

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

METODOLOGIA DE MICROSITING PARA TERRENOS COMPLEXOS BASEADA
EM CFD COM SOFTWARES LIVRES DE CÓDIGO ABERTO

por

William Corrêa Radünz

Dissertação para obtenção do Título de
Mestre em Engenharia

Porto Alegre, março de 2018

METODOLOGIA DE MICROSITING PARA TERRENOS COMPLEXOS BASEADA
EM CFD COM SOFTWARES LIVRES DE CÓDIGO ABERTO

por

William Corrêa Radünz
Engenheiro Mecânico

Dissertação submetida ao Corpo Docente do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, PROMEC, da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do Título de

Mestre em Engenharia

Área de Concentração: Fenômenos de Transporte

Orientador: Prof^a. Dr^a. Adriane Prisco Petry

Aprovada por:

Prof. Dr. Alexandre Vagtinski de PaulaDEMEC / UFRGS

Prof. Dr. Felipe Roman Centeno PROMEC / UFRGS

Prof. Dr. Luiz Alberto Oliveira RochaPROMEC / UFRGS

Prof. Dr. Jakson Manfredini Vassoler
Coordenador do PROMEC

Porto Alegre, 9 de março de 2018

AGRADECIMENTOS

Ao povo brasileiro, pela oportunidade de estar aqui.

À todos aqueles que contribuíram para o progresso da ciência e acesso à educação.

Aos meus pais, pelo apoio incondicional às minhas decisões na vida.

Aos meus amigos, pois o mundo melhor que eu idealizo não faz sentido sem vocês.

À Alice Baier, a quem desejo toda a sorte e amor na vida.

Aos professores, pela passagem do conhecimento que nos permite ir além.

À minha orientadora, Prof^a. Dr^a. Adriane Prisco Petry, pelo pioneirismo na pesquisa em energia eólica no Brasil.

À todos desenvolvedores de softwares livres, por dividir seu arduo trabalho.

À UFRGS e ao PROMEC, minha eterna casa.

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), pelo suporte financeiro para a elaboração deste trabalho.

À Hidropan, pela parceria no projeto "Desenvolvimento de Metodologia de Avaliação do Potencial Eólico para Terrenos Complexos visando Geração Distribuída", desenvolvido na UFRGS em parceria com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

À Taylor e Teunissen, 1987 e Berg et al., 2011, pelo desenvolvimento e disponibilização dos dados dos projetos Askervein e Bolund, respectivamente.

RESUMO

Micrositing é o campo do posicionamento estratégico dos aerogeradores na área do parque eólico visando a configuração mais promissora em termos econômicos ou de produção. Dado que em terrenos complexos as características do vento variam na área do parque eólico de forma não-linear, emprega-se a modelagem numérica do vento por CFD para extrapolar os dados medidos para toda a região. O presente trabalho consiste no desenvolvimento de uma metodologia de *micrositing* em terrenos complexos capaz de auxiliar no projeto do *layout* e seleção do tipo e altura de eixo do aerogerador que maximiza o fator de capacidade (FC) utilizando softwares livres de código aberto. A metodologia consiste na simulação do vento para várias direções de incidência, assimilação das medições, conversão de velocidade em densidade de potência, ponderação por frequência de ocorrência de cada direção, sobreposição, seleção das coordenadas dos aerogeradores e cálculo do FC para diversas configurações de tipo e altura de eixo dos aerogeradores. Verificação, validação e seleção das constantes do modelo de turbulência é realizada anteriormente às simulações. Verificou-se que o modelo $k-\epsilon$ produziu um escoamento horizontalmente homogêneo e que o melhor desempenho na validação foi obtido com a escolha de constantes para escoamentos atmosféricos. A metodologia foi demonstrada em uma região de terreno complexo em que o FC do parque eólico proposto apresentou caráter convergente com o refino progressivo da malha, porém oscilatório em termos do número de direções simuladas. Por fim, obteve-se FC brutos superiores a 40% para as cinco melhores configurações e de aproximadamente 52% no melhor caso, indicando bom potencial eólico. A metodologia foi capaz de preencher uma lacuna na literatura científica de *micrositing* ao possibilitar o planejamento do *layout*, tipo de aerogerador e altura de eixo, bem como a estimativa da produção e FC brutos da usina em terrenos complexos. Além disso, a estrutura de trabalho com o uso de recursos computacionais livres e de código aberto reforça o caráter de desenvolvimento contínuo, compartilhamento e transparência da metodologia.

Palavras-chave: Micrositing; Terrenos complexos; CFD; Fator de capacidade; Potencial eólico.

ABSTRACT

Micrositing is the field concerned with the strategic positioning of wind turbines in the wind farm area aimed at the most promising configuration economically- or yield-wise. Given the wind characteristics vary non-linearly across the wind farm area in complex terrain, numerical wind modeling with CFD is employed to extrapolate the measured data to the whole site. The present work consists of the development of a micrositing methodology in complex terrain capable of assisting the layout project and selection of wind turbine type and hub height that maximizes the capacity factor (CF) using free and open-source software. The methodology consists of simulating the wind for a number of incoming directions, assimilation of measurements, conversion of wind speed into power density, weighing by frequency of occurrence of each direction, overlapping, selection of wind turbine coordinates and CF calculation for a number of wind turbine types and hub heights. Verification, validation and selection of turbulence model constants is performed previous to the simulations. It was verified that the $k-\epsilon$ model is able to sustain horizontally-homogeneous flow and that the classic atmospheric flow constants performed best in the validation step. The methodology was demonstrated in a complex terrain region for which the proposed wind farm CF showed converging behavior with progressive mesh refinement, however oscillating with the number of wind directions simulated. Ultimately, CF greater than 40% were obtained with the five best performing configurations and approximately 52% in the best case scenario, suggesting good wind potential. The methodology was capable of filling a major gap in the scientific literature of micrositing for allowing the layout planning, selection of wind turbine type and hub height, as well as gross production estimates and CF for the wind farm in complex terrain. Additionally, the free and open-source-based framework strengthens the continuous development, sharing and transparency of the methodology.

Keywords: Micrositing; Complex terrain; CFD; Capacity factor; Wind potential.

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Revisão Bibliográfica	2
1.2	Justificativa	5
1.3	Objetivos	7
1.4	Organização do Trabalho	8
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	9
2.1	Vento	9
2.1.1	Escalas	10
2.1.2	Camada Limite Atmosférica	12
2.1.3	Camada Limite Superficial	14
2.1.4	Estratificação Atmosférica	14
2.1.5	Ventos em Terrenos Complexos	16
2.1.6	Medição	18
2.1.7	Análise dos dados	20
2.2	Conversão de Energia	22
2.2.1	Curva de potência do aerogerador	22
2.2.2	Distribuição de Weibull	25
2.2.3	Energia Anual Gerada e Fator de Capacidade brutos	26
2.2.4	Perdas	28
2.3	Simulação Computacional	30
2.3.1	Níveis de modelagem do vento	31
2.3.2	Equações do movimento	32
2.3.3	O modelo k- ϵ	34
2.3.4	Condições de contorno para escoamentos atmosféricos	35
2.3.5	Funções de parede	36
2.3.6	Consistência da modelagem	37

3	METODOLOGIA PARA MICROSITING EM TERRENOS COMPLEXOS	38
3.1	FASE I: MAPEAMENTO DO POTENCIAL EÓLICO E LAYOUT	38
3.1.1	O parâmetro de forma da distribuição de Weibull	39
3.1.2	Parâmetros das condições de entrada por direção e constantes do modelo	40
3.1.3	Verificação e Validação	40
3.1.4	Simulação do vento por CFD	40
3.1.5	Mapas de densidade de potência do vento	41
3.2	FASE II: EAG e FC	43
3.2.1	Extrapolação vertical do parâmetro de forma	44
3.2.2	Correção da curva de potência	46
3.2.3	EAG e FC	46
3.3	Desenvolvimento	47
4	VERIFICAÇÃO E VALIDAÇÃO DO MODELO DE CFD	50
4.1	Verificação	51
4.2	Validação	52
4.2.1	Métricas de validação	52
4.2.2	Askervein Hill	53
4.2.3	Bolund Hill	60
4.3	Conclusões da verificação e validação	66
5	ESTUDO DE CASO	68
5.1	Introdução e descrição do site	68
5.2	Pré-processamento das medições	69
5.3	Resultados	72
5.3.1	Sensibilidade ao refinamento da malha	72
5.3.2	Sensibilidade ao número de direções simuladas	75
5.4	Conclusões do estudo de caso	76
6	CONCLUSÕES	77
6.1	Sugestões para Trabalho Futuros	78
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	79

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1	<i>Layout</i> de parque eólico baseado no mapeamento da velocidade do vento por CFD na etapa de <i>micrositing</i> [Retirado de Radünz et al., 2016].	3
Figura 2.1	Espectro de frequência da energia cinética do vento [Retirado de Schubert e Eletrosul, 2014].	10
Figura 2.2	Troposfera e Camada Limite Atmosférica [Adaptado de Stull, 2017].	13
Figura 2.3	Camada Limite Atmosférica, composta pela Camada Limite Superficial e pela Camada de Ekman [Retirado de Schubert e Eletrosul, 2014].	13
Figura 2.4	Perfil da velocidade média do vento com estratificação neutra (tracejado), estável (linha contínua) e instável (traço-ponto) [Retirado de Zhang, 2015].	15
Figura 2.5	Perfis de velocidade do vento na CLS sob estratificação estável (linha contínua), neutra (tracejada) e instável (traço-ponto) [Adaptado de Zhang, 2015].	17
Figura 2.6	Efeito de aceleração do vento devido à curvatura do terreno (<i>speed-up</i>) [Retirado de Zhang, 2015].	18
Figura 2.7	Esquematização do tipo de torre anemométrica geralmente empregada para o desenvolvimento de parques eólicos [Retirado de Schubert e Eletrosul, 2014].	19
Figura 2.8	Medição da velocidade instantânea do vento durante o período de 10 minutos [Adaptado de Zhang, 2015].	20
Figura 2.9	Série temporal de longo-prazo da velocidade média do vento medida com anemômetro de copos para diversas alturas [Dados fornecidos por Hidropan].	21
Figura 2.10	Ajuste de curva da distribuição de Weibull sobre os dados de vento (esq.), rosa dos ventos da frequência de ocorrência das direções de vento (centro) e rosa dos ventos das VMA [Retirado de Schubert e Eletrosul, 2014].	22

Figura 2.11	Esquemática do processo de conversão da energia cinética do vento [Retirado de Burton et al., 2011].	23
Figura 2.12	Curva de potência de aerogerador com controle de passo e velocidade variável [Retirado de Burton et al., 2011].	24
Figura 2.13	Ajuste de curva da distribuição de Weibull (preto) aos dados da campanha de medições (vermelho) [Adaptado de Schubert e Eletrosul, 2014].	25
Figura 2.14	Distribuição de Weibull da velocidade do vento (acima) e curva de potência do aerogerador (abaixo) utilizados no cálculo da EAG [Adaptado de Schubert e Eletrosul, 2014].	27
Figura 2.15	Fazenda eólica <i>offshore</i> de Horns Rev, Dinamarca. O efeito de esteira pode ser visualizado [Retirado de Steiness, 2014].	29
Figura 3.1	Fluxograma proposto para a fase I: Mapeamento do potencial e <i>layout</i>	39
Figura 3.2	Domínio computacional discretizado com 2.337.300 volumes hexaédricos empregado no estudo de caso representando uma porção da atmosfera terrestre e a superfície do terreno [Adaptado de Radünz e Petry, 2017b].	42
Figura 3.3	Mapa de densidade de potência do vento a 100 m de altura [Adaptado de Radünz e Petry, 2017b].	44
Figura 3.4	Fluxograma proposto para a fase II: EAG e FC brutos.	45
Figura 3.5	Fluxograma sob o ponto de vista computacional para a fase I.	49
Figura 3.6	Fluxograma sob o ponto de vista computacional para a fase II.	49
Figura 4.1	Campo de velocidade do vento no domínio plano, vazio e bi-dimensional.	51
Figura 4.2	Perfis de velocidade do vento (esq.) e ECT (dir.) ao longo do domínio plano vazio.	52
Figura 4.3	Askervein e entornos [Adaptado de Taylor, 1983].	53
Figura 4.4	Curvas de nível e pontos de referência de Askervein [Adaptado de Taylor, 1983].	54

Figura 4.5	Perfil de velocidade logarítmico ajustado aos dados experimentais (esq.) e perfis da ECT (dir.) [Adaptado de Radünz e Petry, 2017a].	55
Figura 4.6	Modelo Digital de Elevação (MDE) de Askervein e entornos.	55
Figura 4.7	Um dos domínios discretizados empregado nas simulações por CFD.	56
Figura 4.8	Razão de velocidade ao longo da linha A 10 m acima do nível do solo.	57
Figura 4.9	Razão de ECT ao longo da linha A 10 m acima do nível do solo. As barras de erro denotam 25% do valor experimental.	57
Figura 4.10	Perfis de razão de velocidade no topo de Askervein.	58
Figura 4.11	Perfis de razão de ECT no topo de Askervein. As barras de erro denotam 25 % do valor experimental.	59
Figura 4.12	Bolund e entornos [Adaptado de Bechmann, 2009].	61
Figura 4.13	Curvas de nível de Bolund e posição das torres de medição [Retirado de Berg et al., 2011].	61
Figura 4.14	Uma das malhas gerada para o estudo de caso de Bolund Hill.	62
Figura 4.15	Razão de velocidade ao longo da linha B 2 m acima do nível do solo.	63
Figura 4.16	Razão de velocidade ao longo da linha B 5 m acima do nível do solo.	64
Figura 4.17	Razão de ECT ao longo da linha B 2 m acima do nível do solo.	64
Figura 4.18	Razão de ECT ao longo da linha B 5 m acima do nível do solo.	65
Figura 4.19	Aumento relativo dos perfis de RV nas torres M7, M6, M3 e M8.	65
Figura 4.20	Aumento relativo dos perfis de RECT nas torres M7, M6, M3 e M8.	66
Figura 5.1	Modelo Digital de Elevação de Panambi com a torre anemométrica ao centro (esq.) e a distribuição de frequência das rosa dos ventos medida com a torre anemométrica (dir.)	68
Figura 5.2	Velocidade média anual por direção (acima) e ciclo diurno considerando todas as direções simultaneamente (abaixo).	70
Figura 5.3	Ajuste de curvas para o parâmetro de forma da distribuição de Weibull para as direções preferenciais do vento: (a) 0°, (b) 22,5°, (c) 45° e (d) 67,5°	71

Figura 5.4	Mapas de densidade de potência do vento 60 m (acima à esq.), 80 m (acima à dir.), 100 m (abaixo à esq.) e 120 m (abaixo à dir.) acima do nível do solo para 16 direções simuladas e malha G3.	73
Figura 5.5	Mapa de densidade de potência do vento 100 m acima do nível do solo para a malha G3 e 16 direções simuladas utilizado para <i>micrositing</i> . Aerogeradores ampliados para melhor visualização. . .	74
Figura 5.6	Curvas de potência dos modelos de aerogerador com melhor performance no estudo de caso.	75

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1	Escalas horizontais características do movimento na troposfera [Adaptado de Stull, 2017]	11
Tabela 2.2	Classificação de Davenport-Wieringa do comprimento de rugosidade z_0 [Adaptado de Stull, 2017]	17
Tabela 3.1	Condições de contorno para 12 direções de vento simuladas.	41
Tabela 4.1	Parâmetros dos perfis de entrada e constantes do modelo de turbulência empregados para a verificação	51
Tabela 4.2	Parâmetros dos perfis de entrada e constantes do modelo de turbulência empregados para Askervein	54
Tabela 4.3	Parâmetros das malhas empregadas no estudo de sensibilidade para Askervein	56
Tabela 4.4	Taxas de acerto e erros relativos (em %) para os casos simulados em Askervein	60
Tabela 4.5	Parâmetros dos perfis de entrada e constantes do modelo de turbulência empregados para Bolund.	62
Tabela 4.6	Parâmetros das malhas empregadas no estudo de sensibilidade para Bolund	63
Tabela 4.7	Taxas de acerto e erros relativos em % para os casos simulados em Bolund	66
Tabela 5.1	Parâmetros dos perfis de entrada e outras informações para cada uma das 16 direções avaliadas.	71
Tabela 5.2	Parâmetros das malhas empregadas no estudo de sensibilidade ao nível de discretização para o estudo de caso.	72
Tabela 5.3	Fatores de capacidade (em %) para as configurações com melhor desempenho utilizadas no estudo de sensibilidade ao refino da malha.	74
Tabela 5.4	Fatores de capacidade (em %) para as configurações com melhor desempenho utilizadas no estudo de sensibilidade ao número de direções simuladas com a malha G3.	76

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

APE	Avaliação do Potencial Eólico
CFD	Dinâmica dos Fluidos Computacional
CLA	Camada Limite Atmosférica
CLS	Camada Limite Superficial
DNS	Simulação Numérica Direta (<i>Direct Numerical Simulation</i>)
DPV	Densidade de Potência do Vento
EAG	Energia Anual Gerada
ECT	Energia Cinética Turbulenta
ER	Erro Relativo
FC	Fator de Capacidade
FVM	Método dos Volume Finitos (<i>Finite Volume Method</i>)
GAMG	<i>Generalised Geometric-Algebraic Multi-Grid</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
LES	Simulação de Grandes Escalas (<i>Large-Eddy Simulation</i>)
MDE	Modelo Digital de Elevação
OpenFOAM	<i>Open source Field Operation And Manipulation</i>
PROMEC	Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica
RANS	<i>Reynolds-Averaged Navier-Stokes</i>
RECT	Razão de Energia Cinética Turbulenta
RV	Razão de Velocidade
SI	Sistema Internacional
SIMPLE	<i>Semi-Implicit Method for Pressure Linked Equations</i>
TA	Taxa de Acerto
TDECT	Taxa de Dissipação da Energia Cinética Turbulenta
UFRGS	Universidade Federal do Rio Grande do Sul
VMA	Velocidade Média Anual
VPL	Valor Presente Líquido
WAsP	<i>Wind Atlas Analysis and Application Program</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolos Latinos

A	Área varrida pelo rotor, m^2
C	Parâmetro de escala da distribuição de Weibull, m/s
C_p	Coefficiente de potência da curva do aerogerador, adimensional
$C_{\epsilon 1}$	Constante do modelo $k-\epsilon$, adimensional
$C_{\epsilon 2}$	Constante do modelo $k-\epsilon$, adimensional
C_{μ}	Constante do modelo $k-\epsilon$, adimensional
E_{PF}	Fator do Padrão de Energia, adimensional
EAG	Energia Anual Gerada, MWh
ER	Erro relativo, %
f_i	Frequência de ocorrência da direção de vento i , %
FC	Fator de Capacidade, %
G_k	Produção de energia cinética turbulenta
k	Energia cinética turbulenta, m^2/s^2
k_w	Parâmetro de forma da distribuição de Weibull, adimensional
K_s	Rugosidade superficial clássica, m
p	Pressão instantânea, Pa
p'	Flutuação da pressão, Pa
P	Pressão média, Pa
P'	Pressão modificada, Pa
$P(u)$	Potência gerada com a velocidade u , MW
P_n	Potência nominal do aerogerador, MW
$P_i(x, y, z)$	Campo de densidade de potência ponderado, W/m^2
$P(x, y, z)$	Campo de densidade de potência, W/m^2
Re	Número de Reynolds, adimensional
RV	Razão de velocidade, adimensional
S_{ij}	Tensor deformação médio
T	Temperatura do ar, $^{\circ}C$
TA	Taxa de acerto, %
u	Velocidade instantânea do vento, m/s

u'	Flutuação da velocidade, m/s
u_*	Velocidade de fricção, m/s
\bar{u}	Velocidade média do vento de curto-prazo, m/s
U	Velocidade média de longo-prazo, m/s
U_m	Velocidade média da distribuição de Weibull, m/s
U_{in}	Velocidade de partida da curva de potência do aerogerador, m/s
U_{out}	Velocidade máxima da curva de potência do aerogerador, m/s
$U_{nominal}$	Velocidade nominal da curva de potência do aerogerador, m/s
z	Altura, m
z_0	Rugosidade aerodinâmica da superfície, m
Z_{eixo}	Altura de eixo do aerogerador, m
w	Distribuição de frequência de Weibull da velocidade do vento, %

Símbolos Gregos

Γ	Função gama, adimensional
δ_{ij}	Delta de Kronecker, adimensional
ϵ	Taxa de dissipação da energia cinética turbulenta, m^2/s^3
κ	Constante de Von Kármán, adimensional
ν	Viscosidade cinemática, m^2/s
ν_t	Viscosidade turbulenta, m^2/s
ρ	Massa específica do ar, kg/m^3
ρ_{padro}	Massa específica da atmosfera padrão, kg/m^3
σ_u	Desvio padrão da velocidade média do vento de curto-prazo, m/s
$\sigma_{\bar{u}}$	Desvio padrão da velocidade média do vento de longo-prazo, m/s
σ_k	Constante do modelo k- ϵ , adimensional
σ_ϵ	Constante do modelo k- ϵ , adimensional
τ_{ij}	Tensor de Reynolds específico, $Pa \ m^3/kg$
ψ	Parâmetro de estabilidade, adimensional
Ψ_m	Função de estabilidade, adimensional

1 INTRODUÇÃO

Avaliação do Potencial Eólico (APE) é o campo da quantificação da abundância do recurso eólico em todas escalas espaciais e temporais. A prospecção consiste na primeira etapa da APE e tem como objetivo central a filtragem dos sítios mais promissores para a construção de uma usina eólica. Inicialmente, a alocação de recursos financeiros é inferior às etapas posteriores do projeto. Consequentemente, a exatidão e resolução espacial dos dados de vento não são críticos para a aprovação do projeto. Caso este estudo preliminar revele que uma ou mais regiões apresentam potencial para comportar um empreendimento do porte dos parques eólicos, uma ou mais torres anemométricas são instaladas nos sítios para medir dados meteorológicos por, pelo menos, um ano completo. Esta segunda etapa é conhecida como campanha de medições ou avaliação do sítio. A torre anemométrica comporta sensores de velocidade, direção do vento e temperatura para diversas alturas, o que permite a apreciação da variação vertical dos mesmos. Isto permite que os dados sejam posteriormente extrapolados verticalmente para as demais alturas, inclusive a do eixo dos aerogeradores. A segunda etapa é finalizada com um relatório técnico sobre o recurso eólico medido, onde emprega-se análise estatística para caracterizar o clima de vento local em termos de distribuição de frequência das velocidades médias anuais (VMA) decompostas para cada direção de incidência do vento. Pode-se extrapolar os dados para a altura de rotor de diversos tipos de aerogeradores com o propósito de comparar desempenhos, estimar a Energia Anual Gerada (EAG) e Fator de Capacidade (FC). Salienta-se, no entanto, que os dados descrevem o vento apenas na posição da torre e, portanto, devem ser empregados com cuidado. O foco do presente trabalho consiste no último estágio da APE, denominado *micrositing*.

O *micrositing* é o campo do posicionamento estratégico dos aerogeradores na área da usina eólica visando a maximização da EAG ou a configuração mais viável economicamente [Miller et al., 2013; Zhang, 2015]. Ademais, o *layout* do parque eólico, tipo e altura dos aerogeradores devem ser determinados de modo a satisfazer os requisitos e restrições do projeto. Geralmente, a maximização do lucro, da EAG ou FC são os objetivos mais visados, o que requer a informação acerca do recurso eólico em cada uma das posições em que os aerogeradores serão potencialmente instalados. No entanto, a orografia e a rugosidade superficial de terrenos complexos modificam espacialmente as características

médias do vento ao longo do sítio em relação às medições da torre anemométrica, inviabilizando o emprego direto destas informações para as demais coordenadas. Portanto, um modelo numérico de vento capaz de simular os efeitos topográficos na porção inferior da Camada Limite Atmosférica (CLA) é necessário para calcular o clima do vento local baseado na campanha de medições. O projeto de parques eólicos em terrenos complexos impõe outro nível de dificuldade, dado que fenômenos não-lineares como descolamento da camada limite e recirculação, podem ocorrer. Modelos lineares baseados na abordagem de Jackson e Hunt, 1975, como o padrão da indústria *WAsP* (*Wind Atlas Analysis and Application Program*) [Troen e Lundtang Petersen, 1989], tendem a superestimar a aceleração do vento em terrenos complexos em função destes considerarem escoamento não-separado e pequenas perturbações do relevo sobre o vento [Ayotte, 2008]. Neste contexto, a Dinâmica dos Fluidos Computacional ou *Computational Fluid Dynamics* (CFD) e modelos de turbulência têm ganhado proeminência. A solução das equações de Navier-Stokes empregando a Média de Reynolds ou *Reynolds-Averaged Navier-Stokes* (RANS) permite a simulação destes fenômenos físicos não-lineares. Dentre os modelos de turbulência utilizados para a modelagem do vento, o $k-\epsilon$ tem sido o mais extensivamente utilizado [Probst e Cárdenas, 2010], porque sua simplicidade possibilita a realização de melhorias no modelo. As simulações numéricas são utilizadas para gerar mapas locais do recurso eólico em termos de VMA ou densidade de potência do vento (DPV), os quais mostram os pontos de maior potencial eólico, auxiliando o desenho do *layout* (Figura 1.1). Na seção seguinte o estado da arte das ferramentas e metodologias de APE são revisadas com foco em *micrositing* para terrenos complexos.

1.1 Revisão Bibliográfica

A literatura científica divide-se, de forma geral, em dois blocos. O primeiro bloco consiste na melhoria e validação de modelos de turbulência para o vento da CLS. Porém, o mapeamento e APE estão fora de escopo. O segundo grupo de trabalhos emprega diversas ferramentas e metodologias de APE e *micrositing*, onde a modelagem da turbulência é apenas mais um destes recursos e não o foco. Do ponto de vista da modelagem computacional do vento, a exatidão das simulações por CFD pode ser seriamente comprometida se os perfis de entrada do vento, funções de parede (FP) e constantes do modelo de turbulência não são consistentes entre si [Parente et al., 2011]. Tal inconsistência leva ao decaimento

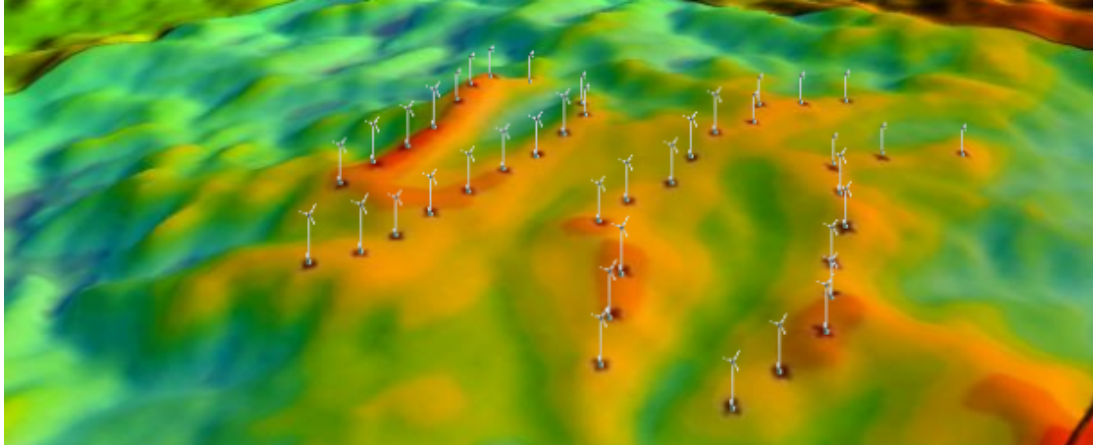


Figura 1.1 – *Layout* de parque eólico baseado no mapeamento da velocidade do vento por CFD na etapa de *micrositing* [Retirado de Radünz et al., 2016].

artificial dos supostos perfis plenamente-desenvolvidos (em equilíbrio), tornando os resultados incoerentes [Blocken et al., 2007]. Diversos autores empregaram combinações consistentes do modelo de turbulência $k-\epsilon$, FP e perfis de entrada para simular o vento neutramente estratificado em terrenos complexos [Castro et al., 2003; Parente et al., 2011; Balogh et al., 2012].

No que concerne *micrositing*, modelos lineares, CFD, abordagens com acoplamento de mesoescala-microescala e algoritmos de otimização tem sido extensivamente utilizados para regiões com terrenos planos e complexos. Modelos lineares e estudos em terrenos planos são revisados aqui para substanciar os desafios da aplicação destas abordagens para região de terreno complexo. Bilal et al., 2016, avaliaram a viabilidade do uso de dados de reanálise, que são dados meteorológicos simulados numericamente com modelos de mesoescala, e a ferramenta *Weather Research and Forecasting* (WRF) como entrada para um modelo de microescala baseado em CFD. Com o acoplamento, obtiveram bons resultados na previsão da velocidade do vento, mas ainda assim com desvios consideráveis das medições de campo. Gopalan et al., 2014, também empregaram o acoplamento mesoescala-microescala com o modelo WRF e três modelos de microescala com diferentes níveis de complexidade, que mostraram-se capazes de estimar a potência média de diversos aerogeradores sob esteira turbulenta. Song et al., 2013, empregaram o modelo de partícula virtual (*virtual particle model*) para a simulação da esteira turbulenta em terrenos complexos. A metodologia desenvolvida, denominada otimização biônica, foi aplicada como pós-processamento nas simulações por CFD e apresentou bons resultados com baixa

capacidade de processamento. Vassel-Be-Hagh e Archer, 2017, estudaram o efeito da otimização da altura de eixo na EAG de um parque eólico. Um modelo simplificado de esteira e Simulação de Grandes Escalas (LES) foram empregados para avaliar os benefícios de utilizar aerogeradores com múltiplas alturas de eixo na mesma fazenda. Carvalho et al., 2013, avaliaram o recurso eólico em dois sítios complexos em Portugal acoplando o modelo WRF com o WAsP. Concluiu-se que uma das técnicas empregadas no acoplamento é promissora para a APE preliminar, embora as limitações do modelo linear (WAsP) devam ser tratadas com cautela em casos envolvendo terrenos complexos, porque o acoplamento pode amplificar os desvios já presentes no modelo de mesoescala. Hanslian e Hosek, 2015, combinaram um método de interpolação com o WAsP para o mapeamento do vento na República Tcheca. A abordagem apresentou baixo custo computacional relativamente a modelos mais complexos, mas requisitou de uma malha bastante densa de estações meteorológicas para mitigar as limitações do modelo. Mais recentemente, Dhunny et al., 2017, mapearam o potencial eólico da ilha Mauritius, que é topograficamente complexa, utilizando CFD e considerando o vento como neutramente estratificado. Os mapas simulados foram gerados para a prospecção de sítios.

