



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA**

ADRIANO GOUVEIA LIRA

**ANÁLISE DAS INCERTEZAS NA ESTIMATIVA DA PRODUÇÃO DE ENERGIA
EM PARQUES EÓLICOS**

Orientador: Pedro André Carvalho Rosas
Co- Orientador: Alex Maurício Araújo

**RECIFE
2012**

**ANÁLISE DAS INCERTEZAS NA ESTIMATIVA DA PRODUÇÃO DE
ENERGIA EM PARQUES EÓLICOS**

ADRIANO GOUVEIA LIRA

Dissertação para apresentação ao programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica como requisito para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Mecânica, orientada pelo Prof. Dr. Pedro André de Carvalho Rosas.

UFPE / RECIFE-PE
adrianogouveia04@gmail.com
2012

Catálogo na fonte
Bibliotecária: Rosineide Mesquita Gonçalves Luz / CRB4-1361 (BCTG)

L768a Lira, Adriano Gouveia .
Análise das incertezas na estimativa da produção de energia em parques eólicos / Adriano Lira Gouveia – Recife: O Autor, 2012.
96f. il., figs., gráfs., tabs.

Orientador: Prof. Dr. Pedro André de Carvalho Rosas.
Co-Orientador: Prof. Dr. Alex Maurício Araújo.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG.
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, 2012.
Inclui Referências.

1. Engenharia Mecânica. 2. Energia Eólica. 3. Incertezas. 4. Estimativa de Produção de Energia. 5. I. Rosas, Pedro André de Carvalho (Orientador). II. Araújo, Alex Maurício (Co-Orientador). III. Título.

“ANÁLISE DAS INCERTEZAS NA ESTIMATIVA DA PRODUÇÃO DE
ENERGIA EM PARQUES EÓLICOS”

ADRIANO GOUVEIA LIRA

ESTA DISSERTAÇÃO FOI JULGADA ADEQUADA PARA OBTENÇÃO DO
TÍTULO DE MESTRE EM ENGENHARIA MECÂNICA

ÁREA DE CONCENTRAÇÃO: ENERGIA EÓLICA

APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA
MECÂNICA/CTG/EOP/UFPE

Prof. Dr. PEDRO ANDRÉ CARVALHO ROSAS
ORIENTADOR/PRESIDENTE

Prof. Dr. ALEX MAURÍCIO ARAÚJO
CO-ORIENTADOR

Prof. Dr. JORGE RECARTE HENRÍQUEZ GUERRERO
COORDENADOR DO PROGRAMA

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. PEDRO ANDRÉ CARVALHO ROSAS (UFPE/PPGEM)

Prof. Dr. ALEX MAURÍCIO ARAÚJO (UFPE/PPGEM)

Prof. Dr. SEVERINO LEOPOLDINO URTIGA FILHO (UFPE/PPGEM)

Prof. Dr. GUSTAVO MEDEIROS SOUZA AZEVEDO (UFPE/DEE)

*"Vento, ventania me leve para as bordas do céu
Pois vou puxar as barbas de Deus
Vento, ventania me leve pra onde nasce a chuva
Pra lá de onde o vento faz a curva...
Me deixe cavalgar nos seus desatinos
Nas revoadas, redemoinhos...
Vento, ventania
Me leve sem destino
Quero juntar-me a você
E carregar os balões pro mar
Quero enrolar as pipas nos fios
Mandar meus beijos pelo ar...
Vento, ventania
Me leve prá qualquer lugar
Me leve para qualquer canto do mundo
Ásia, Europa, América..."*

Biquíni Cavado

*"Ser homem é precisamente ser responsável.
É sentir vergonha diante da miséria,
mesmo quando ela não parece ter qualquer relação com você.
É ter orgulho de uma vitória dos companheiros.
É sentir, ao colocar a sua pedra,
que você está contribuindo para construir o mundo."
Saint-Exupéry*

AGRADECIMENTOS

A Deus por ter me dado inspiração, sabedoria e ânimo pra escrever este trabalho.

Ao meu pai, Admilson, por sempre me apoiar e incentivar meus estudos.

À minha mãe, Gilma, por todo o carinho e cuidado.

Aos meus irmãos, Vinicius e Jessica, que, por serem mais novos, eu tento ser exemplo para eles e isso me motiva a superar os desafios.

À minha namorada, Paloma, por estar sempre do meu lado e por fazer minha vida mais feliz.

Ao meu orientador, prof. Dr. Pedro Rosas, que acreditou no meu trabalho e entendeu a dificuldade de escrever um trabalho acadêmico e trabalhar ao mesmo tempo.

Ao meu co-orientador, prof. Dr. Alex Araújo, e a todos que pertence ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Pernambuco, por todos os ensinamentos.

À IMPSA por apoiar a conclusão desse trabalho e valorizar o conhecimento acadêmico dentro do meio corporativo.

Aos meus companheiros de trabalho que sempre me motivaram. Em especial a Lucas Maia e Nyzar Jorio, por todo o conhecimento compartilhado, por ter me ajudado bastante na conclusão desse trabalho, por fazer o ambiente de trabalho um lugar agradável e por toda a amizade.

À Carolina Caheté e Emilia Sampaio que contribuíram bastante no meu crescimento profissional.

Por fim, a todos que contribuíram de forma direta ou indireta para que eu pudesse realizar esta conquista.

RESUMO

A estimativa de produção anual de energia ao longo do ciclo de vida do projeto é um dos mais importantes fatores para determinar a rentabilidade do projeto de energia eólica. Os métodos utilizados para estimar a Produção Anual de Energia (PAE) em um parque eólico exigem a avaliação das incertezas associadas em todas as etapas. Para financiar um projeto de energia eólica os bancos exigem que o empreendedor apresente as incertezas relacionadas à estimativa da produção de energia do parque eólico, visando mitigar erros e aumentando a confiabilidade do projeto. A avaliação adequada das incertezas é fundamental para julgar a viabilidade e o risco no desenvolvimento de um projeto de energia eólica. Neste trabalho são apresentadas e analisadas as principais fontes de incertezas no processo de estimativa de energia em parques eólicos, informa maneiras de mitigar estas incertezas e indica o quanto cada fonte de incerteza influencia na incerteza total da produção anual de energia em um parque eólico.

Palavras-Chave: Energia Eólica, Incertezas, Produção Anual de Energia.

ABSTRACT

The Annual Energy Production (AEP) estimate over the lifecycle of the project is one of the most important factors to determine the profitability of wind power project. The methods used to estimate the AEP in a wind farm requires the assessment of uncertainties associated in all steps. To finance a wind power project banks requires that the developer submit the uncertainties related to the AEP estimate of the of the wind farm, to mitigate errors and increase the reliability of the project. The appropriate assessment of uncertainties is critical to determine the feasibility and risk in development of a wind energy project. This study presents and analyzes the main sources of uncertainty in the energy estimate process in wind farms, informs ways to mitigate them and indicates how much each source of uncertainty influences the global uncertainty of the annual energy production on a wind farm.

Keywords: Wind Power, Uncertainty, Annual Energy Production

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Evolução da Potência Instalada de Energia Eólica no Brasil	17
Figura 1.2 - Fator de Capacidade médio para vários países	18
Figura 2.1 - Curva de potência (pontos pretos) e coeficiente de potência- C_p - (pontos cinzas) de uma turbina eólica: (a) em terreno plano e (b) e em terreno moderadamente complexo	23
Figura 3.1 - Aplicações do sistema anemométrico	24
Figura 3.2 - Variação percentual da energia em função da variação da velocidade do vento	26
Figura 3.3 - Limites permissíveis de erro para índices de classificação dos anemômetros tipo concha	27
Figura 3.4 - Anemômetro NRG Maximum 40	28
Figura 3.5 - Anemômetro Thies First Class	28
Figura 3.6 - Anemômetro Vaisala WAA 252	29
Figura 3.7 - Anemômetro Vector L100 First Class	29
Figura 3.8 - Anemômetro Thies First Class Advanced	30
Figura 3.9- Inclinação negativa e positiva do anemômetro no túnel de vento	31
Figura 3.10- Teste de Inclinação com o NRG #40	31
Figura 3.11- Teste de Inclinação com o Thies First Class	32
Figura 3.12- Teste de Inclinação com o Vaisala WAA 151	32
Figura 3.13- Teste de Inclinação com o Vector AL100 LK	33
Figura 3.14- Configuração da torre recomendada pela EPE (figura sem escala)	35
Figura 3.15- Interferência da torre no fluxo de vento	36
Figura 3.16- Direção do vento com comportamentos distintos: a) Vento na região nordeste. b) Vento na região sul	37
Figura 3.17- Identificando a interferência da torre de medição	37
Figura 4.1- Sequência para ajuste de longo prazo	39
Figura 4.2- Período de dados concomitantes entre a torre de medição (alvo) e os dados de longo prazo (referência)	40
Figura 4.3 - Procedimento para análise de longo prazo	41
Figura 4.4- Estações meteorológicas automáticas do INMET	43
Figura 4.5- Variabilidade Interanual do Vento nos Estados Unidos (%)	48

Figura 4.6- Ilustração do processo que se aplica o método Jackknife	50
Figura 4.7- Ilustração de análise para a determinação da incerteza dos resultados.	50
Figura 5.1- Médias anuais	52
Figura 5.2- Médias Anuais da torre de medição e dos dados NCAR	53
Figura 5.3- Correlações Mensais com 8 anos de dados - Torre de Medição e dados NCAR	53
Figura 5.4- Destaque nos anos utilizados no estudo	55
Figura 5.5- Correlações Mensais com 3 anos de dados - Torre de Medição e dados NCAR	55
Figura 5.6- Regressão linear simples - Torre de Medição e NCAR Torre 1	57
Figura 5.7- Comparação dos dados medidos com a série estimada a partir da Torre 1 NCAR	58
Figura 5.8- Comparação percentual entre a velocidade da série medida e a da série criada a partir dos dados NCAR Torre 1	58
Figura 5.9 - Regressão linear simples - Torre de Medição e NCAR Torre 2	59
Figura 5.10- Comparação dos dados medidos com a série estimada a partir da Torre 2 NCAR	60
Figura 5.11- Comparação percentual entre a velocidade da série medida e a da série criada a partir dos dados NCAR Torre 2	60
Figura 5.12- Regressão linear simples - Torre de Medição e NCAR Torre 3	61
Figura 5.13- Comparação dos dados medidos com a série estimada a partir da Torre 3 NCAR	62
Figura 5.14- Comparação percentual entre a velocidade da série medida e a da série criada a partir dos dados NCAR Torre 3	62
Figura 5.15- Regressão linear simples - Torre de Medição e NCAR Torre 4	63
Figura 5.16- Comparação dos dados medidos com a série estimada a partir da Torre 4 NCAR	64
Figura 5.17- Comparação percentual entre a velocidade da série medida e a da série criada a partir dos dados NCAR Torre 4	64
Figura 5.18- Comparação dos dados medidos com a série estimada a partir da Torre 1 NCAR usando o método da variância	66
Figura 5.19- Comparação percentual entre a velocidade da série medida e a da série	67

criada a partir dos dados NCAR Torre 1 usando o método da variância	
Figura 5.20- Comparação dos dados medidos com a série estimada a partir da Torre 2 NCAR usando o método da variância	68
Figura 5.21- Comparação percentual entre a velocidade da série medida e a da série criada a partir dos dados NCAR Torre 2 usando o método da variância	69
Figura 5.22- Comparação dos dados medidos com a série estimada a partir da Torre 3 NCAR usando o método da variância	70
Figura 5.23- Comparação percentual entre a velocidade da série medida e a da série criada a partir dos dados NCAR Torre 3 usando o método da variância	71
Figura 5.24- Comparação dos dados medidos com a série estimada a partir da Torre 4 NCAR usando o método da variância	72
Figura 5.25- Comparação percentual entre a velocidade da série medida e a da série criada a partir dos dados NCAR Torre 4 usando o método da variância	73
Figura 6.1- Linhas de fluxo sobre o terreno complexo	74
Figura 6.2- Perfil vertical do vento para condição atmosférica neutra, instável e estável	77
Figura 6.3- Extrapolação Vertical do WAsP	77
Figura 6.4- Mudança do cisalhamento do vento em uma colina suave	78
Figura 6.5- Intensidade de turbulência	79
Figura 6.6- Área para cálculo do RIX	81
Figura 6.7- Curvas de Nível SRTM	83

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 - Evolução da Energia Eólica no Brasil	16
Tabela 1.2 - Resultado Leilão de Energia A-3/2011.	18
Tabela 3.1 - Características NRG Maximum 40	28
Tabela 3.2 - Características Thies First Class	28
Tabela 3.3 - Características Vaisala WAA 252	29
Tabela 3.4 - Características Vector L100 First Class	29
Tabela 3.5 - Características Thies First Class Advanced	30
Tabela 3.6- Incertezas na determinação da velocidade do vento	38
Tabela 4.1- Resumo dos conjuntos de dados de reanálises utilizados	45
Tabela 4.2- Fonte de dado de longo prazo e incertezas associadas	49
Tabela 5.1- Comparação da média anual de 8 anos entre os dados medidos e as séries criadas utilizando os dados NCAR Torre 1	67
Tabela 5.2- Comparação da média anual de 8 anos entre os dados medidos e as séries criadas utilizando os dados NCAR Torre 2	69
Tabela 5.3- Comparação da média anual de 8 anos entre os dados medidos e as séries criadas utilizando os dados NCAR Torre 3	71
Tabela 5.4- Comparação da média anual de 8 anos entre os dados medidos e as séries criadas utilizando os dados NCAR Torre 4	73
Tabela 6.1- Incerteza típica dos modelos teóricos/computacionais	84
Tabela 7.1- Incertezas na PAE	86
Tabela 7.2- Tabela de distribuição normal para probabilidades específicas e os valores correspondentes de z	91

LISTA DE SIGLAS

PROINFA - Programa de Incentivo a Fontes Alternativas
PCHs - Pequenas Centrais Hidrelétricas
MW - Mega Watt
MWh - Mega Watt Hora
LER - Leilão de Energia de Reserva
LFA - Leilão de Fonte Alternativa
LEN - Leilão de Energia Nova
A-3 - Leilão de Energia com geração prevista para entrar operação em 3 anos
A-5 - Leilão de Energia com geração prevista para entrar operação em 5 anos
EPE - Empresa de Pesquisa Energética
GF - Garantia Física (MW médio)
Cp - Coeficiente de Potência
MEASNET - Measuring Network of Wind Energy Institutes
IEA - International Energy Association
MCP - Medir Correlacionar e Prever
WMO - World Meteorological Organization
INMET - Instituto Nacional de Meteorologia
EMA - Estações Meteorológicas Automáticas
NCEP - National Centers for Environmental
NCAR - National Center for Atmospheric Research
MERRA - Modern Era Retrospective-analysis for research and applications
NASA - National Aeronautics and Space Administration
CFSR - Climate Forecast System Reanalysis
ECMWF - European Centre for Medium Range Weather Forecasts
R² - Coeficiente de Correlação
WAsP - Wind Atlas Analysis and Application Program
RIX - Ruggedness Terrain Index
CFD - Computational Fluid Dynamics
SRTM - Shuttle Radar Topography Mission
PAE - Produção Anual de Energia
IEC - International Electrotechnical Commission

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS	v
RESUMO	vi
ABSTRACT	vii
LISTA DE FIGURAS	viii
LISTA DE TABELAS	xi
LISTA DE SIGLAS	xii
1 INTRODUÇÃO	15
1.1 Justificativa do trabalho	19
1.2 Objetivos do trabalho	20
1.3 Estrutura da dissertação	20
2 FONTES DE INCERTEZAS EM PROJETOS EÓLICOS	21
3 INCERTEZAS NA MEDIÇÃO DO VENTO	24
3.1 Qualidade e Incerteza	25
3.2 Anemômetro tipo concha	27
3.2.1 - Principais anemômetros tipo concha	28
3.2.2 - Calibração dos anemômetros	30
3.2.3 - Influência do ângulo de incidência do vento	31
3.3 Localização da torre e dos instrumentos	34
3.4 Interferência da torre	36
3.5 Resumo das Incertezas na Medição do Vento	38
4 INCERTEZA NO AJUSTE DE LONGO PRAZO	39
4.1 Fontes de dados de longo prazo	42
4.2 Métodos de MCP	45
4.2.1 Método da Regressão Linear	45
4.2.2 Método da Variância	46
4.3 Método da Correção da Média	47
4.4 Incerteza no Ajuste de Longo Prazo	48
4.4.1 - Método Jackknife	50
5 COMPARAÇÃO ENTRE DADOS MEDIDOS E DADOS ESTIMADOS ATRAVÉS DE UM ESTUDO DE MCP	52
5.1 Dados medidos e dados de reanálises (NCEP/NCAR).	52
5.2 MCP - Regressão Linear Simples	57
5.2.1 - Torre de Medição e NCAR Torre 1 - Regressão Linear Simples	57

5.2.2	- Torre de Medição e NCAR Torre 2 - Regressão Linear Simples	59
5.2.3	- Torre de Medição e NCAR Torre 3 - Regressão Linear Simples	61
5.2.4	- Torre de Medição e NCAR Torre 4 - Regressão Linear Simples	63
5.3	MCP - Método da Variância	66
5.3.1	- Torre de Medição e NCAR Torre 1 - Método da Variância	66
5.3.2	- Torre de Medição e NCAR Torre 2- Método da Variância	68
5.3.3	- Torre de Medição e NCAR Torre 3- Método da Variância	69
5.3.4	- Torre de Medição e NCAR Torre 4 - Método da Variância	71
6	INCERTEZAS DOS MODELOS TEÓRICOS	74
6.1	- Fluxo Complexo	75
6.1.1	- Cisalhamento do Vento - <i>Wind Shear</i>	75
6.1.2	- Intensidade de Turbulência	78
6.1.3	- Ângulo de Incidência do Vento	80
6.2	Tratando/Manipulando o fluxo complexo	80
6.2.1	- Avaliação do Fluxo Eólico	80
6.3	Modelos Topográficos	83
6.4	Incerteza dos Modelos Teóricos/Computacionais	84
7	COMBINANDO AS INCERTEZAS E AVALIANDO AS PERDAS	86
7.1	Perdas.	87
7.2	Probabilidade da Energia Produzida.	89
7.3	Cálculo da Garantia Física	91
8	CONCLUSÕES	92
8.1	Recomendações para trabalhos futuros	93
	REFERÊNCIAS	94

1 INTRODUÇÃO

A maioria dos projetos de energia eólica do Brasil estão sendo desenvolvidos na região Nordeste, com destaque para os estados do Ceará, Bahia e Rio Grande do Norte. A região Sul do país também está crescendo sua importância no cenário eólico nacional.

A energia eólica ganhou espaço no Brasil a partir de 2004 com o Programa de Incentivo a Fontes Alternativas - PROINFA. Nesse programa o governo incentivou a utilização de fontes renováveis, como eólica, biomassa e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs). Foram assinados contratos de compra e venda de energia com prazo de 20 anos a partir da data planejada para entrada em operação comercial, viabilizando 1423MW de projeto de energia eólica, sendo que apenas 1288MW foram implantados.

Em 2004, o preço médio da energia eólica contratada foi de R\$210,00 por MWh. Esse valor corrigido para 2012 atinge o patamar dos R\$310,00 por MWh.

Os projetos do PROINFA apresentaram um fator de capacidade médio de 32,5% e tiveram dificuldades para serem implementados, mas serviram de experiência para amadurecer o setor eólico brasileiro. Fator de capacidade é a proporção entre a produção efetiva da usina em um período de tempo e a capacidade total máxima neste mesmo período.

Em 2009 aconteceu no Brasil o 1º Leilão de Energia de Reserva (LER) exclusivo para a Fonte Eólica. Foram contratados 1807 MW com o preço médio de R\$148,39 o MWh. Nestes projetos o fator de capacidade dos parques ficou em torno de 43,33%.

Em 2010 aconteceram o Leilão de Fonte Alternativa (LFA) e o Leilão de Energia de Reserva (LER), ambos com a participação de diversas fontes de energia. Foram contratados 1584,8 MW de energia eólica no leilão de Fonte Alternativa e 528,6 MW no leilão de Energia de Reserva, totalizando 2113,2 MW de energia eólica contratada com o fator de capacidade médio de 45,51%.

Em 2011 aconteceram três leilões de energia, Leilão de Energia Nova (LEN) A-3, o de Energia de Reserva e o LEN A-5. No leilão A-3 foram contratados 1067,6 MW de energia eólica, estes projetos devem entrar em operação três anos após a assinatura de contrato, por isso o termo A-3. O leilão de Energia de Reserva contratou 861,1 MW de energia eólica. E o leilão A-5 contratou 976,5 MW de energia eólica, estes projetos devem entrar em operação cinco anos após a assinatura de contrato, por isso o termo A-5. Em 2011 houve um incremento de 2905,2 MW contratados de energia eólica com o fator de capacidade de 47,8%.

Em 2012 aconteceu o Leilão de Energia A-5/2012, com o objetivo de suprir a demanda projetada das empresas distribuidoras de energia para o ano de 2017. De eólica foram contratados 10 projetos, totalizando 281,9 MW com fator de capacidade médio de 54%.

Verificou-se que com o passar dos anos houve um aumento do fator de capacidade dos parques e um redução significativa do custo da energia eólica, atingindo, por exemplo, o preço médio de 87,94 R\$/MWh no Leilão de Energia A-5 de 2012 [1].

A Tabela 1.1 apresenta a evolução da energia eólica no Brasil, desde o PROINFA até o Leilão de Energia A-5 de 2012. Foram contratados 8395,2 MW de energia eólica, esse valor não leva em conta os parques que entrarão em operação no mercado livre de energia nem os parques instalados para autogeração das empresas.

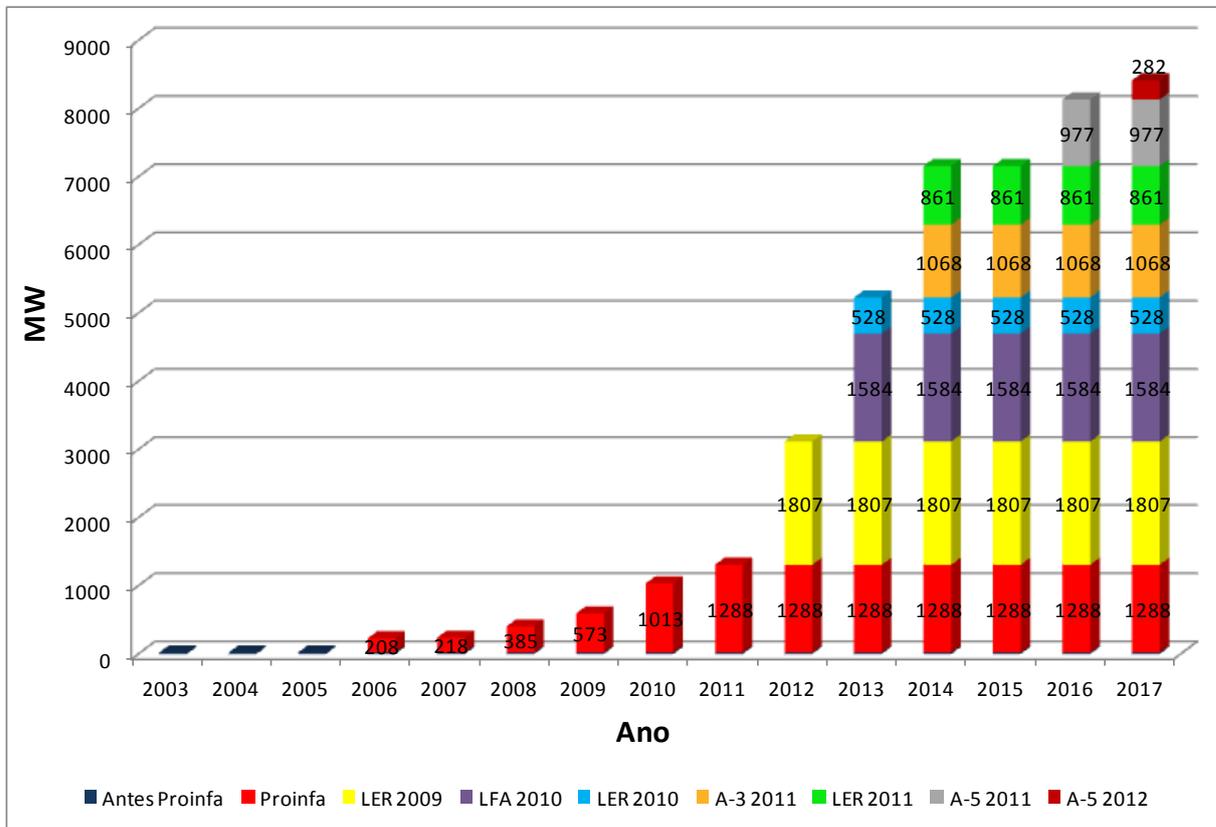
Tabela 1.1 - Evolução da Energia Eólica no Brasil

	Potência Contratada (MW)	MW Médios	Preço Médio (R\$/MWh)	Fator de Capacidade Médio
PROINFA 2004	1.288,0	418,6	310	32,50%
LER 2009	1.806,9	783,0	148,39	43,33%
LFA 2010	1.584,6	695,0	130,86	43,85%
LER 2010	528,6	266,8	122,69	50,5%
A-3 2011	1.067,6	484,2	99,37	45,35%
LER 2011	861,1	428,8	99,54	49,80%
A-5 2011	976,5	478,5	105,1	49%
A-5 2012	281,9	152,2	87,4	54%
TOTAL	8395,2			

Fonte: Adaptado de [2]

A Figura 1.1 apresenta a evolução da potência eólica instalada no Brasil, considerando os parques que foram contratados no PROINFA e nos leilões até 2012.

Figura 1.1 - Evolução da Potência Instalada de Energia Eólica no Brasil



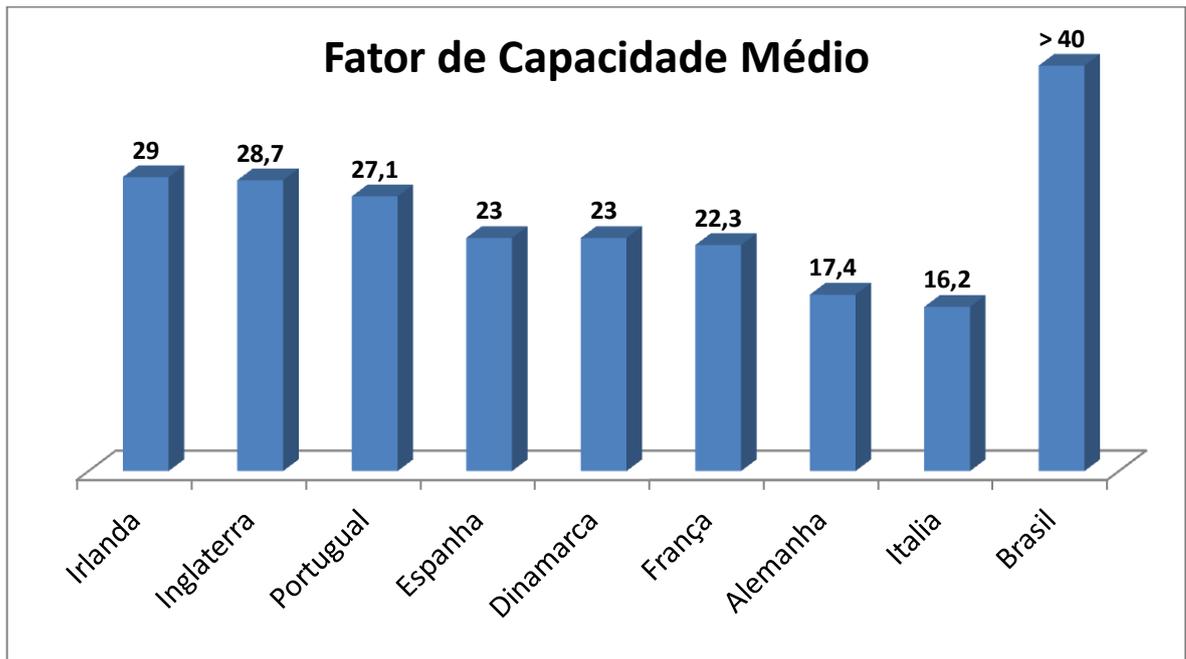
Fonte: Adaptado de [2]

Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a demanda de energia elétrica no Brasil terá um incremento médio de 3.200 MW no período de 2011- 2020. O planejamento energético tem priorizado a inserção de fontes renováveis, principalmente a energia eólica.

A energia eólica vem ganhando espaço na matriz energética brasileira devido, principalmente, a quatro fatores:

- Características Físicas - O vento no Brasil está entre um dos melhores do planeta para a geração de energia eólica, pois apresenta boa velocidade, pouca rajada e baixa turbulência. Estas características permitem que os parques eólicos brasileiros apresentem bons fatores de capacidades. A Figura 1.2 mostra que o fator de capacidade médio dos parques eólicos do Brasil é superior a vários países onde a energia eólica é bem mais difundida.

