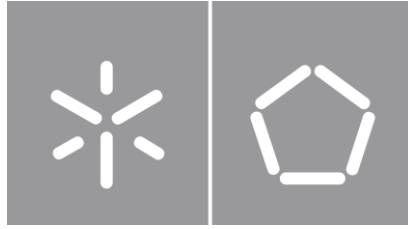


Universidade do Minho
Escola de Engenharia

Guilherme Manuel Ferreira Miranda Faria

Efeitos do terreno e do vento na colocação de turbinas eólicas



Universidade do Minho

Escola de Engenharia

Guilherme Manuel Ferreira Miranda Faria

Efeitos do terreno e do vento na colocação de turbinas eólicas

Dissertação de Mestrado

Mestrado em Engenharia Mecânica

Trabalho efetuado sob a orientação do:

Professor Doutor Eurico Augusto Seabra

Julho de 2024

Direitos de Autor e Condições de Utilização do Trabalho por Terceiros

Este é um trabalho académico que pode ser utilizado por terceiros desde que respeitadas as regras e boas práticas internacionalmente aceites, no que concerne aos direitos de autor e direitos conexos.

Assim, o presente trabalho pode ser utilizado nos termos previstos na licença abaixo indicada.

Caso o utilizador necessite de permissão para poder fazer um uso do trabalho em condições não previstas no licenciamento indicado, deverá contactar o autor, através do RepositóriUM da Universidade do Minho.

Licença concedida aos utilizadores deste trabalho



Atribuição-NãoComercial-SemDerivações

CC BY-NC-ND

<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>

AGRADECIMENTOS

Início os agradecimentos por recordar que este trabalho tem uma longa história que, por vezes, me pareceu interminável. Na verdade, procurei que o mestrado constituísse um facto muito relevante no momento final da licenciatura, que justifica em parte o estender de prazos.

Apesar da dissertação de mestrado constituir um momento de trabalho individual, salvaguardo que o desafio foi ultrapassado com o apoio e colaboração de diversas pessoas que merecem ser reconhecidas com profundo sentido de gratidão sincera.

Em primeiro lugar, quero agradecer ao meu orientador, Professor Doutor Eurico Augusto Seabra, pela orientação – exemplar, paciente e rigorosa ao longo de todo o percurso. Em cada palavra redescobri o sentido e a direção para continuar. Professor, muitíssimo obrigado!

À Universidade do Minho e à Escola de Engenharia, agradeço aos docentes e aos meus colegas por também fazerem parte deste percurso.

Este estudo nasceu no âmbito do estágio INOV Contacto, para o qual fui selecionado em 2023. A sorte ditou que estagiaria na empresa Quinto Energy, em Salvador da Bahia, no Brasil. Foi decisivo o contexto, foi decisivo o desafio para investigar pela primeira vez sobre energias eólicas. Cabe-me por isso agradecer a todos os colaboradores da empresa, em especial aos engenheiros Hugo Pádua e Matheus Bacelar pelo acolhimento e pela sua ajuda.

Em Salvador, não poderia deixar de nomear a amizade incondicional da amiga de família, a Doutora Tânia Maria Hetkowski, juntamente com a sua família. Foi a minha segunda mãe que me acolheu e que quero aqui agradecer com um abraço maternal.

Nestes agradecimentos não poderia esquecer a minha família que viveu tão intensamente este projeto quanto eu. Senti a minha irmã, a minha mãe e o meu pai sentados ao meu lado a dizer-me que precisamos de nos superar todos os dias para passar no teste. E assim fiz: acreditei no que me diziam e, mesmo que a distância, estiveram sempre comigo. Por isso, sinto-me hoje muito, muito feliz. Da família, faz também parte o Nico que, sem perceber por que passaria tantas horas sentado a olhar para o computador mudo, olhou-me sempre com ar expectante de que “logo vamos ao parque”.

DECLARAÇÃO DE INTEGRIDADE

Declaro ter atuado com integridade na elaboração do presente trabalho académico e confirmo que não recorri à prática de plágio nem a qualquer forma de utilização indevida ou falsificação de informações ou resultados em nenhuma das etapas conducente à sua elaboração.

Mais declaro que conheço e que respeitei o Código de Conduta Ética da Universidade do Minho.

RESUMO

Nesta dissertação pretende-se realizar uma análise abrangente dos efeitos do terreno e do vento no posicionamento de turbinas eólicas, com o objetivo de compreender o seu impacto. O desempenho das turbinas eólicas é grandemente afetado pela topografia e pelas condições de vento do local de instalação. A produção ótima de energia é significativamente prejudicada pelas flutuações imprevisíveis da velocidade e direção do vento em terrenos complicados.

Tendo em conta estas dificuldades, existe uma forte necessidade de uma investigação aprofundada para compreender a interação entre as características do terreno e o comportamento do vento. A Dinâmica de Fluidos Computacional é um método altamente avançado utilizado para simular e avaliar os fluxos de vento em paisagens complexas. Isto permite previsões do desempenho das turbinas eólicas em diferentes condições. Este estudo utiliza simulações de dinâmica de fluidos computacional com o software ANSYS Fluent para simular os fluxos de ar e avaliar os seus efeitos nas turbinas eólicas.

O ímpeto para este trabalho é também aumentado pelas vantagens prospetivas de melhorar os procedimentos de implantação de turbinas eólicas através do processo de otimização da colocação das turbinas.

Além disso tem-se como objetivo fornecer uma análise abrangente do impacto de várias características do terreno e das condições do vento no desempenho da turbina.

Palavras-Chave:

Energia Eólica, CFD, Ansys Fluent, Impacto do Terreno; Condições do Vento.

ABSTRACT

This dissertation aims to carry out a comprehensive analysis of the effects of terrain and wind on the positioning of wind turbines, with the aim of understanding their impact. The performance of wind turbines is greatly affected by the topography and wind conditions of the installation site. Optimum energy production is significantly hampered by unpredictable fluctuations in wind speed and direction in complicated terrain.

Given these difficulties, there is a strong need for in-depth research to understand the interaction between terrain features and wind behavior. Computational Fluid Dynamics is a highly advanced method used to simulate and evaluate wind flows in complex landscapes. This allows predictions of wind turbine performance under different conditions. This study uses computational fluid dynamics simulations with ANSYS Fluent software to simulate air flows and evaluate their effects on wind turbines.

The impetus for this work is also increased by the prospective advantages of improving wind turbine deployment procedures through the process of optimizing turbine placement.

It also aims to provide a comprehensive analysis of the impact of various terrain features and wind conditions on turbine performance. This dissertation aims to carry out a comprehensive analysis of the effects of terrain and wind on the positioning of wind turbines, with the aim of understanding their impact. The performance of wind turbines is greatly affected by the topography and wind conditions of the installation site. Optimum energy production is significantly hampered by unpredictable fluctuations in wind speed and direction in complicated terrain.

Keywords:

Wind Energy, CFD, Ansys Fluent, Terrain Impact; Wind Conditions.

ÍNDICE

Agradecimentos.....	iii
Resumo	v
Abstract	vi
Índice.....	vii
Índice de Figuras.....	x
Índice de Tabelas	xiii
Lista de Abreviaturas, Siglas e Acrónimos	xiv
Lista dos Símbolos	xv
1. Introdução.....	17
1.1 Definição do Problema.....	17
1.2 Objetivos	18
1.3 Enquadramento do trabalho	18
1.4 Estrutura da dissertação	19
2. Revisão da literatura do comportamento do vento e turbinas eólicas.....	21
2.1 História e antecedentes	21
2.2 Energia do vento e suas características.....	22
2.2.1 Definição de vento	22
2.2.2 Potência eólica	23
2.2.3 Velocidade do Vento	28
2.2.4 Turbulência do vento	30
2.2.5 Rajadas de vento	31
2.2.6 Direção do vento	32
2.2.7 Efeito de cisalhamento do vento.....	34
2.3 Turbinas eólicas modernas	35
2.3.1 Principais componentes.....	35
2.3.2 Aerodinâmica da turbina eólica.....	36
2.3.3 Eficiência na extração da potência eólica.....	39
2.3.4 Limite de Lanchester-Betz.....	39
2.3.5 Controlos da turbina eólica	42

2.4	Vantagens do aproveitamento do potencial eólico.....	43
2.5	Dinâmica de Fluidos Computacional	44
2.5.1	Média de Reynolds da Equação de Navier- Stokes	45
2.6	Softwares de modelação e simulação.....	48
3.	Metodologias consideradas no trabalho.....	50
3.1	Comportamento do vento	50
3.2	Dinâmica de Fluidos Computacional (CFD).....	50
3.2.1	Equações governantes da dinâmica dos fluidos	52
3.2.2	Método dos Volumes Finitos	54
3.3	Modelação da Turbulência	54
3.3.1	Subdivisões do RANS.....	55
3.3.2	Propriedades do “Solver”	58
3.4	ABL (Atmosferic Boundary Layer)	60
3.5	Condições de fronteira	62
3.6	Diferentes técnicas de modelação do disco atuador	63
4.	Apresentação e estudo do caso prático	64
4.1	Contextualização do problema	64
4.2	Abordagem do problema do parque eólico	66
4.3	Implementação e validação do terreno	67
4.3.1	Aquisição dos dados do terreno	67
4.3.2	Modelação com os dados topográficos	68
4.3.3	Criação da malha	71
4.3.4	Introdução do <i>Ansys Fluent</i>	76
4.3.5	Análise de Resultados.....	79
5.	Estudo detalhado das turbinas eólicas no terreno.....	88
5.1	Implementação e validação de uma turbina eólica no terreno.....	88
5.1.1	Modelação da interação da turbina eólica com o vento	88
5.1.2	Criação da malha	93
5.1.3	Ansys Fluent.....	94
5.1.4	Análise de Resultados.....	97

5.2	Implementação e validação com várias turbinas eólicas no terreno.....	101
5.2.1	O parque eólico	102
5.2.2	Criação da malha	102
5.2.3	Análise e Extrapolação de Resultados.....	103
6.	Conclusões e Trabalhos futuros	112
6.1	Conclusões.....	112
6.2	Trabalhos futuros	113
	Referências Bibliográficas	116
	Anexos	124
	Anexo 1 – Turbina SG 170-6.6MW	124
	Anexo 2 – Software FLORIS (NREL)	131

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 - Demonstração ilustrativa dos períodos de tempo dos respectivos períodos de desenvolvimento (1890-1930-1960-1973)[2].	21
Figura 2.2 - Representação da área de varrimento da pá [9].	24
Figura 2.3 - Excerto de padrões diários de variação da temperatura e da velocidade do vento [16]	29
Figura 2.4 - Distribuição de probabilidade de ocorrência das velocidades do vento real e estimada [19]	30
Figura 2.5 - Parâmetros caraterísticos de uma rajada de vento média [1].	31
Figura 2.6 - Rosa dos ventos baseada na energia.	33
Figura 2.7 - Rosa dos ventos baseada no tempo.	33
Figura 2.9 - Componentes principais da turbina eólica em estudo (Adaptada de [31]).	35
Figura 2.10 – Esboço das forças presentes no escoamento do vento pela turbina.	38
Figura 2.11 - Perfis da velocidade em três zonas diferentes do escoamento.	41
Figura 2.12 - Curva de potência em função da velocidade do vento. [40]	42
Figura 2.13 - Opções de controlo da turbina eólica [43].	43
Figura 3.1 - Diferentes possibilidades de modelos de turbulência de acordo com o custo de computação.	55
Figura 3.2 - Modelo SST alterna entre os modelos de turbulência utilizando uma função de mistura [58].	57
Figura 3.3 - Altura de referência e velocidade de referência. A velocidade de referência é geralmente tomada como 99% da velocidade do fluxo livre.	61
Figura 3.4 - Legenda do domínio de computação.	63
Figura 4.1 - Mapa 2D do parque eólico. (Fonte: Software QGis).	65
Figura 4.2 - Perfil de altura da região escolhida para análise (Fonte: Google Earth Pro)	66
Figura 4.3 - Imagem requisitada do servidor OpenTopography SRTM 30m.	68
Figura 4.4 - Terreno no formato. stl importado diretamente do Blender para o SpaceClaim.	69
Figura 4.5 - Dimensionamento (à esquerda) e criação (à direita) do polígono	69
Figura 4.6 - Domínio de estudo esculpido para uma forma circular.	71
Figura 4.7 - Janela dedicada ao controlo da malha	72
Figura 4.8 - Janela dedicada à "Inflation"	72
Figura 4.9 - Malha após refinamento (vista do solo).	74
Figura 4.10 - Malha após refinamento (vista lateral).	74

Figura 4.11 - A caixa de diálogo do modelo viscoso que mostra o modelo SST $k-\omega$.	77
Figura 4.12 - Modelo do sistema no Ansys Fluent. (Com setas azuis para entrada de ar e vermelhas para saída).	78
Figura 4.13 - Valor absoluto dos resíduos	79
Figura 4.14 - Vista de cima da pressão do terreno ($z = 0\text{m}$).	80
Figura 4.15 - Vista de cima da velocidade do terreno ($z = 0\text{m}$).	81
Figura 4.16 - Vista de cima da pressão do terreno ($z = 150\text{ m}$).	82
Figura 4.17 - Vista de cima da velocidade do terreno ($z = 150\text{m}$).	83
Figura 4.18 - Vista de cima da energia cinética turbulenta do terreno ($z = 150\text{ m}$).	84
Figura 4.19 – Perfis da velocidade em três linhas distintas no espaço (a 0, 1000m e 2000m da entrada de ar).	86
Figura 4.20 - Perfis da velocidade em três linhas distintas no espaço (entrada centro e saída de ar).	87
Figura 5.1 - Design estrutural do aerogerador [SG6.6-170 Developer Package].	89
Figura 5.2 - Modelo real da turbina SG 6.6-170 [69].	90
Figura 5.3 - Valor da Potência teórica produzida pelo rotor mediante a variação da velocidade do vento.	91
Figura 5.4 - Coeficiente de impulso (C_t)	92
Figura 5.5 - Gráfico da eficiência da turbina mediante a velocidade	92
Figura 5.6 - Vista lateral da malha do domínio e do único disco atuador.	93
Figura 5.7 - Análise do comportamento do da turbina através da força de impulso.	95
Figura 5.8 - Análise simplificada do comportamento do da turbina através da força de impulso (parte 1).	96
Figura 5.9 - Análise simplificada do comportamento do da turbina através da força de impulso (parte 2).	96
Figura 5.10 - Inserção da Equação simplificada na linguagem do Ansys Fluent.	97
Figura 5.11 - Perfis da velocidade em três linhas distintas no espaço (entrada, turbina 1 e saída de ar).	97
Figura 5.12 - Modelação dos contornos da velocidade à altura do rotor ($z = 150\text{ m}$).	98
Figura 5.13 – Representação do comportamento da velocidade na linha paralela ao solo que atravessa a turbina 1.	99
Figura 5.14 - Modelação dos contornos da pressão à altura do rotor ($z = 150\text{ m}$).	99
Figura 5.15 - Representação do comportamento da pressão na linha paralela ao solo que atravessa a turbina 1.	100

Figura 5.16 - Representação do comportamento da TKE na linha paralela ao solo que atravessa a turbina 1.	101
Figura 5.17 - Vista em perspectiva da malha dos discos atuadores no modo de vista wireframe.	102
Figura 5.18 - Vista de cima do domínio que compreende as turbinas em análise pela sua velocidade.	103
Figura 5.19 - Vista de perspectiva do domínio que compreende as turbinas em análise pela sua velocidade	104
Figura 5.20 - Análise de perfil da velocidade do escoamento pelas turbinas 1 e 2.	105
Figura 5.21 - Representação do comportamento da velocidade na linha paralela ao solo que atravessa a turbina 1 e 2.	106
Figura 5.22 - Representação do comportamento da pressão na linha paralela ao solo que atravessa a turbina 1 e 2.	107
Figura 5.23 - Representação do comportamento da TKE na linha paralela ao solo que atravessa a turbina 1 e 2.	108
Figura 5.24 - Vista de cima do domínio que compreende as turbinas 11 e 9, analisando a sua velocidade.	109
Figura 5.25 - Vista de perspectiva do domínio que compreende as turbinas em análise pela sua velocidade.	110

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2.1. Classes de potência eólica medidas a 50 m acima do solo de acordo com a classificação baseada na densidade de potência eólica do NREL.	28
Tabela 2.2 - Tabela da rugosidade do terreno.	45
Tabela 4.1 - Avaliação Quantitativa da Malha do terreno.....	75
Tabela 4.2 - Guia quantitativo para a classificação da Ortogonalidade.	75
Tabela 4.3 - Guia quantitativo para a classificação da Assimetria.....	75
Tabela 4.4 - Variação da velocidade e o seu erro em posições distantes do mapa, testado para diferentes alturas.....	85
Tabela 4.5 - Variação da velocidade e o seu erro em posições vizinhas do mapa, testado para diferentes alturas.....	87
Tabela 5.1 - Especificações técnicas dos aerogeradores.....	90
Tabela 5.2 - Avaliação Quantitativa da Malha do terreno e turbina	94

LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E ACRÓNIMOS

ABL: Camada Limite Atmosférica

ADM: Modelo do Disco Atuador

BEM: Teoria Do Momento Do Elemento Da Pá

CAD: Design Assistido por Computador

CAE: Engenharia Assistida por Computador

CFD: Dinâmica de Fluidos Computacional

FVM: Método dos Volumes Finitos

IBM: Método de Fronteira Imersa

RANS: Equações de Reynolds Averaged Navier-Stokes

SM: Malha Deslizante

SST: Transporte da tensão de cisalhamento (Shear Stress Transport)

TKE: Energia Cinética Turbulenta

LISTA DOS SÍMBOLOS

Símbolo	Nome do símbolo	Unidade
α	Ângulo de ataque	graus ($^{\circ}$)
β	Ângulo de inclinação	graus ($^{\circ}$)
γ	Taxa de cisalhamento	1/s
δ	Espessura da camada limite	m
ϵ	Taxa de dissipação de turbulência	m^2/s^3
θ	Ângulo de azimute	graus ($^{\circ}$)
κ	constante de von Kármán	adimensional
λ	Comprimento de onda	m
μ	Viscosidade dinâmica	Pa-s
ν	Viscosidade cinemática	m^2/s
ρ	Densidade	kg/m^3
σ	Stress	Pa
τ	Tensão de cisalhamento	Pa
ϕ	Função potencial	m^2/s^2
ψ	Função de fluxo	m^2/s
ω	Taxa de dissipação específica	1/s
p	Pressão	Pa
T	Impulso	N
v	Velocidade do vento	m/s

P	Potência	W
A	Área	m ²
V	Volume	m ³
g	Aceleração devido à gravidade	m/s ²
z	Altura	m
C _p	Coefficiente de potência	adimensional
η	Eficiência	adimensional
a	Fator de indução axial	adimensional
ξ	Coordenar a direção	adimensional
R	Raio do rotor	m
C _t	Coefficiente de impulso	adimensional
Λ	Rácio de velocidade da ponta	adimensional
Ω	Velocidade angular	rad/s
ΔP	Diferença de pressão	Pa

1. INTRODUÇÃO

Nos subcapítulos seguintes, exploramos em profundidade os elementos fundamentais que constituem o cerne desta investigação sobre a otimização do posicionamento de turbinas eólicas em terrenos complexos.

Na "Definição do Problema" (1.1), delineamos os desafios críticos enfrentados pelos projetos de energia eólica, com ênfase na imprevisibilidade do vento e do seu impacto no desempenho e longevidade das turbinas. Esta secção estabelece a base para compreender a complexidade inerente à otimização da colocação de turbinas eólicas.

Em "Objetivos" (1.2), apresentamos o propósito central desta dissertação: investigar minuciosamente os efeitos do terreno e do vento no desempenho das turbinas eólicas. Detalhamos a abordagem metodológica, incluindo o desenvolvimento de um modelo robusto de Dinâmica dos Fluidos Computacional (CFD) utilizando o ANSYS Fluent, e a aplicação das equações de Reynolds Averaged Navier-Stokes (RANS) acopladas ao modelo de turbulência SST $k-\omega$.

O "Enquadramento do trabalho" (1.3) oferece uma visão geral da estrutura da investigação, delineando as três simulações principais que formam o núcleo do estudo: o escoamento atmosférico sobre terreno acidentado, a interação entre o fluxo atmosférico e uma turbina eólica, e as interações entre múltiplas turbinas eólicas.

Por fim, a "Estrutura da dissertação" (1.4) proporciona um roteiro detalhado dos capítulos subsequentes, oferecendo ao leitor uma compreensão clara da organização e do conteúdo da tese, desde a revisão da literatura até as conclusões e propostas para trabalhos futuros.

Estas secções, em conjunto, estabelecem o contexto, os objetivos e a abordagem metodológica que guiarão o leitor através desta investigação abrangente sobre a otimização de parques eólicos em terrenos complexos.

1.1 Definição do Problema

A rápida expansão da energia eólica como fonte de energia sustentável e renovável realça, cada vez mais, a importância de otimizar a colocação das turbinas eólicas. Os projetos de energia eólica enfrentam numerosos desafios devido a vários fatores, particularmente da imprevisibilidade inerente ao vento, que afeta significativamente o desempenho e a longevidade das turbinas. O cálculo da energia eólica acessível depende da compreensão da frequência e da duração de várias velocidades do vento, que podem ser determinadas através de medições reais ou de modelação estatística. A carga mecânica flutuante resultante das condições variáveis do vento leva a um maior desgaste dos componentes críticos da turbina, tornando as turbinas

suscetíveis a falhas por fadiga. Além disso, a eficiência das turbinas eólicas está intimamente ligada à sua capacidade de converter consistentemente a energia eólica em energia elétrica, o que é ainda influenciado pelo seu posicionamento num parque eólico em relação à morfologia do terreno e às condições de vento predominantes.

1.2 Objetivos

Esta dissertação de mestrado tem como objetivo central investigar os efeitos do terreno e do vento no desempenho das turbinas eólicas, considerados fatores relevantes no seu posicionamento dentro de um parque eólico. Neste contexto, pretende-se desenvolver um modelo robusto de Dinâmica dos Fluidos Computacional (CFD) utilizando o ANSYS Fluent para simular escoamentos atmosféricos sobre terrenos acidentados e através de turbinas eólicas. Empregando as equações de Reynolds Averaged Navier-Stokes (RANS), acopladas ao modelo de turbulência SST $k-\omega$, este estudo procura prever com precisão os padrões de fluxo de vento e turbulência, fornecendo informações relevantes sobre otimização estratégica de colocação de turbinas. Para aqui chegar, analisaram-se primeiro os modelos de turbina atualmente utilizados e estudados na literatura especializada, a que se seguiu a sua integração em software CFD, gerando criação de um modelo do terreno e de atmosfera que retrate com fiabilidade a zona em estudo; outro passo relevante para o estudo teve que ver com as interações do campo de escoamento aerodinâmico entre múltiplas formas de posicionamento das turbinas eólicas no terreno.

1.3 Enquadramento do trabalho

O âmbito deste estudo engloba uma análise do desempenho das turbinas eólicas considerando as variações do fluxo de vento induzidas pelo terreno. Assim, a presente investigação está estruturada em torno de três simulações principais:

- Escoamento atmosférico sobre terreno acidentado

O âmbito deste estudo tem como objetivo modelar o comportamento do fluxo atmosférico em terrenos acidentados ou irregulares. A par disso, pretende identificar as regiões de alta e baixa pressão e a velocidade a que corresponde às zonas de aceleração e desaceleração do vento. Estes resultados ajudam a tomar as decisões quanto ao local para instalação de turbinas eólicas, tendo sempre presente o fim de otimizar a captação de energia do vento e minimizar o dispêndio de recursos e cargas estruturais desnecessárias.

- Interação entre o fluxo atmosférico e uma turbina eólica

Esta parte do estudo centra-se na modelação da interação entre o fluxo atmosférico e uma turbina eólica utilizando o modelo do disco atuador. Neste âmbito, o objetivo será avaliar a forma de como as variações da velocidade e da direção do vento induzidas pelo terreno afetam o desempenho da turbina. Ao mesmo tempo, procuram-se informações sobre a colocação estratégica das turbinas em regiões com terreno acidentado com o intuito de aumentar a produção de energia e a vida útil da turbina.

- Turbinas eólicas múltiplas e interações de esteira

A simulação final examina os efeitos da colocação de múltiplas turbinas eólicas, concentrando-se particularmente nas interações da esteira. Ao analisar os impactos de diferentes configurações de espaçamento entre turbinas, este estudo visa identificar as distâncias laterais e longitudinais, procurando a sua otimização na implementação no sentido de minimizar a interferência da esteira e alcançar a máxima eficiência global.

No âmbito destes objetivos, este estudo procura contribuir para fornecer um conjunto de conhecimentos e soluções sobre a otimização de processos na construção de parques eólicos. Os resultados do estudo pretendem fornecer orientações práticas para a colocação estratégica de turbinas eólicas em terrenos acidentados e com uma morfologia complexa, melhorando, em última análise, o desempenho, a fiabilidade e a viabilidade económica dos sistemas de energia eólica.

Esta investigação destaca, por fim, o papel fundamental da modelação CFD avançada na compreensão e mitigação dos desafios associados ao posicionamento das turbinas eólicas, apoiando assim o desenvolvimento de parques eólicos mais eficientes e sustentáveis.

1.4 Estrutura da dissertação

Nesta dissertação, a estrutura foi organizada de forma a abordar de maneira abrangente e detalhada os diversos aspetos relacionados ao desempenho das turbinas eólicas em terrenos acidentados, com ênfase na modelagem computacional e na otimização do posicionamento das turbinas. A seguir, é apresentada uma visão geral de cada capítulo.

O Capítulo 2 proporciona uma revisão abrangente da literatura, oferecendo um contexto histórico e técnico sobre a energia eólica. Primeiramente, são discutidos a história e os antecedentes da energia eólica, abordando sua evolução ao longo do tempo. Em seguida, exploram-se as características do vento, incluindo definição, potência, velocidade, turbulência, rajadas, direção e efeito de cisalhamento. Esta secção também descreve as turbinas eólicas modernas, destacando seus principais componentes, aerodinâmica, eficiência

na extração da potência eólica, limite de Lanchester-Betz e controles. Adicionalmente, são discutidas as vantagens do aproveitamento do potencial eólico e a dinâmica de fluidos computacional, incluindo a média de Reynolds da Equação de Navier-Stokes. Por fim, são apresentados os softwares de modelação e simulação utilizados no estudo.

O Capítulo 3 detalham-se as metodologias empregadas na investigação. Inicialmente, discute-se o comportamento do vento, seguido por uma descrição da dinâmica de fluidos computacional (CFD), incluindo as equações governantes e o método dos volumes finitos. A modelação da turbulência é abordada, com ênfase nas subdivisões do RANS e nas propriedades do “Solver”. Também são explorados a camada limite atmosférica (ABL) e as condições de fronteira. Este capítulo conclui com uma análise das diferentes técnicas de modelação do disco atuador.

No Capítulo 4 apresenta-se o caso prático que serve como base para a aplicação das metodologias discutidas. Primeiramente, contextualiza-se o problema do parque eólico, descrevendo a abordagem adotada. Em seguida, aborda-se a implementação e validação do terreno, incluindo a aquisição dos dados topográficos, modelação, criação da malha, introdução do Ansys Fluent e análise de resultados.

O Capítulo 5 foca-se no estudo detalhado das turbinas eólicas no terreno. Na primeira parte do capítulo, aborda-se implementação e validação de uma turbina eólica específica, abordando a modelação da interação da turbina com o vento, a criação da malha, o uso do Ansys Fluent e a análise dos resultados. Na segunda parte, examina-se a implementação e validação de várias turbinas eólicas no parque eólico, discutindo a configuração do parque, a criação da malha e a análise e extrapolação dos resultados.

O Capítulo 6 apresenta-se as conclusões do estudo, sintetizando os principais achados e implicações da pesquisa. Além disso, são propostas sugestões para trabalhos futuros, propondo áreas de investigação neste domínio do conhecimento no sentido de fornecer orientações relativas à otimização de parques eólicos em terrenos complexos.

2. REVISÃO DA LITERATURA DO COMPORTAMENTO DO VENTO E TURBINAS EÓLICAS

No presente capítulo descreve-se o processo de revisão de literatura efetuado no âmbito da modulação do comportamento do vento no contacto com uma turbina eólica.

2.1 História e antecedentes

Embora não seja possível datar com exatidão quando começou a ser feita a utilização do vento enquanto fonte de energia, estima-se que a história da sua utilização terá tido início através do recurso a cata-ventos para triturar cereais, bombear água ou auxiliar embarcações no transporte de mercadorias e que tenha ocorrido há mais de 3 mil anos [1].

A Figura 2.1 é ilustrativa da utilização do vento em diferentes períodos do desenvolvimento da História da Humanidade, ilustrando quatro tipos de geradores eólicos organizados por antiguidade da esquerda para a direita:



Figura 2.1 - Demonstração ilustrativa dos períodos de tempo dos respectivos períodos de desenvolvimento (1890-1930-1960-1973)[2].

Com o desenvolvimento civilizacional patente nos avanços científicos, económicos e industriais, o vento foi utilizado de forma cada vez mais eficiente. Contudo, a energia eólica tomou um papel menos relevante à medida que em foram descobertas formas mais eficientes e rentáveis nas mais diversas atividades da atividade humana.

No que diz respeito ao desenvolvimento histórico do uso do vento como fonte de energia, os últimos períodos tiveram impactos muito significativo na sociedade.

De 600 a 1890, é descrito como o Período Clássico. Os moinhos de vento clássicos eram utilizados para acionamentos mecânicos. Estima-se que os noroestes da Europa funcionavam mais de cem mil moinhos de vento. No este período áureo teve um decréscimo abrupto após a invenção da máquina a vapor, tendo em conta a abundância de recursos de madeira e carvão [3].

O final do século XIX marca o surgimento das turbinas eólicas geradoras de eletricidade. O desenvolvimento da eletricidade, como fonte de energia acessível a todos, levou à utilização de moinhos de vento como um meio suplementar de produção de eletricidade, que se encontra associada ao início da integração da teoria aerodinâmica no projeto designado por pás de rotor. O desenvolvimento de ferramentas aerodinâmicas melhorou significativamente durante este período, tendo terminado devido à disponibilidade e preço mais barato do petróleo [4].

A data de 1930 está fortemente ligada à necessidade de eletrificação rural. Ao mesmo tempo, a escassez de energia provocada pela Segunda Guerra Mundial, que se inicia ainda nesta década, provocou novos avanços tecnológicos relativamente à área específica da energia eólica [5]

A segunda fase da inovação envolve a comercialização de tecnologia para enfrentar os desafios da crise energética e de questões relacionadas com o ambiente. Este avanço permitiu a produção de eletricidade em larga escala e o desenvolvimento do hidrogénio como alternativa aos combustíveis fósseis, como o gás natural ou o carvão.

Se, durante o período clássico, os moinhos de vento, conhecidos como "dispositivos eólicos", foram utilizados para converter a energia cinética do vento em energia mecânica, na segunda metade do séc. XIX, os conhecimentos científicos e empíricos permitiram novas utilizações. Concretamente, a invenção e aplicação de geradores de eletricidade, incluindo geradores de corrente contínua e alternada, permitiu o abastecimento público de energia: Por sua vez, as turbinas eólicas foram utilizadas para a produção de eletricidade. Esta evolução teve um impacto significativo no desenvolvimento de prosperidade económica significativa após a crise energética de 1973 [4][6].

2.2 Energia do vento e suas características

Neste subcapítulo abordam-se as principais características do vento com intuito de compreender o seu impacto na análise geral do comportamento da turbina eólica.

2.2.1 Definição de vento

O vento é uma forma de ar atmosférico em movimento, que se encontra amplamente distribuído e representa um dos elementos físicos fundamentais do meio ambiente. Dependendo da velocidade do fluxo de ar, o vento pode ser delicado e intangível, por vezes, silencioso e invisível a olho nu, ou tempestuoso. Pelo contrário, pode ser uma força implacável, provocadora de intempéries naturais com forte impacto na ordem natural das coisas.

A força do vento é definida pela velocidade do fluxo de ar, que está diretamente relacionada com a quantidade de energia mecânica presente no mesmo, ou seja, a sua energia cinética. No entanto, a fonte de

energia do vento é a radiação solar [7]. A radiação eletromagnética do sol aquece de forma desigual a superfície da Terra, com um calor mais forte nos trópicos e mais fraco nas latitudes elevadas.

As diferentes regiões têm temperaturas do ar variáveis devido à absorção da luz solar pelo solo, rochas, água e vegetação. A superfície da Terra aquece a ritmos diferentes, o que leva a um aquecimento desigual. O facto resulta em processos convectivos que causam o movimento do ar, que por sua vez é influenciado pela rotação da Terra [8].

Os processos convectivos interrompem o equilíbrio hidrostático, fazendo com que massas de ar estagnadas sejam deslocadas e impulsionadas em resposta a forças criadas por alterações na densidade do ar e na fluabilidade devido a diferenças de temperatura. O ar é empurrado das zonas de alta para as de baixa pressão, criando um equilíbrio entre o atrito e a inércia. As forças surgem devido à rotação da Terra.

O aquecimento da superfície, a evaporação, a precipitação, as nuvens, a sombra e a absorção de radiação resultam em diversos processos térmicos que ocorrem em diferentes escalas temporais e espaciais. Estes fenómenos podem ser categorizados com base na sua escala espacial e nos mecanismos físicos de geração. Estes processos dão origem a forças inerciais que, juntamente com a redistribuição do momento do escoamento, conduzem a numerosos fenómenos gerados pelo vento.

2.2.2 Potência eólica

Uma maneira de resolver a questão fundamental de quanta energia se encontra no vento é perceber que a potência é a taxa a que a energia é transferida ao longo do tempo. Como tal, a potência eólica é a medida da quantidade de energia que uma turbina eólica pode gerar num determinado período.

A energia cinética está presente quando um objeto com uma determinada massa se move a um ritmo de translação ou de rotação. No ar em movimento é possível calcular a energia cinética utilizando a fórmula da (2.1):

$$E_c = \frac{m\bar{u}^2}{2} \quad (2.1)$$

Em que m (massa de ar) multiplicada por $\bar{u}$ (velocidade média do vento durante um intervalo de tempo apropriado). Para obter a potência do vento, é necessário diferenciar a energia cinética do vento em relação ao tempo, que é a (2.12):

$$P_{disp} = \frac{dE_c}{dt} = \frac{m\bar{u}^2}{2} \quad (2.2)$$

No entanto, apenas uma ínfima parte da energia eólica pode ser transformada em energia eléctrica. Quando o vento passa por uma turbina eólica faz girar as pás, resultando num caudal mássico de vento correspondente à (2.12):

$$\dot{m} = \rho A \bar{u} \quad (2.3)$$

Este caudal pode ser calculado utilizando a última fórmula em que ρ é a densidade do ar e A é a área varrida das pás. Substituindo Equação 2.2 pela Equação 2.3, pode exprimir-se a potência disponível no vento P_{disp} .

$$P_{disp} = \frac{\rho A \bar{u}^3}{2} \quad (2.4)$$

A análise da Equação (x) revela que, para obter uma maior potência eólica, é necessária uma maior velocidade do vento, um maior comprimento das pás para aumentar a área varrida e uma maior densidade do ar. Devido à potência cúbica da velocidade média do vento, uma pequena flutuação na velocidade do vento pode levar a uma mudança significativa na quantidade de energia eólica gerada.

Área de Varrimento da Pá

A fórmula 2.5 demonstra uma maneira de calcular a área de varrimento da pá da turbina eólica.

$$A = \pi[(l + r)^2 - r^2] = \pi l(l + 2r) \quad (2.5)$$

Neste caso, " l " representa o comprimento das pás e " r " representa o raio da pá a partir do rotor. Por conseguinte, duplicando o comprimento das pás eólicas, a área varrida pode aumentar até um fator de 4. Quando l é superior a $2r$, a área A que se observa na Figura 2.2 é aproximadamente igual a πl^2 .

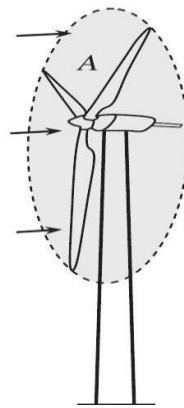


Figura 2.2 - Representação da área de varrimento da pá [9].

Densidade do ar

Outro parâmetro relevante que afeta diretamente a produção de energia eólica é a densidade do ar, que pode ser calculada a partir da Equação 2.6:

$$\rho = \frac{p}{RT} \quad (2.6)$$

Sendo que p é a pressão atmosférica local e R é a constante dos gases (287 J/kg-K para o ar) e T representa a temperatura atmosférica local em K . A Equação hidrostática (2.7) afirma que sempre que não há movimento vertical, a diferença de pressão entre duas alturas é causada pela massa da camada de ar:

$$dp = -\rho g dz \quad (2.7)$$

Onde g é a aceleração da gravidade. Combinando as duas últimas equações obtém-se a Equação 2.8:

$$\frac{dp}{p} = -\frac{g}{RT} dz \quad (2.8)$$

A aceleração da gravidade g diminui com a altura acima da superfície da Terra z :

$$g = g_0 \left(1 - \frac{4z}{D}\right) \quad (2.9)$$

Onde g_0 é a aceleração da gravidade no solo e D é o diâmetro da Terra. No entanto, para a aceleração da gravidade g , a variação da altura pode ser ignorada porque D é muito maior do que $4z$. Além disso, a temperatura é inversamente proporcional à altura. Assumindo que $\frac{dT}{dz} = c$, pode deduzir-se que:

$$p = p_0 \left(\frac{T}{T_0}\right)^{-g/cR} \quad (2.10)$$

Em que na Equação 2.10, p_0 e T_0 são a pressão atmosférica e a temperatura no solo, respetivamente. Combinando as equações (2.10) e (2.11), obtém-se:

$$\rho = \rho_0 \left(\frac{T}{T_0}\right)^{-(g/cR+1)} = \rho_0 \left(1 + \frac{cz}{T_0}\right)^{-(g/cR+1)} \quad (2.11)$$

Esta Equação indica que a densidade do ar diminui de forma não linear com a altura acima do nível do mar.

Densidade da potência eólica

A densidade da potência eólica é uma métrica muito importante para determinar a força do vento num determinado período de tempo e num determinado local. Ao ter em conta a densidade da potência eólica, podemos medir com precisão a quantidade de eletricidade potencial que pode ser gerada a partir da energia eólica. Por sua vez, Aa potência eólica é calculada com base na área varrida da turbina e na velocidade do vento no local elevada à potência de três. A Equação 2.13 fornece o cálculo da densidade da potência eólica [10].

$$P_w = \frac{1}{2} \rho A \int_0^{\infty} v^3 f(v) dv \quad (2.12)$$

A densidade da potência eólica está diretamente relacionada com a área de varrimento da turbina A , densidade ρ . Tanto a área como a densidade são considerados valores constantes, daí se encontrarem fora da integral. O cubo da velocidade do vento à altura do rotor no contexto da turbina eólica. A função $f(v)$ refere-se à distribuição de probabilidade, que é o último elemento necessário para completar a definição de densidade da potência eólica [11].

Por, muitas vezes, não haver soluções analíticas para o integral da Equação 2.12 é utilizada a integração numérica para calcular a densidade da potência eólica. A única exceção acontece para a distribuição de probabilidade de Rayleigh, como se pode verificar pela seguinte Equação [10].

$$P_w = \frac{3}{\pi} \rho c^3 \left(\frac{\pi}{4} \right)^{\frac{3}{2}} \quad (2.13)$$

O Laboratório Nacional de Energias Renováveis (NREL) fornece uma classificação científica para cada estação para determinar o potencial relativo de energia eólica com base nas velocidades do vento observadas registadas a uma altura de 50 m. A Tabela 2.1.

Tabela 2.1. Classes de potência eólica medidas a 50 m acima do solo de acordo com a classificação baseada na densidade de potência eólica do NREL [12]

fornece a classificação da potência eólica para cada classe de vento, através da distribuição de Rayleigh.

Tabela 2.1. Classes de potência eólica medidas a 50 m acima do solo de acordo com a classificação baseada na densidade de potência eólica do NREL [12]

Classificação do potencial do vento			
Classe do vento	Potencial do recurso	Densidade da potência do vento/W/m ²	Velocidade do vento/m/s
1	Pobre	0–200	0.0–5.9
2	Marginal	200–300	5.9 – 6.7
3	Justo	300–400	6.7–7.4
4	Bom	500–600	7.4–7.9
5	Muito bom	600–700	7.9–8.4
6	Excelente	700–800	8.4–9.3
7	Soberbo	> 800	> 9.3

A velocidade do vento correspondente a cada classe é a velocidade média do vento baseada na distribuição de probabilidade de Rayleigh da densidade média equivalente da potência do vento a 1500 m de altitude acima do nível do mar.

2.2.3 Velocidade do Vento

A velocidade do vento é uma característica essencial na produção de energia eólica. A sua variabilidade no tempo e no espaço é influenciada por vários fatores, como as condições geográficas e meteorológicas. Como a velocidade do vento está sujeita à aleatoriedade, são normalmente utilizados métodos estatísticos para processar os dados medidos da velocidade do vento.

As variações diurnas e noturnas da velocidade média do vento tendencialmente assumem a forma de ondas similares ao domínio das *funções seno*. Para mais, foi reportado por A. H. Siddiqi [13] que, com base em dados estatísticos calculados entre 1970 e 1984, as velocidades do vento no período diurnos são proporcionais à intensidade solar. Nos períodos noturnos, a forma curvilínea que se observa durante o dia diminui a sua amplitude e, por isso, a velocidade média do vento nessa altura é mais constante [14].

Um estudo em Sinden, na Inglaterra, realizado num espaço temporal de 33 anos, concluiu que a velocidade média mensal do vento coloca-se numa relação inversa com a temperatura média mensal, o que significa que a temperatura é mais elevada durante os meses de inverno e mais baixa durante os meses de verão tal como observado pela Figura 2.3. Já a velocidade do vento mais elevada é registada durante o mês de janeiro, enquanto a velocidade do vento mais baixa é registada em agosto [15].

No que diz respeito à variação anual da velocidade do vento, este é um aspeto extremamente dependente no que diz respeito à localização. Por essa razão, e neste contexto específico, não é possível estabelecer correlações entre outras localizações já estudadas [16].