Possivelmente, os trabalhos mais similares em escopo ao proposto aqui são os apresentados a seguir. Song et al., 2014, apresentaram uma metodologia para o mapeamento do recurso eólico utilizando somente as medições de campo e CFD. Propôs-se o estabelecimento de relações entre as velocidades simuladas na posição da torre anemométrica com a fronteira do domínio para diversas direções de vento. Posteriormente, os campos de velocidade foram utilizados para recalcular a série temporal de velocidades médias para outros pontos da região, mostrando boa concordância com os dados medidos por uma segunda torre anemométrica. Simões e Estanqueiro, 2016, propuseram uma metodologia de mapeamento eólico para regiões urbanas em que o modelo de microescala, baseado no modelo $k-\epsilon$, foi utilizado para a geração do mapa de DPV. No pós-processamento, os campos de velocidade foram corrigidos baseando-se nas medições de uma das torres anemométricas instaladas no local, enquanto que o erro no campo corrigido foi estudado com medições nas demais torres. Apesar de simples, o método obteve resultados satisfatórios. Yan e Li, 2016, realizaram a APE através da geração do mapa de DPV de alta resolução na escala de parque eólico utilizando CFD e experimentos em túnel de vento. No entanto, não foi abordado o tema do *layout* da usina, tampouco da EAG. O ponto de vista sobre

os temas APE e *micrositing*, abordados no presente trabalho, foi também embasado na contribuição de trabalhos de revisão sobre o estado da arte das ferramentas, metodologias e modelos já existentes [Probst e Cárdenas, 2010; Miller et al., 2013; Murthy e Rahi, 2017].

Destacam-se, ainda, trabalhos com esta temática desenvolvidos na UFRGS. Filho, 2012, realizou o mapeamento de potencial utilizando um pacote comercial de CFD simulando uma única direção de incidência do vento. Alguns estudos abordaram o comportamento do perfil do vento ao escoar sobre morros de geometria analítica em túnel de vento [Mattuella, 2012], e CFD [Vecina, 2017]. Búrigo, 2014, comparou os pacotes comerciais WAsP, WindSim e Meteodyn WT em um estudo de caso de uma região com topografia complexa, em que o WindSim apresentou desempenho superior aos demais. Recentemente, a otimização do *layout* foi abordada sob o ponto de vista da Lei Construtal [Küchle, 2016].

1.2 Justificativa

O desenvolvimento de uma metodologia de *micrositing* para terrenos complexos capaz de auxiliar na tomada de decisão quanto ao tipo e altura de eixo dos aerogeradores, bem como o *layout* do parque eólico é oportuno em termos de pesquisa e desenvolvimento, assim como para o projeto de parques eólicos futuros. O mais adequado para a simulação computacional do vento é um modelo baseado em CFD, dada a limitação dos modelos lineares. Ainda, a metodologia deve produzir um mapa de DPV que considere diversas direções de incidência do vento, cuja característica é obtida da campanha de medições. O mapa de DPV pode auxiliar no desenho do *layout* do parque, mas não na decisão quanto a melhor escolha de aerogerador e altura de eixo. Assim, os campos de vento simulados devem ser integrados a um banco de dados de aerogeradores para o cálculo da EAG e FC para cada um destes, fechando o problema da configuração da usina eólica. Tendo em vista estas demandas, aliado ao curto espaço de tempo envolvido no projeto do parque, faz-se necessária uma metodologia de baixo custo computacional e alta resolução espacial. De um ponto de vista estratégico, o livre desenvolvimento e a progressiva melhoria do método seriam beneficiados com ferramentas livres de código aberto. Para tanto, busca-se o emprego destas ferramentas de código aberto no estado da arte que já tenham alta penetração no ambiente acadêmico e na indústria. Isto permite a elaboração

de uma metodologia de *micrositing* de alto nível, composta por uma série de módulos desenvolvidos e constantemente atualizados por terceiros, sem custos e sem encargos legais. A elevada penetração dos módulos que compõem a metodologia facilitaria a colaboração entre usuários e grupos de pesquisa, pois estes já estariam familiarizados às ferramentas. O foco central é o investimento dos recursos na novidade científica e tecnológica, e não no desenvolvimento de ferramentas já existentes. Considerando-se a importância do tema *micrositing* em terrenos complexos e o estado da arte da literatura científica, justifica-se o presente trabalho sob duas ópticas:

(I) Científica

- O acoplamento mesoescala-microescala é custoso computacionalmente mesmo desconsiderando as diversas direções do vento. Além disso, esta abordagem pode amplificar erros;
- O emprego de modelos lineares requer uma densa rede de torres anemométricas para corrigir o erro do modelo. Assim, o emprego de CFD torna-se estrategicamente oportuno em terrenos complexos;
- Os mapas de DPV presentes na literatura não foram utilizados para o cálculo da EAG ou FC. Assim, não proporcionam os meios para a apreciação do desempenho dos diversos tipos de aerogeradores;
- Os algoritmos de otimização do *layout* em que a esteira turbulenta é simulada foram desenvolvidos majoritariamente para aplicações em que o vento incidente é uniforme (*offshore*). Portanto, apenas a esteira (e não o vento) é simulada. Essa abordagem não é empregável em terrenos complexos, dado que o vento precisa ser simulado;
- No único caso de otimização em terreno complexo para várias direções de vento, apenas uma configuração de aerogerador foi utilizada [Song et al., 2013].

(II) Estratégica

- **Transparência:** A literatura acerca da metodologia de cálculo interna aos pacotes comerciais é limitada, além do código ser fechado. Assim, apesar da forte presença destas ferramentas no mercado, pouco sabe-se sobre as hipóteses internas e rotinas;

- **Desenvolvimento:** Os códigos comerciais são fechados e sujeitos à questões legais de propriedade intelectual, não permitindo, assim, o desenvolvimento e melhoria da metodologia de cálculo por parte do usuário. Portanto, ao passo que o usuário ou a instituição têm conhecimento técnico de energia eólica, estes não possuem, de fato, os meios e recursos para o emprego deste conhecimento. São apenas clientes de um produto;
- **Colaboração:** Um software de código fechado não é passível de desenvolvimento pelo usuário e, portanto, não pode ser compartilhado;
- **Custo:** Pacotes comerciais tem custo com licença;
- **Flexibilidade:** A inexistência de licença para os softwares livres permite que alunos e pesquisadores tenham acesso tanto nos laboratórios da instituição de ensino, bem como em casa, o que elimina restrições de espaço físico para o desenvolvimento da pesquisa.

Até onde se sabe, a literatura científica não responde objetiva e simultaneamente a questões importantes do projeto de parques eólicos em terrenos complexos: "Qual é o *layout*, escolha do tipo e altura de eixo dos aerogeradores?". No presente trabalho, é proposta uma metodologia de *micrositing* para terrenos complexos baseada em CFD utilizando softwares livres de código aberto e dados de vento da campanha de medições. Integram a metodologia o pré-processamento e conversão dos dados da torre anemométrica em condições de contorno para o modelo numérico de vento, a simulação numérica para diversas direções de vento utilizando o pacote de código aberto *OpenFOAM*, geração dos mapas de DPV e cálculo da EAG e FC para o *layout* escolhido com o banco de dados de aerogeradores. Também integra o trabalho a verificação da consistência e validação do modelo de microescala do vento baseado no modelo de turbulência $k-\epsilon$ com experimentos de escala atmosférica. A presente abordagem é capaz de auxiliar nas principais tomadas de decisão no projeto de parques eólicos, que são o posicionamento dos aerogeradores, o tipo e a altura de eixo.

1.3 Objetivos

O escopo do presente trabalho tem uma série de ambições com diferentes níveis de importância. Aqui, são apresentados os principais objetivos.

Geral:

- Desenvolver uma metodologia de *micrositing* para terrenos complexos baseada em CFD com softwares livres de código aberto que permita a tomada de decisão quanto aos pontos mais propícios para a instalação dos aerogeradores, bem como qual o melhor tipo e altura de eixo do equipamento;

Específicos:

- Implementar, verificar a consistência e validar o modelo de turbulência para o escoamento do vento da CLS neutramente estratificada em OpenFOAM;
- Identificar a melhor configuração de constantes para o modelo $k-\epsilon$;
- Demonstrar a direta aplicabilidade da metodologia utilizando um projeto real que contenha campanha de medições e propor um *layout* para o parque eólico.

1.4 Organização do Trabalho

No Capítulo 2, são introduzidos os fundamentos que embasam o desenvolvimento do trabalho, que consiste da compreensão física do vento e o tratamento estatístico utilizado em campanha de medições. Posteriormente, apresenta-se as ferramentas que permitem o cálculo da produção de parques eólicos e, por fim, aborda-se a modelagem numérica do vento por CFD. A metodologia proposta é apresentada no Capítulo 3. No Capítulo 4 o modelo numérico de vento é verificado, validado com os experimentos de escala atmosférica de Askervein e Bolund, e avaliada a escolha das constantes do modelo. No Capítulo 5, a metodologia é aplicada para o estudo de caso no município de Panambi, situado no estado do Rio Grande do Sul, Brasil. As contribuições deste trabalho para o estado da arte são listadas no Capítulo 6, onde também faz-se o fechamento do trabalho.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo tem o propósito de apresentar sucintamente a definição do vento atmosférico em termos de suas escalas e, progressivamente, entrar na escala de maior interesse para o campo de avaliação do potencial eólico (APE) e *micrositing*, que é a microescala atmosférica. A medição e o processamento dos dados de vento também são apresentados na seção 2.1. Na seção 2.2, as ferramentas necessárias para o cálculo da produção de energia dos aerogeradores e parques eólicos são apresentadas, bem como fatores que acarretam em perdas de produção. Por fim, na seção 2.3, são mostrados os meios utilizados neste trabalho para a extrapolação dos dados meteorológicos com simulação numérica. Discute-se o porquê do emprego de modelos de turbulência para a simulação do vento em terrenos complexos. Ainda, são ressaltados aspectos como condições de contorno, funções de parede e a consistência destes com o modelo de turbulência $k-\epsilon$.

2.1 Vento

O movimento da atmosfera que nos cerca é conhecido como vento. A conversão da energia cinética do vento em torque e, por fim, eletricidade, torna imprescindível o conhecimento dos processos físicos e mecanismos presentes na atmosfera. O vento é resultado da diferença horizontal de pressão nascida do aquecimento não-uniforme da atmosfera, em terra e nos oceanos [Zhang, 2015]. O sol é, portanto, a fonte de energia dos ventos. A potência disponível no vento varia ao cubo com a velocidade, fazendo com que o entendimento das suas características seja crucial em qualquer etapa dos empreendimentos eólicos, seja a prospecção de sítios, instalação de torres anemométricas, projeto de aerogeradores, estudo de viabilidade econômica, *micrositing*, entre outros [Burton et al., 2011].

Nesta seção, a complexidade da atmosfera é abordada e simplificada em termos de escalas e mecanismos. Este desacoplamento permite que maior ênfase seja posta na porção inferior da Camada Limite Atmosférica (CLA), que é especificamente a camada em que se encontram os aerogeradores. Também são discutidos mecanismos que modificam as características do vento, como estabilidade atmosférica, orografia e cobertura do terreno. O emprego de estações meteorológicas com sensores de velocidade, direção e temperatura do vento é apresentado sob o ponto de vista de avaliação do potencial eólico (APE).

Por fim, mostra-se as principais ferramentas estatísticas utilizadas para a conversão das medições em variáveis de interesse para APE, especificamente velocidade média anual (VMA) e frequência de ocorrência das direções de vento.

2.1.1 Escalas

A atmosfera terrestre apresenta escalas espaciais variando desde o tamanho do próprio planeta até o nível molecular. A transferência de energia das maiores para as menores escalas, denominada "cascata de energia", pode ser melhor apreciada no caso da atmosfera em termos do espectro de frequência. Este último quantifica de forma contínua o nível de energia cinética presente nas mais diversas escalas, o que pode ser visualizado na Figura 2.1, que representa o fluxo de energia da maior escala, conhecida como Sinótica ou macroescala, para mesoescala e microescala, que regem os sistemas de vento locais. A dissipação da energia cinética ocorre nas mais ínfimas escalas, onde os menores vórtices dissipam-se devido à viscosidade [Zhang, 2015].

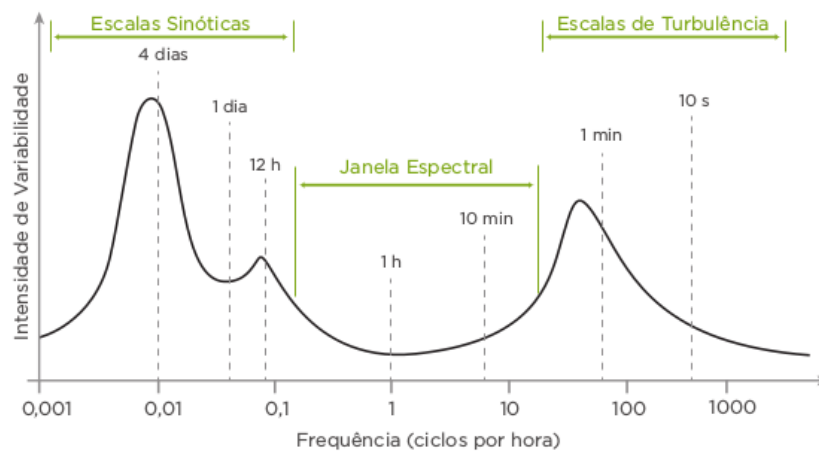


Figura 2.1 – Espectro de frequência da energia cinética do vento [Retirado de Schubert e Eletrosul, 2014].

Embora não exista uma fronteira entre macroescala, mesoescala e microescala, pode-se estabelecer uma classificação baseando-se nas forças induzidas por mecanismos que dominam os processos em cada uma dessas escalas, como pode ser visto na Tabela 2.1. A Macroescala é associada aos maiores processos atmosféricos do clima, apresentando escala horizontal de milhares de quilômetros. A circulação global, frentes de ar e ciclones extratropicais representam mecanismos da escala Sinótica, na qual maior parte da energia

cinética da atmosfera é gerada [Stull, 2017]. No campo da APE, tem-se maior interesse na meso e microescala, dada a maior proximidade à escala dos parques eólicos [Zhang, 2015]. A mesoescala engloba processos com escala espacial horizontal variando de poucos até centenas de quilômetros e escala temporal de poucos minutos até um dia inteiro. Dado que nesta escala ocorre o processo de transformação dos sistemas de vento de grande escala em ventos locais (ou de microescala), a compreensão física deste é essencial [Zhang, 2015]. Os processos presentes são tempestades, ciclones tropicais e ventos regionais.

Tabela 2.1 – Escalas horizontais características do movimento na troposfera [Adaptado de Stull, 2017]

Escalas		
Dimensão Horizontal	Designação	Nome
40.000 km	Macroescala	Escala planetária
4.000 km		Escala sinótica
700 km	Mesoescala	Mesoescala
300 km		
30 km		
3 km	Microescala	Turbulência da subcamada inercial
300 m		
30 m		
3 m		
30 cm	Viscosidade	Dissipação
3 cm		
3 mm		
0,3 μm	Molecular	Caminho livre médio entre moléculas
3 nm		
0		Dimensão das moléculas

Os mecanismos de maior relevância na mesoescala são o atrito do vento com a superfície, fluxos irradiativos na superfície, balanço dos fluxos turbulentos de calor e vapor na superfície, bem como o efeito da topografia (orografia e rugosidade superficial) no escoamento [Zhang, 2015]. A microescala é composta de processos com escala horizontal inferior a poucos quilômetros, coincidindo com a escala de parques eólicos. O principal mecanismo dos ventos de microescala são os fluxos turbulentos próximos à superfície, geralmente descritos em termos de valores médios de velocidade e direção e suas flutuações em torno destas médias. A viabilidade da descrição dos ventos de microescala por valores médios e flutuações torna propício o emprego de CFD para a simulação numérica, o que é discutido na seção 2.3. Embora as definições de microescala e meteorologia da

Camada Limite Atmosférica (CLA) sejam distintas, em termos práticos as terminologias se confundem, dado que os ventos de microescala são parte essencial do estudo da CLA [Zhang, 2015].

2.1.2 Camada Limite Atmosférica

Na seção 2.1.1, foi visto que o vento atmosférico é composto de muitas escalas, e que o estudo do comportamento deste na escala de parques eólicos ocorre principalmente na microescala. Além disso, atentou-se para o fato de que as terminologias microescala e meteorologia da CLA geralmente misturam-se, dado que os ventos de microescala são um dos fenômenos essenciais desta porção da atmosfera. No que concerne a estrutura vertical da atmosfera terrestre, esta é composta de diversas camadas, que são:

- Termosfera $84,9 \text{ km} < z$;
- Mesosfera $47 \text{ km} < z < 84,9 \text{ km}$;
- Estratosfera $11 \text{ km} < z < 47 \text{ km}$;
- Troposfera $z < 11 \text{ km}$.

A troposfera é a camada mais inferior da atmosfera, na média estendendo-se em média aproximadamente 11 km de altura até a tropopausa, mostrada na Figura 2.2. No entanto, próximo aos polos, tem sua altura reduzida (em torno de 8 km) e elevada (em torno de 18 km) próximo à linha do Equador [Stull, 2017]. É nesta camada que ocorre a maioria dos processos atmosféricos que, como um todo, chamamos de clima.

A parte inferior da Troposfera, denominada Camada Limite Atmosférica (CLA), estende-se, tipicamente de 100 a 3000 m de altura, variando com a meteorologia local. Além disso, é a região da atmosfera diretamente afetada pela topografia. A estrutura da CLA pode ser visualizada na Figura 2.3. O vento sobre a superfície do planeta mistura-se com correntes convectivas de ar quente e redistribui umidade, calor e *momentum* principalmente devido aos fluxos turbulentos. A CLA divide-se em Camada Limite Superficial (CLS) e Camada de Ekman [Stull, 2017]. Na última, a força de Coriolis (devido à rotação do planeta) tem papel importante no balanço de forças, levando à mudança da direção do vento com a elevação, o que é conhecido como a "Espiral de Ekman". Acima da Camada

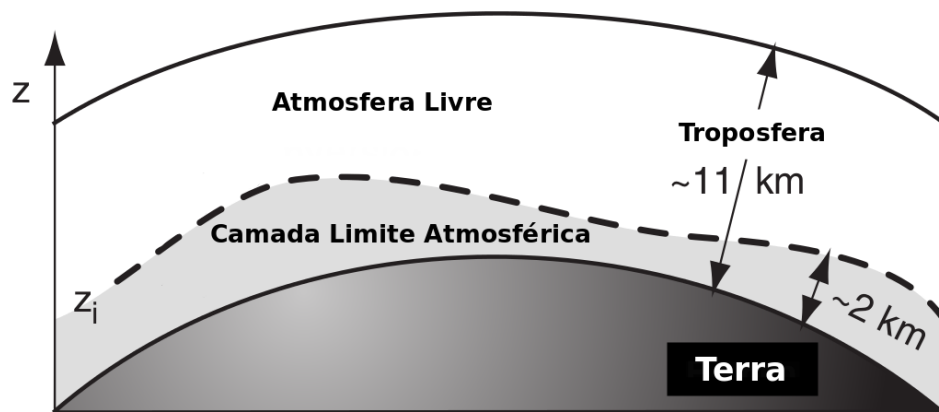


Figura 2.2 – Troposfera e Camada Limite Atmosférica [Adaptado de Stull, 2017].

de Ekman, encontra-se a atmosfera livre, que tem esta denominação devido ao negligenciável efeito do atrito com a superfície. Na atmosfera livre o vento é balanceado pelo gradiente de pressão e pela força de Coriolis, o que é denominado de vento geostrófico [Stull, 2017].

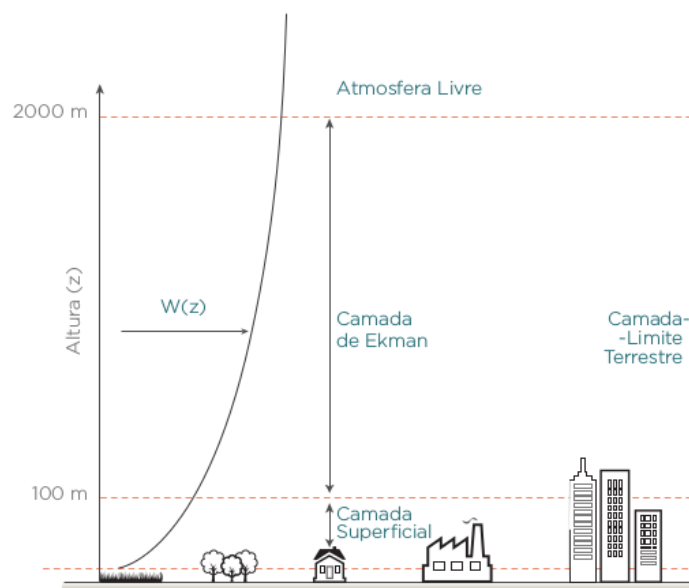


Figura 2.3 – Camada Limite Atmosférica, composta pela Camada Limite Superficial e pela Camada de Ekman [Retirado de Schubert e Eletrosul, 2014].

2.1.3 Camada Limite Superficial

A CLS representa a parte inferior da CLA, em que o balanço de forças é regido pelo atrito com a superfície e o gradiente de pressão. A força de Coriolis perde intensidade próximo à superfície e é, portanto, negligenciável [Zhang, 2015]. Como resultado, a direção do vento não muda com a altura. Além disso, sob as seguintes hipóteses de atmosfera neutra (sem estratificação térmica), terreno plano, rugosidade homogênea, turbulência isotrópica, fluxos turbulentos constantes verticalmente e escala dos turbilhões aumentando linearmente com a altura ($l = \kappa z$), o perfil médio da velocidade do vento é representado pela seguinte expressão [Zhang, 2015]

$$U(z) = \frac{u_*}{\kappa} \ln \left(\frac{z + z_0}{z_0} \right) \quad (2.1)$$

em que u_* é a velocidade característica de fricção, κ é a constante de von Kármán ($\approx 0,40$), z é a altura em relação ao nível da superfície terrestre e z_0 é a rugosidade aerodinâmica da superfície. Apesar da simplificação, o perfil descrito pela Equação 2.1 tem um papel importante em estudos de APE e na imposição das condições de contorno das simulações por CFD.

2.1.4 Estratificação Atmosférica

Na seção 2.1.3, foi apresentado o perfil ideal que o vento assume sob condições simplificadas, incluindo a de estratificação neutra. O estado atmosférico de estratificação neutra não significa homogeneidade no campo de temperatura, mas sim que os efeitos de empuxo (por diferença de massa específica no ar) são negligenciáveis. Mais especificamente, se uma porção de ar à temperatura T_1 deslocar-se verticalmente até uma camada de ar à temperatura T_2 , a pressão dessa porção de ar se ajustará instantaneamente de modo que a massa específica seja a mesma da camada à T_2 , anulando o empuxo. Devido à ausência de correntes convectivas decorrentes do empuxo, a produção da turbulência é dominada pelo atrito (turbulência mecânica). Apesar do emprego da condição de estratificação neutra em estudos de APE, este estado atmosférico se verifica, de fato, em dias de ventos intensos (devido ao elevado grau de mistura no vento turbulento) ou nublados (pouco efeito convectivo na superfície). Ademais, esta condição se faz presente apenas poucas horas por dia, próximo ao nascer ou por do sol [Zhang, 2015].

Em uma atmosfera não-neutra, no entanto, o empuxo causa a deformação dos turbilhões, que já não podem ser considerados isotrópicos. A atmosfera é denominada instável quando uma parcela de ar é aquecida pela superfície e move-se ascendentemente com velocidade crescente. O grau de instabilidade aumenta com a temperatura da superfície. A condição de instabilidade desenvolve-se pronunciadamente em dias de forte irradiação solar e ventos pouco intensos, dado que o movimento vertical devido ao empuxo prevalece sobre o movimento horizontal. O conseqüente elevado grau de mistura vertical na camada limite faz com que o perfil de velocidade do vento apresente baixo cisalhamento, como pode ser visto na Figura 2.4.

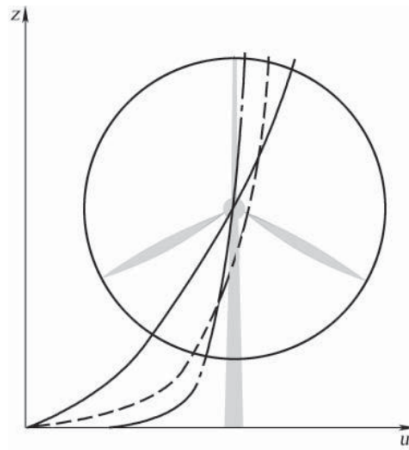


Figura 2.4 – Perfil da velocidade média do vento com estratificação neutra (tracejado), estável (linha contínua) e instável (traço-ponto) [Retirado de Zhang, 2015].

O último estado de estratificação da atmosfera é o de estabilidade. A estratificação estável resulta do resfriamento da superfície no período noturno. Neste caso, a parcela de ar que ascendeu tem massa específica maior do que a camada na qual está imersa e tende a retornar à posição original. O fato das parcelas de ar tenderem à uma posição de equilíbrio reduz a mistura vertical e leva a um perfil de velocidade com elevado grau de cisalhamento e baixa turbulência, que também pode ser observado na Figura 2.4. O perfil logarítmico requer a seguinte modificação para representar a estratificação atmosférica

$$U(z) = \frac{u_*}{\kappa} \ln \left(\frac{z}{z_0} + \Psi_m(\psi) \right) \quad (2.2)$$

onde Ψ_m é a função de estabilidade e ψ é o parâmetro de estabilidade [Zhang, 2015]. Nos campos de engenharia do vento e APE, geralmente negligencia-se a estratificação da

atmosfera, o que leva ao emprego da Equação (2.1). No entanto, deve-se atentar para o fato de que qualquer tentativa de realizar ajuste de curvas com medições de vento que apresentem instabilidade ou estabilidade com a lei logarítmica para atmosfera neutra tende à subestimação ou superestimação da rugosidade superficial z_0 [Emeis, 2014]. Isto resulta da rugosidade superficial ser o único agente responsável pelo cisalhamento do vento na Equação 2.1.

2.1.5 Ventos em Terrenos Complexos

O desenvolvimento de parques eólicos em terrenos complexos apresenta a vantagem do efeito da aceleração do vento próximo ao topo das elevações (*speed-up*). Conforme será visto na seção 2.2, a potência elétrica gerada por uma turbina eólica varia com o cubo da velocidade, ou seja, pequenos incrementos de velocidade representam substanciais aumentos na produção de energia. O terreno em estudo é descrito em termos de topografia, que é composta da orografia (curvatura do relevo), cobertura (rugosidade superficial z_0) e obstáculos (casas, galpões, cercas). Nesta seção será dada mais ênfase no efeito da topografia sobre o escoamento, dado que os obstáculos geralmente tem papel secundário na APE. A maior complexidade topográfica não permite que o vento seja descrito diretamente pela lei logarítmica (Equação 2.1), de modo que modelos computacionais de vento são necessários para compreender os campos de velocidade e energia cinética turbulenta (ECT). No que concerne a rugosidade superficial, esta tem o efeito sobre a curvatura do perfil de velocidade do vento (cisalhamento do vento, em meteorologia) mostrado na Figura 2.5.

Superfícies menos acidentadas em termos atmosféricos, como corpos d'água e terrenos cobertos com gramíneas, apresentam rugosidades z_0 menores e o vento apresenta menos cisalhamento. O aumento de z_0 retarda o vento na superfície levando ao aumento do cisalhamento, o que é observado em regiões com plantações altas, reflorestamento ou cidades. A rugosidade superficial nada mais é do que a parametrização do efeito acumulado de obstáculos das mais diversas escalas sobre o vento. Portanto, deve-se avaliar a escala dos obstáculos com relação à escala do vento estudado. Por exemplo, um conjunto habitacional nos entornos de um parque eólico talvez não possa ser parametrizado e tenha que ser tratado explicitamente como obstáculo. No entanto, no estudo do vento em centros urbanos, talvez seja possível tratá-lo como z_0 [Blocken et al., 2015]. A Tabela 2.2, baseada no trabalho de Wieringa, 1992, representa classes de rugosidade em termos do

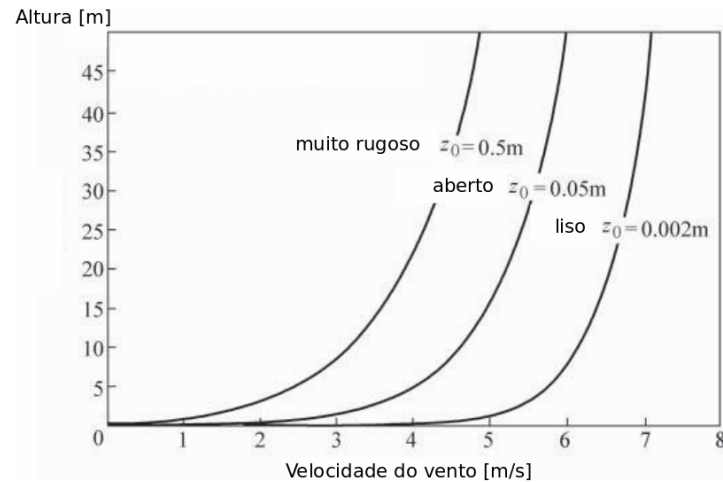


Figura 2.5 – Perfis de velocidade do vento na CLS sob estratificação estável (linha contínua), neutra (tracejada) e instável (traço-ponto) [Adaptado de Zhang, 2015].

uso do terreno.

