

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO

Departamento de Engenharia Mecânica



# **Técnicas de Inteligência Artificial e Controlo Adaptativo Aplicadas à Gestão de Parques Eólicos**

António José de Sousa Ferreira da Silva

Mestre em Engenharia Mecânica  
pelo Instituto Superior Técnico

Dissertação submetida para obtenção do grau de Doutor  
em Engenharia Mecânica

Dissertação realizada sob a supervisão de  
Professor Doutor José Nuno Marques Fidalgo  
(Professor Auxiliar da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto)  
e co-orientação de  
Professor Doutor Fernando Aristides da Silva Ferreira de Castro  
(Equiparado a Professor Adjunto do Instituto Superior de Engenharia do Porto)

*Porto, 2008*



## **AGRADECIMENTOS**

Gostaria de expressar a minha gratidão a todas as pessoas que directa ou indirectamente contribuíram para a realização deste trabalho.

Em primeiro lugar, queria agradecer ao orientador desta tese, Professor Doutor José Nuno Marques Fidalgo, não apenas pelo muito profissional e dedicado apoio prestado, mas também, e sobretudo pelo incansável entusiasmo e optimismo que sempre me transmitiu, factores que em muito contribuíram para ter conseguido levar esta tese a bom termo.

Ao co-orientador desta tese, Professor Doutor Fernando Aristides da Silva Ferreira de Castro, agradeço os úteis comentários e observações que prestou sobre este trabalho, ao longo das inúmeras conversas que tivemos.

Queria também agradecer a toda a minha família. Em especial à minha mulher e ao meu filho por todo o apoio que sempre me deram. Ao meu irmão Rui Camacho pelas longas conversas e conselhos que em muito me ajudaram neste árduo percurso. Sem eles, julgo que todo este trabalho não teria sido possível.

Enfim, a todos que, mesmo não citados, aqui ou ali colaboraram de uma forma ou de outra e que assim também contribuíram para a realização deste trabalho.



## RESUMO

Desde que a CE estabeleceu 2020 como meta para que 20% da energia primária tivesse origem renovável, tem-se assistido em Portugal a um enorme aumento do volume de integração de energia de fontes renováveis. Neste particular, devido principalmente à disponibilidade do recurso eólico no nosso país, a que se deverá juntar a possibilidade actual de despachar toda a energia produzida por esta fonte, com uma remuneração atractiva, e também à maturidade que a tecnologia hoje apresenta, a energia de base eólica tem assumido particular protagonismo. Apesar da actual situação, é no entanto fortemente expectável, que com o crescimento continuado do mercado de geração eólica, num futuro próximo, numa lógica de mercado de electricidade, os promotores dos parques eólicos, tenham que apresentar propostas de produção discretizadas (a 24 ou a 72 horas por exemplo), ou porque ao nível do mercado intradiário haja a necessidade de proceder a ajustes de modo a permitir o equilíbrio entre a produção e a carga. Com a materialização desta possibilidade, situações haverá (mesmo podendo ser apenas em curtos períodos de tempo) em que será necessário controlar a potência das turbinas do parque ou mesmo proceder à paragem completa de algumas delas. No caso da necessidade de uma produção discretizada, o controlo de potência ou paragem de turbinas, deverá ser idealmente feito de modo a que, em cada momento, a potência a fornecer à rede seja tão próxima quanto possível do valor contratualizado.

Nesta dissertação é proposto um algoritmo para gestão de parques eólicos, que inclui, quer a possibilidade de despacho total, quer a possibilidade de limitação da energia produzida pelo parque. O algoritmo é baseado em redes neuronais artificiais (RNA) e num algoritmo genético (AG). As RNA permitem fazer a previsão do recurso, e também, uma aproximação à curva de potência de cada uma das máquinas que compõem o parque eólico. O AG fará, no espaço temporal desejado (na situação de limitação de potência), o escalonamento das turbinas que deverão estar em funcionamento com vista a permitir alcançar o objectivo desejado.

As metodologias e os modelos desenvolvidos foram posteriormente testados com dados reais. A boa qualidade dos resultados obtidos parece sustentar a abordagem adoptada.



## **ABSTRACT**

Since the EC has set the target of 20% from primary energy renewable sources at 2020, there has been in Portugal a considerable increase in the volume integration of renewable energy. Wind power has experienced a particular relevance given the availability of wind resource in our country and the current maturity of wind technology. Besides, all wind production is dispatched and its remuneration is quite attractive. However it is expected that, considering the tendency growth of the wind generation in the near future and the electricity market development, wind energy will have to compete with the other concurrent energy sources. Wind farms owners will have to submit proposals for discretized production (to 24 or to 72 hours for example) or, because the level of intraday market, they will have to make production adjustments to allow the balance between production and load. Under this scenario, one should consider the case where it will be required (in some cases, for short periods of time) to control the power generation of some turbines in the park or even turning off some of them. In the case of discretized production assumption, the turbines' control should ideally be made so that at each moment, the power to provide the network is as close as possible to the contracted value.

This thesis proposes an algorithm for control of wind farms, which includes either the possibility of total dispatch, or the possibility of limiting the energy produced by the park. The algorithm is based on artificial neural networks (ANN) and genetic algorithms (GA). ANNs is used for wind forecasting, and also the representation of power curve of each of the machines that comprise the wind farm. The GA is the core of the control algorithm, design to optimize the turbines control in order to follow a pre-specified production curve, in the requested schedule.

The methodologies and models developed were subsequently tested with real data. The good quality of results seems to support the adopted approach.



## RÉSUMÉ

Depuis la CE a mis en 2020 comme objectif pour 20% d'énergie primaire à partir de sources renouvelables avait, il ya eu au Portugal à une augmentation considérable du volume de l'intégration des énergies renouvelables. En particulier, en raison principalement de la disponibilité de la ressource éolienne dans notre pays, où il devrait rejoindre la possibilité actuelle de l'expédition de toute l'énergie produite par cette source, avec un salaire attrayant, et aussi de maturité que la technologie d'aujourd'hui a le pouvoir vent de base a pris une importance particulière. En dépit de la situation actuelle, est toutefois fortement probable que la croissance continue du marché de la production d'énergie éolienne, à l'avenir, en ce qui concerne le marché de l'électricité, les développeurs de parcs éoliens ont à soumettre des propositions pour la production discrétisé (24 ou à 72 heures par exemple) ou parce que le niveau du marché intrajournalier il est nécessaire de procéder à des ajustements pour permettre à l'équilibre entre la production et de la charge. Avec la concrétisation de cette possibilité, il y aura des situations (même peut-être que pour de courtes périodes de temps) qui seront nécessaires pour contrôler la puissance des turbines du parc ou même procéder à un arrêt complet de certains d'entre eux. Dans le cas de la nécessité pour la production discrétisé, le contrôle de la puissance ou l'arrêt de turbines devrait idéalement être fait en sorte qu'à chaque instant, le pouvoir d'offrir le réseau soit aussi proche que possible de la valeur contractuelle.

Cette thèse propose un algorithme de gestion de fermes éoliennes, ce qui inclut à la fois la possibilité de l'ordre total, ou la possibilité de limiter l'énergie produite par le parc. L'algorithme est basé sur les réseaux de neurones artificiels (RNA) et un algorithme génétique (AG). L'RNA afin de permettre la prédiction de la ressource, et aussi une approximation de la courbe de puissance de chacune des machines qui composent le parc éolien. L'AG, dans le scénario que vous souhaitez (dans la position du pouvoir de prescription), la mise en scène de turbines devraient être opérationnelle en vue d'atteindre l'objectif souhaité.

Les méthodes et modèles développés ont ensuite été testées avec des données réelles. La bonne qualité des résultats semblent appuyer la démarche.



# ÍNDICE

|                                                                                      |           |
|--------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>CAPÍTULO 1 : INTRODUÇÃO</b>                                                       | <b>25</b> |
| 1.1 Considerações Gerais                                                             | 25        |
| 1.2 Objectivos da Dissertação                                                        | 28        |
| 1.3 Estrutura da Dissertação                                                         | 32        |
| <b>CAPÍTULO 2 : APROVEITAMENTO DO RECURSO EÓLICO</b>                                 | <b>35</b> |
| 2.1 Introdução                                                                       | 35        |
| 2.2 Uma Política para a Energia                                                      | 36        |
| 2.3 Energias Renováveis                                                              | 38        |
| 2.4 A Energia Eólica                                                                 | 42        |
| 2.4.1. O vento como recurso energético                                               | 44        |
| 2.4.1.1. Caracterização da velocidade do vento – distribuição de Weibull             | 46        |
| 2.4.1.2. O potencial eólico                                                          | 48        |
| 2.4.2. Evolução da potência eólica instalada                                         | 49        |
| 2.4.2.1. No mundo                                                                    | 49        |
| 2.4.2.2. Na Europa                                                                   | 50        |
| 2.4.2.3. Em Portugal                                                                 | 51        |
| 2.5 Turbinas eólicas                                                                 | 55        |
| 2.5.1. Componentes do sistema                                                        | 57        |
| 2.5.1.1. Rotor                                                                       | 58        |
| 2.5.1.2. Cabina                                                                      | 59        |
| 2.5.1.3. Torre                                                                       | 64        |
| 2.5.2. Conversão da energia eólica do vento em energia mecânica                      | 65        |
| 2.5.2.1. Limite de Betz                                                              | 66        |
| 2.5.2.2. Curva de potência                                                           | 68        |
| 2.5.2.3. Coeficiente de potência - $C_p$                                             | 68        |
| 2.5.2.4. Forças de arrasto e de sustentação                                          | 72        |
| 2.5.2.5. Cálculo da produção anual de energia                                        | 74        |
| 2.5.2.6. Factor de capacidade                                                        | 75        |
| 2.5.2.7. Factor de disponibilidade                                                   | 75        |
| 2.6 Conclusões                                                                       | 75        |
| <b>CAPÍTULO 3 ESTRATÉGIAS DE CONTROLO EM TURBINAS EÓLICAS DE VELOCIDADE VARIÁVEL</b> | <b>77</b> |
| 3.1 Introdução                                                                       | 77        |
| 3.2 Zonas de operação de uma turbina eólica                                          | 78        |
| 3.3 Velocidade constante ou velocidade variável                                      | 80        |

