



INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA
Área Departamental de Engenharia de Sistemas de Potência e Automação



Modelação de Torre Eólica: Controlo e Desempenho

HÉLDER LOPES SINTRA
(Mestre em Electrónica e Telecomunicações)

Dissertação para a obtenção do grau de Mestre em
Engenharia Electrotécnica – Ramo de Energia

Orientadores:

Doutor Victor Manuel Fernandes Mendes
Doutor Mário Rui Melício da Conceição

Júri

Presidente: Doutor Jorge Alberto Mendes de Sousa
Vogais: Doutor Victor Manuel Fernandes Mendes
Doutor Mário Rui Melício da Conceição
Doutor Hugo Miguel Inácio Pousinho

Novembro de 2013

Dissertação realizada em regime de coorientação pelos orientadores:

Doutor Victor Manuel Fernandes Mendes

Professor Coordenador com Agregação da Área Departamental

de Engenharia de Sistemas de Potência e Automação

Instituto Superior de Engenharia de Lisboa

e

Doutor Mário Rui Melício da Conceição

Professor Auxiliar do Departamento de Física

Universidade de Évora

Resumo

Esta dissertação trata da modelação e simulação dos efeitos de esteira e de sombra da torre num sistema eólico com três pás com controlo de potência com o ângulo de passo da pá fixo operando sob a acção de vento incidente com velocidade variável. Os valores da perturbação introduzida no vento são simulados e avaliados e é descrita a sua importância na modelação dos sistemas eólicos, contribuindo assim para um posterior estudo dos efeitos da fadiga mecânica dos materiais, da mitigação das oscilações do binário produzido e da melhoria da eficiência aerodinâmica. Os resultados numéricos obtidos nas simulações computacionais permitem concluir sobre o desempenho do sistema eólico.

Palavras-chave

Energia eólica, efeito de esteira, efeito de sombra da torre, turbina eólica, sistema eólico, modelação, simulação.

Abstract

This dissertation focuses on the modeling and simulation of the effects of wind shear and tower shadow in a three bladed eolic system with stall control operating under variable-speed wind. The values of the disturbance introduced in the wind are simulated and evaluated and the importance in this modeling of a wind system is described, thereby contributing to further study the effects of mechanical stress of materials, mitigation of torque oscillations and improved aerodynamic efficiency. The numerical results obtained in computer simulations allow concluding about the performance of the eolic system.

Keywords

Wind energy, wind shear, tower shadow, wind turbine, eolic system, modeling, simulation.

Agradecimentos

Ao Professor Doutor Victor Manuel Fernandes Mendes, Professor Coordenador com Agregação da Área Departamental de Engenharia de Sistemas de Potência e Automação do Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, responsável como orientador científico, desejo expressar o meu agradecimento, pelos conselhos, linhas de orientação, conhecimentos transmitidos e pelo rigor que impôs no período em que decorreu o desenvolvimento desta dissertação de mestrado.

Ao Professor Doutor Mário Rui Melício da Conceição, Professor Auxiliar do Departamento de Física da Universidade de Évora, responsável como orientador científico, desejo expressar o meu reconhecimento e agradecer pela sua total disponibilidade ao longo de todo o processo, por todas as horas que dedicou à orientação desta dissertação de mestrado, pelos conselhos, pela elevada exigência e rigor que impôs e pelos conhecimentos transmitidos.

A todos os Professores do Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, desejo expressar o meu agradecimento pelos conhecimentos transmitidos.

À Engenheira Teresa Balsinha, do Departamento de Engenharia Electrotécnica e Automação do Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, desejo expressar o meu agradecimento pelas palavras de apoio e suporte logístico.

À minha família, desejo expressar o meu agradecimento pelo apoio e pela compreensão. Espero ser capaz de compensar os efeitos do distanciamento provocado por estar a realizar esta dissertação de mestrado.

A todos aqueles que contribuíram directa ou indirectamente para a elaboração desta dissertação de mestrado desejo expressar o meu agradecimento.

Índice

| | |
|---------------------------------------|------|
| Resumo | i |
| Palavras-chave | i |
| Abstract | ii |
| Keywords | ii |
| Agradecimentos | iii |
| Índice..... | v |
| Lista de Figuras..... | viii |
| Lista de Tabelas | x |
| Lista de Siglas..... | xi |
| Lista de Símbolos..... | xii |
| CAPÍTULO 1 | 1 |
| 1. Introdução..... | 2 |
| 1.1. Visão Histórica..... | 2 |
| 1.2. Enquadramento..... | 4 |
| 1.3. Motivação..... | 5 |
| 1.4. Estado da Arte | 7 |
| 1.5. Organização do Texto | 10 |
| CAPÍTULO 2 | 11 |
| 2. Conversores de Energia Eólica..... | 12 |
| 2.1. Limitações Ambientais..... | 12 |
| 2.2. Impacte na Rede Eléctrica..... | 14 |
| 2.3. Tecnologias dos Geradores | 14 |
| CAPÍTULO 3 | 19 |
| 3. Modelação do Sistema Eólico | 20 |
| 3.1. Pás da Turbina..... | 22 |

| | | |
|------|--|----|
| 3.2. | Sistema de Transmissão | 32 |
| 3.3. | Torre | 34 |
| | Turbina com controlo por <i>Stall</i> | 34 |
| | Efeito de esteira | 36 |
| | Efeito de sombra da torre..... | 37 |
| | Combinação dos efeitos de esteira e de sombra da torre..... | 38 |
| | Binário mecânico | 39 |
| | Turbulência..... | 39 |
| | Implementação do modelo em <i>Simulink</i> | 41 |
| | CAPÍTULO 4 | 45 |
| 4. | Simulação computacional..... | 46 |
| 4.1. | Simulação 1 – Vento sem perturbações | 48 |
| | Vento incidente sem perturbações..... | 48 |
| | Velocidade periférica na extremidade da pá..... | 48 |
| | Coeficiente de velocidade periférica do rotor..... | 49 |
| | Coeficiente de potência | 50 |
| | Potência da turbina | 50 |
| 4.2. | Simulação 2 - Efeito de esteira..... | 51 |
| | Variação da velocidade do vento com o efeito de esteira..... | 52 |
| | Variação da potência da turbina com o efeito de esteira | 52 |
| | Contribuição de cada pá para o efeito de esteira com vento constante | 53 |
| | Contribuição de cada pá para o efeito de esteira com vento variável..... | 53 |
| 4.3. | Simulação 3 - Efeito de sombra da torre..... | 54 |
| | Variação da velocidade do vento com o efeito de sombra | 54 |
| | Variação da potência da turbina com o efeito de sombra..... | 55 |
| | Contribuição de cada pá para o efeito de sombra com vento constante..... | 56 |
| | Contribuição de cada pá para o efeito de sombra com vento variável | 56 |
| 4.4. | Simulação 4 – Efeito combinado | 57 |

| | |
|--|----|
| Varição da velocidade do vento com o efeito combinado | 58 |
| Varição da potência da turbina com o efeito combinado..... | 59 |
| Binário mecânico resultante | 59 |
| 4.5. Simulação 5 – Turbulência..... | 60 |
| Vento turbulento | 60 |
| Potência da turbina após acção da turbulência | 62 |
| Binário mecânico resultante | 62 |
| 4.6. Simulação 6 – Alteração de parâmetros físicos | 63 |
| Variação dos efeitos de esteira e de sombra com R | 64 |
| Variação do efeito de esteira com h | 66 |
| Variação do efeito de sombra com x | 67 |
| 4.7. Conclusões | 69 |
| Bibliografia | 71 |
| Anexo 1 - Perfil de potência do sistema eólico que serviu de base ao caso de estudo..... | 79 |
| Anexo 2 - Artigo aceite no Electronics, Telecommunications and Computers-CETC2013. ... | 81 |

Lista de Figuras

| | |
|---|----|
| Figura 1.1 - Turbina eólica de Charles F. Brush..... | 2 |
| Figura 2.1 - Indicadores de ruído de uma turbina eólica. | 13 |
| Figura 2.2 - Configuração do sistema directamente ligado à rede..... | 15 |
| Figura 2.3 - Configuração do sistema constituído por um GIDA..... | 16 |
| Figura 2.4 - Configuração do sistema constituído por um GSVV..... | 17 |
| Figura 3.1 - Componentes principais do sistema eólico. | 20 |
| Figura 3.2 - Configuração da turbina eólica <i>upwind</i> | 21 |
| Figura 3.3 - Componentes de um sistema eólico sem caixa de velocidades..... | 22 |
| Figura 3.4 - Interferência da turbina no escoamento. | 23 |
| Figura 3.5 - Esteira provocada pelo movimento das pás. | 23 |
| Figura 3.6 - Interação entre o rotor e o escoamento..... | 24 |
| Figura 3.7 - Potência da turbina com controlo por <i>pitch</i> e com controlo por <i>stall</i> | 26 |
| Figura 3.8 - Geometria dos perfis da pá..... | 27 |
| Figura 3.9 - Coeficiente de potência. | 28 |
| Figura 3.10 - Coeficiente de potência em função de λ (controlo por <i>pitch</i>). | 29 |
| Figura 3.11 - Limite de Betz, função teórica de Glauert e função de Slootweg..... | 30 |
| Figura 3.12 - Sistema de transmissão com a turbina ligada directamente ao gerador. | 33 |
| Figura 3.13 - Veio do sistema eólico. | 33 |
| Figura 3.14 - Frequência de ocorrência da velocidade do vento. | 34 |
| Figura 3.15 - Controlo da potência por <i>stall</i> | 35 |
| Figura 3.16 - Curva de potência do controlo por <i>stall</i> e por <i>pitch</i> | 36 |
| Figura 3.17 - Efeito de esteira nas três pás. | 37 |
| Figura 3.18 - Efeito de sombra da torre. | 37 |
| Figura 3.19 - Parâmetros usados no cálculo do efeito de sombra..... | 38 |
| Figura 3.20 - Turbulência. | 40 |
| Figura 3.21 - Configuração em <i>MatLab/Simulink</i> do sistema simulado..... | 41 |
| Figura 3.22 - Subsistema “Ventos”..... | 42 |
| Figura 3.23 - Subsistema “Deltas de Vento”. | 43 |
| Figura 3.24 - Subsistema “Deltas de Potência de Saída”..... | 43 |

| | |
|--|----|
| Figura 3.25 - Subsistema “Simulação c/: wind” | 44 |
| Figura 3.26 - Subsistema “Binário” | 44 |
| Figura 4.1 - Vento incidente | 48 |
| Figura 4.2 - Velocidade periférica na extremidade da pá | 49 |
| Figura 4.3 - Coeficiente de velocidade periférica do rotor (TSR) | 49 |
| Figura 4.4 - Coeficiente de potência em função da velocidade do vento | 50 |
| Figura 4.5 - Potência da turbina | 51 |
| Figura 4.6 - Variação da velocidade do vento com o efeito de esteira | 52 |
| Figura 4.7 - Variação da potência com o efeito de esteira | 52 |
| Figura 4.8 - Contribuição de cada pá para o efeito de esteira | 53 |
| Figura 4.9 - Contribuição de cada pá para o efeito de esteira | 53 |
| Figura 4.10 - Variação da velocidade do vento com o efeito de sombra | 55 |
| Figura 4.11 - Variação da potência com o efeito de sombra | 55 |
| Figura 4.12 - Contribuição de cada pá para o efeito de sombra | 56 |
| Figura 4.13 - Contribuição de cada pá para o efeito de sombra | 57 |
| Figura 4.14 - Vento combinado | 58 |
| Figura 4.15 - Variação da velocidade do vento | 58 |
| Figura 4.16 - Variação da potência devida ao vento combinado | 59 |
| Figura 4.17 - Binário resultante do efeito combinado | 60 |
| Figura 4.18 - Vento turbulento | 61 |
| Figura 4.19 - Variação da velocidade do vento | 61 |
| Figura 4.20 - Variação da potência devida à acção da turbulência | 62 |
| Figura 4.21 - Binário resultante da turbulência | 62 |
| Figura 4.22 - Diferença entre binários | 63 |
| Figura 4.23 - Variação do vento afectado pelo efeito de esteira com R | 64 |
| Figura 4.24 - Detalhe da variação do vento afectado pelo efeito de esteira com R | 64 |
| Figura 4.25 - Variação do efeito de sombra com R | 65 |
| Figura 4.26 - Detalhe da variação do vento afectado pelo efeito de sombra com R | 65 |
| Figura 4.27 - Variação do vento afectado pelo efeito de esteira com h | 66 |
| Figura 4.28 - Detalhe da variação do vento afectado pelo efeito de esteira com h | 66 |
| Figura 4.29 - Variação efeito de sombra com x | 67 |
| Figura 4.30 - Detalhe da variação do vento afectado pelo efeito de sombra com x | 67 |

Lista de Tabelas

| | |
|---|----|
| Tabela 2.1 - Configurações dos sistemas eólicos instalados em Portugal | 15 |
| Tabela 3.1 - Valores de c_p , λ e de λ_i em função do ζ | 30 |
| Tabela 4.1 - Características do sistema eólico em estudo..... | 47 |

Lista de Siglas

| | |
|-------|---|
| CA | Corrente Alternada |
| CC | Corrente Contínua |
| DFIG | Doubly Fed Induction Generator |
| DOIG | Doubly Output Induction Generator |
| GEE | Gases com Efeito de Estufa |
| GIDA | Gerador de Indução com rotor Duplamente Alimentado |
| GIRG | Gerador de Indução com Rotor em Gaiola |
| GSIP | Gerador Síncrono com excitação por Ímanes Permanentes |
| GSVV | Gerador Síncrono de Velocidade Variável |
| PITCH | Controlo de potência com o ângulo do passo da pá variável |
| PMSG | Permanent Magnet Synchronous Generator |
| PMSM | Permanent Magnet Synchronous Machine |
| PWM | Pulse Width Modulation |
| STALL | Controlo de potência com o ângulo de passo da pá fixo |
| TEH | Turbina de eixo horizontal |
| THD | Total Harmonic Distortion |
| TSR | Tip Speed Ratio |

Lista de Símbolos

| | |
|------------|--|
| A | Secção transversal do tubo de corrente de escoamento |
| a | Raio da torre |
| c_D | Coefficiente de arrastamento do perfil alar da pá |
| c_L | Coefficiente de sustentação do perfil alar da pá |
| C_P | Coefficiente de potência |
| C_q | Coefficiente de binário |
| h | Altura da torre |
| K_V | Constante que determina a relação com a potência associada à turbulência |
| L_v | Correlação com a turbulência |
| L_{den} | Indicador de ruído diurno-entardecer-nocturno |
| L_{nd} | Indicador de ruído nocturno |
| P_{disp} | Potência disponível no escoamento |
| P_g | Potência eléctrica |
| P_t | Potência mecânica da turbina sujeita a vento com perturbações |
| P_{tt} | Potência mecânica da turbina sujeita a vento sem perturbações |
| R | Envergadura da pá |
| T_t | Binário mecânico da turbina sujeita a vento com perturbações |
| T_{tt} | Binário mecânico da turbina sujeita a vento sem perturbações |
| T_V | Constante que determina o valor da largura de banda da turbulência |
| u | Velocidade do vento de aproximação ao rotor |
| $u(z)$ | Velocidade média do vento à altura z |

| | |
|-----------------|---|
| V_{comb} | Vento combinado |
| V_{est} | Efeito de esteira total |
| V_h | Velocidade do vento incidente |
| V_i | Velocidade do vento incidente |
| v_m | Efeito de esteira |
| V_{sombra} | Efeito de sombra total |
| v_{torre} | Efeito de sombra da torre |
| x | Distância do plano das pás ao centro da torre |
| z_0 | Comprimento característico da rugosidade do solo |
| z_R | Altura de referência |
| ω_g | Velocidade angular de rotação do gerador |
| ω_r | Velocidade de rotação da pá |
| ω_t | Velocidade angular de rotação da turbina |
| ϕ | Turbulência |
| α | Coefficiente empírico do efeito de esteira |
| ζ | Ângulo do passo da pá |
| λ | Coefficiente de velocidade periférica do rotor, TSR |
| λ_{opt} | Coefficiente de velocidade periférica óptimo |
| ρ | Massa específica do ar |
| σ_v | Intensidade da turbulência |
| ψ | Ângulo de rotação da pá |

CAPÍTULO

1

Introdução

No capítulo são apresentados a visão histórica do tema da dissertação, o enquadramento, a motivação do estudo, o estado da arte e a organização do texto.

1. Introdução

No capítulo são apresentados a visão histórica do tema da dissertação, o enquadramento, a motivação do estudo, o estado da arte e a organização do texto.

1.1. Visão Histórica

O conceito de vento, no sentido de força motriz, é associado à energia cinética presente nas massas de ar em movimento. Esta energia cinética é ocasionada pela energia radiante do Sol que aquece desigualmente regiões da superfície terrestre, causando diferenças de pressão, originando o movimento do ar [1].

Em França por volta de 1650 nas proximidades da Flandres, os moinhos de vento tiveram inovações tecnológicas importantes, originando o tipo de moinhos característico da paisagem Holandesa, que hoje conhecemos. A história não regista mais inovações tecnológicas até aos trabalhos de Charles F. Brush e do professor Poul La Cour [1].

Em 1887, em Cleveland, Charles F. Brush, um dos co-fundadores da General Electric, foi o precursor na construção da turbina eólica, que julga-se ser a primeira turbina eólica com funcionamento automático para a geração de electricidade. Apesar do seu tamanho gigantesco, em comparação com as actuais turbinas eólicas, era uma turbina de apenas 12 kW, Figura 1.1.

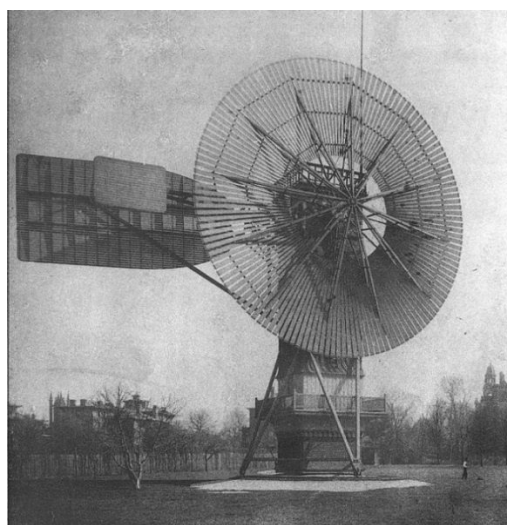


Figura 1.1 - Turbina eólica de Charles F. Brush.

Em 1891, na Dinamarca, o professor Poul La Cour foi o precursor dos trabalhos científicos sobre estudos da turbina eólica. O governo dinamarquês interessado no melhor aproveitamento da energia do vento encarregou-o de estudar os requisitos técnicos para a construção de aerogeradores modernos, tendo em vista um melhor rendimento dos moinhos existentes na época. Poul La Cour estudou o moinho existente na Holanda e concluiu que modificando apenas detalhes mecânicos os moinhos atingiam melhor rendimento, tendo descoberto que para a geração de electricidade, as turbinas com menos pás no rotor são mais eficientes que as turbinas de rotação lenta com muitas pás [1].

Em 1904, Poul La Cour fundou a primeira revista de geração de electricidade usando as turbinas eólicas, *Tidsskrift for Vind Elektricitet*. Em consequência do seu trabalho científico, a Dinamarca tinha em 1918 um total de potência instalada de 3 MW, em geradores usando turbinas eólicas que satisfaziam aproximadamente 3 % do consumo total de energia eléctrica do país [1].

Até 1980 foram construídos aerogeradores eólicos com pequenos valores de potência. Estes aerogeradores eólicos tinham o inconveniente de não poder funcionar com ventos de baixa velocidade. Eram baseados na utilização de geradores eléctricos de velocidade quase constante directamente ligados à rede eléctrica [1].

A partir de 1980, foram construídos geradores de grande potência equipados com os modernos sistemas de controlo do tipo PWM, usando electrónica de potência. Com os recentes avanços na electrónica de potência e na qualidade dos equipamentos, os aerogeradores equipados com máquinas síncronas de velocidade variável ligados à rede através de conversores CA/CC/CA são considerados na literatura científica como uma configuração eficiente para conversão da energia eólica em energia eléctrica [1] e a sua implementação tem sido uma opção com viabilidade prática.

A investigação sobre a forma de usar a energia eólica trata duas vertentes: a de sistemas de energia eólica autónomos e a de sistemas de energia eólica ligados à rede eléctrica. O caso dos sistemas autónomos que fornecem electricidade directamente aos consumidores é especialmente interessante em áreas remotas ou com fracas condições de acessibilidade, que tornam inviável economicamente a instalação de linhas de transmissão de energia eléctrica. Neste caso, a geração eólica deve ser complementada com outras formas de geração ou armazenamento de energia, visto que, o vento é uma fonte de energia imprevisível, não assegurando condições para um fornecimento contínuo do aerogerador [1].

Em Portugal, os sistemas de geração eólica estão predominantemente ligados à rede eléctrica e as estatísticas mostram que as configurações mais usadas, quer nos sistemas de energia eólica instalados, quer em fase de construção, utilizam a máquina síncrona funcionando com velocidade variável [1].

1.2. Enquadramento

A crise energética de 1973 em que foi sextuplicado o preço do barril de petróleo e o embargo dos países produtores de petróleo à Dinamarca, Holanda, Portugal, África do Sul e Estados Unidos, alteraram a economia mundial, a repercussão da crise teve como consequência o ressurgimento do interesse pela exploração de energia renovável. Desta crise é de destacar, por um lado, a necessidade de assegurar a diversidade e segurança no fornecimento de energia e, por outro lado, a obrigação de proteger o ambiente, cuja degradação é acentuada pelo uso de combustíveis baseados em recursos fósseis. Assim, surgiu a motivação pelo renovado interesse pela exploração de energia renovável. A exploração de energia renovável desempenha um papel importante, visto que, contribui para a produção de energia eléctrica que de outro modo seria produzida usando fontes de energia baseadas em recursos fósseis, fonte antropogénica de emissões de gases com efeito de estufa (GEE) para a atmosfera [1] [2].

Em Portugal, a exploração de energia renovável, nomeadamente a eólica, tem particular importância, considerando a dependência externa em termos de energia primária, superior à da média da União Europeia e dos países comparáveis. Ainda, acresce que Portugal é confrontado com a necessidade de desenvolver o aproveitamento de fontes de energia alternativas para a produção de energia eléctrica que permitam uma política de mitigar as emissões de GEE para a atmosfera [1].

Em Portugal, como referido em 1.1. Visão histórica, os sistemas de geração eólica estão predominantemente ligados à rede eléctrica. Os sistemas eólicos ligados à rede podem alterar a dinâmica dos sistemas de potência e conduzir ao agravamento de conteúdos harmónico na energia enviada para a rede, que são observados na distorção harmónica total (*Total Harmonic Distortion*, THD), que deve ser reduzida tanto quanto possível, visto que, a injeção destas harmónicas na rede podem dar origem a sobretensões que podem por em risco os equipamentos e instalações eléctricas dos utentes. Ainda, é admissível que a expansão do aproveitamento da energia eólica com ligação à rede eléctrica para sistemas eólicos com

elevados valores de potência, nomeadamente em aproveitamentos fora da linha de costa (*offshore*), que embora apresentem uma valia económica significativa podem ocasionar que contribuam para agravar a qualidade da energia enviada para a rede eléctrica, o que exige estudos prévios a fim de quantificar e minorar o impacto [1] [3].

Esta dissertação está enquadrada no âmbito da investigação de modelos dinâmicos de sistemas de conversão de energia eólica ligados à rede eléctrica, considerando a velocidade de vento com e sem perturbações atmosféricas. O sistema de conversão de energia eólica é composto por uma turbina eólica de velocidade variável, um sistema de transmissão, um gerador síncrono com excitação assegurada por ímanes permanentes (GSIP).

1.3. Motivação

O sistema electroprodutor nacional é caracterizado por uma acentuada dependência externa de combustíveis de origem fóssil. Portugal é confrontado com a necessidade de desenvolver formas alternativas de produção de energia eléctrica, não contribuindo para o aumento das emissões de GEE para a atmosfera e reduzindo a dependência externa. O aumento da procura de energia eléctrica, determinado pela exigência de crescimento dos níveis de bem-estar da sociedade e industrialização, conjuntamente com anos de reduzidas afluências hídricas às albufeiras, agravando a dependência externa dos combustíveis de origem fóssil, também é motivação para a exploração dos recursos de origem renovável, como por exemplo, os recursos baseados em fontes de energia de origem eólica [1].

O Programa E4 - Programa de Eficiência Energética e Energias Endógenas, aprovado em Resolução do Conselho de Ministros n.º 154/01 de 27 de Setembro de 2001, e o Programa PNAC - Programa Nacional para as Alterações Climáticas, aprovado em Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/03 de 28 de Abril de 2003, modificado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 104/06 de 23 de Agosto de 2006, reforçam a proposta na promoção da produção de electricidade a partir de fontes de energia de origem renovável porque estas contribuem para mitigar as emissões antropogénicas de GEE associadas ao sistema electroprodutor [1].

O Programa PNAC foi posteriormente modificado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 1/08 de 4 de Janeiro de 2008, tendo sido previsto o reforço das energias renováveis, pelo

que a meta para a produção de electricidade a partir de energias renováveis passou de 39% para 45% do consumo previsto para 2010, e tendo a potência instalada aumentado em 1950 MW para a exploração dos recursos renováveis de origem eólica até 2012. Assim, para o sistema electroprodutor nacional são reforçadas as motivações para linhas de investigação que permitam [1]:

- O aumento da eficiência energética;
- A promoção das energias endógenas de origem renovável, nomeadamente a energia eólica;
- A diminuição da dependência externa dos combustíveis fósseis;
- A salvaguarda do meio ambiente.