Tabela 2.2 – Classificação de Davenport-Wieringa do comprimento de rugosidade z_0 [Adaptado de Stull, 2017]

z_0 [m]	Classificação	Descrição
0,0002	mar	mar, áreas pavimentadas, planícies cobertas por neve, deserto plano
0,005	liso	praias e campos cobertos com neve
0,03	aberto	grama de pradarias, campos, tundra e aeroportos
0,1	rugosamente aberto	plantações baixas e arbustos ocasionais
0,25	rugoso	plantações elevadas ou de diversas alturas, árvores esparsas e vinhedos
0,5	muito rugoso	campos de fazendas com áreas de reflorestamento e construções esparsas
1,0	fechado	cobertura regular com obstáculos elevados, vilarejos e florestas
$\geq 2,0$	caótico	grandes centros urbanos e florestas com clareiras irregulares

A orografia afeta o vento em termos da altitude, pois topos de colinas ou montanhas podem se projetar em camadas superiores com maior velocidade do vento, mas também devido à aceleração do vento devido à curvatura do terreno. O peso de cada um dos dois fatores varia com a topografia e meteorologia local [Zhang, 2015]. No projeto de parques eólicos dá-se mais ênfase ao efeito da aceleração do vento devido à orografia por diversos

fatores. O efeito de *speed-up* pode ser visto na Figura 2.6 em termos da aproximação das linhas de corrente do vento no topo da colina. Dependendo da geometria da elevação, pode ocorrer o descolamento da camada limite devido ao gradiente adverso de pressão a jusante do topo, bem como a recirculação do escoamento. Mecanismos não-lineares como estes reforçam a importância de CFD para a modelagem computacional do vento em terrenos complexos [Sumner et al., 2010].

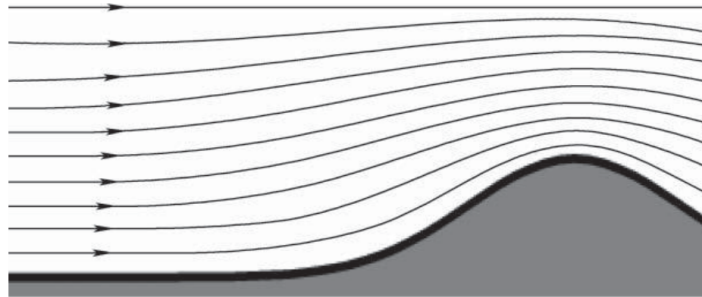


Figura 2.6 – Efeito de aceleração do vento devido à curvatura do terreno (*speed-up*) [Retirado de Zhang, 2015].

2.1.6 Medição

A campanha de medições consiste de uma das etapas mais cruciais da APE do sítio estudado. Dado o alto tempo envolvido na aquisição dos dados meteorológicos (3 anos no Brasil, devido à legislação pertinente), a campanha de medições deve ser muito bem planejada de modo a evitar o comprometimento dos dados por quaisquer motivos (descalibramento de sensores, dados perdidos e manutenção). Considerando-se o custo envolvido na instalação de torres anemométricas, apenas poucas destas são instaladas nos terrenos de interesse. Estas devem, no entanto, representar o clima do vento do local para toda a extensão do sítio. Posteriormente, a extrapolação destes dados para toda a microrregião é feita por modelos numéricos de vento [Zhang, 2015]. O local de instalação da torre meteorológica ou anemométrica deve ser representativo dos locais que os aerogeradores serão potencialmente instalados. Esta representatividade é denominada “princípio da similaridade” e dita que as condições gerais de vento, topografia e presença de obstáculos devem ser similares [Zhang, 2015].

As estações meteorológicas consistem de torres elevadas (de 60 m a 100 m de altura), dado que devem representar as condições de vento o mais próximo possível da

altura de eixo dos aerogeradores de escala utilitária, assim reduzindo incertezas oriundas da extrapolação vertical. Estas são equipadas com anemômetros de copos, sensores de direção (cataventos ou do inglês *wind vanes*), pressão e temperatura, como é exemplificado na Figura 2.7.

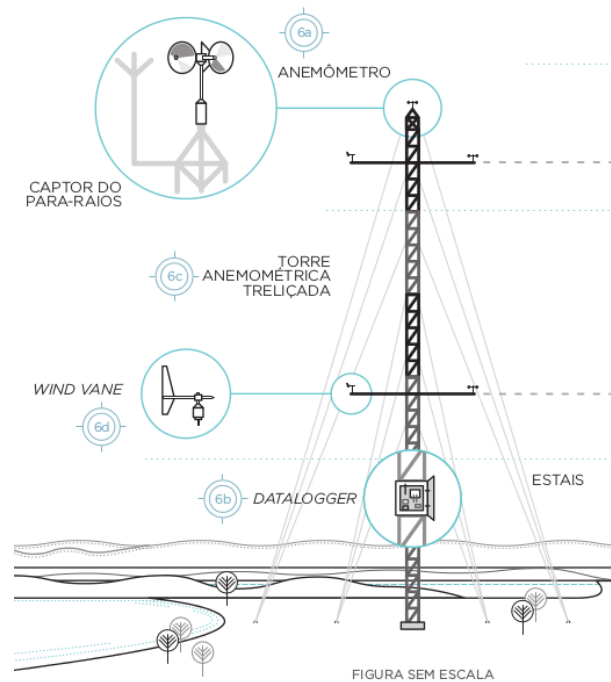


Figura 2.7 – Esquemática do tipo de torre anemométrica geralmente empregada para o desenvolvimento de parques eólicos [Retirado de Schubert e Eletrosul, 2014].

A velocidade instantânea horizontal do vento u , medida pelo anemômetro de copos (Figura 2.8), é dada por

$$u = \sqrt{u_x^2 + u_y^2} \quad (2.3)$$

em que u_x e u_y são as componentes no plano horizontal. Salienta-se, no entanto, que o anemômetro mede u , e não as componentes. O fato deste tipo de sensor não medir a componente vertical do vento tem pouco impacto em estudos de potencial eólico, dado que são as componentes horizontais do vento projetadas sobre o plano do rotor que de fato produzem torque. No caso da direção do vento, faz-se necessário o emprego de catavento (*wind direction vane*). Este busca constantemente a posição angular de equilíbrio das forças aerodinâmicas e, portanto, alinha-se à direção do vento incidente. Geralmente emprega-se um transdutor do tipo potenciômetro, que gera uma tensão que varia com o

ângulo do catavento e que, posteriormente, é convertida na medida do ângulo. O catavento geralmente é referenciado para o norte verdadeiro [Zhang, 2015].

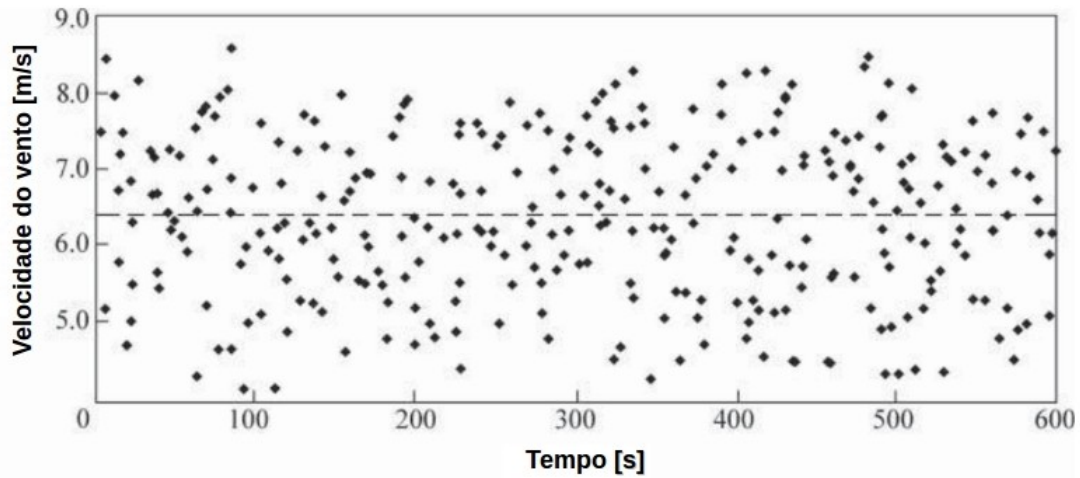


Figura 2.8 – Medição da velocidade instantânea do vento durante o período de 10 minutos [Adaptado de Zhang, 2015].

2.1.7 Análise dos dados

A velocidade instantânea do vento u introduzida na seção 2.1.6 é medida pelo anemômetro de copos a cada poucos segundos e corresponde aos pontos pretos da Figura 2.8. Após um período de 10 min, calcula-se o valor médio e o desvio padrão desta distribuição. Conforme foi visto no espectro de ECT do vento (Figura 2.1), a turbulência atmosférica encontra-se nas escalas de tempo inferiores a 10 min. Portanto, o desvio padrão para amostras de 10 min é apropriado para a descrição da turbulência atmosférica. O valor médio da velocidade do vento \bar{u} e o desvio padrão σ_u são dados por

$$\mu_u = \bar{u} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n u_i \quad (2.4)$$

$$\sigma_u = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (u_i - \bar{u})^2}{n - 1}} \quad (2.5)$$

onde n é o número de amostragens em 10 min. Esta decomposição permite a atenuação da elevada variância do vento. A série temporal da velocidade do vento é composta por \bar{u} e é exemplificada na Figura 2.9. Esta série foi obtida com uma campanha de medições de 1 ano empregando-se uma torre anemométrica com anemômetros de copos nas alturas de 60

m, 80 m e 100 m. Percebe-se que mesmo após a transformação da velocidade instantânea do vento u em velocidade média \bar{u} , ainda faz-se presente uma enorme variância nos dados. A viabilidade econômica de parques eólicos é usualmente realizada sobre o tempo de vida de 20 anos, portanto faz-se necessário a obtenção de dados que representem o clima de vento de longo prazo.

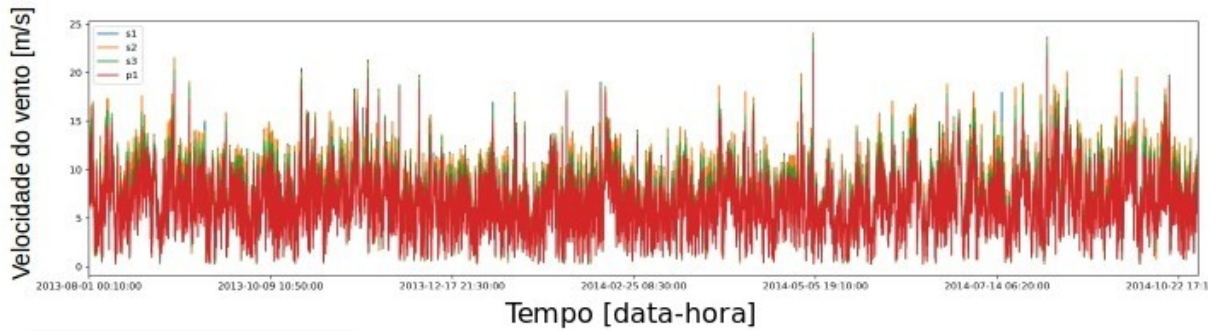


Figura 2.9 – Série temporal de longo-prazo da velocidade média do vento medida com anemômetro de copos para diversas alturas [Dados fornecidos por Hidropan].

O valor representativo de longo-prazo da velocidade do vento é denominado velocidade média anual (VMA), denotado neste texto como U . Este, bem como seu desvio padrão, são dados por

$$\mu_{\bar{u}} = U = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \bar{u}_i \quad (2.6)$$

$$\sigma_{\bar{u}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (\bar{u}_i - U)^2}{N - 1}} \quad (2.7)$$

onde N é o número de medições na série temporal. É imprescindível destacar que, ao passo que o desvio padrão da velocidade instantânea do vento σ_u (Equação 2.7) está associado à turbulência atmosférica, o desvio padrão da velocidade média $\sigma_{\bar{u}}$ está associado à tendência de longo prazo da série de dados e à distribuição de Weibull (seção 2.2.2). Na avaliação do potencial eólico de sítios, decompõe-se as VMA por direção de incidência do vento, dado que este é um fator importante para o desenvolvimento do *layout* do parque. Além disso, as VMA para cada setor são descritas pela distribuição de frequência de Weibull. A distribuição de Weibull das VMA, a rosa dos ventos da frequência de ocorrência de cada direção de vento bem como as VMA por direção são mostradas na Figura 2.10. Os dados micrometeorológicos do sítio estudado, neste formato, tem papel

fundamental na simulação numérica do vento (capítulo 3).

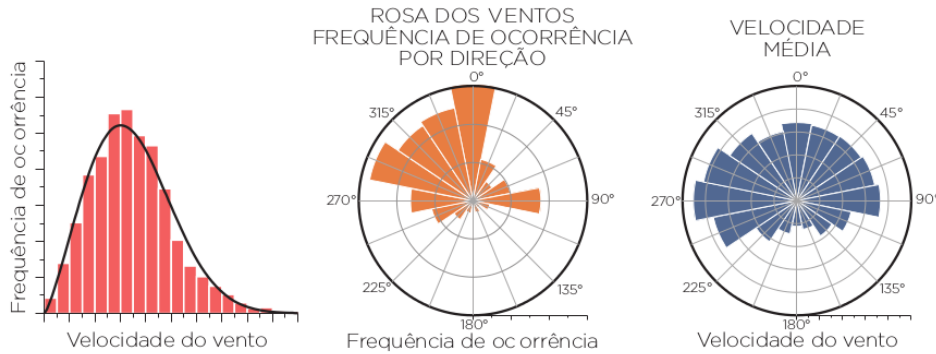


Figura 2.10 – Ajuste de curva da distribuição de Weibull sobre os dados de vento (esq.), rosa dos ventos da frequência de ocorrência das direções de vento (centro) e rosa dos ventos das VMA [Retirado de Schubert e Eletrosul, 2014].

2.2 Conversão de Energia

O efeito aerodinâmico do vento sobre as pás do rotor do aerogerador leva ao surgimento de um torque que é convertido em eletricidade no gerador. Nesta seção, o recurso eólico é ligado às tecnologias de conversão da energia cinética do vento e são apresentadas ferramentas úteis para o cálculo da Energia Anual Gerada (EAG) e Fator de Capacidade (FC). Neste trabalho, o cálculo da produção do parque eólico é viabilizado pelo emprego conjunto da curva de potência do aerogerador e da distribuição de frequência de Weibull dos dados medidos. Apesar das perdas de produção por efeitos diversos estarem fora do escopo do presente trabalho, no final da seção são apresentados os principais fatores que acarretam em perdas.

2.2.1 Curva de potência do aerogerador

De forma geral, o efeito aerodinâmico do vento sobre as pás da turbina gera torque no eixo do rotor. Este torque é convertido em eletricidade no gerador, com ou sem o uso de caixa de engrenagens. A potência elétrica gerada pela turbina eólica é dada por

$$P = \frac{1}{2} C_p \rho A U^3 \quad (2.8)$$

onde C_p é o coeficiente de potência do aerogerador, ρ é a massa específica do ar, A é a área varrida pelo rotor e U é a velocidade do vento na altura de eixo. Nota-se que a baixa massa específica do ar (800 vezes menor do que da água) faz com que, em contrapartida, o tamanho das turbinas eólicas seja muito superior ao das turbinas hidráulicas [Burton et al., 2011]. A energia produzida só é aumentada significativamente variando a área varrida pelo rotor (A) e a velocidade do vento (U). No que concerne a primeira, nos últimos anos houve um aumento significativo do diâmetro dos rotores, inicialmente inferiores a 30 m e atualmente superando a marca de 100 m [Burton et al., 2011]. Este número é bastante significativo, dado que o triplo do diâmetro leva à nove vezes a área e, portanto, nove vezes a energia produzida. A relação cúbica de P com U revela o papel principal da escolha da região do parque eólico no empreendimento. Assim, sítios com ventos intensos, bem como a otimização da posição dos aerogeradores dentro dele (*micrositing*) e torres de aerogeradores progressivamente mais elevadas beneficiam a viabilidade econômica e a produção de energia [Burton et al., 2011].

O coeficiente de potência denota a fração da potência disponível no vento que é convertida em potência mecânica. O valor máximo teórico para C_p consiste no limite de Betz ($C_p = 0,593$) [Betz, 1919]. Posto de forma simples, o processo de extração da energia cinética do vento implica na desaceleração deste pelas pás do rotor, mostrado na Figura 2.11.

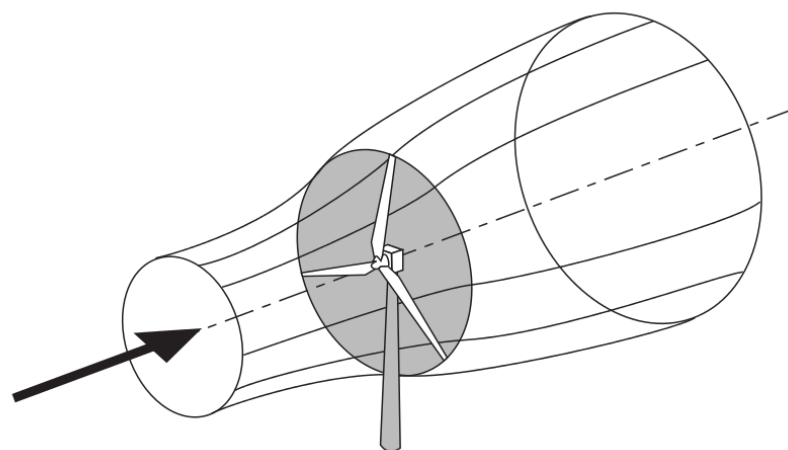


Figura 2.11 – Esquemática do processo de conversão da energia cinética do vento [Retirado de Burton et al., 2011].

Quanto maior a desaceleração, maior o torque e a potência gerada pelo rotor.

Porém, a lei da continuidade dita que a desaceleração do vento reduz o fluxo mássico através da área do rotor e, assim, reduz a velocidade do vento. No caso extremo em que a energia do vento é totalmente convertida em torque, o escoamento é levado ao repouso e, assim, não pode haver escoamento. Por outro lado, a não perturbação do vento levaria ao máximo fluxo de ar através da área do rotor. Porém, se o vento não é perturbado, não ocorre conversão de energia. Assim, o ponto ótimo em termos de máxima conversão de energia e mínima perturbação do escoamento leva ao limite de Betz. A melhoria da curva C_p tem sido realizada principalmente pela otimização do projeto do rotor e controle das condições de operação [Burton et al., 2011]. Embora a potência gerada pela turbina seja teoricamente proporcional ao cubo de U , a velocidade é controlada de modo que o equipamento opere de forma confiável ao longo do seu ciclo de vida (mitigar a carga mecânica nas pás do rotor, por exemplo). Na Figura 2.12 é apresentada a curva de potência para um aerogerador genérico com controle de passo nas pás do rotor (*pitch control*) e velocidade variável, que consiste no estado-da-arte dos aerogeradores comerciais.

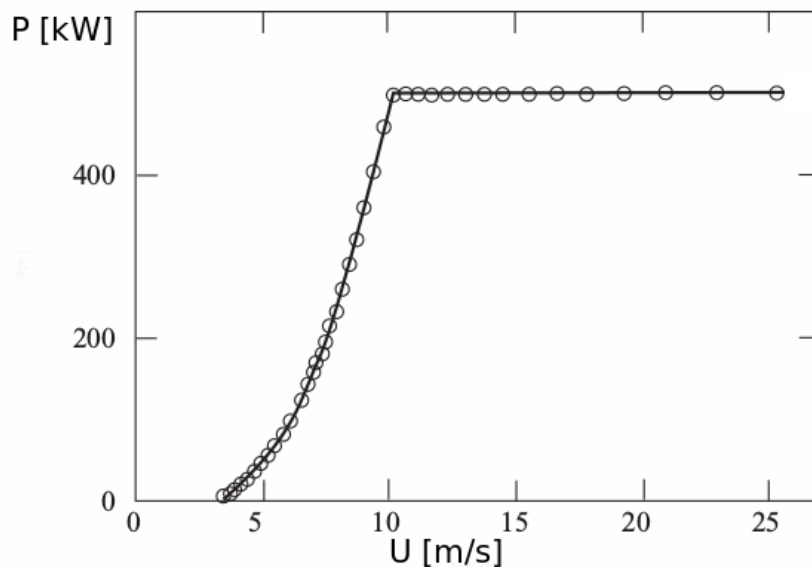


Figura 2.12 – Curva de potência de aerogerador com controle de passo e velocidade variável [Retirado de Burton et al., 2011].

Nota-se que a curva tem uma velocidade de partida (U_{in}) da ordem de 3 m/s, implicando que a produção de energia é zero para velocidades inferiores. Além disso, a curva de potência estabiliza-se acima da velocidade nominal ($U_{nominal}$) de aproximadamente 10 m/s, justamente devido ao efeito do controle de passo e da velocidade variável. O aeroge-

rador tem a velocidade limite de operação (U_{out}), geralmente de 25 m/s. Na seção 2.1.6, foi mostrado que a temperatura do ar T é uma das variáveis coletadas nas campanhas de medição. O objetivo principal é o cálculo da massa específica média anual para o ar, aproximado pela seguinte expressão para a atmosfera padrão [Zhang, 2015]

$$\rho = \frac{352,9886}{T} e^{\frac{-0,034163z}{T}} \quad (2.9)$$

em que z é a altitude. Dado que o gradiente vertical de temperatura na atmosfera padrão é relativamente baixo ($\approx -6,5$ K/km) [Zhang, 2015], a temperatura na altura do eixo do aerogerador será considerada a mesma medida pelo sensor (sem extrapolação vertical).

2.2.2 Distribuição de Weibull

A distribuição de frequência da velocidade média do vento geralmente apresenta uma cauda na direção das maiores velocidades, como pode ser visto na Figura 2.13. Dada essa característica do vento, a distribuição de Weibull torna-se, naturalmente, a escolha mais adequada para a parametrização da distribuição de frequência da série temporal do vento [Zhang, 2015]. A distribuição de Weibull representa a frequência com que o vento incide com uma certa velocidade e pode ser ajustada às medições de vento.

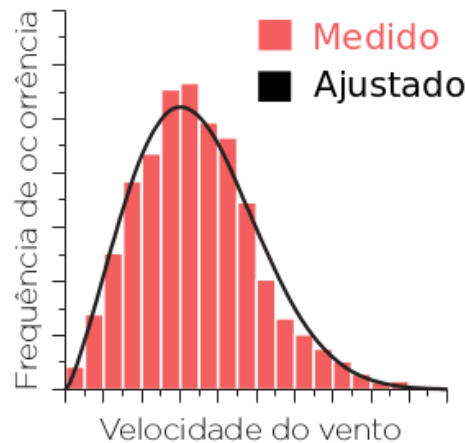


Figura 2.13 – Ajuste de curva da distribuição de Weibull (preto) aos dados da campanha de medições (vermelho) [Adaptado de Schubert e Eletrosul, 2014].

A principal vantagem desta distribuição deve-se à capacidade da mesma de descrever centenas de milhares de medições em termos de apenas dois parâmetros. A distribuição de frequência da velocidade do vento é dada pela seguinte expressão

$$w(U) = \frac{k_w}{C} \left(\frac{U}{C}\right)^{k_w-1} \exp\left[-\left(\frac{U}{C}\right)^{k_w}\right] \quad (2.10)$$

$$C = \frac{U_m}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k_w}\right)} \quad (2.11)$$

onde $w(U)$ é a frequência de ocorrência da uma velocidade média do vento de longo prazo (U), k_w é o parâmetro de forma, C o parâmetro de escala, U_m é a velocidade média da série temporal e Γ é a função Gama. O fato de U_m estar mais centrado à esquerda indica uma maior probabilidade da velocidade do vento ser menor que a média[Zhang, 2015]. Além disso, valores maiores de k_w indicam uma distribuição de frequência mais estreita em torno da média. Valores típicos do parâmetro de forma (k_w) situam-se na faixa de 2,0 a 3,5. Tendo-se dois dos três parâmetros k_w , C e U_m , o terceiro pode ser diretamente obtido com a Equação 2.11.

A distribuição de Weibull geralmente é ajustada às medições decompostas para cada direção e, somente após o ajuste, é utilizada para modelar estatisticamente o recurso eólico [Zhang, 2015]. Isto é, os dados medidos não são utilizados diretamente. O quão bem a distribuição de Weibull se ajusta aos dados, bem como a metodologia para o cálculo de k_w , deve ser avaliado com cuidado. Na seção 3.1.1, emprega-se uma formulação conveniente em termos da energia contida na série de velocidade do vento de longo prazo para o cálculo de k_w .

2.2.3 Energia Anual Gerada e Fator de Capacidade brutos

A energia anual gerada (EAG) bruta é a estimativa de produção total para o período de um ano desprezando-se quaisquer perdas e pode ser empregada tanto para um único aerogerador como para o parque eólico como um todo. No caso de um único aerogerador j , é dada pela expressão

$$EAG_j = 8760 \sum_{b=1}^{25} w(U_b) \Delta U P(U_b) \quad (2.12)$$

onde 8760 é o número de horas em um ano completo, b denota o índice do *bin*, $P(U_b)$ é a potência gerada para a velocidade de vento U_b , obtido da curva de potência da turbina e ΔU é a dimensão de cada *bin* de velocidade (1 m/s). Este cálculo consiste de uma integração na forma discreta do produto da distribuição de frequência de Weibull do

vento com a curva de potência do aerogerador, o que é mostrado na Figura 2.14. A EAG tem estreita relação com a frequência relativa de ocorrência de U_b da distribuição de Weibull $w(U_b)$.

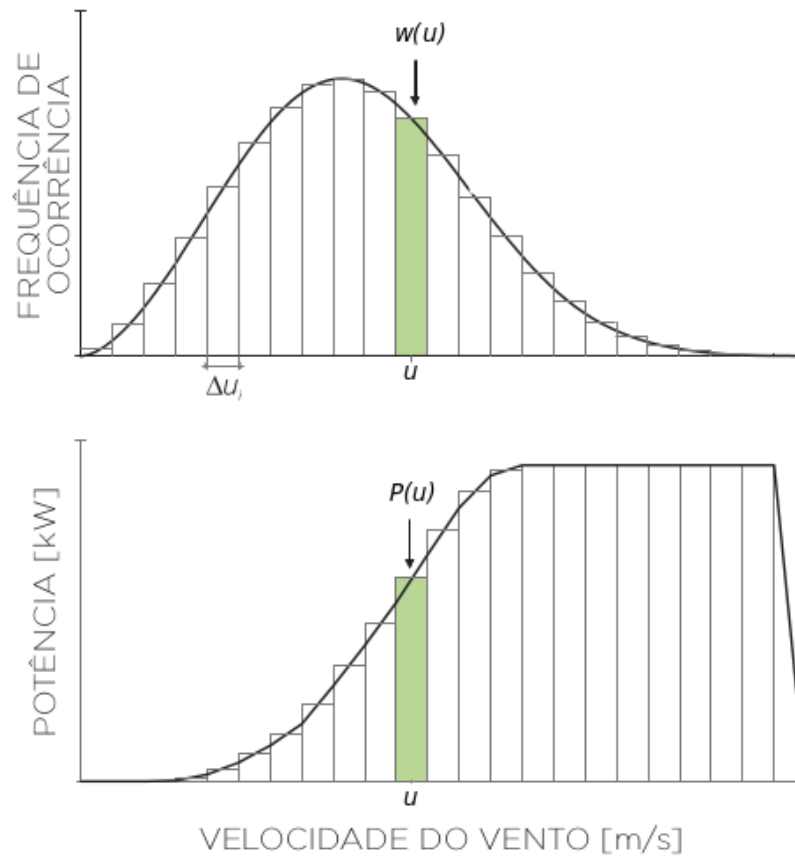


Figura 2.14 – Distribuição de Weibull da velocidade do vento (acima) e curva de potência do aerogerador (abaixo) utilizados no cálculo da EAG [Adaptado de Schubert e Eletrosul, 2014].

Na região de interesse, as sub-regiões de maior potencial eólico são caracterizadas por uma maior frequência de ocorrência de ventos intensos o que acarreta numa maior EAG. No caso do parque eólico, a contribuição de cada um dos j aerogeradores é simplesmente dada por

$$EAG = \sum_j^{N_j} EAG_j \quad (2.13)$$

onde N_j representa o número de turbinas eólicas da fazenda. O fator de capacidade (FC) é a razão entre a produção de energia real ou estimada e a máxima teoricamente possível

$$FC = \frac{EAG}{8760N_j P_n} \quad (2.14)$$

em que P_n é a potência nominal do aerogerador. A máxima produção teórica possível é o cenário no qual a turbina opera com a potência nominal durante o ano inteiro. O FC descrito aqui representa o desempenho da usina eólica como um todo. Porém, este também é utilizado para descrever desde um único aerogerador até todos os parques eólicos de um país.

Como pode ser visto, o FC depende tanto da escolha da tecnologia da turbina como da localização geográfica. No que concerne a tecnologia, um grande rotor associado à um pequeno gerador (potência menor) resultará em um alto FC. Embora um elevado FC não signifique maior eficiência, pode-se dizer que o valor presente líquido (VPL) sobre os aerogeradores para um ciclo de vida de 20 anos é proporcional ao FC e, portanto, desejado. Ainda, mundialmente os FC situam-se na faixa dos 20 aos 40% [Zhang, 2015].

2.2.4 Perdas

Uma série de fatores, até então negligenciados, tende a reduzir a EAG e o FC de aerogeradores e parques eólicos. Estes levam às perdas por:

- Esteira;
- Disponibilidade;
- Desempenho da curva de potência;
- Fatores ambientais;
- Elétricas;
- Restrições.

A presença de um ou mais aerogeradores a montante na direção do vento incidente gera uma região altamente turbulenta e com deficit de velocidade, denominada esteira, ilustrada na Figura 2.15. Os efeitos mais nocivos da esteira são as perdas de produção e condições de operação mais severa para o aerogerador. Por estes motivos, as turbinas eólicas são geralmente espaçadas de, no mínimo, 5 diâmetros de rotor na direção preferencial do vento e de 3 a 5 diâmetros na direção ortogonal à preferencial. As perdas por

esteira tem impacto significativo na EAG, tipicamente variando de 3% a 15%. Dada a significância deste número, um dos principais objetivos da otimização do *layout* de parques eólicos é a mitigação do efeito de esteira.



Figura 2.15 – Fazenda eólica *offshore* de Horns Rev, Dinamarca. O efeito de esteira pode ser visualizado [Retirado de Steiness, 2014].

Disponibilidade é a probabilidade de um aerogerador ou parque eólico operar sem falha ou parada dentro dos limites de desempenho especificados. Este indicador refere-se somente à turbina eólica e à fatores internos ao parque, excluindo perdas pelo desligamento da subestação ou da matriz nacional de forma geral. Geralmente as perdas de disponibilidade ficam em torno de 5%.

Nos contratos entre desenvolvedores de parques eólicos e fabricantes de aerogeradores existe uma cláusula referente à certificação da curva de potência. Desta forma, ambas as partes estariam legalmente protegidas em termos de garantia de desempenho dos aerogeradores. No entanto, a certificação ocorre sob condições padrões que diferem do regime de operação do parque. Fatores como desalinhamento de *yaw* (vento incidente não perpendicular ao plano do rotor) e descalibramento de sensores causam perdas na

curva de potência tipicamente da ordem de 3% a 5%.

