

DESENVOLVIMENTO E VALIDAÇÃO EXPERIMENTAL DE MODELO NUMÉRICO DE AEROGERADOR PARA AVALIAÇÃO DE FADIGA

CARLA MARGARIDA MARTINS DURÃO BRANCO

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

Orientador: Professor Doutor Filipe Manuel Rodrigues Leite Magalhães

Coorientador: Engenheiro Carlos Miguel Freitas Teixeira

JUNHO DE 2019

MESTRADO INTEGRADO EM ENGENHARIA CIVIL 2018/2019

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 - 2018/2019 - Departamento de Engenharia Civil, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, Portugal, 2019.*

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, Irmã e Violeta

*Se cheguei até aqui foi porque me apoiei no braço de gigantes,
Isaac Newton*

AGRADECIMENTOS

Quero agradecer a todas as pessoas que me acompanharam ao longo destes anos especialmente a todos os docentes da faculdade de Engenharia, colegas de faculdade e a toda a minha família, mas quero fazer um especial agradecimento às seguintes pessoas:

- Ao professor Filipe Magalhães, um muito obrigada pelo apoio e dedicação e por me ter desafiado a entrar num tema tão diferente do que estava habituada.
- Ao Engenheiro Carlos Teixeira, pelo grande apoio e motivação que me deu ao longo do meu trabalho.
- Às pessoas da VESTAS design Center pelo apoio que me deram e por me tirarem qualquer dúvida de diferentes áreas. Entre eles quero fazer um especial agradecimento ao Yannick pelo apoio no FAST.
- Aos meus pais pelo apoio ao longo destes 5 anos e pela paciência que tiveram quando não podia estar com eles, sem eles nada disto teria sido possível.
- À minha irmã, ao meu cunhado e à minha sobrinha pelo apoio incansável que me deram.
- Ao Luís pela paciência, pelo apoio e por ter estado sempre lá quando precisei.
- Aos meus amigos, aqueles que me acompanharam ao longo do meu curso e me deram todo o apoio para continuar a alcançar os meus sonhos.
- Ao colega Francisco Pimenta, por ter-me ajudado sempre que precisei.
- Ao colega João Pacheco, pelo apoio que me deu e disponibilidade que me forneceu no decorrer da tese.
- Ao projeto WindFarmSHM, financiado pela FCT, pelo fornecimento dos dados para a realização do trabalho.
- À EDP renováveis e à VESTAS O&M, pelo apoio necessário para a instalação dos extensómetros e pela disponibilização dos dados do sistema SCADA.

RESUMO

Cada dia é mais importante preservar o meio ambiente, por isso é necessário que a sociedade se adapte às mudanças. Para tal, a utilização de fontes de energia renováveis tem sido um foco muito grande da investigação. A produção de energia eólica tem sofrido grandes desenvolvimentos, sendo que futuramente se espera que haja construção de grandes parques eólicos e que o abastecimento de energia à sociedade seja dominante pelas energias renováveis, não só como fonte nos geradores eólicos, mas também noutras fontes renováveis.

Um gerador eólico, ao longo da sua vida útil está sujeito a fenómenos conhecidos nas estruturas de Engenharia civil, tais como encurvadura e fadiga. A tendência para o futuro é que as turbinas aumentem a sua altura, para conseguirem aproveitar vento com maiores velocidades médias e menos turbulência, mas, com este aumento, os fenómenos atrás referidos vão ser agravados, sendo que é necessário que estes fenómenos sejam estudados com profundidade. A presente tese tem como objetivo estudar o fenómeno da fadiga nas torres eólicas, dado que ao longo da sua vida útil está sujeita a grandes ciclos de carregamento e tal provoca um grande desgaste por fadiga. Para estudar tal efeito, como é frequente nas estruturas de Engenharia, o papel da modelação tem grande importância para se conseguir reproduzir o comportamento da estrutura.

Assim, a presente tese tem como objetivo estudar o funcionamento de um gerador eólico com base em ferramentas numéricas capazes de simular as suas condições de funcionamento, sendo que ao nível de um gerador eólico não é tarefa fácil, pois estão envolvidas diferentes teorias e pressupostos tanto ao nível da estrutura como ao nível do seu controlo. Na presente dissertação será desenvolvido em FAST o modelo numérico de um aerogerador da VESTAS de 1.8 MW. Este modelo será validado recorrendo a dados experimentais recolhidos no parque eólico da Tocha obtidos no contexto da campanha experimental enquadrada pelo projeto de investigação WindFarmSHM. Uma vez que se pretende obter um modelo calibrado para efetuar análises de fadiga, a validação está focada nos casos de carga regulamentados para análises de fadiga.

Palavras-chave: Energia Eólica, Aerogeradores, Fadiga, Modelação, FASTv8, Extensómetros

ABSTRACT

Each day it becomes more important to preserve the environment, thus the necessity for society to adapt to change. To this end, the use of renewable energy sources has been a very large focus of research. Wind energy production has undergone major developments, with future wind farms being expected to be built and that renewable energy is the dominant source of energy for society, not only from wind generators but also from other renewable sources.

A wind generator, over its lifetime, is subjected to known phenomena in civil engineering structures such as buckling and fatigue. The tendency for future turbines holds an increase in their height, in order to take advantage of wind with higher average speeds and less turbulence, but, with this increase, the aforementioned phenomena will be aggravated, being that these phenomena are studied in depth. The present thesis aims to study the phenomenon of fatigue in wind towers, given that throughout its useful life it is subjected to large cycles of loading, leading to a great wear due to fatigue. In order to study such effect, as is often the case in engineering structures, the role of modelling is of great importance in order to reproduce the behavior of the structure.

Thus, the present paper supports itself in the study of the operation of a wind generator based on numerical tools capable of simulating its operating conditions, considering that it's not an easy task in regard of a wind generator because of the different theories and assumptions involved and also due to the structure itself as well its control. In the present dissertation the numerical model of a 1.8 MW VESTAS wind turbine will be developed in FAST. This model will be validated using experimental data collected at the Tocha Wind Farm, obtained in the context of the experimental campaign under the WindFarmSHM research project. Once a calibrated model is used to perform fatigue analysis, the validation is focused on the cases of regulated loads for fatigue analysis.

Keywords: Wind Energy, Wind Turbines, Fatigue, Modelling, FASTv8, Strain gauges

ÍNDICE GERAL

Agradecimentos	<i>i</i>
Resumo	<i>iii</i>
Abstract	<i>v</i>
Índice figuras	<i>ix</i>
Índice Tabelas	<i>xi</i>
1. Introdução	1
1.1. Objetivos da dissertação	1
1.2. Organização do documento.....	2
2. Fundamentos sobre Energia Eólica	3
2.1. Introdução	3
2.2. Tipos de Geradores Eólicos.....	6
2.3. Principais componentes de um Gerador Eólico	7
2.3.1. Torre.....	8
2.3.2. Nacelle	10
2.3.3. Rotor	11
2.3.4. Fundação	11
2.4. Formulações Matemáticas para funcionamento do rotor	12
2.4.1. Teoria do Momento Axial	12
2.4.2. Teoria do Momento Angular.....	15
2.4.3. Teoria do Elemento Pá	17
2.5. Métodos de Controlo	19
2.5.1. Controlo da orientação das pás	19
2.5.2. Controlo da velocidade de rotação do rotor	20
2.6. Características dinâmicas da torre.....	21
3. Fundamentos sobre Fadiga	25
3.1. Introdução	25
3.2. Cargas de fadiga	26
3.3. Definição do tipo de ações a considerar nas análises de fadiga.....	28
3.4. Como avaliar a Fadiga	29
3.4.1. Avaliação da resistência à fadiga.....	29
3.5. Ensaio não destrutivos.....	31
3.5.1. Ensaio de Ultrassons	31
3.5.2. Ensaio de Líquidos penetrantes.....	32

4. Caso de estudo	33
4.1. Parque eólico	33
4.2. Características de um gerador V100 1,8 MW	34
4.3. Dados SCADA	36
5. Modelação numérica	39
5.1. Introdução à modulação numérica de aerogeradores	39
5.2. FAST	40
5.2.1. ElastoDyn	40
5.2.2. AeroDyn	41
5.2.3. ServoDyn	44
5.2.4. InflowWind	45
5.3. Validação preliminar do modelo numérico	46
5.3.1. Validação do algoritmo de controlo	46
5.3.2. Avaliação do efeito do controlo nos esforços	48
5.3.3. Efeito da turbulência nos esforços	50
6. Resultados experimentais	53
6.1. Princípio de funcionamento dos Extensómetros	53
6.2. Campanha experimental no parque eólico da tocha	54
6.2.1. Efeito da temperatura nos extensómetros	55
6.2.2. Processamento das extensões medidas	56
6.3. Validação preliminar dos resultados experimentais	58
7. Comparação entre resultados numéricos e experimentais	61
7.1. Validações preliminares	61
7.2. Cenários para análises de fadiga	64
7.2.1. Produção de energia	64
7.2.2. Início de Funcionamento	70
7.2.3. Estacionado	71
7.3. Outras verificações	72
8. Conclusão e desenvolvimentos futuros	73
8.1. Conclusão	73
8.2. Desenvolvimentos futuros	74
Bibliografia	75

ÍNDICE FIGURAS

Fig. 2.1- Evolução da dependência energética e da quota de Renováveis na Produção elétrica (Renováveis 2017).	4
Fig. 2.2- Evolução da Potência Instalada do Parque Electroprodutor Português (Renováveis 2017). ...	5
Fig. 2.3- Rotor Downwind e Upwind.	7
Fig. 2.4- Representação das diferentes componentes de um gerador eólico.	8
Fig. 2.5- Evolução da velocidade do vento em função da altura para dois locais (retirado de apresentação interna da VESTAS).	10
Fig. 2.6- Representação da Nacelle.	11
Fig. 2.7-Variação da velocidade e pressão a longo das secções em estudo (Tony Burton et al. 2001).	13
Fig. 2.8- Orientação das forças aplicadas ao nível do rotor (Oliveira 2016).	17
Fig. 2.9- Orientação das forças e velocidades aplicadas ao nível da pá (Manwell, Mcwoman, and Rogers 2009).	18
Fig. 2.10 - Representação da curva torque-velocidade no caso de um gerador com funcionamento a velocidade variável (adaptado de Oliveira (2016)).	21
Fig. 2.11- Classificação da estrutura quanto a sua rigidez (adaptado de Oliveira (2016)).	22
Fig. 2.12- Primeiro modo de vibração, representado pelas direções fore-aft e side-side (Oliveira 2016).	23
Fig. 3.1- Evolução do coeficiente de amplificação dinâmica em função da razão entre a frequência de excitação e frequência natural (Clough and Penzien 2015).	26
Fig. 3.2-Evolução da velocidade do vento em função do tempo, para uma velocidade média de 10 m/s, com uma turbulência do tipo C, 'IECKAI', definida na norma IEC 61400-1.	27
Fig. 3.3- Representação do espectros de turbulência, para diferentes velocidades médias (Oliveira 2016).	27
Fig. 3.4- Casos de carga a considerar no dimensionamento de geradores eólicos (61400-1 2005-08).	29
Fig. 3.5 - Curvas de resistência à fadiga para intervalos de tensões normais (Eurocódigo 3 2010). ...	30
Fig. 3.6- Pormenor DC 125 utilizado nas ligações soldadas verticais (Eurocódigo 3 2010).	30
Fig. 3.7- Pormenor DC 90 utilizado nas ligações soldadas horizontais (Eurocódigo 3 2010).	31
Fig. 3.8- Pormenor DC 50 utilizado nas ligações aparafusadas (Eurocódigo 3 2010).	31
Fig. 3.9 – Representação do teste ultrassom e líquido penetrante, à esquerda e direita, respetivamente.	32
Fig. 4.1- Localização do parque eólico da tocha.	33
Fig. 4.2- Organização espacial das turbinas eólicas no parque eólico.	34
Fig. 4.3- Turbina eólica do parque eólico da tocha.	35
Fig. 4.4- Curva de Potência V100 1.8MW- Condições ótimas de funcionamento (catálogo da VESTAS).	36
Fig. 4.5- Dados SCADA: Potência gerada em função da velocidade do vento.	37
Fig. 4.6- Dados SCADA: Rotação do rotor em função da velocidade do vento.	38
Fig. 4.7-Dados SCADA: Rotação do rotor em função da velocidade do vento.	38
Fig. 5.1- Graus de liberdades considerados no FAST.	41
Fig. 5.2- Representação da geometria da pá fornecida pela VESTAS.	42
Fig. 5.3- Exemplo de manutenção que ocorreu nas pás no mês de Maio no Parque eólico da Tocha.	42
Fig. 5.4- Representação em plano das 20 secções usadas para definir a pá da VESTAS.	43
Fig. 5.5- Representação de 1 secção da pá.	43
Fig. 5.6- 4 de 20 secções de comparação das pás.	44
Fig. 5.7- Curva de controlo de torque (Jonkman 2005).	44
Fig. 5.8-Curva de controlo do aerogerador da tocha (Gonçalves 2018).	45

Fig. 5.9- Grelhas com direção do referencial do aerogerador coincidente com o fluxo gerado e direção do referencial do aerogerador não coincidente com o fluxo gerado, respetivamente (B.J. Jonkman 2012).	46
Fig. 5.10- Comparação entre dados do sistema SCADA e resultados do modelo.....	48
Fig. 5.11- Referencial utilizado para cálculo dos esforços na base da turbina eólica.	49
Fig. 5.12- Representação dos momentos FA e SS para velocidades de 6 m/s, 10 m/s e 15 m/s, com turbulência A e C.	50
Fig. 6.1- Localização dos extensómetros na secção da torre.	54
Fig. 6.2- Extensómetro do parque eólico da tocha, situado a 6 metros e meio da base da turbina.....	54
Fig. 6.3- Representação da transformação de coordenadas adotada.	57
Fig. 6.4- Representação esquemática das cargas excêntricas na estrutura eólica.	58
Fig. 6.5- Representação da evolução dos momentos nas duas direções, M1 e M2, durante a rotação da nacelle.	59
Fig. 7.1- Comparação entre a curva de arrasto do FAST sem turbulência e a curva de arrasto teórica.	63
Fig. 7.2- Gráfico da velocidade do vento no hub em função da intensidade da turbulência para os três tipos de classes presente no IEC 61400-1.....	65
Fig. 7.3- Coeficiente de Turbulência em função do tempo.....	65
Fig. 7.4- Representação dos cenários escolhidos para a produção de energia.	66
Fig. 7.5- Representação dos momentos FA e SS para um período de tempo, representando a vermelho a velocidade do vento media, correspondente a um intervalo de 10 minutos.....	69
Fig. 7.6- Gráficos de evolução de momento FA e SS para um Início de funcionamento gerados a partir dos dados do extensómetro e pelos dados do FAST, respetivamente.	71
Fig. 7.7- Velocidade de referência das turbinas (61400-1 2005-08).	71

ÍNDICE TABELAS

Tabela 4.1- Características do modelo da turbina eólica V100 1,8MW (adaptado de catálogo da VESTAS)	35
Tabela 5.1- Versões utilizadas nos diferentes módulos do programa FAST.	40
Tabela 5.2- Valores dos esforços na base da turbina eólica, sem controlo e com controlo, respetivamente.	49
Tabela 7.1- Cenários selecionados no caso de produção de energia.	66
Tabela 7.2- Comparação entre dados numéricos e experimentais, para o cenário de produção de energia.	67
Tabela 7.3- Comparação entre a velocidade máxima e mínima do FAST e dos dados SCADA.....	67
Tabela 7.4-Representação do diagrama de momentos na direção FA e SS, experimental e numérico para os 5 01cenários.....	68
Tabela 7.5- Representação dos cenários 1, 2 e 3 com turbulência real.....	70
Tabela 7.6- Representação do diagrama de momentos na direção FA e SS em cenários de paragem do gerador, para velocidades de 20,1 m/s e 5,4 m/s.	72

1

Introdução

1.1. OBJETIVOS DA DISSERTAÇÃO

Atualmente existem grandes problemas no planeta devido à utilização de combustíveis fósseis como fonte para produção de energia, sendo esses combustíveis o petróleo, o gás natural e o carvão. Devido à sua combustão libertam dióxido de carbono, que é o principal gás a contribuir para o efeito de estufa, contribuindo para o aquecimento global. O aquecimento global é um problema que inquieta a sociedade, e pelo que, a utilização de fontes renováveis tem sido cada vez mais usual.

A energia eólica tem-se desenvolvido cada vez mais, no Mundo e em particular em Portugal. Em Portugal existem já implementados vários parques, sendo um deles o parque eólico da Tocha, situado no distrito de Coimbra, onde estão em funcionamento 5 geradores eólicos produzidos e mantidos pela VESTAS e geridos pela EDP Renováveis. O caso de estudo da presente dissertação é um dos aerogeradores deste parque.

A presente tese tem como principais objetivos:

- Descrever a evolução da energia eólica em Portugal;
- Descrever as várias componentes dos geradores eólicos;
- Mencionar os diferentes tipos de controlo envolvidos;
- Descrever o fenómeno de fadiga e a forma como se avalia a fadiga nos geradores eólicos;
- Modelação de geradores eólicos;
- Descrever o funcionamento dos extensómetros e perceber de que modo é que os seus resultados têm que ser calibrados para obtenção de esforços na torre de geradores eólicos;
- Avaliar os cenários de carga para análise de fadiga da torre de geradores eólicos e descrever a sua calibração com resultados experimentais.

Posto isto, a dissertação tem como objetivo ganhar sensibilidade para o funcionamento dos geradores eólicos e conseguir uma boa modulação, isto é, uma boa representação da realidade.

1.2. ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO

A tese está organizada em oito capítulos, sendo que cada capítulo está planejado com um tema diferente, mas com um seguimento lógico, para estar de acordo com o objetivo da presente tese.

O primeiro capítulo diz respeito a organização da tese e seus objetivos.

O segundo capítulo apresenta uma breve descrição sobre a evolução dos geradores eólicos. Ostenta também sobre os diferentes tipos de eólicas, sobre as diferentes componentes dos geradores eólicos e as formulações matemáticas mais importantes do processo de produção de energia elétrica a partir da energia cinética do vento.

O terceiro capítulo trata a fadiga nos geradores eólicos e descreve as análises preconizadas nos regulamentos. Descreve conjuntamente dois ensaios para caracterizar as fissuras resultantes dos ciclos de fadiga.

O quarto capítulo apresenta as características do caso de estudo, que neste caso é Parque Eólico da Tocha.

O quinto capítulo detalha a importância e particularidades da modulação de geradores eólicos e descreve o método de funcionamento do programa utilizada, isto é, descreve todos os módulos e pressupostos adaptados no programa FAST v8.

O sexto capítulo apresenta uma descrição do programa experimental em curso numa turbina do Parque eólico da tocha e refere o processamento dos dados colhidos pelos extensómetros para obtenção de esforços na torre.

O sétimo capítulo representa a comparação dos dados numéricos, dados pelo FAST v8, com os dados experimentais, fornecidos pelos extensómetros, para os casos de carga definidos pela norma IEC 61400-1 para a avaliação da fadiga.

O oitavo capítulo corresponde às conclusões do presente trabalho desenvolvido ao longo de um semestre e as possibilidades da sua continuação.

2

Fundamentos sobre Energia Eólica

2.1. INTRODUÇÃO

A finalidade de acabar com combustíveis fósseis, que causam tanto problemas ambientais, sociais como económicos, levou a um grande desenvolvimento de várias fontes de energia que utilizam recursos renováveis. O seu impacto ambiental é bastante menor do que o provocado pelas fontes de energia com origem nos combustíveis fósseis, dado que não produzem dióxido de carbono, sendo ele um dos gases que mais contribui para o problema do efeito de estufa. Contudo, estas fontes de energia também causam problemas, entre eles, aspetos paisagísticos e a intermitência de produção, mas em comparação com os problemas causados pelos combustíveis fósseis são menos relevantes.

Algumas medidas são tomadas relativamente aos combustíveis fósseis, tal como, até 2050 a EU (União Europeia), através do conjunto dos estados membros, pretende atingir um grau de descarbonização entre 80% a 95% em relação aos níveis de 1990 (Renováveis 2017).

Energia renovável é, assim, a energia que é produzida com recurso exclusivamente a fontes naturais, tais como a luz solar, o vento, a biomassa, marés e o calor proveniente do interior da terra.

Portugal não tem recursos conhecidos de petróleo ou de gás natural e os recursos disponíveis de carvão estão praticamente extintos, por isso o nosso país viu-se confrontado com a necessidade de desenvolver formas alternativas de produção de energia, nomeadamente promovendo e incentivando a utilização dos recursos energéticos endógenos (Castro 2011). Também nos últimos anos as alterações climáticas têm vindo a promover o desenvolvimento das fontes de energia renováveis e consequentemente permitir um abastecimento com pouco impacto no meio ambiente.

O governo Português, para combater o uso de combustíveis fósseis na produção de energia elétrica, tem implementado um Plano Nacional de Ação para Energias Renováveis (PNAER) e o Plano Nacional de Ação para Eficiência Energética (PNAEE), que estabelecem metas até 2020 a fim de aumentar o uso de fontes renováveis, comparativamente ao uso de combustíveis fósseis. O grande problema das energias renováveis é a sua correlação com fontes naturais, tais como o vento, a chuva, etc. Pois, por exemplo, em anos de seca não se consegue produzir energia com recurso à água.

No gráfico da Fig. 2.1 está presente a evolução da dependência energética real e da quota de renováveis na produção energética, correspondendo à linha a laranja e à linha roxa, respetivamente, desde o ano de 2005 até ao ano de 2017. A dependência real representa o coeficiente entre a quantidade de energia líquida importada e quantidade total de energia consumida. Por último, a quota de renováveis representa a percentagem de renováveis disponíveis na produção elétrica, dentro das fontes disponíveis para produzir energia, que quanto maior for menor vai ser a quantidade de combustíveis fósseis importados.

Assim, pela análise do gráfico da Fig. 2.1 verifica-se que em 2014 se atingiu um máximo na produção elétrica com recurso a fontes renováveis, o que, conseqüentemente, correspondeu a um mínimo da dependência de combustíveis fósseis nos últimos tempos. Ao contrário do que aconteceu no ano de 2017, que atingiu um mínimo, relativamente aos últimos anos, de produção elétrica com recurso a fontes renováveis e, por consequência, um máximo de dependência de combustíveis fósseis. O ano de 2017 foi um ano de estiagem, o que se fez sentir na produção de energia com recurso a fontes renováveis.

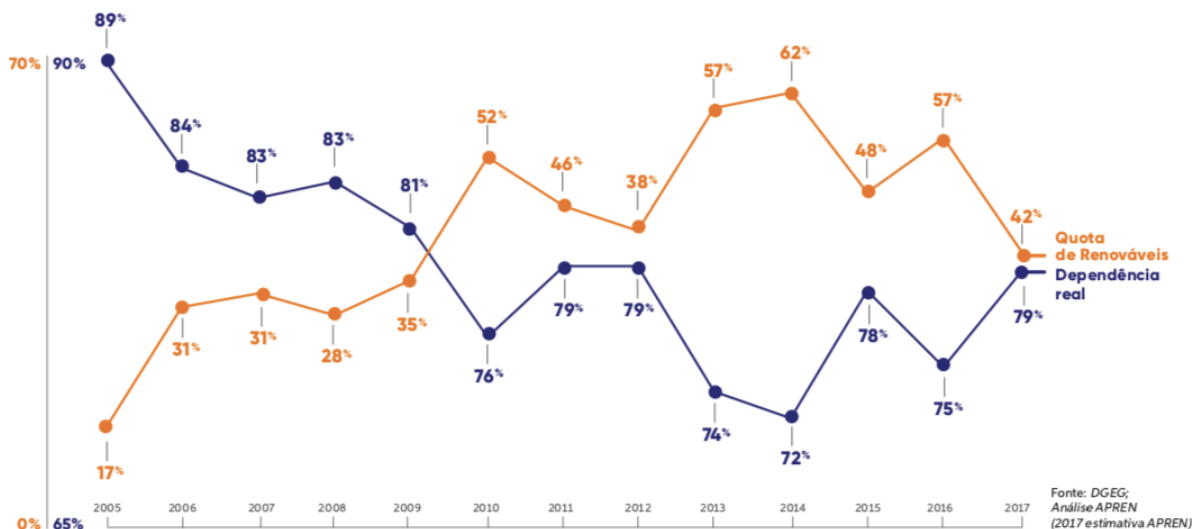


Fig. 2.1- Evolução da dependência energética e da quota de Renováveis na Produção elétrica (Renováveis 2017).

No que toca ao parque português electroprodutor existiu, de facto, uma grande alteração relativamente às principais fontes de produção de energia. Entre 2000 e 2017 a potência instalada no parque aumentou consideravelmente de 3,9 GW para 13,7 GW (APREN). Sendo o acréscimo especialmente notório entre 2004 e 2011, devido ao aumento da fonte eólica, pois entraram em funcionamento várias centrais eólicas (Renováveis 2017).

Anteriormente foi referido que 2017 foi um período de estiagem, mas atendendo ao gráfico da potência instalada no parque português, Fig. 2.2, verificou-se que em 2017 a potência hídrica foi elevada, mas tal não significa que se tenha produzido mais energia, pois se não há água a bomba por mais potência que tenha não vai trabalhar. Evidencia-se que em 2017 entrou em funcionamento a central hidroelétrica de Foz Tua, que trouxe um ganho de potencia de 263 MW (Renováveis 2017).