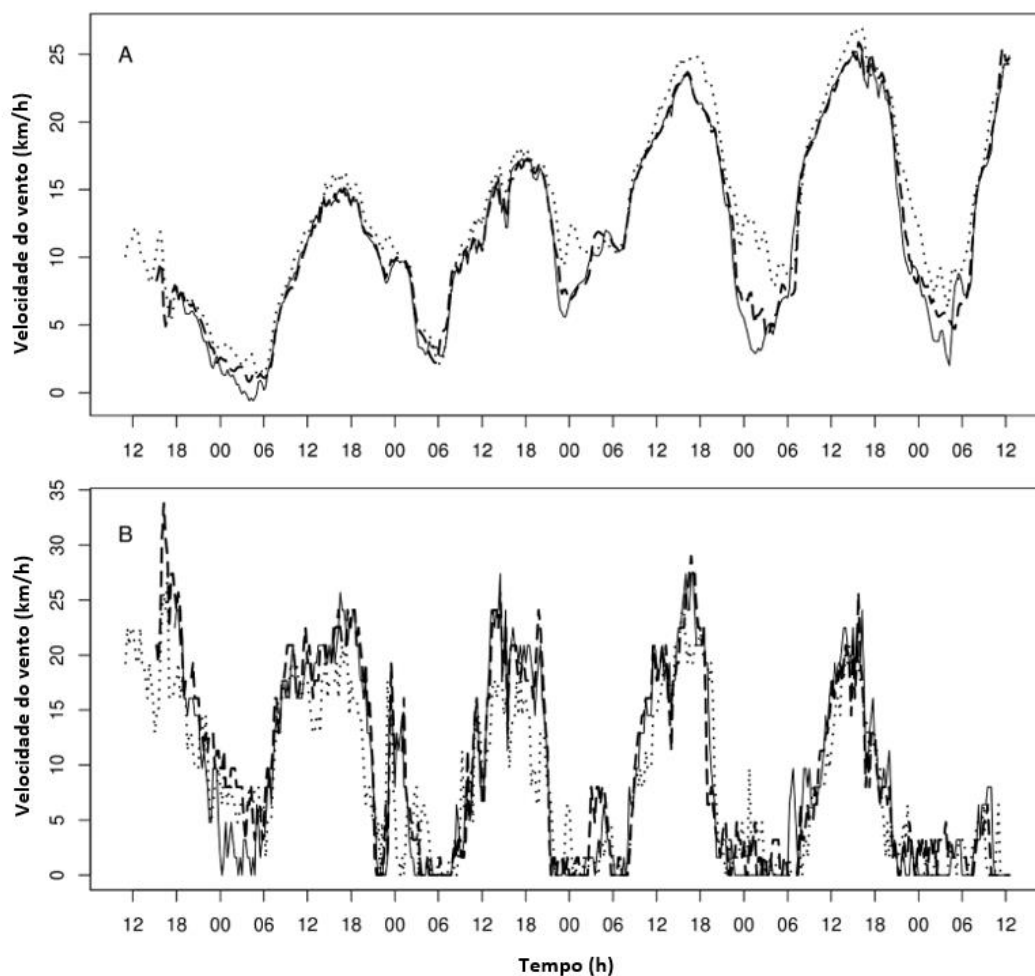


Figura 2.3 - Excerto de padrões diários de variação da temperatura e da velocidade do vento [17]

Função de distribuição de probabilidade Weibull

Há mais de 85 anos, Waloddi Weibull (1939) introduziu uma distribuição estatística que fornece uma descrição adequada das falhas observadas. A distribuição é agora comumente conhecida pelo seu nome [18].

A descrição da variação da velocidade do vento é crucial para a indústria eólica. Esta informação é necessária para que os projetistas de turbinas otimizem a concepção das mesmas e minimizem os custos de produção [19].

Pela Figura 2.4, percebe-se que o método da distribuição Weibull se aproxima das condições reais. A partir daí, poder-se-á obter a estimativa das condições do vento com grande precisão o que pode ser usado para a escolha do lugar adequado para o posicionamento dos aerogeradores.

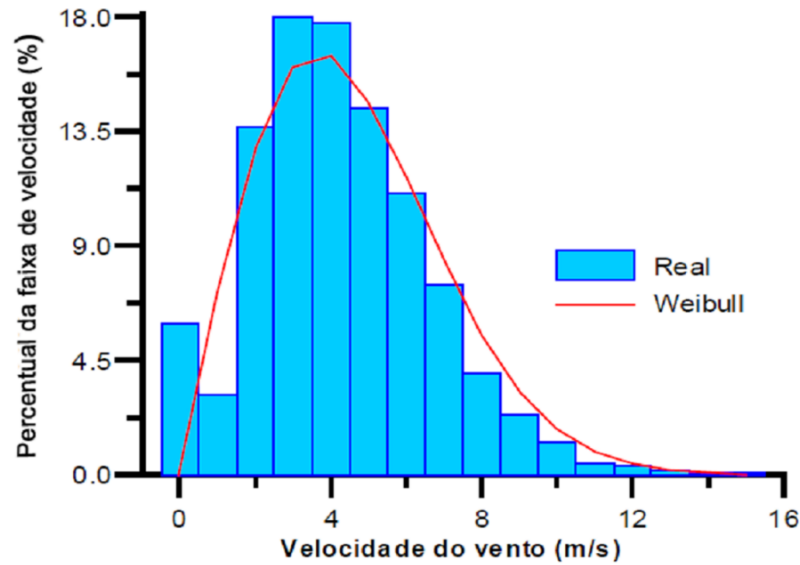


Figura 2.4 - Distribuição de probabilidade de ocorrência das velocidades do vento real e estimada [20]

A função de distribuição Weibull foi revista ao longo dos anos. Por essa razão, existem muitas formulações subsequentes; todavia, todas representam o mesmo conteúdo e partilham de ideias muito similares. Todas estas equações podem ser sintetizadas através de uma Equação transformada [18]. Uma versão adaptada para o contexto do presente do vento é a Equação 2.14:

$$f(v) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (2.14)$$

Em que k representa o parâmetro de forma adimensional, indicando o pico da distribuição do vento, e c representa o parâmetro de escala adimensional, indicando o nível de vento no local em causa. A função de distribuição cumulativa da velocidade v fornece a probabilidade de a velocidade do vento ser igual ou inferior a v .

2.2.4 Turbulência do vento

O conhecimento dos fundamentos da turbulência é crucial porque leva à geração de cargas aleatórias e flutuantes e à produção de energia, e causa tensões em toda a turbina, bem como na estrutura da torre [21]. A turbulência deve ser tida em conta para os seguintes objetivos:

- Previsão de cargas máximas;
- Excitação estrutural;
- Fadiga;
- Controlo;
- Qualidade da energia.

A turbulência do vento refere-se às flutuações da sua velocidade em curtos períodos de tempo, particularmente em relação à componente horizontal da velocidade. Num dado momento, a velocidade do vento $v(t)$ pode ser dividida em duas componentes distintas: a velocidade média $\bar{v}$ e a flutuação instantânea da velocidade $v'(t)$ como pode ser representado pela Equação 2.15:

$$v(t) = \bar{v} + v'(t) \quad (2.15)$$

Na seleção de locais para parques eólicos, a compreensão da intensidade da turbulência do vento é fundamental para manter uma produção consistente de energia eólica. A intensidade da turbulência do vento, denotada por I , da Equação 2.16, é definida como o rácio entre o desvio padrão, representado por σ_v e a velocidade média do vento, representada por $\bar{v}$:

$$I = \frac{\sigma_v}{\bar{v}} \quad (2.16)$$

Estas medições, efetuadas no mesmo ponto e calculadas como média durante o mesmo período de tempo, ajudam a garantir a estabilidade da produção eólica a longo prazo [22].

2.2.5 Rajadas de vento

Os ventos fortes e de curta duração, conhecidos como rajadas de vento, são medidos pela velocidade média do vento durante vários segundos.

O mecanismo de formação das rajadas de vento é complexo e envolve fatores que vão além da velocidade média do vento e da turbulência na camada limite. A rugosidade da superfície e a estabilidade atmosférica também afetam o processo de formação [23]

Uma rajada de vento é uma alteração de curto prazo na velocidade do vento que ocorre num campo de vento turbulento. Os parâmetros que definem a sua forma típica são ilustrados na Figura 2.5.

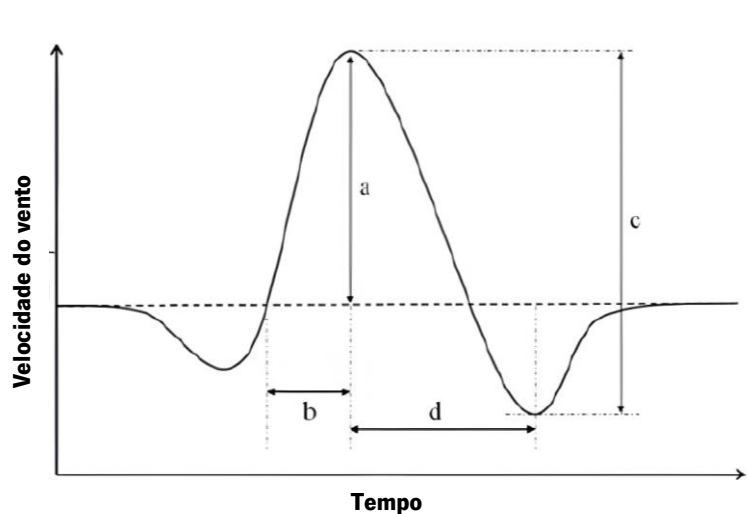


Figura 2.5 - Parâmetros caraterísticos de uma rajada de vento média [1].

O campo de fluxo de entrada com uma velocidade média de v é seguido por uma série de flutuações: um mergulho negativo, um pico positivo e outro negativo antes de estabilizar novamente. A amplitude relativa da rajada, α , é calculada como a diferença de velocidade entre $v - v_{m\acute{a}x}$. O tempo de subida da rajada, b , é definido como o período entre o início da rajada e o momento em que é atingida a velocidade máxima de $v_{m\acute{a}x}$. A variação máxima da rajada, c , é a diferença absoluta entre $v_{m\acute{a}x}$ e $v_{m\acute{i}n}$. O intervalo de tempo d é designado como a duração entre os instantes de velocidades máxima e mínima. Para avaliar a intensidade da rajada, pode utilizar-se o fator de rajada $G = v_{m\acute{a}x}/v$.

A previsão das rajadas de vento é crucial para o funcionamento seguro dos parques eólicos. Foram propostos vários métodos de previsão de rajadas de vento. Ao contrário das técnicas típicas implementadas na previsão meteorológica operacional, O. Brasseur [24] concebeu um novo método de previsão de rajadas de vento mais simplificado e de fácil uso. Outro estudo [25] indicou que a utilização de um fator de rajada, o mesmo referenciado no último parágrafo, é possível prever com autonomia e precisão as velocidades das rajadas de vento.

2.2.6 Direção do vento

Normalmente, na análise de dados eólicos, a previsão da direção do vento é essencial para o planeamento da instalação de turbinas eólicas ou de parques eólicos e para o posicionamento detalhado. Para representar a distribuição das velocidades do vento e a frequência das direções do vento, pode desenhar-se uma rosa dos ventos com base em observações meteorológicas.

A bússola está dividida em 16 setores, cada um abrangendo 22,5 graus do horizonte. Uma rosa dos ventos também pode ser desenhada com 8 ou 12 setores, mas os 16 setores são habitualmente a norma.

No caso da Figura 2.7, o diagrama anual da rosa dos ventos indica que os ventos predominantes são maioritariamente das direções norte-nordeste, nordeste e oeste-sudoeste. Assim, é de salientar que a área estudada demonstrou uma consistência relativamente à frequência do vento soprando nestas direções específicas. A Figura 2.7 ilustra padrões comparáveis sob a forma de uma rosa dos ventos anual baseada na energia.

A Figura 2.6 difere da Figura 2.7, na medida em que monitoriza a exposição temporal de uma localização em vez de monitorizar a energia. Isto traduz-se em resultados diferentes tendo em conta que uma direção que recebe vento em muita abundância e com pouca velocidade pode ser menos eficaz na produção de energia do que uma zona com menos exposição ao vento, mas com valores mais altos de velocidade. O ponto cardinal norte-Nordeste, na Figura 2.7, é dos que recebe mais tempo de exposição, mas pela Figura 2.6 conclui-se que não é muito eficaz no âmbito energético.

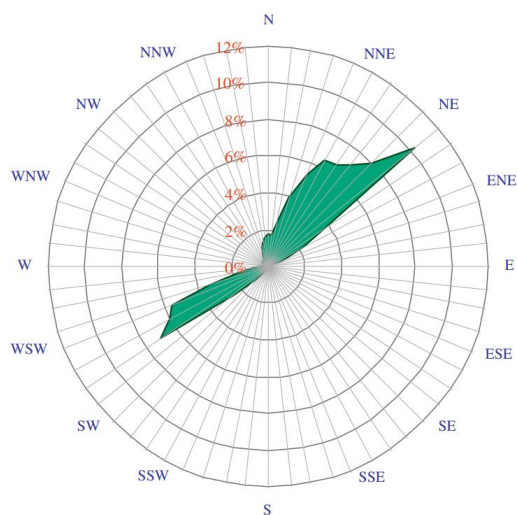


Figura 2.7 - Rosa dos ventos baseada na energia.

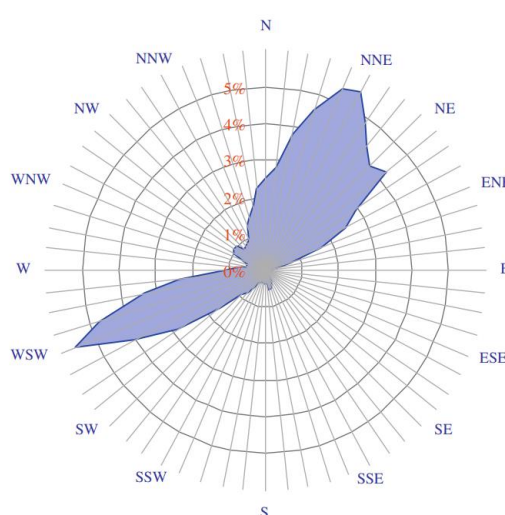


Figura 2.6 - Rosa dos ventos baseada no tempo.

É importante notar que os padrões de vento e o conteúdo energético podem variar, normalmente em cerca de 10% de ano para ano [26]. Por conseguinte, são necessárias observações de vários anos para obter uma média credível. Os planeadores de grandes parques eólicos baseiam-se normalmente num ano de medições locais. Depois, ajustam essas medições utilizando observações meteorológicas de longo prazo obtidas em estações meteorológicas próximas para obter uma média fiável de longo prazo [26].

De assinalar que a consulta de uma rosa dos ventos revela-se especialmente útil para a localização de turbinas eólicas, visto que, se uma parte significativa da energia potencial do vento provém de uma direção específica, é aconselhável minimizar as obstruções e manter um terreno nivelado nessa direção ao instalar as turbinas.

No caso destes exemplos, a fonte de energia primária provém do norte-nordeste, nordeste e oeste-sudoeste. Não há necessidade de se preocupar com obstáculos a noroeste ou sudeste das turbinas eólicas, uma vez que a energia do vento disponível nessas direções é mínima.

2.2.7 Efeito de cisalhamento do vento

O cisalhamento do vento é uma característica inerente à atmosfera. Alterações graves na velocidade do vento ao longo da altitude ou da distância representam uma ameaça significativa para os corpos que se encontram no ar. Por conseguinte, a necessidade de dados de cisalhamento nos 150 metros mais baixos da atmosfera terrestre é crucial [27].

O cisalhamento pode ser dividido nas seguintes formas: cisalhamento do vento, cisalhamento transversal do vento, cisalhamento parcial do vento e cisalhamento frontal do vento. A escala e a força do cisalhamento do vento de baixo nível estão intimamente relacionadas com as condições ambientais onde se encontram as turbinas eólicas. Dado que o fenómeno do cisalhamento do vento é um acontecimento de pequena probabilidade, o tempo de existência deste fenómeno atmosférico único é de apenas alguns minutos [28].

O cisalhamento do vento pode-se definir como diminuição da velocidade do vento à medida que nos aproximamos do solo [29]. O cisalhamento de baixo nível do vento desempenha um papel importante na concepção das turbinas eólicas. Por exemplo, uma turbina eólica com uma altura de rotor de 115 metros e um diâmetro de rotor de 170 metros regista uma velocidade de cisalhamento de 10 m/s quando a ponta da pá está na posição superior e de 6 m/s quando a ponta está na posição inferior. As forças que atuam sobre a pá do rotor são significativamente maiores quando posicionada na parte superior do que na parte inferior. A fórmula para o cálculo da velocidade de cisalhamento dispõe-se no formato da Equação 2.17:

$$v = \frac{v_{ref} \ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_{ref}}{z_0}\right)} \quad (2.17)$$

Em que v é a velocidade do vento à altura z acima do nível do solo:

- v_{ref} é velocidade de referência, ou seja, uma velocidade do vento que já conhecemos a altura;
- z a altura acima do nível do solo para a velocidade desejada " v ";
- z_0 o comprimento da rugosidade na direção atual do vento;
- z_{ref} = altura de referência, ou seja, a altura em que se conhece a velocidade exacta do vento v_{ref} [30].

2.3 Turbinas eólicas modernas

Nas últimas décadas, as modernas turbinas eólicas foram desenvolvidas como máquinas de conversão de energia que transformam a energia cinética do vento em energia mecânica, a qual, por sua vez, produz energia eléctrica.

Devido aos desenvolvimentos tecnológicos mais recentes, registaram-se progressos notáveis na concepção das turbinas eólicas. Estima-se que os avanços na aerodinâmica, na dinâmica estrutural e na meteorologia, poderiam levar a um aumento anual de 5% no rendimento energético das turbinas eólicas [31].

Foram desenvolvidos e construídos vários conceitos de turbinas eólicas para maximizar a produção de energia eólica, minimizar o custo da turbina e aumentar a eficiência e a fiabilidade da turbina.

2.3.1 Principais componentes

Uma turbina eólica é composta por cinco partes principais e muitas partes secundárias. Os componentes principais são a torre, rotor e pás, a carcaça, caixa de velocidades e o gerador como se vê na Figura 2.8.

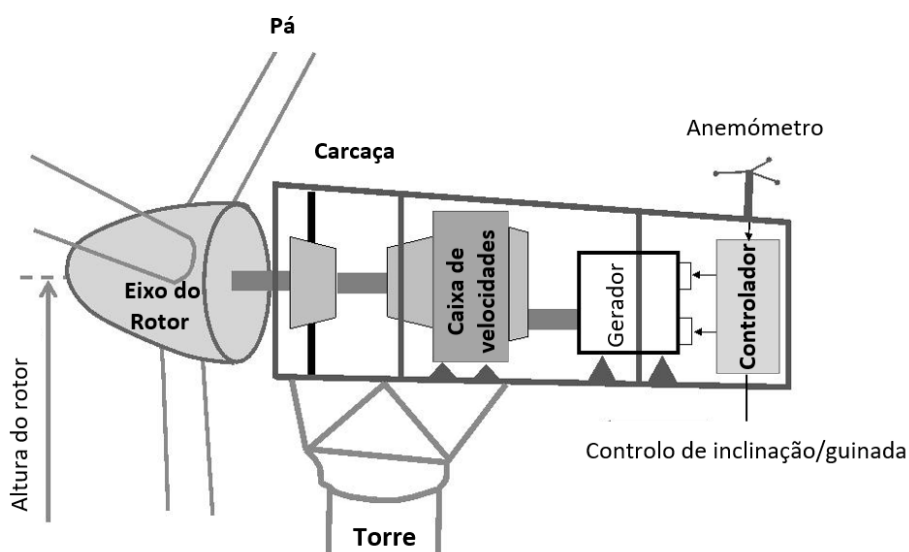


Figura 2.8 - Componentes principais da turbina eólica em estudo (Adaptada de [32]).

Torre

Este componente é a maior secção da turbina eólica e fornece suporte para as restantes partes. A sua função inclui o posicionamento da Nacelle, que se situa no topo da estrutura.

Normalmente, estes componentes são construídos em forma cónica (utilizando aço ou betão) ou sob a forma de treliças (feitas de aço galvanizado).

Rotor e pás

O rotor é o componente rotativo de uma turbina e é composto por um cubo central que liga três pás. Embora três pás representem o design padrão, as turbinas podem variar no número de pás.

O rotor de três pás apresenta vantagens, incluindo uma eficiência ótima. As pás são construídas com um material compósito leve, mas durável, o que as torna ocas e não particularmente robustas. Existe uma tendência para criar pás cada vez maiores (para gerar mais potência), mais leves e mais duradouras. Para fins aerodinâmicos, as pás de uma turbina são concebidas com a forma de um aerofólio, semelhante ao das asas de um avião. Além disso, não são planas e possuem uma torção ao longo do seu eixo. As pás têm a capacidade de rodar até 90° em torno do seu eixo [33].

O eixo do rotor serve para segurar firmemente as pás no lugar, ao mesmo tempo que lhes permite rodar em relação ao resto do corpo da turbina.

Carcaça

A carcaça é o componente que se encontra no topo da torre de uma turbina eólica. A sua forma é tipicamente cilíndrica, com um diâmetro que varia entre 8 e 15 metros e um comprimento de aproximadamente 10 metros. No interior da Nacelle encontram-se o gerador, a caixa de velocidades e outros elementos cruciais necessários para converter a energia eólica em eletricidade.

Caixa de velocidades

A unidade de tração é composta pelo rotor, rolamento principal, veio principal, caixa de velocidades e gerador. O sistema de transmissão converte a rotação de baixa velocidade e elevado binário do rotor da turbina (conjunto de pás e cubo) em energia elétrica.

Gerador

O gerador é acionado pelo veio de alta velocidade. Os enrolamentos de cobre giram através de um campo magnético no gerador para produzir eletricidade. Alguns geradores são acionados por caixas de velocidades como é o caso da Figura 2.8, e outros são de acionamento direto, em que o rotor é ligado diretamente ao gerador.

Controlador

Em geral, o sistema de controlo da turbina eólica inclui sensores, atuadores e um sistema tecnológico que inclui um diversificado sistema de *hardware* e *software*. Este sistema processa os sinais de entrada dos sensores e gera sinais de saída para os atuadores. Exemplo de sensores utilizados seriam: anemómetro, sensores de carga, sensor de velocidade de rotação do rotor, entre outros.

2.3.2 Aerodinâmica da turbina eólica

Como anteriormente referido, o objetivo de uma turbina eólica é converter a energia cinética do vento em energia elétrica. A potência disponível do vento (P_v), que é a energia cinética, passa pela área (A) perpendicular à velocidade do vento, aqui representada por V_o , em que ρ representa a densidade do ar define-se pela Equação 2.18:

$$P_v = \frac{1}{2} \rho v_o^3 A \quad (2.18)$$

Esta Equação é fundamental na análise da energia eólica e apresenta uma forte dependência cúbica não linear da velocidade do vento. Por exemplo, quando a velocidade do vento duplica, a potência disponível aumenta oito vezes. Assim, destaca-se a velocidade do vento ambiente como o principal fator no cálculo da energia eólica.

Ao estudar a aerodinâmica de uma turbina eólica, é comum utilizar a *teoria do disco atuador* – uma teoria unidimensional do momento linear estabelecida por Albert Betz – para descrever o processo de extração de energia. Esta teoria simplifica o fluxo de vento e da turbina num único volume de controlo, modelando a turbina como um disco atuador permeável com um diâmetro equivalente [34]. Nessa teoria assume-se o seguinte [21]:

- Escoamento de fluido homogéneo, incompressível e em estado estacionário;
- Sem arrastamento por fricção;
- Um número infinito de pás;
- Impulso uniforme sobre a área do disco ou do rotor;
- Uma esteira não rotativa;
- A pressão estática a montante e a jusante do rotor é igual à pressão estática ambiente sem perturbações.

Apresenta-se na Figura 2.9 um esboço do comportamento do par turbina-vento:

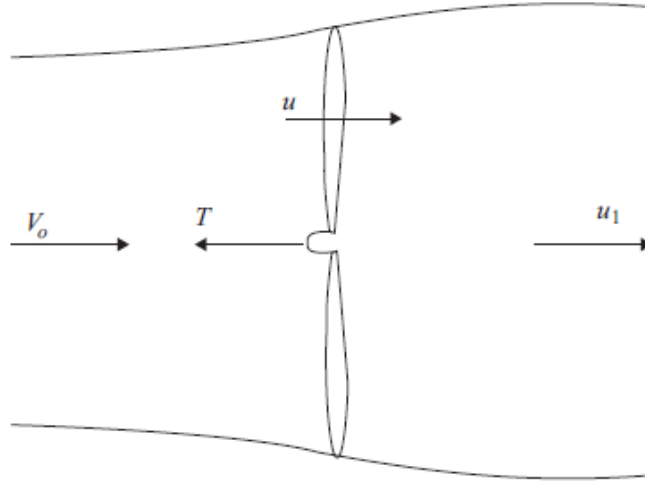


Figura 2.9 – Esboço das forças presentes no escoamento do vento pela turbina.

A velocidade do vento através do rotor diminui de v_o , a montante, para v , no plano do rotor e, eventualmente, para v_1 , a jusante do rotor.

A eficiência aerodinâmica disponível (2.19), é definida como a fração entre a potência real produzida pela turbina (P_t) e a potência disponível. A esta fração dá-se o nome de coeficiente de potência (C_p).

$$C_p = \frac{P_t}{\frac{1}{2}\rho v_o^3 A} = \frac{\text{Potência do rotor}}{\text{Potência no vento}} \quad (2.19)$$

Devido à presença de múltiplas perdas aerodinâmicas nos sistemas de turbinas eólicas, incluindo perdas em toda a extensão da pá, no perfil da turbina e na sua rotação, o coeficiente de potência real C_p é significativamente inferior ao seu limite teórico, variando geralmente entre 30 e 45%.

Tal como a potência, o impulso de uma turbina eólica pode ser caracterizado por um coeficiente de impulso da Equação 2.20:

$$T = \frac{1}{2}\rho A v_o^2 [4a(1 - a)] \quad (2.20)$$

Para extrair a energia cinética do vento é imperativo conceber um rotor que gere uma força a montante, conhecida como o impulso T , que diminui a velocidade do vento atrás do rotor, como ilustrado na Figura 10. As linhas de fluxo de ar que separam o vento que passa pelo rotor daquele que passa por ele estão a expandir-se devido à conservação da massa, conforme ilustrado na mesma figura [35].

Assim o impulso axial T pode ser definido por:

$$T = \frac{1}{2} \rho A v_o^2 [4a(1 - a)] \quad (2.21)$$

Onde o fator de indução axial, a , é definido como a diminuição da velocidade do vento entre a corrente de ar livre e o plano do rotor, em que o plano do rotor está delimitado pela sua área A [36].

2.3.3 Eficiência na extração da potência eólica

Na segunda fase, a energia mecânica aproveitada pelas turbinas eólicas é transformada em energia elétrica através das turbinas eólicas. Vários fatores determinam a eficiência da conversão nesta fase, incluindo a eficiência da caixa de velocidades.

As perdas de potência numa caixa de velocidades (η_{caixa}) podem ser divididas em perdas dependentes da carga e perdas em vazio. O atrito entre os dentes da engrenagem e as perdas nos rolamentos contribuem para as primeiras, enquanto as perdas em vazio são causadas pela agitação do óleo, pelo vento e pelas perdas nos vedantes do veio. As caixas de engrenagens planetárias são frequentemente utilizadas em turbinas eólicas devido à sua maior eficiência na transmissão de potência em comparação com as caixas de engrenagens tradicionais [37].

A eficiência do gerador (η_{gera}) refere-se a todas as perdas mecânicas e elétricas num gerador de turbina eólica, incluindo perdas derivadas de materiais como cobre e ferro, perdas de carga, perdas de vento e fricção e outras perdas diversas [38].

A eficiência elétrica (η_{ele}) inclui todas as perdas combinadas de energia elétrica no conversor, nos comutadores, nos controlos e nos cabos [37].

Assim, a eficiência total da conversão de energia eólica em eletricidade (η_t) pode ser expressa como:

$$\eta_t = C_p \eta_{caixa} \eta_{gera} \eta_{ele}$$

Através da combinação destes parâmetros consegue-se calcular a potência efetiva de saída de uma turbina eólica, ou seja, o valor estimado para alimentação de uma rede.

$$P_{efe} = C_p \eta_{caixa} \eta_{gera} \eta_{ele} P_{disp} = \eta_t P_{disp} = \frac{1}{2} \eta_t \rho V_o^3 A$$

2.3.4 Limite de Lanchester-Betz

De acordo com Betz, o coeficiente de potência máximo atingível para uma turbina eólica convencional é $C_p = 16/27$, equivalente a 59% de eficiência na extração de energia do vento [39].

Uma eficiência de 100% ou superior é inatingível tendo em conta que é um fluido que não tem a propriedade de ser sempre constante. Se toda a energia cinética fosse extraída, o fluxo de ar seria

completamente interrompido e não haveria velocidade restante para manter o fluxo em constante extração para jusante da turbina eólica em questão, independentemente da tecnologia específica da turbina eólica. O nível mais elevado de eficiência de extração é atingido quando se consegue um equilíbrio ótimo entre o maior abrandamento do vento que permita um fluxo suficientemente rápido através da turbina [40].

No cenário mais simples, uma turbina eólica gera energia apenas diminuindo a velocidade do vento. Assumindo a presença de apenas componentes de velocidade axial ao longo da direção do vento, podemos derivar fórmulas simples.

As equações (2.22), (2.23) e (2.24) mostram a transformação da Equação base energia em Potência fornecida e Potência removida:

$$E = \frac{1}{2}mv^2 \quad (2.22)$$

$$P = \dot{E} = \frac{1}{2}\dot{m}v^2 \quad (2.23)$$

$$P_T = \dot{E} = \frac{1}{2}\dot{m}(v_1^2 - v_3^2) \quad (2.24)$$

Através da Equação (2.25) que corresponde à *Lei de Froude* e da Equação (2.26) que corresponde ao *Fluxo de massa*, podemos substituir termos na Equação (2.24):

$$v_2 = \frac{1}{2}(v_1 + v_3) \quad (2.25)$$

$$\dot{m} = \rho A v_2 \quad (2.26)$$

Chegando ao resultado final, como podemos ver pela Equação (2.27):

$$P_T = \frac{1}{2}\rho A v_1^3 \left(\frac{1}{2} \left(1 + \frac{v_3}{v_1} \right) \cdot \left(1 - \left(\frac{v_3}{v_1} \right)^2 \right) \right) \quad (2.27)$$

Pela Figura 2.10 que a seguir se apresenta, consegue visualizar-se os três momentos distintos que são considerados no cálculo das equações seguintes: velocidade a montante (v_1), o momento em que atravessa a turbina (v_2) e a jusante (v_3):

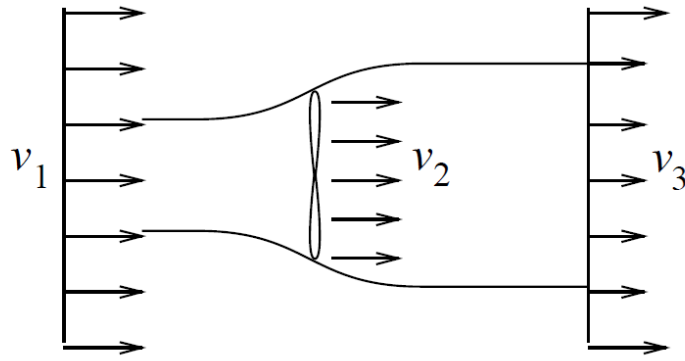


Figura 2.10 - Perfis da velocidade em três zonas diferentes do escoamento.

O coeficiente de potência máxima, ou seja, o limite de Betz [40] resulta na Equação (2.28):

$$c_p^{\text{Betz}} = \frac{16}{27} = 0,5926 \quad (2.28)$$

Este valor é o coeficiente de potência do rotor máximo teoricamente possível. Na prática, três efeitos levam a uma diminuição do coeficiente de potência máxima alcançável, que são :

- A rotação da esteira de vento atrás do rotor;
- O número finito de pás e perdas na ponta associadas;
- A resistência aerodinâmica não nula.

O Fator de Capacidade (CF) é uma métrica crucial para medir a eficiência da energia eólica, uma vez que representa a fração da capacidade de produção instalada que está efetivamente a gerar energia. O fator de capacidade apresenta-se na Equação (2.29):

$$CF = \frac{E_{\text{real}}}{E_{\text{ideal}}} = \frac{\text{tempo} \cdot \bar{P}}{\text{tempo} \cdot P_n} = \frac{\bar{P}}{P_n} \quad (2.29)$$

Nesta Equação, o Fator de Capacidade traduz-se no rácio entre a média da energia realmente gerada (P) e a energia que poderia potencialmente ser gerada caso o sistema se encontrasse em circunstâncias ambientais perfeitas (P_n).

Ao mencionar a potência nominal é uma maneira equivalente de se referir à potência máxima que a turbina pode gerar em condições favoráveis. Este dado pode ser adquirido nas informações dadas pela fabricante da turbina eólica. Este dado geralmente é fornecido através de uma curva de potência em que a nominal é a região constante mais elevada, como se verifica pela região 3 da Figura 2.11:

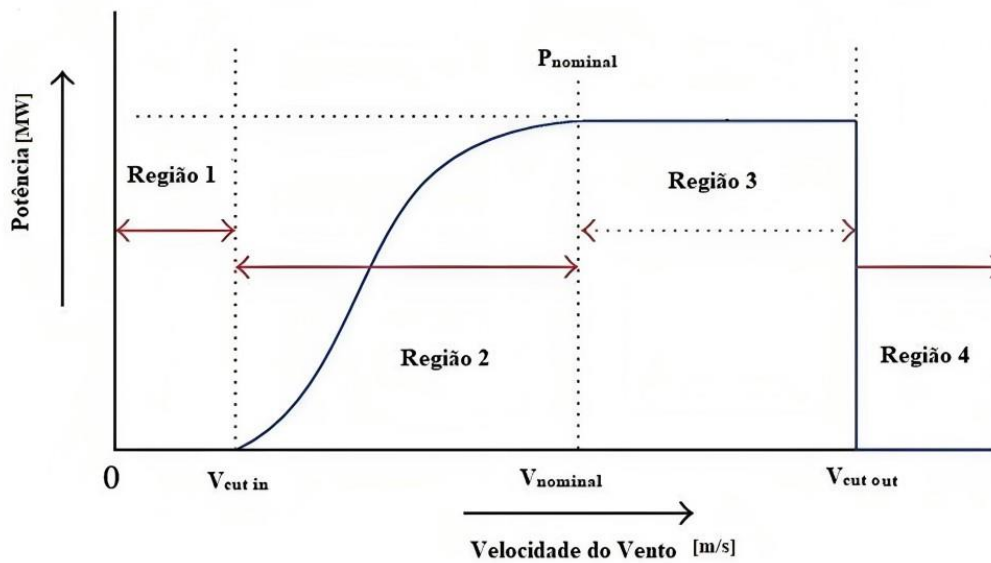


Figura 2.11 - Curva de potência em função da velocidade do vento. [41]

Assim, a produção anual total de energia pode ser calculada multiplicando a potência nominal (P_n) da turbina por uma duração de um ano e pelo fator de capacidade como se vê na Equação (2.30).

$$E_{\text{real}} = P_n \cdot \text{Tempo}_{\text{eficaz}} = P_n \cdot \text{Tempo} \cdot CF \quad (2.30)$$

Para um projeto financeiramente viável, o CF varia normalmente entre 30%, aumentando para cerca de 50% em zonas com recursos eólicos abundantes [42]. O CF é estabelecido com base nas características da turbina e da localização. Este facto realça a importância da meteorologia e da climatologia do vento na previsão da energia eólica e na avaliação dos recursos, destacando a relação entre a produção de energia e a variabilidade do vento.

2.3.5 Controlos da turbina eólica

Os avanços na tecnologia das turbinas eólicas têm progredido de forma consistente nos últimos 40 anos, com o desenvolvimento de quatro a cinco gerações de turbinas eólicas e um aumento da capacidade de produção de energia de 100 vezes [43]. Nas turbinas eólicas, é crucial controlar e restringir a potência mecânica transformada a velocidades de vento elevadas, uma vez que a potência do vento varia com o cubo da velocidade do vento. Além disso, é imperativo otimizar a captação de energia do vento abaixo da produção máxima de energia.

Diferentes métodos de controlo podem otimizar ou limitar a produção de energia de uma turbina eólica. A velocidade do gerador, o ajuste do ângulo das pás e a rotação de toda a turbina podem ser controlados. O controlo da inclinação e da guinada refere-se ao ajuste do ângulo de ataque das pás e à rotação da turbina como um corpo só, respetivamente. A Figura 2.12 mostra o ajuste da inclinação e da guinada.

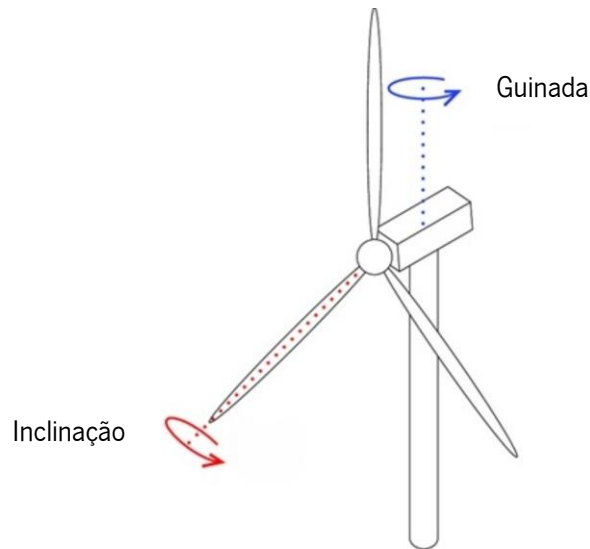


Figura 2.12 - Opções de controlo da turbina eólica [44].

O sistema de controlo das pás faz rodá-las no seu eixo longitudinal. Um atuador elétrico ou hidráulico opera o sistema a partir do interior do cubo. O sistema ajusta as pás simultaneamente para o valor necessário, alterando assim a capacidade de captação de energia para um intervalo entre os valores mínimo e máximo possíveis. Consequentemente, isto altera o valor do coeficiente de potência (C_p).

Existem dois tipos de controlo de perda em turbinas eólicas: passivo e ativo. O método passivo utiliza um sistema de controlo simples que inclui uma turbina com pás fixas. Quando a velocidade do vento é elevada, as pás geram turbulência, o que resulta numa perda de energia disponível para ser aproveitada. No entanto, a turbina fica protegida de potenciais danos por excesso de velocidade. Quando é utilizado o controlo ativo de perda, tipicamente utilizado em turbinas maiores com mais de 1 MW de potência, as pás rodam no seu eixo, ao que se chama controlo da inclinação [45]. Um controlador ajusta o ângulo de ataque das pás, fazendo com que elas mudem de ângulo quando o gerador funciona acima da sua potência nominal. Isto cria uma perda aerodinâmica do excesso de energia eólica. Em comparação com o controlo passivo de perda, o controlo ativo de perda permite um controlo mais preciso da potência e permite que as turbinas funcionem nos seus níveis de potência especificados, independentemente da velocidade do vento [46].

2.4 Vantagens do aproveitamento do potencial eólico

O impacto ambiental da energia eólica é baixo em relação às centrais hidroelétricas, levando em consideração à área mobilizada para a construção do reservatório e baixo comparado com as termoelétricas, devido à queima de combustíveis fósseis. A sua interferência mais significativa é o seu impacto visual na paisagem.

A ocupação territorial do parque eólico é reduzida e compatível com outras atividades como pecuária e agricultura, não prejudicando outras atividades económicas da região.

No plano político, é possível reduzir a emissão de CO_2 , de acordo com o protocolo de Kyoto assinado em 1997 e dos tratados subsequentes. Também se verifica a redução da dependência de utilização de energia de fontes estrangeiras, tais como carvão, gás e petróleo. Neste ponto, a energia eólica é competitiva financeiramente em relação às fontes tradicionais presentes nos empreendimentos de geração de energia.

A complementaridade entre os regimes hídricos e eólico foi observada em algumas regiões, em especial no Nordeste do Brasil [47]. Neste contexto, os períodos de baixa intensidade pluviométrica coincidem com períodos com maior intensidade na velocidade do vento. Assim, quando as centrais hidroelétricas estão com baixa produtividade energética, devido à baixa vazão dos rios e diminuição dos índices pluviométricos, as usinas eólicas compensam sendo mais produtivas por conta de maior velocidade do vento, complementando assim o sistema de geração de energia elétrica.

2.5 Dinâmica de Fluidos Computacional

A Dinâmica de Fluidos Computacional (CFD) é um domínio da mecânica de fluidos que utiliza análises numéricas e algoritmos para resolver problemas de escoamento de fluidos. Através da utilização de computação de alto desempenho, o CFD permite a simulação de interações de fluidos com superfícies que são determinadas por condições de fronteira. No domínio da energia eólica, o CFD desempenha um papel fundamental como instrumento crucial para a simulação e compreensão da dinâmica do fluxo de vento na proximidade de turbinas eólicas, especialmente em paisagens complexas.

Numa análise retrospectiva, o presente e o futuro de cada objeto, um modelo CFD (Dinâmica de Fluidos Computacional) como este, pode prever velocidades do vento a longo prazo ou determinar as condições iniciais do vento num curto espaço temporal.

Do ponto de vista da implantação dos parques eólicos, Zhang [48] sugere que devem ter uma distância mínima de cinco diâmetros de rotor entre as turbinas na direção predominante do vento. Estes valores dependem fortemente do comprimento da rugosidade, que tem um impacto mínimo em áreas aquáticas. É certo que existe uma vasta investigação sobre os fluxos de vento em terra, mas há menos investigação sobre fluxos em áreas florestais, que será preponderante para o trabalho. O CFD, em vez de um modelo linear simplista, é uma aplicação fiável que tem em conta as interações vento-vegetação. Segue-se em baixo a Tabela 2.2 que exemplifica os valores utilizados da rugosidade consoante a vegetação:

Tabela 2.2 - Tabela da rugosidade do terreno.

