



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ALAGOAS
INSTITUTO DE CIÊNCIAS ATMOSFÉRICAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM METEOROLOGIA**

NAREIDA SIMONE DELGADO DA CRUZ

**COMPORTAMENTO DO VENTO E APROVEITAMENTO EÓLICO NA REGIÃO
CENTRAL DE ALAGOAS (CRAÍBAS).**

**MACEIÓ/AL
2017**

**COMPORTAMENTO DO VENTO E APROVEITAMENTO EÓLICO NA REGIÃO
CENTRAL DE ALAGOAS (CRAÍBAS).**

Dissertação apresentada ao colegiado do curso de Pós-Graduação em Meteorologia da Universidade Federal de Alagoas, para obtenção do título de **Mestre em Meteorologia** - Área de concentração em Processos de Superfície.

Orientador: Prof. Dr. Roberto Fernando da Fonseca Lyra

Catálogo na fonte
Universidade Federal de Alagoas
Biblioteca Central
Divisão de Tratamento Técnico

Bibliotecária Responsável: Helena Cristina Pimentel do Vale

- C957c Cruz, Nareida Simone Delgado da
Comportamento do vento e aproveitamento eólico na região central de Alagoas (Craíbas) / Nareida Simone Delgado da Cruz. – 2017.
81 f. : il.
- Orientador: Roberto Fernando da Fonseca Lyra
Dissertação (mestrado em Meteorologia) – Universidade Federal de Alagoas. Instituto de Ciências Atmosféricas. Maceió, 2017.
- Bibliografia: f. 74-81.
1. Padrões de vento. 2. Estabilidade atmosférica. 3. Distribuição de Weibull. 4. Energia eólica. I. Título.

CDU: 551.509 (813.5)



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ALAGOAS
INSTITUTO DE CIÊNCIAS ATMOSFÉRICAS
COORDENAÇÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM METEOROLOGIA

CERTIFICADO DE APRESENTAÇÃO

N.º de ordem: MET-UFAL-MS-142.

**“COMPORTAMENTO DO VENTO E APROVEITAMENTO
EÓLICO NA REGIÃO CENTRAL DE ALAGOAS (CRAÍBAS).”**

Nareida Simone Delgado da Cruz

Dissertação submetida ao colegiado do Curso de Pós-Graduação em Meteorologia da Universidade Federal de Alagoas - UFAL, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Meteorologia.

Aprovado pela Banca Examinadora composta por:

Prof. Dr. Roberto Fernando da Fonseca Lyra
(Orientador)

Prof. Dr. Glauber Lopes Mariano
(Membro Interno)

Prof. Dr. Washington Luiz Félix Correia Filho
(Membro externo/)

Março/2017

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus que me dá forças para superar todas as barreiras e por me proporcionar todos esses anos de lutas e vitórias.

Agradeço aos meus pais por todo apoio e por me mostrarem que o estudo é sempre o melhor caminho, e aos meus irmãos em especial a Diliana por todo o auxílio.

A Sylviene Santos, Andrezina Pinto, Evanilda Santos, Janilda Oliveira e ao meu irmão Elisandro Évora, por serem meu porto seguro. Com eles aprendi que a distância é só um número para aqueles que realmente são amigos.

A Keila Moreno por toda a amizade, companheirismo e por ter sido a maior incentivadora para que eu ingressasse no mestrado.

Ao professor Roberto Lyra me faltam palavras para agradecer, pela paciência (acreditem, ele teve muita), pela orientação, por toda a estrutura oferecida para concepção deste trabalho e acima de tudo, por ter aceitado me orientar mesmo sabendo das dificuldades que teria pelo fato de eu ter vindo de um curso totalmente distinto da Meteorologia.

Agradeço aos professores do ICAT por todo compartilhamento em especial ao professor Ricardo Amorim por toda a amizade e carinho.

Aos membros da banca por terem aceitado o convite e pelas sugestões para aprimoramento deste trabalho.

As minhas colegas do Laboratório de Micrometeorologia, Silvania e Samara, pela receptividade, partilha e amizade. Agradeço também a Thays Paes, ao Diogo Ramos e ao Marney Lisboa por todo conhecimento compartilhado.

Aos meus colegas de turma, com os quais compartilhei dois anos de estudo, amizade e muitos momentos de descontração, em especial a Carol Cavalcante e a Edmara Ramos.

Aos amigos que fiz durante os anos que morei em Maceió em especial a Maryelli e a sua família que me adotaram.

Ao Heder por esses dois anos de convivência e amizade.

Quero agradecer a todos que se cruzaram comigo e que indiretamente contribuíram para este trabalho.

Finalizo agradecendo a uma pessoa muito especial, Hernani Gomes Assunção, por todo apoio, incentivo, amizade, amor, e pela confiança e valorização sempre tão entusiasta do meu trabalho, que me deram forças para lutar quando muitas vezes a minha vontade foi desistir.

RESUMO

O Presente trabalho tem como objetivo estudar o comportamento do vento e as suas particularidades em Craíbas – AL (09° 40' 03.4" S 36° 50' 40.2" W, 210m) e analisar a viabilidade do local em termos do aproveitamento eólico. Para tal foram usados dados do Projeto Previsão de Ventos para Parques Eólicos do Nordeste Brasileiro (PVPN). A área de estudo fica inserida na zona rural do município de Craíbas localizado na região central do estado de Alagoas. Foi efetuada uma análise climatológica por meio das médias mensais das variáveis meteorológicas (temperatura, umidade relativa, pressão, velocidade, direção e precipitação) Foi testada a hipótese do uso de dados de estações meteorológicas no estudo da energia eólica. As condições de estabilidade foram analisadas através do número de Richardson (Ri) e a classificação de Pasquill–Gifford–Turner. Foram utilizados os registro de rajadas em três níveis (100, 70 e 50m) como parâmetro analisar a regularidade do escoamento. Em seguida, foi feita uma investigação da influência das rajadas em regiões próximas. Por último, foi feita a análise da aptidão do local para o aproveitamento eólico usando o WASP (Wind Atlas, Analysis and Application Program). Os resultados mostraram que na altura de 100 m a velocidade média mensal varia cerca de 6,73 m/s entre o mínimo (maio) e o máximo (outubro). A velocidade média anual foi de 5,87 m/s a 50m e 6,25 m/s a 70m. O ciclo diário é marcado por um aumento ao longo da tarde com máximo no início da noite. A direção do vento variou pouco ao longo do ano tendo SE como direção predominante. O uso de dados de estações meteorológicas para auxiliar o presente estudo não se mostrou uma opção viável. A atmosfera foi predominantemente instável ao longo do ano (49%) sendo que 31% dos casos foram de estabilidade e 20% de atmosfera neutra. Em relação ao horário, esta foi predominantemente instável durante o dia (65,8%) e estável durante à noite (35,3%). A ocorrência de rajadas não tem nenhuma ligação com aquelas identificadas nas estações meteorológicas próximas sendo condicionada apenas pelas condições de estabilidade. Quanto aos parâmetros de *Weibull* o período de estudo apresentou uma velocidade média de 6,72 m/s, 'k' igual a 3,45 e 'A' igual a 7,5 m/s. Foi comprovado que tanto Craíbas como na região do entorno é viável a exploração do recurso eólico. Também foi comprovado que em Craíbas especificamente esta exploração pode ser feita em alturas menores que 100m viabilizando economicamente a instalação de um parque eólico.

Palavras-chave: Padrões de vento. Estabilidade atmosférica. Distribuição de Weibull. Energia eólica.

ABSTRACT

The aims of this work is to study the behavior of the wind and its peculiarities in Craíbas – AL (09° 40' 03.4" S 36° 50' 40.2" W, 210m) and to analyze the viability of place in terms of wind energy resource. For this purpose, data from the Wind Forecasting Project for Wind Farms in Northeast Brazil (PVPN) were used. The study area is inserted in rural zone of the municipality of Craíbas - AL located in the central region of the state of Alagoas. A climatological analysis was performed by monthly means of meteorological variables (temperature, relative humidity, pressure, velocity, direction, and precipitation). The hypothesis of using Meteorological stations data in the wind energy study was tested. The atmospheric stability conditions were analyzed by Richardson number (Ri) and Pasquill-Gifford-Turner classification. The gusts records were used in three levels (100, 70 and 50m) as parameters to analyze the flow regularity. Then, it was made an investigation of the influence of gusts in nearby regions. Finally, an analysis of site suitability for wind energy was made using the WASP (Wind Atlas, Analysis and Application Program). The results showed that at a height of 100 m the average monthly speed varies about 6.73 m/s between the minimum (May) and the maximum (October). The average annual velocity was 5.87 m/s at 50 m, 6.25 m/s at 70 m. The diurnal cycle is marked by an increase during afternoon with a maximum at the beginning of night. The wind direction varied little throughout the year with SE as the predominant direction. The use of Meteorological stations data supports the present study was not a viable option. The atmosphere was predominantly unstable throughout the year (49%) and 31% of the cases were stable and 20% neutral. Regarding the hourly, it was predominantly unstable during the day (65.8%) and stable at night (35.3%). The occurrence of gust has no connection with those identified in the Meteorological stations that are being conditioned only under the conditions of stability. Regarding the Weibull parameters, the period of study showed an average speed of 6.72 m/s, "k" equal to 3.45 and "A" equal to 7.5 m/s. It has been proven that both Craíbas and the surrounding region is viable to exploit the wind resource. It has also been proven that in Craíbas specifically this exploration can be done at heights less than 100m making the installation of a wind farm economically viable.

Key words: Wind patterns. Atmospheric stability. Weibull distribution. Wind power.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – a) Localização do sítio experimental. b) Imagem de satélite da região onde foi instalado a torre anemométrica.....	29
Figura 2 - Localização da estação meteorológica de Arapiraca.....	31
Figura 3 - Localização da estação meteorológica de Palmeira dos Índios.....	31
Figura 4 - Mapa: a) Relevo de Craíbas e Girau do Ponciano; b) Localização de Craíbas e Girau do Ponciano.....	34
Figura 5 – Valores mensais no período de abril de 2014 a março de 2015. a) Temperatura média ar em Craíbas (CR) e Arapiraca (AR); b) Umidade relativa média em Craíbas (CR) e Arapiraca (AR); c) Pressão em Craíbas (CR) e Arapiraca (AR); d) Precipitação acumulada mensal em Arapiraca.....	42
Figura 6 - Velocidade média em Craíbas (CR) e Arapiraca (AR) no período de abril de 2014 a março de 2015.....	43
Figura 7 - Direção do vento em Craíbas (CR) e Arapiraca (AR) no período de abril de 2014 a março de 2015.....	44
Figura 8 – a) Ciclo diário médio anual da velocidade do vento nas alturas de 100 m em Craíbas e 50 m Girau do Ponciano (RAMOS, 2012); b) Ciclo diário médio anual da velocidade do vento nas alturas de 50, 70 e 100m em Craíbas.....	46
Figura 9 - Velocidade normalizada, no período de abril/2014 a março/2015.....	48
Figura 10 - Velocidade normalizada para os últimos 10 minutos registrados em Craíbas, no período de abril/2014 a março/2015.....	49
Figura 11 - Rajada normalizada, no período de abril/2014 a março/2015.....	50
Figura 12 - Frequência de ocorrência (%) das três classes de estabilidade atmosférica em Craíbas durante o período de abril de 2014 a março de 2015: a) todo o conjunto de dados (dia e noite); b) durante o dia; c) durante a noite.....	52
Figura 13 - Frequência de ocorrência (%) das classes e subclasses de estabilidade atmosférica em Craíbas durante o período de abril de 2014 a março de 2015: a) todo o conjunto de dados (dia e noite); b) durante o dia; c) durante a noite.....	54
Figura 14 - variação da condição atmosférica durante o período noturno.....	55
Figura 15 - Ocorrência de rajadas em simultâneo nas camadas C12, C23 e C123 durante o período de abril de 2014 a março de 2015.....	58
Figura 16 - Condição atmosférica em Craíbas no mês de setembro (2014) e durante o período de abril (2014) a março (2015).....	59
Figura 17 - Condição atmosférica durante o dia em Craíbas no mês de setembro (2014) e no período de abril (2014) a março (2015).....	60
Figura 18 - Condição atmosférica a noite em Craíbas no mês de setembro (2014) e durante o período de abril (2014) a março (2015).....	61

Figura 19 - Ciclo diário de ocorrência de rajadas em simultâneo, durante o período de abril de 2014 a março de 2015.....	62
Figura 20 - Ciclo diário médio anual das rajadas nos níveis 1, 2 e 3, da torre anemométrica de Craíbas durante o período de abril de 2014 a março de 2015.	63
Figura 21 - Estatística do vento: a) Rosa dos Ventos ilustrando a frequências das direções ocorridas na região de Craíbas; b) Curva de distribuição de Weibull. Para a região de Craíbas, no período de abril/2014 a março/2015.....	65
Figura 22 - Velocidade média mensal e Desvio Padrão em Craíbas, no período de abril de 2014 a março de 2015.....	68
Figura 23 - Médias mensais do parâmetro de escala “A”, e da velocidade média mensal em Craíbas, no período de abril de 2014 a março de 2015.	69
Figura 24 - Médias mensais do Parâmetro de forma “k” e da velocidade média mensal em Craíbas, no período de abril de 2014 a março de 2015.	70
Figura 25 –Densidade de Potência, no período de abril de 2014 a março de 2015.....	72

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Descrição dos sensores usados na anemométrica de Craíbas.....	30
Tabela 2 - Classes de estabilidade PGT.....	37
Tabela 3 - variação em graus em cada ponto cardeal e colateral	40
Tabela 4 - Classificação da estabilidade atmosférica e percentagem de cada condição de estabilidade.....	56
Tabela 5 - Percentual de casos coincidentes nas três camadas durante o período de abril de 2014 a março de 2015.	57
Tabela 6 - Correlação entre as porcentagens de ocorrências de rajadas nas diferentes camadas.	61
Tabela 7 - Correlação entre as ocorrências de rajadas na torre anemométrica de Craíbas com as ocorridas nas estações meteorológicas de Arapiraca e Palmeira dos Índios durante o período de abril de 2014 a março de 2015.	64
Tabela 8 – Parâmetros de escala ‘A’.....	66
Tabela 9 - Parâmetros de forma ‘k’	66
Tabela 10 - Valores de ‘k’ e A para cada local levando em conta todos os setores e os dois setores de maior predominância (1° e 2°)	71

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

“**A**” – Fator de escala da distribuição de Weibull

AR – Arapiraca

“**c**” – Fator de escala da distribuição de Weibull

CLA – Camada Limite Atmosférica

CLN – Camada Limite Noturna

CLP – Camada Limite Planetária

CLS – Camada Limite Superficial

c_p - calor específico à pressão constante ($\text{MJ kg}^{-1}\text{K}^{-1}$)

CMm – Componente Meridional

CZm - Componentes zonal

CR – Craíbas

CRD – Camada Residual Diurna

C12 – Rajada simultâneo nos níveis 1 e 2

C23 – Rajada simultâneo nos níveis 2 e 3

C123 – Rajada simultâneo nos níveis 1, 2 e 3

dd - direção do vento (Graus)

Dp – Desvio padrão

Dvm – Direção vetorial média

E – Direção Leste

ENE – Direção Leste-Nordeste

ESE – Direção Leste-Sudeste

ff – velocidade do vento (m/s)

FINO1- Forschungsplattformen in Nord

g – aceleração da gravidade (m.s^{-2})

GP – Girau do Ponciano

INMET – Instituto Nacional de Meteorologia

“ **k** ” – Parâmetro de forma da distribuição de Weibull

L – Comprimento de Obukhov

MM – Média Mensal

N – Direção Norte

NEB – Nordeste Brasileiro

NE – Direção Nordeste

NNE – Direção Norte-Nordeste

NNW – Direção Norte-Noroeste

NW – Direção Noroeste

N1 – Nível de medição 1 (altura de 100m)

N2 – Nível de medição 2 (altura de 70m)

N3 – Nível de medição 3 (altura de 50m).

OWEZ – Windpark Egmond aan Zee

P – Potência

PGT – Pasquill–Gifford–Turner

PNAC – Plano Nacional de Mudanças Climáticas

PI – Palmeira dos Índios

PVPN – Projeto Previsão de Ventos para Parques Eólicos do Nordeste Brasileiro

Raj – Rajada

Ri – Richardson

S – Direção Sul

SE – Direção Sudeste

SSE – Direção Sul-Sudeste

SSW – Direção Sul-Sudoeste

SW – Direção Sudoeste

T – Temperatura (K)

TA – Torre anemométrica

U – Velocidade média

UR – Umidade Relativa

V – velocidade do vento

V_{mm} – Velocidade média mensal

VV_m – velocidade vetorial média

VV (AR) – Velocidade média em Arapiraca

VV (CR) – Velocidade média em Craíbas

W – Direção Oeste

WAsP – Wind Atlas, Analysis and Application Program

WRF – Meteorological Research and Forecasting Model

WNW – Direção Oeste-Noroeste

WSW – Direção Oeste-Sudoeste

Z – Altura de referência (m)

$\Delta\theta$ – Variação da temperatura potencial (K)

ΔZ – Espessura da camada (m)

ΔU – Variação da velocidade do vento na camada (m/s)

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
2	REVISÃO DE LITERATURA	16
2.1	Energia eólica no Brasil	16
2.2	Variabilidade do vento no território Brasileiro	18
2.3	Rajada	20
2.4	Estatística aplicada ao estudo da energia eólica	21
2.5	Estabilidade atmosférica	24
3	MATERIAIS E MÉTODOS	28
3.1	Localização da área de estudo	28
3.2	Aquisição e tratamento dos dados	29
3.3	Médias mensais	32
3.3.1	Escalares	32
3.3.2	Vetoriais	32
3.3.3	Precipitação	33
3.4	Ciclo diário médio anual	33
3.5	Velocidade Normalizada e Rajada Normalizada	35
3.6	Estabilidade Atmosférica	36
3.7	Relação entre rajadas nos 3 níveis da torre anemométrica	38
3.7.1	Rajadas em Simultâneo	38
3.7.2	Correlação entre as rajadas identificadas na torre anemométrica com as ocorridas nas estações meteorológicas de Arapiraca e Palmeira dos Índios	38
3.8	Vento e Aproveitamento eólico	39
3.8.1	Distribuição de <i>Weibull</i>	39
3.8.2	Potência do vento	40
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	41
4.1	Condições meteorológicas no período de estudo	41
4.1.1	Médias mensais	41
4.2	Vento e estabilidade atmosférica	44
4.2.1	Ciclo diário médio anual	44
4.2.2	Velocidade Normalizada para fins eólicos	47
4.2.3	Estabilidade atmosférica	50
4.2.4	Relação entre rajadas nos 3 níveis da torre anemométrica	56

4.3	Aproveitamento eólico	65
4.3.1	Distribuição de <i>Weibull</i>	65
4.3.2	Comparação entre Craíbas e Girau do Ponciano.....	70
4.3.3	Potência produzida em Craíbas nas alturas de 50m e 100m	72
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	73
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	74

1 INTRODUÇÃO

Face ao crescente aumento populacional em sintonia com o aumento tecnológico surge a necessidade de incrementar a oferta energética de modo a atender a demanda. Entretanto, este incremento na oferta energética sobrecarrega os sistemas de atendimento fazendo com que haja a necessidade de implementar novas fontes energéticas.

A preocupação com a preservação ambiental faz com que haja uma busca por alternativas energéticas que agridem o mínimo possível o ambiente. Pesquisadores como Tolmasquim et al. (2007), Garcilasso et al. (2015), Dolabella (2017) afirmam que uma boa matriz energética deve ser diversificada de modo que quando houver carência em um setor este pode ser compensado por outro.

No Brasil, já é de conhecimento que a hidroelétrica é a maior fonte usada na produção elétrica. Entretanto, esta fonte energética é dependente das condições de precipitação pois a quantidade de energia gerada é condicionada pela quantidade de água presente nos reservatórios hídricos. Segundo Carneiro (2014), nos períodos de estiagem em que os reservatórios apresentam níveis mais baixos, a hidroeletricidade é complementada por termoelétricas. Porém, o uso de combustíveis fósseis na geração de energia é um dos principais percursos do efeito estufa, tido como o principal vilão no aumento do aquecimento global além dos altos custos na geração de energia por meio destas fontes.

Visando a preservação ambiental e o suprimento de energia várias são as ações para inserção de fontes renováveis na matriz energética onde podemos destacar, a Agenda Elétrica Sustentável realizado pelo WWF-Brasil em 2008, que demonstrou que é possível dobrar a participação de fontes renováveis na matriz energética Brasileira.

Neste cenário, a energia eólica destaca-se entre elas, por ser uma fonte limpa, renovável e oferece uma série de vantagens e que quando não é benéfica é no mínimo menos agressora ao meio ambiente, podendo contribuir expressivamente nos quesitos necessários com relação aos custos de produção, segurança de fornecimento e sustentabilidade ambiental (Martins et al., 2008).

Carneiro (2014) aponta a existência de uma complementaridade sazonal entre o recurso hídrico e o eólico, visto que, precisamente nos meses de precipitações pouco expressivas ou inexistentes que o recurso eólico apresenta valores mais elevados.

Costa e Lyra (2012) afirmam que a inserção da energia eólica na matriz energética, produz um estoque virtual da energia das hidrelétricas tendo em conta que o aproveitamento

eólico faz com que as águas presentes nos reservatórios ficam estocadas para situações adversas como secas prolongadas que podem levar a necessidade de racionamento de energia.

Amarante et al. (2001) alega que essa sinergia potencial entre os regimes eólico e hídrico pode culminar o Brasil como possuidor de uma matriz elétrica estável e composta predominantemente por recursos renováveis.

Junto com os benefícios que esta fonte energética pode trazer para o país, Pereira et al. (2007) aponta que esta fonte traz também uma incerteza relacionada à produção final pois o vento possui características intermitentes que muitas vezes limita a aplicação.

Diante disto, estudos das características do regime do vento fornecem informações cruciais principalmente no que diz respeito a identificação dos padrões da área de estudo em função da variabilidade em termos de velocidade e direção. Já que segundo Martins e Pereira (2011) a falta de informações confiáveis sobre a variabilidade do recurso eólico é tida como um dos principais estorvos para o desenvolvimento mais rápido do setor eólico.

A previsão de vento de curto prazo, torna-se portanto, crucial tendo em vista que eleva a eficiência das previsões de modo a ter um melhor planejamento e rentabilidade na produção eólica, amenizando as perdas neste setor, suavizando uma possível defasagem com relação a geração de uma usina quando esta for instalada (RAMOS, 2012).

Este trabalho tem por objetivo estudar o comportamento do vento e as suas particularidades em Craíbas – AL e analisar a viabilidade do local em termos de aproveitamento eólico.

2 REVISÃO DE LITERATURA

Neste item será feito uma abordagem sobre o recurso eólico, onde será apresentado uma revisão de literatura, referente a energia eólica no Brasil, a variabilidade do vento no território Brasileiro, a importância do estudo de rajadas e das condições de estabilidade atmosférica no estudo do aproveitamento eólico e por último, a importância do uso de distribuições estatísticas no estudo da energia eólica.

2.1 Energia eólica no Brasil

De acordo com Silva et al. (2002) os levantamentos das características dos ventos em diferentes pontos do Brasil, em sintonia com as pesquisas realizadas por diferentes universidades, apontam para existência de um imenso potencial eólico neste país.

De modo a determinar as áreas de maior potencial eólico no território Brasileiro foi desenvolvido o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro que aponta o Nordeste Brasileiro (NEB) como região de maior potencial, principalmente nos estados do Ceará e Rio Grande do Norte (AMARANTE, 2001). Além do atlas, outros trabalhos foram desenvolvidos de modo fortalecer a ideia que o Brasil apresenta boas condições para o aproveitamento eólico.

Dentre este trabalhos, podemos citar o de Chou et al. (2006), onde os autores constataram que as principais regiões de ventos intensos e persistentes coincidiram com as regiões indicadas pelo Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, cujo as áreas de maior potencial localizam-se na divisa entre Piauí e Ceará, a divisa entre Piauí e Pernambuco, várias áreas na Chapada Diamantina na Bahia, litoral e faixa em pontos altos da Serra da Borborema, no Rio Grande do Norte e Pernambuco, litoral e algumas regiões altas no Ceará.

Embora haja a confirmação do potencial eólico do NEB pelo atlas vários estudos fortalecem esta proficuidade. Amarante et al. (2001), Silva et al. (2005) e Pereira et al. (2008) afirmam que o NEB é a região de maior potencial eólico no território nacional, ao qual pode contribuir significativamente na garantia de um bom suprimento energético do país.

Sauer et al. (2006) afirmam que as melhores áreas para a instalação de parques eólicos no Brasil encontram-se ao longo de sua costa, mais particularmente na sua região Nordeste.