Em Novembro de 2009, de acordo com a informação emitida pela REN, Portugal passou para o segundo lugar no contexto europeu relativamente ao contributo da conversão de energia eólica para energia eléctrica, tendo 24 % do consumo nacional de energia eléctrica sido assegurado pela conversão de energia eólica [1].

As preocupações ambientais que conduziram ao Protocolo de Quioto e da Proposta de Compromisso resultante da Conferência do Clima realizada em Copenhaga em Dezembro 2009, com o objectivo de mitigar as emissões antropogénicas de GEE para a atmosfera, bem como o incremento da incidência da geração eólica, são temas de importância política que merecem atenção social, visto que, têm um interesse global para a sustentabilidade e qualidade do ambiente da nossa sociedade. O incremento da incidência da geração eólica vai modificar o comportamento dinâmico da rede eléctrica, como por exemplo, no que respeita aos casos de falhas que podem ocorrer no sistema eólico, e pode dar lugar a uma nova estratégia de regulação da frequência do sistema [1] [4].

A sociedade contemporânea é cada vez mais dependente da energia eléctrica, a complexidade das redes eléctricas é crescente, os consumos devem ser satisfeitos com uma elevada continuidade e qualidade de serviço cabendo aos técnicos concretizar a gestão da rede de forma a assegurar aos consumidores que a qualidade da energia fornecida não seja comprometida. Os sistemas eólicos têm níveis de disponibilidade técnica da ordem dos 98%, apesar de terem de enfrentar um grande número falhas, podem após convenientes estudos de integração em redes eléctricas contribuir para a satisfação do aumento dos consumos de energia eléctrica [1] [5] [6].

1.4. Estado da Arte

Sector eléctrico

A reestruturação do sector eléctrico teve um forte impacto nos sectores da produção e transporte de energia [1] [4]. Com a evolução das tecnologias da produção em regime especial (PRE) foram abertas novas perspectivas para as empresas deste sector. O incremento da incidência de geração eólica veio modificar consideravelmente o comportamento dinâmico do sistema eléctrico e pode dar lugar a uma nova estratégia de regulação da frequência do sistema [1] [7] [8].

Na operação de sistemas eólicos com turbinas de velocidade variável, o método de controlo está projectado para captar a energia do vento à potência máxima e proporcionar na rede tanto quanto possível um nível de tensão e frequência constantes [1] [9] [10] [11].

Turbina eólica

Uma das tendências futuras na construção de sistemas eólicos é a redução do número de componentes mecânicos mediante a utilização de um gerador síncrono de ímanes permanentes GSIP. O GSIP funciona numa configuração directamente ligada à turbina por um veio, evitando a utilização de uma caixa de velocidades entre o rotor da turbina e o rotor do gerador. É uma configuração especialmente interessante na construção de sistemas eólicos de grandes de grandes dimensões e elevados valores de potência [1] [12].

A ausência da caixa de velocidades faz diminuir o peso global do sistema, melhora a aerodinâmica porque se pode reduzir o tamanho da *nacelle*, reduz os custos de produção, de operação e de manutenção [1] [13].

Na configuração da turbina mais comum, cujas pás estão situadas a montante da torre (*upwind*), os esforços na torre devidos ao efeito de sombra são menores que na configuração da turbina cujas pás estão situadas a jusante da torre (*downwind*) [1] [14].

A variação da velocidade e direcção do vento com a turbulência atmosférica é significativo ao nível dos esforços mecânicos a que o sistema eólico fica submetido. Os esforços mecânicos actuam nomeadamente, sobre as pás, a *nacelle*, o veio e a torre. Estes esforços actuando sobre os elementos mecânicos do sistema eólico originam esforços centrífugos, gravíticos e giroscópicos, produzindo oscilações mecânicas nomeadamente nas pás e na torre.

Os esforços na torre são devidos não só ao efeito de sombra, mas também à assimetria no alinhamento da turbina em relação ao vento [1] [15] [16].

As configurações do sistema eólico podem utilizar o gerador síncrono de rotor bobinado, o GSIP, o gerador de indução de rotor em gaiola (GIRG) ou o gerador de indução de rotor duplamente alimentado (GIDA) [1] [17].

Sistema de transmissão

A tecnologia dominante nos sistemas eólicos instalados pelo mundo utiliza uma caixa de velocidades no sistema de transmissão. O sistema de transmissão é o órgão mecânico que liga o rotor da turbina ao rotor do gerador [1] [17].

A caixa de velocidades tem desvantagens que se traduzem em perdas de energia mecânica devidas a vibrações, atritos, ruídos e aquecimentos, implicando a utilização de fluidos lubrificantes e a necessidade de refrigerar o interior da *nacelle* [1] [18].

GSIP

A utilização do GSIP nos sistemas eólicos elimina a necessidade de ter anéis colectores no rotor, assim, desaparece a necessidade de refrigerar os enrolamentos de excitação. Por outro lado as dimensões deste gerador diminuem consideravelmente. Este tipo de gerador, permite diminuir o passo polar, o que faz com que seja possível construir geradores com maior número de pólos, evitando a necessidade de utilizar uma caixa de velocidades entre o rotor da turbina e o rotor do gerador [1] [19].

O GSIP é relativamente mais caro que o gerador de indução, no entanto tem a vantagem de ser mais eficiente. Os recentes avanços na qualidade dos equipamentos e dos materiais magnéticos permitiram que os sistemas eólicos equipados com o GSIP, funcionando com velocidade variável, sejam uma boa alternativa para utilização nos sistemas eólicos [1] [19].

Defeitos no sistema eólico

Os sistemas eólicos têm níveis de disponibilidade técnica da ordem dos 98%, apesar de terem de enfrentar um grande número de falhas [1] [6]. As normas para a rede de distribuição nos países europeus, exigem que os sistemas eólicos sejam capazes de funcionar mesmo que

existam falhas na rede que originem uma diminuição da tensão para valores muito baixos [1] [20]. Assim, têm sido feitos grandes esforços no sentido de desenvolver sistemas eólicos de velocidade variável capazes de suportar os níveis de tensão e de frequência exigidos, permanecendo ligados à rede durante a ocorrência de uma falha na distribuição [1].

Efeito de esteira e efeito de sombra da torre

Num sistema eólico sujeito à acção do vento, as pás da turbina encontram vento com diferentes velocidades a diferentes alturas, durante uma rotação completa, mesmo que a velocidade do vento seja constante. Isso provoca flutuações periódicas no binário e na potência da turbina. Nas turbinas com três pás, a mais comum e maior flutuação periódica tem uma frequência três vezes superior à frequência do rotor. As flutuações são devidas a perturbações externas conhecidas como efeito de esteira (*wind shear*) e efeito de sombra da torre (*tower shadow*). O efeito de esteira descreve o modo como varia a velocidade do vento com a altura, enquanto que o efeito de sombra da torre é usado para descrever o redireccionamento do vento causado pela presença da estrutura da torre. Foi verificado, após simulação, que num sistema eólico o efeito de sombra da torre é mais dominante que o efeito de esteira [21] [22].

1.5. Organização do Texto

Esta dissertação está dividida em quatro capítulos, uma bibliografia e dois anexos.

Capítulo 1. Introdução

No capítulo são apresentados a visão histórica do tema da dissertação, o enquadramento, a motivação do estudo, o estado da arte e a organização do texto.

Capítulo 2. Conversores de Energia Eólica

No capítulo é apresentada uma visão sobre o ressurgimento das energias renováveis, nomeadamente a energia eólica, as suas limitações ambientais, como uma actividade perturbadora da natureza e é feita uma apresentação das tecnologias dos geradores nos sistemas eólicos, com destaque para as tecnologias instaladas em Portugal.

Capítulo 3. Modelação do Sistema Eólico

No capítulo é apresentada a modelação de um sistema eólico sujeito a vento de velocidade variável com perturbações associadas. O sistema eólico é constituído por uma turbina eólica de velocidade variável ligada directamente por um veio a um gerador síncrono com excitação assegurada por ímanes permanentes.

Capítulo 4. Simulação Computacional

No capítulo são apresentados o caso de estudo e os resultados obtidos, recorrendo a simulações computacionais, sobre o desempenho do sistema eólico, cuja modelação foi feita nos capítulos anteriores.

Bibliografia - bibliografia usada nesta dissertação.

Anexo 1 - Perfil de potência do sistema eólico que serviu de base ao caso de estudo.

Anexo 2 – Artigo aceite no Electronics, Telecommunications and Computers-CETC2013.

CAPÍTULO

2

Conversores de Energia Eólica

No capítulo é apresentada uma visão sobre o ressurgimento das energias renováveis, nomeadamente a energia eólica, as suas limitações ambientais, como uma actividade perturbadora da natureza e é feita uma apresentação das tecnologias dos geradores nos sistemas eólicos, com destaque para as tecnologias instaladas em Portugal.

2. Conversores de Energia Eólica

No capítulo é apresentada uma visão sobre o ressurgimento das energias renováveis, nomeadamente a energia eólica, as suas limitações ambientais, como uma actividade perturbadora da natureza e é feita uma apresentação das tecnologias dos geradores nos sistemas eólicos, com destaque para as tecnologias instaladas em Portugal.

2.1. Limitações Ambientais

A produção de energia eléctrica é uma actividade perturbadora da natureza sendo impossível a sua produção sem estar sujeito a alguns impactes ambientais. Embora o aproveitamento da energia eólica esteja associada a benefícios ambientais significativos do ponto de vista das emissões antropogénicas de GEE para a atmosfera, existem outros aspectos ligados com a sua integração no meio ambiente que não podem ser negligenciados [1] [23].

É indispensável que a integração do aproveitamento da energia eólica no meio ambiente seja objecto de um cuidadoso estudo prévio em colaboração com as comunidades locais, na medida em que existem algumas limitações ambientais, permitindo assim, manter o apoio da opinião pública a esta forma de energia. É normalmente referido pelas populações locais que o impacte visual dos sistemas eólicos e o ruído que produzem, são as impactos ambientais que mais afectam. O impacte visual pode ser considerado como uma questão pessoal, há quem considere que os sistemas eólicos se integram harmoniosamente na paisagem e há quem considere a sua presença intrusiva. Assim, para reduzir o impacte visual está perfeitamente justificado o estudo e a construção de sistemas eólicos mais compactos, mediante a redução do número de componentes mecânicos, nomeadamente a ausência da caixa de velocidades. O ruído de baixa frequência está associado às baixas velocidades do vento, tipicamente até aos 10 m/s. Para velocidades do vento acima de 10 m/s, o ruído produzido pelos sistemas eólicos tem, no cômputo geral, uma contribuição menos significativa que o ruído provocado pelo próprio vento [1].

Nos sistemas eólicos existem basicamente dois tipos de ruído: o ruído aerodinâmico associado ao atrito das pás da turbina com o vento e o ruído mecânico associado à caixa de velocidades, ao gerador e aos motores auxiliares. Embora o ruído de baixa frequência seja caracterizado por uma atenuação rápida no espaço, o seu nível tem vindo a ser reduzido pela escolha de novos perfis para as pás e pela utilização de novos materiais e também pela

redução da velocidade de rotação da turbina, para cumprir as restrições internacionais sobre os requisitos acústicos dos sistemas eólicos [1] [23] [24].

Os valores limite de exposição ao impacte de ruído são estabelecidos por requisitos acústicos na zona de instalação de um sistema eólico em cumprimento da legislação e das normas vigentes que definem a zona de instalação como zona mista: não devem ser superiores a 65 dB(A), expresso pelo indicador de ruído diurno-entardecer-nocturno L_{den} e a 55 dB(A) expresso pelo indicador de ruído nocturno L_{nd} [25] [26] [27].

Os intervalos de tempo considerados pelos indicadores de ruído abrangem as actividades humanas típicas e estão delimitados nos seguintes termos: o período diurno vai das 7 h às 20 h, o período do entardecer vai das 20 h às 23 h e o período nocturno vai das 23 h às 7 h. Sendo as zonas mistas, as áreas existentes ou previstas em planeamento territorial, cuja ocupação seja afectada a outras utilizações, para além das referidas na definição de zonas sensíveis, nomeadamente a comércio e serviços. As zonas sensíveis são as áreas existentes ou previstas vocacionadas para usos habitacionais, escolas, hospitais, espaços de recreio e lazer e outros equipamentos colectivos prioritariamente utilizados pelas populações como locais de recolhimento [1] [27]. É evidente a necessidade de proceder a um estudo de impacte ambiental no local onde se pretende efectuar a instalação de sistemas eólicos, devendo ser assumidos alguns cuidados especiais se a região for densamente povoada por mamíferos ou aves, em especial as aves de rapina e as aves de hábitos migratórios [1]. O sistema eólico em estudo, de acordo com o catálogo do fabricante *Enercon*, cumpre com as restrições internacionais sobre os requisitos acústicos. Os indicadores de ruído para uma velocidade do vento de 10 m/s medidos a uma altura de referência de 8 m e calculados segundo a norma ISO 9613-2 são apresentados na Figura 2.1.

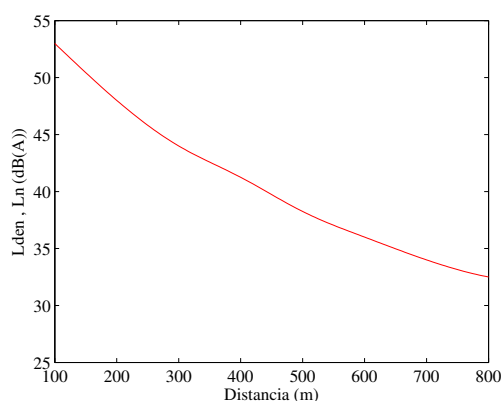


Figura 2.1 - Indicadores de ruído de uma turbina eólica.

2.2. Impacte na Rede Eléctrica

Sendo a energia eólica uma fonte de energia imprevisível e não controlável, o incremento da incidência de geração eólica tem impactos sobre a rede eléctrica que não podem ser ignorados, como a estabilidade transitória da rede e a qualidade da energia injectada. Os operadores da rede são forçados a ajustar o fornecimento de energia eléctrica em função das flutuações do vento e das variações da procura [1] [7].

A variação da velocidade e da direcção do vento com a turbulência atmosférica é um factor significativo ao nível dos esforços mecânicos a que o sistema eólico fica submetido, afectando o seu funcionamento pelo que é considerado um factor determinante nos sistemas eólicos que pode ocasionar variações nos padrões de qualidade da rede [1] [15] [16].

A estabilidade do sistema eléctrico corresponde à capacidade desse sistema em manter a frequência, preservando o sincronismo, e a tensão quando sujeito a graves perturbações transitórias, i.e., variações bruscas das condições de funcionamento do sistema [1] [28]. A estabilidade do sistema implica o estudo matemático e simulação computacional de modelos de sistemas eólicos mais realistas, de forma a ter uma resposta adequada em que não seja posta em risco a estabilidade do sistema [1] [29].

2.3. Tecnologias dos Geradores

O gerador eléctrico é um componente constitutivo do sistema eólico, i.e., é o componente que permite realizar a conversão entre a energia mecânica captada pelas pás ao vento em energia eléctrica, que permite dimensionar todos os restantes elementos do sistema eléctrico, sendo utilizados diversos geradores que recorrem a princípios caracterizados por diferentes tecnologias [1] [19] para a conversão de energia mecânica em energia eléctrica. As tecnologias dos geradores instalados em Portugal seguem alguma da evolução que se tem verificado nos sistemas eólicos ao longo dos anos. Esta evolução convergiu para os sistemas que estão a ser utilizados nos sistemas eólicos em operação, que recorrem a três tipos de tecnologia diferentes, i.e., as que utilizam os GIRG, os GIDA e os GSVV [1] [30].

As configurações dos sistemas eólicos equipados com turbinas de eixo horizontal TEH instaladas em Portugal, os tipos de geradores e a sua forma de ligação à rede eléctrica [1] [17] [31] são apresentadas na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 - Configurações dos sistemas eólicos instalados em Portugal

| Tipo de TEH | Tipo de gerador | Ligação à rede eléctrica |
|-------------------------|-----------------|----------------------------------|
| Velocidade constante | GIRG | Directa |
| Velocidade semivariável | GIRG | Conversores de potência |
| Velocidade variável | GIRG | Directa |
| | GIDA | Conversores de potência no rotor |
| | GSVV | Conversores de potência |

Das configurações apresentadas na Tabela 2.1, apenas a configuração da TEH com velocidade de rotação semivariável, com controlo de potência do tipo *pitch*, equipada com o GIRG, ligada à rede eléctrica através de conversores electrónicos de potência, não existe em operação em Portugal [1]. Os sistemas eólicos disponíveis em Portugal, podem ser divididos em duas classes: os de velocidade de rotação constante, i.e., de velocidade de rotação aproximadamente constante/frequência constante e os de velocidade de rotação variável/frequência constante. Contrariamente ao que a denominação faz supor, ambos os sistemas conduzem à operação do sistema com velocidade de rotação variável, embora os de velocidade de rotação variável/frequência constante possam fazer a operação numa gama de velocidades bastante mais alargada [1] [23], que os sistemas de velocidade constante. O mais antigo destes sistemas com interesse comercial até os finais dos anos 80 do século passado, está equipado com uma TEH, com controlo de potência do tipo *stall* e um GIRG. O sistema de velocidade de rotação constante mais moderno está equipado com uma TEH, com controlo de potência do tipo *pitch*. A configuração do sistema eólico de velocidade de rotação constante directamente ligado à rede eléctrica [1] [31] é apresentada na Figura 2.2.

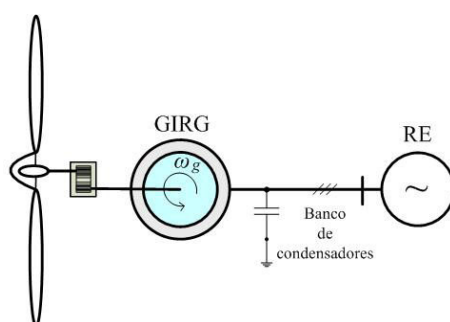


Figura 2.2 - Configuração do sistema directamente ligado à rede.

Este sistema tem uma caixa de velocidades no veio entre a turbina e o gerador, como órgão mecânico que liga o rotor da turbina e o rotor do gerador. A caixa de velocidades tem uma relação de transformação constante, permite que a velocidade de rotação do gerador seja superior à velocidade de rotação da turbina [1] [17]. Assim, nesta configuração, o sistema eólico tem uma velocidade de rotação aproximadamente constante, já que a variação da velocidade de rotação em relação à velocidade de sincronismo do gerador é muito pequena.

Os GIRG funcionam como geradores nas situações em que a velocidade de rotação do rotor é superior à velocidade de rotação do campo girante. O campo electromagnético essencial para a conversão de energia mecânica em energia eléctrica é estabelecido através do estator do gerador. Tal facto implica que o gerador requeira trânsito de energia reactiva com carácter indutivo. Assim, este tipo de geradores requer da rede potência reactiva, ou em opção, têm que estar equipados com bancos de condensadores por forma a compensar o seu factor de potência [1] [19]. Na década dos anos 90 do século passado, começaram a ser instalados em Portugal os primeiros sistemas eólicos de velocidade variável, equipados com um GIDA ou com um GSVV. O GIDA é uma tecnologia também designada na literatura por *double fed induction generator*, DFIG ou *double output induction generator*, DOIG. Os sistemas de velocidade variável são constituídos por uma TEH de velocidade variável, com controlo de potência do tipo *pitch*. O sistema eólico equipado com um GIDA tem uma caixa de velocidades no veio entre a turbina e o gerador. Dependendo do fabricante, a caixa de velocidades pode ter relação de transformação constante ou relação de transformação variável [1] [19]. O GIDA é mais complexo que o GIRG e portanto mais dispendioso, requerendo também mais manutenção [1] [17]. O estator do gerador está directamente ligado à rede eléctrica, enquanto que o rotor está ligado à rede eléctrica através de conversores electrónicos de potência. A configuração do sistema eólico de velocidade de rotação variável constituído por um GIDA [1] [31] é apresentada na Figura 2.3.

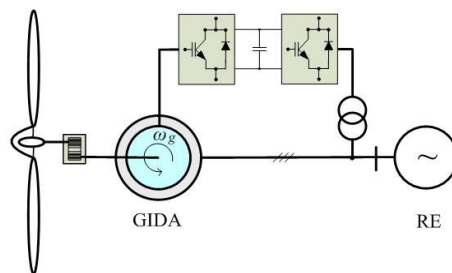


Figura 2.3 - Configuração do sistema constituído por um GIDA.

O sistema eólico com um GSVV está equipado com uma TEH, directamente ligada a um GSVV trifásico, estando ligado à rede através de conversores electrónicos de potência. A configuração do sistema eólico de velocidade variável equipado com um GSVV [1] [31] é apresentada na Figura 2.4.

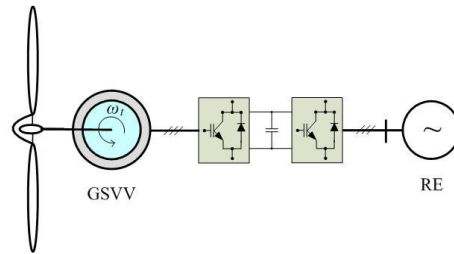


Figura 2.4 - Configuração do sistema constituído por um GSVV.

Na configuração da Figura 2.4, não há necessidade de usar uma caixa de velocidades no veio entre o rotor da turbina e o rotor do gerador, i.e., a turbina funciona numa configuração mecanicamente ligada ao gerador por um veio único.

CAPÍTULO

3

Modelação do Sistema Eólico

No capítulo é apresentada a modelação de um sistema eólico sujeito a vento de velocidade variável com perturbações associadas. O sistema eólico é constituído por uma turbina eólica de velocidade variável ligada directamente por um veio a um gerador síncrono com excitação assegurada por ímanes permanentes.

3. Modelação do Sistema Eólico

No capítulo é apresentada a modelação de um sistema eólico sujeito a vento de velocidade variável com perturbações associadas. O sistema eólico é constituído por uma turbina eólica de velocidade variável ligada directamente por um veio a um gerador síncrono com excitação assegurada por ímanes permanentes.

Os componentes mecânicos, eléctricos e de controlo das TEH estão encerrados num invólucro chamado cabine ou *nacelle*. A *nacelle* assenta no cimo de uma torre por intermédio duma placa rotativa que permite orientar o eixo da turbina segundo a direcção do vento (*yaw*). A torre que é em geral fabricada em chapa de aço calandrada é constituída por vários troços ligados entre si por juntas aparafusadas de modo a obter uma forma cónica de diâmetro decrescente com a altura. A altura da torre está situada dentro da camada limite atmosférica. Em geral, dentro desta camada a velocidade do vento, i.e., o escoamento aumenta com a altitude [1] [32]. Na Figura 3.1 são apresentados os componentes principais do sistema eólico.

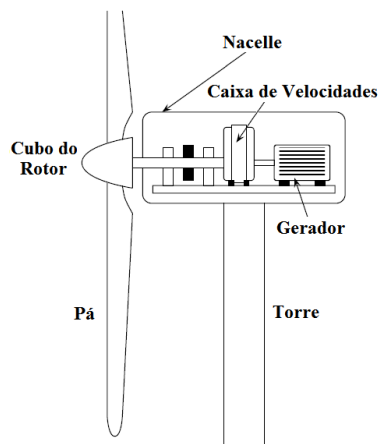


Figura 3.1 - Componentes principais do sistema eólico.

A torre que suporta a turbina deve ser suficientemente alta para que o escoamento disponível seja uniforme no tubo de corrente de escoamento definido pelas pás. Mas como essa altura poderá implicar um elevado preço para a torre, porque poderá ser demasiado elevada, a altura a adoptar resulta de um compromisso entre a pretensão de obter um perfil de velocidades do escoamento disponível o mais uniforme possível no tubo de corrente de escoamento e o preço admissível associado com a altura da torre. A zona normalmente utilizada para as turbinas eólicas vai até à altura de 100 m. Nesta zona a topografia do terreno e a rugosidade do solo

condicionam o perfil de velocidades do vento. A velocidade do vento tem um perfil definido pela lei logarítmica de Prandtl [1] [32] que é dado por:

$$u(z) = u(z_R) \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_R}{z_0}\right)} \quad (3.1)$$

sendo $u(z)$ a velocidade média do vento à altura z , z_R a altura de referência e z_0 o comprimento característico da rugosidade do solo.

Na literatura a configuração da turbina mais comum é designada por *upwind*. Neste tipo de configuração, as três pás estão situadas a montante da torre e posicionadas de forma equilibrada num plano perpendicular ao rotor, formando ângulos de 120° entre si. As turbinas *upwind* funcionam habitualmente com velocidades do vento compreendidas entre os valores de arranque (*cut-in*) da ordem dos 2,5 m/s e de paragem (*cut-off*) da ordem dos 25 m/s. A configuração da turbina eólica mais comum [1] [12] é apresentada na Figura 3.2.



Figura 3.2 - Configuração da turbina eólica *upwind*.

Na configuração *upwind*, o vento que atravessa a área do rotor não é perturbado pela torre, o que já não sucede com a opção *downwind*, em que as pás estão situadas a jusante da torre. O vento incidente é perturbado pela torre antes de atravessar a área do rotor da turbina [1] [19]. O sistema eólico em estudo usa a configuração da turbina mais comum, sendo constituído por uma turbina eólica de velocidade variável que tem um veio como sistema de transmissão e um gerador síncrono com excitação assegurada por meio de ímanes permanentes (GSIP). Não

há necessidade de usar uma caixa de velocidades entre a turbina e o GSIP, como órgão mecânico de transmissão. Assim, nesta configuração o cubo do rotor, a turbina e o gerador estão directamente ligados entre si através do veio de transmissão, conforme é apresentado na Figura 3.3.