Fatores ambientais também geram perdas de produção, seja pelo desligamento da usina sob condições climáticas extremas, ou seja pela degradação da integridade mecânica das partes do aerogerador. Por exemplo, as pás do rotor sofrem deterioração contínua pela exposição às intempéries, sujeira e insetos, o que gradualmente eleva as perdas.

As perdas elétricas ocorrem no gerador da turbina eólica, cabos de transmissão à subestação e na própria subestação. Tais perdas tipicamente situam-se na faixa dos 4% a 5%.

As perdas por restrição estão, de forma geral, associadas a fatores externos à usina eólica. Em países com elevada penetração de energia eólica na matriz elétrica, o operador nacional do sistema pode solicitar que o parque eólico restrinja a capacidade produtiva, levando ao não aproveitamento da energia disponível. Também é possível que as turbinas sejam freadas no período noturno devido às regulações sobre geração de ruído sonoro, ou ainda para mitigar o efeito da projeção da sombra das pás sobre áreas comerciais ou residenciais durante o dia, conhecida como *shadow flicker*.

2.3 Simulação Computacional

Foi mostrado na seção 2.1 que a complexidade da atmosfera em termos de mecanismos e escalas pode ser simplificada consideravelmente ao tratar a CLS como neutramente estratificada. Posteriormente, na seção 2.2, viu-se que o cálculo da produção de um único aerogerador, bem como de um parque eólico, requer o campo de VMA para cada direção de incidência do vento. O propósito da simulação computacional é, portanto, a extrapolação das medições de campo (seção 2.1.6) para toda a região de interesse. Nesta seção, são apresentadas as equações que regem o movimento da CLS neutramente estratificada, bem como os motivos para o uso da Média de Reynolds sobre as equações do *momentum* (RANS) e modelagem da turbulência em vez de formulações mais simples (modelos lineares) ou mais complexas (LES e DNS). Também discute-se as condições de contorno empregadas para escoamentos atmosféricos e sua consistência com funções de parede e modelo de turbulência.

2.3.1 Níveis de modelagem do vento

Existe uma ampla gama de modelos numéricos teoricamente capazes de simular o vento na microescala atmosférica, variando desde formulações lineares mais simples até a simulação de todas as escalas do escoamento. O foco de cada uma dessas abordagens, bem como sua aplicabilidade para o mapeamento do potencial eólico, é brevemente discutido a seguir:

- Modelos Lineares: São formulações mais simples baseadas no conceito de pequenas perturbações em função da orografia [Jackson e Hunt, 1975]. O principal expoente desta classe de modelos é o *Wind Atlas Analysis and Applications Program (WAsP)* [Troen e Lundtang Petersen, 1989], amplamente utilizado pela indústria de energia eólica. Em terrenos complexos, porém, tende-se a superestimar o efeito de aceleração do vento no topo de elevações [Ayotte, 2008].
- RANS: Envolve a solução dos campos médios de velocidade e pressão, ao passo que todas as escalas da turbulência são modeladas. São formulações teoricamente capazes de simular fenômenos não-lineares como descolamento da camada limite e recirculação. Atualmente, apresenta o melhor custo-benefício em termos de resultados e tempo de processamento [Probst e Cárdenas, 2010]. Exemplos de modelos geralmente empregados com a formulação RANS são o $k-\epsilon$, $k-\omega$, $k-\omega SST$, $k-\epsilon$ *realizable* e $k-\epsilon RNG$.
- Simulação de Grandes Escalas ou *Large-Eddy Simulation (LES)*: As grandes escalas presentes no espectro da turbulência são resolvidas, enquanto que as pequenas escalas são modeladas. Originalmente proposto por Smagorinsky, 1963, para a simulação de escoamentos atmosféricos, seu emprego tem sido facilitado pelo avanço da capacidade de processamento. No entanto, em *micrositing* diversas simulações são necessárias para compor o mapa de densidade de potência do vento, assim, dificultado seu emprego.
- Simulação Numérica Direta ou *Direct Numerical Simulation (DNS)*: Consiste na solução tridimensional direta das equações instantâneas que governam o escoamento de fluidos, que são a da continuidade e do balanço de *momentum*. Dado que o tempo de processamento para DNS aumenta consideravelmente com o número de

Reynolds Re [Wilcox, 2006], esta torna-se proibitiva em função do altíssimo Re do vento. Considerando valores típicos para a velocidade do vento de 10 m/s, dimensão de obstáculos e orografia de 10 m de altura e viscosidade cinemática do ar $\nu = 1,51 \times 10^{-5} \text{ m}^2/\text{s}$, isto leva a Re na ordem de 10 milhões [Song et al., 2014], inviabilizando o emprego.

Enquadram-se como CFD apenas as abordagens RANS, LES e DNS. Dada a capacidade da formulação RANS simular fenômenos não-lineares observados em terrenos complexos, bem como o razoável custo computacional, esta tem sido a escolha mais usual para o mapeamento em microescala do potencial eólico em terrenos complexos [Song et al., 2014; Yan e Li, 2016].

2.3.2 Equações do movimento

Conforme brevemente discutido na seção 2.3.1, a formulação RANS consiste na decomposição dos campos de velocidade e pressão em campos médios e flutuações [Wilcox, 2006] dados em notação indicial como

$$u_i = U_i + u'_i, \quad i = 1, 2, 3 \quad (2.15)$$

$$p = P + p' \quad (2.16)$$

onde u_i é a velocidade instantânea, U_i a velocidade média, u'_i a flutuação em torno da média, p a pressão instantânea, P a pressão média e p' a flutuação em torno da média. O movimento de fluidos é regido pelas equações da continuidade e *momentum*. Sob a óptica da abordagem RANS, a lei de conservação da massa para um escoamento incompressível, como o vento na CLS neutra, resulta na seguinte equação apresentada em notação indicial

$$\frac{\partial U_i}{\partial x_i} = 0, \quad i = 1, 2, 3 \quad (2.17)$$

No caso das equações de Navier-Stokes, a não-linearidade dos termos advectivos leva, invariavelmente, à necessidade de modelagem da turbulência [Wilcox, 2006]. O operador de média resulta em zero sobre as flutuações individualmente, mas a média do produto destas não é nulo, conforme mostrado abaixo

$$\overline{u'_i} = 0 \quad \text{porém} \quad \overline{u'_i u'_j} \neq 0, \quad i = 1, 2, 3 \quad (2.18)$$

A principal implicação da não-nulidade das correlações $\overline{u'_i u'_j}$ é o não fechamento das equações e a necessidade de um modelo de turbulência capaz de relacioná-las com os campos médios de velocidade e pressão. A equação do *momentum* na formulação RANS, o tensor de deformação médio S_{ij} e o Tensor de Reynolds específico τ_{ij} (que são as tensões normais e cisalhantes sobre o escoamento em função dos fluxos turbulentos de *momentum*) são apresentados abaixo

$$U_j \frac{\partial U_i}{\partial x_j} = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial P}{\partial x_i} + \frac{\partial}{\partial x_j} (2\nu S_{ij} - \overline{u'_i u'_j}), \quad i, j = 1, 2, 3 \quad (2.19)$$

$$S_{ij} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial U_i}{\partial x_j} + \frac{\partial U_j}{\partial x_i} \right) \quad (2.20)$$

$$\tau_{ij} = -\overline{u'_i u'_j} \quad (2.21)$$

Boussinesq, 1897, inspirou-se no transporte de *momentum* na escala molecular para propôr que as tensões turbulentas (τ_{ij}) estão relacionadas aos gradientes locais do escoamento médio através de uma viscosidade turbulenta (ν_t) dependente do escoamento, geometria e viscosidade do fluido, na forma

$$\tau_{ij} = 2\nu_t S_{ij} - \frac{2}{3} k \delta_{ij} \quad (2.22)$$

$$k = \frac{1}{2} \overline{u'_i u'_i} \quad (2.23)$$

em que δ_{ij} é o Delta de Kronecker ($\delta_{ij} = 1$ se $i = j$, $\delta_{ij} = 0$ se $i \neq j$) e k é a ECT. A equação do *momentum* já empregando o conceito de viscosidade turbulenta é dada por

$$U_j \frac{\partial U_i}{\partial x_j} = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial P'}{\partial x_i} + \frac{\partial}{\partial x_j} [2(\nu + \nu_t) S_{ij}], \quad i, j = 1, 2, 3 \quad (2.24)$$

$$P' = P + \frac{2}{3} \rho k \quad (2.25)$$

onde P' é uma pressão modificada. A completa solução dos campos de velocidade e pressão requer o emprego de um modelo de turbulência capaz de simular o campo de

viscosidade turbulenta, presente na Equação 2.24. Esta questão é abordada na próxima seção.

2.3.3 O modelo k- ϵ

A completa descrição do vento da CLS neutramente estratificada requer a solução do campo de viscosidade turbulenta, o que implica na modelagem da turbulência. O modelo k- ϵ tem sido extensivamente utilizado ao longo dos anos nos campos de engenharia do vento e APE [Parente et al., 2011; Balogh et al., 2012; Castro et al., 2003] devido à sua robustez. Além disso, é discutido na seção 2.3.4 que perfis que descrevem a CLS neutra e horizontalmente homogênea são solução direta deste modelo e, portanto, nenhum ajuste ou adição de termos fonte é necessária para simular o vento adequadamente. O modelo introduz equações para o balanço de ECT e sua taxa de dissipação (TDECT), que são dadas por

$$\frac{\partial}{\partial x_i}(U_i k) = \frac{\partial}{\partial x_j} \left[\left(\nu + \frac{\nu_t}{\sigma_k} \right) \frac{\partial k}{\partial x_j} \right] + G_k - \epsilon \quad (2.26)$$

$$\frac{\partial}{\partial x_i}(U_i \epsilon) = \frac{\partial}{\partial x_j} \left[\left(\nu + \frac{\nu_t}{\sigma_\epsilon} \right) \frac{\partial \epsilon}{\partial x_j} \right] + C_{\epsilon 1} G_k \frac{\epsilon}{k} - C_{\epsilon 2} \frac{\epsilon^2}{k} \quad (2.27)$$

$$G_k = \nu_t \left(\frac{\partial U_i}{\partial x_j} + \frac{\partial U_j}{\partial x_i} \right) \frac{\partial U_i}{\partial x_j} \quad (2.28)$$

onde ν_t é a viscosidade turbulenta cinemática, k é a ECT, ϵ a sua taxa de dissipação, G_k é o termo de produção da ECT. Os campos de ECT e TDECT são utilizados para o cálculo da ν_t (exceto na parede, conforme seção 2.3.5), onde

$$\nu_t = C_\mu \frac{k^2}{\epsilon} \quad (2.29)$$

As constantes do modelo padrão são dadas por

$$C_{\epsilon 1} = 1,44, \quad C_{\epsilon 2} = 1,92, \quad C_\mu = 0,09, \quad \sigma_k = 1,0, \quad \sigma_\epsilon = 1,3 \quad (2.30)$$

As constantes C_μ e σ_ϵ geralmente são modificadas para a simulação do vento, dado que na forma clássica estas foram calibradas para escoamentos da escala de engenharia [Launder e Spalding, 1974]. Além disso, C_μ pode ser ajustada para a ECT do vento,

contanto que o número de Prandtl turbulento para a TDECT σ_ϵ satisfaça a condição seguinte

$$C_\mu = \frac{u_*^4}{k^2}, \quad \sigma_\epsilon = \frac{\kappa^2}{(C_{\epsilon 2} - C_{\epsilon 1})\sqrt{C_\mu}} \quad (2.31)$$

2.3.4 Condições de contorno para escoamentos atmosféricos

Foi discutido na seção 2.1.3 as hipóteses que levam o perfil de velocidade do vento na CLS a ser descrito pela lei logarítmica (Equação 2.6). Richards e Hoxey, 1993, propuseram perfis de velocidade do vento e turbulência para o modelo $k-\epsilon$ que resultam em escoamento horizontalmente homogêneo. De acordo com os autores, para o escoamento do vento na CLS em regime permanente, a existência de homogeneidade horizontal implica em:

- Velocidade vertical nula ($U_z = 0$);
- Pressão constante;
- Tensão de cisalhamento constante;

Sob estas condições, o modelo $k-\epsilon$ tem como solução os seguintes perfis:

$$U = \frac{u_*}{\kappa} \ln \left(\frac{z + z_0}{z_0} \right) \quad (2.32)$$

$$k = \frac{u_*^2}{\sqrt{C_\mu}} \quad (2.33)$$

$$\epsilon = \frac{u_*^3}{(z + z_0)} \quad (2.34)$$

Com a seguinte restrição para a constante σ_ϵ do modelo:

$$\sigma_\epsilon = \frac{\kappa^2}{(C_{\epsilon 2} - C_{\epsilon 1})\sqrt{C_\mu}} \quad (2.35)$$

Dado que na simulação computacional do vento a região de interesse fica geralmente afastada da entrada do domínio, a imposição das Eqs. (2.32-2.34) com a satisfação da Equação (2.35) permite que os perfis impostos na entrada não sofram acelerações não-físicas, isto é, devido à inconsistência na modelagem.

2.3.5 Funções de parede

O modelo $k-\epsilon$ foi originalmente desenvolvido para escoamentos turbulentos com altos Re de modo que, próximo a interfaces sólidas (paredes), este modelo torna-se inadequado [Launder e Spalding, 1974]. Assim, desenvolveu-se funções de parede para os campos ν_t e ϵ que tem como propósito o cálculo destes no primeiro volume de controle adjacente às interfaces sólidas, onde o modelo é inaplicável. O vento é um escoamento de altos Re que pode ser considerado completamente turbulento e, portanto, emprega-se funções de parede para escoamento completamente turbulento. Originalmente, modelos de turbulência eram utilizados para a simulação de escoamentos clássicos de engenharia, como em superfícies aletadas, tubulações e corpos rombudos. Nestes casos, as funções de parede (FP) da maioria dos pacotes de CFD foram desenvolvidas em termos do conceito de rugosidade de grão de areia K_s (*sand-grain roughness*), criado por Nikuradse, 1933. O emprego de FP clássicas em escoamentos atmosféricos requer cuidado com dois pontos importantes:

- Conversão de z_0 para K_s ;
- Limitação da resolução da malha na superfície do terreno;

No que concerne ao primeiro item, a rugosidade da superfície do terreno é parametrizada por z_0 na escala atmosférica (seção 2.1.3) e por K_s na escala clássica. Blocken et al., 2007, abordaram esta conversão e mostraram que um dos problemas é que ela não é universal, isto é, depende da forma como as FP estão implementadas no pacote de CFD. Além disso, a equivalência entre z_0 e K_s requer a hipótese de que o nó central do volume de controle z_P que utiliza a FP seja maior do que K_s ($z_P > K_s$) [Blocken et al., 2007] e K_s tem uma ordem de grandeza acima de z_0 ($K_s \sim 10 z_0$). Como consequência, não consegue-se uma alta resolução de malha na superfície do terreno, especificamente onde ela é necessária dados os elevados gradientes nos campos simulados. Uma solução para o problema é o emprego de FP universais para escoamentos atmosféricos, algo já realizado por diversos autores [Parente et al., 2011; Castro et al., 2003]. Estas são tratadas na próxima seção.

2.3.6 Consistência da modelagem

O conjunto das equações (2.32-2.34) tem sido extensivamente utilizado nos campos de engenharia do vento e APE [Balogh et al., 2012; Bechmann et al., 2011; Blocken et al., 2007; Castro et al., 2003; Richards e Norris, 2011]. Quando a combinação de (i) constantes do modelo de turbulência, (ii) FP e (iii) condição de entrada do vento é dita consistente, isso significa que em cada ponto do domínio o cálculo dos campos (U , k , ϵ , ν_t e p) por cada um dos três é equivalente. Por exemplo, se o perfil de TDECT especificado na entrada no domínio com a Equação (2.34) diz que a TDECT avaliada em z_P ($\epsilon(z_P)$) é $10 \text{ m}^2/\text{s}^3$, o cálculo de $\epsilon(z_P)$ com a FP deve levar ao mesmo valor de $10 \text{ m}^2/\text{s}^3$. Similarmente, o perfil da TDECT na entrada descrito pela Equação (2.33) depende de C_μ e, portanto, deve estar de acordo com as constantes do modelo de turbulência, além das FP. Se algum dos três apresentar inconsistência com os demais, os perfis supostamente plenamente-desenvolvidos na entrada tendem a decair artificialmente. Isto é, se a CLS neutra e em equilíbrio em termos de produção e dissipação de ECT for simulada em um terreno ideal, plano, homogeneamente coberto e livre de obstáculos, os perfis especificados na entrada mudarão ao longo do domínio, enquanto deveriam permanecer inalterados.

A consistência entre as condições de entrada (Eqs. 2.32-2.34) e modelo de turbulência é simplesmente alcançada através da coerência na especificação das constantes C_μ e σ_ϵ . A consistência das FP com ambas as condições requer que estas sejam baseadas nos perfis de entrada (Eqs. 2.32-2.34). No pacote *OpenFOAM* v. 4.1 [OpenCFD Ltd, 2018], isto é realizado através da seguinte modificação para a FP para ϵ_P

$$\epsilon_P = \frac{C_\mu^{0,75} k^{1,5}}{\kappa(z_P)} \rightarrow \frac{C_\mu^{0,75} k^{1,5}}{\kappa(z_P + z_0)} \quad (2.36)$$

$$G_{k_P} = \frac{\tau_w^2}{\kappa C_\mu^{0,25} k_P^{0,5}(z_P)} \rightarrow \frac{\tau_w^2}{\kappa C_\mu^{0,25} k_P^{0,5}(z_P + z_0)} \quad (2.37)$$

onde G_{k_P} é o termo de produção da ECT presente na FP para ϵ . É perceptível a equivalência entre o perfil da TDECT na entrada (Equação 2.34) e o valor avaliado junto ao terreno (Equação 2.36). No caso da FP para ν_t , o pacote do *OpenFOAM* já possui uma versão consistente com os perfis plenamente-desenvolvidos de Richards e Hoxey, 1993. A consistência da modelagem empregada neste trabalho é verificada e discutida no capítulo 4.

3 METODOLOGIA PARA MICROSITING EM TERRENOS COMPLEXOS

A metodologia proposta neste trabalho inclui o pré-processamento dos dados de vento e uma série de etapas intermediárias que, por fim, resultam no cálculo da EAG e do FC para o *layout* proposto. Uma aplicação baseada em *Python* e *C++* foi desenvolvida para automatizar o processo e esta divide-se em duas fases: na fase I (seção 3.1), a geração do mapa de densidade de potência do vento (DPV) do sítio em estudo, o que inclui tratamento dos dados de campo, simulação do vento, assimilação dos dados, cálculo dos mapas de DPV e definição do *layout*. A fase II (seção 3.2) utiliza as coordenadas escolhidas na fase I para obter os perfis de velocidade do vento naqueles pontos e, junto à extrapolação vertical da distribuição de Weibull e ao uso da curva de potência do aerogerador para uma certa altura de eixo, calcular a EAG e FC para (i) cada direção do vento, (ii) coordenada e (iii) configuração de turbina e altura de eixo. Do ponto de vista dos recursos de código aberto utilizados e da sinergia entre os módulos presentes na metodologia, estes são apresentados e discutidos na seção 3.3.

3.1 FASE I: MAPEAMENTO DO POTENCIAL EÓLICO E LAYOUT

O mapa de DPV serve como guia para a otimização do *layout* de parques eólicos, dado que ele mostra a distribuição espacial do recurso eólico em termos de densidade de potência do vento, e não de velocidade. A DPV melhor representa o potencial eólico, dada a relação cúbica com a velocidade do vento, similar à curva de potência dos aerogeradores. Para bem representar o mapa de DPV do sítio, diversas direções devem ser simuladas, observando-se que o comportamento do campo de velocidade do vento da região topograficamente complexa depende da direção. Portanto, os dados meteorológicos adquiridos com a torre anemométrica são decompostos em setores e cada um destes representa um cenário de vento. Cada cenário tem uma média anual característica de (i) velocidade do vento, (ii) massa específica e (iii) frequência de ocorrência da direção, para cada sensor instalado na torre. Por exemplo, se a torre conta com anemômetros à 60, 80 e 100 m, cada uma destas alturas terá uma velocidade média anual (VMA) do vento para cada direção empregada. A fase I da metodologia proposta está esquematizada no fluxograma da Figura 3.1.

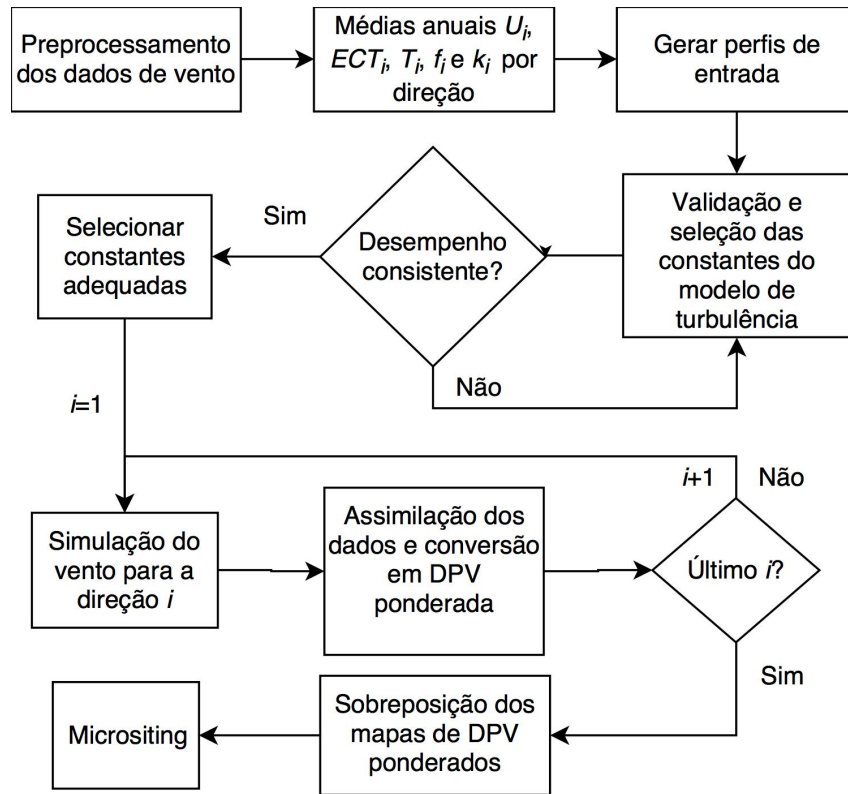


Figura 3.1 – Fluxograma proposto para a fase I: Mapeamento do potencial e *layout*.

3.1.1 O parâmetro de forma da distribuição de Weibull

A capacidade da distribuição de Weibull para a representação da distribuição de frequência da velocidade do vento através da parametrização é amplamente reconhecida [Kelly et al., 2014]. Akdag e Ali, 2009, propuseram um método para estimar os parâmetros da distribuição de Weibull que garante que o conteúdo energético da distribuição parametrizada é o mesmo dos dados medidos. Isto é especificamente conveniente para aplicações em energia eólica, dado que o objetivo principal é a exatidão da estimativa da EAG, o que não é necessariamente alcançado com o melhor ajuste à distribuição de frequência da velocidade do vento das metodologias tradicionais. Com este novo método, o parâmetro de forma para a direção i (k_{w_i}) é calculado iterativamente através da equação

$$E_{PF} = \frac{\frac{1}{n} \sum_j \bar{u}_j^3}{\left(\frac{1}{n} \sum_j \bar{u}_j\right)^3} = \frac{\Gamma\left(1 + \frac{3}{k_{w_i}}\right)}{\Gamma^3\left(1 + \frac{1}{k_{w_i}}\right)} \quad (3.1)$$

onde E_{PF} é o fator do padrão de energia (do inglês, *Energy Pattern Factor*) calculado para cada um dos anemômetros da torre e para cada direção de vento e \bar{u}_j denota cada

uma das velocidades médias da série temporal. Os parâmetros de forma direcionais k_{w_i} são requeridos apenas na fase II, mas foram descritos na fase I pois estes são calculados na fase de pré-processamento dos dados.

3.1.2 Parâmetros das condições de entrada por direção e constantes do modelo

Subsequentemente, as VMA direcionais U_i para cada uma das alturas disponíveis são utilizadas no ajuste de curvas através de mínimos quadrados não-linear com a Equação (2.32), de onde os parâmetros u_* e z_0 são determinados para cada cenário/direção. A determinação dos perfis de ECT é atrelado à escolha de constantes do modelo de turbulência, dado que a Equação (2.33) depende de C_μ . Neste trabalho, propõe-se três opções: (i) Padrão, em que se utiliza o valor padrão de C_μ (0,09) para o cálculo do perfil da ECT; (ii) Atmosférico, em que se utiliza o valor de C_μ geralmente empregado para escoamentos atmosféricos (0,033) e (iii) Ajustado, em que se calcula o valor médio anual para a ECT das medições e, então, utiliza-se a Equação (2.33) para calcular reversamente o valor de C_μ . Salienta-se que somente no caso Ajustado o perfil da ECT do vento na entrada do domínio depende das medições.

3.1.3 Verificação e Validação

Dado o número de possibilidades no que concerne a modelagem do vento no aspecto de constantes do modelo, a validade e desempenho de cada uma das abordagens precisa ser validada a fim de estimar-se o erro nas simulações e verificar qual é o melhor dos três procedimentos. Portanto, insere-se a etapa de verificação e validação do modelo como parte integral da metodologia apresentada aqui, o que é tratado em detalhe no capítulo 4. Após a verificação e validação, seguem as simulações por CFD.

3.1.4 Simulação do vento por CFD

O modelo validado é utilizado para simular a CLS neutra para o número de direções escolhido. As equações que governam o escoamento do vento sob tais condições, descritas na seção 2.3.3, são resolvidas para regime permanente utilizando o Método dos Volumes Finitos (FVM) até que o critério de convergência adotado seja satisfeito. No primeiro volume adjacente à superfície do terreno, as funções de parede completamente rugosa para

escoamentos atmosféricos descritas na seção 2.3.5 são empregadas. As diversas direções de incidência do vento são impostas nas simulações por meio das condições de contorno. O domínio computacional permanece fixo ao passo que as condições de contorno “giram” em torno deste, o que é exemplificado na Tabela 3.1 para um caso hipotético com 12 direções de vento. Por exemplo, quando a direção de incidência é ortogonal à superfície de entrada (por exemplo, direção 0° ou N), a superfície oposta (180° ou S) é definida como “saída” e os lados 90° (L) e 270° (O) são definidos como paredes impermeáveis sem atrito. Para direções de incidência não-ortogonais (por exemplo, 45° ou NE), ambas as superfícies de contorno à N e E são definidas como superfícies de entrada com o mesmo vetor de direção, ao passo que as superfícies de contorno à S e O são definidas como saída. Em todos os casos o topo do domínio é especificado com valores constantes para U , k e ϵ , avaliados na própria altura do domínio e, desta forma, consistentes com a condição de entrada. A artificialidade desta última condição de contorno requer que o topo do domínio seja afastado da superfície do terreno, além da necessidade de evitar o efeito de bloqueio (observável em túneis de vento). Dessa forma, o domínio tem altura da ordem de 1 km para não tendenciar os resultados próximos à superfície do terreno, e não porque se tem interesse na simulação de toda extensão da CLA. Uma das malhas empregadas no estudo de caso (Capítulo 5) é apresentada na Figura 3.2.

Tabela 3.1 – Condições de contorno para 12 direções de vento simuladas.

