os municípios, foi diagnosticado que o regime de ventos na cidade de São Martinho da Serra (RS) é irregular, uma vez que existe uma forte presença de eventos climáticos adversos (que contribuem para a formação de ventos extremos), os quais podem inclusive comprometer a estrutura das turbinas eólicas. Assim, os modelos estudados nesta dissertação não permitiram estimar de forma satisfatória o regime de ventos.

O modelo preditivo para a densidade do ar, possui bom ajuste e seu impacto na geração eólica não é tão grande quanto o da variável velocidade, uma vez que ele influi de forma linear

na fórmula do potencial de energia criada. Estudar o comportamento da densidade do ar é de fundamental importância para um projeto eólico, pois, como foi demonstrado no capítulo anterior, o uso de um valor constante para a densidade,  $1.225\text{kg}/\text{m}^3$  por exemplo, pode superestimar a quantidade de energia gerada.

Os cálculos de potencial de energia gerada também atestam que as cidades de Petrolina (PE) e São Martinho da Serra (RS) não possuem um potencial médio de geração, superior ao necessário para tornar viável a implantação de uma usina eólica. Deve-se ressaltar no entanto, que não há informações sobre a velocidade do vento aos níveis de 75 e 100 metros e a pesquisa fez uso da Lei de *Hellmann* para se chegar a valores aproximados a tais níveis de altura.

Como a presente análise mostrou, o potencial de geração ainda não torna a energia eólica economicamente viável, sendo assim, duas alternativas se destacam para difundir esta tecnologia no Brasil. A primeira opção consiste na concessão de incentivos/subsídios por parte do governo, para que assim, o investimento no setor fique mais atrativo para a indústria. Outra opção que se apresenta é a iniciativa privada recorrer ao uso de fontes híbridas (utilização de mais de uma fonte de geração de energia em conjunto - como solar e eólica. entretanto é necessário mais análises para checar a viabilidade da utilização de fontes híbridas).

Por fim, percebe-se que há uma carência de observações e dados para estudos eólicos. As informações não são atualizadas com frequência e existe várias lacunas, o que inviabiliza de certa forma a comparação de valores estimados ao longo de um período de muitos anos.

# Referências Bibliográficas

- ADRIAN, G.; FIEDLERI, F. (1991). *Zur Dynamik des Windfeldes über orographisch gegliedertem Gelände*. Deutscher Wetterdienst.
- ADRIAN, G. (1994). *European wind atlas*. Risø Natl. Lab., Roskilde, Denmark.
- AMARANTE, O. A. C., BROWER, M., ZACK, J., and SA, A. L. (2004). *Atlas do potencial eólico brasileiro*. MME/ELETROBRÁS/CEPEL, Brasília.
- ANEEL (2005). Atlas de energia elétrica - 2ª edição. Website. <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Atlas/download.htm>.
- ANEEL (2010). Banco de informações de geração (big). Website. <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>.
- ANEEL (2012). Formação do preço de liquidação das diferenças (pld). Website. [http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/063/documento/formacao\\_do\\_pld\\_anexo.pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/063/documento/formacao_do_pld_anexo.pdf).
- ANEEL (2013). Bando da informação da geração. Website. <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>.
- ATLAS (2001). Atlas do potencial eólico brasileiro. Website. <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/index.php?task=livro&cid=1>.
- BALOUKTSIS, A., TSANAKAS, D., and VACHTSEVANOS, G. (1986). Stochastic simulation of hourly and daily average wind speed sequences. *Wind Engineering*, 10(1):1–11.
- BARROSO, L. (2010). *Projeção de Preços de Eletricidade (Visão Geral e Desafios)*. PSR. II SINREM. Rio de Janeiro.

- BIANCHI, F. D., BATTISTA, H. D., and MANTZ, R. J. (2007). *Principles, Modelling and Gain Scheduling Design*. Editora Springer.
- BOX, G. E. P.; JENKINS, G. M. (1975). Intervention analysis with application to economic and environmental problems. *Journal of the American Statistical Association*, 70(3):70–79.
- BRØNDSTED, P., LILHOLT, H., and LYSTRUP, A. (2005). Composite materials for wind power turbine blades. *Annual Review of Material Resistance. Research Department, Risoe National Laboratory, Roskilde, Dinamarca*, 35(35):505–538.
- BROWER, M., JACK, J. W., BAILEY, B., SCHWARTZ, M. N., and ELLIOT, D. L. (2004). *Mesoscale Modeling as a Tool for Wind Resource Assessment and Mapping*. 14th Conference on Applied Climatology, American Meteorological Society, Seattle, Washington.
- BROWN, B. G., KATZ, R. W., and MURPHY, A. H. (1984). Time series models to simulate and forecast wind speed and wind power. *Wind Engineering*, 23(8):1184–1195.
- BURTON, T., SHARPE, D., JENKINS, N., and BOSSANYI, E. (2001). *Wind Energy Handbook*. Editora Wiley.
- CALLAWAY, D. (2010). Sequential reliability forecasting for wind energy: Temperature dependence and probability distributions. *IEEE TRANSACTIONS ON ENERGY CONVERSION*, 25(2):577–585.
- CANAVES, J. M., POMPÉIA, P. J., ZAHKE, F., KANG, S., NIKOLAOU, I., POLITIS, E. S., CHAVIAROPOULOS, P. K., and EKATERINARIS, J. (2004). *Influência da densidade atmosférica na incerteza de medição de massas padrão*. [S.l.: s. n.].
- CANAVES, J. M.; POMPÉIA, P. J. (2006). Uncertainty of the density of moist air: Gum x monte carlo. *Brazilian archives of biology and technology*, 49(2):87–95.
- CAVALIERO, C. K. N.; DA SILVA, E. P. (2005). Electricity generation: regulatory mechanisms to incentive renewable alternative energy sources in brazil. *Energy Policy, Amsterdã, Elsevier*, 13(33):1745—1752.
- CELESC (2012). O mercado de energia. Website. <http://novoportal.celesc.com.br/portal/index.php/celesc-geracao/comercializacao/o-mercado-de-energia>.