Figura 1.2 - Fator de Capacidade médio para vários países



Fonte: [3]

- Política de Desenvolvimento - O governo adotou políticas de incentivo através de leilões e regras específicas, isso motivou a indústria eólica no Brasil;
- Escala - O mercado brasileiro vem ganhando escala e com isso atraindo os principais fabricantes, investidores e desenvolvedores de projetos eólicos;
- Preço - O ganho de escala, aliado com a competição entre os *players* do mercado fez com que o preço da energia eólica se tornasse competitivo com outras fontes. Na Tabela 1.2 é apresentado o resultado do Leilão de Energia A-3/2011 onde é possível verificar que o preço médio da energia eólica foi o menor entre todas as outras fontes.

Tabela 1.2 - Resultado Leilão de Energia A-3/2011

Fonte	Projetos Contratados	Potência Instalada (MW)	Preço Médio (R\$/MWh)
Eólica	44	1.067,70	99,58
Biomassa	4	197,8	102,41
Hídrica	1	450	102
Gás	2	1.029,10	103,26
TOTAL	51	2.744,60	102,07

Fonte:[4]

1.1 Justificativa do trabalho

A produção de energia em uma central eólica segue um princípio estocástico, e como tal, exige um tratamento estatístico onde as estimativas de produção devem ser associadas às probabilidades de ocorrências.

A viabilidade técnica e financeira de um parque eólico resulta em uma grande exigência de análise de riscos que estão associados a incertezas de produção.

No processo de financiamento de parques eólicos, os bancos apresentam exigências específicas para assegurar que a energia prevista do empreendimento tenha a menor margem de erro possível. No Brasil, em função de leilões, a EPE, solicita uma declaração, emitida por um órgão independente, declarando a Garantia Física (GF), que é disponibilidade anual de energia gerada em MW médios, para cada parque eólico que irá concorrer no leilão de energia.

Com o objetivo de mitigar o risco da produção de energia ser menor do que a energia contratada, a Garantia Física da geração eólica deve ser calculada levantando em consideração todas as fontes de incertezas no projeto de forma que a energia certificada seja pelo menos 90% da energia gerada, esse valor é conhecido com P90.

Ao se estabelecer a GF como o P90, reduz-se o risco de não atendimento a 10%, aumentando a segurança do suprimento.

De acordo com [5] a viabilização econômica e financeira da produção da energia eólica no contexto regulatório do mercado brasileiro de energia elétrica trouxe a necessidade de um conjunto de regras específicas, que buscam atender aos seguintes objetivos:

- Comprometer o agente empreendedor com a efetiva produção da energia contratada;
- Minimizar o custo da energia, através da redução do custo financeiro dos empreendimentos pela mitigação da incerteza da receita da venda da energia;
- Incentivar a contratação eficiente do parque eólico;
- Reduzir o risco de não atendimento do montante de energia contratado.

Com as regras atuais dos leilões de energia, os empreendedores são penalizados por produção abaixo da energia contratada, considerando uma margem de tolerância.

A diminuição da incerteza com a alta qualidade dos critérios de projetos é a única maneira de manter o risco financeiro de um parque eólico dentro dos limites aceitáveis para os financiadores e investidores além de proporcionar uma maior segurança no atendimento da demanda energética.

1.2 Objetivos do trabalho

O objetivo principal desse trabalho é apresentar e analisar as principais fontes de incertezas no processo de estimativa de produção de energia em parques eólicos.

Estas incertezas estão relacionadas com a medição do vento, ajuste de longo prazo dos dados medidos, resultados dos modelos teóricos para modelagem do fluxo de vento e incerteza da curva de potência das turbinas eólicas.

Cada um desses tópicos apresentados acima, com exceção da curva de potência, tem um destaque nos capítulos a seguir. Sendo cada um deles analisado com maior profundidade.

O parâmetro curva de potencia não faz parte do escopo principal dessa dissertação, sendo os parâmetros relacionados com medição e representação do recurso eólico os focos principais da dissertação.

1.3 Estrutura da dissertação

O capítulo 1 apresenta a evolução da energia eólica no Brasil. Também são apresentados as justificativas e os objetivos deste trabalho.

O capítulo 2 faz uma breve descrição das principais fontes de incertezas em projetos eólicos.

O capítulo 3 apresenta as incertezas relacionadas com a medição do vento. É apresentada uma faixa de incerteza para cada componente de incerteza

O capítulo 4 relata algumas fontes de dados de longo prazo, métodos para estudo de MCP (Medir Correlacionar e Prever) e calculo de incerteza no ajuste de longo prazo.

O capítulo 5 mostra uma comparação entre dados medidos e dados estimados através de um estudo de MCP.

O capítulo 6 descreve um fluxo complexo e compara a modelagem linear com CFD. Também é apresentada uma faixa de incerteza para os a extrapolação vertical, horizontal e efeito esteira.

O capítulo 7 análise a combinação das fontes de incertezas e o impacto na Produção Anual de Energia.

O capítulo 8 descreve as conclusões deste trabalho. Apresenta também algumas propostas para trabalhos futuros relacionados com o tema abordado.

2 FONTES DE INCERTEZAS EM PROJETOS EÓLICOS

O cálculo da estimativa de produção de energia de um parque eólico está sujeito a incertezas que devem ser contabilizadas para avaliar o risco de investimentos baseados na precisão da produção de energia estimada. Em geral, a avaliação do recurso eólico é um processo complexo que está sujeito a diversas fontes de incerteza.

A seguir estão listadas as principais fontes de incertezas em projetos eólicos. É importante ressaltar que dentro de cada categoria de incerteza, existem várias fontes de incerteza individuais:

- **Incertezas de medição:**

Esta incerteza é referente a limitações do processo de medição de dados de vento em estações de medição. Incluem-se nesse tópico as incertezas associadas a sensores, localização de torres, montagem dos sensores, etc.

- **Incertezas no ajuste de longo prazo:**

Esta incerteza está relacionada com a utilização de dados de outros locais, chamados de dados de referência, visando obter uma série representativa em termos temporais para os dados medidos no sítio.

- **Incertezas do modelamento do recurso eólico:**

Nesse tópico estão agrupados todos os elementos de incertezas relacionados às aproximações dos modelos teóricos e computacionais. O modelo de fluxo de vento nem sempre é capaz de descrever o comportamento do vento das torres de medição até a localização das turbinas. A complexidade do terreno, a rugosidade local, a presença de obstáculos e a distância de cada turbina até as torres de medição, são alguns dos fatores que determinam a magnitude das incertezas. Dentro da incerteza dos modelos teóricos também está o cálculo de perda por efeito esteira, que são as perdas aerodinâmicas provocadas por outras turbinas e pelas condições topográficas. Esta incerteza inclui os modelos de esteira e a incerteza relacionada ao coeficiente de empuxo (*trust*) da turbina eólica. Existem vários modelos de cálculo de efeito esteira e os resultados apresentados por eles podem diferir dependendo das condições do fluxo de vento e das condições ambientais.

- **Incertezas da curva de potência da turbina eólica:**

A curva de potencia de uma turbina eólica é a curva que indica a produção de potência em função da velocidade de vento e deste modo é um dos principais parâmetros na estimativa de produção de energia. Devido às características dos terrenos, o escoamento atmosférico tem características quase sempre distintas daquelas em que a curva característica dos aerogeradores foi determinada. Isso pode refletir um funcionamento diferente do aerogerador resultando em uma curva de potência diferente. Variáveis como turbulência, orografia, rugosidade e obstáculos, entre outros, podem assumir uma importância significativa na variação da curva de potência dos aerogeradores inferindo uma incerteza na curva de potência.

Cada um dos tópicos apresentados acima, com exceção da curva de potencia, terá um destaque nos capítulos a seguir. Sendo cada um deles analisado com maior profundidade. A incerteza da curva de potencia não faz parte do escopo principal dessa dissertação, sendo parâmetros relacionados com medição e representação do recurso eólico os focos principais da dissertação.

Os procedimentos para determinar a curva de potência de uma turbina eólica são baseados em normas internacionais. É possível determinar a curva de potência de uma turbina eólica em medições realizadas em campo e através de simulações computacionais.

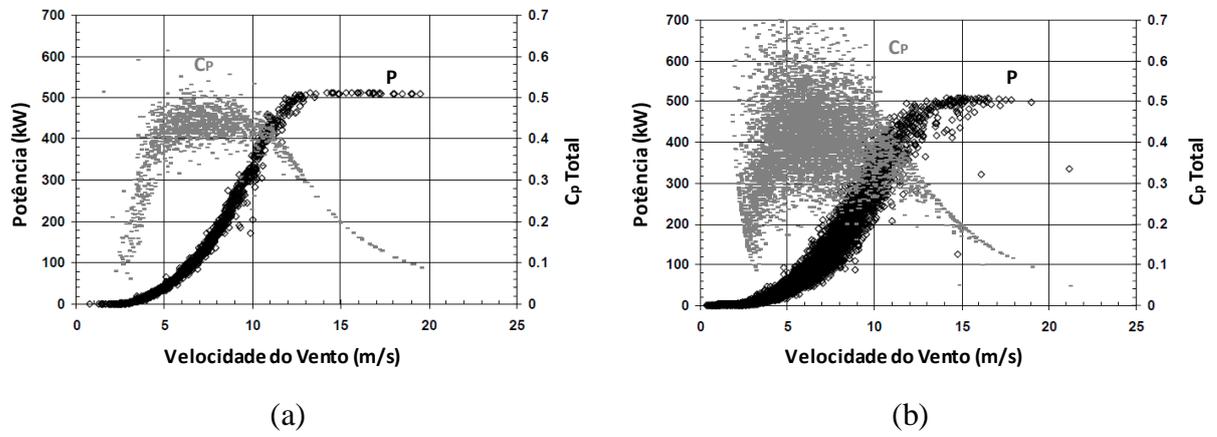
A determinação da curva de potência através de medição em campo é tida como a mais representativa, pois considera todos os parâmetros ambientais, operacionais e de fabricação reais. Entretanto, o local de instalação da turbina eólica tem um impacto direto na curva de potencia levantada. Para fins de uso em projetos, essa curva de potencia medida é processada para ser normalizada e assim passível de aplicação em qualquer local.

Os cálculos baseados em modelos computacionais, apesar de não levarem em consideração as diversas interferências de campo e de produção, podem apresentar uma boa indicação da produção de energia em função da velocidade de vento.

A incerteza da curva de potência consiste na representatividade dos resultados da curva de potência para todas as turbinas fabricadas e nas limitações relacionadas à metodologia de medição da curva.

Os gráficos abaixo apresentam a diferença da curva de potência e do coeficiente de potência (C_p) da turbina em condições de vento em um terreno plano e em um terreno moderadamente complexo. A curva de potência é representada pelos pontos pretos e o coeficiente de potência (C_p) pelos pontos cinzas.

Figura 2.1 - Curva de potência (pontos pretos) e coeficiente de potência- C_p - (pontos cinzas) de uma turbina eólica: (a) em terreno plano e (b) em terreno moderadamente complexo



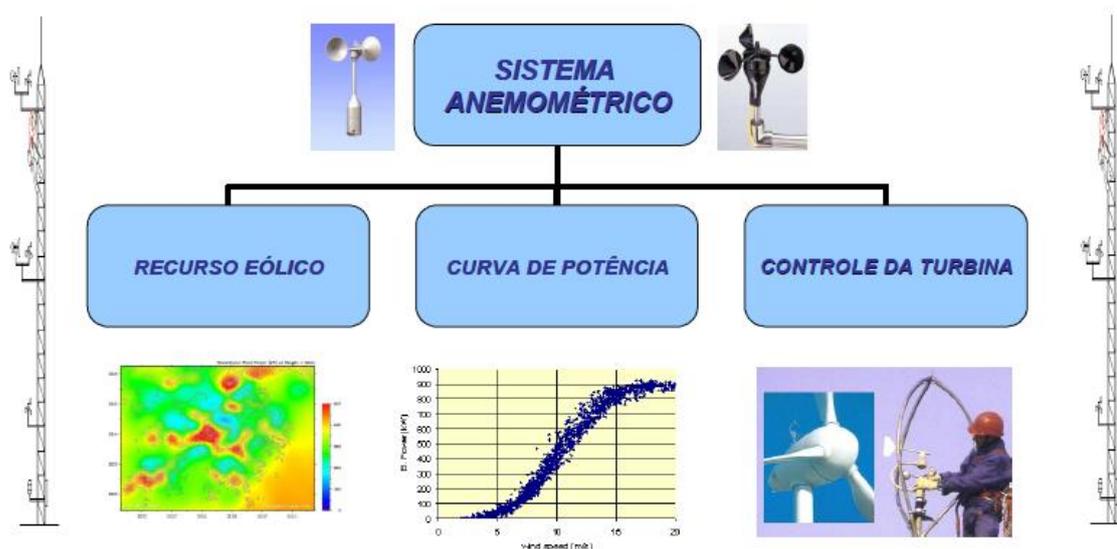
Fonte: Adaptado de [6]

3 INCERTEZAS NA MEDIÇÃO DO VENTO

A confiabilidade da estimativa de geração de energia em centrais eólicas está diretamente relacionada com a qualidade da representação dos parâmetros eólicos do local. A produção de energia em uma turbina eólica depende do cubo da velocidade do vento. Sendo assim, velocidade do vento é a variável mais importante em uma avaliação do recurso eólico.

As principais aplicações de medição anemométricas em projetos eólicos são resumidas na Figura 3.1 - Aplicações do sistema anemométrico

Figura 3.1 - Aplicações do sistema anemométrico



Fonte: [7]

As medições de velocidade e direção do vento e as medições climatológicas (temperatura, umidade e pressão atmosférica) são essenciais para avaliar, ainda na fase de projeto, se a área possui atributos suficientes para que o parque eólico seja economicamente viável. Para a definição do potencial eólico em uma região, faz-se necessário a medição das características de vento mesmo que existam mapas eólicos regionais.

Mesmo depois de montado o parque eólico, ainda é importante manter as medições anemométricas e climatológicas. Os valores medidos têm a função de monitorar o desempenho das turbinas, isso ajuda a verificar as condições contratuais junto ao fabricante e o operador dos parques eólicos.

Adicionalmente, são realizadas medições de velocidade e direção do vento com instrumentos instalados na nacela das turbinas eólicas. Estas medições também são usadas

para controle das turbinas eólicas na central eólica. Neste caso os dados de vento têm a função de parar determinadas máquinas da central eólica quando ocorrer velocidades de vento em determinadas setores (direções) evitando que a máquina opere em regime de grande turbulência, operação chamada de *sector management*.

3.1 Qualidade e Incerteza

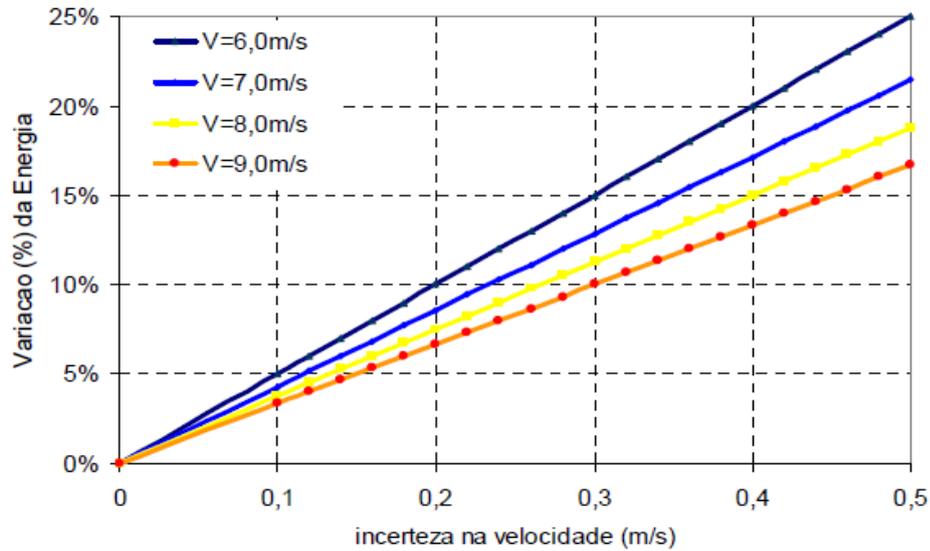
A qualidade dos resultados obtidos está diretamente relacionada com a qualidade dos equipamentos e a forma com que eles foram instalados na torre de medição. Deste modo, é importante muito zelo na escolha e nos procedimentos de instalação dos sensores e da torre de medição. Os custos de um sistema de medição de alta qualidade e sua correta instalação são muito inferiores quando comparando aos custos de um parque eólico.

Existe uma grande diversidade de sensores disponíveis no mercado. As condições climáticas e geográficas devem ser levadas em consideração para a correta escolha dos equipamentos de medição.

Uma incerteza de 3% nos dados de vento pode representar 10% de incerteza no valor final da produção de energia de um parque, sendo assim a medição do vento representa um importante parâmetro para os investidores avaliarem o risco de investimento no parque eólico. Imprecisões nas medições anemométricas podem resultar em significativas perdas econômicas.

Uma análise do efeito da incerteza do sistema anemométrico nos resultados de energia gerada é apresentada em [7]. Na Figura 3.2 é apresentado o efeito da incerteza da velocidade de vento sobre a estimativa de energia gerada.

Figura 3.2 - Variação percentual da energia em função da variação da velocidade do vento



Fonte: [7]

Conforme pode ser visto na Figura 3.2, quando a velocidade média anual do vento for de 6 m/s, com uma precisão de $\pm 0,5$ m/s, o erro no cálculo da produção anual de energia será aproximadamente 25%. Esse erro pode inviabilizar um projeto, mostrando dessa forma a relevância da qualidade da medição do vento parâmetro.

A produção de energia de uma turbina eólica é proporcional ao cubo da velocidade do vento. Dessa forma, um pequeno desvio na velocidade do vento irá representar uma grande variação na produção de energia. O desvio relativo da produção de energia com relação à incerteza na velocidade do vento pode ser calculado através de:

$$\text{Variação da energia (\%)} = 3 * \frac{\text{Incerteza da velocidade (m/s)}}{\text{Vel média anual (m/s)}} * 100 \quad (3.1)$$

As principais causas de incertezas relacionadas com a medição do vento são, normalmente, devidas a:

- Tipo e qualidade do anemômetro utilizado;
- Montagem imprópria dos sensores;
- Altura de medição inadequada;

3.2 Anemômetro tipo concha

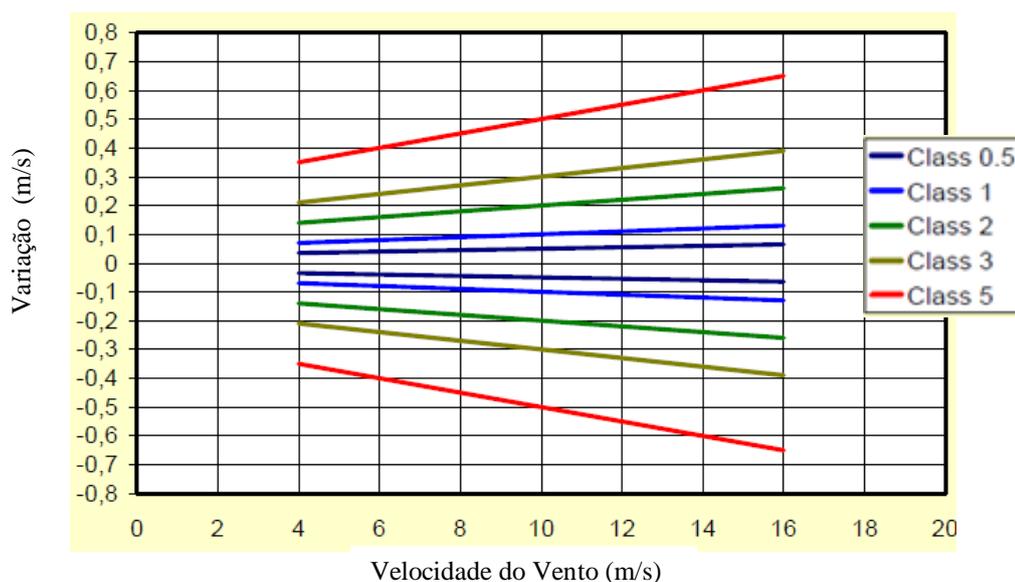
Existem no mercado várias tecnologias de sensores para medição da velocidade do vento. Além do anemômetro do tipo copo (concha), existe o anemômetro de propulsão, ultrassônico, a fio quente e a laser. Atualmente na indústria eólica é utilizado principalmente o anemômetro tipo concha por ter melhor relação custo-benefício entre os outros sensores.

Neste trabalho são avaliadas as incertezas dos anemômetros tipo concha. Estes anemômetros são diferenciados e classificados de acordo com a incerteza que eles impõem ao sistema de medição. Isto determinou a classificação deste tipo de anemômetro em Classes de acordo com os correspondentes erros intrínsecos.

O sistema de classificação por índices é baseado em variações sistemáticas do sinal de saída, devido a variações nas grandezas de maior influência no comportamento do anemômetro. Essas grandezas são: temperatura do ar, densidade do ar, intensidade de turbulência e declividade média do terreno ou do ângulo do fluxo. Para anemômetros tipo concha, os índices de classe determinados são considerados invariantes. Os intervalos que definem a classificação não devem ser totalmente expressos como percentagens, pois nestes casos, o erro sistemático em velocidades de vento menor, ou em velocidades do vento maior iria dominar a classificação.

Os índices definem uma faixa que combina os desvios absolutos e relativos. A Figura 3.3 apresenta as faixas de incerteza e as respectivas classes de anemômetros.

Figura 3.3 - Limites permissíveis de erro para índices de classificação dos anemômetros tipo concha



Fonte: [8]

A seguir são apresentados os principais anemômetros tipo concha. São apresentadas a classificação e a incerteza da leitura de cada anemômetro.

3.2.1- Principais anemômetros tipo concha

- **NRG MAXIMUM 40**

Um dos anemômetros mais utilizados na indústria de energia eólica é o NRG Maximum 40, apresentado na Figura 3.4. A Tabela 3.1 resume algumas características deste sensor

Figura 3.4 - Anemômetro NRG Maximum 40



Tabela 3.1 - Características NRG Maximum 40

Escala	1 m/s a 96 m/s
Incerteza Padrão	± 0.14 m/s para 10 m/s (terrenos planos) ± 0.45 m/s para 10 m/s (terreno complexo)

Fonte: [9]

Segundo [10] este anemômetro tem uma precisão de 0,1 m/s para a faixa de velocidade do vento de 5 m/s para 25 m/s. Esta incerteza, portanto, varia entre 0,4% e 2%, dependendo da velocidade do vento.

- **THIES FIRST CLASS**

O anemômetro Thies First Class, apresentado na Figura 3.5, na faixa de 0,3 a 50 m/s apresenta um incerteza de 3% da leitura ou 0,3 m/s. Para a faixa de 50 a 70m/s a incerteza é de 6% da leitura, conforme Tabela 3.2.

Figura 3.5 - Anemômetro Thies First Class



Tabela 3.2 - Características Thies First Class

Escala	0,3 a 75m/s
Incerteza Padrão	0,3 a 50m/s < 3% da leitura ou < 0,3 m/s. 50 a 75 m/s < 6% da leitura

Fonte: [11]

- **VAISALA WAA 252**

O anemômetro Vaisala, apresentado na Figura 3.6, apresenta uma faixa de medição de 0,4 a 75 m/s e uma incerteza padrão de 0,3 a 1 m/s, conforme apresentado na Tabela 3.3.

Figura 3.6 - Anemômetro Vaisala WAA 252



Tabela 3.3 - Características Vaisala WAA 252

Escala	0,4 a 75m/s
Incerteza Padrão	0,3 a 1 m/s

Fonte: [12]

- **VECTOR L100 FIRST CLASS**

A Figura 3.7 apresenta o anemômetro Vector L100 First Class. Este anemômetro possui uma faixa de medição de 0,2 a 75 m/s e uma incerteza padrão de $\pm 0,2$ m/s para velocidades inferiores a 10 m/s e $\pm 2\%$ da leitura para velocidades maiores do que 10 m/s, conforme Tabela 3.4.

Figura 3.7 - Anemômetro Vector L100 First Class

Tabela 3.4 - Características Vector L100 First Class



Escala	0,2 a 75m/s
Incerteza Padrão	$\pm 0,2$ m/s (<10 m/s); $\pm 2\%$ da leitura (>10 m/s)

Fonte:[13]

- **THIES FIRST CLASS ADVANCED**

O anemômetro Thies First Class Advanced, apresentado na Figura 3.8, possui faixa de medição de 0,2 a 75 m/s e incerteza padrão de 1% do valor medido, sendo que a incerteza máxima é de 0,2 m/s, conforme Tabela 3.5. Este sensor é um dos melhores equipamentos disponíveis no mercado.

Figura 3.8 - Anemômetro Thies First Class Advanced



Tabela 3.5 - Características Thies First Class Advanced

Escala	0,2 a 75 m/s
Incerteza Padrão	1% do valor medido ou < 0,2 m/s

Fonte: [14]

Em geral, uma estimativa razoável da incerteza na leitura do anemômetro é de 1,5%. Incertezas na leitura do anemômetro também podem gerar incertezas nos parâmetros de distribuição do vento.

3.2.2- Calibração dos anemômetros

Um aspecto importante no que diz respeito à garantia da qualidade das medições de vento é a calibração dos anemômetros em túnel de vento adequado.

Estudos que demonstram que há incertezas maiores que 3,5% na calibração de anemômetros em diferentes túneis de vento. Por esta razão, a MEASNET – *Measuring Network of Wind Energy Institutes* – definiu um procedimento de medição para calibração de anemômetros do tipo concha, especialmente idealizado para aplicações de energia eólica.

Com esta prática, as instituições garantem que os túneis de vento usados nos procedimentos de calibração não diferem em mais de 0,5% da velocidade de vento de referência e, assim, tal procedimento garante que haverá uma incerteza controlada e pequena nas medições dos anemômetros certificados por este método.

Atualmente, a grande maioria dos órgãos de pesquisa e avaliação de energia eólica exigem que os anemômetros possuam certificado de calibração emitido por instituição que possui o selo MEASNET, ou seja, que segue os padrões de calibração definidos por este órgão.

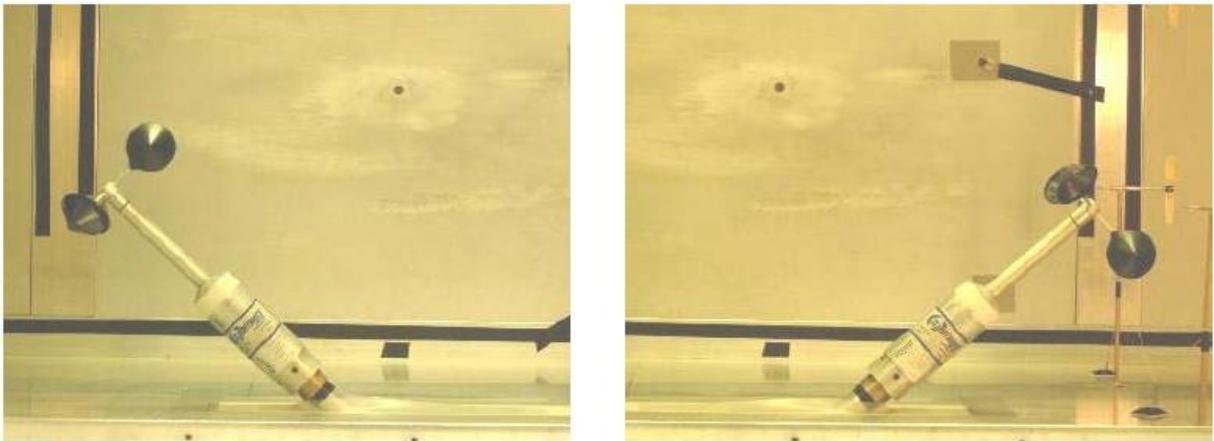
O uso de anemômetros calibrados individualmente tem um impacto direto na redução da incerteza da medição da velocidade do vento.

3.2.3- Influência do ângulo de incidência do vento

O valor medido da velocidade do vento é influenciado pelo ângulo que o vento faz com o anemômetro. Este ângulo pode ser consequência de uma instalação errada do anemômetro ou pode ser devido às características complexas do fluxo eólico do local

Em [15] são apresentados os resultados das medidas dos principais anemômetros com a variação do ângulo de incidência do vento. Os ensaios foram realizados em túnel de vento. A Figura 3.9 apresenta as inclinações máximas (positiva e negativa) do anemômetro dentro do túnel de vento para simular a variação do ângulo de incidência do vento.