Figura 3.3 - Componentes de um sistema eólico sem caixa de velocidades.

3.1. Pás da Turbina

A investigação das hélices para a propulsão de aviões beneficiou o avanço no estudo das pás das TEH. Na modelação da pá é utilizada a teoria do disco actuante. Esta teoria teve a sua origem no estudo das hélices propulsoras marítimas e aeronáuticas, tendo contribuições associadas aos trabalhos de Rankine em 1865 e de Froude em 1889. Esta teoria consiste em modelar as pás do rotor por um disco sem espessura, através do qual as variáveis que caracterizam o escoamento: a pressão e velocidade, variam de modo descontínuo [1] [33]. A teoria do disco actuante ignora as variações circunferenciais no escoamento. Supondo que o número de pás é muito grande, i.e., teoricamente infinito, cada uma delas produz uma contribuição elementar para a força propulsora. A turbina interfere no escoamento introduzindo um atraso, ou efeito de retardamento [1] [23] [34].

A teoria do disco actuante considera uma diferença entre as velocidades do vento a montante e a jusante de um rotor, i.e., do disco [1] [34]. Supondo que o vento é um fluido perfeito, i.e., é incompressível e sem viscosidade, podemos definir como um escoamento incompressível aquele em que as variações de pressão são suficientemente pequenas para não produzirem variações da massa específica do ar ρ que se justifique contabilizar [1] [33] [34] [35]. A interferência da turbina no escoamento [36] é apresentada na Figura 3.4.

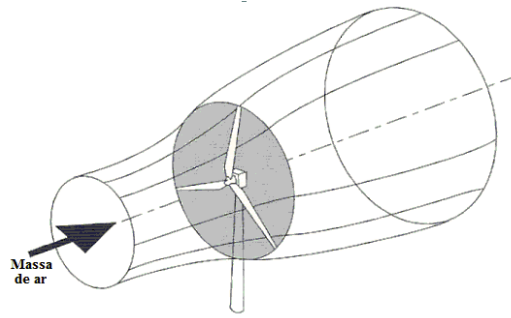


Figura 3.4 - Interferência da turbina no escoamento.

Por não ser do âmbito deste trabalho não são apresentadas as demonstrações teóricas das expressões utilizadas para descrever, no âmbito da aerodinâmica, a modelação da pá da turbina. Assim, a potência mecânica P_{tt} extraída do escoamento pelo disco actuador [1] [23], é dada por:

$$P_{tt} = 2 \rho A v_{np}^3 a(1-a)^2 \quad (3.2)$$

sendo A a superfície da secção do disco actuador e a o factor de indução axial. Um factor de indução axial inferior a 1 representa a desaceleração da massa de ar que atravessa a área A do disco actuador, i.e., é um indicador da perturbação introduzida pela turbina no escoamento. No escoamento a potência disponível [1] P_{disp} é dada por:

$$P_{disp} = \frac{1}{2} \rho A v_{np}^3 \quad (3.3)$$

A energia disponível no tubo de corrente de escoamento não pode ser totalmente aproveitada pela turbina eólica, i.e., não é integralmente convertida em energia mecânica nas pás da turbina, dado que o ar depois de atravessar os diversos planos alares das pás, sai sob a forma de uma esteira com uma velocidade não nula [36] apresentada na Figura 3.5.

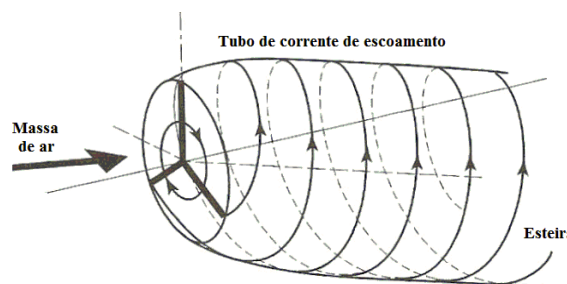


Figura 3.5 - Esteira provocada pelo movimento das pás.

A eficiência da extracção da energia do escoamento por uma turbina eólica é geralmente expressa recorrendo a outro parâmetro auxiliar denominado por coeficiente de potência, sendo este coeficiente de potência definido pela razão entre a potência mecânica extraída do escoamento pelas pás P_{tt} e a potência disponível no escoamento P_{disp} [1] [35].

O coeficiente de potência c_p em função do factor de indução axial considerando (3.2) e (3.3) é dado por:

$$c_p = \frac{P_{tt}}{P_{disp}} = 4a(1-a)^2 \quad (3.4)$$

O factor de indução axial crítico e o valor máximo do c_p são respectivamente dados por:

$$a = \frac{1}{3} \Rightarrow c_{p_{\max}} = \frac{16}{27} = 0,593 \quad (3.5)$$

O valor máximo de c_p foi obtido por Albert Betz nos anos 20 do século passado e é conhecido como *limite de Betz* para turbinas eólicas. O *limite de Betz* é o limite máximo teórico de potência mecânica associada à energia que pode ser extraída do escoamento por uma turbina eólica [1] [37].

A interacção entre o rotor e o escoamento é feita recorrendo a um parâmetro auxiliar denominado por coeficiente de velocidade periférica do rotor (*Tip Speed Ratio*, TSR) [34] [36] apresentado na Figura 3.6.

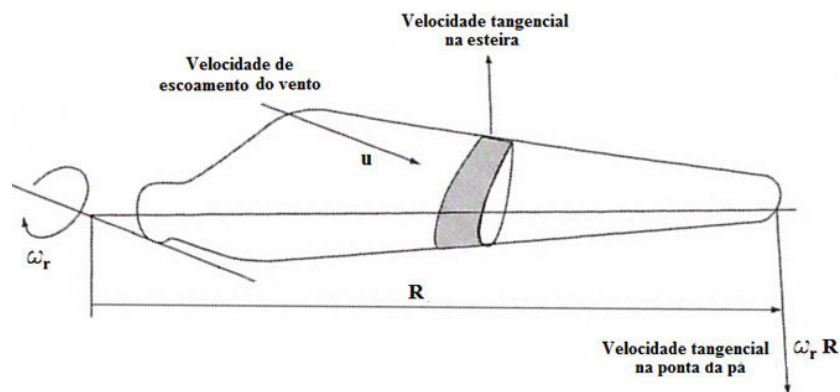


Figura 3.6 - Interação entre o rotor e o escoamento.

O TSR é normalmente designado por λ e é definido pela razão entre a velocidade periférica na extremidade da pá e a velocidade do vento num ponto de raio r da envergadura R da pá, i.e., dado por:

$$\lambda_r = \frac{\omega_t r}{u_r} \quad (3.6)$$

sendo ω_t a velocidade angular de rotação da turbina e u_r a velocidade do vento no ponto de raio r da envergadura da pá.

A potência fornecida pelas turbinas eólicas em condições normais deve ser limitada a valores que não ultrapassem a potência nominal do gerador, pelo que é necessário implementar um controlo de potência que é conseguido mediante a variação do coeficiente de potência c_p . A variação do coeficiente de potência é efectuada através da utilização de meios passivos ou de meios activos [1] [38].

O controlo de potência nas turbinas que utilizam meios passivos é conseguido mediante a utilização de pás construídas com materiais elásticos e projectadas de forma a que entrem em perda aerodinâmica, i.e., *stall*, a partir de determinado valor da velocidade do vento, sem necessidade de variação do ângulo passo, i.e., a geometria da pá é projectada de modo a que no momento em que a velocidade do vento se torne muito elevada seja induzida uma turbulência que provoque a sua entrada em perda [1] [39]. Quando a pá entra em perda a componente de sustentação diminui, ao mesmo tempo que a componente de arrastamento aumenta, chegando mesmo a ser a componente dominante. Sem sustentação o rotor deixa de acelerar. O coeficiente de potência $c_p = f(\lambda)$ nestas pás é dado por uma função não linear de λ [1] [40] [41].

A vantagem do controlo de potência por *stall* é a ausência de partes móveis no rotor da turbina e da conseqüente complexidade do sistema de controlo activo. As pás não rodam em torno do seu eixo longitudinal, estão encastradas no cubo do rotor com um ângulo de passo fixo. Por outro lado, o controlo de potência por *stall* representa uma maior complexidade no projecto aerodinâmico e estrutural das pás, como é o caso de evitar as vibrações induzidas pela turbulência quando as pás entram em perda. Cerca de 2/3 das turbinas instaladas no mundo usam o controlo de potência por *stall* [1] [39] [40].

O controlo de potência nas turbinas que utilizam meios activos é conseguido variando o ângulo do passo da pá, i.e., o ângulo de *pitch*. Nestas turbinas as pás são projectadas e construídas de forma a que não estejam encastradas no cubo do rotor com um ângulo de passo fixo. No controlo de potência por *pitch* as pás rodam em torno do seu eixo longitudinal ajustando o ângulo do passo, aumentando ou diminuindo a sustentação ou o arrastamento de

forma a variar o coeficiente de potência. O controlo de potência por *pitch* é mais complexo na medida em que utiliza um controlador de velocidade e partes móveis eléctricas e mecânicas localizadas no rotor da turbina [1] [20] [42].

A vantagem do controlo de potência por *pitch*, é a precisão com que regula a entrega da energia captada ao vento no veio, nas situações em que as rajadas de vento possam provocar a elevação da potência para valores que possam ultrapassar a potência nominal do gerador. Outra vantagem é que o gerador pode funcionar à potência nominal para todas as velocidades do vento superiores à velocidade para a qual o sistema eólico atinge a potência nominal. No controlo de potência por *stall* existe normalmente uma quebra da entrega de potência no veio à medida que a pá entra em perda, i.e., para as velocidades do vento superiores aquela para a qual o sistema eólico atinge a potência nominal [1] [40] [42].

A potência da turbina com controlo por *pitch* e com controlo por *stall*, respectivamente [1], é apresentada na Figura 3.7.

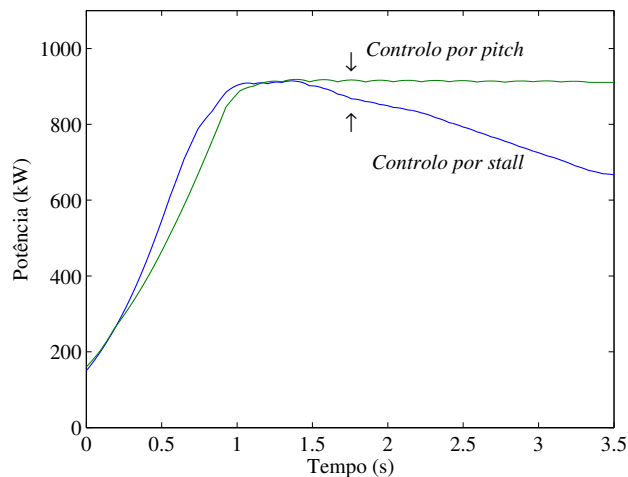


Figura 3.7 - Potência da turbina com controlo por *pitch* e com controlo por *stall*.

O coeficiente de potência $c_p = f(\lambda, \zeta)$ da turbina com controlo por *pitch* é dado por uma função não linear de λ e do ângulo de passo da pá ζ [1] [31] [40].

Para o dimensionamento do coeficiente de potência é usada a teoria do elemento de pá e o conhecimento da geometria dos perfis da pá. Os perfis ao longo da envergadura da pá, i.e., desde a raiz até à extremidade são apresentados na Figura 3.8.

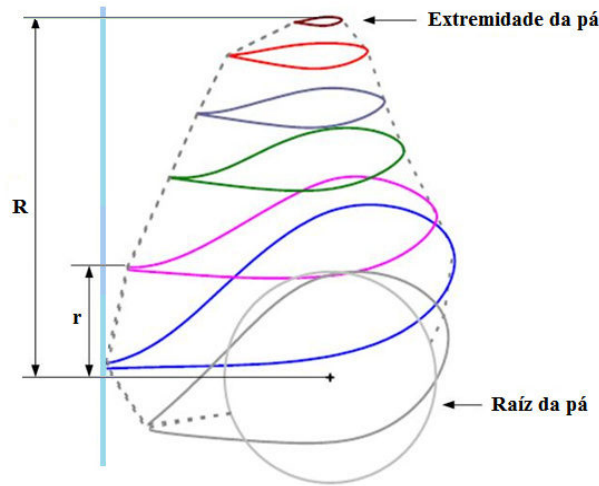


Figura 3.8 - Geometria dos perfis da pá.

É um dimensionamento complexo que normalmente obriga a recorrer a aproximações numéricas e ao recurso de resultados provenientes de conhecimentos empíricos. Nestas aproximações numéricas a indicação dos perfis não é explicitada no formalismo final. O coeficiente de potência é determinado por uma função não linear de λ e do ângulo de passo da pá ζ $c_p = f(\lambda, \zeta)$. Segundo as referências [1] [40] [43] o coeficiente de potência é dado por:

$$c_p = c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \zeta - c_4 \zeta^{c_5} - c_6 \right) e^{-\frac{c_7}{\lambda_i}} \quad (3.7)$$

em que λ_i é dada por:

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{(\lambda + c_8 \zeta)} - \frac{c_9}{(\zeta^3 + 1)}} \quad (3.8)$$

sendo os valores dos coeficientes c_1 até c_9 determinados pelo coeficiente de sustentação c_L , pelo coeficiente de arrastamento c_D do perfil da pá e pelo número de pás da turbina [1]. A aproximação numérica apresentada em [1] [43] considera as expressões (3.7) e (3.8) para a determinação do coeficiente de potência para a turbina com controlo de potência por *stall*, considerando $\zeta = 0^\circ$, que é dado por:

$$c_p(\lambda) = 0,44 \left(\frac{125}{\lambda_i} - 6,94 \right) e^{-\frac{16,5}{\lambda_i}} \quad (3.9)$$

em que a função λ_i é dada por:

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda} + 0,002} \quad (3.10)$$

As expressões (3.9) e (3.10) foram as escolhidas para modelar o comportamento do coeficiente de potência da turbina eólica com controlo de potência por *stall* em estudo. O coeficiente de potência $c_p = f(\lambda)$ [1] é apresentado na Figura 3.9.

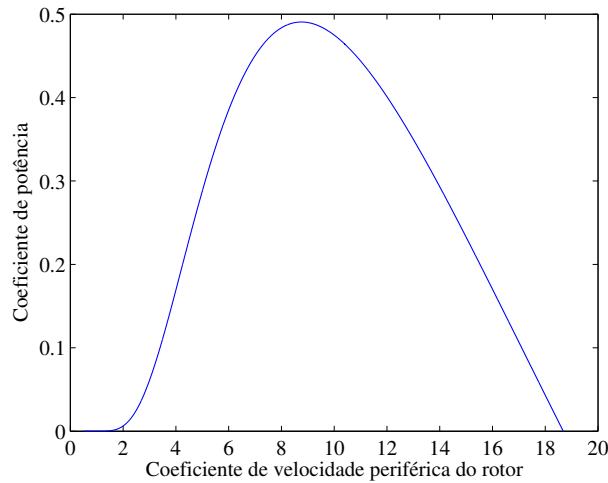


Figura 3.9 - Coeficiente de potência.

O valor máximo do coeficiente de potência $c_{p_{\max}}$ para uma turbina com controlo de potência por *stall* considerando (3.9) e (3.10), é determinado pela resolução do problema de programação matemática dado por:

$$c_{p_{\max}}(\lambda_{opt}(0), 0) = \max \quad 0,44 \left(\frac{125}{\lambda} - 6,94 \right) e^{-\frac{16,5}{\lambda}} \quad (3.11)$$

sujeito a : $\lambda \geq 0$

cuja solução é dada por:

$$c_{p_{\max}}(\lambda_{opt}) = 0,4906 \quad (3.12)$$

$$\lambda_{opt} = 8,762 \quad (3.13)$$

sendo λ_{opt} o coeficiente de velocidade periférica óptimo [1].

O coeficiente de potência para uma turbina com controlo de potência por *pitch* usando os valores dos coeficientes indicados por [1] [41] [44] é dado por:

$$c_p(\lambda, \zeta) = 0,73 \left(\frac{151}{\lambda_i} - 0,58\zeta - 0,002 \zeta^{2,14} - 13,2 \right) e^{-\frac{18,4}{\lambda_i}} \quad (3.14)$$

em que λ_i é dado por:

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{(\lambda - 0,02\zeta)} - \frac{0,003}{(\zeta^3 + 1)}} \quad (3.15)$$

As expressões (3.14) e (3.15) modelam o comportamento do coeficiente de potência da turbina eólica com controlo de potência por *pitch* [1].

O coeficiente de potência em função do λ em função do ângulo do passo da pá $c_p = f(\lambda, \zeta)$ é apresentado na Figura 3.10.

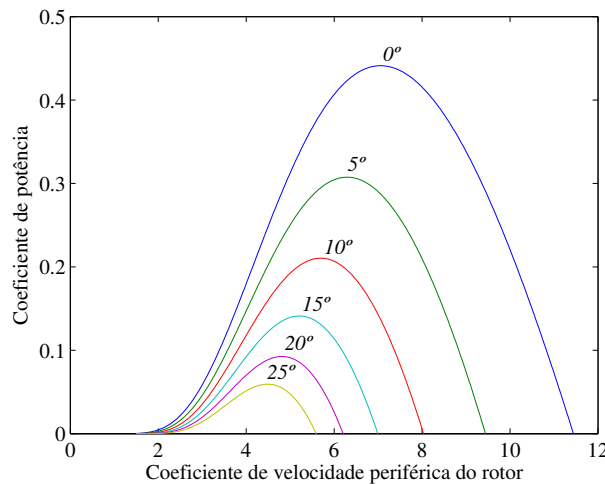


Figura 3.10 - Coeficiente de potência em função de λ (controlo por *pitch*).

O valor máximo do coeficiente de potência $c_{p_{\max}}$ para uma turbina com controlo de potência por *pitch* considerando (3.14) e (3.15), é determinado pela resolução do problema de programação matemática [1] dado por:

$$c_{p_{\max}}(\lambda_{opt}(0), 0) = \max 110,23 \left(\frac{1}{\lambda} - 0,090417 \right) e^{-18,4 (1/\lambda - 0,003)} \quad (3.16)$$

sujeito a : $\lambda \geq 0$

cujas soluções são dadas por:

$$c_{p_{\max}}(\lambda_{opt}(0), 0) = 0,4412 \quad (3.17)$$

$$\lambda_{opt}(0) = 7,057 \quad (3.18)$$

Quando é feito controlo de potência por *pitch*, o coeficiente de potência para um mesmo valor de λ , decresce com o ângulo do passo da pá da turbina. O decréscimo do coeficiente de potência permite controlar a quantidade de energia cinética existente no vento que irá ser captada pela turbina, evitando que seja ultrapassada a potência nominal do gerador. Os valores máximos do coeficiente de potência, do λ e do λ_i para cada ângulo de passo da pá, são apresentados [1] na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Valores de c_p , λ e de λ_i em função do ζ

| ζ [°] | 0 | 5 | 10 | 20 | 30 | 40 | 50 | 55 |
|----------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| $c_{p_{\max}}$ | 0,4412 | 0,3075 | 0,2104 | 0,0925 | 0,0372 | 0,0136 | 0,0045 | 0,0025 |
| λ | 7,057 | 6,3 | 5,7 | 4,8 | 4,225 | 3,825 | 3,55 | 3,475 |
| λ_i | 7,0458 | 6,2009 | 5,5001 | 4,4 | 3,625 | 3,025 | 2,55 | 2,375 |

O Limite de Betz, o coeficiente de potência utilizando a função teórica de Glauert [1] [39] e o coeficiente de potência dado por (3.14) e (3.15) são apresentados na Figura 3.11.

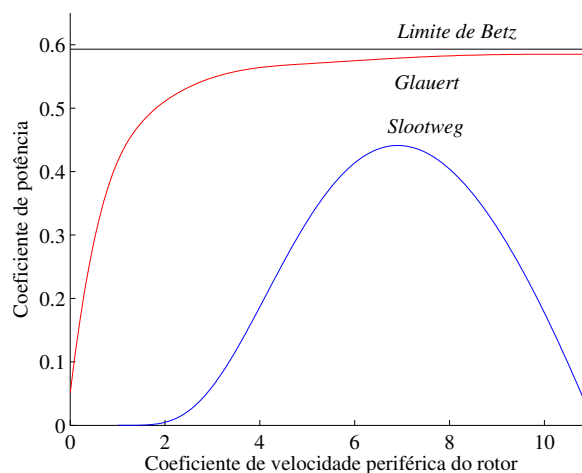


Figura 3.11 - Limite de Betz, função teórica de Glauert e função de Sootweg.

O limite teórico de Betz, não depende de λ , tendo sido estabelecido para um fluido assumido como perfeito; a função de Glauert depende de λ , portanto é mais razoável que o limite de Betz, porque considera a perda na esteira; o c_p tem um comportamento crescente com λ .

A função de Glauert foi estabelecida para um fluido assumido como perfeito, no entanto não permite obter de modo realista o desempenho verificado experimentalmente. A função de Sootweg tendo sido obtida assumindo o verdadeiro comportamento do fluido, tem o desempenho verificado experimentalmente [1].

A energia disponível no vento que pode ser extraída pelas pás da turbina é determinada com base na energia cinética da massa de ar no tubo de corrente de escoamento, com secção definida pela área do círculo determinado pelo movimento das pás da turbina. Assim, a potência mecânica da turbina sujeita a vento sem perturbações P_{tt} , considerando (3.3) é dada por:

$$P_{tt} = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 u_0^3 c_p(\lambda, \zeta) \quad (3.19)$$

sendo u_0 o valor médio da velocidade do vento sem perturbações, R o raio do tubo de corrente de escoamento determinado pela envergadura da pá. O binário mecânico da turbina sujeita a vento sem perturbações T_{tt} , considerando (3.19) é dado por:

$$T_{tt} = \frac{1}{2} \frac{\rho \pi R^5 \omega_t^2}{\lambda^3} c_p(\lambda, \zeta) \quad (3.20)$$

sendo ω_t a velocidade angular de rotação da turbina.

A velocidade e direcção do vento podem variar consideravelmente com o tempo, apresentando um comportamento estocástico. Esta variação de velocidade pode ser descrita no domínio da frequência [1] [16] como uma soma de componentes harmónicas. As frequências mais elevadas, correspondentes a períodos de poucos segundos, estão relacionadas com a turbulência atmosférica [1] [45].

A turbulência atmosférica produz variações na velocidade do vento, sendo particularmente importantes os turbilhões cuja dimensão característica é da ordem de grandeza da envergadura das pás. A turbulência atmosférica é caracterizada pela sua irregularidade e tridimensionalidade, em que as variações de velocidade em torno de um valor médio, provocam o transporte de turbilhões em movimento desordenado de uma para outras regiões

do espaço. Os turbilhões correspondem às rajadas de vento em escoamento atmosférico [1] [34]. Uma vez que a turbulência atmosférica é um fenómeno inerente ao escoamento com perturbações, não sendo possível a sua erradicação, então a solução deve considerar a turbulência atmosférica como um elemento determinante no estudo dos sistemas eólicos [1].

O impacto da variação da velocidade e direcção do vento com turbulência atmosférica é significativo ao nível dos esforços mecânicos a que o sistema eólico fica submetido afectando o seu funcionamento, o que leva a que seja considerada um factor determinante no projecto de sistemas eólicos [1] [46].

3.2. Sistema de Transmissão

Num sistema eólico, o sistema de transmissão é o órgão mecânico que liga o rotor da turbina ao rotor do gerador, i.e., transfere a energia mecânica do vento extraída pelas pás da turbina para o rotor do gerador. O sistema de transmissão deve ser projectado para suportar os esforços resultantes da variação da velocidade e da direcção do vento com perturbações. A tecnologia dominante nos sistemas eólicos instalados no mundo, tem no sistema de transmissão uma caixa de velocidades. É o elemento mecânico que permite que a velocidade de rotação do gerador seja superior à velocidade de rotação da turbina [1] [17]. O uso da caixa de velocidades tem desvantagens que se traduzem em perdas de energia mecânica devidas a vibrações, atritos, ruídos e aquecimentos, implicando a utilização de fluidos lubrificantes e a necessidade de refrigerar o interior da *nacelle* [1] [18], conforme referido em 1.4 Estado da Arte. Na caixa de velocidades a perda de energia mecânica é da ordem dos 3,75 % da energia total produzida pelo sistema eólico [1] [12].

A construção de grandes sistemas eólicos de elevados valores de potência, faz com que a velocidade de rotação da turbina seja cada vez menor, sendo as relações de transmissão na caixa de velocidades cada vez mais desfavoráveis. Por outro lado as variações da velocidade do vento com perturbações, implicam grandes flutuações do binário mecânico que se transmitem directamente à caixa de velocidades. A caixa de velocidades deve ser então sobredimensionada chegando a ter o dobro do peso do gerador, i.e., a caixa de velocidades aumenta consideravelmente as dimensões, o peso e o preço da *nacelle* e da torre, levando a que o rendimento do sistema eólico diminua e o desgaste aumente. A dificuldade de fazer manutenção, o ruído e o calor que origina faz com que um sistema eólico com caixa de velocidades não seja a opção mais adequada [1] [19] [18].

