

INFLUÊNCIA DA MODELAÇÃO NUMÉRICA NA AVALIAÇÃO DA FADIGA EM TORRES DE GERADORES EÓLICOS

ANDRÉ PAÇÔ MARTINS

Dissertação submetida para satisfação parcial dos requisitos do grau de
MESTRE EM ENGENHARIA CIVIL — ESPECIALIZAÇÃO EM ESTRUTURAS

Orientador: Professor Filipe Manuel Rodrigues Leite Magalhães

Coorientador: Eng^o Francisco Carvalho Neto de Queirós Pimenta

Coorientador: Eng^o Carlos Miguel de Freitas Teixeira

JULHO DE 2021

MESTRADO INTEGRADO EM ENGENHARIA CIVIL 2020/2021

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA CIVIL

Tel. +351-22-508 1901

Fax +351-22-508 1446

✉ miec@fe.up.pt

Editado por

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO

Rua Dr. Roberto Frias

4200-465 PORTO

Portugal

Tel. +351-22-508 1400

Fax +351-22-508 1440

✉ feup@fe.up.pt

🌐 <http://www.fe.up.pt>

Reproduções parciais deste documento serão autorizadas na condição que seja mencionado o Autor e feita referência a *Mestrado Integrado em Engenharia Civil - 2020/2021 - Departamento de Engenharia Civil, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, Portugal, 2021*.

As opiniões e informações incluídas neste documento representam unicamente o ponto de vista do respetivo Autor, não podendo o Editor aceitar qualquer responsabilidade legal ou outra em relação a erros ou omissões que possam existir.

Este documento foi produzido a partir de versão eletrónica fornecida pelo respetivo Autor.

Aos meus pais

AGRADECIMENTOS

A realização desta dissertação não seria possível sem o precioso apoio e contribuição de algumas pessoas e instituições, expressando aqui os meus sinceros agradecimentos.

Em primeiro lugar, gostaria de agradecer ao meu orientador Professor Doutor Filipe Magalhães pelo convite e oportunidade de realizar a tese de Mestrado em ambiente empresarial na empresa Vestas Portugal, Lda; Por todo o acompanhamento, empenho e disponibilidade ao longo do curso no decorrer da presente dissertação, muito obrigado.

Ao Engenheiro Miguel Teixeira pela disponibilidade para esclarecer dúvidas e por ter recomendado frequentar o curso online de energia eólica da DTU – Technical University of Denmark, no qual aprendi os principais fundamentos da energia eólica.

À Vestas Portugal, Lda por todo o material fornecido e indispensável à realização deste trabalho.

Ao meu coorientador Engenheiro Francisco Pimenta por todo o tempo disponibilizado, pela amizade e pelos conhecimentos transmitidos, que revelaram ser fundamentais para a realização desta dissertação.

Aos meus colegas e amigos da Faculdade, que me acompanharam ao longo destes anos, pelos momentos passados de diversão e descontração, dentro e fora de aulas.

Um agradecimento especial aos meus pais por todo o apoio transmitido e pela confiança depositada em mim.

Este trabalho é financiado por fundos nacionais através da FCT/MCTES (PIDDAC), no âmbito do projeto PTDC/ECI-EST/29558/2017.

RESUMO

A Turbina eólica foi concebida para produzir energia elétrica através da captação da energia cinética do vento. Este processo, baseia-se essencialmente em duas transformações de energia, energia cinética em energia mecânica, que por sua vez é transformada em energia elétrica. Com a evolução dos materiais e processos construtivos, foi possível projetar estruturas cada vez mais altas e pesadas capazes de otimizar e aumentar a produção de energia, tornando-se assim um dos derradeiros/principais desafios na atualidade no mundo das estruturas.

Devido à predominância de solicitações dinâmicas que estas estruturas estão sujeitas, a avaliação da fadiga assume um papel fundamental na sua caracterização e tentativa de previsão do tempo de vida.

A presente dissertação de Mestrado, insere-se no âmbito do projeto de investigação WindFarmSHM, desenvolvido na FEUP, que consiste na monitorização do comportamento de aerogeradores do Parque eólico da Tocha, constituído por 5 aerogeradores da VESTAS, processando dados provenientes de sensores aí colocados, tais como, extensómetros, acelerómetros e clinómetros. A monitorização, para além de controlar o desempenho estrutural das turbinas, permite a obtenção de dados experimentais para validação de modelos numéricos.

Os modelos numéricos têm como principal objetivo reproduzir turbinas eólicas, de forma a prever e a antecipar condicionantes e pressupostos de dimensionamento. O programa computacional utilizado para fazer a modelação de aerogeradores, tanto no projeto de investigação, como neste trabalho é o OpenFAST, desenvolvido pela NREL. Saliencia-se que, o processamento de dados provenientes do programa de modelação numérica, é realizado com recurso à linguagem de programação PYTHON.

Posto isto, e tendo em conta o título da tese, nesta dissertação são criados numa primeira fase, modelos numéricos com diferentes níveis de detalhe com o intuito de avaliar a fadiga da torre segundo o Eurocódigo 3 e a norma IEC 61400, procedendo posteriormente à comparação e análise de resultados. Desta forma, pretende-se avaliar o nível de acuidade na estimativa de fadiga que é possível obter com informação limitada sobre o aerogerador. Numa segunda fase, é efetuada uma análise de sensibilidade sobre o impacto de dois parâmetros na avaliação à fadiga da torre, rigidez da fundação e do eixo de transmissão hub-nacelle, dada a incerteza na sua caracterização.

PALAVRAS-CHAVE: Aerogerador, Modelação Numérica, Fadiga, Energia Eólica

ABSTRACT

The Wind Turbine was designed to extract electrical energy by capturing the kinetic energy of the wind. This process is essentially based on two energy transformations, kinetic energy into mechanical energy, which is transformed it into electrical energy. With the evolution of materials and construction processes, it was possible to design increasingly taller and heavier structures capable of optimizing and increasing energy production, thus becoming one of the last/main challenges in the world of structures today.

Due to the predominance of dynamic demands that these structures are subject to, fatigue assessment plays a fundamental role in its characterization and attempt to predict the lifetime.

This Master's thesis is part of the WindFarmSHM research project, developed at FEUP, which consists of monitoring the behavior of wind turbines at the Torcha Wind Farm, consisting of five VESTAS wind turbines, processing data from sensors placed there, such as strain gauges, accelerometers, and clinometers. Monitoring and controlling the structural performance of the turbines allow obtaining experimental data to validate numerical models.

Numerical models have the main objective of reproducing wind turbines to predict and anticipate constraints and sizing assumptions. The computational program used to model wind turbines, both in the research project and in this work, is OpenFAST, developed by NREL. It should be noted that the processing of data from the numerical modeling program is performed using the PYTHON programming language.

That said, and taking into account the title of the thesis, in this dissertation, numerical models with different levels of detail are created in a first phase in order to assess the fatigue of the tower according to Eurocode 3 and the IEC 61400 standard, subsequently proceeding to the comparison and analysis of results. Thus, it is intended to evaluate the acuity level in the fatigue estimation that it is possible to obtain with limited information about the wind turbine. In a second phase, a sensitivity analysis is carried out on the impact of two parameters in evaluating tower fatigue, foundation stiffness, and hub-nacelle transmission shaft, given the uncertainty in its characterization.

KEYWORDS: Wind Turbine, Numerical Modeling, Fatigue, Wind Energy

ÍNDICE GERAL

AGRADECIMENTOS	i
RESUMO	iii
ABSTRACT	v
1 INTRODUÇÃO.....	1
1.1. ENQUADRAMENTO GERAL	1
1.2. OBJETIVOS E ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	5
2 ANÁLISE E MODELAÇÃO DE AEROGERADORES.....	7
2.1. FUNCIONAMENTO DE UM PARQUE EÓLICO: CASO DE ESTUDO DA TOCHA.....	7
2.1.1. FUNCIONAMENTO E COMPONENTES DA TURBINA	7
2.1.2. CONTROLOS	8
2.1.3. PARQUE EÓLICO	9
2.1.4. PARQUE EÓLICO DA TOCHA.....	9
2.1.5. MONITORIZAÇÃO.....	11
2.2. MODELOS TEÓRICOS	12
2.2.1. VENTO	12
2.2.2. COMPORTAMENTO AERODINÂMICO DO ROTOR	14
2.3. MODELAÇÃO.....	21
2.3.1. INTRODUÇÃO AO FAST	21
2.3.2. MODELAÇÃO ESTRUTURAL - MÓDULO ELASTODYN	22
2.3.3. MODELAÇÃO DO CAMPO DE VENTO – MÓDULO INFLOWWIND	24
2.3.4. MODELAÇÃO AERODINÂMICA - AERODYN	24
2.3.5. MODELAÇÃO DOS SISTEMAS DE CONTROLOS – SERVODYN	25
2.3.6. MODELAÇÃO HIDRODINÂMICA - HYDRODYN	26
3 FADIGA	27
3.1. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	27
3.2. ANÁLISE À FADIGA SEGUNDO A REGULAMENTAÇÃO	28
3.2.1. MÉTODO DO DANO ACUMULADO.....	28
3.2.2. VERIFICAÇÃO DE SEGURANÇA À FADIGA EM TURBINAS EÓLICAS	33
3.3. IMPLEMENTAÇÃO EM CÓDIGO.....	35

4 COMPARAÇÃO DE DIFERENTES MODELOS PARA A AVALIAÇÃO DE FADIGA	37
4.1. DESCRIÇÃO DO MODELO NUMÉRICO DOS AEROGERADORES DO PARQUE EÓLICO DA TOCHA	37
4.1.1. MODELAÇÃO ESTRUTURAL	37
4.1.2. PROPRIEDADES AERODINÂMICAS.....	39
4.1.3. PROPRIEDADES DOS SISTEMAS DE CONTROLO	39
4.2. DESCRIÇÃO DE MODELOS NUMÉRICOS PARA A CARACTERIZAÇÃO DA FADIGA	40
4.2.1. MODELO 1	42
4.2.2. MODELO 2	43
4.2.3. MODELO 3	43
4.2.4. MODELO 4	44
4.2.5. MODELO 5	44
4.2.6. MODELO 6	44
4.3. PROCEDIMENTO DE CÁLCULO	44
4.4. ANÁLISE DOS RESULTADOS	50
4.4.1. RESULTADOS COM A TURBINA PARADA	50
4.4.2. RESULTADOS COM A TURBINA EM FUNCIONAMENTO.....	52
4.5. CONCLUSÕES	55
5 ANÁLISES DE SENSIBILIDADE.....	57
5.1. INTRODUÇÃO	57
5.2. RESULTADOS.....	58
5.2.1. ANÁLISE DA RIGIDEZ DA LIGAÇÃO HUB-NACELLE	63
5.2.2. ANÁLISE DA RIGIDEZ DA FUNDAÇÃO	65
6 CONCLUSÕES	69
6.1. CONCLUSÕES	69
6.2. DESENVOLVIMENTOS FUTUROS	70
 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	 73

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 - Evolução do Mix de produção de energia elétrica em Portugal, adaptado de [3].....	2
Figura 1.2 - Potência Instalada em Portugal (acumulado) [4].....	2
Figura 1.3 - Produção de energia eólica em percentagem fase às outras fontes [5]	3
Figura 1.4 - Parques eólicos instalados em Portugal em 2018 [6]	3
Figura 1.5 - Idade do Parque electroprodutor eólico [3]	4
Figura 1.6 - Evolução do parque electroprodutor eólico sem extensão de vida [3].....	4
Figura 2.1 - Principais componentes dentro da nacelle (adaptado de [7])	8
Figura 2.2 - Regiões típicas de operação de turbinas eólicas [9]	9
Figura 2.3 - (a)Localização geográfica em Portugal, (b)Identificação de aerogeradores e estruturas auxiliares, (c) Rosa dos ventos com a caracterização das condições de vento observadas em 2017 [13]	10
Figura 2.4 - Curva de potência do modelo V100 1.8MW [14].....	10
Figura 2.5 - Evolução em altura da velocidade do vento (adaptado de [16])	12
Figura 2.6 - Perfil de velocidades de vento na direção de propagação [16].....	13
Figura 2.7 - Esquema representativo da massa de ar que passa no rotor [19].....	14
Figura 2.8 - Esquema de fluxo de ar devido à presença de uma turbina eólica (adaptado de [19])	15
Figura 2.9 - Determinação da capacidade máxima de extração de energia	16
Figura 2.10 – Esquema do tubo de fluxo e a decomposição vetorial da velocidade do vento (adaptado de [20])	17
Figura 2.11 - Potência em função da velocidade de rotação para uma turbina eólica de velocidade fixa e variável para diferentes velocidades de vento [21]	18
Figura 2.12 - Esquema de forças atuantes num elemento infinitesimal da pá [8]	18
Figura 2.13 - Ilustração esquemática do primeiro (imagem à esquerda) e segundo (imagem à direita) modos de vibração da torre na direção Fore-Aft (FA)	20
Figura 2.14 - Esquema de funcionamento do FAST (adaptado de [23])	22
Figura 2.15 - Grau de liberdade do FAST [25].....	23
Figura 2.16 - Esquema da malha de velocidades no TurbSim (adaptado de [26])	24
Figura 2.17 - Controlo de torque implementado no FAST [25]	25
Figura 3.1 - Gráfico de Momentos FA (à esquerda) e o respetivo gráfico de tensões (à direita) obtido através de uma simulação no FAST	29
Figura 3.2 - Representação esquemática do método de Rainflow[29]	29
Figura 3.3 – Espectro de amplitude de tensão de uma das simulações do FAST	30
Figura 3.4 - Curvas de resistência à fadiga para intervalos de tensões normais[30]	30
Figura 3.5 - Curva S-N (EC 3 e a Diretriz Alemã) - Detalhe 71MPa (adaptado de [7])	32

Figura 3.6 - Excerto do quadro de categorização de pormenores do Eurocódigo 3 -Parte 1-9 (adaptado de [30]).....	32
Figura 3.7 - Valores recomendados para o coeficiente parcial para a resistência à fadiga [30]	34
Figura 4.1 - Distribuição da massa da torre ao longo da altura	38
Figura 4.2 - Distribuição da rigidez da torre ao longo da altura	38
Figura 4.3 - Representação esquemática das secções da pá (à esquerda) obtidas a partir do modelo 3D da pá (à direita) [8].....	39
Figura 4.4 - Coeficientes de lift e drag em função do ângulo de ataque [8].....	39
Figura 4.5 - Comparação entre valores simulados (pontos) e as curvas teóricas (linhas)	40
Figura 4.6 - Curva S-N do Eurocódigo 3 para a categoria de pormenor de 80MPa [36].....	45
Figura 4.7 – Excerto do quadro 8.3 do Eurocódigo 3 parte 1-9 – Soldaduras transversais de topo (adaptado de [30])	45
Figura 4.8 - Representação esquemática da secção da torre em análise (a vermelho)	46
Figura 4.9 – Média de velocidades de vento na direção do eixo do rotor em 100 simulações	47
Figura 4.10 – Média das Intensidades de turbulência do vento na direção do eixo do rotor em 100 simulações.....	47
Figura 4.11 - Gráfico do dano relativo com a macha de erro para N simulações.....	48
Figura 4.12 -Porcentagem de erro em função de N simulações.....	48
Figura 4.13 - Intensidade de turbulência para o modelo de turbulência normal (NTM).....	49
Figura 4.14 - Momentos relativos na base com a turbina parada.....	51
Figura 4.15 - Dano FA relativo com a turbina parada	51
Figura 4.16 - Momentos relativos na base com a turbina em funcionamento (velocidade de 12.5m/s e intensidade de turbulência de dimensionamento).....	52
Figura 4.17 – Dano FA relativo com a turbina em funcionamento (velocidade de 12.5m/s e intensidade de turbulência de dimensionamento)	53
Figura 4.18 - Momentos relativos na base com a turbina em funcionamento (velocidade de 7.5m/s e intensidade de turbulência de dimensionamento).....	54
Figura 4.19 - Dano FA relativo com a turbina em funcionamento (velocidade de 7.5m/s e intensidade de turbulência de dimensionamento)	54
Figura 5.1 - Comparação do espectro das acelerações na direção FA (à esquerda) e na direção SS(à direita) – 1º e 2º modos de vibração identificados com círculos a verde e a vermelho, respetivamente	57
Figura 5.2 - Comparação dos espectros de momentos na base da torre dos modelos associados à alteração da rigidez da fundação na direção FA (à esquerda) e na direção SS (à direita)	59
Figura 5.3- Comparação dos espectros de momentos na base da torre dos modelos associados à alteração da rigidez do eixo de transmissão hub/nacelle na direção FA (à esquerda) e na direção SS (à direita).....	59

Figura 5.4 - Análise da rigidez da ligação hub/nacelle - Dano relativo segundo FA – em baixo, à esquerda e SS –em baixo, à direita (velocidade média de vento de 12.5m/s) -Turbina parada 63

Figura 5.5 - Análise da rigidez da ligação hub/nacelle - Dano relativo segundo FA – em baixo, à esquerda e SS –em baixo, à direita (velocidade média de vento de 12.5m/s) -Turbina em funcionamento 64

Figura 5.6 - Análise da rigidez da ligação hub/nacelle - Dano relativo segundo FA – em baixo, à esquerda e SS –em baixo, à direita (velocidade média de vento de 7.5m/s) -Turbina em funcionamento 64

Figura 5.7 - Análise da rigidez da fundação - Dano relativo segundo FA – em baixo, à esquerda e SS – em baixo, à direita (velocidade média de vento de 12.5m/s) -Turbina parada 65

Figura 5.8 - Análise da rigidez da fundação - Dano relativo segundo FA – em baixo, à esquerda e SS – em baixo, à direita (velocidade média de vento de 12.5m/s) -Turbina em funcionamento 66

Figura 5.9 - Análise da rigidez da fundação - Dano relativo segundo FA – em baixo, à esquerda e SS – em baixo, à direita (velocidade média de vento de 7.5m/s) -Turbina em funcionamento 66

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 - Propriedades do modelo (VESTAS-V100) – Informação retirada de [8] [15]	11
Tabela 2 - Casos de carga para a avaliação de fadiga (adaptado de [32])	33
Tabela 3 - Coeficientes parciais de segurança na avaliação de fadiga segundo IEC 61400-1 (estruturas em aço).....	34
Tabela 4 - Informação utilizada para construir os vários modelos.....	41
Tabela 5 - Resultados médios obtidos com a turbina parada (velocidade de 12.5m/s e intensidade de turbulência de dimensionamento)	50
Tabela 6 - Resultados médios obtidos com a turbina em funcionamento (velocidade de 12.5m/s e intensidade de turbulência de dimensionamento).....	52
Tabela 7 - Resultados médios obtidos com a turbina em funcionamento (velocidade de 7.5m/s e intensidade de turbulência de dimensionamento).....	53
Tabela 8 - Tabela com a indicação dos rácios de dano	56
Tabela 9 - Rácios de dano nas duas direções para os três cenários do modelo 6	56
Tabela 10 - Valores de rigidez utilizados	58
Tabela 11 - Dano FA relativo ao modelo 6 (turbina parada).....	60
Tabela 12 - Dano SS relativo ao modelo 6 (turbina parada)	60
Tabela 13 - Dano FA relativo ao modelo 6 (turbina em funcionamento com velocidade média do vento de 7.5m/s).....	61
Tabela 14 - Dano SS relativo ao modelo 6 (turbina em funcionamento com velocidade média do vento de 7.5m/s).....	61
Tabela 15 -Dano FA relativo ao modelo 6 (turbina em funcionamento com velocidade média do vento de 12.5m/s).....	62
Tabela 16 - Dano SS relativo ao modelo 6 (turbina em funcionamento com velocidade média do vento de 12.5m/s).....	62

GLOSSÁRIO E ABREVIATURAS

CFD – Dinâmica de Fluidos Computacional

FA – Direção horizontal perpendicular ao plano do rotor

FAST – Fadiga, Aerodinâmica, Estruturas e Turbulência

FEUP – Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

NREL – Laboratório Nacional de Energia Renovável

SCADA – Controle de supervisão e aquisição de dados

SS – Direção horizontal no plano do rotor

U_d - Velocidade do vento na secção do rotor

a – Fator de indução

U_0 – Velocidade do vento em escoamento livre

a – Fator axial de indução

F – Força

A – Área do rotor

P – Potência

ρ – Densidade volumétrica do ar

C_p – Coeficiente de potência

a' – Fator de indução tangencial

ω – Velocidade angular do escoamento

Ω – Velocidade angular do rotor

T – Torque

λ_r – Rácio local de velocidade

r – Raio do rotor

U_{rel} – Velocidade Relativa

F_L – Força de lift

F_D – Força de drag/arrasto

α – Ângulo de ataque

1 INTRODUÇÃO

1.1. ENQUADRAMENTO GERAL

Ao longo de gerações, o vento sempre foi um recurso muito utilizado, havendo sempre dispositivos capazes de o aproveitar em diferentes atividades, desde embarcações à vela até aos moinhos e turbinas eólicas capazes de gerar eletricidade. Constata-se que os primeiros moinhos tiveram origem no Oriente e que estes eram usados para bombear água de poços e na moagem de cereais. Esta tecnologia foi-se difundindo até chegar à Europa e a outras regiões do globo [1].

Acredita-se que foi na América, no final do século XIX, que se criou o primeiro moinho cuja a finalidade era gerar energia elétrica [2]. Na década de 1940, em plena Segunda Guerra Mundial, foi contruída a maior turbina eólica da época de 1,25 MW em Vermont, fornecendo energia à rede pública desse mesmo local [1]. Nas décadas seguintes, o investimento na energia eólica decresceu em detrimento de outras fontes com maior rentabilidade económica, como é o caso do petróleo e de outras fontes fósseis.

A partir da década de 1980, com as crescentes preocupações ambientais, houve a necessidade de investir em fontes renováveis que atenuassem o impacto negativo da utilização dessas mesmas fontes. Desde então, a energia eólica teve uma notória evolução na sua conceção de forma a melhorar o desempenho. A Figura 1.1 retrata a evolução em Portugal no tempo das diferentes fontes de energia, na qual é possível destacar que só em meados da década de 2000, a energia eólica assumiu um papel preponderante na produção de energia elétrica.

Em Portugal, a potência instalada nos centros electroprodutores teve um crescimento considerável até ao final da década de 2010, havendo um decréscimo a partir dessa data devido à existência da crise financeira. Uma vez ultrapassada a crise, o setor da energia eólica volta a crescer, mas com uma taxa de crescimento muito inferior à verificada no período que a antecedeu (Figura 1.2). Atualmente, a potência instalada situa-se à volta de 5500MW.

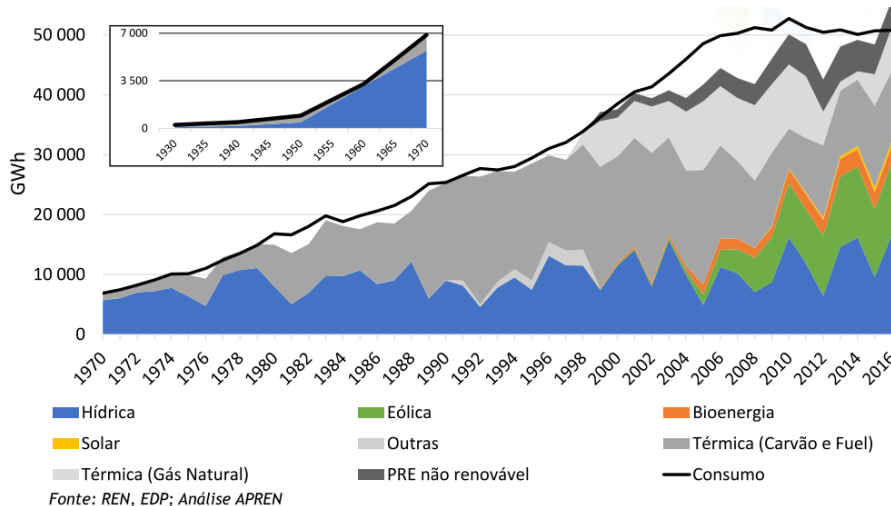


Figura 1.1 - Evolução do Mix de produção de energia elétrica em Portugal, adaptado de [3]

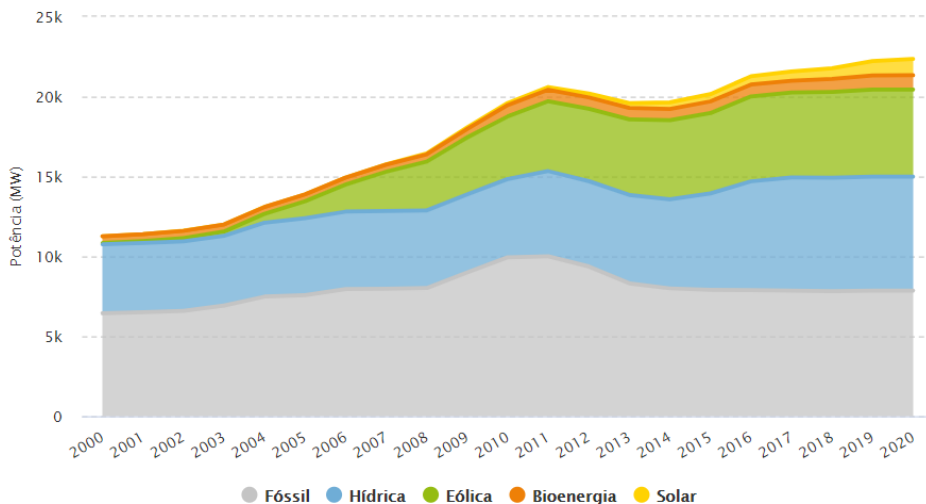


Figura 1.2 - Potência Instalada em Portugal (acumulado) [4]

No ano de 2019, a produção de energia eólica na Europa, como mostra a Figura 1.3, representou um peso significativo na produção de energia. Ainda é possível constatar dois tipos de instalação, onshore e offshore, diferenciando entre elas o local onde são instaladas. A instalação das estruturas onshore é realizada em terra, enquanto as offshore são materializadas no mar, ao longo da faixa costeira. A Figura 1.4 mostra a distribuição geográfica dos parques eólicos existentes em Portugal continental. Como se pode constatar, grande parte dos parques eólicos localizam-se nas regiões norte e centro, em zonas montanhosas.

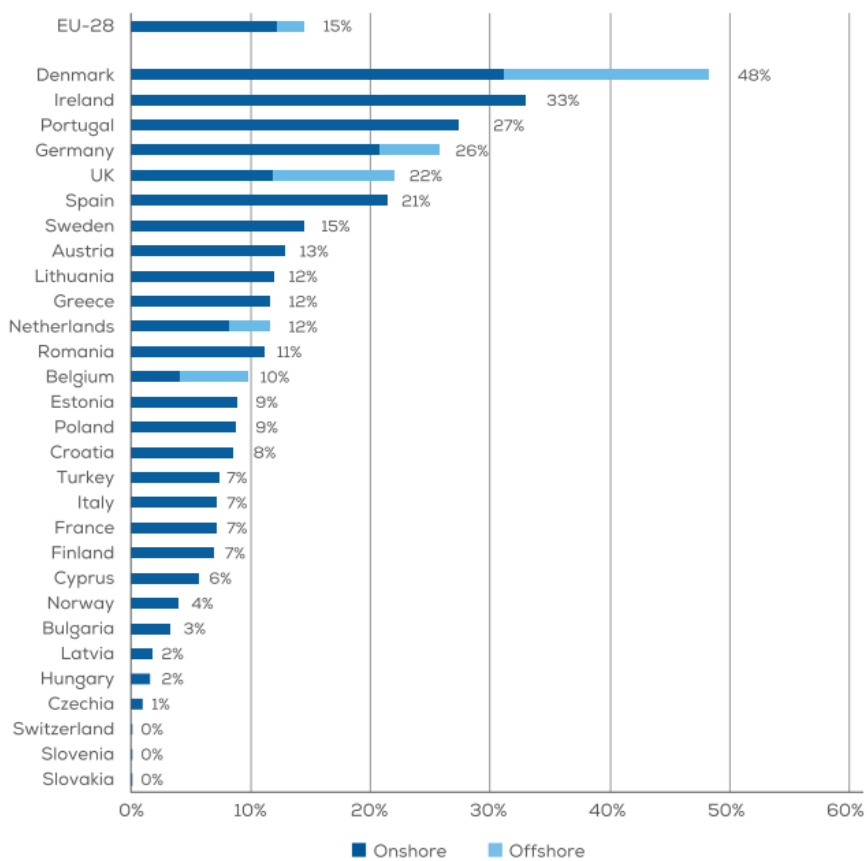


Figura 1.3 - Produção de energia eólica em percentagem fase às outras fontes [5]

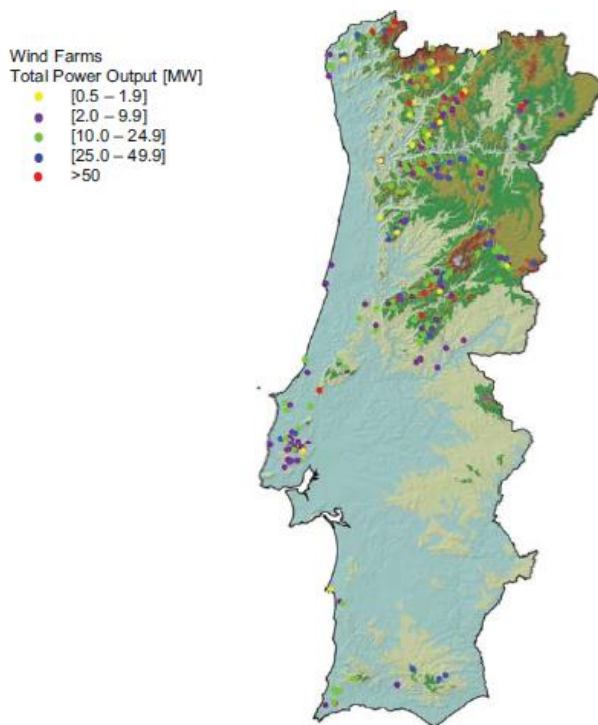


Figura 1.4 - Parques eólicos instalados em Portugal em 2018 [6]

Uma das questões inerentes ao recurso a estruturas para a produção de energia eólica é a quantificação do seu tempo de vida útil, durante o qual se devem assegurar as condições de segurança e de serviço requeridas inicialmente.