Segundo Pereira (2007) a existência de estudos preliminares indicam de que as maiores velocidades do vento são observadas nos períodos em a vazão dos rios da região é reduzida dando, portanto, indícios de uma complementaridade sazonal entre o recurso eólico e hidroelétrico no NEB.

Lira et al. (2011) através da estimativa de recursos eólicos nas regiões de Paracuru e Camocim, localizadas no litoral do estado do Ceará usando a teoria da regressão linear asseguram que os resultados obtidos confirmam estes locais como potenciais sítios favoráveis para o aproveitamento da energia eólica.

Lima (2011) com o intuito de descrever o potencial eólico de cinco localidades do Estado da Paraíba de forma pontual e avaliar a capacidade do modelo atmosférico de mesoescala Brazilian Developments on the Regional Atmospheric Modelling System (BRAMS) em descrever a intensidade do vento nessas regiões usou dados observacionais de intensidade e direção do vento a 10 m de altura obtida nas estações do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). Constatou que dentre essas cinco regiões, Campina Grande apresenta o maior potencial eólico enquanto que São Gonçalo mostrou-se com baixos valores. Seu estudo mostrou também que as cinco estações analisadas revelam a existência de recursos eólicos na região que poderiam atender a demanda local por energia elétrica.

Vale ressaltar que além das áreas identificadas pelo Atlas Eólico Brasileiro outras áreas no NEB apresentam boas características para a instalação de parques eólicos.

O Atlas do potencial eólico do estado de Alagoas foi elaborado através de um convênio de cooperação entre a Centrais Elétricas Brasileiras - Eletrobrás, Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento - LACTEC e a Universidade Federal de Alagoas – UFAL (RAMOS, 2012).

O mesmo aponta que as áreas de maior potencial deste estado localizam-se nas regiões de Dunas de Piaçabuçu, serras de Água Branca e Mata Grande, Carneiros, Senador Rui Palmeira e Girau do Ponciano. Entretanto, ainda segundo o mesmo Atlas estas regiões apresentam limitações para a instalação de parques eólicos pelo fato de algumas estarem inseridas em áreas de proteção ambiental ou em áreas de difícil acesso. Finalmente, os cálculos apontaram que o Estado de Alagoas tem capacidade instalável em locais com velocidades superiores a 7,0m/s, a produção anual de 458 Gwh, 822GWh e 1.340GWh, nas alturas de 50m, 75m e 100m, o que representaria, respectivamente, 22%, 39% e 64% do consumo de energia elétrica do Estado, calculado com base no ano de 2006.

Outros estudos realizados reforçam a ideia de que o Estado de Alagoas apresenta boas condições para o aproveitamento eólico.

Silva et al. (2004) concluíram que o potencial eólico da direção predominante no litoral do estado de Alagoas foi menor do que aquele obtido no interior do Estado.

Os resultados encontrados por Costa (2009) apontam que os padrões médios com maiores velocidades do vento ocorreram na região do Agreste ($7,1 \pm 1,2 \text{ ms}^{-1}/\text{mês}$), seguido do

Sertão ($6,8 \pm 0,9 \text{ ms}^{-1}/\text{mês}$) e Litoral ($5,3 \pm 0,8 \text{ ms}^{-1}/\text{mês}$). Afirmando assim que regularidade da velocidade e a pouca variabilidade de direção do vento torna Alagoas uma ótima opção para a instalação de aerogeradores.

Análises realizadas por Costa e Lyra (2012) mostram que as maiores velocidades foram observadas no interior do Estado (Agreste e Sertão). Com relação a direção, o estudo mostrou a ocorrência de uma variabilidade da direção do vento entre o período seco e o chuvoso tanto na região litorânea como no agreste do estado. De modo geral, os resultados indicam que no interior do estado de Alagoas existe um maior potencial eólico em relação ao litoral do Estado não apenas pelas maiores velocidades mas também pela menor variabilidade tanto horária quanto ao longo do ano encontrada nas estações do interior.

Além dos estudos apresentados acima, a afirmação de que território Brasileiro é detentor de um imenso potencial para exploração do recurso eólico, é culminada pela quantidade de usinas eólicas já em operação.

Dados da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (2017), indicam que o território brasileiro possui 417 usinas instaladas em operação, representando uma potência fiscalizada de 10.479.642 kW representando 6,5571 % da matriz elétrica. Ainda segundo a ANEEL, o Brasil possui novas 154 usinas em fase de construção com uma potência outorgada de 3.609.000 kW.

2.2 Variabilidade do vento no território Brasileiro

Já é de praxe que a boa identificação do potencial eólico de uma dada localidade está diretamente relacionada à existência de uma série temporal de observações da velocidade e direção do vento a uma altura adequada. Segundo Vendramini (1986) *apud* Munhoz e Garcia (2008), o vento apresenta uma considerável variabilidade no espaço e no tempo devido a características intrínsecas da região como a localização geográfica do local, da rugosidade da superfície, do relevo, da vegetação, e também em função da época do ano. Sendo assim nos locais com potencial eólico os dados de direção dos ventos são cruciais para a definição do melhor posicionamento e dimensionamento das torres de energia para utilização do vento como fonte de energia (GALVANI et al.,1999).

Silva et al. (2002) reforça a afirmação de Galvani *et al.* (1999), que quanto maior for o conhecimento dessas características mais eficaz será a implementação de um tipo de turbina específico, de modo a proporcionar uma melhor rendimento energético em cada localidade identificada como detentora de bom potencial eólico e que enquadra-se nas condições

socioeconômicas do país. Assegurando também que o conhecimento da direção predominante do vento favorece uma melhor avaliação do potencial eólico da região quer em função das variações associadas à frequência do vento quer em função às variações de direção.

Segundo Costa e Lyra (2012), as pesquisas com energia eólica são limitadas pela falta de informações para este fim já que o ideal é se utilizar dados a partir de torres anemométricas situadas em locais adequados. Além disso, tais informações devem conter dados de velocidade e direção do vento em que a altura adequada de medição inicie-se a partir de 30 à 40m que são alturas onde o rotor irá operar devido a maior intensidade dos ventos.

Vale ressaltar que o estudo das velocidades e direções do vento no Brasil não é algo recente na literatura e pode ser encontrado trabalhos antigos que dão indícios de variabilidade sazonal dos ventos. Como podemos citar Machado (1950), Moreno (1961) e Reis e Berlato (1972).

Com intuito de estudar a variabilidade do vento nas regiões climáticas do Estado do Rio Grande do Sul, Machado (1950) e Reis e Berlato (1972) concluíram que nestas regiões, a direção predominante dos ventos é do quadrante leste: Nordeste (NE), Leste (E) e Sudeste (SE) cujo as velocidades médias mais elevadas ocorrem nos meses de primavera e as menores no outono. Sendo a direção predominante E, identificada também por Moreno (1961), no seu estudo direcionado a região de Santa Maria – RS.

Ao longo dos anos, várias outras pesquisas foram desenvolvidas de modo a estudar as características do vento para fins eólicos em diferentes regiões do Brasil.

Sacramento et al. (2006) realizaram um estudo sobre o potencial eólico da Serra da Ibiapaba situada no Estado do Ceará através do qual identificaram a existência de um bom potencial eólico nas regiões de São Benedito e Ubajara.

Silva et al. (2004) concluíram que a direção predominante do vento no NEB como um todo varia de N a S com predominância das direções E e SE.

Silva (2009) e Costa (2009) ao avaliarem a distribuição espaço-temporal da velocidade e direção do vento em Alagoas. Verificaram que as maiores velocidades do vento acontecem durante o verão que coincide com a estação seca local. Seus resultados apontam que a direção do vento é predominante de Leste-Sudeste (ESE) em todo o Estado. Relatando que uma característica comum para determinados sítios experimentais do interior consiste na ocorrência dos valores máximos da velocidade do vento no período noturno principalmente nas regiões serranas circundadas por planícies.

De acordo com o estudo de Alves (2001) a direção predominante do vento no NEB é de E com oscilações para SE e NE e que os ventos mais fortes, em média 4,3 m/s, ocorreram

no estado do Rio Grande do Norte e ventos mais fracos em média 2,7 m/s, ocorreram no estado do Maranhão.

Pinto et al. (2014) compararam os dados observados em duas torres anemométricas instaladas no estado de Alagoas com estimativas de vento produzidas em simulações numéricas realizadas com o modelo de mesoescala BRAMS para as regiões de Roteiro e Girau Ponciano. Verificaram que com relação ao mês de Novembro, correspondente a estação seca, tanto os valores observados quanto os estimados da velocidade do vento são maiores que os valores referentes ao mês de Maio, fato esperado para esta época do ano (estação seca) na região. E que a direção predominante observada em ambas torres anemométricas foram de NW/E.

2.3 Rajada

O termo rajada é definido por Linacre (1996), como sendo a maior velocidade do vento registrado num período de uma hora, correspondendo a uma variável instantânea, com dimensão de centímetros e duração de segundos.

Bueno et al. (2011) afirmam que as ocorrências de rajadas podem acarretar grandes prejuízos como acamamento de plantações, intensificação da evapotranspiração e a potencialização da erosão dos solos além de outros danos à sociedade como mortes violentas, destelhamento de construções, quedas de redes de transmissões, entre outros.

No que diz respeito ao aproveitamento eólico o estudo das rajadas é de suma importância dado a sua interferência nas direções do vento e nos danos que estes podem causar nos equipamentos (COSTA, 2009).

Para compreender este fenômeno alguns estudos foram desenvolvidos ao longo dos anos.

Bueno et al. (2011) objetivaram estimar as probabilidades de ocorrência de ventos a partir de valores observados focando naqueles em que as velocidades causaram danos à agricultura e ao meio urbano. A partir desses dados os autores determinaram suas direções predominantes para a região de Lavras (MG) verificando também o ajuste da distribuição Gama às velocidades máximas de vento para todos os meses do ano. Com isso os autores concluíram que os maiores valores de velocidade do vento são encontrados no período de setembro à fevereiro com probabilidades de ocorrências superiores às dos outros meses. E que para eventos extremos (velocidades acima de 100 km/h) as probabilidades de ocorrência são mínimas para todos os meses do ano. Seus resultados permitiram concluir que a direção

predominante de rajadas de ventos é E, seguida de oeste (W), de fevereiro à novembro. Porém, nos meses de janeiro e dezembro a direção dominante inverte-se, predominando W, seguida de E. De modo geral, os autores concluíram que independentemente da intensidade de rajadas de ventos, estas ocorrem com maiores probabilidades no período de setembro à fevereiro

Bautista et al. (2004) ao estudar o comportamento das rajadas de vento em Piracicaba – SP verificaram que a distribuição de Gumbel demonstrou ser a mais adequada para modelar os dados de velocidade máxima de vento em todos os meses do ano. Enquanto que Silva et al. (1997) concluíram em seu estudo sobre as rajadas máximas de vento durante um período de 20 anos ocorridas em Pelotas, Estado do Rio Grande do Sul que a distribuição Normal se mostrou mais adequado para representar as características do vento nesta região.

Oliveira et al. (2010) analisaram as rajadas máximas de ventos diárias e anuais na costa brasileira compreendendo as regiões de Sul à Sudeste. Períodos de retorno de 10, 25, 50 e 100 anos foram analisados levando os autores a concluírem que os ventos com velocidades muito altas apresentam baixas probabilidades de ocorrência com períodos de retorno variando de 50 à 100 anos visto que os resultados estiveram entre 1 à 10 anos de retorno.

Heldwein et al. (2003) verificaram que as rajadas fortes de vento em Santa Maria (RS) têm norte como direção predominante ao longo do dia e a média horária das rajadas de vento é maior nas horas mais quentes do dia.

2.4 Estatística aplicada ao estudo da energia eólica

A distribuição de frequência é sem dúvida uma das melhores alternativas para avaliar o potencial eólico de uma região (SILVA, 2003 *apud* ROCHA et al. 2012).

Sansigolo (2005) afirma que a avaliação do potencial eólico de uma região não é algo tão simples que exige um ajuste e verificação de diferentes distribuições teóricas de probabilidade às velocidades e preferencialmente às velocidades cúbicas do vento.

Várias são as distribuições estatísticas usadas no estudo do vento entre as quais podemos citar as distribuições de *Weibull*, Rayleigh, Beta, Gama e Normal.

Entre essas distribuições destaca-se a distribuição de Weibull de dois parâmetros por ser a mais adequada e por apresentar um bom ajuste à distribuição de frequência dos dados de velocidade do vento (MACEIRA et al., 2011; ROCHA et al. 2012). Sendo vários os estudos que fortalecem esta afirmação onde podemos citar os estudos de Justus et al. (1976); Van Der Auwera et al. (1980); Rehman et al (1994); Garcia et al. (1998); Nfaqui et al. (1998); Silva et

al. (2002), Archer e Jacobson (2003), em que ambos apontam a distribuição de *Weibull* como a que melhor se ajusta aos dados de velocidade de vento.

Esta distribuição depende de dois parâmetros: o parâmetro de escala ‘A’ e o parâmetro de forma ‘k’ (DALMAZ, 2007).

O parâmetro ‘A’ está diretamente relacionado a velocidade média do vento de modo que os meses cujo este fator apresenta valores mais altos correspondem a aqueles cujo as velocidades do vento são mais altas conforme afirmou Moura et al., 2004.

Com relação ao ‘k’, Martinez (2003) afirma que este geralmente apresenta valores entre 1,5 a 3 estando relacionado a regularidade dos ventos, de modo que quanto maior o valor de ‘k’, maior será a regularidade dos ventos em termos de velocidade.

Rocha et al. (2012) afirmam que apesar desta distribuição se ajustar bem a maioria dos regimes estatísticos de vento a aplicabilidade desta pode estar sujeita a discrepâncias significativas com dados reais.

De acordo com Dalmaz (2007) e Carneiro (2014) a distribuição de *Weibull* tem se revelado como sendo um método extremamente conveniente de caracterização de recursos eólicos.

A literatura apresenta uma vasta de trabalhos onde foi aplicado o uso desta distribuição de probabilidade para estudos das características do vento em diversas partes do mundo.

Hennessey (1977) e Justus et al. (1978), aplicaram a distribuição de *Weibull* à velocidade do vento medida em mais de cem (100) localidades dos Estados Unidos, e seus resultados concluíram que esse modelo foi o que proporcionou o melhor ajuste aos dados de distribuição de frequências da velocidade do vento.

Nfaqui et al. (1998) efetuaram um estudo sobre as características do vento e o potencial eólico da região mais ventilada de Marrocos, utilizando dados horários de 11 estações. Concluíram que a distribuição híbrida de *Weibull* representou melhor o dado observado, em detrimento da forma clássica desta distribuição.

Bandeira (1990) usou velocidades médias horárias do vento agrupadas em quatro períodos diários de seis horas cada e ajustados ao modelo de *Weibull*. Não foi identificada a direção predominante do vento assim como ocorreu nos estudos de Bastos et al. (1986, 1987) que, entretanto, não realizaram ajustamentos dos dados a nenhum tipo de distribuição probabilística no seu estudo para o zoneamento eólico do Nordeste brasileiro.

Coelingh et al. (1996) avaliaram as características do vento em 3 plataformas marítimas no Mar do Norte (costa Holandesa). O estudo permitiu obter as estatísticas das

velocidades, ciclos diários e anuais, a determinação dos parâmetros de *Weibull* através do método gráfico sendo averiguado também o comportamento do vento com a direção (30 graus).

Sousa e Granja (1997) obtiveram os parâmetros de *Weibull* para períodos semanais e mensais a partir de dados de velocidade e direção do vento medidos à 10 m no período de 1986 à 1991 em Campo Grande – MS.

Garcia et al. (1998) realizaram um estudo, através do qual obtiveram “k” e “c” para as regiões de vale e regiões montanhosas de Navarra (Espanha), onde constataram que o “c” teve uma grande variação de acordo com a direção considerada e que ambos os parâmetros apresentaram uma tendência crescente à medida que predomina certa direção do vento.

Merzouk (2000) com o intuito de elaborar o mapa do potencial eólico na Argélia fez o uso da distribuição de *Weibull* para caracterização das variações diárias e anuais da velocidade do vento ao longo de um período de 10 anos. O estudo permitiu concluir que o modelo de *Weibull* é o mais usado para descrever a variação das velocidades do vento, a exceção das regiões onde os registros das frequências do vento são fracos pois nesses casos deve-se adotar a distribuição híbrida de *Weibull*.

Alves (2001) objetivou a determinação da potência média horária da direção predominante do vento no Nordeste Brasileiro. Nesse estudo foi feita a identificação da frequência relativa associada à velocidade média horária do vento naquela direção predominante sendo feito também a estimativa dos parâmetros da distribuição de *Weibull* de acordo com dois métodos. O autor concluiu que distribuição estatística de *Weibull* apresentou um bom ajuste que foi comprovado pela consistência verificada na obtenção dos parâmetros de forma e de escala.

Silva et al. (2002) ao analisarem as características do vento predominante e o potencial eólico médio usando dados de 77 localidades da região Nordeste do Brasil concluíram que a distribuição de *Weibull* representou adequadamente a distribuição de frequências da velocidade do vento.

Sansigolo (2005) objetivou efetuar uma análise crítica da metodologia envolvida nas estimativas de potencial eólico através da avaliação e comparação dos ajustes de algumas distribuições de probabilidade como à de *Weibull*, Log-Normal e Beta aos dados de velocidades e potências mensais e anuais do vento em Panorama, SP. Tendo concluído que a distribuição Beta foi a que melhor se ajustou à maioria dos conjuntos de velocidade do vento (13 dos 14 analisados). E que as distribuições de *Weibull* e Log-Normal foram as que melhor

se ajustaram aos conjuntos de velocidade cúbica do vento (8/14 no caso da *Weibull* e 6/14 no caso da LogNormal).

Gabriel Filho *et al.* (2008) utilizaram a distribuição de *Weibull* para caracterizar o comportamento eólico na região de Botucatu-SP a fim de determinar o potencial energético para implementação de turbinas eólicas e concluíram que o modelo de *Weibull* foi adequado a distribuição obtida. Encontrando parâmetros “k” e de escala (“A”) na faixa de 2,053 e 3,132 respectivamente.

Himri *et al.* (2010) utilizaram dados de velocidade do vento horários registrados ao longo de um período de 5 anos (2002-2006) para a realização de uma análise estatística de velocidades do vento em Tindouf, na Argélia utilizando o WASP. Neste estudo os autores constataram que os parâmetros da distribuição de *Weibull* (“A” e “k”) variaram entre 8,0 e 8,9 m/s, e 2,54 -3,23 respectivamente.

Lima (2011) fez o uso da distribuição de *Weibull* para caracterizar a amplitude da distribuição de velocidades dos ventos em cinco regiões do estado da Paraíba. Em seu estudo concluiu que distribuição de frequência da velocidade dos ventos revela que em São Gonçalo a maior ocorrência de ventos é na faixa de 1,5 a 3,5 m/s enquanto que para as demais estações os ventos são superiores a 4 m/s em especial Patos, Campina Grande e João Pessoa.

Silva *et al.* (2013) utilizando a mesma metodologia de Gabriel Filho *et al.* (2008) com o objetivo de caracterizar o comportamento dos ventos e o potencial eólico para Seropédica-RJ concluíram que o modelo de *Weibull* ajustou-se bem aos dados de distribuição de frequência de ventos dessa região e que este pode ser utilizado para estudar o comportamento dos ventos desta localidade sendo encontrado um “k” no valor de 2,025. Quanto ao fator de escala os autores afirmam que este apresentou um valor característico de ventos de baixa velocidade com “A” igual 3,317.

2.5 Estabilidade atmosférica

A estabilidade atmosférica, nada mais é que uma tendência atmosférica que reduz ou intensifica o movimento vertical ou, alternativamente, que suprime ou aumenta a turbulência existente (ZORAS, 2006).

O conhecimento da estabilidade atmosférica é extremamente importante no estudo da energia eólica, devido a sua interferência na fadiga mecânica dos aerogeradores, além de suas influências nas simulações atmosférica de microescala (RAMOS, 2012).

Dorweiler (2007) relata também que o estudo da estabilidade é crucial para a energia eólica, visto que as pás de hélices de turbinas grandes podem sofrer com os efeitos da estratificação em cada volta, devido ao fato de que em camadas diferentes podem ocorrer estabilidades diferentes.

Sucevic e Djurisc (2012) afirmam que mudanças nas condições de estabilidade atmosférica afetam o perfil do vento, e conseqüentemente, o potencial eólico e a produção anual de energia (AEP) num parque eólico. Portanto, o conhecimento das condições de estabilidade atmosférica quando o potencial eólico é estimado.

Segundo Hutschemaekers (2014), nas condições estáveis, a mistura de ar de diferentes camadas é menor, logo o cisalhamento do vento diminui com a altura, resultando em um pequeno aumento da velocidade média do vento. Já nas condições instáveis, o autor afirma que a mistura de diferentes camadas na camada limite de superfície é elevada e conseqüentemente a intensidade da turbulência será, portanto, mais elevada, fazendo com que as camadas em baixas altitudes com baixas velocidades do vento misturem com camadas em altitudes mais altas resultando em uma velocidade média menor do vento.

Vários estudos comprovam a influência da estabilidade atmosférica sobre o desempenho energético (CHRISTENSEN e DRAGT, 1986; FRANSDEN, 1987; ELLIOTT e CADOGAN, 1990; ROHATGI e BARBEZIER, 1999; KAISER et al., 2003; LANGE et al., 2004; HONHOFF, 2007; SATHE e BIERBOOMS, 2007; TINDAL et al., 2008; RARESHIDE et al., 2009; WAGNER et al., 2009; WHARTON e LUNDQUIST, 2012).

As condições de estabilidade atmosférica, podem ser determinadas por diferentes métodos, com diferentes graus de complexidade (MUHAN et al., 1998). Dentre esses métodos, o número de Richardson, o comprimento de Monin-Obukhov, a classificação de estabilidade de Pasquill-Gifford e a classificação de estabilidade de Pasquill-Turner Method (PTM) são dos esquemas comuns (MUHAN et al., 1998; PAL ARYA, 1999; ZORAS et al., 2006; TURNER, 1964).

Ao longo dos anos vários estudos analisaram as condições de estabilidade atmosféricas para fins eólicos.

Barthelmie (1999), efetuou um estudo na usina eólica offshore de Vindeby, na Dinamarca, onde observou que a influência da estabilidade no perfil do vento é mais intensa em baixas velocidades do vento, onde a frequência das diferentes classes de estratificação na camada limite é dividida uniformemente em classes instáveis e estáveis.

Coelingh et al. (1996) usando medidas (até 75 m) de várias plataformas no Mar do Norte holandês constataram que as condições são predominantemente instáveis.

Tambke et al. (2006) realizou um estudo no parque eólico offshore de Horns Rev, 18 km a oeste de Jutland, Dinamarca durante o período de outubro de 2001 à abril de 2002, onde constatou que as condições atmosféricas estáveis foram determinadas durante 45% do tempo. Para a mesma região, Peña et al. (2008) relataram que as condições atmosféricas estáveis em 7% do tempo durante o ano de 2004.

Costa (2009) usou o número de Richardson para avaliar o comportamento da estabilidade atmosférica no seu ciclo anual através do cálculo de parâmetros de estabilidade em Feliz Deserto (Alagoas). O autor observou que a região apresenta maior situação de estabilidade atmosférica durante todo o ciclo anual, sendo maior no período de verão e diminuiu à medida que aproxima-se o inverno.

No estudo de Barthelmie e Jensen (2010) no parque eólico de Nysted, ao sul da ilha Dinamarquesa de Lolland, os autores observaram que, condições estáveis ocorriam em mais de 35% do tempo entre 2004 à maio de 2006.

Sathe (2010) observou que no parque eólico offshore de Egmond aan Zee (OWEZ) no Mar do Norte Holandês a estabilidade atmosférica é caracterizada por condições instáveis e neutras devido ao ar frio sobre o mar mais quente, com raras ocorrências de condições muito estáveis.

Sucevic e Djurisc (2012) analisaram o impacto das condições de estabilidade atmosférica na estimação do potencial eólico e na produção anual de energia (AEP) de turbinas eólicas.

A avaliação da condição de estabilidade atmosférica durante o período de um ano na região de Banat (Sérvia) foi feita com base em dois métodos. No Método I a classificação das condições de estabilidade atmosférica foi feita de acordo com o comprimento de Obukhov, com base na medição das velocidades do vento nas duas alturas de 10 e 60 metros. No Método II a classificação de estabilidade foi feita de acordo com o esquema de Pasquill, a partir da medida disponível da velocidade do vento a 10m acima do solo e medições de irradiação solar.

Wharton e Lundquist (2012) investigaram a dependências de desempenho de energia em um parque eólico da Costa Oeste da América do Norte e concluíram que potência gerada a uma determinada velocidade do vento é maior em condições estáveis e menor em condições fortemente convectivas, em que as diferenças médias de potência aproximam-se de 15%.