	0°	$30-60^\circ$	90°	$120-150^\circ$
Fronteira Norte (N)	<i>entrada</i>	<i>entrada</i>	<i>deslizamento</i>	<i>saída</i>
Fronteira Leste (L)	<i>deslizamento</i>	<i>entrada</i>	<i>entrada</i>	<i>entrada</i>
Fronteira Sul (S)	<i>saída</i>	<i>saída</i>	<i>deslizamento</i>	<i>deslizamento</i>
Fronteira Oeste (O)	<i>deslizamento</i>	<i>saída</i>	<i>saída</i>	<i>saída</i>
	180°	$210-240^\circ$	270°	$300-330^\circ$
Fronteira Norte (N)	<i>saída</i>	<i>saída</i>	<i>deslizamento</i>	<i>entrada</i>
Fronteira Leste (L)	<i>deslizamento</i>	<i>saída</i>	<i>saída</i>	<i>saída</i>
Fronteira Sul (S)	<i>entrada</i>	<i>entrada</i>	<i>deslizamento</i>	<i>saída</i>
Fronteira Oeste (O)	<i>deslizamento</i>	<i>entrada</i>	<i>entrada</i>	<i>entrada</i>

3.1.5 Mapas de densidade de potência do vento

Ao fim da simulação do vento para uma das direções i , o campo de velocidades é adimensionalizado e denominado razão de velocidade (RV), dado pela expressão

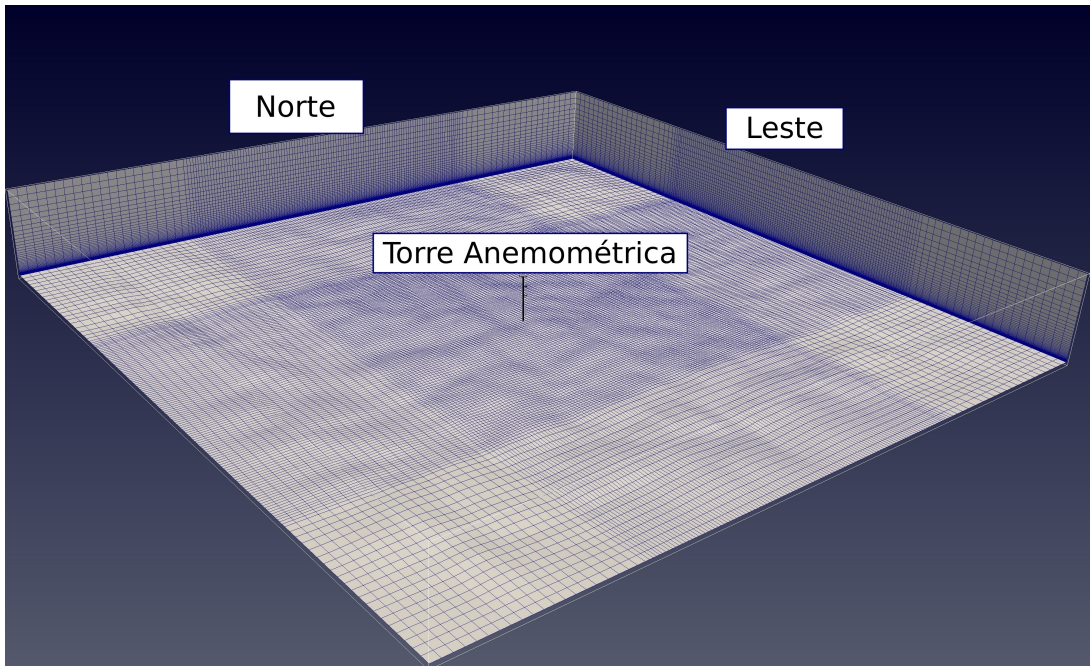


Figura 3.2 – Domínio computacional discretizado com 2.337.300 volumes hexaédricos empregado no estudo de caso representando uma porção da atmosfera terrestre e a superfície do terreno [Adaptado de Radünz e Petry, 2017b].

$$RV_i(x, y, z) = \frac{U_i(x, y, z)}{U_{i,t}(z)} \quad (3.2)$$

onde U_i é a velocidade horizontal do vento (plano XY) e $U_{i,t}$ é o perfil de velocidade simulado na coordenada virtual da torre anemométrica, ambas para uma das i direções. Esta adimensionalização ocorre dado que apenas as condições de contorno são passíveis de especificação. O perfil do vento na coordenada da torre anemométrica fica no centro do domínio e, portanto, não é passível de especificação. No entanto, tem-se informação sobre o vento na coordenada da torre, e não na fronteira. Para contornar esta deficiência, especifica-se o perfil medido na entrada do domínio e simula-se um campo de velocidades similar àquele campo em que hipoteticamente sabe-se as condições de contorno (ideal). A magnitude deste campo de velocidade similar, que é o campo de fato simulado no presente trabalho, diferiria da do campo simulado ideal. No entanto, o campo de RV de ambos os casos tende a ser similar caso o número de Reynolds seja parecido. Ainda que as condições na fronteira fossem conhecidas, o que poderia ser feito através da instalação de torres anemométricas naqueles pontos, é provável que ainda assim a velocidade do vento simulada na coordenada da torre seja diferente das medições devido às limitações

do próprio modelo. Apenas um modelo perfeito seria capaz de atingir tal feito, o que não é o caso. Deve-se ter em mente que a simulação numérica do vento nada mais é do que um processo de extrapolação espacial das medições. É imprescindível, portanto, que o perfil do vento na coordenada que tem-se medições seja exatamente o perfil medido. Assim, realiza-se o processo de assimilação dos dados medidos utilizando o campo de RV com a seguinte expressão

$$U_{i,a}(x, y, z) = RV_i(x, y, z)U_{i,t,exp}(z) \quad (3.3)$$

onde $U_{i,t,exp}$ é o perfil de velocidade do vento medido e $U_{i,a}$ é a velocidade assimilada do vento simulado. Esta última tem papel fundamental nesta metodologia. Subseqüentemente, o campo de DPV é calculado para cada i com equação abaixo

$$P_i(x, y, z) = \frac{1}{2}f_i\rho_iU_{i,a}^3(x, y, z) \quad (3.4)$$

onde P_i é a DPV ponderada por direção, f_i é a frequência de ocorrência da direção i e ρ_i é a massa específica média anual do ar. Por fim, os campos ponderados por direção da DPV são sobrepostos e dão origem ao campo de DPV total. Para qualquer altura acima do nível do terreno, o campo de DPV total é também denominado de mapa de DPV, dado por

$$P(x, y, z) = \sum_i^n P_i(x, y, z) \quad (3.5)$$

A simulação dos mapas de DPV é o objetivo principal da fase I. Este é utilizado para a seleção das coordenadas de maior potencial eólico, que posteriormente são necessárias para o cálculo da EAG e FC do parque eólico. Um exemplo de mapa de DPV pode ser observado na Figura 3.3, em que os locais de alto potencial eólico aparecem em vermelho e tendem a ser os pontos de instalação dos aerogeradores.

3.2 FASE II: EAG e FC

O cálculo da EAG e do FC da usina eólica começa com o “*loop* externo” mostrado no fluxograma da fase II, na Figura 3.4. Inicialmente, uma das coordenadas para os aerogeradores j é selecionada e, em seguida, são varridas todas as possíveis combinações de curva de potência dos aerogeradores e alturas de eixo, indexadas como k . Para cada

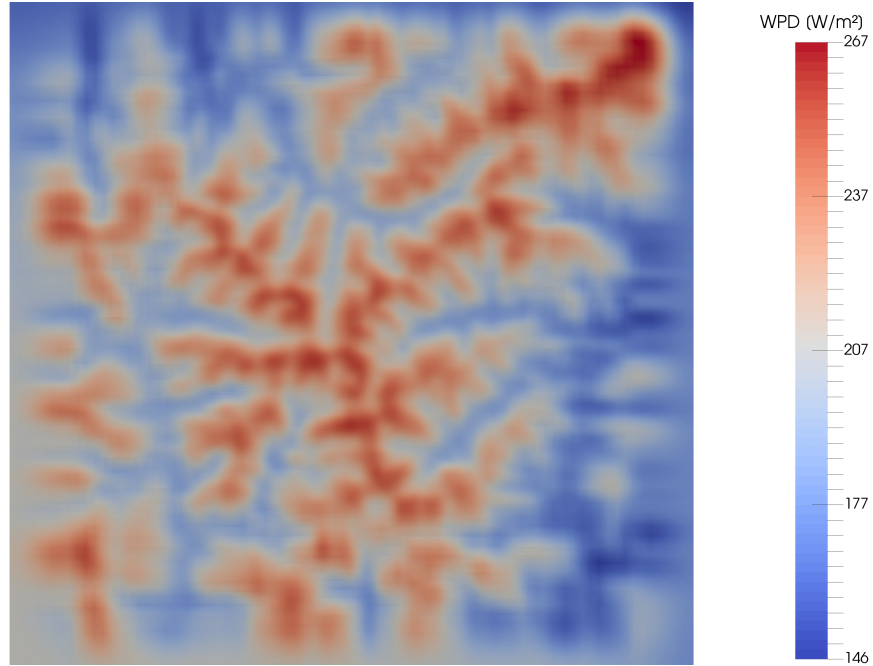


Figura 3.3 – Mapa de densidade de potência do vento a 100 m de altura [Adaptado de Radünz e Petry, 2017b].

k , a informação de cada i direção é acessada no “loop interno”. O valor mais elementar calculado no processo é a EAG para uma i direção, uma j coordenada e uma k combinação de curva de potência e altura de eixo, denotada EAG_{ijk} . Posteriormente, a contribuição de todas as direções, coordenadas e configurações são somadas em tabelas, de onde pode-se avaliar o FC do parque eólico para cada uma das configurações.

3.2.1 Extrapolação vertical do parâmetro de forma

A escolha da configuração k aparece no início do processo de cálculo dado que a altura de eixo Z_{eixo} é necessária para determinar-se a altura na qual a velocidade do vento U_i e o parâmetro de forma k_{w_i} são avaliados. Este último é extrapolado para a altura Z_{eixo} empregando-se o perfil proposto por Kelly et al., 2014, que tem a seguinte forma

$$k_w(z) = k_{w_{exp}} \frac{1 + (z/z_r)e^{-z/z_r}}{1 + (z_{exp}/z_r)e^{-z_{exp}/z_r}} \quad (3.6)$$

onde $k_{w_{exp}}$ é definido como o valor de k_{w_i} calculado dos dados à 80 m e z_r é a altura de máximo valor para k_{w_i} . Na metodologia proposta aqui, z_r é determinado por ajuste de curva não-linear por mínimos quadrados aos valores calculados das medições. As curvas

ajustadas e os valores calculados a partir das medições são mostrados na Figura 5.3.

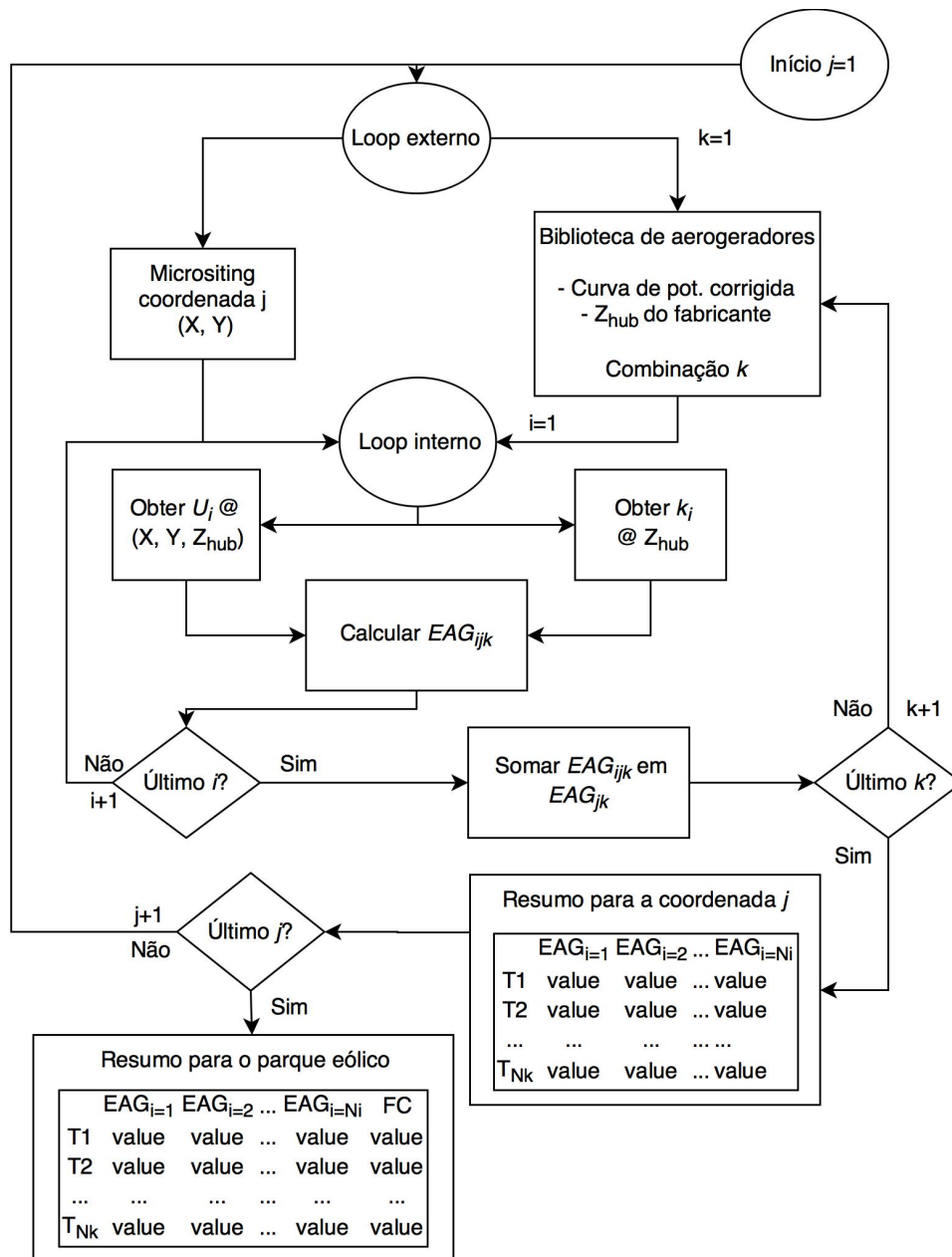


Figura 3.4 – Fluxograma proposto para a fase II: EAG e FC brutos.

No passo seguinte, o fator de escala da distribuição de Weibull (C_i) é determinado a partir da extrapolação de k_{w_i} para Z_{eixo} . Assim, a distribuição de frequência da velocidade do vento (w_i) pode ser reconstruída utilizando as seguintes expressões

$$C_i = \frac{U_i}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k_{w_i}}\right)} \quad (3.7)$$

$$w_i(u) = \frac{k_{w_i}}{C_i} \left(\frac{u}{C_i} \right)^{k_{w_i}-1} \exp \left[- \left(\frac{u}{C_i} \right)^{k_{w_i}} \right] \quad (3.8)$$

A Equação (3.8) deve ser utilizada em conjunto com a curva de potência do aerogerador para a configuração k para calcular-se a EAG bruta.

3.2.2 Correção da curva de potência

A curva de potência disponibilizada pelos fabricantes geralmente considera uma massa específica padrão para o vento, embora esta varie de sítio para sítio. Portanto, presentemente, a curva de potência precisar ser corrigida para a massa específica média anual do vento (ρ_i) baseado numa formulação melhorada em relação à norma para turbinas eólicas (IEC 61400-12) [Svenningsen, 2010]. Na formulação melhorada, o erro na EAG em função da curva de potência ajustada cai para aproximadamente 1%, o que é bastante satisfatório. O procedimento consiste em calcular a velocidade do vento para o sítio alvo (U_{alvo}) que faria o aerogerador produzir a mesma potência $P_{padrão}$ do que na condição padrão, ou seja

$$U_{alvo} = U_{padrão} \left(\frac{\rho_{padrão}}{\rho_{alvo}} \right)^r \quad (3.9)$$

onde $U_{padrão}$ denota cada um dos *bins* de velocidade padrão da curva de potência (de 1 a 25 m/s), $\rho_{padrão}$ é a massa específica para o vento padrão (1.225 kg/m³) e r é o expoente definido como 1/3 para *bins* de velocidade menores que 8 m/s e 2/3 acima deste valor. Posteriormente, a curva de potência calculada (U_{alvo} - $P_{padrão}$) é reconstruída por interpolação e a curva de potência corrigida ($U_{padrão}$ - P_{alvo}) é finalmente obtida. Esta última consiste na potência que seria gerada pela turbina eólica no sítio alvo para cada um dos *bins* de velocidade padrões (de 1 a 25 m/s).

3.2.3 EAG e FC

A EAG para uma i direção, uma j coordenada e uma k configuração é dada pela seguinte expressão

$$EAG_{ijk} = 8760 f_i \sum_{b=1}^{25} w_i(U_b) \Delta U P(U_b) \quad (3.10)$$

onde 8760 é o número de horas em um ano completo, b denota o índice do *bin*, $P(U_b)$ é a potência gerada para a velocidade de vento U_b , obtido da curva de potência da turbina e ΔU é a dimensão de cada *bin* de velocidade (1 m/s). Uma vez que isso tenha sido feito para todas as direções de incidência do vento, estas são somadas como

$$EAG_{jk} = \sum_i^{N_i} EAG_{ijk} \quad (3.11)$$

onde N_i denota o número de direções simuladas e o processo ocorre novamente para o próximo k . Quando a biblioteca de aerogeradores for completamente varrida até o último k , a EAG é totalizada para a coordenada j e o “*loop* externo” é repetido para as demais coordenadas. Por fim, a EAG e FC brutos do parque eólico para cada configuração k são calculados

$$EAG_k = \sum_j^{N_j} EAG_{jk} \quad (3.12)$$

$$FC_k = \frac{\sum_j^{N_j} EAG_{jk}}{8760N_jP_k} \quad (3.13)$$

onde N_j representa o número de coordenadas selecionadas no mapa de DPV, ou o número de aerogeradores do parque.

3.3 Desenvolvimento

O automatização da metodologia envolve a integração entre uma série de plataformas livres e de código aberto, onde a comunicação entre estas ocorre via criação ou modificação de arquivos de texto. A formatação dos arquivos de texto gerados pelas ferramentas por meio de *scripts* permite que a informação de saída de uma etapa do processo assumam um formato legível pela ferramenta computacional que rege a etapa seguinte. Salienta-se, no entanto, que a preparação da orografia, geração da malha e seleção das coordenadas para os aerogeradores são etapas manuais. Os recursos de software utilizados neste trabalho foram:

- *Python* v. 2.7 (Pacote Anaconda): Manipulação de dados e arquivos de texto;
- *OpenFOAM* v. 4.1: Simulação numérica por CFD e pós-processamento de campos;
- *Paraview*: Visualização dos resultados (já incluso no OpenFOAM);

- *Ubuntu* 14.04 LTS: *Shell scripts* para manipulação de dados, arquivos de texto e software;
- *QGIS*: Preprocessamento do terreno;
- *Blender*: Pré-processamento do terreno.

Python é uma linguagem de *script* de alto nível e propósito geral cuja sintaxe permite que conceitos sejam expressos de uma forma mais simples se comparado com linguagens como *C++* ou *Java*. Além disso, o pacote Anaconda, inclui módulos de diversas áreas do conhecimento baseados em *Python* que podem ser diretamente utilizados pelo usuário [Anaconda, Inc., 2018]. O módulo *Pandas* possui recursos para a manipulação de planilhas de dados e filtragem de padrões, sendo, assim, oportuno para o preprocessamento e análise dos dados de vento. É possível ler e escrever arquivos de texto com *Python*, de modo que este tem a função de conectar cada uma das etapas da metodologia.

Todas as simulações por CFD, bem como a parte do pós-processamento que envolve a assimilação dos dados de vento são realizadas com o pacote de manipulação de campos, o pacote *OpenFOAM* [OpenCFD Ltd, 2018]. O caso a ser simulado apresenta uma estrutura de diretórios e dicionários bem definida, em que as condições de contorno, iniciais, esquemas de discretização, critério de convergência, modelo de turbulência e suas constantes, funções de parede e malha consistem de arquivos de texto. A solução dos campos de velocidade, pressão, entre outros, também assume a forma de arquivo de texto. Assim, os *scripts* em *Python* são capazes de inicializar o diretório da simulação conforme desejado através da modificação de arquivos de texto. A instalação do pacote *OpenFOAM* conta com o também software livre de código aberto *Paraview*, útil para a visualização do domínio e dos campos simulados, geração de gráficos e curvas.

O pacote de Sistema de Informação Geográfica *QGIS* foi utilizado para a manipulação do MDE [QGIS, 2018]. Este tem a função de recortar a região de interesse, gerar o mapa de cor da elevação e georreferenciar a localização da torre anemométrica. O produto do software é um paralelepípedo, cujo topo é a superfície do terreno. Considerando-se que o gerador de malha do *OpenFOAM* requer uma superfície, e não um objeto volumétrico, o pacote *Blender* é utilizado para a remoção das superfícies descartáveis. Além disso, o MDE disponibilizado por *United States Geological Survey* (USGS) tem baixa resolução [USGS, 2018], de modo que o pacote *Blender* pode inclusive suavizar a superfície do

terreno [Blender Foundation, 2018].

Os fluxogramas que representam a metodologia de *micrositing* apresentados nas seções 3.1 e 3.2 são agora mostrados sob a óptica de desenvolvimento computacional nas Figs. 3.5 e 3.6, respectivamente. A sequência lógica para a fase I conta com dois segmentos, que são a geração da malha (manual) e o pré-processamento dos dados da campanha de medições, simulação por CFD e criação do campo de DPV (automático). A automatização é realizada por meio de um único *shell script* que inicializa os demais *scripts*. Para a fase II, a inspeção do mapa de DPV e seleção das coordenadas dos aerogeradores é manual. Posteriormente, o processo é automático.

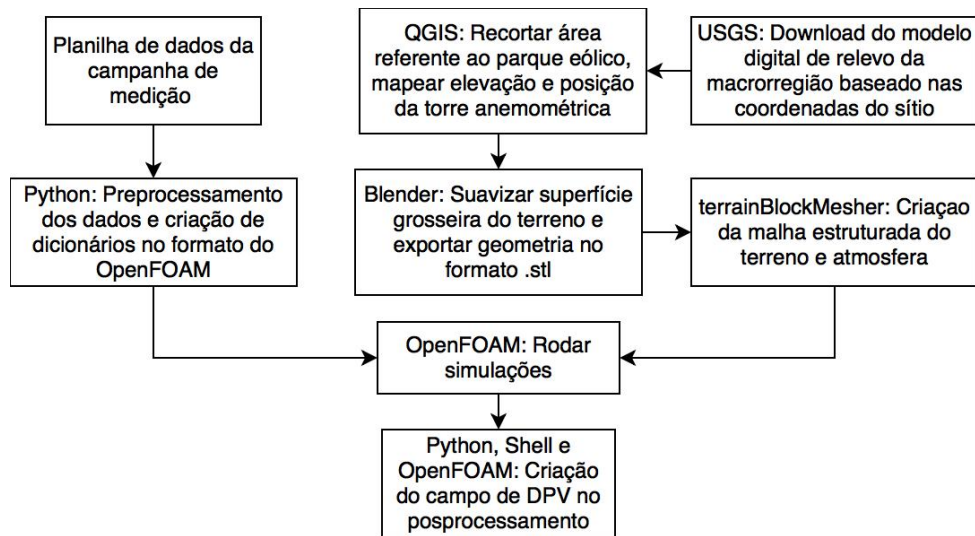


Figura 3.5 – Fluxograma sob o ponto de vista computacional para a fase I.

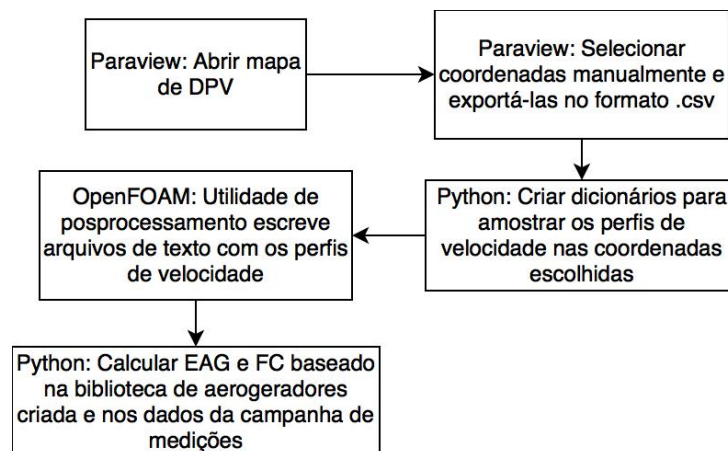


Figura 3.6 – Fluxograma sob o ponto de vista computacional para a fase II.

4 VERIFICAÇÃO E VALIDAÇÃO DO MODELO DE CFD

Neste capítulo, é verificada a consistência do modelo de turbulência k - ϵ e suas constantes, funções de parede e condições de entrada. Tal experimento numérico é realizado em um terreno hipotético, plano e com rugosidade superficial constante, em que se espera que os perfis do vento na entrada mantenham-se inalterados ao longo do domínio bidimensional. Em um segundo momento, o mesmo modelo é validado com experimentos de escala atmosférica em terrenos complexos com os casos Askervein e Bolund. Ainda na etapa de validação, três diferentes configurações para as constantes do modelo k - ϵ são avaliadas a fim de se determinar a melhor configuração para o posterior mapeamento do potencial eólico.

Os perfis de entrada do vento foram impostos com as Eqs. (2.32-2.34). No topo do domínio especificou-se como parede deslizante impermeável, na superfície do terreno foi imposta a condição de não-deslizamento para a velocidade e funções de parede atmosféricas para os campos ϵ e ν_t . Na saída do domínio foi especificada a condição de plenamente desenvolvido para todos os campos exceto para a pressão, que foi definida como constante e igual à zero (manométrica).

O solver `simpleFoam` do pacote *OpenFOAM* foi utilizado em todas as simulações deste capítulo. Este consiste de um algoritmo de solução para escoamentos turbulentos, incompressíveis e em regime permanente que atende ao propósito de simular o estado de longo-prazo da CLS neutra. O esquema de discretização *upwind* foi utilizado para os termos convectivos dos campos U , k e ϵ . Para os termos difusivos optou-se pelo esquema linear. O campo de pressão foi resolvido com uma abordagem multi-malhas chamada *Generalised Geometric-Algebraic Multi-Grid* (GAMG), ao passo que para os demais campos foi utilizado o `smoothSolver`. Os fatores de sub-relaxação foram definidos como 0,3 para p e 0,7 para os demais campos. O critério de convergência adotado foi de resíduo eficaz (RMS) inferior à 1×10^{-4} . As simulações foram realizadas em um computador *desktop* com 8 núcleos de processamento de 4 GHz e 16 GB de memória RAM.

4.1 Verificação

Um terreno plano bidimensional de 10 km de extensão e 1,5 km de altura homogeneamente rugoso foi utilizado para verificar que o modelo é capaz de simular uma CLS horizontalmente homogênea. Os parâmetros utilizados nas simulações são mostrados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Parâmetros dos perfis de entrada e constantes do modelo de turbulência empregados para a verificação

Constantes	z_0 [m]	u_* [m/s]	C_μ	σ_ϵ
Atmosférico	0,082	0,358	0.033	1,835

Os resultados mostram que nenhum dos perfis decaiu ao longo do domínio, como pode ser visto nas Figs. 4.1 e 4.2. O perfil de U em qualquer posição na direção do escoamento permanece semelhante à condição na entrada, embora apareça um pequeno pico no perfil da ECT próximo ao solo. De acordo com Richards e Norris, 2011, este fato não resulta da inconsistência na modelagem, mas sim devido à discretização do termo de produção da ECT. O suave deficit de ECT acima do pico deve-se à difusão da ECT em direção ao mesmo. Dado que este fenômeno não compromete a homogeneidade horizontal da CLS, pode-se dizer que a combinação de perfis de entrada, constantes do modelo e funções de parede é consistente.

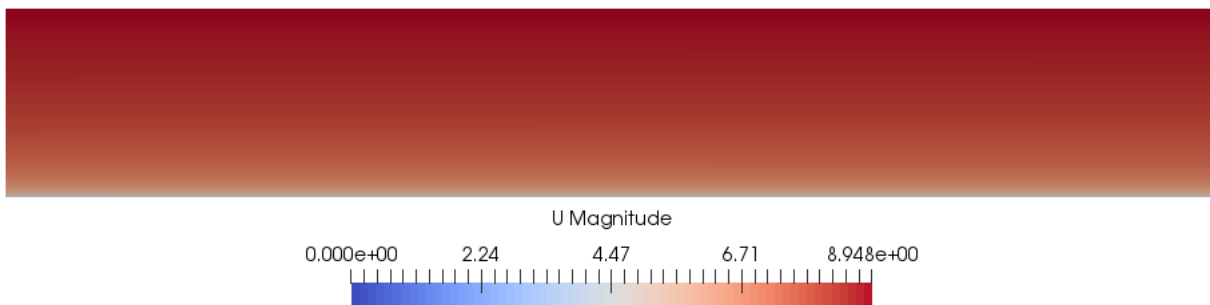


Figura 4.1 – Campo de velocidade do vento no domínio plano, vazio e bidimensional.

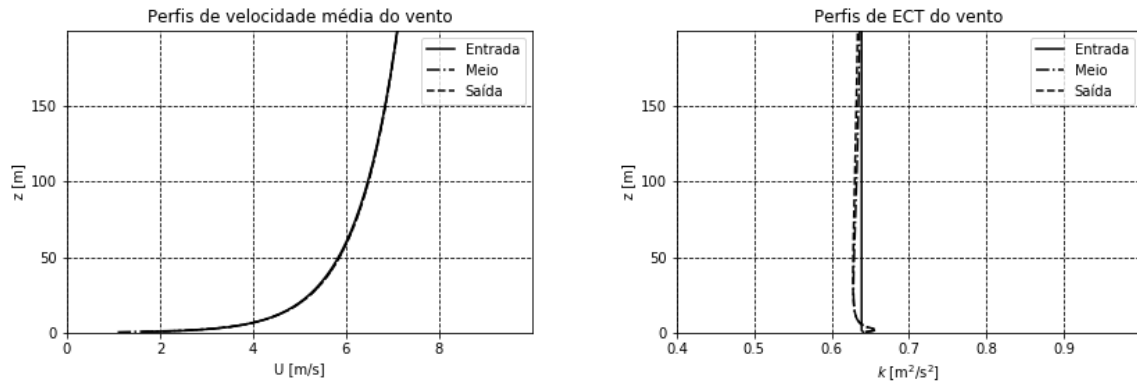


Figura 4.2 – Perfis de velocidade do vento (esq.) e ECT (dir.) ao longo do domínio plano vazio.

4.2 Validação

4.2.1 Métricas de validação

Para que o desempenho das diversas configurações de constantes empregadas seja avaliado imparcialmente, métricas de validação foram estabelecidas. Optou-se pela taxa de acerto (TA) e erro relativo (ER) porque são indicadores que refletem o quanto a simulação por CFD segue o padrão de variação do campo estudado e o quanto ela se afasta (erro), respectivamente. Define-se a taxa de acerto como uma função que retorna o valor da unidade caso a diferença entre o valor simulado numericamente e o medido experimentalmente seja menor do que o desvio padrão do dado medido ou, na ausência do desvio padrão experimental, 25 % do valor medido

$$TA(X_{cfd}) = \begin{cases} 1, & \text{se } |X_{cfd} - X_{exp}| < |\sigma_{X_{exp}}| \text{ ou } 0,25 |X_{exp}|. \\ 0, & \text{senão.} \end{cases} \quad (4.1)$$

e o erro relativo é dado por

$$ER = \frac{|X_{cfd} - X_{exp}|}{|X_{exp}|} 100 \quad (4.2)$$

onde X_{cfd} é o valor do campo X simulado numericamente avaliado em um dos pontos em que há valor medido experimentalmente (X_{exp}), associado também à um desvio padrão da medição ($\sigma_{X_{exp}}$). Os experimentos contam com diversos pontos de medição, de modo que a TA pode ser expressa como uma porcentagem dos sucessos ($TA = 1$). Por exemplo,

se em 10 medições ocorrem 6 acertos, a TA é de 60%.

4.2.2 Askervein Hill

O projeto Askervein hill, realizado na década de 80, consiste de um dos mais importantes experimentos em escala atmosférica já feitos [Taylor e Teunissen, 1987]. Em torno de cinquenta torres equipadas com anemômetros de copos ou sônicos foram instaladas nos entornos de Askervein com o objetivo de medir o comportamento da CLS na presença do morro de 116 m de altura, mostrado na Figura 4.3.



Figura 4.3 – Askervein e entornos [Adaptado de Taylor, 1983].

O experimento é uma rica fonte de dados e tem sido utilizado para validação de modelos numéricos de escoamento do vento com a abordagem RANS [Beljaars e Walmsley, 1987; Castro et al., 2003; Balogh et al., 2012] e Simulação de Grandes Escalas (LES) [Silva Lopes et al., 2007]. Na direção preferencial do vento, o terreno a montante é predominantemente plano e coberto uniformemente com vegetação rasteira, o que simplifica o emprego das condições de contorno. Dividiu-se os dados medidos em blocos de duas horas para as quais existe detalhada descrição das condições meteorológicas. Selecionou-se o experimento nomeado “TU-03B” [Taylor e Teunissen, 1987] devido ao fato da estratificação atmosférica ser neutra e da direção principal do vento ser aproximadamente perpendicular ao eixo maior do morro. Esta linha perpendicular ao maior eixo do morro foi denominada

“linha A”, que é mostrada na Figura 4.4.