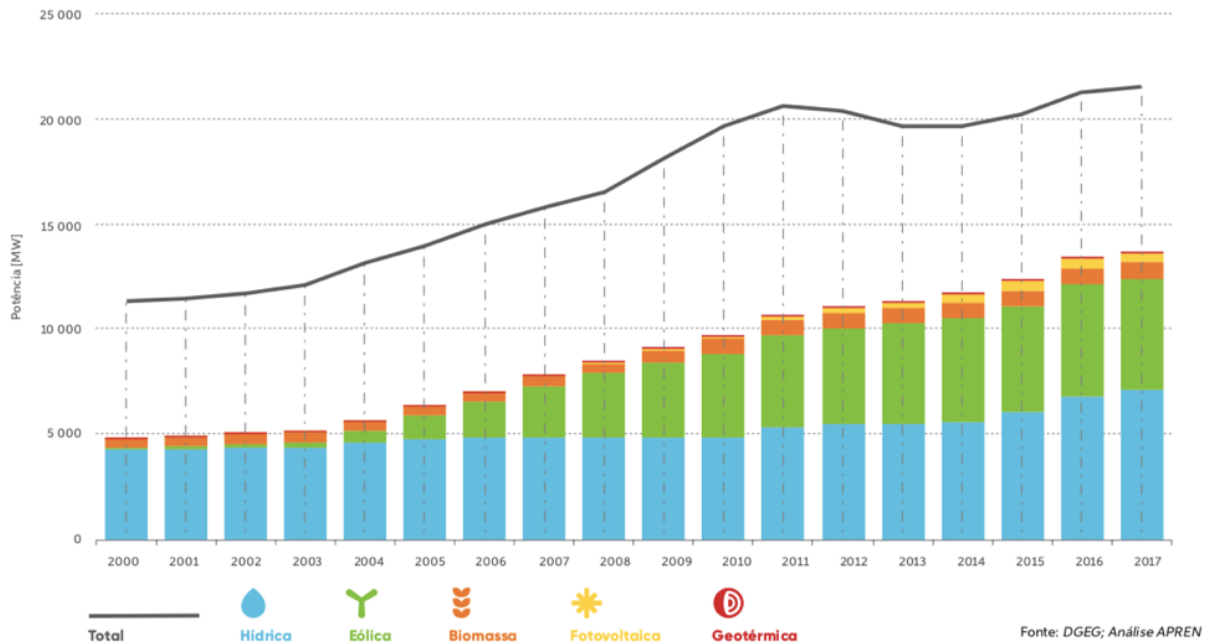


Fig. 2.2- Evolução da Potência Instalada do Parque Electroprodutor Português (Renováveis 2017).

A energia eólica é hoje em dia vista como uma das mais promissoras fontes de energia renováveis, caracterizada por uma tecnologia madura, desenvolvida principalmente na Europa e nos Estados Unidos da América (Castro 2011). A energia eólica representa o aproveitamento da energia cinética proveniente do vento para produzir energia elétrica. O grande problema da utilização da fonte eólica comparativamente com as outras fontes renováveis, e que por exemplo, a água pode ser acumulada nas barragens, para depois ser utilizada para produzir energia, enquanto que o vento não pode ser acumulado. Com este exemplo pretende-se mostrar a intermitência da energia eólica, como referido anteriormente como um dos defeitos da utilização de recursos renováveis como fonte de produção.

Há vários séculos que a energia eólica é explorada, inicialmente para mover moinhos, deslocar barcos, entre outras funções. Entretanto, a produção de energia elétrica em grande escala em centrais eólicas, vulgarmente designadas por parques eólicos, só veio a acontecer no final do século XX. As primeiras referências ao desenvolvimento de moinhos geradores de eletricidade foram de Charles F. Brush em 1888 e Poul LaCour em 1891 (Oliveira 2016). É importante referir que no início do desenvolvimento houve diferentes estratégias, dado que ainda não existiam grandes conhecimentos e com o desenvolvimento de diferentes estratégias criar-se-ia a melhor solução. A turbina eólica de Brush, instalada em Ohio, EUA, foi uma adaptação do moinho americano, mas apresentava uma baixa velocidade do rotor (Oliveira 2016). Por outro lado, a turbina LaCour, baseada no modelo Europeu e instalada na Dinamarca, afastou-se do design de baixa velocidade do rotor do modelo Brush uma vez que não era adequado para a produção de energia elétrica (Oliveira 2016). Após a Primeira Guerra Mundial (1914-1918), aconteceram desenvolvimentos tanto a nível teórico como prático. Albert Betz apresentou o chamado limite de Betz, que nos diz que apenas 59,3% da energia do vento é convertível em energia elétrica. Foram também estudadas soluções que contemplavam duas ou até uma pá, dado que em soluções de três pás verificava-se que a estrutura sofria efeitos significativos devido à vibração dinâmica produzida pelo gerador (Gonçalves 2018). Marcellus e Joseph Jacobs em 1922 desenvolveram

um modelo de um rotor com três pás, que vai ser mais desenvolvido posteriormente, dado que os seus resultados não foram satisfatórios, devido aos efeitos significativos que sofriam devido à vibração dinâmica, como referido anteriormente.

Na década de 30 houve um grande aumento das turbinas eólicas, sendo neste período, os investimentos destinados a turbinas eólicas maiores, ligadas à rede elétrica, a fim de reduzir o custo da energia eólica e evitar problemas de escassez (Oliveira 2016). Um dos primeiros projetos foi a turbina eólica Bataclava de 100 kW e 30 m de diâmetro em 1931 (Oliveira 2016). É importante referir que esta turbina apresentava os primeiros sistemas de controlo, através do sistema yaw e controlo de pitch (Oliveira 2016). Outro caso posterior de relevância corresponde ao gerador de 1250 KW executado por Simth-Putnam (Oliveira 2016). Foi visto como um avanço significativo, pois apresentava mais alguns avanços no que toca aos métodos de controlo. Não obstante, a turbina enfrentou alguns problemas, dado que as pás foram desacopladas da torre após algumas horas de operação.

Desde o final da primeira guerra mundial, o interesse pela energia eólica diminuiu, dado que o preço dos combustíveis fósseis tinha diminuído. Mas, como a segunda guerra mundial, os preços voltaram a aumentar o que, conseqüentemente, levou o retorno do desenvolvimento da energia eólica (Oliveira 2016).

Após vários desenvolvimentos, atualmente a generalidade dos geradores eólicos são compostos por (Oliveira 2016) :

- Turbinas de eixo horizontal
- Torres de aço, betão ou mistas
- Rotor virado para o vento (upwind)
- 3 pás
- Sistema yaw, isto é, sistema que permite a orientação do rotor de acordo com a direção do vento
- Dispositivos de controlo de orientação das pás e de velocidade de rotação
- Gerador capaz de funcionar a diferentes velocidades
- Utilização de caixa de velocidades de modo a poder usar geradores mais pequenos

As torres eólicas evoluíram notavelmente nos últimos 35 anos, atingindo objetivos relacionados com a rentabilidade, manutenção e fiabilidade sendo hoje em dia considerada como uma alternativa competitiva face ao uso de combustíveis fósseis.

Como curiosidade, no início do ano de 2019, mais precisamente no dia 23 de janeiro, atingiu-se novo máximo histórico de produção eólica de 101,9 GW.h, que assegurou 61,4 % das necessidades do consumo (Renováveis 2019).

2.2. TIPOS DE GERADORES EÓLICOS

Existem vários tipos de geradores eólicos, em que a diferença mais evidente é o eixo de rotação do rotor. Assim, é importante fazer uma distinção entre geradores que são constituídos por rotores de eixo de rotação vertical e aqueles que tem um eixo de rotação horizontal.

As vantagens das turbinas de eixo vertical são: não existe sistema yaw, pois a turbina é insensível à direção do vento e permitem a instalação de todo o equipamento de conversão de energia junto ao solo. Uma das suas desvantagens é a baixa velocidade de rotação (Hau 2006) , que faz com que os geradores eólicos de eixo horizontal sejam muito mais usados do que os de eixo horizontal.

Entre os geradores eólicos de eixo horizontal existem dois tipos, que dependem se o rotor está a montante ou a jusante da torre. A opção upwind, em que o rotor está colocado a montante da torre, generalizou-se devido ao facto de o vento incidente não ser perturbado pela torre (Castro 2011). A opção downwind, em que o rotor está colocado a jusante da torre, tem vindo a ser progressivamente abandonada, pois o escoamento é perturbado pela torre antes de incidir no rotor (Castro 2011). Por esta mesma razão, a opção mais utilizada é a opção upwind.

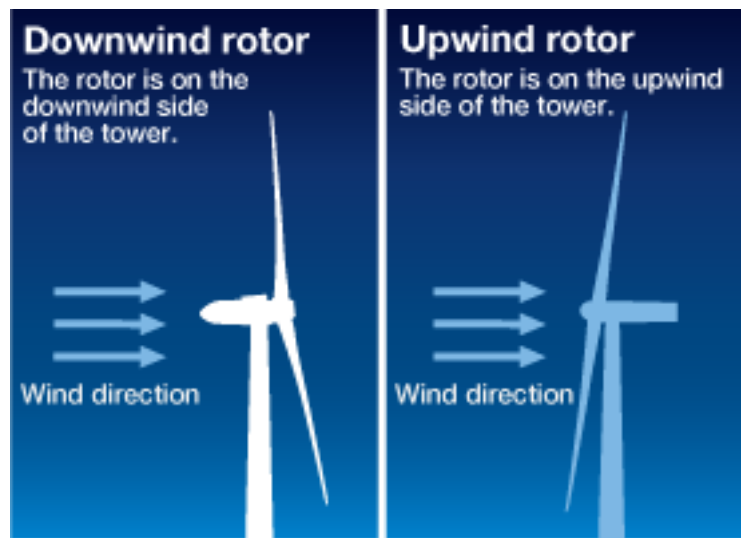


Fig. 2.3- Rotor Downwind e Upwind.

(http://www.hitachi.com/products/power/wind-turbine/products/htw2000_80/rotor/index.html)

2.3. PRINCIPAIS COMPONENTES DE UM GERADOR EÓLICO

As diferentes componentes de um gerador eólico estão representadas na Fig. 2.4, sendo que as principais componentes vão ser descritas nas secções abaixo. Assim, as principais componentes consideradas de um gerador eólico foram: a torre, a nacelle, o rotor e a fundação. Sobre cada componente vai ser mencionado a sua função, isto é, a forma como cada um contribui para o processo de produção de energia.

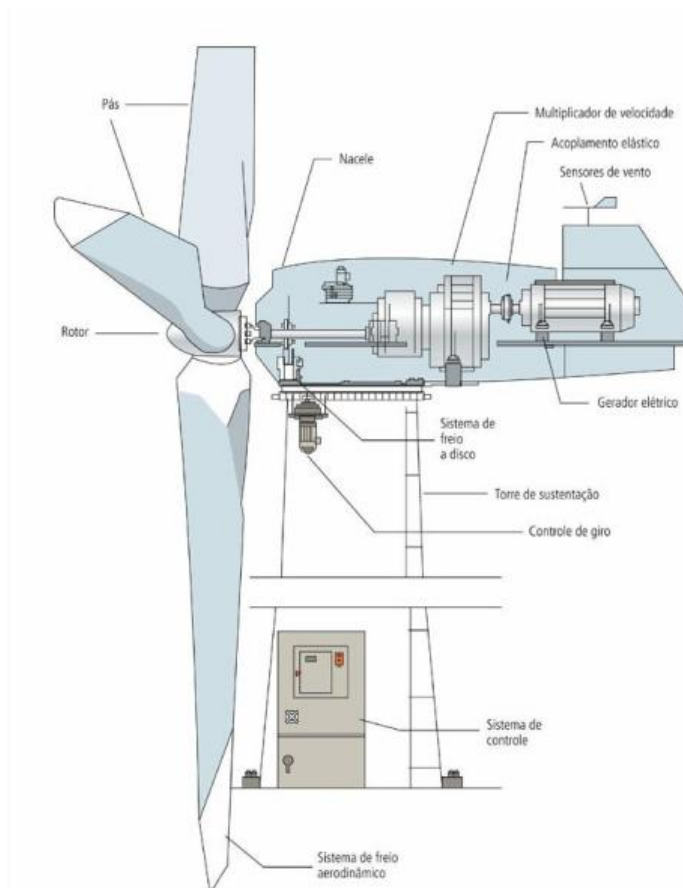


Fig. 2.4- Representação das diferentes componentes de um gerador eólico.

(<https://apenergiasrenovaveis.wordpress.com/eolica/componentes-de-um-aerogerador>)

2.3.1. TORRE

A torre tem como objetivo elevar a nacelle até a altura desejada, altura essa que permita tirar o maior proveito da energia do vento. Como o fluxo do vento apresenta maior velocidade e menor turbulência em alturas mais altas, as torres tendem a ser muito altas (Oliveira 2016). O grande problema é que quando se aumenta a altura da torre torna-se a estrutura mais flexível, o que, conseqüentemente, faz com que os problemas de encurvadura e de fadiga sejam agravados. É importante referir que na presente tese só vai ser estudado o problema da fadiga. Para compensar tal efeito, deve-se aumentar a rigidez da estrutura, atuando ao nível da espessura e/ou do diâmetro da torre. Mas tal tem limites devido ao transporte rodoviário, à capacidade de fabricação e de levantamento, etc.

A altura da torre vai depender de dois parâmetros: características da turbina eólica e das características do vento do local. No caso de uma máquina com um rotor grande, para baixas velocidade de vento ele vai conseguir absorver mais energia que um rotor pequeno. Por sua vez, se se quiser produzir uma dada energia num local onde com o aumento de altura a velocidade do vento aumenta mais rapidamente, precisa-se de menos altura, enquanto que se se estiver num local em que com a altura o vento varia pouco, precisa-se de mais altura. A Fig. 2.5 apresenta dois locais diferentes: a curva azul representa um local em que o aumento da altura não afeta muito a velocidade do vento, enquanto que na curva laranja

acontece o contrário. Para produzir uma dada energia para uma altura de 60 m vai ser necessário um maior rotor no local azul do que no laranja, dado que o local azul só consegue uma velocidade de vento de 6,9 m/s e o local laranja consegue um valor maior de 8 m/s. O objetivo do dimensionamento de uma torre eólica é obter a altura desejada com a rigidez necessária e com um menor custo.

Outro fenómeno que também é considerado no dimensionamento de uma torre é a ressonância. A ressonância é um fenómeno que depende da relação entre as frequências naturais e as frequências de excitação provenientes do giro do rotor, ocorrendo quando as duas frequências se igualam. Na realidade vão existir sempre instantes em que tal acontece e para isso é necessário que essa igualdade não aconteça durante muito tempo, para evitar danos na estrutura. É importante referir que as normas da IEC obrigam a um distanciamento de 10% entre as frequências de excitação e as frequências naturais da torre. Por outro lado, as turbinas eólicas têm amortecimentos elevados, o que vai fazer com que o coeficiente de amplificação dinâmica, que em ressonância só depende do amortecimento, seja baixo, que consequentemente gera poucos deslocamentos na estrutura quando esta entra em ressonância. Todavia é um fenómeno que tem que ser estudado com grande cuidado.

Os tipos de torres mais comuns são: tubular de aço, treliça de aço, tubular de betão e soluções mistas (Oliveira 2016). A solução de treliça de aço já não é muito comum nas instalações atuais.

A torre tubular de aço é, atualmente, a solução mais adotada. A torre é constituída por várias secções que são ligadas através de ligações aparafusadas. Tem como principais vantagens a sua facilidade de transporte e montagem, assim como o seu comportamento uniforme em todas as direções, visto que são secções circulares.

A torre tubular de betão apresenta como principal vantagem maior rigidez e amortecimento que a secção tubular de aço. Por último, a torre mista é uma solução que consiste em colocar betão na zona inferior, enquanto que a parte superior é feita de aço. Com esta solução é possível aumentar a rigidez com a utilização de betão e sem utilizar grandes componentes de aço.

Em conclusão, o dimensionamento de uma torre é um grande desafio, dado que existem muitos aspetos envolvidos, entre eles:

- Uma estrutura esbelta sofre fenómenos como fadiga e encurvadura;
- É necessário ter em conta o fenómeno de ressonância;
- É essencial que a turbina eólica seja facilmente transportada e montada.

Para estudar tais aspetos é necessário conhecer previamente o comportamento da estrutura. Esse conhecimento é obtido recorrendo a modelos numéricos, que vão ser realizadas nos capítulos seguintes.

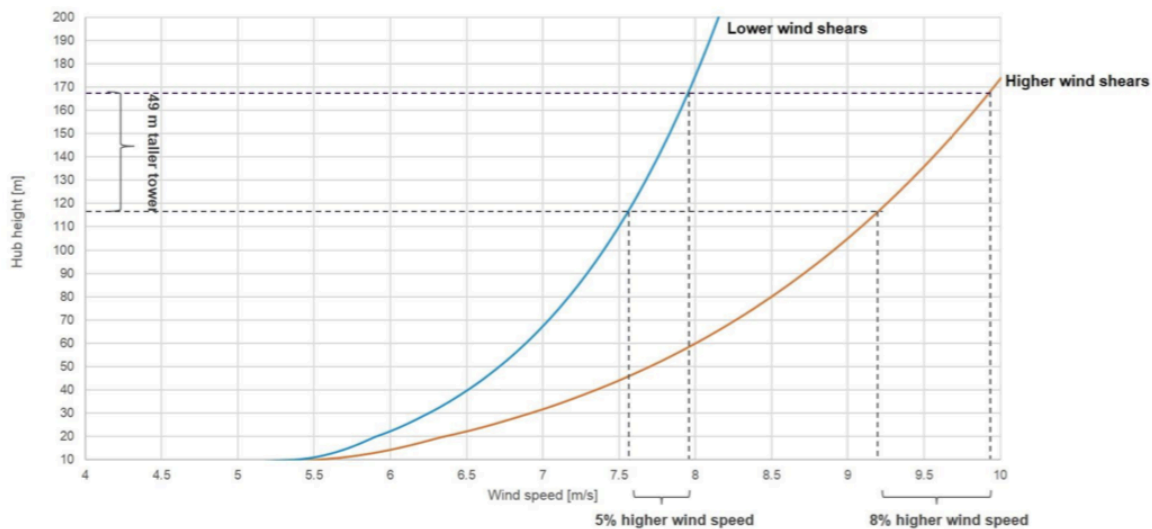


Fig. 2.5- Evolução da velocidade do vento em função da altura para dois locais (retirado de apresentação interna da VESTAS).

2.3.2. NACELLE

A nacelle é a componente na qual estão alojados elementos mecânicos e elétricos, tais como o gerador, caixa de velocidades (quando existe), travão de disco e o mecanismo de orientação direcional, o yaw, responsável pela rotação da nacelle, para esta conseguir estar sempre posicionada de modo a tirar maior partido da energia do vento. No seu interior está também acoplado um travão de emergência com o objetivo de parar a turbina quando necessário ou unicamente reduzir as rpm do eixo, em caso de problemas na turbina. A geração de energia elétrica ocorre na nacelle, isto é, o vento faz girar as pás, assim como o hub. Acoplado ao hub está o eixo de transmissão, que vai aumentar as rotações por minuto consoante o aumento da velocidade de rotação do hub. O processo de conversão de energia cinética em energia mecânica fica assim concluído.

Por sua vez, o eixo está conectado à caixa de velocidades, que tem como função aumentar a velocidade de rotação do eixo que liga ao gerador, de modo a ter uma velocidade angular mais conveniente para o gerador. O gerador converte a energia mecânica em energia elétrica, sendo mais tarde conduzida à rede elétrica. O seu princípio de funcionamento é: a rotação de um campo magnético induz corrente, corrente essa que é proporcional à potência elétrica. Os geradores mais comuns são: geradores de íman permanente e o gerador de indução. A caixa de velocidades apresenta uma grande vantagem para o gerador, pois como a sua função é multiplicar as rotações do eixo multiplicador por uma constante vai fazer com que os geradores não tenham que aplicar um torque tão elevado.

É importante referir que o processo anteriormente descrito representa a turbina mais comum, mas existem turbinas diferentes que, por exemplo, não possuem caixa de velocidades. Neste caso os geradores teriam de ser significativamente maiores, o que iria fazer com que o tamanho da nacelle fosse maior. Sendo que a tal situação corresponde um sistema de gerador de "direct drive", que recorre a ímanes bastante potentes, sendo no geral mais caro do que o sistema convencional.

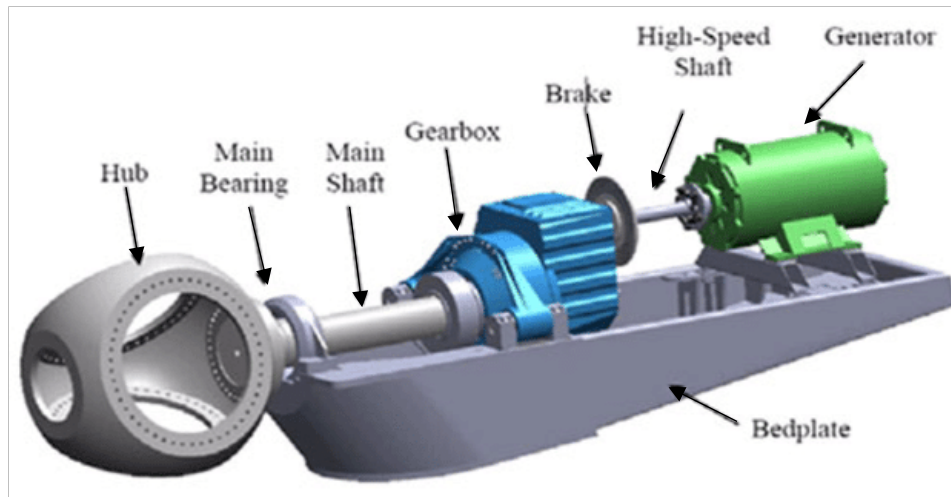


Fig. 2.6- Representação da Nacelle.

(https://www.researchgate.net/figure/Schematic-illustration-of-the-main-components-in-the-nacelle-of-a-wind-turbine-showing_fig1_278333886)

2.3.3. ROTOR

O rotor é constituído pelas pás e pelo hub. Como já referido anteriormente pode estar a montante ou a jusante da torre, consoante a opção de turbina eólica escolhida, sendo elas upwind ou downwind. O rotor é a componente responsável por converter a energia cinética do vento em energia mecânica, sendo as pás as responsáveis por captar a energia cinética do vento. Posto isto, é fácil perceber que as pás têm um papel importante neste processo de transformação de energia. Para tal, é necessária uma secção transversal adequada, pois estas devem ser suficientemente leves, rígidas e fortes para não contribuir com cargas gravitacionais elevadas e consequentemente aumentar os esforços transmitidos à estrutura. As secções utilizadas são as chamadas Airfoils, que variam de tamanho à medida que se aproximam do hub.

De modo a ajustar a quantidade de energia extraída do vento, as pás vão rodar em torno do seu eixo, estando com maior ou menor área exposta ao vento. Quanto maior a área exposta ao vento maior é a energia retirada do vento. O mecanismo referido é denominado como controlo do ângulo pitch, que tem como objetivo regular a energia que será produzida de acordo com a velocidade do vento, sendo que tal controlo vai ser descrito no presente capítulo.

2.3.4. FUNDAÇÃO

Tal como em todas as estruturas de Engenharia Civil, a função de uma fundação é garantir a estabilidade e direcionar as cargas da estrutura para o solo, ou seja, evitar que a estrutura afunde devido a cargas gravitacionais, impedir deslizamentos devido a cargas horizontais e prevenir quedas devido ao aumento dos momentos na base (Oliveira 2016). O tipo de fundação é diferente no caso de estruturas eólicas onshore e offshore. Neste caso, a nível das estruturas eólicas onshore, o tipo de fundações utilizadas são: sapatas e fundações por estacas. A sua utilização depende, principalmente, da qualidade do solo. Se o solo for de fraca qualidade a solução adotada é a solução de estacas, enquanto que se o solo for de boa qualidade a solução adotada é sapata. Na fundação de estacas os esforços axiais são equilibrados pela

resistência lateral e de ponta da estaca, enquanto que o mecanismo de transferência de carga lateral constitui um problema de interação solo-estrutura. Na solução de sapata, as cargas horizontais e verticais são resistidas pela dispersão da carga ao longo da área ocupada pela sapata. Os momentos são equilibrados pela excentricidade da torre em relação à resultante das pressões na sapata, pois essa excentricidade gera um momento adicional, que vai equilibrar a ação exterior.

2.4. FORMULAÇÕES MATEMÁTICAS PARA FUNCIONAMENTO DO ROTOR

O modo como o rotor consegue extrair a energia cinética proveniente do vento foi um assunto continuamente melhorado ao longo do último século. A teoria do momento axial, inicialmente desenvolvida por Rankine, em 1865, foi a primeira explicação da extração da potência de um rotor a partir do fluxo do vento (Oliveira 2016). Em 1878, Froude desenvolveu a teoria dos elementos das lâminas, onde estudou os efeitos do fluxo nas lâminas (Oliveira 2016).

Nesta seção, são apresentadas três teorias que explicam o processo de transferência de energia do vento para o rotor e os diferentes pressupostos de cada teoria, sendo que a breve descrição das teorias foi baseada na explicação presente no livro *Wind Energy HandBook* (Tony Burton et al. 2001).

2.4.1. TEORIA DO MOMENTO AXIAL

A presente teoria tem como objetivo explicar a transferência de energia entre o fluxo e o rotor da eólica. Assume-se que um tubo de corrente passa através de um disco, onde é extraída a energia cinética proveniente do vento, e que apenas a massa de ar que passa pelo disco é afetada.

Considera-se que o fluxo de massa permanece constante antes e depois do rotor. Assim, como o fluxo após o rotor tem menor velocidade, isto é, uma menor energia cinética, para o fluxo se manter constante, a área após o rotor é maior.

O pressupostos da teoria do momento axial são os seguintes (Manwell, Mcwomán, and Rogers 2009).

- Fluxo homogêneo, incompressível e estável
- Não existe resistência de atrito
- O rotor funciona como um disco, tem influência na área completa
- Não se considera o efeito de esteira rotacional, é considerado o efeito de esteira de forma simplificada.

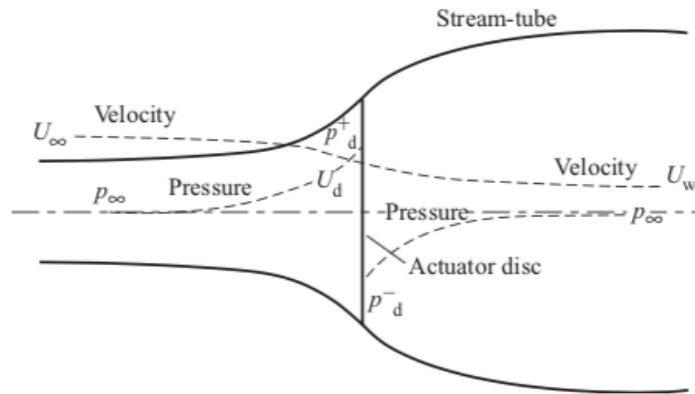


Fig. 2.7-Varição da velocidade e pressão a longo das secções em estudo (Tony Burton et al. 2001).