Holtslag et al. (2014) usaram o comprimento de Obukhov (L) para analisar a influência da estabilidade atmosférica no cisalhamento do vento e, e consequentemente na estimativa da carga para a concepção de turbinas eólicas no parque eólico de Egmond aan

Zee (OWEZ) no mar do norte da costa Holandesa. Os autores observaram que, em geral, as velocidades fracas (abaixo de 10 m/s), prevalecem em condições muito instáveis, enquanto para velocidades de vento forte (acima de 15 m/s) são mais frequentes nas condições neutras. Seus resultados permitiram concluir que o cisalhamento do vento depende fortemente da estabilidade atmosférica, especialmente para condições estáveis.

Holtslag et al. (2014) objetivaram avaliar a dependência das cargas de fadiga das turbinas eólicas sobre a estabilidade atmosférica. Para tal, adotaram a Teoria de Monin-Obukhov para descrever as condições atmosféricas como uma função da estabilidade usando um ano de dados de observação extraídos de um Mastro meteorológico situado a 85 km no mar do norte (costa Holandesa). Os autores mostraram que o cisalhamento do vento e a turbulência são inversamente dependentes da estabilidade atmosférica. Seus resultados permitiram concluir que as cargas de fadiga são mais elevadas para condições fortes instáveis causadas por um forte aumento nos níveis de turbulência, enquanto que nas condições muito estáveis, as cargas de fadiga são mais baixas, o que pode ser contra-intuitivo devido aos fortes níveis de cisalhamento do vento tipicamente observados durante tais condições.

Krogsæter e Reuder (2015) testaram cinco esquemas diferentes de Camada Limite Planetária (CLP) no modelo Meteorological Research and Forecasting (WRF) de modo a analisar à sua capacidade de modelar parâmetros de camada limite relevantes para implantações eólicas offshore. As simulações do modelo foram verificadas com base no conjunto de dados observacionais disponíveis na plataforma de pesquisa FINO1 (localizado em 54,01N e 6,59E, cerca de 45 km ao norte da costa alemã ao sul do Mar do Norte). Seus resultados apontaram que no inverno, a camada limite marítima atmosférica é mais ou menos neutra com vários episódios de períodos instáveis. Durante a primavera e o início do verão, a ocorrência de períodos com estratificação muito estável torna-se dominante com condições estáveis até 40-45% do tempo quando o ar continental quente advém do Sul.

3 MATERIAIS E MÉTODOS

3.1 Localização da área de estudo

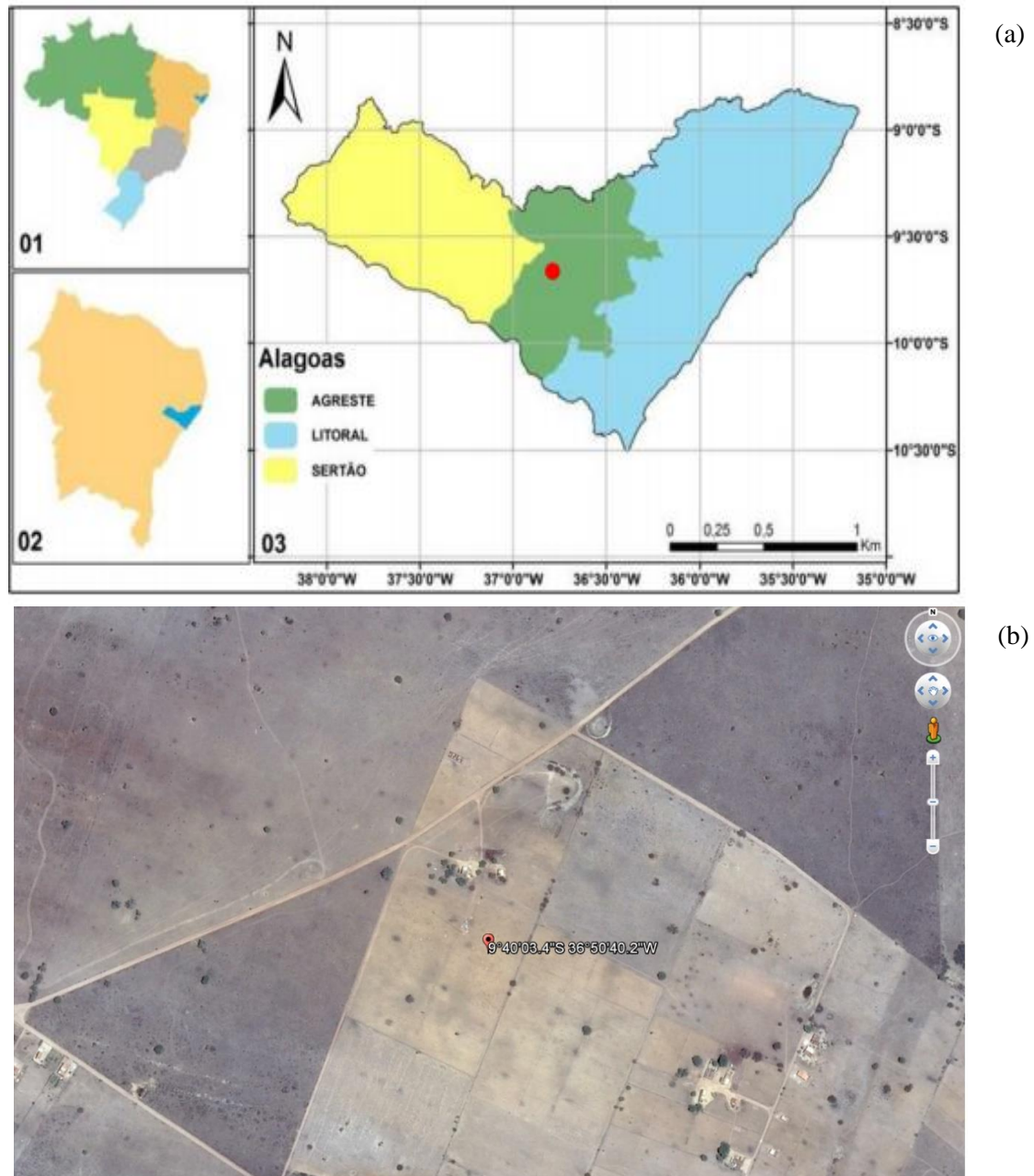
Para a realização deste estudo, foram utilizados dados do Projeto Previsão de Ventos para Parques Eólicos do Nordeste Brasileiro (PVPN).

A área de estudo está localizada na zona rural do município de Craíbas (09° 40' 03.4" S 36° 50' 40.2" W, 210m), região central do estado de Alagoas.

A escolha desta área é devido à sua localização geográfica, situada no sertão Alagoano. Estudos anteriores (COSTA, 2009; RAMOS, 2012) comprovam que entre as regiões do estado, o sertão apresenta melhores condições para implementação de um parque eólico. Além da localização geográfica, outro aspecto que contribuiu para a escolha da área, foram as características do terreno (topografia plana e vegetação rasteira).

A localização exata do sítio experimental bem como as características do terreno está ilustrada na figura 1.

Figura 1 – a) Localização do sítio experimental. b) Imagem de satélite da região onde foi instalado a torre anemométrica.



Fonte: Ramos (2012); Google Earth (2017)

3.2 Aquisição e tratamento dos dados

Para obtenção dos dados, foi instalado, uma torre anemométrica de 100m de altura equipada com um sistema de aquisição de dados, modelo CR1000-series (Campbell Scientific inc. – USA), abastecida por energia solar captada em um painel fotovoltaico, do modelo KS-20 (KYOCERA) e armazenada em uma bateria de gel (TROJAN BATTERY COMPANY).

As especificações dos sensores utilizados bem como os níveis de medição se encontram na tabela 1.

Tabela 1 - Descrição dos sensores usados na anemométrica de Craíbas.

Equipamento	Modelo	País de fabricação	Altura instalada (m)
Anemômetro	A100LK-L300		50
	A100LK-L210	UK	70
	A100LK-L150		100
Sensor de direcção do vento (Windwane)	024A-L300		50
	024A-L210	USA	70
	024A-L150		100
Sensor de temperatura e umidade	HMP155A-L9	FI	12,4
	HMP155A-L300	FI	99,2
Barômetro Vaisala PTB110 (500 - 1100 hPa)	CS106	FI	14

Fonte: Autora (2016)

As médias para a cada variável meteorológica correspondentes, foram registradas a cada 10 minutos. Os dados eram coletados a cada 30 dias durante as visitas periódicas.

De posse dos dados foi feito a conversão dos dados do formato TXT para planilhas do software Excel. Em seguida os dados foram organizados em planilhas mensais.

Uma consistência dos dados foi feita para a seleção do período de estudo. A série de dados usada no estudo corresponde ao período de abril de 2014 a março de 2015 coletadas nas alturas de 50, 70 e 100 m, correspondentes aos níveis 1, 2 e 3 respectivamente, da torre anemométrica.

Dados obtidos diretamente das estações meteorológicas do INMET relativamente próximas ao sítio experimental, instaladas em Arapiraca (09° 48' 16.4" S 36° 37' 09.1" W) e Palmeira dos Índios (09° 25' 13.2" S 36° 37' 13.3" W) foram também utilizadas neste estudo.

As localizações dessas estações são mostradas nas figuras 2 e 3.

Figura 2 - Localização da estação meteorológica de Arapiraca.



Fonte: Google Earth (2017)

Figura 3 - Localização da estação meteorológica de Palmeira dos Índios.



Fonte: Google Earth (2017)

3.3 Médias mensais

Neste tópico aborda-se os procedimentos usados para a determinação da média mensal de cada variável divididas em escalares e vetoriais. Os resultados encontrados em Craíbas, foram confrontados com os encontrados em Arapiraca, por ser a estação mais próxima.

3.3.1 Escalares

Para as variáveis temperatura, umidade relativa e pressão, foram elaborados histogramas obtidos a partir do cálculo das medias mensais provenientes, dos dados mensais de Craíbas (50m) e de Arapiraca.

3.3.2 Vetoriais

Foi feito a determinação do vento médio mensal (direção e velocidade) em Craíbas e Arapiraca. Para tal, foi feito a determinação das componentes zonais (CZm) e meridionais (CMm) médias em cada local. Tais componentes, são calculadas utilizando as equações 1 e 2 respectivamente, conforme a metodologia apresentada por Da Silva (2007).

$$CZ = u = -ff \operatorname{sen} dd \quad (1)$$

$$CM = v = -ff \operatorname{cos} dd \quad (2)$$

ff - velocidade do vento (m/s)

dd - direção do vento (Graus)

Em seguida foi feito o cálculo da velocidade vetorial média (VVm) usando a equação 3, e da direção vetorial média (Dvm) usando a equação 4 ou 5.

$$VVm = \sqrt{CZm^2 + CMm^2} \quad (3)$$

$$Dvm = -\operatorname{arcos} (-CMm / VVm) \quad (4) *$$

$$Dvm = 360 - [-\operatorname{arcos} (-CM / VV)] \quad (5) **$$

* Para dd menor ou igual a 180°

** Para dd maior que 180°.

De posse dos valores de velocidade vetorial e direção vetorial, foram elaborados os histogramas de velocidade média e da direção em Craíbas e Arapiraca.

3.3.3 Precipitação

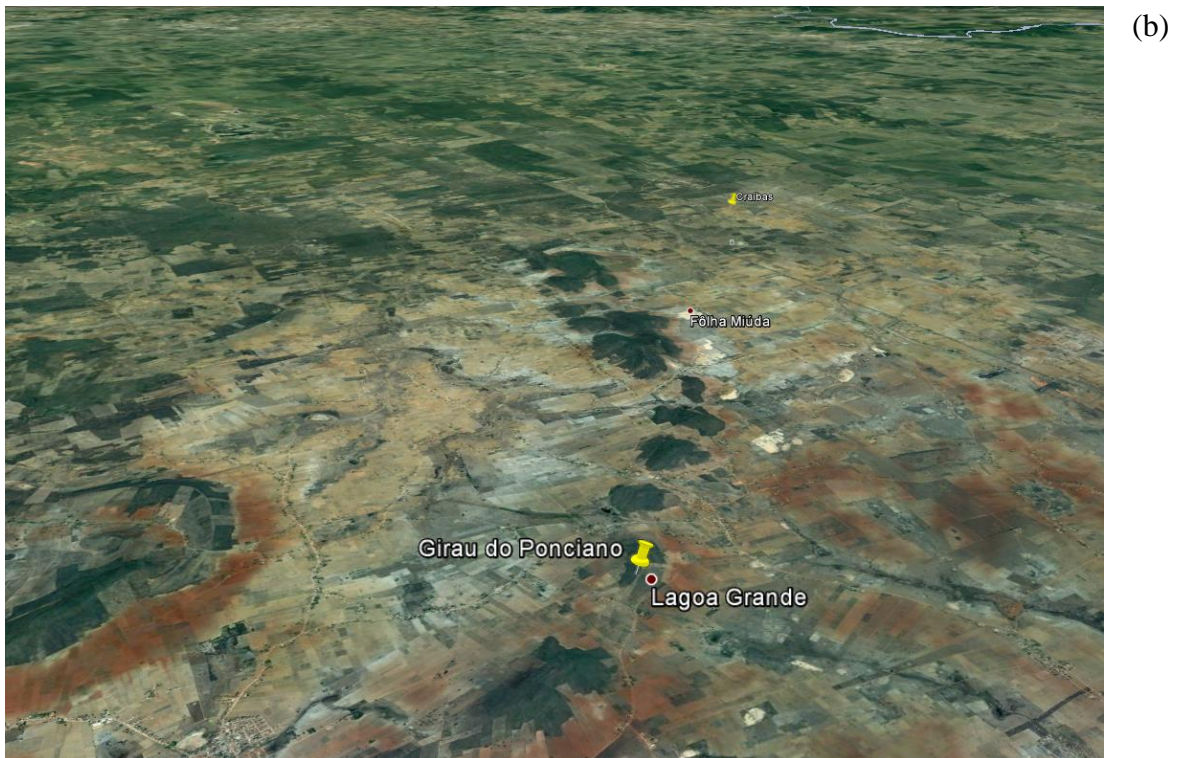
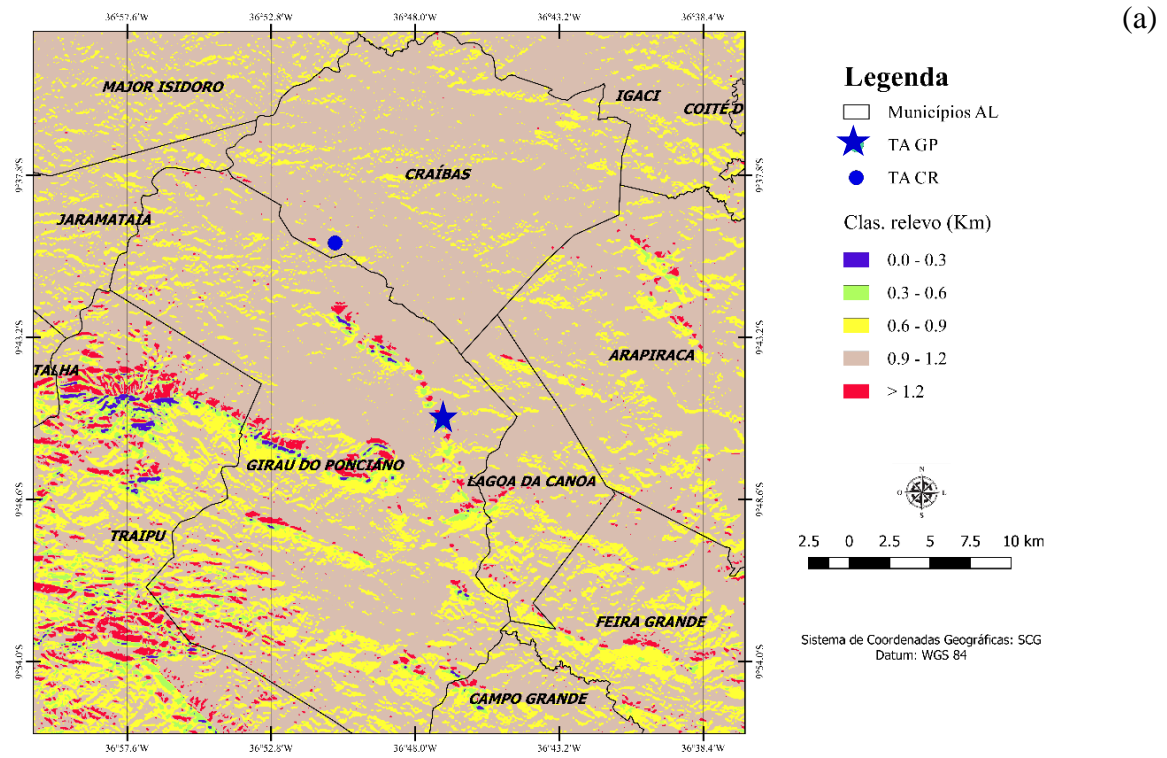
Foi calculada a precipitação acumulada fazendo uso apenas dos dados mensais provenientes da estação meteorológica de Arapiraca.

3.4 Ciclo diário médio anual

Com base nos arquivos mensais, foi feita a determinação das velocidades médias horárias ao longo de todo o período estudado nos três níveis da torre anemométrica de Craíbas. Uma comparação entre os valores encontrados neste estudo na altura de 100 m, com os encontrados por Ramos (2012) na torre anemométrica de Girau do Ponciano (50m de altura) a cerca de 13 km de distância, foi efetuada, com objetivo de averiguar a similaridade entre estes, por se tratarem de locais próximos.

Vale salientar que a torre de Craíbas foi instalada em região plana (210m de altitude) e a de Girau do Ponciano no topo de uma colina (410m de altitude), com maior rugosidade conforme mostra a figura 4.

Figura 4 - Mapa: a) Relevo de Craíbas e Girau do Ponciano; b) Localização de Craíbas e Girau do Ponciano.



Fonte: Mapa de relevo (autora, 2017); Google Earth (2017)

3.5 Velocidade Normalizada e Rajada Normalizada

Os dados horários de velocidade e de rajada encontradas em Craíbas (CR), Arapiraca (AR) e Palmeira dos Índios (PI) foram normalizados, com o propósito de averiguar a possibilidade de fazer o uso dos dados das estações meteorológicas para estudo da energia eólica, por meio de algoritmos caso o ciclo das velocidades normalizadas for similar nesses 3 locais.

Para efetuar esta comparação foram usadas as médias horárias de velocidade e de rajadas referentes ao nível 3 (50m) em Craíbas e os dados provenientes das estações de Arapiraca e Palmeira dos Índios. No caso das estações do INMET é feito o registro das máximas em cada hora.

A normalização dos dados foi feito através da divisão de cada média horária de velocidade e rajada pelas médias mensais de cada variável, ao qual foi aplicado um teste lógico para contar o número de casos em que os valores normalizados ocorriam em 10 intervalos de:

0,0 - 0,1

0,1 - 0,2

0,2 - 0,3

0,3 - 0,4

0,4 - 0,5

0,5 - 0,6

0,6 - 0,7

0,7 - 0,8

0,8 - 0,9

0,9 - 1,0

Em seguida foram confeccionados gráficos mensais que mostram a frequência de ocorrência de cada intervalo de velocidade normalizada correspondente a cada localidade.

3.6 Estabilidade Atmosférica

As condições de estabilidade atmosférica em Craíbas foram determinadas através do Número de Richardson (Ri).

Antes de calcular o número de Richardson, foi feita a correção da temperatura, visto que as alturas em que foram instalados os termohigrometros (12,4 m e 99,2 m) diferem das usadas na instalação dos anemômetros (50 m, 70 m e 100 m).

A correção da temperatura, consiste em extrapolar a temperatura do ar para a mesma altura dos anemômetros.

Para tal foi feita uma adaptação da equação usada para determinação de temperatura para a atmosfera em equilíbrio hidrostático apresentado por Shen *et al.* (1986).

Deste modo, a determinação da temperatura corrigida para cada nível, foi com base na equação 6 dada por:

$$T = T_0 - \gamma Z \quad (6)$$

Onde:

T – Temperatura corrigida (K)

T₀ – temperatura no nível mais baixo da torre (K)

$\gamma = 0,0065^\circ\text{C}$ para $Z \leq 10769$ m

Z - altura de referência (m)

Após a correção da temperatura, calculou-se o Número de Richardson (Ri) proposto por Oliveira Júnior *et al.* (2010) em que:

$$Ri = \frac{g}{T_0} \frac{\Delta\theta\Delta Z}{(\Delta U)^2} \quad (7)$$

$$\theta = T + \left(\frac{g}{c_p}\right)Z \quad (8)$$

g- aceleração da gravidade ($\text{m}\cdot\text{s}^{-2}$)

c_p - calor específico à pressão constante ($\text{MJ kg}^{-1}\text{K}^{-1}$)

T – Temperatura do ar no nível de referência (K)

T_0 – Temperatura no nível mais baixo da torre (K)

g/T_0 - parâmetro de fluabilidade ($m \cdot s^{-2} \cdot K^{-1}$)

Z_2 - Altura do nível 2 (m)

Z_1 -Altura do nível 1 (m)

$\Delta\theta$ - Variação da temperatura potencial “ $\theta_{(Z_2)}-\theta_{(Z_1)}$ ” (K)

Δz – Espessura da camada “ Z_2-Z_1 ” (m)

ΔU - Variação da velocidade do vento na camada “ $U_{(Z_2)} - U_{(Z_1)}$ ” (m/s)

g/c_p - razão adiabática seca ($9,8 \times 10^{-3} K m^{-1}$)

Neste estudo, o Número de Richardson foi calculado entre as alturas de 50m e 100m da torre anemométrica de Craíbas.

De acordo com a classificação de Pasquill–Gifford–Turner (PGT) proposta por Krogseter e Reuder (2014), as condições de estabilidade possuem 7 classes (tabela 2).

Tabela 2 - Classes de estabilidade PGT

Classe de estabilidade	Limite de Ri
A - Muito instável	$Ri < - 5,34$
B - Instável	$- 5.34 \leq Ri < - 2.26$
C - Fracamente instável	$- 2.26 \leq Ri < - 0.569$
D - Neutra	$- 0.569 \leq Ri < 0.083$
E - Fracamente estável	$0.083 \leq Ri < 0.196$
F - Estável	$0.196 \leq Ri < 0.49$
G -Muito estável	$Ri \geq 0.49$

Fonte: Krogseter e Reuder (2014)

3.7 Relação entre rajadas nos 3 níveis da torre anemométrica

3.7.1 Rajadas em Simultâneo

A partir dos registros dos horários em que as máximas ocorreram (hhmmss) e da magnitude dessas rajadas, aplicou-se um teste lógico para contabilizar o número de casos em que as rajadas ocorreram simultaneamente em dois ou mais níveis:

C12 - Simultaneamente nos níveis 1 e 2

C23 - Simultaneamente nos níveis 2 e 3

C123 - Simultaneamente nos níveis 1, 2 e 3

Posteriormente foi efetuado o somatório do número de casos identificados e em seguida o cálculo do percentual de dados em que as rajadas ocorriam em simultâneo nos níveis analisados.

3.7.2 Correlação entre as rajadas identificadas na torre anemométrica com as ocorridas nas estações meteorológicas de Arapiraca e Palmeira dos Índios.

Foi feito o uso das rajadas máximas horárias de Craíbas e dos dados horários de rajadas obtidas diretamente do banco de dados do INMET das estações de Arapiraca e Palmeira dos Índios.

De posse dos dados rajadas horárias foi feito a determinação das médias diárias das rajadas em cada local.

Antes de efetuar a correlação, foi aplicado um teste lógico de modo a eliminar os dados em que as rajadas identificadas na torre anemométrica e nas estações meteorológicas fossem iguais ou inferiores as médias diárias encontradas nestes locais.

No total foram analisados 8758 dados, sendo excluídos 63% destes na análise entre Craíbas e Arapiraca e 65% na análise entre Craíbas e Palmeira dos Índios.

3.8 Vento e Aproveitamento eólico

3.8.1 Distribuição de *Weibull*

A distribuição estatística de *Weibull* leva em conta o ajuste dos dados em função da média da velocidade do vento e concentração da distribuição de frequência das classes de velocidade do vento. Segundo Carneiro (2014), a média dos valores encontrados define o centro de uma distribuição, sendo a medida mais comum de tendência central determinada segundo uma regra estabelecida que se utiliza para representar todos os valores da distribuição.

Tendo em conta que os parâmetros de *Weibull* estão intimamente ligados a produção de energia, estes devem ser analisados na altura em que comumente se instala um aerogerador. Neste âmbito, para este trabalho especificamente, foram analisados a velocidade média mensal (e seus desvios padrão), e os parâmetros de *Weibull*, ambos referentes ao Nível 1 (100m de altura) da torre anemométrica de Craíbas, a fim de avaliar o potencial eólico da região por meio dessas variáveis.