- CEPEL (2008). Tutorial de energia eólica. Website. <http://www.cresesb.cepel.br/content.php?cid=201>.
- CHESEF, B. (1987). *Fontes Energéticas Brasileiras, Inventário/Tecnologia*. Energia Eólica. V.1 De cata-ventos a aerogeradores: o uso do vento, Rio de Janeiro.
- CHOU, K. C.; COROTIS, R. B. (1981). Simulation of hourly wind speed and array wind power. *Wind Engineering*, 23(3):199–212.
- DEAVES, D. M.; BRADBURY, W. M. S. (1995). Use of gust speeds in wind hazard analysis: analysis conducted for eurotunnel. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 25:113–125.
- DIEZ, P. F. (2005). *Energia Eólica*. Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética, Universidad de Cantabria.
- DIVONE, L. V. (1994). *Evolution of Modern Wind Turbines*. In *Wind Turbine Technology – Fundamental Concepts of Wind Turbine Engineering*, SPERA, S.A, (ed), 1 ed. New York, ASME Press, pp 73-138.
- DOTZEK, N., GRIESER, J., and BROOKS, H. E. (2003). Statistical modeling of tornado intensity distributions. *Atmospheric Research*, 67:163–187.
- FOLHA (2010). Jornal virtual, coluna ambiente, folha de são paulo. Website. <http://http://www1.folha.uol.com.br/folha/ambiente/ult10007u689283.shtml>.
- FRANK, H. P., RATHMANN, O., MORTENSEN, N. G., and LANDBERG, L. (2001). *The Numerical Wind Atlas - the KAMM/WAsP Method*. Risø National Laboratory, Technical University of Denmark.
- FRIEDMAN, T. (2008). *Hot, Flat, and Crowded. Why We Need a Green Revolution - and How It Can Renew America*. Hardcover.
- GIACOMO, P. (1982). Equation for the determination of the density of moist air. *Metrologia*, Springer-Verlag, 33(18):33–40.
- GOLIGER, A. M.; RETIEF, J. V. (2002). Identification of zones of strong winds events in south africa. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 90:1227–1235.

- GONÇALVES, R. A. (2007). *Análise de Freqüência Regional de Ventos Extremos no Paraná*. Mestrado em engenharia de recursos hídricos e ambiental, Universidade Federal do Paraná, UFPR, Brasil., Curitiba.
- GRUBB, M. J; MEYER, N. I. (1993). *Wind energy: resources, systems and regional strategies*. In: *JO-HANSSON, T. B. et. al. Renewable energy: sources for fuels and electricity*. Washington, D.C.: Island Press.
- GWEC (2009). *Global Wind 2009 Report*. Global Wind Energy Council. Belgium, Brussels.
- HOOFT, E. L. V., SCHAAK, P., and ENGELEN, T. G. V. (2003). *Wind turbine control algorithms*. <http://www.inovagri.org.br/meeting2012/wp-content/uploads/2012/06/Protocolo308.pdf>.
- HOTELLING, H. (1931). The economics of exhaustible resources. *Journal of Political Economy*, 39(2):137–175.
- HÜTTER, U. (1973). *A Wind Turbine with a 34 –m Rotor Diameter*. NASA Technical Translation TT R-14,879 (I.Kanner Associates), Washington, DC.: National Aeronautics and Space Administration. apud DIVONE, 1994 Op. cit.
- INMET (2012). Instituto nacional de meteorologia. Website. <http://www.inmet.gov.br/projetos/rede/pesquisa/inicio.php>.
- IPEA (2011). Sustentabilidade ambiental no brasil: biodiversidade, economia e bem-estar humano. número 77. Website. [http://www.ipea.gov.br/agencia/images/stories/PDFs/comunicado/110215\\_comunicadoipea77.pdf](http://www.ipea.gov.br/agencia/images/stories/PDFs/comunicado/110215_comunicadoipea77.pdf).
- JEVONS, W. S. (1866). *The Coal Question: An Inquiry Concerning the Progress of the Nation, and the Probable Exhaustion of Our Coal-Mines*. Macmillan, London.
- JOHANSEN, J., SØRENSEN, N. N., ZAHKE, F., KANG, S., NIKOLAOU, I., POLITIS, E. S., and CHAVIAROPOULOS, P. K. (2008). *Principles, Modelling and Gain Scheduling Design. Wind Turbine Control Systems*. KNOW-BLADE Task-2 report; Aerodynamic Accessories, Wind Energy Department, Risø National Laboratory, Roskilde, Dinamarca.
- JUNIOR, A. C. P. B. (2005). *Effect of Regular Surface Perturbations on Flow Over an Airfoil*. Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade de Brasília, Brasil, Rey, R., Ecole Nationale Superieure d’Arts et Metiers, Paris, França.

- KAIGUI, X., ZEFU, J., and WENYUAN, L. (2012). Effect of wind speed on wind turbine power converter reliability. *IEEE TRANSACTIONS ON ENERGY CONVERSION*, 27(1):96–104.
- KASPERSKI, M. (2002). A new wind zone map of germany. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 90:1271–1287.
- LANZ, W.; ODERMATT, W. (1992). *Penetration limits of conventional large caliber anti tank gunsz kinetic energy projectiles*. 13th International Symposium on Ballistics.
- MACHADO, R. R. (2008). *Estudo do potencial eólico do pontal do abreu – município de Viamão – RS*. Mestrado em engenharia oceânica, Universidade Federal do Rio Grande, FURG, Brasil., Rio Grande.
- MANASSEH, R.; MIDDLETON, J. H. (1999). The surface wind gust regime and aircraft operations at sydney airport. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 79:269–288.
- MME (2007). Plano nacional de energia 2030. caderno 2: projeções. Website. <http://www.epe.gov.br>.
- MME (2009). Balanço energético nacional. Website. [https://ben.epe.gov.br/downloads/Resultados\\_Pre\\_BEN\\_2009.pdf](https://ben.epe.gov.br/downloads/Resultados_Pre_BEN_2009.pdf).
- MME (2012). Ministério de minas e energia - nota sobre o proinfa. Website. <http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/>.
- MORTENSEN, N. G., LANDBERG, L., TROEN, I., and PETERSEN, E. L. (1993). *Wind Analysis and Application Program (WASP), User's Guide*. Risø Natl. Lab., Roskilde, Denmark.
- OGATA, K. (1993). *Engenharia de Controle Moderno*. Prentice Hall do Brasil, 2° ed., Rio de Janeiro, RJ.
- OLIVEIRA, G. S. (2012). Viabilidade e sustentabilidade do uso de energia eólica na irrigação de mandalla. Website. <http://www.inovagri.org.br/meeting2012/wp-content/uploads/2012/06/Protocolo308.pdf>.
- OYEDEPO, S. O. e ADARAMOLA, M. S. (2012). Analysis of wind speed data and wind energy potential in three selected locations in south-east nigeria. *International Journal of Energy and Environmental Engineering*, 7(3):1–11.