Com já referido anteriormente, a taxa de fluxo de massa é a mesma ao longo do tubo, considerando três secções de estudo tem-se que:

$$\rho \cdot A_{\infty} \cdot U_{\infty} = \rho \cdot A_d \cdot U_d = \rho \cdot A_w \cdot U_w = \dot{m} \quad (2.1)$$

A força de impulso pode ser caracterizada como:

$$F = (\rho \cdot A_{\infty} \cdot U_{\infty}) \cdot U_{\infty} - (\rho \cdot A_w \cdot U_w) \cdot U_w \quad (2.2)$$

Considerando as equações (2.1) e (2.2) tem-se que:

$$F = \dot{m} \cdot (U_{\infty} - U_w) \quad (2.3)$$

Aplicando o teorema de Bernoulli duas vezes, entre as secções à frente e nas proximidades do rotor e entre a vizinhança da esteira e a esteira distante do rotor tem-se que:

$$p_{\infty} + \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot U_{\infty}^2 = p_d^+ + \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot U_d^2 \quad (2.4)$$

$$p_w + \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot U_w^2 = p_d^- + \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot U_d^2 \quad (2.5)$$

Exprimindo a força de impulso do rotor em termos da diferença de pressão gerada pelo rotor:

$$F = A_d \cdot (\Delta p) = A_d \cdot (p^- - p^+) \quad (2.6)$$

A partir das expressões (2.4), (2.5) e (2.6), a força de impulso é definida como:

$$F = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_d \cdot (U_\infty^2 - U_w^2) \quad (2.7)$$

Das equações (2.3) e (2.7) é possível concluir que a velocidade na secção do disco é o valor médio da velocidade de fluxo a montante e a jusante:

$$U_d = \frac{U_\infty + U_w}{2} \quad (2.8)$$

Introduzindo o valor de fator de indução (a) como a redução da velocidade do fluxo após a passagem pelo rotor:

$$a = \frac{U_\infty - U_w}{U_\infty} \quad (2.9)$$

A caracterização da velocidade nas secções do rotor e depois do rotor pode ser obtida através da introdução do fator de indução, como:

$$U_d = U_0 \cdot (1 - a) \quad (2.10)$$

$$U_w = U_0 \cdot (1 - 2 \cdot a) \quad (2.11)$$

Definindo a força de impulso em função do fator de indução:

$$F = 2 \cdot \rho \cdot A_d \cdot U_\infty^2 \cdot a \cdot (1 - a) \quad (2.12)$$

A potência produzida pelo rotor pode ser traduzida como o trabalho realizado pela força no disco, podendo ser escrita como:

$$P = F \cdot U_d = 2 \cdot \rho \cdot A_d \cdot U_\infty^3 \cdot a \cdot (1 - a)^2 \quad (2.13)$$

É usual caracterizar a turbina eólica a partir de dois parâmetros adimensionais, C_p e C_t , sendo o coeficiente de energia e o coeficiente de força, respetivamente. O coeficiente de energia representa o rácio entre a energia absorvida pelo rotor e a energia presente no fluxo, enquanto que o coeficiente de força representa o rácio entre a força absorvida pelo rotor e a força presente no fluxo.

$$C_p = \frac{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_d \cdot U_0^3 \cdot 4 \cdot a \cdot (1 - a)^2}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_d \cdot U_\infty^3} = 4 \cdot a(1 - a)^2 \quad (2.14)$$

$$C_t = \frac{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_d \cdot U_0^2 \cdot 4 \cdot a \cdot (1 - a)}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_d \cdot U_\infty^2} = 4 \cdot a \cdot (1 - a) \quad (2.15)$$

O valor máximo de C_p tem grande relevância, pois representa a quantidade de energia que é absorvida pelo rotor, sendo importante para a análise do funcionamento de uma turbina, pois é essa energia que vai ser convertida em energia elétrica. Assim, o valor de C_p diz se o rotor está a funcionar no seu regime máximo, para uma determinada velocidade de vento.

O valor máximo é calculado igualando a derivada, em ordem a a , a zero:

$$\frac{dC_p}{da} = 1 - 4a + 3a^2 \quad (2.16)$$

Com a função válida no domínio $a = \left[1, \frac{1}{3}\right]$ e para a derivada igual a zero tem-se que o máximo da função ocorre para: $a = \frac{1}{3}$, em que o valor do $C_p = \frac{16}{27}$.

Tal resultado corresponde ao limite de Betz, que é considerado o limite teórico para extração de energia do fluxo de vento. Este limite tem grande importância, dado que independentemente da eficiência da máquina, nenhum rotor pode extrair mais de 59,3% da energia cinética do vento. Porém, a teoria do momento linear não representa totalmente a realidade do fluxo, pois o fluxo após o rotor adquire velocidade angular.

2.4.2. TEORIA DO MOMENTO ANGULAR

A teoria do momento angular também estuda a extração de energia do fluxo do vento, mas tem em conta a rotação do rotor, e naturalmente, a criação de uma esteira rotacional.

O vento ao passar pelo rotor cria um momento, designado de torque, que tem que ser equilibrado pela esteira rotacional a jusante do rotor, tratando-se de uma reação vai ter sentido oposto ao movimento do rotor. Como a energia do fluxo é transferida para o rotor, a rotação do fluxo após o rotor é considerada inferior a rotação do rotor. Em conclusão, ao considerar-se o efeito de esteira, a energia extraída do fluxo é menor no teorema do momento angular do que na teoria do momento axial.

Nesta teoria, o fluxo é estudado por anéis de raio r e espessura dr dado que a velocidade tangencial depende do raio.

Definindo um fator de indução que relacione a rotação do rotor (Ω) com a rotação do fluxo (w) tem-se:

$$a' = \frac{w}{2 \cdot \Omega} \quad (2.17)$$

O torque é definido como a variação do momento angular do ar que está a passar pelo anel:

$$dT = \rho \cdot 2 \cdot \pi \cdot dr \cdot U_{\infty} \cdot (1 - a) \cdot 2 \cdot \Omega \cdot a' \cdot r^2 \quad (2.18)$$

Ao estar definido o valor do torque, é possível calcular o valor da potência através da seguinte relação:

$$dP = T \cdot \Omega \quad (2.19)$$

Definindo a relação entre a velocidade tangencial de cada anel de raio r do rotor e a velocidade do vento:

$$\lambda_r = \frac{\Omega \cdot r}{U_{\infty}} \quad (2.20)$$

Para cada anel tem-se:

$$dP = \left(\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot U_{\infty}^3 \cdot 2 \cdot \pi \cdot r \cdot dr \right) \cdot [4 \cdot a' \cdot (1 - a) \cdot \lambda_r^2] \quad (2.21)$$

O coeficiente de energia é caracterizado da mesma forma como para o teorema do momento axial:

$$dC_p = \frac{dP}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_d \cdot U_{\infty}^3} \quad (2.22)$$

$$C_p = \frac{8}{\lambda^2} \cdot \int_0^{\lambda} a' \cdot (1 - a) \cdot \lambda_r^3 \cdot d\lambda_r \quad (2.23)$$

A partir da expressão (2.23) percebe-se que o coeficiente de energia C_p vai passar a depender não só dos fatores de indução, mas também da velocidade tangencial das pás.

Da mesma forma que foi calculado no teorema de momento axial, também se pode retirar o máximo valor do coeficiente de energia, e o seu valor tende para o mesmo valor, o limite de Betz.

Se se analisar a expressão do coeficiente de energia, o valor do coeficiente de energia máximo vai depender da velocidade tangencial do rotor, e conseqüentemente, da velocidade de rotação do rotor. Assim, se se tiver rotores a funcionar com diferentes velocidades de rotação, vai-se conseguir ter o valor do coeficiente de potência no máximo para diferentes velocidades do vento.

2.4.3. TEORIA DO ELEMENTO PÁ

A teoria do elemento pá descreve a maneira como as pás se comportam quando sujeitas ao fluxo do vento. As forças que atuam nas pás são expressas em função da sua forma e orientação.

Assim, a teoria do elemento pá apresenta aos seguintes pressupostos:

- Cada pá é dividida em n elementos ao longo do seu eixo longitudinal;
- As forças que atuam nas pás são caracterizadas com coeficiente de arrasto e de sustentação;
- Não é considerada interação aerodinâmica.

Na Fig. 2.8 apresenta-se a divisão da pá em n anéis e a área abrangida por um elemento infinitesimal da pá.

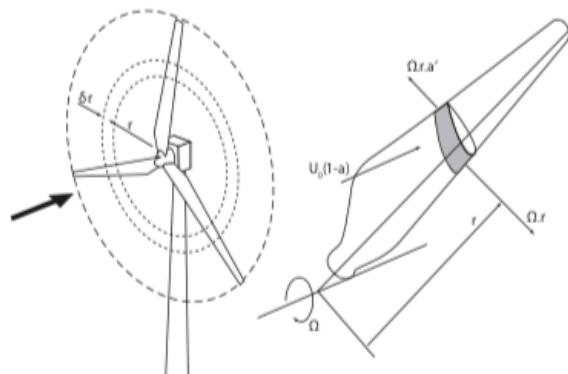


Fig. 2.8- Orientação das forças aplicadas ao nível do rotor (Oliveira 2016).

Cada anel de raio r e espessura ∂r é sujeito a uma velocidade axial do fluxo de $U_0 \cdot (1 - a)$ e uma velocidade de rotação de $\Omega a'$, que foi gerada pela consideração da rotação do rotor (Ω) (Oliveira 2016).

Para determinar a velocidade tangencial da pá é necessário ter em conta que é a soma entre a velocidade tangencial gerada pela rotação do rotor (Ωr) e a velocidade tangencial gerada pela esteira que se forma atrás do rotor ($a' \Omega r$).

A velocidade relativa de cada anel é dada por:

$$U_{rel} = \sqrt{[U_0(1 - a)]^2 + [\Omega \cdot r \cdot (1 + a')]^2} \quad (2.24)$$

Como se consegue perceber a partir da análise da fórmula da velocidade relativa, o seu valor vai depender do raio do anel.

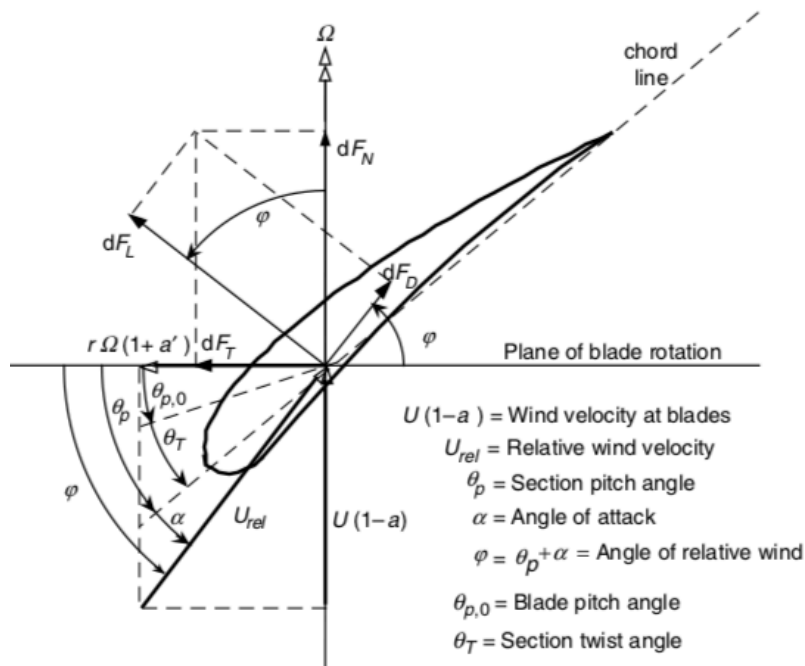


Fig. 2.9- Orientação das forças e velocidades aplicadas ao nível da pá (Manwell, Mcwoman, and Rogers 2009).

Na Fig. 2.9 é possível ver a direção da velocidade relativa e as forças de sustentação (F_L) e de arrasto (F_T). A figura também permite mostrar vários ângulos que mais tarde vão ser tidos em conta nos métodos de controlo. O ângulo α , ângulo de ataque, é definido como o ângulo entre velocidade relativa do vento e a linha de corda da pá. O ângulo $\theta_{p,0}$, representado como o ângulo de rotação em torno do eixo longitudinal da pá, denomina-se usualmente por ângulo de pitch. O ângulo θ_T representa o ângulo de rotação de cada secção de pá em torno do seu eixo longitudinal, é usualmente designado de twist. O twist varia em função do raio, conferindo às pás um aspeto torcido em torno do seu eixo longitudinal. Com o aumento do raio o ângulo twist diminui, para conseguir garantir que o ângulo de ataque aumente, pois com o aumento do raio a velocidade tangencial aumenta e o ângulo de ataque tenderia a diminuir.

O twist existe para garantir um ângulo de ataque ótimo ao longo das várias secções da pá.

Considerando a equação (2.24) é possível definir as forças de arrasto e de sustentação como:

$$dF_D = \frac{1}{2} \cdot C_D(\alpha) \cdot \rho \cdot U_{rel}^2 \cdot c \cdot dr \quad (2.25)$$

$$dF_L = \frac{1}{2} \cdot C_L(\alpha) \cdot \rho \cdot U_{rel}^2 \cdot c \cdot dr \quad (2.26)$$

Em que os coeficientes C_L e C_D são normalmente definidos experimentalmente para diversos valores do número de Reynolds e para diversos ângulos de ataque.

2.5. MÉTODOS DE CONTROLO

No que se refere aos métodos de controlo pode-se falar em dois grandes grupos: controlo aerodinâmico, que funciona no controlo da energia cinética proveniente do vento e a sua conversão em energia mecânica e controlo ao nível do gerador e do conversor de energia mecânica em energia eólica, que tem em foco o controlo da energia elétrica, isto é, garantir que esta tenha qualidade. Os vários tipos de controlo têm como principal objetivo maximizar a produção de energia elétrica e salvaguardar a estrutura, isto é, evitar cargas excessivas que possam comprometer a sua integridade.

Atualmente, as turbinas eólicas vêm acompanhadas por um sistema de monitorização e controle chamado SCADA (sistema de controle de supervisão e aquisição de dados).

Os valores medidos pelo sistema SCADA mais relevantes são:

- Velocidade e direção do vento;
- Velocidade do rotor;
- Orientação da nacelle;
- Orientação das pás;
- Torque do eixo de transmissão;
- Rotações do gerador;
- Potência gerada.

Portanto, as várias grandezas medidas no SCADA vão permitir controlar a produção de energia. Os métodos de controlo aerodinâmicos mais utilizados são: controlo da orientação das pás (pitch) e controlo da velocidade de rotação do rotor. Os métodos de controlo elétrico não vão ser apresentados no contexto da presente tese.

2.5.1. CONTROLO DA ORIENTAÇÃO DAS PÁS

As turbinas modernas têm a possibilidade de rodar a pá em torno do seu eixo longitudinal, variando o ângulo das pás. O controlo da orientação das pás (ângulo de pitch) é a solução de controlo mais comum nos geradores eólicos. As pás possuem um mecanismo que permite girar em torno do seu eixo longitudinal, consoante a velocidade do vento, ajustando o ângulo de ataque.

O ângulo de pitch varia aproximadamente de 0 até 90 graus. Quando o ângulo de pitch é 0, é a situação em que se está a tirar maior partido do vento, isto é, uma maior sustentação e um maior arrasto, pois a pá está a funcionar como uma barreira para o vento, situação na qual se está a produzir mais energia. O ângulo de pitch vai aumentando à medida que as condições atmosféricas são agravadas, isto é, grandes valores de velocidade do vento, minimizando o arrasto e a sustentação. Quando o ângulo de pitch está nos 90° a turbina vai deixar de produzir energia, e vai tender a parar. Em condições de operação, o controle de pitch das pás permite um melhor controlo da velocidade do rotor, resultando assim numa saída de energia constante.

2.5.2. CONTROLO DA VELOCIDADE DE ROTAÇÃO DO ROTOR

O controlo de velocidade de rotação do rotor só é valido para geradores que funcionem a velocidades diferentes, isto é, se o gerador funcionasse a velocidade constante, a rotação do gerador iria ser sempre a mesma, independentemente da velocidade do vento.

O controlo tem como objetivo adaptar a velocidade do rotor em função da velocidade do vento, até se atingir a velocidade ótima de rotação. Para velocidades de vento superiores, as rotações vão permanecer constantes e o controlo vai ser feito pelo ângulo de pitch. Este controlo tem grandes vantagens, principalmente para a turbina. Se tal não existisse o rotor tenderia a aumentar a rotação à medida que a velocidade do vento aumenta, aumentando a produção de energia, mas tal iria provocar um grande desgaste na máquina.

A equação seguinte define o valor da potência produzida

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^5 \cdot \frac{C_p}{\lambda^3} \cdot \Omega^3 \quad (2.27)$$

Pela análise da fórmula percebe-se que a potência vai depender da velocidade do rotor (Ω), do coeficiente de energia (C_p) e da relação das velocidades na pá (λ). Para manter o C_p no máximo é necessário que a velocidade do rotor acompanhe as variações de velocidade do vento. Por isso, a potência vai ser máxima quando se atingir uma velocidade do rotor ótima, para um máximo C_p que faz corresponder a uma razão de velocidades na pá ótima.

Sendo:

$$K = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^5 \cdot \frac{C_p}{\lambda^3} \quad (2.28)$$

Tem-se que:

$$P = K \cdot \Omega^3 \quad (2.29)$$

Pela expressão acima verifica-se que a potência é proporcional ao cubo da rotação do rotor. Por sua vez, o torque, (T), é proporcional ao quadrado da velocidade do rotor:

$$T = K \cdot \Omega^2 \quad (2.30)$$

Considerando a referidas equações conclui-se que a eficiência máxima pode ser obtida variando o torque do rotor de acordo com o quadrado da velocidade de rotação do rotor. Esta é a estratégia de controle para máxima eficiência, mas existem algumas restrições que impedem a operação das turbinas seguindo essa estratégia em todos os regimes.

Na Fig. 2.10 está apresentado a relação entre o torque a velocidade do gerador de uma dada turbina eólica. Entre o ponto B e C é seguida a estratégia atrás referida, isto é, o torque do gerador é proporcional ao quadrado da velocidade do gerador, para estar alinhado com o coeficiente de potência ótimo da operação. Isso significa que a velocidade do rotor é adaptada de acordo com a velocidade do vento de modo a ter o coeficiente de potência máximo, que significa que está a ser produzida a potência ótima, para uma determinada velocidade de vento. Devido ao ruído produzido pelo gerador, cargas aerodinâmicas e outras possíveis restrições de projeto, não é possível seguir a curva ótima para todos os regimes de velocidade do vento, sendo a velocidade máxima permitida do rotor alcançada para uma velocidade do vento relativamente baixa. Por esta razão, ao atingir o ponto de operação C, é seguida uma estratégia de controlo diferente. A partir do ponto C, para aumentar a energia produzida e manter a velocidade de rotação do rotor constante, o valor do torque é aumentado até se atingir a energia desejada. Quando o valor do torque é alcançado, a produção de energia é mantida no mesmo nível (potência nominal). A partir deste instante o controlo do sistema é feito a partir da variação do ângulo de pitch, controlo de pitch anteriormente mencionado, que permite controlar o torque de entrada gerado pelas velocidades mais altas do vento de modo que a energia produzida seja constante.

É importante referir que o processo acima descrito é a teoria relativamente ao processo de um gerador eólico, mas numa situação em que não há limitações para o controlo. Mas na realidade pode haver restrições que condicionem o controlo. Assim, a linha tracejada A'B'C'D'E define uma cadeia de condições operacionais mais fidedigna na operação de turbinas eólicas em condições reais, tendo em consideração as limitações de controlo, mas propriamente ao nível da transição dos vários tipos de controlo atrás referidos (Oliveira 2016).

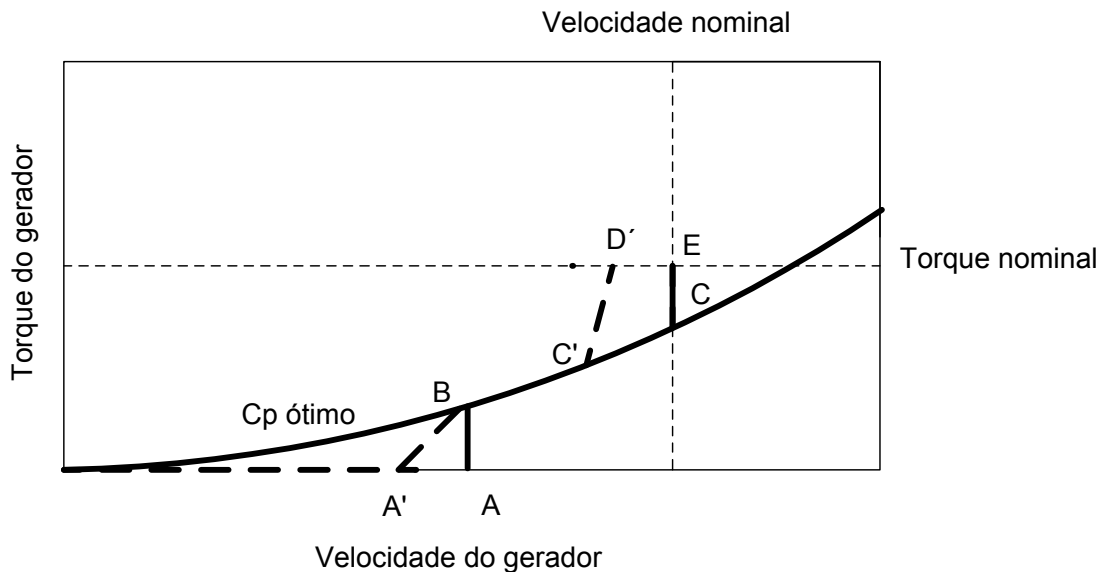


Fig. 2.10 - Representação da curva torque-velocidade no caso de um gerador com funcionamento a velocidade variável (adaptado de Oliveira (2016)).

2.6. CARACTERÍSTICAS DINÂMICAS DA TORRE

A rigidez da torre é um aspeto importante a ser estudado no projeto de um gerador eólico. Para evitar o efeito de ressonância é importante controlar a rigidez, pois é necessário que a frequência natural da torre não iguale durante longos períodos a frequência de rotação do rotor e dos seus harmónicos. Se a rigidez da estrutura for elevada vai fazer com que a frequência de excitação do rotor e dos seus harmónicos

sejam inferiores à frequência natural da torre, e tal não cause problemas de ressonância na estrutura. No entanto, o aumento do tamanho dos rotores e a necessidade de reduzir custos levaram à redução do peso da torre (Oliveira 2016). Assim, com a diminuição do peso as estruturas ficaram mais flexíveis e, conseqüentemente, caso a redução da rigidez seja maior que a redução da massa, a frequência natural pode tornar-se menor que a frequência rotacional do rotor e assim vão existir momentos em que a frequência natural é igualada pela frequência de rotação do rotor e dos seus harmónicos. Existe também uma situação intermédia, em que a frequência natural da estrutura está entre a frequência rotacional do rotor Ω e o seu primeiro harmónico, que no caso de um rotor com 3 pás ocorre no 3Ω .

Na Fig. 2.11 está apresentada a classificação da torre, conforme a posição da frequência natural relativamente aos harmónicos.



Fig. 2.11- Classificação da estrutura quanto a sua rigidez (adaptado de Oliveira (2016)).

O modelo normalmente usado para calcular as frequências dos modos de vibração da torre é uma barra com massa distribuída, encastrada na base, e uma massa concentrada no topo. Os graus de liberdade considerados na análise da torre são definidos com side-to-side, que representa uma translação perpendicular ao plano formado pelo eixo do rotor e o eixo longitudinal da torre e fore-aft, que representa um deslocamento na direção perpendicular ao plano formado pelo eixo do rotor e na direção do eixo longitudinal da torre. Na Fig. 2.12 apresenta-se os primeiros modos de vibração da torre.

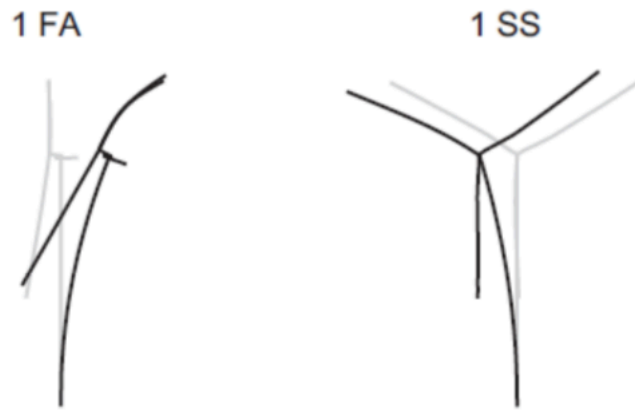


Fig. 2.12- Primeiro modo de vibração, representado pelas direções fore-aft e side-side (Oliveira 2016).

3

Fundamentos sobre Fadiga

3.1. INTRODUÇÃO

Numa primeira abordagem, o cenário de dimensionamento mais exigente é associado à ocorrência de tempestades, mas as cargas cíclicas são tão ou mais problemáticas, pois a estrutura fica sujeita a um fenómeno de desgaste por fadiga. A fadiga é o processo de iniciação e de propagação de fendas num elemento estrutural provocado por cargas cíclicas. A vida de fadiga dos componentes da turbina eólica deve ser garantida na sua vida útil, geralmente 20 anos (Hau 2006). Enquanto que as tensões a que está sujeita a torre quando sujeita a cargas extremas são fáceis de estimar, a fadiga é um fenómeno mais complicado de se tratar, pois as fissuras podem não ocorrer exteriormente. Para tal, vão ter que existir ensaios que consigam avaliar internamente o problema da fadiga. Estes são referenciados mais à frente no presente capítulo.