O software WAsP (Wind Atlas, Analysis and Application Program) foi utilizado para a elaboração de curvas de distribuição de *Weibull* para verificação das frequências em que cada velocidade ocorre e a confecção de rosas dos ventos para determinação da velocidade predominante, em cada nível.

Tanto os parâmetros de *Weibull* como a rosa dos ventos, foram obtidas por meio de software WAsP que, além de calcular “k” e “A”, calcula também a velocidade média “U” e a potência “P”.

Os cálculos foram feitos separadamente para cada mês utilizando os dados de velocidade e direção (obtida usando as equações 3 ou 4 para a região de Craíbas) na frequência de registro original (10 minutos) correspondente a cada nível, convertidos no formato TXT.

Vale ressaltar que, as configurações do WAsP, consideram as velocidades abaixo de 2m/s como condições de calmaria, e que cada classe (*range* do histograma) apresenta velocidade de vento a cada 1 m/s.

Com relação as rosas dos ventos, estas foram confeccionadas de modo a apresentarem 16 setores com 22,5° cada, conforme tabela 3.

Tabela 3 - variação em graus em cada ponto cardeal e colateral

Direção do vento	Graus
N	0°
NNE	22,5°
NE	45°
ENE	67,5°
E	90°
ESE	112,5°
SE	135°
SSE	157,5°
S	180°
SSW	202,5°
SW	225°
WSW	247,5°
W	270
WNW	292,5°
NW	315°
NNW	337,5°

Fonte: Autora (2016)

3.8.2 Potência do vento

Foi efetuado o cálculo densidade de potência do vento em Craíbas (sem especificar o aerogerador), nas alturas de 50m e 100m da torre através da equação apresentada por SILVA (2011), em que:

$$DP = \frac{1}{2} \rho v^3 \quad (\text{Equação 9})$$

Onde:

DP – Densidade de potência (W/m²);

ρ - massa específica do ar (kg/m³);

v - velocidade do vento (m/s).

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 Condições meteorológicas no período de estudo

Neste tópico serão apresentados as médias- mensais da temperatura, umidade relativa, pressão atmosférica, velocidade do vento, direção do vento, coletados durante o período de estudo em Craíbas - AL (torre anemométrica do projeto PVPN) e em Arapiraca – AL (estação meteorológica mais próxima ao local de estudo). E a precipitação acumulada na estação meteorológica de Arapiraca.

4.1.1 Médias mensais

Na Figura 5a apresenta as médias mensais da temperatura do ar através das médias mensais em Craíbas e em Arapiraca. Verifica-se que, apesar de ser um pouco mais alta em Craíbas, possuem padrões idênticos. As temperaturas máximas ocorreram no mês de março, com os valores de 26,60°C em Craíbas e 26,27 °C em Arapiraca. As mínimas de 22,99°C em Craíbas e 22,10°C em Arapiraca, ambas registradas no mês de agosto.

Durante o período estudado, a temperatura média foi de 24,93°C em Craíbas e de 24,42 °C em Arapiraca. As maiores amplitudes térmicas são verificadas em meses mais amenos (junho, julho e agosto). Isto provavelmente ocorre por causa da localização das duas localidades, visto que Craíbas fica localizado no sertão Alagoano enquanto que Arapiraca fica localizado na região agreste. Além disso, nestes meses, a direção predominante nas duas regiões é de SE, deste modo, a temperatura na região onde fica localizado a estação meteorológica de Arapiraca, não recebe influência do ar mais quente da cidade, como ocorre quando a direção predominante é de E.

A Figura 5b exhibe as médias mensais referentes a umidade relativa do ar. Como no caso da temperatura, os valores são muito próximos. Durante o período de estudo, a região de Craíbas apresentou uma umidade média de 79,91% enquanto que em Arapiraca, foi registrado uma umidade média de 79,34%.

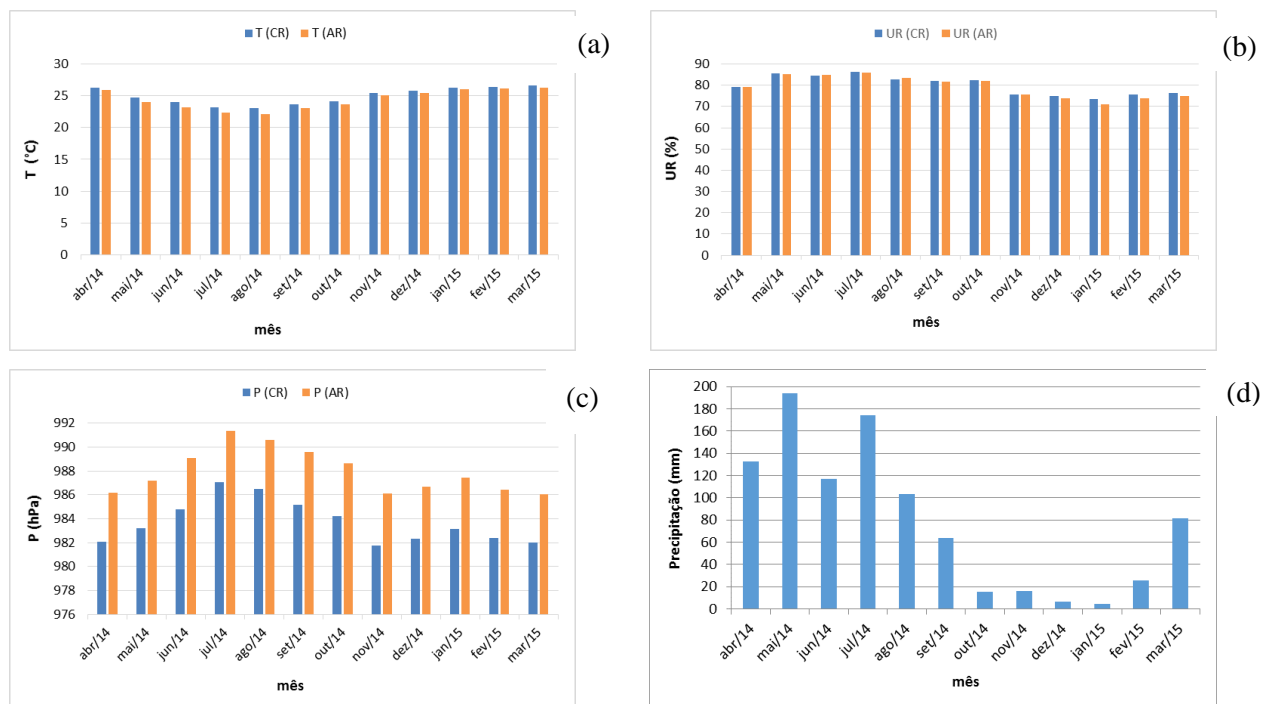
Os maiores registros de umidade ocorreram no mês de julho, tanto em Craíbas (86,16%) como em Arapiraca (86,06%), enquanto os mínimos, foram registrados no mês de janeiro com os valores de 73,48% e 71,19% para Craíbas e Arapiraca respectivamente. Nota-se que há um aumento na diferença de umidade nos meses de janeiro e fevereiro. Este

aumento está relacionado à alteração da direção do vento, devido ao escoamento do vento com sentido de Leste, transportando o ar mais seco em direção a estação meteorológica.

Os resultados referentes a pressão atmosférica, estão ilustrados na figura 5c onde se observa que os ciclos são idênticos e que a diferença é praticamente constante, da ordem de 4 hPa. A pressão média no período estudado, foi de 983,73 hPa em Craíbas e de 987,95 hPa em Arapiraca. Os maiores valores em Craíbas (987,05 hPa) e em Arapiraca (991,36 hPa) ocorreram no mês de julho. Os valores mínimos foram registrados em novembro tanto em Craíbas (981,76 hPa) como em Arapiraca (986,05 hPa).

A figura 5d mostra o comportamento do regime das precipitações na estação anemométrica de Arapiraca. Neste caso não é possível comparar com Craíbas uma vez que não houve medição de precipitação neste local. O ciclo anual é característico da região com uma clara distinção entre o período seco e o chuvoso. A precipitação acumulada foi de 1068,40 mm. Sendo o mês mais chuvoso, maio (194,20 mm), e menos chuvoso (4,20 mm) janeiro. Verificou-se uma anomalia no mês de junho o qual é normalmente o segundo mais chuvoso na região.

Figura 5 – Valores mensais no período de abril de 2014 a março de 2015. a) Temperatura média ar em Craíbas (CR) e Arapiraca (AR); b) Umidade relativa média em Craíbas (CR) e Arapiraca (AR); c) Pressão em Craíbas (CR) e Arapiraca (AR); d) Precipitação acumulada mensal em Arapiraca



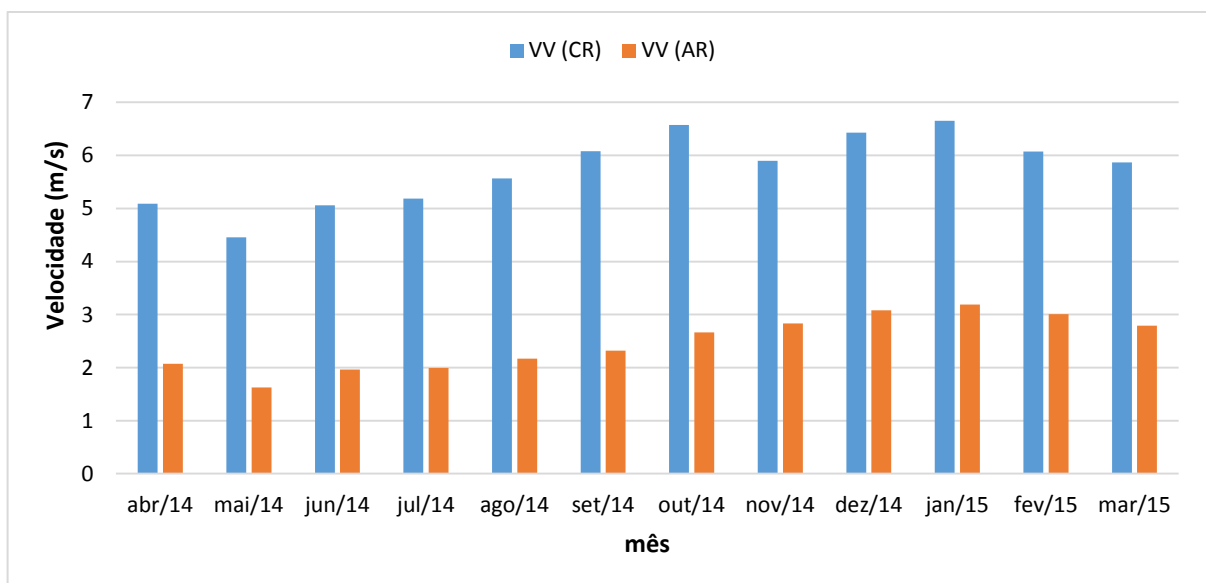
Fonte: Autora (2016)

4.1.1.1 Velocidade do vento

Na Figura 6 está a evolução da velocidade do vento através das médias mensais. Os resultados mostram que as regiões apresentam um ciclo similar durante o período estudado, a exceção dos meses de novembro e dezembro em que é registrado um decaimento na velocidade média do vento em Craíbas e um incremento dessa velocidade em Arapiraca. Ou seja, verificou-se uma irregularidade em Craíbas nestes meses. Vale salientar também que a velocidade em Craíbas em outubro apresenta uma grande magnitude. Como se trata de médias mensais o esperado é que o ciclo fosse bem regular. Isto é, aparentemente, a velocidade média em novembro, dezembro e janeiro, ou em todo verão, foi reduzida em Craíbas. Isto certamente está relacionado com a direção do vento que é significativamente diferente neste período como será mostrado no item seguinte. Assim sendo, podemos afirmar que o caminho percorrido pelo escoamento é distinto e por conseguinte o ar atmosférico percorre caminhos diferentes e conseqüentemente encontra condições diferentes em termos de relevo e rugosidade.

Os valores máximos em Craíbas (6,65 m/s) e em Arapiraca (3,19 m/s) ocorreram no mês de janeiro. Já os valores mínimos em Craíbas (4,46 m/s) e em Arapiraca (1,62 m/s) ocorreram em maio. Com uma velocidade média de 5,74 m/s em Craíbas e de 2,48 m/s em Arapiraca.

Figura 6 - Velocidade média em Craíbas (CR) e Arapiraca (AR) no período de abril de 2014 a março de 2015.



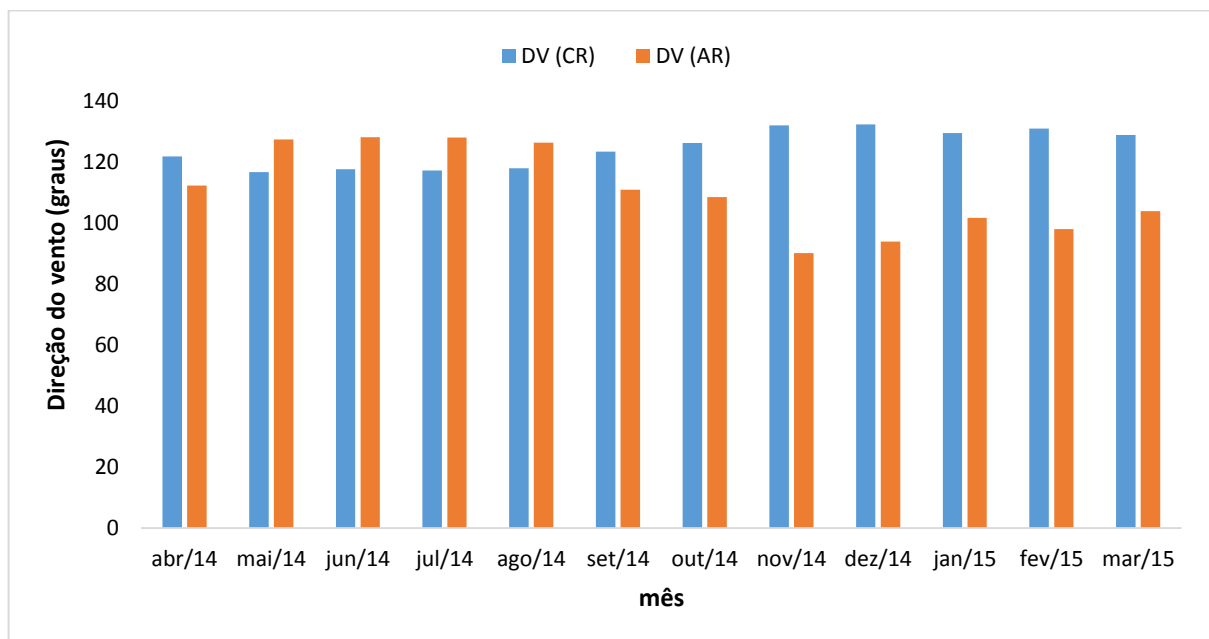
Fonte: Autora (2016)

4.1.1.2 Direção do vento

Na Figura 7 está ilustrado o comportamento do escoamento ar através das médias mensais. O ciclo em Craíbas é distinto daquele de Arapiraca, principalmente nos meses menos chuvosos. As diferenças na estação seca são bem maiores chegando perto de 45 graus em novembro. Isto se verifica porque a direção predominante é sudeste o ano inteiro em Craíbas, não ocorrendo o mesmo em Arapiraca onde há maior variabilidade da direção do vento.

Em Arapiraca, o local onde fica instalado a estação meteorológica é muito próximo a área urbana, deste modo escoamento do ar sofre influência devido a presença de obstáculos, não ocorrendo o mesmo em Craíbas.

Figura 7 - Direção do vento em Craíbas (CR) e Arapiraca (AR) no período de abril de 2014 a março de 2015.



Fonte: Autora (2016)

4.2 Vento e estabilidade atmosférica

4.2.1 Ciclo diário médio anual

Nesta sessão foi analisado o ciclo diário médio anual nos três níveis da torre anemométrica de Craíbas e em Girau do Ponciano (RAMOS, 2012)

Na figura 8a são apresentados os padrões diurnos médios anuais em Craíbas (CR) encontradas neste estudo na altura de 100 m e de Girau do Ponciano encontrados por Ramos (2012) durante o período de agosto de 2007 á julho de 2008 na altura de 50 m.

A figura mostra que o padrão em Craíbas é similar ao encontrado em Girau do Ponciano. A maiores velocidades ocorrem durante o período noturno em ambas as regiões não seguindo, portanto, o padrão clássico, que segundo Ramos (2012), corresponde a ocorrência das maiores magnitudes de velocidade do vento durante o dia.

As velocidades máximas ocorrem às 17h e 18h em Craíbas e Girau do Ponciano, respetivamente. Enquanto que as velocidades mínimas, ocorrem às 6h em Craíbas e às 7h em Girau do Ponciano.

Segundo Silva (2011), ventos mais intensos no período noturno, é uma característica típica de regiões mais afastadas do litoral. Este fato, explica portanto, a ocorrência de ventos mais fortes durante o período noturno, tanto em Craíbas como em Girau do Ponciano.

A similaridade entre os padrões encontrados nas duas regiões está relacionado a proximidade das regiões. As velocidades encontradas em Girau do Ponciano, apesar de serem coletadas numa altura menor em relação a Craíbas apresentam uma maior magnitude, visto que a região fica localizada numa área de maior altitude.

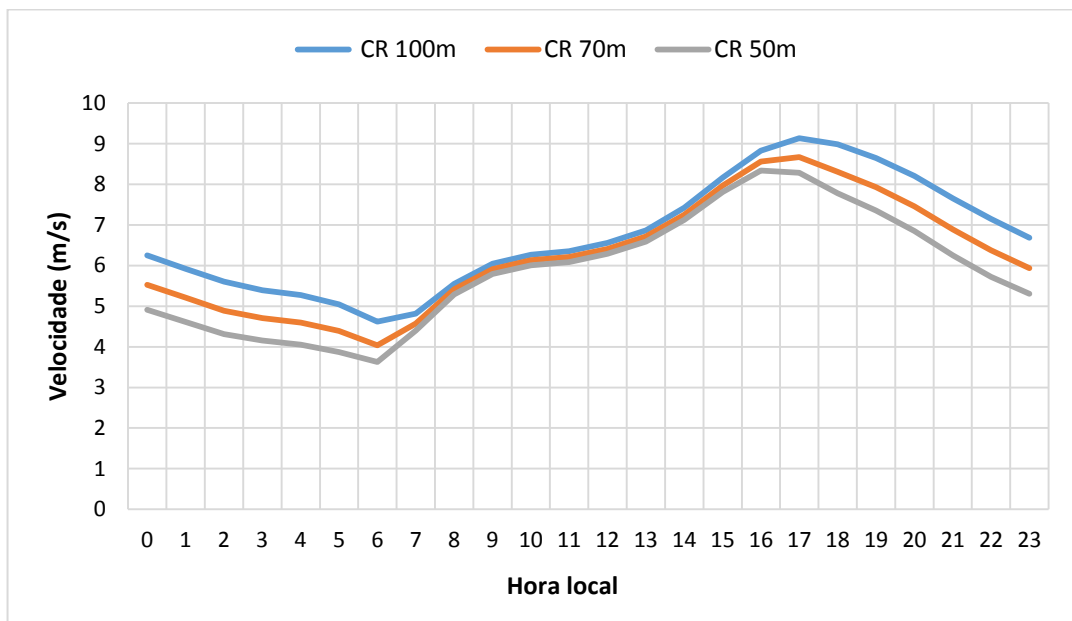
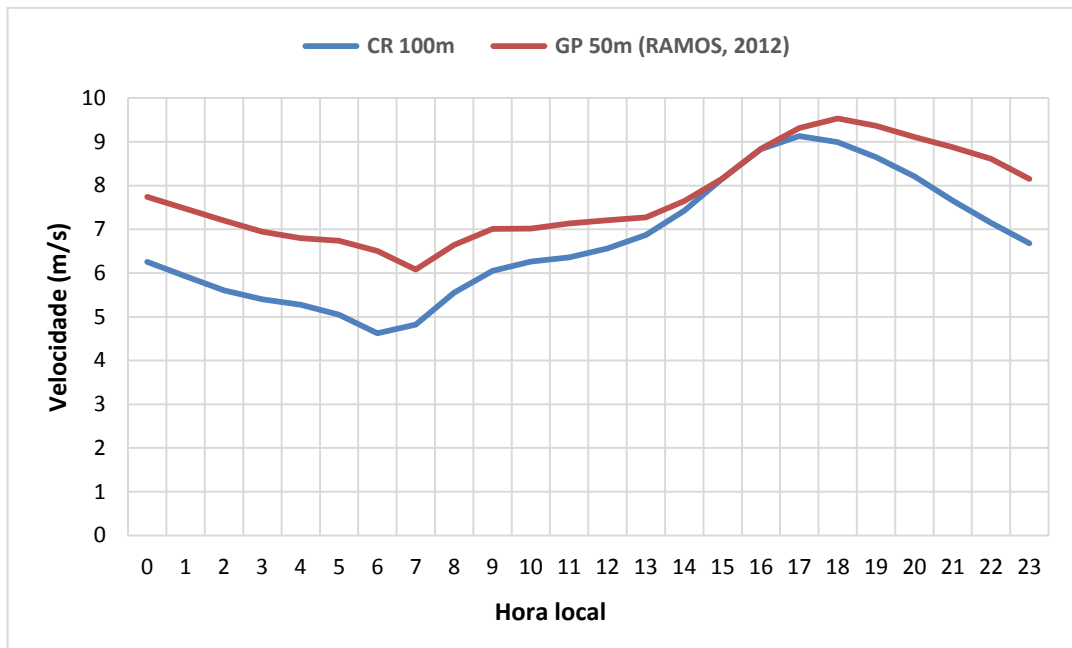
Na figura 8b são ilustrados os padrões diurnos médios anuais em Craíbas (CR) encontradas neste estudo nas alturas de 50, 70 e 100 m. A velocidade média anual foi de 5,87 m/s a 50m, 6,25 m/s a 70m e 6,73 m/s a 100m.

A figura mostra que, o padrão em Craíbas é similar em todas as alturas sendo mais estratificado a noite, sendo neste período também que a velocidade é mais intensa.

Observa-se que durante a noite (figura 8b) a diferença de velocidade entre os níveis de medição é consideravelmente maior a noite do que durante o dia. Isto porque, todas as medições foram feitas dentro da Camada Limite Superficial (CLS), onde a instabilidade predomina. Já a noite, as medições foram feitas dentro da Camada Limite Noturna (CLN), que é caracterizada pela predominância da estabilidade.

Essa diferença de velocidades maior durante a noite do que em relação ao dia, foi constatado também por Búrigo (2014) em Chapada da Diamantina (BA).

Figura 8 – a) Ciclo diário médio anual da velocidade do vento nas alturas de 100 m em Craíbas e 50 m Girau do Ponciano (RAMOS, 2012); b) Ciclo diário médio anual da velocidade do vento nas alturas de 50, 70 e 100m em Craíbas.



Fonte: Autora (2016)

4.2.2 Velocidade Normalizada para fins eólicos

4.2.2.1 Velocidade Normalizada para média horária

Para Craíbas foi usado a média horária, obtida através dos dados coletados a cada 10 min na torre anemométrica. Já os dados de Arapiraca e Palmeira dos Índios, são obtidos diretamente das estações meteorológicas do INMET instaladas nestas regiões.