Tendo em conta o tempo de vida previsto no dimensionamento deste tipo de estruturas (normalmente de 20 anos) e a idade de algumas delas hoje em dia, é crucial fazer um estudo mais pormenorizado para saber o real estado das mesmas, de forma a prolongar o tempo de vida ou considerar como inaptas para futuras captações de energia. No ano 2017, a idade média das turbinas instaladas no território nacional situava-se à volta dos 9-10 anos (Figura 1.5). Na Figura 1.6 é possível aferir, a previsão do número de turbinas que estarão em funcionamento supondo que estas durem 20 anos, nas próximas décadas.

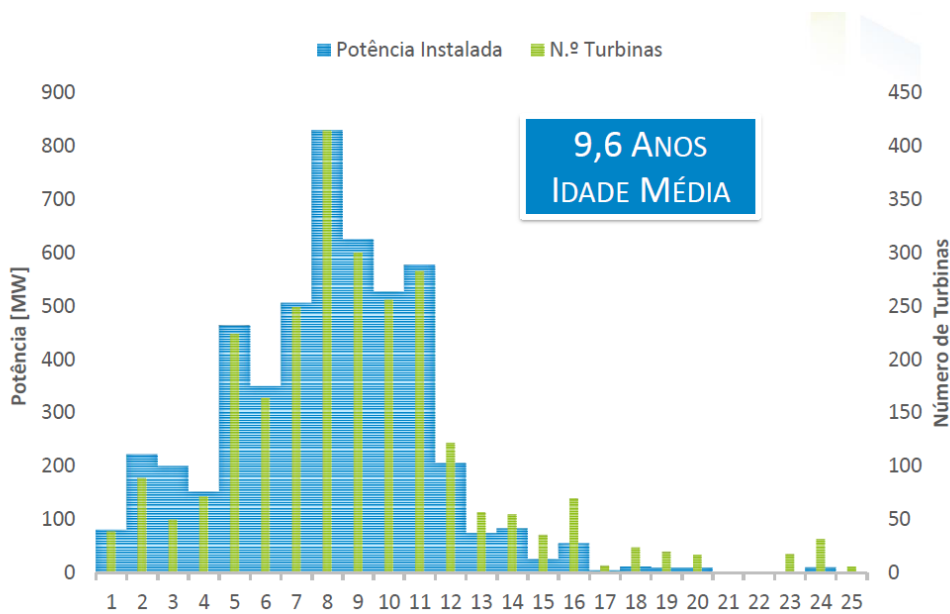


Figura 1.5 - Idade do Parque electroprodutor eólico [3]

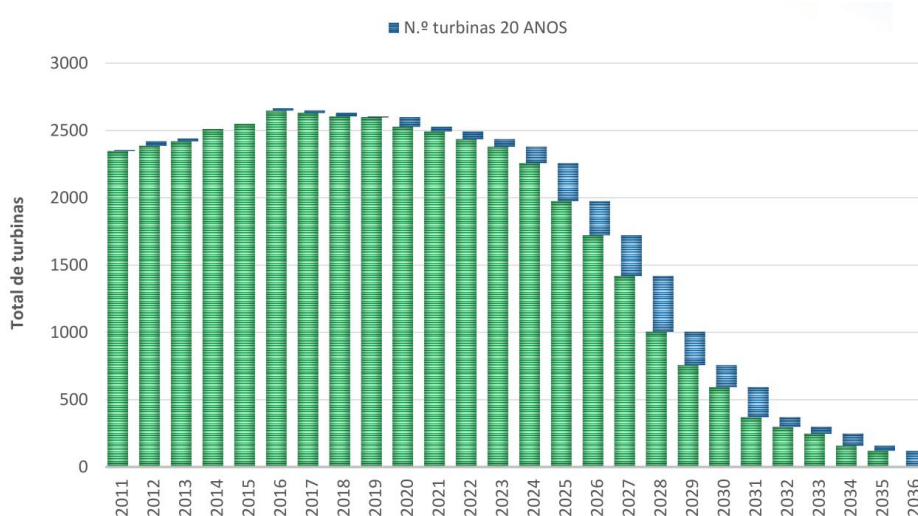


Figura 1.6 - Evolução do parque electroprodutor eólico sem extensão de vida [3].

Posto isto, é de extrema importância o desenvolvimento de projetos de investigação e estudos relacionados com o fenómeno de fadiga em torres eólicas.

1.2.OBJETIVOS E ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

A realização deste trabalho tem como principal objetivo a identificação de pressupostos de modelação de aerogeradores que têm mais influência na avaliação de fadiga nas torres destes, definindo possíveis recomendações para futuros modelos numéricos em que o intuito é avaliar o tempo de vida de torres de turbinas eólicas. Para isso este trabalho focou-se nos seguintes aspetos:

- Estudo do funcionamento de aerogeradores;
- Modelação de aerogeradores;
- Procedimentos de cálculo à fadiga segundo a regulamentação;
- Estudo do comportamento estrutural;
- Análise e interpretação de resultados numéricos de modelação no software FAST.

Relativamente à estrutura, para além deste capítulo de introdução, a presente dissertação está dividida em mais 5 capítulos.

O segundo capítulo é dedicado à exposição do caso de estudo do parque eólico da Tocha, caracterizando o funcionamento genérico de uma turbina eólica e apresentando teorias que explicam a captação de energia e a solicitação a que estas estruturas estão sujeitas. Complementarmente, é feita uma breve descrição da ferramenta de modelação FAST utilizada neste trabalho.

O terceiro capítulo apresenta noções básicas relativas à fadiga dando destaque à sua avaliação recorrendo a normas, como o Eurocódigo 3 e o IEC 61400-1.

O quarto capítulo é destinado à análise de fadiga em diferentes modelos construídos no FAST a partir de níveis de conhecimento diferentes.

No quinto capítulo é realizada uma análise de sensibilidade baseada em dois parâmetros de modelação.

Por último, no sexto capítulo é feita uma síntese do trabalho realizado, contendo as conclusões das análises efetuadas e propostas de trabalhos futuros para melhor entendimento do fenómeno de fadiga em torres de aerogeradores.

2

ANÁLISE E MODELAÇÃO DE AEROGERADORES

2.1.FUNIONAMENTO DE UM PARQUE EÓLICO: CASO DE ESTUDO DA TOCHA

Este subcapítulo tem o intuito de contextualizar o tema da dissertação, explicitando o funcionamento de um parque eólico.

As turbinas eólicas podem ser divididas em dois grandes grupos de acordo com a orientação do eixo de rotação do rotor: na vertical ou na horizontal. Hoje em dia as turbinas de eixo horizontal são as mais comuns comparativamente às turbinas eólicas de eixo vertical, uma vez que estas apresentam alguns aspetos negativos, como a baixa taxa de velocidade de ponta (menor rendimento), a incapacidade de iniciar o movimento autonomamente e dificuldade de controlar a velocidade do rotor [7].

O tipo de aerogeradores que são objeto de estudo neste trabalho, são turbinas de eixo horizontal de 3 pás. As principais vantagens inserem-se na rentabilidade ao nível da potência captada pela turbina, bem como as solicitações a que estas estruturas estão sujeitas, revelando um comportamento mais estável comparativamente com as turbinas de eixo vertical.

2.1.1.FUNIONAMENTO E COMPONENTES DA TURBINA

Para captar a energia eólica do vento, as turbinas eólicas encontram-se munidas de um rotor giratório constituído por um certo número de pás, que devido às suas propriedades aerodinâmicas, motivam a geração de forças de sustentação (*lift*) ao longo do seu comprimento, levando a um torque aerodinâmico sobre o eixo do rotor [8]. Como a energia gerada é proporcional ao torque e à velocidade angular, uma caixa de velocidades (*gearbox*) é utilizada entre o eixo de baixa rotação (solidário com o rotor) e o eixo de alta velocidade para multiplicar as rotações, permitindo, assim, transmitir e controlar a energia mecânica que chega ao gerador. Estes dispositivos (caixa de velocidades e o gerador) estão localizados no alinhamento do rotor numa estrutura de proteção, denominada de *nacelle*. Nesta estrutura também existe um freio mecânico com o intuito de parar a turbina quando necessário (Figura 2.1) [7]. Todos os componentes até aqui mencionados encontram-se no topo de uma torre. A razão pela qual o rotor é colocado no topo da torre está relacionada com o facto de a potência gerada ser proporcional ao cubo da velocidade média do vento incidente no rotor e esta, num dado local, cresce em altura [8]. Como qualquer estrutura, a torre precisa de ser sustentada por uma fundação adequada, de forma a garantir a estabilidade e a transmissão das cargas provenientes da mesma para o solo [7] [8].

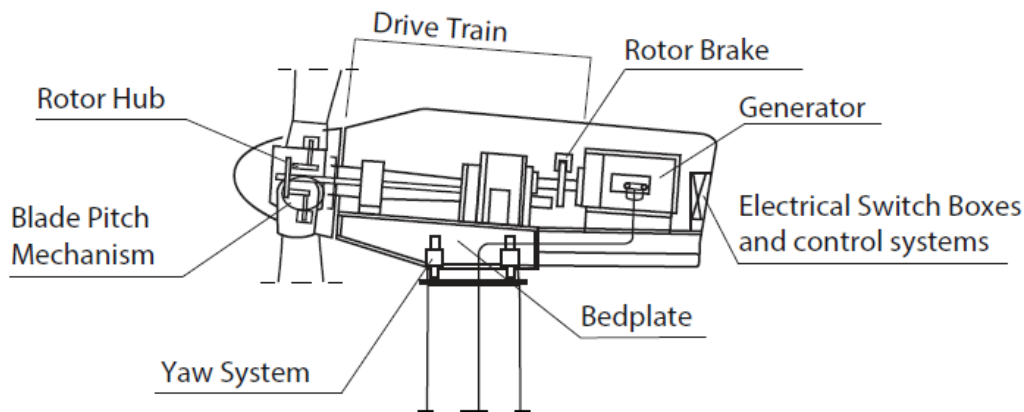


Figura 2.1 - Principais componentes dentro da nacelle (adaptado de [7])

Em resumo, as turbinas de eixo horizontal têm como componentes principais:

- Rotor (pás e *hub*)
- *Nacelle*
- Torre
- Fundação

2.1.2. CONTROLOS

Ao longo do tempo, o vento apresenta notáveis variações na velocidade em termos de direção e intensidade. Assim sendo, as turbinas incorporam diferentes mecanismos de controlo de modo que a produção de energia seja otimizada e que, ao mesmo tempo, a integridade da estrutura seja garantida.

Por um lado, como o vento está constantemente a mudar de direção, é crucial que o aerogerador possa ajustar a orientação do rotor. Para isso, a *nacelle* possui uma ligação/conexão com a torre, permitindo a rotação em torno do eixo vertical (*yaw*). Como este controlo não é suficiente para garantir a produção de energia otimizada, existem outros dois controlos: controlo de *pitch* (rotação das pás segundo o seu eixo longitudinal) e de torque. O controlo de *pitch* é utilizado para alterar a orientação do movimento relativo entre as pás e a massa de ar, consoante a velocidade do vento, enquanto o controlo de torque, no gerador, é utilizado para equilibrar o torque aerodinâmico, ajustando a velocidade de rotação do rotor. Estes dois controlos dividem a curva de potência de uma turbina eólica convencional em três regiões distintas, como é possível ver na Figura 2.2. A região 1 é a região cuja velocidade do vento não é suficiente para que o aerogerador entre em funcionamento. Na região 2, o principal objetivo dos controlos é otimizar a captação de energia, posicionando as pás de forma a gerar maiores forças de lift ao longo da pá. À medida que se aproxima da capacidade máxima do gerador, da região 3, o controlo de *pitch* em conjunto com o controlo de torque equilibram os seus efeitos de forma que o gerador não seja suscetível a variações no torque. Na região 3, as pás são ajustadas de forma a manter a velocidade de rotação do rotor aproximadamente constante. A região 3 termina quando se atinge a velocidade de cut-out (velocidade máxima de funcionamento) [8].

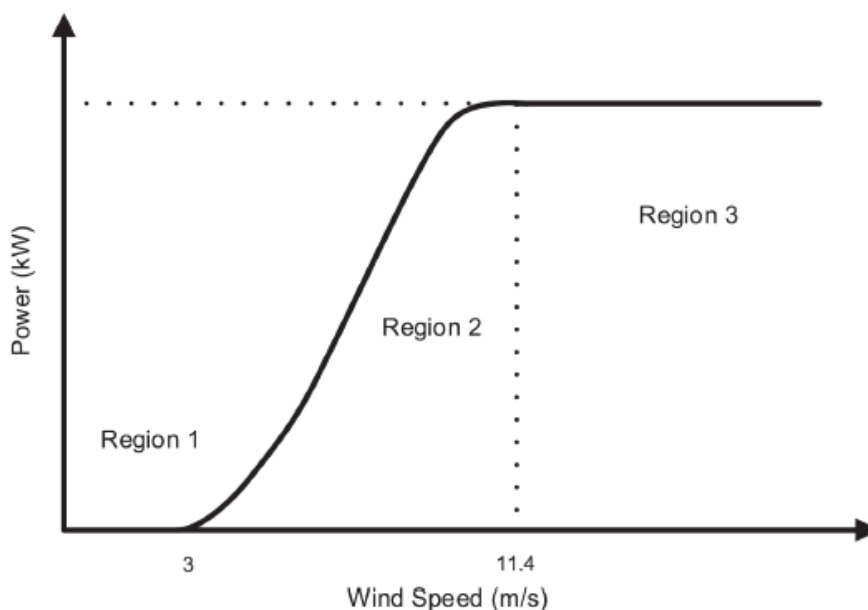


Figura 2.2 - Regiões típicas de operação de turbinas eólicas [9]

2.1.3. PARQUE EÓLICO

Um parque eólico, de forma simplista, é definido como sendo um local terrestre (*onshore*) ou marítimo (*offshore*) onde são implantados um conjunto de aerogeradores com vista à produção de eletricidade. O número de aerogeradores instalados no parque eólico é influenciado pela topografia do lugar e pela capacidade da rede de distribuição local de eletricidade [10]. A escolha da localização é avaliada tendo em conta a predominância de ventos verificados nesse mesmo local. Para isso é necessário entender o que é o vento e as suas causas.

O vento, como fenómeno natural, consiste no movimento/fluxo relativo de massas de ar em grande escala que ocorre devido a variações de pressão na atmosfera, movendo o fluxo de zonas de alta pressão para as de baixa pressão, aumentando a sua velocidade quanto maior for essa diferença [11]. Estas variações de pressão são causadas essencialmente pelo gradiente de temperatura, pela rotação do planeta e pelas irregularidades da crosta terrestre, ou seja, a seleção do local onde se irá construir o parque eólico deve ter em conta a rugosidade da superfície, a topografia e a aproximação ou não de obstáculos [12].

Para além das características do vento, existem outras duas variáveis principais que determinam a energia que um aerogerador pode fornecer. Por um lado, o comprimento da pá que quanto maior, mais eletricidade é gerada e por outro a densidade do ar, sendo que um ar mais denso exerce mais força no rotor que um ar menos denso [11]. No subcapítulo 2.2.2, o funcionamento do rotor é explicado com mais pormenor.

2.1.4. PARQUE EÓLICO DA TOCHA

O parque eólico da Tocha, cujo proprietário é EDP Renováveis, entrou em funcionamento em maio de 2012. Está localizado na região centro de Portugal continental, a cerca de 3 km da costa, e é constituído por 5 turbinas eólicas VESTAS (modelo V100) com 1,8MW de potência nominal totalizando 9 MW de potência instalada. A Figura 2.3 mostra a localização geográfica do parque (Figura 2.3(a)), a distribuição

dos cinco aerogeradores (identificados através de números), bem como o local da subestação e do mastro meteorológico (Figura 2.3(b)). Realça-se o facto de o parque eólico se posicionar numa região costeira em que o terreno apresenta uma orografia suave e o solo da fundação é predominantemente arenoso, motivo pela qual a torre tubular de aço de cada uma das cinco turbinas ser suportada por um conjunto de 16 estacas com 1m de diâmetro. Na Figura 2.3(c) é representada uma rosa dos ventos com a indicação das velocidades e das direções do vento observadas no ano de 2017 no parque eólico da Tocha, constatando-se que a direção de vento predominante é norte. A turbina eólica Vestas 1.8MW V100 é uma turbina com um rotor de 100m de diâmetro aproximadamente. O rotor, de velocidade de rotação variável, é constituído por 3 pás com controlo de pitch em cada uma delas e está colocado no topo da torre a cerca de 95m de altura. Deste modo, as turbinas operam para velocidades de vento compreendidas entre 4 e 20 m/s, atingindo a potência nominal para velocidades de vento de cerca de 12m/s, como mostra a curva de potência na Figura 2.4 [13]. As principais características da turbina eólica em causa (modelo V100), encontram-se na Tabela 1.

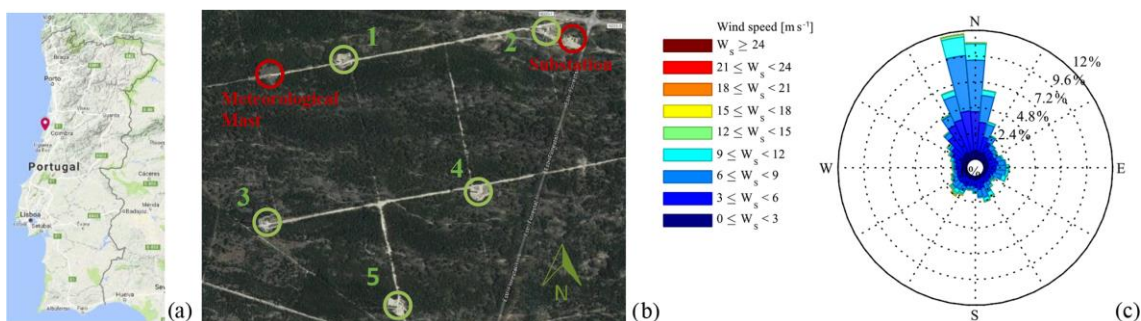


Figura 2.3 - (a)Localização geográfica em Portugal, (b)Identificação de aerogeradores e estruturas auxiliares, (c) Rosa dos ventos com a caracterização das condições de vento observadas em 2017 [13]

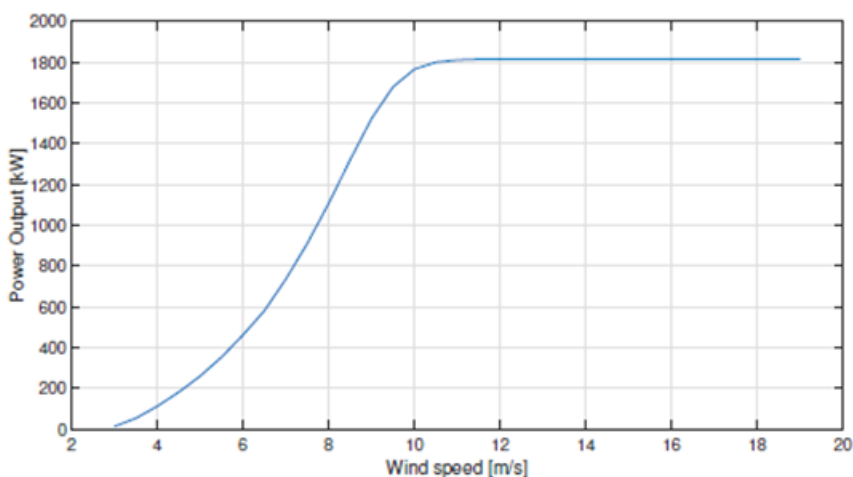


Figura 2.4 - Curva de potência do modelo V100 1.8MW [14]

Tabela 1 - Propriedades do modelo (VESTAS-V100) – Informação retirada de [8] [15]

Propriedades estruturais	
Rotor	
Diâmetro do rotor	101 m
Área do rotor	8012 m ²
Corda Máxima da pá	3.93 m
Comprimento da Nacelle	10.4 m
Largura da Nacelle	3.4 m
Massa da Nacelle	70 ton
Diâmetro do hub	3 m
Comprimento do hub	4.2 m
Massa do hub	20 ton
Torre	
Altura da Torre	93,3 m
Diâmetro na base da torre	4,15 m
Diâmetro no topo da torre	2,3 m
Condições de Operação	
Potência máxima	1.8MW
Velocidade mínima	4 m/s
Velocidade nominal	12 m/s
Velocidade máxima	20 m/s
Relação da caixa de velocidades (gearbox ratio)	113

2.1.5. MONITORIZAÇÃO

A monitorização das turbinas eólicas é fundamental para otimizar a rentabilidade de um parque eólico, uma vez que a informação é aproveitada para impor condições de operação, bem como prever procedimentos de manutenção indispensáveis ao seu funcionamento [8].

Cada aerogerador é munido de seu próprio controlo de supervisão e sistema de aquisição de dados, designado de SCADA. Com a vasta informação proveniente deste sistema, disponibilizada em contínuo desde o início da operação do parque, e com crescimento da tecnologia ao nível da inteligência artificial, tem sido possível antever reparações necessárias, principalmente, no que toca à mecânica e peças elétricas do rotor. Para além disso, a aplicação de redes neuronais aos dados SCADA permitem a analisar a curva da potência e identificar dentro do parque eólico possíveis turbinas com produção deficitária de energia [8].

Em relação à avaliação de danos estruturais, as informações do sistema SCADA podem não ser as mais relevantes, sendo necessário sistemas de monitorização complementares [8].

No Parque eólico da Tocha, a campanha de monitorização complementar é materializada com a colocação de sensores, tais como acelerómetros, clinómetros e extensómetros. Na referência [13] é possível constatar a estratégia adotada na monitorização, bem como os dados devidamente tratados para proceder a análises estruturais.

2.2. MODELOS TEÓRICOS

Neste subcapítulo serão apresentadas algumas das principais teorias relacionadas com a caracterização do vento e interação deste com a estrutura, de forma a entender o modo de operação de uma turbina eólica. Para além disso, será feita uma breve abordagem da dinâmica estrutural desta.

2.2.1. VENTO

Como foi referido no subcapítulo anterior, a potência disponível é proporcional ao cubo da velocidade do vento, daí a importância de compreender e ter a capacidade de prever este fenómeno no contexto da energia eólica. Devido ao elevado número de fatores, a previsão da velocidade do vento é uma tarefa complexa.

Em termos genéricos, o vento ao interagir com a superfície terrestre gera forças opostas à sua direção, e estas tendem a diminuir a velocidade do escoamento junto da superfície, evidenciando um movimento mais lento dessas camadas de ar [16]. A lei da potência, apesar de ser uma regra puramente empírica, é usualmente utilizada para retratar essa variação, onde a velocidade do vento (v_h) para uma dada altura (z) é obtida em função de uma velocidade (V^{ref}) e altura (H^{ref}) de referência conhecidas. O parâmetro α é influenciado de forma muito relevante pela rugosidade do terreno e também dependente da hora do dia e estação do ano [8]. A Figura 2.5 mostra a evolução típica da velocidade em altura.

$$v_h = V^{ref} \cdot \left(\frac{z}{H^{ref}} \right)^\alpha \quad (2.1.)$$



Figura 2.5 - Evolução em altura da velocidade do vento (adaptado de [16])

Para além dos efeitos de atrito reduzirem a velocidade do vento nas camadas junto à superfície, também são responsáveis por estabelecer um regime turbulento no escoamento, conduzindo a flutuações complexas e aleatórias [16].

Posto isto, o vento é determinado pela componente média e pelas flutuações devidas à turbulência, representando um perfil em altura semelhante ao anterior, mas com estas variações em relação ao valor médio, tal como apresentado na Figura 2.6 [16].

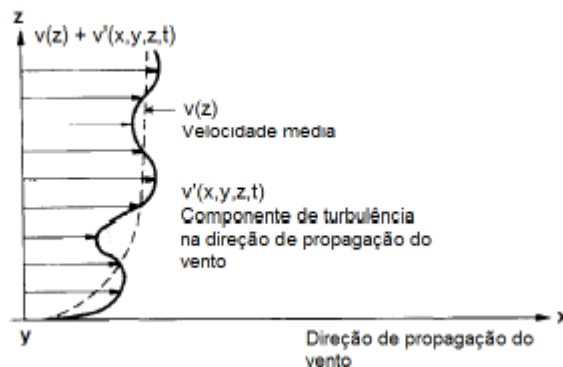


Figura 2.6 - Perfil de velocidades de vento na direção de propagação [16]

A previsão da velocidade média do vento, num dado local, pode ser feita com base na distribuição de Weibull, que caracteriza as variações através de 2 parâmetros (parâmetro de forma k e parâmetro de escala c). Esta função de distribuição pode ser usada para prever a probabilidade de ocorrência de uma dada velocidade do vento ser excedida [8].

Diferentes métodos podem ser utilizados para estimar o valor destes 2 parâmetros, dependendo da finalidade da previsão ou das informações disponíveis, sendo os mais comuns apresentados em [17] e [18].

Uma vez estimada a velocidade média, é necessário caracterizar as flutuações em relação a esta devidas ao fenómeno turbulento. Dada a complexidade da sua caracterização é adequado analisar o problema utilizando propriedades estatísticas em detrimento de propriedades determinísticas. O parâmetro que descreve melhor este fenómeno é a intensidade de turbulência (IT) que é definido como sendo a razão entre o desvio padrão (σ_u) e a média da velocidade do vento (\bar{u}) no decurso de uma série de observações no tempo:

$$IT = \frac{\sigma_u}{\bar{u}} \quad (2.2.)$$

O conteúdo de frequência da turbulência, num determinado ponto do espaço, é geralmente descrito a partir do espectro de Von Karman ou Kaimal, diferindo um do outro na escala de comprimento de turbulência. A relação entre dois pontos distintos no espaço é feita através de uma função espacial de coerência [8].

2.2.2.COMPORTAMENTO AERODINÂMICO DO ROTOR

O principal objetivo de um aerogerador é captar a energia disponível do vento. Se a turbina captasse toda essa energia a partir da variação brusca da velocidade do vento (geração de acelerações elevadas), implicaria que a estrutura suportasse todos esforços inerentes a essa solicitação. Para responder a essa questão, a turbina é projetada de modo que a energia seja captada à medida que o fluxo de ar atravessa o rotor, havendo apenas uma redução gradual do campo de velocidades nesta passagem.

Deste modo, serão apresentadas teorias que permitem estimar a capacidade de produção e as forças sustentadas pelas pás do rotor e pela torre [8]. Em todas elas será apenas assumida a massa de ar que é afetada pela presença do rotor, como é demonstrado na Figura 2.7.