Uma das tendências na construção de grandes sistemas eólicos de elevados valores de potência, é a redução do número de componentes mecânicos, nomeadamente a ausência da caixa de velocidades, devido não só aos desafios aerodinâmicos que as dimensões destas turbinas impõem, como à necessidade de diminuição de peso, dimensões e custos associados à sua construção. Os custos de manutenção e de operação são consideravelmente menores, quando comparados com os custos dos sistemas eólicos com caixa de velocidades [1] [13] [17] [18].

No caso em estudo o sistema de transmissão que liga o cubo do rotor da turbina e o rotor do GSIP não dispõe de uma caixa de velocidades, i.e., a turbina funciona numa configuração directamente ligada ao gerador [1] conforme é apresentado na Figura 3.12.

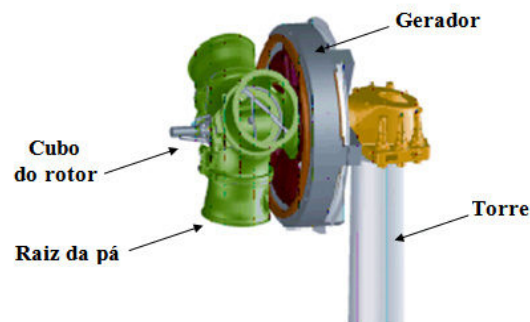


Figura 3.12 - Sistema de transmissão com a turbina ligada directamente ao gerador.

No sistema de transmissão numa configuração directamente ligada ao gerador, o veio tem uma distância entre apoios pequena, consequentemente são desprezáveis as vibrações de deformação devidas à flexão. A configuração com um veio directamente ligado ao gerador é apresentada [1] na Figura 3.13.



Figura 3.13 - Veio do sistema eólico.

A envergadura e a flexibilidade das pás têm um impacto importante no estudo da estabilidade transitória do sistema eólico durante uma falha [1] [23] [47]. Uma variação da velocidade do

vento origina uma variação de velocidade do veio com igual valor, na turbina e no gerador [1] [23].

3.3. Torre

Os efeitos de esteira e de sombra da torre estão muito ligados quando se trata de estudar um sistema eólico e são determinantes nas variações periódicas do binário, da potência produzida, no controlo do sistema eólico e na qualidade da energia [21] [22].

Turbina com controlo por *Stall*

A escolha de uma turbina depende do local onde vai ser instalada e da distribuição anual de vento que lhe está associada. A velocidade do vento influencia o valor da potência mecânica disponibilizada ao sistema eólico. Uma pequena variação desta velocidade pode causar uma grande variação na potência. Como se viu na expressão (3.19) é considerado o cubo da velocidade do vento. Um bom conhecimento das características do vento no local de instalação de sistema eólico é muito importante para a melhor adaptação do equipamento às condições ambientais.

A frequência de ocorrência da velocidade do vento que foi escolhida para este estudo é apresentada na Figura 3.14.

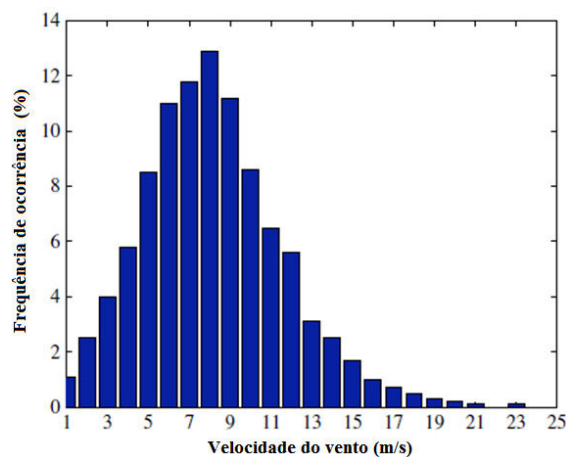


Figura 3.14 - Frequência de ocorrência da velocidade do vento.

De acordo com o gráfico apresentado, o sistema eólico tem condições para estar a trabalhar a maior parte do tempo com velocidades do vento entre 5 m/s e 10 m/s [48]. A velocidade média do vento para esta distribuição é 8,2 m/s.

No controlo de potência por *stall*, o desenho das pás é tal que quando a velocidade do vento aumenta acima de um dado valor pré-definido, a sua eficiência aerodinâmica diminui. A deformação das pás por torção provoca a perda de rendimento. É um comportamento que é devido às características dos materiais aeroelásticos de que as pás são fabricadas. O controlo da potência por *stall* numa turbina de velocidade variável [49] é apresentado na Figura 3.15.

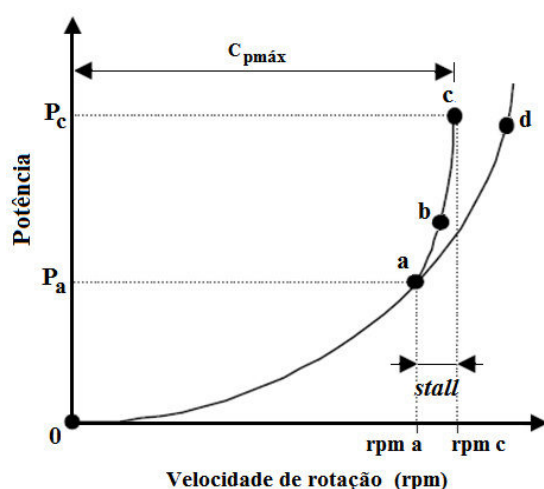


Figura 3.15 - Controlo da potência por *stall*.

Na zona entre os pontos *a* e *d*, o valor da potência não é sujeito a qualquer tipo de controlo. Entre os pontos *a* e *c* fica a zona onde a potência é sujeita ao controlo por *stall*. A potência é limitada ao valor nominal e a velocidade de rotação a um valor fixo máximo *rpm c*. Ao máximo valor de C_p corresponde o valor máximo da potência P_c , conforme é esperado.

O coeficiente de potência C_p é modelado em função da velocidade do vento. Tem uma função fundamental no controlo da turbina, mantendo o valor da potência no seu máximo nominal quando o vento sobe demasiado ou quando as perturbações externas tendem a induzir variações no comportamento do sistema que o poderiam levar a operar em zonas proibidas. No caso em estudo, o C_p aumenta até aos 11 m/s e entre 11 m/s e 11,8 m/s mantém o valor máximo de 0,47. Para velocidades do vento acima de 11,8 m/s o C_p diminui. A velocidades do vento superiores a 13 m/s, o valor da potência continua em torno do seu valor nominal,

conforme pode ser visto na tabela de perfil de potência do sistema eólico que serviu de base ao caso de estudo, apresentada no Anexo 1.

A diferença do comportamento de uma turbina com controlo de potência por *stall* e outra com controlo por *pitch*, para as mesmas condições de vento é apresentada na Figura 3.16.

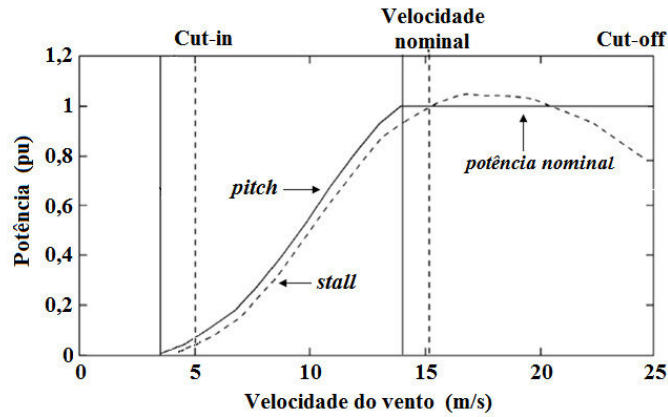


Figura 3.16 - Curva de potência do controlo por *stall* e por *pitch*.

Efeito de esteira

O efeito de esteira descreve como aumenta a velocidade do vento com o aumento da altura. Esta é uma das causas da variação das cargas aerodinâmicas. A variação periódica da velocidade do vento a diferentes alturas provoca a flutuação do binário e da potência da turbina. O solo produz fricção que atrasa o vento nas camadas baixas [1].

O efeito de esteira total [50], é dado por:

$$V_{est}(R, \psi) = V_h \left[1 + v_m(R, \psi) \right] \quad (3.21)$$

A variação do efeito de esteira com o ângulo de rotação das pás da turbina, é dada por:

$$v_m(R, \psi) = \alpha \left(\frac{R}{h} \right) \cos \psi + \frac{\alpha(\alpha-1)}{2} \left(\frac{R}{h} \right)^2 \cos^2 \psi + \frac{\alpha(\alpha-1)(\alpha-2)}{6} \left(\frac{R}{h} \right)^3 \cos^3 \psi \quad (3.22)$$

Sendo h a altura da torre, α coeficiente empírico do efeito de esteira, R a envergadura da pá, ψ o ângulo de rotação da pá. Esta formulação (3.21) e (3.22) foi usada neste estudo para calcular o efeito de esteira total.

Quando uma pá está na posição horizontal ($\psi = 90^\circ$ ou 270°) está sujeita à velocidade média do vento visto pela turbina; quando está virada para baixo ($\psi = 180^\circ$) está sujeita a uma menor velocidade do vento; quando está virada para cima ($\psi = 0^\circ$) está sujeita à maior velocidade do vento [21] conforme é apresentado na Figura 3.17.

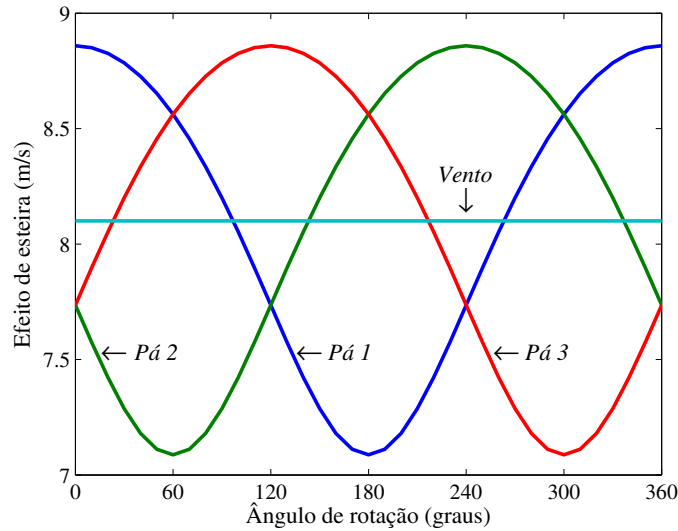


Figura 3.17 - Efeito de esteira nas três pás.

Efeito de sombra da torre

O modo como o vento é desviado do seu percurso devido ao efeito de sombra da torre é apresentado na Figura 3.18.

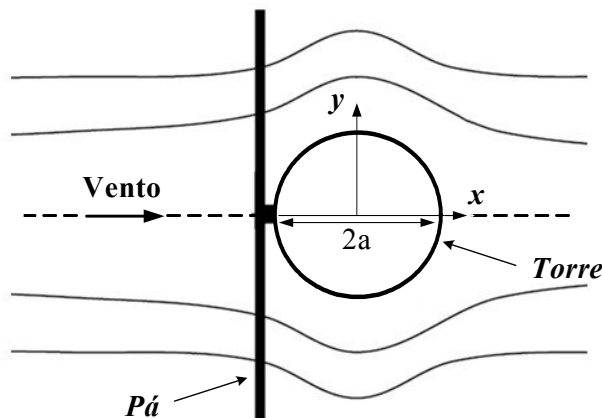


Figura 3.18 - Efeito de sombra da torre.

A descrição dos parâmetros e referenciais necessários para calcular o efeito de sombra [50] é apresentada na Figura 3.19.

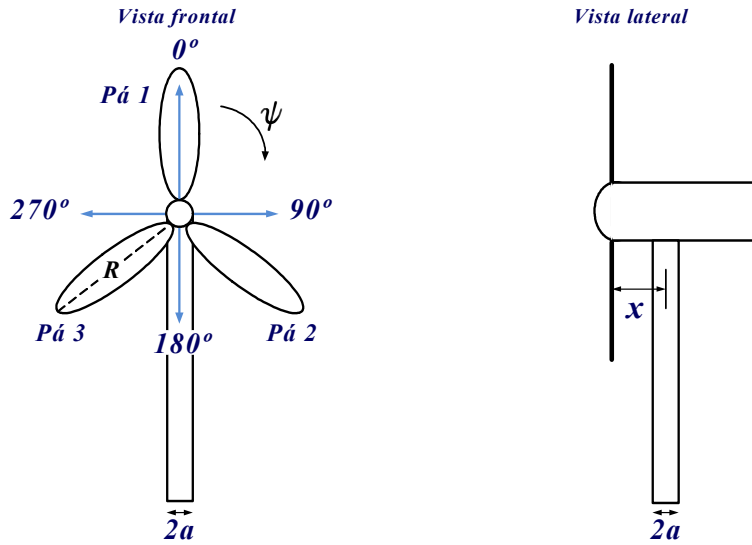


Figura 3.19 - Parâmetros usados no cálculo do efeito de sombra.

O efeito de sombra total [50], é dado por:

$$V_{sombra}(R, \psi, x) = V_h [1 + v_{torre}(R, \psi, x)] \quad (3.23)$$

onde:

$$v_{torre}(R, \psi, x) = \frac{a^2(R^2 \sin^2 \psi - x^2)}{(R^2 \sin^2 \psi + x^2)^2} \quad (3.24)$$

Sendo v_{torre} o efeito de sombra, V_h a velocidade do vento incidente, a o raio da torre, h a altura da torre, R a envergadura da pá, ψ o ângulo de rotação da pá, x a distância do plano das pás ao centro da torre. Esta formulação (3.23) e (3.24) foi usada neste estudo para calcular o efeito de sombra total.

Combinação dos efeitos de esteira e de sombra da torre

Da acção conjunta dos efeitos de esteira e de sombra da torre resulta o aparecimento de vento com perturbação combinada dado por:

$$V_{comb} = V_h (1 + v_m + v_{torre}) \quad (3.25)$$

Binário mecânico

Quando uma turbina eólica está sujeita à acção do vento, é gerado um binário mecânico como resultado da interacção entre o vento e as pás. O funcionamento das turbinas é afectado pelas variações induzidas no binário por perturbações externas e falhas internas que perturbam o movimento do veio e aumentam a carga mecânica e a fadiga dos materiais. As oscilações do binário e as oscilações da potência têm origem nas variações periódicas da velocidade do vento sentidas em diferentes locais durante uma rotação completa das pás, mesmo que a velocidade do vento seja constante.

Uma pá apontando para cima está sujeita a velocidades de vento superiores àquelas a que está sujeita uma pá que aponte na direcção do solo. Em cada rotação, o binário oscila três vezes porque cada pá passa em frente à torre onde a velocidade do vento é menor. Existe uma proporcionalidade entre as variações da velocidade do vento e as oscilações do binário [50]. As oscilações do binário dependem sobretudo de R , x e ψ . Uma vez que estes parâmetros caracterizam a perturbação introduzida pelo efeito de sombra, o efeito de sombra é dominante relativamente ao efeito de esteira.

O binário mecânico da turbina T_{tt} que já foi apresentado na expressão (3.20), também pode [21] ser dado por:

$$T_{tt} = \frac{1}{2} \rho \pi R^3 C_q V_i^2 \quad (3.26)$$

Onde:

$$C_q = \frac{C_p}{\lambda} \quad \lambda = \frac{\omega_r R}{V_i} \quad (3.27)$$

Sendo T_{tt} o binário mecânico da turbina sujeita a vento sem perturbações, V_i a velocidade do vento incidente, C_p o coeficiente de potência, λ o TSR, ω_r a velocidade de rotação da pá, R a envergadura da pá, ρ a massa específica do ar ($1,225 \text{ Kg/m}^3$). Esta formulação (3.26), (3.27) foi usada neste estudo para calcular o binário mecânico.

Turbulência

A turbulência leva a que turbinas funcionem num modo de aceleração e desaceleração constante a maior parte do tempo, fazendo com que a energia intermitente fornecida pelo

vento seja convertida em potência muito intermitente. A variação da velocidade e direcção do vento com a turbulência atmosférica é importante ao nível dos esforços mecânicos a que o sistema eólico fica submetido. A turbulência tem um grande impacte na carga aerodinâmica suportada pelo sistema, nomeadamente sobre as pás e a torre, afectando o seu funcionamento, i.e., é um factor determinante no projecto de sistemas eólicos [1]. O efeito da turbulência decresce com a altura e aumenta quando existem obstáculos na zona que circunda a torre, conforme é apresentado na Figura 3.20.

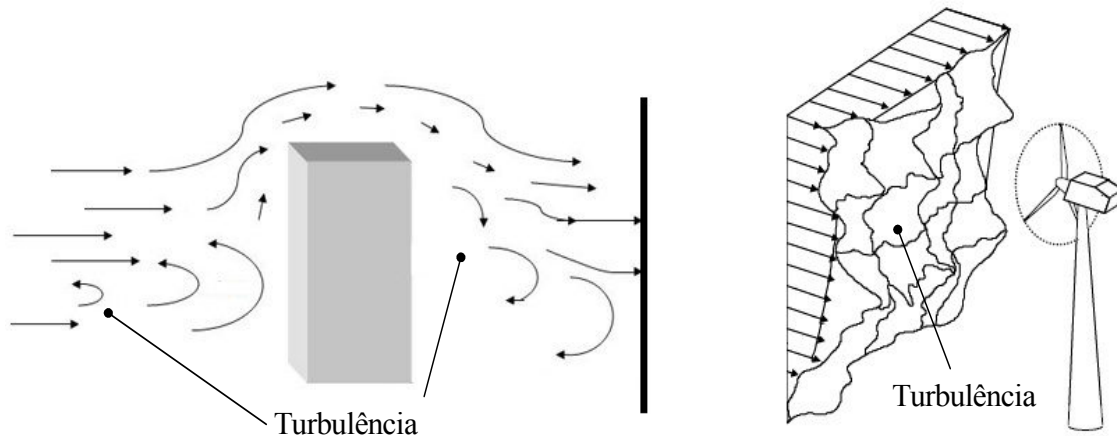


Figura 3.20 - Turbulência.

Considerando o modelo de von Karman, a turbulência [21] é dada por:

$$\phi(\omega) = \frac{K_V}{[1 + (\omega T_V)^2]^{5/6}} \quad (3.28)$$

O modelo é parametrizado pelas constantes T_V e K_V que determinam o valor da largura de banda da turbulência e a relação com a potência associada à turbulência, respectivamente. Ambos os parâmetros dependem da velocidade do vento e da topografia do terreno. No modelo de von Karman estas constantes [21] são dadas por:

$$K_V = 0,475 \sigma_v^2 \frac{L_v}{V_m(z)} \quad (3.29)$$

$$T_V = \frac{L_v}{V_m(z)} \quad (3.30)$$

Sendo L_v a correlação com a turbulência e σ_v a intensidade da turbulência dada por:

$$\sigma_v \cong \frac{1}{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)} \quad (3.31)$$

L_v e σ_v dependem das características do terreno e são obtidos experimentalmente. Habitualmente, são atribuídos a L_v os valores 100 m a 330 m e a σ_v os valores 0,1 a 0,2. Esta formulação (3.28), (3.29), (3.30) e (3.31) foi usada neste estudo para calcular o efeito da turbulência.

Implementação do modelo em Simulink

Os blocos do sistema eólico de velocidade variável, em código *MatLab/Simulink*, cujo comportamento dinâmico foi estudado anteriormente, são agora apresentados.

O modelo utilizado para simular o sistema eólico em estudo é apresentado na Figura 3.21.

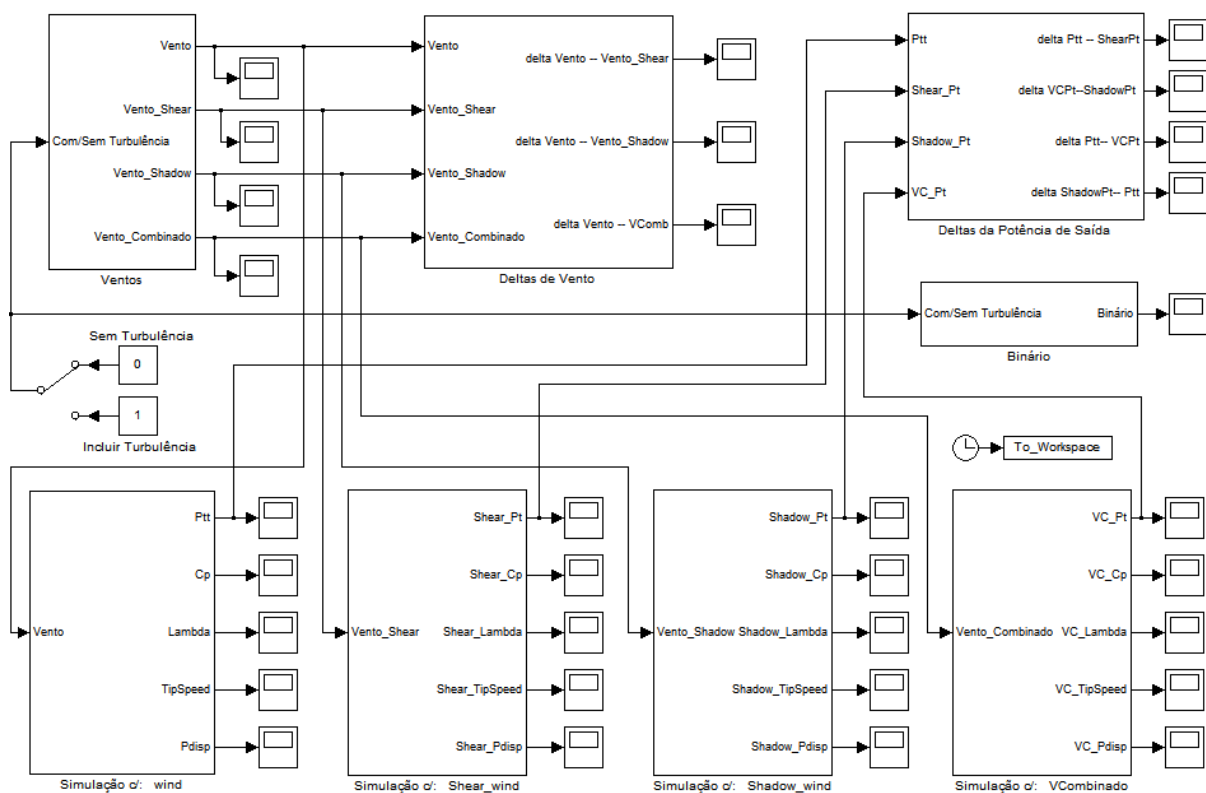


Figura 3.21 - Configuração em *MatLab/Simulink* do sistema simulado.

É constituído pelos subsistemas denominados: “Ventos”, “Deltas de Vento”, “Deltas da Potência de Saída”, “Simulação c/: wind”; “Simulação c/: Shear_wind”; “Simulação c/: Shadow_wind”, “Simulação c/: VCombinado” e “Binário” que têm as seguintes funções:

No subsistema “Ventos” são introduzidas no modelo as várias condições de vento, obtidas através do cálculo prévio efectuado em *Excel*, que são necessários para a simulação: vento sem perturbações, vento com efeito de esteira, vento com efeito de sombra da torre, vento combinado e vento com turbulência. O subsistema em código *MatLab/Simulink* é apresentado na Figura 3.22.

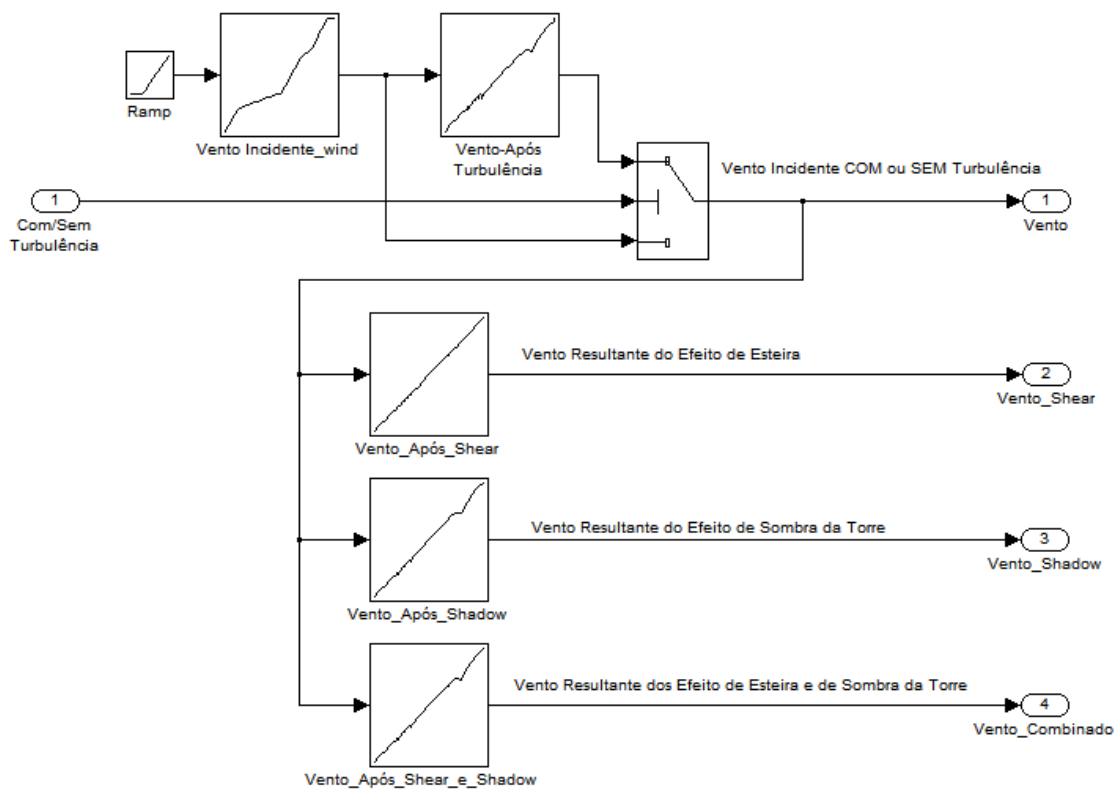


Figura 3.22 - Subsistema “Ventos”.