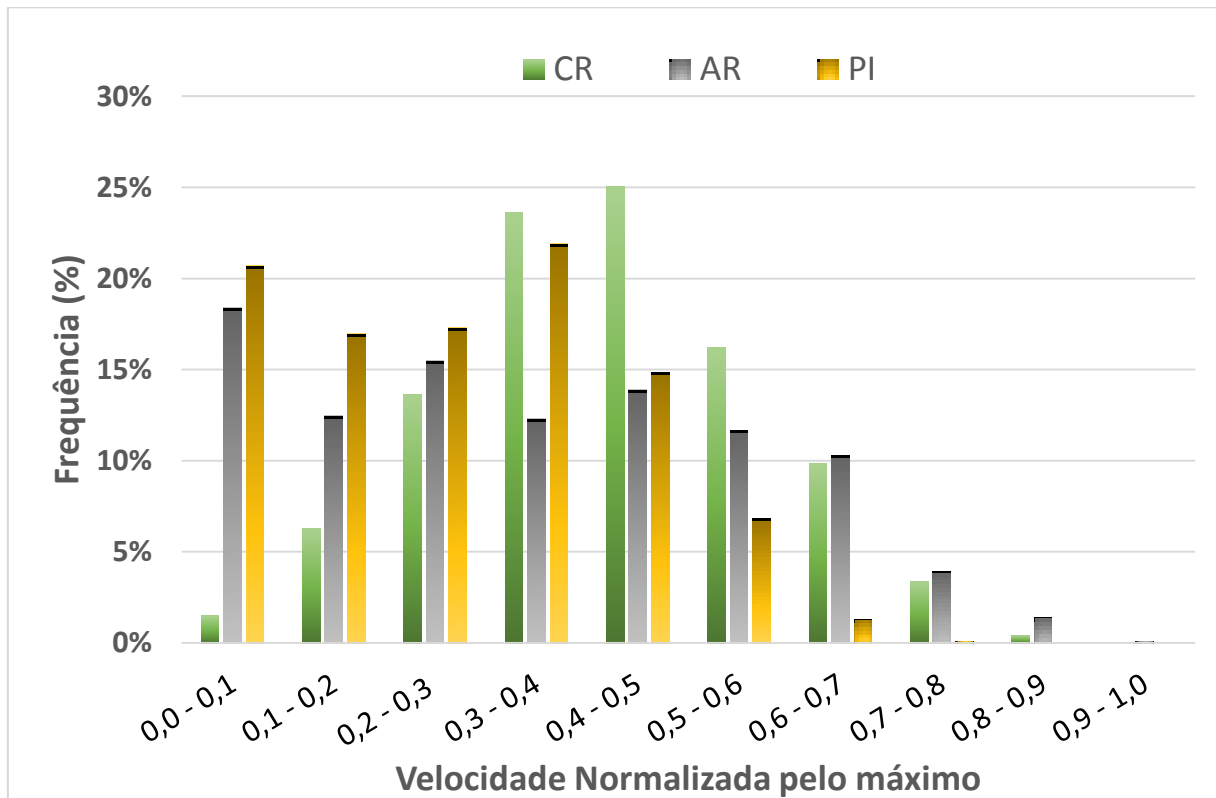
A figura 9 mostra uma abordagem geral das frequências registradas para cada intervalo de velocidade nessas três regiões. Através desses resultados, é possível mostrar que de modo geral, o ciclo em Craíbas é totalmente distinto dos encontrados em Arapiraca e Palmeira dos Índios, sendo que estas duas últimas, apresentam uma similaridade entre si. O ciclo em Craíbas é regular, semelhante a distribuição de *Weibull*. Já em Arapiraca e Palmeira dos Índios, verifica-se que há uma grande irregularidade nas distribuições.

Em Craíbas o pico de frequência verifica-se na classe 0,4 a 0,5 (25,06%), em Arapiraca, na classe 0,0 a 0,1 (18,42%) e em Palmeira dos Índios na classe 0,3 a 0,4 (21,91%).

Acima de 0,5 – 0,6 há distinções entre AR – PI, sendo coerente com AR – CR.

Os resultados aqui apresentados apontam que é inviável fazer o uso de dados destas estações para ajudar a estudar as características do vento em Craíbas.

Figura 9 - Velocidade normalizada, no período de abril/2014 a março/2015.



Fonte: Autora (2016)

4.2.2.2 Velocidade Normalizada para os últimos 10 minutos.

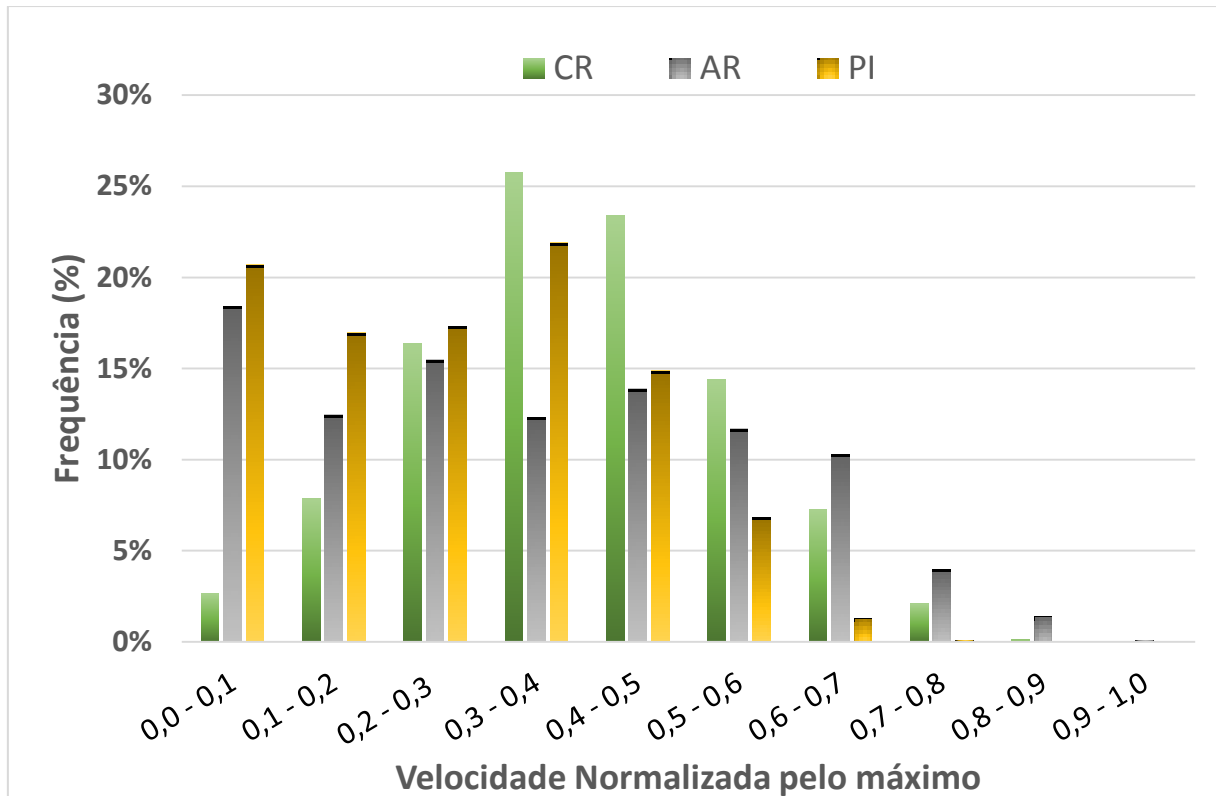
Nesta etapa, será feita uma nova normalização da velocidade em Craíbas. Diferentemente da primeira etapa, nesta foi feito o uso dos dados de velocidade registrados nos 10 minutos finais de cada hora, próximo do que acontece nas estações meteorológicas do INMET (registro da velocidade mensurada no minuto que antecede a hora cheia).

A figura 10 mostra as distribuição das frequências registradas para cada intervalo de velocidade nessas três regiões.

Assim como na etapa anterior, a figura mostra que o ciclo em Craíbas é totalmente distinto de Arapiraca e Palmeira dos Índios. Entretanto nesta nova análise, houve alteração no pico de frequência, em Craíbas, que passou de 25,06% na classe 0,4 a 0,5 para 25,77% na classe 0,3 a 0,4, ou seja o pico se deslocou para uma classe menor

Estes resultados confirmam que é inviável fazer o uso de dados destas estações do INMET para fins de pesquisa ou aproveitamento eólico.

Figura 10 - Velocidade normalizada para os últimos 10 minutos registrados em Craíbas, no período de abril/2014 a março/2015.



Fonte: Autora (2016)

4.2.2.3 Velocidade Normalizada para rajadas

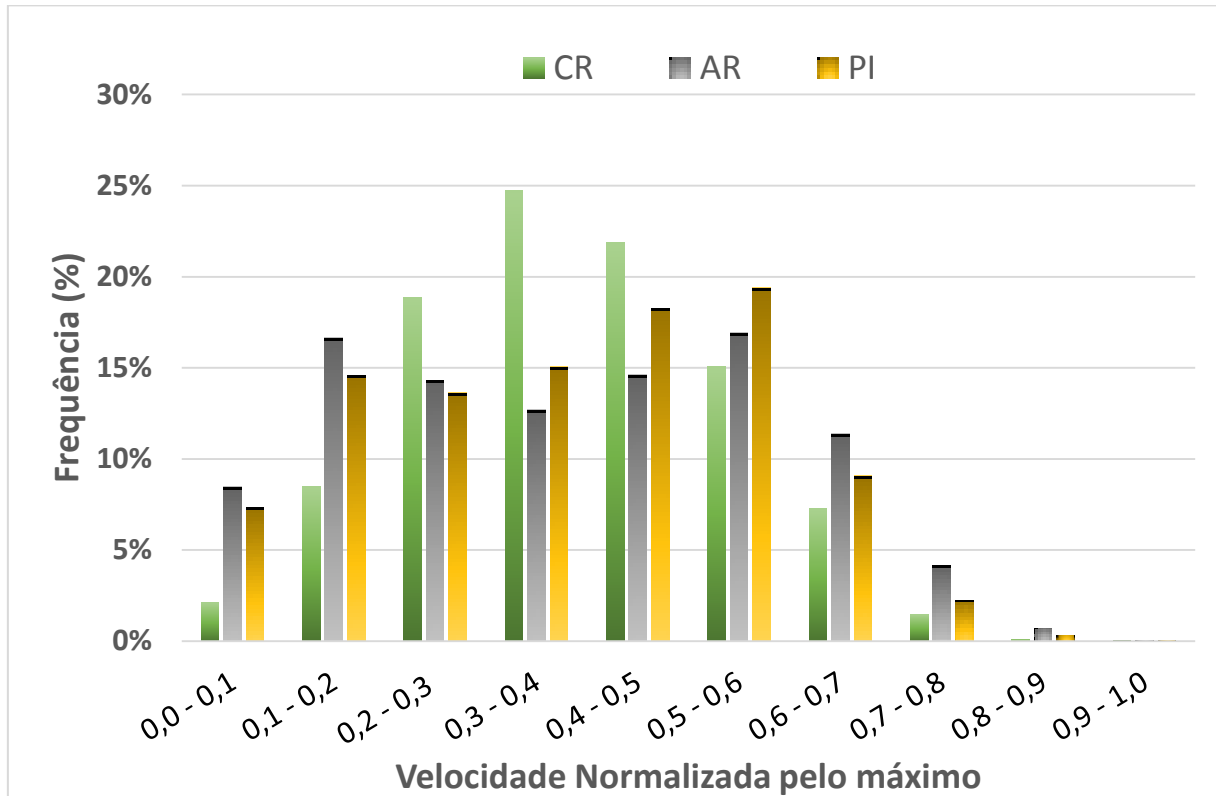
Esta análise foi feita com o intuito de investigar se seria possível utilizar apenas rajadas uma vez que nas estações do INMET são registrados os máximos em cada hora. Assim tanto nestas estações como na torre anemométrica foram utilizados dados obtidos de maneira similar.

Na figura 11 é mostrado o resultado obtido. Nela verificamos que o ciclo de rajadas normalizadas em Craíbas, é muito similar ao encontrado nas velocidades normalizadas. Porém, este difere dos ciclos de Arapiraca e Palmeira dos Índios, os quais apresentam padrões praticamente idênticos. Ou seja, ao contrário de Arapiraca e Palmeira dos Índios, em Craíbas a distribuição tem um padrão típico (*Weibull*).

Uma explicação para o fato dos ciclos em Arapiraca e Palmeira dos Índios, não seguirem um padrão típico (*Weibull*), está relacionado a localização dessas estações meteorológicas, visto que estas ficam inseridas nas periferias das áreas urbanas, fazendo com que o escoamento do vento sofra os efeitos da rugosidade da superfície.

Em Craíbas o pico de frequência verifica-se na classe 0,3 a 0,4 (24,71%), em Arapiraca, na classe 0,5 a 0,6 (16,91%) e em Palmeira dos Índios na classe 0,5 a 0,6 (19,40%).

Figura 11 - Rajada normalizada, no período de abril/2014 a março/2015.



Fonte: Autora (2016)

Os resultados encontrados nos leva a permitem afirmar que não foi possível estudar o escoamento do vento, em termos velocidade ou de rajadas, usando dados provenientes da estações do INMET. Reforçando assim, a conclusão obtida no item anterior.

4.2.3 Estabilidade atmosférica

Nesta sessão será analisada comportamento da estabilidade atmosférica através do número de Richardson durante o período de estudo, em três situações: a) período completo (dia e noite); b) período diurno; c) período noturno.

As condições de estabilidades serão apresentadas em 7 classes, conforme a classificação de Pasquill–Gifford–Turner (PGT).

Os resultados serão analisados em duas etapas. Na primeira apenas as três classes condições de estabilidade sem levar em conta a sua intensidade, da seguinte forma:

$$\text{INST}(\text{instável})=A+B+C$$

$$\text{NEUT}(\text{neutra})=D$$

$$\text{EST}(\text{estável})=E+F+G$$

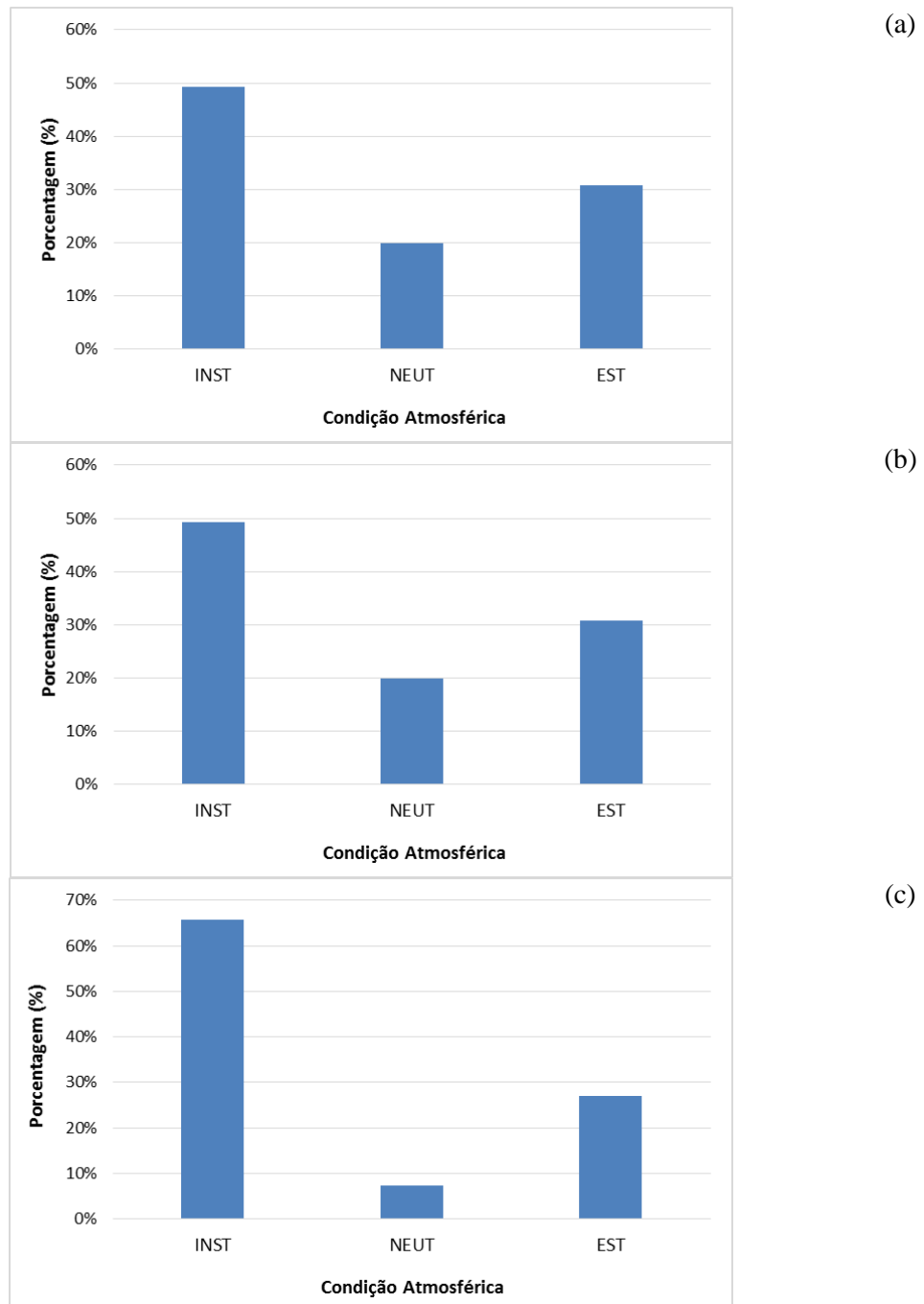
Na etapa seguinte serão incluídas as sub-classes que determinam a intensidade da instabilidade/estabilidade.

Na Figura 12 são mostradas as frequências de ocorrência em cada uma das três classes de estabilidade (INST, NEUT, EST). Pode-se observar que as condições encontradas durante o dia são totalmente distintas daquelas encontradas à noite. Ou seja, instável durante o dia e estável durante a noite.

Na figura 12a (todos os dados), verificamos que a atmosfera foi maioria instável. Apesar da predominância da instabilidade (49%), as outras condições de estabilidade apresentam valores altos, com uma frequência de 31% na condição estável e 20% na condição neutra. Este resultado exibe uma forte oscilação na condição atmosférica em Craíbas ao longo do ano.

Quando analisado somente o período diurno (figura 12b), constatamos que a atmosfera é predominantemente instável (65,8%), sendo registrados ocorrências na condição de estabilidade (26,9%) e neutra (7,3%). A predominância da instabilidade durante o período diurno como já era esperado, está relacionado ao maior aquecimento da superfície que faz com que o ar nas camadas mais baixas se tornam mais quentes. Ou seja, na maioria do tempo (período diurno) as medidas ocorreram dentro da camada limite superficial (CLS) que é originada justamente pela instabilidade próxima à superfície. À noite (figura 12c), a estabilidade atmosférica passa a ser a condição predominante (35,3%), seguido da condição neutra (34,9%) e da condição de instabilidade (29,8 %).

Figura 12 - Frequência de ocorrência (%) das três classes de estabilidade atmosférica em Craíbas durante o período de abril de 2014 a março de 2015: a) todo o conjunto de dados (dia e noite); b) durante o dia; c) durante a noite.



Fonte: Autora (2016)

Um análise mais detalhada utilizando as 7 classes, levando em conta a intensidade da estabilidade/instabilidade será apresentada a seguir. Os resultados são mostrados na Figura 13.

A partir da figura 13a (todos os dados), nota-se que a atmosfera em Craíbas ao longo do período estudado foi predominantemente muito instável (A) com 24,6% dos casos. No

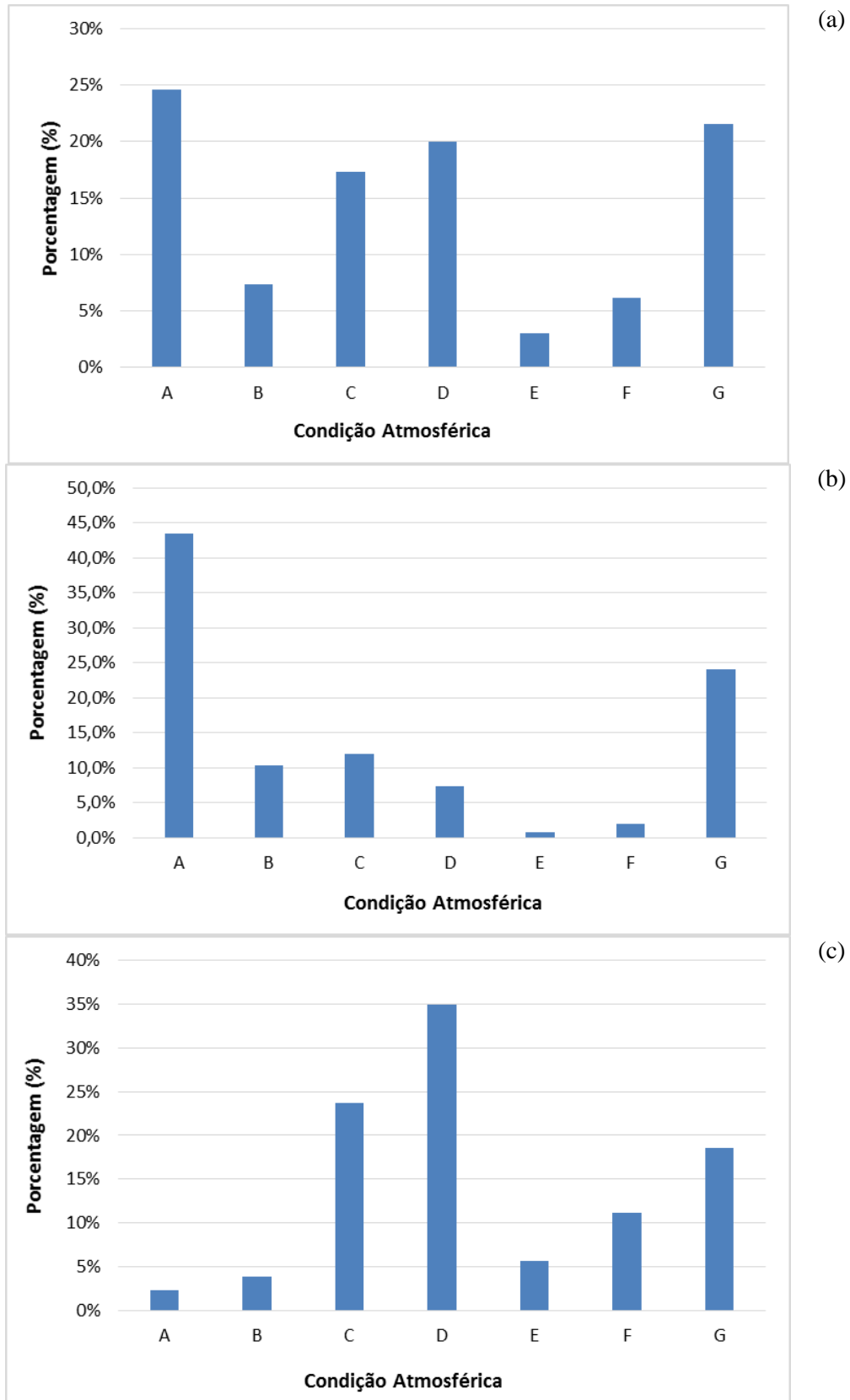
entanto a segunda classe de maior frequência foi a G (muito estável) com 21,6% dos casos. Na sequência vieram as classes D (19,9%), C (17,3%), B (7,4%), F (6,2 %) e E (3,0%).

Durante o dia (figura 13b) observa-se que o padrão altera a sua configuração em relação ao encontrado no conjunto de dados. A classe A (43,6%) continua sendo a classe predominante, seguida das classes G (24,1%), C (11,9%), B (10,4%), D (7,3%), F (2,0%) e E (0,8%).

A noite (figura 13c), ao contrário do que se esperava, a atmosfera foi predominantemente neutra (classe D) com 34,9% dos casos. Surpreendentemente a segunda classe de maior frequência foi a C (instável) com 23,7%.

A condição de estabilidade (G) ficou em terceiro lugar (18,5%), seguida das classe F (11,1%), E (5,6%), B (3,8%) e A (2,3%).

Figura 13 - Frequência de ocorrência (%) das classes e subclasses de estabilidade atmosférica em Craíbas durante o período de abril de 2014 a março de 2015: a) todo o conjunto de dados (dia e noite); b) durante o dia; c) durante a noite.

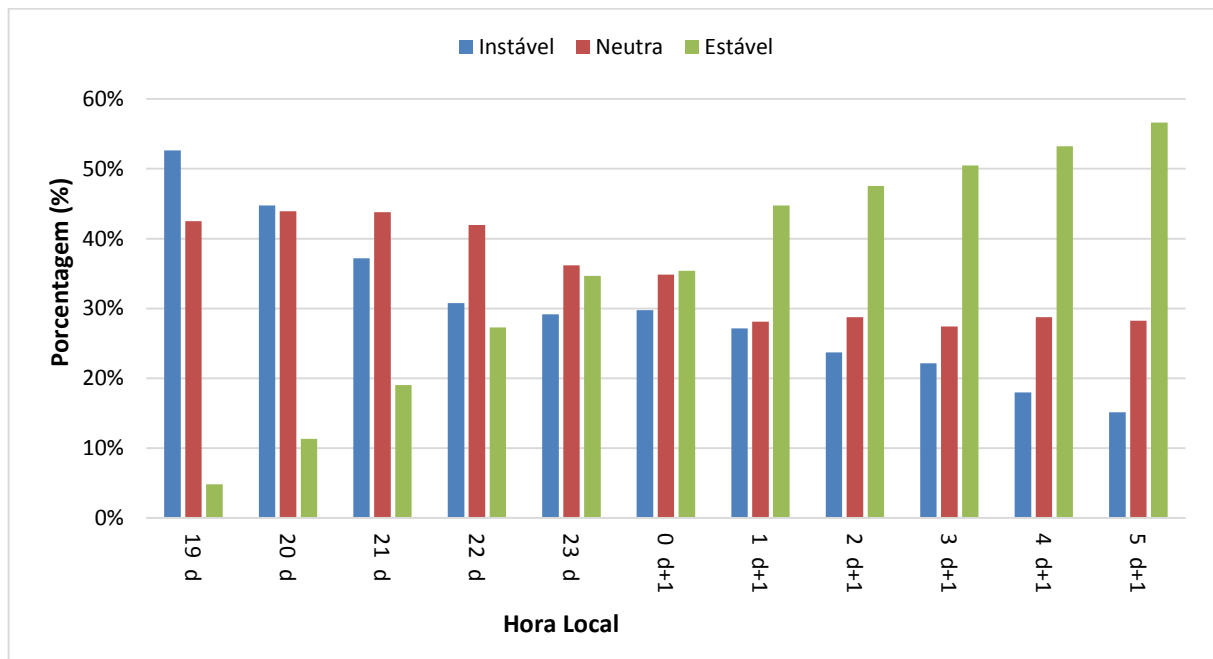


Fonte: Autora (2016)

A ocorrência de mais casos de estabilidade a noite está relacionado a espessura da camada onde o Ri foi calculado ficar relativamente distante do solo (50 a 100m). Como a intensidade do gradiente de temperatura diminui com a altura, o gradiente nesta camada é, portanto mais fraco e a camada tende para neutralidade. A medida que a noite vai avançando o gradiente de temperatura se intensifica devido ao resfriamento da superfície e a camada tende a ser estável. Para comprovar esta hipótese foi feito um gráfico (figura 14) com a estatística para cada hora da noite, ficando evidente o aumento dos casos de estabilidade com o passar do tempo, verifica-se também a diminuição dos casos de neutralidade e de instabilidade.