Caraterísticas da superfície do terreno	Rugosidade do terreno, z_0 [m]
Florestas e áreas urbanas	0,7 – 1,0
Subúrbios e cinturões de abrigo	0,3 – 0,5
Terras agrícolas com aspeto fechado, muitas árvores, arbustos	0,1
Terras agrícolas com um aspeto descampado	0,02 – 0,05
Áreas de relva cortada e pistas de aeroporto	0,01
Superfícies de neve lisa	0,0003
Superfícies de areia lisa	0,0002

CFD tem por norma utilizar técnicas como a Equação de Navier-Stokes que pode ser dada em diversas formas para resolver problemas de fluidos. Em baixo segue a forma vetorial na Equação (2.31).

$$\frac{\partial u}{\partial t} + u \cdot \nabla u = g - \frac{1}{\rho} \nabla p + \nu \nabla^2 u, \quad (2.31)$$

Comparativamente à forma vetorial incompressível, as equações representadas em baixo atribuem a característica cartesiana à Equação. As equações (2.32) a (2.34) podem descrever o comportamento de qualquer fluido newtoniano.

$$\frac{\partial u}{\partial t} + u \frac{\partial u}{\partial x} + v \frac{\partial u}{\partial y} + w \frac{\partial u}{\partial z} = g_x - \frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial x} + \nu \left(\frac{\partial^2 u}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 u}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 u}{\partial z^2} \right), \quad (2.32)$$

$$\frac{\partial v}{\partial t} + u \frac{\partial v}{\partial x} + v \frac{\partial v}{\partial y} + w \frac{\partial v}{\partial z} = g_y - \frac{\partial p}{\partial y} + \nu \left(\frac{\partial^2 v}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 v}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 v}{\partial z^2} \right), \quad (2.33)$$

$$\frac{\partial w}{\partial t} + u \frac{\partial w}{\partial x} + v \frac{\partial w}{\partial y} + w \frac{\partial w}{\partial z} = g_z - \frac{\partial p}{\partial z} + \nu \left(\frac{\partial^2 w}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 w}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 w}{\partial z^2} \right). \quad (2.34)$$

Tal como x, y, z está para o sistema de coordenadas cartesiano, u, v, w está para o sistema cartesiano de velocidade em que: t é tempo; p é pressão; μ é viscosidade e $g_{x,y,z}$ é o termo fonte.

Média de Reynolds da Equação de Navier- Stokes

O método de Reynolds-Averaged Navier-Stokes (RANS) é a abordagem mais eficiente da dinâmica de fluidos computacional (CFD). A descrição inicial deste fenómeno foi feita em 1895 por Osborne Reynolds. O movimento médio no tempo é utilizado, resultando no surgimento de um novo parâmetro chamado tensão de Reynolds. Os métodos RANS calculam essa quantidade empregando um modelo de viscosidade de Foucault ou um modelo de tensão de Reynolds. Os modelos de viscosidade de Foucault apresentam uma gama de complexidade que vai desde modelos algébricos até modelos de duas equações. Os modelos de duas equações normalmente utilizados em aplicações de turbinas eólicas são os modelos k - ϵ , k - ω e k - ω SST. Estes modelos descrevem a energia cinética da turbulência por unidade de massa (ou energia cinética específica da turbulência) como k , a dissipação específica como ϵ , e a taxa de dissipação específica como ω [49].

A abordagem de Reynolds-Averaged Navier-Stokes (RANS) tornou-se a mais prevalente no estudo de turbinas eólicas, predominantemente devido à sua rápida velocidade de cálculo. São utilizados vários modelos de turbulência.

Os modelos de turbulência mais frequentemente mencionados na literatura académica são os modelos de duas equações k - ϵ , k - ω e k - ω SST. O custo computacional dos RSMs significa que são utilizados com menos frequência. Nos primórdios da implementação da CFD para problemas de turbinas, a abordagem disponível era limitada pelas capacidades computacionais insuficientes da altura. No entanto, atualmente já não é esse o caso [49]

Modelo k - ϵ

O modelo k - ϵ (k -epsilon) é muito popular devido à sua resiliência e simplicidade. O modelo é um sistema de duas equações que calcula a transmissão da energia cinética da turbulência (k) e sua taxa de dissipação (ϵ). O modelo assume que a turbulência exibe isotropia e homogeneidade, tornando-o aplicável a um amplo espectro de cenários de engenharia, especialmente aqueles caracterizados por altos números de Reynolds e fluxos turbulentos. No entanto, ao modelo k - ϵ são associadas frequentemente dificuldades em prever com precisão fenómenos junto às paredes e escoamentos com gradientes de pressão intensos, separação ou geometrias complexas. Embora existam várias restrições, o facto de ser fácil de implementar e ter um custo computacional relativamente baixo, tornou-o numa escolha popular no âmbito industrial.

Modelo k - ω

O modelo k - ω (k -omega), semelhante ao modelo k - ϵ , é um modelo de duas equações que calcula os valores da energia cinética da turbulência (k) e da taxa de dissipação específica (ω). O modelo é reconhecido pela sua excecional precisão na previsão de turbulência próxima da parede e de escoamentos com gradientes de pressão desfavoráveis, o que o torna particularmente adequado para escoamentos na camada limite e

escoamentos de transição, em comparação com o modelo $k-\varepsilon$. O modelo $k-\omega$ é suscetível a variações nas condições de fluxo livre, o que pode afetar a precisão das previsões em escoamentos de cisalhamento livre. A suscetibilidade do modelo $k-\omega$ de base às circunstâncias iniciais e de fronteira pode ser uma desvantagem em certas aplicações práticas, mas o seu tratamento melhorado das regiões próximas da parede torna-o vantajoso para aplicações que necessitem de um exame metódico das camadas limite.

Modelo $k-\omega$ SST

O modelo $k-\omega$ para a simulação do fenómeno de Shear Stress Transport (SST) é um modelo de turbulência que incorpora as características favoráveis dos modelos $k-\varepsilon$ e $k-\omega$. O modelo SST $k-\omega$, desenvolvido por Menter, emprega a formulação $k-\omega$ na região próxima da parede e transita suavemente para a formulação $k-\varepsilon$ na região de fluxo livre. Este modelo assegura previsões precisas para um amplo espectro de condições de escoamento. A estratégia de combinação empregue no modelo SST $k-\omega$ permite-lhe gerir eficazmente os escoamentos de camada limite e de corte livre, aumentando assim a precisão das simulações que envolvem separação de escoamentos, gradientes de pressão adversos e geometrias complexas. O modelo SST $k-\omega$ é frequentemente utilizado em aplicações industriais de CFD devido à sua forte resiliência e precisão, apesar de exigir mais recursos computacionais do que o modelo $k-\varepsilon$ normal.

O modelo $k-\omega$ SST apresenta problemas de exatidão comparáveis aos dos modelos $k-\omega$ e $k-\varepsilon$ em que se baseia. O problema com estes modelos reside na sua dependência do método Boussinesq. A hipótese de Boussinesq é considerada insuficiente e inválida para escoamentos que exibem variações abruptas na taxa de deformação média, rotação e efeitos tridimensionais, todos eles presentes na esteira das turbinas eólicas.

Simulações de Grandes Escalas (LES)

A Simulação LES é mais hábil no tratamento de escoamentos turbulentos instáveis e anisotrópicos do que a RANS. No entanto, necessita de uma maior quantidade de recursos de processamento. A utilização do LES tem crescido a par do aumento das capacidades computacionais. LES, abreviatura de “Big Eddy Simulation”, é um método computacional em que remoinhos mais pequenos, que são mais pequenos do que o tamanho da grelha, são representados utilizando um modelo à escala da sub-rede (SGS). Esta técnica baseia-se na premissa de que os remoinhos mais pequenos possuem um atributo mais ou menos omnipresente que não depende da forma do movimento do fluido [49]. A diferenciação entre o resolvido e o modelado é conseguida através da aplicação de uma função de filtragem às equações de Navier-Stokes. Isto introduz um novo conceito conhecido como a tensão SGS, que se assemelha ao tensor de tensão de Reynolds utilizado na abordagem RANS. O cálculo desta tensão é necessário, e existe uma vasta gama de modelos à sua disposição.

Embora existam modelos específicos disponíveis, também é possível utilizar modelos de turbulência concebidos para a aplicação de Reynolds-averaged Navier-Stokes (RANS), tais como os modelos $k-\epsilon$ e $k-\omega$. No entanto, é de notar que esta abordagem pode ainda encontrar dificuldades relacionadas com a Hipótese de Boussinesq. No entanto, a utilização destas técnicas está limitada a turbilhões de pequena escala, o que atenua a extensão dos estrangulamentos reportados. Rethoré [50] demonstrou que, ao reduzir o tamanho da célula para um valor suficientemente pequeno, as imprecisões introduzidas pelo modelo $k-\epsilon$ e pela noção de viscosidade tornavam-se insignificantes.

Devido à crescente potência computacional e acessibilidade, o método Large Eddy Simulation (LES), é cada vez mais utilizado em aplicações de turbinas eólicas. O método LES é mais eficaz na gestão de escoamentos turbulentos anisotrópicos instáveis do que o método RANS, embora isso implique um aumento dos custos de computação.

Detached Eddy Simulation (DES)

A DES é uma técnica de modelagem de turbulência que combina aspetos de RANS e de LES. Introduzida pela primeira vez por Spalart [51], a DES procura capitalizar as vantagens da RANS e da LES, empregando a modelação RANS nas fronteiras sólidas, onde é necessária uma resolução detalhada, e a LES na região central do escoamento, onde predominam os turbilhões maciços. Esta metodologia permite que se reproduza eficazmente fluxos turbulentos em geometrias complexas e se represente com precisão estruturas instáveis significativas que são frequentemente ignoradas pelos modelos RANS.

A utilização do DES demonstrou benefícios notáveis em aplicações como simulações aerodinâmicas de veículos, onde a precisão das previsões junto às paredes e a capacidade de antecipar a esteira detalhada são de grande importância. Tem sido utilizado com sucesso na análise da aerodinâmica de aeronaves, na conceção de automóveis e na engenharia eólica, oferecendo uma compreensão mais abrangente das estruturas do escoamento em comparação com o método RANS.

No entanto, o DES não está isento dos seus desafios. A mudança da região de RANS para a região de LES pode levar a inconsistências e erros, especialmente em escoamentos em que há uma separação significativa da camada limite. Além disso, a implementação da DES requer recursos computacionais significativos, restringindo assim a sua aplicação a ambientes de computação de elevado desempenho. Embora enfrentando estas dificuldades, o DES continua a ser um instrumento valioso na modelação da turbulência, proporcionando um equilíbrio prático entre a precisão do LES e a eficácia do RANS para várias aplicações de engenharia.

2.6 Softwares de modelação e simulação

A escolha do software certo para a Dinâmica de Fluidos Computacional (CFD) é crucial para resolver com precisão as equações de Navier-Stokes e simular as interações dos fluidos. De seguida, apresentam-se alguns softwares de CFD habitualmente utilizados, cada um com pontos fortes e fracos distintos.

O OpenFOAM é um software de código aberto criado pela OpenCFD Ltd. O software oferece uma vasta gama de ferramentas para simular a dinâmica de fluidos, a transferência de calor e outros fenómenos associados. O OpenFOAM é muito adaptável, permitindo aos utilizadores personalizar e expandir as suas funcionalidades para satisfazer requisitos de investigação específicos. O principal benefício é a natureza de código aberto para personalizar o software para fins de investigação específicos e incorporar novos modelos. E a desvantagem é que o OpenFOAM requer uma compreensão profunda dos princípios, o que constitui um desafio para os utilizadores inexperientes devido à sua curva de aprendizagem acentuada [52]

O Ansys Fluent é um software também de CFD, entre outras vertentes, disponível no mercado que é altamente considerado pelas suas capacidades fortes e adaptáveis na abordagem de questões complexas de dinâmica de fluidos. É capaz de acomodar diversos modelos de turbulência, fluxos multifásicos e simulações de transferência de calor, tornando-o adequado para um vasto espectro de aplicações industriais. O Ansys Fluent fornece uma interface de fácil utilização e um suporte abrangente com uma interface gráfica do utilizador intuitiva e documentação substancial. Isto simplifica o processo de configuração, execução e pós-processamento de simulações de dinâmica de fluidos computacional. Além disso, oferece uma assistência técnica robusta e materiais de formação abrangentes. A principal desvantagem é que o Ansys Fluent é um software que requer uma licença comercial, o que o torna uma opção dispendiosa para investigadores individuais ou pequenas universidades. No entanto existe a hipótese de uma licença limitada de estudante.

O Ansys CFX é um software proprietário que é conhecido pela sua precisão e eficácia na resolução de problemas complexos de dinâmica de fluidos, especificamente os relacionados com engrenagens rotativas como as turbinas [53]. O Ansys CFX foi concebido para lidar eficazmente com tarefas computacionalmente intensivas, permitindo-lhe gerir eficazmente simulações grandes e complexas, mantendo elevados níveis de precisão e velocidade. A principal desvantagem é oferecer uma personalização restrita, por exemplo, em contraste com o OpenFOAM.

3. METODOLOGIAS CONSIDERADAS NO TRABALHO

Este capítulo descreve os parâmetros necessários para a construção de um modelo CFD com capacidade de simular o escoamento atmosférico na sua interação com as quedas súbitas de pressão criadas pelo relevo montanhoso e pela interação com o rotor da turbina eólica. A presente opção metodológica inclui considerações sobre a modelação da turbulência, a definição da camada atmosférica, a representação do rotor, a configuração do software e as condições de fronteira.

3.1 Comportamento do vento

Os dados de vento provêm de uma torre de medição que registou a velocidade do vento antes da instalação das turbinas pela empresa. A literatura sugere a medição dos recursos eólicos durante pelo menos um ano para a realização das avaliações. Deste modo, esta investigação utiliza um ano de medições de um mastro meteorológico. Os dados de medição do mastro incluem a direção e velocidade média do vento de 10 minutos durante um período de um ano, correspondendo a uma altura de 1000 metros [54].

Para efeitos de modelação, a direção do vento no código CFD é definida para a face de entrada do domínio ("inlet speed"). Dentro do domínio, nas posições dos mastros, é onde os dados são recolhidos os dados experimentais. Existem várias razões pelas quais a direção do vento difere entre estes locais. Assim, podemos proceder de forma a ignorar esta alteração e comparar as mesmas direcções para efetuar comparações de perfis de velocidade e de intensidade de turbulência, aumentos de velocidade e mudanças de direção entre os dados calculados e os dados experimentais.

3.2 Dinâmica de Fluidos Computacional (CFD)

Para prever o escoamento físico de fluidos, o software de análise CFD calcula a velocidade, a pressão, a viscosidade, a densidade e a temperatura, entre outros. Estes cálculos são feitos em paralelo e em condições operacionais predefinidas para obter soluções com o máximo de exatidão.

Todos os códigos contêm três elementos principais: um pré-processador, um solucionador, e um pós-processador. De seguida, a função de cada um destes elementos, no contexto de um código CFD, será observada.

Pré-processador

O pré-processamento consiste na introdução de um problema de escoamento num programa CFD através de uma interface e na subsequente transformação dessa introdução numa forma adequada para utilização pelo solucionador. As atividades do utilizador na fase de pré-processamento incluem:

- Definição da geometria da região de interesse: o domínio computacional;
- Geração de malha;
- Seleção dos fenómenos físicos a modelar;
- Definição das propriedades dos fluidos.

A resolução de um problema de dinâmica de fluidos, incluindo a velocidade, a pressão e a temperatura, é determinada em nós individuais dentro de cada célula. A precisão da resolução de uma dinâmica de fluidos computacional (CFD) é afetada pela quantidade de células na malha. De um modo geral, uma quantidade maior de células aumenta a precisão da solução. A precisão e o custo aumentam termos de hardware e tempo de computação. As malhas com melhor otimização são frequentemente não uniformes, ou seja, com áreas mais finas em regiões de grandes variações e regiões mais grossas com relativamente poucas alterações.

Solucionador

Nas técnicas de solução numérica, existem três correntes distintas. A mais relevante diz respeito ao método dos volumes finitos, uma formulação especial de diferenças finitas que é fundamental para códigos CFD bem estabelecidos. O algoritmo numérico é composto por três passos. Primeiro, as equações que regem o escoamento do fluido são integradas em todos os volumes de controlo finitos do domínio. Em seguida, as equações integrais resultantes são desenvolvidas num sistema de equações algébricas. Finalmente, as equações algébricas são resolvidas através de um método iterativo.

Pós-Processamento

No domínio do pós-processamento, o utilizador deve beneficiar de amplas capacidades gráficas, tal como ferramentas versáteis de visualização de dados. Exemplos de tais ferramentas:

- Gráficos vectoriais
- Gráficos de linhas e contornos
- Gráficos de superfícies 2D e 3D
- Rastreamento de partículas
- Manipulação de vistas

3.2.1 Equações governantes da dinâmica dos fluidos

As equações de continuidade, momento e energia - as equações básicas que regem a dinâmica de fluidos - são a base da dinâmica de fluidos computacional.

Existem três razões pelas quais é importante dedicar tempo e espaço para desenvolver as equações que regem a dinâmica dos fluidos nesta disciplina.

Uma vez que estas equações constituem a base de toda a CFD, é crucial ter uma boa compreensão do que representam, especialmente antes de utilizar CFD para resolver um problema específico.

Existem várias formas de obter as equações de controlo. Quando se trata de CFD, a utilização das equações podem causar instabilidade ou mesmo oscilações nos resultados numéricos, pois dependem da forma como se usam. Consequentemente, as diferentes formas das equações são de importância crucial no domínio da CFD. Os princípios básicos utilizados para criar equações determinantes num estudo de Dinâmica dos Fluidos Computacional são: a conservação da massa num certo volume, conservação do momento linear (segunda lei de Newton) e a conservação da energia (primeira lei da termodinâmica)[55].

Analisando o escoamento de fluidos líquidos ou gasosos, tratando-os como um meio contínuo, as três coisas principais que podemos encontrar ao resolver estas equações são o vetor velocidade, a pressão e a temperatura. Se contarmos os três componentes da velocidade separadamente, temos cinco incógnitas escalares no total.

No entanto, nas equações que governam o sistema e que resolvemos numericamente, também nos deparamos com mais quatro variáveis: densidade, entalpia, viscosidade e a condutividade térmica.

A pressão e a temperatura são duas variáveis termodinâmicas que determinam o estado de equilíbrio do fluido. Podem ser utilizadas tabelas, gráficos ou equações para definir mais quatro variáveis com base na pressão e na temperatura. No entanto, para muitas questões, é possível considerá-las como constantes e proporcionais ao calor específico.

Devido às características matemáticas díspares das equações que regem os escoamentos compressíveis e incompressíveis, os códigos de Dinâmica dos Fluidos Computacional (CFD) são geralmente adaptados a um dos dois regimes. É raro encontrar códigos que possam funcionar de forma adequada e precisa em ambos os regimes de escoamento.

Nas duas secções que se seguem, serão delineadas as formas diferenciais das equações que regem os escoamentos, utilizadas na análise de escoamentos compressíveis e incompressíveis para um sistema isotérmico.

Conservação de massa (Equação de continuidade)

Aplicando a conservação da massa a um volume de controlo para um fluido geral, obtém-se a Equação instantânea da conservação da massa - também conhecida como Equação da continuidade. É expressa na sua forma diferencial (3.1) como:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \vec{V}) = 0 \quad (3.1)$$

Onde ρ é a densidade do fluido, o t tempo e $\vec{V}$ o vetor de velocidade do fluxo.

O primeiro termo $\frac{\partial \rho}{\partial t}$ descreve a taxa de variação da densidade em relação ao tempo e o segundo termo $\nabla \cdot (\rho \vec{V})$ descreve a divergência do campo vetorial $\rho \vec{V}$ num determinado ponto fixo no espaço.

A Equação mencionada representa a forma alternativa de expressar a conservação de massa. Para obter as equações de conservação, aplica-se o princípio da conservação da massa a um elemento de fluido estacionário. Por outro lado, as formas não conservativas resultam do estudo de elementos em movimento num campo de escoamento. Uma Equação geral que liga as representações materiais do escoamento de fluidos e serve de ponte entre estas duas formas de Equação é a seguinte expressão (3.2):

$$\frac{DA}{Dt} = \frac{\partial A}{\partial t} + (\vec{V} \cdot \nabla)A \quad (3.2)$$

O termo do lado esquerdo desta Equação é conhecido como a derivada material da propriedade A. O primeiro termo do lado direito é a derivada parcial do tempo ou derivada local. O último termo é chamado a derivada convectiva de A.

Conservação do Momento Linear

A conservação do momento linear é descrita pela Equação de Navier-Stokes. No contexto da dinâmica de fluidos computacional (CFD), o termo Navier-Stokes é utilizado para englobar as equações do momento, da continuidade e da energia [3]. É possível expressar a Equação de Navier-Stokes de várias formas. Uma dessas formas é a Equação (3.3):

$$\rho \frac{\partial \vec{u}}{\partial t} + (\rho \vec{u} \cdot \nabla) \vec{u} = -\nabla p + \rho \vec{b} + \nabla \cdot \tau \quad (3.3)$$

Onde p é a pressão $\vec{b}$ é o termo fonte (geralmente a gravidade) e τ é a tensão viscosa. Se o fluido for de natureza newtoniana, as tensões viscosas são proporcionais à taxa de tempo em que ocorre a deformação [55]. A hipótese de Stokes para um fluido newtoniano (3.4) simplifica a tensão para a Equação (3.4):

$$\tau_{ij} = \mu \left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \right) - \frac{2}{3} \mu \delta_{ij} \frac{\partial u_k}{\partial x_k} \quad (3.4)$$

Onde μ é a viscosidade dinâmica do fluido.

No sistema ortogonal, as três equações separadas podem ser usadas para escrever a Equação de conservação do momento para o vetor velocidade do escoamento u . Estas equações mostram a conservação do momento nas direções x , y e z , juntamente com os componentes de velocidade do escoamento u , v e w [55].

3.2.2 Método dos Volumes Finitos

Várias razões tornam o Método de Volumes Finitos (FVM) numa ferramenta eficaz para a resolução de problemas de CFD. A sua estratégia baseada na conservação, garante robustez e precisão física; tem capacidade de lidar com geometrias complexas; oferece versatilidade para usos práticos; ajuda na interpretação física com intuição; ajuda na compreensão e análise dos resultados; gere eficazmente fenómenos de fluxo complexos; flexibilidade em regimes de escoamento variáveis, ou seja, adequado para uma ampla gama de problemas de CFD relativamente simples de se implementar.

Devido a estas características, especialmente no domínio da energia eólica, onde a topografia complicada e as interações das turbinas são fundamentais para a compreensão do problema, o FVM é um método amplamente utilizado em diversos contextos.

3.3 Modelação da Turbulência

O principal objetivo de um estudo CFD em muitos projetos de engenharia é de fornecer dados que ajudem o utilizador a compreender um componente específico de escoamento ou da transferência de calor ou ainda de outros tópicos. A turbulência num escoamento pode ser modelada de várias formas, mas a seleção do melhor modelo depende de uma série de parâmetros, incluindo a física do escoamento, o nível de precisão necessário, a quantidade de tempo e recursos computacionais disponíveis. Uma comparação dos custos computacionais dos vários modelos de turbulência disponíveis no ANSYS Fluent é apresentada na Figura 3.1. Como pode ser visto, existem três categorias principais de modelos de turbulência: Modelos LES, SRS e RANS.

Modelos de Turbulência em ANSYS Fluent

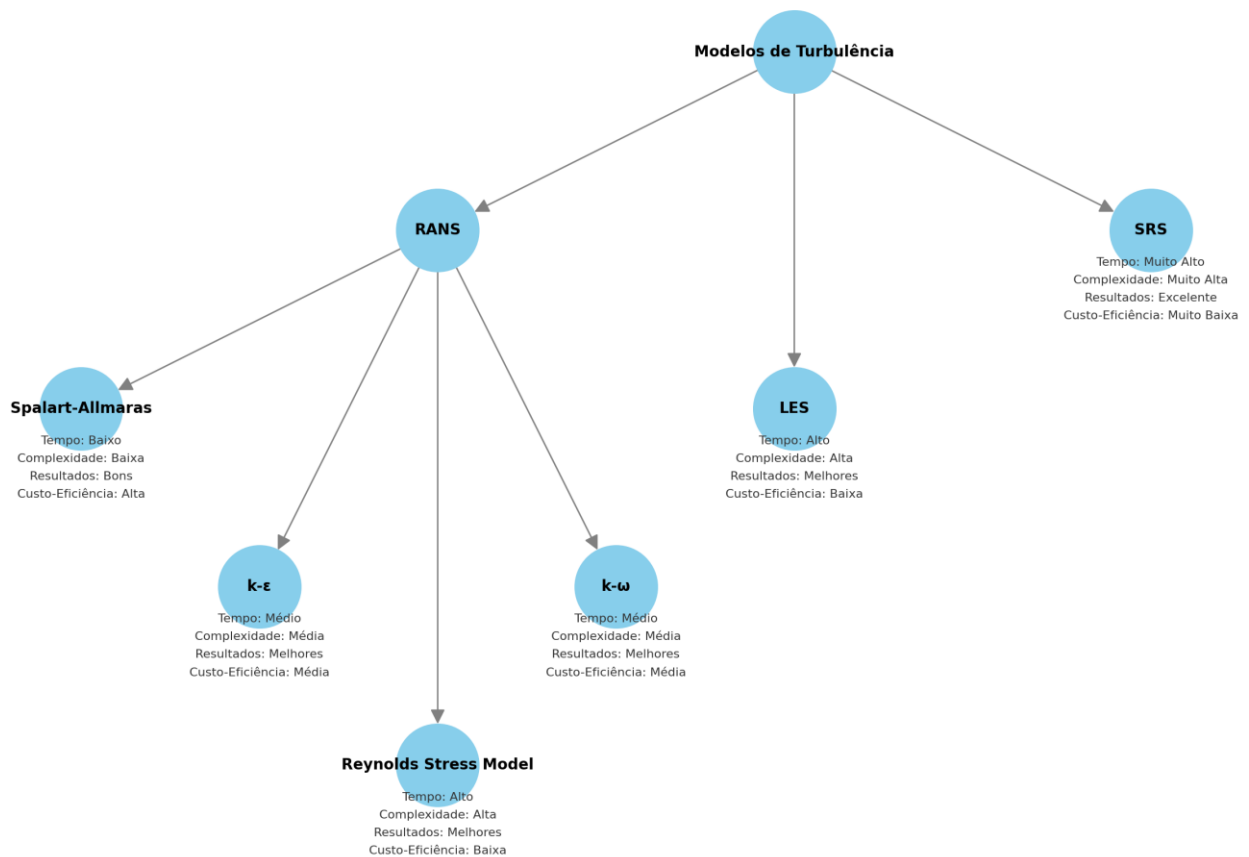


Figura 3.1 - Diferentes possibilidades de modelos de turbulência de acordo com o custo de computação.

O procedimento de cálculo da média mais transversalmente mais utilizado é o cálculo utilizando a média com o número de Reynolds, resultando nas equações de Navier-Stokes com média de Reynolds (RANS). Uma alternativa aos RANS são os modelos de Simulação com Resolução à Escala (SRS). O método mais conhecido é o Large Eddy Simulation (LES), mas é importante compreender que estes métodos são significativamente mais dispendiosos do ponto de vista computacional do que as simulações RANS[56]. Dadas as condições deste trabalho de investigação, é escolhida a abordagem RANS, visto que é o modelo menos dispendioso dos dois para computar escoamentos complexos.

3.3.1 Subdivisões do RANS

O modelo Spalart-Allmaras é um modelo de uma Equação relativamente simples que resolve uma Equação para a viscosidade cinemática. O modelo Spalart-Allmaras demonstra dar bons resultados para camadas limite sujeitas a gradientes de pressão desfavoráveis [57]. Também tem popularidade em aplicações de turbomáquinas. Não é recomendável, no entanto, ser utilizado como modelo para fins gerais, retirando-o como hipótese.

Exemplos típicos de tais modelos RANS são os modelos $k-\epsilon$ ou $k-\omega$ nas suas várias formas. Estes modelos simplificam o problema para a resolução de duas equações de transporte adicionais e introduzem uma viscosidade turbulenta para calcular as tensões de Reynolds [58].

O modelo $k-\epsilon$ têm sido historicamente um dos modelos de turbulência mais amplamente utilizados em CFD industrial. A robustez, economia e precisão razoável para uma ampla gama de escoamentos turbulentos explicam a sua popularidade em simulações industriais de escoamento e transferência de calor, contexto em que é adaptável para a turbulência do vento.

O modelo $k-\omega$ é normalmente utilizado para simular escoamentos turbulentos em aplicações de energia eólica devido à sua robustez e eficiência na captura das características da turbulência [9]. Este modelo tem sido amplamente aplicado em estudos de energia eólica para prever padrões de escoamento, intensidade de turbulência e outros parâmetros relevantes em parques eólicos. Além disso, os modelos $k-\omega$ em contraste com os $k-\epsilon$ são tipicamente melhores na previsão de fluxos de camada limite de gradiente de pressão adversos.

Adicionalmente, o modelo de turbulência $k-\omega$ subdivide-se em standard e SST. O modelo SST foi concebido para evitar a sensibilidade do fluxo livre do modelo padrão, combinando elementos da Equação ϵ e da Equação ω . Além disso, o modelo SST foi calibrado para calcular com precisão a separação do fluxo a partir de superfícies lisas. Por conseguinte, na família de modelos k , recomenda-se a utilização do modelo SST. O modelo SST é um dos modelos mais utilizados nos modelos de escoamento aerodinâmico. Assim sendo, a vertente SST oferece uma maior precisão na previsão de escoamentos turbulentos complexos em comparação com o modelo padrão, tornando-o adequado para simulações detalhadas de interações do vento no ambiente de um parque eólico.

O modelo $k-\omega$ tem uma forte precisão na região da camada limite ao longo da parede, enquanto o modelo $k-\epsilon$ normalmente tem um bom desempenho na zona de fluxo livre. Utilizando uma função de mistura, podemos combinar os benefícios desses dois modelos de turbulência. A vulnerabilidade do modelo $k-\omega$ aos valores de fluxo livre de ω é uma de suas deficiências. Por outro lado, o modelo de turbulência $k-\epsilon$ é mais resistente e menos suscetível em certas áreas. $k-\omega$ SST utiliza a função de “blending” para misturar o $k-\omega$ e o $k-\epsilon$ em que cada um é usado nas zonas em que estão os seus pontos fortes.

A Função de Mistura

É apelidada de função de mistura (“blending”) porque mistura efetivamente os dois modelos de turbulência. Matematicamente falando, é uma função hiperbólica que é utilizada para uma transição suave entre o modelo $k-\omega$ e o $k-\epsilon$. Esta função, juntamente com um limitador de viscosidade adicional, constitui

a base para o modelo k-omega SST (transporte de tensão de cisalhamento). A função de mistura pode ser melhor analisada na Figura 3.2:

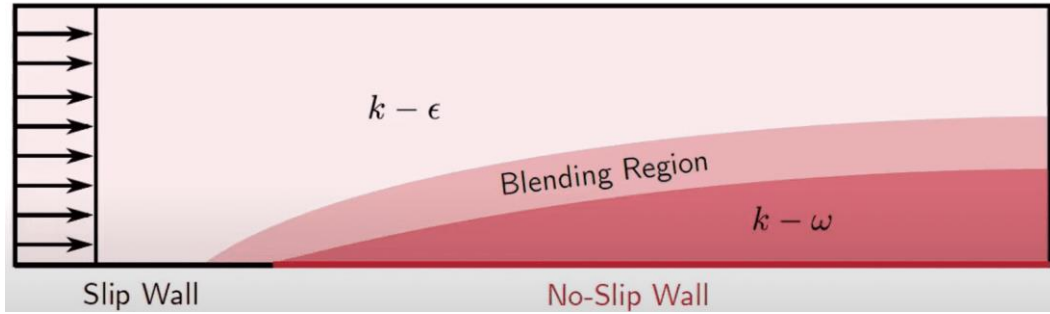


Figura 3.2 - Modelo SST alterna entre os modelos de turbulência utilizando uma função de mistura [59].

Com o “blending” a Equação representa-se pela Equação (3.5):

$$\frac{\partial(\rho\epsilon)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho U_i \epsilon)}{\partial x_i} = \frac{\partial}{\partial x_j} \left[\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_\epsilon} \right) \frac{\partial \epsilon}{\partial x_j} \right] + \frac{\gamma}{\nu_t} P_k - \beta \rho \omega^2 + (1 - F_1) \underbrace{\frac{2\rho\sigma_\omega^2}{\omega} \Delta k : \Delta \omega}_{\text{Termo adicional}} \quad (3.5)$$

Se F_1 for zero, o termo adicional permanece e, portanto, a Equação é a Equação de transporte para ϵ , representando um $k - \epsilon$ modelo de turbulência.

Se F_1 for 1, o termo adicional desaparece e, portanto, a Equação é a Equação de transporte para ω , representando um $k - \omega$ modelo de turbulência, tal como na Equação (3.6).

$$\frac{\partial(\rho U_i)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho U_i U_j)}{\partial x_j} = -\frac{\partial P}{\partial x_i} + \frac{\partial}{\partial x_j} \left[\mu \left(\frac{\partial U_i}{\partial x_j} + \frac{\partial U_j}{\partial x_i} \right) - \rho \overline{u_i' u_j'} \right] \quad (3.6)$$

U : velocidade média do fluxo

u' : flutuações de velocidade devidas à turbulência

μ : viscosidade molecular

$\rho \overline{u_i' u_j'}$: termo da tensão de Reynolds

A tensão de Reynolds é um termo de tensão adicional produzido pelo procedimento de cálculo da média de Reynolds. Devemos expressar a tensão de Reynolds em termos de quantidades de fluxo médio para resolver as equações RANS. A teoria da viscosidade de Eddy / hipótese de Boussinesq fornece a solução do termo de tensão de Reynolds como se vê pela Equação (3.7).

$$-\rho \overline{u_i' u_j'} = \mu_t \left(\frac{\partial U_i}{\partial x_j} + \frac{\partial U_j}{\partial x_i} - \frac{2}{3} \frac{\partial U_k}{\partial x_k} \delta_{ij} \right) - \frac{2}{3} \rho k \delta_{ij} \quad (3.7)$$

Onde:

μ_t = turbulento ou viscosidade de eddy

δ_{ij} = Kronecker Delta

$$\delta_{ij} = \begin{cases} 1, & \text{if } i = j \rightarrow \text{Componente de stress normal} \\ 0, & \text{if } i \neq j \rightarrow \text{Componente de tensão de rutura} \end{cases}$$

A Equação combinada para os componentes de cisalhamento e normal das tensões de Reynolds é encontrada na segunda Equação. Observando-a, podemos ver que a Equação RANS pode ser resolvida após a determinação da viscosidade turbulenta, μ_t .

Modelação da viscosidade turbulenta

A viscosidade turbulenta (μ_t) para o modelo $k-\omega$ é calculada como:

$$\mu_t = \frac{\rho k}{\omega} \quad (3.8)$$

Para o modelo $k-\omega$ SST, a viscosidade turbulenta é calculada como:

$$\mu_t = \frac{a_1 \rho k}{\max(a_1 \omega, SF_2)} \quad (3.9)$$

Onde F_2 é outra função de mistura e S é a magnitude da deformação de cisalhamento.

Assim, se SF_2 for maior do que $a_1 \omega$ a viscosidade é limitada, o que resulta numa melhor concordância com as medições experimentais de escoamentos separados.

Aplicações

O modelo $k - \omega$ SST é o modelo de turbulência padrão mais amplamente aceite pela indústria. Proporciona uma melhor previsão da separação do escoamento do que a maioria dos modelos RANS e também é responsável pelo seu bom comportamento em gradientes de pressão adversos. Tem a capacidade de explicar o transporte da tensão de cisalhamento principal em camadas limite de gradientes de pressão adversos. É o modelo mais utilizado na indústria, dada a sua elevada relação entre precisão e custo.

No lado negativo, o modelo $k - \omega$ SST produz alguns grandes níveis de turbulência em regiões com grande deformação normal, como regiões de estagnação e regiões com forte aceleração. No entanto, este efeito é muito menos pronunciado do que com um modelo normal $k-\epsilon$ que seria a segunda escolha para este projeto.

3.3.2 Propriedades do “Solver”

Para todas as simulações CFD realizadas para este projeto, as definições do *solver* permaneceram constantes. A geometria tem malha mais fina na área circundante ao rotor e perto do terreno onde as turbinas

estavam fixas e malha mais grossa à medida que se afasta destas áreas críticas, ou seja, quanto mais em altura nos situarmos. Por isso, foi utilizada uma configuração de dupla precisão para as simulações.

A discretização espacial e a seleção do esquema do *solver* constituem as duas partes da abordagem da solução.

Seleção do *Solver* mais indicado

No ANSYS Fluent, existem solucionadores baseados em densidade e outros baseados em pressão. A solução baseada em pressão é frequentemente usada para escoamentos incompressíveis e a técnica baseada em densidade é tipicamente usada para escoamentos compressíveis. Assim sendo, para este estudo, utilizamos sempre o *solver* que tem por base a pressão, o incompressível.

A abordagem baseada na pressão encontra o campo de pressão a partir de uma Equação de pressão (ou de correção da pressão) e calcula o campo de velocidade utilizando as equações de momento. A fim de assegurar que a velocidade ajustada para a pressão satisfaça a continuidade, esta Equação é construída utilizando tanto as equações do momento como as da continuidade. O conjunto de equações governantes é resolvido iterativamente durante todo o procedimento até a solução convergir.

“Pressure-Velocity Coupling”

Dentro deste *solver* existem dois tipos diferentes de algoritmos: o *segregado* (“segregated”) e o *acoplado* (“coupled”). Como as equações de momento e continuidade são resolvidas de forma acoplada, a convergência da solução é mais rápida do que com a forma segregada; no entanto, o requisito de memória duplica, uma vez que o sistema de todas as equações de momento e continuidade baseadas na pressão precisa de ser armazenado na memória ao resolver os campos de pressão e velocidade.

Neste estudo, o acoplamento pressão-velocidade é tratado utilizando o método acoplado devido ao seu carácter implícito, que garante a precisão e a convergência da solução.

“Gradient”

Os três gradientes que estão disponíveis no Ansys Fluent são: Green-Gauss Cell Based; Green-Gauss Node Based e Least Squares Cell Based. O método Green-Gauss Cell Based foi selecionado para o cálculo de gradientes deste trabalho, porque a técnica baseada em nós (“node based”) oferece um nível de precisão maior do que a técnica padrão baseada em células.

“Pressure”

Existem várias formas de interpolar a pressão: Standard, PRESTO!, Linear, Second Order and Body Force Weighted. Cada uma destas escolhas baseia-se em considerações particulares e no objeto de estudo.

Para escoamentos com altos números de redemoinhos, convecção natural com alto número de Rayleigh, escoamentos rotativos de alta velocidade, escoamentos envolvendo meios porosos, e escoamentos em domínios fortemente curvos, utiliza-se o esquema PRESTO!.

“Momentum, Turbulent Kinetic Energy and Turbulent Dissipation Rate”

Além disso, é permitido escolher o esquema de discretização para os termos de convecção de cada Equação governante. Quando o *solver* baseado em pressão é usado, todas as equações são, por padrão, resolvidas usando a discretização “first order upwind para convecção”.

O esquema "first-order upwind" (por defeito) proporciona estabilidade para a discretização da Equação de correção de pressão e fornece bons resultados para a maioria das classes de escoamentos. Se estiver a calcular um escoamento compressível com choques, o esquema "first-order upwind" pode tender a suavizar os choques, situação é ideal para o nosso modelo.

3.4 ABL (Atmospheric Boundary Layer)

A camada limite atmosférica (ABL) é a parte mais baixa da atmosfera da Terra, que é imediatamente afetada pela sua interação com a superfície do planeta. O processo desempenha um papel vital no controlo dos padrões meteorológicos e do clima, facilitando a transferência de energia, calor, humidade e poluição entre a superfície da Terra e a atmosfera. A estrutura e o comportamento da ABL são influenciados por elementos como os fluxos turbulentos, a rugosidade da superfície e as características topográficas. Este conhecimento é especialmente importante para melhorar o posicionamento e a eficácia das turbinas eólicas em parques eólicos. A ABL pode ter uma escala de comprimento que varia de aproximadamente de 1 km a 1 mm [60]

Modelo para um perfil ABL:

Velocidade

A velocidade é um perfil logarítmico, começando em 0 m/s no solo. Na expressão que se segue, é dada em função da altura (z) na Equação (3.10).

$$u(z) = \frac{u^*}{K} \cdot \ln \left(\frac{z+z_0}{z_0} \right) \quad (3.10)$$

Onde:

- K é a constante de von Karman, geralmente tomada no intervalo de $0,40 \pm 0,02$;

- z é a altura em que a velocidade é calculada;
- z_0 é o comprimento da rugosidade aerodinâmica. Ainda de acordo com a Tabela 2.2 - Tabela da rugosidade do terreno., os valores de z_0 variam de acordo com a paisagem tal como se entende na imagem abaixo:

A zona montanhosa que decorre do nosso estudo, cuja descrição será efetuada no cap. 4, corresponde inteiramente a uma classe de cobertura de solo nível 3, na sua média 0.130. Para informações sobre o a tipologia de vegetação ver Tabela 2.2 - Tabela da rugosidade do terreno..

U é a velocidade de atrito, dada pela Equação (3.111):

$$u^* = K \cdot \frac{u_{ref}}{\ln\left(\frac{H_{ref} + z_0}{z_0}\right)} \quad (3.111)$$

Onde, u_{ref} and H_{ref} estão representadas na seguinte Figura 3.3:

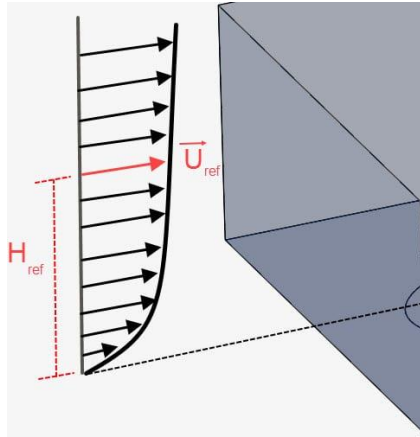


Figura 3.3 - Altura de referência e velocidade de referência. A velocidade de referência é geralmente tomada como 99% da velocidade do fluxo livre.

Energia cinética turbulenta (k)

Encontra-se a fórmula para a energia cinética turbulenta k abaixo. c_μ é a constante de viscosidade turbulenta, igual a 0,09 como se vê pela Equação (3.112).

$$k(z) = \frac{u^{*2}}{\sqrt{c_\mu}} \quad (3.112)$$

Taxa de dissipação específica (ω)

A Equação (3.113, entre outros, o modelo de turbulência k - ω SST requer uma entrada para ω :

$$\omega(z) = \frac{u^*}{K\sqrt{c_\mu}} \cdot \frac{1}{z+z_0} \quad (3.113)$$

3.5 Condições de fronteira

Todas as simulações CFD requerem condições de fronteira que podem ter um impacto significativo na solução. A importância das condições de fronteira adequadas não pode ser não pode ser subestimada, embora o seu impacto nem sempre seja conhecido.