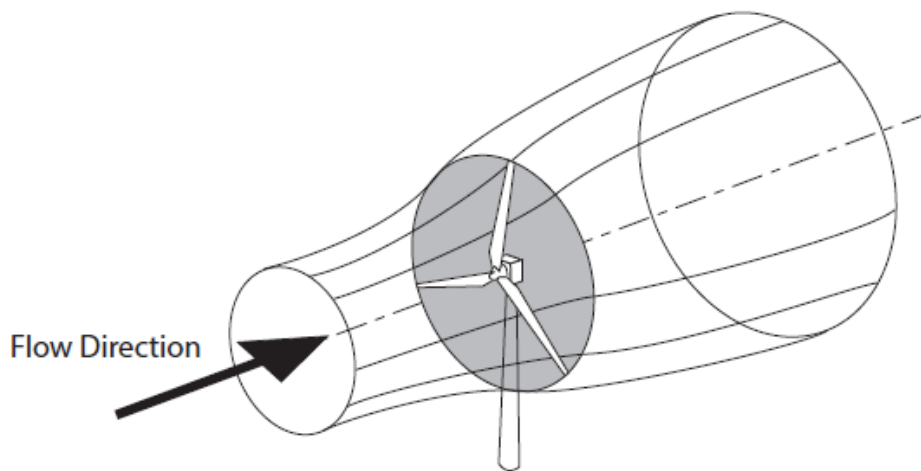


Figura 2.7 - Esquema representativo da massa de ar que passa no rotor [19]

Teoria de momento axial

O método mais básico para estimar a energia extraída é a teoria de momento axial (*Axial Momentum Theory*), que se baseia na conversão/transformação do momento linear da massa de ar no plano do rotor em energia.

Admite-se nesta teoria, através da equação da continuidade, a conservação da massa de ar no escoamento. Por outro lado, o princípio de Bernoulli explica a perda de energia no plano do rotor, verificando a diferença da quantidade de energia entre o escoamento em regime livre verificado na secção a montante e na secção a jusante com a secção representativa/plano do rotor, isto supondo que a energia se conserva antes e depois do plano do rotor. Resolvendo este sistema de equações, conclui-se que a diminuição da velocidade do vento leva a um aumento da pressão, expandindo a área da secção transversal após a passagem no rotor.

A Figura 2.8 representa, para além das linhas de corrente, a velocidade e a pressão do escoamento ao longo do eixo do rotor. Designa-se os índices 0, d, w, de modo a identificar a secção a montante, no plano do rotor e a jusante, respetivamente [8].

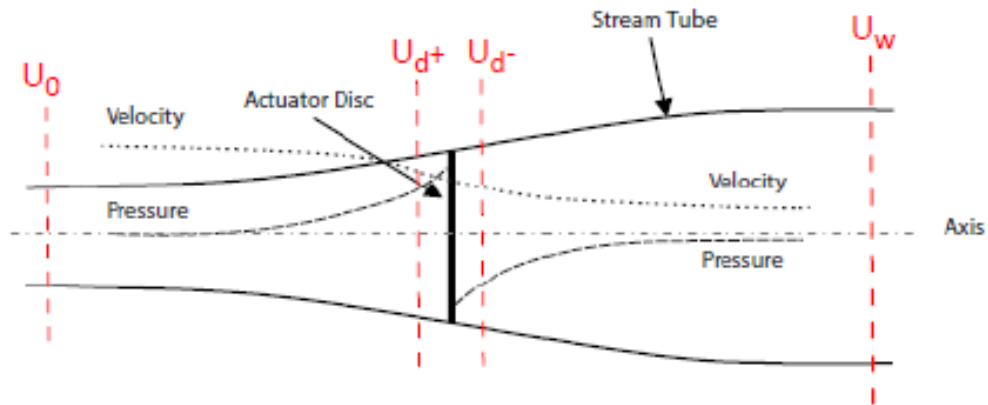


Figura 2.8 - Esquema de fluxo de ar devido à presença de uma turbina eólica (adaptado de [19])

Face ao que foi referido antes, o rotor pode ser considerado como um indutor de velocidade no escoamento. O fator de indução axial a , permite relacionar a velocidade do vento a montante e no plano do rotor.

$$a = \frac{U_0 - U_d}{U_0} \quad (2.3.)$$

A força (F) exercida pelo vento é calculada a partir do produto entre a área da secção do rotor pela variação de pressão verificada entre a secção a montante e a secção a jusante.

$$F = A \cdot \Delta P = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot U_0^2 \cdot (4a(1 - a)) \quad (2.4.)$$

A potência gerada (P) é presumida através do produto da força com a velocidade do escoamento na secção do rotor.

$$P = F \cdot U_d = \left[\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot U_0^3 \right] \cdot C_p, \quad C_p = 4a(1 - a)^2 \quad (2.5.)$$

O ponto ótimo de funcionamento da turbina, denominado de limite de Betz, é encontrado para um determinado valor de a . Esse valor é obtido derivando o coeficiente de potência (C_p) em ordem a a e igualando a zero. Substituindo esse valor no coeficiente de potência é possível saber a capacidade máxima, em termos de potência de um rotor ideal, que é de aproximadamente de 59% (16/27)[8], como é observado na Figura 2.9.

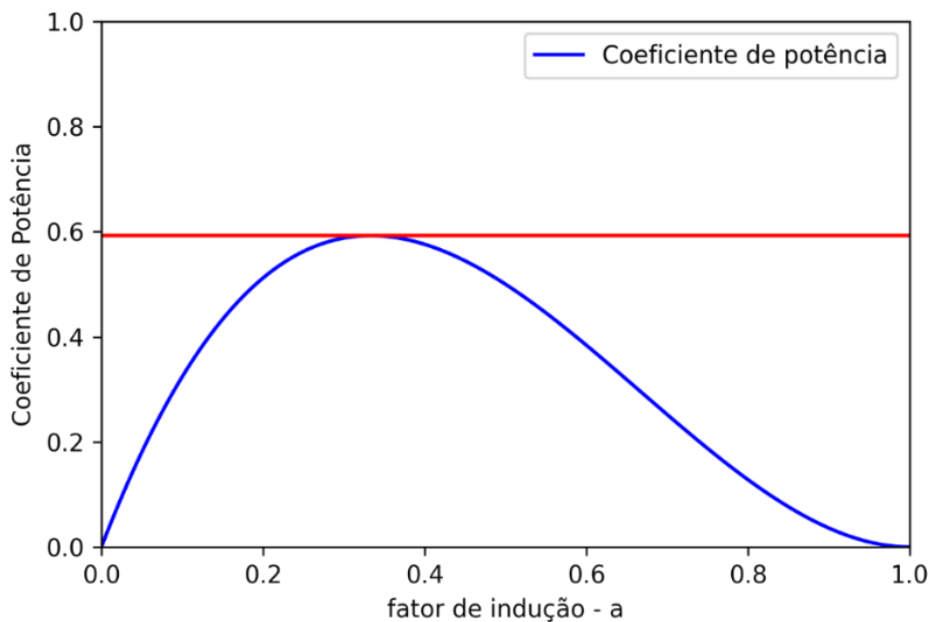


Figura 2.9 - Determinação da capacidade máxima de extração de energia

Teoria do momento angular

Na teoria anterior, o fluxo de ar foi assumido só como se fosse puramente axial, o que não é verdade para uma turbina eólica real que apresenta uma rotação em torno do eixo do rotor com uma certa velocidade angular. Devido a esse facto, a turbina induz uma aceleração tangencial no escoamento manifestada através de uma velocidade angular, que é diferente da velocidade angular do rotor. Por este motivo, é possível definir um fator de indução tangencial a' , como metade da razão entre as velocidades angulares do rotor (Ω) e do escoamento (ω), respetivamente:

$$a' = \frac{1}{2} \cdot \frac{\omega}{\Omega} \tag{2.6.}$$

Este fluxo induzido tem a direção oposta da rotação do rotor (surge rotação em reação ao torque exercido pelo próprio escoamento no rotor). Deste modo, a energia extraída é menor do que na teoria do momento axial, uma vez que parte da energia do vento é empregue na rotação do rotor. A Figura 2.10 ilustra a decomposição vetorial da velocidade resultante através do triângulo de velocidades, sendo obtida a partir do somatório vetorial da componente normal ao plano do rotor e da componente tangencial da velocidade do vento.

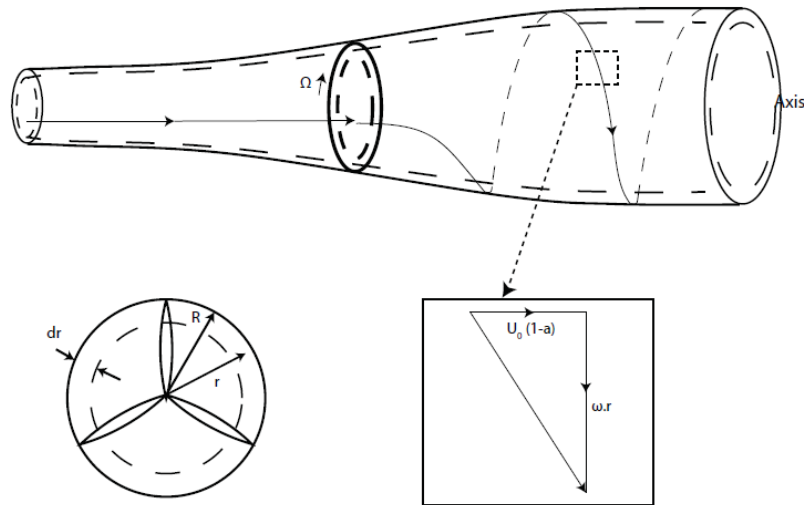


Figura 2.10 – Esquema do tubo de fluxo e a decomposição vetorial da velocidade do vento (adaptado de [20])

Devido à velocidade angular induzida, surge um torque (dT) no rotor que é definido como uma taxa de mudança do momento angular.

$$dT = \rho \cdot 2 \cdot \pi \cdot r \cdot dr \cdot U_0(1 - a) \cdot 2 \cdot \Omega \cdot a' \cdot r^2 = 4 \cdot a' \cdot U_0(1 - a) \cdot \rho \cdot \Omega \cdot r^3 \cdot \pi \cdot dr \quad (2.7.)$$

Com a definição do torque, é possível obter a taxa de potência gerada (dP) como sendo:

$$dP = T \cdot \Omega \quad (2.8.)$$

A partir da relação entre a velocidade tangencial do rotor a uma distância radial, r , e a velocidade do vento é possível definir um rácio local de velocidade λ_r

$$\lambda_r = \frac{\Omega \cdot r}{U_0} \quad (2.9.)$$

A taxa de potência pode ser reescrita, incluindo o rácio local de velocidade λ_r , como sendo:

$$dP = \left[\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot U_0^3 \cdot 2 \cdot \pi \cdot r \cdot dr \right] \times [4 \cdot a'(1 - a) \cdot \lambda_r^2] \quad (2.10.)$$

A primeira parte da equação (2.10.) diz respeito à força do fluxo, enquanto a segunda parte se refere à eficiência da captura de energia. Calculando o integral da segunda parte da equação, ao longo do raio, chega-se à conclusão que a eficiência depende do rácio local de velocidade λ_r e que a potência máxima extraída nunca ultrapassa o limite de Betz (16/27).

Conforme o que foi referido anteriormente, percebe-se que a transição dos rotores com velocidade fixa para velocidade variável foi um grande avanço na rentabilidade da turbina eólica, uma vez que a relação da velocidade de ponta ideal só é alcançada para um vento com uma velocidade específica. Com uma turbina de velocidade variável é conseguido vários pontos ótimos de funcionamento para cada velocidade de vento (Figura 2.11) [7].

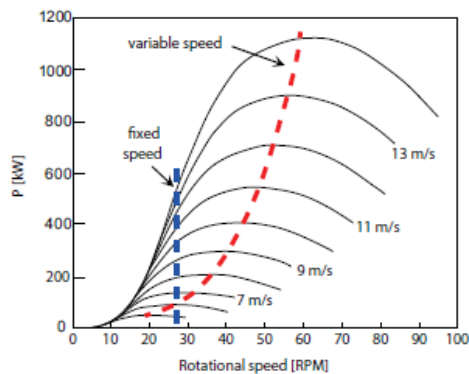


Figura 2.11 - Potência em função da velocidade de rotação para uma turbina eólica de velocidade fixa e variável para diferentes velocidades de vento [21]

Blade Element Momentum Theory – BEMT (Teoria do elemento de pá/momento)

Apesar das teorias, do momento axial e do momento angular explicarem a extração de energia do vento, o problema não é resolvido devido ao desconhecimento dos fatores de indução axial e angular. Para isso, é necessária uma abordagem adicional que é feita através da teoria de BEMT, *blade element moment theory*, que é a base de cálculo do programa FAST [7]. Esta formulação é uma combinação de dois pressupostos diferentes. Por um lado, presume-se que as forças, num determinado elemento da pá, podem ser aferidas a partir das propriedades aerodinâmicas de um perfil de asa (*airfoil*) sob fluxo bidimensional com um determinado ângulo de ataque. Como os efeitos tridimensionais do fluxo e a componente da velocidade ao longo da direção do vão são desprezadas, as forças que atuam num elemento infinitesimal da pá (Figura 2.12) podem ser calculadas através do ângulo de ataque e dos coeficientes aerodinâmicos *lift* (sustentação) e *drag* (arrasto). Recorrendo à Figura 2.12, consegue-se escrever as expressões que permitem obter o valor dessas forças [8].

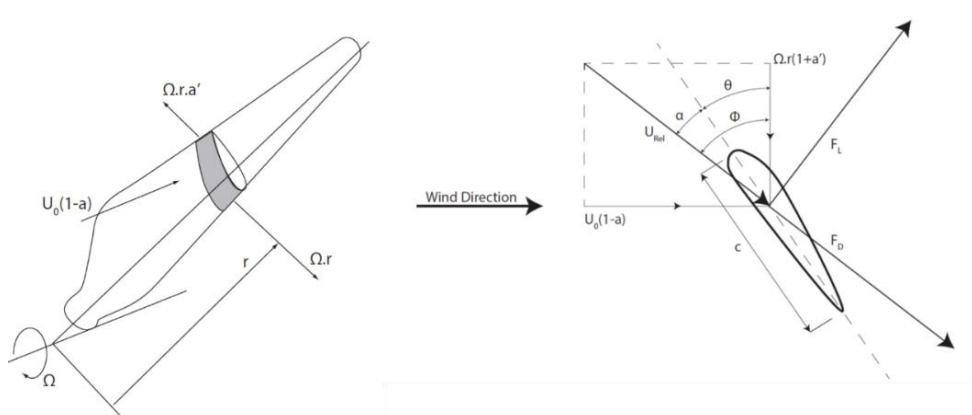


Figura 2.12 - Esquema de forças atuantes num elemento infinitesimal da pá [8]

$$\begin{cases} W = U_{rel} = \sqrt{U_0^2 \cdot (1 - a)^2 + \Omega^2 \cdot r^2 \cdot (1 + a')^2} \\ \tan(\phi) = \tan(\alpha + \theta) = \frac{U_0 \cdot (1 - a)}{\Omega \cdot r \cdot (1 + a')} \end{cases} \rightarrow \begin{cases} \delta F_L = \frac{1}{2} \rho \cdot W^2 \cdot c \cdot C_L \cdot \delta r \\ \delta F_D = \frac{1}{2} \rho \cdot W^2 \cdot c \cdot C_D \cdot \delta r \end{cases} \quad (2.11.)$$

$$\begin{cases} \delta F_x = \delta F_L \cdot \cos(\phi) + \delta F_D \cdot \sin(\phi) \\ \delta M_x = [\delta F_L \cdot \cos(\phi) - \delta F_D \cdot \sin(\phi)] \cdot r \end{cases} \quad (2.12.)$$

Por outro lado, pressupõem-se que as forças, que solicitam um determinado anel/aro infinitesimal com espessura δr , são responsáveis apenas pela variação do momento da massa de ar que atravessa esse anel/aro. Por esta razão, qualquer interação radial não é considerada, sendo só válido para um fluxo em que o fator de indução axial não varie ao longo do comprimento da pá [8].

Com estas duas suposições, o momento axial e angular das teorias anteriormente mencionadas deve ser igual à expressão (2.12.) multiplicada pelo número de pás [8].

Desta forma, após um processo iterativo entre as forças atuantes nas pás e a velocidade de rotação, é possível determinar o torque aerodinâmico através da integração do momento infinitesimal ao longo da pá:

$$T = 4\pi \cdot \rho \cdot U_0 \cdot \Omega \cdot \int_0^R (1 - a) \cdot a' \cdot r^3 \cdot dr \quad (2.13.)$$

A potência é dada como o produto entre o torque e a velocidade angular do rotor (Ω):

$$P = T \cdot \Omega \quad (2.14.)$$

Como o rotor apresenta um número finito de pás, o fator de indução axial não é uniforme em toda a área varrida, sendo mais elevado perto das pás. Devido a esse facto, o aumento desse fator leva a uma redução no torque [8]. Deste modo, a teoria BEMT é complementada com correções empíricas, como é o caso da correção de Glauert que tenta corrigir o coeficiente de *Thrust* (resultante dos coeficientes de *lift* e *drag* na direção do vento)[22].

Dinâmica estrutural

A turbina eólica, dado o tipo de solicitações a que está sujeita, manifesta um comportamento dinâmico. Por essa razão, a avaliação da fadiga assume bastante importância nestas estruturas. As duas principais fontes de excitação estão associadas, indubitavelmente, às condições ambientais (vento) e à rotação do rotor, sendo essencial fazer um estudo dinâmico da estrutura identificando possíveis fenómenos ressonantes.

Em qualquer análise dinâmica, a solução é obtida através da equação fundamental do movimento:

$$M \cdot \ddot{u}(t) + C \cdot \dot{u}(t) + K \cdot u(t) = p(t) \quad (2.15.)$$

Sendo:

M-matriz de massa

C-Matriz de amortecimento

K-Matriz de rigidez

$\ddot{u}(t)$; $\dot{u}(t)$; $u(t)$ - aceleração, velocidade e deslocamento no tempo, respetivamente

$p(t)$ -vetor das forças exteriores

Pela equação (2.15.) depreende-se que a resposta está dependente das propriedades da estrutura relativas à massa, às condições de amortecimento e rigidez, e das cargas que atuam nela. O amortecimento presente na maioria das turbinas eólicas onshore, como é o caso das turbinas em estudo, do parque eólico da Tocha, é devido a duas componentes, com maior ou menor relevância consoante as condições de operação: ao amortecimento estrutural, isto é, do material que constitui a torre e ao amortecimento aerodinâmico associado ao fluxo de ar pelas pás do rotor.

Visto tratar-se de um sistema de múltiplos graus de liberdade, é possível fazer uma análise modal da estrutura (pás e torre), em que a resposta total é obtida através de uma sobreposição de vários modos. Relativamente à torre, é possível identificar os 2 primeiros pares de modos de vibração/frequências naturais da estrutura (cada par com um modo em cada direção) que tem mais impacto/peso na resposta à solicitação. A Figura 2.13 , obtida através do ROBOT representa de forma esquemática a deformada correspondente a cada modo de vibração na direção Fore-Aft (direção alinhada com a direção principal do vento).

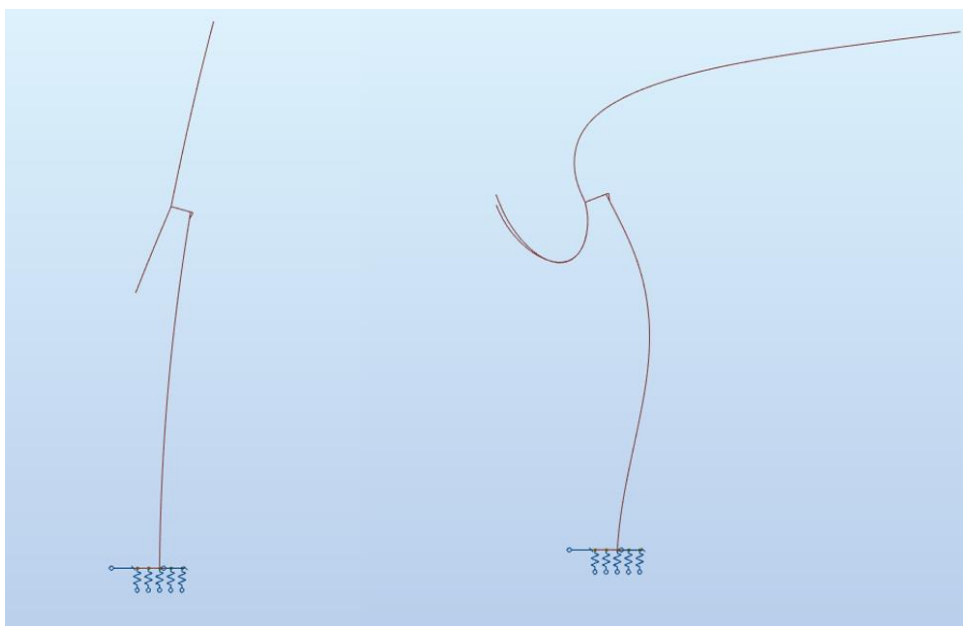


Figura 2.13 - Ilustração esquemática do primeiro (imagem à esquerda) e segundo (imagem à direita) modos de vibração da torre na direção Fore-Aft (FA)

Numa turbina eólica, é imprescindível evitar a correspondência das frequências naturais do primeiro par de modos com a frequência de rotação do rotor, com o intuito de prevenir fenómenos ressonantes, sendo, portanto, necessária uma cuidada análise dinâmica da estrutura no processo de dimensionamento. Para tal, verifica-se as diferentes frequências angulares e os seus harmónicos que o rotor pode assumir e garante-se que a frequências do primeiro par modos da estrutura não se encontre próxima destas durante períodos significativos de tempo. Assim sendo, seria espectável que a torre fosse dimensionada de forma a ser bastante rígida - “stiff-stiff”, prevenindo eventos ressonantes (frequência do rotor (Ω) menor que a frequência natural da estrutura). Todavia, o aumento do tamanho dos rotores e a contenção nos custos da construção, levou à flexibilização da estrutura para soluções “soft-soft” (frequência do rotor maior que a frequência natural da estrutura). Para além destas soluções, existe uma solução alternativa denominada de “soft-stiff” que define a frequência natural da torre entre a frequência de rotor (1Ω) e o seu múltiplo $n\Omega$, para turbinas de n pás. Posto isto, as turbinas podem ser classificadas de “soft-soft”, “soft-stiff” e “stiff-stiff” de acordo com a rigidez, dependendo da relação entre a frequência do primeiro modo de oscilação da estrutura e a velocidade do rotor [7]. Relativamente à ação do vento sobre a estrutura, os valores da frequência de excitação são bastante amplos, podendo ocasionalmente igualar à frequência natural da estrutura.

Tendo em linha de conta tudo que foi referido até aqui, uma forma possível de analisar e estudar o comportamento dinâmico de uma estrutura como a turbina eólica é recorrendo à modelação numérica, como se irá abordar a seguir.

2.3. MODELAÇÃO

A modelação numérica de estruturas em engenharia civil tem vindo a assumir um papel fundamental no seu dimensionamento, principalmente em estruturas mais complexas em que a aplicação de métodos empíricos ou analíticos é mais morosa ou de difícil aplicação. Assim sendo, a modelação torna possível a apresentação de soluções mais económicas respeitando sempre as condições de segurança.

Entendidos os fundamentos teóricos atrás mencionados, a modelação numérica de um aerogerador tem como principal objetivo a caracterização do seu comportamento estático e dinâmico, definindo as suas propriedades aerodinâmicas, estruturais e as cargas atuantes.

A ferramenta de modelação numérica utilizada para definir todas estas propriedades é o software OpenFAST, que será brevemente descrito de seguida.

2.3.1. INTRODUÇÃO AO FAST

O software FAST (Fatigue, aerodynamics, structures and turbulence) foi desenvolvido num programa doutoral da NREL-National Renewable Energy Laboratory, por Jason Jonkman [23]. Desde então, o FAST tem sido melhorado e otimizado apresentando diversas versões, sendo utilizada neste trabalho a versão mais recente (à data da realização desta dissertação). Esta versão é designada de OpenFAST v2.5 [24].

O FAST opera com formulações dinâmicas *multibody* e graus de liberdade generalizados, resolvendo equações do movimento de Kane (a formulação pode ser consultada em [8]), tornando possível a caracterização do problema dinâmico complexo, como é o caso das turbinas eólicas, no domínio de tempo.

O programa está estruturado em diferentes módulos de cálculo que se correlacionam entre si:

- **ElastoDyn** - Módulo onde é indicado os parâmetros estruturais (torre e pás do rotor);
- **InflowWind** - Definição do campo de velocidades de vento (casos em que seja necessário gerar campos de vento com turbulência, utiliza-se numa fase prévia a este módulo o programa TurbSim);
- **AeroDyn** - Módulo aerodinâmico que faz a conversão do campo de vento criado no módulo anterior (InflowWind) em ações sobre a estrutura;
- **ServoDyn** - Incorpora as funcionalidades dos dispositivos e meios de controlo, tais como pitch control (rotação das pás), torque, yaw control (controlo de rotação da nacelle em relação à torre) e paragens de emergência.
- **HydroDyn** - Caracterização hidrodinâmica para turbinas off-shore. Neste trabalho, por se tratar de turbina on-shore, este módulo serve apenas para simular a rigidez da fundação, já que permite a introdução de uma matriz de rigidez associada aos movimentos da base da torre.

Uma representação esquemática do funcionamento dos vários módulos de cálculo pode ser observada na Figura 2.14.

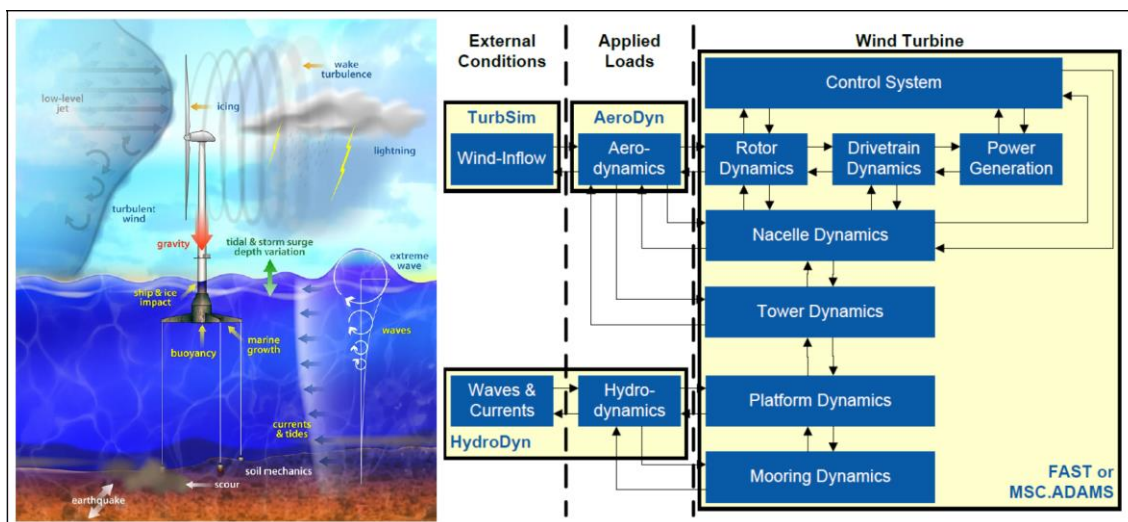


Figura 2.14 - Esquema de funcionamento do FAST (adaptado de [24])

2.3.2. MODELAÇÃO ESTRUTURAL - MÓDULO ELASTODYN

A modelação dos diferentes componentes estruturais da turbina eólica é obtida através das propriedades estáticas e dinâmicas, definindo as dimensões, as inércias e a massa de cada componente estrutural. Salienta-se que o hub, a nacelle e a plataforma flutuante são classificados como corpos rígidos, sendo as equações de movimento totalmente caracterizadas através da posição e rotações em torno do centro de massa [25].

Por outro lado, a caracterização da rigidez dos diferentes componentes estruturais é realizada a partir do espaço modal. No FAST são considerados 21 graus de liberdade [8], como mostra a imagem da Figura 2.15:

- 6 graus de liberdade para a plataforma flutuante em turbinas offshore (aqui utilizados para simular a rigidez da fundação em turbinas onshore) - movimentos de corpo rígido;
- 4 graus de liberdade para a torre, correspondentes aos dois pares de modo nas direções Fore-Aft (deslocamento na direção perpendicular ao plano do rotor) e Side-to-Side (deslocamento na direção paralela ao plano do rotor);
- 3 graus de liberdade para cada pá - dois modos de flapwise (deformação segundo o eixo de menor inércia) e um modo de edgewise (deformação segundo o eixo de maior inércia);
- 1 grau de liberdade associado ao deslocamento angular do gerador;
- 1 grau de liberdade associado à rotação da nacelle sobre o eixo de yaw.