- PAVINATTO, E. F. (2005). *Controle de Potências Ativa e Reativa de Geradores de Indução Trifásicos de Rotor Bobinado para Aplicação em Geração Eólica com a Utilização de Controladores Baseados no Modelo Matemático Dinâmico do Gerador*. Mestrado em engenharia elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, UFRJ, Brasil., Rio de Janeiro.
- PUTNAM, G. C. (1948). *Power form the Wind*. Van Nostrand Reinhold Co., New York. apud SHEPHERD, 1994 Op. cit.
- ROOIJ, V., TIMMER, W. A., JENKINS, N., and BOSSANYI, E. (2001). *Roughness Sensitivity Considerations for Thick Rotor Blade Airfoils*. Delft University Wind Energy Research Institute Faculty of Civil Engineering and Geosciences Stevinweg.
- SALINO, P. J. (2011). *Energia eólica no Brasil: Uma comparação do. PROINFA e dos novos leilões*. Graduado em engenharia ambiental, Universidade Federal do Rio de Janeiro, UFRJ, Brasil., Rio de Janeiro.
- SANTHANAKRISHNAN, A.; JACOB, J. D. (2001). *Effect of Regular Surface Perturbations on Flow Over an Airfoil*. Department of Mechanical Engineering, University of Kentucky, Lexington, Estados Unidos, American Institute of Aeronautics and Astronautics.
- SCIENTIFIC, A. (1890). *Mr. Brush's Windmill Dynamo*. Vol. LXIII, n. 25 cover and p. 389.
- SEMC (2011). Atlas eólico: Rio grande do sul, secretaria de energia minas e comunicações: Porto alegre. Website. <http://www.seinfra.rs.gov.br/index.php?menu=atlaseolico>.
- SQUAREZI FILHO, A. J. (2010). *Controle de Potências Ativa e Reativa de Geradores de Indução Trifásicos de Rotor Bobinado para Aplicação em Geração Eólica com a Utilização de Controladores Baseados no Modelo Matemático Dinâmico do Gerador*. Doutorado em engenharia elétrica, Universidade Estadual de Campinas, UNICAMP, Brasil., Campinas.
- SHEPHERD, D. G. (1994). *Historical Development of the Windmill*". In *Wind Turbine Technology – Fundamental Concepts of Wind Turbine Engineering*, SPERA, S.A, (ed). 1 ed. New York, ASME Press, pp 1-46.
- SILVA, A. F. G., CERQUEIRA, S. A. A. G., and PELLEGRINI, C. C. (2010). *Estimativa do Potencial Eólico na Região do Campo das Vertentes, MG*. Nono Simpósio de Mecânica Computacional, Associação Brasileira de Métodos Computacionais em Engenharia.

- SØRENSEN, J. N. (2011). Aerodynamic aspects of wind energy conversion. *Annual Review of Fluid Mechanics*, 43(43):427–448.
- TAVARES, A. L. C., PESSOA, A. S. N., and CORDOVIL, V. C. (2012). Estudo de energia eólica através de um protótipo de aerogerador caseiro. *Engenharia de Computação em Revista*, 10(18):1–5.
- TOLOI, M. C. M. P. A. (2004). *Análise de Séries temporais*. Egard Blucher, São Paulo.
- TROEN, I.; PETERSEN, E. L. (1989). *European wind atlas*. Risø Natl. Lab., Roskilde, Denmark.
- VOADEN, G. H. (1943). The simith-putnam wind turbine – a step forward in aero-electric power research. cleveland, ohio: Nasa lewis research center. apud shepherd, 1994 op. cit. *Turbine Topics*, 1(3):34–42.
- WILLIAM, L. e KRONCKE, C. O. (2004). Teaching the economics of non-renewable resources to undergraduates. *The Electricity Journal, USA, Elsevier*, 3:77–87.
- WOBLEN (2012). Wobben windpower - enercon. seminário de energias renováveis. Website. [/http://http://www.abnt.org.br/imagens/COPANT/Wobben.pdf/](http://http://www.abnt.org.br/imagens/COPANT/Wobben.pdf/).
- WOBLEN (2013). Empresa - enercon. Website. <http://www.wobben.com.br/aerogeradores/gerador-eolico-modelo-e-82/>.
- WORTHY, A. (2011). *Economics And Energy*. World Technologies.
- WWEA (2011). *Half-year Report*. World Wind Energy Association. Germany, Bonn.
- WWEA (2012). World wind energy association. world market news. Website. [http://www.wwindea.org/home/index.php?option=com\\_content&task=view&id=345&Itemid=43](http://www.wwindea.org/home/index.php?option=com_content&task=view&id=345&Itemid=43).
- YETER, P., GÜLER, O., and AKDAG, A. (2012). The impact of wind speed variability on wind power potential and estimated generation cost. *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy*, 7(4):339–347.
- ŻURĄŃSKI, J. A.; JAŚPIŃSKA, B. (1996). Directional analysis of extreme wind speeds in poland. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 65:13–20.