Ao nível da torre, o problema de fadiga ocorre nas diversas soldaduras entre chapas e nas ligações aparafusadas entre secções de torre. A fadiga ocorre ao nível das ligações, pois é onde há mudança de geometria, criando assim um ponto de descontinuidade e concentração de tensões.

Como se consegue ver pela análise da Fig. 3.1, em ressonância, quanto maior o amortecimento da estrutura, menor é o coeficiente de amplificação dinâmica. O valor do amortecimento da estrutura, quando está sujeita a cargas dinâmicas, é um fator chave para o problema da fadiga, pois influencia a amplitude dos ciclos de tensões.

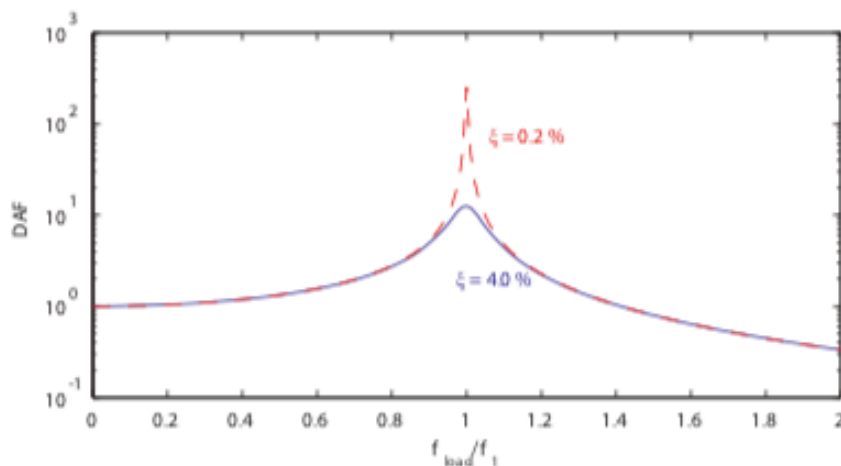


Fig. 3.1- Evolução do coeficiente de amplificação dinâmica em função da razão entre a frequência de excitação e frequência natural (Clough and Penzien 2015).

3.2. CARGAS DE FADIGA

Um gerador eólico está sujeito a uma grande variedade de cargas dinâmicas que contribuem para o desgaste por fadiga. As principais fontes das cargas dinâmicas são: a ação do vento e a rotação do rotor.

No capítulo anterior, capítulo 2, foi explicada a forma com a energia do vento é transmitida ao rotor, através dos vários teoremas enunciados, mas não foi referido de que forma é que o vento afeta dinamicamente a estrutura, tal é explicado brevemente na presente secção. O gráfico da velocidade do vento em função do tempo é irregular, apresentado na Fig. 3.2. Usualmente, as séries temporais da velocidade do vento são caracterizadas pela componente de turbulência e pela velocidade média do vento (Eurocódigo 1 2010). A turbulência é uma característica do escoamento e não do fluido (Castro 2011). Uma forma de visualizar a turbulência consiste em imaginar uma serie de turbilhões tridimensionais, de diferentes tamanhos, a serem transportados ao longo do escoamento medio (Castro 2011). Assim, a turbulência do vento é a componente responsável pela excitação dinâmica a que o rotor está sujeito, sendo está completamente irregular. Por esta mesma razão, a turbulência do vento não pode ser descrita de maneira determinística, sendo necessário recorrer a técnicas estatísticas. Uma forma comum de representar a intensidade da turbulência é através da razão entre o desvio padrão da velocidade do vento e o seu valor médio, como se apresenta na equação (3.1):

$$I_w = \frac{\sigma_w}{U} \tag{3.1}$$

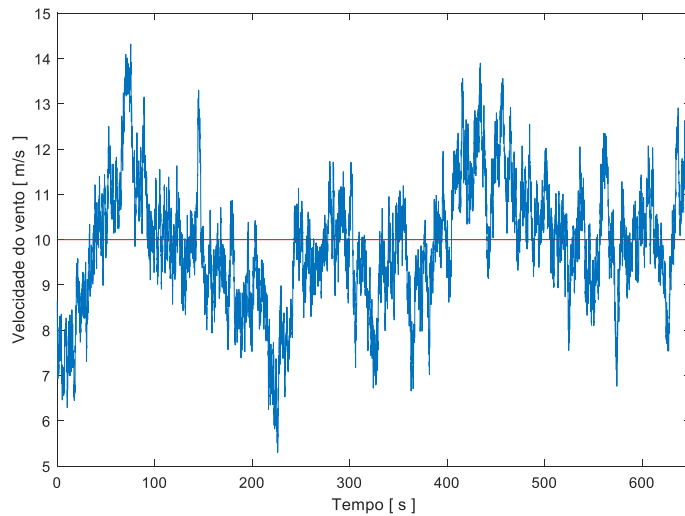


Fig. 3.2-Evolução da velocidade do vento em função do tempo, para uma velocidade média de 10 m/s, com uma turbulência do tipo C, 'IECKAI', definida na norma IEC 61400-1.

Normalmente, a turbulência é caracterizada através de espectros, sendo que a representação espectral permite determinar as regiões de frequência que contêm maior energia. Existem vários modelos de espectros utilizados, os mais usuais são os espectros de Von Kármán e Kaimal (Oliveira 2016).

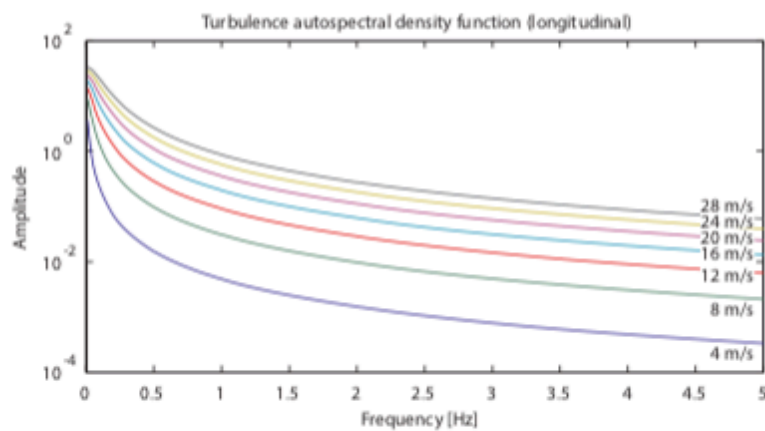


Fig. 3.3- Representação do espectros de turbulência, para diferentes velocidades médias (Oliveira 2016).

Pela análise do espectro da Fig. 3.3 percebe-se que as zonas que contêm mais energia são as zonas de baixas frequências, isto é, têm grandes períodos. As zonas de baixas frequências são zonas em que o vento se comporta como uma carga estática ou quase-estática, mas com grande energia, enquanto que nas zonas com frequência elevada se comporta como uma ação dinâmica, mas não tem tanta energia como nas zonas de baixa frequência. Para a análise da fadiga na torre, o que interessa é a turbulência, pois como já referido anteriormente é a responsável pela excitação dinâmica da torre, mas a componente do valor médio do vento também pode ser importante, depende do procedimento utilizado.

Outra das cargas responsáveis por provocar cargas cíclicas na estrutura são as operações ao nível do rotor. A velocidade de rotação do rotor, conhecida como a primeira frequência de excitação, é

normalmente designada pela letra Ω . Numa turbina com 3 pás, a frequência com que as pás passam por uma posição fixa é denominada por 3Ω , representando a rotação do rotor multiplicada pelo número de pás. Assim, devido à rotação do rotor, a estrutura vai estar sujeita a cargas cíclicas com frequências $\Omega, 3\Omega, 6\Omega, \dots$

3.3. DEFINIÇÃO DO TIPO DE AÇÕES A CONSIDERAR NAS ANÁLISES DE FADIGA

A norma IEC 61400-1 define os casos de carga a serem considerados para diferentes análises, entre elas estão definidos pela letra F os casos de carga que têm que ser analisados no estudo da fadiga. Os casos de carga estão presentes na Fig. 3.4, sendo que os casos referidos para análise de fadiga são:

- Produção de energia;
- Produção de energia com ocorrência de falha;
- Início de funcionamento do aerogerador;
- Desligamento normal;
- Estacionado (parado ou com baixa velocidade de rotação).

Para cada uma das análises anteriormente mencionadas a norma refere quais as condições de vento a considerar, isto é, se na análise é necessário ter em consideração um perfil de vento turbulento ou um perfil de vento constante. Também é referido as condições de velocidade de vento no hub que é necessário obedecer para fazer a respetiva análise.

Design situation	DL C	Wind condition	Other conditions	Type of analysis	Partial safety factors
1) Power production	1.1	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	For extrapolation of extreme events	U	N
	1.2	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		F	*
	1.3	ETM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		U	N
	1.4	ECD $V_{hub} = V_r - 2 \text{ m/s}, V_r, V_r + 2 \text{ m/s}$		U	N
	1.5	EWS $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		U	N
2) Power production plus occurrence of fault	2.1	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	Control system fault or loss of electrical network	U	N
	2.2	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	Protection system or preceding internal electrical fault	U	A
	2.3	EOG $V_{hub} = V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{out}	External or internal electrical fault including loss of electrical network	U	A
	2.4	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	Control, protection, or electrical system faults including loss of electrical network	F	*
3) Start up	3.1	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		F	*
	3.2	EOG $V_{hub} = V_{in}, V_r = 2 \text{ m/s}$ and V_{out}		U	N
	3.3	EDC $V_{hub} = V_{in}, V_r = 2 \text{ m/s}$ and V_{out}		U	N
4) Normal shut down	4.1	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		F	*
	4.2	EOG $V_{hub} = V_r = 2 \text{ m/s}$ and V_{out}		U	N
5) Emergency shut down	5.1	NTM $V_{hub} = V_r = 2 \text{ m/s}$ and V_{out}		U	N
6) Parked (standing still or idling)	6.1	EWM 50-year recurrence period		U	N
	6.2	EWM 50-year recurrence period	Loss of electrical network connection	U	A
	6.3	EWM 1-year recurrence period	Extreme yaw misalignment	U	N
	6.4	NTM $V_{hub} < 0,7 V_{ref}$		F	*
7) Parked and fault conditions	7.1	EWM 1-year recurrence period		U	A
8) Transport, assembly, maintenance and repair	8.1	NTM V_{limit} to be stated by the manufacturer		U	T
	8.2	EWM 1-year recurrence period		U	A

Fig. 3.4- Casos de carga a considerar no dimensionamento de geradores eólicos (61400-1 2005-08).

3.4. COMO AVALIAR A FADIGA

O Eurocódigo EN 1993-1-9 apresenta dois métodos de verificação do estado limite de fadiga: o método do dano controlado e método do tempo de vida garantido. O método do dano controlado é usado quando, no caso de ocorrência de dano por fadiga, seja possível uma redistribuição de cargas entre os componentes dos elementos estruturais. O método do tempo de vida garantido é usado no caso em que a formação de uma fenda num componente pode conduzir rapidamente à rotura desse elemento ou da estrutura.

3.4.1. AVALIAÇÃO DA RESISTÊNCIA À FADIGA

O método usado para avaliar a resistência a fadiga no aço são as curvas SN, presentes no Eurocódigo EN 1993-1-9. Existem 14 curvas, cada uma delas identificada por uma classe que representa a resistência à fadiga para um número de ciclos de rotura de 2 milhões, sendo que as curvas estão representadas na

Fig. 3.5. As presentes curvas têm a mesma inclinação (m), sendo para $N < 5 \times 10^6$, $m = 3$ e para $5 \times 10^6 \leq N \leq 10^8$, $m = 5$. As diferentes inclinações vão depender do tipo de material, que neste caso é o aço.

Na Fig. 3.5 estão representadas 4 curvas exemplo, sendo que se percebe pela análise das curvas, que se a amplitude de tensões for superior ao limite de truncadura, representado pela ordenada correspondente a uma abcissa de 1×10^8 ciclos, a estrutura resiste apenas a um determinado número de ciclos e, se for inferior, a estrutura resiste a um número infinito de ciclos. Para definir qual a curva que se adapta a uma determinada ligação de uma dada estrutura em estudo, o Eurocódigo defini vários tipos de pormenores de ligações. Ao nível da torre de um gerador eólico as ligações que são utilizadas são: ligações soldadas e aparafusadas, sendo que o pormenor da ligação aparafusada está representado na Fig. 3.8. Nas ligações soldadas, as ligações horizontais vão ter que ser todas verificadas, pois são as que tem o pormenor mais baixo, normalmente o DC 90, enquanto que a vertical tem o pormenor DC 125. Os pormenores estão representados na Fig. 3.6 e Fig. 3.7. A espessura utilizada para calcular a tensão é a espessura mínima da chapa da ligação soldada horizontal e da vertical, pois quanto maior a tensão mais limitada está a torre ao nível dos ciclos. Ao nível das ligações aparafusadas são todas verificadas, pois a tensão vai depender do número de parafusos e da área de contacto na flange.

É importante referir que as ligações soldadas verticais não estão todas alinhadas, pois se estivessem iriam existir bastantes pontos de confluência de soldaduras em cruz, o que criaria pontos débeis.

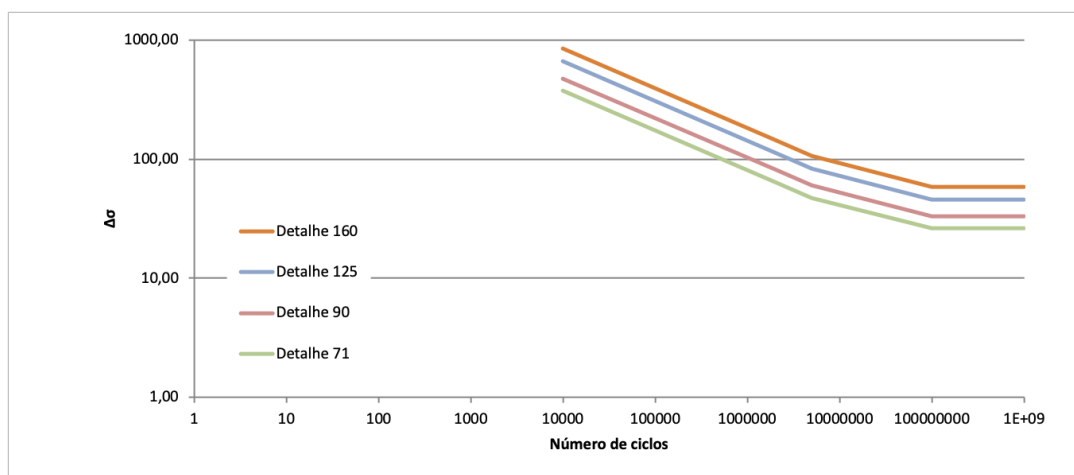


Fig. 3.5 - Curvas de resistência à fadiga para intervalos de tensões normais (Eurocódigo 3 2010).

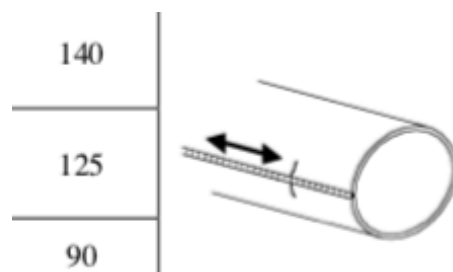


Fig. 3.6- Pormenor DC 125 utilizado nas ligações soldadas verticais (Eurocódigo 3 2010).

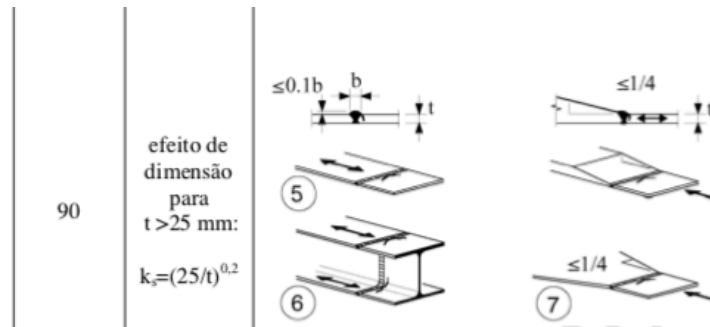


Fig. 3.7- Pormenor DC 90 utilizado nas ligações soldadas horizontais (Eurocódigo 3 2010).

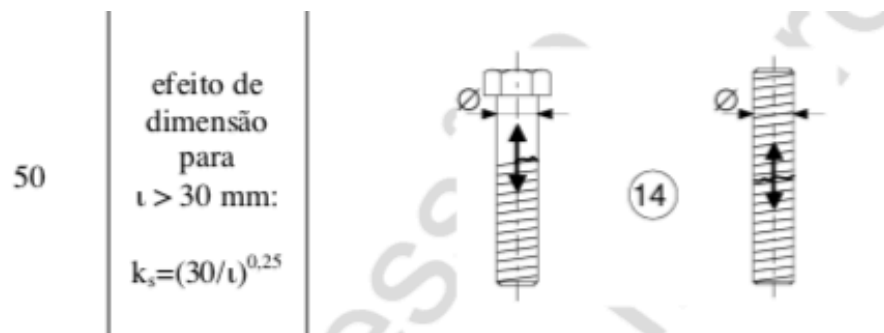


Fig. 3.8- Pormenor DC 50 utilizado nas ligações aparafusadas (Eurocódigo 3 2010).

3.5. ENSAIOS NÃO DESTRUTIVOS

Os ensaios não destrutivos (NDT) são ensaios que permitem a inspeção de materiais sem destruir a estrutura. Após a sua execução, as partes de estrutura submetidas ao ensaio ainda podem ser usadas.

Nas torres, estes ensaios são particularmente usados para avaliar as fissuras no aço. Por vezes, as fissuras geradas pela fadiga não são visíveis. Por essa razão, é necessário proceder a verificação a níveis internos. Os ensaios não destrutivos mais usados para esse efeito são: ultrassons e líquidos penetrantes.

3.5.1. ENSAIO DE ULTRASSONS

O ensaio de ultrassons tem como objetivo a utilização de energia sonora de alta frequência para realizar exames e fazer medições. O ultrassom é introduzido no elemento da estrutura a analisar e ao propagar-se, se atingir um material com densidade e velocidade diferente, o sinal é refletido de volta para a unidade emissora. Tal acontece quando existe uma descontinuidade, isto é, uma fissura.

O ensaio é constituído por vários aparelhos: o pulsador/recetor, o transdutor e os dispositivos de exibição. O pulsador é um dispositivo que imite sinais elétricos, impulsionando por sua vez pelo transdutor, que vai gerar energia ultrassónica de alta frequência. A energia sonora é assim produzida e propaga-se através dos materiais na forma de ondas.

Como já referido anteriormente, o equipamento utilizado na realização do ensaio vai possibilitar definir um gráfico que vai permitir determinar a que distância do emissor está a fissura.

3.5.2. ENSAIO DE LÍQUIDOS PENETRANTES

Tal como o ensaio de ultrassons, o ensaio de líquidos penetrantes é utilizado para determinar a existência de fissuras internas. A técnica é baseada na capacidade de um líquido ser arrastado para uma descontinuidade de superfície por ação capilar, isto é, quando colocado o líquido na superfície este vai, por ação capilar, para as descontinuidades que existirem na estrutura.

A preparação da superfície à qual se vai realizar o ensaio constitui um dos passos mais críticos da realização do ensaio. A superfície deve estar limpa, isto é, não pode conter água ou outro produto contaminante que iria prejudicar a evolução do ensaio. Em seguida é colocado durante um determinado tempo, um líquido penetrante sobre a superfície. O tempo de permanência é o tempo total em que o penetrante está em contato com a superfície da peça, tempo esse que é recomendado em função do produto utilizado. Passado o tempo necessário, o excesso de penetrante deve ser removido da superfície da amostra. Depois de a superfície estar limpa é colocado sobre ela em desenvolvedor, num tempo suficiente para permitir a extração do penetrante preso nas falhas da superfície. Assim, nas zonas em que existir penetrante sabe-se que existem fissuras.



Fig. 3.9 – Representação do teste ultrassom e líquido penetrante, à esquerda e direita, respetivamente.

(<https://www.3endclimb.com/inspecao-ultrassom>; <http://dfcinspecoes.com/servicos.php>)

4

Caso de estudo

4.1. PARQUE EÓLICO

O parque eólico em estudo localiza-se a cerca de 3 quilómetros da Vila da Tocha, Cantanhede, distrito de Coimbra (Fig. 4.1). O parque eólico da Tocha foi escolhido porque nele está a decorrer um projeto de investigação na faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (WindFarmSHM) que contempla a monitorização de vários aerogeradores. O trabalho experimental em curso será apresentado no capítulo 6. O parque é constituído por cinco geradores eólicos onshore, tendo cada um deles uma potência útil de 1,8 MW, perfazendo, para o parque, uma potência útil máxima total de 9MW. O modelo das turbinas é V100 1,8MW, com diâmetro do rotor de 100 metros. O parque encontra-se em funcionamento desde 2012, estando a produzir energia desde então. As turbinas foram executadas e são mantidas pela VESTAS e o dono do parque é a EDP Renováveis.

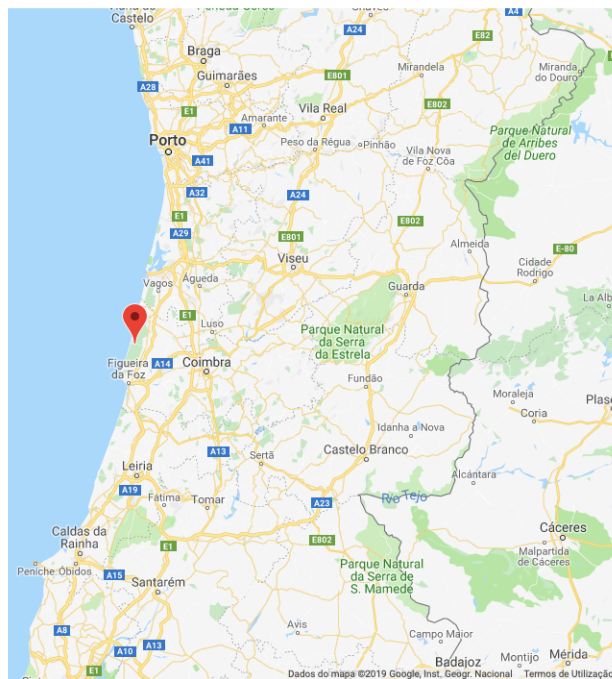


Fig. 4.1- Localização do parque eólico da tocha.

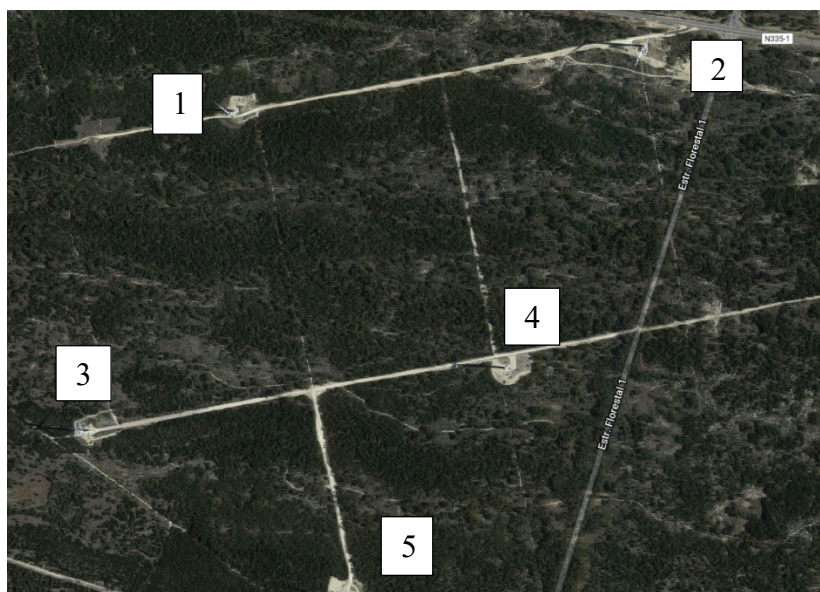


Fig. 4.2- Organização espacial das turbinas eólicas no parque eólico.

4.2. CARATERÍSTICAS DE UM GERADOR V100 1,8 MW

O modelo utilizado no parque eólico em estudo atinge a sua potência máxima, de 1,8MW, para velocidades de vento de 12 m/s. Para o tipo de gerador utilizado a velocidade mínima para que haja produção de energia, “cut in speed”, é 4 m/s e a velocidade de vento máxima, isto é, a partir da qual o gerador deixa de produzir energia, é 20 m/s, sendo usualmente chamada de “cut out speed”.

A turbina eólica é caracterizada como gerador de eixo horizontal em que o rotor está colocado a montante da torre, isto é, solução upwind (já caracterizada no capítulo dois). O rotor é composto por três pás, cada uma com cerca de 49 metros de comprimento e máxima largura (corda) de 3.89 metros, terminando com um diâmetro útil de aproximadamente 100 metros. O tipo de controlo utilizado no gerador corresponde às soluções mais usadas, isto é, controlo do ângulo pitch e controlo da velocidade de rotação do eixo de transmissão.

A torre, do tipo tubular de aço, é composta por quatro segmentos, perfazendo uma altura de 93.3 metros, com o diâmetro a variar entre 4.15 metros e 2.3 metros. Por último, a fundação de cada turbina eólica é constituída por uma fundação quadrada de 14 metros de lado, apoiada em estacas. Na Tabela 4.1 estão apresentadas todas as características da turbina eólica utilizada no parque eólico da Tocha (retiradas do catálogo da VESTAS).



Fig. 4.3- Turbina eólica do parque eólico da tocha.

Tabela 4.1- Características do modelo da turbina eólica V100 1,8MW (adaptado de catálogo da VESTAS).