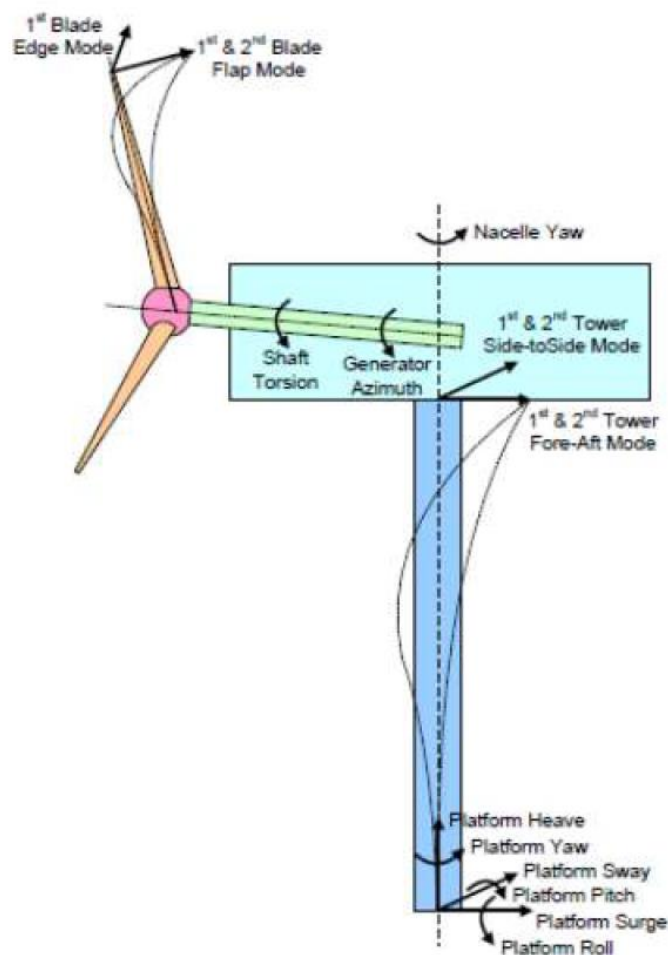


Figura 2.15 - Graus de liberdade do FAST [26]

Para além disso, o FAST permite ajustar as frequências naturais de cada modo de vibração.

2.3.3. MODELAÇÃO DO CAMPO DE VENTO – MÓDULO INFLOWWIND

No FAST, o vento pode ser caracterizado de várias formas dependendo das análises que se pretendem efetuar. De um modo simplista, o campo de vento pode ser considerado uniforme ou com variação logarítmica/potência em altura, consistindo em uma série temporal de velocidades constante, sendo útil para avaliar o funcionamento do aerogerador.

Para outras análises, como é o caso da avaliação da fadiga, é necessário ter em conta a componente turbulenta do vento, como foi referido anteriormente. Com o intuito de gerar campos de vento mais realistas (turbulentos), a NREL criou um programa à parte chamado de TurbSim [27] onde descreve malhas de pontos em planos a fim de representar a velocidade do vento nas três direções espaciais, como é observado na Figura 2.16. A dimensão e o centro da malha, a velocidade média a uma dada altura, o espectro de turbulência, a direção e sentido do vento, bem com a duração da série são dados necessários para gerar estas malhas. Estes ficheiros gerados no TurbSim são posteriormente utilizados como dados de entrada no módulo InflowWind, do FAST.

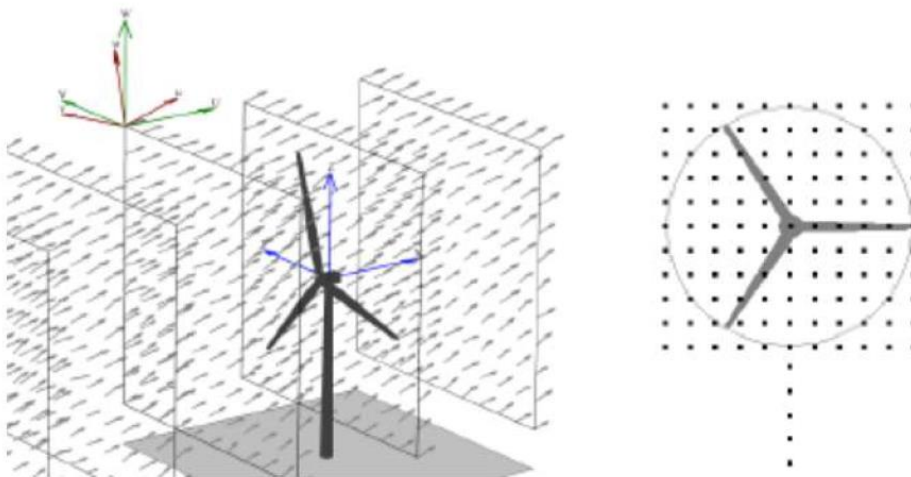


Figura 2.16 - Esquema da malha de velocidades no TurbSim (adaptado de [27])

2.3.4. MODELAÇÃO AERODINÂMICA - AERODYN

Definido o campo de velocidades de vento a ser usado na simulação, é necessário transformá-lo num campo de forças atuantes na estrutura (rotor e torre), sendo este processo realizado através do módulo AeroDyn.

O cálculo das cargas aerodinâmicas efetuado neste módulo é feito com base nas equações de *BEMT*, já descritas neste trabalho, incluindo na sua formulação correções adicionais.

Neste módulo é então indicado as principais propriedades aerodinâmicas das pás e da torre. A pá é caracterizada num determinado número de segmentos ao longo desta de acordo com as suas propriedades geométricas, sendo atribuído a cada um destes segmentos um perfil de airfoil normalizado, especificado pelo utilizador. Para cada secção da pá é fornecido um ficheiro adicional, que contém as principais propriedades aerodinâmicas, como os coeficientes de lift e drag e momento para diferentes ângulos de ataque. Relativamente à torre, também é discriminada ao longo da altura através de troços, definindo as propriedades geométricas e o coeficiente de drag.

2.3.5. MODELAÇÃO DOS SISTEMAS DE CONTROLOS – SERVODYN

O sistema de controlo assume um papel fundamental no funcionamento e na produção de energia de um aerogerador. Como tal, o FAST possui um módulo dedicado a esta modelação, designado de ServoDyn, incorporando os controlos de pitch, torque e yaw. Para além destes controlos, o módulo também inclui a opção de ativação do travão de emergência.

Tendo em conta a modelação realizada neste trabalho, o controlo de yaw não é considerado uma vez que a ação do vento se encontra alinhada com a orientação do rotor.

Em relação ao controlo de pitch, utilizaram-se as rotinas descritas no documento do FAST por Malcolm e Hansen em [28], adaptadas ao caso em estudo sendo necessário calibrar alguns parâmetros.

O controlo de torque implementado no módulo é efetuado através de uma curva que relaciona o torque gerado com a velocidade de rotação do gerador [26]. A curva é composta por três regiões como se mostra na Figura 2.17.

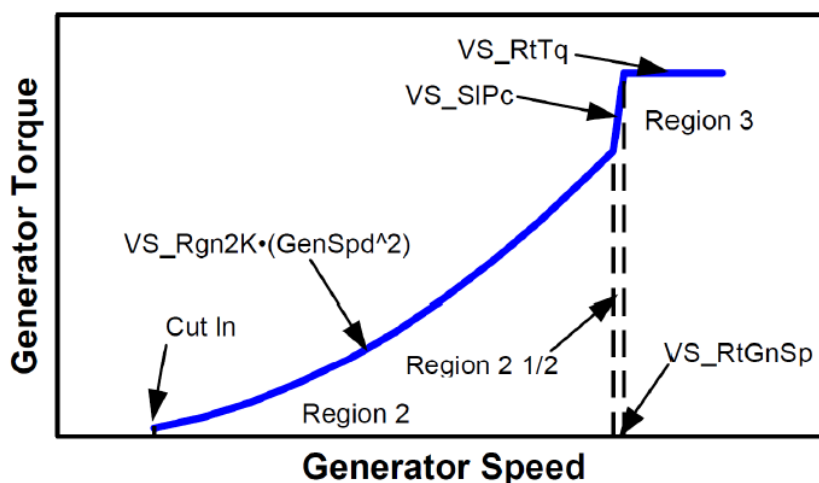


Figura 2.17 - Controlo de torque implementado no FAST [26]

Utilizando a nomenclatura presente na Figura 2.17, a região 2 é definida por uma variável de entrada no algoritmo de controlo, a velocidade do gerador, sendo, portanto, a região caracterizada apenas por um único coeficiente, VS_Rgn2K . Por outro lado, a região 3 correspondente à produção máxima de energia sendo definida a partir do torque e da velocidade de rotação nominal do gerador (o controlo realizado nesta região é efetuado com o controlo de pitch).

Tendo estas duas regiões definidas, a região 2 1/2 representativa da transição entre estes dois regimes de funcionamento é realizada através da definição, pelo utilizador do programa, do parâmetro VS_SIPc .

2.3.6. MODELAÇÃO HIDRODINÂMICA - HYDRODYN

Este módulo foi concebido para modelar plataformas flutuantes de turbinas offshore, retratando também o comportamento das ondas. Os dados a fornecer neste módulo estão associados às propriedades hidrodinâmicas da plataforma flutuante, bem como as séries relativas à ação das ondas.

Apesar de não haver plataforma flutuante no caso de estudo, utilizou-se este módulo a fim de reproduzir as condições de rigidez impostas pela fundação do aerogerador, já que permite a inclusão de uma matriz de rigidez adicional, associada aos movimentos da base da torre.

3

FADIGA

3.1.FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

De modo a avaliar o comportamento à fadiga de uma determinada estrutura, é necessário antes entender aspetos físicos ligados a este fenómeno, bem como as suas principais causas e consequências. Neste trabalho é feito apenas uma breve abordagem, visto que este tema, por si só, é alvo de vários estudos e investigações.

O dimensionamento de uma estrutura tem por base uma conjugação de fatores que permitem determinar o período em que é capaz de desempenhar funções (vida útil) [29]. No caso das turbinas eólicas, o projeto de estruturas considera no cálculo ações estáticas, como o peso, e ações dinâmicas com carácter estocástico, como o vento. Além disso, devido ao facto de a turbina ser composta por diferentes materiais, os procedimentos de análise diferem entre si [7].

Em engenharia o termo fadiga, no sentido lato, está associado à degradação progressiva dos materiais sujeitos a cargas cíclicas. Este desgaste começa, numa fase inicial, por ser manifestado através de microfissuras progredindo para macro, havendo uma alteração das propriedades iniciais dos materiais, reduzindo assim a capacidade resistente. Por outras palavras, é possível atingir a rotura estrutural sem que nesta tenha sido aplicada a carga de rotura [29].

Como a fadiga influencia a vida útil de uma determinada estrutura, surge o conceito de dano. Através do dano é possível retratar o estado real de um determinado pormenor, relacionando o número de ocorrências/ciclos reais com número de ciclos resistentes. A quantificação destes ciclos é feita com base nos registos de tensão ao longo da vida útil, sendo imprescindível o conhecimento de alguns parâmetros, como a tensão máxima e a tensão mínima, para a obtenção de intervalos de tensão correspondentes a cada ciclo.

Um aspeto importante na avaliação de fadiga, para além do intervalo de tensão, é a consideração ou não da tensão média. Algumas normas/diretrizes fazem referência a esse aspeto tendo em conta o detalhe estrutural em análise. A análise de fadiga em elementos de betão, como fundações, requerem o conhecimento da tensão média. No entanto, esse valor pode ser negligenciado em elementos estruturais em aço [7].

As estruturas das turbinas eólicas, em virtude da geometria e do método de montagem, têm diversos detalhes que precisam de ser avaliados à fadiga, designados de pormenores, tais como elementos contínuos da estrutura ou ligações soldadas ou mecânicas. A torre da turbina eólica, por si só, possui vários detalhes estruturais a ter em conta [7], tais como:

- Ligação entre segmentos da torre, onde se inclui os parafusos;
- Ligação soldada horizontal entre a chapa metálica e a flange;
- Ligação soldada vertical entre chapas metálicas;
- Concentração de tensões devido à abertura existente na parte inferior da torre(porta).

3.2.ANÁLISE À FADIGA SEGUNDO A REGULAMENTAÇÃO

A fadiga pode ser avaliada segundo dois métodos principais: método do dano acumulado e o método da tensão equivalente [29].

O método do dano acumulado e o método da tensão equivalente de dano têm o intuito de avaliar o período de vida de um dado pormenor, isto é, determinar o dano provocado por um determinado carregamento. Segundo o Eurocódigo, o primeiro método deve ser usado sempre que se conheça o histórico de carregamento durante a sua vida útil. Como este procedimento implica o conhecimento de sequências de carregamento, a norma permite ainda recorrer ao histórico de carregamento de uma estrutura semelhante à de estudo [16]. No contexto de projeto, o segundo método é o mais recomendado, visto que a sua aplicação é mais simples e expedita. Este método consiste numa análise teórica da fadiga, considerando algumas simplificações e aproximações, comparando diretamente um intervalo de tensões equivalentes a amplitude constante, que reproduzam o efeito do dano de um espectro real de tensões ao longo do período de vida útil, com um intervalo de tensões resistentes [29].

Como o software FAST fornece o histórico de carregamento, o método utilizado para efetuar a avaliação da fadiga é o método do dano acumulado, sendo este explicado de seguida.

3.2.1. MÉTODO DO DANO ACUMULADO

A metodologia que apresenta resultados mais precisos na análise à fadiga é o método do dano acumulado, devido ao facto de a aquisição de espectros de tensão, normal ou de corte (dependendo do pormenor em análise), ser feita de uma forma direta sem recorrer a simplificações. Tal como o nome do método indica, o resultado final após a sua aplicação será expresso por um valor que caracteriza acumulação de dano de todas as amplitudes de tensão que o pormenor esteve sujeito.

De modo a obter o dano, o método adota o procedimento de cálculo que se descreve de seguida:

Conhecido o histórico de esforços de um dado pormenor, isto é, uma série temporal continua que represente a sua variação ao longo do tempo, é possível determinar o histórico de tensões, como o ilustrado na Figura 3.1. A informação proveniente do histórico de tensões é organizada e convertida em eventos discretos, sendo efetuada por meio da aplicação de métodos de contagem, como é o caso do Método da Gota de Água (Rainflow) e do Método do Reservatório, o processo que se designa de contagem de ciclos.

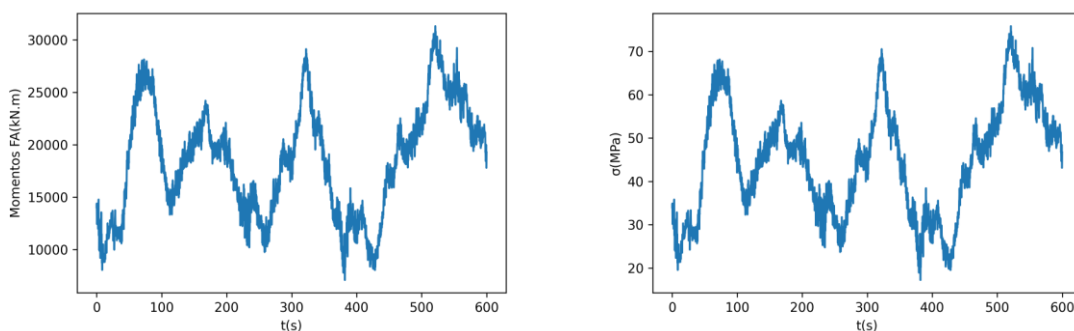


Figura 3.1 - Gráfico de Momentos FA (à esquerda) e o respetivo gráfico de tensões (à direita) obtido através de uma simulação no FAST

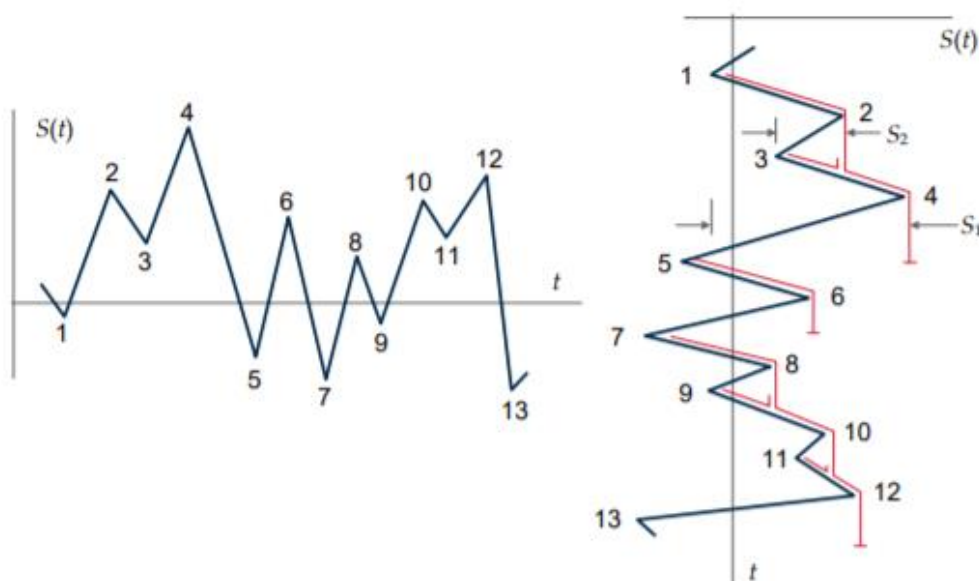


Figura 3.2 - Representação esquemática do método de Rainflow[30]

Neste trabalho, o método de contagem utilizado é o Rainflow. A contagem de ciclos, é obtida por analogia com o caminho de uma gota de chuva se o gráfico contínuo de tensões fosse colocado na vertical (sofresse uma rotação de 90°), como é mostrado na Figura 3.2. Realça-se que existem diferentes técnicas de contagem neste método, sendo apenas empregue uma delas neste trabalho. Nesta técnica, assume-se que uma gota de água é colocada em cada mínimo local seguindo o seu caminho até ser intercetada por outra (como o ponto 3 da Figura 3.2) ou cruzar com um mínimo local inferior (como nos pontos 1 e 5 da Figura 3.2). Os limites definidos pelo caminho percorrido pela gota determinam a amplitude de tensões. Destaca-se, também que, se o percurso for interrompido, a amplitude de tensões corresponde a um ciclo completo. Caso contrário, considera-se meio ciclo. Deste modo, este método de contagem permite a identificação de variações importantes em séries temporais [8].

Tendo caracterizado o número de ciclos correspondentes a cada amplitude de tensão, determina-se os espetros de amplitude de tensão, organizando esta informação por ordem decrescente de amplitude (Figura 3.3).

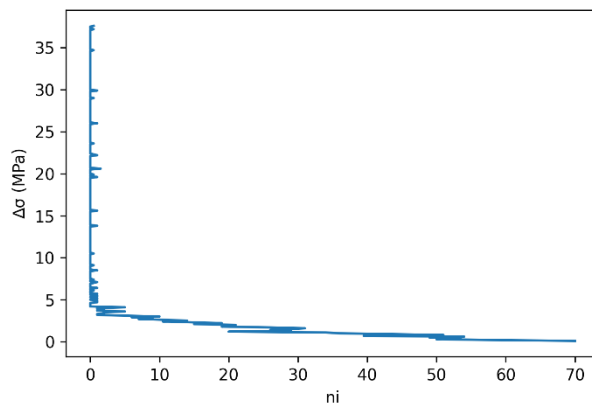


Figura 3.3 – Espectro de amplitude de tensão de uma das simulações do FAST

De modo a obter o dano, D_i , (equação (3.1.)) provocado por cada amplitude de tensão, e uma vez determinado o número de ciclos n_i , é necessário determinar o número de ciclos que esse mesmo pormenor resiste para essas mesmas amplitudes, N_i .

$$D_i = \frac{n_i}{N_i} \tag{3.1.}$$

Esse valor N_i é determinado utilizando a curva de resistência associada ao pormenor em específico.

Estas curvas são designadas de Wöhler ou curvas S-N, e permitem caracterizar a resistência em fase elástica de um determinado detalhe sujeito a carregamentos cíclicos a amplitude constante, relacionando o carregamento com o número de ciclos que levam à rotura. As curvas são elaboradas com base na realização de inúmeros ensaios experimentais, tendo em conta aspetos relacionados com imperfeições geométricas e descontinuidades devidas à produção e execução dos componentes estruturais [29]. As curvas podem assumir diversas configurações, sendo a representação em dupla escala logarítmica a mais comum, como mostra a Figura 3.4.

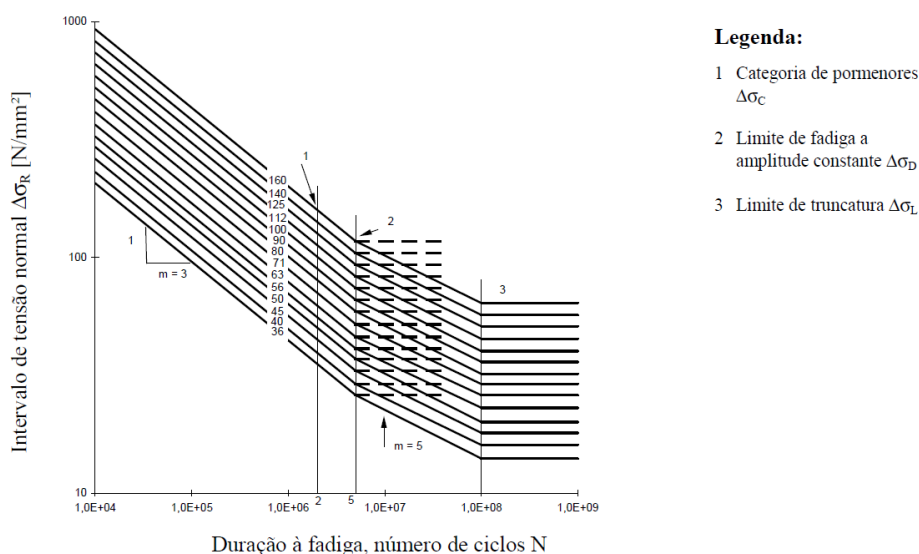


Figura 3.4 - Curvas de resistência à fadiga para intervalos de tensões normais[31]

Na Figura 3.4 são representadas várias curvas S-N de tensões normais do Eurocódigo 3 (parte 1-9) para diferentes categorias de pormenor (valor máximo de amplitude de tensão que um determinado pormenor resiste quando aplicado 2 milhões de ciclos). Constata-se através dela que a curva é composta por 3 troços com declives diferentes, definidos da seguinte forma:

- Para $N \leq 5 \cdot 10^6$

$$\Delta\sigma_R^3 \cdot N_R = \Delta\sigma_C^3 \cdot 2 \cdot 10^6 \quad (3.2.)$$

- Para $5 \cdot 10^6 \leq N \leq 10^8$

$$\Delta\sigma_R^5 \cdot N_R = \Delta\sigma_D^5 \cdot 5 \cdot 10^6 \quad (3.3.)$$

- Para $N \geq 10^8$

$$\Delta\sigma_L = \left(\frac{5}{100}\right)^{\frac{1}{5}} \cdot \Delta\sigma_D \quad (3.4.)$$

Onde,

- $\Delta\sigma_C$ é a amplitude de tensão normal resistente do material para 2 milhões de ciclos, correspondente à categoria de pormenor;
- $\Delta\sigma_R$ é a amplitude de tensão normal resistente de um dado pormenor para um número de ciclos N_R ;
- $\Delta\sigma_D$ é a amplitude de tensão normal resistente do material para 5 milhões de ciclos, correspondente ao limite de fadiga;
- $\Delta\sigma_L$ é a amplitude de tensão normal resistente do material para 100 milhões de ciclos e corresponde ao limite de truncatura, em que todos os intervalos de tensão inferiores a este limite não geram dano no pormenor;

Como foi referido, a análise à fadiga deve ser efetuada consoante o tipo de pormenor em questão, avaliando em tensões normais ou em tensões de corte. Assim sendo, o Eurocódigo para além destas curvas S-N em tensões normais, fornece também curvas S-N para análises à fadiga em tensões de corte, que são de certa forma análogas às curvas em tensões normais.

Os documentos de apoio ao dimensionamento de aerogeradores da DNV-GL[32] desconsideram o limite de mínimo nas curvas S-N. Por esse motivo, o cálculo de dano neste trabalho é realizado segundo esta recomendação. Na Figura 3.5 é possível constatar essa diferença entre o Eurocódigo 3 e a DNV-GL, da curva S-N para um detalhe em específico [7]. Segundo o Eurocódigo 3 parte 1-9, a categoria de pormenor é quantificada recorrendo ao quadro 8 (Figura 3.6).

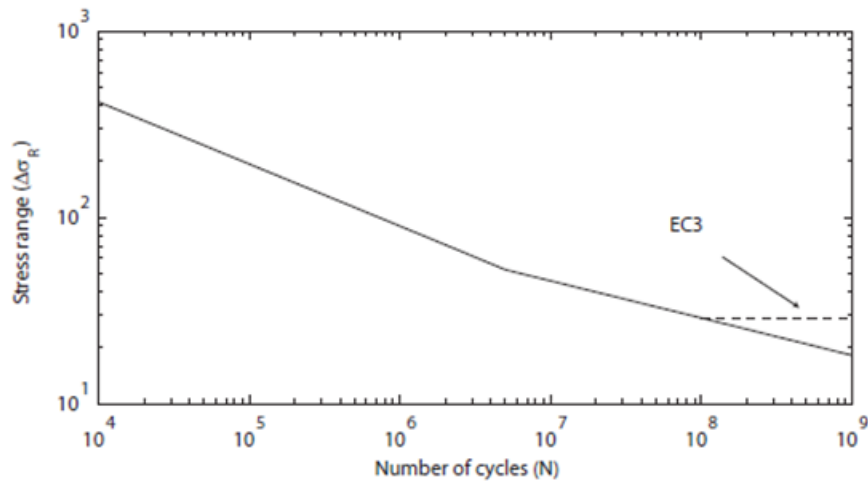


Figura 3.5 - Curva S-N (EC 3 e a DNV-GL) - Detalhe 71MPa (adaptado de [7])

Quadro 8.3 – Soldaduras transversais de topo

Categoria do pormenor	Pormenor construtivo	Descrição	Requisitos
112		<p>Sem contrachapa de apoio:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Emendas transversais de chapas e barras. 2) Emendas de banzo e de alma de vigas compostas antes da sua construção. 3) Emendas com soldaduras de topo da secção total de perfis laminados sem entalhes nas intersecções. 4) Emendas transversais de chapas ou barras de largura ou espessura variáveis, com uma inclinação $\leq 1/4$. 	<ul style="list-style-type: none"> - Todas as soldaduras aplanadas por máquina até à face da superfície da chapa paralelamente à direcção da seta. - Postiços de extremidade retirados após a soldadura. Bordos das chapas aplanados por máquina na direcção das tensões. - Soldadura nos dois lados; controlada por NDT. <p><u>Pormenor 3):</u> Apenas para secções laminadas, cortadas e soldadas.</p>
90		<ol style="list-style-type: none"> 5) Emendas transversais de chapas ou barras. 6) Emendas com soldaduras de topo da secção total de perfis laminados sem entalhes nas intersecções. 7) Emendas transversais de chapas ou barras de largura ou espessura variáveis, com uma inclinação $\leq 1/4$. Transição das soldaduras maquinadas para eliminação dos entalhes. 	<ul style="list-style-type: none"> - Altura da convexidade do cordão não superior a 10 % da largura do cordão, com transições suaves para a superfície da chapa. - Postiços de extremidade retirados após a soldadura. Bordos das chapas aplanados por máquina na direcção das tensões. - Soldadura nos dois lados; controlada por NDT. <p><u>Pormenores 5) e 7):</u> Soldaduras executadas na horizontal.</p>
90		<ol style="list-style-type: none"> 8) Como no pormenor 3) mas com entalhes na intersecção. 	<ul style="list-style-type: none"> - Todas as soldaduras aplanadas por máquina até à face da superfície da chapa paralelamente à direcção da seta. - Postiços de extremidade retirados após a soldadura. Bordos das chapas aplanados por máquina na direcção das tensões. - Soldadura nos dois lados; controlada por NDT. - Secções laminadas com as mesmas dimensões sem diferenças de tolerância.

(continua)

Figura 3.6 - Excerto do quadro de categorização de pormenores do Eurocódigo 3 -Parte 1-9 (adaptado de [31])

Posto isto, tendo caracterizado a curva S-N do pormenor em questão, procede-se ao cálculo do dano para cada intervalo de tensões.

A obtenção do dano provocado por todos os intervalos de tensão identificados é efetuado recorrendo à regra de Palmgren-Miner, dano unitário D , sendo calculado através da seguinte expressão:

$$D = \sum \frac{n_i}{N_i} \tag{3.5.}$$

Assim sendo, realizando a soma linear de danos associados a todos os carregamentos que o pormenor construtivo esteve sujeito durante todo o tempo de vida (vida útil), retira-se as seguintes conclusões:

- Se $D > 1$ a vida útil real é inferior à prevista, significando que a rotura ocorrerá durante o período de vida útil estimada, sendo necessário adotar medidas de fiscalização;
- Se $D = 1$ a vida útil real do pormenor é a prevista;
- Se $D < 1$ a vida útil real é superior à prevista.