|                                                                                                          |            |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| 3.3.1. Operação a velocidade constante                                                                   | 83         |
| 3.3.2. Operação a velocidade variável                                                                    | 84         |
| <b>3.4 Métodos de limitação de potência</b>                                                              | <b>86</b>  |
| 3.4.1. Controlo de potência por perda aerodinâmica passiva                                               | 87         |
| 3.4.2. Controlo de potência por ajuste do ângulo de passo                                                | 89         |
| 3.4.3. Controlo de potência por perda aerodinâmica activa                                                | 92         |
| <b>3.5 Estratégia de controlo para uma turbina de velocidade variável</b>                                | <b>93</b>  |
| 3.5.1.1. Zona II: Velocidade variável – $\lambda$ óptimo (ponto A)                                       | 96         |
| 3.5.1.2. Zona III: Velocidade constante – $\lambda$ variável (trajectória A-B)                           | 97         |
| 3.5.1.3. Zona IV: Velocidade constante – Potência constante (trajectória B-C)                            | 98         |
| <b>3.6 Conclusões</b>                                                                                    | <b>99</b>  |
| <b>CAPÍTULO 4 : MODELAÇÃO E CONTROLO DE UMA TURBINA EÓLICA DE VELOCIDADE E ÂNGULO DE PASSO VARIÁVEIS</b> | <b>101</b> |
| <b>4.1 Introdução</b>                                                                                    | <b>101</b> |
| <b>4.2 Modelação de uma turbina eólica de velocidade variável</b>                                        | <b>102</b> |
| 4.2.1. Modelo do rotor da turbina                                                                        | 103        |
| 4.2.2. Modelo da transmissão                                                                             | 104        |
| 4.2.3. Modelo do gerador                                                                                 | 106        |
| <b>4.3 Estratégias para controlo do ângulo do passo (<math>\beta</math>)</b>                             | <b>107</b> |
| 4.3.1. Controlador do ângulo de passo das pás                                                            | 108        |
| 4.3.1.1. Controlador adaptativo                                                                          | 110        |
| 4.3.1.2. Controlo adaptativo do ângulo das pás da turbina                                                | 111        |
| <b>4.4 Validação do modelo construído</b>                                                                | <b>113</b> |
| <b>4.5 Conclusões</b>                                                                                    | <b>119</b> |
| <b>CAPÍTULO 5 : UTILIZAÇÃO DE TÉCNICAS DE IA PARA PREVISÃO DE SÉRIES TEMPORAIS</b>                       | <b>121</b> |
| <b>5.1 Introdução</b>                                                                                    | <b>121</b> |
| <b>5.2 Modelos de Previsão de Séries Temporais</b>                                                       | <b>122</b> |
| 5.2.1. Análise de séries temporais                                                                       | 122        |
| 5.2.1.1. Decomposição                                                                                    | 124        |
| 5.2.1.2. Horizontes de previsão                                                                          | 125        |
| 5.2.1.3. Etapas da previsão                                                                              | 126        |
| 5.2.1.4. Medidas do erro da previsão                                                                     | 126        |
| <b>5.3 Métodos convencionais para PST</b>                                                                | <b>128</b> |
| 5.3.1. Alisamento exponencial                                                                            | 129        |
| 5.3.2. Método de Box-Jenkins                                                                             | 130        |
| <b>5.4 Métodos de IA utilizados para PST</b>                                                             | <b>131</b> |
| 5.4.1. Redes Neurais Artificiais (RNA)                                                                   | 132        |
| 5.4.1.1. Estrutura de uma RNA                                                                            | 134        |
| 5.4.1.2. Treino da RNA                                                                                   | 138        |
| 5.4.2. Algoritmos Genéticos (AG)                                                                         | 141        |

|                                                                                              |                   |
|----------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|
| 5.4.2.1. Codificação e função de avaliação                                                   | 143               |
| 5.4.2.2. Estrutura e funcionamento de um AG                                                  | 144               |
| <b>5.5 Conclusões</b>                                                                        | <b>151</b>        |
| <b><u>CAPÍTULO 6 : UTILIZAÇÃO DE TÉCNICAS DE IA PARA PREVISÃO DE VENTO</u></b>               | <b><u>153</u></b> |
| <b>6.1 Introdução</b>                                                                        | <b>153</b>        |
| <b>6.2 Previsão eólica</b>                                                                   | <b>154</b>        |
| <b>6.3 Importância da selecção de variáveis</b>                                              | <b>157</b>        |
| <b>6.4 Um algoritmo para Selecção de Variáveis (ASV)</b>                                     | <b>159</b>        |
| 6.4.1. Utilização do algoritmo ASV para previsão da velocidade do vento                      | 160               |
| 6.4.1.1. Previsão para as próximas 24 horas                                                  | 163               |
| 6.4.1.2. Previsão para as próximas 72 horas                                                  | 170               |
| <b>6.5 Conclusões</b>                                                                        | <b>175</b>        |
| <b><u>CAPÍTULO 7 : UTILIZAÇÃO DE TÉCNICAS DE IA PARA A GESTÃO DE PARQUES EÓLICOS</u></b>     | <b><u>177</u></b> |
| <b>7.1 Introdução</b>                                                                        | <b>177</b>        |
| <b>7.2 Exploração do recurso eólico</b>                                                      | <b>180</b>        |
| <b>7.3 Importância da previsão do vento na gestão de um parque eólico</b>                    | <b>182</b>        |
| 7.3.1. Representatividade das medições num local                                             | 183               |
| 7.3.2. Ferramentas computacionais                                                            | 185               |
| 7.3.3. Horizontes de previsão eólica no mercado de energia                                   | 185               |
| <b>7.4 Modelos de previsão usados em parques eólicos</b>                                     | <b>187</b>        |
| 7.4.1. Modelos estatísticos                                                                  | 187               |
| 7.4.2. Modelos físicos                                                                       | 188               |
| 7.4.3. Conversão da velocidade do vento em potência - Modelo da Curva de Potência            | 189               |
| <b>7.5 Potência instantânea do parque</b>                                                    | <b>190</b>        |
| 7.5.1. Controlo do excesso de potência                                                       | 191               |
| 7.5.2. Problemas de segurança na rede eléctrica provocados pela produção eólica              | 193               |
| <b>7.6 Modelos de previsão da potência eólica</b>                                            | <b>195</b>        |
| 7.6.1. Avaliação dos modelos de previsão de potência eólica                                  | 196               |
| <b>7.7 Arquitectura baseada no MCP para previsão da potência em parques eólicos</b>          | <b>198</b>        |
| 7.7.1. Configurações possíveis                                                               | 199               |
| 7.7.1.1. MCP para o parque com previsões dadas por uma RNA para um ponto de referência       | 199               |
| 7.7.1.2. MCP por turbina com previsões dadas por uma RNA para um ponto de referência         | 200               |
| 7.7.1.3. MCP por turbina com previsões dadas por uma RNA para cada turbina                   | 201               |
| <b>7.8 Um algoritmo para controlo da produção eólica</b>                                     | <b>203</b>        |
| 7.8.1. Curva de carga                                                                        | 203               |
| 7.8.2. Algoritmo CPPE                                                                        | 205               |
| <b>7.9 Controlo da potência eólica de um parque eólico usando o MCP com o algoritmo CPPE</b> | <b>209</b>        |
| 7.9.1. Validação do modelo                                                                   | 210               |
| 7.9.1.1. Parque A                                                                            | 211               |

|                                                                                    |            |
|------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| 7.9.1.2. Parque B                                                                  | 217        |
| <b>7.10 Conclusões</b>                                                             | <b>223</b> |
| <b>CAPÍTULO 8 CONCLUSÕES</b>                                                       | <b>225</b> |
| <b>8.1 Principais Contribuições</b>                                                | <b>225</b> |
| <b>8.2 Perspectivas de Desenvolvimento</b>                                         | <b>227</b> |
| <b>REFERÊNCIAS</b>                                                                 | <b>229</b> |
| <b>ANEXOS</b>                                                                      | <b>239</b> |
| <b>ANEXO 1 : ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS DA TURBINA VESTAS V-47</b>                    | <b>241</b> |
| <b>ANEXO 2 : MODELO DETALHADO EM MATLAB/SIMULINK DA TURBINA EÓLICA VESTAS V-47</b> | <b>243</b> |