Modelo- V100 1,8MW	
Operação	
Potência máxima	1,8MW
Cut-in-speed: velocidade mínima do vento	4 m/s
Velocidade nominal do vento	12 m/s
Cut-out-speed: velocidade máxima do vento	20 m/s
Classe do vento usada	IEC S
Parte elétrica	
Frequência	50 Hz/60 Hz
Gerador	Assíncrono com rotor enrolado
Dimensões	
Rotor	
Diâmetro	100 m
Área ocupada	7,850 m ²
Pá	
Comprimento	49 m
Corda máxima	3,9m
Nacelle	
Comprimento	10,4 m
Largura	3,4 m
Torre	
Altura	93,3 m
Diâmetro máximo	4,15 m
Diâmetro mínimo	2,3 m
Hub	
Diâmetro	3 m
Comprimento	4,2 m
Controlo	-Controlo do ângulo Pitch -Controlo da velocidade do eixo de transmissão

No catálogo de um fornecedor de turbinas eólicas, neste caso a VESTAS, estão descritas as características geométricas dos vários modelos de turbinas, como já mencionadas anteriormente na Tabela 4.1, contudo igualmente se encontra definida a curva tipo que reproduz a potência em função da velocidade do vento de uma turbina com as características atrás referidas. A curva de potência apresentada na Fig. 4.4 exhibe as condições ótimas de funcionamento do gerador, o que nem sempre é possível por diversos motivos, tais como problemas associados aos níveis de ruído do gerador. A curva presente no catálogo vai servir de modelo, mais à frente, para análise dos dados SCADA.

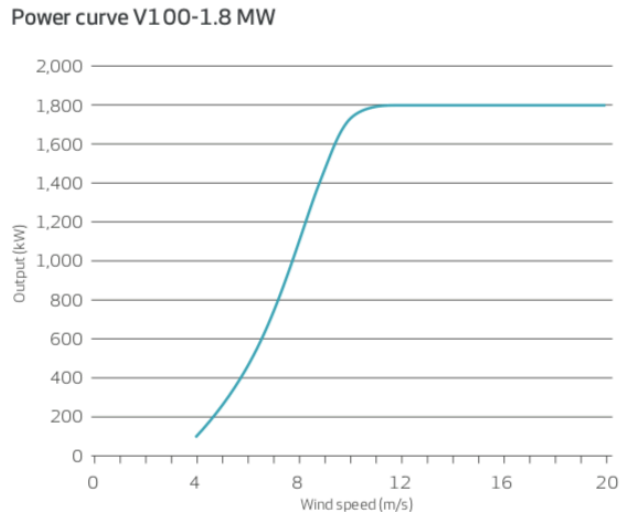


Fig. 4.4- Curva de Potência V100 1.8MW- Condições ótimas de funcionamento (catálogo da VESTAS).

4.3. DADOS SCADA

Os geradores possuem monitorização ao longo da sua vida útil de modo a que possam ser controlados enquanto produzem energia, isto é, para garantir que não há problemas durante o seu funcionamento. Como já referido anteriormente, os geradores atuais possuem um sistema de recolha, chamado de sistema SCADA. No presente caso de estudo serão usadas médias de 10 minutos fornecidas pelo sistema SCADA durante o mês de Fevereiro de 2019. Para uma primeira análise destes dados foram construídos diferentes gráficos:

- Potência gerada em função da velocidade do vento;
- Rotação do rotor em função da velocidade do vento;
- Ângulo de Pitch em função da velocidade do vento.

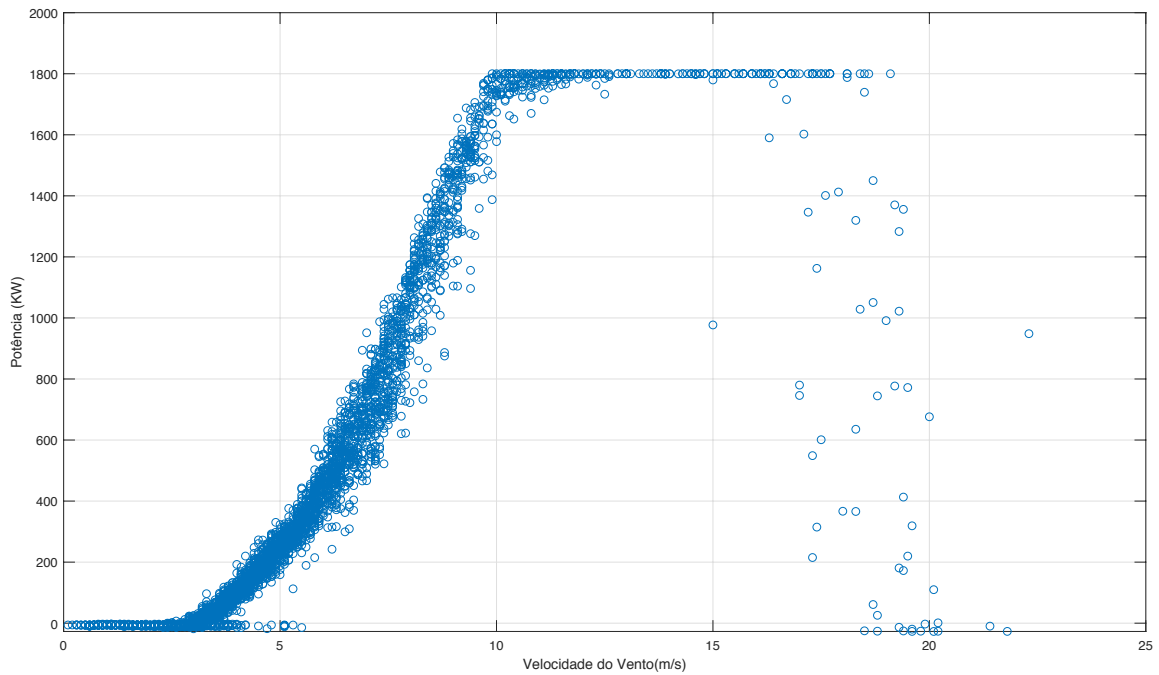


Fig. 4.5- Dados SCADA: Potência gerada em função da velocidade do vento.

Antes de mais é importante referir que as semelhanças entre a curva de potência fornecida pela Vestas e a curva de potência dos dados SCADA são notórias. Pela análise do gráfico da potência gerada (Fig. 4.4) verifica-se, como já referido anteriormente, que o gerador só começa a produzir energia para velocidades superiores a 4m/s. Para velocidades entre 4m/s e 9m/s o valor da potência aumenta e as rotações do rotor também. O ângulo de pitch neste intervalo permanece muito perto do 0°, situação na qual as pás oferecem maior resistência ao vento, isto é, uma maior força de arrasto, como referido no capítulo 2.

Entre a velocidade 9m/s e 12 m/s corresponde a uma zona de transição entre o controlo do ângulo de pitch e controlo de torque.

Entre os 12m/s e os 20m/s a potência gerada vai permanecer constante, e as rotações do rotor também. O ângulo de pitch vai aumentar, para fazer com que a resistência ao vento diminua, pois as velocidades são maiores e já não se consegue produzir mais energia, pois já se atingiu a potência nominal a partir de uma velocidade de 12 m/s. Para velocidades superiores a 20m/s o gerador é obrigado a parar, havendo assim um aumento do ângulo de pitch para o seu valor máximo, isto é, as pás vão deixar de oferecer resistência ao vento e, naturalmente, as rotações do rotor vão tender para zero.

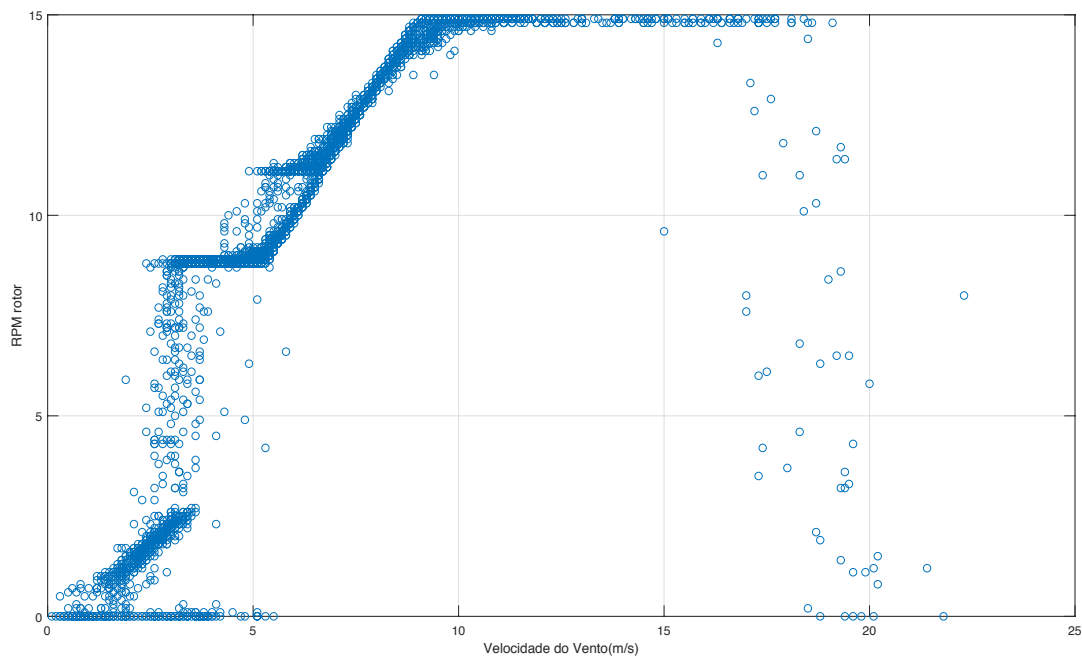


Fig. 4.6- Dados SCADA: Rotação do rotor em função da velocidade do vento.

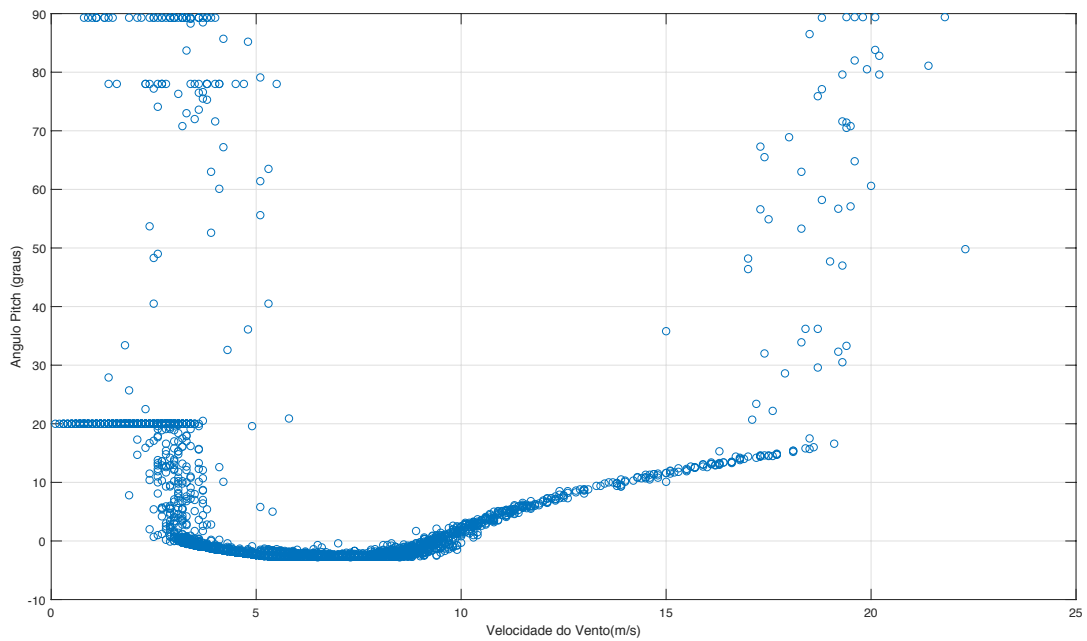


Fig. 4.7-Dados SCADA: Rotação do rotor em função da velocidade do vento.

5

Modelação numérica

O papel da modulação tem grande importância nas estruturas de Engenharia Civil. Para além de se conseguir dimensionar a estrutura e otimizar a forma, consegue-se também estimar os esforços que se vão obter para situações de funcionamento normais e até mesmo situações extremas de funcionamento.

Os geradores eólicos não fogem à regra das estruturas de Engenharia, sendo que é necessário ter uma boa modelação, pois, como já descrito antes no capítulo 3, existem muitos fenómenos envolvidos, tais como: fadiga e encurvadura. No seguimento de controlo, descrito no capítulo 2, é importante perceber que cada método de controlo está associado diferentes gamas de valores da velocidade do vento, e para tal é necessário que a modulação esteja adequada com a realidade, isto é, o comportamento da estrutura vai ser alterado, dependendo das ações a que está sujeita.

5.1. INTRODUÇÃO À MODULAÇÃO NUMÉRICA DE AEROGERADORES

Existem vários modelos que permitem modular geradores eólicos, sendo que com o passar do tempo os softwares foram evoluindo. O laboratório Risø, na Dinamarca criou o software HAWC2, que dispõe de grande aplicação prática, por apresentar grandes opções ao utilizador. Apesar da sua complexidade é um dos softwares mais utilizados no estudo estrutural de geradores eólicos (Gonçalves 2018). Existem alternativas tais como os softwares Bladed criado pela empresa DNV GL – Renewables e o Qblade.

Nesta tese o programa utilizado foi o FAST, concebido pela NREL (National Renewable Energy Laboratory), sendo a sua principal vantagem ser um programa de código aberto. No presente capítulo vão ser apresentados diferentes módulos necessários para modular um aerogerador e vai ser descrito com mais pormenor as abordagens utilizadas no caso de estudo referido no capítulo 4, o parque eólico da Tocha. Aquando da explicação do programa e dos diferentes módulos, vai ser referido a forma como cada módulo do programa FAST se adaptou de modo a ter as situações mais próximas da turbina eólica da Tocha.

5.2. FAST

Como já referido anteriormente, o programa utilizado na presente tese para avaliar os esforços na torre foi o FAST (Fatigue, Aerodynamics, Structure, and Turbulence) concebido pela NREL (National Renewable Energy Laboratory) e escrito na linguagem fortran. O código FAST permiti modelar a resposta dinâmica de turbinas eólicas de eixo horizontal com duas ou três pás, sendo que foi avaliado pela Germannischer Lloyd WindEnergie e foi considerado adequado para o cálculo de cargas de turbinas eólicas terrestres para o projeto e certificação (Jonkman and Jonkman 2016). Nos últimos anos, o FAST passou por uma grande reestruturação através da introdução de uma estrutura de modularização, FAST versão 8, que permitiu o acoplamento de vários módulos, sendo que cada módulo representa diferentes componentes. A versão 8 foi a versão utilizada na presente tese, sendo que a versão mais recente é a versão OpenFast, onde é possível alterar o código do software de modo a atender a condições específicas de funcionamento como paragem de funcionamento para velocidades superiores ao valor de cut-out (Gonçalves 2018). O FAST v8, para simulações de turbinas eólicas terrestres, possui diferentes módulos: geração de vento (InflowWind); aerodinâmica (Aerodyn); diferentes métodos de controlo (ServoDyn); dinâmica estrutural (ElastoDyn) e modelação das pás (BeamDyn). Para ter em conta o efeito de turbulência no vento foi usado o programa Turbsim, que também vai ser descrito no presente capítulo.

O programa pode ser inicializado a partir do Simulink no Matlab ou pela linha de comandos do Windows. Neste processo o ficheiro principal (fst) é executado (Gonçalves 2018). O ficheiro principal tem como propósito caracterizar o tipo de análise a ser feita, e é a partir deste ficheiro que são “chamados” os diferentes módulos.

Tabela 5.1- Versões utilizadas nos diferentes módulos do programa FAST.

FAST	ElastoDyn	Aerodyn	InflowWind	ServoDyn	Turbsim
v8.16	v1.03	v15.03	v3.01	v1.05	v1.06

5.2.1. ELASTODYN

O módulo ElastoDyn tem como objetivo caracterizar estruturalmente e geometricamente a torre e as suas componentes. Os graus de liberdade utilizados nesta análise são definidos neste módulo, estando representados na Fig. 5.1. Para todas as análises os graus de liberdade utilizados são: os dois pares de modos da torre, side-to-side e fore-aft, dois modos de flapwise e primeiro modo edgwise das pás e o grau de liberdade associado ao gerador. O grau de liberdade associado ao yaw não foi considerado, pois foi assumido que o rotor, para qualquer análise realizada ao longo desta dissertação, vai estar sempre orientado com o vento. Neste módulo também são definidas as inércias, massas e dimensões das várias componentes da turbina, como por exemplo do hub. Outros pontos a definir são as condições iniciais do sistema, tais como: o ângulo de pitch inicial, a velocidade de rotação inicial do rotor, o ângulo de pitch de cada uma das pás, etc. A este módulo estão associados dois ficheiros que contêm as propriedades geométricas da torre e das pás, sendo que ao nível da torre e das pás são definidas características tais como densidade e rigidez associada aos diferentes troços.

Como output deste módulo obtém-se esforços e deformações em qualquer secção ao nível da torre, pois consegue-se mudar as definições do ElastoDyn de modo a que qualquer resultado, tais como: esforços e extensões, possa ser obtido ao nível de determinada secção. Tal propriedade foi bastante importante para calcular os esforços ao nível da secção instrumentada com extensómetros, que mais tarde serão

tidos em conta para comparar os esforços estimados através dos extensómetros com os esforços obtidos no FAST.

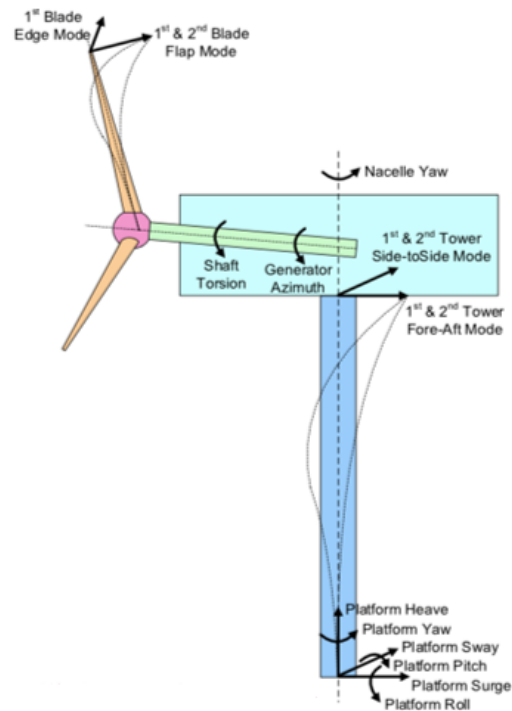


Fig. 5.1- Graus de liberdades considerados no FAST.

5.2.2. AERODYN

O módulo AeroDyn calcula as cargas aerodinâmicas nas três pás e na torre, sendo constituído por quatro submódulos: esteira/indução do rotor; aerodinâmica da pá; influência da torre no comportamento dinâmico das pás; coeficientes de arrasto e sustentação (J.M. Jonkman 2017). Para calcular as cargas, o AeroDyn calcula a influência da esteira através de fatores de indução baseados na teoria do elemento pá, sendo que os seus fundamentos já foram caracterizados no capítulo 2 (J.M. Jonkman 2017). É também possível especificar coeficientes e opções relacionadas com as principais teorias que compõem o módulo, como a teoria do elemento de pá. Os parâmetros utilizados no ficheiros correspondem a valores padrão para o tipo de análise realizada, presentes no modelo fornecido para o aerogerador de 5 MW da NREL (Gonçalves 2018), sendo que as alterações efetuadas para serem mais representativos da turbina modelada vão ser referidas mais à frente.

O ficheiro do AeroDyn é assim composto por dois ficheiros: um deles relativamente às pás e o outro relativamente à torre. O ficheiro das pás contém as suas propriedades geométricas, entre elas o centro geométrico, a corda e o ângulo twist. Estas grandezas foram definidas ao longo de várias secções da pá, sendo a pá correspondente a uma pá tipo da turbina em estudo, fornecida pela Vestas, representada na Fig. 5.2. Na Fig. 5.3 está representada uma imagem da pá real, retirada aquando de uma manutenção que ocorreu no mês de Maio do presente ano.

Assim, a partir da geometria da pá fornecida foram estudadas vinte secções sucessivas, sendo que as diferentes propriedades geométricas anteriormente definidas foram alteradas no ficheiro do AeroDyn v15 Blade. Para definir as propriedades, colocou-se as secções no Autocad, como ilustrado na Fig. 5.4.

Para realizar a medição da corda ao nível da secção foi traçada uma linha entre o ponto mais à esquerda e o ponto mais à direita, sendo que tal representa a corda. Para saber qual a definição do ângulo de twist foi consultado o manual do FAST AeroDyn v15, sendo que se concluiu que corresponde ao ângulo entre o eixo horizontal e a linha da corda. Por último, foi definido o centro geométrico da secção, tendo sido assumido que este se situa a $\frac{1}{4}$ da corda, medido a partir da parte mais larga da secção. Na Fig. 5.5 estão representadas as várias grandezas medidas para uma das secções. Como as secções no FAST estão normalizadas em relação à corda, após medição da corda, do twist e do centro de gravidade, foi representado cada uma das secções rodadas, de modo a que as coordenadas no eixo horizontal estivessem normalizadas, isto é, foi necessário colocar a corda horizontal e colocar o ponto mais a esquerda, que representa a extremidade da corda, a coincidir com a origem do referencial.



Fig. 5.2- Representação da geometria da pá fornecida pela VESTAS.



Fig. 5.3- Exemplo de manutenção que ocorreu nas pás no mês de Maio no Parque eólico da Tocha.

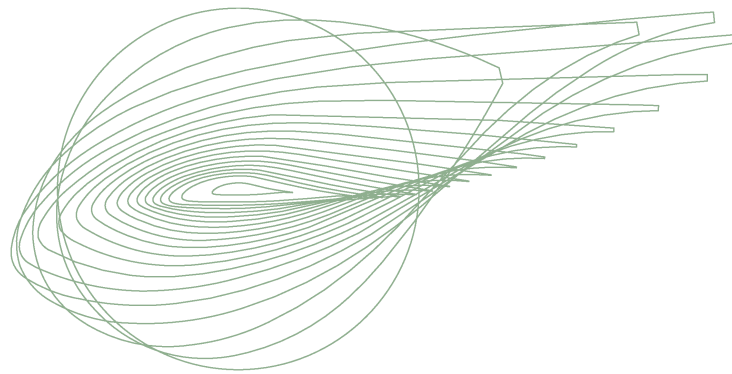


Fig. 5.4- Representação em plano das 20 secções usadas para definir a pá da VESTAS.

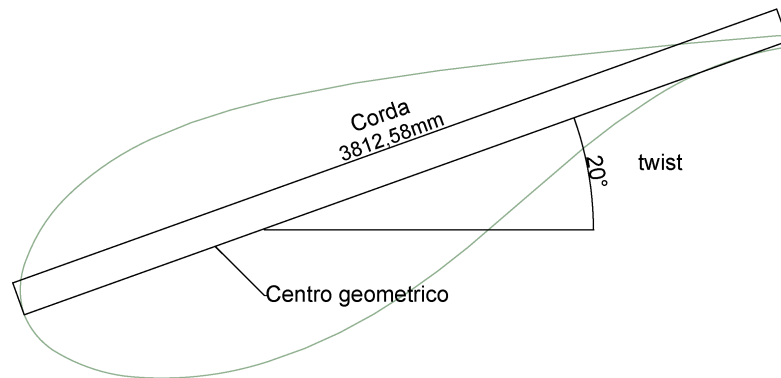
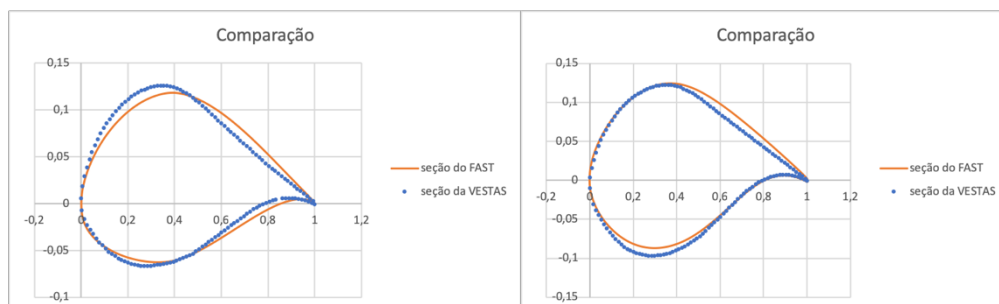


Fig. 5.5- Representação de 1 secção da pá.

Após normalização, no ficheiro AeroDyn v15 Blade foi necessário fazer uma aproximação ao nível das pás, pois teve que se ver quais as secções fornecidas pela NREL que se aproximavam de cada secção em estudo. Para tal foram desenhadas as diferentes secções de pás no Excel e fez-se uma aproximação, como está representado na Fig. 5.6.

Relativamente a torre são definidos no ficheiro correspondente da torre o número de Reynolds e o coeficiente de arrasto, para cada troço. Sendo que as propriedades são referentes à torre eólica em estudo.



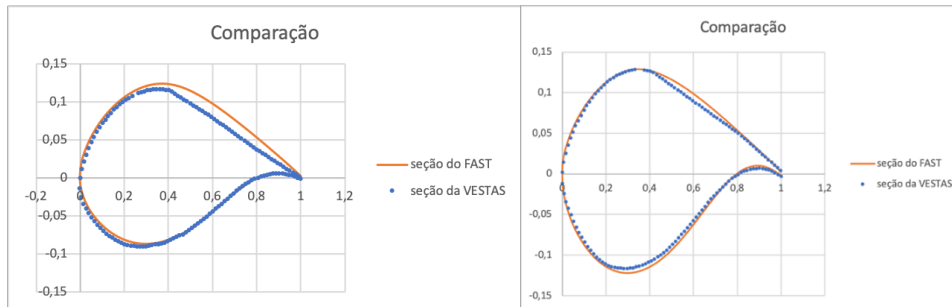


Fig. 5.6- 4 de 20 secções de comparação das pás.

5.2.3. SERVO DYN

O módulo do FAST Servodyn permite escolher quais os métodos de controlo a ter em consideração na turbina. Os métodos de controlo disponíveis são: controlo do ângulo de pitch, controlo do torque do gerador, controlo da velocidade de rotação do gerador e controlo da orientação do sistema yaw. Neste módulo também existe a possibilidade de se fazer uma paragem de emergência. Como já referido, vai-se considerar que a estrutura estará sempre orientada em função da direção do vento, logo não vai ser considerado o controlo do sistema yaw. Portanto, os métodos de controlo utilizados foram: controlo de pitch e controlo do torque do gerador, sendo que vão ser descritos a seguir.