No subsistema “Deltas de Vento” é calculado o valor da diferença entre os vários tipos de vento do modelo. Permite visualizar quais são as consequências da introdução das várias perturbações externas no vento incidente. O subsistema em código *MatLab/Simulink* é apresentado na Figura 3.23.

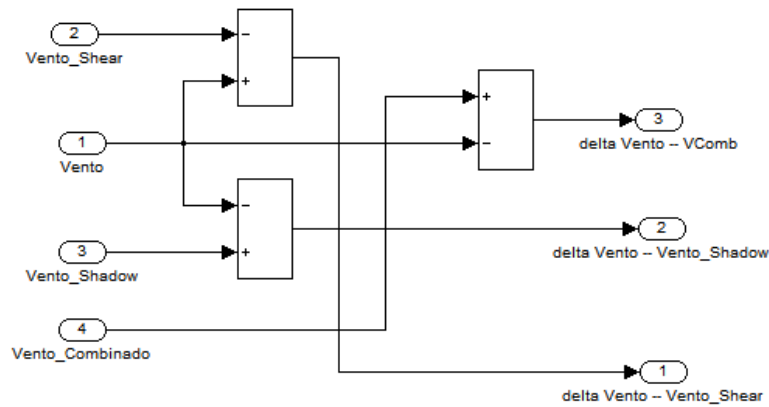


Figura 3.23 - Subsistema “Deltas de Vento”.

No subsistema “Deltas da Potência de Saída” é calculada a diferença entre os valores da potência mecânica da turbina produzida nas várias condições de vento consideradas. Permite visualizar quais são as consequências da introdução das várias perturbações externas na potência mecânica da turbina. O subsistema em código *MatLab/Simulink* é apresentado na Figura 3.24.

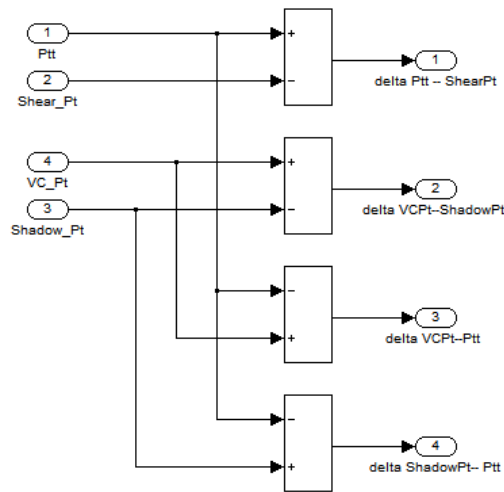


Figura 3.24 - Subsistema “Deltas de Potência de Saída”.

Nos subsistemas: “Simulação c/: wind”; “Simulação c/: Shear_wind”; “Simulação c/: Shadow_wind” e “Simulação c/: VCombinado” são simulados os valores da potência disponível no vento, a velocidade na extremidade da pá, o coeficiente de velocidade periférica do rotor, o coeficiente de potência, a potência mecânica obtida com vento sem perturbações e a potência mecânica obtida quando o vento tem perturbações associadas. Os subsistemas têm funções semelhantes, sendo activados pelo vento que lhes está destinado em cada simulação, i.e., vento sem perturbações, vento afectado pelo efeito de esteira, vento

afectado pelo efeito de sombra e vento afectado pelo efeito combinado, respectivamente. Os valores utilizados nas *lookup tables* foram obtidos através do cálculo prévio efectuado em *Excel*. Como exemplo ilustrativo do tipo de subsistema em discussão, foi escolhido o subsistema activado por vento incidente sem perturbações: “Simulação c/: wind” que é apresentado na Figura 3.25.

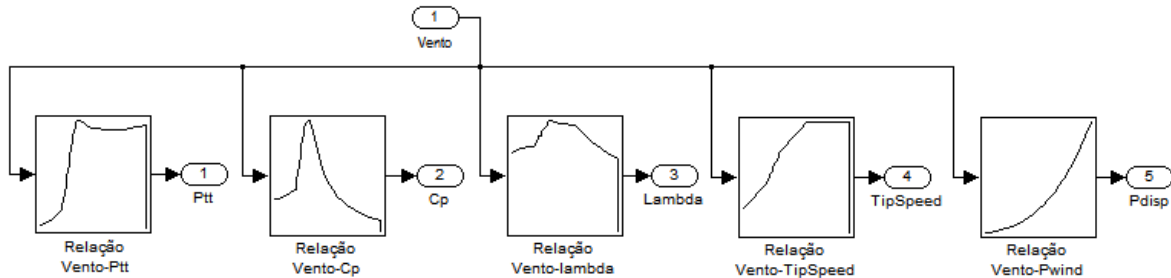


Figura 3.25 - Subsistema “Simulação c/: wind”.

O subsistema “Binário” simula os valores do binário mecânico durante uma rotação completa das pás quando o modelo é activado por vento combinado ou quando é activado por vento turbulento. Os valores utilizados nas *lookup tables* foram obtidos através do cálculo prévio efectuado em *Excel*. O subsistema em código *MatLab/Simulink* é apresentado na Figura 3.26.

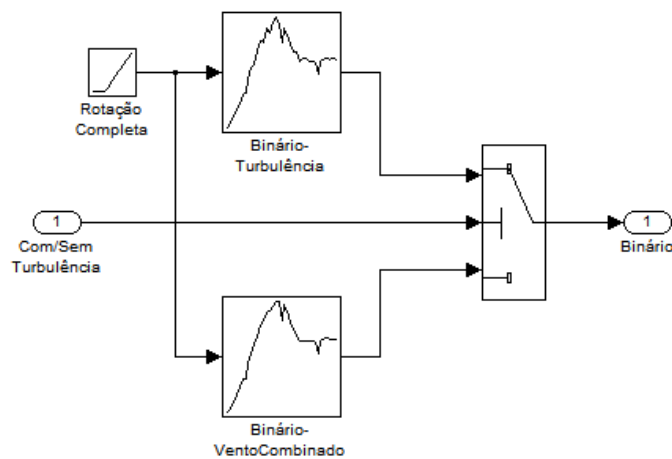


Figura 3.26 - Subsistema “Binário”.

O efeito de turbulência é introduzido no modelo através de um interruptor de duas posições: “Sem turbulência” e “Introduzir turbulência” apresentado na Figura 3.21. O gráfico resultante da simulação efectuada ao valor do binário que será entregue à saída do subsistema depende da posição escolhida no interruptor.

CAPÍTULO

4

Simulação computacional

No capítulo são apresentados o caso de estudo e os resultados obtidos, recorrendo a simulações computacionais, sobre o desempenho do sistema eólico, cuja modelação foi feita nos capítulos anteriores.

4. Simulação computacional

No capítulo são apresentados o caso de estudo e os resultados obtidos, recorrendo a simulações computacionais, sobre o desempenho do sistema eólico, cuja modelação foi feita nos capítulos anteriores.

O modelo criado para o caso de estudo foi implementado em *Matlab/Simulink* e permitiu efectuar a simulação do comportamento do sistema eólico em seis situações diferentes: vento sem perturbações; efeito de esteira; efeito de sombra da torre; efeito combinado; turbulência e alteração de parâmetros físicos.

Com as simulações computacionais foi possível observar a variação do comportamento dinâmico do sistema eólico quando sujeito a:

- Vento sem perturbação e vento com perturbação. A perturbação considera, numa primeira fase, a introdução dos efeitos de esteira e de sombra da torre no modelo e, numa segunda fase, a introdução de turbulência actuando em conjunto com a perturbação introduzida na primeira fase.
- Variação da envergadura das pás, variação da altura da torre e variação da distância do plano de rotação das pás à torre, para estudar que alterações de comportamento do sistema eólico face ao vento devem ser esperadas.

O método de integração utilizado para a resolução das equações de estado do sistema foi o ode45 Dormand –Prince, com passo variável e tolerância relativa de $1e^{-3}$.

O sistema eólico tem três pás com a envergadura de 24,5 m, velocidade nominal de 12 m/s, é controlado por *stall* e opera com velocidades do vento compreendidas entre 5 m/s (*cut-in*) e 25 m/s (*cut-off*). Utiliza um gerador síncrono com excitação assegurada por ímanes permanentes GSIP e não tem caixa de velocidades, a ligação mecânica do cubo do rotor ao gerador é feita directamente através de um veio. O cubo do rotor está a uma altura de 50 m do solo e a essa altura o raio da torre é 2 m. O sistema tem uma potência nominal de 900 kW, sendo os parâmetros utilizados nas simulações computacionais apresentados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Características do sistema eólico em estudo

| Características do sistema eólico | Sigla | Valor | Unidades |
|---|---------------|-------|----------|
| Potência nominal do gerador | P_n | 900 | kW |
| Envergadura da pá | R | 24,5 | m |
| Altura do cubo do rotor | h | 50 | m |
| Número de pás | -- | 3 | -- |
| Velocidade de <i>Cut-in</i> | u_{cut-in} | 5 | m/s |
| Velocidade de <i>Cut-off</i> | $u_{cut-off}$ | 25 | m/s |
| Velocidade Nominal | u_n | 12 | m/s |
| Velocidade mínima da Ponta da pá | v_{min} | 17,64 | m/s |
| Velocidade máxima da Ponta da pá | v_{max} | 81,04 | m/s |
| Velocidade mínima de rotação da turbina | w_{min} | 6,9 | rpm |
| Velocidade máxima de rotação da turbina | w_{max} | 31,6 | rpm |
| Distância do plano das pás ao centro da torre | x | 5 | m |
| Raio da torre | a | 2 | m |
| Tipo de gerador | GSIP | | |
| Tipo de Controlo | Stall | | |

4.1. Simulação 1 – Vento sem perturbações

Vento incidente sem perturbações

Esta simulação foi efectuada com vento incidente sem perturbações, de velocidade variável compreendida entre 5 m/s e 25 m/s, durante uma rotação completa das pás, num horizonte temporal de 20 s. Durante os primeiros 5 s tem o valor constante de 5 m/s tendo de seguida uma evolução crescente por segmentos até atingir a velocidade limite de 25 m/s, conforme é apresentado na Figura 4.1.

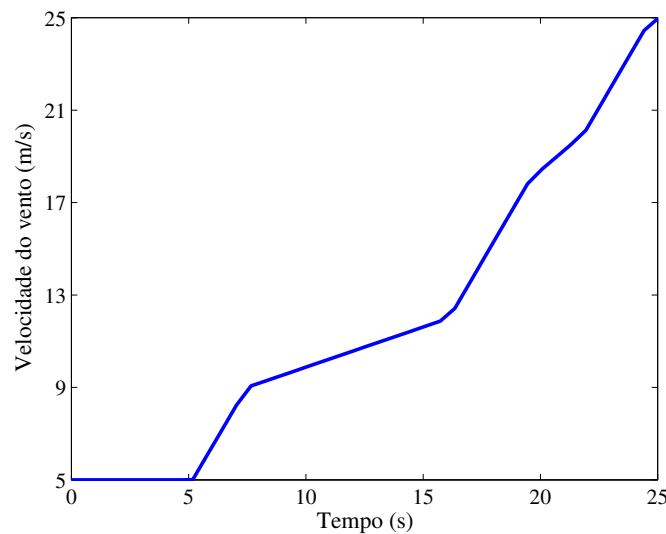


Figura 4.1 - Vento incidente.

Velocidade periférica na extremidade da pá

Um dos parâmetros mais importantes no controlo da velocidade de rotação da turbina é a velocidade periférica na extremidade da pá. O deslocamento da extremidade da pá é feito a velocidades compreendidas entre 17,64 m/s, para uma velocidade de *cut-in* de 5 m/s e 81,04 m/s, para velocidades do vento entre 17 m/s e a velocidade de *cut-out* de 25 m/s. A partir do valor da velocidade periférica na extremidade da pá são obtidos os valores da velocidade de rotação da turbina ω_r e do coeficiente de velocidade periférica do rotor λ . O comportamento da velocidade periférica na extremidade da pá em função da velocidade do vento é apresentado na Figura 4.2.

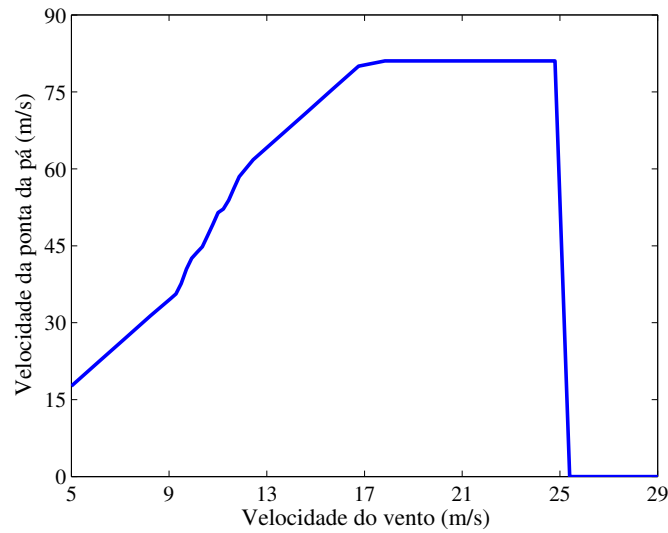


Figura 4.2 - Velocidade periférica na extremidade da pá.

Coefficiente de velocidade periférica do rotor

O coeficiente de velocidade periférica do rotor λ , também chamado *Tip Speed Ratio*, é a relação entre a velocidade de rotação da turbina ω_r , a envergadura da pá R e a velocidade do vento u . O coeficiente de velocidade periférica do rotor em função da velocidade do vento é apresentado na Figura 4.3.

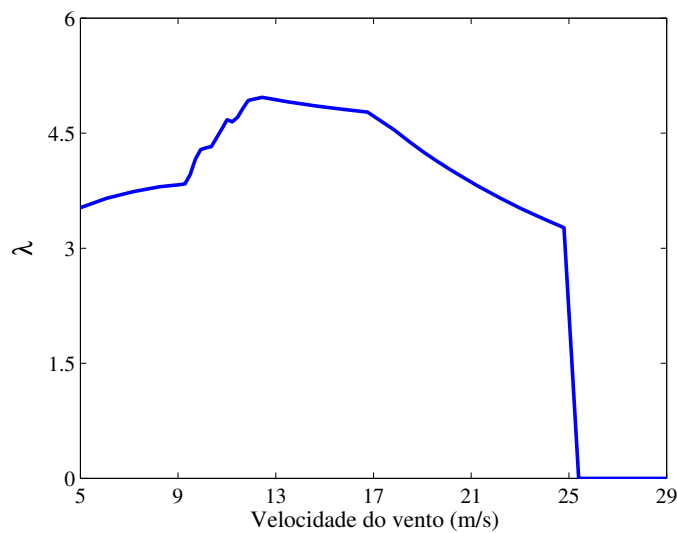


Figura 4.3 - Coeficiente de velocidade periférica do rotor (TSR).

Coefficiente de potência

O coeficiente de potência C_p varia em função do valor da velocidade do vento. É um parâmetro fundamental no desempenho do sistema porque faz o controlo da potência, impedindo que seja ultrapassado o valor da potência nominal da turbina em qualquer condição de vento. O coeficiente de potência no caso em estudo é apresentado na Figura 4.4.

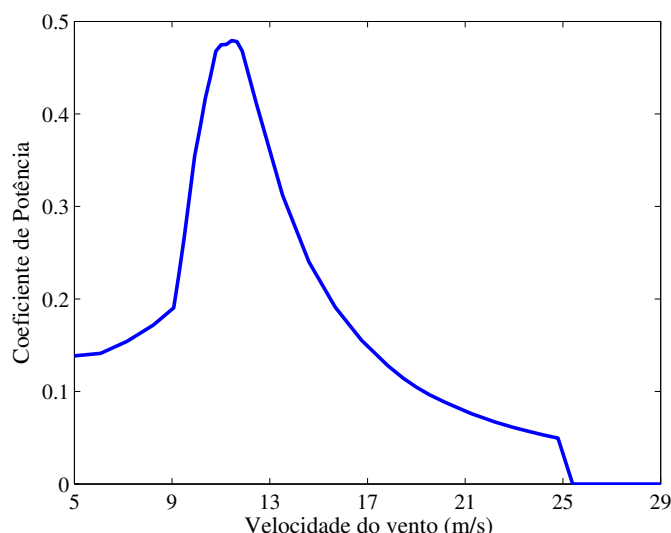


Figura 4.4 - Coeficiente de potência em função da velocidade do vento.

No caso em estudo, o valor do coeficiente de potência aumenta até que a velocidade do vento alcance o valor de 11,8 m/s. Para velocidades do vento compreendidas entre 11 m/s e 11,8 m/s, o coeficiente de potência atinge o seu valor máximo. Quando a velocidade do vento tem valores superiores a 11,8 m/s o valor do coeficiente de potência diminui de forma a que a potência mecânica não ultrapasse a potência nominal da turbina (Anexo 1).

Potência da turbina

A potência produzida pela turbina tem um valor mínimo quando a velocidade do vento tem o valor de *cut-in* de 5 m/s, crescendo de forma contínua até um patamar com um valor máximo que antecede a entrada na região de velocidade nominal de 12 m/s. De seguida, devido ao efeito de regulação por *stall* imposto pelo C_p , a potência é mantida num nível aproximadamente constante em torno do seu valor nominal entre os 11,8 m/s e a velocidade

de *cut-off* de 25 m/s para o qual a potência passa a valer zero. O perfil de potência P_{tt} da turbina para vento sem perturbações é apresentado na Figura 4.5.

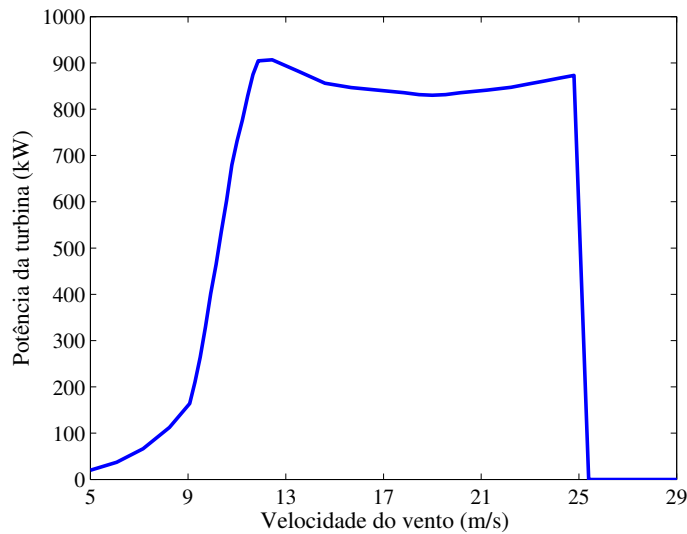


Figura 4.5 - Potência da turbina.

A observação dos valores dos gráficos obtidos a partir das simulações efectuadas, permite concluir que eles apresentam um comportamento coerente com o que foi investigado nos trabalhos referidos no estado da arte sobre o comportamento do sistema eólico para a velocidade e características do vento consideradas.

4.2. Simulação 2 - Efeito de esteira

O efeito de esteira (*Shear Effect*) descreve como varia a velocidade do vento em função do aumento da altura. Depende das características do meio ambiente que envolve o sistema eólico e introduz perturbação no vento incidente.

O objectivo da simulação computacional foi observar o comportamento dinâmico do sistema eólico sujeito a vento com perturbações causadas pelo efeito de esteira. A simulação foi efectuada com vento incidente de velocidade variável e sem perturbações, conforme foi apresentado na Figura 4.1. Em casos particulares, devidamente assinalados, também foi considerada a acção de vento com velocidade constante de 8,2 m/s.

Variação da velocidade do vento com o efeito de esteira

A variação da velocidade do vento com o efeito de esteira é apresentada na Figura 4.6.

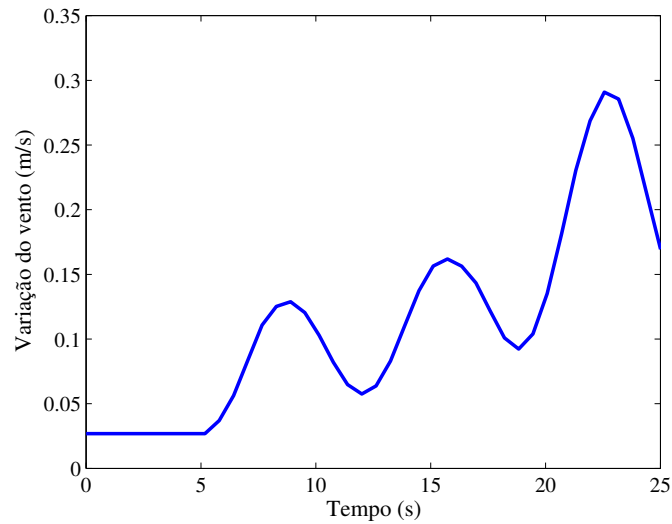


Figura 4.6 - Variação da velocidade do vento com o efeito de esteira.

Variação da potência da turbina com o efeito de esteira

A variação da potência nominal com a introdução do efeito de esteira atinge os 40 kW. O modo como a potência da turbina foi afectada pela introdução de perturbação no vento, é apresentado na Figura 4.7.

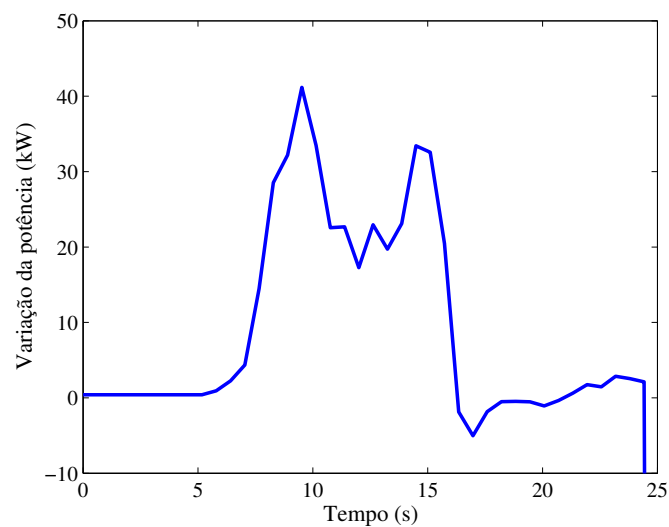


Figura 4.7 - Variação da potência com o efeito de esteira.

Contribuição de cada pá para o efeito de esteira com vento constante

A contribuição de cada uma das pás para o efeito de esteira, ao longo de uma rotação completa, quando o vento incidente tem uma velocidade constante de 8,2 m/s, é apresentada na Figura 4.8.

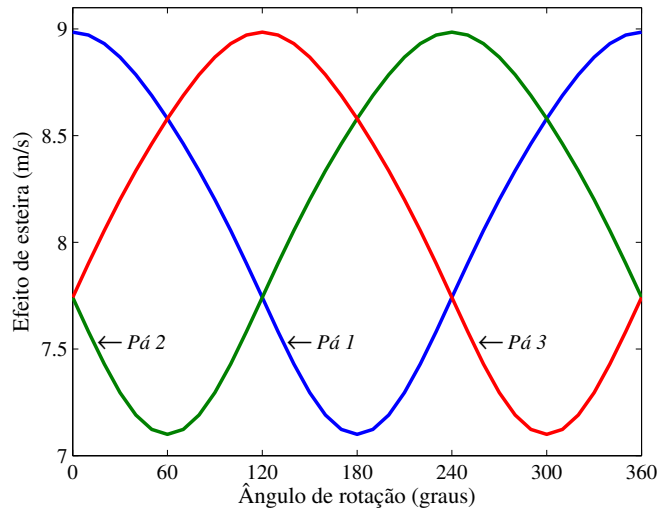


Figura 4.8 - Contribuição de cada pá para o efeito de esteira.

Contribuição de cada pá para o efeito de esteira com vento variável

A contribuição de cada uma das pás para o efeito de esteira, ao longo de uma rotação completa, considerando o vento incidente de velocidade variável da Figura 4.1, é apresentada na Figura 4.9.

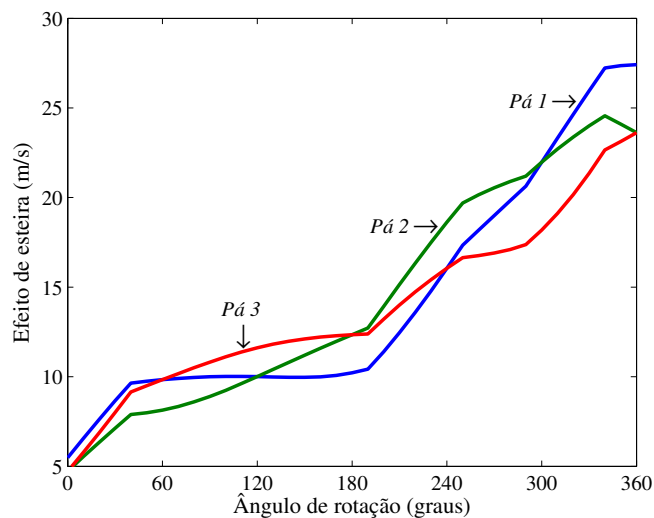


Figura 4.9 - Contribuição de cada pá para o efeito de esteira.