# Apêndice A

## Código

```
## Ajuste inicial
## Limpar variáveis do sistema
rm(list = ls(all = TRUE))
## Limpar console
Ctrl + l
## Exibir diretório atual
getwd()
## Modificar diretório
setwd("C:/Users/Usuario/Desktop/R")
## Verificar alteração do diretório
getwd()
## Importar dados
val <- read.table("analise3.txt", header = TRUE, sep = ",dec = ",)
## Analise inicial
## Verificar os dados
fix(val)
## Gerar histograma
hist(val$pveldez, ylab = "Frequencia", xlab = "Velocidadedoventom/s",
main = ,col = "lightblue")
hist(val$svel, ylab = "Frequencia", xlab = "Velocidadedoventom/s",
main = ,col = "lightblue")
## Gerar estatísticas descritivas
```

```

summary(val$pveldez)
## Gráfico da velocidade (8760 observações)
plot(val$pveldez, ylab="Velocidade (em m/s)", xlab="horas")
## Analise por mês
datas <- as.Date(val$data, "%d/%m/%Y") velocidade <- val$pveldez
## Analise da variável "mes"
meses <- as.factor(months(datas, abbreviate = T))
meses <- factor(meses, levels = levels(meses)[c(5,4,9,1,8,7,6,2,12,11,10,3)])
## Box plot para os meses
boxplot(velocidade meses, ylab = "Velocidade(emm/s)",
xlab = "meses", col = "lightblue")
## Ajuste de modelo rls
modelo <- lm(velocidade meses) summary(modelo) anova(modelo)
## Analise da componente "dia"
dia <- as.numeric(format(datas, "%d"))
## Box plot para os dias
boxplot(velocidade dia, ylab = "Velocidade(emm/s)", xlab = "dias",
col = "lightblue")
## Analise da componente "dia"por "mes"
## Janeiro
novo.dados <- subset(data.frame(velocidade, meses, dia), meses == "jan")
boxplot(velocidade dia, data = novo.dados, col = "lightblue",
ylab = "Velocidade(emm/s)", xlab = "dias", ylim = c(0,10))
## Adicionar marcações no gráfico
grid()
## Inserir legenda
legend("topleft", legend = "Janeiro", col = "lightblue", lwd = 2, bty = "n")
## Fevereiro
novo.dados <- subset(data.frame(velocidade, meses, dia), meses == "fev")
boxplot(velocidade dia, data = novo.dados, col = "lightblue",
ylab = "Velocidade(emm/s)", xlab = "dias", ylim = c(0,10))
## Adicionar marcações no gráfico

```

```

grid()
## Inserir legenda
legend("topleft", legend = "Fevereiro", col = "lightblue", lwd = 2, bty = "n")
## Março
novo.dados <- subset(data.frame(velocidade, meses, dia), meses == "mar")
boxplot(velocidade dia, data = novo.dados, col = "lightblue",
ylab = "Velocidade(emm/s)", xlab = "dias", ylim = c(0,10))
## Adicionar marcações no gráfico
grid()
## Inserir legenda
legend("topleft", legend = "Maro", col = "lightblue", lwd = 2, bty = "n")
## Abril
novo.dados <- subset(data.frame(velocidade, meses, dia), meses == "abr")
boxplot(velocidade dia, data = novo.dados, col = "lightblue",
ylab = "Velocidade(emm/s)", xlab = "dias", ylim = c(0,10))
## Adicionar marcações no gráfico
grid()
## Inserir legenda
legend("topleft", legend = "Abril", col = "lightblue", lwd = 2, bty = "n")
## Maio
novo.dados <- subset(data.frame(velocidade, meses, dia), meses == "mai")
boxplot(velocidade dia, data = novo.dados, col = "lightblue",
ylab = "Velocidade(emm/s)", xlab = "dias", ylim = c(0,10))
## Adicionar marcações no gráfico
grid()
## Inserir legenda
legend("topleft", legend = "Maio", col = "lightblue", lwd = 2, bty = "n")
## Junho
novo.dados <- subset(data.frame(velocidade, meses, dia), meses == "jun")
boxplot(velocidade dia, data = novo.dados, col = "lightblue",
ylab = "Velocidade(emm/s)", xlab = "dias", ylim = c(0,10))
## Adicionar marcações no gráfico

```

```
grid()
## Inserir legenda
legend("topleft", legend = "Junho", col = "lightblue", lwd = 2, bty = "n")
## Julho
novo.dados <- subset(data.frame(velocidade, meses, dia), meses == "jul")
boxplot(velocidade dia, data = novo.dados, col = "lightblue",
ylab = "Velocidade(emm/s)", xlab = "dias", ylim = c(0,10))
## Adicionar marcações no gráfico
grid()
## Inserir legenda
legend("topleft", legend = "Julho", col = "lightblue", lwd = 2, bty = "n")
## Agosto
novo.dados <- subset(data.frame(velocidade, meses, dia), meses == "ago")
boxplot(velocidade dia, data = novo.dados, col = "lightblue",
ylab = "Velocidade(emm/s)", xlab = "dias", ylim = c(0,10))
## Adicionar marcações no gráfico
grid()
## Inserir legenda
legend("topleft", legend = "Agosto", col = "lightblue", lwd = 2, bty = "n")
## Setembro
novo.dados <- subset(data.frame(velocidade, meses, dia), meses == "set")
boxplot(velocidade dia, data = novo.dados, col = "lightblue",
ylab = "Velocidade(emm/s)", xlab = "dias", ylim = c(0,10))
## Adicionar marcações no gráfico
grid()
## Inserir legenda
legend("topleft", legend = "Setembro", col = "lightblue", lwd = 2, bty = "n")
## Outubro
novo.dados <- subset(data.frame(velocidade, meses, dia), meses == "out")
boxplot(velocidade dia, data = novo.dados, col = "lightblue",
ylab = "Velocidade(emm/s)", xlab = "dias", ylim = c(0,10))
## Adicionar marcações no gráfico
```

```

grid()
## Inserir legenda
legend("topleft", legend = "Outubro", col = "lightblue", lwd = 2, bty = "n")
## Novembro
novo.dados <- subset(data.frame(velocidade, meses, dia), meses == "nov")
boxplot(velocidade dia, data = novo.dados, col = "lightblue",
ylab = "Velocidade(emm/s)", xlab = "dias", ylim = c(0,10))
## Adicionar marcações no gráfico
grid()
## Inserir legenda
legend("topleft", legend = "Novembro", col = "lightblue", lwd = 2, bty = "n")
## Dezembro
novo.dados <- subset(data.frame(velocidade, meses, dia), meses == "dez")
boxplot(velocidade dia, data = novo.dados, col = "lightblue",
ylab = "Velocidade(emm/s)", xlab = "dias", ylim = c(0,10))
## Adicionar marcações no gráfico
grid()
## Inserir legenda
legend("topleft", legend = "Dezembro", col = "lightblue", lwd = 2, bty = "n")
## Analise para todos os meses do ano (mediana)
## Construção do gráfico
## Janeiro
plot(0,0, xlim = c(1,31), ylim = c(min(velocidade),max(velocidade)), xlab = "dia",
ylab = "Velocidadedovento(emm/s)")
grid()
legend("topleft", legend = "Janeiro", col = "lightblue", lwd = 2, bty = "n")
novo.dados <- subset(data.frame(velocidade, meses, dia), meses == "jan")
for(mes in levels(meses)[1 : 2]){
novo.dadosal <- subset(data.frame(velocidade, meses, dia), meses == mes)
dados <- aggregate(velocidade dia, data = novo.dados, median)
lines(velocidade dia, type = 'l', data = dados, lwd = 2)}
## Fevereiro