Figura 3.9- Inclinação negativa e positiva do anemômetro no túnel de vento

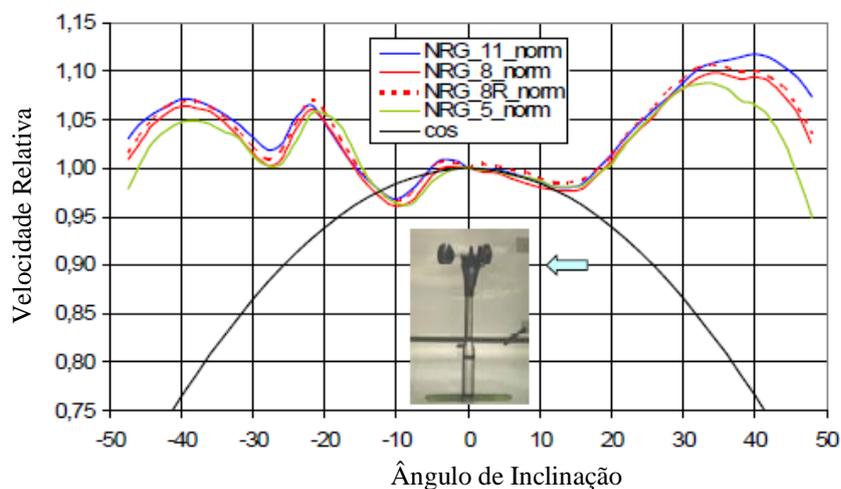


Fonte:[8]

O valor da velocidade apresentada nos gráficos a seguir é um percentual da medida do anemômetro com ângulo zero, ou seja, um percentual em relação à situação ideal de medida.

Os ensaios foram realizados mantendo constante a velocidade do túnel de vento e variando a inclinação do anemômetro. Foram realizados ensaios com a velocidade do túnel de vento em 5, 8 e 11 m/s. A Figura 3.10 apresenta os resultados para o anemômetro NRG #40.

Figura 3.10- Teste de Inclinação com o NRG #40

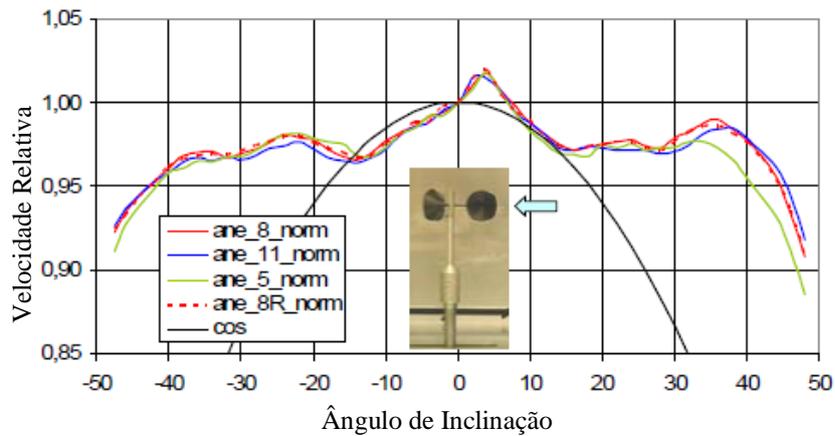


Fonte:[15]

É possível verificar que na maioria das inclinações as medidas foram superiores a velocidade real, chegando a atingir mais de 10% na velocidade média de 11m/s e com inclinação de 40°. Para inclinação de -10° a medição deste sensor apresenta um valor inferior de aproximadamente 5%.

A Figura 3.11 apresenta os resultados para o anemômetro Thies First Class. Neste anemômetro as medidas apresentaram um aumento de 2% em aproximadamente 5° de inclinação. Para inclinações negativas e as medidas foram inferiores ao valor real da velocidade do vento

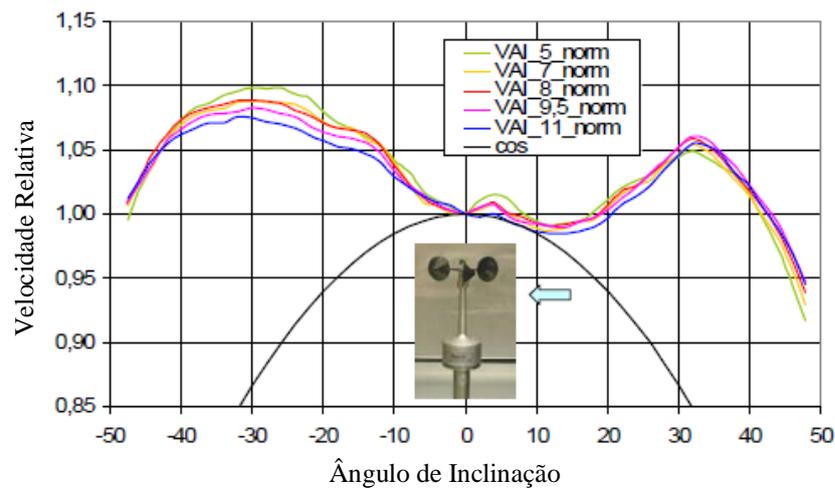
Figura 3.11- Teste de Inclinação com o Thies First Class



Fonte:[15]

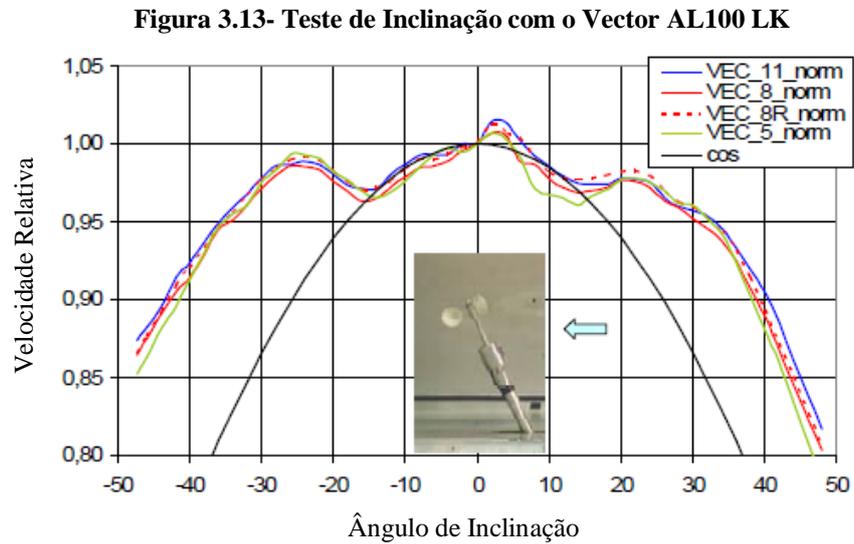
A Figura 3.12 apresenta os resultados do teste de inclinação do anemômetro Vaisala. Para inclinações negativas as medidas deste anemômetro ficaram acima do valor real.

Figura 3.12- Teste de Inclinação com o Vaisala WAA 151



Fonte:[15]

A Figura 3.13 apresenta os resultados para o anemômetro Vector AL100 LK. Para inclinações entre 0° e 5° , os valores medidos por este anemômetro ficaram levemente superiores ao valor real. Para as demais inclinações os valores medidos foram inferiores ao valor real.



Fonte:[15]

3.3 Localização da torre e dos instrumentos

Com a finalidade de obter dados representativos do recurso eólico local, as torres anemométricas devem ser instaladas em locais com características topográficas e de rugosidade semelhantes aos locais onde serão colocadas as turbinas eólicas e considerando a ferramenta de simulação do recurso eólico, isso diminuirá os erros de extrapolação do vento pelos modelos computacionais de determinação do potencial eólico.

Em terrenos planos com rugosidade homogênea uma torre de medição pode representar o vento em um raio de até 10 km em torno da torre. Em terrenos complexos a torre de medição pode representar o vento em um raio 6 km. Em terrenos muito complexos recomenda-se a separação entre as torres de no máximo 2 km.

Em terrenos complexos é importante medir o vento nos pontos de maior e menor elevação da área e na elevação média das máquinas, com a finalidade de diminuir incertezas nos resultados dos modelos teóricos de extrapolação do vento.

De acordo com [16] as medições da velocidade de vento devem ser realizadas, quando possível, à mesma altura do cubo do rotor da turbina eólica que se pretende instalar. Desta forma diminui-se o erro na extrapolação vertical da velocidade de vento. Além desta medida, deve-se realizar mais uma ou duas medidas para conhecer a variação da velocidade de vento com a altura. A medição da direção do vento também deve ser realizada à altura do cubo da turbina e em outra altura de preferência na metade ou dois terços da altura principal.

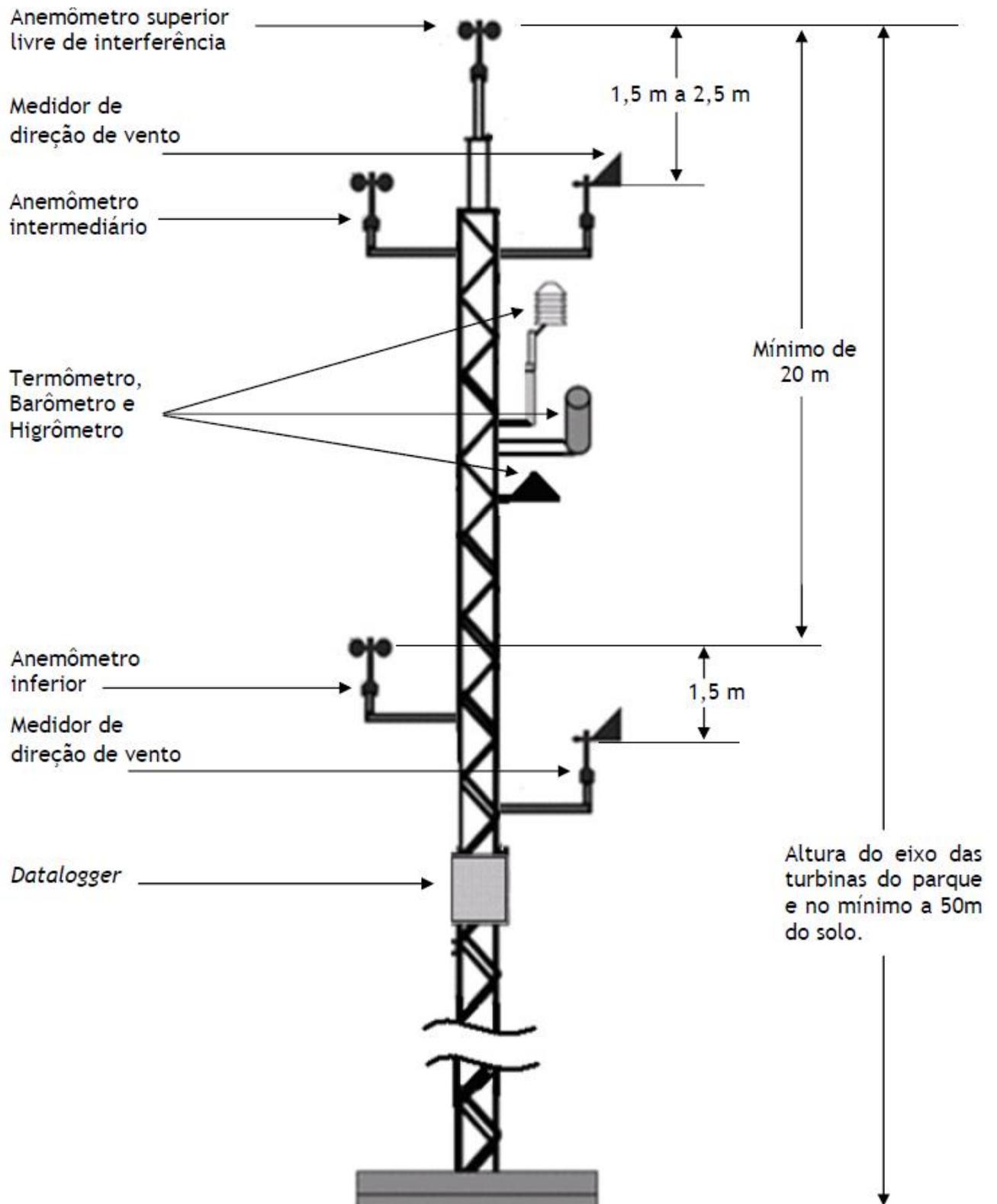
A utilização de medições a mais de uma altura também é importante do ponto de vista da confiabilidade dos dados de vento. Os anemômetros e sensores de direção devem ser fixados na torre por meio de hastes rígidas, para que não haja vibração nos sensores e que esta não interfira na medição dos dados. As dimensões destas hastes devem seguir recomendações da IEA - *International Energy Association*. A separação entre a torre e os sensores deve refletir o nível de incerteza considerado aceitável.

No Brasil, a EPE exige que cada parque eólico vencedor de um leilão, independentemente da potência instalada ou área ocupada, deve instalar, dentro da área do parque, uma estação para medição e registro de dados anemométricos e climatológicos. A estação de medição deve ser posicionada na parte frontal do parque eólico tendo como referência a direção predominante dos ventos, em local representativo do parque e onde a interferência por obstáculos naturais ou turbulência produzida por aerogeradores de parques adjacentes seja mínima. A EPE estabelece que devem ser utilizados anemômetros do tipo

Classe 1 ou melhor e que a calibração inicial dos anemômetros deve ser realizada por instituição acreditada MEASNET. Isto diminui a incerteza no processo de medição do vento.

A Figura 3.14 apresenta o padrão da torre de medição recomendado pela EPE para ser instalada nos parques vencedores dos leilões.

Figura 3.14- Configuração da torre recomendada pela EPE (figura sem escala)

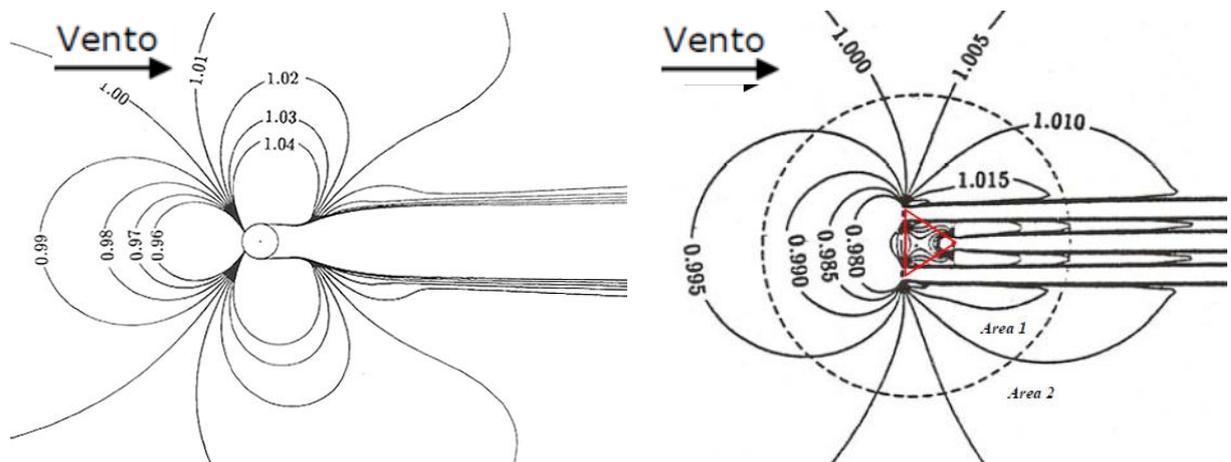


3.4 Interferência da torre

A montagem dos instrumentos na torre de medição é muito importante para a qualidade das medições. A separação inadequada entre o anemômetro e a estrutura da torre pode influenciar a medição do sensor, dessa forma é registrada uma velocidade que não é a velocidade real do vento.

Na Figura 3.15 apresenta-se isolinhas de velocidade do vento com a perturbação do fluxo devido à proximidade da torre. Na esquerda representa uma torre tubular e a direita uma torre treliçada.

Figura 3.15- Interferência da torre no fluxo de vento



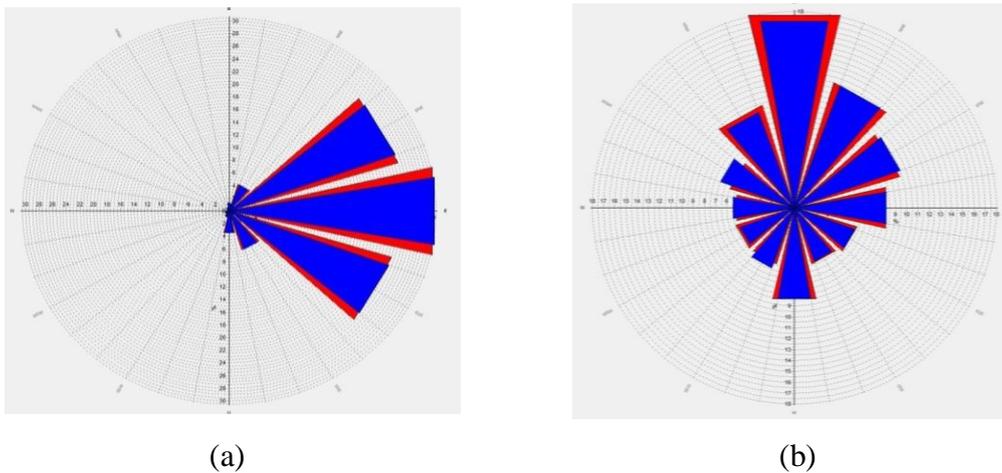
Fonte: [21]

De acordo com [16] no intuito de minimizar a interferência da torre nos sensores de velocidade e direção, estes equipamentos devem ser separados da torre por uma distância mínima e posicionados onde a isolinha de interferência tenha o valor mais próximo da unidade, utilizando a direção predominante do vento como referência.

A norma elaborada pela IEA recomenda que para torres tubulares e um erro de 0,5%, a distância mínima entre os sensores e a torre deve ser de 8,5 vezes o diâmetro da torre, medida a partir do centro da torre. Para torres treliçadas e um erro de 0,5%, a distância deve ser de no mínimo 5,7 vezes a largura da face. Recomenda-se, entretanto, que a haste não seja tão maior que esta medida para reduzir vibrações.

O efeito da interferência ou sombreamento da torre nas medições é mais sentido nos locais onde a direção do vento muda bastante. Em algumas regiões, especialmente no nordeste brasileiro, o vento vem de algumas poucas direções isso pode diminuir o sombreamento da torre nos sensores, ver Figura 3.16 (a). Os locais em que o vento apresenta o comportamento semelhante ao apresentado na Figura 3.16(b) as medições estão mais sujeitas a interferência da torre devido à mudança da direção do vento.

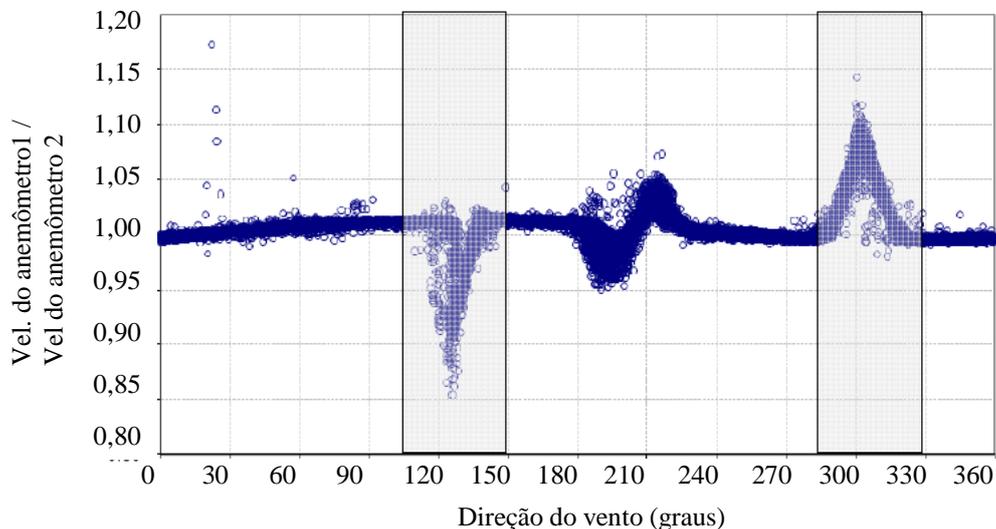
Figura 3.16- Direção do vento com comportamentos distintos: a) Vento na região nordeste. b) Vento na região sul



Fonte: Elaborado pelo autor

Para identificar o efeito do sombreamento da torre sobre os sensores, dois anemômetros devem ser instalados na mesma altura, porem defasados de 180°. Dividindo a leitura de um anemômetro pela leitura do outro anemômetro, instalados na mesma altura, é possível localizar as direções onde a torre exerce mais influência nas medições de velocidade do vento, conforme é apresentado na Figura 3.17.

Figura 3.17- Identificando a interferência da torre de medição



Na Figura 3.17 nota-se que nas direções 120° e 300° há interferência da torre sobre a medição dos anemômetros. Nestas direções um dos anemômetros apresenta medição real, enquanto o outro tem sua medição reduzida. Para cada um destes intervalos de direção são excluídos os dados do anemômetro prejudicado.

A redundância dos sensores à mesma altura possibilita também a validação das medições. Em caso de divergência de registro entre os dois sensores identifica-se a inconsistência no trecho de dados em questão.

3.5 Resumo das Incertezas na Medição do Vento

É importante destacar que o período de medição também é uma fonte de incerteza na determinação da velocidade do vento. É ideal que cada ano calendário (01 de janeiro a 31 de dezembro) os registros das medições não tenham índice de perda de dados superior a 10% e o período contínuo máximo de interrupção das medições não sejam superior a 15 dias.

A análise dos dados medidos também poderá inserir incertezas nos resultados. É preciso identificar os erros de leitura dos sensores.

A faixa típica de incerteza na medição do vento e as fontes dessas incertezas estão resumidas na Tabela 3.6.

A adoção de boas práticas de medição resulta em incertezas mais baixas na caracterização da velocidade do vento.

Tabela 3.6– Incertezas na determinação da velocidade do vento

COMPONENTE DE INCERTEZA	FAIXA TÍPICA DE INCERTEZA
Calibração do anemômetro	0,5 – 3 %
Seleção do anemômetro	0,5 – 4 %
Montagem do Anemômetro	0,2 – 3 %
Seleção do local de medição	0,5 – 5 %
Seleção do período de medição	0,3 – 3 %
Gravação de dados e avaliação	0 – 2 %
Total de Incerteza na Determinação da Velocidade do Vento	0,95 – 8,5 %

Fonte: Adaptado de [39]

4 INCERTEZA NO AJUSTE DE LONGO PRAZO

O vento apresenta um comportamento estocástico onde se verifica uma significativa variabilidade interanual, ou seja, a intensidade média do vento pode variar de ano para ano.

As medições de vento em um período curto (1 a 3 anos) não representam o recurso eólico de longo prazo em função da variabilidade interanual.

Sendo assim, para avaliar corretamente o potencial eólico de um local é necessário um longo período de dados para reduzir o erro associado a estas variações do comportamento do vento entre os anos. Então para diminuir erros na estimativa da produção de energia do parque, é feita a correção dos dados medidos no local com dados de longo prazo de uma localidade próxima.

A análise de longo prazo é realizada através do recurso de *Medir Colacionar e Prever* - MCP, que utiliza as informações de estações de medição do vento próximas ao local em questão, que possuam longo período de medição (preferencialmente de 10 anos ou mais). Caso não haja disponibilidade de medições de 10 anos ou mais, podem-se admitir períodos menores, porém com aumento da incerteza na predição.

O procedimento de MCP consiste inicialmente em medir o vento no local onde se pretende avaliar o recurso eólico, este local é denominado "alvo". Depois se busca dados de vento de longo prazo próximos à torre de medição (alvo). Estes dados de longo prazo são denominados "referência". Então, no período de dados coincidentes entre o "alvo" e a "referência", conhecido como "período de dados concomitantes", os dados são correlacionados e se estabelece uma função matemática entre os dois locais. Por fim, com relação matemática encontrada e com os dados de longo prazo é possível estimar o vento no alvo no período semelhante ao da referência. A Figura 4.1 ilustra a sequência para ajuste de longo prazo dos dados medidos.

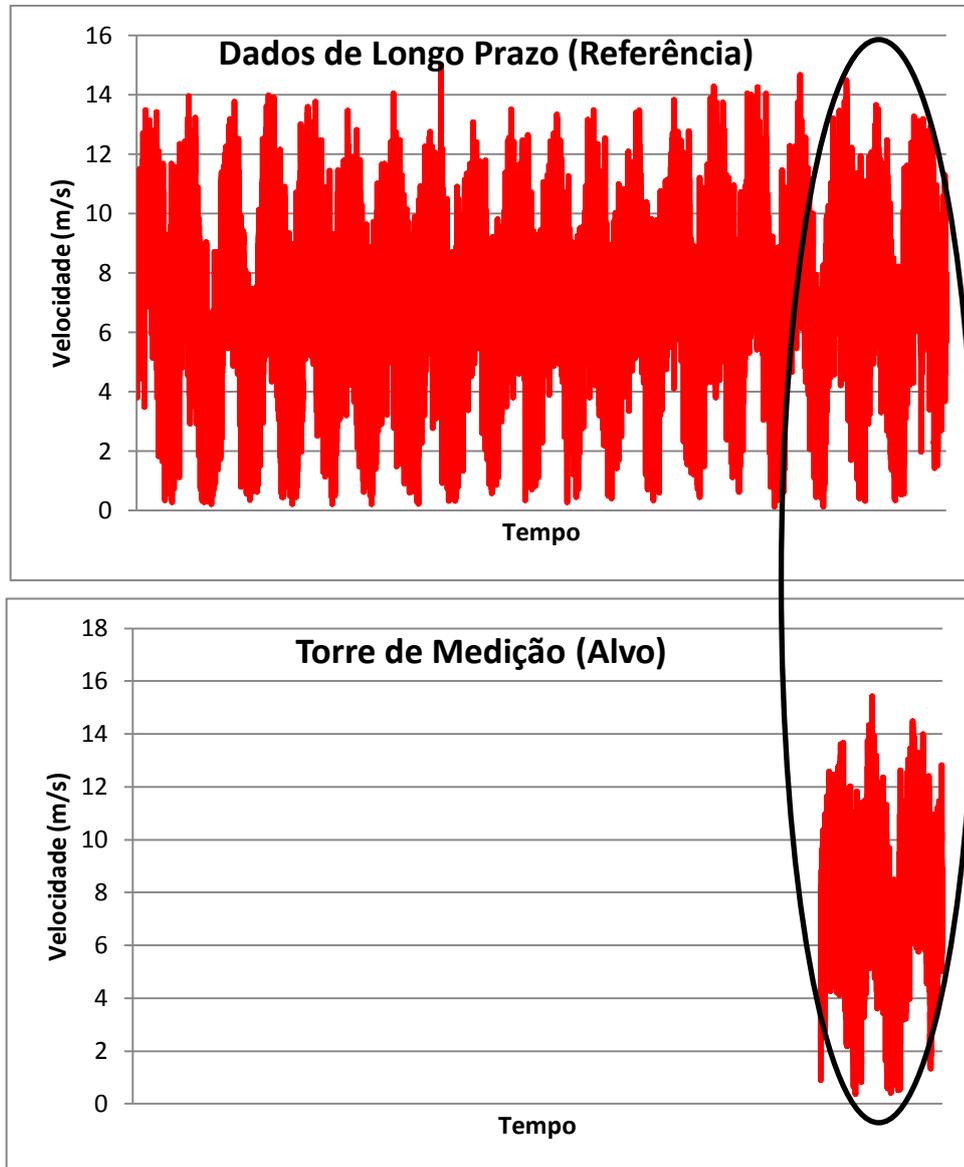
Figura 4.1- Sequência para ajuste de longo prazo



Fonte: Elaborado pelo autor

A Figura 4.2 apresenta o período concomitante ente a torre de medição (alvo) e o dado de longo prazo (referência):

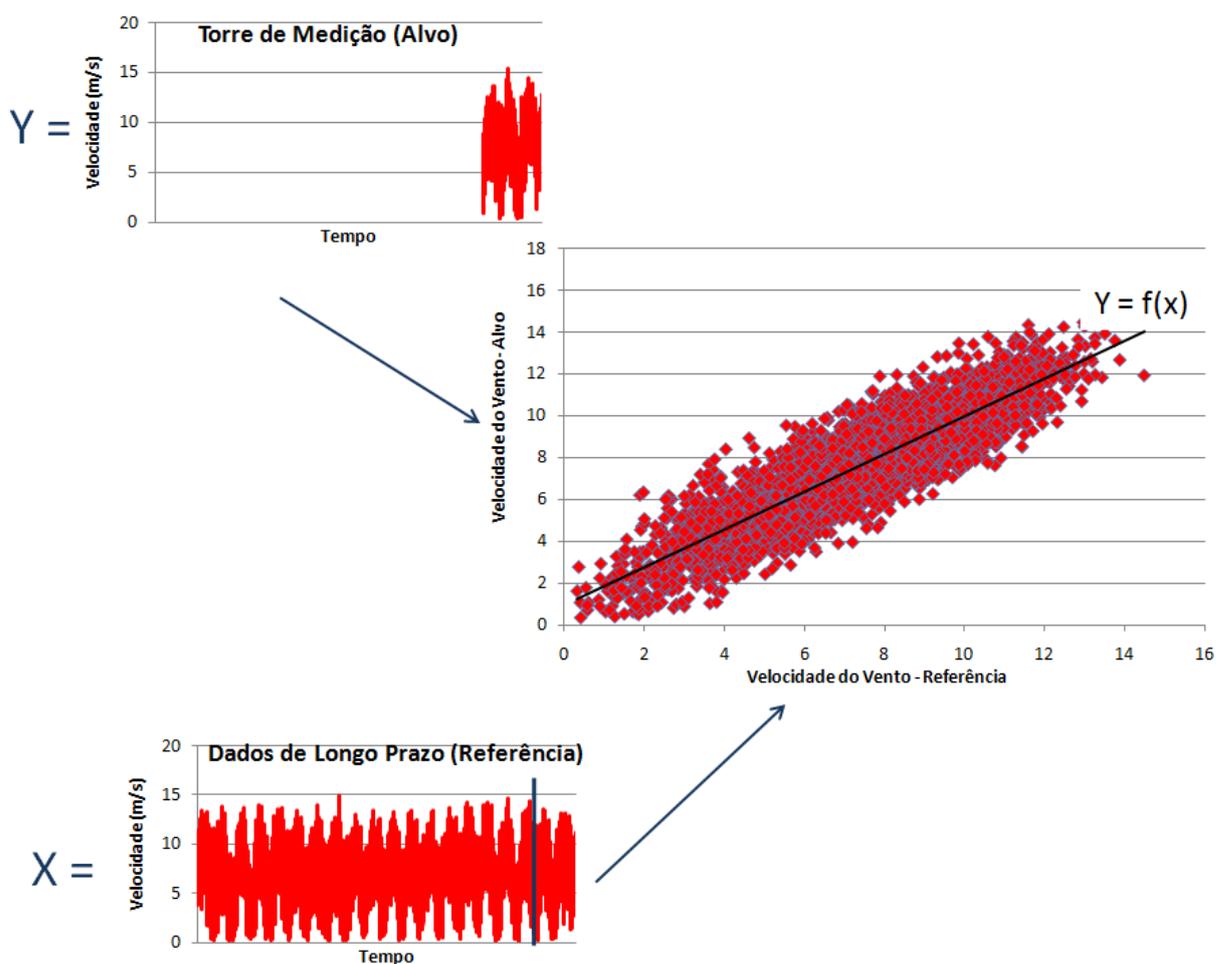
Figura 4.2- Período de dados concomitantes entre a torre de medição (alvo) e os dados de longo prazo (referência)



Fonte: Elaborado pelo autor

A correlação entre o alvo e a referência pode ser verificada, visualmente, através de um gráfico de dispersão dos dados no período concomitante, conforme mostrado na Figura 4.3

Figura 4.3 - Procedimento para análise de longo prazo



Fonte: Elaborado pelo autor

Segundo [22], usualmente não se obtém uma única relação para correlacionar as velocidades de vento da referência e do alvo. É comum, em primeiro lugar, obter relações diferentes em função do setor de direção. Este procedimento pressupõe que as velocidades de vento dos dois locais não se relacionam igualmente para todas as possíveis direções. Além disso, é possível restringir ainda mais o escopo de uma relação, construindo relações diferentes para faixas de velocidades diferentes, e não uma só relação para toda a gama de velocidades medidas.