O vento resultante é a média das contribuições individuais das três pás. O efeito de esteira não se mostrou uma perturbação muito importante, neste caso, dada a sua reduzida amplitude, conforme foi apresentado na Figura 4.6. A diferença entre o vento incidente e o vento resultante da introdução do efeito de esteira não atinge os 0,3 m/s na pior situação. O efeito de esteira é, normalmente, mais acentuado nas turbinas com apenas duas pás [21].

A observação dos valores dos gráficos obtidos a partir das simulações efectuadas, permite concluir que eles apresentam um comportamento coerente com o que foi investigado nos trabalhos referidos no estado da arte sobre o comportamento do sistema eólico para a velocidade e características do vento consideradas.

4.3. Simulação 3 - Efeito de sombra da torre

O efeito de sombra da torre (*Tower Shadow Effect*) é devido à passagem das pás em frente à torre do sistema eólico, três vezes por cada rotação completa, provocando a redução periódica da velocidade do vento incidente. O objectivo da simulação computacional foi observar o comportamento dinâmico do sistema eólico quando é sujeito a vento com perturbações causadas pelo efeito de sombra da torre. Esta simulação foi efectuada com vento incidente de velocidade variável e sem perturbações, conforme foi apresentado na Figura 4.1. Em casos particulares, devidamente assinalados, também foi considerada a acção de vento com velocidade constante de 8,2 m/s.

Variação da velocidade do vento com o efeito de sombra

A introdução do efeito de sombra no vento incidente é um dos factores que mais influencia o comportamento do sistema eólico. Ao longo de uma rotação completa das pás, a perturbação introduz uma variação periódica na velocidade do vento e na rotação da turbina que se vai reflectir no binário mecânico e na potência resultantes. Quanto maior for a velocidade de rotação da turbina, maior será o impacto da perturbação. Se aumentar o número de vezes em que se dá a passagem das pás em frente da torre na mesma unidade de tempo, aumenta o número de vezes em que surge a perturbação e os efeitos nefastos que provoca. A variação da velocidade do vento com o efeito de sombra da torre é apresentada na Figura 4.10.

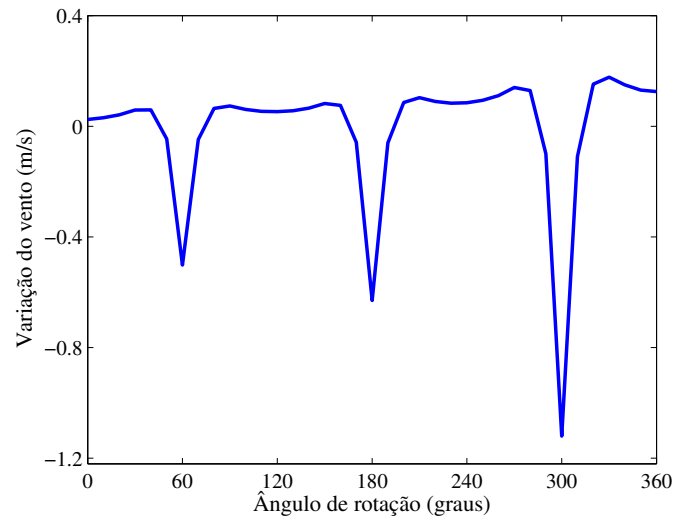


Figura 4.10 - Variação da velocidade do vento com o efeito de sombra.

Variação da potência da turbina com o efeito de sombra

O modo como foi afectada a potência da turbina pela introdução do efeito de sombra na simulação é apresentado na Figura 4.11.

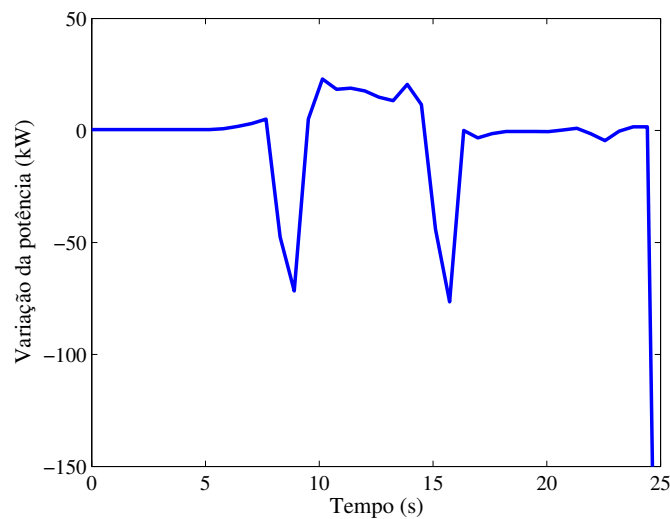


Figura 4.11 - Variação da potência com o efeito de sombra.

A variação segue o efeito da passagem das pás em frente à torre. As reduções periódicas no valor da potência nominal são da ordem de 75 kW. É um comportamento com muita relevância que terá que ser considerado quando forem projectados os sistemas de controlo e de filtragem do sistema eólico a jusante da turbina.

Contribuição de cada pá para o efeito de sombra com vento constante

A contribuição de cada uma das pás para o efeito de sombra da torre, ao longo de uma rotação completa, quando o vento incidente tem uma velocidade constante de 8,2 m/s, é apresentada na Figura 4.12.

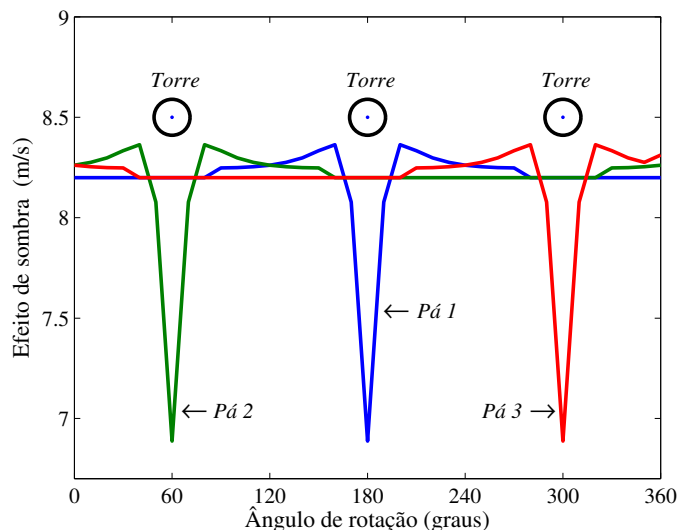


Figura 4.12 - Contribuição de cada pá para o efeito de sombra.

O sentido de rotação da turbina e o referencial utilizado no cálculo do efeito de sombra da torre foi apresentado na Figura 3.19 (Parâmetros usados no cálculo do efeito de sombra). Com base nessa informação, é retirado da Figura 4.12 que quando tem início uma rotação da turbina, a pá2 é a primeira a passar em frente à torre, após 60° de rotação, a pá1 passará no mesmo ponto 120° depois e a pá3 outros 120° mais à frente. Dado que a velocidade do vento, neste caso é constante, a amplitude da perturbação é a mesma para as três pás. Tal não se passa com o vento de velocidade variável, como será mostrado adiante.

Contribuição de cada pá para o efeito de sombra com vento variável

A contribuição de cada uma das pás para o efeito de sombra da torre, ao longo de uma rotação completa, considerando o vento incidente de velocidade variável da Figura 4.1, é apresentada na Figura 4.13.

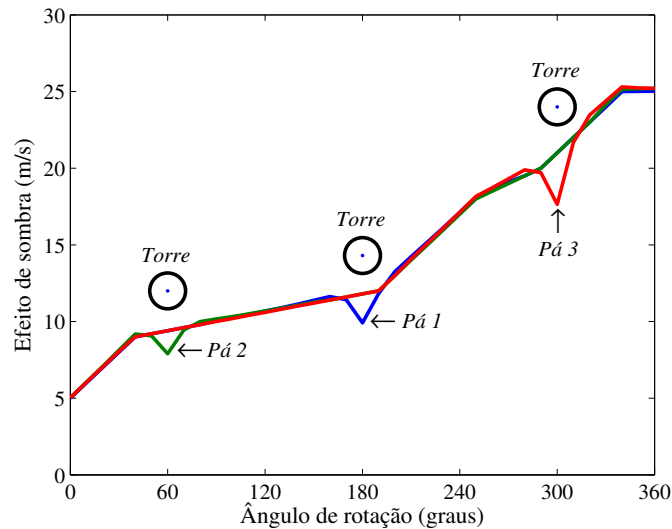


Figura 4.13 - Contribuição de cada pá para o efeito de sombra.

O vento resultante desta perturbação é a média das contribuições individuais das três pás. O efeito de sombra altera a velocidade do vento cada vez que uma pá passa em frente à torre. A amplitude da perturbação não é a mesma para cada uma das três pás porque o valor da velocidade do vento incidente é variável no tempo, sendo o efeito de sombra modelado de maneira diferente nos três casos. O efeito de sombra é uma perturbação importante para o controlo e desempenho do sistema eólico dado o seu carácter pulsante. Conforme foi apresentado na Figura 4.10, existe uma diferença periódica de amplitude entre o vento incidente e o vento resultante do efeito de sombra. O andamento da perturbação no tempo induz no resto do sistema uma pulsação mecânica que terá que ser mitigada a jusante.

A observação dos valores dos gráficos obtidos a partir das simulações efectuadas, permite concluir que eles apresentam um comportamento coerente com o que foi investigado nos trabalhos referidos no estado da arte sobre o comportamento do sistema eólico para a velocidade e características do vento consideradas.

4.4. Simulação 4 – Efeito combinado

A simulação computacional apresenta o comportamento dinâmico do sistema eólico sujeito a vento com perturbações causadas pela acção conjunta dos efeitos de esteira e de sombra da torre. A simulação foi efectuada com vento incidente de velocidade variável e sem

perturbações, conforme foi apresentado na Figura 4.1. O vento resultante da perturbação que será doravante referido como “vento combinado”, é apresentado na Figura 4.14.

Variação da velocidade do vento com o efeito combinado

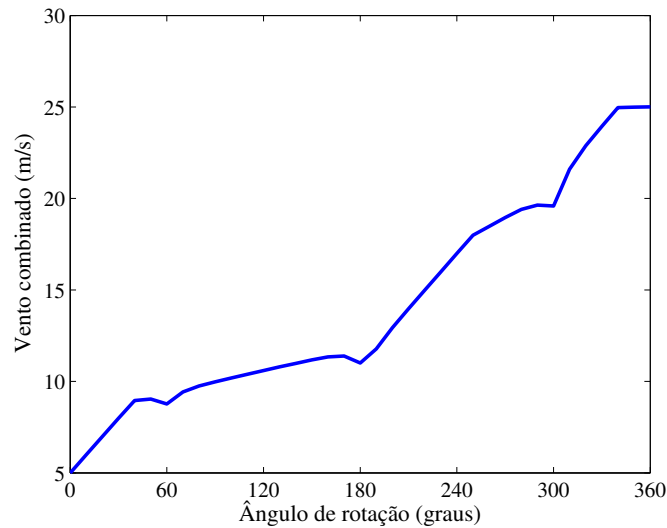


Figura 4.14 - Vento combinado.

A contribuição do efeito de esteira no vento combinado é muito menor do que a contribuição devida ao efeito de sombra, cuja influência é dominante. A variação da velocidade do vento com o efeito combinado é apresentada na Figura 4.15.

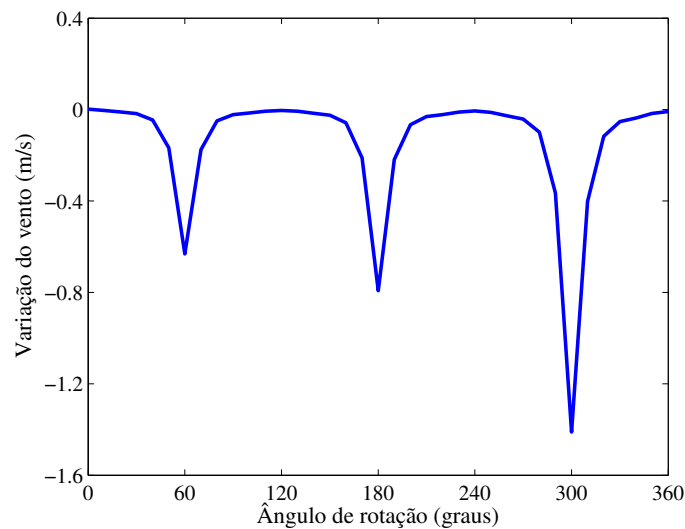


Figura 4.15 - Variação da velocidade do vento.

Existe, como seria expectável, uma variação periódica na velocidade do vento combinado, nos pontos onde as pás passam em frente à torre, que se vai reflectir no binário mecânico e na potência resultantes.

Variação da potência da turbina com o efeito combinado

O modo como variam os valores da potência depende da variação do coeficiente de potência com o vento combinado. A regulação da potência efectuada através do C_p é independente das perturbações introduzidas no vento incidente. A variação de potência introduzida na simulação pelo vento combinado e a sua relação com os valores do C_p , são apresentadas na Figura 4.16.

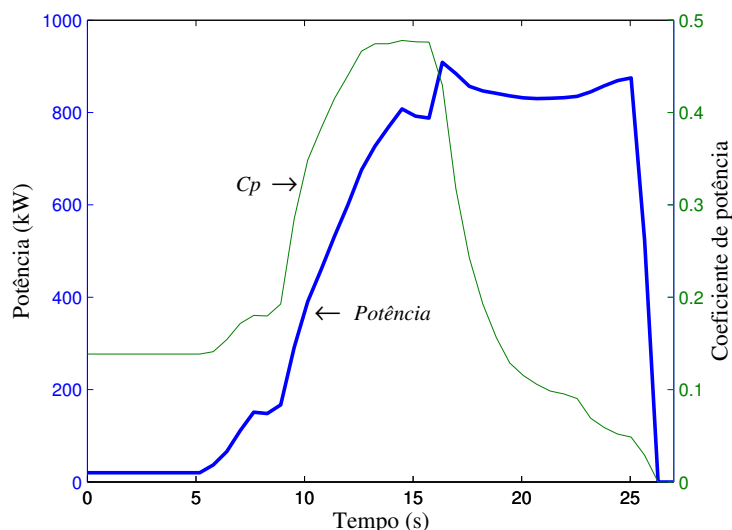


Figura 4.16 - Variação da potência devida ao vento combinado.

Binário mecânico resultante

O binário mecânico obtido por acção do vento sem perturbações depende apenas da velocidade do vento. No binário obtido por acção do vento combinado, é perceptível a presença de variação periódica do vento nos pontos em que as pás passam em frente à torre durante uma rotação completa: 60° , 180° e 300° . O binário mecânico resultante da aplicação do vento combinado ao sistema eólico e o binário mecânico expectável quando o vento incidente não está sujeito a perturbações, são apresentados na Figura 4.17.

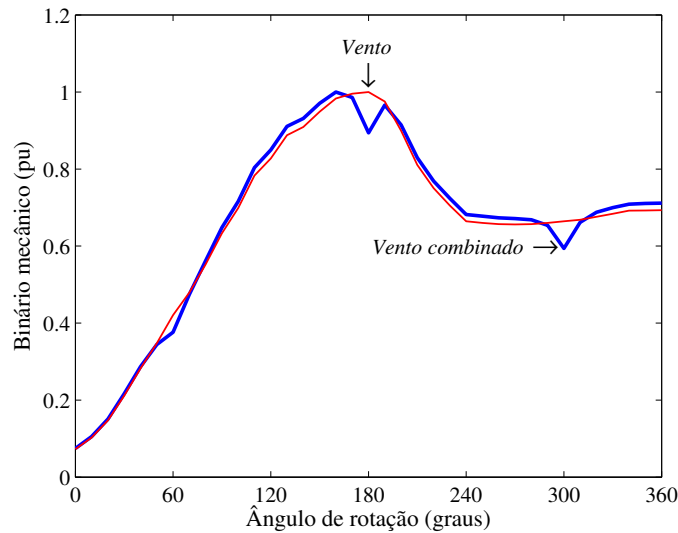


Figura 4.17 - Binário resultante do efeito combinado.

A observação dos valores dos gráficos obtidos a partir das simulações efectuadas, permite concluir que eles apresentam um comportamento coerente com o que foi investigado nos trabalhos referidos no estado da arte sobre o comportamento do sistema eólico para a velocidade e características do vento consideradas.

4.5. Simulação 5 – Turbulência

A simulação computacional apresenta o comportamento dinâmico do sistema eólico sujeito a vento com perturbação provocada pela acção conjunta do vento combinado da Figura 4.14 e da turbulência. O vento resultante da perturbação será doravante referido como “vento turbulento”.

Vento turbulento

Como seria expectável, existe na velocidade do vento uma variação periódica associada à turbulência, nos pontos onde as pás passam em frente à torre, que se vai reflectir no binário mecânico e na potência resultantes. O vento turbulento é apresentado na Figura 4.18.

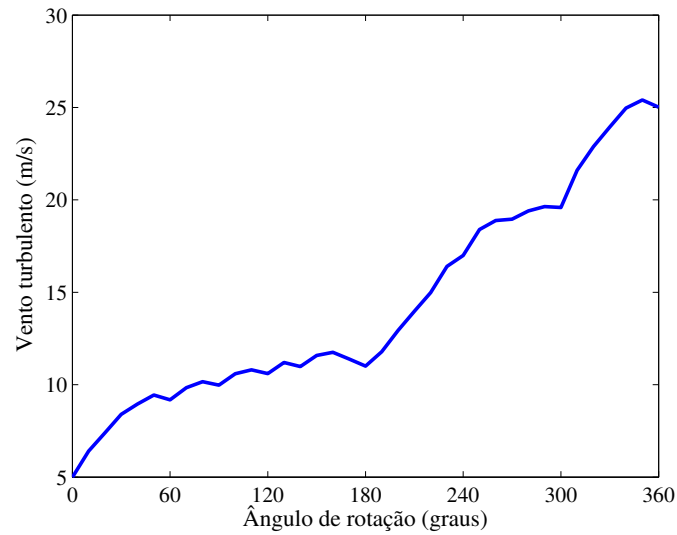


Figura 4.18 - Vento turbulento.

A variação da velocidade do vento com a turbulência é apresentada na Figura 4.19.

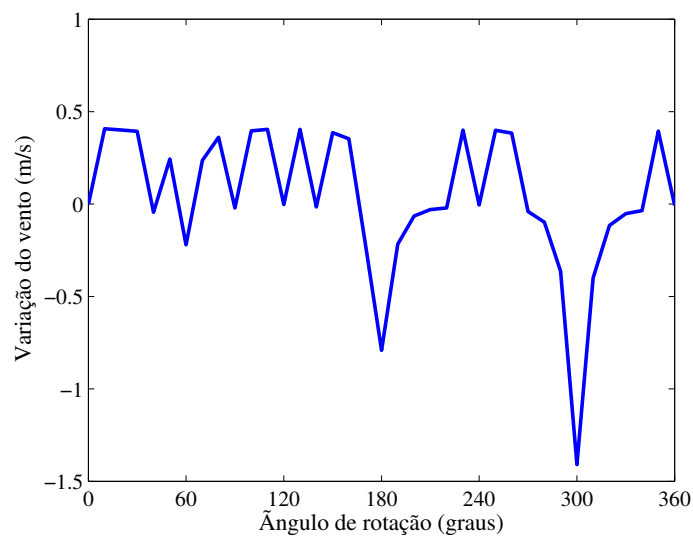


Figura 4.19 - Variação da velocidade do vento.

Na figura está representada a diferença entre os binários obtidos com vento sem perturbações e vento turbulento. É possível distinguir o efeito das três componentes da perturbação, i.e., os três picos negativos são devidos ao efeito de sombra, o arredondamento da linha é provocado pelo efeito de esteira e a contribuição da turbulência está representada pela ondulação aleatória que está na parte superior do gráfico.

Potência da turbina após acção da turbulência

O modo como variam os valores da potência depende da variação do coeficiente de potência com o vento turbulento. A regulação de potência feita pelo C_p é independente da turbulência introduzida no vento combinado incidente. A variação de potência produzida na simulação com vento turbulento e a sua relação com os valores do C_p , são apresentadas na Figura 4.20.

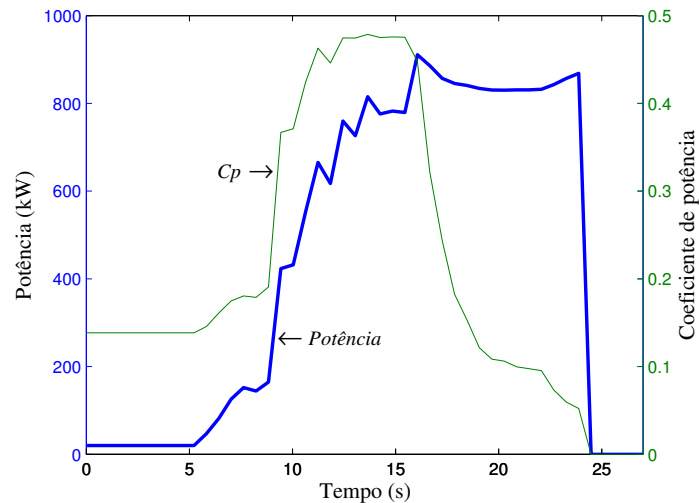


Figura 4.20 - Variação da potência devida à acção da turbulência.

Binário mecânico resultante

Os binários mecânicos resultantes da aplicação ao sistema eólico de vento turbulento e de vento incidente não sujeito a perturbações, são apresentados na Figura 4.21.

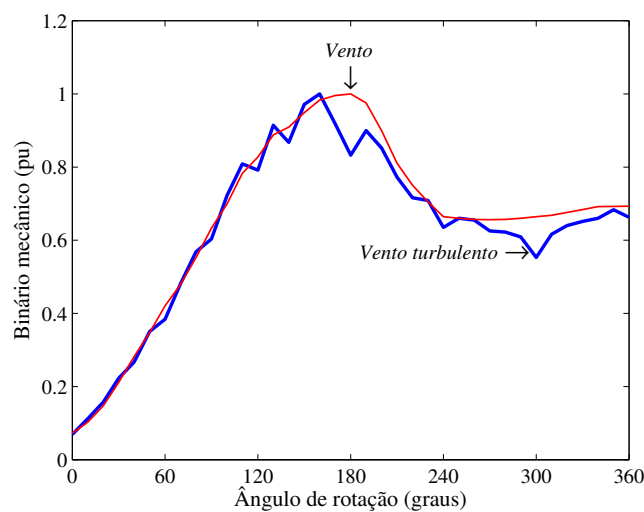


Figura 4.21 - Binário resultante da turbulência.

A presença da turbulência no binário mecânico resultante da introdução de vento turbulento no modelo, é notória no gráfico obtido na simulação. Para além disso, é bastante clara a existência de uma perturbação periódica no binário, devida à conjugação dos efeitos de esteira e de sombra, nos pontos em que as pás passam em frente à torre durante uma rotação completa: 60° , 180° e 300° , conforme é apresentado na Figura 4.22.

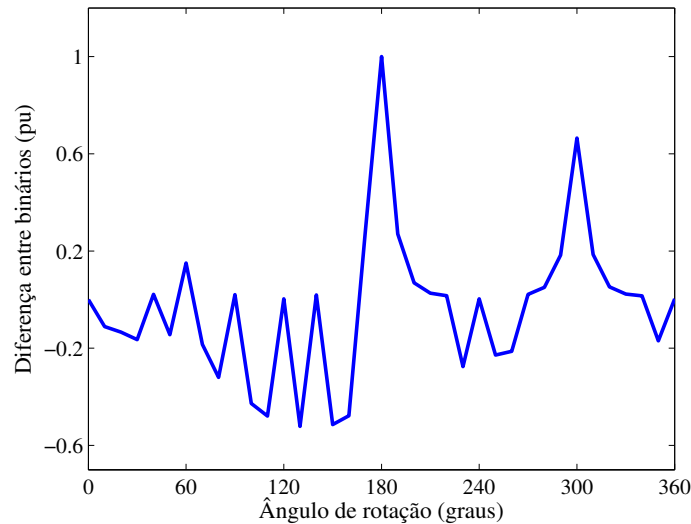


Figura 4.22 - Diferença entre binários.

A observação dos valores dos gráficos obtidos a partir das simulações efectuadas, permite concluir que eles apresentam um comportamento coerente com o que foi investigado nos trabalhos referidos no estado da arte sobre o comportamento do sistema eólico para a velocidade e características do vento consideradas.

4.6. Simulação 6 – Alteração de parâmetros físicos

O objectivo da simulação computacional foi observar a variação nos efeitos de esteira e de sombra da torre quando variam algumas das características físicas do sistema eólico: envergadura das pás R , altura da torre h e a distância do plano das pás à torre x . A simulação foi efectuada com vento incidente de velocidade variável e sem perturbações, durante uma rotação completa das pás, conforme foi apresentado na Figura 4.1. Em casos particulares, devidamente assinalados, também foi considerada a acção de vento com a velocidade constante de 8,2 m/s.

Variação dos efeitos de esteira e de sombra com R

A simulação foi efectuada com vento de velocidade constante de 8,2 m/s. Foram comparados os resultados obtidos para os efeitos de esteira e de sombra, variando a envergadura das pás R . Os valores de R usados na simulação estão no intervalo entre 5 e 24,5 m, inclusive, sendo o valor de referência de R no sistema em estudo de 24,5 m. A variação da velocidade do vento com o efeito de esteira em função da variação da envergadura das pás R , é apresentada na Figura 4.23.