3.2.2. VERIFICAÇÃO DE SEGURANÇA À FADIGA EM TURBINAS EÓLICAS

Para além do Eurocódigo e da diretriz alemã, o dimensionamento de aerogeradores é realizado com base no IEC 61400.

A VESTAS utiliza, para além do Eurocódigo, o IEC 61400 no dimensionamento de turbinas eólicas. Este regulamento dedicado a aerogeradores foi desenvolvido pela Comissão Eletrotécnica Internacional (IEC), visando os vários aspetos relacionados com estes, interessando neste trabalho o dimensionamento estrutural do aerogerador condicionado pela avaliação da fadiga (parte 1). Esta norma define os diferentes casos de carga a considerar para diferentes tipos de análise. A análise em causa é a análise da rotura por fadiga, letra F na Tabela 2 - Casos de carga para a avaliação de fadiga (adaptado de [33]). No âmbito desta dissertação, apenas se considerou duas situações de dimensionamento: *Produção de energia; estacionado (parado ou com baixa velocidade de rotação)*. A Tabela 2 (excerto da tabela 2 do IEC 61400-1) mostra os casos de carga empregues, em que DCL são os casos de carga de projeto; NTM é o modelo de turbulência normal; V_{in} e V_{out} são a velocidade cut in e cut out, respetivamente, da turbina em causa; V_{hub} é a velocidade do vento à altura do hub/eixo do rotor; V_{ref} é a velocidade de referência definida a partir da classe da turbina. O DCL, NTM e a V_{ref} é especificado pela presente norma [33]:

Tabela 2 - Casos de carga para a avaliação de fadiga (adaptado de [33])

Situação de dimensionamento	DLC	Condições de vento	Tipo de análise
Produção de energia	1.2	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	F
Estacionado (parado ou com baixa velocidade de rotação)	6.4	NTM $V_{hub} < 0.7 V_{ref}$	F

De modo a ter em conta as consequências da rotura e o método de verificação utilizado, o Eurocódigo sugere a aplicação de coeficientes parciais de resistência à fadiga, de acordo com a Figura 3.7.

<i>Método de verificação</i>	<i>Consequências da rotura</i>	
	<i>Consequências pouco importantes</i>	<i>Consequências importantes</i>
<i>Dano controlado</i>	1,00	1,15
<i>Tempo de vida garantido</i>	1,15	1,35

Figura 3.7 - Valores recomendados para o coeficiente parcial para a resistência à fadiga [31]

Tal como no EC3, o IEC também faz referência a coeficientes parciais de segurança relativos às ações (γ_{Ff}) e à resistência dos materiais (γ_{Mf}) a serem utilizados nos cálculos de fadiga. Contudo, o IEC apresenta uma dissociação do coeficiente da resistência dos materiais em 2 fatores, dependentes do material em si e das consequências de rotura. A Tabela 3, mostra os coeficientes parciais de segurança na diretriz.

Tabela 3 - Coeficientes parciais de segurança na avaliação de fadiga segundo IEC 61400-1 (estruturas em aço)

Norma	Ações (γ_{Ff})	Resistência (γ_{Mf})		
		Material	Consequência de rutura	Total
IEC 61400-1	1	1.1	1.15	1.265

Sabendo os valores destes coeficientes é possível determinar o dano de cálculo D_d , como sendo:

$$D_d = \sum_i^n \frac{n_{Ei}}{N_{Ri}} \quad (3.6.)$$

Em que, segundo a notação do Eurocódigo 3:

n_{Ei} – Número de ciclos associados ao intervalo de tensões $\gamma_{Ff}\Delta\sigma_i$ para o patamar i do espetro ponderado

N_{Ri} – Duração à fadiga (em ciclos) obtida a partir da curva ponderada $\frac{\Delta\sigma_i}{\gamma_{Mf}}$ - N_R para um intervalo de tensões $\gamma_{Ff}\Delta\sigma_i$

Posto isto, a segurança à fadiga é verificada quando $D_d < 1$.

Para além destes coeficientes parciais de segurança, pode haver eventualmente fatores corretivos relacionados com o pormenor construtivo em questão.

Como o objetivo da tese é definir que parâmetros de modelação influenciam a avaliação da fadiga da torre, e dado o escasso período para a realização das simulações no software FAST, calculou-se o dano apenas para eventos de 10 minutos com séries de vento específicas para os dois casos de carga mencionados anteriormente na descrição da norma IEC, como se irá abordar mais à frente.

3.3. IMPLEMENTAÇÃO EM CÓDIGO

De forma a facilitar o processo de cálculo de dano nas análises neste trabalho, foi elaborado um código na linguagem de programação PYTHON.

Como foi referido anteriormente, o dano é calculado a partir do número de ciclos ocorridos e o número de ciclos resistentes. A quantificação do número de ciclos ocorridos é conseguida através do método Rainflow.

De modo a adquirir o histórico de tensão, seleccionou-se os dados do ficheiro de saída (output) do FAST relativos aos esforços da secção em análise (momentos fletores em y-direção FA) e calculou-se as respetivas tensões através da fórmula da resistência dos materiais em flexão simples, gerando uma coluna de tensões para o período em análise. Para proceder ao cálculo das tensões é necessário fornecer ao código as propriedades da secção em estudo (módulo de flexão).

Posteriormente evocou-se num ciclo a função Rainflow, predefinida do PYTHON, em que esta percorre a coluna anterior e gera dois vetores coluna, em que a primeira coluna apresentava a gama de tensões intervalados de 0,1MPa e na segunda a frequência de ocorrência.

Para obter o dano, o código realiza um ciclo, em que faz a comparação da gama de tensões com a curva teórica SN relativa ao pormenor construtivo. Consoante a localização da gama de tensões, o código calcula o número de ciclos resistentes. Para isso, é necessário fornecer as informações relativas às curvas SN, como a categoria de pormenor, o declive de cada troço e os coeficientes parciais de segurança a adotar. Tendo obtidos o número de ciclos, tanto os observados e como os resistentes, é possível calcular o dano para o período em análise, executando o somatório de rácio entre eles - Regra de Palmgren-Miner.

4

COMPARAÇÃO DE DIFERENTES MODELOS PARA A AVALIAÇÃO DE FADIGA

4.1. DESCRIÇÃO DO MODELO NUMÉRICO DOS AEROGERADORES DO PARQUE EÓLICO DA TOCHA

Este capítulo é dedicado à modelação numérica realizada no âmbito desta dissertação e, como tal, é necessário abordar e referir o trabalho desenvolvido no período que a antecede.

O projeto de investigação WindFarmSHM a decorrer na FEUP, já mencionado nesta dissertação, envolveu o desenvolvimento de um modelo numérico de um aerogerador do Parque Eólico da Tocha, no FAST, procedendo à sua validação com dados experimentais.

As principais características do modelo desenvolvido, que serão apresentadas de seguida, podem ser consultadas em [8].

4.1.1. MODELAÇÃO ESTRUTURAL

A resposta estática e dinâmica da estrutura a quaisquer cargas está fortemente dependente do comportamento da torre e das pás. Como o programa do FAST utiliza graus de liberdade generalizados, foi feita inicialmente uma abordagem num modelo numérico de elementos finitos (FEM) para obter as diferentes configurações modais. Neste modelo, a torre foi simulada fornecendo a massa linear e a rigidez FA/SS, sendo igual nas 2 direções dada a geometria da secção, em 37 pontos distribuídos ao longo da altura.

Nas Figura 4.1 e Figura 4.2 é possível ver a evolução da massa e da rigidez em altura da torre.

Em relação ao rotor, as pás foram descritas em 49 secções em termos de densidade linear e de rigidez à flexão associadas às 2 direções locais edgewise e flapwise.

De modo a introduzir a rigidez conferida pela fundação no FAST, aplicou-se no modelo de elementos finitos, na base da torre, elementos de casca com apoios elásticos correspondentes à localização das estacas, de forma a caracterizar a fundação definida no projeto, e registou-se a rigidez à rotação na base da mesma nas duas direções principais FA e SS.

As propriedades estruturais da torre e das pás foram introduzidas no módulo Elastodyn e a rigidez da fundação no módulo HydroDyn (numa matriz linear de rigidez).

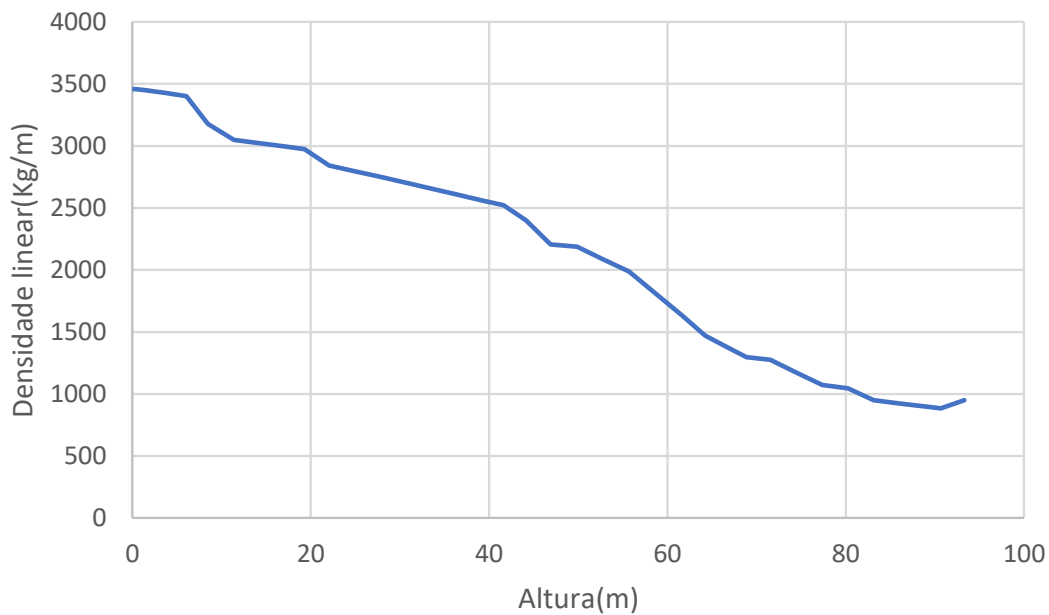


Figura 4.1 - Distribuição da massa da torre ao longo da altura

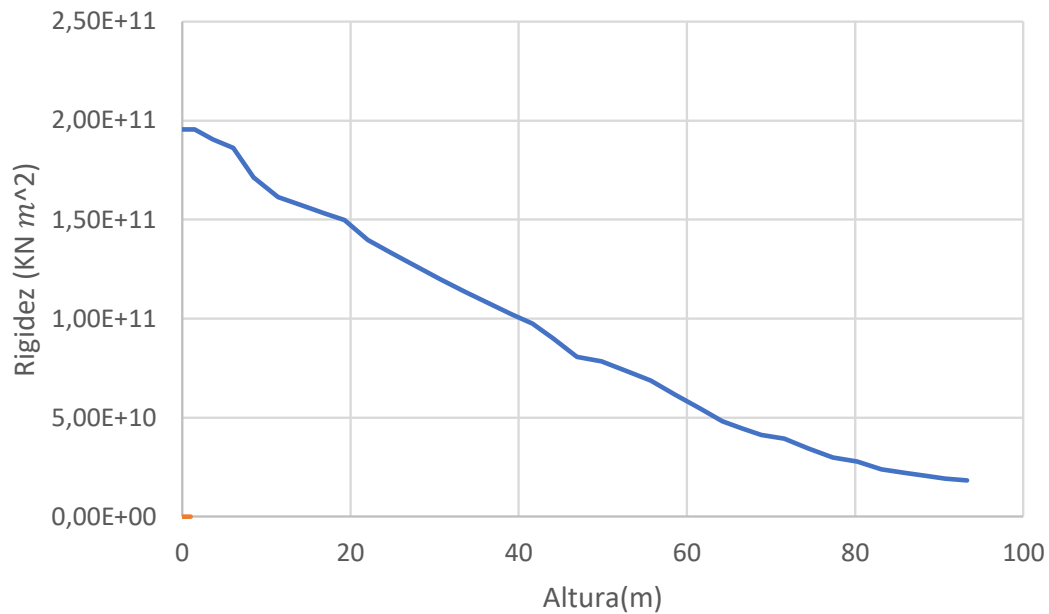


Figura 4.2 - Distribuição da rigidez da torre ao longo da altura

4.1.2. PROPRIEDADES AERODINÂMICAS

De forma a estimar as cargas que atuam na estrutura é fundamental fazer um estudo aerodinâmico das pás, sendo uma das primeiras tarefas, o cálculo dos coeficientes de *lift* e de *drag* recorrendo a simulações CFD (*Computational Fluid Dynamics*). A pá foi caracterizada utilizando um modelo de CFD, previamente validado com a secção NACA-0012, em 10 secções diferentes - Figura 4.3.

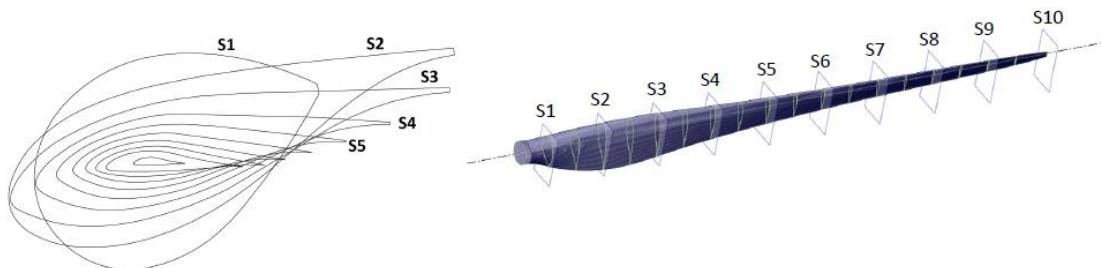


Figura 4.3 - Representação esquemática das secções da pá (à esquerda) obtidas a partir do modelo 3D da pá (à direita) [8]

Realça-se que apenas foram determinados, nas simulações CFD, os coeficientes aerodinâmicos para ângulos de ataque relativamente baixos, sendo necessário extrapolar os valores dos coeficientes para os restantes ângulos, utilizando o método de extrapolação de Viterna [34]. A Figura 4.4 mostra os coeficientes de lift e drag em função do ângulo de ataque numa das secções.

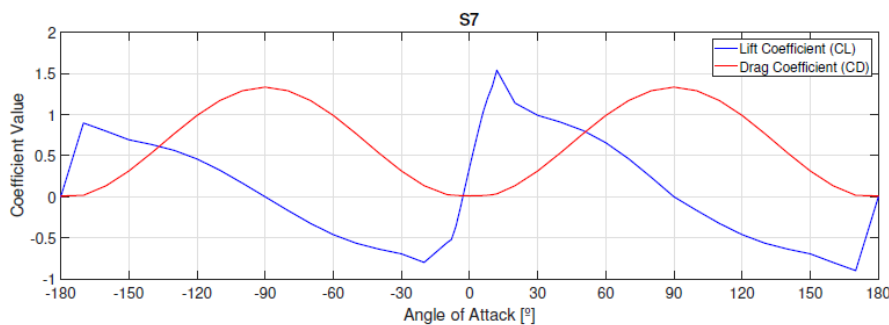


Figura 4.4 - Coeficientes de lift e drag em função do ângulo de ataque [8]

4.1.3. PROPRIEDADES DOS SISTEMAS DE CONTROLO

As propriedades do sistema de controlo foram definidas utilizando a informação dos dados SCADA nas rotinas simplificadas apresentadas em [28], permitindo definir um ângulo de pitch (rotação das pás) mínimo médio.

A caracterização do controlo de torque foi realizada de forma que a potência correspondesse aos valores teóricos, definindo a eficiência da caixa de velocidades e o torque nominal. As curvas de potência e de thrust, já obtidas no decorrer deste trabalho com o modelo descrito para simulações com ventos de diferentes velocidades em regime estacionário, isto é, sem turbulência são apresentadas na Figura 4.5.

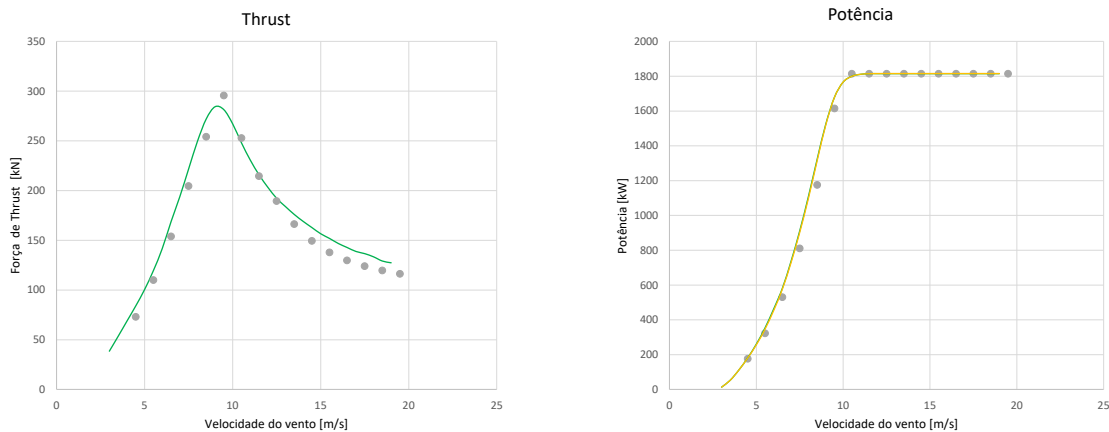


Figura 4.5 - Comparação entre valores simulados (pontos) e as curvas teóricas (linhas)

4.2. DESCRIÇÃO DE MODELOS NUMÉRICOS PARA A CARACTERIZAÇÃO DA FADIGA

O modelo descrito no subcapítulo anterior foi elaborado de acordo com a informação de projeto disponibilizada gentilmente pela Vestas.

Tendo como objetivo a avaliação de fadiga recorrendo à modelação numérica, realizou-se um estudo de diferentes modelos com diferentes níveis de informação disponível para os gerar, percebendo que nível de detalhe é necessário para estimar com acuidade adequada a fadiga em torres eólicas. Deste modo criou-se um conjunto de modelos que caracterizem o comportamento de uma turbina V100 do parque eólico da Tocha com grau de complexidade e de conhecimento diferentes de forma a comparar o dano estimado para cada um deles em diferentes cenários de operação.

A realização dos modelos foi efetuada por ordem crescente de detalhe, isto é, com níveis progressivamente superiores de sofisticação de modelo para modelo, sendo o modelo caracterizado anteriormente o modelo com maior detalhe. Para colmatar a falta de informação nos restantes modelos, utilizou-se um modelo de referência disponibilizado pela NREL (5MW) [35].

Salienta-se que em todos os modelos se manteve:

- Geometria da torre (informação fornecida pela VESTAS-V100);
- Massa do hub e da nacelle (informação fornecida pela VESTAS-V100);
- Rigidez da ligação hub/nacelle da NREL
- Controlo de pitch, e torque afinado com base nos dados SCADA do parque eólico da Tocha;

Sendo assim, o principal foco da modelação é a caracterização do rotor e da fundação, uma vez que a caracterização detalhada da torre está normalmente disponível. Nesta fase, não se procedeu à calibração dos modelos através de dados experimentais (ajuste nas frequências naturais da torre), havendo só manipulação de parâmetros conhecidos em projeto.

A Tabela 4, mostra a informação utilizada para elaborar 6 modelos alternativos, estando as linhas a sombreado associadas à informação de projeto de um aerogerador V100, do parque eólico da Tocha.

Os modelos serão apresentados de acordo com a informação adicional considerada em cada um deles. Para além disso, será descrito o procedimento de cálculo auxiliar para tratamento dos resultados.

Tabela 4 - Informação utilizada para construir os vários modelos

		Modelos					
		1	2	3	4	5	6
Fundação	Rígida	x					
	Projeto		x	x	x	x	x
Pás	Corda escalada-NREL	x	x				
	Corda projeto			x	x	x	x
	Twist-NREL	x	x	x			
	Twist projeto				x	x	x
	Coefficientes aerodinâmicos NREL	x	x	x	x		
	Coefficientes aerodinâmicos cálculo CFD					x	x
	Rigidez/massa escalada NREL global	x	x				
	Rigidez/massa escalada NREL local			x	x	x	
	Rigidez/massa projeto						x
	Torre	Projeto	x	x	x	x	x
Controlos	Dados SCADA	x	x	x	x	x	x

4.2.1. MODELO 1

Os pressupostos adotados para contruir o Modelo 1 foram os seguintes:

1. Fundação rígida;
2. Pás da turbina NREL 5MW escaladas sabendo a massa, o comprimento total e a corda máxima da pá da VESTAS V100;

A fundação rígida foi concretizada no FAST através da não consideração dos graus de liberdade na base da torre referentes à rotação em torno dos eixos x e y, no módulo ElastoDyn.

O escalonamento da geometria, da rigidez e da massa da pá foi realizada a partir da razão entre propriedades globais das pás do aerogerador VESTAS V100 e do aerogerador NREL 5MW.

Para obter a escala de massa, a massa total da pá da NREL foi obtida integrando numericamente pelo método de Simpson a massa linear em todo o comprimento. A escala de massa (K_m) pode então ser obtida como:

$$K_m = \frac{m_{VESTAS}}{m_{NREL}} \quad (4.1.)$$

em que a massa total da pá do gerador VESTAS V100 e do gerador da NREL 5MW são, respetivamente, m_{VESTAS} e m_{NREL} . Por sua vez, a escala da corda (K_c) foi obtida a partir do conhecimento da corda máxima de ambas as pás:

$$K_c = \frac{c_{VESTAS}^{max}}{c_{NREL}^{max}} \quad (4.2.)$$

Em que, c_{VESTAS}^{max} é a corda máxima da Vestas V100 e c_{NREL}^{max} é a corda máxima do modelo da NREL de 5MW.

Por último, a escala de rigidez (K_r) da pá é obtida admitindo que a pá do aerogerador V100 e do modelo de 5MW da NREL são do mesmo material, isto é, o módulo de Young E é o mesmo em ambas, sendo desta forma, a escala da rigidez equivalente à escala da inércia. Esta última é determinada pelo produto da 3ª potência da escala da corda (K_c) pela escala da espessura (K_t) - equação (4.4.), por se tratar de uma secção que se assemelha a uma secção tubular circular de paredes delgadas. Por este motivo, a escala da rigidez global foi aplicada tanto na direção edgewise como na direção flatwise. A escala global da espessura (K_t) foi previamente calculada através do rácio (equação (4.3.)) entre a escala da massa (K_m) e a escala da corda (K_c).

$$K_t = \frac{K_m}{K_c} \quad (4.3.)$$

$$K_r = K_c^3 \times K_t \quad (4.4.)$$

Tendo obtido todas estas escalas, multiplicaram-se as colunas correspondentes nos ficheiros que caracterizavam o aerogerador da NREL, no módulo Elastodyn (massa e rigidez) e no módulo Aerodyn (corda).

4.2.2. MODELO 2

Os pressupostos adotados para contruir o Modelo 2 foram:

1. Fundação caracterizada no projeto do parque eólico da Tocha;
2. Pás da NREL 5MW escaladas sabendo a massa, o comprimento total e a corda máxima da pá da VESTAS V100 (igual ao modelo 1);

Neste modelo apenas se modificou a fundação, considerando a que consta no projeto de fundações do parque eólico da Tocha, tal como foi referido na descrição do modelo 6, no início deste capítulo. Para avaliar a rigidez efetivamente conferida pela fundação do projeto de fundações do parque eólico da Tocha, aplicou-se no software ROBOT um conjunto de molas de forma a simular a deformabilidade do terreno por meio de molas e registou-se a rigidez à rotação na base da Torre nas duas direções principais x (FA) e y (SS). Esta informação foi depois introduzida na matriz presente no módulo HidroDyn, nos graus de liberdade correspondentes.

4.2.3. MODELO 3

Os pressupostos adotados para contruir o Modelo 3 foram:

1. Fundação caracterizada no projeto do parque eólico da Tocha;
2. Pás da NREL 5MW escaladas sabendo a massa, o comprimento total e a corda de 20 secções da pá da Vestas V100;

No modelo 3 procedeu-se à alteração das pás descrevendo-as através de parâmetros locais de várias secções transversais. Sabendo a geometria externa (corda) em 20 secções da pá da VESTAS V100, interpolaram-se estes valores para as secções presentes no módulo Aerodyn e determinou-se a escala da corda para cada secção (K_{cLocal}) relativa ao modelo de referência.

Para definir a escala da massa (K_{mLocal}), admitiu-se primeiramente que a escala da corda era aproximadamente igual à escala da massa e calculou-se a nova massa linear. De seguida, integrou-se essa massa numericamente, pelo método de Simpson, de forma a obter a massa total. Como este valor da massa deu diferente da massa real, corrigiu-se aplicando essa diferença numa escala global da espessura ($K_{TGlobal}$).

$$K_{mLocal} = K_{cLocal} \times K_{TGlobal} \quad (4.5.)$$

Uma vez determinadas a escala da massa, da corda e da espessura, procedeu-se o cálculo da escala da rigidez (K_{rLocal}) tal como foi feito no primeiro modelo, só que neste caso passou a ser uma escala local.

$$K_{rLocal} = K_{cLocal}^3 \times K_{TGlobal} \quad (4.6.)$$

Tendo obtido todas estas escalas, multiplicaram-se as colunas correspondentes nos ficheiros que caracterizavam o aerogerador da NREL, no módulo Elastodyn (massa e rigidez) e no módulo Aerodyn (corda).

4.2.4. MODELO 4

Os pressupostos adotados para contruir o Modelo 4 foram:

1. Fundação de dimensionamento do parque eólico da Tocha;
2. Pás da NREL 5MW escaladas sabendo a massa, o comprimento total, a corda e o respetivo twist de 20 secções da pá da Vestas V100;

Neste modelo, utilizou-se a informação alusiva ao twist de 20 secções através dos desenhos das pás da Vestas V100 e interpolou-se os valores para as secções consideradas nos módulos Elastodyn e Aerodyn.

4.2.5. MODELO 5

Os pressupostos adotados para contruir o Modelo 5 foram:

1. Fundação de dimensionamento do parque eólico da Tocha;
2. Pás da NREL 5MW escaladas sabendo a massa, o comprimento total, a corda e os respetivos twists de 20 secções; coeficientes de lift e drag de 11 secções da pá da Vestas V100;

Neste modelo foram explicitamente considerados os coeficientes aerodinâmicos de 11 secções normalizadas ao longo da pá do modelo VESTAS V100.

Sabendo a forma e a geometria externa de 11 secções, determinaram-se num trabalho anterior [36], esses coeficientes. Resumidamente, utilizou-se simulações CFD (*Computational Fluid Dynamics*) no software Ansys, para a quantificação destes para diferentes ângulos de ataque. Uma vez obtidos esses valores, criou-se no módulo AeroDyn uma pasta com 11 ficheiros independentes com os coeficientes de lift e drag para as 11 secções, permitindo evocar num ficheiro à parte que caracteriza a pá (presente no mesmo módulo - AeroDyn) estas propriedades aerodinâmicas.

4.2.6. MODELO 6

Os pressupostos adotados para contruir o Modelo 6 foram:

1. Fundação de dimensionamento do parque eólico da Tocha;
2. Pás da Vestas V100 totalmente caracterizadas (informação confidencial fornecida pela Vestas);

Por último, o modelo 6 correspondente ao modelo referido no início do capítulo, distingue-se do modelo 5 na medida em que se conhece a massa e a rigidez ao longo da pá.

Deste modo, procedeu-se à modificação das tabelas relacionadas com as propriedades da pá presentes no módulo Elastodyn, onde se introduziu os valores da massa e da rigidez da pá da VESTAS V100.

4.3. PROCEDIMENTO DE CÁLCULO

A avaliação do dano em todas as análises apresentadas neste trabalho foi realizada numa fibra da secção da torre localizada aproximadamente a 7m da superfície da sapata (Figura 4.8), sendo a curva S-N para tensões normais (Figura 4.6) obtida com a categoria de pormenor de 80MPa (Figura 4.7) do detalhe em análise. Realça-se que, como referido no capítulo 3, o limite de truncatura da curva S-N é desconsiderado na análise de dano.