```

```

plot(0,0,xlim = c(1,31),ylim = c(min(velocidade),max(velocidade)),xlab = "dia",
ylab = "Velocidadedovento(emm/s)")
grid()
legend("topleft",legend = "Fevereiro",col = "lightblue",lwd = 2,bty = "n")
novo.dados <-subset(data.frame(velocidade,meses,dia),meses == "fev")
for(mesinlevels(meses)[1 : 2]){
novo.dadosal <-subset(data.frame(velocidade,meses,dia),meses == mes)
dados <-aggregate(velocidade dia,data = novo.dados,median)
lines(velocidade dia,type = 'l',data = dados,lwd = 2)}
## Março
plot(0,0,xlim = c(1,31),ylim = c(min(velocidade),max(velocidade)),xlab = "dia",
ylab = "Velocidadedovento(emm/s)")
grid()
legend("topleft",legend = "Maro",col = "lightblue",lwd = 2,bty = "n")
novo.dados <-subset(data.frame(velocidade,meses,dia),meses == "mar")
for(mesinlevels(meses)[1 : 2]){
novo.dadosal <-subset(data.frame(velocidade,meses,dia),meses == mes)
dados <-aggregate(velocidade dia,data = novo.dados,median)
lines(velocidade dia,type = 'l',data = dados,lwd = 2)}
## Abril
plot(0,0,xlim = c(1,31),ylim = c(min(velocidade),max(velocidade)),xlab = "dia",
ylab = "Velocidadedovento(emm/s)")
grid()
legend("topleft",legend = "Abril",col = "lightblue",lwd = 2,bty = "n")
novo.dados <-subset(data.frame(velocidade,meses,dia),meses == "abr")
for(mesinlevels(meses)[1 : 2]){
novo.dadosal <-subset(data.frame(velocidade,meses,dia),meses == mes)
dados <-aggregate(velocidade dia,data = novo.dados,median)
lines(velocidade dia,type = 'l',data = dados,lwd = 2)}
## Maio
plot(0,0,xlim = c(1,31),ylim = c(min(velocidade),max(velocidade)),xlab = "dia",
ylab = "Velocidadedovento(emm/s)")

```

```

grid()
legend("topleft", legend = "Maio", col = "lightblue", lwd = 2, bty = "n")
novo.dados <- subset(data.frame(velocidade, meses, dia), meses == "mai")
for(mesinlevels(meses)[1 : 2]){
novo.dadosal <- subset(data.frame(velocidade, meses, dia), meses == mes)
dados <- aggregate(velocidade ~ dia, data = novo.dados, median)
lines(velocidade ~ dia, type = 'l', data = dados, lwd = 2)
## Junho
plot(0,0, xlim = c(1,31), ylim = c(min(velocidade),max(velocidade)), xlab = "dia",
ylab = "Velocidadedovento(emm/s)")
grid()
legend("topleft", legend = "Junho", col = "lightblue", lwd = 2, bty = "n")
novo.dados <- subset(data.frame(velocidade, meses, dia), meses == "jun")
for(mesinlevels(meses)[1 : 2]){
novo.dadosal <- subset(data.frame(velocidade, meses, dia), meses == mes)
dados <- aggregate(velocidade ~ dia, data = novo.dados, median)
lines(velocidade ~ dia, type = 'l', data = dados, lwd = 2)}
## Julho
plot(0,0, xlim = c(1,31), ylim = c(min(velocidade),max(velocidade)), xlab = "dia",
ylab = "Velocidadedovento(emm/s)")
grid()
legend("topleft", legend = "Julho", col = "lightblue", lwd = 2, bty = "n")
novo.dados <- subset(data.frame(velocidade, meses, dia), meses == "jul")
for(mesinlevels(meses)[1 : 2]){
novo.dadosal <- subset(data.frame(velocidade, meses, dia), meses == mes)
dados <- aggregate(velocidade ~ dia, data = novo.dados, median)
lines(velocidade ~ dia, type = 'l', data = dados, lwd = 2)}
## Agosto
plot(0,0, xlim = c(1,31), ylim = c(min(velocidade),max(velocidade)), xlab = "dia",
ylab = "Velocidadedovento(emm/s)")
grid()
legend("topleft", legend = "Agosto", col = "lightblue", lwd = 2, bty = "n")