## ÍNDICE DE FIGURAS

|                                                                                                                                                                                                         |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 2-1 – Objectivos para as fontes renováveis na Europa dos 15, em 2010. (Fonte: MEI)                                                                                                               | 41 |
| Figura 2-2 – Acção da rugosidade do perfil do vento (em percentagem).                                                                                                                                   | 45 |
| Figura 2-3 – Frequência de ocorrência da velocidade de vento (%).                                                                                                                                       | 47 |
| Figura 2-4 – Evolução (entre 1997 e 2007) da potência eólica instalada no mundo [MW]                                                                                                                    | 50 |
| Figura 2-5 – Energia eólica (Potência instalada em MW).                                                                                                                                                 | 53 |
| Figura 2-6 – Potência eólica instalada em Portugal e estimativa do seu crescimento até 2010.                                                                                                            | 54 |
| Figura 2-7 – Potência instalada prevista, por zonas em 2010.                                                                                                                                            | 55 |
| Figura 2-8 – Evolução das turbinas eólicas desde a década de 80.                                                                                                                                        | 56 |
| Figura 2-9 – Turbina eólica (NORDEX 2008).                                                                                                                                                              | 57 |
| Figura 2-10 – Constituintes do rotor de uma turbina eólica.                                                                                                                                             | 59 |
| Figura 2-11 – Cabine de uma turbina eólica.                                                                                                                                                             | 59 |
| Figura 2-12 – Arquitecturas básicas das turbinas modernas.                                                                                                                                              | 60 |
| Figura 2-13 – Características $P(u)$ para turbinas de vv e turbinas de vf.                                                                                                                              | 63 |
| Figura 2-14 – Curvas características de binário-escoregamento para diferentes valores                                                                                                                   | 63 |
| Figura 2-15 – Sistema de orientação de uma turbina eólica.                                                                                                                                              | 64 |
| Figura 2-16 – Velocidade á entrada ( $v_1$ ) e á saída( $v_2$ ) do rotor da turbina.                                                                                                                    | 66 |
| Figura 2-17 – Curva potência para a turbina Vestas V-90.                                                                                                                                                | 68 |
| Figura 2-18 – Curvas típicas de $C_p$ em função de $\lambda$ , para turbinas sem e com variação do ângulo de passo.                                                                                     | 71 |
| Figura 2-19 – Curvas típicas de $C_p(\lambda, \beta)$ traçadas em função de aproximações numéricas.                                                                                                     | 72 |
| Figura 2-20 – Vectores de velocidades e forças sob um perfil aerodinâmico ( $\alpha$ - ângulo de ataque, $\beta$ - ângulo de passo).                                                                    | 72 |
| Figura 2-21 – Curvas típicas dos coeficientes de sustentação ( $C_L$ ) e de arrasto ( $C_D$ ).                                                                                                          | 73 |
| Figura 2-22 – Regime laminar e regime turbulento sobre o perfil de uma pá.                                                                                                                              | 74 |
| Figura 2-23 –Cálculo da produção anual de energia.                                                                                                                                                      | 74 |
| Figura 3-1 – Zonas de operação de uma turbina (curva de potência e velocidade angular função da velocidade do vento).                                                                                   | 79 |
| Figura 3-2 – Esquema eléctrico de uma turbina eólica operando a velocidade constante.                                                                                                                   | 81 |
| Figura 3-3 – Esquema eléctrico de uma turbina eólica com GIDA, ligada à rede, operando a velocidade variável.                                                                                           | 82 |
| Figura 3-4 – Relação entre a velocidade do vento, a velocidade angular do veio da turbina $\omega_T$ e a potência mecânica disponível no veio, para uma turbina eólica operando a velocidade constante. | 83 |
| Figura 3-5 –Relação entre a velocidade do vento, a velocidade angular do veio da turbina $\omega_T$ e a potência mecânica disponível no veio, para uma turbina operando a velocidade variável.          | 84 |
| Figura 3-6 – Variação do ângulo de ataque ( $\alpha$ ) com a velocidade do vento.                                                                                                                       | 87 |
| Figura 3-7 – Curva de potência com perda aerodinâmica passiva.                                                                                                                                          | 88 |
| Figura 3-8 – Sistema de frenagem aerodinâmico, com rotação das pás em 85°.                                                                                                                              | 89 |
| Figura 3-9 – Variação do ângulo da pá numa turbina eólica.                                                                                                                                              | 90 |
| Figura 3-10 – Variação do ângulo de passo da pá ( $\beta$ ), com a velocidade do vento ( $v_v$ ).                                                                                                       | 90 |

|                                                                                                                                                                                                                                                  |     |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Figura 3-11 – Coeficiente de potência $C_p(\lambda, \beta)$ , para diferentes ângulos de passo.                                                                                                                                                  | 91  |
| Figura 3-12 – Curva de potência da turbina Nordex N100/2500kW.                                                                                                                                                                                   | 91  |
| Figura 3-13 – Curva de potência da turbina Vestas V82-1.65MW.                                                                                                                                                                                    | 93  |
| Figura 3-14 – Estratégia de controlo utilizada pela Vestas e Gamesa, com 4 zonas de operação.                                                                                                                                                    | 94  |
| Figura 3-15 – Zonas de controlo definidas através de uma curva $C_p(\lambda, \beta)$ .                                                                                                                                                           | 96  |
| Figura 3-16 – Turbina eólica em regime de operação (função da velocidade do vento): a) Potência ( $P_{\text{electr}}$ ) b) Velocidade angular do rotor ( $\omega_r$ ) c) ângulo de passo ( $\beta$ ) d) velocidade na ponta da pá ( $\lambda$ ). | 99  |
| Figura 4-1 – Estrutura básica do modelo de uma turbina eólica de velocidade variável.                                                                                                                                                            | 102 |
| Figura 4-2 – Diagrama de blocos do rotor da turbina.                                                                                                                                                                                             | 103 |
| Figura 4-3 – Superfície $C_p(\lambda, \beta)$ usada no modelo da turbina.                                                                                                                                                                        | 104 |
| Figura 4-4 – Modelo de eixos elásticos com duas massas.                                                                                                                                                                                          | 105 |
| Figura 4-5 – Modelo em Simulink da dinâmica da transmissão.                                                                                                                                                                                      | 106 |
| Figura 4-6 – Relação do coeficiente de potência $C_p$ com a variação do ângulo de passo $\beta$ , e da variação da velocidade na ponta da pá $\lambda$ .                                                                                         | 107 |
| Figura 4-7 – Relação do coeficiente de potência $C_p$ com a variação do ângulo de passo $\beta$ , para um valor constante de $\lambda$ .                                                                                                         | 108 |
| Figura 4-8 – Diagrama de blocos do controlo do ângulo de passo das pás.                                                                                                                                                                          | 109 |
| Figura 4-9 – Diagrama de blocos de um sistema adaptativo.                                                                                                                                                                                        | 111 |
| Figura 4-10 – Diagrama de blocos de um MRAS.                                                                                                                                                                                                     | 112 |
| Figura 4-11 – Modelo em Simulink do controlador adaptativo.                                                                                                                                                                                      | 113 |
| Figura 4-12 – Perfil da velocidade do vento.                                                                                                                                                                                                     | 113 |
| Figura 4-13 – Acção de controlo sobre o ângulo de passo da pá.                                                                                                                                                                                   | 114 |
| Figura 4-14 – Ângulo de passo da pá de referência e obtido.                                                                                                                                                                                      | 115 |
| Figura 4-15 – $C_p$ máximo e $C_p$ obtido para as diversas velocidades do vento.                                                                                                                                                                 | 115 |
| Figura 4-16 – Velocidade angular de referência e velocidade angular obtida.                                                                                                                                                                      | 116 |
| Figura 4-17 – Curva de potência fornecida pelo fabricante da turbina e curva de potência obtida pelo modelo.                                                                                                                                     | 117 |
| Figura 4-18 – Perfil da velocidade do vento.                                                                                                                                                                                                     | 117 |
| Figura 4-19 – Ângulo de passo das pás (valor de referência e valor obtido pelo modelo).                                                                                                                                                          | 118 |
| Figura 4-20 – Potência obtida pelo modelo da turbina.                                                                                                                                                                                            | 118 |
| Figura 5-1 – Modelo de um neurónio artificial.                                                                                                                                                                                                   | 135 |
| Figura 5-2 – Exemplo de algumas funções de activação usadas nas RNA.                                                                                                                                                                             | 136 |
| Figura 5-3 – Exemplo de uma RNA multicamada do tipo feedforward.                                                                                                                                                                                 | 136 |
| Figura 5-4 – Evolução típica dos erros de treino e validação de uma RNA.                                                                                                                                                                         | 139 |
| Figura 5-5 – Estrutura de funcionamento de um AG tradicional.                                                                                                                                                                                    | 146 |
| Figura 5-6 – O operador de cruzamento num ponto.                                                                                                                                                                                                 | 149 |
| Figura 5-7 – O operador de cruzamento multiponto, para o caso de dois pontos de corte.                                                                                                                                                           | 149 |
| Figura 5-8 – O operador de cruzamento uniforme.                                                                                                                                                                                                  | 149 |
| Figura 6-1 – Estrutura do algoritmo ASV.                                                                                                                                                                                                         | 160 |
| Figura 6-2 – Velocidade do vento no dia 13 de Março de 2007.                                                                                                                                                                                     | 161 |
| Figura 6-3 – Velocidade do vento durante 72 horas (Início: 8 de Março de 2007).                                                                                                                                                                  | 162 |
| Figura 6-4 – Previsão da velocidade do vento para as próximas 24 horas (Método de Holt-Winters).                                                                                                                                                 | 163 |
| Figura 6-5 – Evolução do valor absoluto do erro de previsão ao longo das 24 horas (Método de Holt-Winters).                                                                                                                                      | 164 |