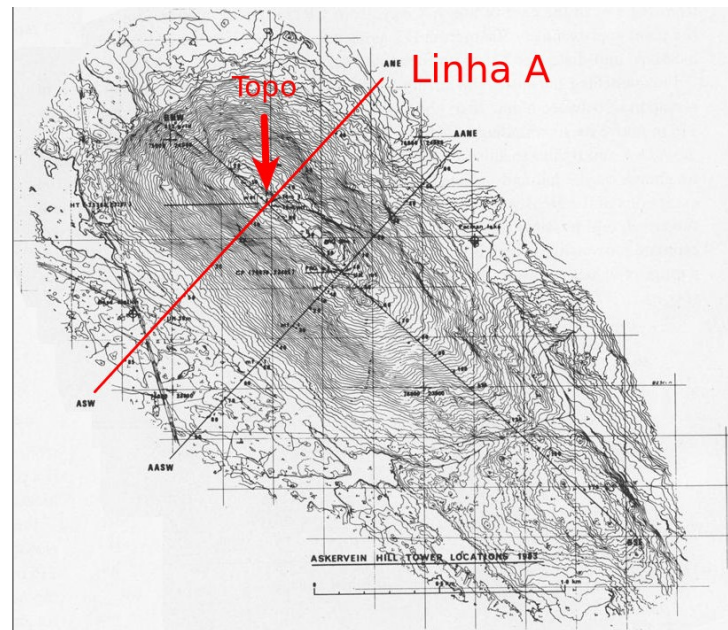


Figura 4.4 – Curvas de nível e pontos de referência de Askervein [Adaptado de Taylor, 1983].

4.2.2.1 Domínio e condições de contorno

Os parâmetros da condição de entrada do vento foram definidos tendo-se como base medições em um sítio de referência alguns quilômetros de distância a montante de Askervein, o que é mostrado na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Parâmetros dos perfis de entrada e constantes do modelo de turbulência empregados para Askervein

Constantes	z_0 [m]	u^* [m/s]	C_μ	σ_ϵ	k_{ref} [m^2/s^2]
Padrão	0,03	0,618	0,090	1,300	1,27
Atmosférico	0,03	0,618	0,033	1,835	2,11
Ajustado	0,03	0,618	0,086	1,135	1,30

As constantes C_μ e σ_ϵ do modelo k - ϵ foram divididas em três grupos: modelo padrão [Launder e Spalding, 1974], a versão modificada geralmente empregada para escoamentos atmosféricos [Beljaars e Walmsley, 1987] e a ajustada para os dados medidos que segue o procedimento descrito na seção 2.3.3 que são denominados Padrão, Atmosférico

e Ajustado, respectivamente. Como pode ser observado na Figura 4.5, para os três casos o perfil de velocidade do vento é o mesmo, diferindo apenas os perfis da ECT.

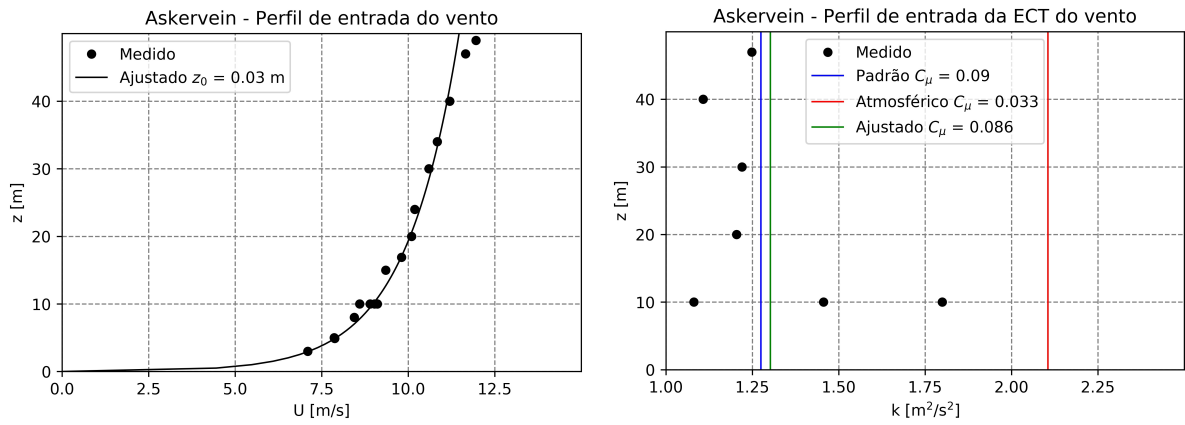


Figura 4.5 – Perfil de velocidade logarítmico ajustado aos dados experimentais (esq.) e perfis da ECT (dir.) [Adaptado de Radünz e Petry, 2017a].

Observa-se que as rugosidades z_0 dos perfis de entrada e a imposta sobre o terreno são iguais para garantir-se a consistência. O domínio retangular é composto pelo Modelo Digital de Elevação (MDE), mostrado na Figura 4.6, e uma porção da atmosfera. A discretização foi realizada com o gerador de malha estruturada para terrenos [Schmidt et al., 2012]. As dimensões dos domínios e os parâmetros das 4 malhas utilizadas são apresentados na Tabela 4.3. Uma das malhas é ilustrada na Figura 4.7.

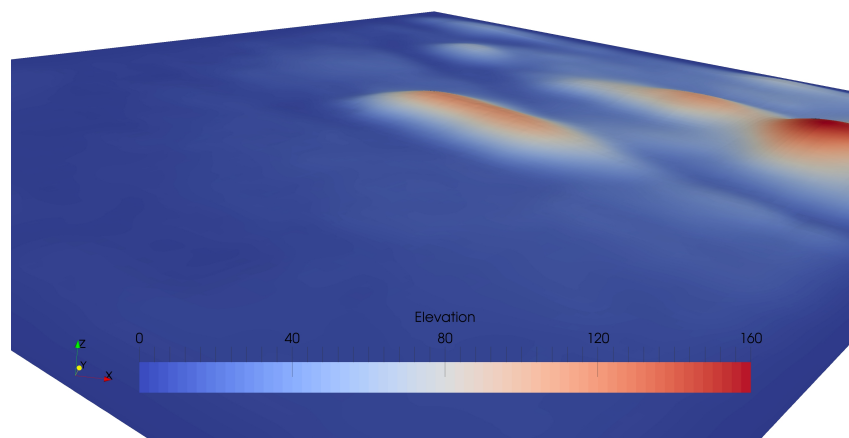


Figura 4.6 – Modelo Digital de Elevação (MDE) de Askervein e entornos.

Tabela 4.3 – Parâmetros das malhas empregadas no estudo de sensibilidade para Askervein

Malha	Volumes	n_x	n_y	n_z	ΔZ_w [m]	Dimensões [km]
G1	1.152.000	200	160	36	5,0	6 x 5 x 1,5
G2	2.064.860	245	196	43	2,5	6 x 5 x 1,5
G3	3.744.000	300	240	52	1,0	6 x 5 x 1,5
G4	5.713.200	345	276	60	0,5	6 x 5 x 1,5

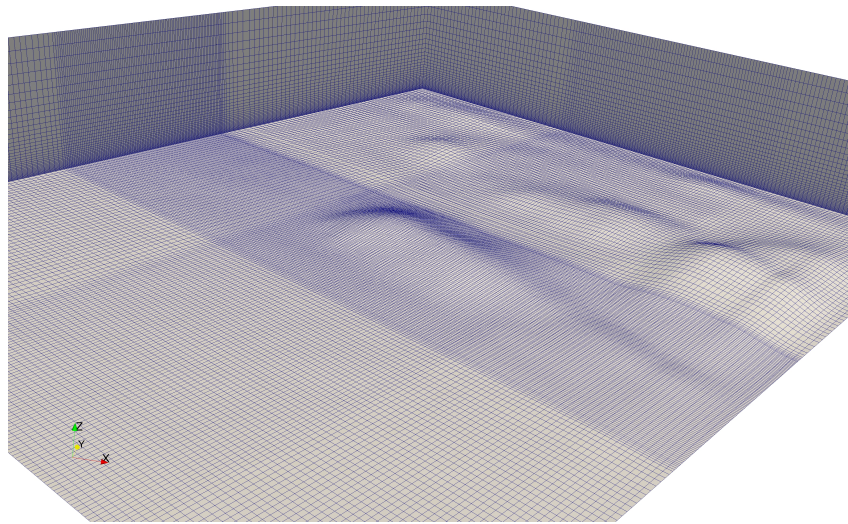


Figura 4.7 – Um dos domínios discretizados empregado nas simulações por CFD.

4.2.2.2 Resultados

De forma geral, o comportamento do vento foi bem representado pelos três modelos, como pode ser visto ao longo da linha A (10 m de altura) na Figura 4.8. A razão de velocidade (RV) é dada por

$$RV = \frac{U}{U_{ref}} \quad (4.3)$$

onde U é a velocidade avaliada em algum ponto ao longo da linha A situada a 10 m acima do nível do terreno e U_{ref} é a velocidade medida no sítio de referência também à mesma altura (Figura 4.5). A RV foi calculada tanto para o experimento como para a simulação numérica e plotada na Figura 4.8.

A RV aproxima-se de Askervein com o valor da unidade dado que o terreno a montante do morro é plano e a CLS ainda não presencia o efeito deste. Isso mostra que a homogeneidade horizontal foi mantida onde deveria. Próximo à base a velocidade do

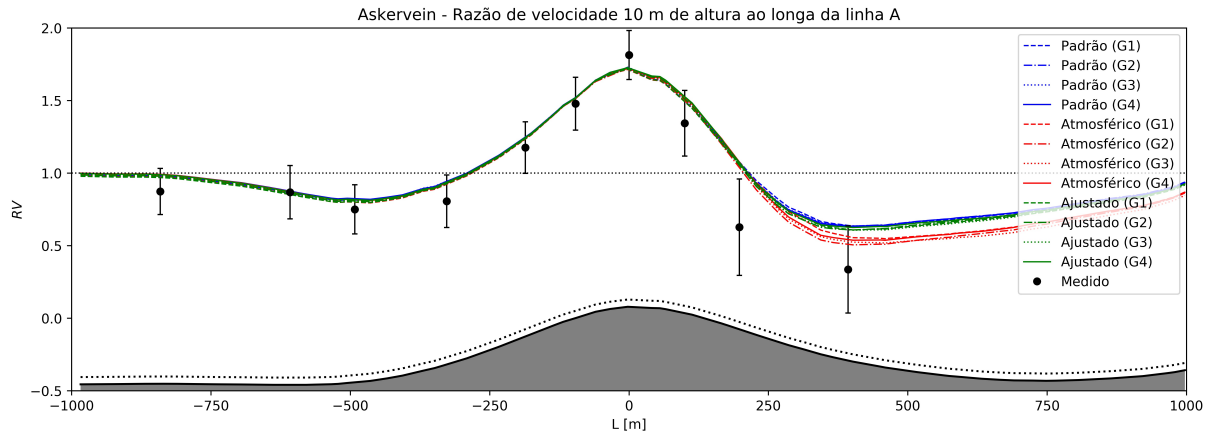


Figura 4.8 – Razão de velocidade ao longo da linha A 10 m acima do nível do solo.

vento é reduzida e, ao aproximar-se do topo, sofre grande aceleração e a razão de velocidade aumenta substancialmente. A montante do topo, os três modelos empregados aproximaram-se dos dados experimentais, superestimando a RV ligeiramente. Em torno do topo de Askervein a RV foi subestimada. A jusante do topo os resultados numéricos distanciaram-se dos experimentais e superestimaram a RV. O modelo Atmosférico apresentou concordância com o experimento por uma pequena margem em relação aos demais modelos, mas ainda assim exagerou a magnitude das velocidades.

A razão de ECT (RECT) foi avaliada de forma similar também ao longo da linha A, o que é mostrado na Figura 4.9.

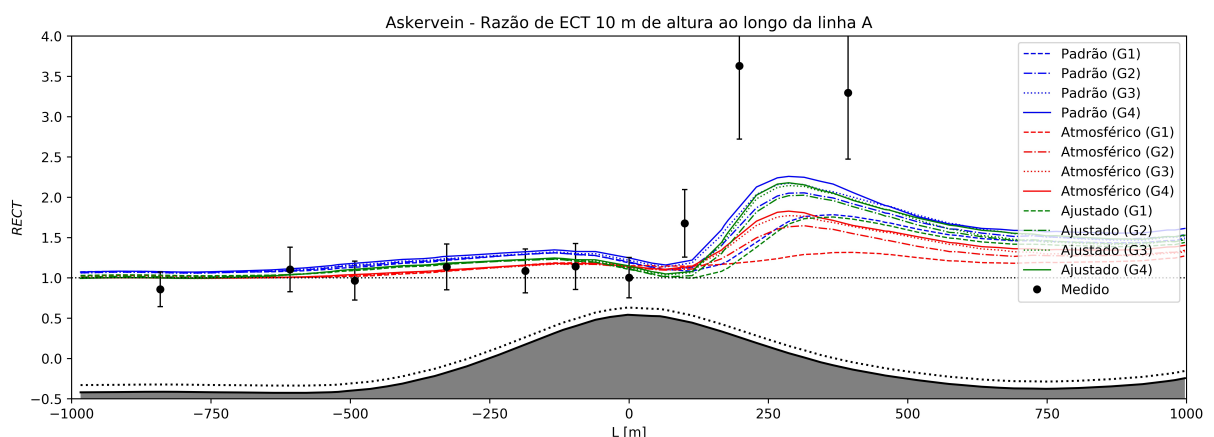


Figura 4.9 – Razão de ECT ao longo da linha A 10 m acima do nível do solo. As barras de erro denotam 25% do valor experimental.

A RECT diminuiu com a aproximação ao topo do morro e, imediatamente a ju-

sante do topo, uma queda nos níveis de turbulência foi seguido por um aumento dos mesmos, atingindo a marca de aproximadamente quatro vezes o valor de referência. A montante do topo, os modelos capturaram o comportamento da ECT igualmente, superestimando ligeiramente as medições. Na encosta a jusante, os modelos subestimaram a RECT, principalmente o Atmosférico. Ainda, observa-se que na mesma região os modelos tornaram-se mais sensíveis ao nível de refinamento da malha e escolha da constante C_μ dado que há grande espalhamento entre os resultados das simulações.

Além do estudo das variações da velocidade e da ECT à uma altura fixa de 10 m, também foi avaliado o perfil vertical destes campos no topo de Askervein a fim de melhor caracterizar o microclima do vento. A RV no topo foi calculada de maneira diferente da análise anterior, pois agora a velocidade de referência não é mais fixada à 10 m, e sim varia com a altura. Este “perfil de referência” nada mais é do que o perfil do vento no sítio de referência a montante de Askervein, mostrado na Figura 4.5. Observa-se na Figura 4.10 que, de forma geral, os modelos subestimaram a RV.

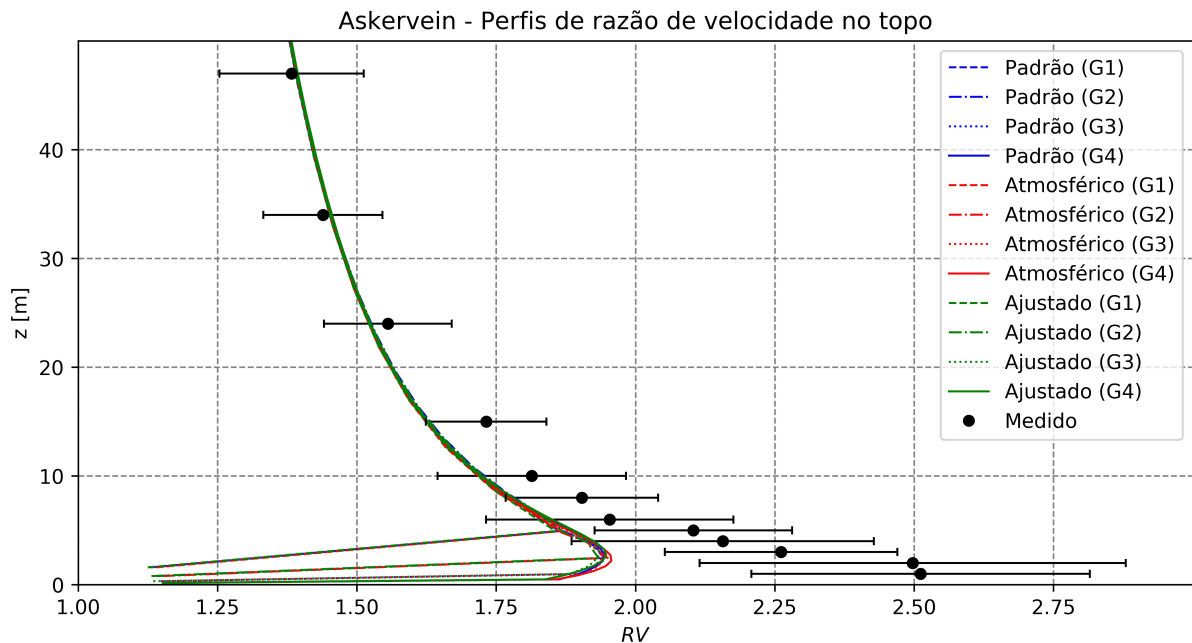


Figura 4.10 – Perfis de razão de velocidade no topo de Askervein.

A diferença mostrou-se mais acentuada próxima ao solo, onde a RV foi aproximadamente 25 % menor que as medições. Com o aumento da altura, o erro decaiu até tornar-se desprezível. Acima de 30 m, todos modelos aproximaram-se dos dados de campo. Observa-se que, embora os modelos tenham mostrado desempenho análogo para

todas alturas, houve grande diferença nos resultados para as diferentes malhas. As duas malhas mais grosseiras degradaram os resultados negativamente próximo ao solo, tendo em vista que a altura do primeiro volume de controle adjacente à superfície do terreno (5 e 2,5 m para G1 e G2, respectivamente) são da ordem de grandeza da altura em que foram realizadas algumas das medições.

No que concerne a qualidade das malhas, observa-se comportamento convergente entre as malhas G3 e G4, destacando-se a importância do refino próximo ao terreno. Os perfis da RECT foram analisados de maneira similar e podem ser visualizados na Figura 4.11.

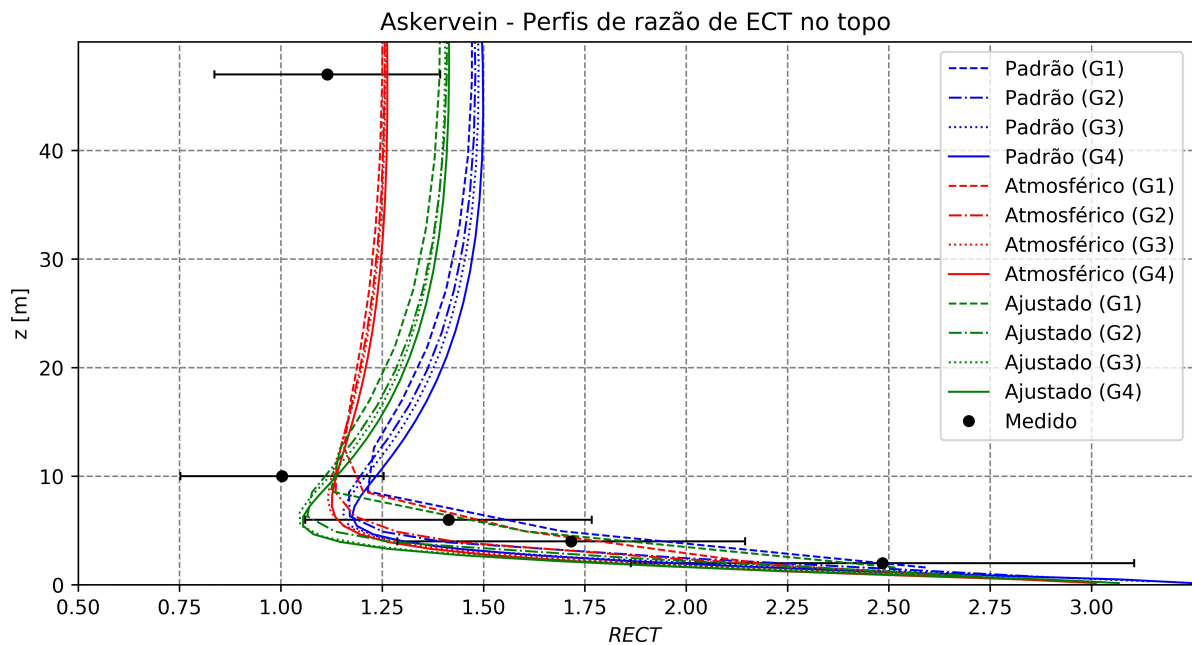


Figura 4.11 – Perfis de razão de ECT no topo de Askervein. As barras de erro denotam 25 % do valor experimental.

Neste caso, como o perfil da ECT no sítio de referência é constante com a altura, a ECT de referência permanece a mesma da análise anterior. Pode ser observado que a RECT no topo é maior do que no sítio de referência para qualquer altura, mostrando um incremento elevado abaixo dos 10 m. Acima disto, o perfil da RECT aparenta certa constância com a altura entre 10 e 40 m apesar da falta de medições nesta faixa de alturas. Próximo ao terreno, os modelos tenderam a subestimar a ECT com malhas mais refinadas, ao passo que as malhas mais grosseiras aproximaram-se das medições. Este comportamento mostra a sensibilidade dos modelos ao refino da malha próximo ao solo.

No que concerne a TA e o ER, mostrados na Tabela 4.4, somente as medições a uma altura fixa de 10 m ao longo da linha A (Figs. 4.8 e 4.9) foram consideradas.

Tabela 4.4 – Taxas de acerto e erros relativos (em %) para os casos simulados em Askervein

Modelo	TA_{RV}	ER_{RV}	$ER_{RV,max}$	TA_{RECT}	ER_{RECT}	$ER_{RECT,max}$
Padrão (G1)	80	22	90	60	24	64
Padrão (G2)	80	22	89	70	23	54
Padrão (G3)	80	22	90	70	22	50
Padrão (G4)	90	22	89	60	23	48
Atmosférico (G1)	90	19	70	70	22	67
Atmosférico (G2)	90	17	65	70	20	62
Atmosférico (G3)	90	18	69	70	19	58
Atmosférico (G4)	90	19	71	70	19	57
Ajustado (G1)	90	21	82	70	22	66
Ajustado (G2)	90	21	81	70	20	56
Ajustado (G3)	90	21	81	70	20	52
Ajustado (G4)	90	22	86	70	20	51

Como pode ser observado, o modelo Atmosférico obteve o melhor desempenho dentre as três proposições de constantes, mostrando o pior resultado apenas para o máximo ER na RECT. As proposições Padrão e Ajustado comportaram-se similarmente, o que é razoável dado que as constantes C_μ são próximas. Salienta-se ainda que, apesar da taxa de acerto dos modelos ($TA > 70\%$), os desvios dos valores medidos são evidenciados nos erros relativos (20% na média).

4.2.3 Bolund Hill

O caso de estudo de Bolund Hill consiste em uma escarpa de 12 m de altura envolta pelo mar, como pode ser visto na Figura 4.12. A escala da altura do mesmo garante que este se encontra imerso na CLS e que o escoamento possa ser modelado como neutramente estratificado [Bechmann et al., 2009; Berg et al., 2011].

4.2.3.1 Domínio e condições de contorno

No presente caso, os ventos oeste do oceano são especificamente valiosos para a área de modelagem computacional dado que o perfil destes é basicamente não-perturbado, plenamente desenvolvido e em equilíbrio. Isso permite que os perfis descritos pelas Eqs.



Figura 4.12 – Bolund e entornos [Adaptado de Bechmann, 2009].

(2.32-2.34) sejam empregados com confiança de que eles de fato descrevem o perfil da CLS. Além disso, a escarpa é coberta homogeneamente com grama rasteira e não possui obstáculos, de modo que a parametrização para a rugosidade de $z_0 = 0,015$ m possa ser empregada para toda a superfície desta. De acordo com Berg et al., 2011, a superfície do oceano pode ser especificada como $z_0 = 0,0003$ m, valor que também é empregado para os perfis de entrada do vento, garantindo-se a consistência. No presente estudo, o vento oeste (270°) é simulado e comparado com as medições ao longo da linha B, mostrada na Figura 4.13.

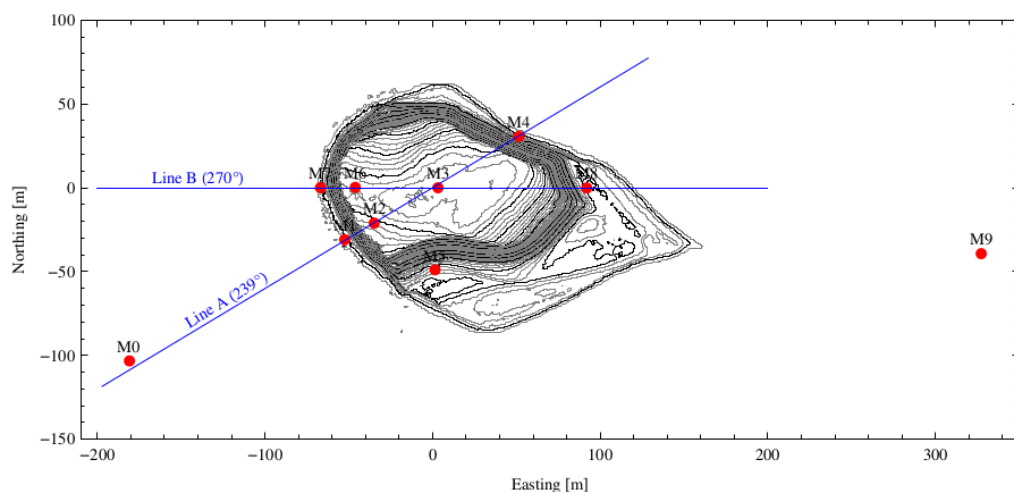


Figura 4.13 – Curvas de nível de Bolund e posição das torres de medição [Retirado de Berg et al., 2011].

Os parâmetros dos perfis de entrada do vento z_0 e u^* são baseados no trabalho de Bechmann et al., 2011, e são mostrados na Tabela 4.5. As demais condições de contorno são as mesmas já descritas no início deste capítulo.

Tabela 4.5 – Parâmetros dos perfis de entrada e constantes do modelo de turbulência empregados para Bolund.

Constantes	z_0 [m]	u_* [m/s]	C_μ	σ_ϵ	k_{ref} [m^2/s^2]
Padrão	0,0003	0,40	0,090	1,30	0,533
Atmosférico	0,0003	0,40	0,033	1,835	0,881
Ajustado [Bechmann et al., 2011]	0,0003	0,40	0,0297	1,933	0,928

O domínio computacional consiste de um retângulo centrado em Bolund e cuja parte inferior é a superfície do oceano e a do próprio Bolund. O mesmo foi discretizado com a aplicação para geração de malhas não-estruturadas do próprio *OpenFOAM*, chamada *snappyHexMesh*, devido à dificuldade no emprego do gerador de malhas estruturadas nesta topografia mais complexa (curvatura mais acentuada). Uma das três malhas empregadas no estudo é mostrada na Figura 4.14 e os parâmetros utilizados constituem a Tabela 4.6.

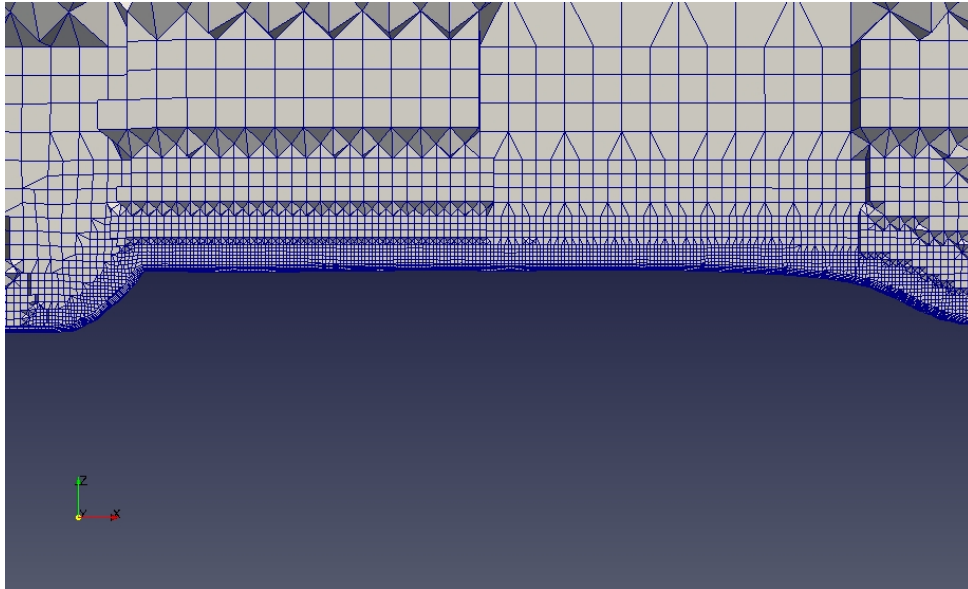


Figura 4.14 – Uma das malhas gerada para o estudo de caso de Bolund Hill.

Tabela 4.6 – Parâmetros das malhas empregadas no estudo de sensibilidade para Bolund

Malha	Volumes	ΔZ_w [m]	Dimensões [m]
G1	1.007.129	0,2	800 x 800 x 200
G2	1.495.245	0,1	800 x 800 x 200
G3	2.301.215	0,05	800 x 800 x 200

4.2.3.2 Resultados

De forma geral, os modelos empregados apresentaram boa concordância com os dados experimentais ao longo da linha B (2 m de altura) em termos de RV. Observa-se na Figura 4.15 o decaimento da RV conforme o vento se aproxima da encosta da escarpa.