A rotina utilizada para caracterizar o controlo de pitch foi a rotina escrita por Craig Hansen, descrita nos manuais do FAST. Tal rotina permite controlar as rotações do rotor ou a potência produzida pelo aerogerador. O controlo utilizado foi limitar as rotações do rotor a 14,9 rpm, pois foi o que se obteve como rotação máxima nos resultados dos dados SCADA.

A outra doutrina de controlo utilizada na modulação numérica foi o controlo do torque. O controlo do torque tem por base a relação entre a velocidade de rotação do eixo de transmissão e torque. Para tal é possível controlar o sistema a partir do Simulink ou a partir de algoritmo simplificado fornecido pela NREL (Gonçalves 2018). Na presente modulação foi utilizada o método de controlo simplificado.

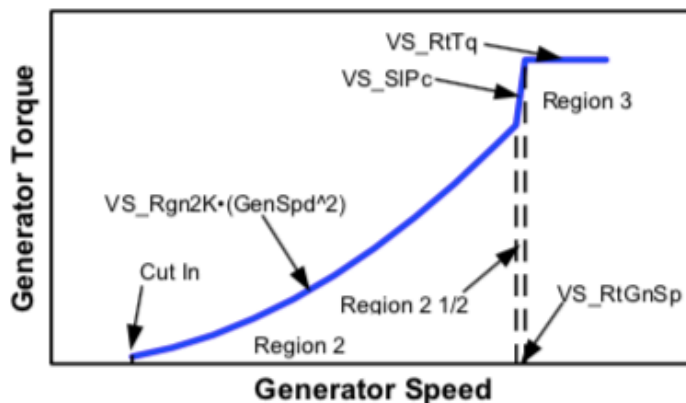


Fig. 5.7- Curva de controlo de torque (Jonkman 2005).

A Fig. 5.7 representa as diferentes zonas de controlo definidas na rotina presente no ServoDyn. Para a turbina eólica da Tocha os vários valores da curva foram calculados com base nos dados SCADA (Gonçalves 2018).

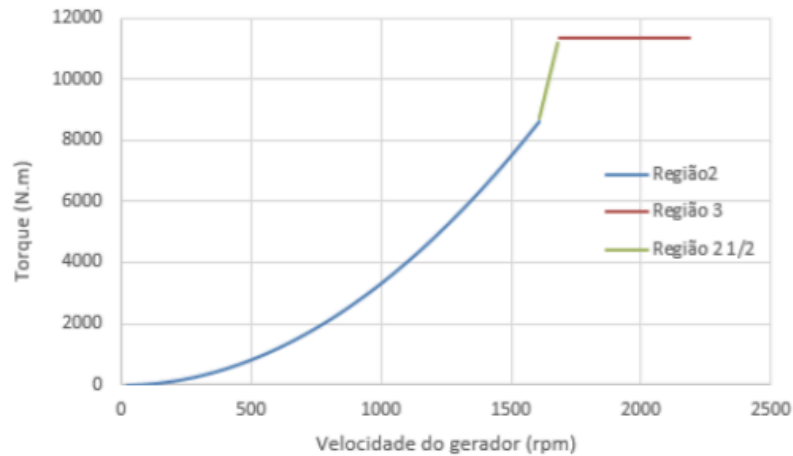


Fig. 5.8-Curva de controlo do aerogerador da tocha (Gonçalves 2018).

O gráfico obtido para a rotina de controlo da turbina eólica da Tocha está apresentado na Fig. 5.8. Nesta existem três zonas de controlo diferentes: na zona 2 existe controlo do torque de acordo com a rotações do gerador. A curva da zona 2 foi definida de modo a obter valores correspondentes à produção energética para cada velocidade, retirada dos dados do sistema SCADA (Gonçalves 2018). Na zona 3, zona em que o aerogerador está a produzir a potência máxima, o controlo usado é controlo do ângulo de pitch. A zona intermedia, zona 2 $\frac{1}{2}$, representa uma parte em que não existe nenhum controlo, isto é, a zona serve exclusivamente de ligação entre o controlo do pitch e controlo do torque.

É possível fazer a comparação entre a Fig. 5.8 e a Fig. 4.4 que faz corresponder a cada zona dos três tipo de controlos uma determinada gama de velocidades. Até à velocidade de mais ou menos 9 m/s o sistema de controlo é denominado pelo controlo de torque de acordo com a rotações do gerador, entre os 9 m/s e os 12 m/s corresponde à zona em que há mudança de tipo de controlo, designada anteriormente por zona intermedia. A partir da velocidade de 12 m/s, a zona corresponde ao controlo de pitch das pás. É importante referir que os sistemas de controlo apresentado nesta parte não tem em conta a velocidade de cut-out, isto é, para velocidades superiores a 20 m/s o controlo de pitch não funciona. Para ter em conta o processo de funcionamento da turbina para velocidades superiores a 20 m/s, no FAST, vai ter que se desligar o controlo e assumir as condições iniciais de pitch a 90° para as três pás e assim ter uma aproximação da realidade.

5.2.4. INFLOWWIND

Este módulo é responsável por caracterizar a ação do vento. Para caracterizar o vento existem diferentes cenários, isto é, o vento pode ser considerado constante, sendo que neste caso só se precisa de colocar a velocidade de vento e ao executarmos o programa o que vai acontecer é uma situação em que todos os parâmetros de saída, como por exemplo a potência gerada, pitch entre outros, vão tender para uma situação estável. Também pode ser considerada uma situação de evolução logarítmica, isto é, a velocidade do vento vai variar com a altura. Na realidade, estes cenários não representam perfeitamente a situação do vento, devido ao facto de o vento ser turbulento. Como já referido anteriormente no capítulo 3 o vento é caracterizado não só pela velocidade média, mas também pelo coeficiente de

turbulência, por isso existem outras formas de inserir o vento no programa, de modo a tornar o cenário mais realista. Nesta tese, o método utilizado para gerar vento turbulento foi o programa TurbSim, fornecido pela NREL, que permite assim gerar ficheiros “bts” que correspondem a uma série temporal da intensidade de vento, tendo em consideração o fenómeno de turbulência. O programa não permite que a velocidade média varie ao longo do tempo.

O TurbSim é, como referido anteriormente, um simulador de vento turbulento. A saída do TurbSim pode ser usada como entrada em códigos, como por exemplo o FAST. O TurbSim lê o ficheiro de entrada para definir os parâmetros necessários para execução do programa. O ficheiro de input do TurbSim define uma grelha que representa o vento nas 3 direções (X, Y e Z), sendo esta grelha caracterizada pelas dimensões, velocidade média do vento, duração da série de dados, entre outros parâmetros. A largura da grelha deve ser suficientemente grande de modo a garantir que nenhuma parte das pás fique fora da grelha, mesmo quando a grelha estiver em andamento, pois assim os esforços seriam afetados. O fluxo pode estar alinhado com o aerogerador ou pode estar com um ângulo de desfasamento com o aerogerador. Os modelos de grelhas do ficheiro utilizadas para estas diferentes situações estão representados na Fig. 5.9. Em relação à turbulência, no ficheiro de input do TurbSim, existem vários métodos para gerar a turbulência. Nesta tese, o método utilizado foi a “IECKAI”, turbulência utilizada na norma IEC 61400-1. Dentro deste cenário de turbulência existem 3 tipos de turbulência: A, B, C, sendo que a A representa a situação com mais turbulência. Para as análises feitas mais adiante vão ser tidas em conta as diferentes hipóteses de gerar turbulência. Por sua vez, para se obter um cenário mais realista, a turbulência também pode ser definida em termos percentuais, como por exemplo 10%. Juntamente também existe a definição do tipo de turbulência, neste caso foi usada a “NTM” que representa turbulência normal. Relativamente ao tipo de turbulência na análise de fadiga, a norma IEC 61400-1 define, na Fig. 3.4, quais os tipos de turbulência a considerar para cada cenário de carga.

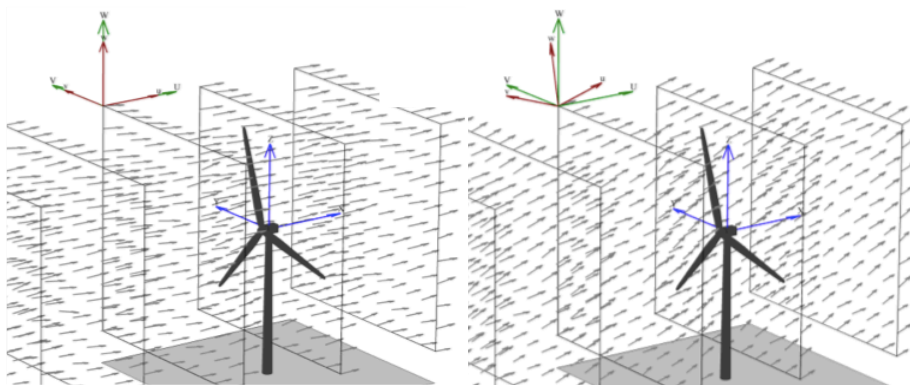


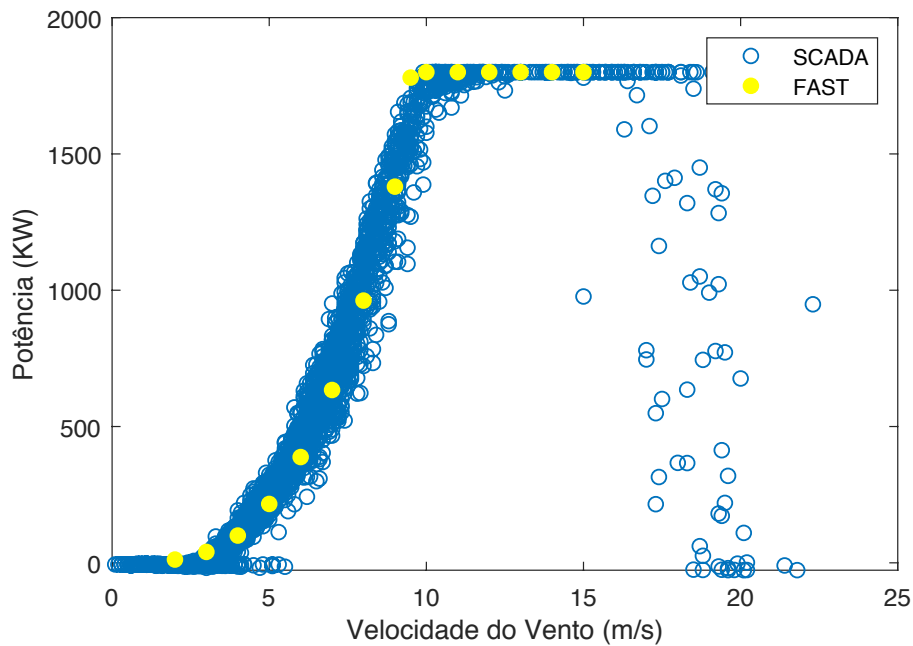
Fig. 5.9- Grelhas com direção do referencial do aerogerador coincidente com o fluxo gerado e direção do referencial do aerogerador não coincidente com o fluxo gerado, respetivamente (B.J. Jonkman 2012).

5.3. VALIDAÇÃO PRELIMINAR DO MODELO NUMÉRICO

5.3.1. VALIDAÇÃO DO ALGORITMO DE CONTROLO

Com o objetivo de relacionar os resultados obtidos pelo programa (numericamente) e o comportamento registado pelo sistema SCADA foram efetuadas análises numéricas para diferentes cenários, alterando a velocidade do vento. Após efetuadas as análises foram retiradas, de cada uma das análises, o valor dos

RPM do rotor, ângulo de pitch e potência produzida. Para se conseguir ter uma validação do algoritmo de controlo, isto é, validar se o programa está a simular condições reais da turbina foram sobrepostos os resultados numéricos com os valores medidos pelo sistema SCADA. É importante referir que o programa utilizado, o FAST, não consegue gerar uma série temporal que permita aumentar a velocidade média do vento, portanto teve que se executar o programa para diferentes velocidades. Relativamente à curva de potência os resultados obtidos estão de acordo com os dados do sistema SCADA. Além da comparação entre as curvas de potência são também comparados os resultados relativos às rotações do rotor e o ângulo de pitch. Os gráficos das diferentes comparações estão apresentados na Fig. 5.10. Pela análise do gráfico de pitch em função da velocidade do vento, percebe-se que o valor do pitch para velocidades de vento inferior a 9 m/s não representa bem a realidade, pelo que, nas análises à frente efetuadas vai ser tido em atenção este desvio para as gamas de velocidades atrás referidas. O controlo de pitch nessas velocidades ainda não está ativado, por isso esta diferença é fácil de ultrapassar, sendo que para as análises do FAST em que a velocidade de vento estiver compreendida nesse intervalo, será aceitável desligar o controlo de pitch e obrigar as pás a terem um pitch constante e coincidente com a média do pitch dos dados SCADA.



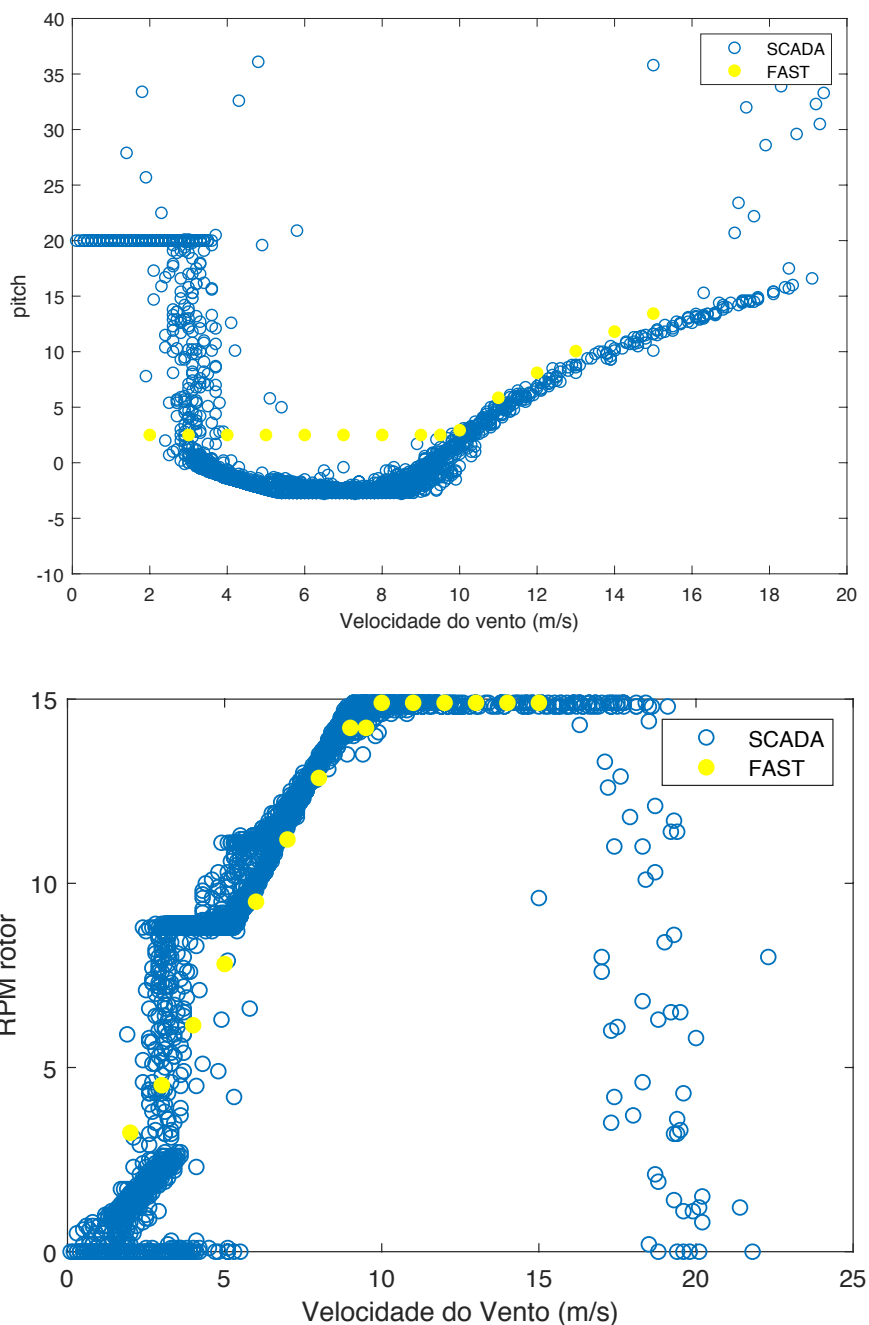


Fig. 5.10- Comparação entre dados do sistema SCADA e resultados do modelo.

5.3.2. AVALIAÇÃO DO EFEITO DO CONTROLO NOS ESFORÇOS

Com a finalidade de avaliar o efeito do controlo nos esforços foram efetuadas várias simulações no FAST, sem ser considerada a turbulência, sendo que os diferentes resultados foram organizados na Tabela 5.2. As simulações tiveram a duração de 10 minutos com a finalidade de obter condições estáveis ao nível do gerador, sendo que para cada velocidade considerada: 6 m/s, 10m/s e 15 m/s, foram efetuadas duas simulações, com e sem controlo. O referencial utilizado pelo FAST para representar os momentos está representado na Fig. 5.11. Como seria expectável, pela análise dos valores percebe-se que os

esforços mais afetados com o controlo são os momentos na base na direção y (direção do vento) e quando a velocidade é maior. Tal situação permite concluir que o método de controlo que afeta mais a estrutura é o controlo do ângulo de pitch, pois só para velocidades maiores é que começa a haver necessidade de diminuir a área da pá exposta ao vento, e conseqüentemente diminuir os esforços. É importante referir que para os esforços calculados nas situações em que o controlo estava desligado, o valor do ângulo de pitch considerado para as 3 pás foi 2.5°.



Fig. 5.11- Referencial utilizado para cálculo dos esforços na base da turbina eólica.

Tabela 5.2- Valores dos esforços na base da turbina eólica, sem controlo e com controlo, respetivamente.

Sem controlo	Esforço transverso (kN): FA	Esforço transverso (kN): SS	Momento base Xt, SS (kN.m)	Momento base Yt, FA (kN.m)	Momento base Zt (kN.m)
Velocidade: 6 m/s	190,2	0	294,1	16880	14,4
Velocidade: 10 m/s	557	-2,9	215	49390	36,6
Velocidade: 15 m/s	1198	-2,48	342	111200	-473
Com controlo	Esforço transverso (kN): FA	Esforço transverso (kN): SS	Momento base Xt, SS (kN.m)	Momento base Yt, FA (kN.m)	Momento base Zt (kN.m)
Velocidade: 6 m/s	103,5	-9,4	1236	8470	-34
Velocidade: 10 m/s	271	-13	2524	24610	0
Velocidade: 15 m/s	164	-11	2143	15710	-141

5.3.3. EFEITO DA TURBULÊNCIA NOS ESFORÇOS

Para avaliar o efeito da turbulência nos esforços, mais precisamente nos momentos na direção FA e SS da estrutura, foram produzidas análises para velocidades médias de vento de 6 m/s, 10 m/s e 15 m/s. O tipo de turbulência considerada foi a turbulência normal definida pela norma IEC 64100-1, isto é, turbulência tipo A, B e C. Não são representados os resultados para a turbulência B, pois é uma situação intermédia entre A e C. Em todas as análises foi considerado o controlo, tendo as simulações a duração de 10 minutos. Os gráficos obtidos estão representados na Fig. 5.12.

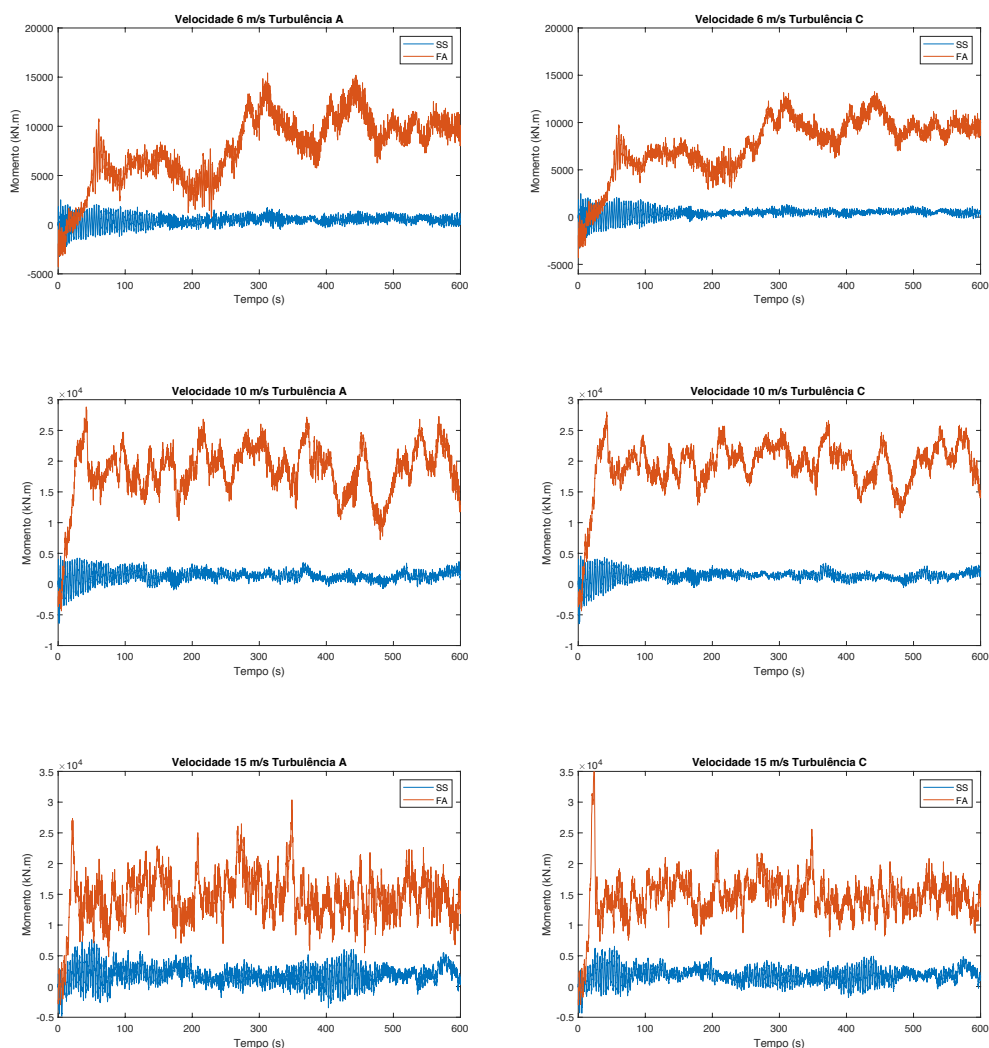


Fig. 5.12- Representação dos momentos FA e SS para velocidades de 6 m/s, 10 m/s e 15 m/s, com turbulência A e C.

Antes de se proceder à análise dos gráficos é importante referir que o FAST apresenta, no início da simulação, uma convergência, isto é, no início apresenta uma maior oscilação, dependendo da diferença entre as condições iniciais introduzidas da simulação e o valor que se pretende atingir no final da simulação, o que se consegue perceber em qualquer um dos gráficos da Fig. 5.12. Pela análise da Fig.

5.12 percebe-se que os esforços não apresentam grande diferença a nível de valor para a mesma velocidade média e diferentes turbulências A e C, sendo que, como mencionado anteriormente, a turbulência do tipo A é a mais gravosa, e como tal provoca uma maior oscilação dos esforços. Posto isto, apenas se compreende que com a turbulência A os esforços oscilam um pouco mais.

6

Resultados experimentais

No presente capítulo vai ser descrito o princípio genérico de funcionamento de um extensómetro e a instalação realizada numa das torres do parque eólico da Tocha, sendo que a localização e características do parque foram descritas no capítulo 4. Os extensómetros são sensores muito sensíveis, logo os seus resultados podem ser afetados por inúmeros fatores. Na presente tese o efeito mais relevante tido em conta foi o efeito da temperatura. O efeito da temperatura nos extensómetros reflete-se numa afetação dos resultados medidos, sendo necessário fazer correções. Também neste capítulo foram preparados os dados experimentais para que no próximo capítulo já se tivesse tudo trabalhado para se proceder à comparação entre os resultados numéricos e experimentais.

6.1. PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DOS EXTENSÓMETROS

Os extensómetros elétricos de resistência são transdutores que convertem uma variação relativa de comprimento numa variação de resistência elétrica (Sousa 2017). O seu funcionamento baseia-se na relação que existe entre a variação relativa de resistência elétrica, $\frac{\Delta R}{R}$, e a variação de deformação longitudinal $\frac{\Delta L}{L}$.

A resistência de um extensómetro é representada pela seguinte expressão, em função da secção transversal uniforme A, do comprimento L e da resistibilidade (resistência específica do material) ρ :

$$R = \rho \frac{L}{A} \quad (6.1)$$

Se existir uma variação de comprimento relativamente ao condutor, vai haver uma mudança de secção, devido ao efeito de Poisson. A relação entre a variação de resistência e a variação de comprimento encontra-se representada na equação (6.2):

$$\frac{\Delta R}{R} = \frac{\Delta L}{L} - \frac{\Delta A}{A} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \quad (6.2)$$

Assim, através da introdução da equação (6.2) fica definido o princípio básico de funcionamento de um extensómetro, como mencionado anteriormente, representando assim a relação entre a variação de resistência elétrica e a variação de deformação longitudinal.

6.2. CAMPANHA EXPERIMENTAL NO PARQUE EÓLICO DA TOCHA

No parque eólico da tocha, no contexto do projeto WindFarmSHM está a ser realizado uma extensa campanha experimental que inclui a instalação de extensómetros numa das torres. Nesta torre foram instalados 4 extensómetros a uma altura de, aproximadamente, 6,5 metros da base, sendo que cada dois extensómetros estão nos alinhamentos representados na Fig. 6.1, estando os extensómetros representados pelas letras A, B, C e D. Os extensómetros estão colocados dois a dois em pontos diametralmente opostos para posteriormente se conseguir, através dos resultados obtidos nos extensómetros, retirar o valor dos momentos fletores existentes em cada instante. É importante referir que os extensómetros têm uma taxa de amostragem de 50 Hz, isto é, os valores são medidos e registados com um período de 0,02 segundos.