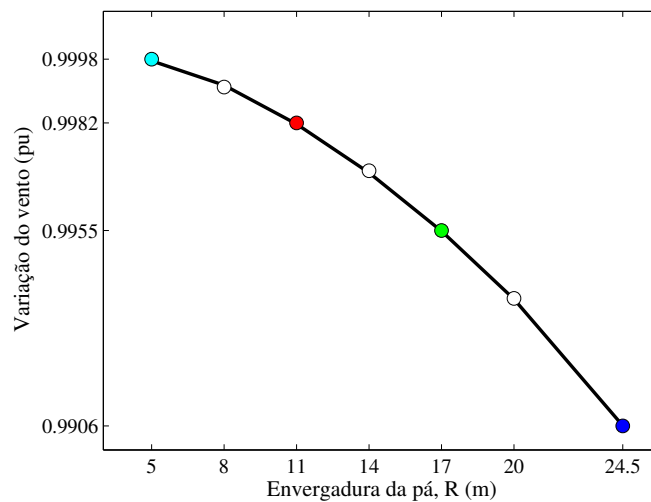


Figura 4.23 - Variação do vento afectado pelo efeito de esteira com R .

Com o aumento R , o efeito de esteira aumenta e a velocidade média do vento resultante diminui, conforme é apresentado no gráfico de detalhe apresentado na Figura 4.24.

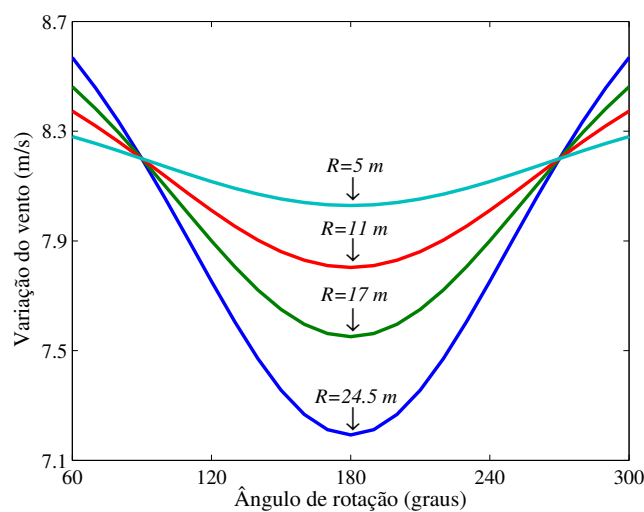


Figura 4.24 - Detalhe da variação do vento afectado pelo efeito de esteira com R .

A variação da velocidade do vento com o efeito de sombra em função da variação da envergadura das pás R , é apresentada na Figura 4.25.

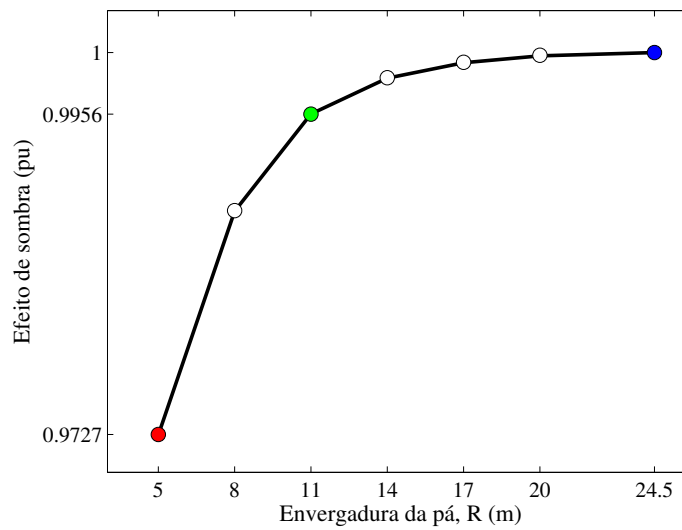


Figura 4.25 - Variação do efeito de sombra com R .

Com a diminuição da envergadura das pás, o efeito de sombra está presente durante mais tempo. No entanto, a amplitude da perturbação é igual para qualquer R quando a pá se encontra em frente à torre, i.e., com $\psi=180^\circ$. O detalhe da variação do vento afectado pelo efeito de sombra, para três dos valores de envergadura da pá R usados na simulação, é apresentado na Figura 4.26.

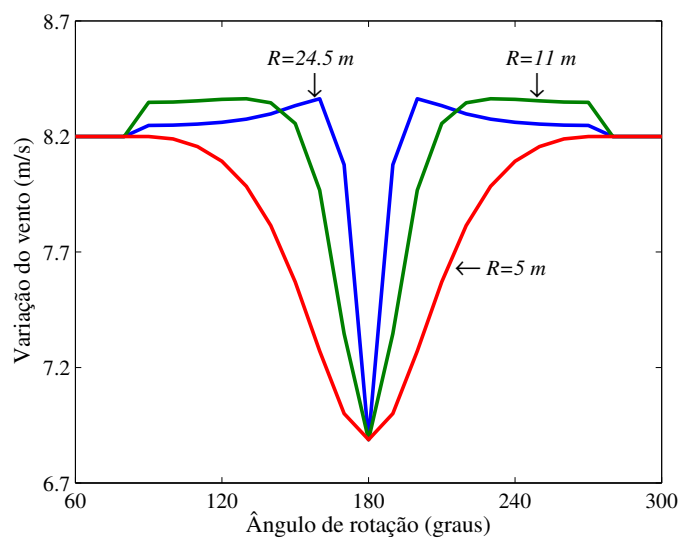


Figura 4.26 - Detalhe da variação do vento afectado pelo efeito de sombra com R .

Variação do efeito de esteira com h

A simulação foi efectuada com vento de velocidade constante de 8,2 m/s. Foram comparados os resultados obtidos para a variação do efeito de esteira em função da variação da altura da torre h . Os valores de h usados na simulação estão no intervalo entre 50 e 150 m, inclusive, sendo o valor de referência de h no sistema em estudo de 50 m. O modo como o vento é afectado pelo efeito de esteira em função da variação da altura da torre h , é apresentado na Figura 4.27.

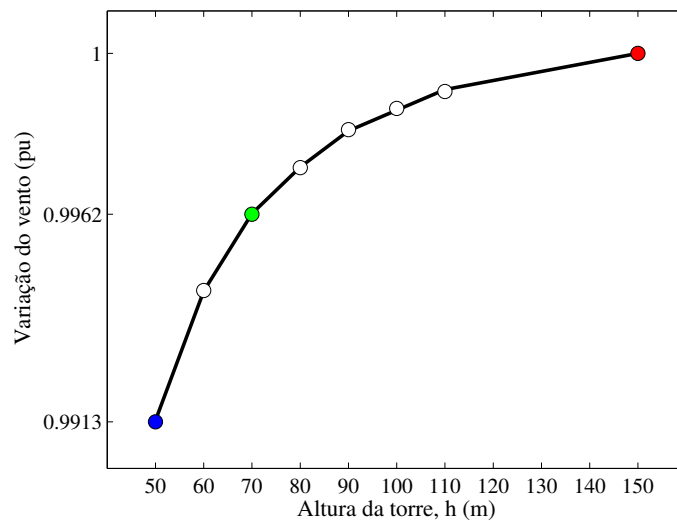


Figura 4.27 - Variação do vento afectado pelo efeito de esteira com h .

Com o aumento da altura da torre o efeito de esteira diminui e a velocidade do vento aumenta, conforme é apresentado no gráfico de detalhe da Figura 4.28.

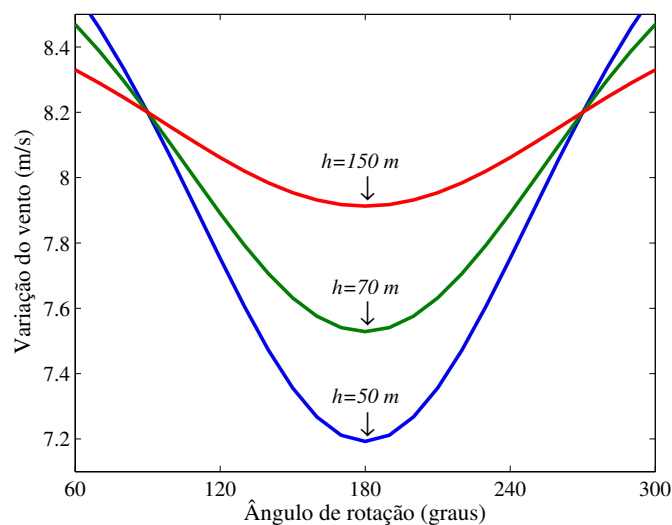


Figura 4.28 - Detalhe da variação do vento afectado pelo efeito de esteira com h .

Variação do efeito de sombra com x

A simulação foi efectuada com vento de velocidade variável. Foram comparados os resultados obtidos para a variação do efeito de sombra em função da variação distância do plano das pás ao centro da torre x . Os valores de x usados na simulação estão no intervalo entre 5 e 11 m, inclusive, sendo o valor de referência de x no sistema em estudo de 5 m. A variação do efeito de sombra com x é apresentada na Figura 4.29.

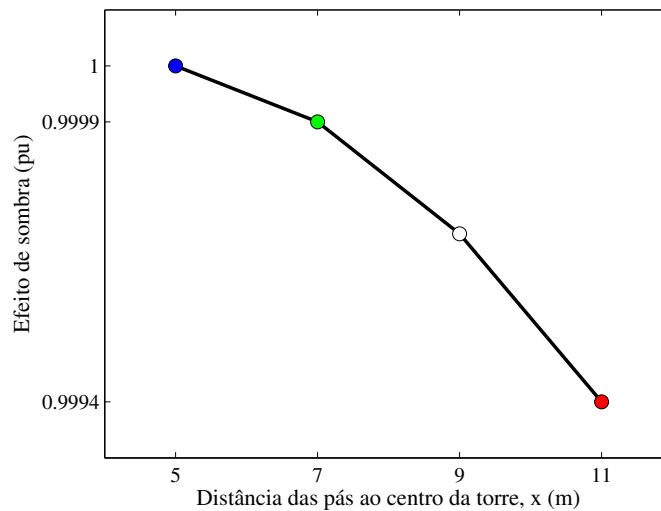


Figura 4.29 - Variação efeito de sombra com x .

O detalhe da variação do vento afectado pelo efeito de sombra, para três dos valores de x usados na simulação, é apresentado na Figura 4.30.

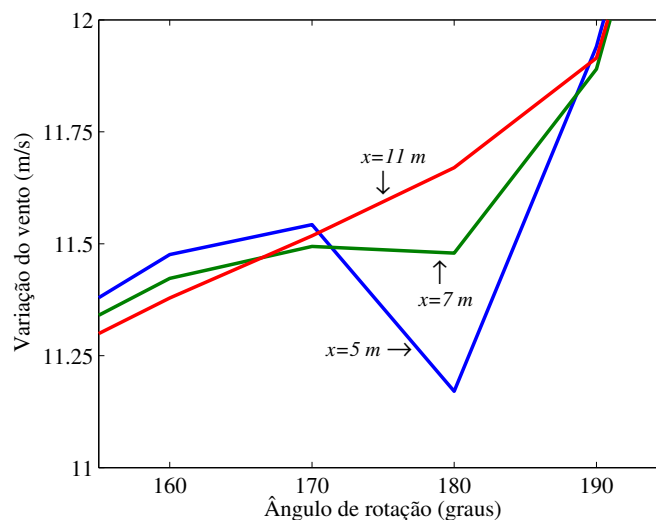


Figura 4.30 - Detalhe da variação do vento afectado pelo efeito de sombra com x .

Com o aumento da distância do plano das pás ao centro da torre, o efeito de sombra vai diminuindo até um valor muito pequeno e a velocidade média do vento aumenta.

A observação dos valores dos gráficos obtidos a partir das simulações efectuadas, permite concluir que eles apresentam um comportamento coerente com o que foi investigado nos trabalhos referidos no estado da arte sobre o comportamento do sistema eólico para a velocidade e características do vento consideradas.

4.7. Conclusões

A procura energética actual, a escassez de combustíveis fósseis e a necessidade de redução da pegada de carbono resultaram numa nova consciência global sobre a importância da energia, da eficiência energética e da correcta utilização da energia disponível. A energia renovável proveniente de fontes de energia eólica é bastante atractiva para entrar em exploração em sistemas de grande porte ou em pequenas instalações exploradas pelos consumidores finais.

O desenvolvimento de novos conversores de potência possibilitou a integração dos sistemas eólicos na rede eléctrica e assim passaram a ser utilizadas turbinas de velocidade variável com o objectivo de melhorar a extracção da energia do vento. Normalmente, as turbinas eólicas de velocidade variável têm um rotor com três pás solidário com um eixo horizontal. O rotor está colocado no topo da torre de frente para o vento (*upwind*). Um sistema de conversão de energia operando com velocidade variável tem como principais vantagens a redução da fadiga mecânica dos materiais e a mitigação dos efeitos da oscilação que se faz repercutir no binário mecânico.

Os efeitos de esteira e de sombra da torre que afectam o vento incidente são reportados na literatura técnico-científica como tendo de ser devidamente compreendidos e modelados para que seja possível fazer uma correcta avaliação do impacte que terão sobre o sistema eólico.

A simulação estudada nesta dissertação, de uma perturbação criada pelos efeitos de esteira e de sombra da torre num sistema eólico com três pás, com controlo de potência com o ângulo de passo da pá fixo (*stall*), operando sob a acção de vento incidente com velocidade variável, usando uma formulação determinística para simular a perturbação da velocidade do vento, permitiu avaliar a relevância da modelação dos sistemas eólicos, antecipando a importância das perturbações do vento a que a turbina está sujeita, sendo uma mais-valia nos projectos dos blocos de controlo e de filtragem do sistema, contribuindo para que seja possível obter um melhor desempenho, tendo em consideração o efeito da variação periódica do binário mecânico na forma de onda da tensão a fornecer à rede eléctrica.

A velocidade do vento é caracterizada por intermitência e variabilidade. Por isso, a sua modelação é feita como se fosse uma fonte de energia variável e intermitente que pode ser caracterizada por flutuações de amplitude e direcção aleatórias. Estas flutuações têm origem em processos estocásticos e periódicos que determinam a variação da velocidade do vento no tempo e em altura. Contudo, no que respeita aos estudos que são objecto desta dissertação é

possível e aconselhável recorrer a uma formulação determinística para simular o comportamento da velocidade do vento.

Bibliografia

- [1] Conceição, M.R.M. da, Modelos Dinâmicos de Sistemas de Conversão de Energia Eólica Ligados à Rede Eléctrica, Tese para obtenção do grau de Doutor em Engenharia Electrotécnica, Universidade da Beira Interior, Portugal, Fevereiro 2010.
- [2] Toffler, A., La tercera ola, Plaza y Janes Editores, Barcelona, España , 1982.
- [3] Carrasco, J.M., Franquelo, L.G., Bialasiewicz, J.T., Galvan, E., Guisado, R.C.P., Prats, A.M., León, J.I., Moreno-Alfonso, N., “Power-electronic systems for the grid integration of renewable energy sources: A survey,” *IEEE Trans. Industrial Electronics*, vol. 53, pp. 1022-1016, August 2006.
- [4] Peças Lopes, J. A., Hatziaargyriou, N., Mutale, J., Djapic, P., Jenkins, N., “Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities,” *Int. J. Electr. Power Syst. Res.*, vol. 77, n.º 9, pp. 1189-1203, July 2007.
- [5] Barbosa, F.P.M., Estabilidade de Sistemas Eléctricos de Energia, Textos Didácticos de Apoio, Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores, Faculdade de Engenharia, Universidade do Porto, Portugal, 2007.
- [6] Hahn, B., Durstewitz, M., Rohrig, K., “Reliability of wind turbines,” *Proc. Euromech Colloquium, Springer, Berlin, Deutschland*, pp. 329-332, 2007.
- [7] Erlich, I., Kretschmann, J., Fortmann, J., Mueller-Engelhardt, S., Wrede, H., “Modeling of wind turbines based on doubly-fed induction generators for power system stability studies,” *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 3, n.º 3, pp. 909-919, August 2007.
- [8] de Almeida, R.G., Peças Lopes, J.A., “Participation of doubly fed induction wind generators in system frequency regulation,” *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 22, n.º 3, pp. 944-950, August 2007.
- [9] Neris, A.S., Vovos, N.A., Giannakopoulos, G.B. , “A variable speed wind energy conversion scheme for connection to weak AC systems,” *IEEE Trans. Energy Conv.*, vol. 14, n.º 1, pp. 122-127, March 1999.

- [10] Vieira, J.P.A., Nunes, M.V.A., Bezerra, U.H., Barra, W.Jr., “Novas estratégias de controle fuzzy aplicadas ao conversor do DFIG para melhoria da estabilidade transitória em sistemas eólicos,” *IEEE Latin America Trans.*, vol. 5, n.º 3, pp. 143-150, June 2007.
- [11] Valle, R.G., Pfeifer, M.C., Solé, D.B., “Dos familias de controladores en modo de deslizamiento para un generador de inducción doblemente alimentado en un sistema aislado,” *IEEE Latin America Trans*, vol. 5, n.º 2, pp. 116-122, May 2007.
- [12] Spooner, E., Williamson, A.C., “Direct coupled, permanent magnet generators for wind turbine applications,” *IEE Proc.-Electr. Power Appl*, vol. 143, n.º 1, pp. 1-8, January 1996.
- [13] Brughuis, F. J., Last, N. A., Geertsema, A., “Design and optimisation of multi-megawatt wind turbines,” *Proc. European Wind Energy. Conf.*, pp. 263-265, Denmark, July 2001.
- [14] Graham, J. M. R., Brown, C. J., Giannakidis, G. , “Aerodynamic interaction between wind-turbine rotor blades and tower,” *Proc. European Wind Energy. Conf.*, pp. 359-361, Denmark, July 2001.
- [15] Akmatov, V., Knudsen, H., Nielsen, A.H. , “Advanced simulation of windmills in the electric power supply,” *Int. J.Electr. Power Energy Syst.*, , vol. 22, pp. 421-434, August 2000.
- [16] Xing, Z.X., Zheng, Q.L., Yao, X.J., Jing, Y.J. , “Integration of large doubly-fed wind power generator system into grid,” *Proc. 8th Int. Conf. Electrical Machines and Systems*, pp. 1000-1004, September 2005.
- [17] Baroudi, J.A., Dinavahi, V., Knight, A. , “A review of power converter topologies for wind generators,” *Int. J. Renewable Energy*, vol. 32, n.º 14, pp. 2369-2385, November 2007.
- [18] San Martín, J.J., Romero, D., Aperribay, V., Sam Martín, J.I., Martín, I., Arrieta, J.M^a., Jiménez, T., “Evolución del diseño en los aerogeneradores y optimización de los excedentes de energía eólica,” *Proc. 1st International Congress of Energy and Environment Engineering and Management—ICIEM*, Portalegre, Portugal, May 2005.

- [19] Amenedo, J. L. R., Díaz, J.C.B., Gómez, S. A., *Sistemas eólicos de producción de energía eléctrica*, Editorial Rueda, Madrid, España, 2003.
- [20] Conroy, J.F., Watson, R. , “Aggregate modelling of wind farms containing full-converter wind turbine generators with permanent magnet synchronous machines: transient stability studies,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 3, pp. 39-52, March 2009.
- [21] Bianchi, F.D., De Battista, H., and Mantz, R.J., *Wind turbine control systems principles, modeling and gain scheduling design*, Springer-Verlag , London, UK, 2007 .
- [22] Dale-Dolan, S.L., Lehn, P.W., “Simulation model of wind turbine 3p torque oscillations due to wind shear and tower shadow,” *Proc. IEEE Power Syst. Conf. Exposition, PSCE’06*, pp. 2050-2057, October-November 2006.
- [23] Estanqueiro, A.I., *Modelação dinâmica de parques eólicos*, Dissertação de Doutoramento, Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa, Portugal, Abril 1997.
- [24] Leloudas, G., Zhu, W.J., Sørensen, J.N., Shen, S., “Prediction and reduction of noise from a 2.3 MW wind turbine,” *Journal of Physics: Conference Series*, vol. 75, pp. 1-9, 2007.
- [25] NP 4361-2 (ISO 9613-2) , *Acústica – atenuação do som na sua propagação ao ar livre. Parte 2: Método geral de cálculo*, IPQ, Dezembro 1997.
- [26] IEC 61400-11, International Electrotechnical Commission, *Wind turbine generator systems-part 11: acoustic noise measurement techniques*. Document No. 88//166/FDIS, Geneva, Switzerland, 2002.
- [27] Decreto-Lei n.º 9/2007, Ministério do Ambiente, do Ordenamento do território e do Desenvolvimento Regional, *Diário da República*, I Série, N.º 12, Regulamento Geral do Ruído, Lisboa, Portugal, 17 de Janeiro de 2007.
- [28] Coughlan, Y., Smith, P., Mullane, A., O’Malley, M. , “Wind turbine modelling for power system stability analysis - A system operator perspective,” *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 22, pp. 929-936, August 2006.

- [29] Melício, R., Mendes, V.M.F., Catalão, J.P.S. , “Harmonic assessment of variable-speed wind turbines considering a converter control malfunction,” *IET Renewable Power Generation*, ISSN: 1752-1416, November 2009.
- [30] Rodrigues, A., Parques eólicos em Portugal, INEGI, Instituto de Engenharia Mecânica e Gestão Industrial, Portugal, Dezembro 2008..
- [31] Slootweg, J.G., Kling, W.L., “Is the answer blowing in the wind?,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 3, pp. 26-33, November/December 2003.
- [32] Harrison, R., Hau, E., Snel, H. , Large wind turbines, design and economics, John Wiley and Sons, West Sussex, England, 2000.
- [33] Kuik, G.A.M. van, “An inconsistency in the actuator disc momentum theory,” *Int. J. Wind Energy*, n.º 7, pp. 9-19, 2004.
- [34] Brederode, V., Fundamentos de aerodinâmica incompressível, Departamento de Engenharia Mecânica, Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa, Portugal, 1997.
- [35] Sørensen, J.N., Mikkelsen, R., “On validity of blade element momentum method,” *Proc. European Wind Energy. Conf.*, pp. 362-366, Denmark, July 2001.
- [36] Melício, R., Um modelo integrado de sistemas eólicos equipados com máquinas síncronas de velocidade variável, Tese de Mestrado, DEEC, Instituto Superior Técnico, 2004.
- [37] Betz, A., “Das maximum der teoretisch möglichen ausnützung des windes durch windmotoren,” *Int. J. Zeitschrift für das Gesante Turbinewesen*, vol. 26, pp. 307-309, 1920.
- [38] Melício, R., Mendes, V.M.F., Catalão, J.P.S., “Computer simulation of wind power systems: power electronics and transient stability analysis,” *Proc. International Conference on Power Systems Transients IPST'2009*, Kyoto, Japan, 2009.
- [39] Manwell, J.F., McGowan, J.G., Rogers, A.L., Wind energy explained theory, design and application, John Willey, West Sussex, England, 2002.

- [40] Lubosny, Z., *Wind Turbine Operation in Electric Power Systems*, Springer, Berlin, Germany, 2003.
- [41] Slootweg, J.G., Polinder, H., Kling, W.L., “Representing wind turbine electrical generating systems in fundamental frequency simulations,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, n.º 4, pp. 516-524, December 2003.
- [42] Conroy, J.F., Watson, R., “Low-voltage ride-through of a full converter wind turbine with permanent magnet generator,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 1, pp. 182-189, September 2007.
- [43] Slootweg, J.G., Kling, W.L., “Aggregated modelling of wind parks in power system dynamics simulations,” *Proc. IEEE Power Tech Conf.*, vol. 3, Bologna, June 2003.
- [44] Slootweg, J.G., de Haan, S.W.H., Polinder, H., Kling, W.L., “General model for representing variable speed wind turbines in power system dynamics simulations,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, n.º 1, pp. 144-151, February 2003.
- [45] Castro, R.M.G., *Energias renováveis e produção descentralizada – introdução à energia eólica*, Textos Didáticos de Apoio à Disciplina de Energias Renováveis e Produção Descentralizada, Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores, Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa, Portugal, 2007.
- [46] Falcão, A.F.O., *Energias renováveis*, Folhas de Apoio à Disciplina de Energias Renováveis, Departamento de Engenharia Mecânica, Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa, Portugal, 2006.
- [47] Salman, S.K., Teo, A.L.J. , “Windmill modeling consideration and factors influencing the stability of a grid-connected wind power-based embedded generator,” *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 18, n.º 2, pp. 793-802, May 2003.
- [48] Melício R., Mendes V.M.F., Catalão J.P.S., “Power converter topologies for wind energy conversion systems: Integrated modeling, control strategy and performance simulation,” *Elsevier Ltd.*, October 2008.