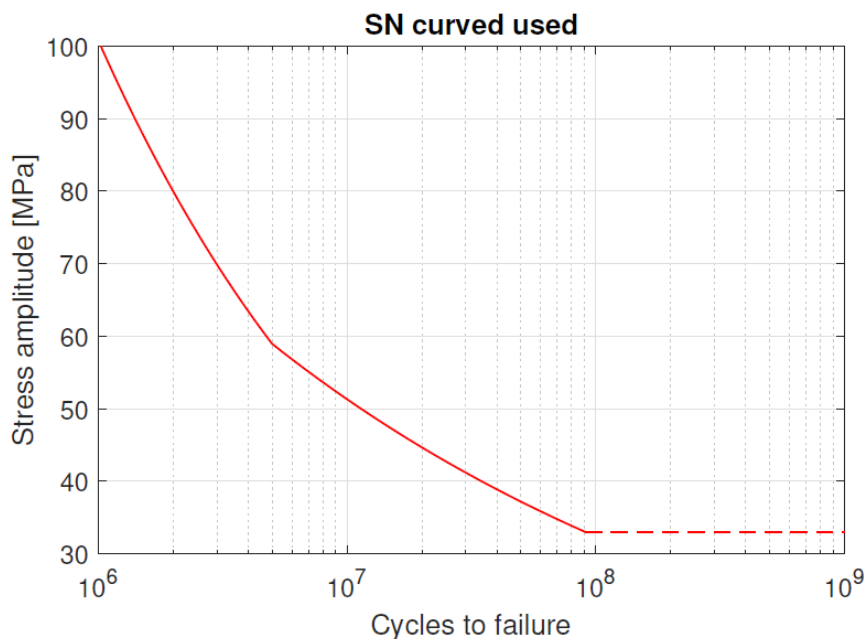


Figura 4.6 - Curva S-N do Eurocódigo 3 para a categoria de pormenor de 80MPa [37]

Categoria do pormenor	Pormenor construtivo	Descrição	Requisitos
80	<p>efeito de dimensão para $t > 25$ mm: $k_s = (25/t)^{0.2}$</p>	<p>9) Emendas transversais de vigas compostas soldadas sem entalhes nas intersecções. 10) Soldaduras de topo da secção total de perfis laminados com entalhes nas intersecções. 11) Emendas transversais de chapas, barras, secções laminadas ou vigas compostas.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Altura da convexidade do cordão não superior a 20 % da largura do cordão, com transições suaves para a superfície da chapa. - Soldadura não aplanada por máquina. - Postiços de extremidade retirados após a soldadura. Bordos das chapas aplanados por máquina na direcção das tensões. - Soldadura nos dois lados; controlada por NDT. <p><u>Pormenor 10):</u> Altura da convexidade do cordão não superior a 10 % da largura do cordão, com transições suaves para a superfície da chapa.</p>

Figura 4.7 – Excerto do quadro 8.3 do Eurocódigo 3 parte 1-9 – Soldaduras transversais de topo (adaptado de [31])

Este detalhe construtivo corresponde a uma soldadura horizontal existente numa secção próxima da base da torre, estando, portanto, sujeita a momentos flectores elevados (Figura 4.8). A escolha deste detalhe deve-se ao facto de haver dados decorrentes da monitorização do parque eólico da Tocha.

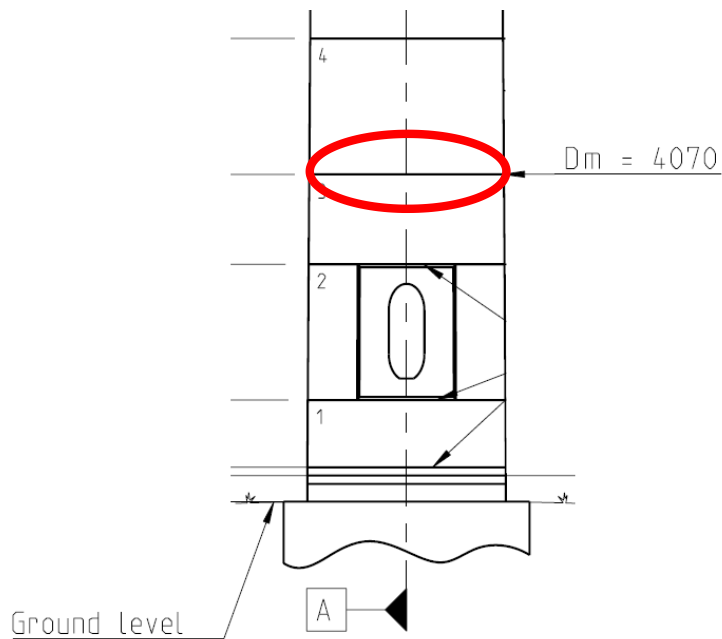


Figura 4.8 - Representação esquemática da secção da torre em análise (a vermelho)

As propriedades geométricas da secção da torre em questão são:

- Espessura – 32mm
- Diâmetro médio – 4070mm

A partir destas é possível determinar o módulo de flexão da secção, útil para o cálculo de tensões, através da razão entre o momento de inércia e a distância máxima de uma dada fibra ao centro de gravidade, obtendo um valor de aproximadamente $4.13 \times 10^8 [mm^3]$.

Posto isto, no decorrer da tese, houve a necessidade de estimar o número de simulações que deviam ser feitas para ter um grau de confiança considerável nas estimativas de fadiga obtidas e conseguir, ao mesmo tempo, reduzir o tempo de cálculo em cada análise.

A necessidade de serem feitas várias simulações é justificada pela aleatoriedade das séries de vento geradas e pelo facto dos valores médios de velocidade e intensidade de turbulência de vento de simulações com as mesmas condições de vento prescritas no TurbSim apresentarem valores ligeiramente diferentes de simulação para simulação. Isto acontece porque o intervalo de tempo nas simulações é restrito aos últimos 10 minutos da simulação (são considerados 5 minutos para ajuste das condições de operação a cada cenário de vento adotado), alterando assim a média desses valores no programa FAST.

Na Figura 4.9 e Figura 4.10, é analisada a média da velocidade e a intensidade de turbulência de 100 simulações, respetivamente, provenientes do FAST, para uma velocidade média de vento de 12.5m/s e intensidade de turbulência de 19,16% (valor típico de dimensionamento) prescritas no programa *TurbSim*. Para esta análise recorreu-se ao modelo 6, mencionado anteriormente.

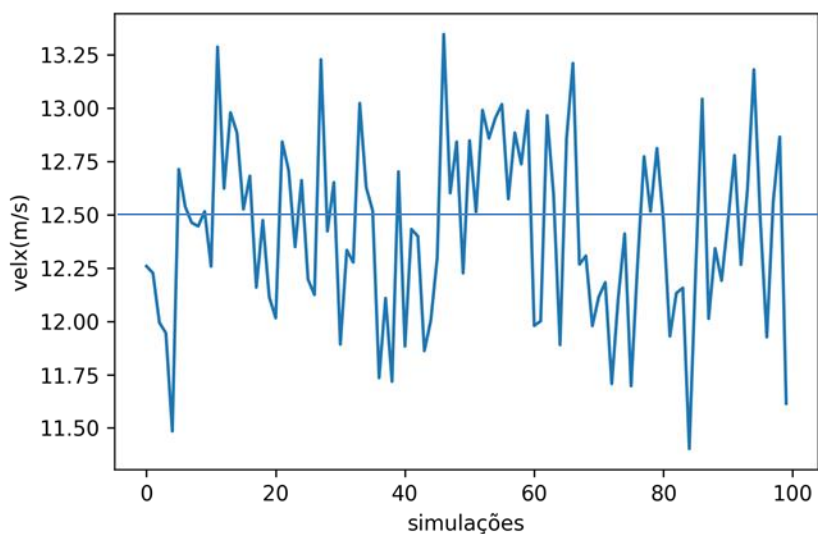


Figura 4.9 – Média de velocidades de vento na direção do eixo do rotor em 100 simulações

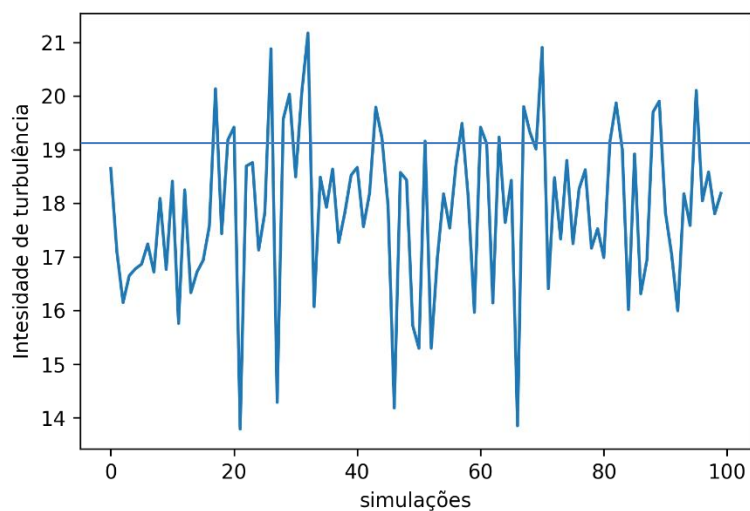


Figura 4.10 – Média das Intensidades de turbulência do vento na direção do eixo do rotor em 100 simulações

Aplicando aos resultados destas 100 simulações do FAST o código referido no capítulo anterior, para o cálculo do dano, e no seguimento do que foi escrito, desenvolveu-se um pequeno código em PYTHON que permitisse analisar a dispersão do dano. O código consiste em apresentar um gráfico com mancha de erro que representa a dispersão do dano de N combinações aleatórias das 100 simulações em relação ao dano médio dessas mesmas simulações. Salienta-se que a mancha de erro foi feita a partir da média, somando e subtraindo o respetivo desvio padrão (Figura 4.11).

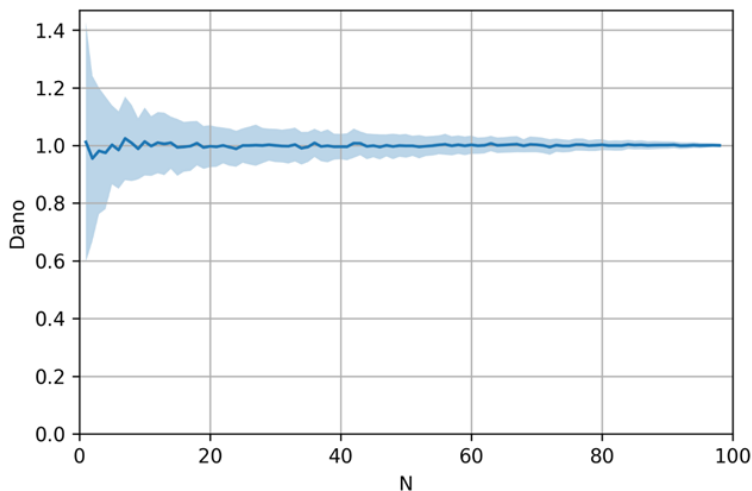


Figura 4.11 - Gráfico do dano relativo com a macha de erro para N simulações

O gráfico representado na Figura 4.12 mostra a percentagem de erro obtido a partir do rácio entre o desvio padrão e o valor médio de dano de cada N combinações aleatórias.

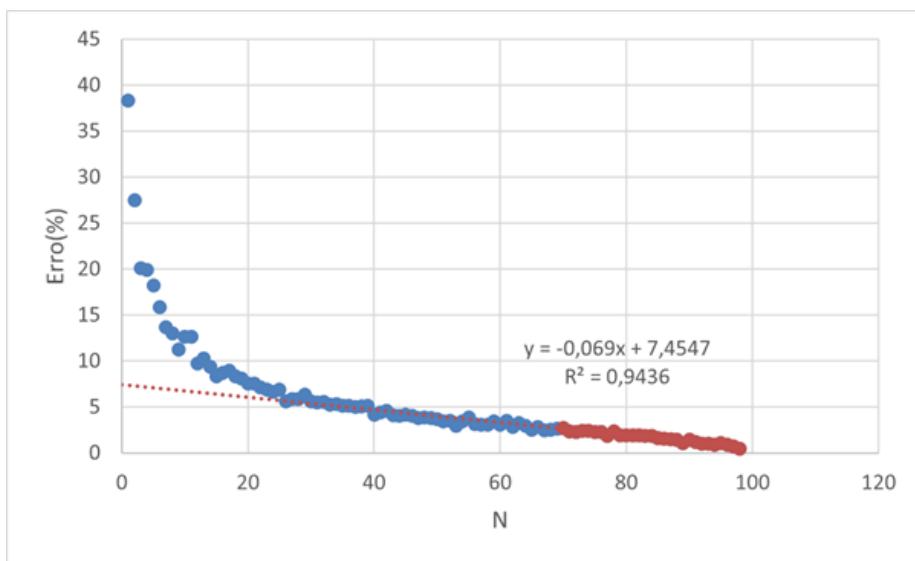


Figura 4.12 -Percentagem de erro em função de N simulações

Concluiu-se, portanto, a atenuação da mancha de erro à medida que o N aumenta. No gráfico da Figura 4.12 é perceptível que a partir da 30ª/40ª iteração a redução do erro torna-se proporcional ao número de simulações. Consta-se também que, para valor de declive obtido após aplicação da regressão linear, não se justifica o esforço de cálculo das simulações subsequentes.

Assim sendo, para cada análise efetuada foram gerados 30 campos de vento, apresentando aproximadamente um erro de 5% no cálculo de dano em relação à consideração de 100 simulações.

Para facilitar e otimizar o processamento de dados, o código do dano foi incluído num outro código, também elaborado no trabalho, através de um ciclo que permitisse percorrer os vários ficheiros de output do FAST, fornecendo numa tabela os resultados de dano correspondentes a cada simulação.

Definidos os modelos e tendo em conta o número de simulações necessárias para obter resultados de fadiga com algum grau de confiança, realizaram-se análises de dano, como referido no capítulo 3, de duas situações de dimensionamento (em funcionamento e com a turbina parada) a apenas duas condições de vento específicas.

Numa primeira abordagem consideraram-se dois estados de operação da turbina: parada e em funcionamento com as mesmas condições de vento (a velocidade definida nestes procedimentos é de 12.5m/s, visto se encontrar no patamar da curva de potência e numa zona afastada da transição de controlos: controlo de torque e de pitch). A segunda análise focou-se em diferentes condições de vento para o mesmo estado de operação (em funcionamento). Sendo importante realçar que a intensidade de turbulência (σ_1) prescrita em cada análise é a de dimensionamento (classe A - categoria de turbulência com características mais severas - $I_{ref} = 0.16$), dada pela equação (4.7) presente na norma do IEC 61400-1 [33] e demonstrada no gráfico da Figura 4.13.

Em resumo, procederam-se às seguintes análises:

- Turbina parada
 - Velocidade média do vento à altura do hub de 12.5m/s com Intensidade de turbulência de dimensionamento (19.16%)
- Turbina em Funcionamento
 - Velocidade média do vento à altura do hub de 12.5m/s com Intensidade de turbulência de dimensionamento (19.16%)
 - Velocidade média do vento à altura do hub de 7.5m/s com Intensidade de turbulência de dimensionamento (23.94%)

$$\sigma_1 = 0.16 * \frac{(0.75 * V + 5.6)}{V} * 100 \quad (4.7.)$$

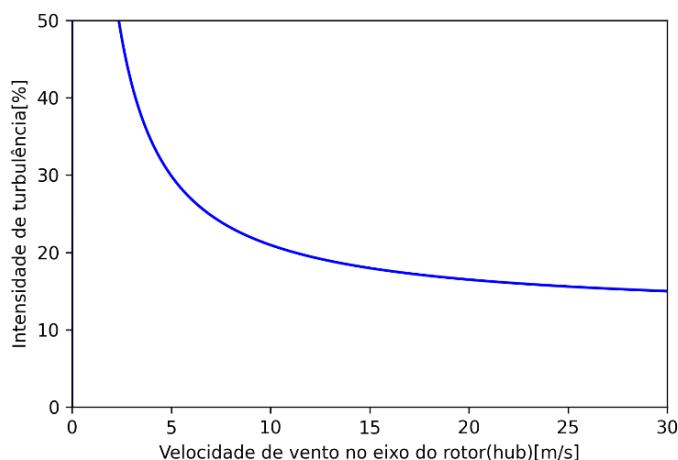


Figura 4.13 - Intensidade de turbulência para o modelo de turbulência normal (NTM)

Deste modo, em cada modelo foram utilizadas como input as mesmas 30 séries de vento geradas previamente no programa *TurbSim*, com velocidade média e intensidade de turbulência prescritas em cada análise, e calculou-se o dano médio na secção em estudo associado a essas 30 simulações em cada modelo.

4.4. ANÁLISE DOS RESULTADOS

Os resultados de dano mencionados neste subcapítulo foram expressos em função de um dano relativo na secção em estudo, relacionando o dano médio de 30 simulações de cada modelo com o dano médio de 30 simulações do último modelo (modelo 6).

Para além desta análise, foi realizada em paralelo uma avaliação dos esforços médios de flexão registados, na direção FA e SS, servindo de auxílio na interpretação dos resultados. Sendo aplicado o mesmo raciocínio aos momentos fletores registados na base da torre, calculou-se a relação dos momentos nas duas direções, FA e SS respetivamente, entre os diferentes modelos e o modelo 6.

Adotou-se esta apresentação de resultados de forma a ser perceptível o desvio na estimativa de dano verificado entre os modelos e o modelo de referência (modelo 6). O modelo 6 é o que tem maior nível de detalhe, acreditando, por isso que é o modelo que melhor caracteriza o comportamento da estrutura.

4.4.1. RESULTADOS COM A TURBINA PARADA

Considerando as condições de vento referidas anteriormente na análise com a turbina parada, obteve-se como resultados os valores relativos aos momentos nas duas direções (FA e SS) e o dano na direção FA da Tabela 5.

Tabela 5 - Resultados médios obtidos com a turbina parada (velocidade de 12.5m/s e intensidade de turbulência de dimensionamento)

Modelo	Momento SS	Momento FA	DANO FA
M1	0,84	1,11	2,72
M2	0,85	1,12	4,08
M3	0,89	1,20	1,80
M4	0,86	1,14	1,87
M5	1,00	1,24	1,31
M6	1	1	1

Apresenta-se o seguinte gráfico (Figura 4.14) dos momentos na base da torre nas direções FA e SS, relativos a cada modelo em relação ao modelo 6. Pelo gráfico, denota-se que a estimativa das cargas é semelhante entre modelos, verificando, no entanto, que os momentos na base na direção FA são superiores em todos os modelos em relação ao modelo 6.

Outra ilação que se pode retirar através do gráfico, é que as variações da rigidez das pás têm bastante influência no cálculo na direção FA (transição do modelo 5 para o 6).

Realça-se que os valores médios de momentos fletores na direção FA são cerca 4 vezes superiores relativamente à direção SS.

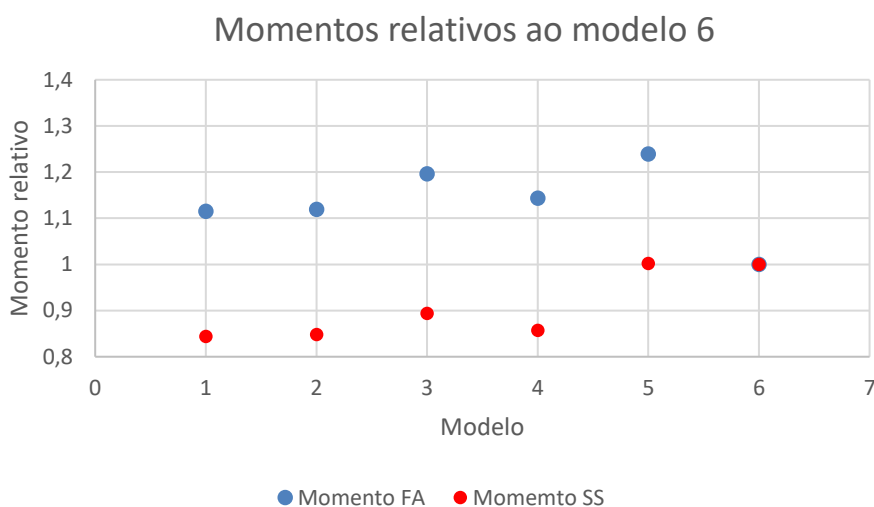


Figura 4.14 - Momentos relativos na base com a turbina parada

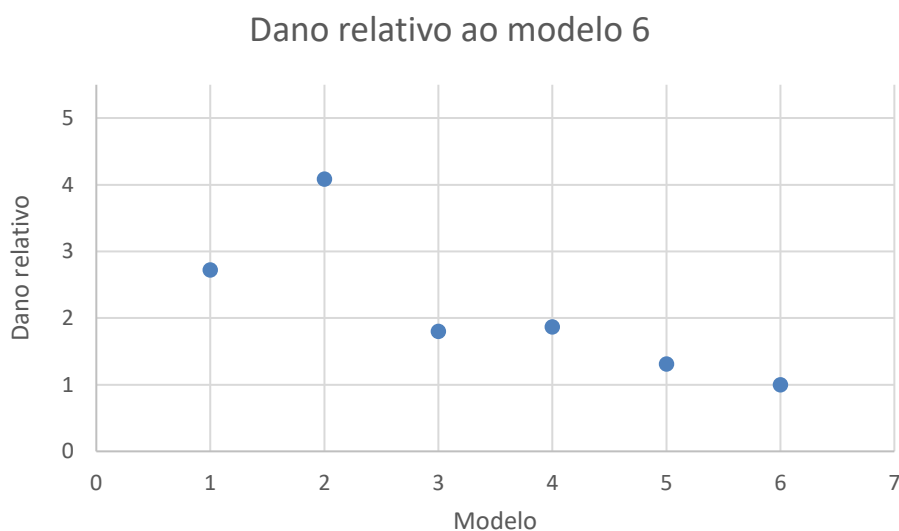


Figura 4.15 - Dano FA relativo com a turbina parada

A Figura 4.15, mostra o gráfico com o dano relativo que se obteve nesta análise.

Em relação ao dano verificou-se um aumento do modelo 1 para o modelo 2 com a alteração da fundação; uma diminuição do modelo 2 para o modelo 3 com a adoção de uma escala da massa e da rigidez ao nível da secção; estabilização do modelo 3 para o modelo 4 com a implementação do twist; diminuindo do modelo 4 para o modelo 5 impondo os coeficientes aerodinâmicos das pás.

Posto isto, não havendo influência dos controlos de pitch e de torque, conclui-se que a caracterização da fundação e das pás têm bastante influência nos resultados de fadiga quando a turbina está parada.

4.4.2.RESULTADOS COM A TURBINA EM FUNCIONAMENTO

Para perceber se há uma tendência semelhante na quantificação do dano, de modelo para modelo, para diferentes campos de vento (velocidade média e intensidade de turbulência diferentes), procederam-se duas análises.

Numa primeira análise, prescreveu-se uma velocidade de vento à altura do hub de 12.5 m/s e intensidade de turbulência de dimensionamento de 19.16%.

Os resultados obtidos nesta análise encontram-se expressos na Tabela 6.

Tabela 6 - Resultados médios obtidos com a turbina em funcionamento (velocidade de 12.5m/s e intensidade de turbulência de dimensionamento)

Modelo	Momento SS	Momento FA	DANO FA
M1	1,10	1,00	2,34
M2	1,11	1,00	2,44
M3	1,02	0,96	1,00
M4	1,01	0,94	1,03
M5	1,01	0,99	1,15
M6	1	1	1

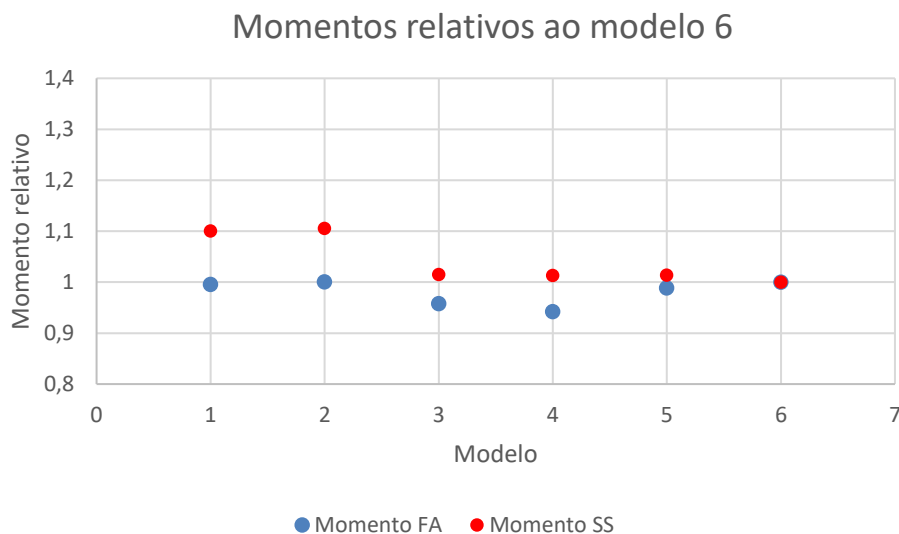


Figura 4.16 - Momentos relativos na base com a turbina em funcionamento (velocidade de 12.5m/s e intensidade de turbulência de dimensionamento)

Por observação do gráfico da Figura 4.16 dos momentos relativos nas duas direções, constata-se que a quantificação das cargas com a turbina em funcionamento sofre pequenos desvios de modelo para modelo. Em relação aos momentos na direção SS, verifica-se que a partir do modelo 3 há uma boa estimativa, apresentando momentos relativos próximos do valor unitário. Realça-se que os valores médios de momentos flectores na direção FA são cerca de 11 vezes superiores relativamente à direção SS.

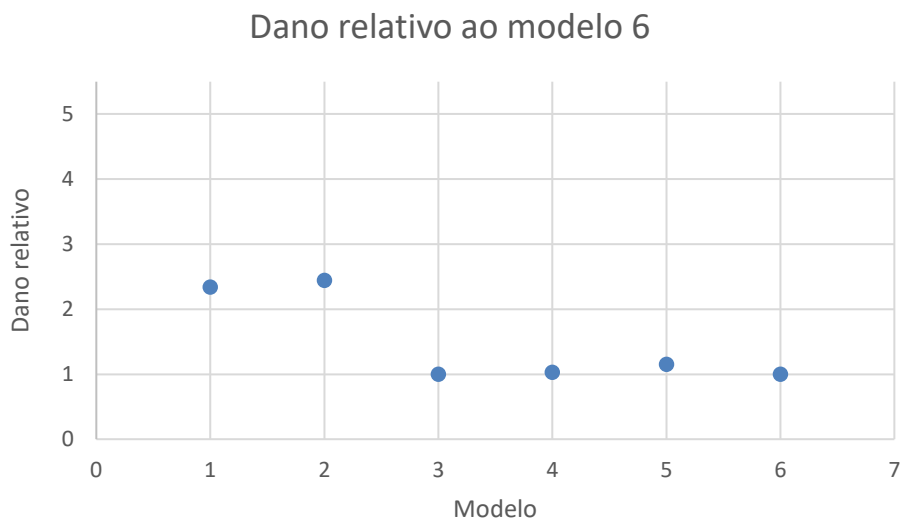


Figura 4.17 – Dano FA relativo com a turbina em funcionamento (velocidade de 12.5m/s e intensidade de turbulência de dimensionamento)

Analisando o dano relativo na Figura 4.17 depreende-se que a caracterização da rigidez da fundação tem pouca influência (transição do modelo 1 para o modelo 2) e que a partir do modelo 3 o dano relativo assume valores próximos de 1, denotando que para esta análise, o conhecimento da geometria externa da corda ao longo da pá será suficiente para o estimar.

Em relação à 2ª análise, prescreveu-se uma velocidade de vento à altura do hub de 7.5 m/s e intensidade de turbulência de dimensionamento de 23.94%, sendo os resultados registados na Tabela 7.

Tabela 7 - Resultados médios obtidos com a turbina em funcionamento (velocidade de 7.5m/s e intensidade de turbulência de dimensionamento)

Modelo	Momento SS	Momento FA	DANO FA
M1	1,03	1,38	5,05
M2	1,03	1,38	5,03
M3	1,08	1,04	1,15
M4	1,07	1,04	1,19
M5	1,02	0,99	0,98
M6	1	1	1

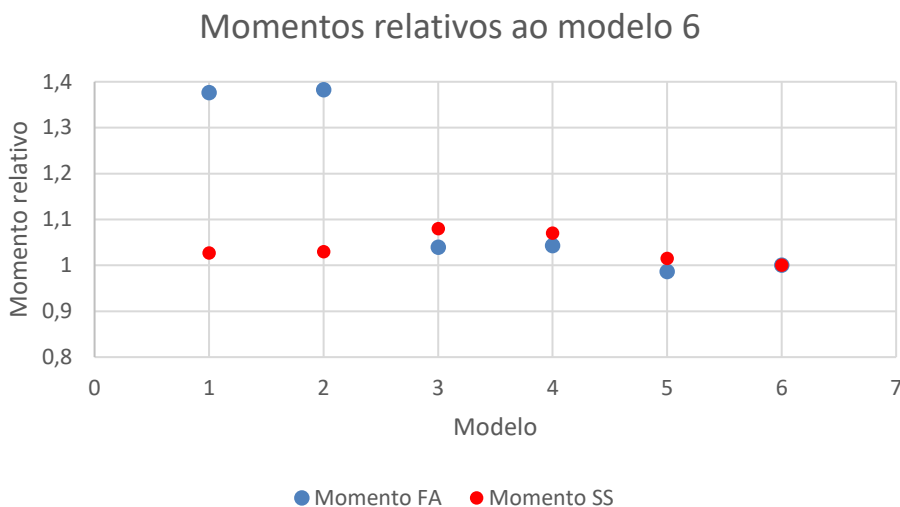


Figura 4.18 - Momentos relativos na base com a turbina em funcionamento (velocidade de 7.5m/s e intensidade de turbulência de dimensionamento)

O gráfico da Figura 4.18 representa, tal como nas outras análises, o momento relativo de cada modelo em relação ao modelo 6.