O fato da segunda maior frequência ter sido de casos de instabilidade (classe C), exhibe ligação com intensificação do gradiente de temperatura durante a noite. Além disso existe o fato do vento em Craíbas ser mais forte justamente no início da noite (figura 8). Esta “aceleração” no escoamento provoca instabilidade dinâmica tanto é que os casos de instabilidade são mais numerosos as 19 e as 20h e decrescem durante toda a noite.

Figura 14 - variação da condição atmosférica durante o período noturno.



Fonte: Autora (2016)

Os resultados aqui encontrados, diferem dos encontrados por Oliveira Júnior et al. (2010), onde os autores apontam que a região da Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto (CNAAA), apresenta um condicionamento estaticamente estável ou neutro, em ambos os períodos noturno e diurno. Entretanto, as condições encontradas em Craíbas, se aproximam muito das encontradas por Ashrafi e Hoshyaripour (2008) em Teerã (Irã), cujo seus resultados mostraram que com relação ao padrão total houve ocorrências na condição estável (38,77%), neutra (27,26%) e instável (33,97%), com predominância da instabilidade (66,50%) durante o dia e da estabilidade (72,55%) durante a noite.

Na tabela 4 são confrontados os resultados aqui discutidos (usando todo o conjunto de dados) com outros três estudos.

Tabela 4 - Classificação da estabilidade atmosférica e percentagem de cada condição de estabilidade.

Classe	Frequência (%)			
	Craíbas	Oliveira Júnior <i>et al.</i> (2010)	Sucevic e Djurisc (2012)	Krogsæter e Reuder (2014)
A	24,6%	-	7%	20,5%
B	7,4%	-	36%	9,5%
C	17,3%	-	-	18,6%
D	19,9%	11%	29%	25,1%
E	3,0%	70%	-	4,6%
F	6,2%	18%	12%	5,3%
G	21,6%	-	15%	16,4%

Fonte: Autora (2016); Oliveira Júnior *et al.* (2010); Sucevic e Djurisc (2012); Krogsæter e Reuder (2014)

4.2.4 Relação entre rajadas nos 3 níveis da torre anemométrica

Nesta etapa será analisada a existência ou não de relação entre os picos de vento (rajadas) nos 3 níveis de medição. Os casos de rajadas simultâneas foram computados quando o horário de ocorrência nos níveis considerados coincidiram.

No geral foram analisados 52.560 registros entre abril de 2014 a março de 2015. O maior número de casos de rajadas que coincidentes foi na situação C23 (15.674 casos). Em seguida vieram as situações C12 (12.746 casos), e C123 (4991 casos).

A ocorrência do maior número de casos coincidentes na situação C23 pode ser explicado pela maior proximidade entre esses dois níveis.

Visando investigar os percentuais de ocorrência de rajadas simultâneas ao longo dos 12 meses foram calculados os percentuais para cada mês separadamente (tabela 5).

Tabela 5 - Percentual de casos coincidentes nas três camadas durante o período de abril de 2014 a março de 2015.

Data	C12	C23	C123
abr/14	21,6%	27,8%	5,5%
mai/14	18,4%	22,9%	5,4%
jun/14	19,9%	23,8%	6,8%
jul/14	20,1%	25,9%	6,9%
ago/14	20,6%	25,2%	7,1%
set/14	39,4%	45,6%	21,8%
out/14	25,0%	30,9%	9,3%
nov/14	23,5%	29,6%	9,0%
dez/14	25,4%	33,2%	10,3%
jan/15	26,3%	33,5%	11,0%
fev/15	25,5%	30,5%	9,9%
mar/15	25,5%	29,3%	9,2%

Fonte: Autora (2016)

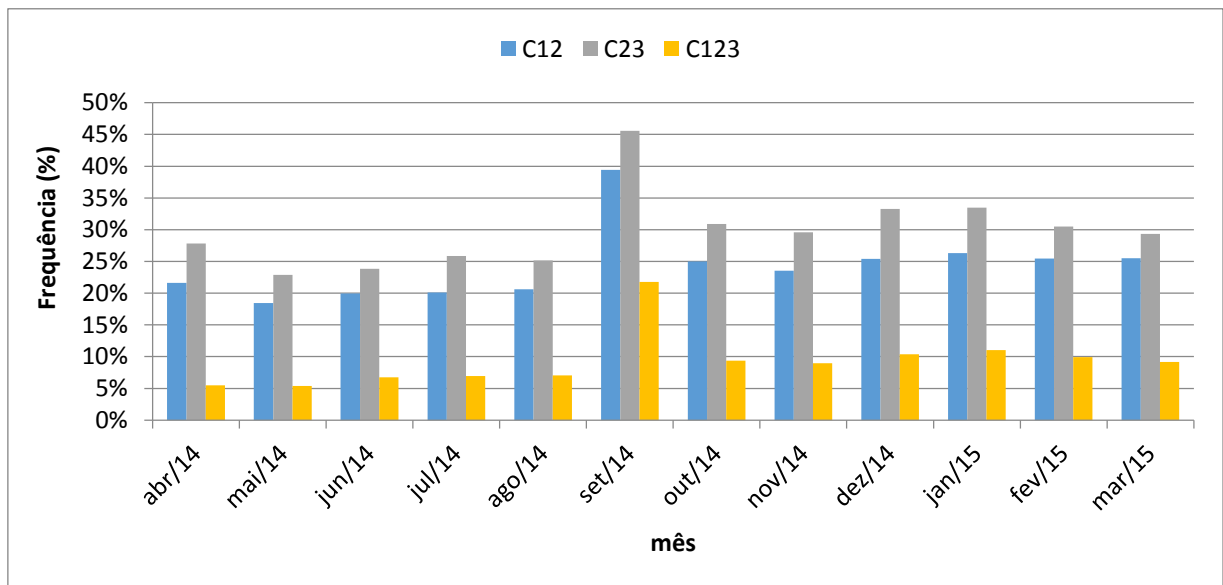
O resultado encontrado em cada mês está ilustrado na figura 15. Pode-se notar que padrão de variação das ocorrências são praticamente idênticos. Em todas as situações, o maior número de casos ocorre no mês de setembro com as porcentagens de 39,4% na C12, 45,6% na C23 e 21,8% na C123. Quanto as menores porcentagens, estas foram registradas no mês de maio com o valor de 18,4% na C12, e 22,9% na C23 e 5,4% na C123.

A análise climatológica mostrou que foi maio, o mês em que a segunda direção predominante apareceu em maior frequência em detrimento dos demais meses. Esse fato, aliado ao maior registro de precipitação, explica, portanto, a razão pela qual, este mês registra o menor número de casos de rajadas em simultâneo.

Analisando a sazonalidade da frequência de ocorrência de rajadas em simultâneo nos três níveis (C123), os dados aqui apresentados mostram que durante a estação seca (outubro a janeiro), a frequência de ocorrência foi superior à ocorrida na estação chuvosa.

Este fato, pode ser explicado pela complementariedade entre o período chuvoso e o regime dos ventos ilustrado no Atlas Eólico do Estado de Alagoas, segundo o qual, durante o verão, a magnitude das velocidades no verão, supera as ocorridas no inverno.

Figura 15 - Ocorrência de rajadas em simultâneo nas camadas C12, C23 e C123 durante o período de abril de 2014 a março de 2015.



Fonte: Autora (2016)

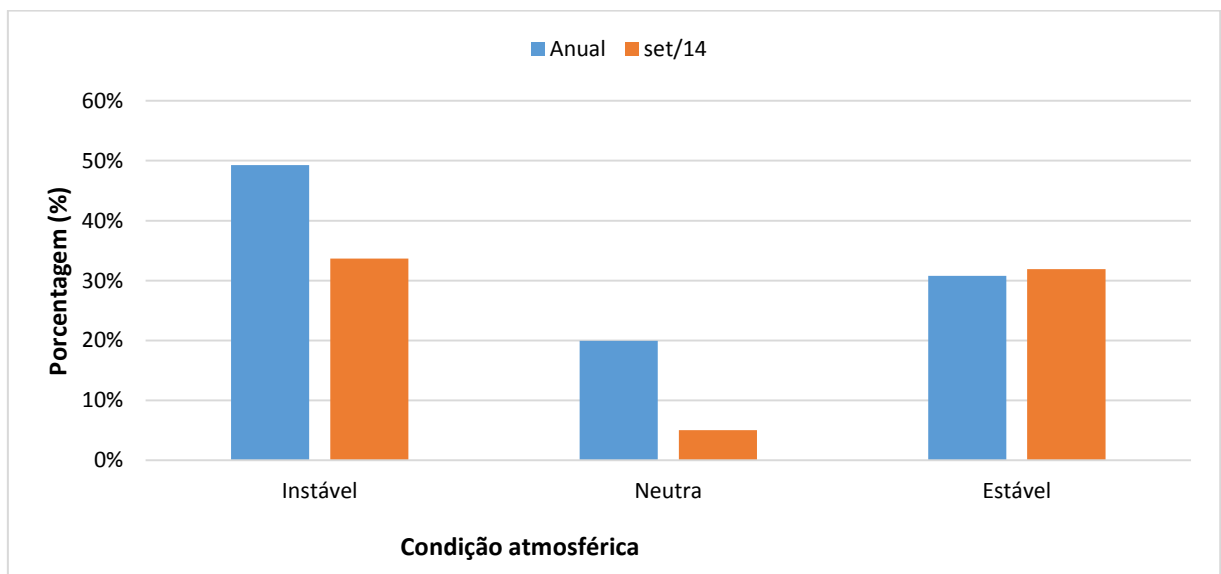
O mês de setembro corresponde ao mês de transição entre a estação seca e chuvosa da região onde foi instalada a torre anemométrica. Conforme mostrado na análise climatológica, durante a estação chuvosa, a direção do vento estava mais constante começando a girar mais para SE em setembro. Os resultados referentes a temperatura na região mostram também que a magnitude deste parâmetro que estava em decaimento durante a estação chuvosa, volta a crescer em setembro. Estes fatos explicam portanto a razão pela qual o maior número de casos coincidentes ocorre em setembro.

Além dos fatos apresentados, outro fator que explica a ocorrência do maior número de casos em setembro está relacionado as condições de estabilidade atmosférica.

As figuras 16, 17 e 18 mostram a condições de estabilidade em Craíbas durante o período estudado e durante mês de setembro.

Pode-se notar que as condições de estabilidade em setembro são muito diferentes das condições anuais (figura 16). Sendo as diferenças mais nítidas nas condições de instabilidade e neutras.

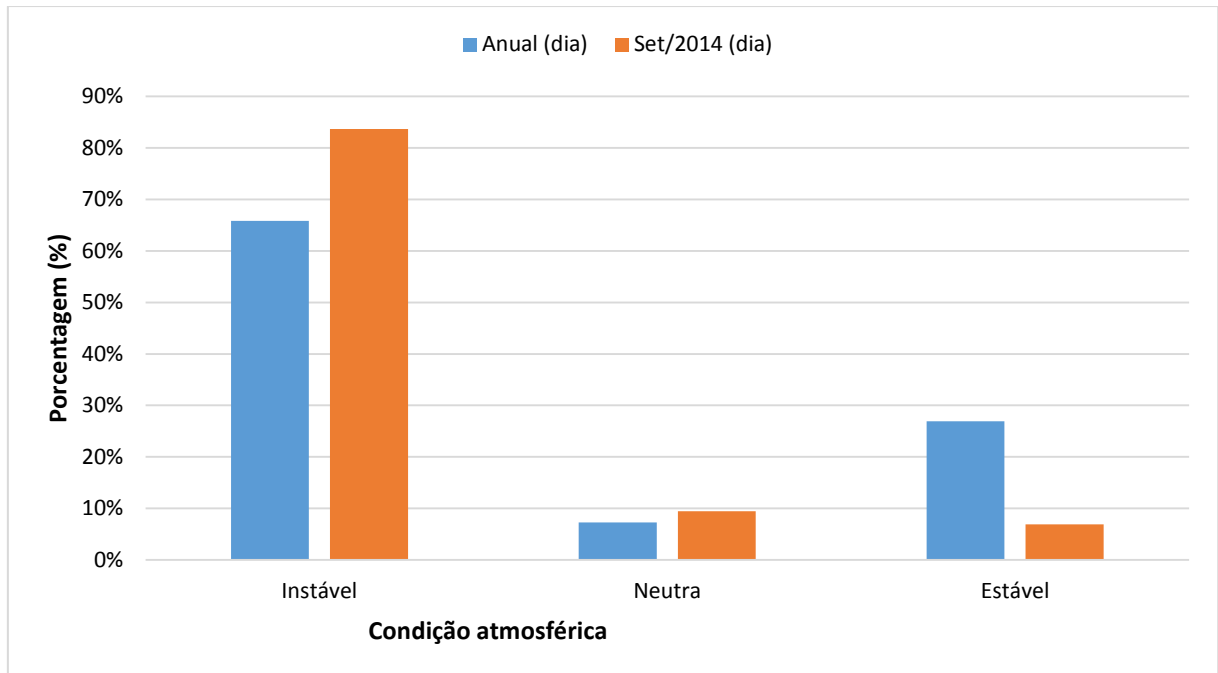
Figura 16 - Condição atmosférica em Craíbas no mês de setembro (2014) e durante o período de abril (2014) a março (2015).



Fonte: Autora (2016)

Durante o dia (figura 17), a instabilidade atmosférica é mais intensa em setembro do que durante o período anual com uma diferença de 17,8%. Entretanto, o período anual é bem mais estável durante o dia com uma diferença de 20%.

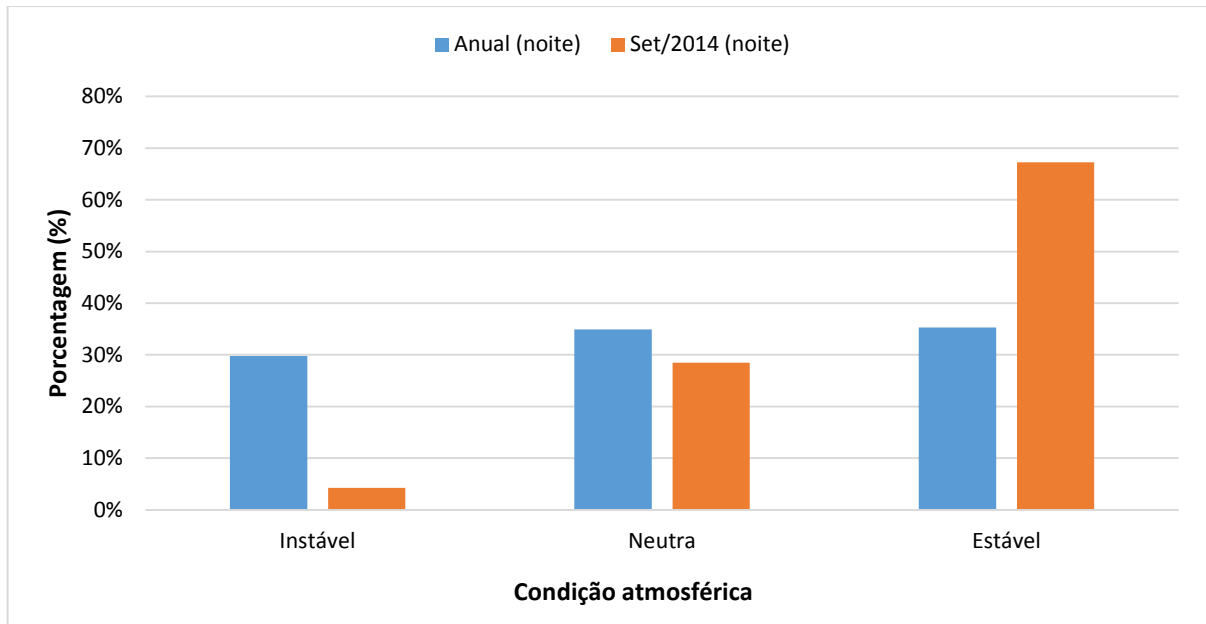
Figura 17 - Condição atmosférica durante o dia em Craíbas no mês de setembro (2014) e no período de abril (2014) a março (2015).



Fonte: Autora (2016)

No período noturno (figura 18), a estabilidade atmosférica é mais intensa em setembro do que durante o período anual com uma diferença de 32%. Entretanto, o período anual é bem mais instável durante a noite com uma diferença de 25,5%. Sendo este período caracterizado também, por um aumento significativo da condição neutra nas duas situações analisadas.

Figura 18 - Condição atmosférica a noite em Craíbas no mês de setembro (2014) e durante o período de abril (2014) a março (2015).



Fonte: Autora (2016)

Objetivando constatar se existe relação entre os percentuais de ocorrência de rajadas simultâneas ao longo dos 12 meses, foi feita a correlação entre 12 valores obtidos em cada camada, fazendo uso dos dados provenientes da tabela 5.

O resultado das correlações entre ocorrências de rajadas nas diferentes camadas, está ilustrado na tabela 6. Os resultados mostram que existe uma melhor correlação entre C123 e C12, em detrimento das demais relações. No entanto, a diferença é muito pequena.

Tabela 6 - Correlação entre as porcentagens de ocorrências de rajadas nas diferentes camadas.

SITUAÇÃO	r	r ²
C12 vs C23	0,9813	0,9629
C123 vs C12	0,9820	0,9643
C123 vs C23	0,9610	0,9235

Fonte: Autora (2016)

4.2.4.1 Ciclo diário de ocorrência de rajadas em simultâneo

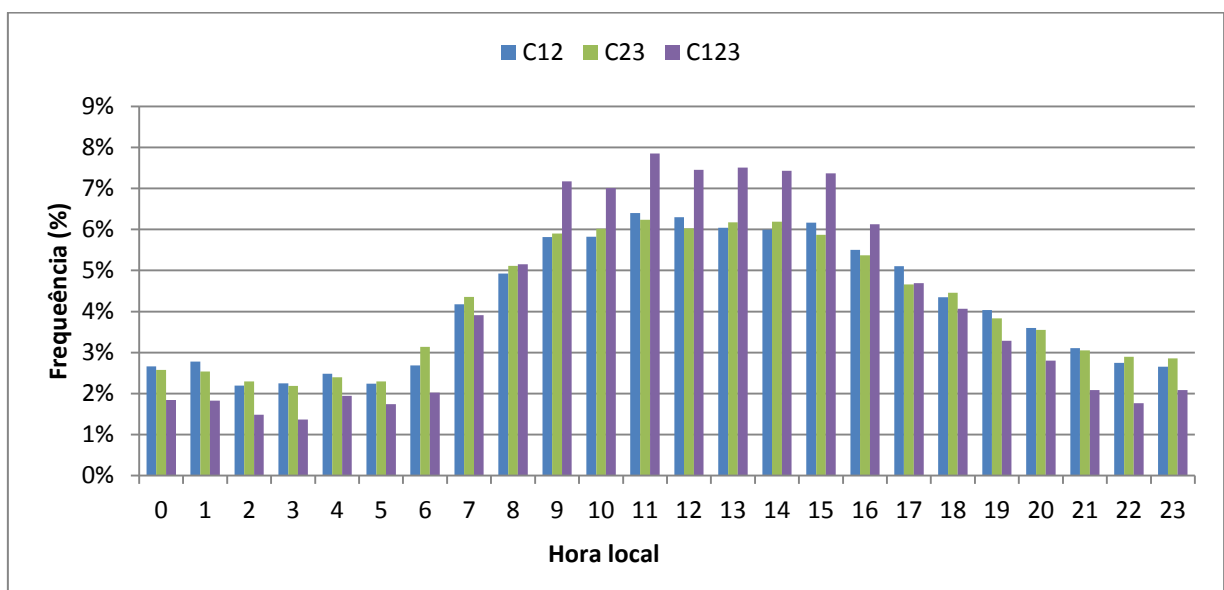
Nesta sessão, será mostrado o ciclo diário de ocorrência de rajadas em simultâneo nas três camadas. Para tal, foram calculados, para cada camada, o percentual em cada hora. Ou seja o número de casos na hora “h” dividido pelo número total de casos naquela camada ao longo dos 12 meses.

Na figura 19, são alistados os padrões diários médios anuais nas quatro camadas. Estes resultados mostram que existe um ciclo diário bem definido e que as rajadas em simultâneo são mais frequentes durante o período diurno.

Em todas as situações, as frequências máximas ocorrem às 11h, com as percentagens de 6,4% na C12, 6,2% na C23 e 7,9% na C123. Já as mínimas, estas foram registradas em dois horários: às 2h com o valor de 2,2% na C12, e às 3h com o valor de 2,2% na C23 e 1,4% na C123.

A maiores frequências ocorrem durante o dia ocorrem devido ao fato de todos os níveis estarem na camada dentro da Camada Limite Atmosférica (CLA). Este fato, explica também a ocorrência dos maiores percentuais na C123 serem significativamente maiores do que os demais durante o dia.

Figura 19 - Ciclo diário de ocorrência de rajadas em simultâneo, durante o período de abril de 2014 a março de 2015.

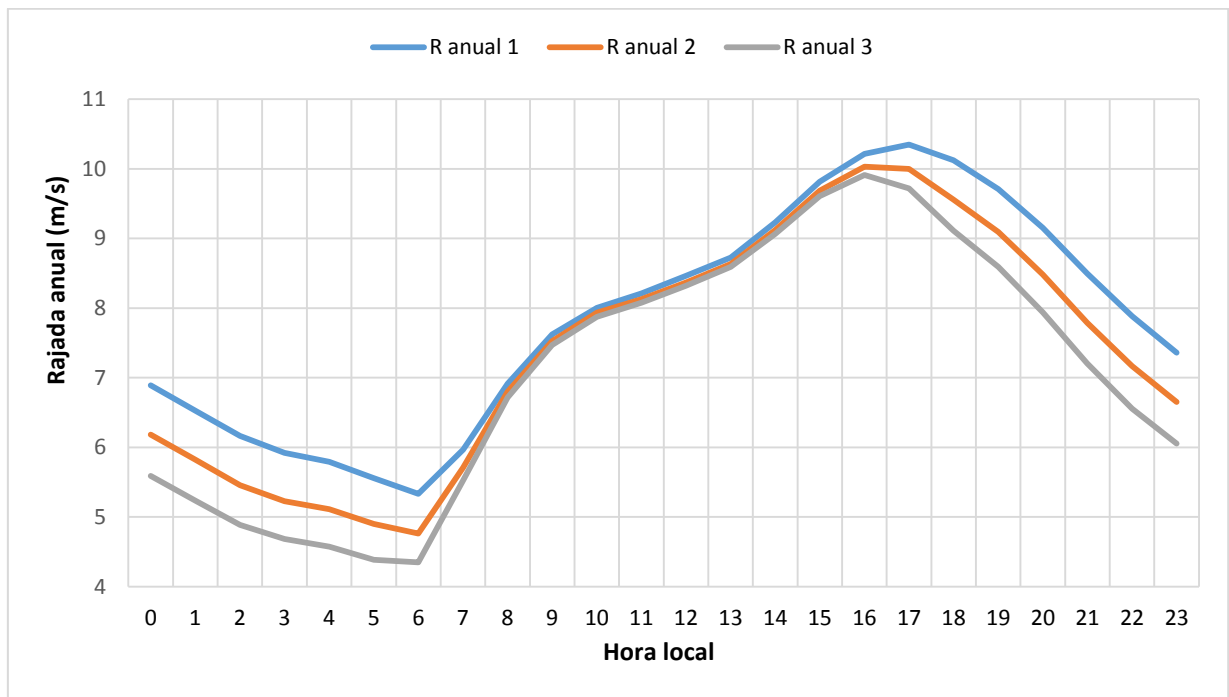


Fonte: Autora (2016)

Visando, entender a razão pela qual as maiores frequências de ocorrências em simultâneo acontecem durante o dia, foi feita uma análise do ciclo anual da ocorrência de rajadas em todos os níveis.