Os tipos de contorno disponíveis no Ansys Fluent são classificados da seguinte forma:

- Fronteiras de entrada e saída de fluxo: entrada de pressão, entrada de velocidade, entrada de fluxo de massa e ventilação de entrada, ventilador de entrada, saída de pressão, campo distante de pressão, fluxo de saída, ventilação de saída e ventilador de exaustão.
- Fronteiras de parede, fronteiras de repetição e fronteiras “pole”: parede, simetria, periódica e eixo.

Para construir um perfil de vento atmosférico logarítmico, foi colocado na entrada do domínio uma condição de fronteira “velocity-inlet”, que caracteriza a velocidade na direção do fluxo (neste caso, a direção x).

Outro componente essencial da simulação do escoamento do ABL sobre qualquer terreno é ter em conta o efeito da superfície do solo no escoamento especialmente se o terreno for de alta complexidade. O solo é modelado como uma fronteira de “parede” e o efeito da rugosidade do solo no escoamento é expresso por meio de funções de parede. O primeiro requerimento para colocar a fronteira “parede” é usar uma malha com boa resolução nas proximidades do chão. Também é importante usar a rugosidade correta para que não haja hipótese de surgirem gradientes horizontais de fluxo [61]

No modelo de rugosidade padrão, a condição de não existir deslizamento e uma parede estacionária são as especificações desta condição de fronteira.

O topo foi identificado como uma fronteira de simetria. No entanto, para aplicar este requisito, é necessário considerar cuidadosamente a altura do domínio, assegurando que é suficientemente elevada para permitir que o perfil logarítmico do vento apareça completamente.

A face da saída foi nomeada uma condição de fronteira “pressure-outlet”, para que se colocasse uma restrição no local para impedir o fluxo inverso do ar como na Figura 3.4.

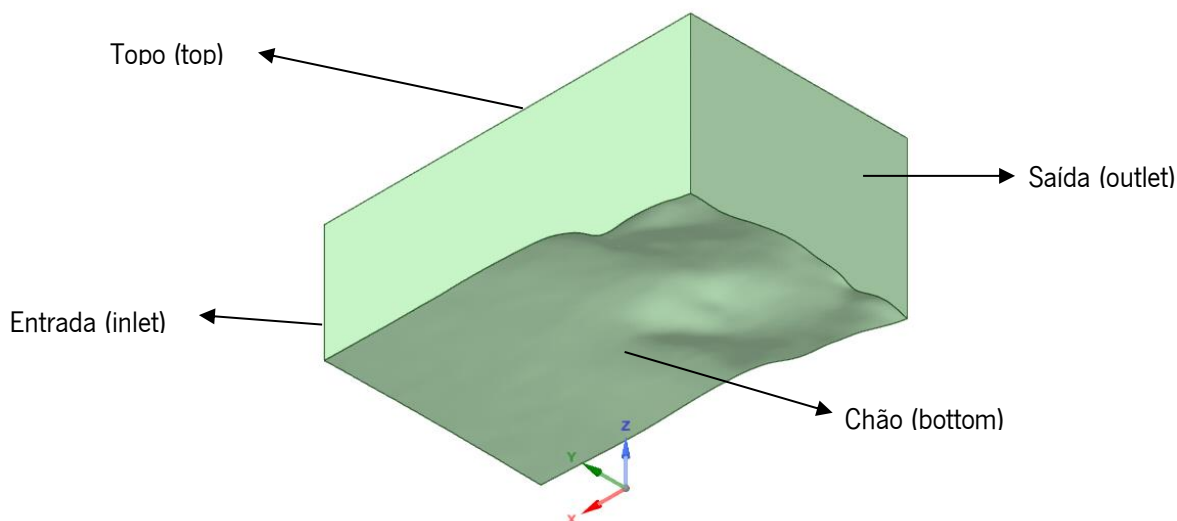


Figura 3.4 - Legenda do domínio de computação.

3.6 Diferentes técnicas de modelação do disco atuador

Existem várias técnicas de modelagem de rotores de turbinas eólicas disponíveis no Ansys Fluent, cada uma com um nível diferente de custo computacional e complexidade. O modelo mais simples é o modelo do disco atuador, que mostra o rotor como um disco permeável que dá impulso ao escoamento. Não é modelado com pás, mas é computacionalmente eficiente. Este modelo é melhorado pelo Modelo de Linha do Atuador, que modela o rotor como um conjunto de linhas com forças aplicadas a cada uma delas.

A teoria do elemento da pá e a teoria do momento são combinados na teoria do momento BEM para prever o desempenho do rotor. Embora esteja bem estabelecida e seja eficaz, o escoamento 3D continua por resolver. Embora o método de Malha Deslizante seja computacionalmente dispendioso, capta todo o escoamento 3D com excelente precisão, rodando fisicamente a malha em torno do cubo. As pás são modeladas usando termos de fonte no Método de Fronteira Imersa, que as incorpora numa malha de fundo. Para alguns fenómenos de escoamento, é menos preciso do que o SM, mas ainda relativamente eficiente.

As técnicas híbridas combinam muitas estratégias, utilizando as suas vantagens. Por exemplo: utiliza o SM para uma análise aprofundada e o ALM para simulações preliminares. A técnica de escolha é determinada pelos objetivos da simulação, pela capacidade de processamento e pelos requisitos de precisão. Enquanto que o ADM, ou o BEM, podem ser suficientes para estimar o desempenho geral, o SM ou o IBM são recomendados para escoamentos complexos com resolução de lâminas [62].

Estes são os modelos mais utilizados nas simulações RANS para representar o rotor da turbina. Embora a região próxima da esteira seja difícil de reproduzir pelo BEM e ADM, podem prever corretamente o comportamento da velocidade na esteira ("wake") distante.

O impacto da esteira distante e o fluxo de vento em torno das turbinas eólicas são os principais focos deste estudo, pelo que o ADM é a melhor opção em termos de resultados precisos e requisitos computacionais. Tem um bom desempenho na esteira distante, onde a presença única de cada pá se torna insignificante e pode ser ignorada. A redução do custo computacional é a principal vantagem, particularmente para simulações de múltiplos rotores. É também relevante lembrar que, num esforço para tornar as simulações mais simples, a geometria não tem em conta a torre da turbina eólica [63].

4. APRESENTAÇÃO E ESTUDO DO CASO PRÁTICO

Este capítulo fornece uma explicação de três simulações que permitem a aplicação e validação da abordagem CFD, juntamente com uma análise detalhada do início ao fim do processamento. As simulações incluem os seguintes passos:

1. Modelações do comportamento do escoamento atmosférico num terreno montanhoso;
2. Modelação escoamento atmosférico num terreno montanhoso quando inseridas turbinas eólicas;
3. Modelação escoamento atmosférico num terreno montanhoso onde se encontra a posição otimizada para as turbinas eólicas.

São efetuados para cada simulação os dados de configuração, o domínio computacional, o procedimento de criação de malhas, os resultados e uma análise final.

4.1 Contextualização do problema

Introdução à história do empreendimento do estudo

O Complexo Eólico Alfazema, a que nos reportamos no presente estudo, corresponde a um projeto de 434 aerogeradores com capacidade nominal de 6,6 MW cada um.

Como se pode ver pela Figura 4.1, esta microrregião situa-se no centro-sul do estado de Salvador da Bahia, no Brasil. O Complexo Eólico Alfazema está inserido na região da Chapada Diamantina. É uma região de serras que corresponde a cerca de 15% do Estado da Bahia. Nesta região do nordeste do Brasil, podemos ver um conjunto de serras e planaltos formados no Pré-Cambriano, emergindo as maiores altitudes do nordeste brasileiro, como o Pico do Barbado, com 2 033 metros. A Chapada Diamantina, no bioma *Caatinga*, caracteriza-se por possuir uma vegetação exuberante, composta de espécies da caatinga semiárida da flora serrana.

Da zona seleccionada, destaca-se na paisagem níveis de elevação próximos dos 1.600 m, contrastado à sua volta com extensas depressões feitas através de camadas de arenito, conglomerados e calcários de deposição de vulcões sedimentados ao longo de milhares de anos.

Derivado ao alto potencial eólico da região, com ventos de 8,9 m/s de velocidade média nas regiões mais altas [54] é possível a utilização de máquinas com rotores maiores. No empreendimento, os diâmetros das pás do aerogerador medem 170 m, medida considerada muito considerável nesta área. No entanto, para empregar um rotor com este diâmetro de forma eficiente, é necessário um estudo aprofundado sobre o comportamento do vento mediante a sua interação com a turbina e com o declive e rugosidade montanhosa.

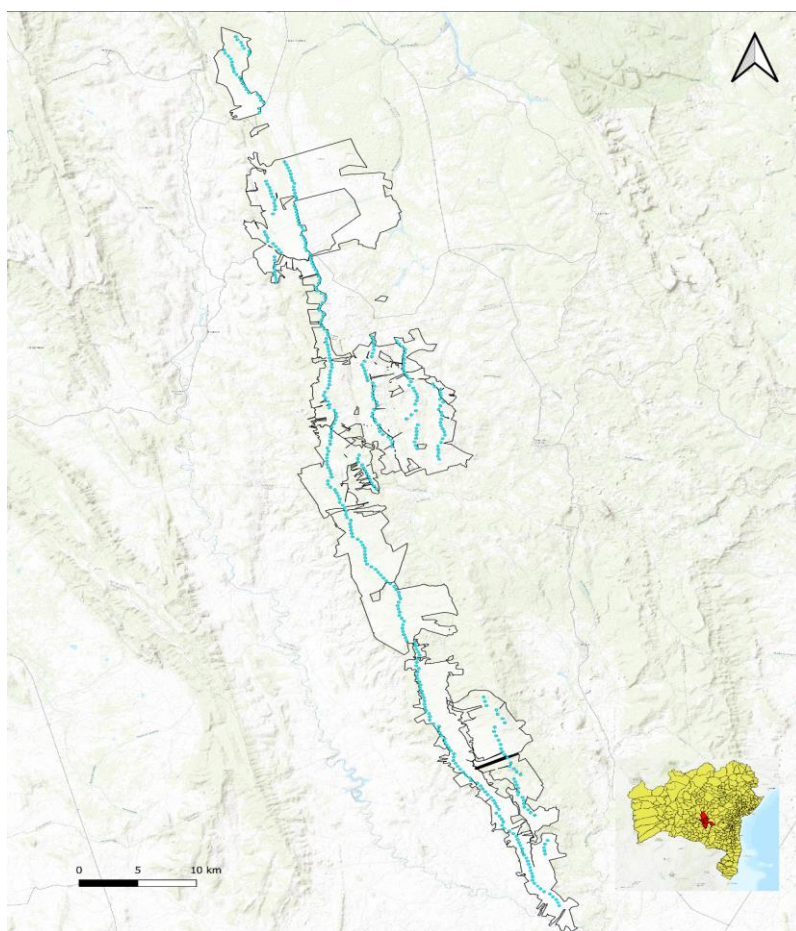


Figura 4.1 - Mapa 2D do parque eólico. (Fonte: Software QGis).

4.2 Abordagem do problema do parque eólico

Seguidamente, apresentar-se-á a opção estratégica para a análise do parque eólico. A dificuldade da avaliação de parques eólicos em grande escala (434 turbinas) torna a modelação um grande desafio. É necessário adotar métodos realistas e exequíveis para equilibrar a eficiência e a precisão da computação.

Encontrar as zonas críticas

Dentro do parque eólico, uma zona crítica é aquela onde:

- Regiões de turbulência aumentada podem ser causadas por terrenos complicados, interações de esteira ou condições atmosféricas.
- As diferenças de pressão são importantes, porque flutuações significativas de pressão podem resultar de modificações na topografia ou no projeto das turbinas.
- A colocação das turbinas é importante - estas áreas podem apresentar oportunidades de otimização - uma vez que pequenas alterações na localização das turbinas podem ter um grande impacto no desempenho global do parque.

A análise do parque eólico traduziu-se na nomeação de uma área bastante crítica, como demonstrado na Figura 4.2. Esta área é propensa a fluxos turbulentos e alterações de pressão devido ao súbito desnível do terreno e à disposição das turbinas densamente compactadas. Assim, a fim de maximizar a produção de energia e diminuir as cargas estruturais, é imperativo verificar o posicionamento das turbinas nesta zona.



Figura 4.2 - Perfil de altura da região escolhida para análise (Fonte: Google Earth Pro)

Devido ao fluxo turbulento, as turbinas desta zona sofrem mais desgaste e as interações de esteira nesta zona são mais impactantes, pelo que podemos compreender mais claramente como as ondas de vento destas turbinas afetam as turbinas a jusante, analisando-as.

4.3 Implementação e validação do terreno

O objetivo final da modelação do terreno é, neste caso, obter uma modelação da topografia e elevação do objeto que não crie problemas à análise CFD. Através de uma metodologia assente na tentativa-erro, utilizam-se com várias formas e texturas do objeto. Com base na literatura, determinou-se que as principais características que o objeto 3D deve ter para ser utilizado como modelo para análise CFD com o software Ansys Fluent, são as seguintes:

- Exatidão geométrica em que o modelo deve representar com precisão a forma, as dimensões e as características do objeto do mundo real.
- Volume fechado, o que significa que não tem espaços ou buracos na sua superfície exterior. Isto é essencial para definir o domínio do fluido no qual a análise terá lugar.
- A superfície do objeto deve ser estanque, sem faces que se sobreponham ou intersetem. Isto assegura uma superfície suave e contínua para os cálculos de escoamento de fluidos.
- O nível de detalhe do modelo deve ser suficiente para captar as características relevantes do escoamento, mas não demasiado complexo, o que poderia aumentar o custo computacional. Considera-se a escala de análise e a precisão desejada.
- Compatibilidade de formato de arquivo em que o software a utilizar necessita de ter a opção de exportação de um ficheiro compatível com o Ansys Fluent.

Para a confirmação de todos estes 5 parâmetros recorreremos ao software Blender. O Blender é um software de criação 3D com ferramentas robustas para modelação e representação de terrenos. No contexto da simulação da turbulência do vento, a representação exata do terreno é crucial para captar as interações complexas entre o fluxo de vento e as formas de relevo.

4.3.1 Aquisição dos dados do terreno

O *add-on* de integração de satélites do Blender simplifica o processo de aquisição de dados de terreno do mundo real. Este *add-on* é uma integração de outro software designado por QGIS que é um provedor de informações geográficas em código aberto.

Uma vez identificada a localização desejada, o *add-on* extrai os dados de elevação e as texturas correspondentes, importando-os sem problemas para o Blender, como se vê na Figura 4.3.

Importante destacar uma funcionalidade importante para finalizar o processo que são os modificadores como “Subdivision Surface”, para suavizar e, “Decimate”, para reduzir o tamanho dos polígonos. Também será importante referir que, no Blender, é desejável proceder a operações de subdivisão do terreno, como se constata na Figura 4.3, de forma a que exista uma maior criação de polígonos e, consequentemente, uma melhor definição do terreno.

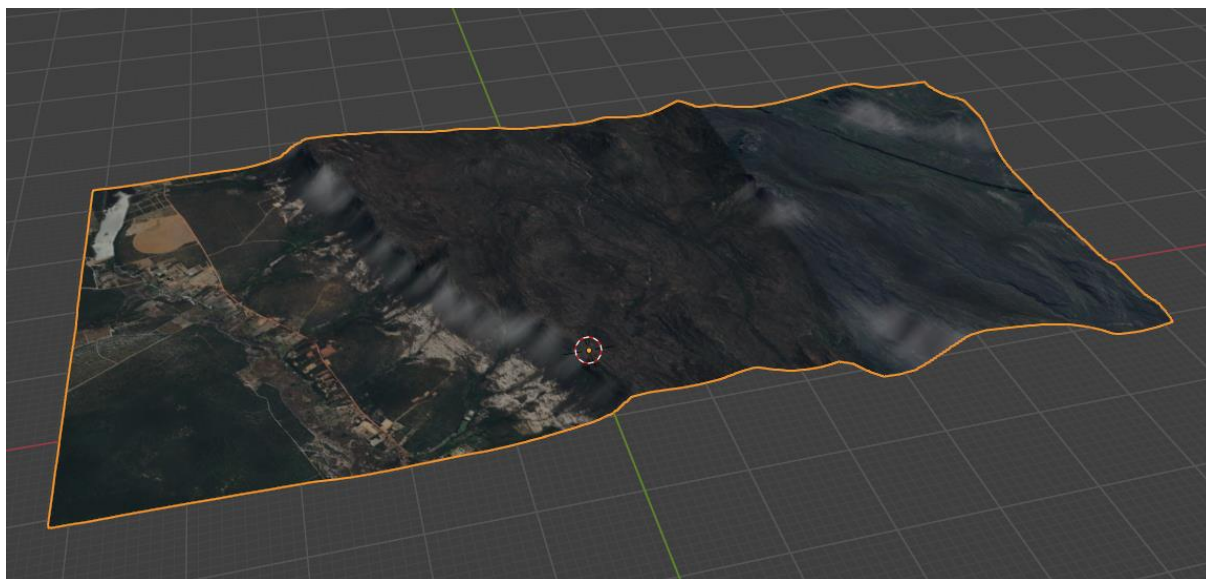


Figura 4.3 - Imagem requisitada do servidor OpenTopography SRTM 30m.

A precisão do terreno extraído na imagem é fundamental para obter resultados de simulação fiáveis e credíveis. Por isso, é importante fazer uma comparação final entre o terreno do Blender e os dados de referência fornecidos pelo QGis.

4.3.2 Modelação com os dados topográficos

Até ao momento, foram extraídos dados em pormenor do terreno a partir do Blender. Numa segunda fase, passamos a efetuar transformação do relevo 2D fornecido pelos dados topográficos através de sólido 3D com objetos que representem o corpo físico de turbinas eólicas.

A primeira etapa envolve a importação do arquivo STL, que encapsula a representação do terreno 2D do Blender, para o Ansys SpaceClaim. Após a importação, é essencial garantir que a escala e a orientação estejam corretas. O SpaceClaim fornece opções para dimensionar e alinhar automaticamente a geometria importada, mas devido a este arquétipo de geometria com relevo complexo, são necessários alguns ajustes manuais. Na Figura 4.4., podemos visualizar a importação do arquivo STL.

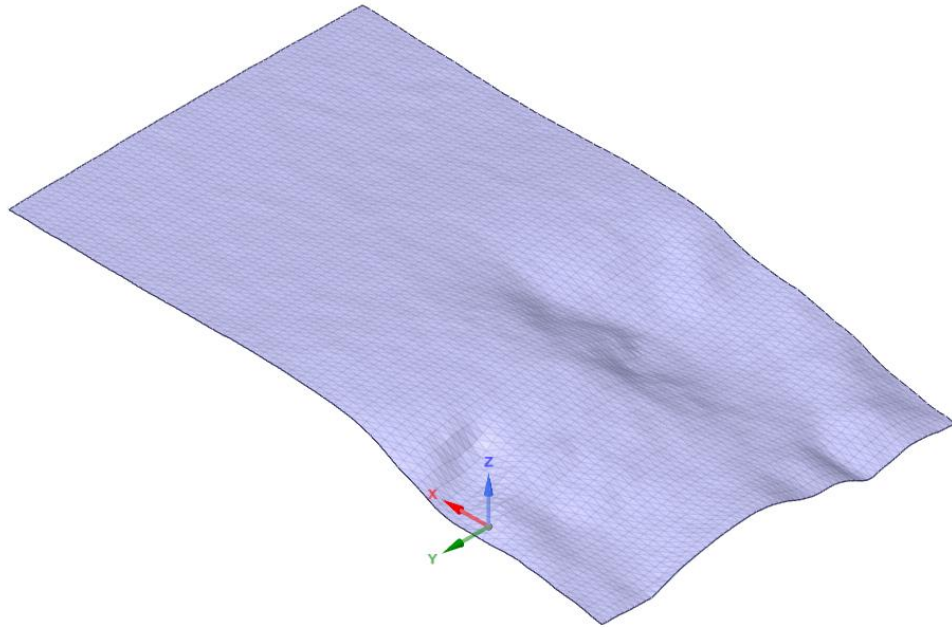


Figura 4.4 - Terreno no formato .stl importado diretamente do Blender para o SpaceClaim.

De seguida, o terreno em imagem 2D, foi concebido verticalmente para criar uma base sólida, tal como na Figura 4.5. A parte inferior e os lados do volume devem então ser tapados para criar um sólido estanque. Por fim, suaviza-se a sólido para que não subsistam quaisquer arestas ou cantos afiados que possam afetar as simulações de fluxo.

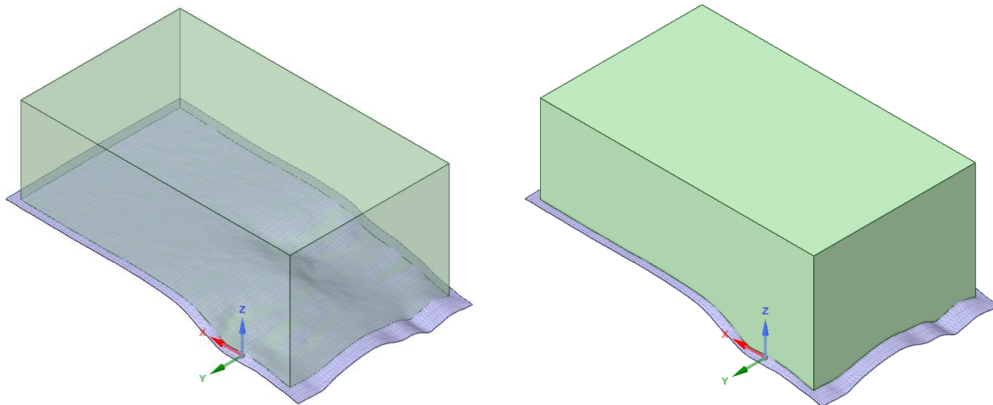


Figura 4.5 - Dimensionamento (à esquerda) e criação (à direita) do polígono

Escolha da altura do polígono 3D a ser extrudido

Um tópico que carece de alguma atenção é a altura que se dará ao polígono extrudido. Existem três considerações que precisam de ser feitas.

A altura da turbina eólica é um fator a ter em conta. A turbina modelo para as simulações desta dissertação é a designada por SG 6.6-170. Como a designação aponta, a turbina tem 170 metros de diâmetro do rotor. Adicionando o raio do rotor à altura da base da turbina temos um valor de altura máxima de 185m. É fundamental que o terreno sólido 3D seja suficientemente alto para abranger toda a área abrangida pelo rotor da turbina. Isto assegura que a simulação capta com precisão a interação do vento com o terreno ao longo de toda a gama operacional da turbina.

A segunda consideração a ter presente é que as complexidades do terreno também influenciam o resultado. No caso de o terreno apresentar variações pronunciadas de elevação, como as observadas sob a formas de montanhas e vales íngremes sendo por isso necessário aumentar a altura do sólido 3D para refletir com precisão estas características topográficas.

E, por último, e já referido com maior detalhe no capítulo ABL (Atmospheric Boundary Layer)3.4, da Metodologia, a Camada Limite Atmosférica (ABL), que é a parte mais baixa da atmosfera, onde o vento é influenciado pela superfície da Terra, é um fator a ter em conta pela sua relevância. A altura da ABL pode variar dependendo de fatores como a rugosidade do terreno, a velocidade do vento e a estabilidade atmosférica. Recomenda-se que o sólido 3D se estenda pelo menos até o topo da ABL para representar com precisão o perfil de vento que a turbina experimenta. Isto, porque o topo da ABL pode ser basicamente especificado como o local onde a turbulência desaparece, uma vez que acima da camada limite o movimento do ar é suave e pode ser tratado como um escoamento laminar.

Tendo em conta estes fatores, a dimensão global do domínio de simulação é uma decisão que representa um meio termo entre a qualidade da análise e a rapidez de computação. Se for utilizado uma altura que corresponda à camada superior do ABL o custo de computação será demasiado elevada. Sendo assim, uma abordagem inicial adequada foi definir a altura do sólido 3D para ser pelo menos duas vezes a altura da turbina eólica. Isto deverá proporcionar espaço suficiente para captar a área varrida pelo rotor e uma parte significativa da ABL. Posteriormente, a altura pode ser ajustada com base na resposta da simulação, isto é, caso a parede superior do sólido faça interferência no domínio da turbulência ao nível da turbina.

Para finalizar, o modelo tridimensional necessita que a sua integração seja feita a partir de um modelo teórico de representação da turbina. Este modelo, no que compreende formas geométricas, é bastante simples. É apenas um círculo com a mesma área de varredura do rotor real e, posteriormente, é-lhe dado uma profundidade semelhante ao valor certificado pelo manual de fabrico da própria *Siemens*.

Alguns problemas que necessitaram de resolução foi o facto de o terreno importado ser demasiado grande e, por isso, é necessário ajustar o fator de escala no *SpaceClaim* para corresponder às unidades desejadas. Outra medida que se tomou foi transformar o volume paralelepípedo em um volume cilíndrico. O resultado apresenta-se na Figura 4.6 abaixo:

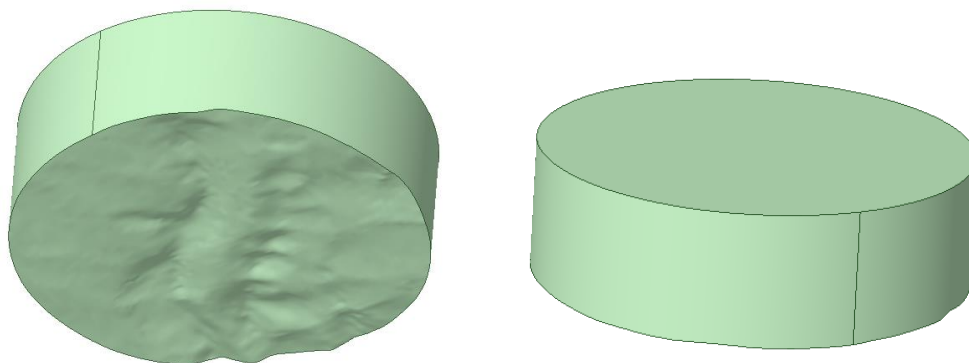


Figura 4.6 - Domínio de estudo esculpido para uma forma circular.

Outros dos principais problemas neste tipo de projeção é que os modelos de terreno complexos contêm frequentemente falhas geométricas introduzidas durante o processo de extração ou inerentes ao formato STL. Os problemas detetados que resultaram desta transposição de dados foram aberturas ou descontinuidades na superfície do terreno, faces que se sobrepõem ou intersectam umas com as outras e arestas ou vértices ligados a mais de duas faces, violando as regras topológicas para modelos sólidos.

Sistema de coordenadas

Todas as simulações usam o sistema de coordenadas que é visível no canto inferior direito de cada figura presente no *Ansys*. Assim, temos a altura do domínio, a largura do domínio e o comprimento do domínio, representados pelos eixos z , y e x , respetivamente.

A direção y , por estar no sentido longitudinal, também toma a direção do escoamento do ar, em que a extremidade negativa do eixo y é onde se encontra a entrada do ar, $y = 0$ o centro do terreno e a extremidade positiva a saída do ar.

4.3.3 Criação da malha

Antes de começar com os detalhes críticos da malha, será necessário compreender as definições gerais com as quais temos a possibilidade de trabalhar, como se pode constatar pela Figura 4.7 em baixo:

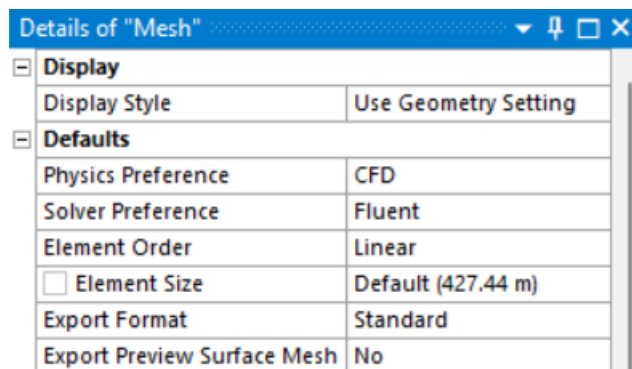


Figura 4.7 - Janela dedicada ao controle da malha

A opção "Physics Preference" (preferência física) permite estabelecer como o "Workbench" executará a criação de malha com base na física do tipo de análise for especificada. As opções disponíveis são: Mecânica, Eletromagnética, CFD e Explícita. Como estamos no seguimento de um "problema CFD", justifica-se que essa seja a nossa opção.

Optar pela CFD como "Physics Preference" faz com que apareça uma opção de "Solver Preference". O valor da "Solver Preference" pode ser CFX, Fluent ou POLYFLOW. Cada escolha terá impacto na malha. Como o processamento é através do *Fluent*, encontramos por essa via resposta para o nosso trabalho.

Dentro do volume, existe uma aresta e uma face que são zonas críticas para a nossa malha e, por isso, terão maior relevância na refinação. Para começar pela face, que neste caso a face comporta o relevo zona montanhosa, é feita uma "inflation", que não é mais do que a criação de uma malha fina ou de camadas de malha fina na área de interesse do domínio. As definições das opções de "Inflation" determinam as alturas das camadas de insuflação. Na Figura 4.8, pode verificar-se a descrição detalhada das variáveis que podem ser alteradas dentro do método "Inflation".

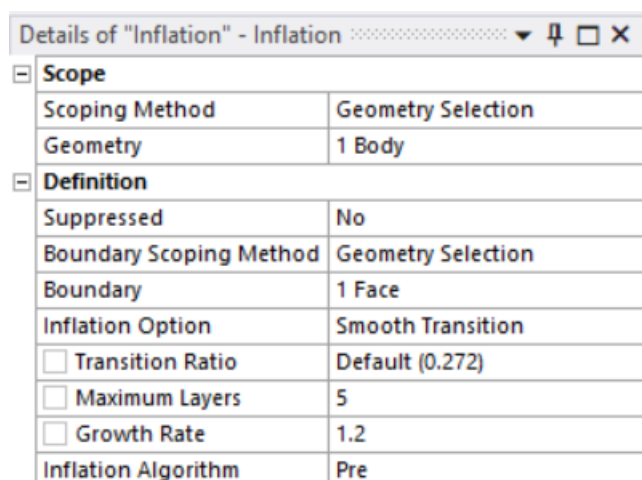


Figura 4.8 - Janela dedicada à "Inflation"

Dentro das múltiplas configurações que existem, a configuração padrão é a opção “Smooth Transition” (que traduzimos por *transição suave*). A opção por *transição suave* utiliza o tamanho do elemento tetraédrico, que é o local para calcular cada altura inicial local e a altura total. Isto assegura uma taxa suave de alteração do volume em que a altura inicial de cada triângulo que está a ser alterado é calculado em relação à sua área, sendo o resultado calculado em média nos nós. A grande razão de escolher este tipo de “inflation”, em detrimento de todos os outros, é que para uma malha variável, neste método, as alturas iniciais variarão.

O controlo do “Transition Ratio” (rácio de transição) determina a taxa de crescimento dos elementos adjacentes. Trata-se da alteração de tamanho baseada no volume entre a última camada de elementos e a camada de insuflação. O controlo do rácio de transição é aplicável apenas quando a opção de inflação está definida para Transição Suave. Visto que a preferência física está definida para *CFD* e a preferência do “solver” está definida para *Fluent*, o valor predefinido para o rácio de transição é de 0,272. Mantém-se este valor para todas as simulações, uma vez que um valor mais alto potenciaria uma imprecisão na alteração do tamanho para as áreas de forte curvatura, ou seja, de todo o terreno montanhoso do nosso estudo. No caso de alteração do valor proposto para 1, resultaria que o terreno aparentava uma imagem de pixéis visíveis e perderia toda a definição de relevo.

A opção “Maximum Layers” (camadas máximas), tal como o nome indica, determina o número máximo de camadas de inflação a serem criadas na malha. Os valores válidos são de 1 a 1000. A predefinição que reúne mais consensual é 5 para corpos sólidos e 2 para corpos de superfície. Visto que temos um corpo sólido o valor será de 5.

Um aumento no valor do controlo da “Growth Rate” (Taxa de Crescimento) resultaria numa redução da altura total da camada de insuflação. Por outras palavras, significa que este controlo da taxa de crescimento determina a espessura relativa das camadas de insuflação adjacentes. À medida que se afasta da face à qual o controlo de insuflação é aplicado, cada camada sucessiva é aproximadamente um fator de taxa de crescimento mais espessa do que a anterior. Os valores válidos são de 0,1 a 5,0. A predefinição é 1,2.

O aspeto da malha na região do plano montanhoso após “Inflation” é a seguinte apresentada na Figura 4.9.

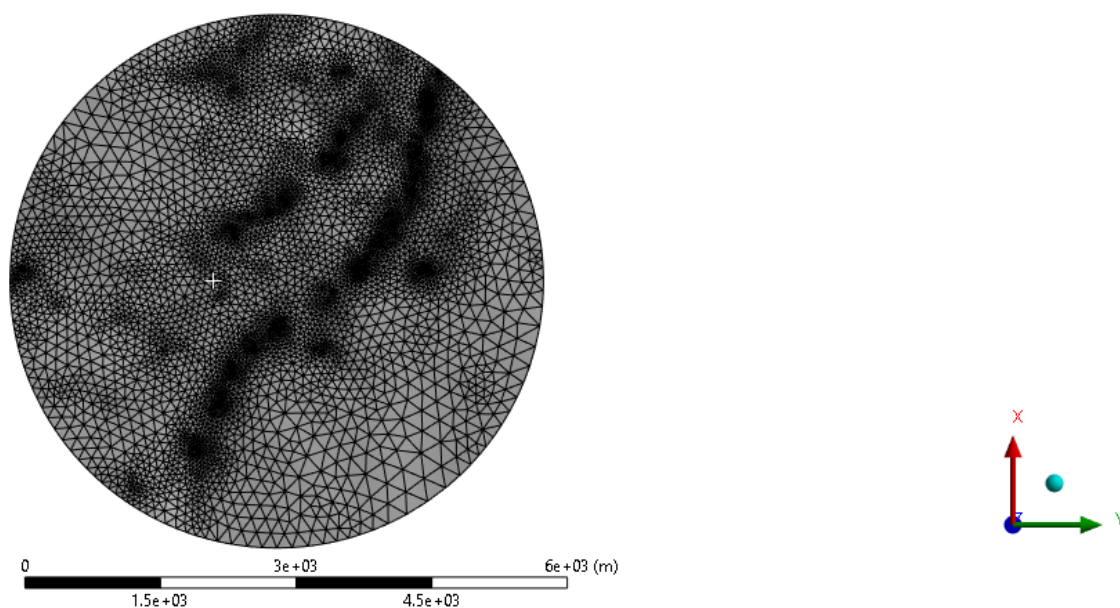


Figura 4.9 - Malha após refinamento (vista do solo).

Na Figura 4.10 a seguir, destaca-se um corte lateral da malha, após se ter procedido ao seu refinamento (imagem 17).

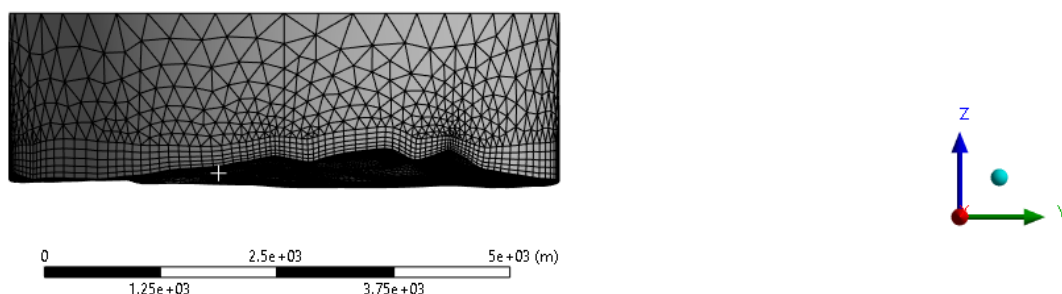


Figura 4.10 - Malha após refinamento (vista lateral).

De forma a ter a certeza que nos encontramos perante uma malha bem estruturada, é conveniente e desejável que se invista no desenvolvimento de um conjunto de métricas possa ser garantia de qualidade.

As definições de cada umas destas métricas para avaliar a qualidade da malha podem ser encontradas no material de ajuda do ANSYS [64], embora nem todas sejam abordadas aqui. Apesar de nem todas as medidas de malha serem relevantes para a abordagem nesta dissertação, são mencionadas na Tabela 4.1, por forma a que sejam clarificados os valores. Neste caso, a assimetria e a qualidade ortogonal serão os parâmetros utilizados para avaliar a qualidade da malha.

Tabela 4.1 - Avaliação Quantitativa da Malha do terreno

Métrica	Mínimo	Máximo	Média	Desvio
Qualidade do Elemento	6,2674e-003	0,99929	0,73047	0,20869
Rácio do Aspeto	1,0933	303,54	2,8024	4,2502
Assimetria (Skewness)	1,2489e-003	0,79868	0,25688	0,13069
Qualidade Ortogonal	7,0842e-002	0,99918	0,84178	0,1307

A assimetria de uma célula indica o quanto ela está próxima do ideal (equilátero). Cada valor de assimetria, apresentado acima na Tabela 4.2, é descrito com maior profundidade no manual do Ansys Fluent no capítulo “meshing” [64]. Como podemos ver, a qualidade das células varia de razoável a excelente. O desvio em relação à média é insignificante e a assimetria média bastante boa. O mesmo se pode verificar para a referência da qualidade ortogonal da Tabela 4.3.

Tabela 4.3 - Guia quantitativo para a classificação da Assimetria.

Valor da Assimetria (Skewness)	Qualidade da Célula
1	Degenerada
0.9 < 1	Má
7.5 - 0.9	Pobre
0.5 - 0.75	Justa
0.25 - 0.5	Boa
0-0.25	Excelente
0	Equilateral

Tabela 4.2 - Guia quantitativo para a classificação da Ortogonalidade.

Qualidade Ortogonal	Qualidade da Célula
0 - 0.001	Degenerada
0.001 - 0.15	Má
0.15 - 0.20	Pobre
0.20 - 0.70	Justa
0.70 - 0.95	Boa
0.95 - 1.00	Excelente
1	Equilateral

Com base na sensibilidade da malha efetuada por Sturge [65], o tamanho do elemento do domínio exterior, que liga o domínio interior à condição de fronteira de simetria, será substancialmente maior do que o domínio que se encontra na linha do fluxo. Ou seja, apenas as áreas que estabelecem contacto com o vento necessitarão de uma malha mais fina. A região vizinha (zonas mais altas da área de estudo) não necessita de tanta resolução devido ao baixo número de Reynolds.

O facto de utilizar a versão gratuita do software colocou um limite superior na quantidade de nós e elementos (soma do número de nós e elementos terá de ser inferior a 512,000) que a malha poderia ter, ou seja, a refinação da malha não poderá atingir níveis de complexidade muito elevados.

Para esta malha o número de nós foi de 82562 e número de elementos foi de 357143 ($439,705 < 512,000$).

4.3.4 Introdução do *Ansys Fluent*

Para analisar ventos turbulentos é bastante comum realizar simulações de dinâmica de fluidos computacional (CFD) com modelos de turbulência apropriados. O Ansys Fluent é uma ferramenta amplamente utilizada para tais análises, oferecendo vários modelos de turbulência para capturar com precisão o comportamento complexo dos fluxos turbulentos [66].

Neste tópico replica-se a mesma metodologia de análise feita para o “meshing”, em que passo a passo são debatidas as opções possíveis e seleccionadas as opções mediante o equilíbrio entre custo de computação e qualidade dos resultados.

Modelo de Turbulência

Primeiramente, deverá declarar-se o modelo com o qual se quer pretende efetuar o cálculo. Este tópico foi extensamente abordado no capítulo 3.3, na metodologia. Chegou-se à conclusão que se pode verificar pela Figura 4.11.

Model	Model Constants
☐ Inviscid ☐ Laminar ☐ Spalart-Allmaras (1 eqn) ☐ k-epsilon (2 eqn) ☒ k-omega (2 eqn) ☐ Transition k-kl-omega (3 eqn) ☐ Transition SST (4 eqn) ☐ Reynolds Stress (7 eqn) ☐ Scale-Adaptive Simulation (SAS) ☐ Detached Eddy Simulation (DES) ☐ Large Eddy Simulation (LES)	Alpha*_inf 1 Alpha_inf 0.52 Beta*_inf 0.09 a1 0.31 Beta_i (Inner) 0.075 Beta_i (Outer) 0.0828 TKE (Inner) Prandtl # 1.176 TKE (Outer) Prandtl # 1 SDR (Inner) Prandtl # 2 SDR (Outer) Prandtl # 1.168 Production Limiter Clip Factor 10
k-omega Model ☐ Standard ☐ GEKO ☐ BSL ☒ SST	
k-omega Options ☐ Low-Re Corrections	
Options ☐ Curvature Correction ☐ Corner Flow Correction ☐ Production Kato-Lauder ☒ Production Limiter	
Transition Options Transition Model none	User-Defined Functions Turbulent Viscosity none

Figura 4.11 - A caixa de diálogo do modelo viscoso que mostra o modelo SST $k-\omega$.

Estabelecimento das condições de fronteira

De seguida, passamos para as condições de fronteira. Para a sua delimitação concetual, as condições de fronteira dizem respeito à definição que permitem o escoamento entre a entrada e saída do domínio.

A primeira condição tem que ver com a face de entrada do ar que se encontra representada a cor azul na **Error! Reference source not found**. De notar que o topo está propositadamente invisível coma finalidade de melhor compreensão da imagem. Na condição de entrada apenas se altera a magnitude da velocidade para 7,5 m/s.

A segunda e última condição diz respeito à alteração da característica da face do topo para um material que se comporte sem tensão de cisalhamento, nem rugosidade, visto que esta é uma face que serve unicamente o propósito de limitar a área de computação[67]. Com estas alterações esta face não terá qualquer impacto nos cálculos finais. Temos assim a reunião de condições de entrada e saída visível graficamente na Figura 4.12.