O ideal é que a torre de referência e torre alvo estejam próximas, aproximadamente 5 km. Mas se isto não for possível devem-se buscar dados de referência com as mesmas condições climatológicas da torre alvo para evitar erros de efeito local.

Quando a referência não está próxima ao alvo, pode existir uma variação na velocidade do vento com o tempo, ou seja, em um mesmo intervalo de tempo pode existir um

atraso do vento entre a referência e o alvo devido ao percurso do vento entre os sites. Se não for bem avaliado, este atraso pode prejudicar a correlação entre a referência e o alvo.

A função matemática que relaciona a referência com o alvo varia de acordo com o intervalo de tempo considerado (média a cada 10 minutos, média horária, média diária ou média mensal). O intervalo de tempo deve ser escolhido de acordo com a distância entre os locais. Ou seja, se a referência e o alvo estão próximos (distância inferior a 5 km) a função matemática poderá ser obtida com dados a cada 10 minutos ou dados horários. Se a referência e o alvo estão distantes, a equação matemática deverá ser obtida a partir de dados diários ou mensais.

É importante ressaltar que a análise de longo prazo melhora o entendimento sobre a variabilidade interanual do vento, mas que também insere incertezas na avaliação do recurso eólico do local.

As técnicas de MCP também podem ser usadas para preencher as lacunas ocasionadas por períodos inválidos ou ausentes da série de medição. Estas lacunas são referentes às falhas no sensor, interferência da estrutura da torre em algumas direções, paradas devido à manutenção do sistema de aquisição de dados, etc.

4.1 Fontes de dados de longo prazo

Alguns institutos de pesquisa, instituições de ensino, e outras organizações que oferecem serviços públicos (aeroportos, por exemplo) realizam rotineiramente medidas de dados de vento e outras variáveis meteorológicas de interesse para a área energética.

Mesmo considerando que o procedimento de coleta de dados esteja em acordo com os padrões estabelecidos pela *World Meteorological Organization* - WMO, é importante destacar que muitas das medidas realizadas rotineiramente não têm como foco principal o setor energético. Assim, uma análise cuidadosa deve ser realizada antes da sua utilização a fim de verificar a adequação e aplicabilidade dos dados. Alguns aspectos que devem ser considerados estão relacionados à disponibilidade de operação do anemômetro (falhas ocorridas, substituição e calibração do equipamento, etc.)

A seguir estão apresentadas as principais fontes de dados de longo prazo:

- **Torre para avaliação do recurso eólico**

O ideal seria que existisse próximo ao sitio uma torre de medição com mais de 10 anos de medição, instalada especificamente para levantar o potencial eólico. No Brasil dados medidos com mais de 10 anos são difíceis, e a maioria não são públicos.

Visando criar um banco de dados referencial para estudos sobre a energia eólica e para o desenvolvimento de instrumental técnico voltado ao planejamento, à operação e à integração de parques eólicos ao sistema elétrico nacional, a EPE exige que todos os parques eólicos vencedores de um leilão instalem uma estação de medição e registro de dados anemométricos e climatológicos e exige o envio de dados a cada 15 dias. Este banco de dados poderá, futuramente, ser uma boa fonte de dados de longo prazo para novos parques eólicos.

- **Dados do Instituto Nacional de Metrologia - INMET**

O INMET possui varias Estações Meteorológicas Automáticas – EMA - espalhadas pelo Brasil. Este tipo de estação coleta, de minuto em minuto, as informações meteorológicas (temperatura, umidade, pressão atmosférica, precipitação, direção e velocidade dos ventos, radiação solar) representativas da área em que está localizada. A cada hora, estes dados são integralizados e disponibilizados para serem transmitidos, via satélite ou telefonia celular, para a sede do INMET, em Brasília. O conjunto dos dados recebidos é validado, através de um controle de qualidade e armazenado em um banco de dados. Na Figura 4.4 são apresentadas as EMA do INMET:

Figura 4.4- Estações meteorológicas automáticas do INMET



Fonte: [23]

Os dados são disponibilizados gratuitamente, em tempo real, através do site do INMET e são utilizados para elaboração de previsão do tempo e produtos meteorológicos diversos de interesse de usuários setoriais e do público em geral e ainda para uma vasta gama de aplicações em pesquisa em meteorologia, hidrologia e oceanografia.

Os dados de vento são medidos a 10 metros de altura. É preciso cautela para usá-los em uma análise de longo prazo para um parque eólico.

- **Dados de Reanálise**

Dados climáticos em escala global são gerados em projetos de reanálise de dados meteorológicos. Essas bases de dados contemplam um conjunto homogêneo de dados de vento para o intervalo de uma década ou mais e são preparadas com o uso de modelos numéricos de previsão do tempo alimentados com dados coletado em bóias oceânicas, satélites, embarcações, etc.

Os dados meteorológicos assimilados nos modelos passam por um rígido controle de qualidade e são manipulados para alimentar cada um dos pontos de grade do modelo numérico. As bases dados de reanálise permitem uma visão geral da climatologia global dos ventos e podem ser utilizados como estimativas para regiões onde a quantidade de dados coletados em superfície é muito pequena.

Outro aspecto importante é que as bases de dados de reanálise não apresentam falhas, isto é, os dados de vento estão disponíveis em todo o período de tempo englobado pelo projeto. No entanto, a sua principal desvantagem é a baixa resolução espacial uma vez que a malha da grade apresenta dimensões grandes para reduzir o esforço computacional dos modelos que rodam em escala global.

O primeiro conjunto de dados deste tipo foi produzido durante a década de 1990 pelo *National Centers for Environmental Prediction* (NCEP) e do *National Center for Atmospheric Research* (NCAR). Até 2009 este foi o único conjunto de dados disponível gratuitamente para uso comercial. Agora existem mais conjuntos de dados disponíveis. Entre eles estão o *Modern Era Retrospective-analysis for Research and Applications* (MERRA), publicado pelo *National Aeronautics and Space Administration* (NASA) [24], *Climate Forecast System Reanalysis* (CFSR), publicado pelo NCEP. O mais recente conjunto de dados é a *ERA-Interim* que foi recentemente lançado pelo *European Centre for Medium Range Weather Forecasts* (ECMWF).

Os dados de reanálise são comumente utilizados para ajuste de longo prazo nos dados medidos em torre de anemométrica.

A Tabela 4.1 apresenta um resumo dos principais conjuntos de dados de reanálises que são utilizados.

Tabela 4.1- Resumo dos conjuntos de dados de reanálises utilizados

Dados	Instituição	Ano de Lançamento	Intervalo Disponível	Resolução dos dados
NCAR	NCEP	1995	1948 até o presente	6 h
MERRA	NASA	2009	1979 até o presente	1 h
ERA-Interim	ECMWF	2011	1989 até o presente	6 h

Fonte: [24]

4.2 Métodos de MCP

Existem uma grande quantidade de métodos de MCP, entretanto os mais utilizados são a regressão linear, método da variância e a correção da média. Estes métodos são apresentados a seguir.

4.2.1 Método da Regressão Linear

Existem diversos métodos de MCP, o método linear é o que apresenta a abordagem mais simples, foi proposto em [25].

No método linear é construída uma relação entre as velocidades de vento na torre de medição (alvo) e os dados de longo prazo (referência), esta relação é do tipo

$$y = a \cdot x + b \quad (4.1)$$

Onde a e b são os coeficientes angular e linear. Esta relação matemática é obtida no período de dados comuns as duas torres chamado de "período de dados concomitantes".

Para descobrir os valores de a e b são utilizados y_i e x_i que são as velocidades de vento no alvo e na referência, respectivamente, dentro do período de dados concomitantes.

Uma vez obtidos os coeficientes da relação linear, aplica-se a mesma equação para obter a velocidade de vento no alvo durante o período de estimativa.

$$\hat{y} = a \cdot x + b \quad (4.2)$$

A notação \hat{y} designa valores estimados, de velocidade de vento no alvo. Eventuais velocidades negativas são convertidas em velocidades nulas.

O principal inconveniente do método linear é que ele é muito tendencioso, especialmente quando não há um bom grau de correlação entre as velocidades de vento no alvo e na referência. Não havendo correlação entre os ventos dos dois locais, ele cria uma relação linear tal, que retrata o vento no alvo sendo realmente pouco afetado por variações no vento da referência. Por este motivo, espera-se que o método linear resulte em boas previsões de velocidade média, e que suas previsões das grandezas energéticas e da distribuição das velocidades sejam tanto piores quanto menor for a correlação entre os ventos na referência e no alvo.

O método da regressão linear pode ser aplicado para cada setor de direção visando obter melhores resultados. No entanto neste trabalho foi utilizada a mesma equação para todas as direções.

4.2.2 Método da Variância

O método da variância é outro caminho para a realização do MCP, foi proposto e apresentado por Anthony Rogers em [26] no intuito de corrigir o caráter tendencioso do método linear.

Assim como o método linear, o método da variância também constrói uma relação linear entre as velocidades de vento, ou seja, semelhante a (4.1). No entanto, obtêm-se os coeficientes a e b a partir da razão entre os desvios padrão dos dados de velocidade de vento no alvo e na referência, conforme as expressões:

$$a = \frac{\delta_y}{\delta_x} \quad (4.3)$$

$$b = \mu_y - \left(\frac{\delta_y}{\delta_x} \right) \mu_x \quad (4.4)$$

Onde, μ_x e μ_y são as médias das velocidades medidas na referência e no alvo, respectivamente, δ_x e δ_y são os desvios padrão das velocidades medidas na referência e no alvo, respectivamente. Os dados de vento utilizados para calcular a média e o desvio padrão são as velocidades no período de dados concomitantes

Uma vez obtidos os coeficientes da relação linear, aplica-se (4.2) para obter a velocidade de vento no alvo durante o período de estimativa. Eventuais velocidades negativas são convertidas em velocidades nulas.

O método da variância, sem deixar de utilizar funções lineares para relacionar as velocidades de vento no alvo e na referência, consegue evitar as tendências do método linear, sendo relevante quando essas velocidades não são bem correlacionadas.

De fato, nos caso de não haver correlação entre os ventos no alvo e na referência, ao invés de negá-la em seu modelo, o método da variância a força, impondo um grau de influência do vento na referência sobre o vento no alvo, que é proporcional à razão entre os graus de variação da velocidade do vento nesses dois locais, sendo esses graus de variação representados pelo desvio padrão.

Nos casos de pouca ou nenhuma correlação, espera-se, portanto, que esta abordagem devolva ao vento estimado uma distribuição de velocidades mais próxima da real e inclusive possibilite melhores estimativas das grandezas energéticas.

Por forçar uma correlação entre alvo e referência maior que a real, o método da variância acaba prejudicando a correlação da série estimada com a série medida no alvo.

4.3 Método da Correção da Média

É aconselhável que o cálculo de produção de energia de um parque eólico seja feito utilizando dados medidos a cada 10 minutos para que sejam bem aplicados os modelos teóricos utilizados pelos programas computacionais.

Quando os dados de longo prazo não forem a cada 10 minutos, não é possível fazer um estudo de MCP para aumentar a série da torre alvo com dados a cada 10 minutos. Sendo assim, é possível ajustar a média da série medida (10 minutos) utilizando a média da série de longo prazo, para isto a série medida deve ser multiplicada por um fator de ajuste (φ)

$$\varphi = \frac{V_{ref}}{V_{alvo}} \quad (4.5)$$

Onde:

V_{ref} - Velocidade média de longo prazo

V_{alvo} - Velocidade média medida no sítio

Multiplicando cada valor da série medida a cada 10 minutos por φ , é possível ajustar a velocidade média da série medida, conforme (4.6).

$$v_2 = v_{med} * \varphi \quad (4.6)$$

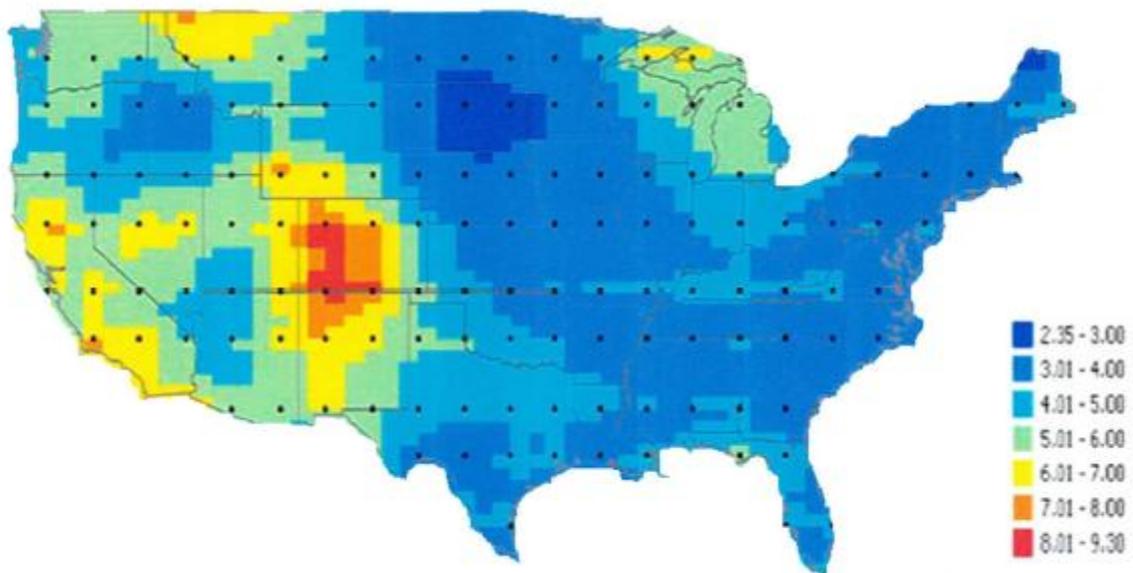
Onde: v_{med} - Velocidade medida a cada 10 minutos

v_2 - Velocidade ajustada

4.4 Incerteza no Ajuste de Longo Prazo

Muitos estudos estão sendo realizados para verificar a variabilidade interanual do vento em diversas partes do mundo. Um valor típico assumido é uma variabilidade interanual de 6%. Na Figura 4.5 é apresentado um mapa da variabilidade interanual dos Estados Unidos baseados em dados NCEP/NCAR.

Figura 4.5- Variabilidade Interanual do Vento nos Estados Unidos (%)



Fonte: [27]

O aumento do número de anos de medição diminui a incerteza da variabilidade interanual, conforme (4.7).

$$I_N = \frac{I}{\sqrt{N_{site}}} \quad (4.7)$$

Onde:

I_N é a incerteza na variabilidade do vento em N anos

I é a variabilidade interanual do vento

N_{site} é o número de anos de medição no site.

MCP é um método eficaz para estimar o recurso eólico de longo prazo em um site mesmo com uma campanha de medição curta. No entanto, a metodologia pode introduzir erros aleatórios na avaliação. O risco deste resultado é particularmente elevado quando os dois sítios são apenas fracamente correlacionados.

Para serem verdadeiramente úteis em aplicações de energia eólica, as previsões MCP devem ter as incertezas bem estimadas.

Para um modelo linear de regressão, em [25] é desenvolvida uma abordagem para estimar a incerteza da previsão MCP. No entanto, como mostrado em [26], esta abordagem subestima a incerteza real das previsões.

Para avaliar a incerteza em um ajuste de longo prazo é preciso analisar a incerteza dos dados de longo prazo e a incerteza da relação entre a referência e o alvo. Estas incertezas devem ser combinadas conforme (4.8).

$$Incer = \sqrt{\left(\frac{LP_{incer}}{\sqrt{N_{ref}}}\right)^2 + \sigma_{ref}^2} \quad (4.8)$$

Onde:

LP_{incer} - Incerteza do dado de longo prazo;

N_{ref} - Anos de dados de longo prazo (referência) utilizados;

σ_{ref} - Incerteza na relação entre a referência e o site.

As incertezas dos principais dados de longo prazo estão apresentadas na Tabela 4.2

Tabela 4.2- Fonte de dado de longo prazo e incertezas associadas

Fonte de Dados de Longo Prazo (Referência)	Incerteza Típica
Torre para avaliação de recurso eólico	1 - 5%
Estações climatológicas, plataforma de coletas de dados, aeroportos.	1 - 7%
Reanálise	3 - 10%

Fonte: Adaptado de [27]

A incerteza na relação entre a referência e o site (∂_{ref}) pode ser encontrada através do método de Jackknife, apresentado a seguir.

4.4.1 - Método Jackknife

Quando os resultados de uma análise utilizam dados de entrada que são correlacionados, então uma estimativa da incerteza desses resultados requer métodos que são insensíveis à correlação dos dados.

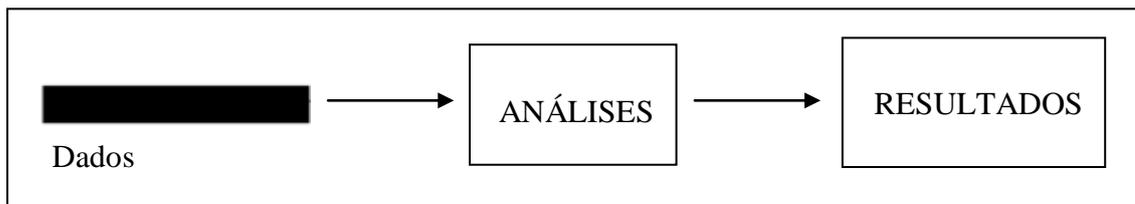
Todos os métodos estatísticos para estimar a incerteza da previsão MCP tem necessariamente de utilizar a variabilidade na relação entre os dados dos dois locais para prever a variabilidade global das previsões.

Vários métodos poderiam ser usados para estimar a incerteza das medições, incluindo a estimativa Jackknife da variância e o método Bootstraps. O método Jackknife é simples de usar, lida diretamente com os objetivos da campanha de medição (a redução da incerteza) e é relativamente insensível à correlação da série.

O método Jackknife consiste em excluir subconjuntos de dados usados para correlacionar os dois sites, produzindo estimativas múltiplas da variável desejada, como por exemplo a média de longo prazo da velocidade do vento.

A Figura 4.6 ilustra o processo que se pode aplicar o método Jackknife, onde os dados da série, desde o início até ao final, são representados como uma barra, indicando que todos os dados são utilizados numa análise.

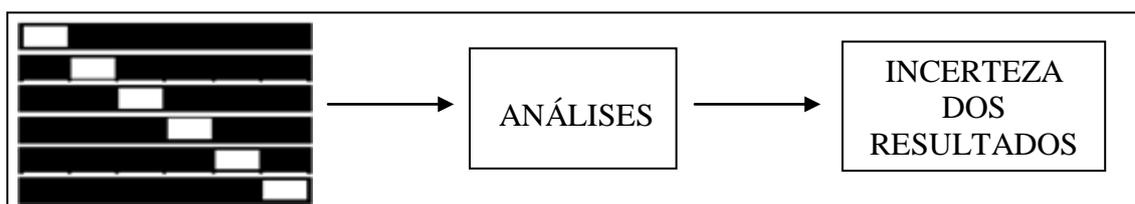
Figura 4.6- Ilustração do processo que se aplica o método Jackknife



Fonte: Adaptado de [27]

A estimativa Jackknife da variância estima a incerteza dos resultados de uma análise por considerar a variabilidade dos resultados quando subconjuntos subsequentes dos dados são removidos, tal como é ilustrado na Figura 4.7.

Figura 4.7- Ilustração de análise para a determinação da incerteza dos resultados



Fonte: Adaptado de [27]

Sendo R o ajuste feito nos dados da torre alvo considerando todos os dados da referência e R_i os ajustes encontrados com a retirada de um conjunto de dados da referência, então a estimativa Jackknife do erro padrão (incerteza) do resultado é dada por:

$$\sigma_R = \sqrt{\frac{(n-1)}{n} \sum_{i=1}^n (R - R_i)^2} \quad (4.9)$$

A abordagem assume que os subconjuntos n que são removidos são independentes. Isto não pode ser verdade se os subconjuntos n são de curta duração de tal forma que eles estão correlacionados. Nesse caso a correlação em série dos dados irá afetar este método. Na prática, seis subconjuntos de dados têm provado proporcionar resultados adequados com um mínimo de esforço analítico.

5 COMPARAÇÃO ENTRE DADOS MEDIDOS E DADOS ESTIMADOS ATRAVÉS DE UM ESTUDO DE MCP

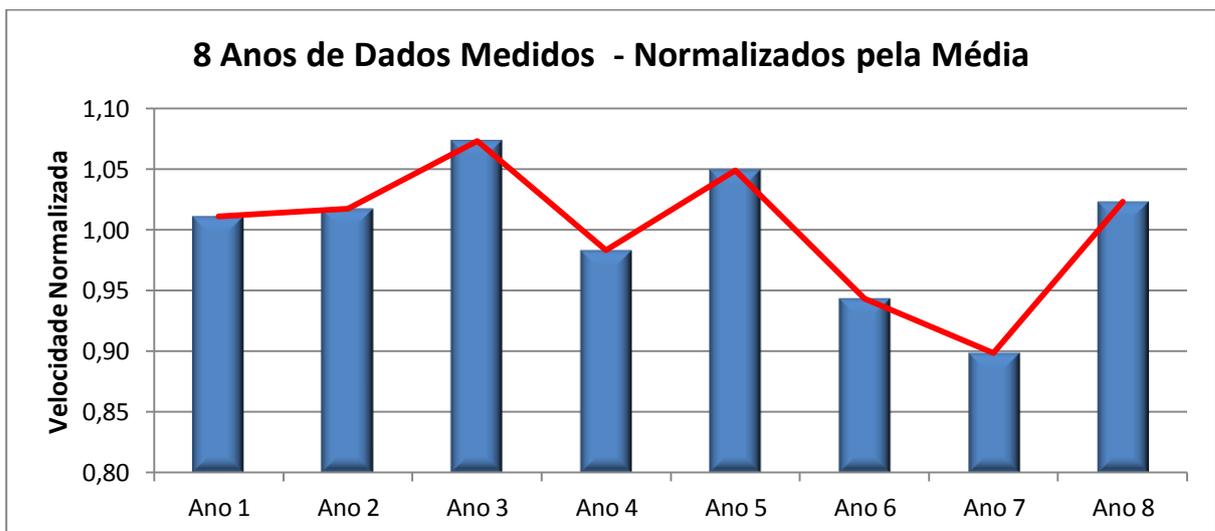
Visando analisar as incertezas inseridas no ajuste de longo prazo, foram feitas comparações entre uma série de dados medidos e uma série estimada através de dados de reanálises (NCEP/NCAR). Utilizou-se 3 anos da série de dados medidos para correlacionar com os dados de reanálises e então obter uma série de 8 anos. Os valores encontrados para a série criada foram comparados com os valores reais medidos na torre durante 8 anos. Para comparação foram utilizados método da regressão linear e o método da variância.

5.1 Dados medidos e dados de reanálises (NCEP/NCAR).

A torre de medição utilizada foi instalada seguindo normas internacionais, por questões comerciais não serão informadas a localização da torre, as alturas de medição nem os anos de medição utilizados. Os dados medidos foram coletados a cada 1 segundo e os valores registrados foram integralizados a cada 10 minutos.

O comportamento da série medida de 8 anos está apresentado Figura 5.1, os valores de velocidade do vento foram normalizados pela média de todos os dados medidos.

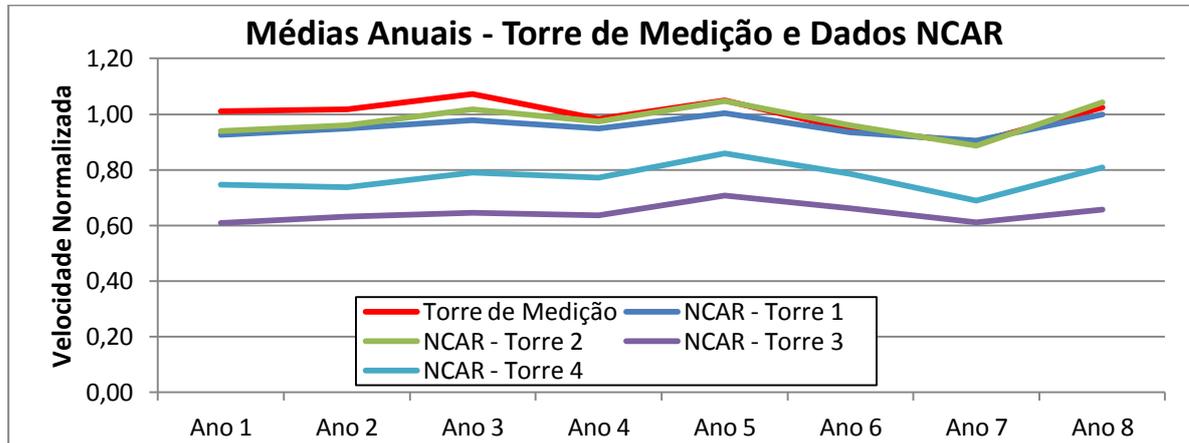
Figura 5.1- Médias anuais normalizadas pela média dos dados



Fonte: Elaborado pelo autor

Foram utilizados dados de 4 torres NCAR para correlacionar com os dados da torre de medição. Na Figura 5.2 é possível verificar que os dados NCAR possuem comportamento semelhante ao da torre de medição, sendo que os dados da torre 1 e 2 se aproximaram mais dos valores da velocidade do vento da torre de medição.