|                                                                                                                          |     |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Figura 6-6 – Previsão da velocidade do vento para as próximas 24 horas (1 variável).                                     | 164 |
| Figura 6-7 – Evolução do valor absoluto do erro de previsão ao longo das 24 horas (1 variável).                          | 165 |
| Figura 6-8 – Previsão da velocidade do vento para as próximas 24 horas (24 variáveis).                                   | 165 |
| Figura 6-9 – Evolução do valor absoluto do erro de previsão ao longo das 24 horas (24 variáveis).                        | 166 |
| Figura 6-10 – Previsão da velocidade do vento para as próximas 24 horas (algoritmo ASV).                                 | 167 |
| Figura 6-11 – Evolução do valor absoluto do erro de previsão ao longo das 24 horas (algoritmo ASV).                      | 168 |
| Figura 6-12 – Previsão da velocidade do vento para as próximas 72 horas (Método de Holt-Winters).                        | 170 |
| Figura 6-13 – Evolução do valor absoluto do erro de previsão ao longo das 72 horas (Método de Holt-Winters).             | 171 |
| Figura 6-14 – Previsão da velocidade do vento para as próximas 72 horas (1 variável).                                    | 172 |
| Figura 6-15 – Evolução do valor absoluto do erro de previsão ao longo das 72 horas (1 variável).                         | 172 |
| Figura 6-16 – Previsão da velocidade do vento para as próximas 72 horas (ASV).                                           | 173 |
| Figura 6-17 – Evolução do valor absoluto do erro de previsão ao longo das 72 horas (ASV).                                | 174 |
| Figura 7-1 – Estrutura dos modelos estatísticos usados num parque eólico.                                                | 187 |
| Figura 7-2 – Estrutura dos modelos físicos.                                                                              | 188 |
| Figura 7-3 – Arquitectura do MCP para um sistema de previsão de potência eólica.                                         | 198 |
| Figura 7-4 – MCP para o parque com previsões dadas por uma RNA para um ponto de referência.                              | 200 |
| Figura 7-5 – MCP por turbina com previsões dadas por uma RNA para um ponto de referência.                                | 201 |
| Figura 7-6 – MCP por turbina com previsões dadas por uma RNA para cada turbina.                                          | 202 |
| Figura 7-7 – Perfil típico de uma curva de carga diária.                                                                 | 204 |
| Figura 7-8 – Gráfico de curvas de potência utilizando uma RNA.                                                           | 211 |
| Figura 7-9 – Modelo MCP para o Parque A.                                                                                 | 212 |
| Figura 7-10 – Previsão de vento para o dia 13 de Julho de 2004.                                                          | 213 |
| Figura 7-11 – Previsão da potência para o dia 13 de Julho de 2004.                                                       | 213 |
| Figura 7-12 – Evolução do valor absoluto do erro de previsão ao longo das 24 horas.                                      | 214 |
| Figura 7-13 – Previsão da velocidade do vento para as próximas 72 horas.                                                 | 215 |
| Figura 7-14 – Previsão da potência para as próximas 72 horas.                                                            | 216 |
| Figura 7-15 – Curva de Carga sendo 15% de produção eólica (próximas 24h).                                                | 218 |
| Figura 7-16 – Previsão de vento para as próximas 24h.                                                                    | 219 |
| Figura 7-17 – Previsão da produção do parque versus contratualizado com a rede para as próximas 24h.                     | 220 |
| Figura 7-18 – Intensidade do vento para o dia 13 de Julho de 2004 (previsão e dados reais).                              | 220 |
| Figura 7-19 – Distribuição horária das turbinas em funcionamento.                                                        | 221 |
| Figura 7-20 – Produção estimada do parque versus produção contratualizada.                                               | 222 |
| Figura 7-21 – Gráfico dos limites de tolerância ( $\pm 5\%$ ) entre o valor contratualizado e o valor fornecido.         | 223 |
| Figura 7-22 – Novo grafico com os limites de tolerância ( $\pm 5\%$ ) entre o valor contratualizado e o valor fornecido. | 223 |
| Figura A-1 – Curva de potência versus velocidade do vento.                                                               | 242 |
| Figura A-2 – Bloco do rotor da turbina.                                                                                  | 243 |
| Figura A-3 – Diagrama de blocos do rotor da turbina.                                                                     | 243 |
| Figura A-4 – Bloco do controlador adaptativo.                                                                            | 244 |
| Figura A-5 – Diagrama de blocos do controlador adaptativo.                                                               | 244 |
| Figura A-6 – Bloco da transmissão.                                                                                       | 244 |
| Figura A-7 – Diagrama de blocos da transmissão.                                                                          | 245 |
| Figura A-8 – Bloco do gerador.                                                                                           | 245 |

|                                                            |     |
|------------------------------------------------------------|-----|
| Figura A-9 – Diagrama de blocos do gerador.                | 245 |
| Figura A-10 – Diagrama do modelo global da turbina eólica. | 246 |

## ÍNDICE DE TABELAS

|                                                                                                             |     |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Tabela 1 - Energia Eléctrica Produzida por Fontes Renováveis na UE15 (Fonte: Eurostat)                      | 40  |
| Tabela 2 - Energia Eléctrica Produzida por Fontes Renováveis em Portugal (Fonte: Eurostat)                  | 41  |
| Tabela 3 - Energia Eléctrica Produzida a partir da energia eólica na UE15 (Fonte: Eurostat)                 | 51  |
| Tabela 4 - Energia Eléctrica Produzida a partir da energia eólica em Portugal (Fonte: DGEG)                 | 52  |
| Tabela 5 – Parâmetros usados no AG.                                                                         | 167 |
| Tabela 6 – Comparação dos diferentes métodos, para uma previsão a 24h.                                      | 169 |
| Tabela 7 – Comparação dos diferentes métodos, em termos dos erros por escalão, para uma previsão a 24h.     | 169 |
| Tabela 8 – Comparação dos diferentes métodos, usando as médias do conjunto de teste (previsão a 24h).       | 170 |
| Tabela 9 – Comparação dos diferentes métodos, para uma previsão a 72h.                                      | 174 |
| Tabela 10 – Erros médios e máximos diários das diversas estratégias, para uma previsão a 72h.               | 175 |
| Tabela 11 – Comparação dos diferentes métodos, em termos dos erros por escalão, para uma previsão a 72h.    | 175 |
| Tabela 12 – Erros para a previsão do valor da intensidade do vento nas próximas 24h – Parque A.             | 213 |
| Tabela 13 – Valores médios dos erros na previsão a 24 h (ano 2004) – Parque A.                              | 213 |
| Tabela 14 – Erros de previsão para a intensidade do vento nas próximas 24h (Critério de Madsen) – Parque A. | 214 |
| Tabela 15 – Valores médios dos erros na previsão a 24 h (Critério de Madsen) – Parque A.                    | 214 |
| Tabela 16 – Erros de previsão para o valor da intensidade do vento nas próximas 72h – Parque A.             | 215 |
| Tabela 17 – Valores médios dos erros na previsão a 72 h (ano 2004) – Parque A.                              | 216 |
| Tabela 18 – Erros de previsão para a potência produzida pelo parque nas próximas 72h.                       | 216 |
| Tabela 19 – Valores médios obtidos para os erros (ano de 2004 – Parque A).                                  | 217 |
| Tabela 20 – Distribuição horária das turbinas Vestas 90 (% potência).                                       | 221 |
| Tabela 21 – Distribuição horária das turbinas Vestas 47 (% potência).                                       | 222 |
| Tabela 22 – Parâmetros usados na simulação da turbina Vestas V47 660 kW                                     | 247 |



## LISTA DE ABREVIATURAS

|       |                                                                                |
|-------|--------------------------------------------------------------------------------|
| AA    | Aprendizagem Automática                                                        |
| AD    | Árvores de Decisão                                                             |
| AE    | Alisamento Exponencial                                                         |
| AG    | Algoritmos Genéticos (Genetic Algorithms)                                      |
| ARIMA | Auto Regressive Integrated Moving-Average                                      |
| ASV   | Algoritmo para Selecção de Variáveis                                           |
| BJ    | Box-Jenkins                                                                    |
| CDA   | Conjunto de DAdos (Data Set)                                                   |
| CFD   | Computacional Fluid Dynamic                                                    |
| CPPE  | Controlo de Potência em Parques Eólicos                                        |
| CSCF  | Constant Speed Constant Frequency                                              |
| CTE   | Conjunto de TEste (Testing Set)                                                |
| CTR   | Conjunto de TREino (Learning Set)                                              |
| DFIG  | Double Fed Induction Generator                                                 |
| DGEG  | Direcção Geral de Energia e Geologia                                           |
| DOIG  | Double Output Induction Generator                                              |
| DWIA  | Associação da Indústria Eólica Dinamarquesa (Danish Wind Industry Association) |
| EAM   | Erro Absoluto Médio (Mean Absolute Error)                                      |
| EDP   | Energias de Portugal                                                           |
| EPAM  | Erro Percentual Absoluto Médio (Mean Percentage Error)                         |
| EQM   | Erro Quadrático Médio (Mean Squared Error)                                     |
| EWEA  | Associação Europeia de Energia Eólica (European Wind Energy Association)       |
| GIDA  | Gerador de Indução Duplamente Alimentado (Doubly-Fed Induction Generator)      |
| GWEC  | Conselho Global de Energia Eólica (Global Wind Energy Council)                 |
| I&D   | Investigação e Desenvolvimento                                                 |

|        |                                                                                   |
|--------|-----------------------------------------------------------------------------------|
| IA     | Inteligência Artificial                                                           |
| MA     | Moving-Average                                                                    |
| MCP    | Modelo da Curva de Potência                                                       |
| MFC    | Mecânica de Fluidos Computacional                                                 |
| MIDA   | Máquina de Indução Duplamente Alimentada                                          |
| MLP    | Perceptrão Multicamada (Multilayer Perceptrons)                                   |
| MRAS   | Controlador Adaptativo com Modelo de Referência (Model Reference Adaptive System) |
| NWP    | Numerical Weather Prediction                                                      |
| OMM    | Organização Meteorológica Mundial                                                 |
| PQ     | Protocolo de Quioto                                                               |
| PRE    | Produção em Regime Especial                                                       |
| PST    | Previsão de Séries Temporais                                                      |
| RCWEAF | Research Centre for Wind Energy and Atmospheric Flows                             |
| REQM   | Raiz do Erro Quadrático Médio (Root Mean Squared Error)                           |
| RNA    | Redes Neurais Artificiais (Artificial Neural Networks)                            |
| SE     | Sistemas Evolucionários                                                           |
| SEE    | Sistema Eléctrico de Energia                                                      |
| SEI    | Sistema Eléctrico Independente                                                    |
| SEN    | Sistema Eléctrico Nacional                                                        |
| SEP    | Sistema Eléctrico de Abastecimento Público                                        |
| UE     | União Europeia                                                                    |
| VSCF   | Variable Speed Constant Frequency                                                 |
| WAsP   | Wind Atlas Analysis Application Program                                           |
| WWEA   | Associação Mundial de Energia Eólica (World Wind Energy Association)              |