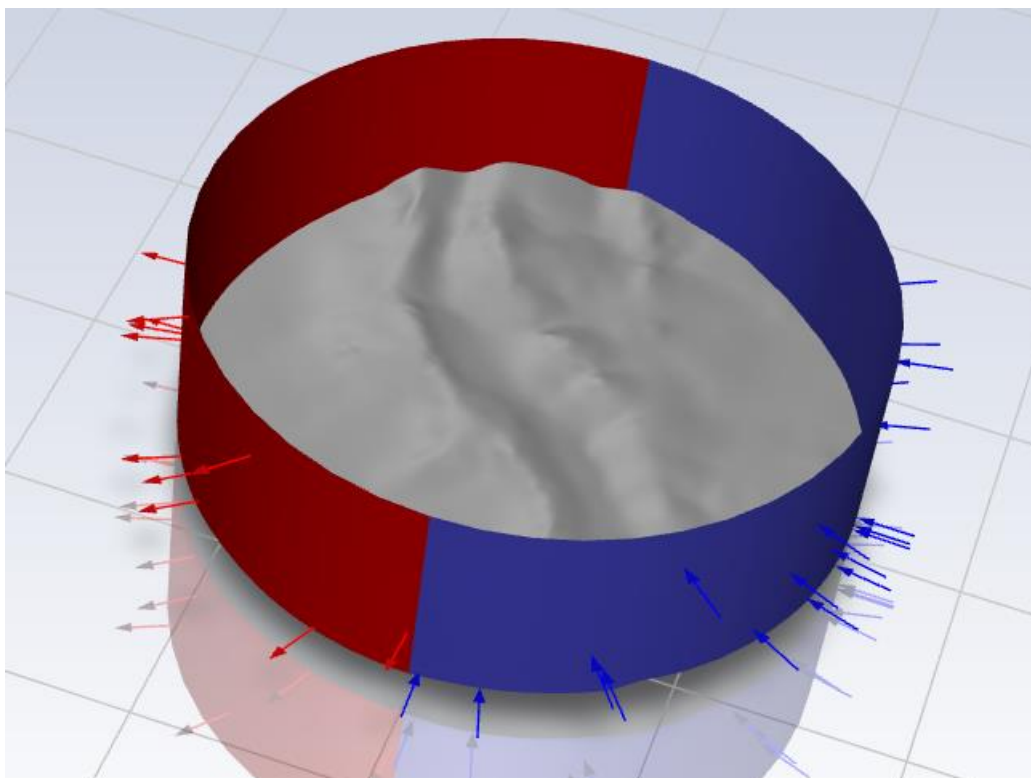


Figura 4.12 - Modelo do sistema no Ansys Fluent. (Com setas azuis para entrada de ar e vermelhas para saída).

Tratamento e monitorização dos Resíduos

O histórico de convergência é registado com a soma residual para cada variável das iterações feitas pelo *solver*.

À medida que a solução converge, estes resíduos aproximar-se-ão de zero num computador de precisão infinita. Os resíduos no computador arredondam para um número minúsculo e depois deixam de variar, ou seja, nivelam. Os resíduos remanescentes podem diminuir até seis ordens de grandeza [68].

Sabe-se que não existe uma métrica que seja perfeita para avaliar a performance de cada resíduo. Assim, é uma boa opção monitorizar os parâmetros integrados pertinentes, para além de olhar para os níveis residuais enquanto se avalia a convergência.

O critério de convergência padrão do Ansys Fluent é adequado para a maioria dos casos. No entanto, por vezes, este critério pode não ser adequado como é o caso de cenários que envolvem turbulência. Em tais circunstâncias, os resíduos começam com um valor baixo, e aumentam à medida que as fontes não lineares se acumulam e, por fim, diminuem. Portanto, é uma boa prática avaliar a convergência com base no comportamento do resíduo, bem como no seu valor real [58].

Regra geral, antes de declarar que a solução convergiu, deve certificar-se de que o resíduo pelo menos continua baixo durante um certo número de iterações, como é o caso dos resíduos “x-velocity”; “y-velocity”; “z-velocity”; “ k ” e “ ε ” que são as variáveis de iteração determinantes para a condução deste estudo de mestrado. Numa abordagem inicial, manteremos os resíduos a 1×10^{-3} . Se não existir a diminuição/estabilização do recurso como referido anteriormente, reduz-se a ordem de grandeza. Como se pode ver pela seguinte Figura 4.13, os resíduos a partir da centésima iteração tendem a ficar constantemente mais baixos.

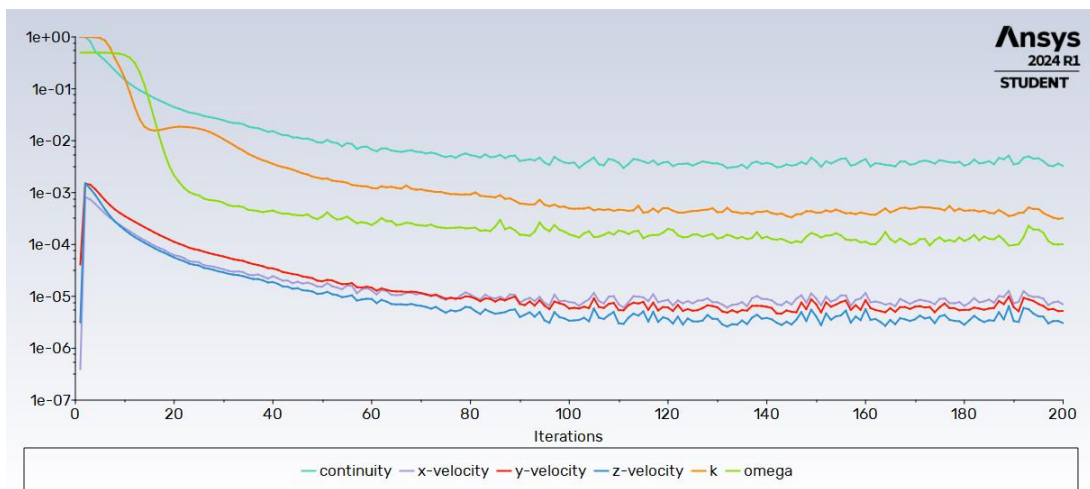


Figura 4.13 - Valor absoluto dos resíduos

4.3.5 Análise de Resultados

Para efetuar a análise de resultados focamo-nos em duas variáveis principais, que são a velocidade e a pressão ao longo do domínio. Também se dá destaque à turbulência relacionada com a energia cinética.

Visto que não se trata de um terreno plano, os estudos e evidências científicas são reduzidos segundo a revisão de literatura que efetuamos. No entanto, as conclusões podem ser imediatamente retiradas ao olhar para as primeiras duas simulações retiradas à altura do solo, Figura 4.14 e Figura 4.15, respetivamente.

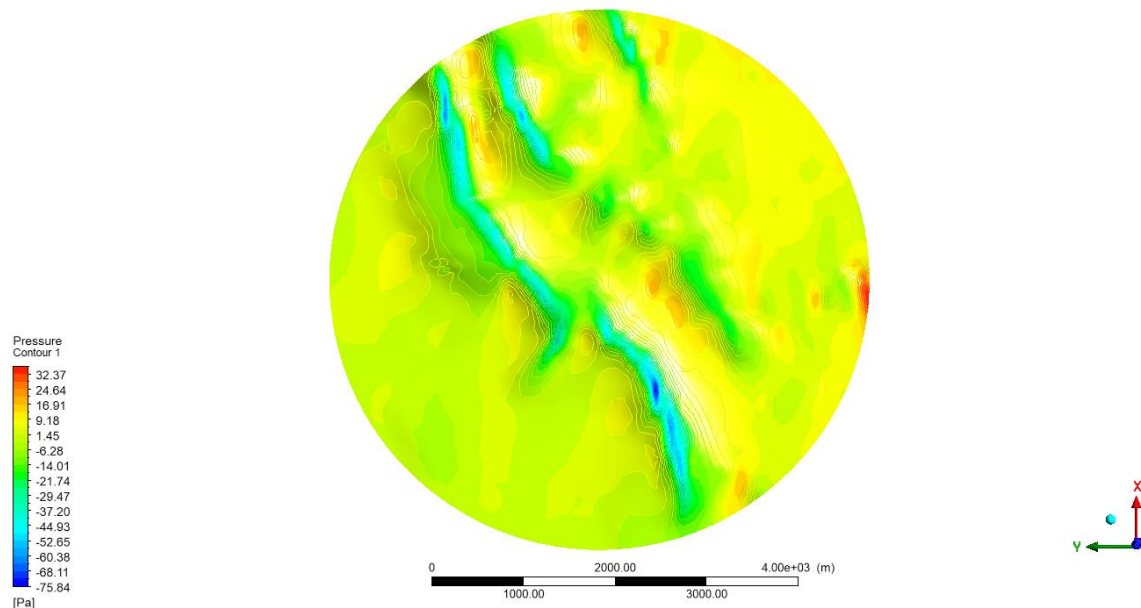


Figura 4.14 - Vista de cima da pressão do terreno ($z = 0m$).

Podemos constatar que a pressão não está distribuída uniformemente pela superfície. Perto do centro, há uma área concentrada de alta pressão, que é sinal de uma área de estagnação. Existem várias zonas de baixa pressão espalhadas pela zona central de alta pressão e pela periferia que, como vamos ver na imagem seguinte sobre a velocidade, indica a sua relação como uma área de aceleração do vento.

Há grandes variações no gradiente de pressão sobre a superfície, com o limite das zonas de alta e baixa pressão, exibindo gradientes mais acentuados. Este limite é relevante no começo e final dos relevos mais acentuados.

Para definir completamente o terreno e avaliar a diversidade de interferências, é necessária mais investigação com dados sobre a velocidade e a turbulência.

Na próxima figura, podemos ver os contornos da velocidade do vento à mesma altura ($z = 0\text{ m}$):

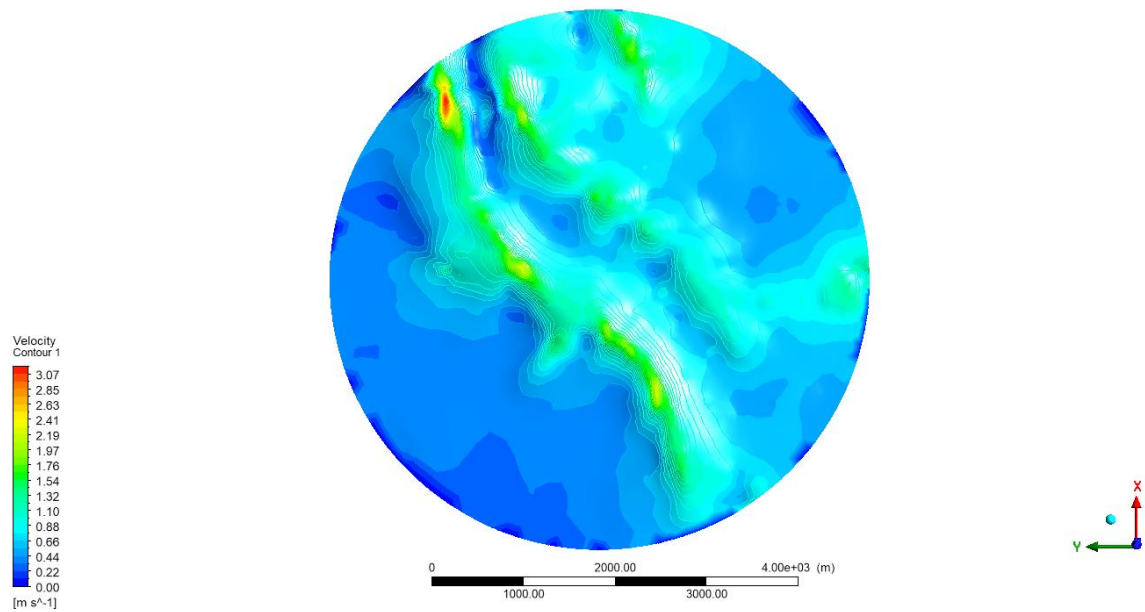


Figura 4.15 - Vista de cima da velocidade do terreno ($z = 0m$).

Enquanto a maior parte do domínio tem velocidades inferiores a 2 m/s , alguns canais encontram as velocidades mais elevadas, que chegam a ser superiores a 3 m/s . Estes canais de alta velocidade estão associados a áreas de aceleração do fluxo ou a rotas de fluxo aerodinâmico devido a gradientes de pressão e constrições geométricas. Embora a velocidade média do vento seja $7,5 \text{ m/s}$, verifica-se uma redução bastante grande da velocidade, porque nos encontramos ao nível do solo, onde a rugosidade tem o seu maior impacto, abrandando significativamente o fluxo de vento.

Assinalam-se mudanças notáveis na distribuição da velocidade ao longo do domínio, indicando uma distribuição altamente não-uniforme.

Da Figura 4.16 à Figura 4.18 as medições são retiradas a 150 m , que é a altura a qual se encontraria o rotor da turbina eólica caso esta fizesse parte da modelação (posteriormente, vai adiciona-se a modelação com rotor para comparar resultados).

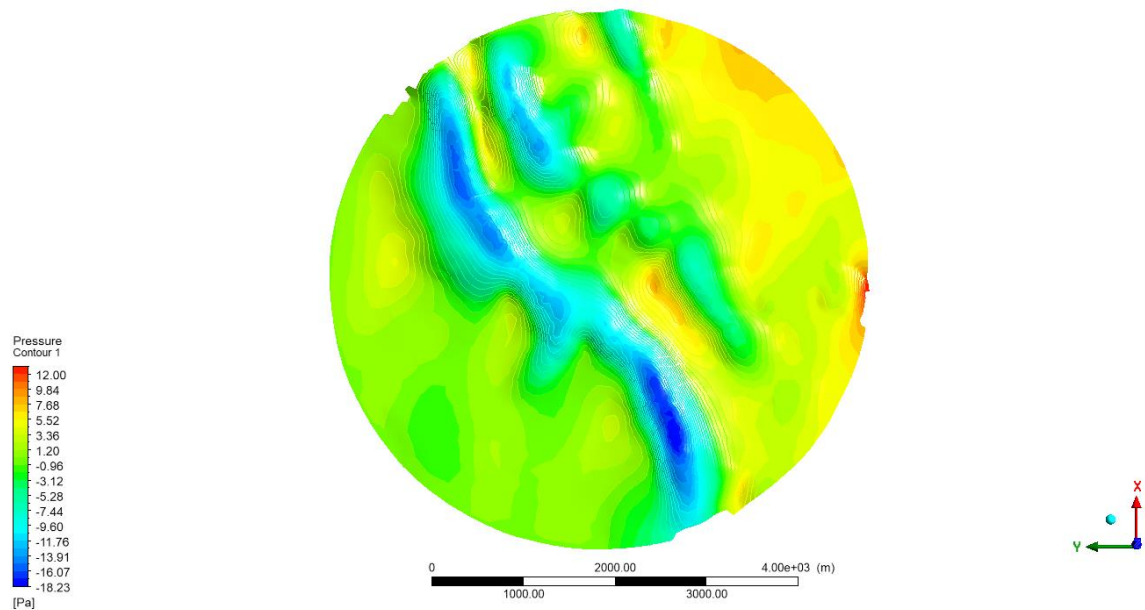


Figura 4.16 - Vista de cima da pressão do terreno ($z = 150$ m).

Ao medir a 150 metros de altura, os gradientes de pressão são mais pronunciados em comparação com os observados a 0 metros.

Em contraste, esta imagem (150 m) apresenta picos mais elevados, atingindo até 32,37 Pa comparativamente aos 12,00 Pa (0 m). E, as zonas de baixa pressão, na primeira imagem, atingem um mínimo de -18,23 Pa, enquanto que na anterior para -75,84 Pa.

Nota-se que existe uma amplitude muito menor de diferentes pressões nesta imagem a 150m, o que faz sentido, visto que, como se referiu anteriormente, a ABL tende a estabilizar à medida que se aumenta a altura.

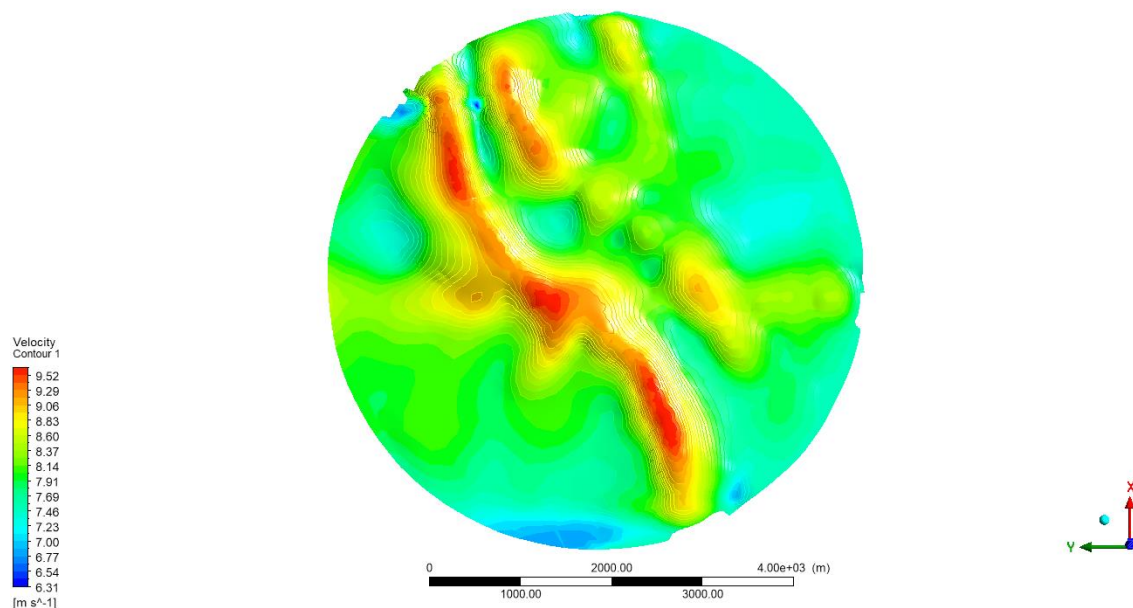


Figura 4.17 - Vista de cima da velocidade do terreno ($z = 150m$).

Registam-se, também, diferenças assinaláveis nos padrões de distribuição para a velocidade. Uma área maior de velocidades mais baixas é intercalada com canais distintos de alta velocidade que ultrapassam os 3 m/s no retrato da velocidade a altura 0 m , que apresenta um campo de velocidades mais variado.

Agora, nesta segunda imagem, podemos ver uma distribuição mais igualitária da velocidade, com os valores mais altos concentrados no centro e que progressivamente em vão em direção às margens, onde existe menos relevo. Sugere o facto que, a 150 m , existe um perfil de fluxo mais uniforme, possivelmente menos afetado pelas imperfeições da superfície a esta altitude elevada.

Em particular, a velocidade mais elevada ($9,52 \text{ m/s}$), na segunda imagem, é visivelmente mais alta do que a máxima na primeira imagem, sugerindo um fluxo mais forte a 150 m de altura.

Conclui-se que, à medida que a altitude aumenta, o fluxo torna-se menos turbulento e mais estruturado e bastante mais forte.

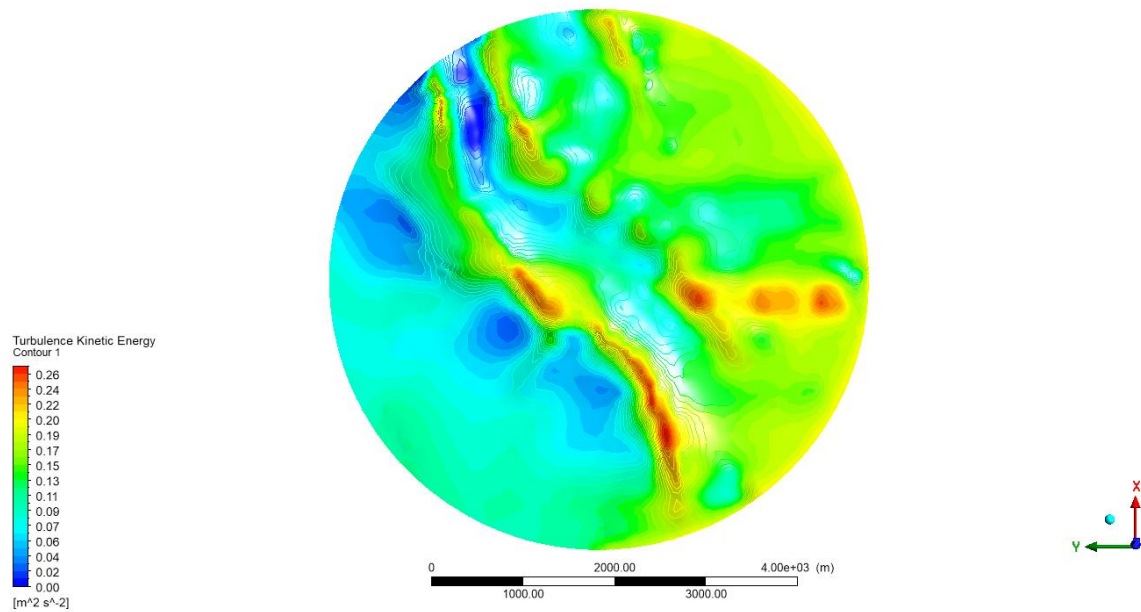


Figura 4.18 - Vista de cima da energia cinética turbulenta do terreno ($z = 150$ m).

A escala de cores utilizada permite avaliar a energia cinética turbulenta (TKE) que varia de $0,02 \text{ m}^2/\text{s}^2$ a $0,26 \text{ m}^2/\text{s}^2$.

As regiões de alta energia cinética turbulenta são mostradas pelas secções representadas nas cores a laranja e vermelho, onde os valores podem exceder $0,26 \text{ m}^2/\text{s}^2$. Essas áreas estão centradas numa faixa diagonal em toda a imagem, que se estendem do canto inferior esquerdo ao canto superior direito, faixa que corresponde à zona mais montanhosa.

Perto dos setores centrais superior e inferior direito, são vistas outras bolsas de TKE elevado, sugerindo uma turbulência localizada. As regiões sinalizadas a verde e amarelo representam valores moderados de TKE que indicam uma mudança progressiva de áreas de alta turbulência para regiões de fluxo mais estáveis, e circundam maioritariamente as zonas de alto TKE.

A distribuição do TKE indica que o fluxo de ar é significativamente influenciado pelo terreno subjacente. Pode haver uma crista, um vale ou outras características topográficas notáveis que criam uma turbulência maior, conforme indicado pela faixa diagonal central com TKE elevado.

É provável que os padrões meteorológicos mais turbulentos sejam registados em locais com TKE elevado, o que pode ter um impacto nas condições climáticas locais e, consequentemente, na produção de energia eólica.

Como deu para compreender pelas últimas imagens, existe muitas variáveis presentes na consistência do modelo atmosférico. Para este trabalho é importante que se encontre solidez na modelação do ABL.

Mesmo sabendo que o terreno apresenta turbulência devido à rugosidade, nota-se que à medida que subimos em altura e nos afastamos do solo, os valores da velocidade ficam cada vez mais consistentes. Caso

os valores da velocidade do vento, à medida que se sobe em altura, tendam a ficar mais próximos em diferentes zonas, vai constituir uma métrica que mostre que o estudo esteja a produzir resultados válidos. O mesmo se verifica na Tabela 4.4 - Variação da velocidade e o seu erro em posições distantes do mapa, testado para diferentes alturas..

Tabela 4.4 - Variação da velocidade e o seu erro em posições distantes do mapa, testado para diferentes alturas.

Altura [m]	Velocidade [m/s]			Erro entre y = 750 m e y = 2000 m
	y=0 m	y=1000 m	y=2000 m	
750	7,5	8,126	8,818	8,08%
1000	7,5	7,898	8,339	5,30%
1500	7,5	7,791	8,049	3,53%
2000	7,5	7,759	7,944	2,87%

Os resultados da tabela mostram o perfil da velocidade em três zonas distintas da simulação em função da altura a que se encontra, desde o solo montanhoso, até ao topo onde se encontra a parede de simulação.

No gráfico da Figura 4.19 consegue-se ver o perfil de velocidade inicial na entrada do seu domínio é mostrado por esta linha (vermelha). Como é típico de uma ABL, exhibe um aumento progressivo da velocidade do vento com a altura. O segundo perfil de velocidade é mostrado pela linha (azul), que é de 1000 metros no domínio. Mostra um aumento maior da velocidade com a altura em comparação com o perfil de entrada, especialmente nos níveis mais baixos o que implica que à medida que a ABL se expanda no domínio, está a evoluir e a tornar-se mais errática. Por fim, o último perfil de velocidade é mostrado pela linha (verde). Com um aumento notável da velocidade nas camadas inferiores e um aumento mais gradual da velocidade mais acima, a ABL está ainda mais desenvolvida neste caso o que sugere que a camada superficial da ABL evoluiu para uma fase mais madura com um perfil logarítmico distinto.

Quanto mais longe da entrada os perfis de velocidade ficam, mais íngremes e mais pronunciados eles se tornam.

O facto dos perfis a 1000 e 2000 metros terem declives mais acentuados do que o da entrada é também um sinal da mudança das características de rugosidade da superfície do domínio, tais como a topografia ou estruturas.

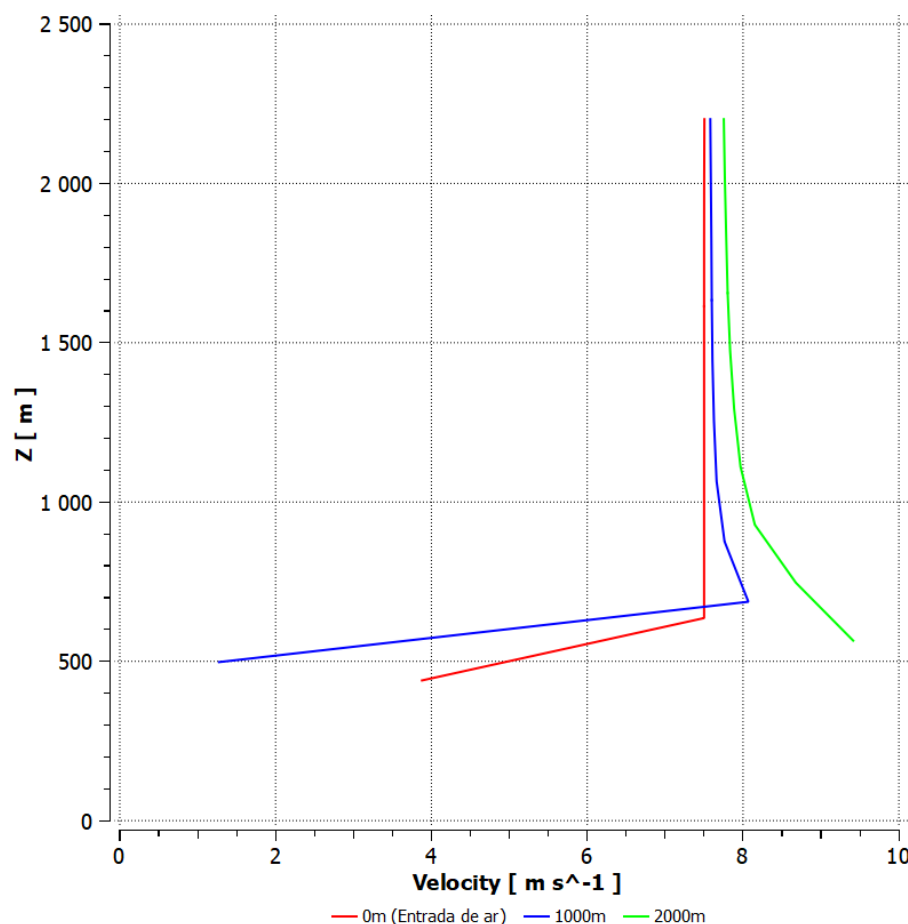


Figura 4.19 – Perfis da velocidade em três linhas distintas no espaço (a 0, 1000m e 2000m da entrada de ar).

No próximo gráfico da Figura 4.20, apresentam-se as mesmas variáveis com a alteração da localização em análise. Agora analisa-se a saída de ar, o centro do volume e a entrada de ar, que são três locais diferentes a examinar.

A ABL está no seu estado inicial na entrada, onde exibe um aumento lento da velocidade com a altura devido ao distanciamento da rugosidade do solo, seguindo o perfil logarítmico previsto.

Se repararmos, à medida que se aproxima do centro do parque o perfil de velocidade muda visivelmente. A ABL acelera significativamente abaixo dos 1000 m, na parte inferior da faixa. A justificação para isto acontecer deve-se ao fato de cada linha traçada começar a uma altura diferente devido às diferenças de elevação do terreno.

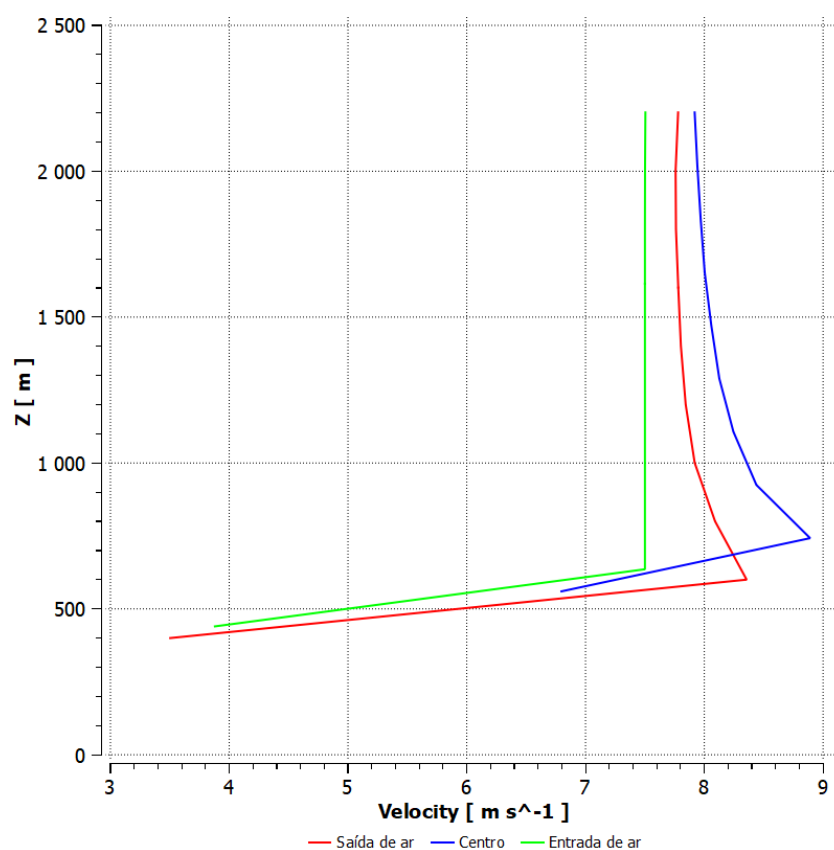


Figura 4.20 - Perfis da velocidade em três linhas distintas no espaço (entrada centro e saída de ar).

Em comparação com o gráfico anterior, que ilustrava a evolução da ABL em função de uma curta distância, este gráfico esclarece as diferenças geográficas no interior do parque. Denota-se que existe uma diferença mais pronunciada entre perfis de velocidade quando aumenta a distância entre pontos de análise. Tendo isto em conta, na Tabela 4.5 encontra-se a quantificação numérica do erro percentual, em ponto de comparação com a anterior Tabela 4.4.

Tabela 4.5 - Variação da velocidade e o seu erro em posições vizinhas do mapa, testado para diferentes alturas.

Altura [m]	Velocidade [m/s]			Erro entre y = 750 m e y = 2000 m
	y=0 m	y=1000 m	y=2000 m	
750	7,5	7.965	8,746	7,67%
1000	7,5	7,667	8,035	3,44%
1500	7,5	7,604	7,826	2,13%
2000	7,5	7,586	7,767	1,75%

5. ESTUDO DETALHADO DAS TURBINAS EÓLICAS NO TERRENO

O Capítulo 5, prepara o terreno para uma exploração aprofundada da implementação e modelação de turbinas eólicas em terrenos complexos. Inicialmente, o capítulo passa pela implementação e validação de uma turbina eólica no terreno. O capítulo aprofunda as especificações técnicas da turbina SG 6.6-170, enfatizando a sua compatibilidade com as condições locais de vento e as complexidades computacionais colocadas pelo seu grande diâmetro do rotor. Segue-se uma secção sobre a geração de malhas, destacando a necessidade de malhas finas perto do disco do atuador para captar com precisão os padrões turbulentos e os défices de velocidade.

Subsequentemente, é discutida a implementação no Ansys Fluent, detalhando as condições aplicadas para simular a interação do vento com a turbina, incluindo os processos de impulso de força e extração de energia. As análises de convergência, os perfis de velocidade, os contornos de pressão e as distribuições de energia cinética da turbulência são meticulosamente examinados, ilustrando o impacto da turbina eólica no fluxo de ar e na eficiência da produção de energia.

Finalmente, o capítulo aborda a implementação e validação de múltiplas turbinas eólicas, delineando as complexidades dos efeitos da esteira e do posicionamento das turbinas num parque eólico, sublinhando a importância de otimizar o espaçamento das turbinas para equilibrar a produção de energia e o desgaste mecânico. Esta visão geral abrangente fornece uma compreensão fundamental necessária para as investigações mais específicas dos capítulos subsequentes.

5.1 Implementação e validação de uma turbina eólica no terreno

Para este subcapítulo serão aproveitados dados da modelação anterior. Assim, tanto a “Aquisição dos dados do terreno” abordada no 4.3.1, como a “Modelação dos dados topográficos” no 4.3.2, transitam para esta avaliação.

O objetivo é, numa primeira fase, entender o comportamento que o fluxo de vento terá em contacto com o disco atuador, com a particularidade de o terreno ser acidentado e imprevisível. Assume-se que a em termos de domínio computacional temos exatamente o mesmo volume, visto que da implementação da turbina não acrescenta, apenas modifica o dito volume.

5.1.1 Modelação da interação da turbina eólica com o vento

Este estudo analisa o movimento atmosférico do vento através de uma turbina eólica que foi concebida para se assemelhar a um disco atuador.

O objetivo é desenvolver uma abordagem muito simples com um período de computação reduzido para estudar a queda de pressão e as flutuações de velocidade ao longo do domínio do escoamento em torno de uma turbina eólica de uma forma rápida e eficiente. O disco atuador é criado utilizando por base em especificações reais de turbinas eólicas produzidas pela Siemens-Gamesa.

Principais características do modelo físico SG 6.6-170

Na Figura 5.1 - Design estrutural do aerogerador [SG6.6-170 Developer Package]. pode-se ver o desenho técnico a duas vistas da turbina utilizada:

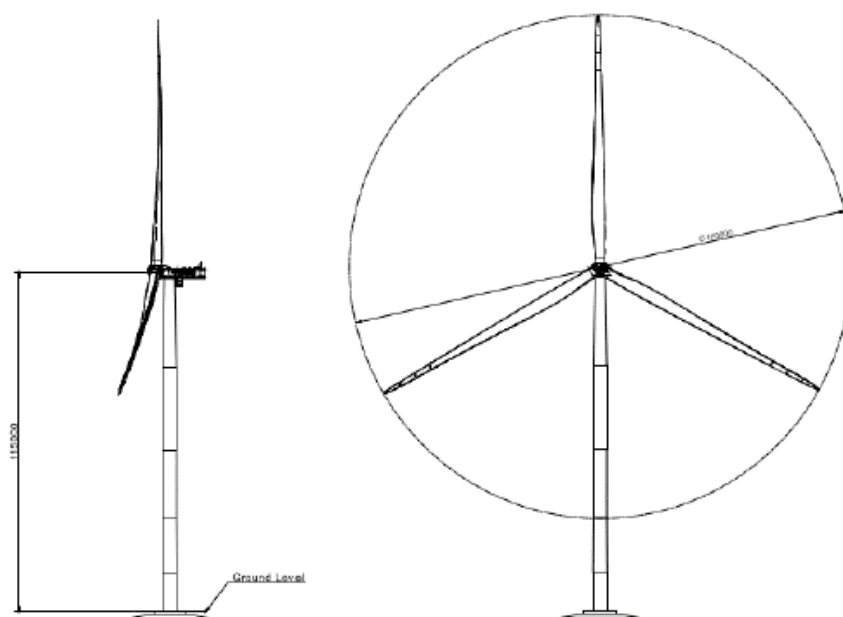


Figura 5.1 - Design estrutural do aerogerador [SG6.6-170 Developer Package].

A turbina Siemens Gamesa, 6.6 MW de potência nominal, com 170m de diâmetro do rotor foi a selecionada pelo motivo de ser extremamente compatível com os ventos e turbulência da montanha do local em estudo na microrregião de Seabra. No decorrer do estudo esta decisão será validada.

No que toca a tempos de computação, esta turbina, por ser bastante grande, apresenta uma dificuldade acrescida. A grande razão diz respeito à área que compreende o rotor. Necessita de uma malha bem mais refinada. Se a estrutura fosse menor, este número de elementos seria mais reduzido e os resultados da computação seriam semelhantes. No entanto, como é utilizado um modelo de disco atuador, com este torna-se bem mais fácil de computar.

Esta turbina com três pás é adequada para localizações com velocidades médias de vento recomendáveis de 8 m/s, para uma turbulência máxima recomendável de 14%. [69]

No que toca a dados operacionais do rotor, a velocidade com que começa a produzir energia é 3 m/s. A velocidade nominal do vento (para ventos estáveis sem turbulência) é 10 m/s e a velocidade de paragem é 25 m/s.

O rotor da turbina eólica situa-se a 115m de altura e apresenta uma área de varrimento de 22700 m²[69]. Uma imagem da turbina está presente na Figura 5.2.



Figura 5.2 - Modelo real da turbina SG 6.6-170 [70].

De seguida, é apresentada na Tabela 5.1 as especificações mais relevantes da turbina eólica da Siemens. Para informações mais detalhadas visitar 0 – Anexo 1.

Tabela 5.1 - Especificações técnicas dos aerogeradores

Modelo	SG 6,6-170 AM0
Potência Nominal	6,6 MW
ROTOR	
Diâmetro	170 m
Área de varredura	22698 m ²
Quantidade de pás	3
TORRE	
Tipo	Tubular
Material	Aço
Altura do eixo do gerador	115 m
DADOS OPERACIONAIS	
Velocidade nominal	11,5 m/s
Velocidade de partida	3 m/s

Velocidade de corte	25 m/s
---------------------	--------

A Figura 5.3., indica qual será a potência elétrica produzida para diferentes velocidades do vento horizontal referida à altura do rotor, para uma média de dez minutos, com densidade do ar = $1,225 \text{ kg/m}^3$. A curva de potência não inclui as perdas no transformador e nos cabos de alta tensão. De uma forma resumida, o gráfico em questão captura a performance da turbina eólica.

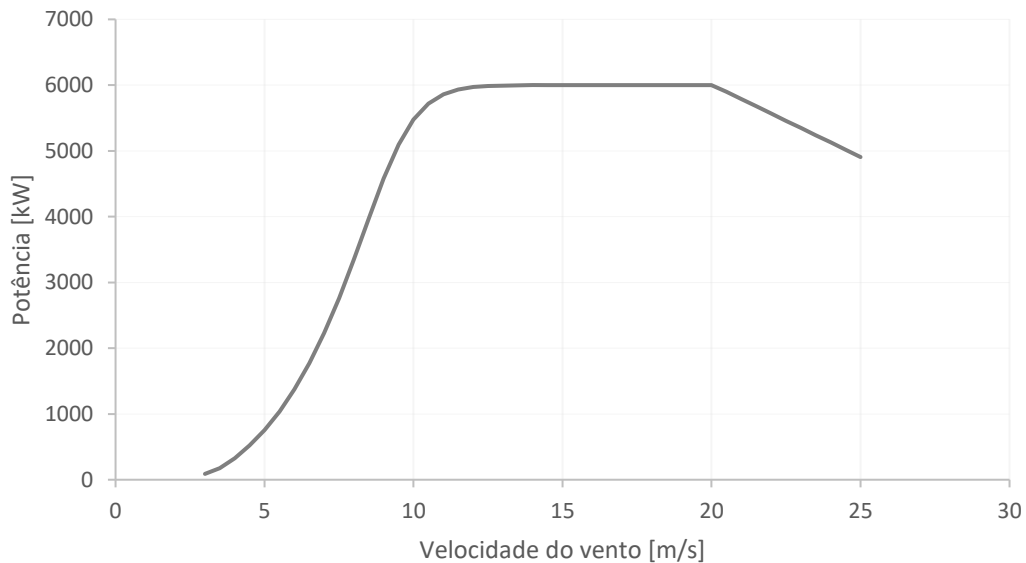


Figura 5.3 - Valor da Potência teórica produzida pelo rotor mediante a variação da velocidade do vento.

O coeficiente de impulso (C_t) da Figura 5.4 descreve a força de impulso horizontal no rotor. Esta informação, geralmente, é fornecida sob a forma de curva pelo fabricante.

Mais detalhadamente, o C_t é adimensional e define a força que a turbina produz na direção axial para o momento de entrada do fluido. Nos cenários em que uma turbina eólica tem um coeficiente de impulso elevado, a esteira sofre turbulência muito próximo ao rotor, o que leva a uma recuperação superior nas longas distâncias [71] Mais informações sobre o cálculo no capítulo “Aerodinâmica da turbina eólica”.

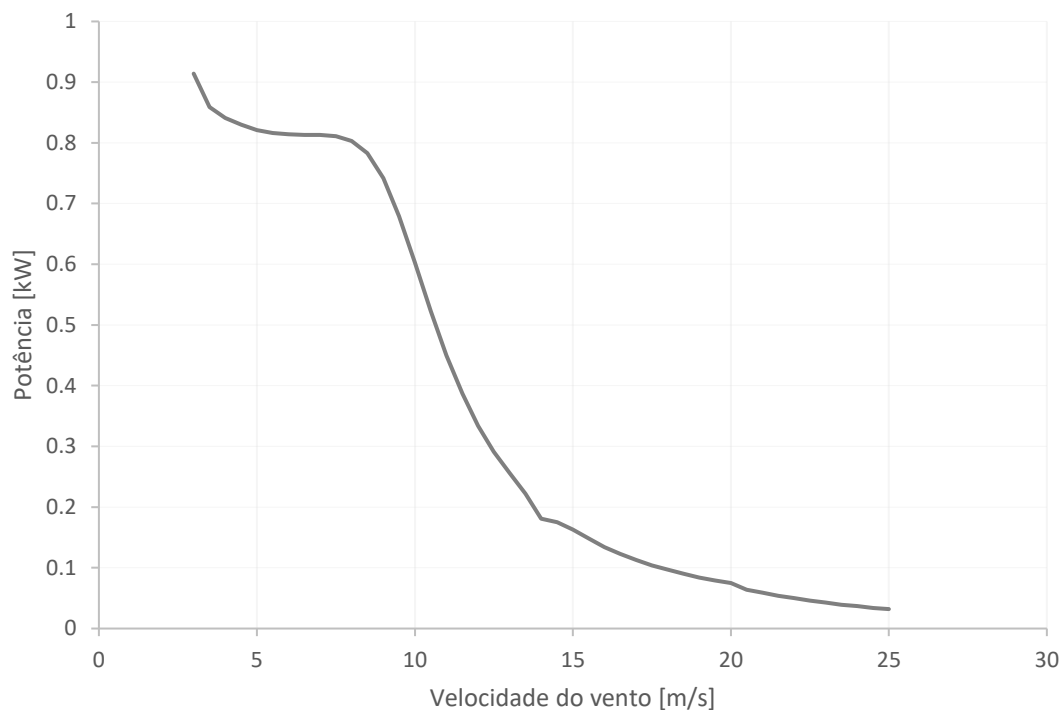


Figura 5.4 - Coeficiente de impulso (C_t)

No último gráfico da Figura 5.5, é apresentado o coeficiente de potência deste aerogerador em relação a diferentes valores de velocidade do vento. Com isso, é possível determinar que o maior valor do C_p para a turbina SG 6,6-170 é de 0,471. Isto significa que para uma velocidade do vento de 8 m/s, à altura do rotor, a turbina apresenta a sua maior eficiência de 47,1 %.