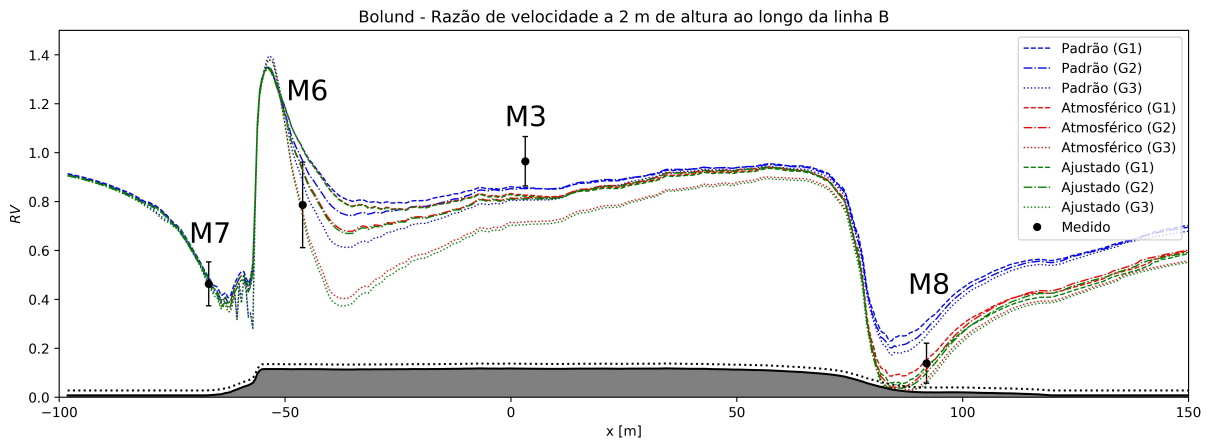


Figura 4.15 – Razão de velocidade ao longo da linha B 2 m acima do nível do solo.

A montante, portanto, os modelos comportaram-se de forma similar e aproximaram-se das medições. Imediatamente após a face frontal do morro, houve um pico na RV e grande espalhamento nos resultados das simulações. As configurações Atmosférico e Ajustado (malha G3) obtiveram melhor conformidade com o experimento se comparado à Padrão (malha G3). Próximo ao centro da escarpa a RV decaiu, subestimando a velocidade do vento. A jusante do centro, os modelos apresentaram comportamento similar até que na outra face da escarpa as velocidades caíram. Novamente, as constantes para Atmosférico e Ajustado mostraram desempenho superior às constantes Padrão. As três formulações apresentaram menos sensibilidade à resolução da malha e escolha dos coeficientes à 5 m de altura, apresentando variações próximo à face leste de Bolund. Os modelos subestimaram a velocidade do vento na torre M6 e mostraram boa concordân-

cia nas torres M7 e M3. Na face leste (torre M8), os modelos Atmosférico e Ajustado aproximaram-se das medições, embora o modelo Padrão tenha superestimado a RV, o que pode ser observado na Figura 4.16.

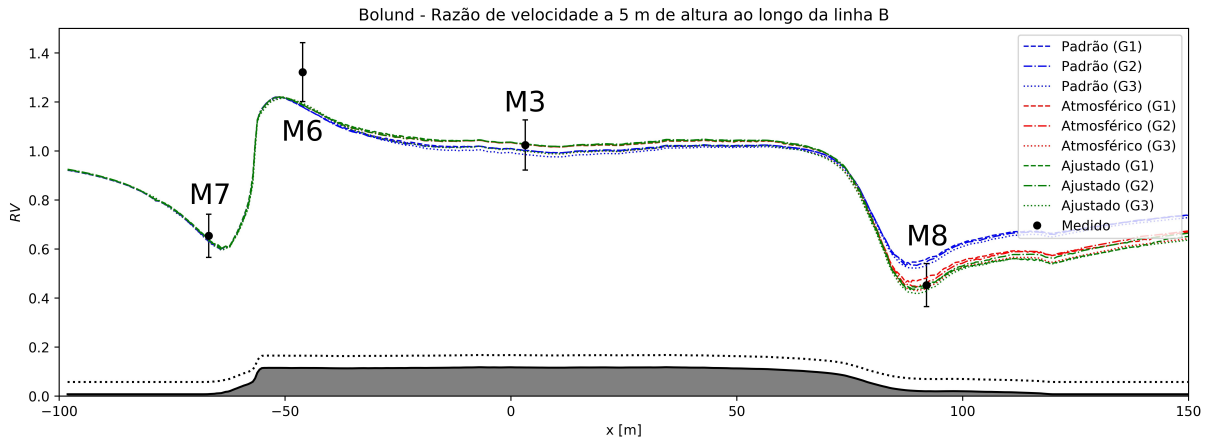


Figura 4.16 – Razão de velocidade ao longo da linha B 5 m acima do nível do solo.

Na Figura 4.17, a RECT à 2 m de altura é mostrada. Os níveis de turbulência do vento aproximaram-se da face oeste, mantendo-se constantes e apresentando um pico imediatamente a jusante desta. Os valores simulados subestimaram a RECT nesta região, além de maior sensibilidade ao refino da malha e escolha das constantes.

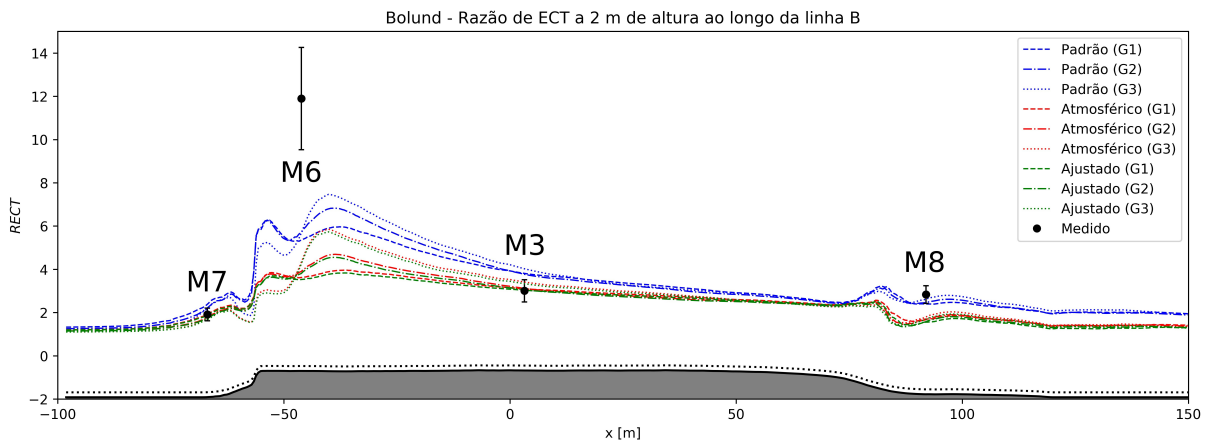


Figura 4.17 – Razão de ECT ao longo da linha B 2 m acima do nível do solo.

Próximo ao centro da escarpa, os modelos aproximaram-se dos dados experimentais, exceto pelo Padrão. A jusante do centro, no entanto, o modelo Padrão apresentou resultados mais similares às medições. Em termos da RECT à 5 m de altura, os modelos Atmosférico e Ajustado apresentaram boa concordância com os dados experimentais nas

torres M7 e M3, ao passo que superestimaram sutilmente os valores na torre M6. Isto está representado na Figura 4.18. Além disso, todos os modelos subestimaram a RECT na face leste (torre M8).

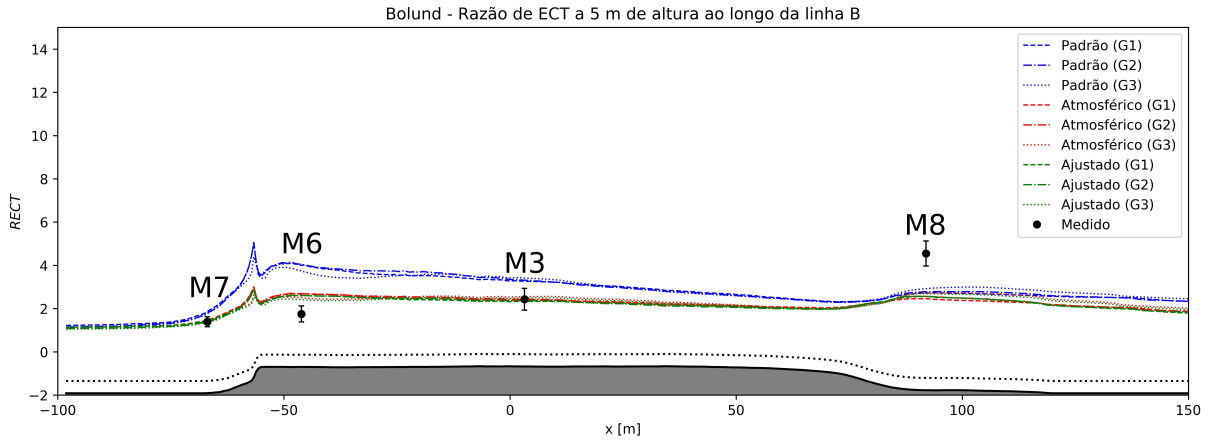


Figura 4.18 – Razão de ECT ao longo da linha B 5 m acima do nível do solo.

O comportamento do perfil do vento foi avaliado utilizando-se das medições à 2 e 5 m de altura, tanto para a RV (Figura 4.19) como para a RECT (Figura 4.20).

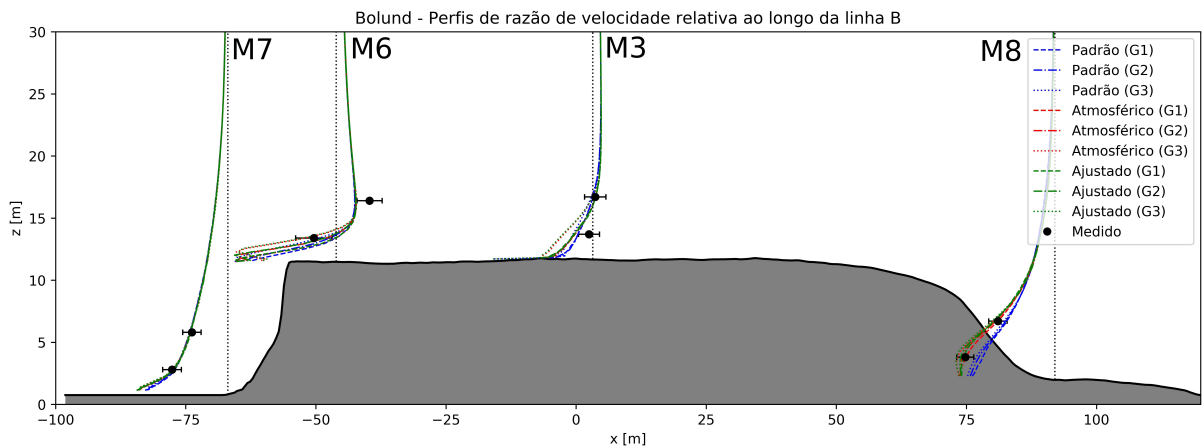


Figura 4.19 – Aumento relativo dos perfis de RV nas torres M7, M6, M3 e M8.

Os perfis de RV mostraram-se coerentes com o experimento, exceto nas torres M6 e M3. No que concerne a RECT, os resultados são satisfatórios para as torres M7 e M3, embora os modelos falhem na representação do pico da ECT na torre M6. Em termos da TA e ER, mostrados na Tabela 4.7, pode ser observado que os resultados apresentados pelos modelos Atmosférico e Ajustado foram superiores ao modelo Padrão. Embora a

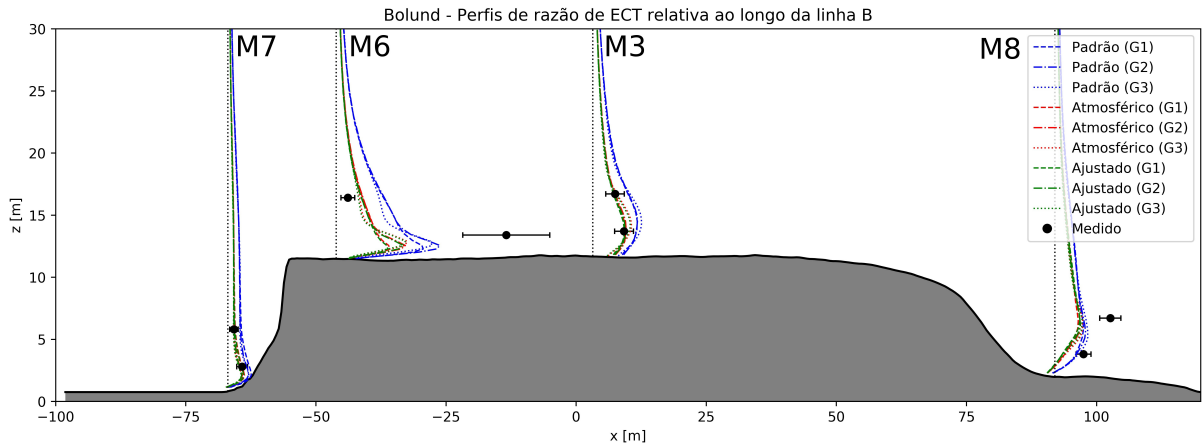


Figura 4.20 – Aumento relativo dos perfis de RECT nas torres M7, M6, M3 e M8.

concordância tenha melhorado com o refinamento da malha, os ER médio e máximo aumentaram para os modelos Atmosférico e Padrão.

Tabela 4.7 – Taxas de acerto e erros relativos em % para os casos simulados em Bolund

Modelo	TA_{RV}	ER_{RV}	$ER_{RV,max}$	TA_{RECT}	ER_{RECT}	$ER_{RECT,max}$
Padrão (G1)	37	26	124	0	44	128
Padrão (G2)	37	21	100	12	42	130
Padrão (G3)	62	18	81	25	40	113
Atmosférico (G1)	62	9	29	50	27	69
Atmosférico (G2)	75	8	18	50	27	67
Atmosférico (G3)	75	12	48	50	26	63
Ajustado (G1)	62	8	29	50	27	70
Ajustado (G2)	75	9	28	50	27	67
Ajustado (G3)	75	14	58	50	26	64

4.3 Conclusões da verificação e validação

Neste capítulo foi realizada a verificação da consistência da combinação de constantes do modelo de turbulência, perfis de entrada do vento e funções de parede através da simulação do escoamento do vento em um domínio bidimensional plano, uniformemente coberto e sem obstáculos. Mostrou-se que a combinação é de fato consistente e, portanto, que o modelo é capaz de representar os perfis da CLS neutra em equilíbrio. Este é um requisito essencial para a modelagem computacional do vento. Em seguida veio a validação, na qual foi avaliada a sensibilidade do modelo ao refino da malha à escolha de três tipos de formulação para as constantes do modelo $k-\epsilon$ (denominadas Padrão, Atmosférico

e Ajustado) utilizando os experimentos de escala atmosférica em terrenos complexos de Askervein e Bolund. Os resultados mostraram que o desempenho da formulação Atmosférico em ambos os casos de validação foi superior à Padrão e Ajustada. A TA para a RV com a formulação Atmosférico foi de 90% e 75% para os casos Askervein e Bolund, respectivamente. Ainda, o ER médio na RV foi de 19% e 12% para Askervein e Bolund, respectivamente. No entanto, este erro foi avaliado abaixo dos 10 m de altura e os resultados mostraram que o erro tende a cair com a altura. A altura de eixo de aerogeradores comerciais é geralmente superior à 60 m, de modo que os erros para a velocidade nesta faixa de alturas tende a ser mitigado. Por fim, a formulação para a escolha das constantes C_μ e σ_ϵ denominada Atmosférico pode ser considerada validada para o estudo de *micrositing*.

5 ESTUDO DE CASO

O presente capítulo refere-se ao emprego da metodologia proposta no Capítulo 3 para o estudo de *micrositing* na região de Panambi, RS. O objetivo central é mostrar que a metodologia pode ser diretamente empregada para auxiliar no desenho do *layout* de parques eólicos, analisar as melhores configurações (combinações de tipos de aerogeradores e alturas de eixo) e, por fim, estimar os fatores de capacidade (FC) brutos para a usina eólica. Também tem-se como objetivos a avaliação da sensibilidade da metodologia ao grau de refino da malha e ao número de direções simuladas.

5.1 Introdução e descrição do site

Planeja-se a construção de um parque eólico de pequeno porte para a autoprodução de energia por parte de uma empresa na região de interesse, que consiste de um terreno com dimensões de 6 km x 6 km centrado na torre anemométrica mostrada na Figura 3.2. No entanto, uma região estendida de 10 km x 10 km foi avaliada de forma a mitigar os efeitos das condições de contorno nas simulações por CFD. Pode ser observado na Figura 5.1 a distribuição de frequência da rosa dos ventos da região.

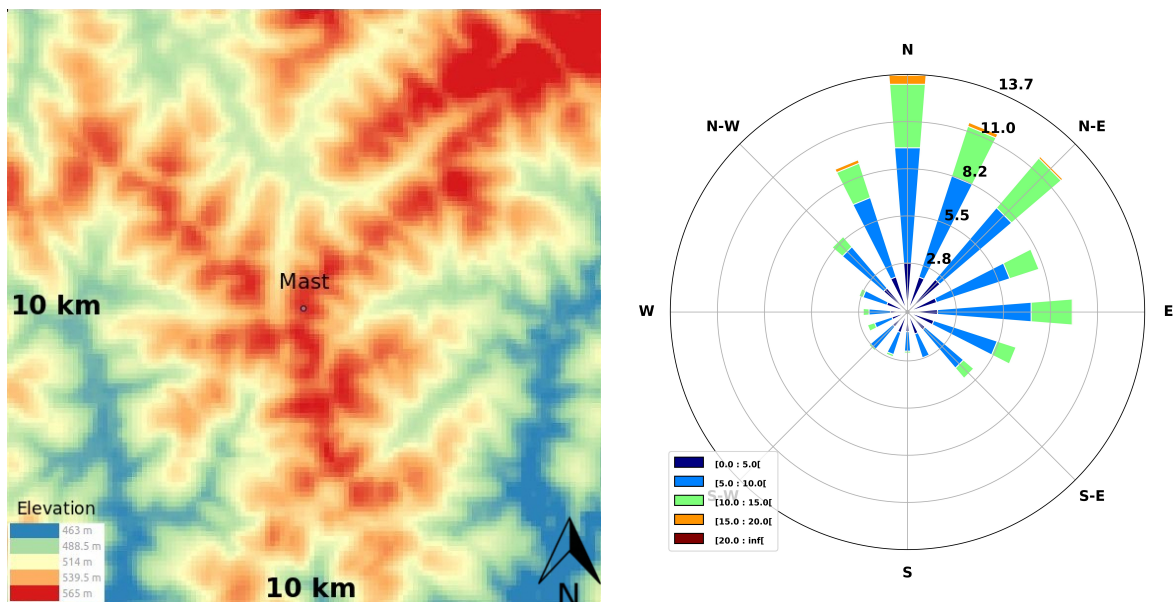


Figura 5.1 – Modelo Digital de Elevação de Panambi com a torre anemométrica ao centro (esq.) e a distribuição de frequência das rosa dos ventos medida com a torre anemométrica (dir.)

Ambas as direções mais frequentes e as maiores velocidades médias anuais (VMA) vêm dos setores norte a leste. No que concerne a topografia, a elevação do sítio varia de 460 a 570 metros acima do nível do mar. A fazenda é majoritariamente coberta com plantações de soja e gramíneas, com agrupamentos de árvores e arbustos. Além disso, devido às épocas de plantio e colheita, a rugosidade superficial tem caráter sazonal que dificulta o estabelecimento de uma rugosidade z_0 média anual (de longo prazo). Baseado na Tabela 2.2, o valor de z_0 foi uniformemente definido como 0,1 m (a descrição do uso de terra para este valor se encaixava com as características do sítio em estudo).

5.2 Pré-processamento das medições

A campanha de medições em Panambi teve duração superior a um ano, que consiste do período mínimo para obter dados meteorológicos representativos das quatro estações do ano. Por norma, no Brasil projetos de parques eólicos precisam de pelo menos três anos completos de medições do vento para concorrerem aos leilões de energia de reserva. Outrossim, o presente estudo consiste de um projeto inicial que não visa a participação em leilões. Assim, foram utilizados os dados de apenas um ano completo. A torre anemométrica foi equipada com anemômetros de copos nas alturas de 60, 80 e 100 m. Nesta última e mais importante, foi instalado um anemômetro reserva (*back-up*) que permite a avaliação do cisalhamento do perfil do vento e a futura extrapolação do dado para outras alturas. As medições com o anemômetro de copos são lidas em janelas de 10 min e então calcula-se o valor médio e seu desvio padrão. Esta informação é armazenada em um *data logger* e compõe uma extensa tabela que é disponibilizada ao usuário. Além da medição da velocidade do vento, a direção também é medida com *wind vanes* em duas alturas. A temperatura também é medida a fim de estimar-se a massa específica média anual do vento. As VMA para cada direção, bem como o ciclo diurno representativo do vento, são mostrados na Figura 5.2.

Os parâmetros dos perfis de entrada do vento e outras informações, para cada direção do vento, são mostrados na Tabela 5.1. O sítio apresenta boa velocidade do vento para os setores N a L, principalmente no período noturno. Há uma diferença entre as VMA e cisalhamento vertical destas entre os períodos diurno e noturno, o que pode ser atribuído aos efeitos de estratificação térmica CLS [Emeis, 2014]. Ademais, tendo em vista que os perfis da CLS consideram estratificação neutra, o procedimento de

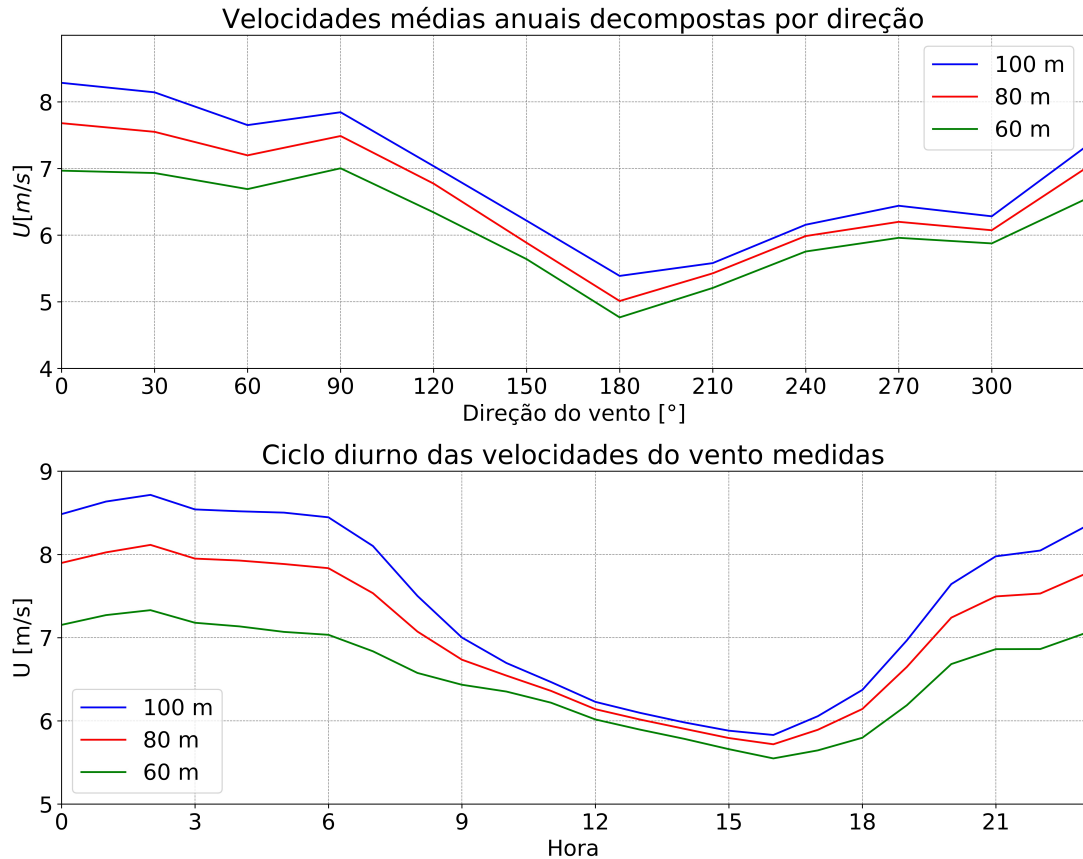


Figura 5.2 – Velocidade média anual por direção (acima) e ciclo diurno considerando todas as direções simultaneamente (abaixo).

ajustar as medições à estes perfis tende a superestimar z_0 para as direções preferenciais do vento. O cisalhamento do vento aumenta com a rugosidade do terreno e com o nível de estabilidade. Ao considerar estabilidade neutra, os efeitos desta hipótese originam uma rugosidade artificialmente superior.

Os dados apresentados aqui consideram 16 direções de vento. Porém, na seção 5.3 são investigados casos com diferentes números de setores. No que concerne a extrapolação do parâmetro de forma k da distribuição de Weibull, pode ser visualizado na Figura 5.3 que as curvas se ajustam muito bem aos dados medidos.

Tabela 5.1 – Parâmetros dos perfis de entrada e outras informações para cada uma das 16 direções avaliadas.

Direção	0°	22,5°	45°	67,5°	90°	112,5°	135°	157,5°
f_i	0,137	0,115	0,118	0,080	0,096	0,066	0,050	0,028
ρ_i [kg/m ³]	1,180	1,187	1,187	1,194	1,200	1,198	1,202	1,204
u^* [m/s]	1,038	1,071	0,840	0,695	0,679	0,593	0,412	0,615
z_0 [m]	4,382	5,102	2,227	1,311	0,961	0,787	0,132	2,521
k_i @ 100 m	2,451	2,729	2,693	2,918	3,048	2,928	2,755	2,612
k_i @ 80 m	2,576	2,877	2,868	3,129	3,162	3,038	2,803	2,607
k_i @ 60 m	2,722	3,025	3,017	3,303	3,214	3,132	2,829	2,693
Direção	180°	202,5°	225°	247,5°	270°	292,5°	315°	337,5°
f_i	0,024	0,027	0,029	0,024	0,026	0,030	0,058	0,092
ρ_i [kg/m ³]	1,201	1,200	1,198	1,194	1,187	1,169	1,169	1,173
u^* [m/s]	0,460	0,292	0,298	0,354	0,358	0,256	0,374	0,753
z_0 [m]	0,951	0,051	0,044	0,058	0,082	0,010	0,075	1,699
k_i @ 100 m	2,378	2,201	2,621	2,034	2,016	2,101	2,348	2,456
k_i @ 80 m	2,380	2,243	2,667	2,063	2,035	2,115	2,388	2,570
k_i @ 60 m	2,462	2,270	2,688	2,094	2,052	2,121	2,411	2,665

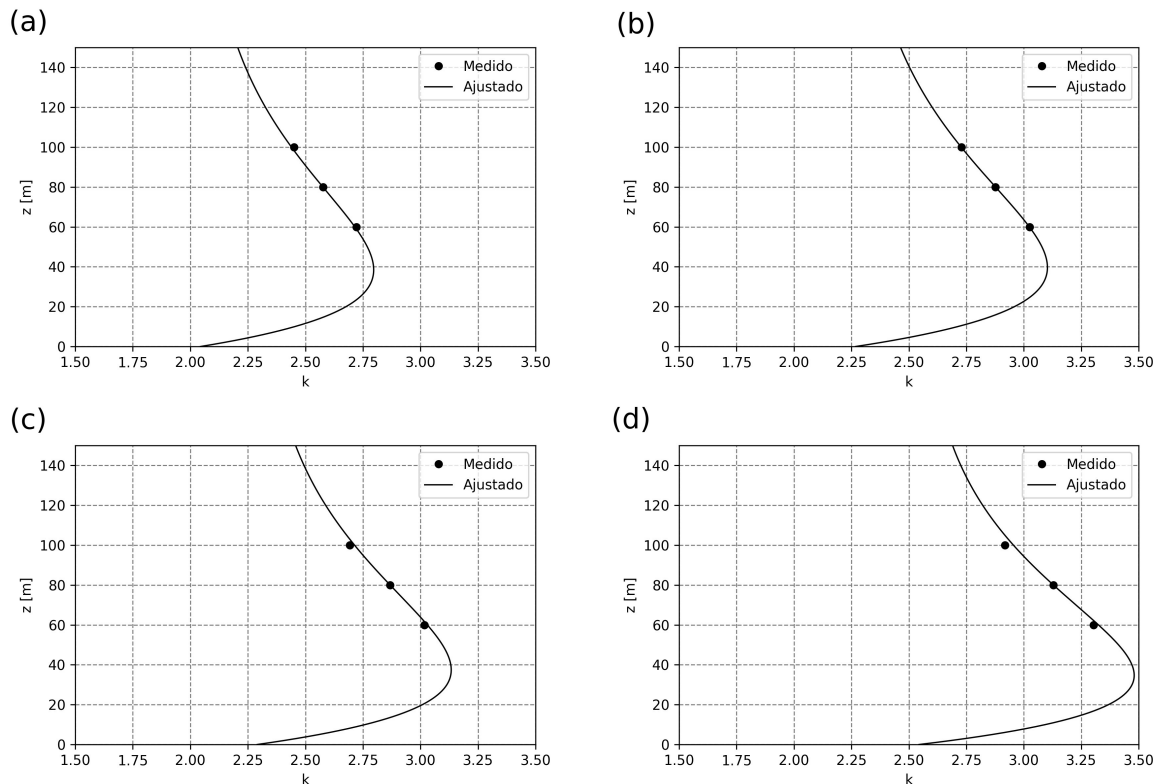


Figura 5.3 – Ajuste de curvas para o parâmetro de forma da distribuição de Weibull para as direções preferenciais do vento: (a) 0°, (b) 22,5°, (c) 45° e (d) 67,5° .

5.3 Resultados

5.3.1 Sensibilidade ao refinamento da malha

A fim de avaliar a sensibilidade da metodologia de forma geral com relação ao refinamento da malha, o fator de capacidade (FC) do parque eólico proposto foi escolhido como variável de controle para esta análise. Este foi calculado após a seleção de um total de 10 coordenadas que apresentaram maior densidade de potência no terreno de interesse. Tendo em vista que a biblioteca de aerogeradores possui centenas de combinações de curva de potência e altura de eixo, apenas as cinco combinações com maior FC são apresentadas. Além disso, a maximização do FC é o objetivo de alguns dos empreendimentos do setor eólico, dada a conexão deste com o retorno sobre investimento (ROI). O estudo de sensibilidade ao refinamento foi realizado com quatro malhas estruturadas consecutivamente refinadas que estão resumidas na Tabela 5.2.

Tabela 5.2 – Parâmetros das malhas empregadas no estudo de sensibilidade ao nível de discretização para o estudo de caso.