## LISTA DE SÍMBOLOS

|                    |                                                       |
|--------------------|-------------------------------------------------------|
| $v_v$              | Velocidade do vento                                   |
| $\bar{v}$          | Velocidade média do vento                             |
| $c$                | Parâmetro de escala ou factor de escala               |
| $k$                | Factor de forma                                       |
| $E_c$              | Energia cinética                                      |
| $m$                | Massa de ar                                           |
| $\dot{m}$          | Caudal mássico                                        |
| $P_{\text{disp}}$  | Potência disponível no vento                          |
| $P_{\text{mec}}$   | Potência mecânica disponível no eixo da turbina       |
| $T_t$              | Binário disponível no eixo da turbina                 |
| $P_{\text{elect}}$ | Potência eléctrica fornecida aos terminais do gerador |
| $\rho$             | Densidade do ar                                       |
| $A$                | Área varrida pelas pás da turbina                     |
| $R$                | Raio da pá da turbina                                 |
| $C_p$              | Coefficiente de potência                              |
| $\beta$            | Ângulo de passo                                       |
| $\alpha$           | Ângulo de ataque                                      |
| $\lambda$          | Velocidade específica na ponta da pá                  |
| $\omega_t$         | Velocidade angular do eixo da turbina                 |
| $\omega_{t\_min}$  | Limite mínimo para a velocidade de rotação da turbina |
| $\omega_{t\_max}$  | Limite máximo para a velocidade de rotação da turbina |
| $J_G$              | Momento de inércia do gerador                         |
| $J_T$              | Momento de inércia do rotor da turbina                |
| $B_S$              | Constante de amortecimento do veio                    |
| $K_S$              | Constante de rigidez torsional                        |
| $F_D$              | Força de arrasto                                      |
| $F_L$              | Força de sustentação                                  |

|                  |                                                                    |
|------------------|--------------------------------------------------------------------|
| $C_D$            | Coeficiente de arrasto                                             |
| $C_L$            | Coeficiente de sustentação                                         |
| $v_{\min}$       | Velocidade mínima do vento, a que se dá o arranque da turbina      |
| $v_{\max}$       | Velocidade máxima do vento, a que se dá a paragem da turbina       |
| $v_{\text{nom}}$ | Velocidade do vento a que é atingida a potência nominal da turbina |
| $\gamma$         | Coeficiente de adaptação                                           |
| $\theta$         | Parâmetros do controlador adaptativo                               |
| $y_i$            | Valor real da variável                                             |
| $\hat{y}_i$      | Valor previsto pelo modelo                                         |

# Capítulo 1:

## INTRODUÇÃO

### 1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Os efeitos das actividades humanas sobre o ecossistema do nosso planeta são hoje em dia mais do que nunca evidentes, principalmente através das actuais alterações climáticas.

O uso generalizado dos recursos do petróleo como fonte primária de energia provoca para a atmosfera a libertação de quantidades excessivas de dióxido de carbono, sendo esta a principal causa do aquecimento global do planeta.

Muitos países concordam que as emissões de gases com efeito de estufa devem ser reduzidas ou mesmo abolidas, a fim de combater a mudança climática global. Como resultado, a partir de 1997 o Protocolo de Quioto (PQ) apelou a uma redução global de 5.2% em relação aos níveis de 1990 até ao período 2008-2012.

De tudo isto, e dadas as limitações das reservas estimadas de combustíveis fósseis, surge a necessidade de identificar e explorar fontes de energia alternativas, tais como as renováveis, capazes de respeitar o equilíbrio natural do planeta.

A diversificação das fontes de energia é uma das principais prioridades da política energética dos países desenvolvidos. No caso português, esta estratégia assume particular importância uma vez que a dependência do petróleo e seus derivados é de aproximadamente 83.5%. De preferência, esta diversificação deve ser feita por recurso a energias endógenas, procurando diminuir a dependência em relação a países terceiros. Em Portugal, a escassez de reservas conhecidas de combustíveis fósseis, a limitação das possibilidades de utilização de combustíveis derivados da madeira e a não utilização das reservas de urânio existentes, por ter sido tomada a decisão de não avançar com o programa nuclear, fazem das energias endógenas renováveis praticamente os únicos recursos energéticos disponíveis. Desta forma, a procura de combustíveis alternativos ou o recurso às energias renováveis surge como uma prioridade estratégica para o sector energético português.

A recente Directiva Comunitária que aponta um objectivo de 39% da energia eléctrica consumida ser produzida por recurso às fontes de energias renováveis, associada ao aumento sistemático do consumo energético, vem obrigar a que as fontes de energia renovável desempenhem um papel importante no panorama energético português.

De todas as formas de energia renováveis (com excepção para a energia hídrica) a energia eólica é hoje reconhecida como a mais atractiva para exploração em grande escala.

A energia do vento é endógena, abundante e aparentemente inesgotável, com particular aptidão para a geração de electricidade e pode contribuir para o equilíbrio da nossa balança energética até agora muito dependente dos combustíveis fósseis.

Nesta situação Portugal tem necessidade de desenvolver formas alternativas de produção de energia, e de facto, ao nível da energia eólica, a situação é hoje francamente animadora. Segundo (Castro 2007) é de prever em Portugal a instalação de cerca de 2500 a 3000 MW de conversores eólicos até 2010.

A actual tendência para o crescimento generalizado da integração de produção distribuída a partir de energias renováveis e de cogeração (designada, na legislação portuguesa por Produção em Regime Especial ou PRE) conduz a uma situação caracterizada por uma maior incerteza resultante da dificuldade de previsão dos cenários de produção. Tal resulta, em parte, da implementação da Directiva Europeia 2001/77/EC de promoção da produção de electricidade a partir de energias renováveis, onde se requer prioridade para a produção proveniente de energia renovável, sendo, por isso, a rede receptora obrigada a receber a energia eléctrica produzida por estas unidades de produção. De referir ainda que, actualmente, tem havido uma aposta crescente na produção de electricidade a partir de energia eólica, do que resulta as seguintes situações:

- Agravamento da incerteza associada à previsão de cenários de produção, uma vez que a geração eólica depende das condições de vento que se fazem sentir em cada instante, as quais têm uma característica de intermitência e de previsão limitada;
- Necessidade de uma gestão em parques eólicos que por imperativo contratual ou de limitação da rede, tenham que fazer uma limitação da potência eólica produzida;
- Necessidade de se considerarem novos tipos de perturbações que podem pôr em causa a segurança dinâmica do sistema.

Do que atrás foi dito, segue-se que parece ser imparável, pelo menos para um futuro próximo, a expansão da geração eólica. Esta aposta é importante no sentido de permitir alcançar uma maior independência energética do país. No entanto para que a aposta se transforme em realidade, será importante tornar esta energia competitiva em termos económicos.

Esta aposta no recurso eólico implicará consequentemente um aumento do nível de penetração deste tipo de energia na rede eléctrica. Necessariamente novos paradigmas, quer ao nível da tecnologia das turbinas, quer ao nível da previsão (do vento e da produção eólica) ou ao nível da gestão de parque eólicos terão que surgir.

Segundo é afirmado em (Eriksen et al 2005), de acordo com a experiência de diversos países da Europa continental que exploram grandes penetrações de produção eólica (nomeadamente em Espanha e na Irlanda), as variações de potência eólica que resultam das flutuações de vento que ocorrem num horizonte temporal inferior a 5 minutos têm tido um impacto quase inexistente na operação do sistema. Relata-se no entanto, que com o elevado crescimento que se prevê para o número de parques eólicos *off-shore* de grande dimensão, atendendo à maior concentração geográfica dos geradores eólicos deste tipo de aproveitamento, se espera que este tipo de flutuações de vento possam vir a ter, no futuro, um impacto significativo.

Para além da vantagem da eficiência computacional, os métodos de aprendizagem automática (AA) podem ser explorados nas suas potencialidades para o fornecimento de previsões mais seguras que permitam uma melhor gestão do recurso e permitam a sua exploração de uma forma mais economicamente competitiva.

Segundo (Hatziaergyriou et al 2001), diversos projectos de âmbito europeu, socorrendo-se de métodos de AA e através de parcerias com operadores de redes eléctricas isoladas, contribuíram para a intenção de instalar maior volume de produção renovável, particularmente a partir de geração eólica.