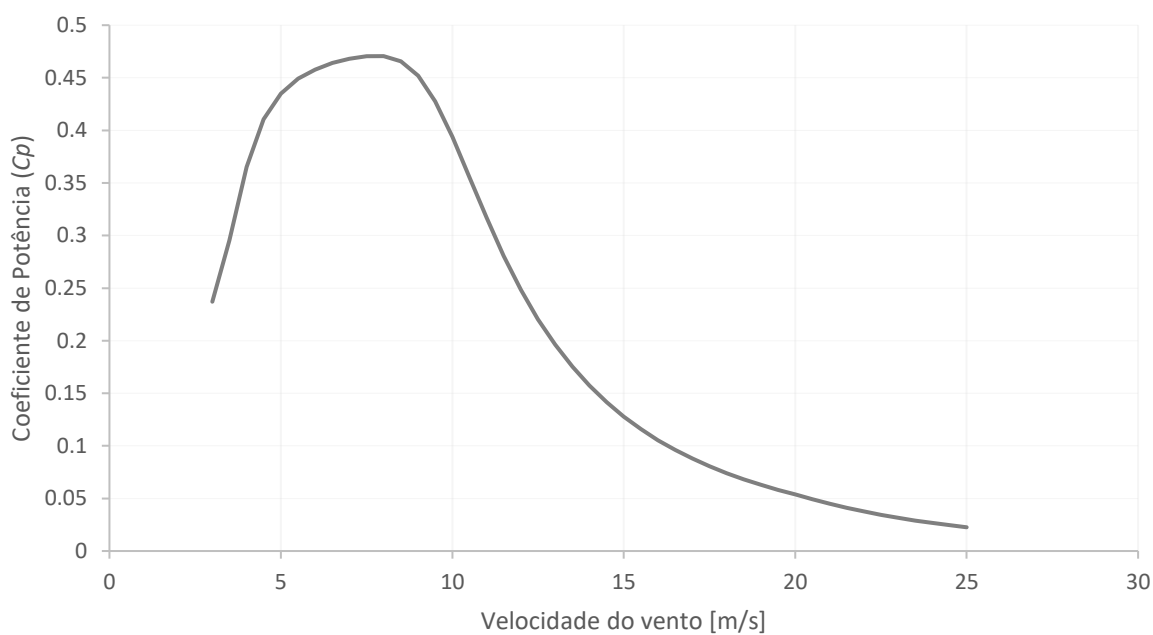


Figura 5.5 - Gráfico da eficiência da turbina mediante a velocidade

5.1.2 Criação da malha

A malha do domínio já foi previamente criada. É agora somente necessário fazer a criação da malha para o disco atuador.

Começando pela superfície do disco, para resolver com precisão as forças que atuam na sua superfície, é essencial uma malha fina. Como o escoamento se torna mais complexo perto da face do disco, utiliza-se uma resolução maior.

Em segundo lugar, na região de esteira (wake), para capturar os padrões turbulentos e os défices de velocidade, é necessário também ter atenção à qualidade da malha. Idealmente, quanto mais perto do disco atuador mais importante ainda é esta qualidade, por isso para economizar custos de computação, gradualmente engrossa-se a malha na direção da esteira.

Para resolver este problema, tal como se definiu na implementação e validação do terreno anterior, adicionou-se camadas de insuflação (prismáticas) perto da superfície de modo a imitar efetivamente a camada limite em torno do disco (visível na Figura 5.6). Para resolver a subcamada viscosa, a espessura da primeira camada ficou bastante fina.

Para proporcionar uma transição suave para a malha exterior, aumentou-se gradualmente a espessura da camada a uma taxa de crescimento adequada com o valor 1,2. A quantidade de dez camadas foi adequada para retratar com exatidão a evolução da camada limite.

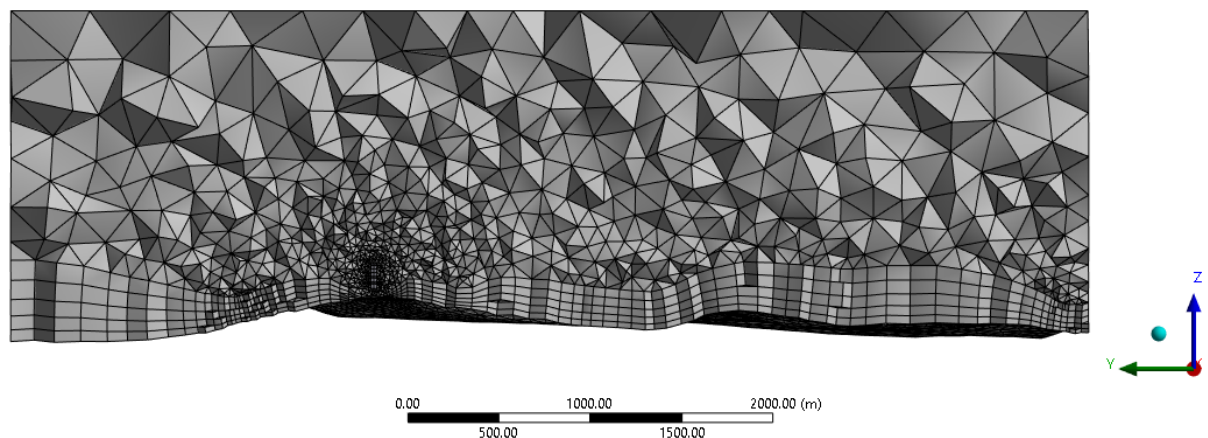


Figura 5.6 - Vista lateral da malha do domínio e do único disco atuador.

Para esta malha o número de nós foi 84721 e número de elementos 363014 ($447,735 < 512,000$). Como se pode ver na Tabela 5.2, a qualidade da malha está perante a conformidade requerida segundo a Tabela 4.2 - Guia quantitativo para a classificação da Ortogonalidade. e a Tabela 4.3 - Guia quantitativo para a classificação da Assimetria.

Tabela 5.2 - Avaliação Quantitativa da Malha do terreno e turbina

Métrica	Mínimo	Máximo	Média	Desvio
Qualidade do Elemento	0	0,9989	0,7201	0,2042
Rácio do Aspeto	1,0612	401,9934	3,1731	5,1045
Assimetria (Skewness)	9,629e-004	1	0,27	0,1487
Qualidade Ortogonal	0	0,9917	0,8609	0,1488

5.1.3 Ansys Fluent

Os “inputs” do Ansys Fluent são os mesmos utilizados na última modelação na divisão 4.3.3. No entanto, são adicionadas novas condições. Estas condições justificam-se com a implementação do modelo da turbina eólica dentro do volume em análise.

Estabelecimento das “Cell Zone Conditons”

As “Cell Zone Conditons” são um grupo de células para as quais todas as equações ativas são resolvidas. A única entrada necessária para uma zona de fluido é o tipo de material do fluido que neste caso é o ar, o objeto de estudo.

Neste contexto, as “Cell Zone Conditions” são atribuídas à zona onde os discos atuadores entram em contacto com o ar. O comportamento desta interação pode ser descrito pela força de impulso da turbina eólica que pode ser descrito através de teoria matemática. Esta força de impulso de uma turbina eólica é a força exercida pelo vento sobre o rotor na direção axial. É fornecida uma abordagem teórica simplificada para estimar a força de impulso na Equação (1) do estado da arte.

Como explicitado na Equação da página 39, a força de impulso (N) vai ser um resultado da combinação da densidade do ar, área varrida do rotor, velocidade do vento em corrente livre, fator de indução axial, que representa a diminuição fracionada da velocidade do vento através do rotor e C_t é o coeficiente de impulso, uma medida da eficiência do rotor na conversão da energia do vento em impulso.

Começando pelo fator de indução axial (α) com o valor de 0.278 e o coeficiente de impulso (C_t) com o valor de 0.57966 estão relacionados e podem ser determinados experimentalmente através da Equação (2.28).

A densidade do ar utilizada (1.07 Kg/m^3) é a densidade a 1000m , altura do parque eólico tal como a velocidade do vento é retirada de um conjunto de medições previamente feitas do vento na zona de Seabra, a região onde incide o estudo. [54]

Dentro da “Cell Zone Conditon” falta apenas especificar a “source”, ou seja, a fonte de onde este fluido da forma de ar se encontra.

A área varrida do rotor foi um dado fornecido no documento de especificações dimensionais da turbina SG 6.6MW. De salientar que o C_p também é fornecido pelo documento caso se entenda utilizar.

Ao calcular estes valores de acordo com a velocidade do vento gera-se o que se vê na Figura 5.7:

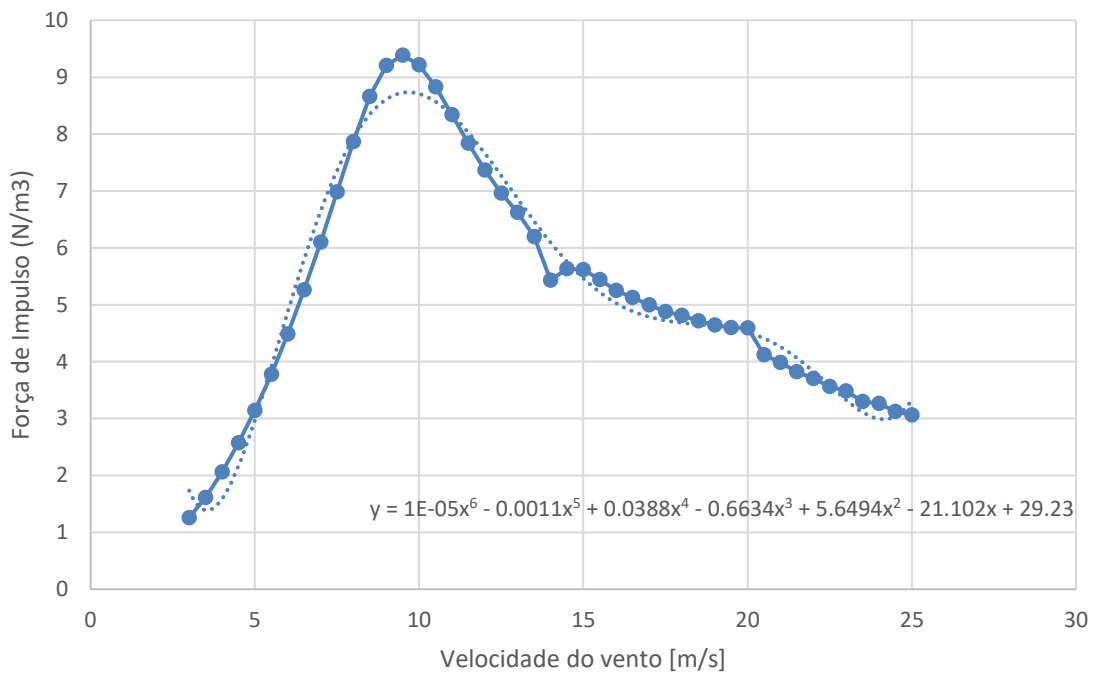


Figura 5.7 - Análise do comportamento do da turbina através da força de impulso.

Para reduzir o custo de computação, tornar a Equação mais simples, e conseguir replicar com maior exatidão os dados brutos (que estão representados pelos pontos azuis ao longo da curva do gráfico), dividiu-se o primeiro gráfico na Figura 5.8 e na Figura 5.9, conforme se pode visualizar:

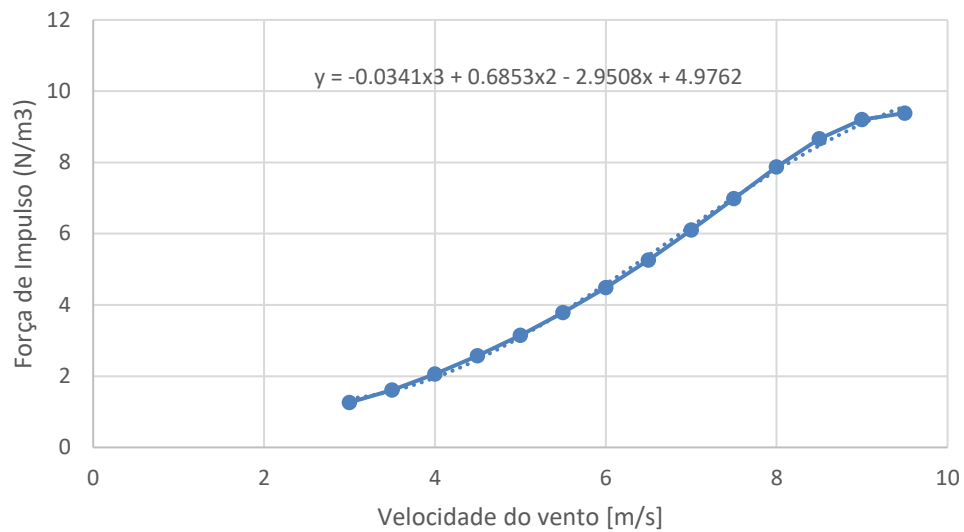


Figura 5.8 - Análise simplificada do comportamento do da turbina através da força de impulso (parte 1).

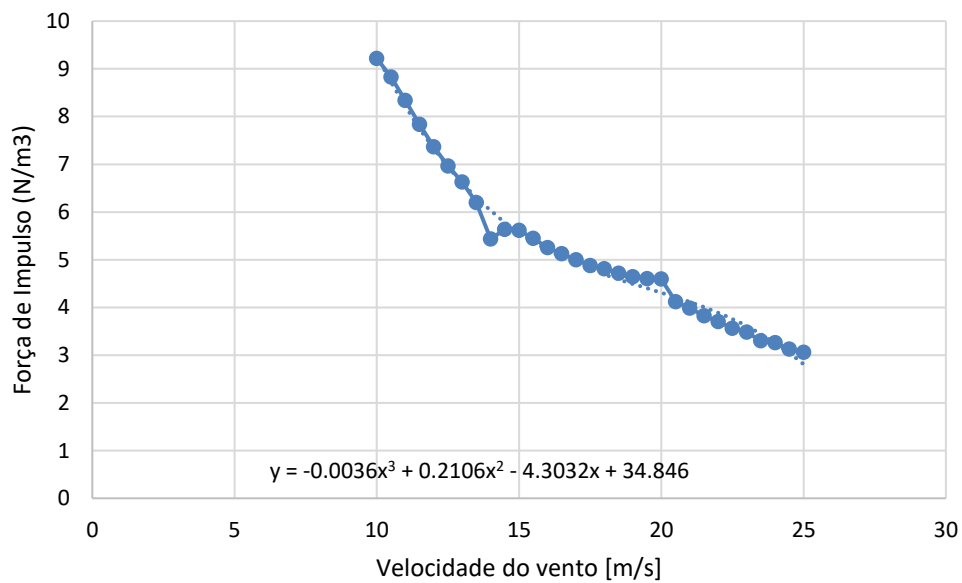


Figura 5.9 - Análise simplificada do comportamento do da turbina através da força de impulso (parte 2).

De seguida, transcreve-se este modelo analítico para o editor de expressões (Figura 5.10). Especificamente, esta expressão vai categorizar o momento Y de todas as “cell zone conditions”, ou seja, de todos os discos atuadores. Escolheu-se o momento Y, porque o eixo Y foi definido para todo o trabalho como a direção de entrada e a saída do ar.

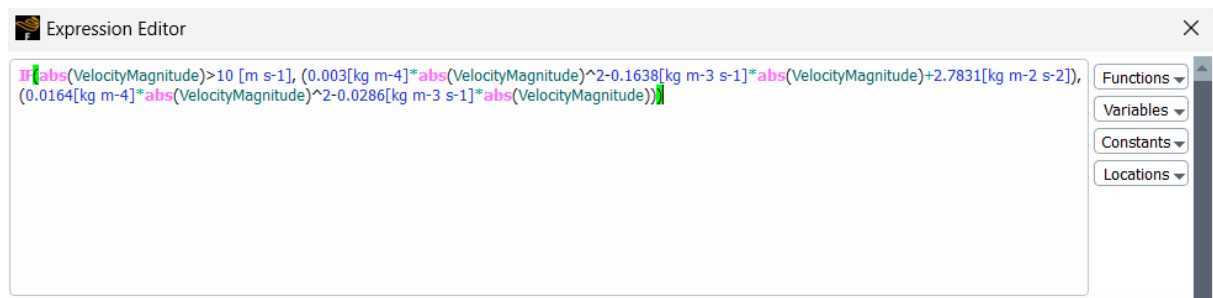


Figura 5.10 - Inserção da Equação simplificada na linguagem do Ansys Fluent.

5.1.4 Análise de Resultados

Começando como na primeira análise, com uma análise de convergência, apresenta-se um gráfico de velocidade, que é medido em função da altura em três posições específicas, uma na entrada de ar, uma na turbina em análise e outra na saída de ar. Como se pode verificar na Figura 5.11, continua a existir uma convergência à medida que se sobe na altura do domínio, independentemente da volatilidade que se apresenta nas zonas mais baixas, especificamente a da linha azul, linha qual representa o perfil em altura da turbina em análise.

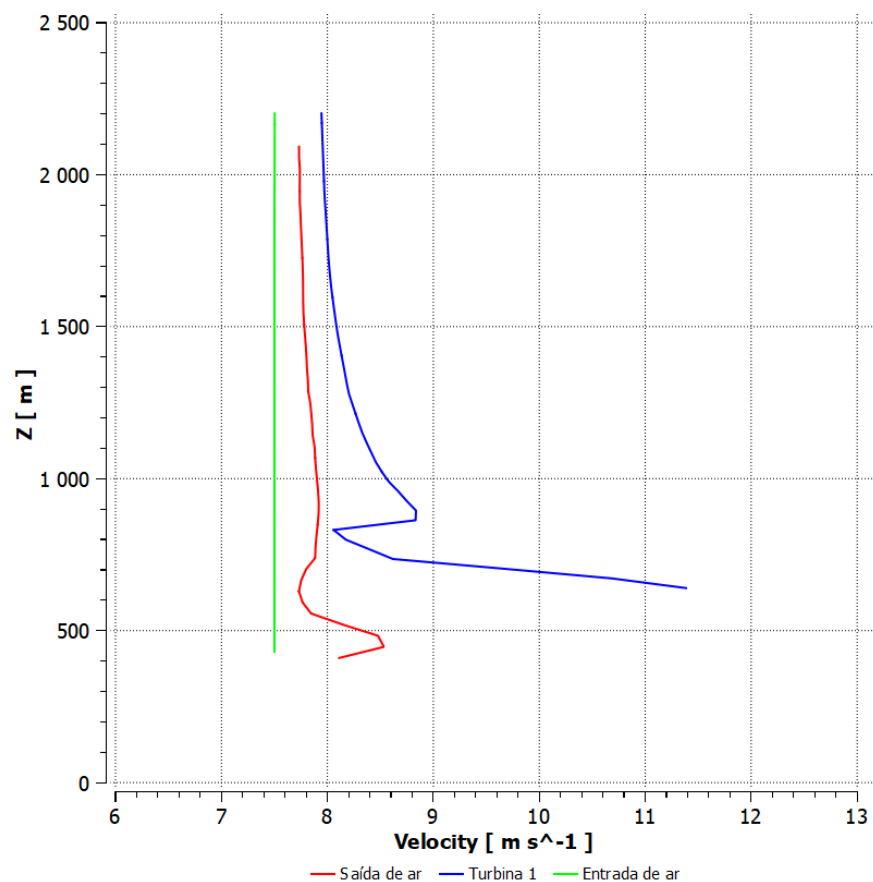


Figura 5.11 - Perfis da velocidade em três linhas distintas no espaço (entrada, turbina 1 e saída de ar).

Passando para uma imagem ilustrativa da velocidade, visualiza-se o impacto de uma turbina eólica no campo de escoamento, onde se regista uma diminuição notável da velocidade, conforme indicado pela transição de velocidades mais elevadas (vermelho) para velocidades mais baixas (azul) a jusante da turbina. O efeito de esteira, que se estende de forma longitudinal, mostra como a turbina afeta o fluxo de vento na sua vizinhança, resultando numa diminuição da velocidade e na presença de turbulência na sua esteira. Os contornos apresentados de seguida na Figura 5.12 são todos realizados numa região que se encontra a 150 m do chão, altura a nível do rotor da turbina.

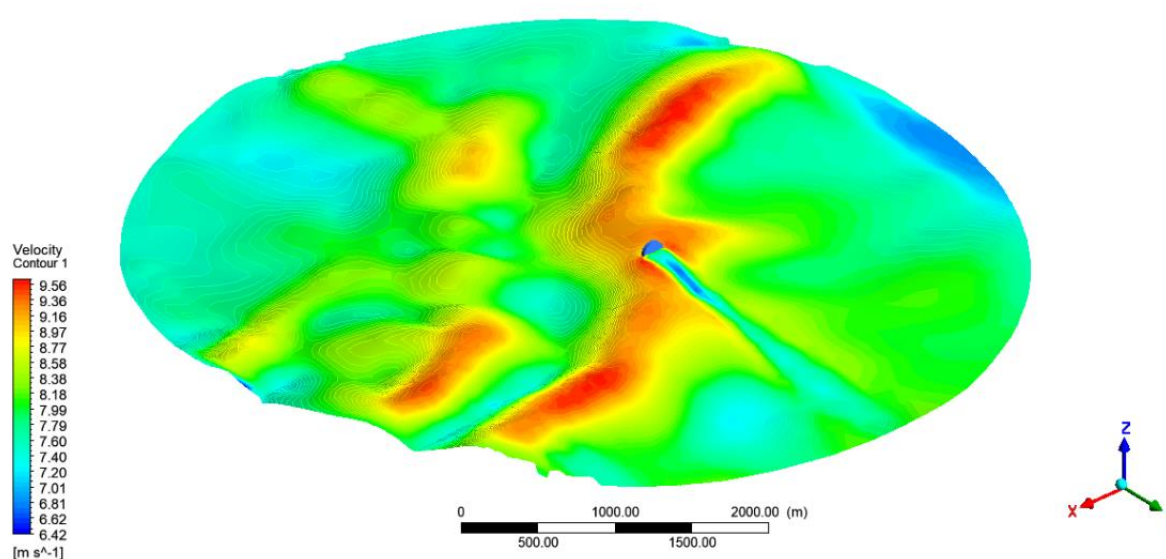


Figura 5.12 - Modelação dos contornos da velocidade à altura do rotor ($z = 150$ m).

A Figura 5.13, que a seguir se apresenta, revela com maior evidência as alterações na velocidade consoante o eixo y, de que se sobressai uma flutuação significativa na secção central. A mudança abrupta na velocidade é causada pela interação entre o fluxo de ar e uma turbina eólica, como já se tinha analisado.

Com base nos dados observados, parece haver um aumento significativo da velocidade imediatamente antes do declínio, indicando que o ar sofre uma aceleração à medida que se aproxima da turbina. A explicação para este fenómeno é consequência do terreno que ocorre quando o fluxo é conduzido para o topo da colina e seguidamente pela turbina, resultando num aumento da velocidade. Após o pico, há uma diminuição notável na velocidade, sugerindo que o ar está a abrandar à medida que se move através das pás da turbina. Isto deve-se ao facto de a turbina estar a extrair energia cinética do ar para gerar energia.

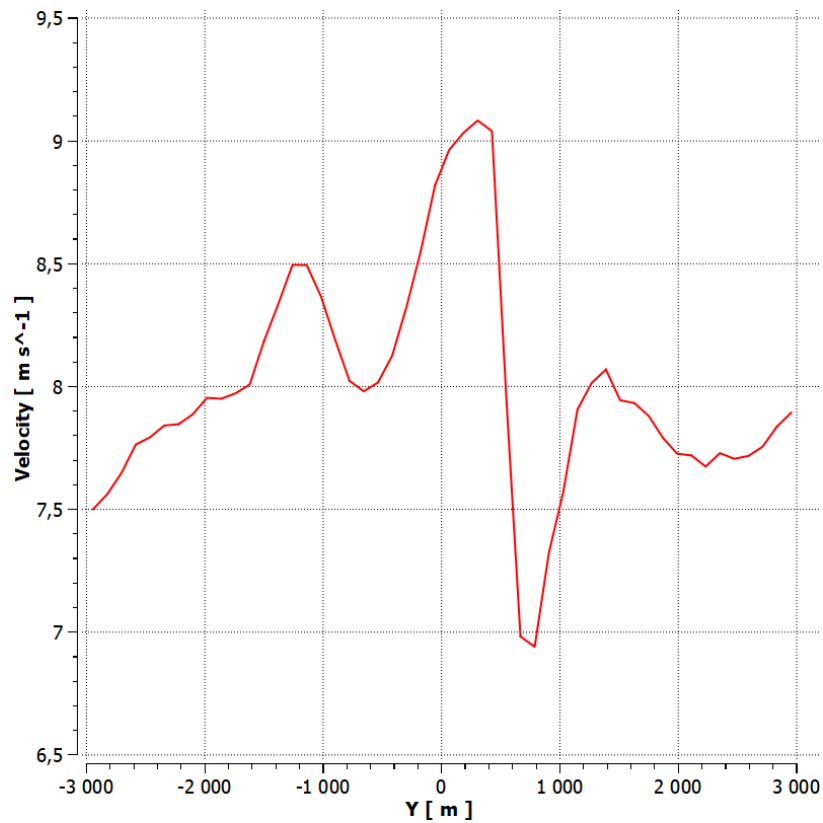


Figura 5.13 – Representação do comportamento da velocidade na linha paralela ao solo que atravessa a turbina 1.

De seguida, é apresentada a pressão na Figura 5.14. Embora não seja tão notável o impacto que esta cria nos contornos do mapa, consegue-se perceber uma pressão negativa a jusante da turbina e uma pressão mais positiva na região mais próxima a montante da turbina.

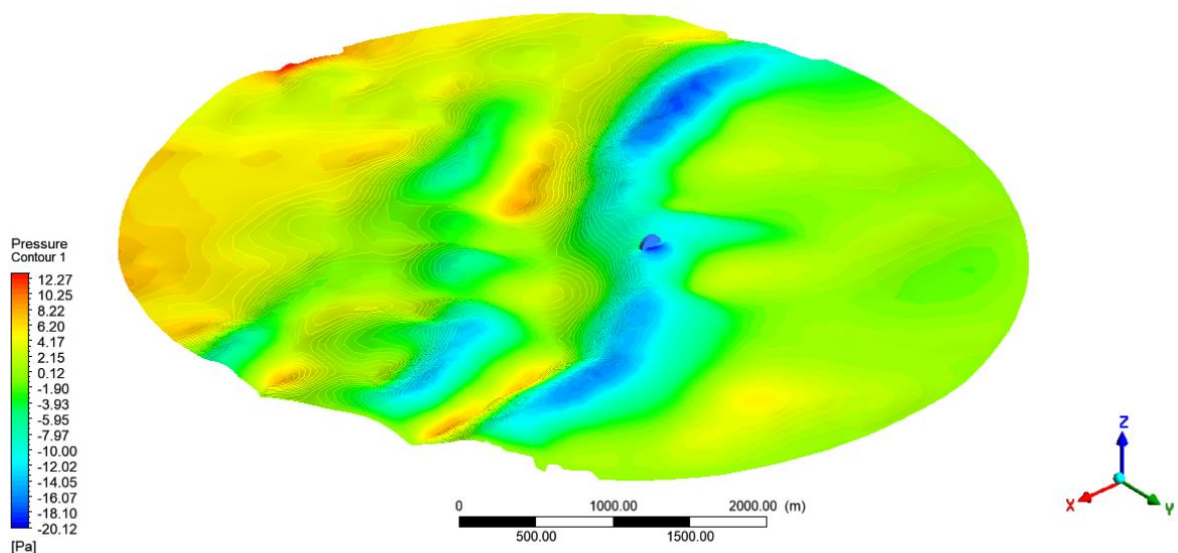


Figura 5.14 - Modelação dos contornos da pressão à altura do rotor ($z = 150$ m).

As flutuações de pressão mais significativas são observadas perto da turbina eólica, especificamente em torno de $Y = 600$ m. Verifica-se uma diminuição notável da pressão imediatamente antes da turbina, possivelmente causada pela aceleração do fluxo de ar à medida que converge para o rotor. Uma vez passada a turbina, a pressão recupera lentamente, mas ainda permanece mais baixa do que os níveis a montante. Isto deve-se ao facto de a turbina extrair energia e de haver também uma esteira turbulenta presente.

O perfil de pressão na Figura 5.15 também mostra flutuações de menor escala no terreno, particularmente nas imediações da turbina pelo resultado da interação do vento com as características do terreno, já que morfologia topográfica, como colinas, vales ou outros obstáculos podem levar a variações na velocidade e direção do vento que fazem disparidades na pressão.

Por fim, analisa-se a energia cinética turbulenta. É imprescindível considerá-la visto que fornece uma maneira de medir a intensidade da turbulência.

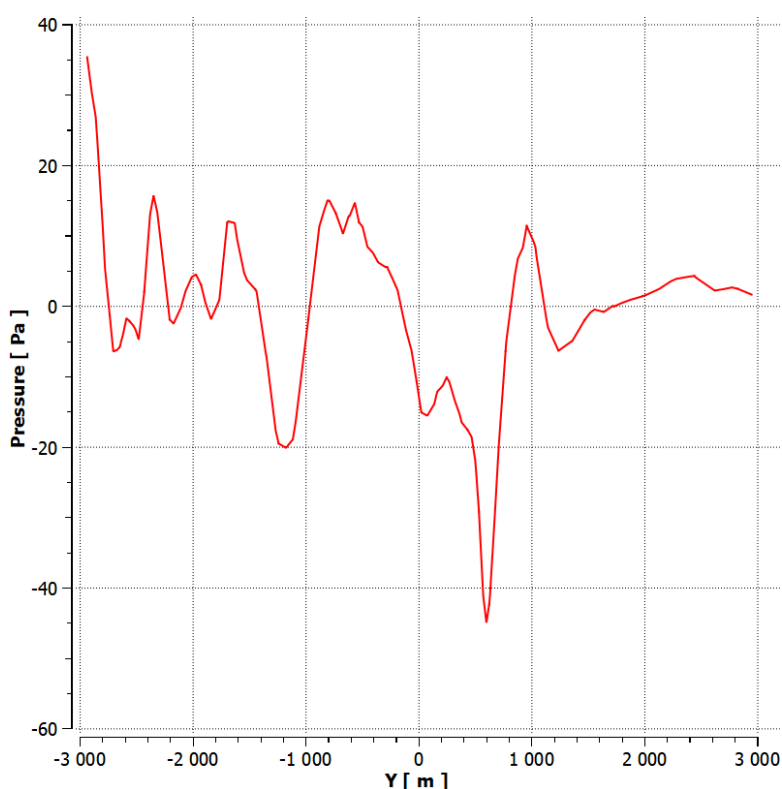


Figura 5.15 - Representação do comportamento da pressão na linha paralela ao solo que atravessa a turbina 1.

A Figura 5.16 representa as alterações na energia cinética turbulenta ao longo do domínio do escoamento à medida que passa pelo disco atuador, por volta da quota dos 600 m tal como anteriormente. Ao encontrar esta obstrução, a velocidade do vento diminui, levando a um aumento significativo da intensidade da turbulência. Este fenómeno é lógico, uma vez que o disco atuador funciona como um desequilibrador do fluxo e consequentemente um aumento da turbulência.

Em detrimento dos perfis teóricos de energia cinética turbulenta, esta turbulência apresenta um comportamento bastante mais caótico devido a factores como o efeito rotativo e o regime montanhoso.

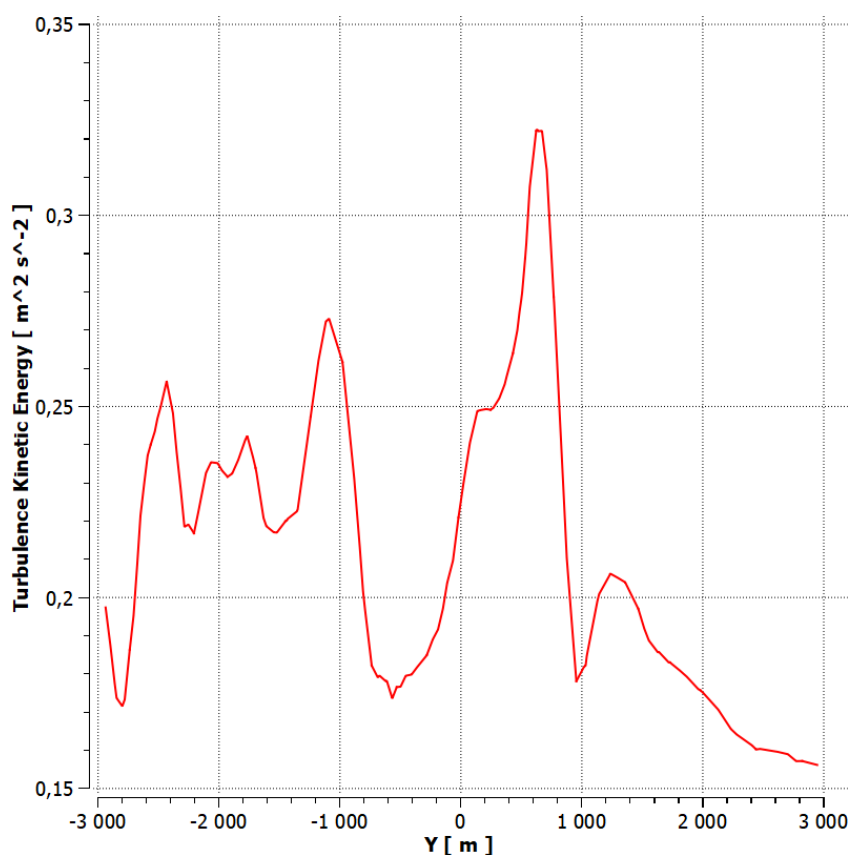


Figura 5.16 - Representação do comportamento da TKE na linha paralela ao solo que atravessa a turbina 1.

5.2 Implementação e validação com várias turbinas eólicas no terreno

Os dados da modelação anterior são suficientes para este subcapítulo. Assim, os tópicos de "Aquisição de dados do terreno" no 4.3.1 e "Modelação com os dados topográficos" no 4.3.2 continuam relevantes para esta avaliação.

Tal como no capítulo 5.1, "Implementação e validação de uma turbina eólica no terreno", o objetivo é tentar compreender de como o fluxo de vento reagirá com terreno no caso de ser acidentado e imprevisível, a sua interação com os discos atuadores e a interação disco atuador com disco atuador. Assume-se que temos exatamente o mesmo volume no campo computacional, porque a implementação da turbina não adiciona nada, apenas altera o volume acima mencionado.

Outro objetivo deste capítulo é compreender como é que o efeito de esteira produzido por uma turbina afetará outra que se encontre imediatamente atrás da mesma.

5.2.1 O parque eólico

Ao agrupar um número de turbinas no mesmo terreno acaba-se por ter um parque eólico que é conjunto de turbinas eólicas implantadas num local que é utilizado para gerar eletricidade. Também pode ser descrito como estação de energia eólica ou central eólica. O posicionamento de cada uma destas estruturas é essencial para maximizar a produção do parque eólico com duas ou com cem turbinas eólicas, pois estas posicionam-se umas em relação às outras para otimizar a energia sem aumentar os custos de capital e esta é a chave da eficiência eólica.

O problema que se levanta é que as turbinas com elevado espaçamento precisam de cabos mais longos para ligar cada estrutura à rede elétrica. Se o espaçamento for demasiado pequeno, as turbinas a montante terão um impacto significativo nas turbinas a jusante, existindo mais turbulência e um maior desgaste mecânico e, consequentemente, a uma redução significativa da eficiência. Daí que a distância entre as turbinas deve ser cuidadosamente estudada.

A localização da implementação de cada turbina no parque eólico pode assumir muitas formas diferentes. Neste estudo as turbinas em estudo já assumem uma posição pré-definida, cuja performance energética será a seguir analisada. Em princípio, o diâmetro do rotor de um parque eólico torna a distância entre as turbinas sem dimensão.

Em geral, a colocação das turbinas eólicas é implantada pelo menos seis vezes o diâmetro do seu rotor e quatro vezes na direção do vento predominante. No entanto, como se trata de um terreno montanhoso, esta regra não se aplica devido às alterações de elevação do terreno e súbitas mudanças de pressão.

5.2.2 Criação da malha

A malha do domínio tal como a criação da malha para um disco atuador já foram previamente criadas. Para este contexto é necessário replicar a criação da malha para o resto dos discos atuadores que é demonstrado visualmente pela Figura 5.17:

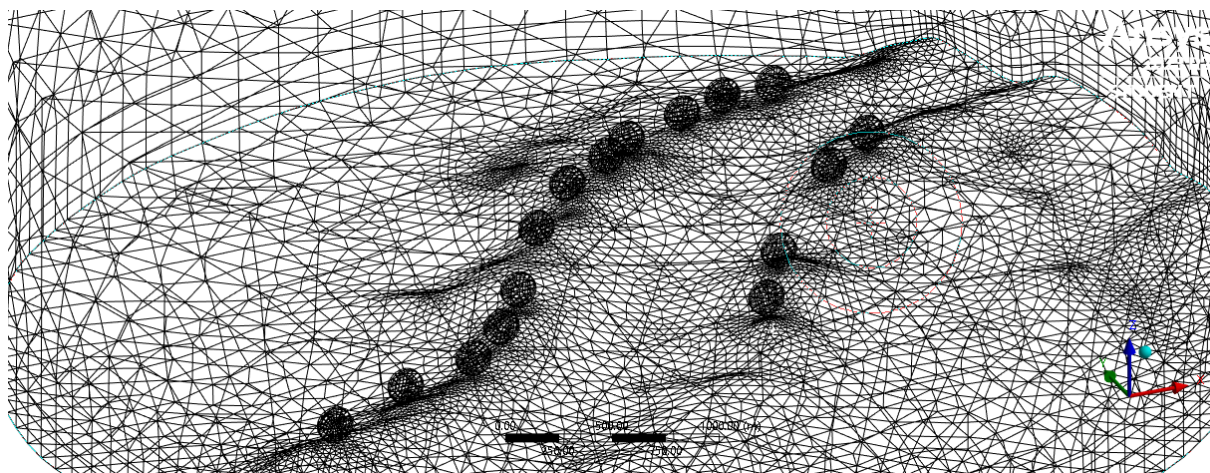


Figura 5.17 - Vista em perspectiva da malha dos discos atuadores no modo de vista wireframe.

Para esta malha o número de nós foi 87154 e número de elementos 414429 ($501,583 < 512,000$).

5.2.3 Análise e Extrapolação de Resultados

A Figura 5.18 representa um mapa de contorno de velocidade de um parque eólico, retratando o comportamento do fluxo de ar na presença de várias turbinas eólicas distribuídas pelo campo.

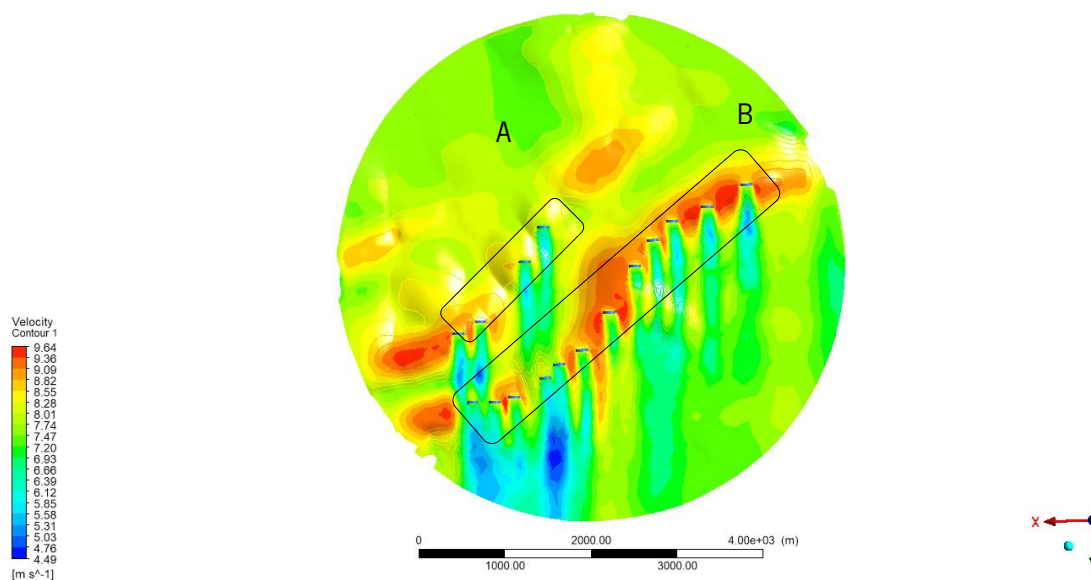


Figura 5.18 - Vista de cima do domínio que compreende as turbinas em análise pela sua velocidade.

Podemos categorizar esta zona por duas fileiras diagonais no sentido xy . Uma primeira fileira de turbinas, A, que começa do centro do domínio e prossegue até ao canto inferior esquerdo e uma fileira paralela a essa, B, que começa sensivelmente no canto superior direito e acaba no canto inferior esquerdo, com uma distância de separação da primeira fileira.

A zona superior da fileira B, encontram-se velocidades do vento mais elevadas, como indicado pela cor vermelha, visto que estas possuem a maior altura do domínio e não têm qualquer bloqueio de esteira.