Figura 5.2- Médias Anuais da torre de medição e dos dados NCAR

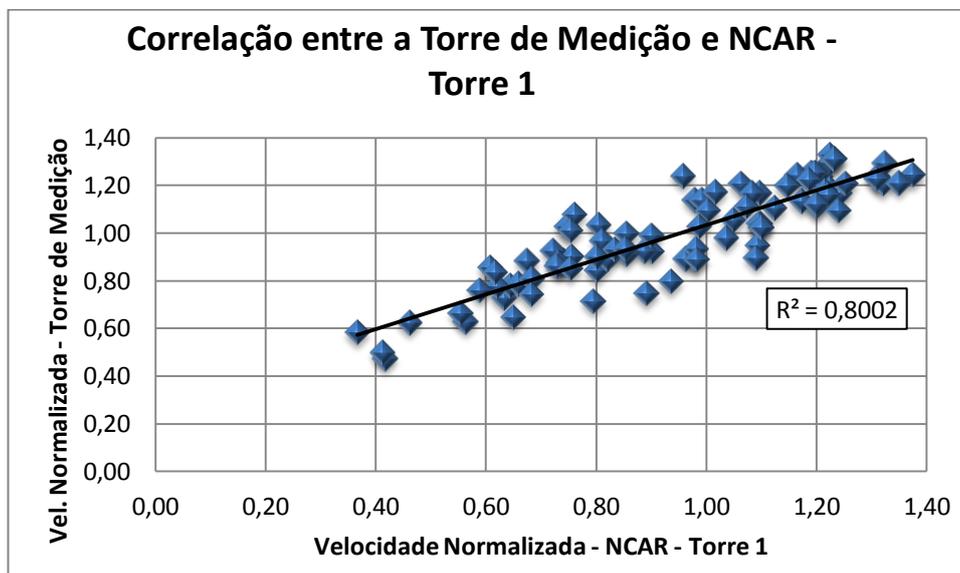


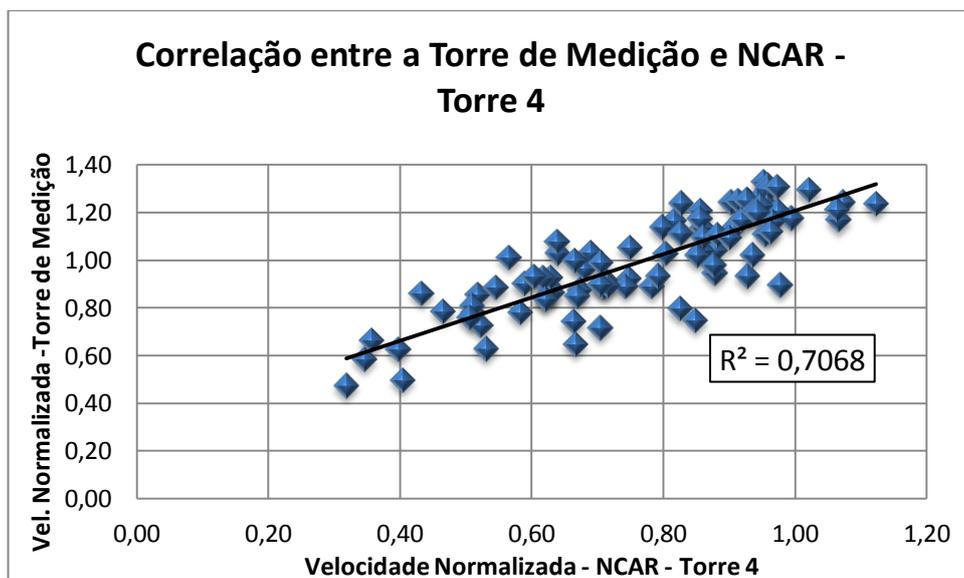
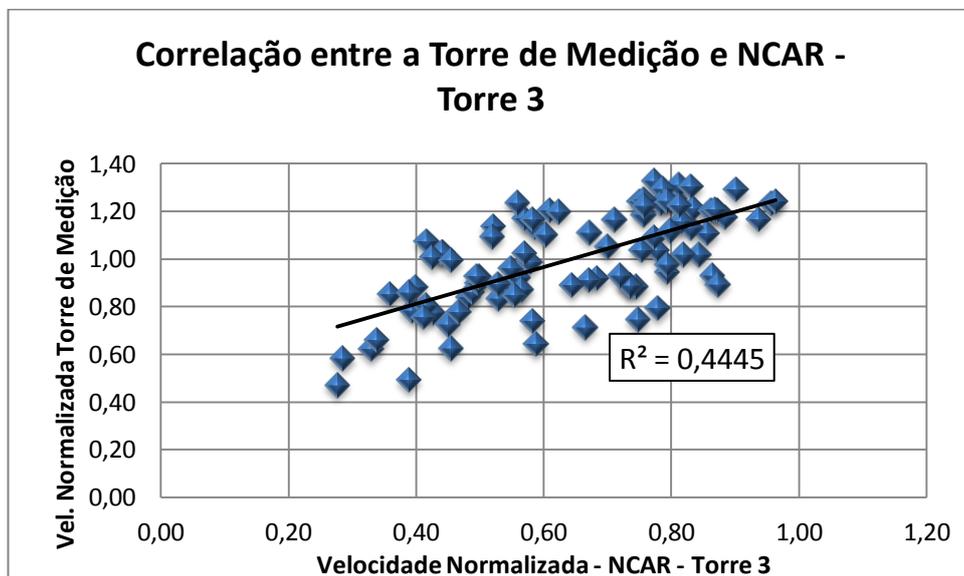
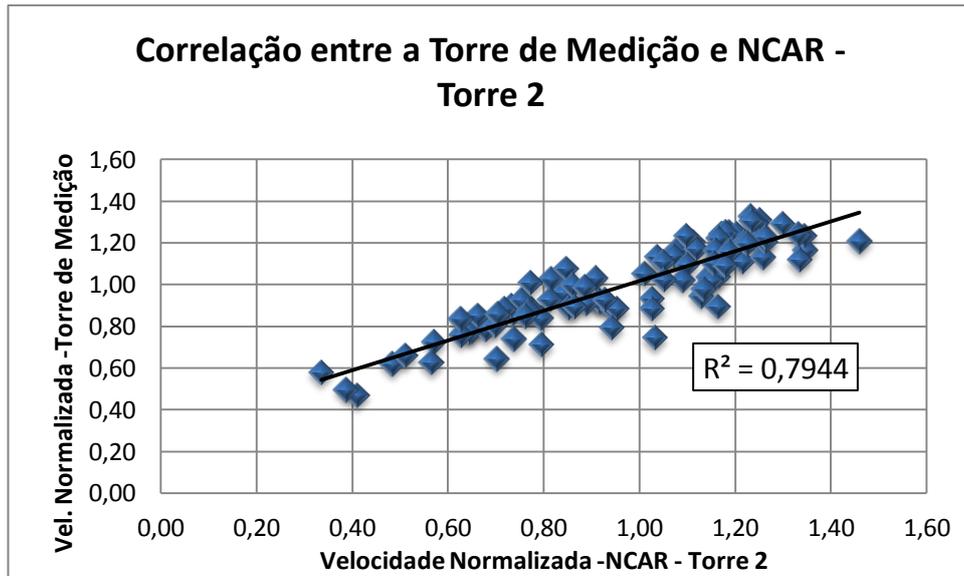
Fonte: Elaborado pelo autor

São apresentados a seguir os coeficientes de correlação (R^2) dos dados medidos com os dados NCAR. O coeficiente de correlação é uma medida do grau de relação linear entre duas variáveis quantitativas. Em energia eólica, quanto mais próximo o valor de R^2 estiver de 1, mais forte é a associação linear entre as torres.

A seguir são apresentadas as correlações mensais dos 8 anos de dados medidos com os dados das torres NCAR. Os valores de velocidade estão normalizados pela média dos dados medidos.

Figura 5.3- Correlações Mensais com 8 anos de dados - Torre de Medição e dados NCAR

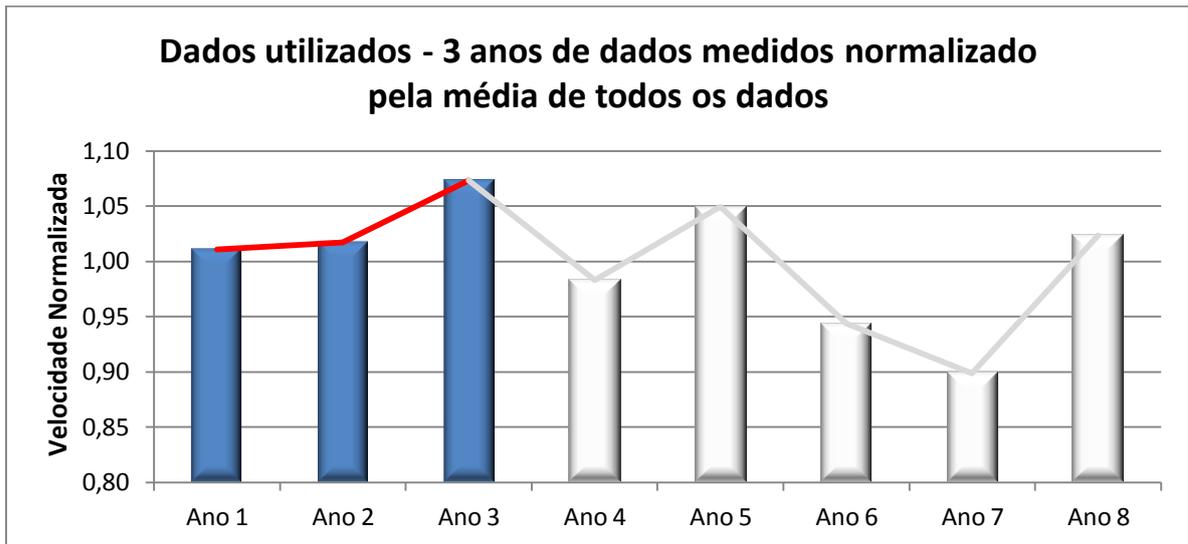




Fonte: Elaborado pelo autor

Foram escolhidos três anos da torre de medição para correlacionar com os dados das torres NCAR e criar uma série de 8 anos. Os resultados estimados foram comparados com os valores reais da série de 8 anos medidos. A Figura 5.4 destaca os anos medidos que foram utilizados no estudo

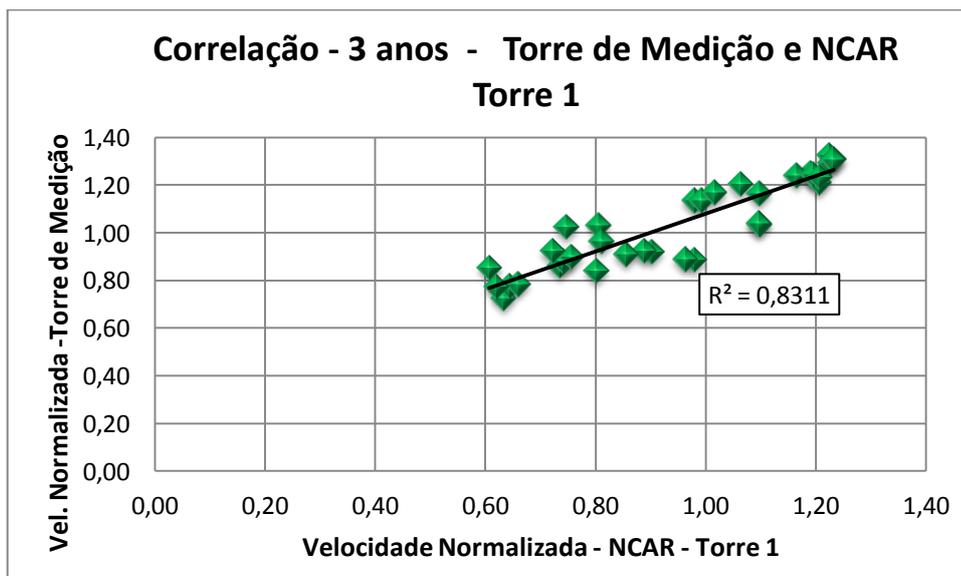
Figura 5.4- Destaque nos anos utilizados no estudo

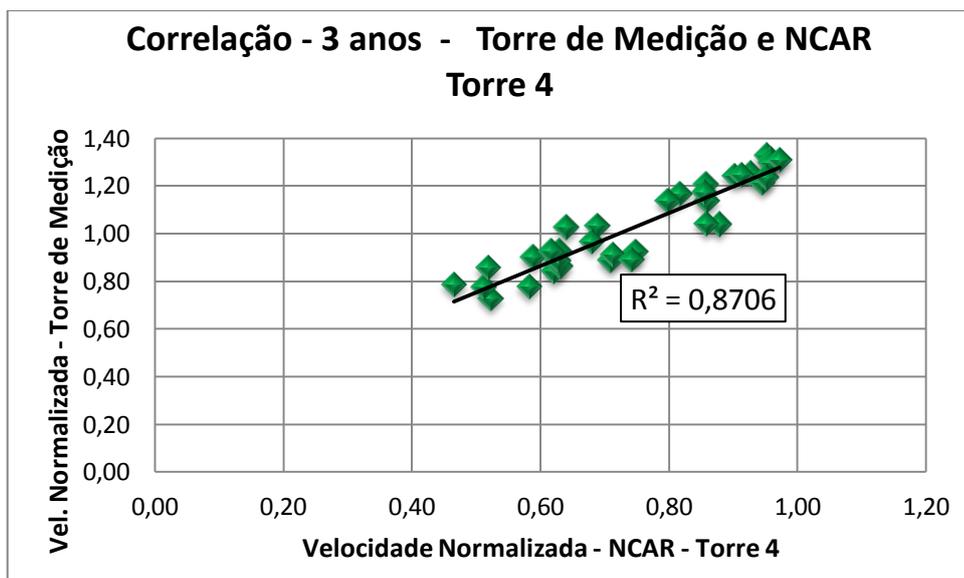
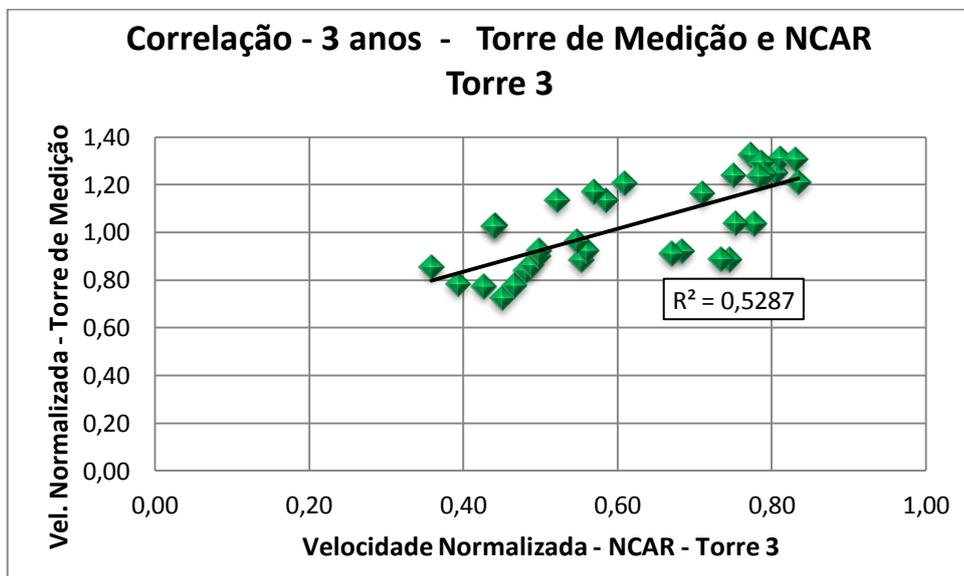
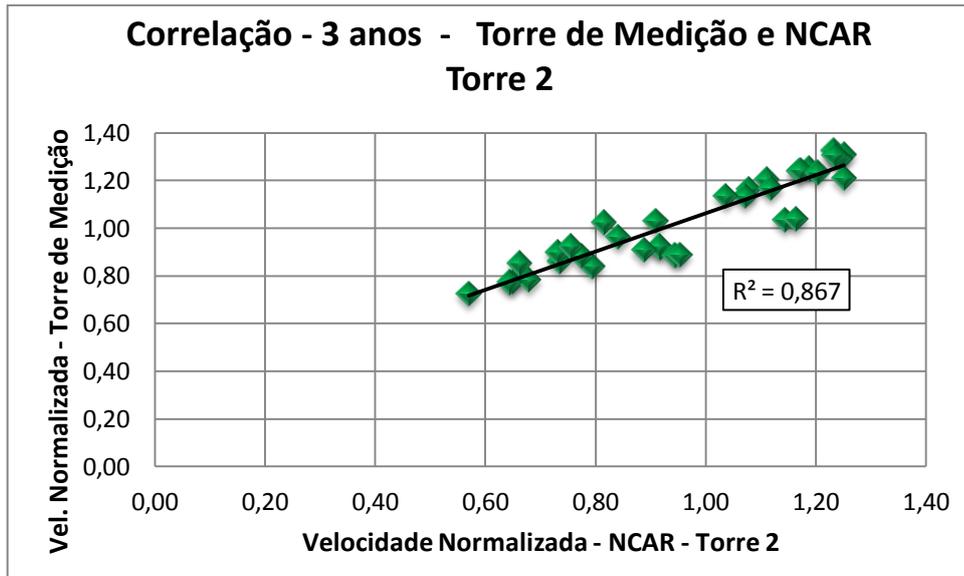


Fonte: Elaborado pelo autor

A correlação dos 3 anos de medição com os dados NCAR está apresentada na Figura 5.5

Figura 5.5- Correlações Mensais com 3 anos de dados - Torre de medição e dados NCAR





Fonte: Elaborado pelo autor

5.2 MCP - Regressão Linear Simples

A seguir são apresentados os resultados do estudo de MCP com o método da regressão linear simples. Foi criada uma série com 8 anos de dados utilizando 3 anos de dados medidos e os dados das 4 torres NCAR. Os valores de velocidade do vento, apresentados nas figuras a seguir, foram normalizados pela média de todos os dados medidos.

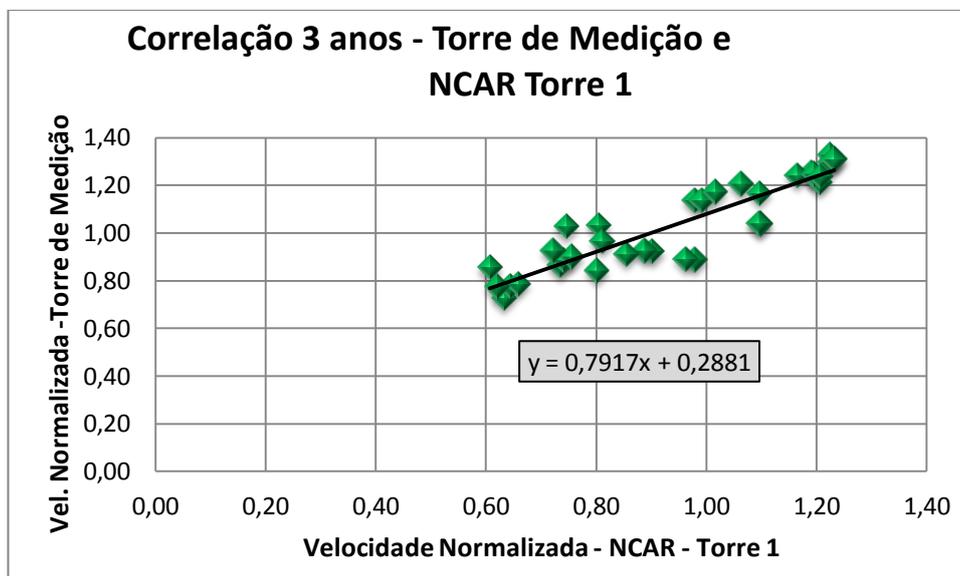
5.2.1 - Torre de Medição e NCAR Torre 1 - Regressão Linear Simples

Os 3 anos de dados concomitantes entre a torre de medição e os dados NCAR Torre 1 apresentaram um coeficiente de correlação mensal de $R^2 = 0,831$. A Figura 5.6 apresenta estes dados, os valores foram normalizados pela média dos dados média dos dados.

A função linear que correlaciona os dados NCAR Torre 1 com os 3 anos de dados da torre de medição é dada por:

$$y = 0,791x + 0,288 \quad (5.1)$$

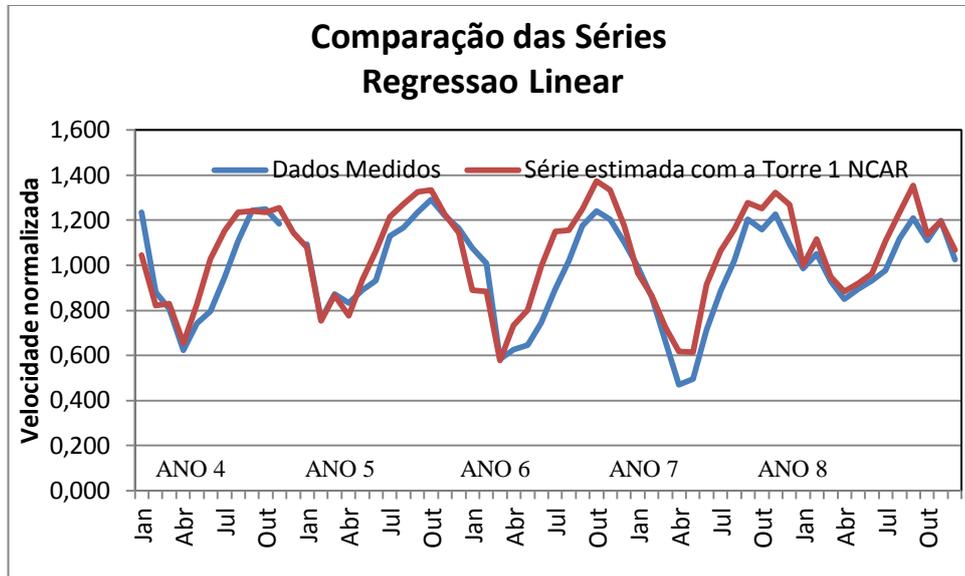
Figura 5.6- Regressão linear simples - Torre de Medição e NCAR Torre 1



Fonte: Elaborado pelo autor

A Figura 5.7 apresenta a comparação entre os dados medidos e a série estimada utilizando o método da regressão linear simples, a partir de (5.1)

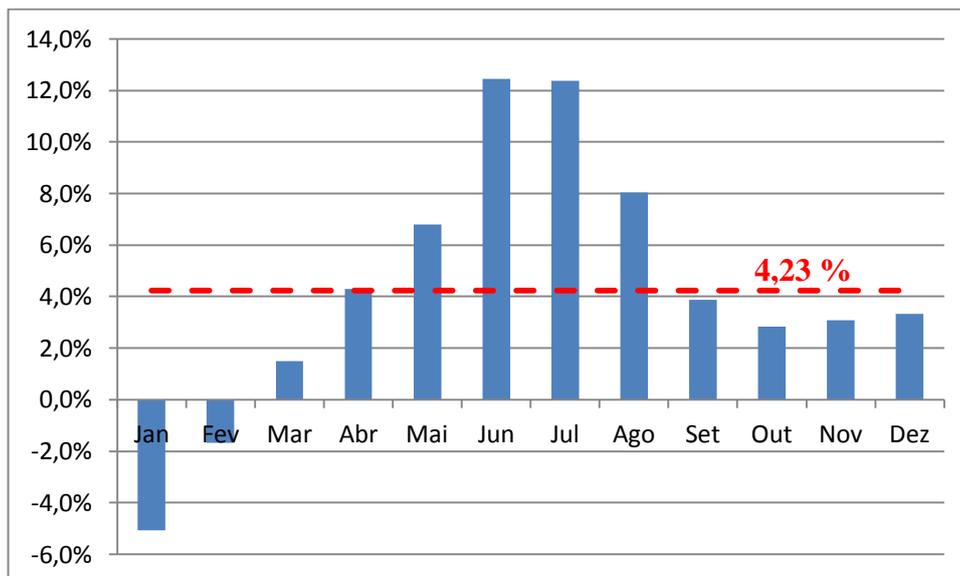
Figura 5.7- Comparação dos dados medidos com a série estimada a partir da Torre 1 NCAR



Fonte: Elaborado pelo autor

A Figura 5.8 apresenta a comparação das médias mensais entre a série medida de 8 anos e a série criada com 3 anos de dados medidos e 5 anos de dados estimados a partir dos dados da NCAR Torre 1 utilizando o método da regressão linear.

Figura 5.8- Comparação percentual entre a velocidade da série medida e a da série criada a partir dos dados NCAR Torre 1



Fonte: Elaborado pelo autor

A série com 3 anos de dados medidos e 5 anos de dados estimados apresentou um aumento de **4,23%** na velocidade média anual quando comparada com a série de 8 anos de

dados medidos. Com relação as velocidade medias mensais, a diferença entre as séries variou de -5,1% no mês de janeiro a 12,4% nos meses de junho e julho

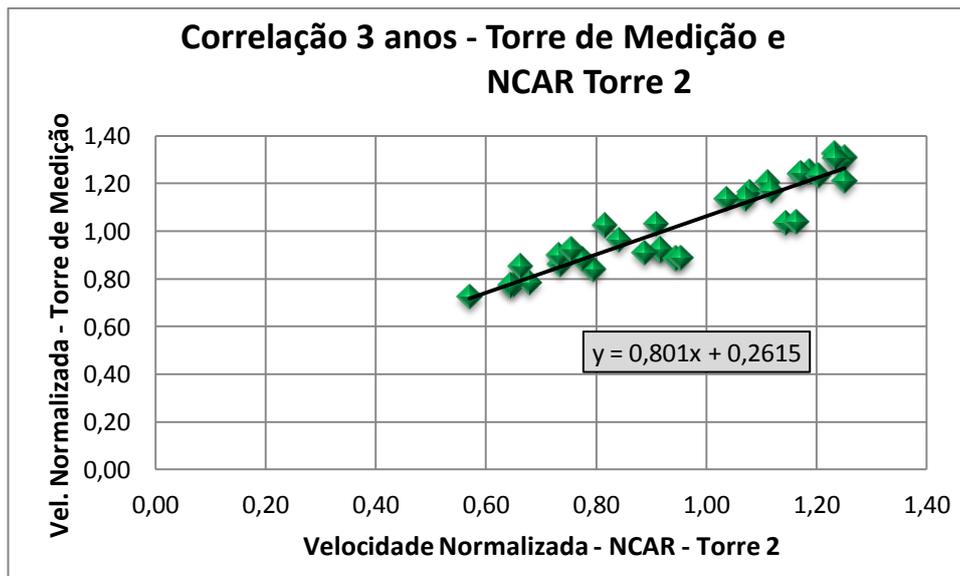
5.2.2 - Torre de Medição e NCAR Torre 2 - Regressão Linear Simples

Os 3 anos de dados concomitantes entre a torre de medição e os dados NCAR Torre 2 apresentaram um coeficiente de correlação mensal de $R^2 = 0,867$. A Figura 5.9 apresenta estes dados

A função linear que correlaciona os dados NCAR Torre 2 com os 3 anos de dados da torre de medição é dada por:

$$y = 0,801x + 0,261 \quad (5.2)$$

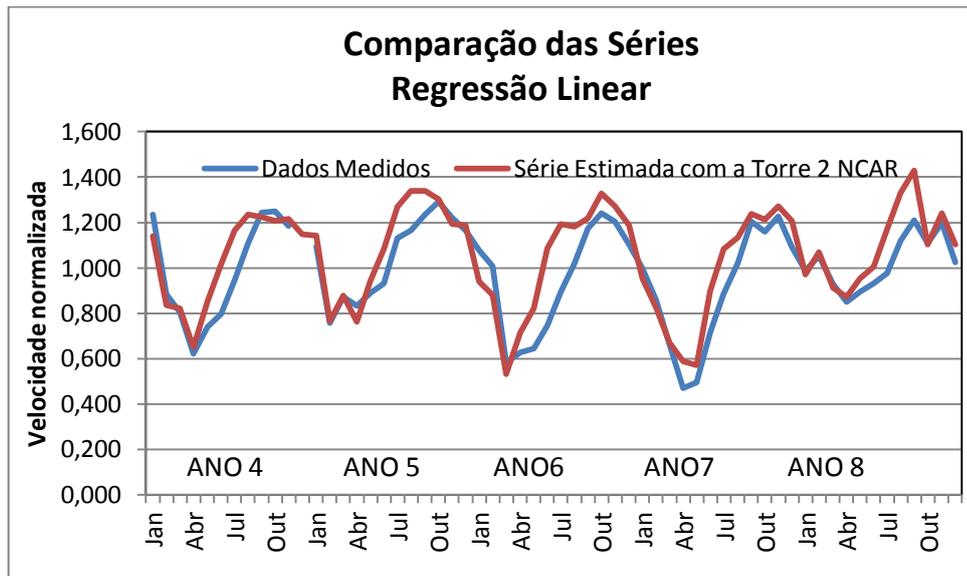
Figura 5.9 - Regressão linear simples - Torre de Medição e NCAR Torre 2



Fonte: Elaborado pelo autor

A Figura 5.10 apresenta a comparação entre os dados medidos e a série estimada utilizando o método da regressão linear simples, a partir de (5.2)

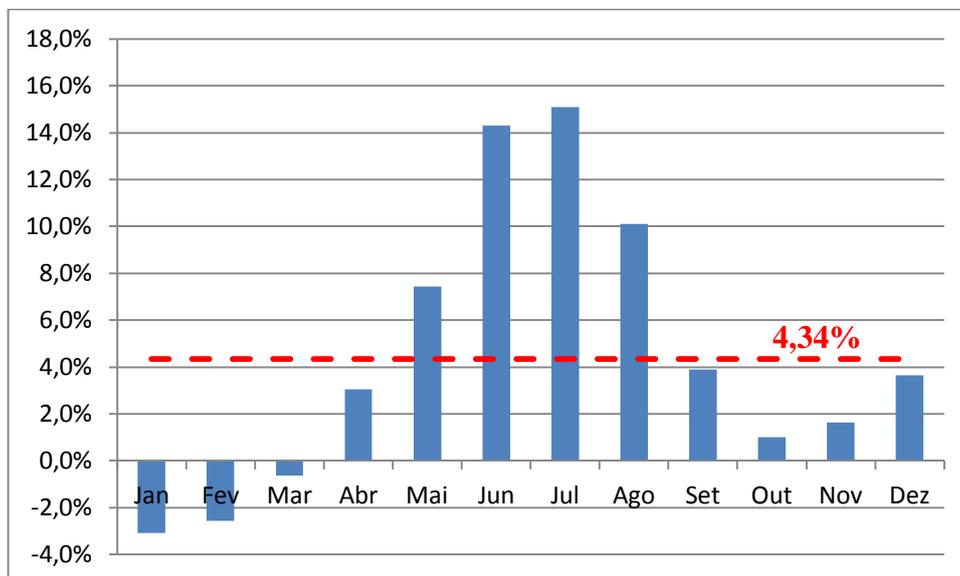
Figura 5.10- Comparação dos dados medidos com a série estimada a partir da Torre 2 NCAR



Fonte: Elaborado pelo autor

A Figura 5.11 apresenta a comparação das médias mensais entre a série medida de 8 anos e a série criada com 3 anos de dados medidos e 5 anos de dados criados a partir dos dados da NCAR Torre 2 utilizando o método da regressão linear.