## 1.2 OBJECTIVOS DA DISSERTAÇÃO

A energia eólica constitui uma das poucas fontes renováveis não convencionais no limiar da rentabilidade económica, com capacidade de permitir a redução directa da emissão de CO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub> a curto e médio prazo.

A instalação de turbinas eólicas, quer isoladas quer em parques eólicos, é hoje económica e tecnicamente viável, sem exigências de controlo e manutenção superiores às de qualquer outra unidade convencional de conversão de energia.

Durante muitos anos, a maior parte das turbinas eólicas comerciais eram de velocidade fixa. No entanto, este tipo de turbinas, apenas possui um ponto único de funcionamento óptimo (ponto de máxima extracção de energia do vento), não permitindo portanto otimizar a extracção de energia, num regime alargado de velocidades de vento.

Com o aparecimento de turbinas eólicas de velocidade variável, a maximização da energia extraída ao vento é alargada a uma faixa de velocidades de vento. A captação eficaz da energia eólica ocorre por meio de turbinas com ângulo de passo e velocidade de rotação ajustáveis, sendo o ajuste do ângulo de passo utilizado para limitar a captação de energia na ocorrência de ventos muito fortes e o ajuste da velocidade de rotação utilizado para maximizar a captação da energia cinética dos ventos fracos.

Um modelo computacional global de uma turbina eólica de velocidade variável será apresentado nesta dissertação, começando pela modelação dos seus componentes individuais. Esta abordagem vai permitir apresentar um novo conjunto de estratégias de controlo, para uma gama alargada de velocidades de vento.

O modelo será desenvolvido com recurso ao software Matlab/Simulink<sup>®</sup> com o objectivo de validar as opções tomadas durante o projecto, permitir a verificação do comportamento das estratégias de controlo adoptadas, implementar um controlador adaptativo para controlo do ângulo das pás da turbina, e verificar, através de simulação, o seu desempenho, e fundamentalmente permitir analisar o comportamento global do sistema modelado, fazendo a sua avaliação por comparação com informação do fabricante (turbina real).

Desde que o governo português (GovPort 2007) definiu através daquilo que convencionou chamar “Estratégia Nacional para a Energia”, fazer uma forte aposta nas energias renováveis, tem-se assistido em Portugal a um enorme aumento do volume de integração de energia de

fontes renováveis. Particularmente no que respeita à energia eólica, quando o Governo Português, através do Decreto-lei 313/95 e, posteriormente, do 168/99, flexibilizou a ligação à rede eléctrica nacional de instalações de maior potência instalada e estipulou que o produtor independente usufrui da obrigação completa de compra, por parte da rede pública, pretendeu-se, a nível governamental, dar um contributo para uma mais ampla utilização deste recurso. Com a boa disponibilidade que o recurso eólico apresenta no nosso país, a que se junta (actualmente) uma remuneração atractiva, aliada à maturidade que esta tecnologia apresenta, compreende-se e justifica-se o actual protagonismo da energia de base eólica.

Apesar de esta ser a situação actual, é no entanto expectável, que com o crescimento continuado do mercado de geração eólica, num futuro próximo, esta lógica venha a ser alterada. Numa outra lógica de liberalização do mercado de electricidade, será mais expectável que os promotores dos parques eólicos, não possam despachar toda a energia produzida, mas tenham que apresentar propostas de produção discretizadas, ou porque ao nível do mercado intradiário haja a necessidade de proceder a ajustes de modo a permitir o equilíbrio entre a produção e a carga. Com a materialização desta possibilidade, situações haverá (mesmo podendo ser apenas em curtos períodos de tempo) em que será necessário limitar a potência de uma ou mais turbinas do parque ou mesmo proceder à paragem completa de algumas delas.

Nesta dissertação será apresentada uma metodologia capaz de administrar o estado da geração de modo optimizado, combinando o controlo das turbinas com a decisão da quantidade e tipos de turbina a colocar em funcionamento (sistema de controlo multi-nível). Para isso é proposto um algoritmo para gestão de parques eólicos, que inclui, quer a possibilidade de despacho total, quer a possibilidade de limitação da energia produzida pelo parque. O algoritmo é baseado em RNA e num AG. As RNA farão a previsão do recurso, e também, na ausência de uma função que a traduza, a aproximação à curva de potência fornecida pelo fabricante de cada uma das máquinas que compõem o parque eólico. O AG fará, no espaço temporal desejado (na situação de limitação de potência), o escalonamento das turbinas que deverão estar em funcionamento com vista a permitir alcançar o objectivo desejado.

Apesar do crescimento da produção eólica nacional, a possibilidade de armazenar e controlar este recurso é extremamente difícil dada a sua natureza intermitente e volátil.

A capacidade de gerir a integração de geração eólica na rede eléctrica depende essencialmente da previsão da potência eólica. Sendo assim, a existência de uma ferramenta

computacional que o possa fazer de uma forma confiável é fundamental. De facto e segundo (Kariniotakis 2004), a previsão da potência eólica poderá ter uma contribuição importante nos seguintes aspectos:

- gerir o perfil óptimo de produção de um parque eólico por forma a minimizar o custo total de produção;
- no comércio da energia eólica no mercado de energia;
- no planeamento da manutenção dos parques eólicos e linhas de transporte.

No entanto, a previsão da potência eólica é um problema de tratamento complexo, devido não só ao comportamento aleatório do recurso, mas também devido às não linearidades introduzidas pela curva de potência das turbinas. De um modo geral, e segundo a opinião de (Sideratos & Hatziargyriou 2007), distinguem-se três modelos de previsão: os modelos físicos, modelos estatísticos e os modelos combinados.

Os modelos físicos tentam utilizar apenas conceitos físicos para alcançar estimativas da velocidade do vento.

Os modelos estatísticos procuram encontrar relações entre as variáveis explicativas e o valor da variável a prever, utilizando normalmente técnicas recursivas. Neste tipo de modelo, é necessário determinar analiticamente uma expressão que traduza a relação entre os valores de entrada e de saída. Mais recentemente, com a utilização de RNA, é possível encontrar essa relação entre valores de entrada e de saída, primeiro sem uma necessidade explícita de criar um modelo para o problema, segundo permitindo obter em grande parte dos casos melhores previsões que os modelos anteriores.

Qualquer que seja o cenário previsto tem havido uma preocupação acrescida em passar também a incluir, como entrada para a definição de cenários de exploração, previsões precisas sobre a produção eólica. Efectivamente, segundo (Vasconcelos 2007) este tipo de produção não pode ser escalonada com a mesma certeza com que é escalonada a produção convencional, tendo as flutuações de produção eólica, que ocorrem ao longo de um dia, provado terem uma influência não desprezável, tanto na gestão das reservas secundárias (horizonte temporal da ordem dos 10 a 15 minutos), como na gestão das reservas terciárias (horizonte temporal que pode ir até várias horas) (TSO 2007). Neste contexto, a existência de previsões precisas sobre a

produção de vento é já globalmente reconhecida como um factor que contribui para a obtenção de uma gestão mais económica das reservas de produção convencional. Nesta área, refiram-se os projectos Europeus de investigação e desenvolvimento denominados MORECARE (Hatzigargyriou 2001) e ANEMOS (Kariniotakis et al 2006), onde muito trabalho foi desenvolvido no sentido de se obterem modelos precisos para a previsão de produção eólica.

Nos problemas em que o objectivo é a previsão da velocidade do vento (seja a curto, médio ou longo prazo), duas situações são frequentes: ausência ou quase ausência de informação ou excesso de informação. Se na primeira situação, o recurso passa pela utilização de informação meteorológica de locais próximos (Kalogirou et al 1999), já na segunda situação duas questões se podem colocar: Será que toda a informação é relevante para a solução do problema? Existirá uma combinação óptima de variáveis que traduza de forma eficiente o comportamento do sistema?

A escolha das variáveis adequadas é um problema complexo e várias abordagens têm sido seguidas na literatura (Veiga 2000), (Makvandi 2005). Em problemas complexos de decisão nem mesmo os especialistas conseguem indicar um conjunto óptimo de variáveis que permitam a um sistema artificial fazer boas previsões. A correcta selecção das variáveis mais relevantes na avaliação de um problema permite não só maior rapidez de decisão como também a diminuição do erro de previsão, objectivo principal do problema.

Neste sentido, também nesta dissertação, é proposto um modelo híbrido que inclui um AG como heurística para seleccionar a combinação de variáveis mais apropriada para um processo de previsão, e uma RNA como função de avaliação do AG.

Todas as metodologias e os modelos desenvolvidos foram posteriormente testados usando para isso dados reais, através da aplicação a um parque eólico da Ilha da Madeira, no caso do algoritmo de gestão de parques eólicos ou utilizando dados disponibilizados pelo Centro de Geofísica de Évora (CGE 2008), no caso do algoritmo de selecção de variáveis. A boa qualidade dos resultados obtidos parece sustentar a abordagem adoptada.

### 1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação está estruturada da forma que se descreve a seguir.

O Capítulo 1 define os objectivos gerais da dissertação, apresentando um resumo do que será posteriormente detalhado ao longo do documento. Este capítulo termina com uma descrição sumária capítulo a capítulo da estrutura da dissertação.

No Capítulo 2 são tecidas considerações acerca da importância do aproveitamento da energia do vento para fins energéticos e da contribuição que tal pode representar para a redução da nossa dependência energética e para o desenvolvimento sustentável do país. É feito um apanhado histórico sobre a energia eólica, passando de um horizonte mais vasto, o mundo, para um horizonte mais restrito, o nosso país. O capítulo inclui também, uma descrição pormenorizada daquilo que hoje são os componentes essenciais de uma moderna turbina eólica.