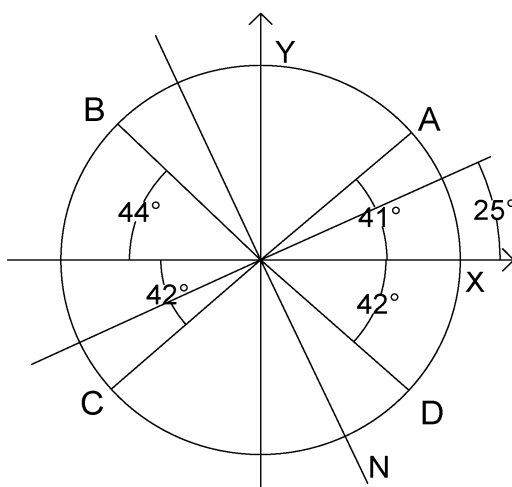


Fig. 6.1- Localização dos extensómetros na secção da torre.



Fig. 6.2- Extensómetro do parque eólico da tocha, situado a 6 metros e meio da base da turbina.

6.2.1. EFEITO DA TEMPERATURA NOS EXTENSÓMETROS

Os extensómetros utilizados para medir as extensões na torre são sensores muito sensíveis, sendo que são muitos os fatores que podem distorcer as medições. Um dos fatores que afeta os valores das extensões é a temperatura. O efeito da temperatura na resposta do extensómetro pode estar na magnitude da tensão/extensão medida (LORAUX 2018). Atualmente, existem vários extensómetros que já foram executados de forma a ter em conta a compensação dos efeitos causados pela temperatura, mas mesmo assim existem efeitos residuais, sendo necessário proceder a uma correção nos dados, antes de se efetuar a análise dos resultados.

A variação relativa de resistência num extensómetro é dada por $\frac{\Delta R}{R} = GF \varepsilon_a$, sendo que GF representa o fator do extensómetro e ε_a a variação entre a resistência axial e a resistência transversal do extensómetro (Sousa 2017). A ocorrência de uma variação de temperatura no extensómetro vai fazer com que haja variação da sua resistência devido a dois fatores:

- O coeficiente de dilatação térmica do material da grelha do extensómetro é diferente do coeficiente que apresenta o provete onde o extensómetro é aplicado, que neste caso é o aço.
- Variação de temperatura induz uma variação da resistividade do material da grelha do extensómetro, sendo que a variação da resistência é dada por $\left(\frac{\Delta R}{R}\right) = \beta \Delta T$, em que β representa a resistividade do material e ΔT a variação de temperatura.

Sobrepondo os dois efeitos referidos anteriormente, a variação da resistência é (Sousa 2017):

$$\left(\frac{\Delta R}{R}\right)_{\Delta T} = [(\alpha_p - \alpha_e)GF + \beta]\Delta T \quad (6.3)$$

α_p representa o coeficiente de dilatação térmica do material aplicado no extensómetro, enquanto que α_e representa o coeficiente de dilatação térmica do material da torre.

Sendo a extensão, designada normalmente por extensão aparente, correspondente à variação de resistência presente na equação 6.4, definida por:

$$\varepsilon = \left(\alpha_p - \alpha_e + \frac{\beta}{GF}\right)\Delta T \quad (6.4)$$

Em suma, a extensão corrigida é a extensão medida pelo extensómetro subtraída da extensão aparente. Depois de descrito genericamente o processo de correção das leituras, vai ser descrito o processo de correção que foi adotado no processamento dos dados medidos pelos extensómetros instalados no parque eólico da Tocha. O processo de correção dos dados, resume-se, como referido anteriormente, à utilização de uma extensão aparente, que é subtraída a todos os valores das extensões medidas. A extensão aparente foi calculada de acordo com a equação fornecida pelo fabricante do extensómetro, isto é, é uma característica do tipo de extensómetro. A fórmula utilizada encontra-se definida na equação (6.5).

$$\varepsilon_{\theta} = \varepsilon_{\theta,raw} - (a_0 + a_1 \cdot T + a_2 \cdot T^2 + a_3 \cdot T^3 + a_4 \cdot T^4 + a_5 \cdot T^5) \quad (6.5)$$

Sendo que a_n valores definidos pelo fabricante dos extensómetros e T temperatura medida no ponto onde está instalado o extensómetro.

6.2.2. PROCESSAMENTO DAS EXTENSÕES MEDIDAS

Após realizada a correção dos efeitos da temperatura foi necessário fazer uma calibração dos resultados dos extensómetros. Esta calibração teve por base dois procedimentos:

- Inicialmente, foi realizada uma correção do sinal de cada extensómetro, através do seguinte procedimento:

$$\varepsilon_{\theta,\theta+180} = \frac{\varepsilon_{\theta} + \varepsilon_{\theta+180}}{2} \quad (6.6)$$

Em que ε_{θ} e $\varepsilon_{\theta+180}$ representam as extensões medidas pelos extensómetros colocados em pontos diametralmente opostos. Assim, as extensões corrigidas ε'_{θ} e $\varepsilon'_{\theta+180}$ são:

$$\varepsilon'_{\theta} = \varepsilon_{\theta} - \varepsilon_{\theta,\theta+180} \quad (6.7)$$

$$\varepsilon'_{\theta+180} = \varepsilon_{\theta+180} - \varepsilon_{\theta,\theta+180} \quad (6.8)$$

- Posteriormente, o sinal de deformação precisa de ser zerado, isto é, foi necessário encontrar um cenário em que as extensões sejam nulas. Para tal usou-se uma medição realizada durante uma rotação completa da nacelle, para velocidades de vento reduzidas. Nesse ciclo calculou-se a média de extensões para cada extensómetro e encontrou-se o referencial zerado, assumindo que quando a nacelle está perpendicular a cada alinhamento de medição a extensão é nula. Este procedimento é referido no Electrotechnical Commission Standards (IEC 61400-13 2001).

Após a correção dos valores dados pelos extensómetros, foram calculados os valores do respetivo momento para, em seguida, serem comparados com os valores do FAST. Para se calcular o valor dos momentos, foram usadas as fórmulas de Resistência dos Materiais para cálculo de tensões. As fórmulas utilizadas vão ser apresentadas em seguida, sendo que é importante referir que cada uma foi calculada para cada extensómetro:

$$\sigma = \varepsilon \cdot E \quad (6.9)$$

$$\sigma = \frac{M_x}{I} \cdot y + \frac{M_y}{I} \cdot x \quad (6.10)$$

Sendo x e y as coordenadas relativamente ao referencial ortonormado representado na Fig. 6.1, I_x e I_y a inércia da secção da torre e M_x e M_y os momentos relativamente ao mesmo referencial, isto é, ao referencial ortonormado anteriormente mencionado, x e y . Para poder comparar os valores dos momentos obtidos pelo FAST e pelos extensómetros foi necessário proceder-se a uma transformação dos momentos dos extensómetros para a direcção FA e SS, sendo que a direcção FA representa a direcção do vento e SS a direcção perpendicular à direcção do vento, pois os resultados do FAST dizem respeito aos momentos nessas mesmas direcções. Para proceder à seguinte mudança de referencial foi necessário perceber onde está o norte e, com a informação dos dados SCADA, saber o ângulo yaw. A mudança de coordenadas é realizada usando o ângulo θ que, como se percebe pela equação (6.11), representa a diferença entre dois ângulos, 295° , que reproduz o ângulo do Norte em relação ao eixo dos x , medido no sentido anti-horário, e o ângulo yaw, dado pelos dados SCADA. As equações utilizadas para a mudança de coordenadas foram:

$$\theta = 295^\circ - \text{Ângulo yaw} \quad (6.11)$$

$$M_{FA} = M_x \cdot \cos \theta + M_y \cdot \sin \theta \quad (6.12)$$

$$M_{SS} = -M_x \cdot \sin \theta + M_y \cdot \cos \theta \quad (6.13)$$

Na Fig. 6.3 está representado um esboço da metodologia utilizada para determinar o valor dos momentos experimentais na direcção FA e SS.

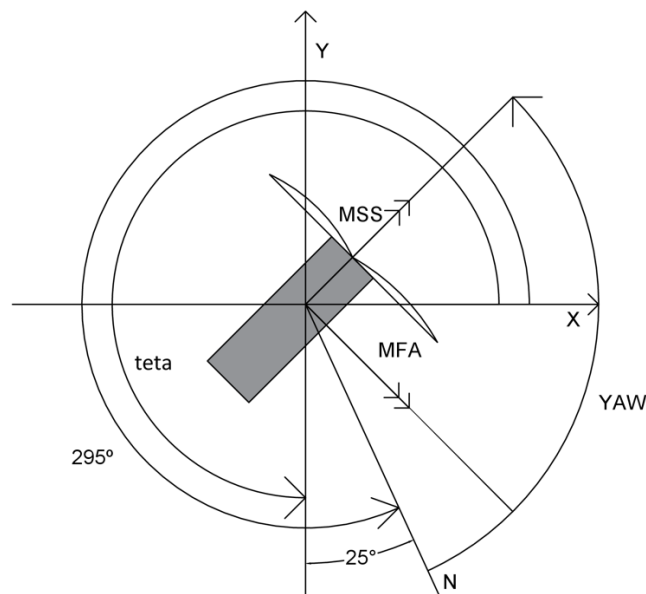


Fig. 6.3- Representação da transformação de coordenadas adotada.

6.3. VALIDAÇÃO PRELIMINAR DOS RESULTADOS EXPERIMENTAIS

Para fazer a validação do valor dos momentos medidos pelos extensómetros no referencial correspondente, com o intuito de perceber se os extensómetros estão a funcionar adequadamente, foi calculado estaticamente o valor do momento provocado pelas excentricidades da nacelle, das pás e do hub, relativamente ao eixo médio da torre. Na Fig. 6.4 está representado esquematicamente o valor das forças e das respetivas excentricidades em relação ao eixo médio da torre. Como jeito de validação, o valor foi comparado com o valor medido pelos extensómetros. Se tal valor corresponder ao valor do momento, significa que os extensómetros presentes estão bem calibrados.

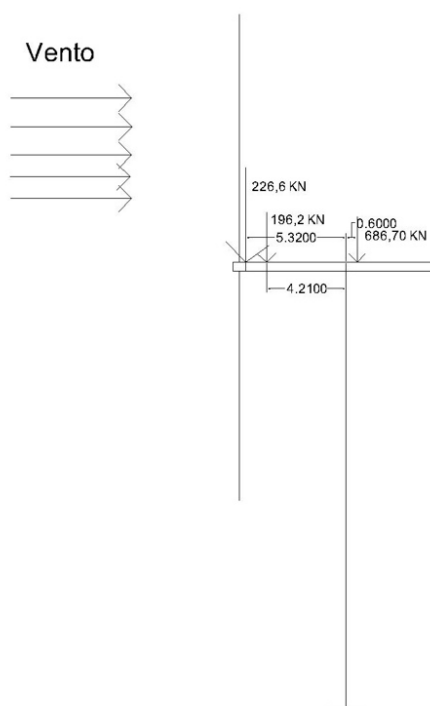


Fig. 6.4- Representação esquemática das cargas excêntricas na estrutura eólica.

O valor do momento provocado pelas excentricidades das forças é:

$$M = -226,6 \times 5,32 - 196,2 \times (4,21) + 686,7 \times 0,6 = -1620 \text{ kN.m} \quad (6.14)$$

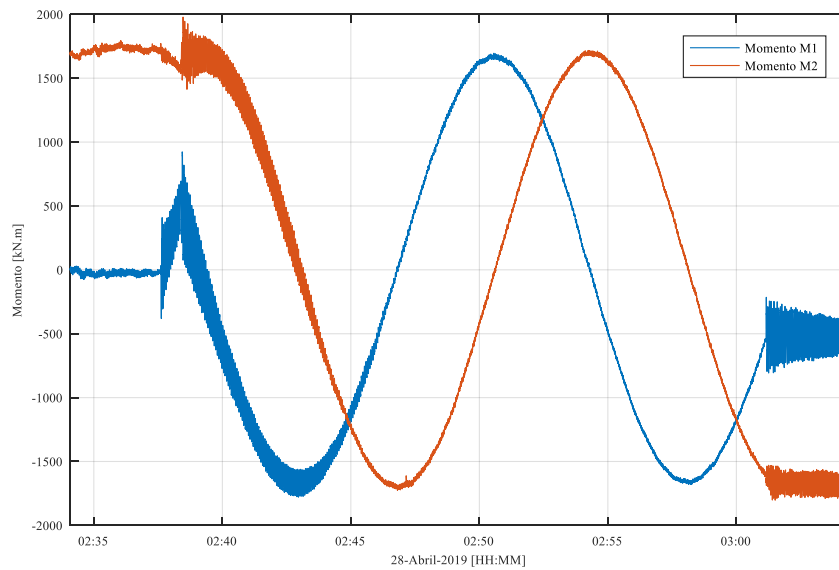


Fig. 6.5- Representação da evolução dos momentos nas duas direções, M1 e M2, durante a rotação da nacelle.

Pela análise da Fig. 6.5 percebe-se que o valor do momento medido nas duas direções correspondente ao momento provocado pelas excentricidades dos pesos aparenta um valor aproximado de 1700 kN.m, valor próximo do obtido de equação (6.14). De nota que poderão existir pequenas variações nos pesos e excentricidades assumidas no cálculo. Portanto, está realizada uma validação preliminar ao nível dos valores de extensão medidos pelos extensómetros.

7

Comparação entre resultados numéricos e experimentais

Após os resultados adquiridos do tratamento de dados do capítulo 6, no presente capítulo vai ser realizada a comparação entre os resultados numéricos e experimentais nos casos considerados para análise de fadiga, que estão referidos no capítulo 3. Para fazer a comparação entre os resultados foi conveniente efetuar validações preliminares ao nível do modelo. Foi feita também uma comparação entre o modelo teórico e o modelo numérico.

7.1. VALIDAÇÕES PRELIMINARES

Para se fazer uma validação no programa FAST v8 foram calculados os esforços na torre para uma velocidade de vento de 20 m/s. Para tal considerou-se situação de “cut out”. O FAST foi executado com velocidade constante de 20 m/s com controlo de pitch desligado, sendo que o ângulo de pitch foi fixado nos 90°. Para calcular preliminarmente o valor do esforço causado pelo vento na torre foi feito um cálculo simplificado, baseado no Eurocódigo 1.4 - Vento. Assim, para calcular a força do vento na torre, por metro, foi utilizada a seguinte fórmula simplificada, presente no Eurocódigo anteriormente mencionado:

$$\frac{F}{m} = q_b \times c_{f,0} \times \psi_\lambda \times D \quad (7.1)$$

Sendo que $c_{f,0}$ o coeficiente de força, ψ_λ o coeficiente de extremidade, D o diâmetro da torre e q_b o coeficiente de pressão dinâmica de referência. Os valores obtidos foram:

$$q_b = 250 \frac{kg}{m \times s^2} \quad (7.2)$$

$$0,8 < c_{f,0} < 1,02 \quad (7.3)$$

Sendo que para determinação do coeficiente de força $c_{f,0}$ surgiram algumas dúvidas ao nível da rugosidade exterior da torre, sendo que o seu valor pode variar um pouco. A gama de valores obtidos máximo e mínimo representados na equação (7.3) corresponde a metal polido e aço liso, respetivamente.

O diâmetro médio da torre é 3,5m e o ψ_λ é 0,8, sendo que o intervalo obtido para a força do vento, em kN/m, foi:

$$0,560 < \frac{F}{m} < 0,714 \quad (7.4)$$

No FAST, os esforços obtidos na torre foram, para uma velocidade de 20 m/s:

$$V_b = 82 \text{ kN} \quad (7.5)$$

$$V_s = 14 \text{ kN} \quad (7.6)$$

$$M_b = 3028 \text{ kN.m} \quad (7.7)$$

$$M_s = -1620 \text{ kN.m} \quad (7.8)$$

Em que M_s e V_s representam o valor do momento e do esforço de corte, respetivamente, no topo da torre. Os restantes representam os esforços na base da torre. É importante referir que o momento obtido no topo é o valor obtido estaticamente na equação (6.14). O valor obtido para a força do vento no FAST é a diferença entre o esforço de corte na base e no topo, sendo que o valor por metro de altura é:

$$\frac{V}{m} = \frac{82 - 14}{93,3} = 0,73 \text{ kN/m} \quad (7.9)$$

Verifica-se que o valor obtido pelo Eurocódigo e o valor obtido pelo FAST são bastante parecidos, portanto confirma-se a seguinte validação.

Ainda antes de se proceder a comparação dos dados experimentais e os dados do numéricos, foi representada a curva de arrasto teórica do rotor em função da velocidade do vento, característica da turbina V100-1,8, sendo que a curva foi calculada com base num documento, Morrison Hershfield Limited (2012). O valor da força de arrasto foi calculado para diferentes velocidades, utilizando a seguinte fórmula:

$$F_t = \frac{1}{2} \times \rho \times C_t \times A \times V^2 \quad (7.10)$$

Em que ρ é a densidade do ar, que foi considerada $1,225 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3}$, A a área do rotor, V a velocidade do vento e C_t o coeficiente de thrust, sendo que tal valor foi retirado do documento anteriormente mencionado. O documento fornece o valor do coeficiente de thrust para uma grande gama de velocidade, e com

auxílio da equação (7.10) foi representada a curva teórica de esforço de arrasto. No mesmo gráfico foi representado o valor do arrasto para uma determinada velocidade, calculado numericamente. A força de thrust representa o valor da força do vento resultante no hub, que só depende das características geométricas das pás e hub, por essa mesma razão, esta verificação preliminar vai servir, essencialmente, para fazer uma verificação de toda a geometria do rotor e de todos os coeficientes definidos para representar a componente aerodinâmica das pás. Após determinada a curva de thrust teórica, foram calculados para algumas velocidades do vento, o esforço de thrust para a turbina, calculada sem ser considerado o efeito da turbulência.

Para se obter os valores do thrust relativos ao FAST, para velocidades inferiores a 9 m/s, executou-se o FAST sem considerar o controlo de pitch, pois verificou-se que se o pitch estivesse ligado não eram obtidos valores aceitáveis. Mas tal não foi uma preocupação, pois nessa zona ainda não está ativado o controlo de pitch, e já se tinha referido no capítulo 5, quando se efetuou uma validação do tipo de controlo, que o modelo de pitch utilizado não representava bem a gama de velocidades em questão. Para tal, o ficheiro FAST foi executado com um pitch correspondente ao valor dos dados SCADA, correspondente à mesma velocidade média no intervalo de 10 minutos, sendo que os valores obtidos foram razoáveis para velocidade inferiores a 9 m/s, o que não aconteceu para a velocidade de 9 m/s. Relativamente à velocidade de 9 m/s executou-se o FAST para um valor de pitch de $-2,5^\circ$, sendo este valor obtido através da primeira leitura dos dados SCADA. O valor de thrust que se obteve afastou-se um pouco da curva de thrust teórica. De modo a obter uma melhor aproximação do valor de thrust para a velocidade de 9 m/s reparou-se que nos dados SCADA, para a velocidade de 9m/s média, os valores de pitch, para diferentes intervalos com velocidades médias de 9 m/s, não são constantes. Assim, para esses intervalos de velocidade média de 9 m/s calculou-se o pitch médio e voltou a executar-se o FAST. O valor obtido para o pitch médio foi 0° . Assim, o ponto obtido foi representado na Fig. 7.1 com a mesma velocidade média e percebeu-se que o valor se aproxima bastante melhor da curva de thrust teórica. Para velocidades superiores a 9 m/s o valor do thrust foi calculado com o controlo de pitch ativado e os valores que se obtiverem são bastante idênticos aos obtidos na curva teórica. Assim, esta validação preliminar permite concluir que se adquiriu uma modulação no FAST que representa bem o comportamento do rotor.

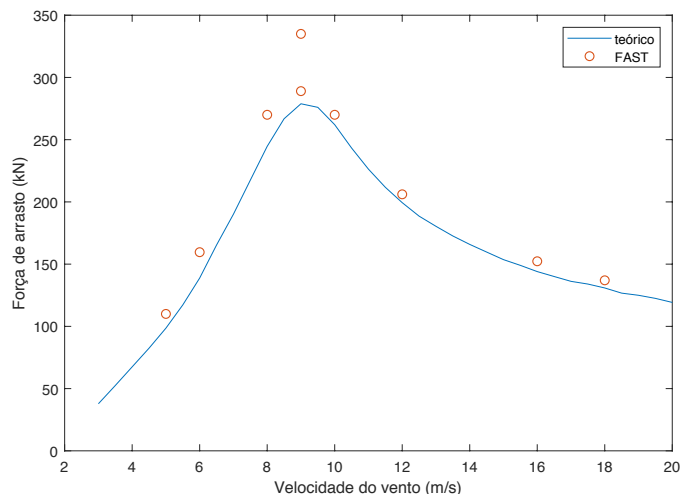


Fig. 7.1- Comparação entre a curva de arrasto do FAST sem turbulência e a curva de arrasto teórica.

7.2. CENÁRIOS PARA ANÁLISES DE FADIGA

Após o procedimento de transformação de coordenadas executado no capítulo 6, procedeu-se à análise de dados. Para análise de dados, como já referido no capítulo 4, vai ser alvo de estudo o mês de fevereiro do ano de 2019. Para tal, foram considerados cenários presentes no IEC 61400-1 que dizem respeito à fadiga, já mencionados no capítulo 3. As análises consideradas, de acordo com a norma, para análise da fadiga são:

- Quando o gerador está a produzir energia. Neste caso, a velocidade do vento no hub tem que obedecer a: $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$. Neste cenário é necessário considerar a turbulência do tipo NTM, isto é, turbulência normal.
- Início de funcionamento. Neste caso a velocidade do vento no hub tem que obedecer a: $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$. Relativamente à turbulência, a norma refere que é necessário considerar um cenário de NWP, que representa um perfil normal de vento, isto é, um cenário de vento sem turbulência.
- Paragem normal. Neste caso a velocidade também necessita de obedecer ao critério da velocidade anteriormente definido, isto é, $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$. Neste caso, há semelhança do anterior, não é necessário considerar o efeito da turbulência, usando o cenário de NWP.
- Produção de energia mais ocorrência de falha. Neste caso, a velocidade também necessita de obedecer ao critério, $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$ e a turbulência utilizada corresponde a um perfil NTM, sendo o vento caracterizado com uma velocidade média e um coeficiente de turbulência.
- Estacionado (parado ou com baixa velocidade de rotação do rotor), em que a norma refere que a velocidade do vento no hub tem que obedecer ao critério, $V_{hub} < V_{ref} \times 0,7$ e é necessário considerar turbulência do tipo NTM, isto é, turbulência normal.

A produção de energia mais ocorrência de falha não foi considerada, pois no mês de Fevereiro não houve nenhuma ocorrência de falha, isto é, não ocorreu nenhuma falha que justificasse paragem. Outro caso de análise de fadiga que não se verificou neste mês foi o caso de desligamento normal, em que a velocidade estivesse compreendida entre: $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$. O que se verificou foi que a turbina teve um desligamento normal, mas para velocidades altas e baixas, não verificando a condição de velocidades anteriormente definidas.

Na escolha dos dados SCADA, para ter em atenção os diferentes cenários mencionados, foram escolhidos os intervalos que tivessem menor variação de velocidade, menor variação de potência, isto é, cenários mais estáveis. O programa FAST foi executado para cenários de vento com turbulência, quando exigida pela norma e velocidade média corresponde ao obtido nos dados SCADA.

7.2.1. PRODUÇÃO DE ENERGIA

Para o cenário de produção de energia foram selecionados 5 cenários de velocidades distintos. Relativamente a cada cenário de produção de energia teve que ser tido em conta que dentro do cenário de NTM existem três tipos de turbulência: A, B e C. Para se escolher o tipo de curva utilizada calculou-se, para cada cenário, a razão entre a desvio padrão e a velocidade média, denominado por coeficiente de turbulência, coeficiente usualmente utilizado para caracterizar o vento. Em seguida, procedeu-se à análise da Fig. 7.2 e selecionou-se a curva de turbulência mais próxima do ponto correspondente.

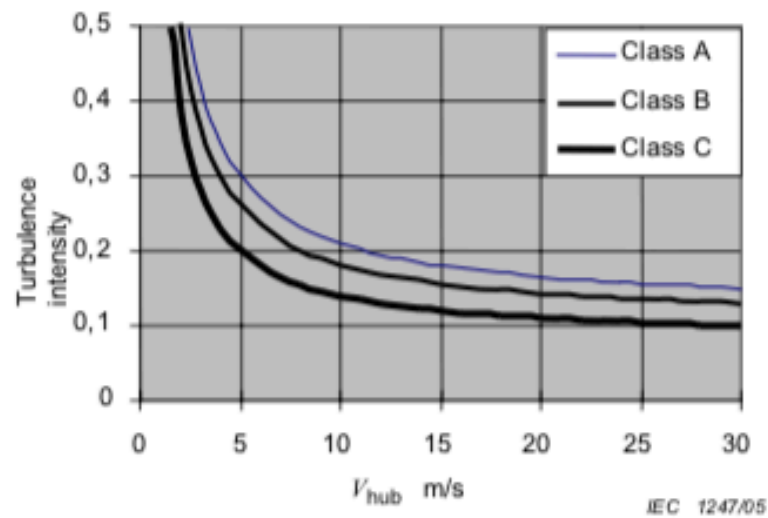


Fig. 7.2- Gráfico da velocidade do vento no hub em função da intensidade da turbulência para os três tipos de classes presente no IEC 64100-1.

Na Fig. 7.3 estão presentes os valores da turbulência média durante o mês de Fevereiro, usando dados associados a períodos de 10 minutos. Também na figura estão representados a cor de rosa os cenários considerados para a análise em questão. Verifica-se que o valores do coeficiente de turbulência estão muito baixos, logo será de esperar que a turbulência esteja sempre próxima da curva C.