```

```

novo.dados <- subset(data.frame(velocidade, meses, dia), meses == "ago")
for(mesinlevels(meses)[1 : 2]){
novo.dadosal <- subset(data.frame(velocidade, meses, dia), meses == mes)
dados <- aggregate(velocidade dia, data = novo.dados, median)
lines(velocidade dia, type = 'l', data = dados, lwd = 2)}
## Setembro
plot(0,0, xlim = c(1,31), ylim = c(min(velocidade),max(velocidade)), xlab = "dia",
ylab = "Velocidadedovento(emm/s)")
grid()
legend("topleft", legend = "Setembro", col = "lightblue", lwd = 2, bty = "n")
novo.dados <- subset(data.frame(velocidade, meses, dia), meses == "set")
for(mesinlevels(meses)[1 : 2]){
novo.dadosal <- subset(data.frame(velocidade, meses, dia), meses == mes)
dados <- aggregate(velocidade dia, data = novo.dados, median)
lines(velocidade dia, type = 'l', data = dados, lwd = 2)}
## Outubro
plot(0,0, xlim = c(1,31), ylim = c(min(velocidade),max(velocidade)), xlab = "dia",
ylab = "Velocidadedovento(emm/s)")
grid()
legend("topleft", legend = "Outubro", col = "lightblue", lwd = 2, bty = "n")
novo.dados <- subset(data.frame(velocidade, meses, dia), meses == "out")
for(mesinlevels(meses)[1 : 2]){
novo.dadosal <- subset(data.frame(velocidade, meses, dia), meses == mes)
dados <- aggregate(velocidade dia, data = novo.dados, median) lines(velocidade dia, type = '
l', data = dados, lwd = 2)}
## Novembro
plot(0,0, xlim = c(1,31), ylim = c(min(velocidade),max(velocidade)), xlab = "dia",
ylab = "Velocidadedovento(emm/s)")
grid()
legend("topleft", legend = "Novembro", col = "lightblue", lwd = 2, bty = "n")
novo.dados <- subset(data.frame(velocidade, meses, dia), meses == "nov")
for(mesinlevels(meses)[1 : 2]){

```

```

novo.dadosal <- subset(data.frame(velocidade, meses, dia), meses == mes)
dados <- aggregate(velocidade dia, data = novo.dados, median)
lines(velocidade dia, type = 'l', data = dados, lwd = 2)}
## Dezembro
plot(0,0, xlim = c(1,31), ylim = c(min(velocidade),max(velocidade)),
xlab = "dia", ylab = "Velocidadedovento(emm/s)")
grid()
legend("topleft", legend = "Dezembro", col = "lightblue", lwd = 2, bty = "n")
novo.dados <- subset(data.frame(velocidade, meses, dia), meses == "dez")
for(mesinlevels(meses)[1 : 2]){
novo.dadosal <- subset(data.frame(velocidade, meses, dia), meses == mes)
dados <- aggregate(velocidade dia, data = novo.dados, median)
lines(velocidade dia, type = 'l', data = dados, lwd = 2)}
## Analise da Componente "dia"
## Retirando o efeito do "mes"e "dia"
datas <- as.Date(val$data, "%d/%m/%Y")
velocidade <- val$pveldez
meses <- as.factor(months(datas, abbreviate = T))
meses <- factor(meses, levels = levels(meses)[c(5,4,9,1,8,7,6,2,12,11,10,3)])
dia <- format(datas, "%d")
modelo <- lm(velocidade meses + dia + meses : dia)
anova(modelo)
res.velocidade <- modelo$residuals
hora <- val$hora
boxplot(res.velocidade hora, col = "lightblue", xlab = "hora", ylab = "Residuos")
plot(0,0, xlim = c(1,31), ylim = c(-5, + 5), xlab = "dia", ylab = "vento")
## Analise para todos os meses do ano
for(mesinlevels(meses)[1 : 3]){
novo.dados <- subset(data.frame(res.velocidade, meses, dia), meses == mes)
dados <- aggregate(res.velocidade dia, data = novo.dados, median)
lines(res.velocidade dia, type = 'l', data = dados, lwd = 2)}
plot(0,0, xlim = c(1,31), ylim = c(-5, + 5), xlab = "dia", ylab = "vento")

```

```

for(mesinlevels(meses)[1 : 12]){
  novo.dados <- subset(data.frame(res.velocidade, meses, dia), meses == mes)
  dados <- aggregate(res.velocidade ~ dia, data = novo.dados, median)
  lines(res.velocidade ~ dia, type = 'l', data = dados, lwd = 2)}
## Modelo Final
## Montando um modelo "completo"
modelo <- lm(velocidade ~ meses + dia + meses : dia + hora + meses : hora)
anova(modelo)
summary(modelo)
## Analisando os residuos do modelo
res.velocidade <- -modelo$residuals
hist(res.velocidade, ylab = "Frequencia", xlab = "resduos",
main = ,col = "lightblue")
qqnorm(res.velocidade); qqline(res.velocidade, col = "lightblue",
ylab = "Quantisamostrais", xlab = "quantistericos", lwd = 2)
## Previsão ## Inserindo na base de dados os valores preditos
val$fit <- -predict(modelo)
val$supr <- -predict(modelo) + quantile(res.velocidade, prob = 0.025)
val$lwr <- -predict(modelo) + quantile(res.velocidade, prob = 0.975)
val$mes <- -meses
## Exemplifica o desempenho do modelo para o mes de janeiro
subdados <- -subset(val, mes == "jan")
plot(subdados$pveldz, type = "l", col = "blue", ylab = "observado")
lines(subdados$fit, col = "red")
lines(subdados$supr, col = "darkgreen", lty = 2)
lines(subdados$lwr, col = "darkgreen", lty = 2)
par(mfrow = c(4,1))
plot(val$pvelnove, type = "l", col = "blue",
ylab = "velocidade(emm/s)", ylim = c(0,12), xlab = "diasdoanode2009")
lines(val$supr, col = "darkgreen", lty = 2)
lines(val$lwr, col = "darkgreen", lty = 2)
plot(val$pveloito, type = "l", col = "blue", ylab = "velocidade(emm/s)",

```

```

ylim = c(0,12), xlab = "diasdoanode2008")
lines(val$supr, col = "darkgreen", lty = 2)
lines(val$lwr, col = "darkgreen", lty = 2)
plot(val$pvsete, type = "l", col = "blue", ylab = "velocidade(emm/s)",
ylim = c(0,12)
, xlab = "diasdoanode2007")
lines(val$supr, col = "darkgreen", lty = 2)
lines(val$lwr, col = "darkgreen", lty = 2)
plot(val$fit, type = "l", col = "blue", ylab = "velocidade(emm/s)",
ylim = c(0,12),
xlab = "diasdoanode2010")
lines(val$supr, col = "darkgreen", lty = 2)
lines(val$lwr, col = "darkgreen", lty = 2)
## Petrolina - Previsão por meses ## Janeiro
subdados <- subset(val, mes == "jan")
plot(subdados$pv, type = "l", col = "blue", ylab = "Velocidadedovento(emm/s)",
xlab = "Janeiro(emhoras)")
lines(subdados$fit, col = "red")
lines(subdados$supr, col = "darkgreen", lty = 2)
lines(subdados$lwr, col = "darkgreen", lty = 2)
grid()
legend("topleft", legend = "Observado", col = "blue", lwd = 2, bty = "n")
legend("topright", legend = "Previsto", col = "red", lwd = 2, bty = "n")
## Fevereiro
subdados <- subset(val, mes == "fev")
plot(subdados$pv, type = "l", col = "blue", ylab = "Velocidadedovento(emm/s)",
xlab = "Fevereiro(emhoras)")
lines(subdados$fit, col = "red")
lines(subdados$supr, col = "darkgreen", lty = 2)
lines(subdados$lwr, col = "darkgreen", lty = 2)
grid()
legend("topleft", legend = "Observado", col = "blue", lwd = 2, bty = "n")