Pela leitura do gráfico, nesta 2ª análise verifica-se que a partir do modelo 3 há uma boa estimativa dos momentos flectores tanto na direcção FA, como na direcção SS. Realça-se que os valores médios de momentos flectores na direcção FA são cerca 24 vezes superiores relativamente à direcção SS.

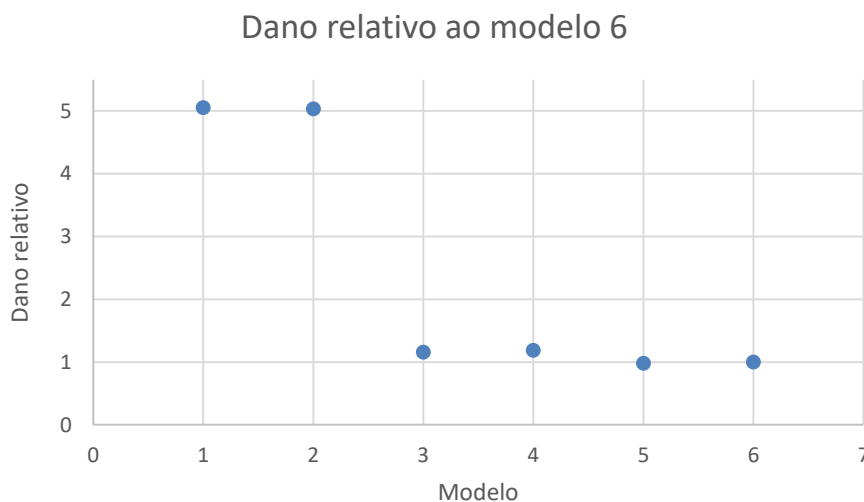


Figura 4.19 - Dano FA relativo com a turbina em funcionamento (velocidade de 7.5m/s e intensidade de turbulência de dimensionamento)

Analisando o dano relativo na Figura 4.19, depreende-se que a caracterização da rigidez da fundação tem pouca influência (transição do modelo 1 para o modelo 2) e que a partir do modelo 3 o dano relativo assume valores próximos de 1, denotando que para esta análise, o conhecimento da geometria externa da corda ao longo da pá será suficiente para o estimar.

Deste modo, comparando os dois gráficos do dano relativo nas duas análises, constata-se que a tendência de aproximação de valores de dano de modelo para modelo é praticamente a mesma nas duas análises, no entanto verifica-se que para a velocidade de vento de 7.5 m/s o desvio de dano é superior ao da análise com a velocidade de 12.5 m/s nos 2 primeiros modelos.

Para além disso, destaca-se o facto do modelo 3 ser capaz de caracterizar de forma satisfatória o dano, isto é, o nível de pormenorização utilizado nas pás é suficiente para ter resultados razoáveis (fazendo uma escala secção a secção da massa e da rigidez das pás através da corda), apresentando resultados de dano relativo em torno de 1.

Comparando os resultados obtidos com a turbina parada e com a turbina em funcionamento salienta-se que do modelo 1 para o modelo 2 (alteração das condições de rigidez da fundação), o dano relativo sofreu um desvio considerável, o que não se verificou na turbina em funcionamento. Isto pode-se explicar com auxílio de uma análise dinâmica da estrutura nos dois casos. Como foi referido no capítulo 2, a resposta da estrutura não só depende das propriedades da mesma, como depende da solicitação. No caso em que a turbina se encontra parada, a acção do vento sobre o rotor não introduz nenhuma excitação periódica na estrutura, havendo, portanto, um domínio na resposta das propriedades estruturais face à solicitação imposta pelo vento. Entende-se por isso, nesta análise (turbina parada), que qualquer modificação feita na estrutura, como é o caso da fundação, que tenha impacto nas frequências naturais da estrutura, o dano relativo apresentará maiores desvios.

Relativamente à estimativa dos momentos flectores na base da torre, as análises com a turbina em funcionamento demonstram também que a partir do modelo 3 obtêm-se resultados semelhantes ao modelo 6, não verificando com a turbina parada.

4.5. CONCLUSÕES

De modo a ter percepção da ordem de grandeza de dano nas duas direcções e nos três cenários de operação analisados, foi realizada uma tabela com a indicação dos rácios entre valores de dano para o modelo 6 de acordo com direcção e o cenário em questão, como mostra a Tabela 8. Nas células da diagonal estão representados os rácios entre as duas direcções para o mesmo cenário. No triângulo superior (FA) e inferior (SS) da tabela apresenta-se os rácios de dano entre cenários para a mesma direcção. Tendo em conta a Tabela 8, os valores calculados através do rácio de danos são os ilustrados na Tabela 9. Posto isto, de acordo com essa tabela, o dano na direcção FA com a turbina em funcionamento é bastante superior em relação ao dano na direcção SS, sendo que considerando a turbina parada essa relação se inverte. Da discussão apresentada no subcapítulo anterior, conclui-se que o modelo 3 apresenta estimativas razoáveis de dano para os cenários com a turbina em funcionamento, apesar de apresentar desvios significativos na direcção FA com a turbina parada. Dada, no parque em funcionamento regular, a ocorrência de eventos com a turbina em operação ser superior à da turbina parada e a relação das ordens de grandeza entre os valores de dano obtido nas direcções FA nestes dois cenários para o mesmo período de análise (coluna 3 da Tabela 9), é possível afirmar por isso que a direcção FA é dominante para a avaliação da fadiga da torre no período de vida útil, pelo que o modelo 3 deverá ser capaz de produzir estimativas razoáveis para o dano total.

Tabela 8 - Tabela com a indicação dos rácios de dano

Cenários de carga	1 -Turbina em funcionamento Vel=12.5m/s	2 -Turbina em funcionamento Vel=7.5m/s	3 -Turbina parada Vel=12.5m/s
1 -Turbina em funcionamento Vel=12.5m/s	<u>Dano FA (Cenário 1)</u> <u>Dano SS (Cenário 1)</u>	<u>Dano FA (Cenário 1)</u> <u>Dano FA (Cenário 2)</u>	<u>Dano FA (Cenário 1)</u> <u>Dano FA (Cenário 3)</u>
2 -Turbina em funcionamento Vel=7.5m/s	<u>Dano SS (Cenário 2)</u> <u>Dano SS (Cenário 1)</u>	<u>Dano FA (Cenário 2)</u> <u>Dano SS (Cenário 2)</u>	<u>Dano FA (Cenário 2)</u> <u>Dano FA (Cenário 3)</u>
3 -Turbina parada Vel=12.5m/s	<u>Dano SS (Cenário 3)</u> <u>Dano SS (Cenário 1)</u>	<u>Dano SS (Cenário 3)</u> <u>Dano SS (Cenário 2)</u>	<u>Dano FA (Cenário 3)</u> <u>Dano SS (Cenário 3)</u>

Tabela 9 - Rácios de dano nas duas direcções para os três cenários do modelo 6

Cenários de carga	1 -Turbina em funcionamento Vel=12.5m/s	2 -Turbina em funcionamento Vel=7.5m/s	3 -Turbina parada Vel=12.5m/s
1 -Turbina em funcionamento Vel=12.5m/s	~400	~4	~80000
2 -Turbina em funcionamento Vel=7.5m/s	~0.05	~2000	~20000
3 -Turbina parada Vel=12.5m/s	~0.2	~5	~0.02

5

ANÁLISES DE SENSIBILIDADE

5.1. INTRODUÇÃO

Este capítulo tem como principal objetivo a análise de sensibilidade sobre o impacto de alguns parâmetros de modelação sobre os quais há uma incerteza significativa nas estimativas do dano obtidas.

No capítulo anterior, os resultados de dano foram expressos em função da modelo 6, por se acreditar que é o modelo que melhor caracteriza o comportamento da estrutura, dado o nível de detalhe utilizado para o construir. Por essa razão, surgiu a necessidade de fazer uma análise dinâmica posterior a este modelo, comparando os dados experimentais com os obtidos nas simulações.

Na imagem seguinte são apresentados os espectros de acelerações, registados na secção da torre localizada a $\frac{3}{4}$ da altura total da torre (aproximadamente a 70m da superfície), numa das simulações do FAST (com a turbina parada para evitar a influência da solicitação imposta pela rotação do rotor) e num dos acelerómetros colocados numa das turbinas do parque eólico da Tocha.

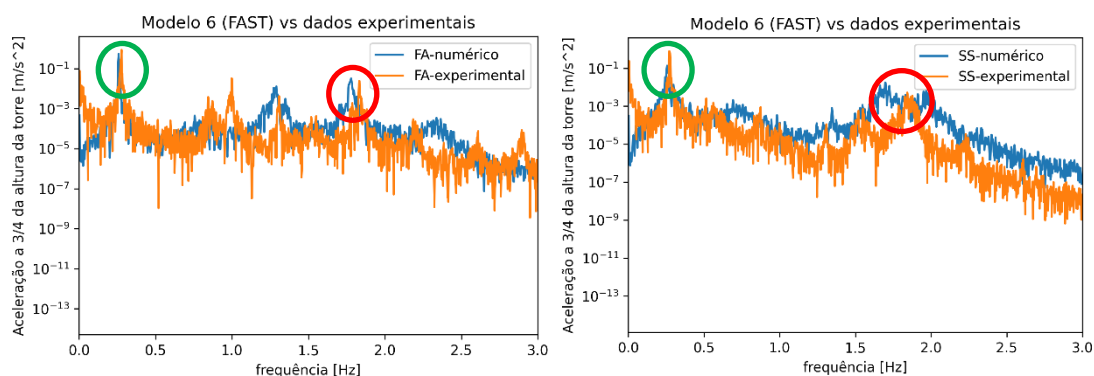


Figura 5.1 - Comparação do espectro das acelerações na direção FA (à esquerda) e na direção SS (à direita) – 1º e 2º modos de vibração identificados com círculos a verde e a vermelho, respetivamente

Recorrendo à Figura 5.1, verifica-se que existe um desfasamento entre os picos dos dois primeiros e principais modos de oscilação da torre nas duas direções, tal como se verificou no modelo elaborado antes desta dissertação (mencionado no início do capítulo 4). Nesse modelo, identificaram-se 2 fontes que podem justificar esses desvios nas frequências naturais: a rigidez da fundação e a rigidez do eixo de transmissão (ligação) hub/nacelle, sendo este último responsável principalmente pelo desvio do pico

associado ao segundo modo de oscilação na direção Side-to-Side. Por este motivo, para além da análise do dano na torre na direção Fore-Aft(FA), também se analisou na direção Side-To-Side(SS). Note-se que o único valor realmente relevante é o dano total na pior fibra da secção, mas optou-se por dividir a análise desta forma de maneira a tentar perceber o efeito dos parâmetros nos esforços nas duas direções.

Identificadas as principais fontes que influenciam a resposta dinâmica da estrutura, realizaram-se cálculos à fadiga usando modelos com diferentes rigidezes da fundação e de ligação hub/nacelle.

5.2.RESULTADOS

A análise de sensibilidade destes 2 parâmetros na modelação foi concretizada admitindo diferentes variações de rigidez em relação aos valores utilizados na construção do modelo 6 (valores de referência) como mostra a Tabela 10. Lembra-se, portanto que a quantificação da rigidez da fundação do modelo 6 foi adquirida a partir da informação do projeto de fundações do Parque Eólico da Tocha, e que para a rigidez da ligação hub/nacelle foi usada a do modelo de referência 5MW, da NREL.

Tabela 10 - Valores de rigidez utilizados

Coefficientes de multiplicação	Rigidez da Fundação (Nm/rad)	Rigidez de transmissão (Nm/rad)
0,5	1,97E+10	4,34E+08
0,75	2,96E+10	6,51E+08
1 (modelo 6)	3,94E+10	8,68E+08
1,25	4,93E+10	1,08E+09
1,5	5,91E+10	1,30E+09
1,75	6,90E+10	1,52E+09
2	7,88E+10	1,74E+09

Tendo estes valores caracterizados, geraram-se diferentes modelos de forma a combiná-los.

Nas Figura 5.2 e Figura 5.3 são representados os espectros dos momentos na base da torre, nas direções FA e SS, com a turbina parada (velocidade de vento de 12.5 m/s à altura do hub e intensidade de turbulência de dimensionamento) dos diferentes modelos. A Figura 5.2 é relativa aos modelos em que se procedeu à alteração da rigidez da fundação, denotando que esta modificação influencia a posição do primeiro e segundo modo de vibração da estrutura nas duas direções, sendo mais pronunciado essa diferença no segundo modo. A Figura 5.3 é referente aos modelos em que se alterou a rigidez do eixo de transmissão hub-nacelle, verificando apenas um desfasamento do segundo modo de vibração na direção SS, como referido anteriormente.

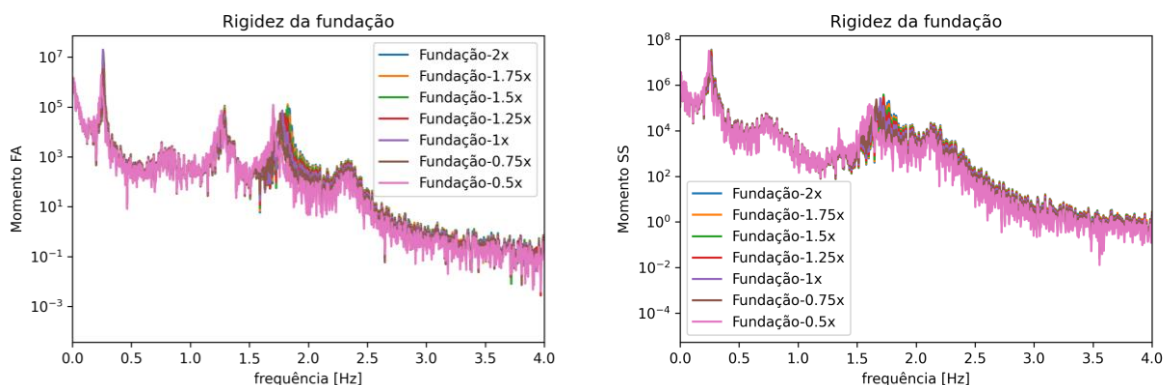


Figura 5.2 - Comparação dos espectros de momentos na base da torre dos modelos associados à alteração da rigidez da fundação na direção FA (à esquerda) e na direção SS (à direita)

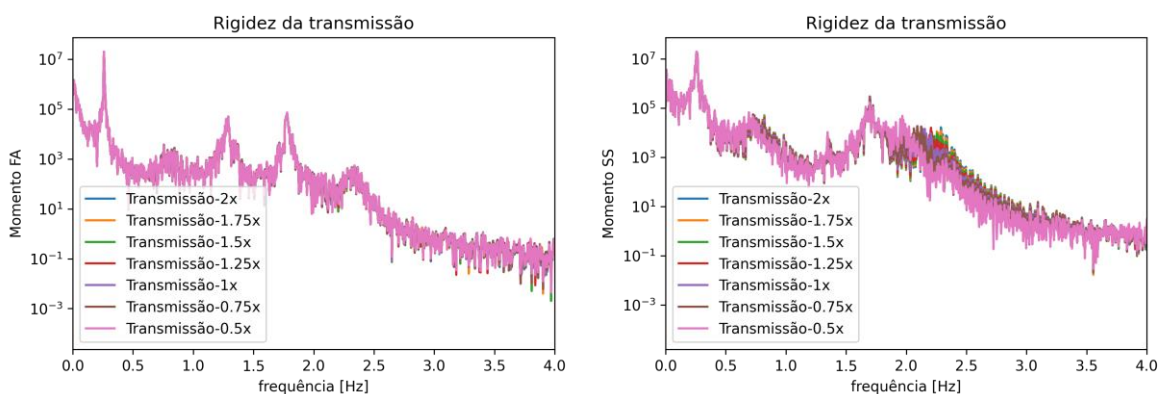


Figura 5.3- Comparação dos espectros de momentos na base da torre dos modelos associados à alteração da rigidez do eixo de transmissão hub/nacelle na direção FA (à esquerda) e na direção SS (à direita)

As análises de sensibilidade na avaliação de dano realizadas neste capítulo tiveram a mesma sequência de análises que o capítulo anterior, avaliando a fadiga em dois estados de funcionamento (parada e em operação) com velocidades médias do vento diferentes à altura do hub (7.5 m/s e 12.5m/s) com a respetivas intensidades de turbulência de dimensionamento prescritas, avaliando dano na mesma secção da torre (sensivelmente a 7m da superfície) na direção FA e SS.

Análises realizadas:

- Turbina parada
 - Velocidade média do vento de 12.5m/s com Intensidade de turbulência de dimensionamento de 19.16%;
- Turbina em Funcionamento
 - Velocidade média do vento de 12.5m/s com Intensidade de turbulência de dimensionamento de 19.16%
 - Velocidade média do vento de 7.5m/s com Intensidade de turbulência de dimensionamento de 23.94%

Numa primeira abordagem, procedeu-se à análise à fadiga na direção FA e SS para uma das 30 séries de vento previamente utilizadas na análise dos modelos do capítulo anterior nos três casos de carga de modo a perceber a evolução do dano nas duas direções com a alteração dos dois parâmetros de rigidez (fundação e transmissão). Nesta análise estudaram-se todas as combinações possíveis.

Os valores obtidos de dano relativo ao modelo 6 (referência) serão expressos em duas tabelas de dupla entrada, nas duas direções respetivamente, em função da rigidez da fundação e de transmissão em cada análise.

Para o cenário de carga, em que a turbina se encontra parada (velocidade de 12.5m/s e intensidade de turbulência de dimensionamento) registaram-se os valores apresentados na Tabela 11 e Tabela 12.

Tabela 11 - Dano FA relativo ao modelo 6 (turbina parada)

		Rigidez da Fundação						
		Coeficientes	0,5	0,75	1	1,25	1,5	1,75
Rigidez de transmissão	0,5	0,529	0,196	0,989	0,529	0,889	0,773	0,628
	0,75	0,528	0,196	0,996	0,530	0,888	0,774	0,630
	1	0,530	0,196	1	0,529	0,889	0,775	0,632
	1,25	0,530	0,196	0,996	0,528	0,889	0,774	0,635
	1,5	0,532	0,197	0,997	0,528	0,896	0,774	0,637
	1,75	0,532	0,197	0,998	0,530	0,897	0,774	0,640
	2	0,532	0,196	0,995	0,530	0,894	0,774	0,639

Tabela 12 - Dano SS relativo ao modelo 6 (turbina parada)

		Rigidez da Fundação						
		Coeficientes	0,5	0,75	1	1,25	1,5	1,75
Rigidez de transmissão	0,5	0,971	1,700	1,030	0,921	0,882	0,881	0,886
	0,75	0,981	1,715	1,015	0,912	0,891	0,897	0,906
	1	0,987	1,721	1	0,902	0,889	0,887	0,902
	1,25	0,990	1,716	0,983	0,887	0,879	0,881	0,897
	1,5	0,994	1,713	0,976	0,882	0,870	0,875	0,894
	1,75	0,993	1,710	0,983	0,874	0,866	0,876	0,889
	2	0,998	1,702	0,979	0,873	0,857	0,863	0,894

Considerando estas condições (turbina parada), a diferença dos resultados de dano nas duas direções (FA e SS) é mais acentuada entre modelos em que se varia a rigidez da fundação, salientando, no entanto que em relação aos modelos em que se varia a rigidez de transmissão, a diferença do dano obtido é mais pronunciada na direção SS.

Relativamente à análise do dano com a turbina em funcionamento, obteve-se os valores apresentados na Tabela 13 e Tabela 14 para um campo de vento de velocidade média de 7.5 m/s à altura do eixo do rotor.

Tabela 13 - Dano FA relativo ao modelo 6 (turbina em funcionamento com velocidade média do vento de 7.5m/s)

		Rigidez da Fundação						
		Coeficientes	0,5	0,75	1	1,25	1,5	1,75
Rigidez de transmissão	0,5	1,025	1,006	0,934	1,007	1,009	1,006	1,005
	0,75	1,021	1,006	1,001	1,009	1,009	1,009	1,007
	1	1,020	1,006	1	1,011	1,013	1,012	1,007
	1,25	1,021	1,009	1,001	1,014	1,014	1,011	1,010
	1,5	1,021	1,007	1,003	0,963	1,014	1,011	1,006
	1,75	1,021	1,008	1,005	1,014	1,010	1,010	1,006
	2	1,021	1,008	1,005	1,014	1,013	0,990	1,008

Tabela 14 - Dano SS relativo ao modelo 6 (turbina em funcionamento com velocidade média do vento de 7.5m/s)

		Rigidez da Fundação						
		Coeficientes	0,5	0,75	1	1,25	1,5	1,75
Rigidez de transmissão	0,5	0,263	0,550	0,501	0,415	0,518	0,705	0,651
	0,75	0,346	0,738	0,664	0,647	0,776	0,952	0,904
	1	0,478	1,000	1	0,995	1,322	1,560	1,519
	1,25	0,662	1,395	1,373	1,487	2,008	2,338	2,277
	1,5	0,847	1,762	1,733	2,606	2,514	2,897	2,646
	1,75	0,992	2,139	1,868	2,177	3,063	3,063	2,722
	2	1,088	2,202	2,089	2,236	2,643	4,270	2,510

Por sua vez, as Tabela 15 e Tabela 16 apresentam os resultados da análise de fadiga com a turbina em funcionamento para um campo de vento de velocidade média de 12.5m/s à altura do eixo do rotor.

Tabela 15 -Dano FA relativo ao modelo 6 (turbina em funcionamento com velocidade média do vento de 12.5m/s)

		Rigidez da Fundação							
		Coeficientes	0,5	0,75	1	1,25	1,5	1,75	2
Rigidez de transmissão	0,5	0,996	1,005	1,001	0,957	0,986	0,981	0,975	
	0,75	0,998	1,006	1,000	0,955	0,986	0,982	0,976	
	1	1,000	1,005	1	0,989	0,985	0,981	0,976	
	1,25	1,000	1,005	1,000	0,989	0,984	0,979	0,975	
	1,5	1,001	1,005	0,999	0,988	0,984	0,978	0,973	
	1,75	1,001	1,004	0,998	0,988	0,978	0,978	0,973	
	2	1,001	1,003	0,998	0,988	0,983	0,978	0,974	

Tabela 16 - Dano SS relativo ao modelo 6 (turbina em funcionamento com velocidade média do vento de 12.5m/s)

		Rigidez da Fundação							
		Coeficientes	0,5	0,75	1	1,25	1,5	1,75	2
Rigidez de transmissão	0,5	0,995	0,524	0,835	0,746	0,924	1,561	2,052	
	0,75	0,913	0,545	0,897	0,783	1,127	1,820	2,440	
	1	0,958	0,638	1	0,893	1,279	1,995	2,521	
	1,25	0,983	0,670	1,265	1,003	1,444	2,246	2,878	
	1,5	0,988	0,781	1,335	1,081	1,573	2,508	3,277	
	1,75	1,037	0,870	1,407	1,210	2,842	2,842	3,641	
	2	1,100	0,948	1,594	1,374	2,008	3,080	3,868	

Analisando a turbina em funcionamento, verifica-se que o dano apresenta tendências semelhantes para as duas velocidades de vento, podendo analisá-las em conjunto. Pela leitura dos valores das tabelas acima descritas, percebe-se que na direção FA os valores de dano apresentam pouca variabilidade em relação ao dano obtido no modelo 6, apesar de se notar algumas diferenças com a variação da rigidez da fundação. Contudo, o dano apresenta notáveis diferenças na direção SS tanto com a variação da rigidez da fundação como com a rigidez da ligação hub/nacelle, realçando que o dano aumenta com o aumento da rigidez da ligação hub-nacelle.

Realizadas estas análises apenas para uma série de vento e dado os valores de dano revelarem uma certa independência das duas rigidezes no cálculo, decidiu-se estudar a evolução de dano igualmente para

estes 3 cenários de carga em apenas 2 tipos de combinações de modelos para 10 séries de vento de forma a tornar a amostra de resultados mais robusta.

Desta forma, dividiu-se em 2 análises:

- 1ª - Análise da rigidez do eixo de transmissão hub/nacelle - Fixando a rigidez da fundação do modelo 6
- 2ª - Análise da rigidez da fundação - Fixando a rigidez da ligação hub/nacelle do modelo 6

Os resultados de dano, nas duas análises, serão apresentados através de gráficos de valores relativos ao modelo 6 (coeficiente de multiplicação igual a 1) adquiridos a partir da média de dano das 10 simulações realizadas no FAST para os três cenários de carga. Por baixo de cada gráfico serão demonstrados os resultados obtidos em cada direção separadamente, para realçar as variações associadas a cada direção.

5.2.1. ANÁLISE DA RIGIDEZ DA LIGAÇÃO HUB-NACELLE

Os gráficos obtidos na 1ª análise (análise da rigidez do eixo de transmissão hub/nacelle) são os seguintes:

- Para a turbina parada, obteve-se o gráfico da Figura 5.4:

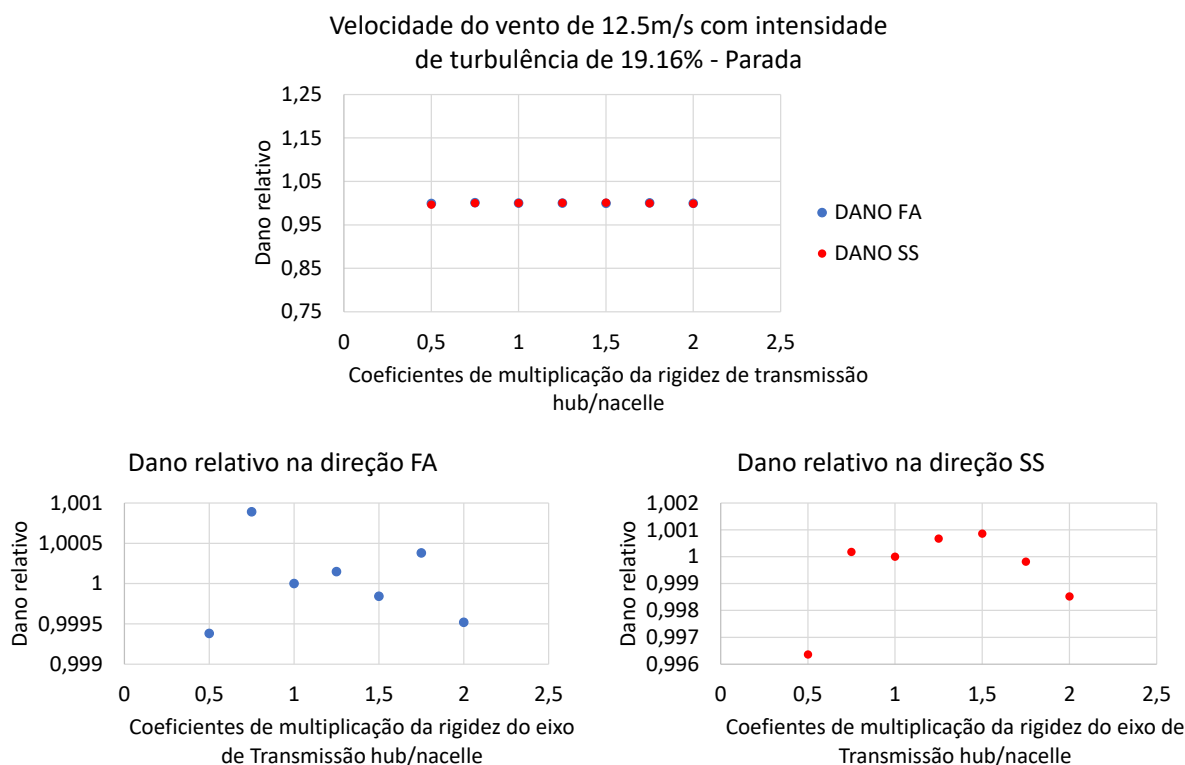


Figura 5.4 - Análise da rigidez da ligação hub/nacelle - Dano relativo segundo FA – em baixo, à esquerda e SS – em baixo, à direita (velocidade média de vento de 12.5m/s) -Turbina parada

Com a turbina parada, o dano varia pouco com a rigidez da transmissão hub/nacelle em ambas as direções.