Figura 5.11- Comparação percentual entre a velocidade da série medida e a da série criada a partir dos dados NCAR Torre 2



Fonte: Elaborado pelo autor

A série com 3 anos de dados medidos e 5 anos de dados criados apresentou um aumento de **4,34%** na velocidade média anual quando comparada com a série de 8 anos de dados medidos.

Com relação as velocidade medias mensais, a diferença entre as séries variou de -3,1% no mês de janeiro a 15,1% no mês julho.

Os dados NCAR Torre 2 apresentaram melhor correlação com os dados medidos do que os dados NCAR Torre 1, no entanto o erro na velocidade média da série final foi maior usando os dados NCAR Torre 2.

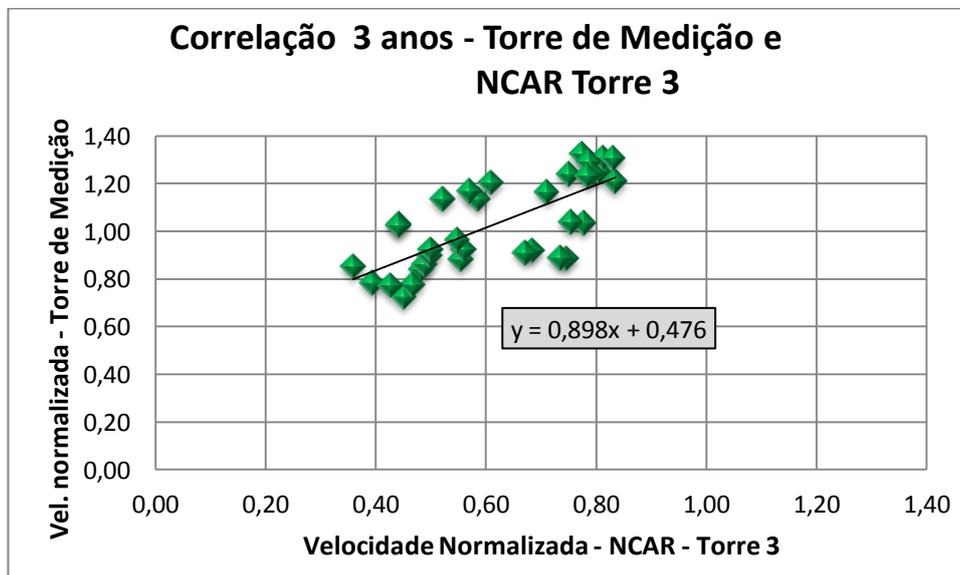
5.2.3 - Torre de Medição e NCAR Torre 3 - Regressão Linear Simples

Os 3 anos de dados concomitantes entre a torre de medição e os dados NCAR Torre 3 apresentaram um coeficiente de correlação mensal de $R^2 = 0,528$. A Figura 5.12 apresenta estes dados.

A função linear que correlaciona os dados NCAR Torre 3 com os 3 anos de dados da torre de medição é dada por:

$$y = 0,898x + 0,476 \quad (5.3)$$

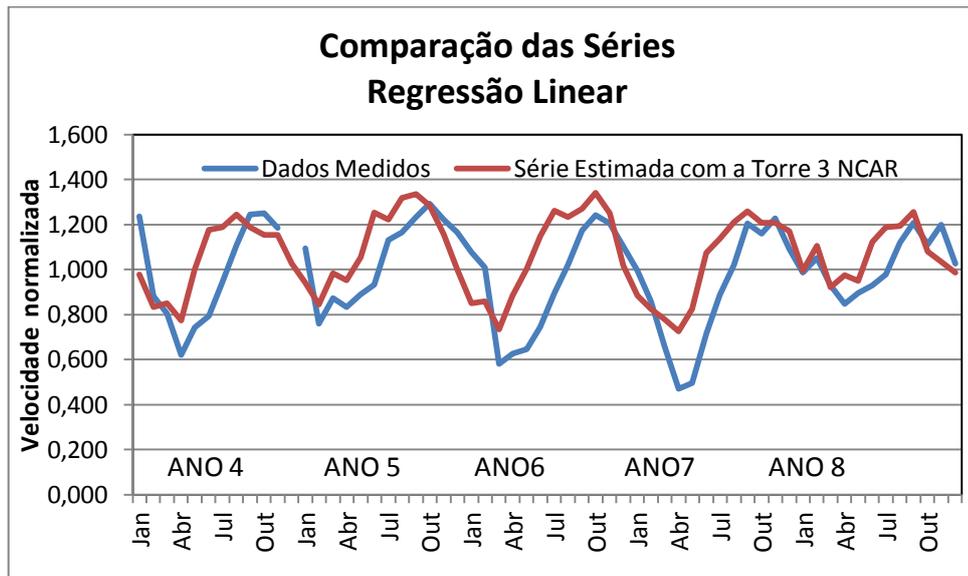
Figura 5.12- Regressão linear simples - Torre de Medição e NCAR Torre 3



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 5.13 apresenta a comparação entre os dados medidos e a série criada utilizando o método da regressão linear simples, a partir de (5.3)

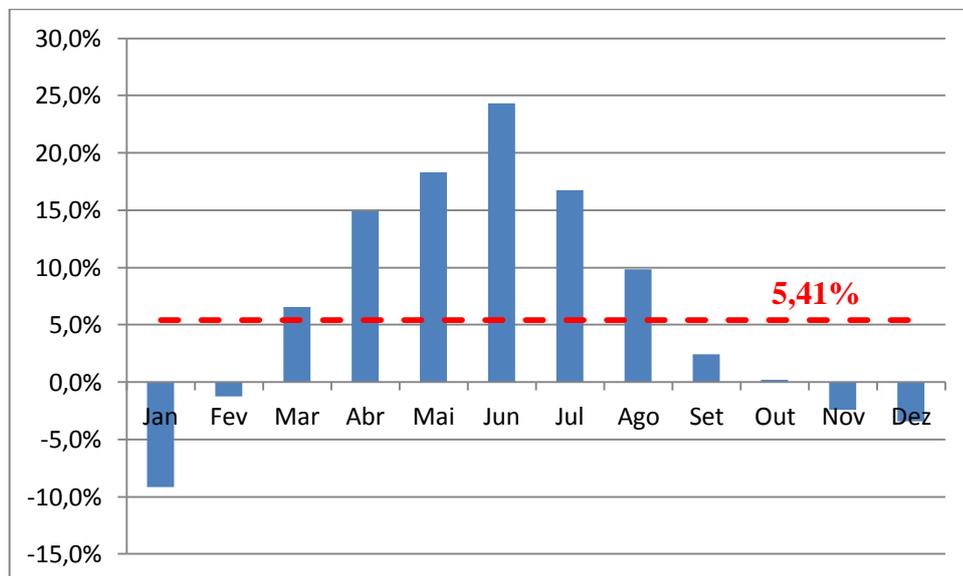
Figura 5.13- Comparação dos dados medidos com a série estimada a partir da Torre 3 NCAR



Fonte: Elaborado pelo autor

A Figura 5.14 apresenta a comparação das médias mensais entre a série medida de 8 anos e a série criada com 3 anos de dados medidos e 5 anos de dados criados a partir dos dados da NCAR Torre 3 utilizando o método da regressão linear.

Figura 5.14- Comparação percentual entre a velocidade da série medida e a da série criada a partir dos dados NCAR Torre 3



Fonte: Elaborado pelo autor

A série com 3 anos de dados medidos e 5 anos de dados criados apresentou um aumento de **5,41%** na velocidade média anual quando comparada com a série de 8 anos de dados medidos.

Com relação as velocidade medias mensais, a diferença entre as séries variou de -9,2% no mês de janeiro a 24,3% no mês junho.

Os dados NCAR Torre 3 não apresentaram boa correlação com os dados medidos, logo era de se esperar que a série criada apresentasse erros consideráveis.

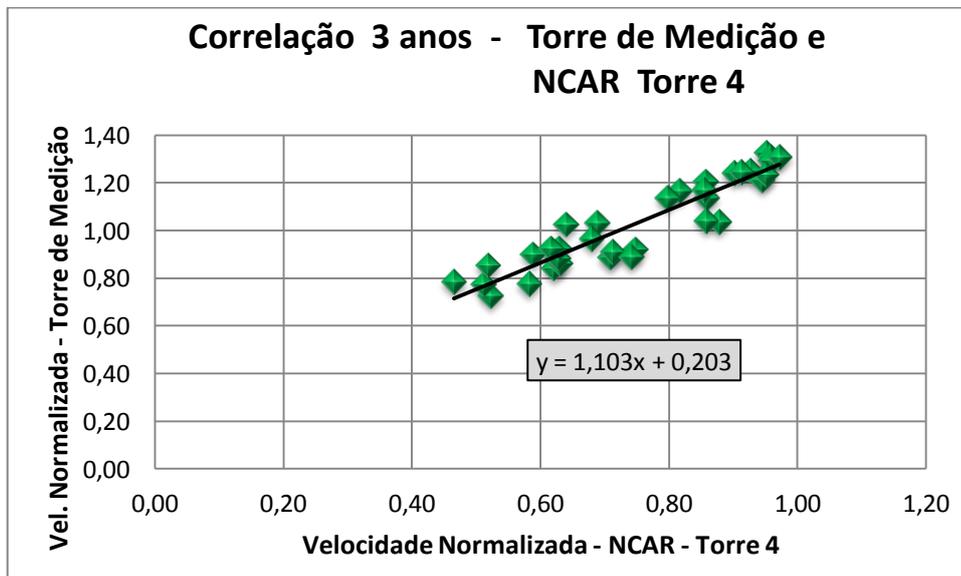
5.2.4 - Torre de Medição e NCAR Torre 4 - Regressão Linear Simples

Os 3 anos de dados concomitantes entre a torre de medição e os dados NCAR Torre 4 apresentaram um coeficiente de correlação mensal de $R^2 = 0,870$. A Figura 5.15 apresenta estes dados.

A função linear que correlaciona os dados NCAR Torre 4 com os 3 anos de dados da torre de medição é dada por:

$$y = 1,103x + 0,203 \quad (5.4)$$

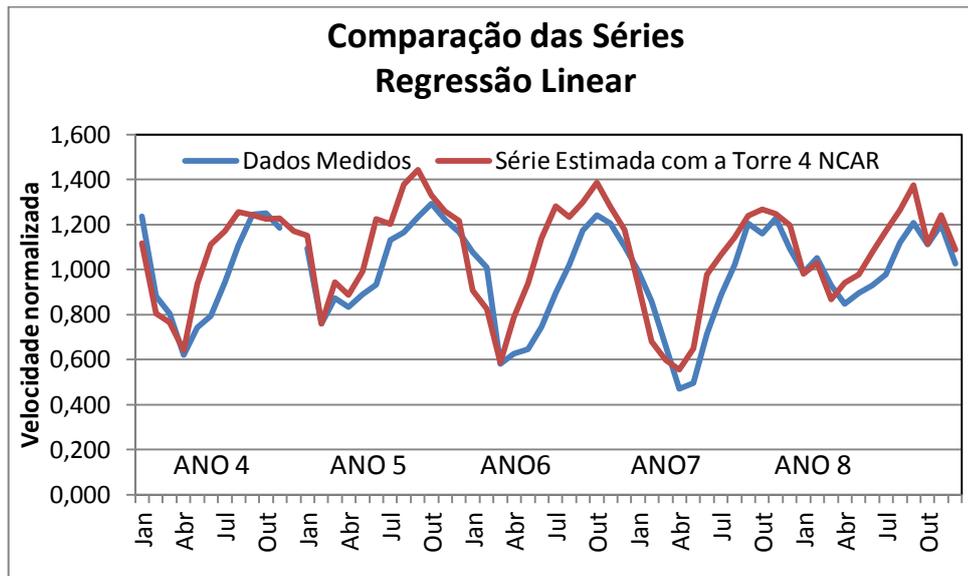
Figura 5.15- Regressão linear simples - Torre de Medição e NCAR Torre 4



Fonte: Elaborado pelo autor

A Figura 5.16 apresenta a comparação entre os dados medidos e a série criada utilizando o método da regressão linear simples, a partir de (5.4).

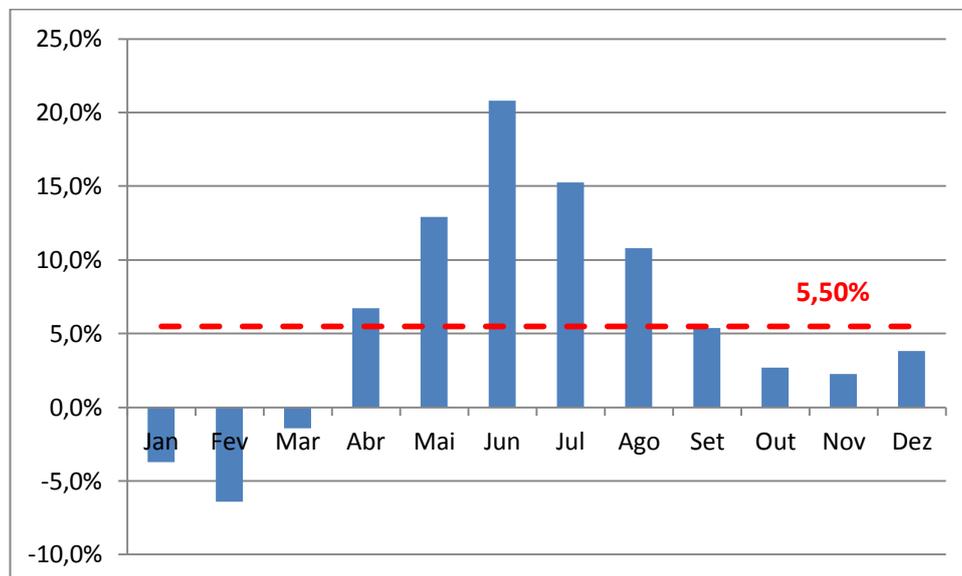
Figura 5.16- Comparação dos dados medidos com a série estimada a partir da Torre 4 NCAR



Fonte: Elaborado pelo autor

A Figura 5.17 apresenta a comparação das médias mensais entre a série medida de 8 anos e a série criada com 3 anos de dados medidos e 5 anos de dados criados a partir dos dados da NCAR Torre 4 utilizando o método da regressão linear.

Figura 5.17- Comparação percentual entre a velocidade da série medida e a da série criada a partir dos dados NCAR Torre 4



Fonte: Elaborado pelo autor

A série com 3 anos de dados medidos e 5 anos de dados criados apresentou um aumento de **5,50%** na velocidade média anual quando comparada com a série de 8 anos de dados medidos.

Com relação as velocidade medias mensais, a diferença entre as séries variou de -6,4% no mês de janeiro a 20,8% no mês junho.

Apesar dos dados NCAR Torre 4 possuir a melhor correlação com os dados medidos, a velocidade média anual da série de 3 anos de dados medidos e 5 anos de dados criados apresentou a maior diferença quando comparada com a série de 8 anos de dados medidos.

5.3 MCP - Método da Variância

A seguir são apresentados os resultados do estudo de MCP com o método da variância. Foi criada uma série com 8 anos de dados utilizando 3 anos de dados medidos e os dados das 4 torres NCAR. Os valores de velocidade do vento, apresentados nas figuras a seguir, foram normalizados pela média de todos os dados medidos.

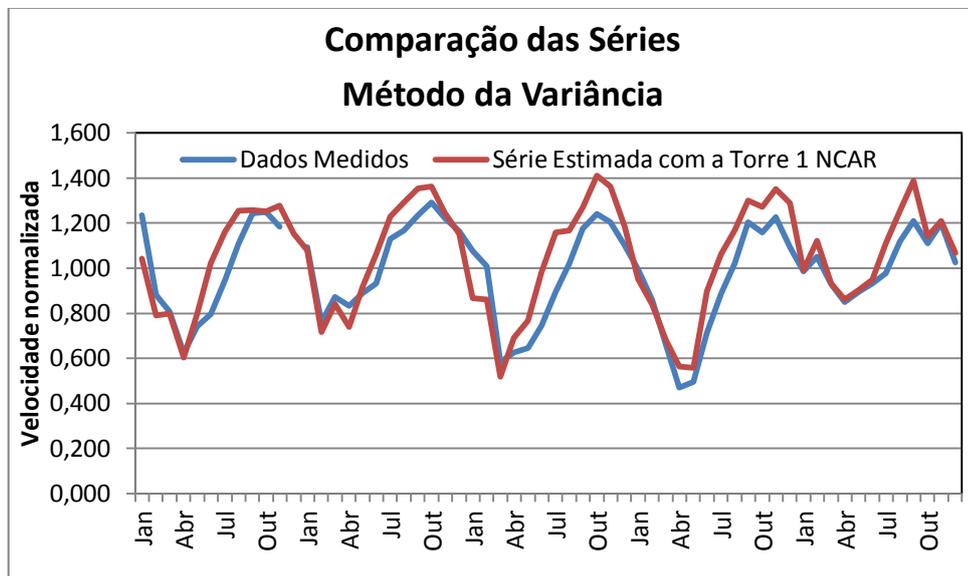
5.3.1 - Torre de Medição e NCAR Torre 1 - Método da Variância

A função linear, obtida pelo método da variância, que correlaciona os dados NCAR Torre 1 com os dados da torre de medição é dada por:

$$y = 0,884x + 0,195 \quad (5.5)$$

A Figura 5.18 apresenta a comparação entre os dados medidos e a série estimada utilizando o método da variância, a partir de (5.5)

Figura 5.18- Comparação dos dados medidos com a série estimada a partir da Torre 1 NCAR usando o método da variância

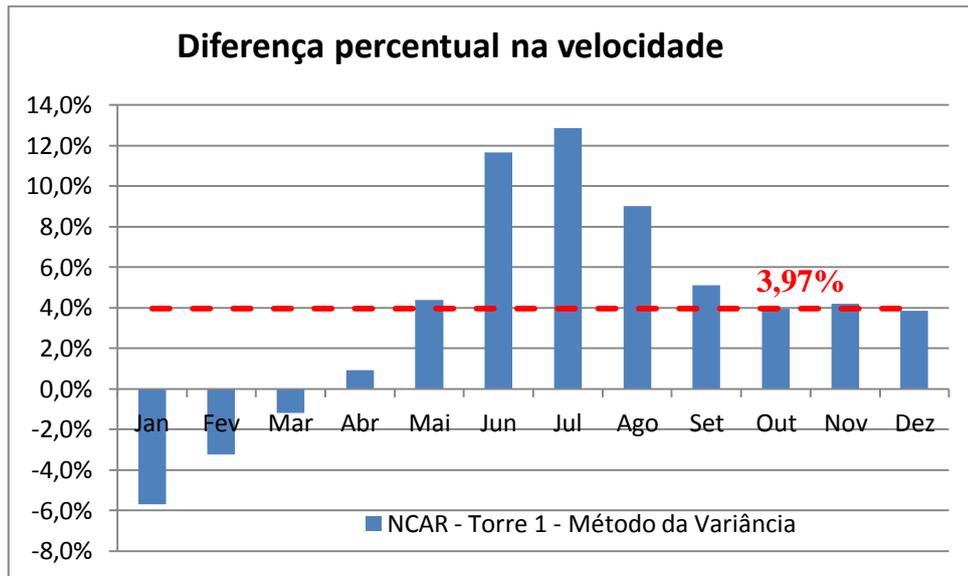


Fonte: Elaborado pelo autor

A Figura 5.19 apresenta a comparação das médias mensais entre a série medida de 8 anos e a série criada com 3 anos de dados medidos e 5 anos de dados estimados a partir dos dados da NCAR Torre 1 usando o método da variância.

A série com 3 anos de dados medidos e 5 anos de dados estimados apresentou um aumento de **3,97%** na velocidade média anual quando comparada com a série de 8 anos de dados medidos. Com relação as velocidade medias mensais, a diferença entre as séries variou de -5,69% no mês de janeiro a 12,85% no mês julho.

Figura 5.19- Comparação percentual entre a velocidade da série medida e a da série criada a partir dos dados NCAR Torre 1 usando o método da variância



Fonte: Elaborado pelo autor

Para os dados NCAR torre 1, o método da variância apresentou melhores resultados do que o método da regressão linear simples, ou seja, utilizando o método da variância os resultados encontrados foram mais próximo dos dados medidos.

A Tabela 5.1 apresenta a comparação da série de 8 anos medidos com a série de 3 anos medidos e 5 anos estimados usando a regressão linear e o método da variância.

Tabela 5.1- Comparação da média anual de 8 anos entre os dados medidos e as séries criadas utilizando os dados NCAR Torre 1

NCAR Torre 1	Diferença da velocidade média anual com 8 anos de dados medidos
Regressão Linear Simples	4,23 %
Método da Variância	3,97 %

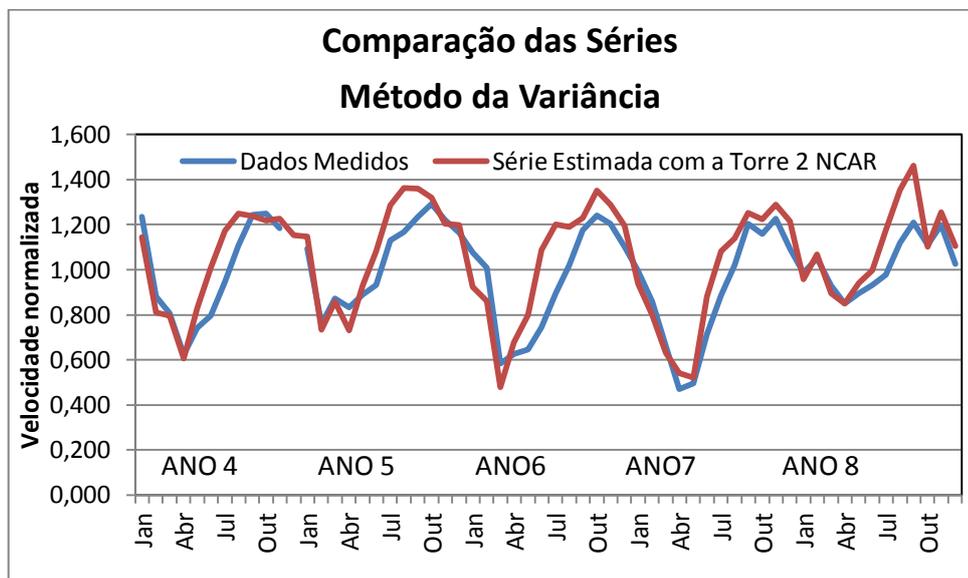
5.3.2 - Torre de Medição e NCAR Torre 2- Método da Variância

A função linear, obtida pelo método da variância, que correlaciona os dados NCAR Torre 2 com os dados da torre de medição é dada por:

$$y = 0,877x + 0,183 \quad (5.6)$$

A Figura 5.20 apresenta a comparação entre os dados medidos e a série estimada utilizando o método da variância, a partir de (5.6).

Figura 5.20- Comparação dos dados medidos com a série estimada a partir da Torre 2 NCAR usando o método da variância

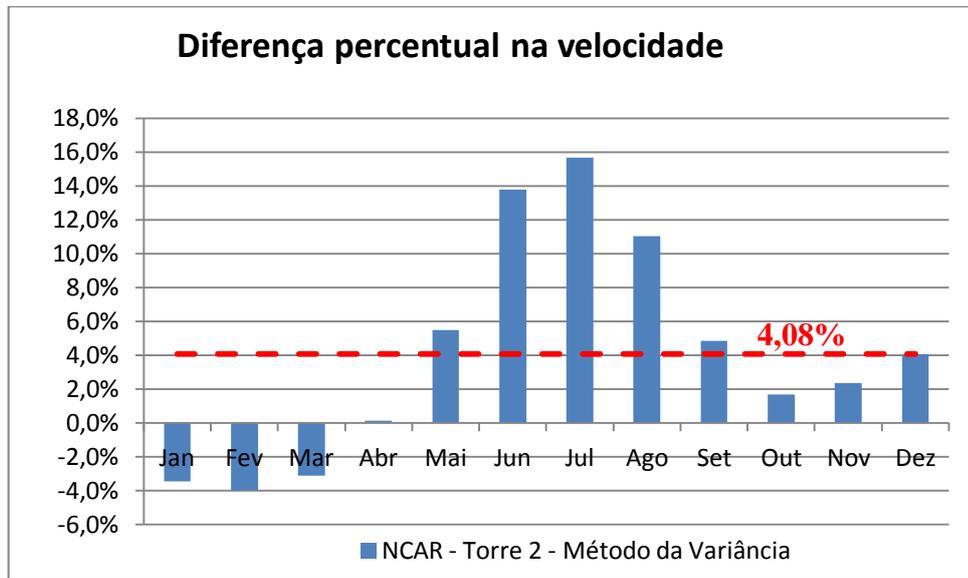


Fonte: Elaborado pelo autor

A Figura 5.21 apresenta a comparação das médias mensais entre a série medida de 8 anos e a série criada com 3 anos de dados medidos e 5 anos de dados estimados a partir dos dados da NCAR Torre 2 usando o método da variância.

A série com 3 anos de dados medidos e 5 anos de dados estimados apresentou um aumento de **4,08%** na velocidade média anual quando comparada com a série de 8 anos de dados medidos. Com relação as velocidade medias mensais, a diferença entre as séries variou de -3,98% no mês de janeiro a 15,68% no mês julho

Figura 5.21- Comparação percentual entre a velocidade da série medida e a da série criada a partir dos dados NCAR Torre 2 usando o método da variância



Fonte: Elaborado pelo autor

Para os dados NCAR torre 2, o método da variância apresentou melhores resultados do que o método da regressão linear, ou seja, utilizando o método da variância os resultados encontrados foram mais próximo dos dados medidos.

A Tabela 5.2 apresenta a comparação da série de 8 anos medidos com a série de 3 anos medidos e 5 anos estimados usando a regressão linear e o método da variância.

Tabela 5.2- Comparação da média anual de 8 anos entre os dados medidos e as séries criadas utilizando os dados NCAR Torre 2

NCAR Torre 2	Diferença da velocidade média anual com 8 anos de dados medidos
Regressão Linear	4,34 %
Método da Variância	4,08 %

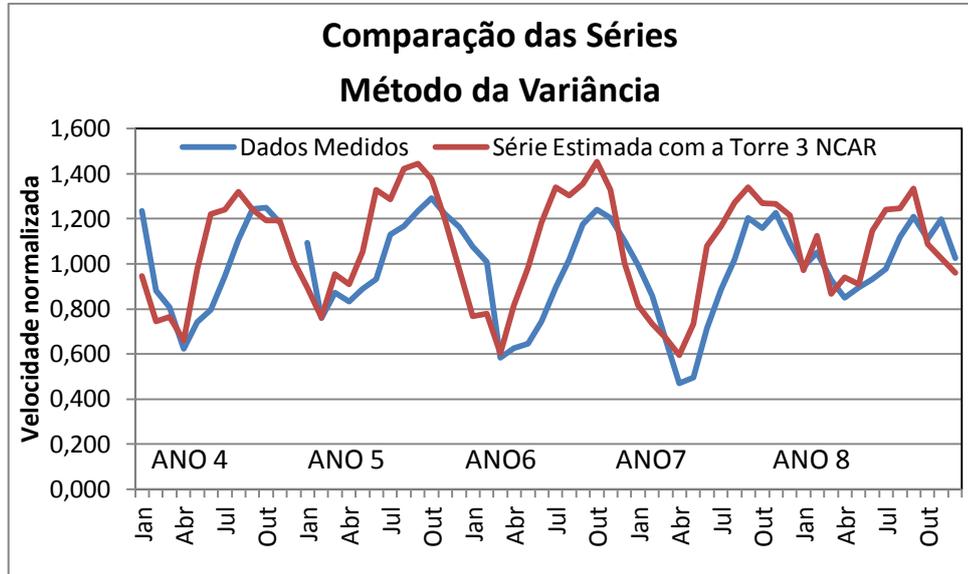
5.3.3 - Torre de Medição e NCAR Torre 3- Método da Variância

A função linear, obtida pelo método da variância, que correlaciona os dados NCAR Torre 3 com os dados da torre de medição é dada por:

$$y = 1,256x + 0,245 \quad (5.7)$$

A Figura 5.22 apresenta a comparação entre os dados medidos e a série estimada utilizando o método da variância, a partir de. (5.7).