Os resultados desta análise estão ilustrados na figura 20. Tais resultados mostram que durante o dia o perfil é similar em todos os níveis, sendo estratificado a noite.

Figura 20 - Ciclo diário médio anual das rajadas nos níveis 1, 2 e 3, da torre anemométrica de Craíbas durante o período de abril de 2014 a março de 2015.



Fonte: Autora (2016)

4.2.4.2 Correlação entre as rajadas identificadas na torre anemométrica com as ocorridas nas estações meteorológicas de Arapiraca e Palmeira dos Índios.

Nesta etapa, será apresentada a correlação mensal entre ocorrências de rajadas na torre anemométrica de Craíbas (CR) com as das estações meteorológicas próximas (Arapiraca e Palmeira dos Índios) a 19 km e a 26,98 km de distância respectivamente.

Esta análise foi feita, com o intuito de verificar se as rajadas poderiam ser utilizadas para caracterizar a similaridade do escoamento nos diferentes locais. Os dados utilizados,

correspondem as rajadas horárias adquiridas na torre anemométrica de Craíbas (CR) na altura de 50 m e nas estações meteorológicas de Arapiraca (AR) e de Palmeira dos Índios (PI) na altura de 10 m.

Os resultados dessa correlação, estão apresentados na tabela 7. Tais resultados mostram que a correlação entre Craíbas e Arapiraca é superior àquela entre Craíbas e Palmeira dos Índios mas ambas são muito pequenas.

Entre Craíbas e Arapiraca, a melhor correlação (0,38), ocorre no mês de janeiro e a menor (0,18) em maio, com um valor médio de 0,42. Já na relação entre Craíbas e Palmeira dos Índios, a melhor correlação (0,33), ocorre no mês de junho e a menor (-0,05) em novembro, com um valor médio de 0,33.

Estes valores mostram que não existe uma relação direta entre as rajadas identificadas nas estações meteorológicas analisadas, com as identificadas na torre anemométrica de Craíbas.

Tabela 7 - Correlação entre as ocorrências de rajadas na torre anemométrica de Craíbas com as ocorridas nas estações meteorológicas de Arapiraca e Palmeira dos Índios durante o período de abril de 2014 a março de 2015.

Mês	CR vs AR		CR vs PI	
	r	R ²	r	R ²
abr/14	0,2935	0,0862	0,1241	0,0154
mai/14	0,1806	0,0326	0,2149	0,0462
jun/14	0,3757	0,1412	0,3359	0,1128
jul/14	0,3413	0,1165	0,1677	0,0281
ago/14	0,2420	0,0586	0,1299	0,0169
set/14	0,3273	0,1071	0,2198	0,0483
out/14	0,2759	0,0761	0,0601	0,0036
nov/14	0,3232	0,1045	-0,0565	0,0032
dez/14	0,3402	0,1157	0,1107	0,0123
jan/15	0,3810	0,1452	0,0869	0,0076
fev/15	0,2956	0,0874	0,0928	0,0086
mar/15	0,3027	0,0916	0,0270	0,0007

Fonte: Autora (2016)

4.3 Aproveitamento eólico

4.3.1 Distribuição de Weibull

4.3.1.1 Distribuição anual

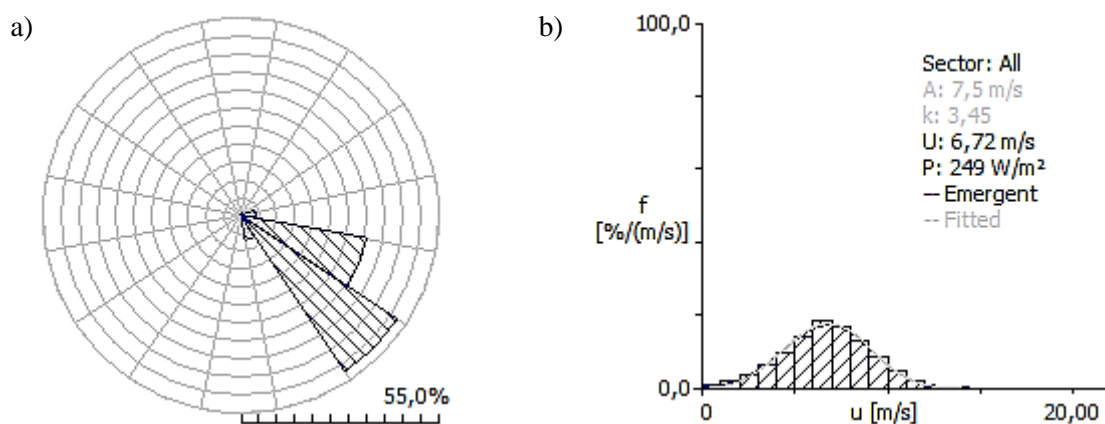
Nesta sessão, será apresentado o valor anual dos parâmetros de *Weibull*, fator de forma (“*k*”) e fator de escala (“*A*”) e a rosa dos ventos referente altura de 100m da torre anemométrica de Craíbas.

Na figura 21 são mostrados a rosa dos ventos e a curva de distribuição de *Weibull* com seus parâmetros “*A*” e “*k*”.

Através da Figura 21a, pode-se observar as direções preferenciais na região de Craíbas, caracterizam-se por uma pequena variação durante o período de estudo. A predominância dos ventos é de Sudeste (SE) com 52% dos casos e 35% de Leste-Sudeste (ESE) e variações de Sul –Sudeste (SSE) e Leste (E), só que em menores percentuais

A distribuição de *Weibull* apresenta um ajuste conforme mostra a Figura 21b. Ela representa a estatística para todo o período estudado indicando os valores de “*A*” (7,5m/s), “*k*” (3,45 m/s), “*U*” (6,72 m/s) e “*P*” (249W/m²).

Figura 21 - Estatística do vento: a) Rosa dos Ventos ilustrando a frequências das direções ocorridas na região de Craíbas; b) Curva de distribuição de Weibull. Para a região de Craíbas, no período de abril/2014 a março/2015.



Fonte: Autora (2016)

Nas tabelas 8 e 9, os parâmetros “A” e “k” encontrados em Craíbas, são confrontados com outros estudos.

Tabela 8 – Parâmetros de escala “A”

		A (m/s)
Presente estudo	Craíbas - AL	7,5
	Água Branca - AL	7,9
Ramos (2012)	Girau do Ponciano - AL	8,4
	Palmeira dos Índios - AL	8,2
Carneiro (2014)	Maracanaú-CE	6,3
	Petrolina- PE	7,4
	Parnaíba-PI	8,4

Fonte: Autora (2016)

Tabela 9 - Parâmetros de forma “k”

		k
Presente estudo	Craíbas - AL	3,45
	Maragogi - AL	2,79
Silva (2011)	Roteiro - AL	3,19
	Girau do Ponciano - AL	3,36
	Água Branca - AL	3,07
Rocha et al. (2011)	Camocim - CE	2,99
Carneiro (2014)	Maracanaú - CE	2,71
	Parnaíba - PI	3,48

Fonte: Autora (2016)

Em termos de velocidade os resultados mostram que os ventos são mais frequentes na faixa de 6 a 7 m/s (Figura 21b).

Quanto a direção, esta oscila entre 135° (SE) e $112,5^\circ$ (ESE) durante o período estudado (Figura 23a).

4.3.1.2 Velocidade média e parâmetros de *Weibull* mensal

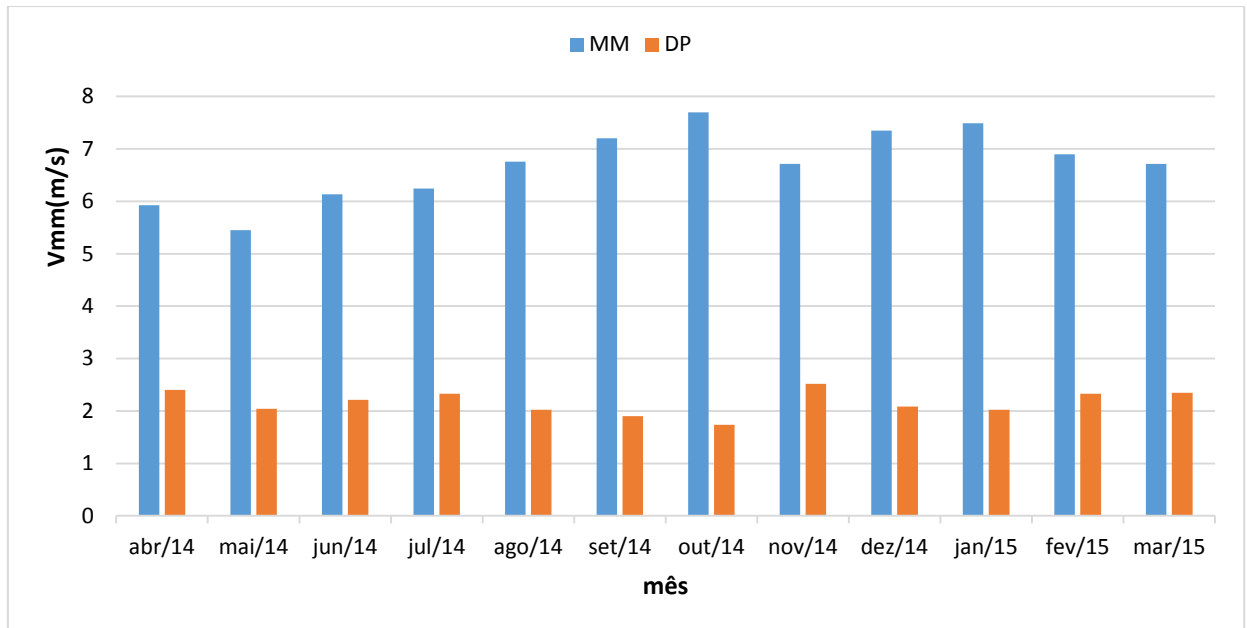
4.3.1.2.1 Velocidade média e desvio padrão

Nesta sessão, será apresentada, a média mensal (V_{mm}) da velocidade do vento e seu respectivo desvio padrão (DP), determinados a partir dos arquivos mensais registrados a cada 10 minutos na torre anemométrica de Craíbas.

Os valores referentes as velocidades médias e os desvios padrão, encontrados em cada mês, estão ilustrados na Figura 22. Nela verificamos que a V_{mm} variou de 5,45 m/s em maio a 7,70 m/s em outubro, com média de 6,73 m/s no período estudado. É importante ressaltar que foi também em outubro que se verificou o menor desvio padrão (1,73m/s).

Um fato curioso é a diminuição da V_{mm} em novembro o que não foi constatado em Girau do Ponciano (RAMOS, 2012) a cerca de 13 km da torre do projeto PVPN. O fato é que o esperado seria o máximo ocorrer em novembro. Uma outra indicação de que algum fenômeno interferiu neste mês é o fato de ter sido nele que se verificou o máximo do desvio padrão (2,52 m/s).

Figura 22 - Velocidade média mensal e Desvio Padrão em Craíbas, no período de abril de 2014 a março de 2015.



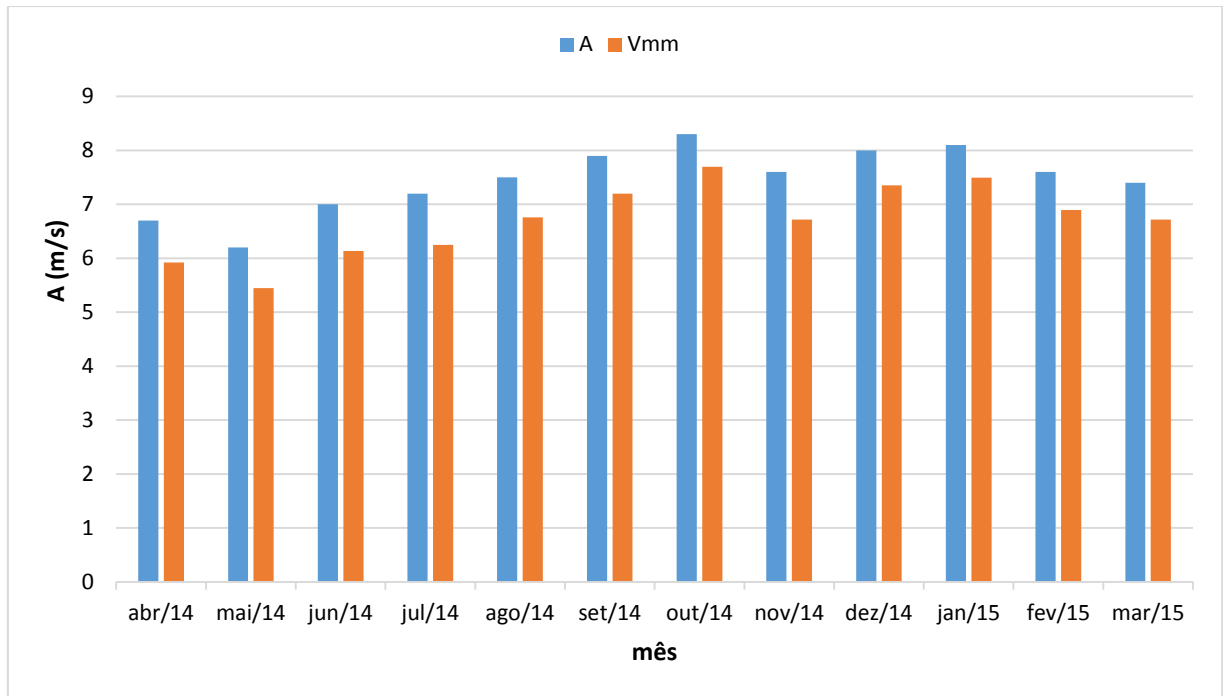
Fonte: Autora (2016)

4.3.1.2.2 Parâmetros de Weibull mensais

A Figura 23 mostra a relação entre a V_{mm} com o fator “A” ao longo dos 12 meses. Nela, verifica-se que os ciclos anuais são semelhantes coincidindo inclusive os meses onde ocorreram os picos de mínima e de máxima. A semelhança é tão grande que o coeficiente de correlação entre eles é igual a 0,99.

Os valores de “A” variaram de 6,2 m/s em maio a 8,3 m/s em outubro com média de 7,5 m/s.

Figura 23 - Médias mensais do parâmetro de escala “A”, e da velocidade média mensal em Craíbas, no período de abril de 2014 a março de 2015.

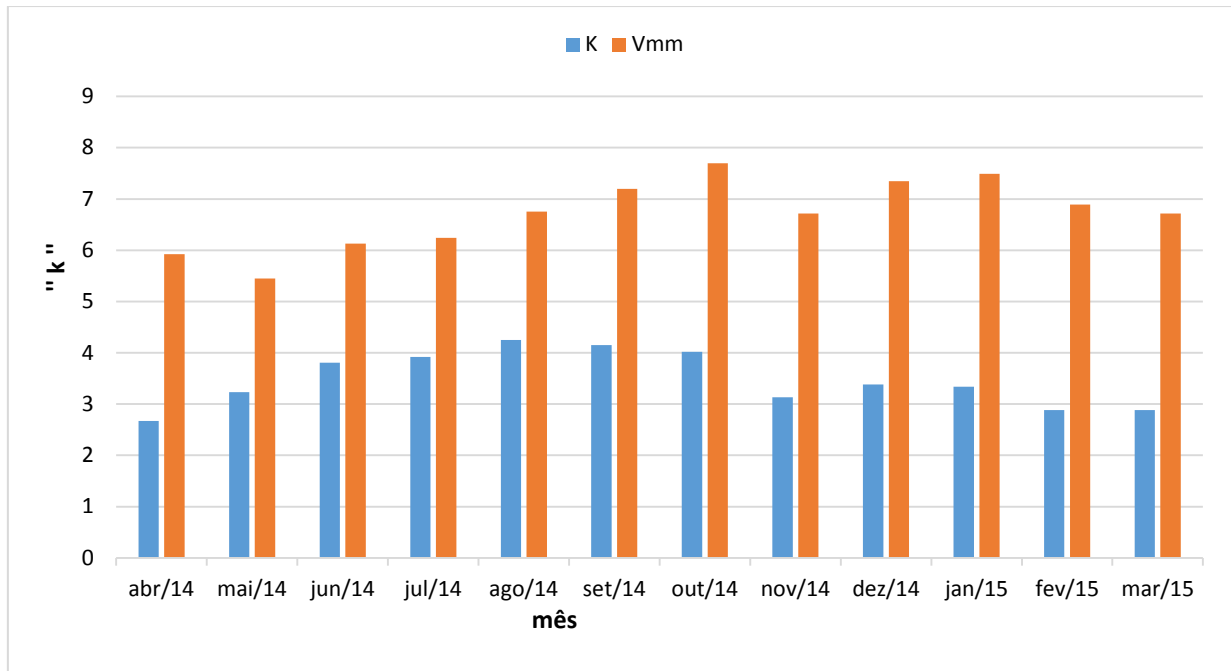


Fonte: Autora (2016)

Na figura 24 são mostradas as médias mensais do fator “k” e da *Vmm* ao longo dos 12 meses estudados. Constata-se que o fator “k” apresenta um ciclo diferente de *Vmm* e de “A”. Os valores extremos ocorrem em meses diferentes: máximo em agosto (4,25) e mínimo em abril (2,67).

O valor médio de “k” foi de 3,47 o qual foi superior a outros locais na região nordeste: Alves (2006) em dez regiões do Estado do Ceará: Assaré (2,35), Jati (2,88), Santana do Cariri (2,03), Missão Velha (2,77), Beberibe (2,81), Pentecoste (2,80), São Gonçalo (2,43), Cedro (1,90), Icó (2,22), Iguatu, (2,22).

Figura 24 - Médias mensais do Parâmetro de forma “k” e da velocidade média mensal em Craíbas, no período de abril de 2014 a março de 2015.



Fonte: Autora (2016)

Como já observado para V_{mm} e “A”, o fator “k” também apresenta uma irregularidade no mês de novembro.

4.3.2 Comparação entre Craíbas e Girau do Ponciano

Nesta sessão são encontrados os valores da distribuição de Weibull e os valores de velocidade média encontradas em Craíbas (CR) e de Girau do Ponciano (GP) encontrados por Silva (2011) para o ano de 2008. O objetivo é avaliar a viabilidade da região para o aproveitamento eólico. Tendo em que a torre anemométrica de Girau do Ponciano tinha apenas 50m, a comparação será feita nesta altura.

A tabela 10 mostra os valores estimados da distribuição de *Weibull* em todos os setores de direção e nas duas direções predominantes de Craíbas e Girau do Ponciano. Em ambos os locais a diferença entre a direção predominante e a segunda maior é de 22,5°.

Nota-se que a magnitude de “A” encontrada em Craíbas é inferior ao encontrado em Girau do Ponciano. Entretanto o “A” encontrado em Craíbas tem um incremento quando os setores são analisados separadamente (6,8 m/s) em relação a análise de todos os setores (6,6

m/s). Ocorrendo o contrário em Girau do Ponciano onde passa de 9,6 m/s em todos os setores a 10,4 m/s em cada setor.

Os valor de k encontrado em todos os setores em Craíbas (2,87), supera o encontrado em Girau do Ponciano (3,36). Entretanto, ‘k’ apresenta seu maior valor em Craíbas (3,95) no 2° setor enquanto que em Girau, seu maior valor ocorre no 1° setor.

Tabela 10 - Valores de ‘k’ e A para cada local levando em conta todos os setores e os dois setores de maior predominância (1° e 2°)

Local	Direção (setor)	Frequência (%)	k	V médio (U) (m/s)	A (m/s)
CR (Presente estudo)	Todos	-	2,87	5,80	6,6
	1° (SE)	55,0	2,88	6,03	6,8
	2° (ESE)	35,0	3,04	6,11	6,8
GP (SILVA, 2011)	Todos	-	3,36	8,64	9,6
	1° (E)	28,5	3,65	9,35	10,4
	2° (ENE)	22,1	3,49	9,39	10,4

Fonte: Silva (2011); Autora (2016)

De acordo com Costa (2009) e Silva (2011) o escoamento em Girau do Ponciano é forçado pelo relevo do local.

Os resultados mostram que em Craíbas, apesar de estar localizada em uma área plana e de menor altitude onde o vento não é forçado pelo relevo. Os resultados encontrados em relação ao ‘k’ foram satisfatórios quando comparados com os encontrados Girau do Ponciano que já havia sido apontado por Costa (2009), Silva (2011) e Ramos (2012) como um bom local para a exploração do recurso eólico.

Vale salientar que os valores de ‘k’ encontrados em Craíbas na altura de 100m (item 4.3.1), altura a partir da qual comumente são instaladas os aerogeradores, superam os encontrados por Silva (2011).

Portanto, baseado nos resultados aqui discutidos, ficou comprovado que a região em questão é viável para exploração eólica.

4.3.3 Potência produzida em Craíbas nas alturas de 50m e 100m

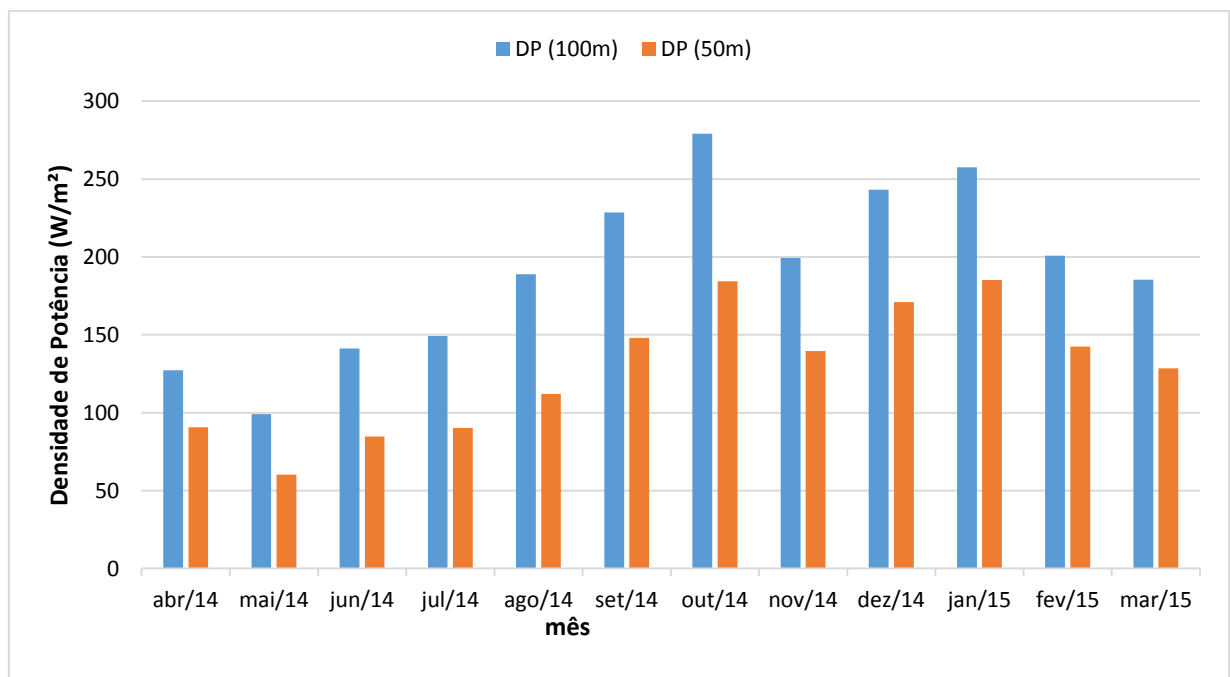
Ao longo do ano, densidade de potência em Craíbas é de $123,75 \text{ W/m}^2$ na altura de 50m e de $186,56 \text{ W/m}^2$ na altura de 100 m.

A figura 25 mostra a densidade de potência em cada mês. Os valores máximos ocorreram em janeiro ($185,23 \text{ W/m}^2$) na altura de 50m e em outubro ($279,18 \text{ W/m}^2$) na altura de 100m. Já os mínimos, ambos ocorreram no mês de maio nas alturas de 50m ($60,36 \text{ W/m}^2$) e 100m ($99,06 \text{ W/m}^2$).

Em todos os meses, a Densidade de Potência encontrado na altura de 50m corresponde a mais de metade da encontrada na altura de 100m, representando 66% quando todo período é analisado.