O Capítulo 3 faz uma descrição das estratégias de controlo habitualmente usadas nas turbinas eólicas, sendo particularmente focados os principais métodos de limitação de potência utilizados. Pela importância que hoje assume nas modernas turbinas eólicas, é posta particular ênfase na estratégia de controlo de uma turbina eólica de velocidade variável.

O Capítulo 4 descreve a modelação e o controlo de uma turbina eólica de velocidade variável. Pela quantidade de informação disponível, e representatividade no mercado da energia eólica, a turbina eólica Vestas através do seu modelo V-47 (Vestas-V47 2006) servirá de referência para o modelo computacional construído, onde se aplica uma estratégia de controlo do ângulo de passo das pás, baseada num controlador adaptativo.

O Capítulo 5 faz uma síntese das principais técnicas usadas em Previsão de Séries Temporais (PST), dividindo-se o capítulo na análise dos métodos ditos convencionais como o Alisamento Exponencial (AE) ou a metodologia de Box-Jenkins e os métodos utilizados pela Inteligência Artificial (IA) como as RNA e os AG.

O Capítulo 6 faz uso das técnicas de IA para elaborar previsões de curto prazo em séries de vento. É descrito neste capítulo um modelo de previsão de vento baseado num algoritmo de

selecção de variáveis. O algoritmo baseia-se num modelo híbrido que usa um AG como heurística para seleccionar a combinação de variáveis mais apropriada para fazer a previsão e uma RNA como função de avaliação do AG. Os resultados do modelo proposto serão posteriormente utilizados para fazer previsões de intensidade de vento para horizontes temporais de 24 e 72h.

O Capítulo 7 apresenta um modelo de controlo adaptativo para a potência produzida por um parque eólico em tempo real (ou preditivo a curto prazo). Sendo capacidade de gerir a integração de geração eólica na rede eléctrica dependente essencialmente, da previsão da potência eólica, é apresentado, um algoritmo para permitir fazer a gestão de parques eólicos, que inclui, a possibilidade de despacho total, e a possibilidade de limitação da energia produzida pelo parque. O algoritmo é baseado em técnicas de IA como as RNA e os AG. Dados relativos a um parque eólico existente na Ilha da Madeira são utilizados como teste para avaliação do modelo proposto.

Finalmente o Capítulo 8 apresenta o conjunto de conclusões que foram obtidas, como resultado de todo o trabalho que foi produzido e que conduziu no fundo a esta dissertação. O capítulo termina com um conjunto de sugestões passíveis de desenvolvimento num trabalho futuro.

A dissertação termina com a apresentação em anexo das características técnicas da turbina real que serviu de referência ao modelo implementado.



## **Capítulo 2:**

# **APROVEITAMENTO DO RECURSO EÓLICO**

### **2.1 INTRODUÇÃO**

A história da energia está associada à modernização das sociedades, à possibilidade de comunicação entre comunidades geograficamente separadas, à intensidade da circulação de pessoas e mercadorias, à impregnação da tecnologia no quotidiano e ao despertar da consciência ecológica e social.

Em Portugal, aliás como em todos os países industrializados, a energia é, simultaneamente, um importante factor de crescimento da economia e um elemento vital para o desenvolvimento sustentável do país. A relevância do sector advém, também, da necessidade de reduzir a dependência energética de Portugal dos combustíveis fósseis, dada a limitação das reservas mundiais das formas de energia que deles dependem e do compromisso assumido internacionalmente (Protocolo de Quioto), para redução global das emissões de gases com efeito de estufa.

No princípio do 2º milénio, fontes energéticas como o vento, a água e a lenha dominavam a produção de calor e de força motriz. Em épocas mais recentes, as novas fontes – o carvão, o petróleo, o gás e o nuclear – substituíram estas fontes tradicionais, em particular nos países que se foram industrializando.

Em Portugal, a escassez de reservas conhecidas de combustíveis fósseis, a limitação das possibilidades de utilização de combustíveis derivados da madeira e a não utilização das reservas de urânio existentes, por ter sido tomada a decisão de não avançar com o programa nuclear, fazem das energias endógenas renováveis praticamente os únicos recursos energéticos disponíveis.

A ideia de que as energias renováveis poderão ser um substituto viável para os combustíveis fósseis ganha um novo impulso a partir do choque petrolífero da década de 70. A necessidade de assegurar a diversidade e a segurança no fornecimento de energia por um lado, e, por outro, a obrigação de proteger o ambiente, cuja degradação é acentuada pelo uso de combustíveis fósseis, fizeram despoletar o interesse nas chamadas “energias renováveis”.

A total dependência da nossa civilização em relação ao petróleo pode, em qualquer altura de crise económica mundial ou instabilidade política dos países produtores, gerar um aumento descontrolado dos preços da energia com claras repercussões negativas nas economias dos países industrializados. É hoje uma necessidade imperiosa proceder a uma mudança de paradigma energético. Nunca como agora as chamadas “energias renováveis” são tão absolutamente necessárias. Deveremos atender não só ao facto de os seus benefícios não estarem limitados apenas ao seu menor impacto ambiental, mas também à possibilidade de atingir igualmente um outro objectivo importante, a diversificação dos recursos energéticos.

Este último objectivo deve ser uma das principais prioridades da política energética dos países desenvolvidos. No caso Português, assume particular importância, uma vez que a dependência do país em relação ao petróleo e seus derivados é extremamente elevada. Assim, a procura de outros combustíveis ou em alternativa, o recurso às energias renováveis surge como uma prioridade estratégica para o sector energético Português.

De todas as formas de energia renováveis (com excepção para a energia hídrica) a energia eólica é hoje configurada como a mais atractiva para exploração em grande escala.

Este capítulo procura fazer o estado da arte da produção de electricidade a partir do vento. Os temas abordados referem-se fundamentalmente, à necessidade de criação de uma política energética alternativa, à importância do vento como recurso energético, à avaliação do potencial eólico de uma região e à turbina eólica, em termos da sua estrutura e ligação à rede eléctrica, como forma de aproveitamento desta energia para produção de electricidade.

Chegará o dia em que qualquer atitude tomada pelo ser humano em consciência ou por necessidade terá como prioridade o meio ambiente.

## **2.2 UMA POLITICA PARA A ENERGIA**

A necessidade da existência de uma política para a energia é vital para qualquer sociedade moderna. De facto, a energia apresenta hoje mais do que nunca, um carácter transversal na busca da competitividade nos diversos sectores da economia de um país. Para Portugal, a energia é, simultaneamente, um importante factor de crescimento da economia e um elemento essencial para o seu desenvolvimento sustentável. É o próprio Ministro da Economia de

Portugal que em (ME 2008), destaca a complexidade do problema e propõe 4 ideias base para a definição de uma política para a energia:

- Combater as alterações climáticas produzidas por emissões excessivas de CO<sub>2</sub>;
- Aumentar a independência energética, de forma a reduzir os riscos criados pela excessiva concentração das matérias-primas num reduzido número de produtores;
- Criar oportunidades para o desenvolvimento no nosso País de projectos tecnologicamente avançados;
- Consolidar empresas fortes no sector da energia.

Segundo (UCPT 2008), um instrumento fundamental para aumentar o potencial de crescimento da economia portuguesa a médio e longo prazo, é a aposta em actividades de investigação e desenvolvimento (I&D). Assim, qualquer que seja o país, o sector energético assume-se como um dos domínios prioritários de I&D, face ao desafio que constitui o desenvolvimento sustentável de todo o planeta.

A relevância do sector é, também, resultado da necessidade de reduzir a dependência energética de Portugal em combustíveis fósseis, dada a limitação das reservas mundiais das formas de energia que deles dependem e o compromisso assumido internacionalmente através do PQ para redução global das emissões de gases de efeito de estufa. De facto, Portugal tem hoje, como teve sempre, no domínio energético, uma elevada dependência externa. Segundo valores do Eurostat<sup>1</sup> referentes a 2005 Portugal era o segundo país da EU com maior taxa de dependência energética, tendo importado nesse ano 99,4% do total da energia consumida, contra os 56,2% da média europeia desse ano.

Segundo a Direcção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), ao longo da década de 90 do século passado, Portugal teve uma dependência do exterior com níveis crescentes, sempre acima dos 80%. Acresce o facto de a nossa dependência energética em relação ao exterior, se traduzir numa enorme dependência do petróleo, comparativamente aos outros parceiros europeus.

---

<sup>1</sup> Gabinete de Estatísticas da União Europeia.

Esta contínua dependência energética externa e a manutenção do elevado preço do petróleo, traduz-se para o país num aumento da factura em combustíveis minerais, contribuindo assim para o agravamento do desequilíbrio da nossa balança de pagamentos. Por outro lado, a baixa eficiência na utilização da energia contribui para a perda de competitividade das nossas empresas.

A aposta nas energias renováveis, atendendo ao facto de se assistir actualmente em todo o planeta e de uma forma quase generalizada, a um aumento sistemático no consumo de energia, é hoje consensual, pois constitui uma alternativa fiável e confiável ao uso de combustíveis de origem fóssil. Para Portugal e para o resto do mundo industrializado, será sem dúvida a prioridade do sector energético.

## **2.3 ENERGIAS RENOVÁVEIS**

Utiliza-se o termo fonte renovável de energia, ou mais simplesmente energia renovável, quando a sua reposição natural é mais rápida que o ritmo da sua utilização pelo homem. Neste grupo estão por exemplo, a energia solar, a energia eólica, a biomassa, a energia das ondas, entre outras. Pelo contrário, entende-se como energias não renováveis aquelas cujo aproveitamento é finito, ou que não se repõem à velocidade da sua utilização. É por exemplo, o caso do petróleo, do gás, dos combustíveis nucleares e do carvão mineral.