Figura 5.22- Comparação dos dados medidos com a série estimada a partir da Torre 3 NCAR usando o método da variância



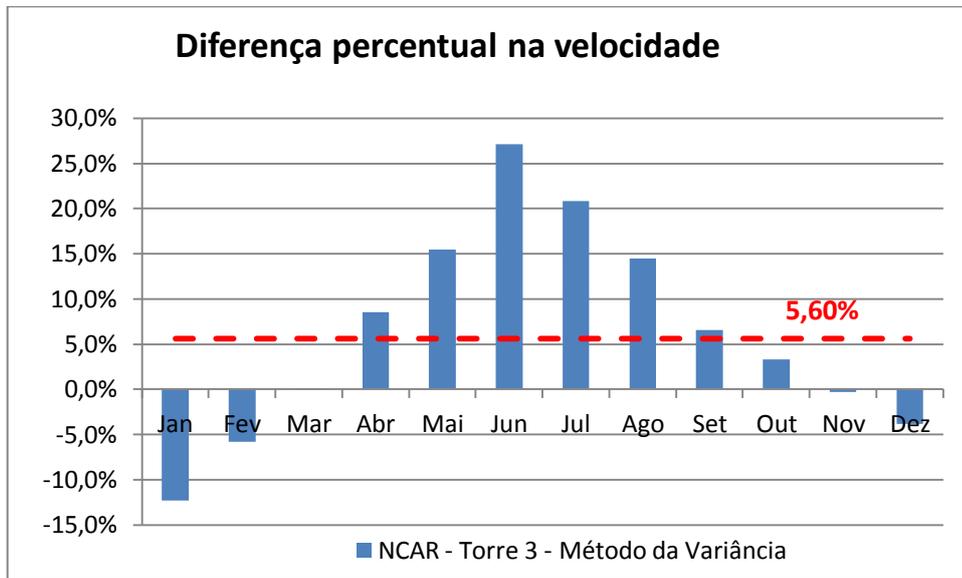
Fonte: Elaborado pelo autor

A Figura 5.23 apresenta a comparação das médias mensais entre a série medida de 8 anos e a série criada com 3 anos de dados medidos e 5 anos de dados estimados a partir dos dados da NCAR Torre 2 usando o método da variância.

A série com 3 anos de dados medidos e 5 anos de dados estimados apresentou um aumento de **5,60%** na velocidade média anual quando comparada com a série de 8 anos de dados medidos.

Com relação as velocidade medias mensais, a diferença entre as séries variou de 12,33% no mês de janeiro a 27,15% no mês julho.

Figura 5.23- Comparação percentual entre a velocidade da série medida e a da série criada a partir dos dados NCAR Torre 3 usando o método da variância



Fonte: Elaborado pelo autor

Para os dados NCAR torre 3, o método da regressão linear simples apresentou melhores resultados do que o método da variância.

A Tabela 5.3 apresenta a comparação da série de 8 anos medidos com a série de 3 anos medidos e 5 anos estimados usando a regressão linear e o método da variância.

Tabela 5.3- Comparação da média anual de 8 anos entre os dados medidos e as séries criadas utilizando os dados NCAR Torre 3

NCAR Torre 3	Diferença da velocidade média anual com 8 anos de dados medidos
Regressão Linear	5,41 %
Método da Variância	5,60 %

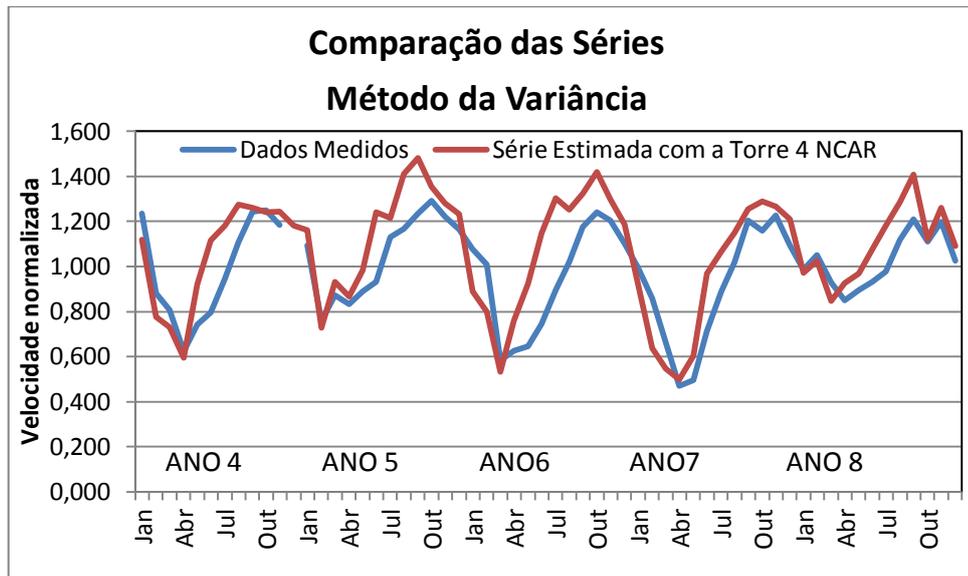
5.3.4 - Torre de Medição e NCAR Torre 4 - Método da Variância

A função linear, obtida pelo método da variância, que correlaciona os dados NCAR Torre 4 com os dados da torre de medição é dada por:

$$y = 1,221x + 0,110 \quad (5.8)$$

A Figura 5.24 apresenta a comparação entre os dados medidos e a série estimada utilizando o método da variância, a partir de (5.8).

Figura 5.24- Comparação dos dados medidos com a série estimada a partir da Torre 4 NCAR usando o método da variância



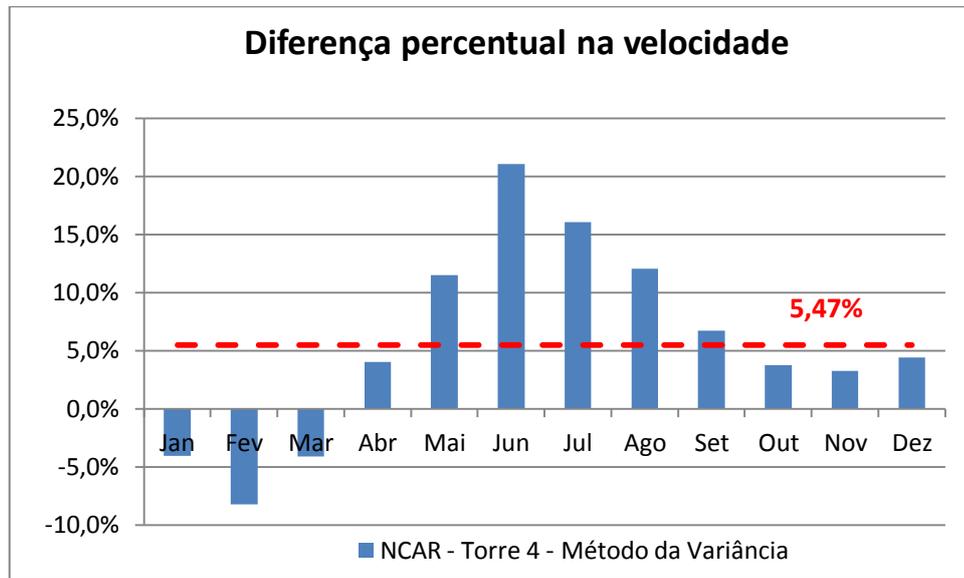
Fonte: Elaborado pelo autor

A Figura 5.25 apresenta a comparação das médias mensais entre a série medida de 8 anos e a série criada com 3 anos de dados medidos e 5 anos de dados estimados a partir dos dados da NCAR Torre 4 usando o método da variância.

A série com 3 anos de dados medidos e 5 anos de dados estimados apresentou um aumento de **5,47%** na velocidade média anual quando comparada com a série de 8 anos de dados medidos.

Com relação as velocidade medias mensais, a diferença entre as séries variou de 8,26% no mês de fevereiro a 21,07% no mês junho.

Figura 5.25- Comparação percentual entre a velocidade da série medida e a da série criada a partir dos dados NCAR Torre 4 usando o método da variância



Fonte: Elaborado pelo autor

Para os dados NCAR torre 4, o método da variância apresentou melhores resultados do que o método da regressão linear simples, ou seja, utilizando o método da variância os resultados encontrados foram mais próximo dos dados medidos.

A Tabela 5.4 apresenta a comparação da série de 8 anos medidos com a série de 3 anos medidos e 5 anos estimados usando a regressão linear e o método da variância

Tabela 5.4- Comparação da média anual de 8 anos entre os dados medidos e as séries criadas utilizando os dados NCAR Torre 4

NCAR Torre 4	Diferença da velocidade média anual com 8 anos de dados medidos
Regressão Linear	5,50 %
Método da Variância	5,47 %

6 INCERTEZAS DOS MODELOS TEÓRICOS

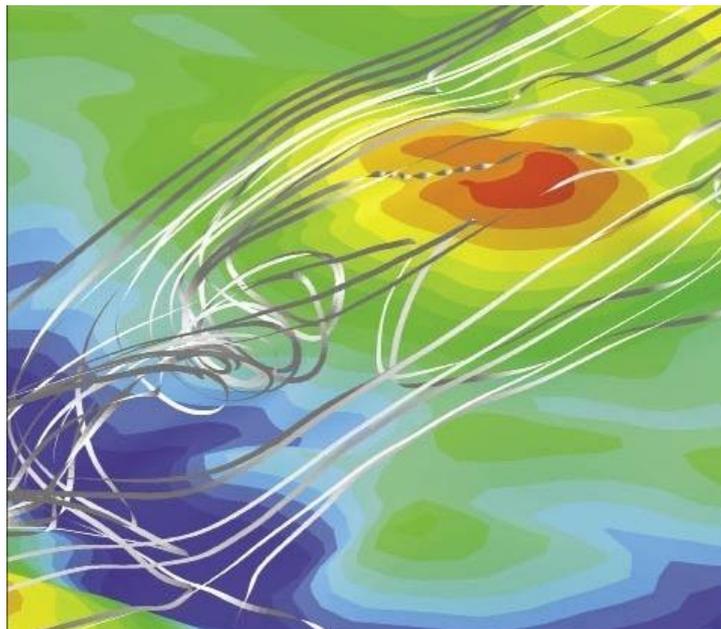
Terrenos planos, relevo simples, são ideais para a construção de parques eólicos. No Brasil os parques eólicos começaram a serem desenvolvidos no litoral, mas devido a restrições ambientais e a grande quantidade de terras já arrendadas para parques eólicos, novos projetos eólicos estão migrando para o interior do país e para regiões com relevo complexo que antes não eram procuradas.

Sendo assim muitos projetos estão sendo desenvolvidos em terrenos complexos. Estes sites tendem a possuir condições de vento susceptíveis a afetar o desempenho de uma turbina eólica e os cálculos de produção de energia. O terreno complexo pode, por exemplo, induzir grandes quantidades de turbulência e cargas elevadas sobre as pás da turbina eólica. Isso aumenta a preocupação com o baixo desempenho do parque eólico e com custos de manutenção superiores ao previsto.

Existem ferramentas e métodos para a concepção de parques eólicos eficientes em terreno complexo, no entanto alguns softwares comerciais utilizados no setor eólico ainda não estão totalmente integrados a essas tecnologias.

A Figura 6.1 representa linhas de fluxos de vento em um terreno complexo. Verifica-se que em algumas regiões há recirculação de fluxo. Nestas regiões deve-se evitar o posicionamento de turbinas eólicas. Não é possível identificar estas regiões usando uma modelagem linear para o fluxo de vento.

Figura 6.1- Linhas de fluxo sobre o terreno complexo



Fonte: [28]

6.1 - Fluxo Complexo

A indústria eólica define o fluxo complexo como sendo o que afeta a produção e a integridade das turbinas eólicas. Vários parâmetros, tais como cisalhamento do vento (*wind shear*), intensidade de turbulência e ângulo de incidência, são úteis para quantificar a complexidade do fluxo.

6.1.1- Cisalhamento do Vento - *Wind Shear*

O cisalhamento do vento caracteriza a variação da velocidade do vento com a altura. Em um terreno plano a velocidade do vento aumenta com a altura seguindo um perfil exponencial ou logarítmico.

- Perfil Exponencial:

Segundo [16], a hipótese do perfil exponencial é a mais simples. Esta hipótese é geralmente válida para altitudes até 150 metros e sobre condições atmosféricas neutras. A equação para o gradiente de velocidade de vento exponencial é:

$$\frac{U(Z_1)}{U(Z_2)} = \left(\frac{Z_1}{Z_2}\right)^\alpha \quad (6.1)$$

Onde,

$U(Z_1)$ é a velocidade do vento na altura Z_1 ;

$U(Z_2)$ é a velocidade do vento na altura Z_2

α é o expoente do gradiente de velocidade

- Perfil Logaritmo

Uma expressão mais abrangente para a variação da velocidade de vento com a altura é o perfil logarítmico, que considera a estabilidade atmosférica do local de interesse.

$$U(Z) = \frac{u^*}{k} \left[\ln\left(\frac{Z}{Z_0}\right) - \Psi \right] \quad (6.2)$$

Onde,

Z é a altura onde se deseja estimar a velocidade;

$U(Z)$ é a velocidade na altura desejada;

u^* é a velocidade de fricção, relacionada ao cisalhamento da superfície;

Z_0 é o comprimento da rugosidade;

Ψ é a função de estabilidade atmosférica, positiva para condições instáveis, negativa para estáveis e nula para neutras.

k é a constante de Von Kármán

Florestas, encostas e elevações no terreno podem perturbar significativamente o perfil vertical do vento. O vento ao passar sobre uma floresta perde força devido ao atrito com as árvores e pode existir recirculação do vento no nível das árvores, o que implica alto cisalhamento do vento com a altitude. Em uma colina normalmente o cisalhamento do vento diminui com o aumento da altitude.

A temperatura também pode afetar o perfil vertical do vento. O aquecimento do solo induz o movimento de fluxo ascendente do ar o que pode provocar mudanças na estabilidade atmosférica e no perfil vertical do vento. Em alguns casos isto pode resultar em um *wind shear* negativo, isto é, diminuição da velocidade do vento com a altura.

A estabilidade atmosférica e o perfil vertical do vento têm influência na potência eólica disponível e na intensidade de turbulência.

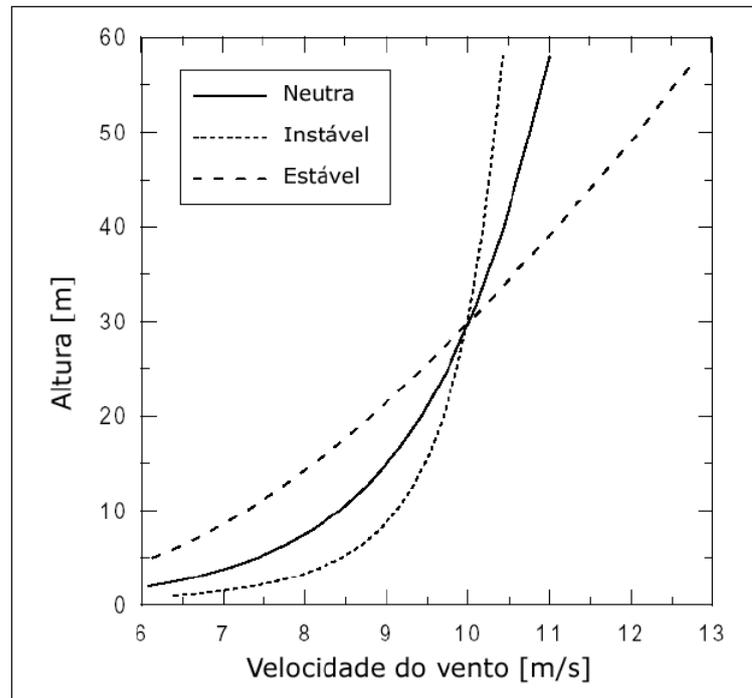
A atmosfera estável é caracterizada por pouca turbulência devido ao fato do ar próximo ao solo estar mais frio. Dessa forma não há troca de massa de ar. Nesse tipo de atmosfera um pequeno aumento na altura pode provocar grandes variações na velocidade do vento.

Na atmosfera instável o ar próximo ao solo é mais quente e isso provoca a troca de massa por convecção. Isso gera turbulência. Devido às condições de turbulência, nesse tipo de atmosfera o aumento da altura não necessariamente irá representar ganhos significativos na velocidade do vento.

Na atmosfera neutra é assumido que não há variação de temperatura com a altura, isso induz em pouca turbulência e pequeno *wind shear*.

A Figura 6.2 apresenta a diferença do perfil vertical do vento para condição atmosférica neutra, instável e estável.

Figura 6.2- Perfil vertical do vento para condição atmosférica neutra, instável e estável



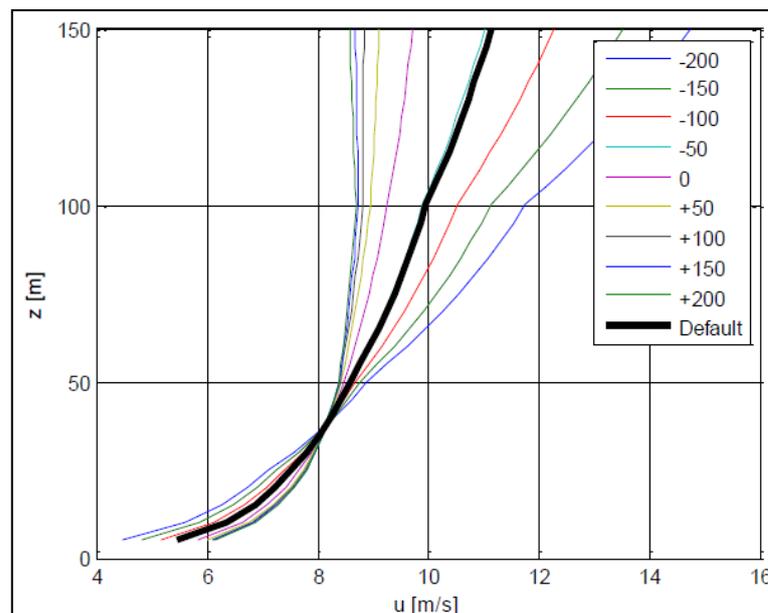
Fonte: [16]

Um dos principais programas comerciais utilizado para o desenvolvimento de projetos eólicos é o *Wind Atlas Analysis and Application Program - WAsP*.

O WAsP tem como envelope padrão uma série de características definidas para uma atmosfera típica europeia, condições climáticas neutra.

A curva preta da Figura 6.3 apresenta o perfil padrão do WAsP. As curvas coloridas ilustram os perfis com os parâmetros do WAsP ajustados.

Figura 6.3- Extrapolação Vertical do WAsP



Fonte: [30]

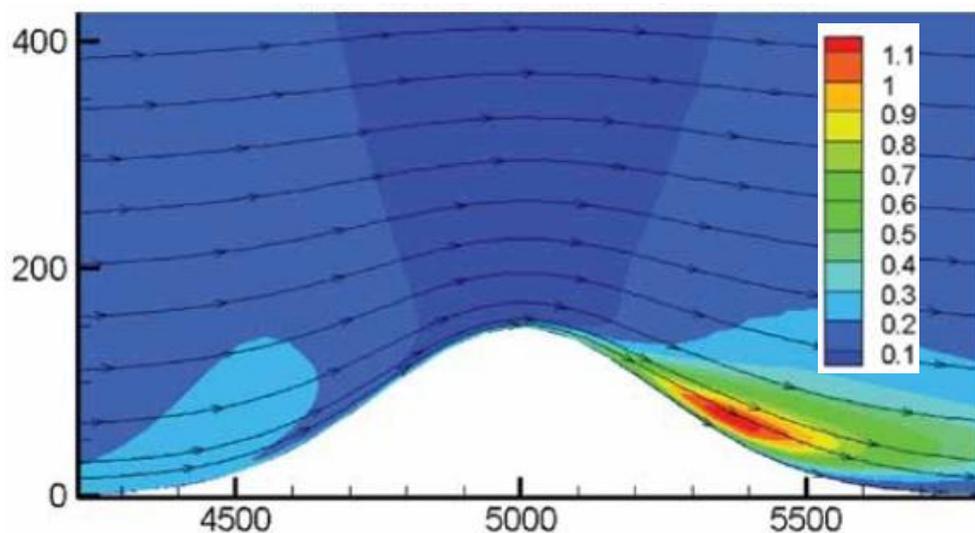
Dois parâmetros são utilizados para caracterizar a estabilidade atmosférica do WASP, Hoff e Hrms, que representam o fluxo de calor superficial médio e sua variabilidade. Para ajustar os parâmetros da estratificação atmosférica deve-se conhecer o gradiente vertical de temperatura para área [29]. Mais detalhes sobre como caracterizar a estabilidade atmosférica pode ser encontrado em [29] e [31].

A região Nordeste do Brasil apresenta condições atmosféricas diferentes dos padrões do WASP. Foi observado que sem os corretos ajuste nos parâmetros do WASP é possível encontrar resultados inconsistentes.

As mudanças significativas do vento com a altura pode aumentar a fadiga nas pás, reduzindo a potência de saída das máquinas e consequentemente o não cumprimento da curva de potência. Isso diminuiria o fator de capacidade dos parques, prejudicando o retorno financeiro esperado.

A Figura 6.4 ilustra a muda mudança α ao longo de uma colina suave:

Figura 6.4- Mudança do cisalhamento do vento em uma colina suave



Fonte: [28]

6.1.2 - Intensidade de Turbulência

Intensidade de turbulência é uma medida da variação da velocidade do vento no espaço e no tempo.

Os efeitos da alta turbulência sobre as turbinas eólicas são semelhantes aos mencionados anteriormente para cisalhamento do vento.

Em um projeto de parque eólico é fundamental entender a intensidade de turbulência do local para o correto dimensionamento da turbina eólica que será utilizada. O efeito do vento e da turbulência nas estruturas é um assunto que hoje em dia já é bem dominado e isso permite que o mercado ofereça turbinas que trabalham de forma segura, mesmo em condições extremas de vento.

Os esforços causados pela turbulência na estrutura da turbina poderão reduzir a vida útil da turbina.

A turbulência é completamente irregular e não pode ser descrita de uma maneira determinística, sendo assim é necessário recorrer a técnicas estatísticas, podendo ser definida como:

$$I = \frac{\sigma}{V_m} \quad (6.3)$$

Onde:

I é a intensidade de turbulência;

σ é o desvio padrão da amostra utilizada para o cálculo da velocidade média

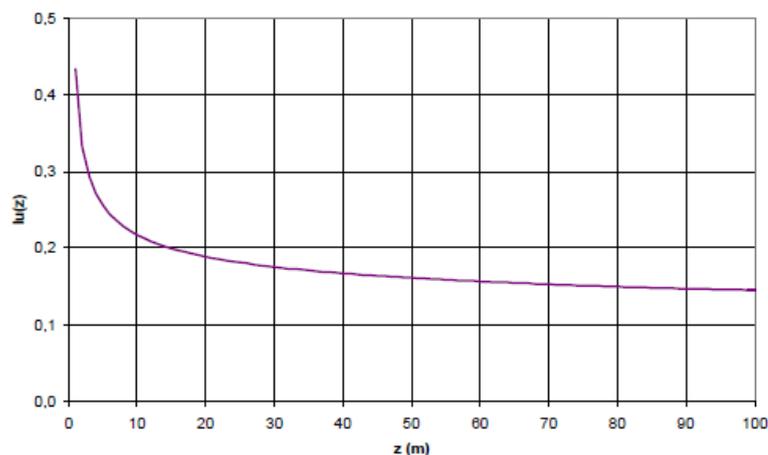
V_m é a velocidade média do vento.

Como o desvio padrão varia mais lentamente com a altura do que a velocidade média, então a intensidade da turbulência normalmente decresce com a altura. A variação da intensidade de turbulência com a altura é dada por:

$$I(z) = \frac{1}{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)} \quad (6.4)$$

A Figura 6.5 representa a variação da intensidade da turbulência com a altura para o caso de um terreno com árvores ($z_0 = 10^{-1}$). Verificam-se maiores variações nos primeiros 10m de altura

Figura 6.5- Intensidade da turbulência em função da altura; $z_0 = 10^{-1}$.



6.1.3- Ângulo de Incidência do Vento

Em terreno plano, o vento normalmente atinge as turbinas perpendicularmente ao rotor. Quando há inclinação acentuada no terreno o vento acompanha esta inclinação, atingindo o rotor em um ângulo que não é perpendicular. Este é o ângulo de incidência do vento. A IEC 61400-11 recomenda que os valores do ângulo de incidência sejam de $\pm 8^\circ$, que muitas vezes não é o caso quando se pretende instalar turbinas nas proximidades de encostas íngremes. Valores fora dos limites de $\pm 8^\circ$ geralmente implicam em aumento da carga de fadiga e redução de potência das máquinas.

6.2 Tratando/Manipulando o fluxo complexo

Encostas íngremes, florestas e efeitos térmicos podem levar à diminuição da produção de energia da turbina eólica e consequentemente ao fracasso do projeto eólico. No entanto, os softwares de vento utilizado para o projeto do parque devem prever esses fenômenos e mitigar seus impactos sobre a produção de energia eólica. É importante analisar as incertezas dos modelos teóricos implementados nos softwares.

6.2.1 - Avaliação do Fluxo Eólico

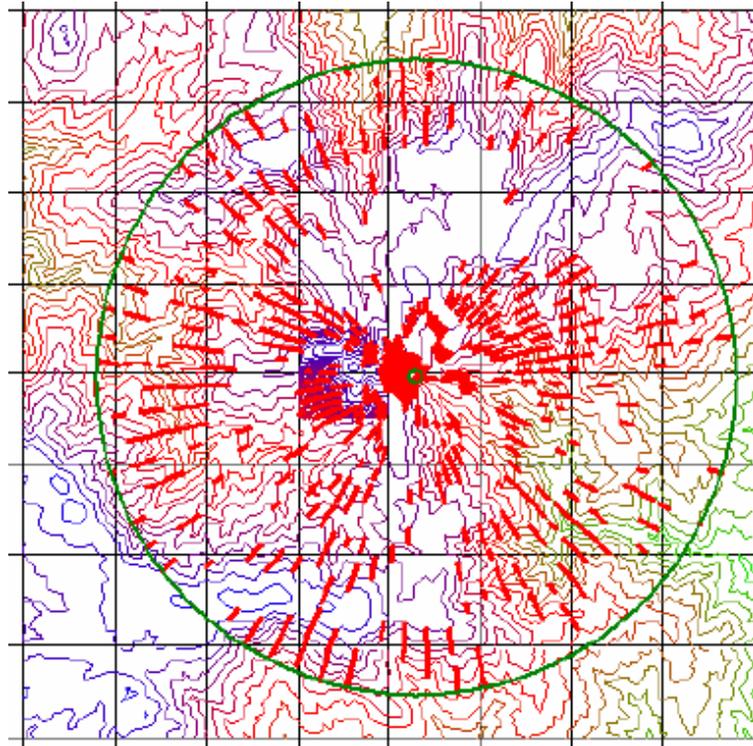
Para avaliar a complexidade do fluxo eólico se deve primeiramente analisar a complexidade do terreno. A complexidade do relevo pode ser avaliada recorrendo a um parâmetro denominado índice de complexidade, *Ruggedness Terrain Index* (RIX), definido como a percentagem da superfície do sítio específico que é mais complexa do que um terreno de referência, no sentido em que provoque o descolamento do escoamento. O índice RIX é uma medida da extensão da separação do fluxo do vento e, por esse motivo avalia se o tipo de terreno viola os requisitos dos modelos lineares de previsão, tal como o usado pelo WAsP.

O RIX, na configuração padrão do WAsP, representa o percentual da área dentro de um círculo com $R=3,5$ que possui inclinação maior do que $0,3$ (17°). A inclinação de $0,3$ é o limite do WAsP para que não provoque o descolamento do fluxo eólico. Se o índice RIX está entre 0 e 5%, o terreno se encontra dentro dos limites de utilização do WAsP. Valor alto do

RIX pode induzir erros significativos. O WAsP permite editar as configurações para o cálculo do RIX

A Figura 6.6 representa um circunferência com $R=3,5$ km e as áreas destacadas em vermelho, localizadas dentro dessa circunferência, possuem inclinação maior do que um valor determinado. O RIX é o percentual da área vermelha em relação à área da circunferência.