Malha	Volumes	n_x	n_y	n_z	$\Delta Z_w^* [m]$	Dimensões [km]
G1	396.900	105	105	36	5,0	12 x 12 x 1,5
G2	662.400	120	120	46	2,0	12 x 12 x 1,5
G3	1.192.500	150	150	53	1,0	12 x 12 x 1,5
G4	2.337.300	210	210	53	1,0	12 x 12 x 1,5

Uma das malhas, denominada G4, está representada na Figura 3.2. Observa-se o refino maior na região de interesse no centro do domínio, bem como próximo à superfície do terreno. Nesta etapa da análise, apenas 12 direções do vento foram simuladas, pois este numero mostrou-se suficiente para capturar o efeito do escoamento não-ortogonal ao domínio. Os parâmetros de entrada e demais informações da CLS para cada uma das direções já foram apresentados na Tabela 5.1 para 16 direções e serão omitidos para as 12 direções.

Dada a similaridade entre as topologias dos mapas de densidade de potência do vento (DPV), estes são apresentados na Figura 5.4 apenas para o caso das 16 direções para diversas alturas. A primeira observação é que houve grande cisalhamento vertical na densidade de potência, refletindo o também alto cisalhamento no perfil da VMA para as direções mais frequentes.

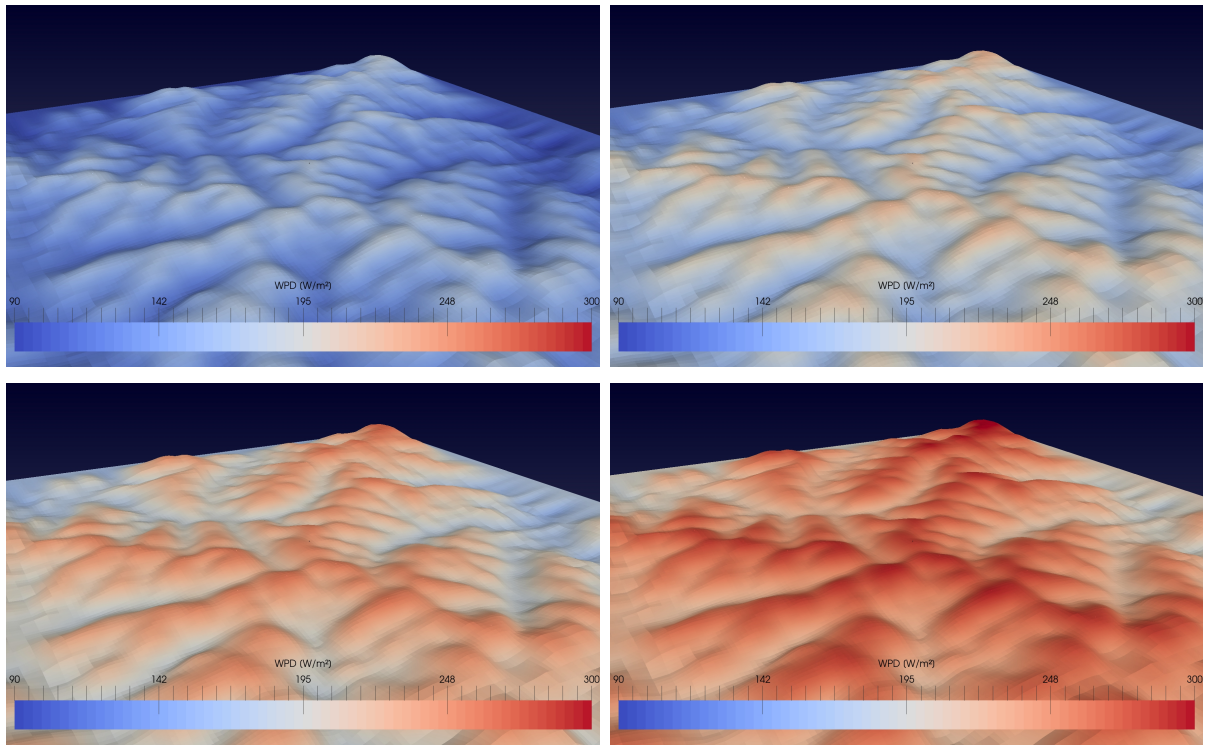


Figura 5.4 – Mapas de densidade de potência do vento 60 m (acima à esq.), 80 m (acima à dir.), 100 m (abaixo à esq.) e 120 m (abaixo à dir.) acima do nível do solo para 16 direções simuladas e malha G3.

Isto sugere que a escolha da altura de eixo para o parque eólico tem um impacto ainda maior na EAG e FC. A 60 m de altura, a DP varia aproximadamente de 80 a 180 W/m^2 , 110 e 220 W/m^2 a 80 m, 140 e 260 W/m^2 a 100 m, ao passo que a 120 m varia entre 170 e 300 W/m^2 . Portanto, a DPV variou mais que 100 % através do sítio abaixo dos 80 m. Acima, a variação diminuiu ligeiramente mas permaneceu elevada. O elevado grau de variação espacial da DPV para todas alturas mostra a importância e criticidade do estudo de *micrositing*. Os pontos de maior potencial correspondem aos pontos de maior elevação do terreno que, de acordo com os mapas de DPV, estão alinhados ortogonalmente ao setor NE (direção preferencial do vento). Este fato pode ser positivo em termos financeiros, pois o vento não perturbado por aerogeradores incide sobre os demais nas direções preferenciais, mitigando os efeitos de esteira. O layout proposto é mostrado na Figura 5.5.

As combinações entre modelo do aerogerador e altura de eixo, denotadas aqui como “configurações”, foram denominadas de “T” seguido da posição da combinação no banco de dados. Por exemplo, a configuração T1 representa o primeiro modelo de aerogerador

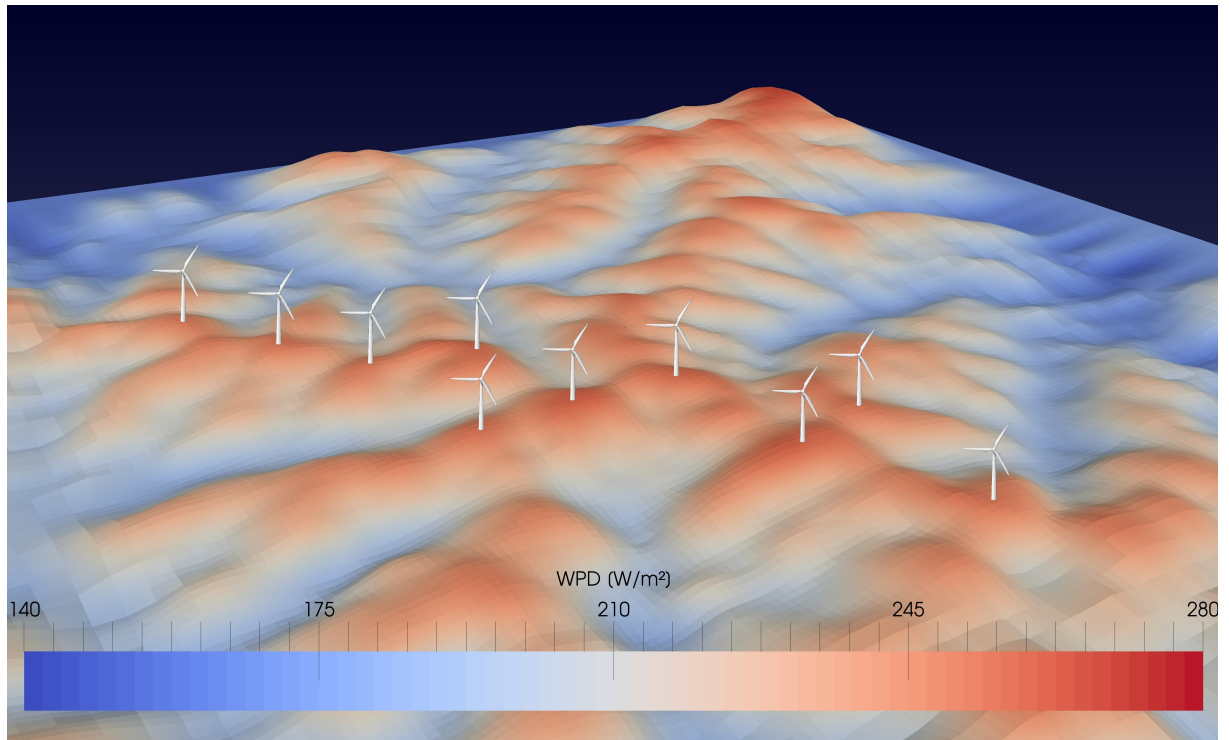


Figura 5.5 – Mapa de densidade de potência do vento 100 m acima do nível do solo para a malha G3 e 16 direções simuladas utilizado para *micrositing*. Aerogeradores ampliados para melhor visualização.

com a primeira altura de eixo disponível. A configuração T2 pode representar o mesmo modelo de turbina T1, porém com maior altura de eixo. Na Tabela 5.3, configurações com mesma potência nominal e diâmetro, porém com diferentes altura de eixo, representam o mesmo modelo de turbina.

Tabela 5.3 – Fatores de capacidade (em %) para as configurações com melhor desempenho utilizadas no estudo de sensibilidade ao refino da malha.

Configuração	P_n [kW]	z_{eixo} [m]	D [m]	G1	G2	G3	G4
T5	2500	92	115,7	51,868	52,036	52,2	52,215
T42	2350	108	92,0	43,814	43,941	44,077	44,088
T27	2050	108	82,0	43,123	43,251	43,387	43,399
T41	2350	98	92,0	42,075	42,172	42,331	42,341
T1	3050	99	101,0	41,776	41,876	42,045	42,055

Apesar da tendência de turbinas eólicas com menor potência nominal (P_n) apresentarem maior FC, os resultados da Tabela 5.3 mostram que para a mesma z_{eixo} , uma turbina com maior P_n e maior D (T42) atingiu um FC superior à uma turbina de menor

P_n e menor D (T27). Além disso, a turbina que apresentou o melhor desempenho (T5) tem P_n relativamente elevada (P_n inferior apenas à T1) e a menor z_{eixo} dentre as cinco melhores. Esta combinação de características (elevada P_n e baixa z_{eixo}) poderia produzir um baixo FC, mas devido ao grande D (o maior dentre as cinco configurações) resultou no maior FC. As curvas de potência são mostradas na Figura 5.6.

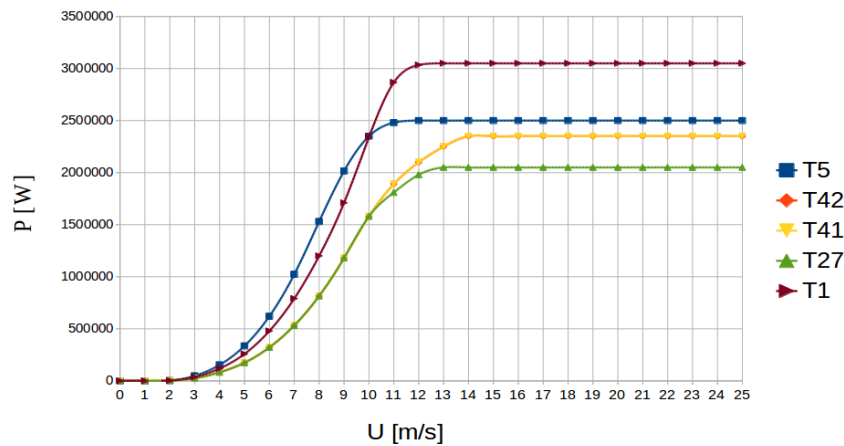


Figura 5.6 – Curvas de potência dos modelos de aerogerador com melhor performance no estudo de caso.

Por fim, o FC aumentou assintoticamente para todas configurações e malhas e apresentou comportamento convergente entre as malhas G3 e G4 dada a diferença relativa inferior à 0,1%. Além disso, a posição de cada uma das configurações na Tabela 5.3 não variou com o grau de refino da malha. Tendo este fato em vista, a malha G3 foi utilizada para o estudo de sensibilidade ao número de direções simuladas.

5.3.2 Sensibilidade ao número de direções simuladas

A metodologia foi avaliada para 4, 8, 12 e 16 direções e os resultados podem ser vistos na Tabela 5.4. Observa-se que, apesar do FC ter variado com o número de direções simuladas, as melhores configurações permaneceram as mesmas.

Além disso, diferentemente do estudo de refino da malha, o FC de capacidade apresentou comportamento oscilatório com o aumento do número de direções. Este resultado não é surpreendente, dado que o processamento de dados, escolha de condições de contorno, extrapolação da distribuição de Weibull e comportamento aerodinâmico do sítio são todos afetados pelo número de direções empregadas, o que não é o caso para a

Tabela 5.4 – Fatores de capacidade (em %) para as configurações com melhor desempenho utilizadas no estudo de sensibilidade ao número de direções simuladas com a malha G3.

Configuração	P_n [kW]	z_{eixo} [m]	D [m]	4	8	12	16
T5	2500	92	115,7	51,950	51,619	52,200	51,906
T42	2350	108	92,0	43,857	43,540	44,077	43,824
T27	2050	108	82,0	43,166	42,846	43,387	43,135
T41	2350	98	92,0	42,084	41,777	42,331	42,068
T1	3050	99	101,0	41,795	41,479	42,045	41,779

análise de qualidade de malha, dado que tais fatores permanecem inalterados.

5.4 Conclusões do estudo de caso

Visando a redução da lacuna entre desenvolvimento e aplicação da metodologia, aplicou-se a mesma para o estudo de caso de uma região onde um pequeno parque eólico é planejado. Medições de velocidade do vento, direção e temperatura feitas pela torre anemométrica durante um ano completo foram utilizadas para simular o microclima do vento local e gerar o mapas de DPV. Foi mostrado que a DPV variou horizontalmente na região, em média mais que 100% abaixo dos 80 m de altura e ligeiramente inferior a 100% acima dos 80 m. A região de Panambi mostrou desempenho satisfatório em termos de FC, dado que valores superiores à 40% foram alcançados para as melhores configurações. Ainda, o posicionamento dos aerogeradores foi beneficiado pela configuração da orografia, dado que os pontos de maior DPV estão aproximadamente alinhados ortogonalmente à direção preferencial do vento. Deste modo, as turbinas tendem a menores perdas pelo efeito de esteira nas direções preferenciais. Observou-se também a sensibilidade da metodologia como um todo ao refino da malha e ao número de direções simuladas. O FC apresentou comportamento convergente no estudo de refino de malha, ao passo que oscilou no estudo do número de direções simuladas. Apesar disso, o desempenho em termos de FC das melhores configurações manteve-se nas análises de malha e do número de direções simuladas. A configuração T5 apresentou o maior FC (em torno de 52%), seguida pelas configurações T42 (44 %), T27 (43%), T41 (42%) e T1 (inferior à 42 %, na média).

6 CONCLUSÕES

Neste trabalho, propôs-se uma metodologia de *micrositing* para terrenos complexos empregando-se softwares livres capaz de auxiliar no projeto do *layout* e na tomada de decisão quanto ao tipo e altura de eixo dos aerogeradores do parque eólico. O procedimento consistiu na simulação numérica por Dinâmica dos Fluidos Computacional (CFD) do vento da Camada Limite Superficial (CLS) neutramente estratificada na região de interesse para cada direção de incidência do vento. Posteriormente, os dados de vento foram assimilados aos campos simulados e convertidos em densidade de potência, ponderados por frequência de ocorrência daquela direção de incidência e finalmente sobrepostos, gerando o mapa de densidade de potência do sítio. Juntamente com a informação das direções preferenciais do vento, isto permitiu o desenho do *layout* do parque eólico, marcando o fim da fase I da metodologia. Na fase II, calculou-se a Energia Anual Gerada (EAG) e o Fator de Capacidade (FC) do parque eólico utilizando o banco de dados de curvas de potência e altura de eixo disponibilizados pelos fabricantes. A metodologia foi construída com softwares livres de código aberto. O pré-processamento dos dados de vento, bem como a implementação da biblioteca de aerogeradores e os cálculos de EAG e FC, foram implementados em *Python*. O processamento dos mapas de Densidade de Potência do Vento (DPV) foi realizado com o pacote *OpenFOAM*, em alguns casos com gerador de malha de terceiros, e *scripts* em *shell*.

Verificou-se que o modelo de turbulência $k-\epsilon$, já disponível no pacote *OpenFOAM*, é capaz de produzir uma CLS horizontalmente homogênea contanto que funções de parede adequadas e condições de entrada do vento em equilíbrio sejam empregadas. O desempenho de três formulações para as constantes do modelo foi avaliado e validado com experimentos de escala atmosférica em terrenos complexos (Askervein e Bolund). Todas as formulações tiveram desempenho aceitável, porém a configuração Atmosférico apresentou maior taxa de acerto e menor erro relativo em ambos os casos. Estes resultados sugerem, portanto, que os valores padrão para as constantes e o ajuste baseado nas medições não implicam em maior exatidão.

A metodologia proposta foi empregada para o desenvolvimento preliminar do projeto de um parque eólico em uma região topograficamente complexa com campanha de medições de um ano. Os mapas de DPV mostraram variações da ordem de 100% atra-

vés da região, mostrando a importância do CFD para o mapeamento em alta resolução do recurso eólico em terrenos complexos. Ademais, levou-se em consideração a direção preferencial do vento (NE) e a topologia do mapa de DPV para o desenho do *layout* dos dez aerogeradores. Avaliou-se a sensibilidade do FC do parque à resolução da malha e ao número de direções de vento simuladas, em que o FC apresentou caráter convergente em termos de malha e oscilatório em termos do número de direções. Dado o número de fatores afetados pelo número de direções simuladas, seria necessário um estudo de sensibilidade detalhado e dedicado somente à esta etapa, o que não faz parte do escopo deste trabalho. As melhores combinações entre curva de potência e altura de eixo permaneceram as mesmas nos estudo de sensibilidade e, no caso deste parque, a configuração T5 ($P_n = 2500$ kW, $z_{eixo} = 92$ m e $D = 115,7$ m) mostrou-se a mais promissora, atingindo um FC de aproximadamente 52%.

De forma geral, a metodologia foi capaz de preencher uma importante lacuna na literatura científica de *micrositing* ao possibilitar a definição do *layout*, tipo de aerogerador e altura de eixo, bem como a estimativa da produção e FC brutos da usina em terrenos complexos. A incorporação da melhoria e validação do modelo numérico do vento como parte fundamental da metodologia de avaliação do potencial eólico, bem como a discussão sobre as constantes do modelo, demonstra que apesar da amplitude de escopo, o trabalho não peca no detalhamento quando cabível. Além disso, o estabelecimento de uma estrutura de trabalho com o uso de recursos computacionais livres e de código aberto reforça o caráter de desenvolvimento contínuo, compartilhamento e transparência da metodologia.

6.1 Sugestões para Trabalho Futuros

Inúmeros aspectos requerem melhoria contínua até que o erro e a incerteza na estimativa da produção do parque eólico sejam mitigados. Campanha de medições e o preprocessamento dos dados de vento, correlação com séries de longo-prazo, desempenho da curva de potência no sítio alvo e modelagem da turbulência são alguns destes aspectos. No entanto, viu-se neste trabalho que a desconsideração da estratificação atmosférica leva à superestimação de z_0 , além de não representar a física da atmosfera na condição de estratificação estável ou instável. Assim, um modelo numérico de vento que considere cenários de estratificação é oportuno. Além disso, a metodologia apresentada desconsiderou completamente o efeito da esteira turbulenta dos aerogeradores. A esteira tem

contribuição importante nas perdas de produção e no *layout* do parque eólico e, assim, deve ser incluída na metodologia no futuro. A implementação da esteira tem duas grandes dificuldades. Primeiro, o número de direções de vento simuladas deve ser maior, dado que a esteira se propaga na direção do escoamento. Se um número insuficiente de direções for simulado, a área afetada pela esteira não caracterizaria seu real impacto. Por outro lado, um grande número de direções implica maior custo computacional. Segundo, a apreciação da melhor configuração de tipo de turbina e altura de eixo demanda que a esteira seja simulada para cada configuração. Considerando-se a presente biblioteca com mais de cem configurações, a abordagem seria inviável. Uma forma de contornar este problema seria a inclusão de um modelo de esteira no pós-processamento. Desta forma, o campo de vento seria simulado uma única vez e um modelo de esteira de baixo custo computacional seria simulado para cada configuração.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Akdag, S. e Ali, D. A new method to estimate weibull parameters for wind energy applications, **Energy Conversion Managment**, vol. 50, p. 1761–1766, 2009.

Anaconda, Inc. **Anaconda Distribution**. <https://www.anaconda.com/download/#linux>, 2018.

Ayotte, K. Computational modelling for wind energy assessment, **Journal of Wind Engineering e Industrial Aerodynamics**, vol. 96, p. 1571–1590, 2008.

Balogh, M., Parente, A., e Benocci, C. RANS simulation of ABL flow over complex terrains applying an enhanced $k - \epsilon$ model and wall function formulation: implementation and comparison for Fluent and OpenFOAM, **Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics**, vol. 104-106, p. 360–368, 2012.

Bechmann, A. **Bolund hill reports and images**. http://www.bolund.vindenergi.dtu.dk/The_Bolund_experiment, 2009.

Bechmann, A., Berg, J., Courtney, M., Ejsing Jørgensen, H., Mann, J., e Sørensen, N. **The Bolund experiment: overview and background**, 2009.

Bechmann, A., Sørensen, N. N., Berg, J., Mann, J., e Réthoré, P. E. The bolund experiment, part II: blind comparison of microscale flow models, **Boundary-Layer Meteorology**, vol. 141, p. 245–271, 2011.

Beljaars, A. e Walmsley, J. A mixed spectral finite-difference model for neutrally stratified boundary-layer flow over roughness changes and topography, **Boundary-Layer Meteorology**, vol. 38, p. 273–303, 1987.

Berg, J., Mann, J., Bechmann, A., Courtney, M., e Jørgensen, M. The bolund experiment, part I: flow over a steep, three-dimensional hill, **Boundary-Layer Meteorology**, vol. 141, p. 219–243, 2011.

Betz, A. Schraubenpropeller mit geringstem Energieverlust. Mit einem Zusatz von l. Prandtl, **Nachrichten von der Gesellschaft der Wissenschaften zu Göttingen, Mathematisch-Physikalische Klasse**, vol. , p. 193–217, 1919.

Bilal, M., Birkelund, Y., Homola, M., e Virk, M. Wind over complex terrain e Microscale modelling with two types of mesoscale winds at Nygardsfjell, **Renewable Energy**, vol. 99, p. 647–653, 2016.

Blender Foundation. **Blender**. <https://www.blender.org/>, 2018.

Blocken, B., Stathopoulos, T., e Carmeliet, J. CFD simulation of the atmospheric boundary layer: wall function problems, **Atmospheric Environment**, vol. 41, p. 238–252, 2007.

Blocken, B., van der Hout, A., Dekker, J., e Weiler, O. CFD simulation of wind flow over natural complex terrain: Case study with validation by field measurements for Ria de Ferrol, Galicia, Spain, **Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics**, vol. 147, p. 43–57, 2015.

Boussinesq, J. **Théorie de l'écoulement tourbillonnant et tumultueux des liquides dans les lits rectilignes à grande section**. Gauthier-Villars et Fils, 1897.

Búrigo, V. C. **Análise da modelagem numérica do vento para avaliação do potencial eólico em um terreno complexo empregando CFD**. Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2014.

Burton, T., Jenkins, N., e Sharpe, D. **Wind Energy Handbook**. John Wiley & Sons, 2ª edição, 2011.

Carvalho, D., Rocha, A., Silva Santos, C., e Pereira, R. Wind resource modelling in complex terrain using different mesoscale–microscale coupling techniques, **Applied Energy**, vol. 108, p. 493–504, 2013.

Castro, F., Palma, J., e Silva Lopes, A. Simulation of the askervein flow. Part 1: reynolds averaged navier–stokes equations ($k - \epsilon$ turbulence model), **Boundary-Layer Meteorology**, vol. 107, p. 501–530, 2003.

Dhunny, A., Lollchund, M., e Rughooputh, S. Wind energy evaluation for a highly complex terrain using Computational Fluid Dynamics (CFD), **Renewable Energy**, vol. 101, p. 1–9, 2017.

Emeis, S. Current issues in wind energy meteorology, **Meteorological Applications**, vol. 21, p. 809–819, 2014.

Filho, D. **Análise da aplicação da dinâmica dos fluidos computacional para avaliação do potencial eólico em terrenos complexos**. Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2012.

Gopalan, H., Gundling, C., Brown, K., Roget, B., Sitaraman, J., Mirocha, J., e Miller, W. A coupled mesoscale–microscale framework for wind resource estimation and farm aerodynamics, **Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics**, vol. 132, p. 13–26, 2014.

Hanslian, D. e Hosek, J. Combining the VAS 3D interpolation method and Wind Atlas methodology to produce a high-resolution wind resource map for the Czech Republic, **Renewable Energy**, vol. 77, p. 291–299, 2015.

Jackson, P. e Hunt, J. Turbulent windflow over a low hill, **Quarterly Journal of the Royal Meteorology Society**, vol. 101, p. 929–955, 1975.

Kelly, M., Troen, I., e Jørgensen, H. Weibull-k revisited: “Tall” profiles and height variation of wind statistics, **Boundary-Layer Meteorology**, vol. 152, p. 107–124, 2014.

Küchle, J. **Análise numérica da disposição de aerogeradores próximos : estudo de caso segundo a teoria constructal**. Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2016.

Launder, B. e Spalding, D. The numerical computation of turbulent flows, **Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering**, vol. 3, p. 269–289, 1974.

Mattuella, J. M. L. **Avaliação em túnel de vento do comportamento da camada limite atmosférica em terrenos complexos**. Tese de doutorado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2012.

Miller, A., Chang, B., Issa, R., e Chen, G. Review of computer-aided numerical simulation in wind energy, **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, vol. 25, p. 122–134, 2013.

Murthy, K. e Rahi, O. A comprehensive review of wind resource assessment, **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, vol. 72, p. 1320–1342, 2017.

Nikuradse, J. **Strömungsgesetze in rauhen Rohren**, 1933.

OpenCFD Ltd. **OpenFOAM v. 4.1**. <https://www.openfoam.com/>, 2018.

Parente, A., Gorlánd, C., van Beeck, J., e Benocci, C. Improved $k - \epsilon$ model and wall function formulation for the RANS simulation of ABL flows, **Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics**, vol. 99, p. 267–278, 2011.

Probst, O. e Cárdenas, D. State of the art e trends in wind resource assessment, **Energies**, vol. 3, p. 1087–1141, 2010.

QGIS. **Quantum GIS**. <https://qgis.org/en/site/>, 2018.

Radünz, W., de Paula, A., e Petry, A. Avaliação do potencial eólico de uma região com topografia complexa através de dinâmica dos fluidos computacional, **Revista Brasileira de Energia Solar**, vol. 7 (1), p. 24–31, 2016.

Radünz, W. e Petry, A. **Numerical simulation of the neutral atmospheric surface layer flow over real terrain: The Askervein hill case**. 24th ABCM International Congress of Mechanical Engineering, 2017a.

Radünz, W. e Petry, A. **Wind resource assessment using OpenFOAM: A real terrain case study**. Proceedings of the XXXVIII Iberian Latin-American Congress on Computational Methods in Engineering, 2017b.

Richards, P. e Hoxey, R. Appropriate boundary conditions for computational wind engineering models using the $k - \epsilon$ turbulence model, **Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics**, vol. 47, p. 145–153, 1993.

Richards, P. e Norris, S. Appropriate boundary conditions for computational wind engineering models revisited, **Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics**, vol. 99, p. 257–266, 2011.

Schmidt, J., Peralta, C., e Stoevesandt, B. **Automated generation of structured meshes for wind energy applications**, 2012.

Schubert, C. e Eletrosul. **Atlas Eólico do Rio Grande do Sul 2014**, 2014.

Silva Lopes, A., Palma, J., e Castro, F. Simulation of the askervein flow. Part 2: large-eddy simulations, **Boundary-Layer Meteorology**, vol. 125, p. 85–108, 2007.

Simões, T. e Estanqueiro, A. A new methodology for urban wind resource assessment, **Renewable Energy**, vol. 89, p. 598–605, 2016.

Smagorinsky, J. General Circulation Experiments with the Primitive Equations, **Monthly Weather Review**, vol. 91 (3), p. 99–164, 1963.

Song, M., Chen, K., He, Z., e Zhang, X. Bionic optimization for micro-siting of wind farm on complex terrain, **Renewable Energy**, vol. 50, p. 551–557, 2013.

Song, M., Zhang, X., Chen, K., e He, Z. Wind resource assessment on complex terrain based on observations of a single anemometer, **Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics**, vol. 125, p. 22–29, 2014.

Steiness, C. **HornsRev wind farm**. https://c1cleantech.com-wpengine.netdna-ssl.com/files/2014/02/horns_rev.jpg, 2014.

Stull, R. **Practical meteorology: an algebra-based survey of atmospheric science**. University of British Columbia, 1^a edição, 2017.

Sumner, J., Watters, C., e Masson, C. CFD in Wind Energy: The Virtual, Multiscale Wind Tunnel, **Energies**, vol. , p. 989–1013, 2010.

Svenningsen, L. **Proposal of an improved power curve correction**, 2010.

Taylor, P. **Askervein hill reports and images**. <http://www.yorku.ca/pat/research/Askervein/index.html>, 1983.

Taylor, P. e Teunissen, H. The askervein hill project: overview and background data, **Boundary-Layer Meteorology**, vol. 39, p. 15–39, 1987.

Troen, I. e Lundtang Petersen, E. **European Wind Atlas**, 1989.

USGS, S. **Earth Explorer**. <https://earthexplorer.usgs.gov>, 2018.

Vasel-Be-Hagh, A. e Archer, C. Wind farm hub height optimization, **Applied Energy**, vol. 195, p. 905–921, 2017.

Vecina, D. T.-J. **Investigação da camada limite atmosférica simulada em túnel de vento no topo de morros utilizando dinâmica dos fluidos computacional (CFD)**. Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2017.

Wieringa, J. Updating the Davenport roughness classification, **Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics**, vol. 41, p. 357–368, 1992.

Wilcox, D. **Turbulence Modeling for CFD**. DCW Industries, Inc., 3^a edição, 2006.

Yan, B. e Li, Q. Coupled on-site measurement/CFD based approach for high-resolution wind resource assessment over complex terrains, **Energy Conversion and Management**, vol. 117, p. 351–366, 2016.

Zhang, M. **Wind resource assessment and micro-siting: science and engineering**. Wiley, Singapore, 1^a edição, 2015.