- [49] Muljadi E. , Pierce K., and Migliore P. , “A Conservative Control Strategy for Variable-Speed Stall-Regulated Wind Turbines,” *Presented at the 19th American Society of Mechanical Engineers (ASME) Wind Energy Symposium*, Reno, Nevada, January 10-13, 2000.
- [50] Swagata D., . Karnik N, and Santoso S. , “Time-Domain Modeling of Tower Shadow and Wind Shear in Wind Turbines,” *Department of Electrical and Computer Engineering, University of Texas , Austin, , USA, E. Alnaser, M. Cheng, S. S. Kalligeros, and B. Mwinyiwiwa*, July 2011.
- [51] Henschel, M., Hartkopf, T., Jöckel, S., Datta, R., “Reliable and efficient generator systems for offshore wind farms with DC farm grid and DC cable connection to the shore,” *Proc. European Wind Energy. Conf.*, pp. 648-651, Denmark, July 2001.
- [52] Blaabjerg, F., Teodorescu, R., Liserre, M., Timbus, A. V., “Overview of control and grid synchronization for distributed power generation systems,” *IEEE Trans. Industrial Electronics*, vol. 53, n.º 5 , pp. 1398-1409, October 2006.
- [53] Estanqueiro, A.I. , “A dynamic wind generation model for power systems studies,” *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 22, n.º 3, pp. 920-928, August 2007.
- [54] Hansen, A.D., Michalke, G. , “Modelling and control of variable-speed multi-pole permanent magnet synchronous generator wind turbine,” *Int. J. Wind Energy*, n.º 11, pp. 537-554, 2008.
- [55] Li, H., Chen, Z., “Transient stability analysis of wind turbines with induction generators considering blades and shaft flexibility,” *Proc. 33rd IEEE Annual Conf. Ind. Electronics Society, IECON 2007*, pp. 1604-1609, November 2007.
- [56] Ong, C.-M., *Dynamic simulation of electric machinery: using Matlab/Simulink*, Prentice-Hall, New Jersey, USA, 1998.
- [57] Ullah, N.R., Thiringer, “Variable speed wind turbines for power system stability enhancement,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 22, n.º 1, pp. 52-60, March 2007.

- [58] Catalão, J.P.S., Novas metodologias de optimização em sistemas de energia hidrotérmicos, Dissertação de Doutoramento, Universidade da Beira Interior, Portugal, Março 2007.
- [59] Gonçalves, J.G., Cabrita, C.P., Calado, M.R., Nunes, L.M., Fonseca, D.B., “Estudo de algumas harmónicas em circuitos de rectificação para cargas resistivas,” *Actas das 3ª Jornadas de Engenharia Electrónica Telecomunicações e Computadores — JETC’05*, Lisboa, Portugal, Novembro 2005.
- [60] Ramtharan, G., Ekanayake, J.B., Jenkins, N., “Frequency support from doubly fed induction generator wind turbines,” *IET Renew. Power Gener.*, vol. 1, pp. 3-9, March 2007.
- [61] Kanellos, F.D., Hatziargyriou, N.D., “Control of variable speed wind turbines equipped with synchronous or doubly fed induction generators supplying islanded power systems,” *IET Renew. Power Gener.*, vol. 3, pp. 96-108, March 2009.
- [62] Baptista, J., Morais, R., Moura, A.M., Amaral, P., Costa, R., “Monitorização digital de parâmetros associados à qualidade da energia eléctrica,” *Proc. 11th Spanish-Portuguese Congress on Electrical Engineering-11CHLIE*, Zaragoza, Spain, 2009.
- [63] “IEEE Standard 519-1992, IEEE Guide for harmonic control and reactive compensation of static power converters,” 1992.
- [64] IEC 61400-21, International Electrotechnical Commission, Wind turbines - Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines, Geneva, Switzerland, 2001.
- [65] IEC 61000-4-7, International Electrotechnical Commission, Electromagnetic compatibility (EMC)-part 4-7: testing and measurement techniques-general guide on harmonics and interharmonics measurement and instrumentation for power supply systems and equipment connected thereto., Geneva, Switzerland, 2002.
- [66] IEEE Standard 1547-2003, IEEE Standard for Interconnecting distributed resources with electric power systems, 2003.

- [67] Ramtharan, G., Jenkins, N., “Influence of rotor structural dynamics representations on the electrical transient performance of DFIG wind turbines,” *Int. J. Wind Energy*, vol. 10, pp. 293-301, March 2007.

Anexo 1 - Perfil de potência do sistema eólico que serviu de base ao caso de estudo.

| Velocidade do Vento (u) m/s | Potência no Vento (Pdisp) kW | Vel. da ponta da pá (v) m/s | w possível | | w permitido | | λ (TSR) permitido | Cp | Potência (Ptt) kW |
|-----------------------------|------------------------------|-----------------------------|------------|-------|-------------|-------|---------------------------|--------|-------------------|
| | | | rpm | rad/s | rpm | rad/s | | | |
| 5 | 144377 | 17,64 | 6,9 | 0,725 | 6,876 | 0,720 | 3,528 | 0,1385 | 20 |
| 6 | 249484 | 21,87 | | | 8,525 | 0,893 | 3,645 | 0,1403 | 35 |
| 7 | 396171 | 26,09 | | | 10,170 | 1,065 | 3,727 | 0,1514 | 60 |
| 8 | 591368 | 30,32 | | | 11,819 | 1,238 | 3,790 | 0,1691 | 100 |
| 9 | 842007 | 34,55 | | | 13,467 | 1,410 | 3,839 | 0,1805 | 152 |
| 9,2 | 899397 | 35,00 | | | 13,643 | 1,429 | 3,804 | 0,2113 | 190 |
| 9,4 | 959338 | 36,55 | | | 14,247 | 1,492 | 3,888 | 0,2502 | 240 |
| 9,6 | 1021885 | 38,77 | | | 15,112 | 1,582 | 4,039 | 0,2838 | 290 |
| 9,8 | 1087092 | 41,77 | | | 16,282 | 1,705 | 4,262 | 0,3312 | 360 |
| 10 | 1155016 | 43,00 | | | 16,761 | 1,755 | 4,300 | 0,3680 | 425 |
| 10,2 | 1225713 | 44,00 | | | 17,151 | 1,796 | 4,314 | 0,3916 | 480 |
| 10,4 | 1299236 | 45,00 | | | 17,541 | 1,837 | 4,327 | 0,4233 | 550 |
| 10,6 | 1375643 | 47,23 | | | 18,410 | 1,928 | 4,456 | 0,4434 | 610 |
| 10,8 | 1454988 | 49,23 | | | 19,190 | 2,009 | 4,558 | 0,4687 | 682 |
| 11 | 1537327 | 51,45 | | | 20,055 | 2,100 | 4,677 | 0,4749 | 730 |
| 11,2 | 1622715 | 52,00 | | | 20,269 | 2,122 | 4,643 | 0,4745 | 770 |
| 11,4 | 1711208 | 53,45 | | | 20,835 | 2,182 | 4,689 | 0,4792 | 820 |
| 11,6 | 1802860 | 55,68 | | | 21,704 | 2,273 | 4,800 | 0,4798 | 865 |
| 11,8 | 1897729 | 57,68 | | | 22,483 | 2,354 | 4,888 | 0,4743 | 900 |
| 12 | 1995868 | 59,91 | | | 23,353 | 2,445 | 4,993 | 0,4569 | 912 |
| 13 | 2537571 | 64,13 | | | 24,998 | 2,618 | 4,933 | 0,3547 | 900 |
| 14 | 3169365 | 68,36 | | | 26,646 | 2,790 | 4,883 | 0,2729 | 865 |
| 15 | 3898180 | 72,59 | | | 28,295 | 2,963 | 4,839 | 0,2181 | 850 |
| 16 | 4730947 | 76,81 | | | 29,940 | 3,135 | 4,801 | 0,1786 | 845 |
| 17 | 5674595 | 81,04 | | | 31,589 | 3,308 | 4,767 | 0,1480 | 840 |
| 18 | 6736055 | 81,04 | | | 31,589 | 3,308 | 4,502 | 0,1240 | 835 |
| 18,5 | 7313130 | 81,04 | | | 31,589 | 3,308 | 4,381 | 0,1136 | 831 |
| 19 | 7922257 | 81,04 | | | 31,589 | 3,308 | 4,265 | 0,1048 | 830 |
| 19,5 | 8564302 | 81,04 | | | 31,589 | 3,308 | 4,156 | 0,0970 | 831 |
| 20 | 9240131 | 81,04 | | | 31,589 | 3,308 | 4,052 | 0,0904 | 835 |
| 21 | 10696606 | 81,04 | | | 31,589 | 3,308 | 3,859 | 0,0785 | 840 |
| 22 | 12298614 | 81,04 | | | 31,589 | 3,308 | 3,684 | 0,0687 | 845 |
| 23 | 14053084 | 81,04 | | | 31,589 | 3,308 | 3,523 | 0,0608 | 855 |
| 24 | 15966946 | 81,04 | | | 31,589 | 3,308 | 3,377 | 0,0542 | 865 |
| 25 | 18047131 | 81,04 | 31,6 | 3,318 | 31,589 | 3,308 | 3,242 | 0,0485 | 875 |
| 25,01 | 18068796 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 25,02 | 18090478 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Anexo 2 - Artigo aceite no Electronics, Telecommunications and Computers-CETC2013.



Conference on Electronics, Telecommunications and Computers – CETC 2013

Modeling and Simulation of Wind Shear and Tower Shadow on Wind Turbines

H. Sintra^a, V. M. F. Mendes^{a,b}, R. Melício^{b,c,*}

^a*Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, Department of Electrical Engineering and Automation, Lisbon 1959-007, Portugal*

^b*Universidade de Évora, Department of Physics, Évora 7004-516, Portugal*

^c*IDMEC/LAETA, Instituto Superior Técnico, Universidade de Lisboa, Lisbon 1049-001, Portugal*

Abstract

This paper focuses on the modeling and simulation in Matlab/Simulink of the effects of wind shear and tower shadow in a three bladed, variable-speed wind turbine system. The study of the mechanical stress, the mitigation of the torque oscillations and the improvement of the aerodynamic efficiency below rated wind speed, can be attained with a proper modeling of the turbine system. This paper is a contribution on the study of the effects of wind shear and tower shadow, often approximated or neglected, that have to be properly understood, considered and modeled in order to get a better performance of the turbine system.

© 2014 The Authors. Published by Elsevier Ltd.

Selection and peer-review under responsibility of ISEL – Instituto Superior de Engenharia de Lisboa.

Keywords: Tower shadow; wind shear; wind turbines; simulation model

1. Introduction

Demand for energy, scarcity of fossil fuels and need for carbon footprint reduction have resulted in a global awareness of the importance of energy savings and energy efficiency [1] and programs on the Demand-side Management have been developed in order to assist consumers on energy usage. Also, renewable energy sources coming from wind and solar energy sources are attractive to go into exploitation, considering not only large scale systems, but also micro and mini scale conversion systems [2], Disperse Generation (DG) owned by consumers.

* Corresponding author. Tel.: +351-266-745-372; fax: +351-266-745-394.
E-mail address: rmelicio@uevora.pt

Power-electronic converters have been developed for integrating wind energy with the electric grid. The use of power-electronic converters allows for variable-speed operation of a wind turbine enhancing energy extraction. Normally, the variable speed wind turbine is a conventional horizontal axis, three-bladed rotor design and the rotor is positioned upwind on the supporting tower. A wind energy conversion system (WECS) operating at variable-speed offers the following advantages: mechanical stress is reduced, torque oscillations influence on the energy injected into the grid is mitigated, and below rated wind speed the rotor speed can be controlled to achieve maximum energy capturing. But other influences have to be proper modeled for a correct technical and economic evaluation.

Many factors influence the behavior of the wind speed so it is modeled as an intermittent and variable source of energy and somehow characterized by random variable fluctuations in magnitude and direction. The sources of these fluctuations are due both to stochastic processes that determine wind speed at different times and heights, and to periodic processes [3]. Hence, torque and energy capture by a WECS is subject to more fluctuations than that produced by the conventional power systems generators. Also, wind shear and tower shadow originate periodic fluctuations in electrical energy outputted by a WECS [3].

This paper is organized as follows. Section 2 presents the modeling of wind shear and tower shadow effects. Section 3 presents the simulation results. Finally, concluding remarks are in Section 4.

Nomenclature

| | |
|-------------|---|
| v_m | wind shear variation |
| v_{tower} | tower shadow disturbance |
| V_h | incoming wind speed |
| h | height of the tower |
| r | blade length |
| ψ | blade azimuthal angle |
| α | empirical wind shear exponent |
| a | tower radius |
| ρ | air density |
| x | distance of blade origin from the tower midline |
| V_d | disturbed wind speed |
| C_q | torque coefficient |
| C_p | power coefficient |
| λ | tip speed ratio (TSR) |
| ω_r | blade rotational speed |
| T_t | mechanical torque of the wind turbine |

2. Modeling

The wind shear variation [4] is given by:

$$v_m(r, \psi) = \alpha \left(\frac{r}{h} \right) \cos \psi + \frac{\alpha(\alpha-1)}{2} \left(\frac{r}{h} \right)^2 \cos^2 \psi + \frac{\alpha(\alpha-1)(\alpha-2)}{6} \left(\frac{r}{h} \right)^3 \cos^3 \psi \quad (1)$$

The tower shadow disturbance [4] is given by:

$$v_{tower}(r, \psi, x) = \frac{a^2 (r^2 \sin^2 \psi - x^2)}{(r^2 \sin^2 \psi + x^2)^2} \quad (2)$$

The tower parameters [4] are shown in Fig. 1.

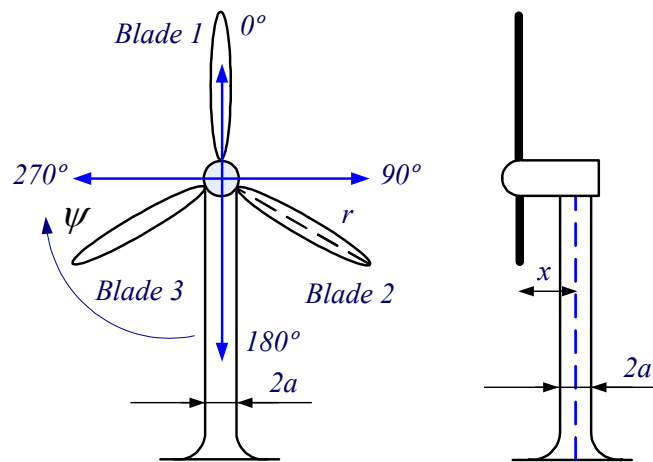


Fig. 1. Tower parameters.

The streamlines deviate near the tower of an upwind turbine [5] as shown in Fig. 2.

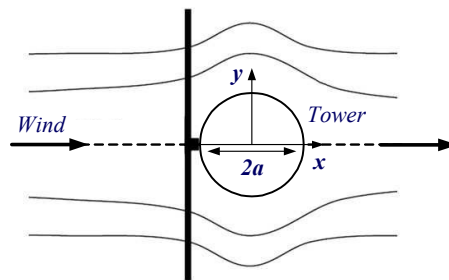


Fig. 2. Streamline deviation near the tower.

In Fig. 2 is shown that when the flow of air is about to reach the tower the airflow suffers a bending and takes a lateral path as a result the axial speed decreases. Consequently, the tower is an obstacle that affects the airflow [5], originating the tower shadow disturbance. The tower shadow disturbance affects the airflow for a blade azimuthal angle in the range $90^\circ \leq \psi \leq 270^\circ$, obviously outside this range the tower shadow effect does not occur.

The disturbed wind speed V_d is given by:

$$V_d = V_h (1 + v_m + v_{tower}) \tag{3}$$

The torque coefficient is given by:

$$C_q = \frac{C_p}{\lambda} \tag{4}$$

The tip speed ratio is given by:

$$\lambda = \frac{\omega_r r}{u} \tag{5}$$

The mechanical torque of the wind turbine [5] is given by:

$$T_t = \frac{1}{2} \rho \pi r^3 C_q V_d^2 \quad (6)$$

3. Simulation

The mathematical model for the wind shear variation and the tower shadow disturbance for the wind turbine are implemented in Matlab/Simulink. The wind speed considered in the following two simulations has a value of 8.2 m/s.

The blades wind shear are given by (1), considering the wind shear as a function of the blade azimuthal angle, of the height of the tower equal to 50 m and of the empirical wind shear exponent α , taken equal to 0.20 in the simulation due to a terrain of tall row crops, low bushes with a few trees. The blades wind shear simulation results are shown in Fig. 3

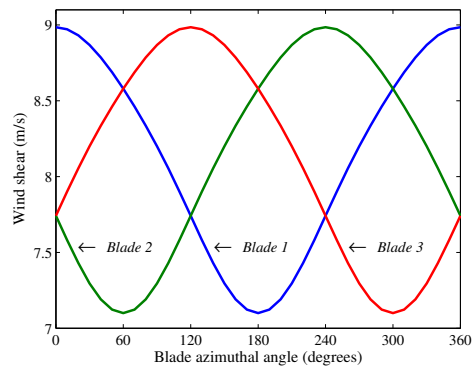


Fig. 3. Blades wind shear.

Wind shear effect decreases as the height h increases, allowing an increase in the resulting wind speed value. The wind shear variation due to the increase of height and a detail of the wind shear variation for three values of h in the range from 50 m to 150 m, are shown in Fig. 4.

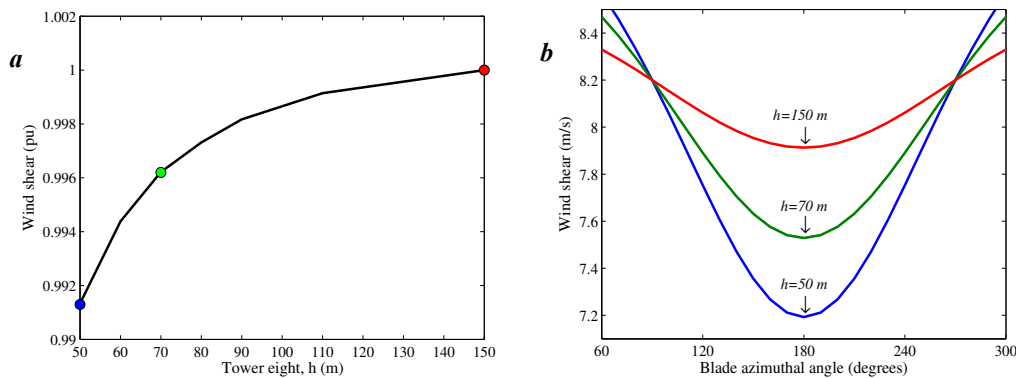


Fig. 4. (a) Variation of wind shear when h increases; (b) Detail of wind shear variation when h increases.

The tower shadow effect is produced when the blades pass in front of the tower, three times during a complete rotation of the blades, causing a periodic decrease in the resulting wind speed value.

The disturbance in the wind caused by the presence of the tower, given by (2) as a function of the blade azimuthal angle, is experienced by each blade as is shown in Fig. 5.

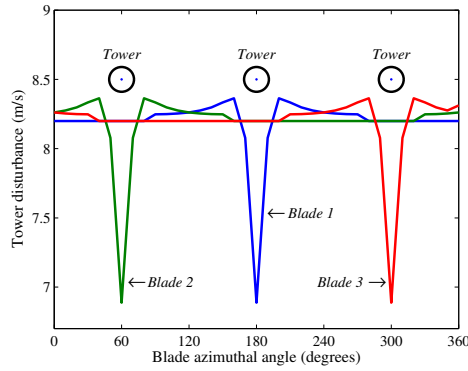


Fig. 5. Tower shadow disturbance.

The variable wind speed considered for the following simulations takes 5 s at constant value of 5 m/s and subsequently is a ramp increased by segments as shown in Fig. 6.

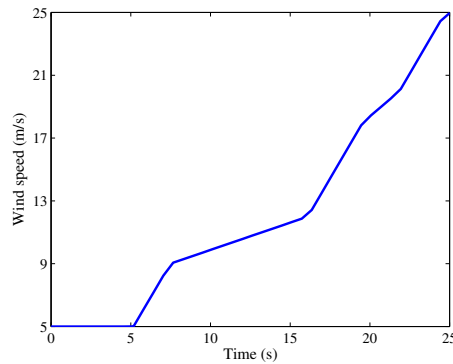


Fig. 6. Wind speed variation.

The blades wind shear experienced by each blade is given by (1), considering the height of the tower equal to 50 m, blades wind shear are shown in Fig. 7.

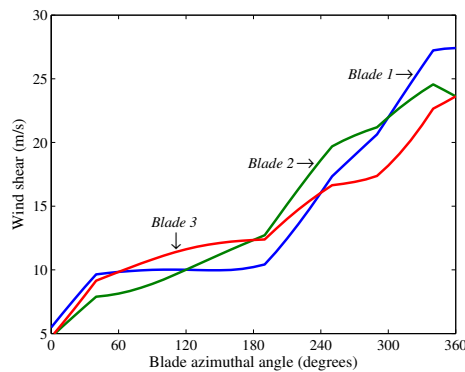


Fig. 7. Wind shear experienced by each blade.

The tower shadow disturbance experienced by each blade, given by (2), considering the height of the tower equal to 50 m, is shown in Fig. 8.

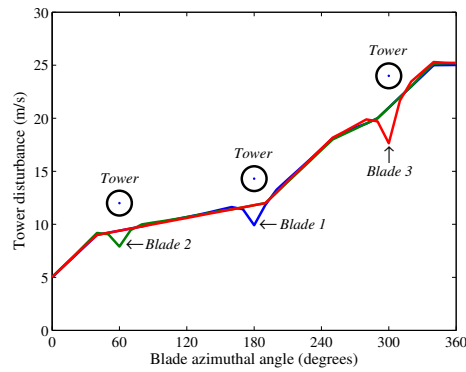


Fig. 8. Tower shadow disturbance.

The tower shadow variation and a detail of tower shadow disturbance due to the change of the distance of blade origin from tower midline for three values of x 5, 7, 11 m are shown in Fig. 9.

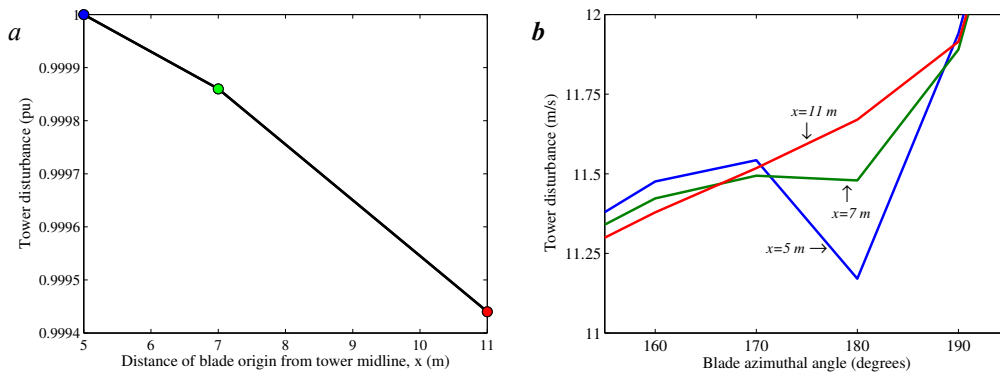


Fig. 9. (a) Variation of tower shadow when x increases; (b) Detail of tower shadow disturbance when x increases.

The disturbed wind speed given by (3) that includes the combination of wind shear and tower shadow disturbances is shown in Fig. 10.

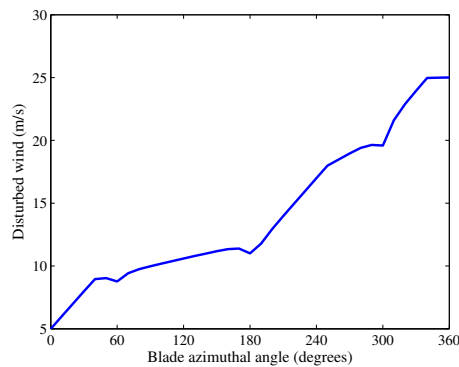


Fig. 10. Disturbed wind.

The total mechanical torques obtained due to the influences of the non-disturbed wind shown in Fig. 6 and the disturbed wind shown in Fig. 10, during a complete rotation of the blades, are given by (6) and are shown in Fig. 11.

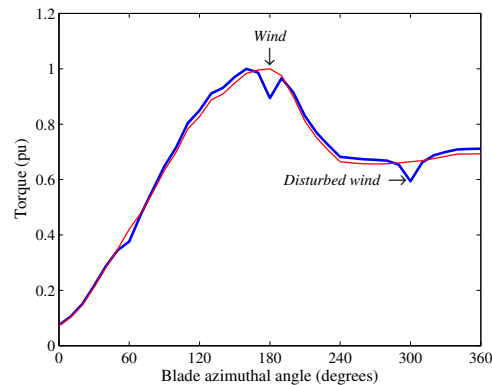


Fig. 11. Resulting mechanical torques.

4. Conclusion

The wind shear and the tower shadow effects on the wind speed upstream of the hub have to be properly modeled for achieving a correct performance of a wind turbine system in order to study the effects of mechanical stress, the mitigation of the torque oscillations and the improvement of the aerodynamic efficiency below rated wind speed. This paper deals with the modeling that includes a representation of wind shear and tower shadow effects which are important in order to conveniently design a wind turbine.

Acknowledgements

This work was partially supported by Fundação para a Ciência e a Tecnologia, through IDMEC under LAETA, Instituto Superior Técnico, Universidade de Lisboa, Portugal.

References

- [1] Seixas M, Melício R, Mendes VMF. A simulation for acceptance of two-level converters in wind energy systems. In: Proc. 3.^{as} Jornadas de Informática da Universidade de Évora - JIUE2013. Évora, Portugal; 2013. p. 75-9.
- [2] Blaabjerg F, Chen Z, Kjaer SB. Power electronics as efficient interface in dispersed power generation systems. IEEE Transactions Power Electronics 2004;19:1184-9.
- [3] Dolan SLD, Lehn PW. Simulation model of wind turbine 3p torque oscillations due to wind shear and tower shadow. IEEE Transactions Energy Conversion 2006;21:714-24.
- [4] Das S, Karnik N, Santoso S. Time-domain modeling of tower shadow and wind shear in wind turbines. ISRN Renewable Energy 2011;2011:1-11.
- [5] Bianchi FD, De Battista H, Mantz RJ. Wind turbine control systems principles, modeling and gain scheduling design. London: Springer-Verlag; 2007.