Estes resultados, aliados aos encontrados com relação aos parâmetros de Weibull anuais nessas duas alturas, mostram a viabilidade de exploração do recurso eólico na altura de 50m.

Figura 25 – Densidade de Potência, no período de abril de 2014 a março de 2015.



Fonte: Autora (2016)

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho foi realizado com intuito de estudar o comportamento do vento e as suas particularidades em Craíbas e analisar a viabilidade do local em termos de aproveitamento eólico. Para tal foram analisados: os aspectos climatológicos, as características do escoamento, as condições de estabilidade atmosférica e variabilidade da distribuição de Weibull em função do tamanho da amostra. Diante dos resultados encontrados, foi concluído que o objetivo do trabalho foi alcançado.

A tentativa de buscar alternativas para reduzir os gastos com medições de modo a viabilizar ainda mais o uso do recurso eólico, levou a averiguar a possibilidade de fazer o uso dos dados de estações meteorológicas. Os resultados obtidos apontam que, no caso presente, esta opção não é viável.

A velocidade média variou de 5,45 m/s em maio a 7,70 m/s em outubro, com média de 6,73 m/s. O ciclo diário médio não segue o padrão e é marcado pelo aumento da velocidade à tarde com máximo no início da noite. Houve pouca variabilidade da direção do vento, com direção predominante de SE.

A atmosfera foi predominantemente instável durante o dia (65,8%) e estável durante a noite (35,3%). Durante todo período, a predominância foi de instabilidade (49%). Os casos de estabilidade corresponderam a 31% e os de neutra a 20%.

As condições de estabilidade encontradas em Craíbas, influenciam diretamente o padrão do escoamento do vento, que é similar durante o dia e estratificado a noite.

A ocorrência de rajadas em simultâneo é condicionada diretamente pelas condições de estabilidade, não tendo nenhuma relação direta com as rajadas identificadas nas estações meteorológicas próximas.

Em termos de viabilidade de exploração do recurso eólico os resultados foram positivos: velocidade média de 6,72 m/s, parâmetro de forma de 3,45 e parâmetro de escala de 7,5m/s.

Na comparação com Girau do Ponciano, foi constatado que Craíbas e a região do entorno apresentam viabilidade para exploração do recurso eólico.

Uma comparação entre a densidade de potência, e dos parâmetros de Weibull, a 50m e 100m em Craíbas, mostrou que os mesmos não variam significativamente com a altura, permitindo a exploração do recurso eólico em alturas menores e consequente, diminuição nos custos na instalação de um parque eólico.

REFERÊNCIAS

- ALVES, J. J. A. **Potencial eólico na direção predominante do vento no Nordeste do Brasil**. Dissertação (Mestrado em Meteorologia) - Universidade Federal da Paraíba, Campina Grande, 2001.
- AMARANTE, O. A. C.; BROWER, M.; ZACK, J.; DE SÁ, A. L. **Atlas do potencial eólico brasileiro**. Brasília, 2001. p. 45.
- ANEEL. **Banco de informação de geração - BIG**. 2017. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 14 fev. 2011.
- ARCHER, C. L.; JACOBSON, M. Z. Spatial and temporal distributions of US winds and wind power at 80m derived from measurements. **Journal of Geophysical Research**, v. 108, n. D9, p. ACL 10-1 –10-20, 2003.
- ASHRAFI, K. H.; HOSHYARIPOUR, G. H. A. A model to determine atmospheric stability and its correlation with CO concentration. **International Journal of Environmental, Chemical, Ecological, Geological and Geophysical Engineering**, v.2, n. 8, 2008.
- BANDEIRA, M. M. **Regionalização do regime eólico no nordeste do Brasil**. Dissertação (Mestrado em Meteorologia) - Universidade Federal da Paraíba. Campina Grande, 1990.
- BASTOS, E. J. B.; CEBALLOES, J. C; SOBRAL, Z. R. **Zoneamento eólico do Nordeste**. Campina Grande, 1986. Relatório Técnico CHESF/UFPB.
- _____. et al. **Distribuição estatística da energia eólica no Nordeste** Campina Grande, 1987. Relatório Final CHESF/BRASCEP/ ATECEL/UFPB/NMA.
- BARTHELMIE, R. J. The effects of atmospheric stability on coastal wind climates. **Meteorological Applications**, v .6, n. 1, p. 39-47, 1999. DOI: 10.1017/S1350482799000961.
- _____. JENSEN, L. E. Evaluation of wind farm efficiency and wind turbine wakes at the Nysted offshore wind farm, **Wind Energy**. v .13, n. 6, p. 573-586, 2010. DOI: 10.1002/we.408.
- BERUSKI, G. C. et al. **Análise probabilística da velocidade média e caracterização da direção predominante do vento no município da Lapa/PR**. Curitiba: Editora UFPR., 2009. (R. RAÍÇA n. 17).
- BRANCO, S. M. **Energia e meio ambiente**. São Paulo: Moderna, 1990.
- BUENO, R. C. et al. Estudo de rajadas de ventos e direções predominantes em lavras, minas gerais, por meio da distribuição Gama. **Ciênc. Agrotec.**, Lavras, v. 35, n. 4, p. 789-796, jul./ago. 2011.

BÚRIGO, V. C. **Análise da modelagem numérica do vento para avaliação do potencial eólico em um terreno complexo empregando CFD**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre. Rio Grande do Sul, 2014.

CARNEIRO, T. C. Caracterização de potencial eólico para fins de geração eólicoelétrica: estudo de caso para Maracanaú (CE), Parnaíba (PI) e Petrolina (PE). **Revista Brasileira de Energia Solar**, Ano 6, v. 6, n. 1, p.1-10, jul. 2015.

CHOU, S. C. et al. Mapeamento eólico para o Nordeste. In: Congresso Brasileiro de Meteorologia, 14, 2006, Florianópolis. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE METEOROLOGIA, 14., 2006. **Anais....** Florianópolis, 2006.

CHRISTENSEN, C. J.; DRAGT, J. B. **Accuracy of power-curve measurements**. 1986. Risø-M- 2632 (Roskilde: Risø National Laboratory).

COELINGH, J. P; WIJK, A. J. M. Van; HOLTSLAG, A. A. M. Analysis of wind speed observations over the north sea. **Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics**, v. 61, p. 51-69, 1996.

COSTA, G. B. **Análise espacial e temporal do vento no estado de Alagoas**. Dissertação (Mestrado em Meteorologia) - Universidade Federal de Alagoas. Maceió, 2009.

COSTA, G. B.; LYRA, R. F. F. Análise dos padrões de vento no estado de alagoas. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v. 27, n.1, 31-38, 2012.

DOLABELLA, A. M. Matriz energética diversificada é opção mais segura para o país. **Cienc. Cult.** [online], v. 63, n. 2, p. 6-8, 2011. ISSN 0009-6725.

DALMAZ, A. **Estudo do potencial eólico e previsão de ventos para geração de eletricidade em Santa Catarina**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2007. Disponível em: <<http://repositorio.ufsc.br/xmlui/handle/123456789/90185>>. Acesso em: 2 fev. 2017.

DA SILVA, J. K. A. **Caracterização do vento e estimativa do potencial eólico da região de tabuleiros costeiros (Pilar, Alagoas)**. Dissertação (Mestrado em Meteorologia) - Universidade Federal de Alagoas. Maceió, 2007.

DORADO, R. M. et al. Aplicação de modelo de mesoescala para desenvolvimento de projetos eólicos. In: BRAZIL WINDPOWER, 2013. **Conference e Exhibition**. [online]. Disponível em: <http://www.academia.edu/17056601/Aplica%C3%A7%C3%A3o_de_Modelo_de_Mesoescala_para_Deenvolvimento_de_Projetos_E%C3%B3licos>. Acesso em: 15 jan. 2017.

DORWEILER, R. P. **Aplicação de modelagem de turbulência na camada limite atmosférica para verificar efeitos locais de topografia**. Dissertação (Mestrado em) – Universidade Federal do Paraná. Curitiba, 2007.

ELLIOTT, D. L.; CADOGAN, J. B. Effects of wind shear and turbulence on wind turbine power curves. In: EUROPEAN COMMUNITY WIND ENERGY CONFERENCE AND EXHIBITION, 1990 Madrid. **Proceedings...** Madrid, 1990.

FRANSDEN, S. On uncertainties in power performance measurements. In: ASME WIND ENERGY SYMP, 6th. 1987, New York. **Proceedings...** New York : American Society of Mechanical Engineers, 1987

GABRIEL FILHO, L. R. A. et al. Caracterização do comportamento eólico da região de Botucatu-SP através da distribuição de Weibull. In: CONGRESSO INTERNACIONAL SOBRE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E ENERGIA NO MEIO RURAL, 7., 2008, Fortaleza. **Anais...** Fortaleza: Nipenergia, 2008. p. 1-9

GALVANI, E.; KLOSOWSKI, E. S.; CUNHA, A. R. Caracterização da direção predominante do vento em Maringá, PR. **Revista Brasileira de Agrometeorologia**. Santa Maria, v. 7, n. 1, p. 81-90, 1999.

GARCIA, A. et al. Wind speed distributions: a case study. **Solar Energy**, v. 6, n. 2, p. 139-144, 1998.

GARCILASSO, V. P.; OLIVEIRA, F. C. E COELHO, S. T. Produção e uso do biodiesel no Brasil: análise de barreiras e políticas. In: CONGRESSO SOBRE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E ENERGIA NO MEIO RURAL, 10., São Paulo, 2015. **Anais...** São Paulo: Universidade de São Paulo, 2015.

HELDWEIN, A. B. et al. Frequência de ocorrência de ventos fortes em Santa Maria, RS. **Revista Brasileira de Agrometeorologia**, Santa Maria, v. 11, n. 2, p. 285-291, 2003.

HENESSEY, JR. J. P. Some aspects of wind power statistic. **Journal of Applied Meteorology**, Boston, v. 16, n. 2, p. 119-128, 1977

HIMRI, Y.; HIMRI, S.; STAMBOULI, A. B. Wind power resource in the south-western region of Algeria. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 14, p. 554-556, 2010.

HINRICHS, R. A. **Energia e meio ambiente**. 3. ed. São Paulo: Pioneira Thomson Learning, 2003.

HOLTSLAG, M. C.; BIERBOOMS, W. A. A. M.; VAN BUSSEL, G. J. W. Definition of the equivalent atmospheric stability for wind turbine fatigue load assessment. **Journal of Physics: Conference Series**, n. 524, 2014. DOI 012110 doi:10.1088/1742-6596/524/1/012110.

_____; _____. Estimating atmospheric stability from observations and correcting wind shear models accordingly. **Journal of Physics: Conference Series**, n. 555, 2014. Doi:10.1088/1742-6596/555/1/012052

HONHOFF, S. Power curves: the effect of environmental conditions. GE WIND AWEA WIND SPEED AND ENERGY WORKSHOP, 2007, Portland. **Proceedings...** Portland, 2007.

- HUTSCHEMAEKERS, J. J. W. **Comparison of classification systems to define atmospheric stability**: and their impact on wind turbine design. Dissertação (Master of Science Thesis - Sustainable Energy Technology) - Delft University of Technology. Delft, 2014. Disponível em: <http://www.lr.tudelft.nl/fileadmin/Faculteit/LR/Organisatie/Afdelingen_en_Leerstoelen/Afdeling_AEWE/Wind_Energy/Education/Masters_Projects/Finshed_Master_projects/doc/Joost_Hutschemaekers_r2.pdf>. Acesso em: 11 jan. 2017.
- JUSTUS, C. G.; MIKHAIL, A. Height variation of wind speed and wind distribution. **Geophysical Research Letters**, v. 3, p. 261-264, 1976.
- JUSTUS, C. G. et al. Methods for estimating wind speed frequency distributions. **Journal of Applied Meteorology**, Boston, v. 17, n. 3, p. 350-353, 1978.
- KAISER, K. et al. Turbulence correction for power curves. In: EUROPEAN COMMUNITY WIND ENERGY CONFERENCE AND EXHIBITION, 1990 Madrid. **Proceedings...** Madrid, 2003.
- KAYANO, M. T.; ANDREOLI, R. V. Clima da região Nordeste do Brasil. In: Iracema F. A. Cavalcanti et al. (orgs). **Tempo e Clima no Brasil, São Paulo: Oficina dos Textos**, p. 213-233, 2009.
- KROGSÆTER, O. e REUDER, J. Validation of boundary layer parameterization schemes in the Meteorological Research and Forecasting (WRF) model under the aspect of offshore wind energy applications—part II: boundary layer height and atmospheric stability. **Wind Energy**. 18:1291–1302. 2015.
- LANGE, B.; LARSEN, S., HØJSTRUP, J. e BARTHELMIE, R. Importance of thermal effects and sea surface roughness for off shore wind resource assessment. **Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics** 92 959-8. 2004
- LIMA, F. J. L de. **Avaliação do potencial eólico no Estado da Paraíba: Um estudo observacional e numérico**. Dissertação de Mestrado – Universidade Federal de Campina Grande. Campina Grande, 2011.
- LINACRE. E. **Climates e Weather Explained: an introduction from the British Library**, 1996.
- LIRA, M.A.T.; SILVA, E. M.; ALVES, J. M. B. Estimativa dos recursos eólicos no litoral cearense usando a teoria da Regressão Linear. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v.26, n.3, 349 - 366, 2011
- LIU, J.; CAO, L.; XIE, M.; GOH, T.; TANG, Y. A general Weibull model for reliability analysis under different failure criteria - Application on anisotropic conductive adhesive joining technology. **Electronics packaging manufacturing, IEEE Transactions on**. v. 28, n. 4, p. 322-327, outubro 2005.
- MACHADO, F.P. **Contribuição ao estudo do clima do Rio Grande do Sul**. Rio de Janeiro, Conselho Nacional de Geografia, 1950. 91 p.

MARTINS, F. R.; GUARNIERI, R.A.; PEREIRA, E.B. O aproveitamento da energia eólica. **Revista Brasileira de Ensino de Física**, v.1, p. 1-13, 2008.

MARTINS, F. R., PEREIRA, E. B. Enhancing information for solar and wind energy technology deployment in Brazil. **Energy Policy**, 39, 4378 – 4390, 2011.

MERZOUK, N. K. Wind energy potential of Algeria. **Renewable Energy**, v. 21, p 553 – 562, november, 2000.

MOLION, L. C. B.; BERNARDO, S. O. Uma revisão da dinâmica das chuvas no Nordeste Brasileiro. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v. 17, n. 1, p.10, 2002.

MORENO, J. A. **Clima do Rio Grande do Sul**. Porto Alegre Secretaria da Agricultura do Estado do Rio Grande do Sul, Diretoria de Terras e Colonização, Secção de Geografia, 1961.

MUNHOZ, F. C; GARCIA, A. Caracterização da velocidade e direção predominante dos ventos para a localidade de Ituverava–SP. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v.23, n.1, 30-34, 2008.

MUHAN, M. e SIDDIQUI, T. A. Analysis of various schemes for the estimation of atmospheric stability classification. **Atmospheric Environment**, Vol. 32, pp. 3775-3781, 1998.

NFAQUI, H.; BURET, J. e SAYIGH, A. A. M. Wind characteristics and wind energy potential in Marrocos. **Solar Energy**, v. 6, n. 1, p. 51-60, 1998.

OLIVEIRA JÚNIOR, J. F., PIMENTEL, L. C. G., LANDAU. L. Critérios de estabilidade atmosférica para a região da Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto, Angra dos Reis – RJ. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v.25, n.2, 270 - 285, 2010.

OLIVEIRA, M. M. F., EBECKEN, N. F. F., DE OLIVEIRA, J. L. F., GILLELAND, E. Generalized extreme wind speed distributions in South America over the Atlantic Ocean region. **Theoretical and Applied Climatology**, 2010.

OLIVEIRA, J. L. e COSTA, A. A. Estudo de variabilidade do vento em escala sazonal sobre o Nordeste brasileiro utilizando o RAMS: Os casos de 1973-1974 e 1982-1983. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v.26, n.1, 53 - 66, 2011.

PAL ARYA. Air pollution meteorology and dispersion. **Oxford University Press**, Oxford. 1999.

PEÑA A, GRYNING S-E, HASAGER CB. Measurements and modelling of the wind speed profile in the marine atmospheric boundary layer. **Boundary-Layer Meteorology**. Vol 129(3): pp479–495. 2008.

PEREIRA, E. B. O desafio das energias renováveis e suas implicações ambientais. **Boletim da Sociedade Brasileira de Meteorologia**, v. 30, p. 36-47, 2007.

____GUARNIERE, R, A., MARTINS, F. R. O Aproveitamento da energia eólica. **Revista Brasileira de Ensino de Física**, v. 30, n. 1, 2007.

_____. MARTINS, F. R.; ABREU, S. L.; RUTHER, R.; AMARANTE, O.; CHAN, C.S.; LIMA, E. Solar and wind energy Brazilian report. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), São José dos Campos/SP, v.1, p. 100, 2008.

PERRIN, O.; ROOTZÉN, H.; TAESLER, R. A discussion of statistical methods used to estimate extreme wind speeds. **Theoretical and Applied Climatology**, v.85, p.203–215, 2006.

PINTO, L.I. C.; MARTINS, F. R.; PEREIRA, E. B.; FISCH, G. F.; LYRA, R. F. F. Confiabilidade nas estimativas do regime do vento fornecidas pelo BRAMS no estado de alagoas: influência do aninhamento e da resolução horizontal de GRADES. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v.29, n.2, 242 - 258, 2014

RAMOS, D. R. S. **Mapeamento eólico do estado de Alagoas utilizando ferramentas computacionais e dados observados**. Dissertação de Mestrado – Universidade Federal de Alagoas. Maceió, 2012.

RARESHIDE, E.; TINDAL, A.; JOHNSON, C.; GRAVES, A. M.; SIMPSON, E.; BLEEG, J.; HARRIS, T. e SCHOBORG, D. Effects of complex wind regimes on turbine performance. **Proc. American Wind Energy Association WINDPOWER Conference** (Chicago, IL). 2009.

REIS, B. G.; BERLATO, M. A. **Aspectos gerais do clima do Estado**. Porto Alegre, Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 1972, v. 1, 187 p.

REHMAN, S.; HALAWANI, T. O. e HUSSAIN, T. Weibull parameters for wind speed distribution in Saudi Arabia. **Solar Energy**, v. 3, n.6, p. 473-479, 1994.

ROCHA, P. A. C., SOUSA, R. C., ANDRADE, C. F., SILVA, M. E. V. Comparison of Seven Numerical Methods for Determining Weibull Parameters for Wind Energy Generation in the Northeast Region of Brazil. **Applied Energy**, 89, 395 – 400, 2012.

ROHATGI, J e BARBEZIER, G. Wind turbulence and atmospheric stability—their effects on wind turbine output. **Renew Energy** 16 908–11. 1999

SACRAMENTO, E. M.; CUNHA, E. B. A. C.; LEAL JÚNIOR, J. B. V.; COSTA, A. A. Estudo preliminar sobre o potencial eólico das regiões serranas do Ceará. In: Congresso Brasileiro de Meteorologia, 14, 2006, Florianópolis. Florianópolis. **Anais XIV Congresso Brasileiro de Meteorologia**, 2006.

SANSIGOLO, C. A. Distribuições de probabilidade de velocidade e potência do vento. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v.20, n.2, 207-214, 2005.

SAUER, I. L.; QUEIROZ, M. S.; MIRAGAYA, J. C. G.; MASCARENHAS, R. C.; JÚNIOR, A. R. Q. **Energias renováveis: Ações e perspectivas na Petrobras**. Bahia Análise e Dados. Salvador. v.16, n.01, 9-22. 2006.

SATHE, A. e BIERBOOMS, W. Influence of different wind-profiles due to varying atmospheric stability on the fatigue life of wind turbines. **Journal of Physics: Conference Series** 75 012056. 2007.

SATHE, A. Atmospheric stability and wind profile climatology over the North Sea - Case study at Egmond aan Zee. **TORQUE 2010: The Science of Making Torque from Wind**. Crete, Greece.

SHEN, R.; TER, E. R. R., BRESCH, J. F. Vertical Interpolation of Meteorological Variables. **Monthly Meteorological Review**. v 114, p. 123- 134, 1986.

SILVA, J. B.; SCHONS, R.L.; LARROZA, E.G. Probabilidades de ocorrência de rajadas máximas de vento em Pelotas, RS. **Revista Brasileira de Agrometeorologia**, Santa Maria, v.5, n.2, p.237-240, 1997

_____ ZANUSSO, J.F.; SILVEIRA, D.L.M. Estudo da velocidade e direção dos ventos em Pelotas, RS. **Revista Brasileira de Agrometeorologia**, Santa Maria, v.5, n.2, p227-235, 1997.

SILVA, B. B.; ALVES, J.J.A.; CAVALCANTI, E.P. Caracterização do potencial eólico da direção predominante do vento no Estado da Bahia. **XII Congresso Brasileiro de Meteorologia**, Foz de Iguaçu-PR, 2002.

_____ ALVES, J.J.A.; CAVALCANTI, E.P.; DANTAS, R.T. Potencial eólico na direção predominante do vento no Nordeste brasileiro. **Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental**, Campina Grande, v.6, n.3, p.431-439, 2002.

_____ ALVES, J.J.A.; CAVALCANTI, E.P.; VENTURA, E.D. Variabilidade espacial e temporal do potencial eólico da direção predominante do vento no Nordeste do Brasil. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v.19, n.2, 189-202, 2004.

SILVA, N. F.; ROSA, L. P.; ARAUJO, M. R. The utilization of Wind energy in the Brazilian electric sector expansion. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.9, p. 289-309, 2005.

SILVA, A. R. **Estudo observacional do regime de vento no Estado de Alagoas, nos períodos seco e de transição seco-chuvoso**. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Meteorologia). Universidade Federal de Alagoas. Maceió, 2009.

_____ **Caracterização do vento e potencial eólico no Estado de Alagoas**. Dissertação Mestrado - Universidade Federal de Alagoas. Maceió, 2011.

SILVA, D. G.; LOPES. R. P.; CARVALHO, D. F. Caracterização do potencial eólico em Seropédica (RJ). **Revista Energia na Agricultura**. Botucatu, vol. 28, n.3, p.185-192, julho-setembro, 2013.

SOARES, A. E.C. **Avaliação preliminar do potencial eólico com recurso a um modelo de Mesoescala**. Dissertação Mestrado – Instituto Politécnico do Porto, Instituto Superior de Engenharia do Porto. Porto, 2009.

SOUZA, A; GRANJA, S. C. Estimativa dos parâmetros “C” e “K” do modelo de Weibull e da direção dos ventos para Campo Grande e Dourados/MS, Brasil. **Revista Brasileira de Agrometeorologia**, Santa Maria, v. 5, n.1, pp. 109 – 114, 1997.

SUCEVIC, N. e DJURISIC, Z. Influence of atmospheric stability variation on uncertainties of wind farm production estimation. **Research Gate**. Conference Paper. April 2012.

TAMBKE, J.; CLAVERIE, L.; BYE, J.; POPPINGA, C.; LANGE, B.; VON BREMEN, L.; DURANTE, F.; WOLFF, J-O. Offshore meteorology for multi-mega-watt turbines. **Proceedings European Wind Energy Conference**, Athens; 139–143. 2006.

TINDAL, A.; JOHNSON, C.; LEBLANC, M.; HARMAN, K.; RARESHIDE, E. and GRAVES, A-M. Site-specific adjustments to wind turbine power curves. **Proc. American Wind Energy Association WINDPOWER Conference** (Houston, TX). 2008.

TOLMASQUIM, M. T.; GUERREIRO, A.; GORINI, R. Matriz energética brasileira: uma prospectiva. *Novos estud. - CEBRAP* no. 79. São Paulo Nov. 2007. <http://dx.doi.org/10.1590/S0101-33002007000300003>.

TURNER, D. B. A diffusion model for an urban area. **Journal of Applied Meteorology**., 3,pp. 83-91, 1964.

VAN DER AUWERA, L.; MEYER, F e MALET, L. M. The Use of the Weibull 3-Parameters Model for Estimating Mean Wind Power Densities. **Journal of Applied Meteorology**, v. 19, n. 7, p. 819-825, 1980.

WAGNER, R.; ANTONIOU, I.; PEDERSEN, S. M.; COURTNEY, M. S. and JØRGENSEN, H. E. The influence of the wind speed profile on wind turbine performance measurements. **Wind Energy** 12 348–62. 2009.

WHARTON, S e LUNDQUIST, K. L. Atmospheric stability affects wind turbine power collection. **Environmental Research Letters** 7 1-9. 2012. DOI:10.1088/1748-9326/7/1/014005.

ZORAS, S., TRIANTAFYLLOU, A. G, DELIGIORGI, D. Atmospheric stability and PM10 concentrations at far distance from elevated point sources in complex terrain: Worst-case episode study. **Journal of Environmental Management**, 80, pp. 295–302, 2006.