```

```

legend("topright", legend = "Previsto", col = "red", lwd = 2, bty = "n")
## Março
subdados <- subset(val, mes == "mar")
plot(subdados$pvcl, type = "l", col = "blue", ylab = "Velocidadedovento(emm/s)",
xlab = "Março(emhoras)")
lines(subdados$fit, col = "red")
lines(subdados$supr, col = "darkgreen", lty = 2)
lines(subdados$lwr, col = "darkgreen", lty = 2)
grid()
legend("topleft", legend = "Observado", col = "blue", lwd = 2, bty = "n")
legend("topright", legend = "Previsto", col = "red", lwd = 2, bty = "n")
## Abril
subdados <- subset(val, mes == "abr")
plot(subdados$pvcl, type = "l", col = "blue",
ylab = "Velocidadedovento(emm/s)", xlab = "Abril(emhoras)")
lines(subdados$fit, col = "red")
lines(subdados$supr, col = "darkgreen", lty = 2)
lines(subdados$lwr, col = "darkgreen", lty = 2)
grid()
legend("topleft", legend = "Observado", col = "blue", lwd = 2, bty = "n")
legend("topright", legend = "Previsto", col = "red", lwd = 2, bty = "n")
## Maio
subdados <- subset(val, mes == "mai")
plot(subdados$pvcl, type = "l", col = "blue",
ylab = "Velocidadedovento(emm/s)", xlab = "Maio(emhoras)")
lines(subdados$fit, col = "red")
lines(subdados$supr, col = "darkgreen", lty = 2)
lines(subdados$lwr, col = "darkgreen", lty = 2)
grid()
legend("topleft", legend = "Observado", col = "blue", lwd = 2, bty = "n")
legend("topright", legend = "Previsto", col = "red", lwd = 2, bty = "n")
## Junho

```

```

subdados <- subset(val, mes == "jun")
plot(subdados$pvcl, type = "l", col = "blue",
ylab = "Velocidadedovento(emm/s)", xlab = "Junho(emhoras)")
lines(subdados$fit, col = "red")
lines(subdados$upr, col = "darkgreen", lty = 2)
lines(subdados$lwr, col = "darkgreen", lty = 2)
grid()
legend("topleft", legend = "Observado", col = "blue", lwd = 2, bty = "n")
legend("topright", legend = "Previsto", col = "red", lwd = 2, bty = "n")
## Julho
subdados <- subset(val, mes == "jul")
plot(subdados$pvcl, type = "l", col = "blue",
ylab = "Velocidadedovento(emm/s)", xlab = "Julho(emhoras)")
lines(subdados$fit, col = "red")
lines(subdados$upr, col = "darkgreen", lty = 2)
lines(subdados$lwr, col = "darkgreen", lty = 2)
grid()
legend("topleft", legend = "Observado", col = "blue", lwd = 2, bty = "n")
legend("topright", legend = "Previsto", col = "red", lwd = 2, bty = "n")
## Agosto
subdados <- subset(val, mes == "ago")
plot(subdados$pvcl, type = "l", col = "blue",
ylab = "Velocidadedovento(emm/s)", xlab = "Agosto(emhoras)")
lines(subdados$fit, col = "red")
lines(subdados$upr, col = "darkgreen", lty = 2)
lines(subdados$lwr, col = "darkgreen", lty = 2)
grid()
legend("topleft", legend = "Observado", col = "blue", lwd = 2, bty = "n")
legend("topright", legend = "Previsto", col = "red", lwd = 2, bty = "n")
## Setembro
subdados <- subset(val, mes == "set") plot(subdados$pvcl, type = "l", col = "blue",
ylab = "Velocidadedovento(emm/s)", xlab = "Setembro(emhoras)")

```

```

lines(subdados$fit,col = "red")
lines(subdados$upr,col = "darkgreen",lty = 2)
lines(subdados$lwr,col = "darkgreen",lty = 2)
grid()
legend("topleft",legend = "Observado",col = "blue",lwd = 2,bty = "n")
legend("topright",legend = "Previsto",col = "red",lwd = 2,bty = "n")
## Outubro
subdados <- subset(val,mes == "out")
plot(subdados$pvcl,type = "l",col = "blue",
ylab = "Velocidadedovento(emm/s)",xlab = "Outubro(emhoras)")
lines(subdados$fit,col = "red")
lines(subdados$upr,col = "darkgreen",lty = 2)
lines(subdados$lwr,col = "darkgreen",lty = 2)
grid()
legend("topleft",legend = "Observado",col = "blue",lwd = 2,bty = "n")
legend("topright",legend = "Previsto",col = "red",lwd = 2,bty = "n")
## Novembro
subdados <- subset(val,mes == "nov")
plot(subdados$pvcl,type = "l",col = "blue",ylab = "Velocidadedovento(emm/s)",
xlab = "Novembro(emhoras)")
lines(subdados$fit,col = "red")
lines(subdados$upr,col = "darkgreen",lty = 2)
lines(subdados$lwr,col = "darkgreen",lty = 2)
grid()
legend("topleft",legend = "Observado",col = "blue",lwd = 2,bty = "n")
legend("topright",legend = "Previsto",col = "red",lwd = 2,bty = "n")
## Dezembro
subdados <- subset(val,mes == "dez")
plot(subdados$pvcl,type = "l",col = "blue",ylab = "Velocidadedovento(emm/s)",
xlab = "Dezembro(emhoras)")
lines(subdados$fit,col = "red")
lines(subdados$upr,col = "darkgreen",lty = 2)