Figura 6.6- Área para cálculo do RIX



Fonte: [32]

O RIX é calculado para o local da torre de medições como para os locais das turbinas eólicas.

Um ponto importante para avaliar o impacto da orografia na predição do vento é a analisar a diferença entre o RIX das turbinas eólicas com o RIX da torre de medição. Isto é conhecido como ΔRIX .

$$\Delta RIX = RIX_{Turbina} - RIX_{Torre\ de\ medição} \quad (6.5)$$

Se a torre de medição e os locais das turbinas eólicas estão igualmente acidentados (ΔRIX aproximadamente zero) os erros na estimativa do vento são relativamente pequenos.

Se o local da torre de medição for mais acidentado do que o local da turbina eólica, $\Delta RIX < 0$, o vento na turbina eólica será subestimado. Da mesma forma para $\Delta RIX > 0$ o vento nas turbinas será sobrestimado.

Medições no local também podem fornecer uma indicação da complexidade de fluxo. Valores altos de turbulência ou de cisalhamento do vento, por exemplo, indicam o fluxo

complexo em um local específico. A amplitude das variações diárias ou mensais deve ser levada em consideração e pode indicar a presença de efeitos térmicos.

Uma torre de medição localizada no centro da área normalmente não é representativa para toda a área. A incerteza no fluxo de vento pode ser minimizada através do aumento do número de torres, mas este procedimento aumenta o custo do projeto eólico.

Sensores de vento portáteis, como o lidar ou sodar, podem avaliar as condições de fluxo em vários locais.

Se o fluxo complexo não é esperado no local, a modelagem linear (WAsP) do fluxo é normalmente aceitável. Os modelos lineares resolvem casos linearizados, ou seja, simplificados, por exemplo, as versões das equações de Navier-Stokes, o que os torna rápido e fácil de usar. Modelos lineares fazer um bom trabalho prevendo a velocidade do vento sobre um site, desde que o terreno não seja muito complexo.

Conforme aumenta a complexidade do terreno, os pressupostos embutidos dentro de modelos lineares se tornam insuficientes. Aconselha-se resolver as equações completas 3D de Navier-Stokes para obter-se um quadro preciso do fluxo[33]. Este método é conhecido como *Computational Fluid Dynamics* (CFD). Modelos de CFD têm várias vantagens em relação aos modelos lineares:

- Eles incorporam mais dados físicos, incluindo um modelo de turbulência, que permite prever a sua intensidade em cada ponto do campo de fluxo.
- Eles são 3D o que, entre outras coisas, implica que eles permitem a modelagem de ângulos de influxo e mapeamento de áreas de recirculação.

Os modelos avançados de CFD apresentam alguns inconvenientes:

- Eles exigem a manipulação e análise de inúmeras variáveis, o que implica uma mentalidade crítica e um bom conhecimento de mecânica dos fluidos. Isto não é necessariamente o caso para os modelos lineares
- Implicam cálculos complexos, que são mais facilmente executadas em computadores de alto desempenho, necessitando tempo e investimento.

Após concluir os cálculos de CFD, os resultados devem ser traduzidos em recomendações úteis. Em cada local planejado para instalar uma turbina devem ser avaliadas a turbulência, cisalhamento de vento, ângulo de entrada e velocidade do vento. Os valores encontrados devem ser levados em consideração para a correta escolha de turbina e a localização adequada da máquina.

É preferível uma análise CFD nos primeiros estágios de um projeto de energia eólica para poder oferecer subsídios para a construção de parques eólicos mais eficientes, onde a produção é maximizada e fadiga da máquina é minimizada.

O cálculo de CFD realizado após a construção de um parque eólico pode explicar o mau desempenho, caso isto esteja acontecendo. Neste caso como o parque já está montado, as ações de mitigação são essencialmente limitadas ao gerenciamento dos setores do vento e eventualmente realocação de turbinas.

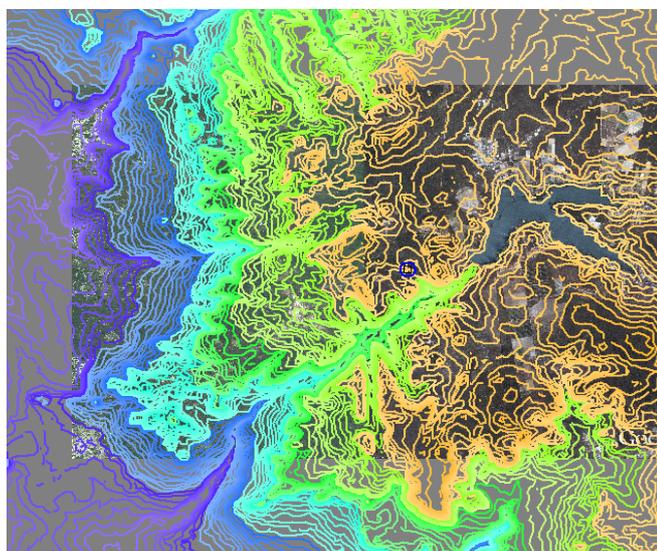
Tais informações sobre as condições do local, no entanto, são importantes para os fabricantes de turbinas e investidores que necessitam de avaliação confiável das condições locais para a tomada de decisões apropriadas para que os parques eólicos sejam mais seguros e eficientes.

6.3 Modelos Topográficos

O correto levantamento da topografia garante um estudo dos recursos eólicos com maior precisão. Uma das maiores fontes de erro na estimativa de recursos eólicos é a modelagem da topografia.

Em projetos de energia eólica são amplamente utilizadas as curvas de nível fornecidas pelo *Shuttle Radar Topography Mission* (SRTM). Estes dados apresentam um modelo digital do terreno com curvas de nível a cada 10 m. A Figura 6.7 apresenta uma área com curvas de nível SRTM.

Figura 6.7- Curvas de Nível SRTM



Fonte: Elaborado pelo autor

Em terrenos planos as curvas de nível SRTM, com uma separação de 10 m entre as linhas, oferece uma boa representação topográfica.

Para terrenos complexos é aconselhável realizar um levantamento topográfico da área do parque e utilizar estas curvas de nível para detalhar melhor o mapa criado com as curvas SRTM. Este procedimento pode dificultar a convergência dos modelos CFD mas os resultados serão mais confiáveis.

Elementos topográficos como morros, dunas, colinas e penhascos afetam o gradiente vertical do vento. A definição dos limites e da resolução do mapa topográfico a ser utilizado na análise é muito subjetiva e depende fundamentalmente da complexidade da região de interesse.

Em regiões com inclinações maiores do que 0,3 (17°) devem ter seus recursos eólicos calculados com cautela, preferivelmente através de modelos CFD, devido ao descolamento do fluido induzido por tais inclinações e a capacidade desse modelo de representar tal situação [29].

6.4 Incerteza dos Modelos Teóricos/Computacionais

A Tabela 6.1 apresenta as principais incerteza relacionadas aos modelos teóricos/computacionais.

Tabela 6.1- Incerteza típica dos modelos teóricos/computacionais

COMPONENTE DE INCERTEZA	INCERTEZA TÍPICA
Extrapolação Vertical	1- 3 %
Extrapolação Horizontal	1 - 4 %
Efeito Esteira e Topográfico	1 - 3 %
Total de Incertezas dos Modelos Teóricos/Computacionais	1,7 - 5,8%

Fonte: Adaptado de [36]

Os parâmetros de estabilidade atmosférica devem ser avaliados para a correta extrapolção vertical do vento. É ideal medir o vento na altura do rotor das máquinas que serão instaladas.

A complexidade dos terrenos deve ser cuidadosamente avaliada para evitar erros na extrapolção horizontal do vento. A qualidade dos modelos topográficos determinará a magnitude da incerteza na extrapolção horizontal.

A intensidade de turbulência do local, o layout das máquinas e direção do vento são os parâmetros que devem ser analisados para avaliar as perdas causadas por efeitos esteira. Projetos com baixa turbulência do vento, vento unidirecional e separação adequada entre as máquinas, apresentam baixa incerteza nas perdas aerodinâmicas calculadas.

7 COMBINANDO AS INCERTEZAS E AVALIANDO AS PERDAS

Para a melhor compreensão sobre os aspectos de incertezas em projetos eólicos é importante entender o impacto de cada fonte de incerteza sobre a Produção Anual de Energia (PAE). A *sensibilidade* de cada fonte de incerteza deve ser avaliada. As incertezas combinadas na PAE pode ser escrita de forma generalizada como:

$$I_{PAE}^2 = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \rho_{ij} c_i c_j u_i u_j \quad (7.1)$$

Onde:

I_{PAE} é a combinação das incertezas;

u_i e u_j são as incertezas dos componentes;

ρ_{ij} é o coeficiente de correlação entre os componentes i e j ;

c_i, c_j são os coeficientes de sensibilidade de i e j na PAE.

Quando os componentes i e j não são correlacionados, isto é, $\rho_{ij} = 0$ e quando $i \neq j$, então (7.1) se torna:

$$I_{PAE}^2 = \sum_{i=1}^N c_i^2 u_i^2 \quad (7.2)$$

Quando i e j são perfeitamente correlacionados, isto é $\rho_{ij} = 1$, então:

$$I_{PAE} = \sum_{i=1}^N c_i u_i \quad (7.3)$$

A Tabela 7.1 ilustra as principais fontes de incerteza, o fator de sensibilidade e a incerteza na PAE provocada por cada fonte.

Tabela 7.1- Incertezas na PAE

Componente de Incerteza	Sensibilidade	Faixa de Incerteza (%)	Incerteza na PAE (%)
Medição do Vento	3	0,95 - 8,5	2,85 - 25,5
Ajuste de Longo Prazo	1,5	1,5 - 6	2,25 - 9
Variabilidade Futura (1 ano)*	1	4 - 6	4 - 6
Modelos Teóricos/Computacionais	1,5	1,7 - 5,8	2,55 - 8,7
Curva de Potência	1	4 - 8	4 - 8
Total de incerteza na PAE assumindo que os componentes não são correlacionados, raiz quadrada da soma dos quadrados.			7,19 - 30,12

Fonte: Adaptado de [34] [35] e [36]

A variabilidade futura é a mudança do recurso eólico durante a vida do projeto. A faixa apresentada na Tabela 7.1 é referente ao horizonte de 1 ano. A variabilidade de 20 anos é de 1 a 3%.

Os valores da sensibilidade e das incertezas são específicos do projeto e devem ser computados como parte de uma avaliação abrangente. A sensibilidade representa a perturbação de cada fonte de incerteza no valor da estimativa de produção de energia.

A incerteza dos modelos teóricos/computacionais está relacionadas com a qualidade do mapa topográfico, com a caracterização da rugosidade do local e obstáculos presentes, com a distancia das torres de medição até os aerogeradores e o com o layout das turbinas no parque.

A incerteza típica resultante do ensaio de medição da curva de potência se situa entre 4 e 6 %, quando realizadas conforme os procedimentos IEC e MEASNET. Quando não é feita a certificação da turbina a incerteza da curva de potência pode ser considerada em 8%

7.1 Perdas.

Devem-se considerar as perdas de energia para assegurar maior confiabilidade nos resultados da energia elétrica gerada no parque eólico. Após descontar as perdas é possível encontrar o valor da Produção de Energia Anual (PAE) líquida. A seguir estão listadas as principais fontes de perdas de energia:

- **Indisponibilidade**

Os aerogeradores e a infraestrutura das instalações do parque não estarão sempre disponíveis. Níveis prováveis de indisponibilidade para estes itens devem ser considerados para se chegar a uma estimativa de energia líquida do parque.

A indisponibilidade dos aerogeradores é garantida pelo fabricante. Essa indisponibilidade deve ser descontada da energia bruta para levar em consideração as perdas de energia relacionadas com o tempo em que os aerogeradores não estão disponíveis para produzir eletricidade. A indisponibilidade do aerogerador pode variar de fabricante para fabricante e ser diferente durante a vida útil do parque. Mas, normalmente, a indisponibilidade do aerogerador é de 3%.

A disponibilidade da infraestrutura do parque eólico é o fator que define a disponibilidade esperada da subestação do parque e da rede elétrica. A disponibilidade da infraestrutura de ser descontada da energia bruta para ter em conta as perdas de energia

associadas com a não disponibilidade da infraestrutura. A indisponibilidade da infraestrutura, normalmente, é de 0,2%.

- Elétrica

Perdas elétricas entre os terminais de baixa tensão de cada um dos aerogeradores e o ponto de conexão do parque eólico. Esta perda deve ser calculada e o valor encontrado deve ser próximo a 3%.

- Degradação da pá

O desempenho aerodinâmico dos aerogeradores pode ser afetado pela degradação das pás devido ao acúmulo de sujeira, que pode ser lavada pela chuva de tempos a tempos, bem como a degradação física da superfície da pá durante um funcionamento prolongado. Em lugares com incidência de neve, pequenas quantidades de gelo nas pás do aerogerador podem alterar o desempenho aerodinâmico do aerogerador, resultando numa perda de energia. O mercado eólico assume a degradação da pá provoca uma perda 0,5% na energia do parque.

- Restrições técnicas

As cargas mecânicas de aerogerador são influenciadas pelos efeitos de esteira dos aerogeradores em seu redor. O espaçamento curto entre alguns aerogeradores pode levar a necessidade de desligar alguns aerogeradores em certas direções e velocidade do vento. Isto é referido como gestão por setores de direção (*wind sector management*) e geralmente resultará numa redução da produção da energia do parque eólico. Caso seja necessário parar alguma máquina em determinadas direções é preciso descontar o valor de energia que seria gerada, se a máquina não estivesse parada, do valor total da produção de energia do parque.

Em alguns lugares é possível que exista a necessidade de desligar os aerogeradores em determinadas condições visando atender os requisitos de ruído sonoro, sombra ou mesmo condições ambientais como pássaros e morcegos. Neste caso também deve ser descontada a energia que não foi produzida.

- Desempenho do aerogerador

A curva de potência fornecida pelo fabricante esta relacionada com condições específicas de densidade do ar, turbulência, coeficiente de extrapolação vertical, angulo de incidência do vento, etc.

Em situações onde o aerogerador estará submetido a condições substancialmente diferentes das condições da curva de potência fornecida pelo fabricante, é importante aplicar um ajuste na curva de potência.

7.2 Probabilidade da Energia Produzida.

A estimativa da PAE líquida e a incerteza total determinam, respectivamente, a média e o desvio padrão de uma distribuição gaussiana normal. O desvio padrão absoluto é obtido multiplicando a incerteza total pela PAE líquida.

A PAE líquida calculada representa a produção de energia P50, estimativa central de produção de energia. Isso representa um valor de energia com 50% de chances de ser excedido.

Em geral, a distribuição de probabilidade da produção de energia, assumindo uma distribuição gaussiana normal, é dada por:

$$f(E) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(E-E_m)^2}{2\sigma^2}} \quad (7.4)$$

Onde:

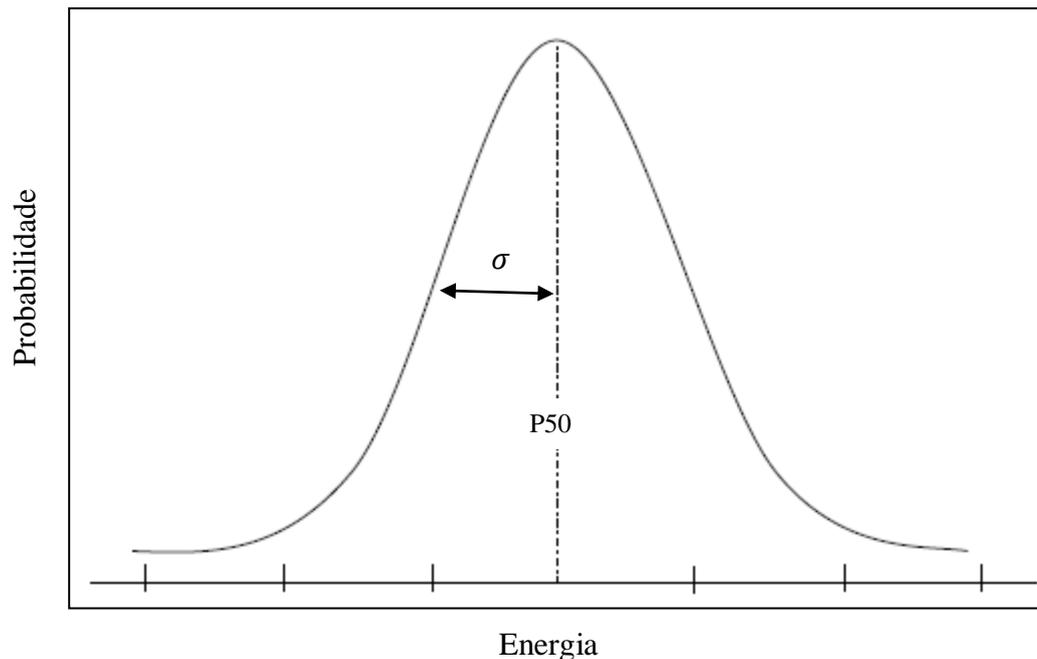
$f(E)$ é probabilidade de a produção ser igual à energia E [%];

E_m é a PAE líquida com probabilidade de 50% de ser excedida; P50

σ é o desvio padrão absoluto da estimativa de produção de energia.

A equação (7.4) é mostrada graficamente na Figura 7.1, indicando o E_m (P50)

Figura 7.1- Distribuição Normal - Probabilidade de produção de energia



Fonte: Adaptado de [38]

A probabilidade (P) que (E) exceda um certo valor (e) é

$$P(E > e) = 1 - \int_{-\infty}^e f(t)dt = 1 - F(e) = F(-e) \quad (7.5)$$

Com a finalidade de utilizar valores tabelados para o $F(-e)$, é necessário converter $F(-e)$ em uma distribuição de Gauss normalizada:

$$P(E > e) = P\left(\frac{E - E_m}{\sigma} > \frac{e - E_m}{\sigma}\right) = P(Z > z) = P(-z) \quad (7.6)$$

Para conhecer a produção de energia com um nível de probabilidade específico, é necessário conhecer o $P(-z)$. Para isto existem tabelas de distribuição normal para probabilidades específicas e os valores correspondentes de z .

A produção de energia que é excedida com uma determinada probabilidade é definida a partir de:

$$\begin{aligned} -z &= \frac{e - E_m}{\sigma} \\ e &= E_m - z\sigma \end{aligned} \quad (7.7)$$

Conforme já mencionado o desvio padrão absoluto (σ) é obtido multiplicando a incerteza total pela PAE líquida (E_m)

$$\sigma = Inc_{Total} * E_m \quad (7.8)$$

O valor da produção de energia líquida para a probabilidade desejada é dada por

$$e = E_m(1 - z * Inc_{Total}) \quad (7.9)$$

Onde:

e é produção de energia líquida excedida para a probabilidade desejada

Inc_{Total} é a incerteza total na estimativa de E_m

z é o valor encontrado na tabela de probabilidade

O valor de z depende do nível de probabilidade desejada. A Tabela 7.2 apresenta valores de z para diversos níveis de probabilidade.

Com o valor de z e conhecendo o valor de E_m (P50) e da incerteza total da estimativa de energia, é possível encontrar o valor da produção anual de energia para a probabilidade desejada através de (7.9).

O valor de E_m é excedido com uma probabilidade de 50%. Assim, para a estimativa central, z é igual a 0.

Tabela 7.2- Tabela de distribuição normal para probabilidades específicas e os valores correspondentes de z

P(%)	z
99	2.326
95	1.645
90	1.282
85	1.036
84	1.000
80	0.842
75	0.674
50	0
25	0.674
10	1.282
1	2.326

Fonte: [38]

7.3 Cálculo da Garantia Física

A garantia física de empreendimentos eólicos é calculada com base em cenários de produção de energia. Atualmente nos leilões de energia realizados no Brasil o cálculo de garantia física de energia é realizado considerando P90.

A Garantia Física de energia de empreendimentos eólicos, considerando o P90, é determinada pela seguinte equação:

$$GF = P_{90} * (1 - T_{Ind}) * (1 - T_{Ele}) * (1 - T_{Aer}) * (1 - T_{RT}) * (1 - T_{cur}) \quad (7.10)$$

Onde:

P_{90} é valor de energia com 90% de chances de ser excedido (MWh/ano)

T_{Ind} é a taxa de indisponibilidade (%)

T_{Ele} é a taxa de perdas elétricas (%)

T_{Aer} é a taxa de perda aerodinâmica relacionada com a degradação da pá (%)

T_{RT} é a taxa de perdas por restrições técnicas (%)

T_{Des} é a taxa de perdas devido ao ajuste da curva de potência (%)

8 CONCLUSÕES

Essa dissertação apresentou as principais contribuições das incertezas na estimativa da produção de energia em parques eólicos. As fontes de incertezas são muitas e relacionadas com várias interferências. É importante quantificar as incertezas, pois podem representar significativas variações na produção de energia.

A medição do vento é o componente que insere muita incerteza na estimativa da produção de energia. Existem variações de 0,5 a 8,5% na incerteza na medição do vento, o que pode representar até 25% de incerteza na estimativa de energia. A alta qualidade da campanha de medição de vento é, portanto, de importância crucial na redução da incerteza na produção de energia prevista de um projeto eólico visando diminuir a incerteza da medição do vento e conseqüentemente na estimativa de energia. É muito importante que cada anemômetro usado seja calibrado individualmente em um túnel de vento de acordo com a recomendação da IEA, que o modelo do anemômetro apresente incerteza reduzida e a instalação dos sensores seja feita corretamente.

A incerteza do ajuste de longo prazo deve ser avaliada para que erros adicionais não sejam inseridos no processo de estimativa de energia. É importante verificar a qualidade dos dados de referência.

A incerteza dos modelos computacionais está diretamente relacionada com o fluxo de vento do local. É aconselhável que as torres de medição sejam colocadas em locais com características semelhantes aos locais onde as máquinas serão instaladas.

Para que se tenha uma boa representatividade da área a quantidade de torres de medição deve atender aos requisitos topográficos da área. Em terrenos uma torre de medição pode representar o vento em um raio de até 10 km em torno da torre. Em terrenos complexos a torre de medição pode representar o vento em um raio 6 km. Em terrenos muito complexos recomenda-se a separação entre as torres de no máximo 2 km.

A incerteza associada à extrapolação vertical pode ser reduzida medindo a velocidade do vento na altura do rotor das turbinas que se pretende instalar ou através do uso de sistema de sensoriamento remoto (sodar ou lidar). A utilização de sodar ou lidar pode ajudar a compreender também a turbulência do local.

A topografia do local pode inserir incerteza significativa no recurso eólico. Não devem ser utilizados modelos linearizados em terrenos complexos.

Na combinação das incertezas foi assumido que as componentes de incertezas não são correlacionadas e foi verificado que a incerteza da estimativa de energia pode indicar valores na ordem de 30%. É preciso verificar para cada projeto a sensibilidade de cada componente de incerteza.

8.1 Recomendações para trabalhos futuros

- Avaliação da relação matemática entre o coeficiente de correlação e a incerteza no ajuste de longo prazo;
- Determinação dos parâmetros de estabilidade atmosférica para as condições do nordeste brasileiro;
- Utilização de sensoriamento remoto para validação de dados anemométricos;
- Instalação de torres anemométricas em lugares estratégicos visando comprovar capacidade do modelo CFD em estimar velocidade onde há separação do fluxo de vento;
- Acompanhamento do desempenho de um parque eólico em operação visando analisar as incertezas que foram estimadas na fase de projeto;
- Verificação da influência de levantamento topográfico com diferentes resoluções na estimativa de produção de energia;
- Verificação da influência da rugosidade na estimativa de produção de energia;
- Avaliação dos modelos de efeito esteira frente a diferentes condições de vento e diferentes layouts;
- Avaliação da correlação entre as componentes de incertezas

REFERÊNCIAS

- [1] Informe à Imprensa Leilão de Energia A-5 / 2012 - EPE
- [2] O Apoio do BNDES aos Projetos de Energia Eólica. Wind Fórum Brazil 2012
- [3] Ferreira, T. L. Potencialidades da Energia Solar associada à geração Eólica ABEEólica 2012
- [4] Informe à Imprensa Leilão de Energia A-3 / 2011 - EPE
- [5] Estudo para Expansão de Geração - EPE - 2013
- [6] International Energy Agency: Expert Group Study on Recommended Practices for Wind Turbine Testing and Evaluation, 11. Wind Speed Measurement and Use of Cup Anemometry, 1999
- [7] Alé, J. A., Simione, G. S., e Hack, P. S. (2008). Aspectos da Calibração de Anemômetros nos Empreendimentos Eólicos
- [8] J.A. Dahlberg, T.F. Pedersen, Peter Busche, ACCUWIND -Methods for Classification of Cup Anemometers, Risø National Laboratory, Denmark, May 2006
- [9] NRG SYSTEMS. Disponível em <http://www.nrgsystems.com/sitecore/content/Products/4350.aspx>, acessado em julho de 2012
- [10] Lockhart, T., and Bailey, B., “The Maximum Type 40 Anemometer Calibration Project,” NRG Systems Report, 1998
- [11] Ammonit, ficha técnica - Thies Anemometer First Class
- [12] Ammonit, ficha técnica - Anemometer Vaisala WAA252
- [13] Ammonit, ficha técnica - Vector L100 First Class
- [14] Ammonit, ficha técnica - Thies Anemometer First Class Advanced
- [15] ACCUWIND -Classification of Five Cup Anemometers According to IEC61400-12-1; Risø National Laboratory Roskilde Denmark May 2006
- [16] Silva, C. C. Análise dos Aspectos Meteorológicos e Estruturas na Geração de Energia Elétrica de Centrais Eólicas. Dissertação de Mestrado, UFPE, 2006
- [17] Nota Técnica DEA 04/12. Leilões de Energia: Instruções para as medições anemométricas e climatológicas em parques eólicos. EPE, abril 2012
- [18] Peter H. van Emden “Accuracy of Wind Speed Data: a key-factor in the economic analysis of wind energy projects” www.ekopower.nl/know_how_accur.htm (2008).

- [19] Characterisation and Classification of RISØ P2546 Cup Anemometer; Risø National Laboratory, Roskilde, March 2004
- [20] Ammonit Presentation on ACCUWIND Thies First Class Advanced
- [21] IEA. Recommended Practices for Wind Turbine Testing - Part 11 Wind speed measurements and use of cup anemometry
- [22] Guimarães R. A, " Análise de Estimativas de Velocidade de Vento Utilizando Técnicas De MCP", Recife, 2006
- [23] INMET - Instituto Nacional de Metrologia www.inmet.gov.br Acessado em 28/08/2012
- [24] Bosilovich, M. MERRA & Beyond Towards the development of an Integrated Earth System Analysis at GMAO. NASA, março de 2012
- [25] A. Derrick, "Development of the measure-correlate-predict strategy for siteassessment," EWEC, Lubeck-Travemunde, Germany, 1993, pp. 681-685
- [26] Rogers, A.L., Rogers, J.W., e Manwell, J.F., "Uncertainties in Results of Measure-Correlate-Predict Analyses," AWEA Windpower '05, Denver, CO, 2005
- [27] Rogers, A.L. Measure - Correlate - Predict. Seminário de Energia Eólica CTGAS , Natal-RN, 2011
- [28] Douglas, N. Services in Complex Terrain, Natural Power 2010
- [29] Loureiro, B. A. Avaliação de Ferramentas e Métodos para a Elaboração de Mapas Eólicos. Dissertação de Mestrado, UFPE, 2011
- [30] Svenningsen L., Changing WAsP Parameters In WindPRO. EMD 2010
- [31] Vieira, C. F. A. Sensibilidade do Modelo WAsP aos Efeitos da Estabilidade Atmosférica no Nordeste do Brasil. Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual do Ceará, 2008
- [32] Niels G. Mortensen¹, Anthony J. Bowen e Ioannis Antoniou. Improving WAsP Predictions In (Too) Complex Terrain. 1Wind Energy Department, Risø National Laboratory
- [33] Corbett, J.F, Whiting, R.Woodcock, J. Horn,U. Landberg,L. Tindal, A. CFD can consistently improve wind speed predictions and reduce uncertainty in complex terrain EWEA 2012
- [34] Mads V. Sørensen, Wind Resource Analysis -how to minimize uncertainty in annual yield estimates, EMD Internacional
- [35] Redução da Incerteza em Estimativas de Projetos de Energia Eólica, KEMA-DNV e Secondwind, Rev 18/06/2012.
- [36] Pramod, J. Wind Energy Engineering. Livro, capítulo 8.
- [37] IEC 61400-12-1, "Wind Turbines - Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines

[38] WindFarmer Theory Manual - V4.2

[39] High Quality Wind Speed Measurements for Site Assessment, DEWI Magazin Nr. 15, August 1999

[40] Wind Pro Manual - Capítulo 12 - LOSS & UNCERTAINTY

[41] ROHATGI, J. S. Wind characteristics: An analysis for the generation of wind power. 1^a ed. Canyon: Alternative Energy Institute, West Texas A&M University, 1994. ISBN 0808714783.

[42] Nikola Sučević, N. Đurišić, Z Influence of Atmospheric Stability Variation on Uncertainties of Wind Farm Production Estimation. EWEA 2012