A distância longitudinal entre as turbinas, como já referido, também afeta significativamente a distribuição da velocidade do vento. Por isso, a zona inferior da fileira B sofre bastante com esse aspeto

Um tópico que ainda carece de abordagem é o espaçamento lateral (lado a lado) entre as turbinas que desempenha um papel crítico na eficiência global do parque eólico. Nas regiões onde as turbinas estão pouco espaçadas lateralmente, os efeitos da esteira sobrepõem-se, levando a uma redução cumulativa da velocidade do vento para ambas as turbinas em questão, como é o caso dos pares de turbinas 10 e 11, 8 e 9, 6 e 2. Este efeito pode ser visto com maior pormenor na Figura 5.19.

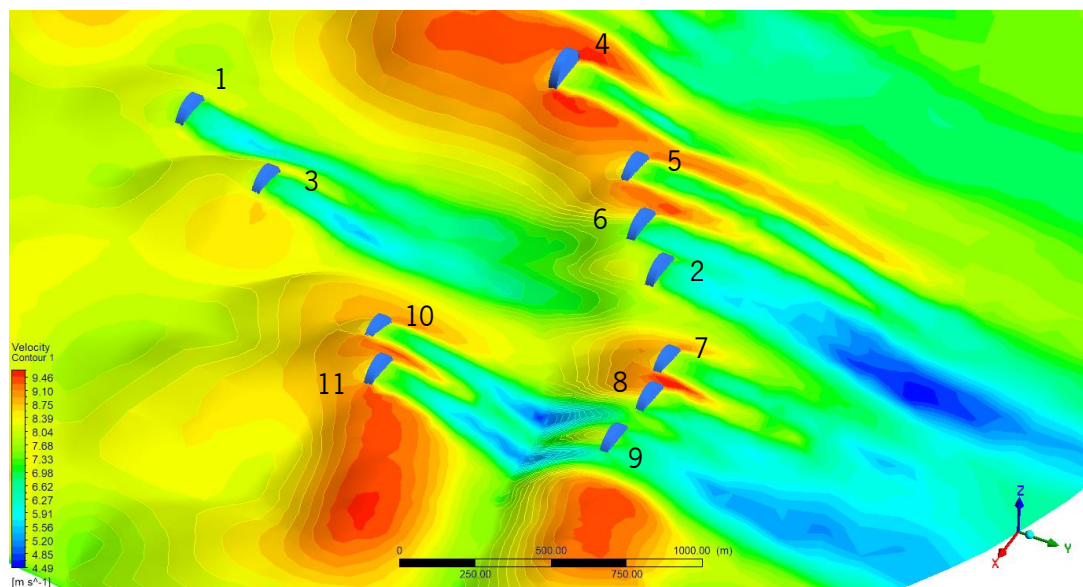


Figura 5.19 - Vista de perspectiva do domínio que compreende as turbinas em análise pela sua velocidade

Turbinas com distanciamento otimizado

A Figura 5.19 revela uma vista lateral do campo de velocidade do ar à medida que este interage com duas turbinas eólicas (turbina 1 e turbina 2) enquanto flui sobre o terreno. A turbina 1 da imagem é a mesma turbina utilizada na simulação do subcapítulo 5.1.

Quando o ar atinge a primeira turbina, há uma clara diminuição da velocidade perto do solo, mostrada pela mudança de cores de amarelo para verde e azul como é a tendência vista até agora. O ar, que volta a acelerar após a primeira turbina, desacelera ao chegar à segunda turbina, como indicado pela transição de cores de amarelo para verde e azul. No entanto, a turbina a jusante praticamente não foi afetada pela turbina a montante devido à colocação idealizada em termos de distância. Como se pode observar na Figura 5.20, ambos os discos atuadores têm perfis de velocidade semelhantes, o que lhes permite gerar a mesma quantidade de potência, assumindo que a primeira turbina não tem qualquer efeito sobre a direção do vento que se aproxima.

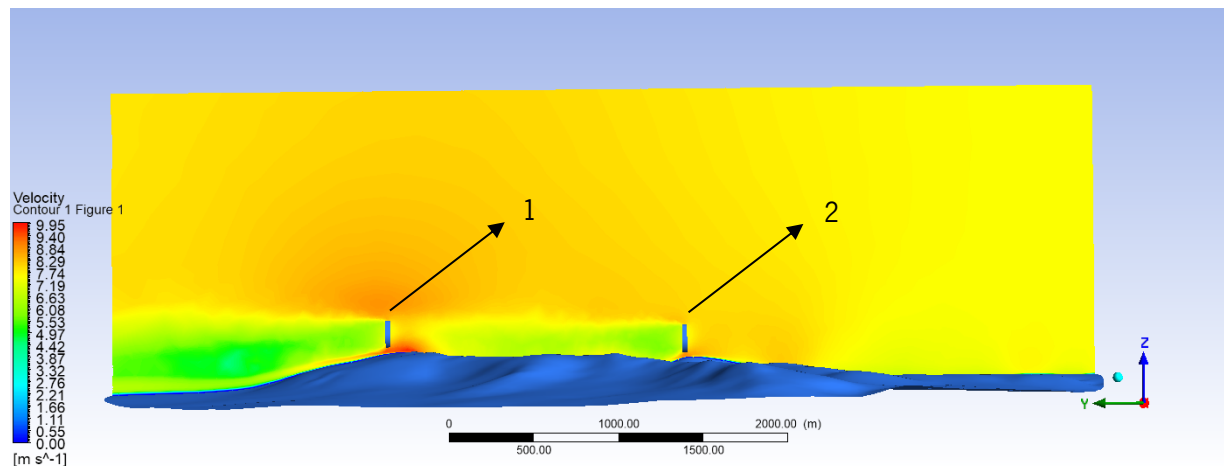


Figura 5.20 - Análise de perfil da velocidade do escoamento pelas turbinas 1 e 2.

O gráfico seguinte mostra claramente a influência das turbinas eólicas no fluxo de ar. Os padrões de aceleração-desaceleração já foram anteriormente vistos na análise de uma só turbina. No caso de duas turbinas, nota-se que a energia que vai ser extraída pela segunda, é praticamente equivalente à energia que se extrai da primeira, independentemente do efeito turbulento que a turbina a jusante propicia. É de extrema relevância assinalar este facto, porque este exemplo dá uma ideia geral da distância longitudinal necessária para implementar duas turbinas eólicas na mesma linha de escoamento.

No entanto, devido ao facto de existir uma esteira prolongada pelas duas turbinas, também é importante compreender que se origina uma espécie de um efeito acumulativo na recuperação da velocidade do vento a jusante da turbina, já que a velocidade mínima a que chega depois da primeira turbina foi 6 m/s e depois da segunda já atingia os 5,7 m/s, mesmo sabendo diante de mão que a segunda turbina está teoricamente a aproveitar ventos tão fortes como a primeira turbina. O mesmo efeito é visto na Figura 5.21:

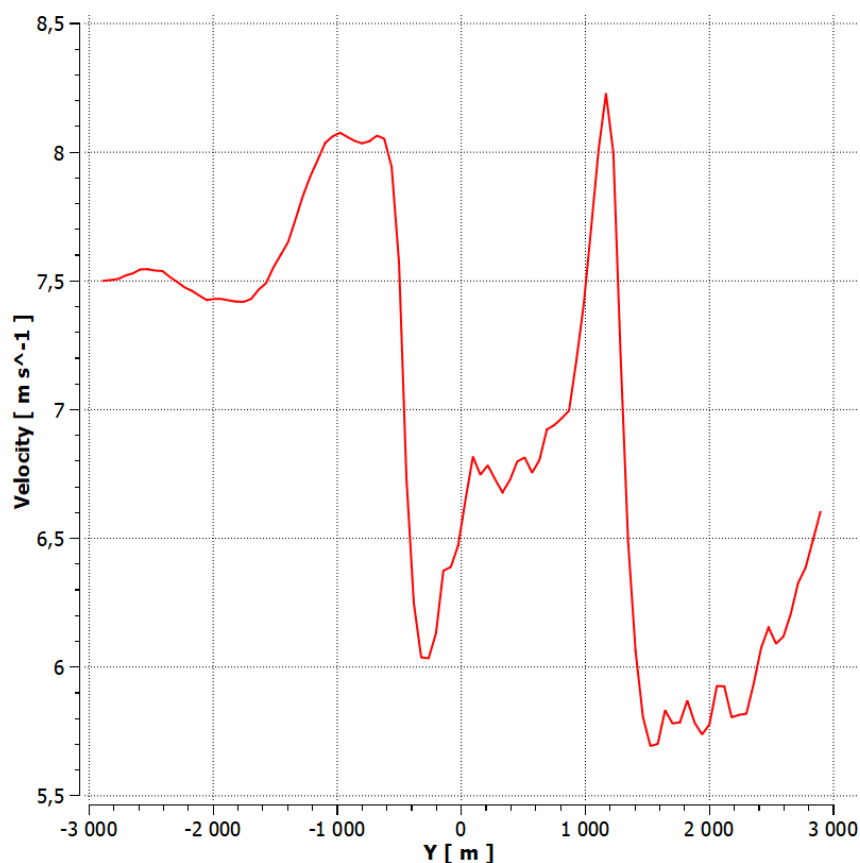


Figura 5.21 - Representação do comportamento da velocidade na linha paralela ao solo que atravessa a turbina 1 e 2.

No fundo, a turbina (2) a jusante não foi afetada pela turbina (1) a montante devido à colocação autorizada em termos de distância da secção transversal (2000 m). Como se pode observar, ambos os discos em questão têm perfis de velocidade semelhantes, o que lhes permite gerar a mesma quantidade de potência, uma vez que a primeira turbina não tem qualquer efeito sobre a direção do vento que se aproxima.

No que toca à pressão encontramos uma justificação semelhante. O perfil de pressão apresentado no gráfico mostra flutuações visíveis ao longo do domínio, onde as mudanças mais abruptas do escoamento causadas pela existência de duas turbinas eólicas. À medida que o ar se dirige para a primeira turbina, a pressão diminui gradualmente. Porém, logo antes de chegar ao rotor, há uma subida brusca de pressão causada pela aceleração do fluxo. Ao passar pela turbina inicial, nota-se uma recuperação parcial da pressão na região da esteira. De sublinhar que os níveis de pressão da Figura 5.22 continuam a ser inferiores aos níveis a montante. Isto deve-se principalmente à extração de energia e à geração de turbulência.

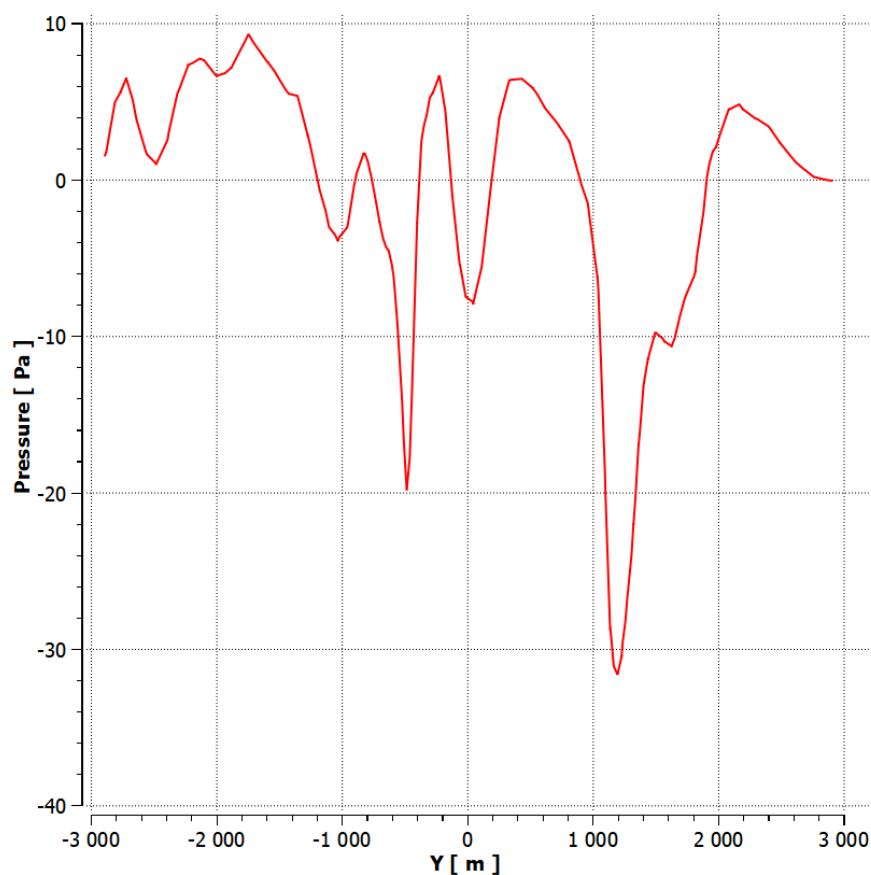


Figura 5.22 - Representação do comportamento da pressão na linha paralela ao solo que atravessa a turbina 1 e 2.

A queda de pressão no primeiro disco atuador é de 20 Pa. Em contrapartida, a queda de pressão no segundo disco é, sensivelmente, 30 Pa devido à perda de energia do impacto do vento na primeira turbina.

Por fim, a turbulência da Figura 5.23 que é diretamente proporcional à variação de da velocidade, visto que a velocidade atingida nos dois patamares pré e pós turbina 1 e 2 é o mesmo, da mesma forma se assemelha como pode ser visto no gráfico adjacente:

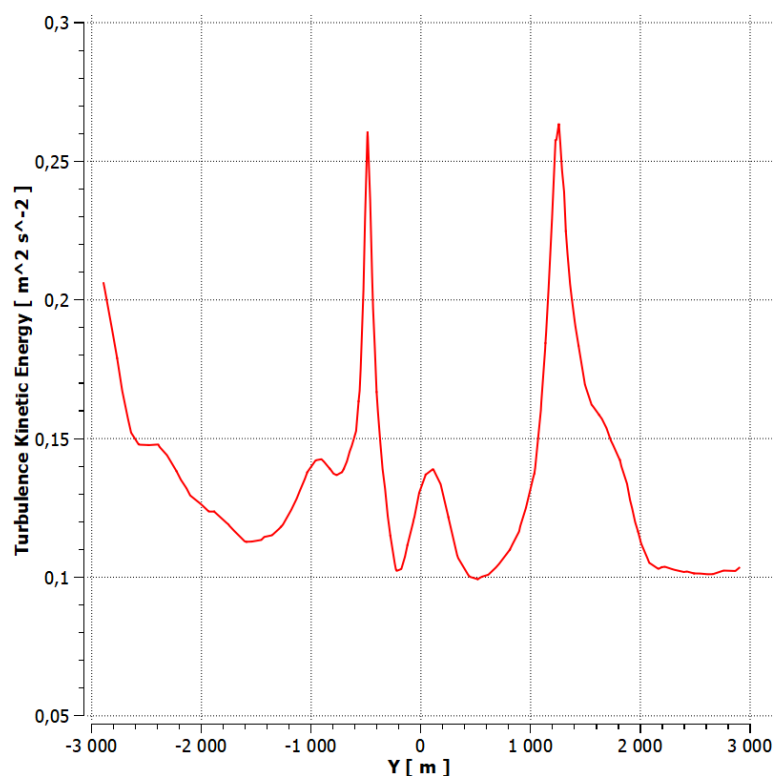


Figura 5.23 - Representação do comportamento da TKE na linha paralela ao solo que atravessa a turbina 1 e 2.

Turbinas com distanciamento não otimizado

Passamos agora a abordar as turbinas que carecem de uma modificação no seu posicionamento. O critério utilizado para definir uma turbina como não otimizada é realizar uma comparação entre uma simulação com a turbina isolada no domínio e comparar com a simulação com todas as turbinas no mesmo domínio (como ilustrado na Figura 5.24).

O espaçamento recomendado entre turbinas eólicas, de acordo com regras reconhecidas na engenharia de energia eólica, é geralmente representado em termos de diâmetros de rotor. Uma orientação amplamente sugerida para parques eólicos em terra é manter um espaçamento de 5-7 vezes o diâmetro da turbina eólica na direção do vento predominante e 3 a 5 vezes o diâmetro na direção perpendicular ao vento predominante [72]. Estas distâncias são utilizadas para atenuar os efeitos das perdas de esteira, que ocorrem quando as turbinas a jusante são afetadas pela diminuição da velocidade do vento e pela turbulência causada pelas turbinas localizadas a montante. No entanto, o melhor espaçamento entre as turbinas eólicas não é uma resposta universal e depende de elementos como o tamanho da turbina, as condições do vento e as características topográficas. Os modelos CFD aqui representados são úteis para avaliar a configuração de parques eólicos e determinar o melhor espaçamento para locais específicos.

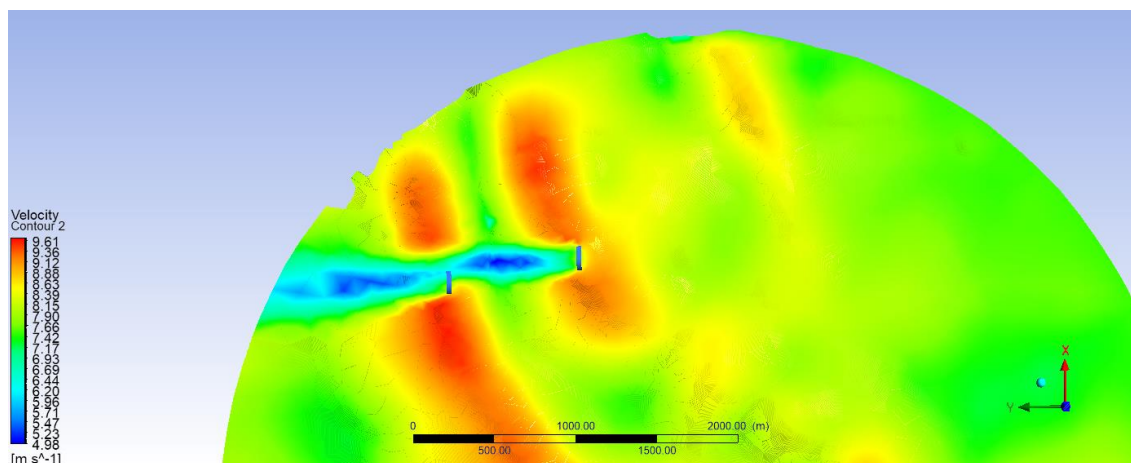


Figura 5.24 - Vista de cima do domínio que compreende as turbinas 11 e 9, analisando a sua velocidade.

As turbinas na Figura 5.24 (turbina 11 a montante, turbina 9 a jusante) acima estão dispostas em estreita proximidade, sensivelmente 1000 m de distância entre elas, ou seja, 6D (6 diâmetros de comprimento do rotor da turbina). Isto vai resultar em interações de esteira substanciais e na diminuição da extração de energia para a turbina localizada a jusante. A presença de zonas de alta velocidade em torno das turbinas (representado a vermelho) indica a presença de vento forte de entrada. No entanto, a proximidade das turbinas pode limitar a quantidade de energia que pode ser aproveitada por cada rotor devido aos efeitos de esteira, independentemente do potencial eólico que a zona possa ter.

Para melhorar a disposição deste parque eólico, é vantajoso considerar o aumento da distância entre as turbinas na direção do vento dominante para 10-11D (2000 m), como vimos anteriormente, informação que contradiz a informação presente na literatura.

No que toca à direção transversal ao vento, pode-se manter uma distância mínima de 3D vezes o diâmetro do rotor entre as turbinas. Esta distância transversal já se revela de acordo com a literatura. Esta informação pode ser comprovada pelo facto de que à medida que se aumenta a velocidade do vento, o efeito de esteira é reduzido longitudinalmente [73]. Neste domínio, os ventos são em média 7,5 m/s, o que é uma velocidade média consideravelmente grande em termos de potencial eólico [74] daí a marcação de 3D.

Posicionamento final das turbinas eólicas

Remata-se o capítulo da implementação e validação com várias turbinas eólicas no terreno com a decisão sobre quais turbinas serão mantidas, alteradas ou removidas. As mesmas estão numericamente legendadas na Figura 5.25:

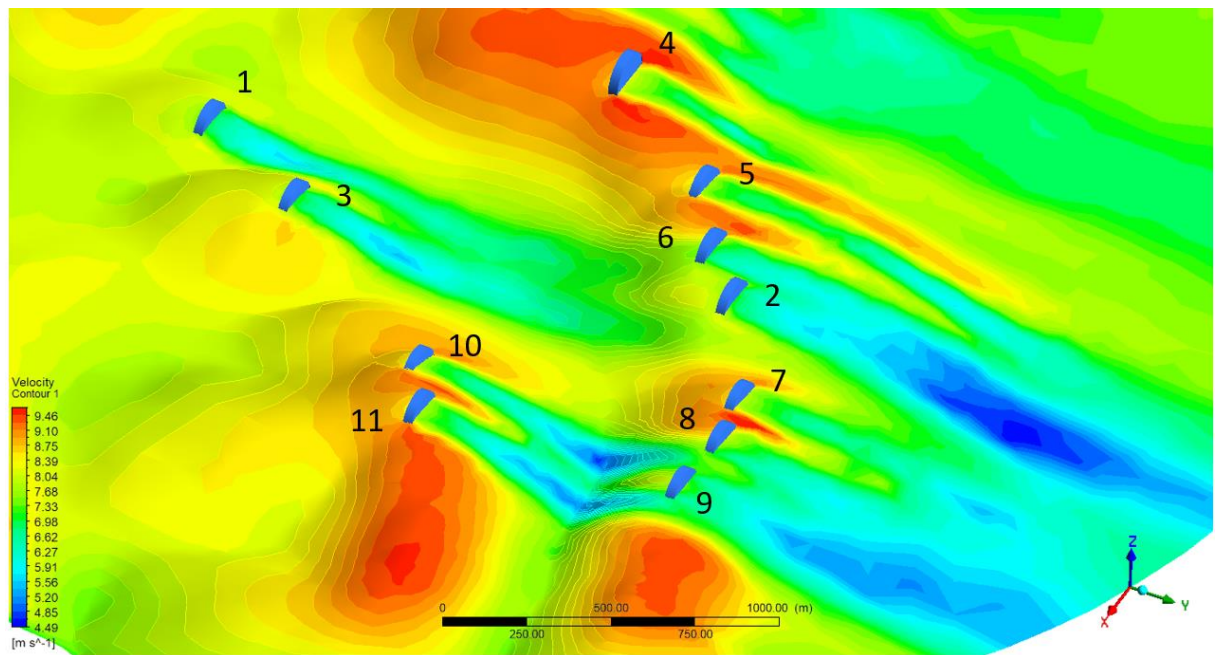


Figura 5.25 - Vista de perspectiva do domínio que compreende as turbinas em análise pela sua velocidade.

Turbinas que requerem alteração devido a turbulência causada por distância longitudinal:

- Par de turbinas 11 e 9: idealmente, mover na orientação positiva do eixo x a turbina 11 para que o escoamento deixe de afetar a turbina 9. Recomenda-se o desvio de $2.5D$, para que se continue a manter no contorno vermelho da velocidade e aproveite bem o potencial eólico oferecido;
- Turbina 10: esta turbina é um caso menos crítico do que o anterior, visto que não está diretamente na linha de escoamento da turbina 8 ou 9; no entanto, para respeitar a distância mínima de $3D$ seria reposicionado para o lado esquerdo da turbina 10.

Turbinas que requerem alteração devido a turbulência causada por distância longitudinal:

- Turbina 2: também menos crítica o seu posicionamento e, pelas mesmas razões, acabadas de abordar, a sugestão de desviar a turbina 2 no sentido positivo do eixo x $2D$ para completar a distância mínima requerida. Nota-se que como não existem turbinas a jusante da turbina 2 e 6, o efeito de turbulência não se torna tão preponderante. Mesmo assim, a nível estrutural, é importante fornecer alguma distância para que o excesso de turbulência não cause desgaste precoce no ciclo de vida da turbina.

De salientar também que as turbinas 1, 2, 3 e 6 não estão a beneficiar de um potencial eólico da região tão alto como as restantes, como se pode ver pela cor do contorno. No aproveitamento eólico, um aumento da velocidade média dos ventos numa determinada região tem uma consequência exponencial no aumento da produção e energia até aos 9 m/s , como se comprova pela Figura 5.3. Idealmente, uma nova localização seria escolhida para melhor capitalizar no investimento destas quatro turbinas eólicas.

6. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Neste capítulo, serão apresentadas as principais conclusões retiradas ao longo do trabalho e perspectivas dos trabalhos futuros de forma a melhorar os modelos apresentados ao longo da dissertação.

6.1 Conclusões

Esta dissertação apresenta uma análise dos efeitos do terreno e do vento no desempenho das turbinas eólicas com base no seu posicionamento. Utilizando técnicas sofisticadas de modelação da Dinâmica dos Fluidos Computacional (CFD), tornou-se possível reproduzir os fluxos atmosféricos em terrenos complexos e avaliar as suas interações com as turbinas eólicas.

A análise da forma como a topografia e o vento afetam as turbinas eólicas tendo em conta a sua localização, proporcionou conhecimentos substantivos que podem funcionar não só como um complemento para compreender o processo de modelação de um parque eólico, como também constituir uma ajuda na análise da viabilidade das infraestruturas de energia eólica. O objetivo principal desta dissertação foi atingido através do desenvolvimento de uma técnica com CFD que modela com precisão o fluxo de ar em torno de uma turbina eólica. O modelo desenvolvido mostrou-se ser adequado para prever o fluxo de vento com a ajuda do software ANSYS Fluent.

Foram efetuadas três simulações principais. A primeira, foi relativa ao escoamento de ar sobre uma topografia complexa. Com base nas simulações efetuadas, observou-se que o modelo CFD tinha a capacidade de prever com precisão o fluxo do vento e a turbulência. Os resultados da modelação revelaram disparidades substanciais na velocidade e pressão ao longo da topografia, enfatizando áreas de pressão elevada e diminuída que se alinham com regiões de aceleração e desaceleração do vento. Essas variações são essenciais para determinar as posições mais favoráveis para as turbinas, a fim de maximizar a captação de energia eólica e reduzir a tensão estrutural causada por fluxos turbulentos.

De seguida, realizou-se uma modelação da interação entre o fluxo atmosférico e uma turbina eólica modelada como um disco atuador. O disco apresentou uma boa eficácia, relativamente ao seu custo computacional, na representação exata da interação entre o fluxo de ar e uma turbina eólica. Os resultados indicaram que o desempenho da turbina foi diretamente afetado pela aceleração e abrandamento do fluxo causado pela morfologia acidentada do terreno e que colocação estratégica de turbinas em potenciam a produção de energia e aumentar o tempo de vida das turbinas.

A última análise compreendeu um conjunto de turbinas eólicas e avaliou os impactos que ela tem entre de acordo com o terreno, com especial ênfase para a importância chave que as interações do escoamento tiveram para aferir resultados. Os resultados indicaram que existia espaçamento inadequado

entre algumas turbinas presentes, diminuindo assim a eficiência e o tempo de vida da turbina. Por outro lado, existiam turbinas, tanto na direção lateral como na direção frontal, bem otimizadas que reduziu o impacto negativo da turbulência, assegurando que cada turbina funcionasse num fluxo que não perturbado.

O posicionamento de turbinas eólicas em terrenos com variações substanciais de elevação exige uma consideração meticulosa dos efeitos da turbulência e das alterações no fluxo de vento local, tal como indicado pelos resultados. Os resultados sugerem que as turbinas colocadas a altitudes mais elevadas na paisagem, longitudinalmente em 11D e transversalmente em 3D entre elas são capazes de aproveitar de forma otimizada o potencial eólico.

Além disso, a investigação concluiu que o aumento da dimensão dos diâmetros dos rotores melhora a capacidade de aproveitamento da energia em zonas com ventos fortes. No entanto, isto também requer a utilização de modelos informáticos sofisticados para prever com precisão o desempenho e determinar a localização mais eficaz.

Por fim, cremos que a presente dissertação contribuiu para a compreensão da influência das condições do terreno e do vento na eficiência das turbinas eólicas. O conhecimento adquirido com as simulações CFD oferece uma base sólida para melhorar as configurações dos parques eólicos, um aspeto crítico no reforço da eficácia global de qualquer domínio em estudo.

6.2 Trabalhos futuros

No desenvolvimento do presente estudo tornou-se evidente que a morfologia acidentada de um terreno levanta desafios para as estimativas e modelação do potencial de um parque eólico. Também, a vegetação, devido à sua excecional capacidade amortizar o impulso do vento, tem um impacto notável na colocação das turbinas eólicas. Rapidamente se tornou claro que a simulação exata de tais circunstâncias está longe de ser simples. Neste projeto, foi utilizada apenas uma constante para representar a rugosidade do terreno manifestada por todo o seu volume. A realidade é que na natureza não se reflete esta qualidade. Como trabalho futuro, seria relevante criar um modelo que usasse uma rugosidade adaptada baseado no terreno e que seria um grande avanço para uma modelação mais realista. Para ajudar nesta tarefa, seria fulcral o uso inicial do software FLORIS que é abordado em maior compreensão em 0 – Anexo 2.

Os terrenos acidentados, caraterizados por um desnível com elevado declive pós turbina, ou seja, a jusante, criam um elevado delta de pressão e colocam um grande desafio na construção de um parque eólico. A diferença que provoca o escoamento inverso do ar, representa por assim dizer um movimento circular em que as partículas voltam a ir ao encontro da turbina. Este efeito provoca enorme desgaste e redução da

eficiência da turbina. Futuramente, seria um tópico de relevância para investigação, analisar e calcular com maior precisão a dimensão deste efeito.

Como esperado, não se encontrou qualquer estudo prévio da zona para comparação. Certas verificações tornaram-se muito difíceis de comprovar com parâmetros analíticos de forma a que existiu a necessidade de fazer várias correlações entre estudos. Num próximo estudo, neste mesmo domínio, partir deste ponto pode constituir um alicerce que nos parece bem consolidado e desta forma fornecer um contributo para ajudar a progredir mais rapidamente e minimizar os erros.

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] L. Cantoni e A. Martin, «Load Control Aerodynamics in Offshore Wind Turbines», 2021.
- [2] F. Porté-Agel, M. Bastankhah, e S. Shamsoddin, «Wind-Turbine and Wind-Farm Flows: A Review», *Boundary Layer Meteorol*, vol. 174, n. 1, pp. 1–59, Jan. 2020, doi: 10.1007/s10546-019-00473-0.
- [3] A. P. Schaffarczyk, «Green Energy and Technology».
- [4] J. K. Kaldellis e D. Zafirakis, «The wind energy (r)evolution: A short review of a long history», *Renew Energy*, vol. 36, n. 7, pp. 1887–1901, Jul. 2011, doi: 10.1016/J.RENENE.2011.01.002.
- [5] P. Gipe, «Wind energy for the rest of us : a comprehensive guide to wind power and how to use it». Acedido: 6 de Novembro de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://archive.org/details/windenergyforres0000gipe/page/58/mode/2up>
- [6] J. Twidell e T. Weir, «Renewable energy resources», *Renewable Energy Resources*, pp. 1–784, Jan. 2015, doi: 10.4324/9781315766416.
- [7] A. Kalmikov, «Wind Power Fundamentals».
- [8] Erik L. Petersen; Niels G. Mortensen; Lars Landberg; Jørgen Højstrup; Helmut P. Frank, «Wind power meteorology. Part I: climate and turbulence | », 1998. Acedido: 7 de Novembro de 2023. [Em linha]. Disponível em: [https://sci-hub.hkvisa.net/10.1002/\(sici\)1099-1824\(199804\)1:1+%3C25::aid-we4%3E3.0.co;2-d](https://sci-hub.hkvisa.net/10.1002/(sici)1099-1824(199804)1:1+%3C25::aid-we4%3E3.0.co;2-d)
- [9] B. S. Fudo e M. A. Fontes, «Influência da velocidade do vento na magnitude da potência extraída da Turbina Eólica».
- [10] S. Filom, S. Radfar, R. Panahi, E. Amini, e M. Neshat, «Exploring wind energy potential as a driver of sustainable development in the southern coasts of iran: The importance of wind speed statistical distribution model», *Sustainability (Switzerland)*, vol. 13, n. 14, Jul. 2021, doi: 10.3390/SU13147702.
- [11] AWS Scientific, «Fundamentals for Conducting a Successful Monitoring Program», 1997, Acedido: 13 de Novembro de 2023. [Em linha]. Disponível em: www.awsscientific.com
- [12] Gov, «Wind exchange energy». [Em linha]. Disponível em: <https://windexchange.energy.gov/maps-data/16>.

- [13] A. H. Siddiqi, S. Khan, e S. Rehman, «Wind Speed Simulation Using Wavelets», *Am J Appl Sci*, vol. 2, n. 2, pp. 557–564, Fev. 2005, doi: 10.3844/AJASSP.2005.557.564.
- [14] James M. Gregory, R.E. Peterson, Jeffrey A. Lee, e G.R. Wilson, «Modeling wind and relative humidity effects on air quality». Acedido: 13 de Novembro de 2023. [Em linha]. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/288521048_Modeling_wind_and_relative_humidity_effects_on_air_quality
- [15] Sinden e Graham, «Characteristics of the UK wind resource: Long-term patterns and relationship to electricity demand», *Energy Policy*, vol. 35, n. 1, pp. 112–127, 2007, Acedido: 13 de Novembro de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://ideas.repec.org/a/eee/enepol/v35y2007i1p112-127.html>
- [16] K. Ko, K. Kim, e J. Huh, «Variations of wind speed in time on Jeju Island, Korea», *Energy*, vol. 35, n. 8, pp. 3381–3387, 2010, doi: 10.1016/J.ENERGY.2010.04.025.
- [17] Gregory Alan Sword, Patrick D Lorch, e Darryl T. Gwynne, «Radiotelemetric Analysis of the Effects of Prevailing Wind Direction on Mormon Cricket Migratory Band Movement». Acedido: 13 de Novembro de 2023. [Em linha]. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/23266908_Radiotelemetric_Analysis_of_the_Effects_of_Prevailing_Wind_Direction_on_Mormon_Cricket_Migratory_Band_Movement
- [18] A. J. Hallinan, «A Review of the Weibull Distribution», *Journal of Quality Technology*, vol. 25, n. 2, pp. 85–93, Abr. 1993, doi: 10.1080/00224065.1993.11979431.
- [19] «Describing Wind Variations: Weibull Distribution». Acedido: 14 de Novembro de 2023. [Em linha]. Disponível em: <http://xn--drmsttre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/en/tour/wres/weibull.htm>
- [20] A. P. Picolo, A. J. Bühler, e G. A. Rampinelli, «Uma abordagem sobre a energia eólica como alternativa de ensino de tópicos de física clássica», *Revista Brasileira de Ensino de Física*, vol. 36, n. 4, 2014, doi: 10.1590/S1806-11172014000400007.
- [21] J. F. Manwell, J. G. McGowan, e A. L. Rogers, «Wind Energy Explained: Theory, Design and Application», 2010.
- [22] H. E. ÇELİK e V. YILMAZ, «A Statistical Approach to Estimate the Wind Speed Distribution: The Case of Gelibolu Region», *Doğuş Üniversitesi Dergisi*, vol. 1, n. 9, pp. 122–132, Jul. 2008, doi: 10.31671/DOGUS.2019.227.
- [23] N. Su, S. Peng, e N. Hong, «Stochastic dynamic transient gusty wind effect on the sliding and overturning of quayside container cranes», *Structure and Infrastructure*

- Engineering*, vol. 17, n. 9, pp. 1271–1283, 2021, doi: 10.1080/15732479.2020.1809465.
- [24] O. Brasseur, «Development and Application of a Physical Approach to Estimating Wind Gusts», *Mon Weather Rev*, vol. 129, n. 1, pp. 5–25, Jan. 2001, doi: 10.1175/1520-0493(2001)129.
- [25] P. J. Sallis, W. Claster, e S. Hernández, «A machine-learning algorithm for wind gust prediction», *Comput Geosci*, vol. 37, n. 9, pp. 1337–1344, Set. 2011, doi: 10.1016/J.CAGEO.2011.03.004.
- [26] IOANNIS FYRIPPIS, Petros J. Axaopoulos, e Gregoris Panayiotou, «WIND POWER POTENTIAL IN CENTRAL AEGEAN SEA, GREECE». Acedido: 16 de Novembro de 2023. [Em linha]. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/264898349_WIND_POWER_POTENTIAL_IN_CENTRAL_AEGEAN_SEA_GREECE
- [27] M. B. Alexander e D. W. Camp, «Magnitude and frequency of wind speed shears from 3 to 150 meters», <https://doi.org/10.2514/3.44724>, vol. 18, n. 7, pp. 603–604, Mai. 2012, doi: 10.2514/3.44724.
- [28] «Roughness and Wind Shear». Acedido: 17 de Novembro de 2023. [Em linha]. Disponível em: <http://xn--drmstrre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/en/tour/wres/shear.htm>
- [29] «Wind Energy Concepts». Acedido: 17 de Novembro de 2023. [Em linha]. Disponível em: <http://xn--drmstrre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/en/stat/unitsw.htm#roughness>
- [30] U. Ritschel e M. Beyer, «Designing Wind Turbines», 2022, doi: 10.1007/978-3-031-08549-9.
- [31] Shikha, T. S. Bhatti, e D. P. Kothari, «Aspects of Technological Development of Wind Turbines», *Journal of Energy Engineering*, vol. 129, n. 3, pp. 81–95, Dez. 2003, doi: 10.1061/(ASCE)0733-9402(2003)129:3(81).
- [32] F. Spinato, P. J. Tavner, G. J. W. Van Bussel, e E. Koutoulakos, «Reliability of wind turbine subassemblies», *IET Renewable Power Generation*, vol. 3, n. 4, pp. 387–401, 2009, doi: 10.1049/IET-RPG.2008.0060/CITE/REFWORKS.
- [33] «What are the five principal wind turbine parts? | Crosby Airpes». Acedido: 24 de Novembro de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://www.airpes.com/wind-turbine-parts/>

- [34] V. De *et al.*, «Modelo Analítico Para o Fator de Capacidade De Parques Eólicos A Partir Das Características Do Vento Local», *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE*, vol. 1, n. 1, Fev. 2020, doi: 10.48011/SBSE.V1I1.2231.
- [35] P. Veers, «IET ENERGY ENGINEERING SERIES 125 Wind Energy Modeling and Simulation».
- [36] H. A. Effat e H. A. Effat, «Mapping Potential Wind Energy Zones in Suez Canal Region, Using Satellite Data and Spatial Multicriteria Decision Models», *Journal of Geoscience and Environment Protection*, vol. 5, n. 10, pp. 46–61, Out. 2017, doi: 10.4236/GEP.2017.510005.
- [37] Martin O. L. Hansen, «Aerodynamics of Wind Turbines Second Edition», 2008.
- [38] «Wind Energy Engineering», 2017.
- [39] A. Betz, «The Maximum of the Theoretically Possible Exploitation of Wind by Means of a Wind Motor». Acedido: 20 de Novembro de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://www.jstor.org/stable/43857254>
- [40] V. L. Okulov e G. A. M. Van Kuik, «The Betz–Joukowski limit: on the contribution to rotor aerodynamics by the British, German and Russian scientific schools», *Wind Energy*, vol. 15, n. 2, pp. 335–344, 2012, doi: 10.1002/WE.464.
- [41] A. Makridis e J. Chick, «Validation of a CFD model of wind turbine wakes with terrain effects», 2013, doi: 10.1016/j.jweia.2013.08.009.
- [42] A. Kalmikov, «Wind Power Fundamentals», *Wind Energy Engineering: A Handbook for Onshore and Offshore Wind Turbines*, pp. 17–24, Jan. 2017, doi: 10.1016/B978-0-12-809451-8.00002-3.
- [43] F. ; Blaabjerg, F. ; lov, Z. ; Chen, e K. Ma, «Power Electronics and Controls for Wind Turbine Systems», pp. 333–344, 2010, doi: 10.1109/ENERGYCON.2010.5771701.
- [44] «A Simple Method for Calculations of Wake Effects in Wind Farms with Influence of Atmospheric Stability».
- [45] E. Koç e T. Yavuz, «Effect of Flap on the Wind Turbine-Concentrator Combination», *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, vol. 9, n. 2, pp. 551–560, Jun. 2019, doi: 10.20508/IJRER.V9I2.8838.G7625.
- [46] Tony Burton, «Wind Energy Handbook», 2002.
- [47] B. B. da Silva, J. J. A. Alves, E. P. Cavalcanti, e R. T. Dantas, «Potencial eólico na direção predominante do vento no Nordeste brasileiro», *Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental*, vol. 6, n. 3, pp. 431–439, Dez. 2002, doi: 10.1590/S1415-43662002000300009.

- [48] Zhang, «General rights CFD simulation of neutral ABL flows», 2009, Acedido: 8 de Novembro de 2023. [Em linha]. Disponível em: www.risoe.dtu.dk
- [49] J. Benjamin, «Computational Fluid Dynamics Modelling of Renewable Energy Turbine Wake Interactions», 2015.
- [50] P.-E. M. Réthoré, *Wind Turbine Wake in Atmospheric Turbulence*, n. 53. Risø National Laboratory for Sustainable Energy, 2009. Acedido: 25 de Junho de 2024. [Em linha]. Disponível em: <https://orbit.dtu.dk/en/publications/wind-turbine-wake-in-atmospheric-turbulence>
- [51] P. R. Spalart, S. Deck, M. L. Shur, K. D. Squires, M. K. Strelets, e A. Travin, «A new version of detached-eddy simulation, resistant to ambiguous grid densities», *Theor Comput Fluid Dyn*, vol. 20, n. 3, pp. 181–195, Jul. 2006, doi: 10.1007/S00162-006-0015-0/METRICS.
- [52] T. Stovall, G. Pawlas, e P. Moriarty, «Wind farm wake simulations in OpenFOAM», *48th AIAA Aerospace Sciences Meeting Including the New Horizons Forum and Aerospace Exposition*, 2010, doi: 10.2514/6.2010-825.
- [53] «CFD predictions of NREL phase VI rotor experiments in NASA/AMES wind tunnel | Request PDF». Acedido: 25 de Junho de 2024. [Em linha]. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/279901039_CFD_predictions_of_NREL_phase_VI_rotor_experiments_in_NASAAMES_wind_tunnel
- [54] «Global Wind Atlas». Acedido: 12 de Junho de 2024. [Em linha]. Disponível em: <https://globalwindatlas.info/en>
- [55] T. J. Chung, «Governing Equations», *Computational Fluid Dynamics*, pp. 29–42, Set. 2010, doi: 10.1017/CBO9780511780066.005.
- [56] N. Ashgriz e J. Mostaghimi, «An Introduction to Computational Fluid Dynamics Chapter 20 in Fluid Flow Handbook».
- [57] A. Travin, M. Shur, M. Strelets, e P. Spalart, «Detached-eddy simulations past a circular cylinder», *Flow Turbul Combust*, vol. 63, n. 1, pp. 293–313, 2000, doi: 10.1023/A:1009901401183/METRICS.
- [58] «ANSYS FLUENT 12.0 User's Guide - 26.18.1 Judging Convergence». Acedido: 19 de Junho de 2024. [Em linha]. Disponível em: <https://www.afs.enea.it/project/neptunius/docs/fluent/html/ug/node833.htm#sec-judging-convergence>
- [59] S. B. Pope, «Turbulent Flows».