```

```

lines(subdados$lwr, col = "darkgreen", lty = 2)
grid()
legend("topleft", legend = "Observado", col = "blue", lwd = 2, bty = "n")
legend("topright", legend = "Previsto", col = "red", lwd = 2, bty = "n")
##Previsão - função de múltiplos gráficos
par(mfrow = c(3,4))
plot(subdados$pvlddez, type = "l", col = "blue", ylab = "Velocidadedovento(emm/s)",
xlab = "Janeiro(emhoras)")
lines(subdados$fit, col = "red")
lines(subdados$supr, col = "darkgreen", lty = 2)
lines(subdados$lwr, col = "darkgreen", lty = 2)
subdados <- subset(val, mes == "fev")
plot(subdados$pvlddez, type = "l", col = "blue", ylab = "Velocidadedovento(emm/s)",
xlab = "Fevereiro(emhoras)")
lines(subdados$fit, col = "red")
lines(subdados$supr, col = "darkgreen", lty = 2)
lines(subdados$lwr, col = "darkgreen", lty = 2)
subdados <- subset(val, mes == "mar")
plot(subdados$pvlddez, type = "l", col = "blue", ylab = "Velocidadedovento(emm/s)",
xlab = "Maro(emhoras)")
lines(subdados$fit, col = "red")
lines(subdados$supr, col = "darkgreen", lty = 2)
lines(subdados$lwr, col = "darkgreen", lty = 2)
subdados <- subset(val, mes == "abr")
plot(subdados$pvlddez, type = "l", col = "blue", ylab = "Velocidadedovento(emm/s)",
xlab = "Abril(emhoras)")
lines(subdados$fit, col = "red")
lines(subdados$supr, col = "darkgreen", lty = 2)
lines(subdados$lwr, col = "darkgreen", lty = 2)
subdados <- subset(val, mes == "mai")
plot(subdados$pvlddez, type = "l", col = "blue", ylab = "Velocidadedovento(emm/s)",
xlab = "Maio(emhoras)")

```

```
lines(subdados$fit, col = "red")
lines(subdados$upr, col = "darkgreen", lty = 2)
lines(subdados$lwr, col = "darkgreen", lty = 2)
subdados <- subset(val, mes == "jun")
plot(subdados$pvlddez, type = "l", col = "blue", ylab = "Velocidadedovento(emm/s)",
xlab = "Junho(emhoras)")
lines(subdados$fit, col = "red")
lines(subdados$upr, col = "darkgreen", lty = 2)
lines(subdados$lwr, col = "darkgreen", lty = 2)
subdados <- subset(val, mes == "jul")
plot(subdados$pvlddez, type = "l", col = "blue", ylab = "Velocidadedovento(emm/s)",
xlab = "Julho(emhoras)")
lines(subdados$fit, col = "red")
lines(subdados$upr, col = "darkgreen", lty = 2)
lines(subdados$lwr, col = "darkgreen", lty = 2)
subdados <- subset(val, mes == "ago")
plot(subdados$pvlddez, type = "l", col = "blue", ylab = "Velocidadedovento(emm/s)",
xlab = "Agosto(emhoras)")
lines(subdados$fit, col = "red")
lines(subdados$upr, col = "darkgreen", lty = 2)
lines(subdados$lwr, col = "darkgreen", lty = 2)
subdados <- subset(val, mes == "set")
plot(subdados$pvlddez, type = "l", col = "blue", ylab = "Velocidadedovento(emm/s)",
xlab = "Setembro(emhoras)")
lines(subdados$fit, col = "red")
lines(subdados$upr, col = "darkgreen", lty = 2)
lines(subdados$lwr, col = "darkgreen", lty = 2)
subdados <- subset(val, mes == "out")
plot(subdados$pvlddez, type = "l", col = "blue", ylab = "Velocidadedovento(emm/s)",
xlab = "Outubro(emhoras)")
lines(subdados$fit, col = "red")
lines(subdados$upr, col = "darkgreen", lty = 2)
```

```

lines(subdados$lwr, col = "darkgreen", lty = 2)
subdados <- subset(val, mes == "nov")
plot(subdados$pvveldez, type = "l", col = "blue", ylab = "Velocidadedovento(emm/s)",
xlab = "Novembro(emhoras)")
lines(subdados$fit, col = "red")
lines(subdados$upr, col = "darkgreen", lty = 2)
lines(subdados$lwr, col = "darkgreen", lty = 2)
subdados <- subset(val, mes == "dez")
plot(subdados$pvveldez, type = "l", col = "blue", ylab = "Velocidadedovento(emm/s)",
xlab = "Dezembro(emhoras)")
lines(subdados$fit, col = "red")
lines(subdados$upr, col = "darkgreen", lty = 2)
lines(subdados$lwr, col = "darkgreen", lty = 2)
## Salvar valores previsto no excel
write.table(val$fit, "/Users/Usuario/Desktop/R/fit.csv")
write.table(val$upr, "/Users/Usuario/Desktop/R/upr.csv")
write.table(val$lwr, "/Users/Usuario/Desktop/R/lwr.csv")
## Análise econométrica
## Análise de correlogramas do resíduo
par(mfrow = c(1,2))
acf(res.velocidade, 200, plot = TRUE, lwd = 2)
pacf(res.velocidade, 200, plot = TRUE, lwd = 2)
## Salvar resíduos do modelo
write.table(res.velocidade, "/Users/Usuario/Desktop/R/anali.csv")
par(mfrow = c(3,1))
plot(density(val$pvvel))
acf(val$pvvel)
pacf(val$pvvel)
## Ajuste de um modelo ARIMA
fit1 <- arima(val$pvvel, order = c(1, 0, 2))
fit1
resid <- fit1$residuals

```

```
tsdiag(fit1)  
ccf(val$pvel, resid)  
fit6 < -arima(val$pvel, order = c(4, 0, 4))  
fit6  
resid < -fit6$residuals  
tsdiag(fit6)  
ccf(val$pvel, resid)
```