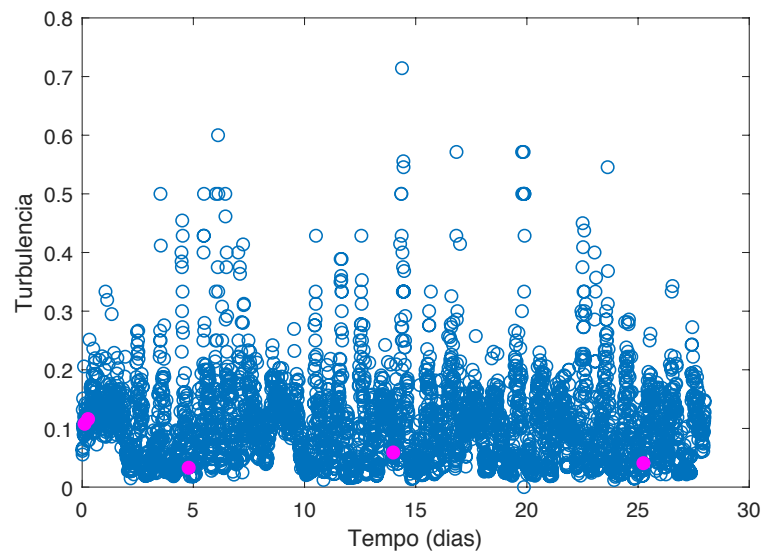


Fig. 7.3- Coeficiente de Turbulência em função do tempo.

Para se ter a certeza de que os cenários escolhidos estariam efectivamente mais próximos da curva C, foram representados na Fig. 7.4 os cenários escolhidos e a curva C. É necessário referir que a curva C foi representada com uma ligeira aproximação, pois na norma não está referenciada a equação da curva, só o desenho ilustrativo presente na Fig. 7.2.

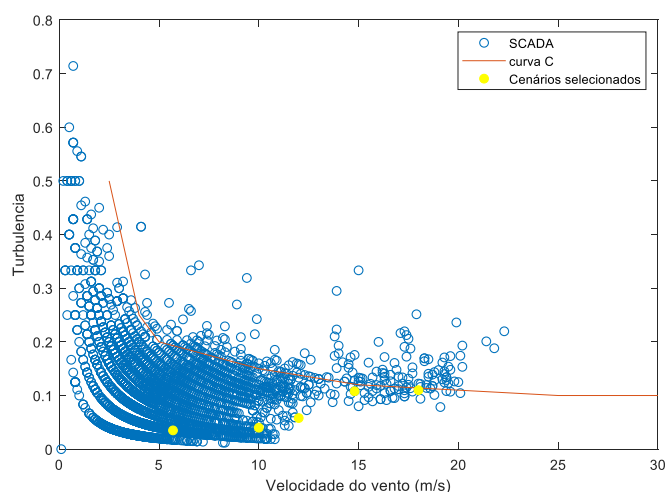


Fig. 7.4- Representação dos cenários escolhidos para a produção de energia.

Na Tabela 7.1 estão representados os cinco cenários a ser analisados neste caso de carga. Como já referido anteriormente, os valores de turbulência do SCADA são muito baixos e mais próximos da curva C do NTM. É importante referir que a turbulência utilizada no programa, nalguns dos casos considerados, mais precisamente nos cenários que tem velocidade mais baixa, é bastante maior que a turbulência real, por isso é espectável que os esforços gerados no FAST tenham maior variação do que os esforços dados pelos extensómetros, pois vão ter mais turbulência associada. Mas, numa análise posterior, nos resultados numéricos vai ser tido em conta a turbulência fornecida nos dados SCADA.

Tabela 7.1- Cenários selecionados no caso de produção de energia.

Cenário	Velocidade média SCADA (m/s)	Desvio padrão	Turbulência SCADA	Curva considerada	Turbulência modelada
1	5,7	0,2	0,035	C	0,18
2	10	0,4	0,040	C	0,14
3	12	0,7	0,058	C	0,13
4	14,8	1,6	0,108	C	0,12
5	18	2,1	0,11	C	0,11

Depois da análise dos cinco cenários para produção de energia, foi obtida uma tabela, Tabela 7.2.

Tabela 7.2- Comparação entre dados numéricos e experimentais, para o cenário de produção de energia.

Cenário	$V_{média}$ do vento (m/s)	I_w Scada	I_w Modelo	M_{FA} méd. Modelo (MN.m)	M_{FA} méd. Experi mental (MN.m)	M_{FA} Desvio padrão modelo (MN.m)	M_{FA} Desvio padrão experi mental (MN.m)
1	5,7	0,035	0,18	6,97	9,677	2,734	0,269
2	10	0,040	0,14	20,96	21,792	2,62	1,218
3	12	0,058	0,13	17,601	16,851	3,174	1,197
4	14,8	0,108	0,12	14,607	12,197	2,19	2,114
5	18	0,11	0,11	12,971	10,239	2,282	2,093

Tabela 7.3- Comparação entre a velocidade máxima e mínima do FAST e dos dados SCADA.

	V_{max} SCADA (m/s)	V_{max} FAST (m/s)	V_{min} SCADA (m/s)	V_{min} FAST (m/s)
Cenário 1	6,2	8,85	5,3	2,68
Cenário 2	10,7	14,32	8,1	5,3
Cenário 3	13,3	16,23	9,9	7,62
Cenário 4	18,5	19	9,9	10
Cenário 5	22,5	18	11	13

Pela análise da Tabela 7.2 verificou-se que as médias dos resultados do modelo se aproximam dos resultados experimentais, com exceção de ligeiras diferenças no cenário 1, cenário 4 e cenário 5. No cenário 1, como já mencionado anteriormente, o valor de pitch não está adequadamente definido para essa gama de velocidade, o que afeta o resultado. O que também pode ter afetado o resultado é que se se observar a Tabela 7.3, percebe-se que os valores da velocidade do FAST estão a oscilar entre duas velocidades bastantes distintas, enquanto que nos dados SCADA a variação da velocidade não é tao notória, pois a turbulência utilizada é bastante diferente. No cenário 4, a gama de velocidades é bastante parecida e mesmo assim ainda se obteve diferença entre os dois momentos médios. Por sua vez, no cenário 5, apesar da turbulência ser a mesma, a gama de velocidades teve uma grande diferença. Isto poderá dever-se à existência de máximos e mínimos esporádicos que não afetam os valores médios da turbulência.

A Tabela 7.4 apresenta o valor dos momentos obtidos para os diferentes cenários, sendo que na mesma linha à esquerda está o gráfico obtido experimentalmente, à direita o obtido numericamente, e ao longo das 5 linhas representam os 5 cenários. É importante referenciar que para o cenário 1, 2 e 3, como mencionado anteriormente, existe uma grande diferença ao nível da turbulência entre o gráfico de momentos experimental e o gráfico de momentos numérico.

Tabela 7.4-Representação do diagrama de momentos na direção FA e SS, experimental e numérico para os 5 cenários.

Cenário	Resultado experimental	Resultado numérico
1		
2		
3		
4		
5		

Na Fig. 7.5 consegue perceber-se que houve um período, no dia um 1 de fevereiro de 2019, em que houve grandes velocidades de vento, dia esse em que ocorreram os cenários 4 e 5. Pela análise desta figura é interessante perceber-se o funcionamento da turbina eólica, isto é, consegue perceber-se que o valor dos momentos na direção do vento para velocidades de vento altas, maiores que 20 m/s, vão ser muito mais pequenos, sendo que o ângulo de pitch está perto dos 90°. O modelo de FAST não consegue representar corretamente esta zona, pois o controlo de pitch adotado não faz o “cut out”, isto é, para correr o FAST com velocidades superiores a 20 m/s é necessário considerar um pitch fixo de 90°, com o controlo desligado.

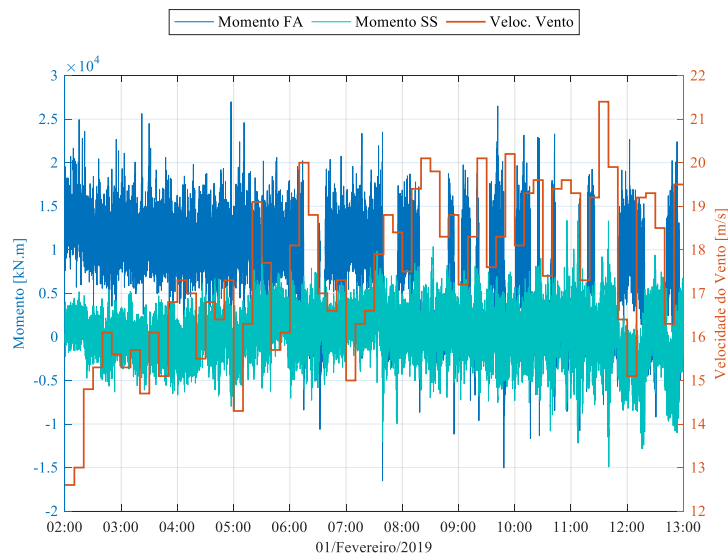


Fig. 7.5- Representação dos momentos FA e SS para um período de tempo, representando a vermelho a velocidade do vento media, correspondente a um intervalo de 10 minutos.

Anteriormente, na Tabela 7.2, foi verificado que o valor da turbulência obtida pelo SCADA e pelo FAST, utilizando a turbulência da norma, apresenta discrepâncias consideráveis, principalmente para velocidade de ventos mais pequenas. Para tal, com o objetivo de se ter uma maior aproximação entre as duas turbulências, foram geradas séries de turbulência de vento, através do TurbSim, obrigando a turbulência a ser igual à dos dados SCADA, isto é, não olhando para as curvas da norma IEC 61400-1. Os cenários que foram tidos em conta foram os cenários 1, 2 e 3, pois eram os que estavam com turbulência mais diferente.

Tabela 7.5- Representação dos cenários 1, 2 e 3 com turbulência real.

Cenário	V_{media} Scada (m/s)	I_w Scada	I_w Modelo	$M_{FA\ MED.}$ Modelo (MN.m)	$M_{FA\ MED.}$ Experi mental (MN.m)	M_{FA} Desvio padrão modelo (MN.m)	M_{FA} Desvio padrão experi mental (MN.m)
1	5,7	0,035	0,035	7,5	9,677	0,448	0,269
2	10	0,04	0,04	22,7	21,792	0,855	1,218
3	12	0,058	0,058	17,9	16,851	1,210	1,197

Pela análise da Tabela 7.5, verificou-se que em termos de valores médios os resultados melhoraram para o cenário 1, que anteriormente tinha sido o cenário que tinha maior discrepância de valor médio. Ao nível do cenário 2, o esforço aumentou um pouco.

Em jeito de conclusão, pode-se referir que o modelo numérico apresenta dados igualmente coerentes com os obtidos experimentalmente.

7.2.2. INICIO DE FUNCIONAMENTO

Relativamente à seguinte análise não se pode proceder à comparação dos valores médios, pois a norma IEC 61400-1 refere a não consideração da turbulência. O que se pode comparar neste caso são os gráficos de momentos numéricos e experimentais. O cenário escolhido de início de funcionamento corresponde a uma velocidade média de 4,1 m/s, e corresponde a uma manutenção realizada pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto ao nível dos extensómetros. O que se pode comprovar é que a manutenção dos extensómetros foi realizada nesta altura porque as velocidades do vento estavam muito pequenas. A Fig. 7.6 descreve a evolução do momento FA e SS para o arranque da turbina, numericamente e experimentalmente. Verifica-se que na evolução dos momentos fornecidos pelos extensómetros existe alguma turbulência que não está tida em conta nos momentos gerados pelo FAST, mas, ambos os gráficos estão a tender para o mesmo valor, 5 MN.m, o que comprova que o FAST está a representar bem o início de funcionamento da turbina.

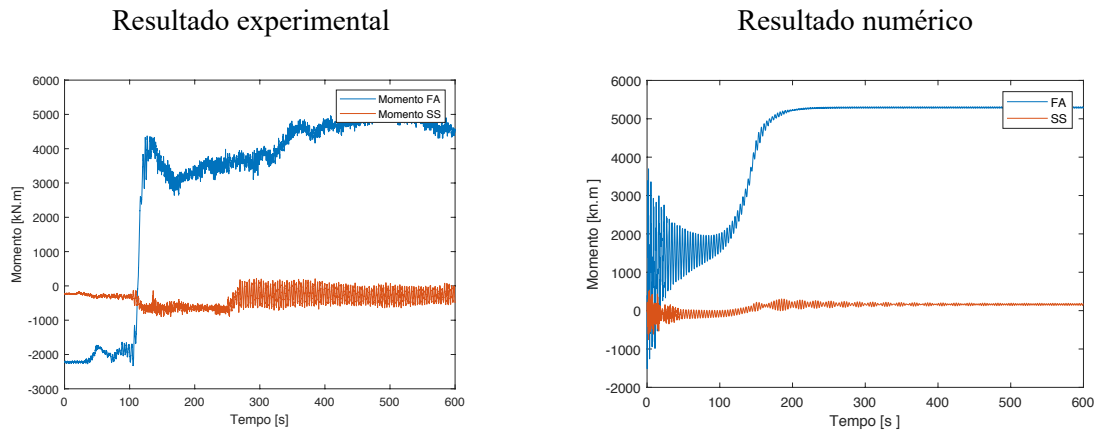


Fig. 7.6- Gráficos de evolução de momento FA e SS para um Início de funcionamento gerados a partir dos dados do extensómetro e pelos dados do FAST, respetivamente.

7.2.3. ESTACIONADO

Em relação à seguinte análise, inicialmente teve que se definir o valor da velocidade de referência (V_{ref}), sendo que este está definido na norma IEC 61400-1. No catálogo da VESTAS é referido que a classe de vento é IEC S, sendo que para esta classe de vento a norma refere que o valor da velocidade relativa é definido pelo fabricante da turbina. Como tal, no catálogo da VESTAS refere que o valor da velocidade relativa assume o valor da classe III, isto é, 37,5 m/s, como indicado na Fig. 7.7. Assim, de acordo com a condição de velocidade do vento no hub definida anteriormente, a velocidade do vento no hub tem que tomar um valor menor que 26,25 m/s. Para velocidades inferiores a 20 m/s o caso mais gravoso é quando a turbina está em funcionamento, sendo que tal verificação já foi feita no caso de produção de energia. Para o caso de velocidades superiores a 20 m/s não existem períodos de 10 minutos nos dados SCADA em que a velocidade permaneça sempre acima de 20 m/s, o que consequentemente faz com que em alguns instantes a turbina esteja a funcionar e não corresponda ao caso correspondente.

Wind turbine class		I	II	III	S
V_{ref}	(m/s)	50	42,5	37,5	Values specified by the designer
A	I_{ref} (-)		0,16		
B	I_{ref} (-)		0,14		
C	I_{ref} (-)		0,12		

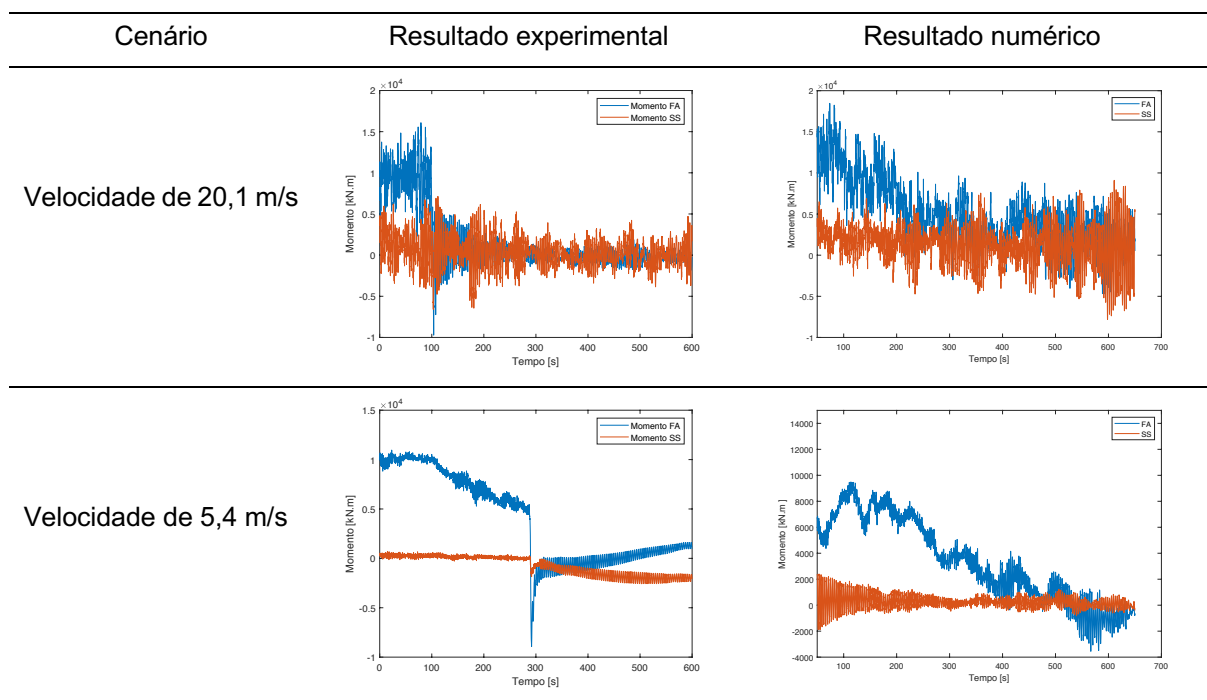
Fig. 7.7- Velocidade de referência das turbinas (61400-1 2005-08).

7.3. OUTRAS VERIFICAÇÕES

Para verificar o modelo desenvolvido foram realizadas mais análises, que não são necessárias para o estudo da fadiga. A comparação entre os resultados numéricos e os dados dos extensômetros vai ser feita analisando os gráficos. Foram representados dois casos de paragem normal da turbina, sendo que o FAST foi executado com a velocidade média e com o controlo de pitch desligado a partir do instante em que se percebe que a paragem acontece. O primeiro caso representa um cenário em que a velocidade média do vento é 20,1 m/s, sendo que a partir dos 20 m/s é realizado o cut out, sendo que o valor médio do ângulo de pitch retirado dos dados SCADA foi 90°, e, conseqüentemente vai deixar de produzir energia, a partir dos 100 s. A turbulência utilizada para gerar o ficheiro de vento no TurbSim foi igual à dos dados SCADA para o respetivo cenário, sendo o seu valor 0,17. No segundo caso a turbina desliga, pois, as velocidades do vento estão muito baixas, sendo a velocidade média igual a 5,4 m/s. A média do pitch dos dados SCADA é 78°, sendo que já é um valor aceitável para se pode afirmar que as pás estão fora da ação do vento. O ficheiro do TurbSim foi executado com um valor de turbulência de 0,17, valor igual à turbulência média dos dados para o cenário em questão.

Na Tabela 7.6 estão representados os gráficos obtidos para os dois cenários, sendo à esquerda representados os gráficos obtidos pelos extensômetros e à direita os gráficos obtidos pelo FAST. Verifica-se uma concordância aceitável entre ambos os gráficos.

Tabela 7.6- Representação do diagrama de momentos na direção FA e SS em cenários de paragem do gerador, para velocidades de 20,1 m/s e 5,4 m/s.



8

Conclusão e desenvolvimentos futuros

8.1. CONCLUSÃO

O trabalho ao longo da presente tese teve como objetivo modelar o funcionamento de um gerador eólico com base em ferramentas numéricas capazes de simular as suas condições de funcionamento, sendo que a modelação foi desenvolvida em FAST e foi realizada a validação do modelo com auxílio de dados experimentais recolhidos no parque eólico da Tocha. Os dados experimentais foram obtidos no contexto da campanha experimental, no projeto de investigação WindFarmSHM. Após a modelação, o modelo foi calibrado para a análise de fadiga do gerador eólico, sendo que os casos de carga utilizados para a calibração do modelo tiveram por base os casos de carga definidos nos regulamentos, para análise de fadiga.

Numa fase inicial foi necessário proceder a um estudo extenso acerca de turbinas eólicas, dado que, como já referido, a produção de energia eólica a partir do vento é bastante complexa. Posto isto, realizou-se um estudo à fadiga, com auxílio da norma IEC 61400-1, com o intuito de se perceber que cenários de carga seria necessário ter em atenção. Assim, o capítulo 2 apresenta as teorias e fundamentos envolvidos no processo de produção de energia e o capítulo 3 é destinado à fadiga.

Após a análise dos fundamentos das eólicas foi localizado o caso de estudo, o parque eólico da Tocha, e foi caracterizada a estrutura eólica em questão, isto é, as condições de operação do gerador, quais as suas dimensões, entre outras. Ainda neste capítulo foram representados gráficos com fundamento nos dados SCADA, instrumentação implementada numa turbina eólica. Esta abordagem está presente no capítulo 4.

Em seguida, no capítulo 5, foram descritos os diferentes módulos do software utilizado, o FAST, os seus fundamentos e a forma como foi representada a turbina eólica da Tocha. Ainda neste capítulo foi conveniente fazer uma validação do controlo, isto é, através da comparação com os dados SCADA. Também se fizeram validações aos níveis dos esforços utilizando vento com e sem turbulência.

No capítulo 6 foram apresentados os princípios de funcionamentos dos extensómetros, extensómetros estes implementados no parque eólico da Tocha, devido ao projeto de investigação da Faculdade de Engenharia do Porto. Também foram apresentadas correções efetuadas devido à temperatura.

No capítulo 7 foi feita a comparação entre os diferentes cenários a considerar para a análise de fadiga, obtidos numericamente e experimentalmente.

Após concluída a dissertação percebeu-se que entrar no domínio da produção da energia eólica não é tarefa fácil, sendo que é necessário arrecadar muita teoria antes de se poder começar a modelar. Relativamente à modelação percebeu-se a dificuldade que é conseguir ter um modelo 100% a representar a realidade, pois vão existir sempre incertezas associadas. Nesta modelação, as incertezas maiores que existiram foi ao nível do controlo de pitch, pois o modelo de controlo utilizado foi realizado de forma simplificada. Apesar desta incerteza, os valores obtidos numericamente representaram bastante bem a realidade, sendo que se pode concluir que o objetivo da tese foi cumprido.

8.2. DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

Ao longo da presente tese foram realizadas algumas simplificações, principalmente na maneira em que é realizado o controlo. O método de controlar uma turbina eólica seria uma tarefa interessante melhorar posteriormente. Outra simplificação utilizada foi a forma de caracterizar o vento, sendo que o programa FAST não permitiu que a velocidade média do vento mude, por isso, poderia ser interessante modelar a turbina num programa em que tal fosse possível, para ter uma análise mais realista.

Na presente tese só foi obtida a calibração entre os dados numéricos e dados experimentais para as diferentes análises de fadiga, sendo que posteriormente se poderia vir a analisar o tempo de vida útil da estrutura restante e qual o tempo de vida gasto por fadiga da estrutura, pois sabe-se que uma turbina eólica está dimensionada para 20 anos, mas não se sabe qual o tempo gasto por fadiga. Em estruturas de Engenharia sabe-se que são dimensionadas para 50 anos, mas também se sabe que existem estruturas em Portugal com mais anos, por isso mesmo, era importante perceber quanto tempo é que as estruturas eólicas aguentam para além dos 20 anos.

BIBLIOGRAFIA

- 61400-1, International Standard IEC. 2005-08. Wind turbines –Part 1: Design requirements. edited by Commission Electrotechnique Internationale.
- APREN. <https://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/potencia>.
- B.J. Jonkman, L. Kilcher. 2012. "TurbSim User's Guide." In. <https://nwtc.nrel.gov/system/files/TurbSim.pdf>.
- Castro, Rui. 2011. *Uma Introdução às Energias Renováveis : Eólica, Fotovoltaica e Mini-híbrida*. Edited by IST Press. Vol. 2. Lisboa.
- Clough, Ray, and Joseph Penzien. 2015. *Dynamic of Structures* CBS Publishing
- Eurocódigo 1. 2010. Acções em estruturas Parte 1-4: Acção do Vento.
- Eurocódigo 3. 2010. Projecto de estruturas de aço Parte 1-9: Fadiga.
- Gonçalves, Pedro Miguel Costa. 2018. "Modelação do comportamento dinâmico de um gerador em operação" Master thesis, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.
- Hau, Erich. 2006. *Wind Turbines*. Edited by Springer Berlin Heidelberg. Munich, Germany.
- J.M. Jonkman, G.J. Hayman, B.J. Jonkman, R.R. Damiani, R.E. Murray 2017. "AeroDyn v15 User's Guide and Theory Manual." In. https://nwtc.nrel.gov/system/files/AeroDyn_Manual_V15.04a.pdf.
- Jonkman, Bonnie, and Jason Jonkman. 2016. *FAST v8.16.00a-bjj User's Guide*. Edited by National Renewable Energy Laboratory.
- Jonkman, J.M. 2003. "Modeling of the UAE Wind Turbine for Refinement of FAST_AD."
- Jonkman, Jason. 2005. *FAST User's Guide*.
- LORAU, Christophe Thierry. 2018. "Long-term monitoring of existing wind turbine towers and fatigue performance of UHPFRC under compressive stresses." Programme Doutoral en Génie Civil et Environnement, École Polytechnique Fédérale de Lausanne (8404).
- Manwell, J.F., J.G. Mcwoman, and A. L. Rogers. 2009. *Wind Energy Explained-Theory, Design and Application*.
- Morrison Hershfield Limited. 2012. "WIND TURBINE SPECIFICATION REPORT." http://www.hafwindenergy.ca/PDF/rea/1104037_Wind_Turbine_Spec_Report_Combined_20_April12.pdf.
- Oliveira, Gustavo Miguel Cameira da Silva. 2016. "Vibration-Based Structural Health Monitoring Of Wind Turbines." Doctoral thesis, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.
- Renováveis, APREN- Associação de Energias. 2017. *Eletricidade Renovável*.
- Renováveis, Associação de Energias. 2019. "Produção eólica em Portugal volta a atingir recordes." accessed 22/2. <https://www.apren.pt/pt/producao-eolica-em-portugal-volta-a-atingir-recordes/>.

Sousa, Carlos. 2017. Introdução às Técnicas de Medição para Observação de Estruturas de Engenharia Civil.

Tony Burton, David Sharpe, Nick Jenkins, and Ervin bossanyi. 2001. *Wind energy Handbook*. Edited by ltd John Wiley & Sons.

VESTAS. V100-1.8 MW-High energy production for low wind sites. Denmark.