- [60] R. B. Stull, «An introduction to boundary layer meteorology», *An introduction to boundary layer meteorology*, 1988, doi: 10.1007/978-94-009-3027-8/COVER.
- [61] A. A. Afif, P. Wulandari, e A. Syahriar, «CFD analysis of vertical axis wind turbine using ansys fluent», *J Phys Conf Ser*, vol. 1517, n. 1, 2020, doi: 10.1088/1742-6596/1517/1/012062.
- [62] A. Bahaj, L. Myers, e G. Thompson, «Characterising the wake of horizontal axis marine current turbines», 2007.
- [63] M. E. Harrison, W. M. J. Batten, L. E. Myers, e A. S. Bahaj, «Comparison between CFD simulations and experiments for predicting the far wake of horizontal axis tidal turbines», *IET Renewable Power Generation*, vol. 4, n. 6, pp. 613–627, Nov. 2010, doi: 10.1049/IET-RPG.2009.0193.
- [64] E. M. Alawadhi, «Meshing guide», *Finite Element Simulations Using ANSYS*, vol. 15317, n. November, pp. 407–424, 2020, doi: 10.1201/b18949-12.
- [65] D. Sturge, D. Sobotta, R. Howell, A. While, e J. Lou, «A hybrid actuator disc - Full rotor CFD methodology for modelling the effects of wind turbine wake interactions on performance», *Renew Energy*, vol. 80, pp. 525–537, 2015, doi: 10.1016/j.renene.2015.02.053.
- [66] M. Anthony, V. Prasad, K. Raju, M. H. Alsharif, Z. W. Geem, e J. Hong, «Design of Rotor Blades for Vertical Axis Wind Turbine with Wind Flow Modifier for Low Wind Profile Areas», *Sustainability 2020, Vol. 12, Page 8050*, vol. 12, n. 19, p. 8050, Set. 2020, doi: 10.3390/SU12198050.
- [67] P. R. Resende, F. T. Pinho, e D. O. Cruz, «A Reynolds stress model for turbulent flows of viscoelastic fluids», *Journal of Turbulence*, vol. 14, n. 12, pp. 1–36, Dez. 2013, doi: 10.1080/14685248.2013.851385.
- [68] «ANSYS FLUENT 12.0 User's Guide - 26.13.1 Monitoring Residuals». Acedido: 19 de Junho de 2024. [Em linha]. Disponível em: <https://www.afs.enea.it/project/neptunius/docs/fluent/html/ug/node812.htm>
- [69] D. Package, «SG6.6-170 Developer Package», pp. 1–68, 2022.
- [70] Y. Ding, «Data Science for Wind Energy; Edition 1». doi: 10.4324/9780429490972.
- [71] A. Gambier, «Advances in Industrial Control Control of Large Wind Energy Systems Theory and Methods for the User».
- [72] «Book Review: Wind Energy Explained: Theory, Design and Application», <http://dx.doi.org/10.1260/030952406778055054>, vol. 30, n. 2, pp. 169–170, Mar. 2006, doi: 10.1260/030952406778055054.

- [73] P. Stangroom, «CFD modelling of wind flow over terrain», *Direct*, n. January, p. 298, 2010, [Em linha]. Disponível em: <http://etheses.nottingham.ac.uk/112/>
- [74] M. Avila, A. Gargallo-Peiró, e A. Folch, «A CFD framework for offshore and onshore wind farm simulation», *J Phys Conf Ser*, vol. 854, n. 1, 2017, doi: 10.1088/1742-6596/854/1/012002.

ANEXOS

Esta secção fornece informações suplementares relevantes para compreender as especificidades do modelo de turbina eólica e do *software* de simulação utilizados neste estudo.

O Anexo 1 - Turbina SG 170-6.6MW, apresenta em pormenor as especificações e características de desempenho da turbina eólica Siemens Gamesa SG 170-6.6MW. Este modelo representa uma turbina eólica *offshore* de última geração, escolhida pela sua relevância para os padrões atuais da indústria e pela sua adequação a aplicações em terrenos complexos

O Anexo 2 - Software FLORIS (NREL) apresenta o FLORIS (FLOw Redirection and Induction in Steady State), uma ferramenta de simulação de parques eólicos e é importante devido à sua capacidade de modelar campos de fluxo de parques eólicos e interações entre turbinas.

Anexo 1 – Turbina SG 170-6.6MW

Especificações e Informações Gerais sobre a Turbina Eólica Onshore SG 6.6-170. Este apêndice fornece detalhes adicionais e especificações técnicas sobre a turbina eólica onshore SG 6.6-170 da Siemens-Gamesa.

Especificações Técnicas

Rotor

Tipo	Eixo horizontal de 3 lâminas
Posição	Contra o vento
Diâmetro	170 metros
Área varrida	22.698 m ²
Regulação de potência	Regulação de passo e torque com velocidade variável
Inclinação do rotor	6 graus

Gerador

Tipo	Assíncrono, DFIG
-------------	------------------

Terminais de rede (BT)

Potência nominal de base	5,6 MW
Tensão	690V

Frequência	50 Hz ou 60 Hz
-------------------	----------------

Lâmina

Tipo	Autossustentável
Comprimento da lâmina	83,5 metros
Acorde máximo	4,5 metros
Perfil aerodinâmico	Aerofólios proprietários da Siemens Gamesa
Material	G (Fibra de vidro) - CRP (Plástico reforçado com carbono)
Brilho de superfície	Semibrilho, < 30/1502813
Cor da superfície	Cinza claro, RAL 7035 ou Branco, RAL 9018

Sistema de guinada

Tipo	Ativo
Rolamento de guinada	Engrenagem externa
Condução de guinada	Motores de engrenagem elétricos
Freio de guinada	Freio de fricção ativo

Controlador

Tipo	Sistema de controle integrado Siemens (SICS)
Sistema SCADA	MeuSite360

Freio aerodinâmico

Tipo	Lançamento de vão completo
Ativação	Ativo, hidráulico

Torre

Tipo	Aço tubular / Híbrido
Altura do cubo	115m a 165m e local específico
Proteção contra corrosão	
Brilho de superfície	Pintado

Cor	Semibrilho, <30/ISO-2813 Cinza claro, RAL 7035 ou Branco, RAL 9018
------------	--

Suporte de carga	Material
Eixo	Ferro fundido nodular
Cabo principal	Ferro fundido nodular
Estrutura da Nacelle	Ferro fundido nodular

Dados operacionais

Velocidade do vento de corte	3 m/s
Velocidade nominal do vento	11,5 m/s (vento constante sem turbulência, conforme definido pela IEC61400-1)
Velocidade do vento de corte	25 m/s
Reiniciar velocidade do vento	22 m/s

Mecânico	Freio
Tipo	Freio a disco hidráulico
Posição	Caixa de velocidades traseira

Tampa da Nacelle

Tipo	Totalmente fechado
Brilho de superfície	Semibrilho, <30 / ISO2813
Cor	Cinza claro, RAL 7035 ou Branco, RAL 9018

Peso	
Abordagem modular	Módulos diferentes dependendo da restrição

Descrição técnica

Rotor-Nacelle

O rotor é uma construção de três pás, montado contra o vento da torre. A potência de saída é controlada por regulação da procura de binário. A velocidade do rotor é variável e foi concebida para maximizar a potência de saída, mantendo as cargas e o nível de ruído.

A Nacelle foi concebida para permitir o acesso seguro a todos os pontos de manutenção durante a manutenção programada. Além disso, a Nacelle foi concebida para permitir a presença segura de técnicos de serviço na Nacelle durante os ensaios de serviço com a com a turbina eólica em pleno funcionamento. Isto permite um serviço de alta qualidade da turbina eólica e proporciona ótimas condições de resolução de problemas.

Pás

As pás da Siemens-Gamesa 5.X são feitas de componentes moldados por infusão de fibra de vidro e carbono. A estrutura da lâmina usa cascas aerodinâmicas contendo capas de longarinas embutidas, ligadas a dois componentes principais de epóxi-fibra de vidro-balsa/espuma. As pás da Siemens-Gamesa 5.X utilizam um desenho de pás baseado em aerofólios de propriedade da SGRE.

Cubo do Rotor

O cubo do rotor é fundido em ferro fundido nodular e é montado no eixo de baixa velocidade do trem de força com uma conexão de flange.

O cubo é suficientemente grande para dar espaço aos técnicos de assistência durante a manutenção das raízes das pás e dos rolamentos de passo a partir do interior da estrutura.

Unidade de tração

A unidade de tração é um conceito de suspensão de 4 pontos: veio principal com duas chumaceiras principais e a caixa de velocidades com dois braços de binário montados na estrutura principal. A caixa de velocidades está em posição cantilever; o suporte planetário da caixa de velocidades é montado no veio principal por meio de uma junta aparafusada com flange e suporta o eixo principal por meio de uma junta aparafusada com flange e suporta a caixa de velocidades.

Veio principal

O veio principal de baixa velocidade é forjado e transfere o binário do rotor para a caixa de velocidades e os momentos de flexão para a estrutura da cama através das chumaceiras principais e das caixas de chumaceiras principais.

Rolamentos principais

O eixo de baixa velocidade da turbina eólica é suportado por dois rolamentos de rolos cónicos. Os rolamentos são lubrificados com massa.

Caixa de velocidades

A caixa de velocidades é do tipo de alta velocidade com 3 fases (2 planetárias + 1 paralela).

Gerador

O gerador é um gerador trifásico assíncrono duplamente alimentado com um rotor bobinado, ligado a um conversor de frequência PWM. O estator e o rotor do gerador são ambos feitos de laminações magnéticas empilhadas e enrolamentos formados. O gerador é arrefecido por ar.

Travão mecânico

O travão mecânico está instalado na extremidade não motriz da caixa de velocidades.

Sistema de guinada

Uma estrutura de base fundida liga a unidade de tração à torre. O rolamento de guinada é um anel de engrenagem externo de fricção. Uma série de motores elétricos de engrenagens planetárias aciona a guinada.

Cobertura da Nacelle

A proteção contra intempéries e o invólucro à volta da maquinaria na Nacelle são feitos de painéis laminados reforçados com fibra de vidro reforçados com fibra de vidro.

Torre

A turbina eólica é montada, de série, numa torre tubular cónica de aço. Estão disponíveis outras tecnologias de torre para alturas de cubo mais elevadas. A torre tem subida interna e acesso direto ao sistema de guinada e à Nacelle. Está equipada com plataformas e iluminação elétrica interna.

Controlador

O controlador da turbina eólica é um controlador industrial com microprocessador. O controlador é completo com dispositivos de comutação e dispositivos de proteção e é auto-diagnosticável.

Conversor

Ligado diretamente ao rotor, o conversor de frequência é um sistema de conversão 4Q back to back com 2 VSC num elo de corrente contínua comum. O conversor de frequência permite o funcionamento do

gerador a velocidade e tensão variáveis, enquanto fornece energia a uma frequência e tensão constantes ao transformador de MT.

SCADA

A turbina eólica permite a ligação ao sistema SCADA do SGRE. Este sistema oferece controlo remoto e uma variedade de visualizações de estado e relatórios úteis a partir de um browser de Internet normal. As visualizações de estado apresentam informações incluindo dados elétricos e mecânicos, estado de funcionamento e avarias, dados meteorológicos e dados da estação de rede.

Monitorização do estado da turbina

Para além do sistema SCADA da SGRE, a turbina eólica pode ser equipada com a configuração única de monitorização do estado da SGRE. Este sistema monitoriza o nível de vibração dos componentes principais e compara os espectros de vibração atuais com um conjunto de espectros de referência estabelecidos. A revisão dos resultados, a análise detalhada e a reprogramação podem ser efetuadas através de um navegador Web normal.

Sistemas de funcionamento

A turbina eólica funciona automaticamente. O seu arranque é automático quando o binário aerodinâmico atinge um determinado valor. Abaixo da velocidade nominal do vento, o controlador da turbina eólica fixa as referências de passo e binário para funcionar no ponto aerodinâmico ótimo (produção máxima), tendo em conta a capacidade do gerador. Quando a velocidade nominal do vento.

Quando a velocidade nominal do vento é ultrapassada, a exigência da posição do passo é ajustada para manter uma produção de energia estável igual ao valor nominal.

Se o modo de vento forte for ativado, a produção de energia é limitada quando a velocidade do vento excede um valor limiar definido pelo projeto, até que o corte seja efetuado e a turbina eólica deixe de produzir energia.

Se a velocidade média do vento exceder o limite operacional máximo, a turbina eólica é desligada através do lançamento das pás. Quando a velocidade média do vento desce abaixo da velocidade média de reinício, os sistemas reiniciam-se automaticamente.

Análise de Confiabilidade e Manutenção

A turbina SG 6.6-170 está equipada com sensores avançados para monitoramento contínuo da condição dos componentes críticos. O sistema de manutenção preditiva utiliza dados de sensores para prever falhas antes que ocorram, minimizando o tempo de inatividade e os custos de reparo.

Manutenção Rotineira: Inclui inspeções visuais, verificação de aperto de parafusos, e lubrificação de componentes críticos a cada seis meses.

Manutenção Preventiva: Substituição de componentes desgastados ou próximos ao fim de sua vida útil, geralmente realizada anualmente.

Manutenção Corretiva: Intervenção imediata em caso de falhas inesperadas, com suporte técnico da Siemens-Gamesa disponível 24/7.

Impacto Ambiental

A turbina SG 6.6-170 contribui significativamente para a redução das emissões de CO₂, ao substituir fontes de energia baseadas em combustíveis fósseis. Com uma capacidade de 6.6 MW, uma única turbina pode gerar eletricidade suficiente para abastecer aproximadamente 5.000 residências, evitando a emissão de milhares de toneladas de CO₂ anualmente.

O nível de ruído máximo de 106 dBA é gerido através de design aerodinâmico das pás e isolamento acústico na **Nacelle**, garantindo a conformidade com as normas ambientais e a minimização do impacto sonoro nas comunidades próximas.

A Siemens Gamesa implementa medidas para mitigar o impacto na vida selvagem, incluindo estudos de impacto ambiental e a adoção de práticas de instalação que protejam a fauna local.

Anexo 2 – Software FLORIS (NREL)

FLORIS (FLOW Redirection and Induction in Steady-state) é um *software* avançado de simulação de parques eólicos, desenvolvido para modelar e otimizar o desempenho de turbinas eólicas em um parque. Utilizando modelos de esteira adequado para a turbina SG 170-6.6, o FLORIS proporcionou uma estrutura em Python especialmente focada na performance e rapidez de cálculo, permitindo a análise detalhada e a otimização do posicionamento das turbinas eólicas em jogo.

Funcionalidades do FLORIS

1. Modelagem de Esteira (Wake Modeling)
 - Modelo JENSEN: Um dos modelos de esteira mais utilizados, que estima a redução de velocidade e a expansão da esteira à medida que o vento passa pelas turbinas.
 - Modelos Avançados: Incluem opções para modelar o comportamento da esteira com maior precisão, levando em consideração efeitos de turbulência e interações entre múltiplas turbinas.
2. Otimização de Ângulo de Yaw:
 - Yaw Misalignment: A capacidade de ajustar o ângulo de *yaw* das turbinas para redirecionar o fluxo de vento, minimizando a interferência de esteira entre as turbinas e maximizando a produção de energia do parque como um todo.
 - Redução de Turbulência: Através da variação do *yaw*, é possível diminuir a turbulência nas esteiras, melhorando a eficiência e a vida útil das turbinas.
3. Simulação de Cenários:
 - Cenários de Vento: Possibilidade de simular diferentes condições de vento, ajustando parâmetros como velocidade e direção para analisar o desempenho do parque sob variadas situações.
 - Configurações de Parques: Teste de diferentes layouts e espaçamentos entre turbinas para identificar a configuração mais eficiente.

Resultados das Simulações com FLORIS

Os resultados obtidos através de teste com o FLORIS incluem várias análises gráficas e esquemáticas que ilustram o comportamento das esteiras e a performance de uma turbina, várias ou até mesmo do parque sob diferentes condições.

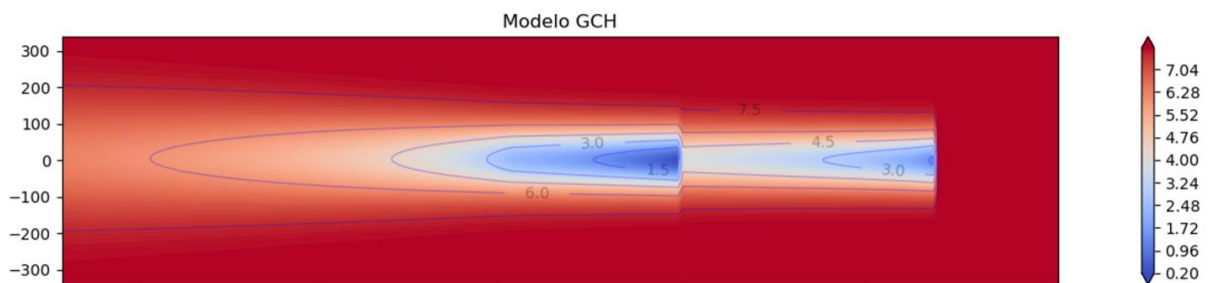
1 Modelagem de Esteira

Comparação de Modelos de Turbulência do Vento e Performance da Turbina Eólica

Neste ponto apresenta-se uma comparação de três cenários distintos de modelagem de turbulência do vento utilizando diferentes abordagens Gaussianas com o objetivo de analisar o impacto nas turbinas eólicas: (1) Curva Gaussiana Híbrida, (2) Curva Gaussiana Acumulativa e (3) Diferença entre os dois modelos.

Cenário 1: Curva Gaussiana Híbrida

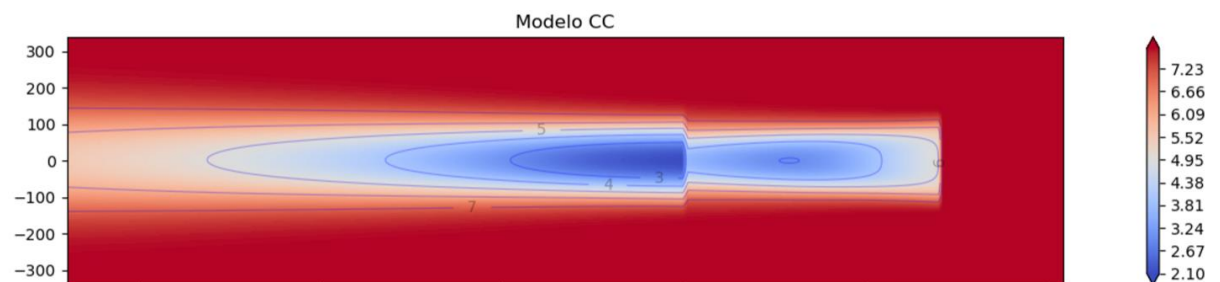
A Curva Gaussiana Híbrida combina elementos de diferentes modelos Gaussianos para uma representação mais precisa da turbulência do vento. Este modelo considera variáveis como a direção e a intensidade do vento, ajustando a curva para refletir variações complexas.



Características que a determinam são a alta precisão na modelagem da distribuição de turbulência e ser ajustável para diferentes condições de vento.

Cenário 2: Curva Gaussiana Acumulativa

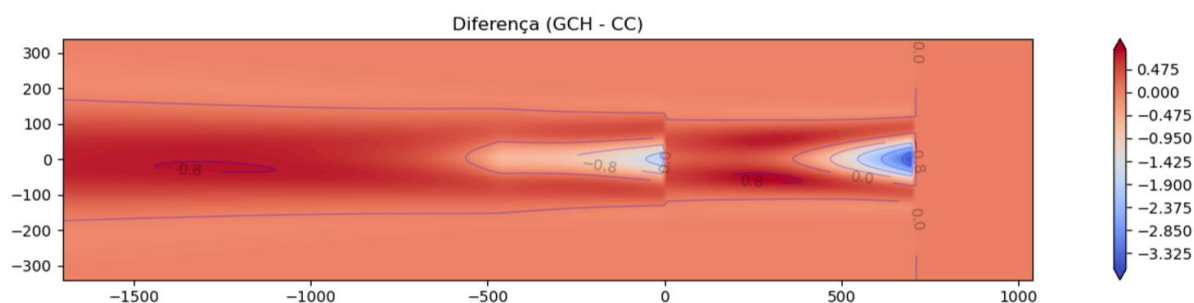
A Curva Gaussiana Acumulativa utiliza a soma das distribuições Gaussianas para representar a turbulência do vento. Este modelo oferece uma visão média acumulada ao longo do tempo ou espaço.



Características que a determinam são a implementação e interpretação fáceis, representação mais suave e estável da turbulência.

Cenário 3: Diferença entre os Modelos

A comparação entre os modelos Gaussiano Híbrido e Acumulativo destaca variações e discrepâncias na representação da turbulência do vento.



Pode-se destacar que o modelo híbrido oferece maior detalhamento, enquanto o acumulativo apresenta uma visão mais estável. Já em termos de variações locais o modelo híbrido detecta-as mais facilmente enquanto o acumulativo suaviza-as.

A escolha entre a Curva Gaussiana Híbrida e a Curva Gaussiana Acumulativa depende das necessidades específicas do projeto. O modelo híbrido oferece maior detalhamento e é ideal para otimizações precisas, enquanto o modelo acumulativo proporciona uma visão geral estável, facilitando o planejamento estratégico. Comparar as diferenças entre os modelos é essencial para maximizar a eficiência e a produção de energia dos parques eólicos, conforme reiterado na literatura.

2 Otimização de Ângulo de Yaw

Este teste foca nas variações do ângulo de YAW e suas consequências diretas na perda de potência das turbinas eólicas. Diferentes ângulos foram testados para observar como a orientação da turbina em relação à direção do vento impacta na produção de energia.

Conclusões do Segundo Teste

Os resultados mostram que há uma relação clara entre o ângulo de YAW e a eficiência na geração de energia. Ângulos de YAW desajustados em relação à direção do vento resultam em perdas significativas de potência, devido à diminuição da quantidade de energia capturada pelo rotor da turbina. No entanto, ângulos de YAW otimizados podem minimizar essas perdas e melhorar a produção de energia.

Comparação das Quatro Figuras no Segundo Teste:

As figuras apresentadas no Teste 5 ilustram diferentes cenários de ângulos de YAW e suas consequências na produção de potência:

Figura 1: Mostra a potência gerada com um ângulo de YAW alinhado com a direção do vento, evidenciando máxima eficiência energética.

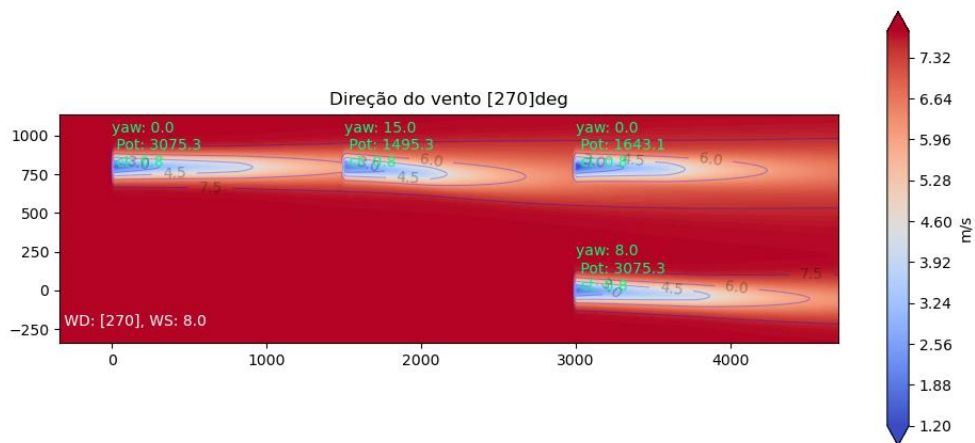


Figura 2: Apresenta um pequeno desvio no ângulo de YAW, resultando em uma leve diminuição na potência gerada.

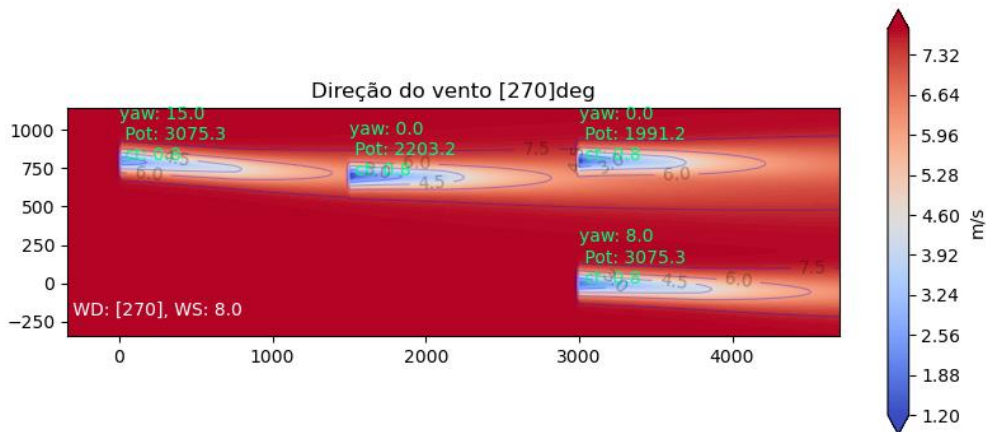


Figura 3: Ilustra um desvio moderado no ângulo de YAW, com uma redução significativa na potência.

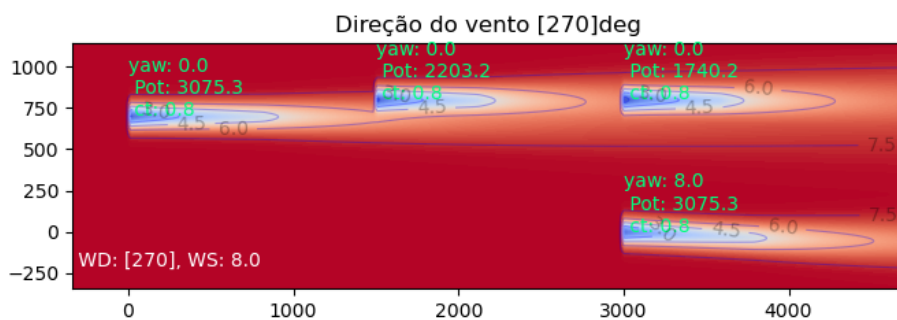
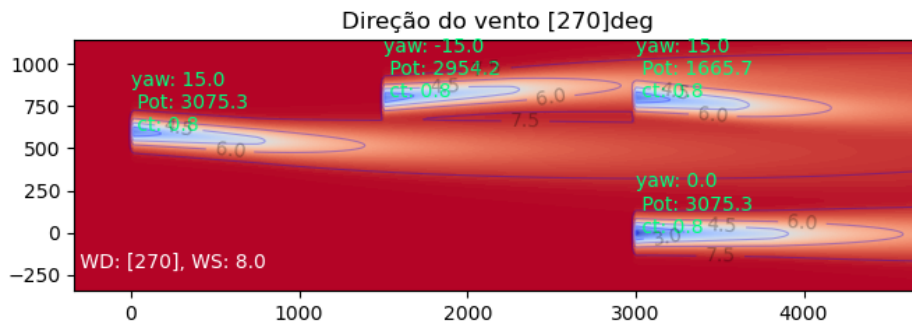


Figura 4: Demonstra um grande desvio no ângulo de YAW, resultando em perdas máximas de potência devido à orientação inadequada em relação ao vento.



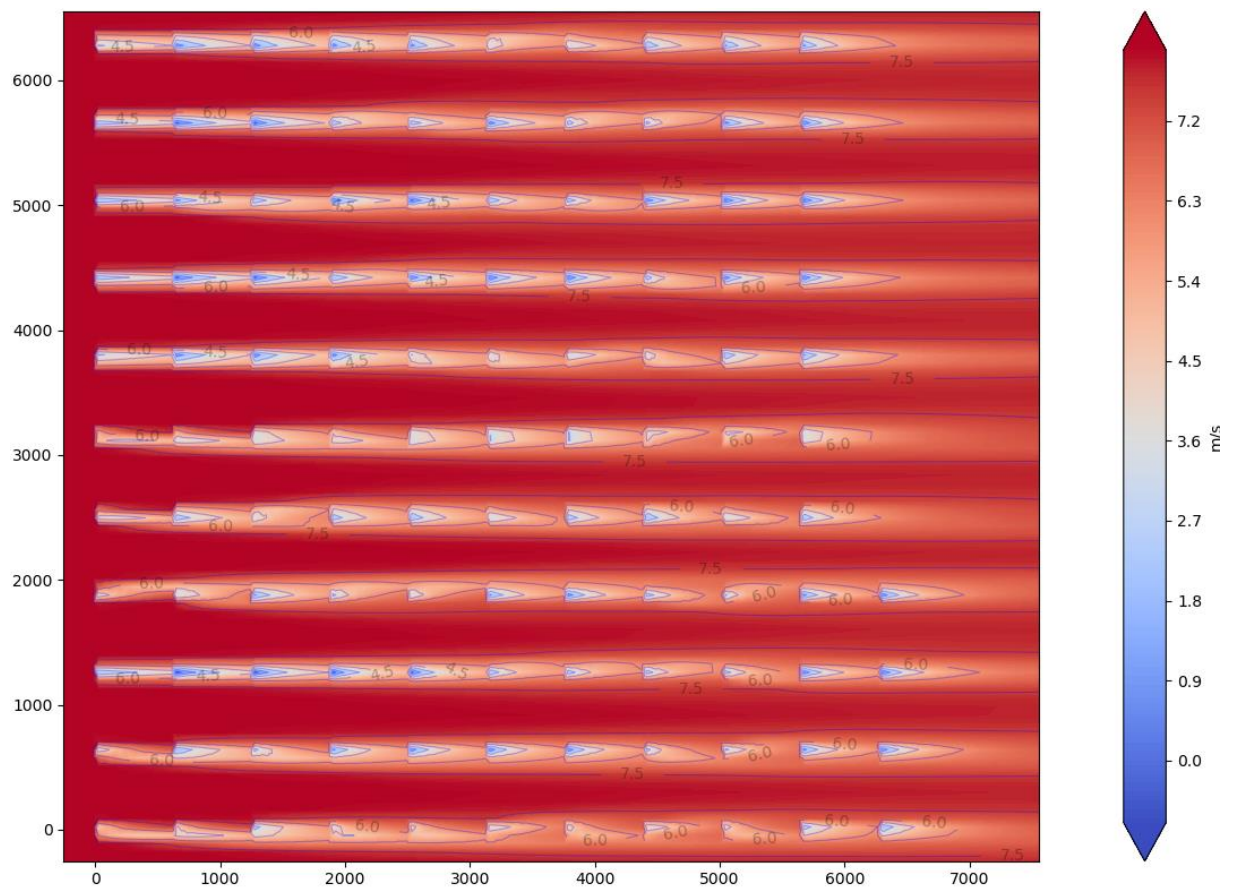
A análise comparativa das figuras confirma que o alinhamento preciso do YAW é crucial para maximizar a eficiência energética das turbinas.

Estas conclusões são valiosas para o desenvolvimento de estratégias de controle avançado de YAW, que podem ser implementadas em sistemas de monitoramento e operação de turbinas eólicas para melhorar a eficiência energética e a durabilidade das instalações eólicas.

Enquanto este teste explicita a redução da turbulência através da variação do YAW, o próximo teste vai destacar o impacto direto dessas variações na produção de energia.

3 Simulação de Cenários

Neste teste o objetivo principal é avaliar como a variação do ângulo de YAW pode influenciar na diminuição da turbulência gerada no wake de uma turbina eólica, utilizando o modelo de Jensen. O modelo de Jensen é amplamente utilizado para estimar a distribuição da velocidade do vento e a extensão da turbulência no rastro das turbinas. A metodologia envolveu a alteração sistemática do ângulo de YAW e a subsequente medição das mudanças na intensidade da turbulência.



Os resultados indicam que ajustes no ângulo de YAW podem efetivamente reduzir a turbulência no rastro da turbina. Especificamente, ângulos de YAW mais elevados desviam o rastro da turbina, diminuindo a intensidade da turbulência em áreas críticas, o que pode beneficiar outras turbinas instaladas a jusante. A redução da turbulência pode levar a um aumento na eficiência global do parque eólico, minimizando as perdas de energia e prolongando a vida útil das turbinas.

Código utilizado para criar as simulações de esteira no FLORIS

A secção seguinte apresenta uma coleção abrangente de do código e funções que demonstram como utilizar o FLORIS. Estas implementações abrangem uma série de tarefas, desde a configuração da disposição do parque eólico e a definição das condições e proporções da turbina até ao cálculo dos efeitos de esteira e à otimização do desempenho da turbina.

Ao explorar estes exemplos de código, poder-se-á obter informações sobre:

- Simular efeitos de esteira sob diferentes condições de vento;
- Cálculo da potência de saída e das perdas de esteira no parque eólico;
- Otimização dos ângulos de guinada da turbina para a direção da esteira;

- Visualização de interações de esteira e campos de fluxo.

Código utilizado no Cenário 1:

```
import copy
import matplotlib.pyplot as plt

from floris.tools import FlorisInterface
from floris.tools.visualization import visualize_cut_plane

if __name__ == "__main__":
    fi = FlorisInterface("inputs/gch.yaml")
    fi.reinitialize(layout_x=[0.0, 700.0], layout_y=[0.0, 0.0], wind_directions=[90.0])

    fig, ax = plt.subplots(nrows=3, sharex=True, sharey=True)
    horizontal_plane_gch = fi.calculate_horizontal_plane(height=90.0)
    im = visualize_cut_plane(
        horizontal_plane_gch,

        minSpeed=0.0,
        maxSpeed=12.0,
        ax=ax[0],
        title="Modelo GCH"
    )
    plt.colorbar(im, ax=ax[0])

    fi_dict = fi.floris.as_dict() # Export current floris configuration as dict
    fi_dict["wake"][0]["model_strings"][0]["velocity_model"] = "cc" # Make changes
    fi = FlorisInterface(fi_dict) # Initialize new floris class with updated dict

    horizontal_plane_cc = fi.calculate_horizontal_plane(height=90.0)
    im = visualize_cut_plane(
        horizontal_plane_cc,
        minSpeed=0.0,
        maxSpeed=9.0,
        ax=ax[1],
        title="Modelo CC"
    )
    plt.colorbar(im, ax=ax[1])

    difference_hor_plane_gch_cc = copy.deepcopy(horizontal_plane_gch)
    difference_hor_plane_gch_cc.df[["u", "v", "w"]] = (
        horizontal_plane_gch.df[["u", "v", "w"]] -
        horizontal_plane_cc.df[["u", "v", "w"]]
    )
    im = visualize_cut_plane(
        difference_hor_plane_gch_cc,
        ax=ax[2],
        title="Diferença (GCH - CC)",
        minSpeed=-2.0,
        maxSpeed=2.0,
    )
    plt.colorbar(im, ax=ax[2])
    plt.show()
```

Código utilizado no Cenário 2:

```
import numpy as np
import matplotlib.pyplot as plt

from floris.tools import FlorisInterface
```

```

fi = FlorisInterface("floris-3.4.1\\examples\\inputs\\gch.yaml")
fi.floris.solver

D = 170.0
x = [0, 0, 6 * D, 6 * D]
y = [0, 3 * D, 0, 3 * D]
wind_directions = [270.0, 280.0]
wind_speeds = [7.5]

fi.reinitialize(
    layout_x=x,
    layout_y=y,
    wind_directions=wind_directions,
    wind_speeds=wind_speeds
)

fi.calculate_wake()

turbine_powers = fi.get_turbine_powers() / 1000.0
farm_power_baseline = np.sum(turbine_powers, 2)

yaw_angles = np.zeros( (2, 1, 4) )
yaw_angles[0, :, 0] = 25
yaw_angles[0, :, 1] = 25
yaw_angles[1, :, 0] = 10
yaw_angles[1, :, 1] = 10

fi.calculate_wake(yaw_angles=yaw_angles)

turbine_powers = fi.get_turbine_powers() / 1000.0
farm_power_yaw = np.sum(turbine_powers, 2)

difference = 100 * (farm_power_yaw - farm_power_baseline) / farm_power_baseline
print("Power % difference with yaw")
print(f" 270 degrees: {difference[0, 0]:4.2f}%")
print(f" 280 degrees: {difference[1, 0]:4.2f}%")

from floris.tools.visualization import visualize_cut_plane

fig, axarr = plt.subplots(2, 2, figsize=(15,8))

horizontal_plane = fi.calculate_horizontal_plane(wd=[wind_directions[0]], height=90.0)
visualize_cut_plane(horizontal_plane, ax=axarr[0,0], title="270 - Aligned")

horizontal_plane = fi.calculate_horizontal_plane(wd=[wind_directions[0]], yaw_angles=yaw_angles[0:1,0:1], height=90.0)
visualize_cut_plane(horizontal_plane, ax=axarr[0,1], title="270 - Yawed")

horizontal_plane = fi.calculate_horizontal_plane(wd=[wind_directions[1]], height=90.0)
visualize_cut_plane(horizontal_plane, ax=axarr[1,0], title="280 - Aligned")

horizontal_plane = fi.calculate_horizontal_plane(wd=[wind_directions[1]], yaw_angles=yaw_angles[1:2,0:1], height=90.0)
visualize_cut_plane(horizontal_plane, ax=axarr[1,1], title="280 - Yawed")

plt.show()

# Também podemos traçar as velocidades de fluxo de entrada nos pontos da grelha do rotor da turbina localizados no plano do rotor.

from floris.tools.visualization import plot_rotor_values

fig, _, _, _ = plot_rotor_values(fi.floris.flow_field.u, wd_index=0, ws_index=0, n_rows=1, n_cols=4, return_fig_objects=True)
fig.suptitle("Wind direction 270")

fig, _, _, _ = plot_rotor_values(fi.floris.flow_field.u, wd_index=1, ws_index=0, n_rows=1, n_cols=4, return_fig_objects=True)
fig.suptitle("Wind direction 280")

plt.show()

xs = fi.floris.grid.x
ys = fi.floris.grid.y
zs = fi.floris.grid.z

```

```
print(f"shape of xs: {xs.shape}")
print(" 2 wd x 2 ws x 4 turbines x 3 x 3 grid points")
```

```
xs = xs[1, 0, :, :, :]  
ys = ys[1, 0, :, :, :]  
zs = zs[1, 0, :, :, :]
```

```
fig = plt.figure()
ax = fig.add_subplot(111, projection="3d")
ax.scatter(xs, ys, zs, marker=".")
ax.set_zlim([0, 150])
```

```
plt.show()
```

Código utilizado no Cenário 3:

```
import pandas as pd
```

```
import matplotlib.pyplot as plt
import numpy as np
```

```
import floris.tools.visualization as wakeviz
from floris.tools import FlorisInterface
from floris.tools.visualization import (
    calculate_horizontal_plane_with_turbines,
)
```

```
x_array=np.array(df_layout["x"].unique(), dtype=float)
y_array=np.array(df_layout["y"].unique(), dtype=float)
x_grid, y_grid = np.meshgrid(x_array, y_array, indexing="ij")
```

```
yaw_angles = np.array([[[[25., 25., 0., -25., 25.0, 25.0, 0.0, 0.0, 0.25, 0.0, 0.25, 0.25, 0.0, 0.25, 0.0, 0.25, 0.0, -25.0, 0.0, 25.0, 0.25, 0.0, -25.0, 25.0, -25.0, -25.0, 25.0, 0.25, 0.0, 25.0, 0.25, 0.0, -25.0, -25.0, 25.0, 25.0, 0.25, 0.25, 0.0, 0.25, 0.25, 0.25, 0.25, 0.25, 0.25, 0.0, 0.0, -25.0, 0.25, -25.25, -25.25, -25.25, 0.25, 0.25, 25.0, -25.0, 25.25, -25.25, -25.25, -25.0, 0.0, 0.0, 0.25, -25.25, 0.0, 0.0, -25.0, 25.25, -25.25, -25.25, -25.25, 0.25, 0.25, 25.0, -25.0, 25.25, -25.25, -25.25, -25.25, -25.0, 0.0, 0.0, 0.0, 0.0, 0.0, 0.0, 0.0, 0.0, 0.0, 0.0]]]])
n_turbs = yaw_angles.shape[2]
num_x_locs = int(np.ceil(np.sqrt(n_turbs)))
x_array = np.repeat(np.arange(0, num_x_locs*630., 630.), num_x_locs)[:n_turbs]
y_array = np.tile(np.arange(0, num_x_locs*630., 630.), num_x_locs)[:n_turbs]
```

```
fi = FlorisInterface("inputs/emgauss.yaml") # Empirical Gauss
```

```
fi.reinitialize(  
    layout_x=x_array,  
    layout_y=y_array,  
)
```

```
horizontal_plane = fi.calculate_horizontal_plane(  
    x_resolution=200,  
    y_resolution=100,  
    height=92.0,  
    yaw_angles=yaw_angles  
)
```

```
fig = plt.subplots(1, 1, figsize=(8, 8))
wakeviz.visualize_cut_plane(horizontal_plane, title="Velocity profile visualisation on Floris using Jensen Wake Model", color_bar=True)
```

```
fi.calculate_wake()
wakeviz.show_plots()
```

Conclusão

A redução da turbulência deste teste pode ser vista como um fator indireto que beneficia a eficiência global do parque eólico, enquanto a otimização do YAW para minimizar a perda de potência do teste anterior

atua como uma medida direta para aumentar a produção de energia. Em conjunto, esses testes sugerem que uma abordagem integrada, que considere tanto a redução da turbulência quanto a otimização do YAW, é essencial para maximizar a eficiência e a sustentabilidade dos parques eólicos.

Assim, entende-se que o FLORIS oferece várias vantagens sobre o ANSYS Fluent, quando se trata de simulação e otimização de parques eólicos. A sua especialização em modelos de esteira, simplicidade e velocidade de execução, integração com Python, e foco na otimização de performance tornam-no uma ferramenta bastante útil e prática. Embora o ANSYS Fluent seja uma ferramenta poderosa para simulações CFD detalhadas, o FLORIS proporciona uma abordagem mais eficiente para otimizações operacionais e análises rápidas.