- Com a turbina em funcionamento para os dois campos de velocidade, Figura 5.5 e Figura 5.6, respetivamente.

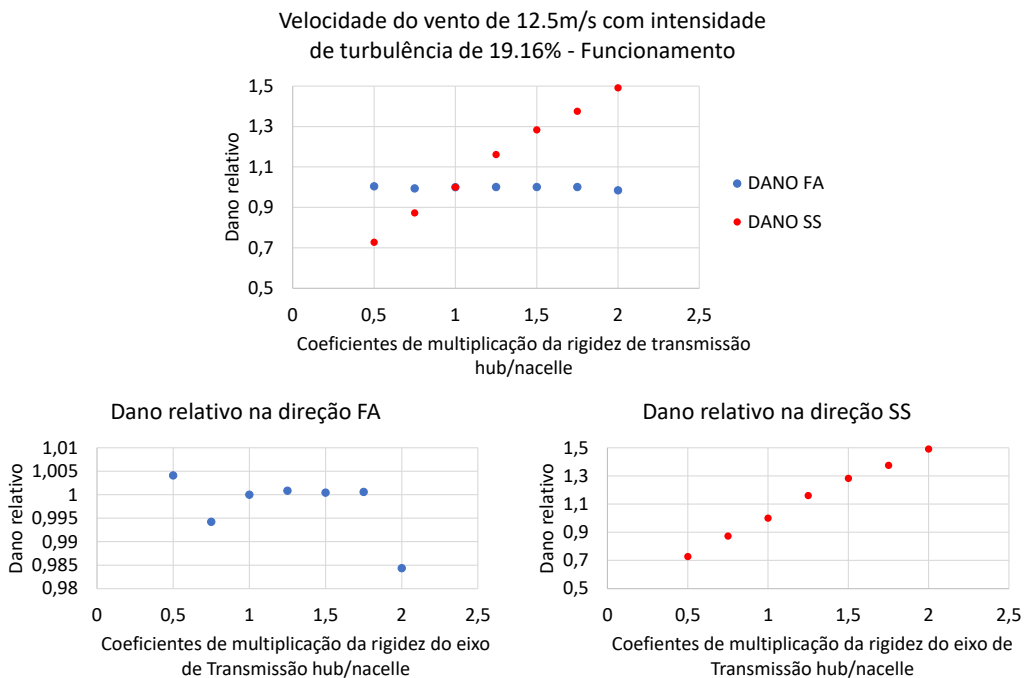


Figura 5.5 - Análise da rigidez da ligação hub/nacelle - Dano relativo segundo FA – em baixo, à esquerda e SS – em baixo, à direita (velocidade média de vento de 12.5m/s) -Turbina em funcionamento

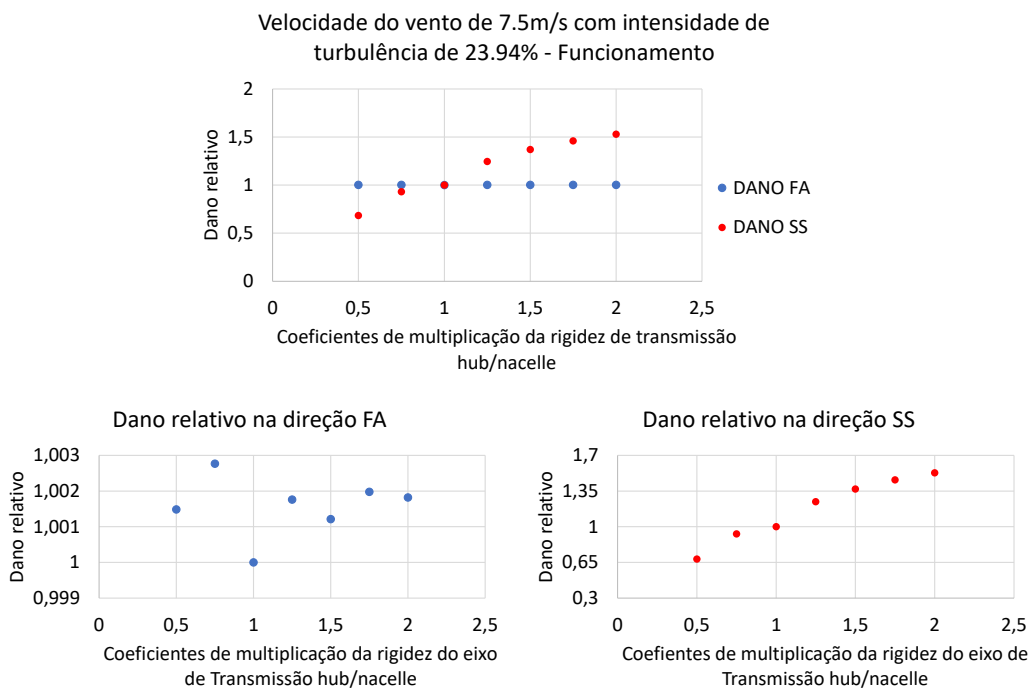


Figura 5.6 - Análise da rigidez da ligação hub/nacelle - Dano relativo segundo FA – em baixo, à esquerda e SS – em baixo, à direita (velocidade média de vento de 7.5m/s) -Turbina em funcionamento

Na análise de fadiga com a turbina em funcionamento, o dano relativo na direção FA apresenta valores próximos de 1, variando pouco com a rigidez da ligação hub/nacelle.

Apesar do dano na direção FA ser de maior importância em comparação com o dano na direção SS, salienta-se pelos gráficos, nesta direção, uma tendência crescente do dano com a rigidez da transmissão hub/nacelle em ambos cenários de carga.

5.2.2. ANÁLISE DA RIGIDEZ DA FUNDAÇÃO

Relativamente à 2ª Análise (análise da rigidez da fundação), obteve-se os seguintes resultados:

- Com a turbina parada, obteve-se o gráfico da Figura 5.7:

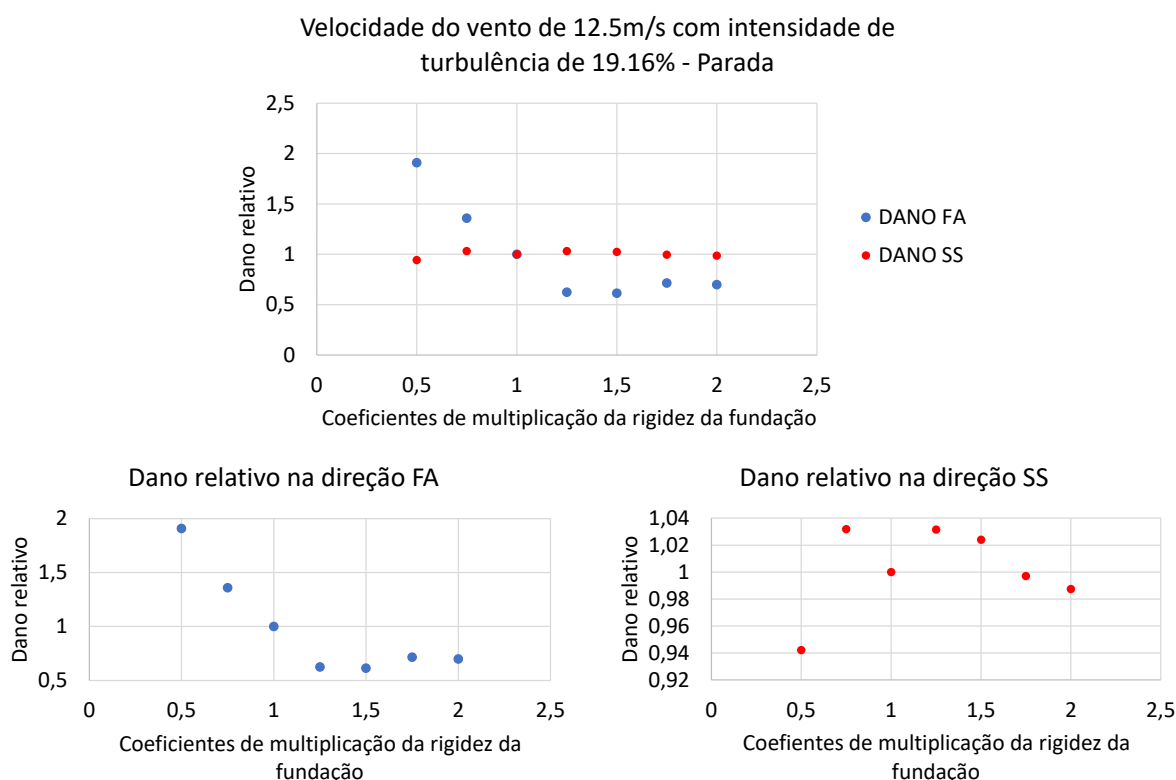


Figura 5.7 - Análise da rigidez da fundação - Dano relativo segundo FA – em baixo, à esquerda e SS –em baixo, à direita (velocidade média de vento de 12.5m/s) -Turbina parada

Analisando desta vez a rigidez da fundação, o dano relativo verificado com a turbina parada, na direção SS, regista algumas diferenças tanto para valores de rigidez inferiores e superiores ao modelo 6. O dano na direção FA aparenta decrescer com o aumento da rigidez da fundação, estabilizando o dano a partir de uma determinada rigidez.

- Com a turbina em funcionamento para os dois campos de velocidade, Figura 5.8 e Figura 5.9, respetivamente:

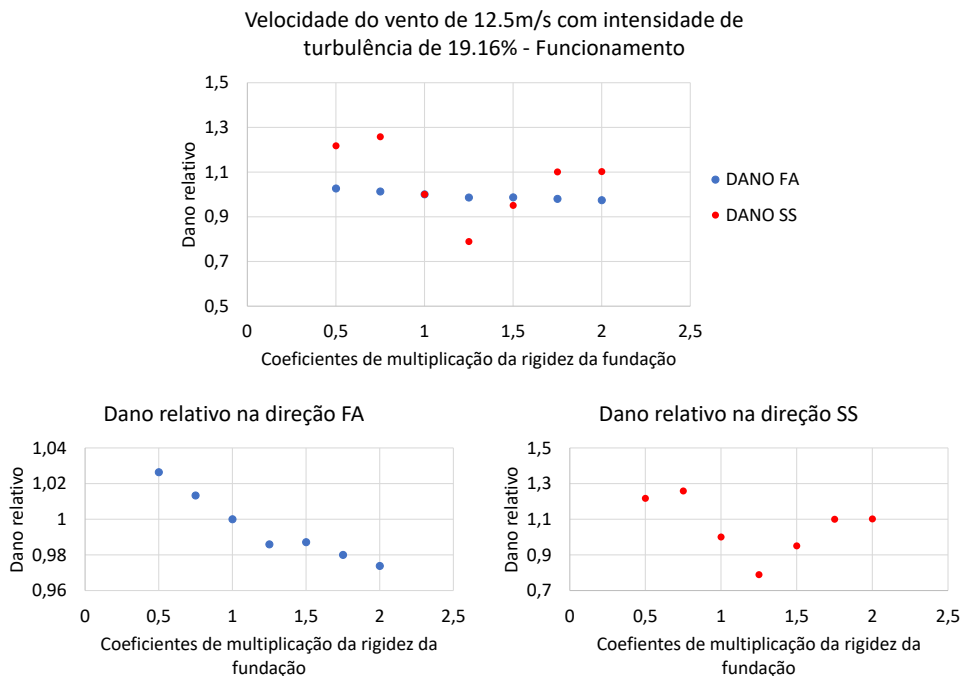


Figura 5.8 - Análise da rigidez da fundação - Dano relativo segundo FA – em baixo, à esquerda e SS –em baixo, à direita (velocidade média de vento de 12.5m/s) -Turbina em funcionamento

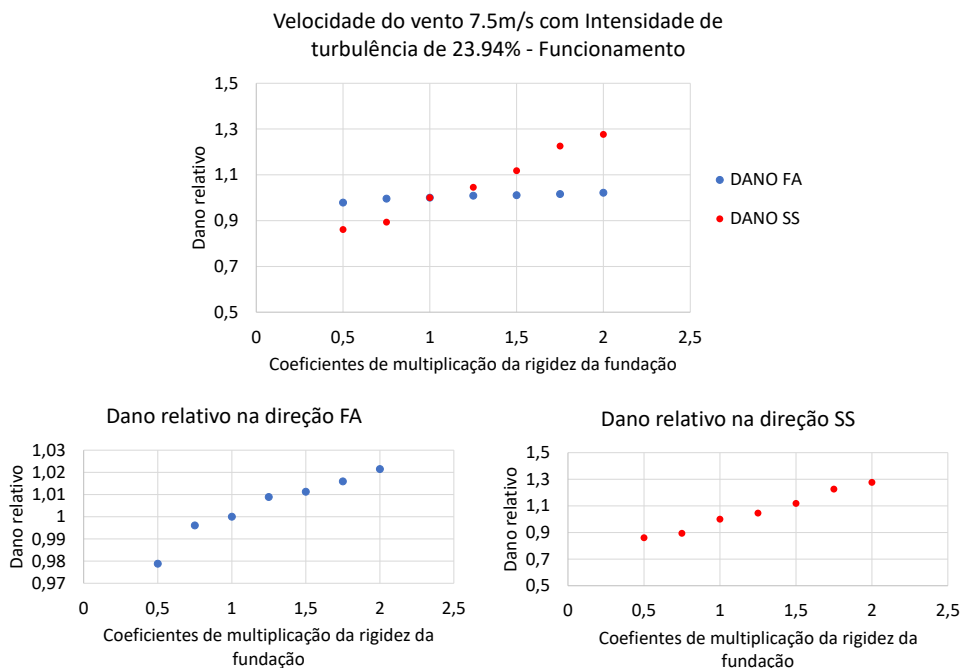


Figura 5.9 - Análise da rigidez da fundação - Dano relativo segundo FA – em baixo, à esquerda e SS –em baixo, à direita (velocidade média de vento de 7.5m/s) -Turbina em funcionamento

Por observação dos gráficos, constata-se que existem duas evoluções de dano relativo na direção FA diferentes para os 2 cenários de carga. Por um lado, o dano aparenta diminuir com o aumento da rigidez da fundação para a velocidade de vento de 12.5m/s, enquanto para o outro cenário o dano aumenta com a rigidez da fundação.

De um modo geral, pelos resultados de dano obtidos nestas análises de sensibilidade para diferentes cenários de carga, verifica-se que a caracterização da rigidez da fundação e da ligação hub/nacelle têm diferentes impactos na avaliação da fadiga consoante o cenário de carga.

Analisando o dano na direção FA com a turbina em funcionamento, a rigidez da fundação regista diferentes tendências de evolução para diferentes velocidades de vento, apresentando por um lado, resultados de dano crescentes com o aumento da rigidez para a velocidade de vento de 7.5 m/s, e por outro, resultados de dano decrescentes com o aumento da rigidez para a velocidade de vento de 12.5 m/s. No que concerne à rigidez da ligação hub/nacelle, esta influencia pouco os resultados de dano para ambas velocidades de vento.

Avaliando o dano na direção SS com a turbina parada, através dos gráficos presentes na Figura 5.4 e Figura 5.7, constata-se que a dispersão dos pontos é semelhante tanto na análise da rigidez da fundação como na análise da rigidez da ligação hub/nacelle, contudo salienta-se que a amplitude dos desvios é superior na análise da fundação.

Ressalva-se, no entanto, que estes resultados só são válidos para casos de carga em que a direção do campo de vento esteja perfeitamente alinhada com o eixo do rotor, pois acredita-se que a rigidez da transmissão assuma maior influência se isso não se verificar.

6 CONCLUSÕES

6.1. CONCLUSÕES

O trabalho desenvolvido e apresentado nos capítulos anteriores desta dissertação teve como principal objetivo a análise de fadiga da torre do aerogerador V100 1.8MW da Vestas, segundo o Eurocódigo 3 parte 1-9 e a norma IEC 61400-1, considerando diferentes modelos numéricos, com diferentes níveis de informação, desenvolvidos no software FAST.

No capítulo introdutório foi realizado um enquadramento geral da energia eólica em Portugal e no mundo, revelando ser uma das principais energias em crescimento devido às crescentes preocupações ambientais. Para além disso, constatou-se um dos problemas inerentes ao recurso de estruturas destinadas à captação de energia a partir do vento (aerogeradores), o fenómeno de fadiga estrutural, potenciando a redução da vida útil destas estruturas.

Deste modo, após esse capítulo introdutório, foi apresentado inicialmente o funcionamento genérico de uma turbina eólica de eixo horizontal de três pás com a apresentação do caso de estudo do parque eólico da Tocha, citando alguns dos fundamentos teóricos de captação de energia a partir do vento e fazendo uma breve abordagem do estudo da dinâmica estrutural de um aerogerador. Dada a complexidade do estudo do funcionamento destas estruturas enfatizou-se a modelação numérica como uma das principais ferramentas de auxílio na análise do seu comportamento, sendo o FAST o programa de modelação utilizado e brevemente descrito.

No terceiro capítulo abordou-se o fenómeno de fadiga, descrevendo o método de avaliação utilizado nas análises da presente dissertação, o método do dano acumulado, adequando-o por sua vez, à verificação da fadiga em turbinas eólicas segundo a regulamentação do Eurocódigo 3 e a norma IEC 61400-1. Para além disso foi descrita a implementação em código, na linguagem PYTHON, deste método.

Tendo em conta o trabalho já realizado pelo projeto de investigação WindFarmSHM na área da modelação numérica, optou-se por analisar os desvios na estimativa de dano na torre usando diferentes modelos de aerogeradores no FAST, admitindo que a informação disponível para os gerar era diferente em cada um deles. Posto isto, no quarto capítulo foi apresentado inicialmente o modelo realizado pelo projeto de investigação, sendo considerado o modelo com maior grau de detalhe, baseando-se na informação gentilmente disponibilizada pela Vestas do modelo V100 1.8MW e pelo projeto de fundações do parque eólico da Tocha. Posteriormente, demonstrou-se a sequência de modelos elaborados, ilustrando a informação disponível em cada modelo e apresentando o procedimento de cálculo adotado para colmatar a falta de detalhe na sua caracterização.

A análise à fadiga na torre, destes modelos, foi realizada para três cenários de carga, considerando dois estados de funcionamento da turbina eólica (parada e em funcionamento) e dois campos de vento diferentes (velocidade de vento à altura do hub de 12.5 m/s e 7.5 m/s com as respetivas intensidades de

turbulência de dimensionamento) numa secção da torre localizada a aproximadamente a 7m da superfície, na direcção FA.

De modo a obter resultados de dano com algum grau de confiança, estimou-se o número de simulações de campo de vento a que cada modelo deveria estar submetido, verificando ser necessário criar 30 campos de vento para cada caso de carga e para cada modelo.

Os resultados médios obtidos nestas análises demonstram que no cenário da turbina parada, a caracterização da fundação e do rotor tem bastante influência na estimativa de dano na torre, enquanto no cenário em que a turbina se encontra em funcionamento, a fundação não aparenta interferir de forma tão significativa na sua quantificação, realçando que o modelo realizado com base no conhecimento da geometria externa da pá seja suficiente para estimar a fadiga na direcção FA.

Para além da análise à fadiga nestes modelos, foi realizada no capítulo 5 uma análise de sensibilidade de parâmetros sobre os quais há uma incerteza significativa, nomeadamente a rigidez da fundação e a rigidez do eixo de transmissão hub-nacelle (considerando os mesmos cenários de carga da análise anterior). Nesta análise aproveitou-se o modelo mais detalhado e criaram-se modelos com diferentes combinações destes dois parâmetros, aplicando coeficientes de multiplicação de 0.5 a 2 intervalados de 0.25 aos valores de rigidez deste modelo. Destaca-se ainda que nesta análise de sensibilidade, a fadiga foi avaliada tanto na direcção FA, como na direcção SS, devido à forte dependência da rigidez do eixo de transmissão hub-nacelle no segundo modo de vibração na direcção SS.

Posto isto, dividiu-se a análise de sensibilidade em duas fases independentes, procedendo primeiramente à avaliação da fadiga a todos os modelos criados com apenas uma simulação de vento (todas as combinações possíveis de rigidez dos dois parâmetros) e de seguida à análise da rigidez da fundação e da rigidez de transmissão hub-nacelle com 10 simulações de vento cada, de forma separada.

Os resultados de dano obtidos considerando a turbina parada, demonstraram que a alteração da rigidez da fundação tem bastante influência nas duas direcções comparativamente à alteração da rigidez do eixo de transmissão hub/nacelle. Considerando a turbina em funcionamento, constata-se que as alterações nas duas rigidezes têm pouco significado no dano estimado na direcção FA. Salienta-se, no entanto, que essas pequenas variações de dano assumem bastante importância, dado que na direcção FA, associada a cenários com a turbina em funcionamento, tem uma contribuição muito significativa para o dano total acumulado durante a vida útil de um aerogerador.

Relativamente à análise da rigidez do eixo de transmissão hub-nacelle e da fundação em 10 simulações de vento, considerando a turbina em funcionamento na direcção FA, verificou-se que para diferentes velocidades de vento prescritas, tendências diferentes com a alteração da rigidez da fundação (tendência crescente de dano com o aumento da rigidez para a velocidade média de vento de 7.5m/s e decrescente com o aumento da rigidez para a média de 12.5m/s). A modificação da rigidez de transmissão pouco alterou os resultados de dano. Com a turbina parada, os resultados revelaram que, apesar do dano na direcção SS pouco alterar com a alteração de ambas rigidezes, a rigidez da fundação leva a maiores desvios comparativamente à rigidez da transmissão.

6.2. DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

Assim sendo, e no seguimento do trabalho realizado, depreende-se que existe ainda bastante trabalho a desenvolver no âmbito da modelação de turbinas eólicas e no estudo de fenómenos de fadiga nestas estruturas através desta ferramenta, destacando por isso, alguns aspetos: Dado que apenas se efetuaram análises, segundo o regulamento, a apenas dois cenários de carga e a duas velocidades específicas com as respetivas intensidades de turbulência, recomenda-se que sejam realizadas as análises à fadiga para

os restantes cenários de carga da presente norma, validando ou não as conclusões deste trabalho. Para além disso, realça-se a importância de comparar o dano obtido nos resultados numéricos com os dados experimentais.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] windenergyfoundation.org, «History of Wind Energy», 2020. <https://windenergyfoundation.org/about-wind-energy/history/> (acedido Mar. 27, 2021).
- [2] C. Hardy, «renewable energy-and-role-of-marykirk-s-james-blyth @ web.archive.org», 2010. <https://web.archive.org/web/20120314025335/http://www.thecourier.co.uk/Community/Heritage-and-History/article/2332/renewable-energy-and-role-of-marykirk-s-james-blyth.html> (acedido Abr. 08, 2021).
- [3] APREN, «O Futuro do Setor Eólico - Extensão de Vida e Repowering das Centrais Eólicas», 2017. Disponível em: <https://www.apren.pt/contents/files/tempodevida-eolica-21-11-2017.pdf>.
- [4] Apren, «Potência». <https://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/potencia> (acedido Abr. 22, 2021).
- [5] WindEurope, «Wind energy in Europe in 2019», 2020. Disponível em: <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Statistics-2019.pdf>.
- [6] INEGI e APREN, «Parques Eólicos em Portugal Wind Farms in Portugal Dezembro de 2017», 2018. Disponível em: <http://e2p.inegi.up.pt>.
- [7] G. Oliveira, *Vibration-based structural health monitoring of wind turbines*. Dissertação de Doutoramento, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2016.
- [8] F. Pimenta, *Definition of monitoring strategies for floating offshore wind turbines using advanced numerical modeling*. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2020.
- [9] Y. Yuan e J. Tang, «Adaptive pitch control of wind turbine for load mitigation under structural uncertainties», vol. 105, n. May, pp. 483–494, 2017, doi: 10.1016/j.renene.2016.12.068.
- [10] B. Almeida, «Localização de Parques eólicos e Ordenamento do Território», pp. 1–99, 2013.
- [11] windeurope, «Wind Energy Basics», *Wind Energy Basics*, 2021. <https://windeurope.org/about-wind/wind-basics/> (acedido Mar. 27, 2021).
- [12] «Energia eólica | Coursera». Acedido: Jun. 09, 2021. Disponível em: <https://www.coursera.org/learn/wind-energy>.
- [13] S. Guimarães, C. Moutinho, M. Marques, e F. Magalhães, «New strategies for optimized structural monitoring of wind farms: Experimental campaign», vol. 5, n. 3, pp. 983–996, 2020, doi: 10.5194/wes-5-983-2020.
- [14] M. Hershfield, «Morrison Hershfield Limited (2012). Wind turbine specification report. Technical Report 001- R03-1104037», vol. 2012, n. 2, pp. 2–5, 2012. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R0679&from=PT%0Ahttp://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:52012PC0011:pt:NOT>.
- [15] G. Santos, «AVALIAÇÃO DE FADIGA EM TORRES DE GERADORES EÓLICOS COM BASE EM MODELOS NUMÉRICOS E RESULTADOS DE MONITORIZAÇÃO», Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2020.
- [16] S. Bastos, «Análise Estrutural do Efeito de Desprendimento de Vórtices (vortex shedding) e do Efeito da Fadiga , Devido à Ação do Vento , no Dimensionamento de Torres Tubulares Metálicas de Secção Constante», Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade Porto, 2013.
- [17] Chang e T. Pau, «Performance comparison of six numerical methods in estimating Weibull parameters for wind energy application», vol. 88, n. 1, pp. 272–282, 2011, Acedido: Mai. 06,

2021. Disponível em: <https://ideas.repec.org/a/eee/appene/v88y2011i1p272-282.html>.
- [18] B. Jourdir e P. Drobinski, «Errors in wind resource and energy yield assessments based on the Weibull distribution», vol. 35, pp. 691–700, 2017, doi: 10.5194/angeo-35-691-2017.
- [19] T. Burton, N. Jenkins, D. Sharpe, e E. Bossanyi, *Wind energy handbook*, Second. 2001.
- [20] J. F. Manwell, J. G. McGowan, e A. L. Rogers, *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application - James F. Manwell, Jon G. McGowan, Anthony L. Rogers - Google Livros*. 2010.
- [21] A. M. Van Wingerde, D. R. V. Van Delft, J. A. Packer, e L. G. J. Janssen, *Survey of support structures for offshore wind turbines*, 2006.
- [22] D. M. Eggleston e F. Stoddard, *Wind turbine engineering design*. 1987.
- [23] J. M. Jonkman, «Dynamics Modeling and Loads Analysis of an Offshore Floating Wind Turbine», 2007. doi: 10.4161/hv.21225.
- [24] NREL, «OpenFAST», 2021. <https://openfast.readthedocs.io/en/main/> (acedido Abr. 04, 2021).
- [25] F. Pimenta, «Wind turbine numerical models: FAST modules description», 2020.
- [26] J. M. Jonkman e M. L. Buhl Jr, «FAST User’s Guide 2005», 2005.
- [27] N. R. E. L. Neil Kelley, Bonnie Jonkman, «TurbSim User ’ s Guide : Version 1 . 50 TurbSim User ’ s Guide :», *Wind turbine Numer. Model. FAST Modul. Descr.*, n. September, 2009.
- [28] D. J. Malcolm e A. C. Hansen, «WindPACT Turbine Rotor Design Study: June 2000--June 2002 (Revised)», 2006. Disponível em: <http://www.osti.gov/servlets/purl/15000964/>.
- [29] M. Freitas, «VERIFICAÇÃO DE SEGURANÇA À FADIGA DE PONTES RODOVIÁRIAS», Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2014.
- [30] A. B. of Shipping, «Guide for Fatigue Assessment of Offshore Structures», vol. 2003, pp. 1–56, 2014.
- [31] L. CT 115, «Norma Portuguesa Eurocódigo 3 – Projecto de estruturas de aço Parte 1-9: Fadiga», 2010.
- [32] DNV-GL, «Guideline for the Certification of Wind Turbines», 2010. Disponível em: www.gl-group.com/GLRenewables.
- [33] International Electrotechnical Commission-IEC, «International Standard», vol. 2005, n. 2, p. 88, 2005.
- [34] L. A. Viterna e D. C. Janetzke, «Theoretical and experimental power from large horizontal-axis wind turbines.», vol. 82944, 1982.
- [35] Z. Yang, Q. Lu, J. Yan, J. Chen, e Q. Yue, «Multidisciplinary optimization design for the section layout of umbilicals based on intelligent algorithm», vol. 140, n. 3, 2018, doi: 10.1115/1.4038580.
- [36] F. Pimenta, J. Pacheco, C. M. Branco, C. M. Teixeira, e F. Magalhaes, «Development of a digital twin of an onshore wind turbine using monitoring data», vol. 1618, n. 2, 2020, doi: 10.1088/1742-6596/1618/2/022065.
- [37] F. Pimenta e J. Pacheco, «Onshore wind turbine fatigue damage evaluation», 2021.