Nos últimos anos tem-se verificado a nível mundial um crescente interesse pelas alterações climáticas que já hoje se fazem sentir no nosso planeta, relacionadas com o transporte, extracção e manipulação da energia, com consequentes contribuições para o efeito de estufa. A convenção de Quioto foi a prova de que a preocupação ambiental deixou de estar restringida à comunidade científica passando a ter impacto nas tomadas de decisão nos planos políticos, dada a relação evidente entre os níveis de desenvolvimento das sociedades e os índices do consumo energético.

Neste cenário, o recurso às energias renováveis, poderá reduzir o impacto ambiental da queima dos combustíveis fósseis, evitando as emissões de gases prejudiciais à saúde humana e directamente relacionados com a problemática do efeito de estufa. Desta forma, vários países,

entre os quais Portugal, contribuíram para o estabelecimento do PQ, privilegiando o uso de energias renováveis no sistema produtor eléctrico em detrimento das centrais térmicas.

Não é demais salientar, que os benefícios das energias renováveis não estão limitados apenas ao seu menor impacto ambiental, mas também à necessidade estratégica que cada país e o mundo têm de possuir diversificação nas suas fontes de energia.

Actualmente, um dos grandes problemas do mundo diz respeito à questão da energia. Hoje, todas as sociedades modernas assentam numa base fortemente tecnológica, pelo que dependem essencialmente e cada vez mais da energia, para assegurar a sua sustentação e desenvolvimento. O principal problema é que essa energia tem origem fundamentalmente em fontes não renováveis.

Após o primeiro choque petrolífero por volta dos anos 70 do século passado, a tendência de uso das energias provenientes de fontes não renováveis, começou a alterar-se, com a necessidade de assegurar a diversidade e segurança no fornecimento de energia e simultaneamente a obrigação de proteger o ambiente, cuja degradação se acentuou com o uso de combustíveis fósseis. Surge assim a necessidade de viragem para uma filosofia energética de produção descentralizada e o ressurgimento das energias renováveis (energia eólica, solar, das marés, geotérmica e de outras mais).

Com este ressurgimento, a de maior desenvolvimento foi sem dúvida a energia eólica. Vista como uma das mais promissoras fontes de energia renováveis, é já caracterizada por uma tecnologia madura (face aos outros tipos), foi desenvolvida principalmente na Europa e nos Estados Unidos da América.

Não restam dúvidas que a evolução demográfica e tecnológica terá de seguir parâmetros bem definidos no sentido de num futuro não muito distante, traçarem um caminho seguro para a produção de energia, sob pena de caminharmos para a destruição global do planeta.

A UE, e no âmbito do PQ, com a directiva 2001/77/CE reconhece a necessidade de promover as fontes de energia renovável considerando-as vectores estratégicos na protecção ambiental e no desenvolvimento sustentável. Através desta directiva, a UE estabeleceu como meta indicativa para a Europa a produção, a partir de fontes renováveis de energia e até ao ano de 2010, de 29% da energia eléctrica consumida. Espera-se alcançar este objectivo através de

quotas assumidas pelos diferentes estados-membros. Esta quota foi no entanto recentemente revista, aquando da adesão dos 10 novos estados-membros, passando para 21%.

Como poderá observar-se através da Tabela 1, no período de 1991-2002 assistiu-se na UE com 15 estados-membros (UE15) a uma evolução ligeira na produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renovável. Como a tabela também mostra, as expectativas para 2010 são grandes.

*Tabela 1 - Energia Eléctrica Produzida por Fontes Renováveis na UE15 (Fonte: Eurostat)*

|      | <b>1991</b> | <b>1997</b> | <b>2002</b> | <b>2010</b><br>(previsão) |
|------|-------------|-------------|-------------|---------------------------|
| UE15 | 13%         | 13,8%       | 13,5%       | 22%                       |

Em Portugal, a directiva comunitária traduziu-se num plano estratégico para promoção das fontes de energia renovável, designado por Programa E4 (Eficiência Energética e Energias Endógenas) (MEP4 2001). Com este programa de apoio, Portugal pretende atingir a meta dos 39% de produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renovável, obedecendo ao estabelecido na directiva 2001/77/EC.

A Tabela 2 mostra a evolução do contributo das fontes de energia renovável para a produção de energia eléctrica em Portugal. A análise desta tabela permite concluir que entre os anos de 1991 e 1997 se verifica em Portugal (mas também no resto da Europa, se bem que de uma forma menos acentuada), um aumento da contribuição das fontes de energia renovável para a produção total de energia eléctrica. No caso português observa-se que a taxa de crescimento da produção de energia eléctrica a partir de fontes renováveis foi 4,6 % superior, relativamente ao verificado na UE15. Em 1997 (ano de referência na directiva 2001/77/EC) Portugal apresentava um significativo contributo das fontes de energia renovável para a produção global de energia eléctrica, devido sobretudo à forte influência que as centrais hidroeléctricas têm no panorama energético português.

A incorporação das energias renováveis em Portugal no conceito da produção independente de electricidade foi iniciada com base nos aproveitamentos hídricos de pequena escala,

sobretudo segundo (Castro 2007), a partir da década de 90. Contudo, o recurso à energia eólica começou a ser encarado como uma possibilidade a ter em consideração, especialmente a partir de 1996.

Tabela 2 - Energia Eléctrica Produzida por Fontes Renováveis em Portugal (Fonte: Eurostat)

|    | 1991  | 1997  | 2002  | 2010<br>(previsão) |
|----|-------|-------|-------|--------------------|
| PT | 32.9% | 38.3% | 20.8% | 39%                |

No livro branco das fontes renováveis de energia, da Comissão Europeia, é referido que “...a contribuição das fontes de energia renováveis para o equilíbrio energético da Comunidade continua a um nível que é inaceitável, tendo em conta o potencial técnico disponível”. Portugal assumiu no seio da União Europeia e para 2010, uma meta de 39% do consumo de electricidade satisfeito por produção a partir de fontes renováveis de energia. Como pode ser observado na Figura 2-1, este é o terceiro objectivo mais ambicioso da Europa dos 15.

A necessidade de satisfazer o contínuo crescimento da procura de energia no futuro próximo, especialmente no domínio da electricidade, em confronto com a imperiosa necessidade de redução das emissões de gases de efeito de estufa, obriga a um investimento significativo na exploração das fontes endógenas renováveis.

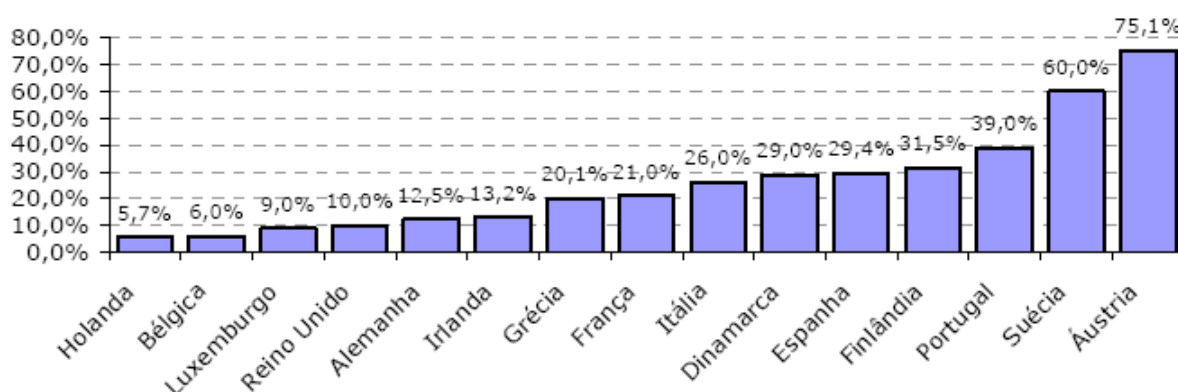


Figura 2-1 – Objectivos para as fontes renováveis na Europa dos 15, em 2010. (Fonte: MEI)

Em Portugal a estratégia é definida pelo governo português (GovPort 2007), naquilo a que chamou Estratégia Nacional para a Energia onde refere claramente “Fazer uma forte aposta nas renováveis, em especial na energia eólica”.

## 2.4 A ENERGIA EÓLICA

De entre todas as formas de energia renovável, a energia eólica é hoje vista como uma das mais promissoras, senão a mais promissora. É hoje uma tecnologia madura, baseada fundamentalmente na Europa e nos EUA, logo mais económica, e também completamente limpa.

Não existe ao certo um registo de como foi aproveitada a energia do vento pela primeira vez, no entanto a referência mais antiga encontra-se num papiro egípcio que data do II milénio a.C. Acredita-se que os primeiros moinhos de vento surgiram por volta do século VII a.C. na Pérsia (Marín et al 2003). No que respeita a este tipo de energia deve acentuar-se o seguinte:

- A força do vento é inesgotável, livre de custos, independente das crises da oferta e das próprias condições políticas;
- Em termos económicos, é um investimento favorável porque se pode obter energia mais barata (relação investimento retorno favorável na maioria dos casos);
- Caracterizada como uma fonte de energia endógena, devido à utilização dos recursos internos do país, contribui deste modo para a independência energética do mesmo;
- O uso do solo não fica comprometido após a instalação de um parque eólico, porque apenas 1% do espaço fica efectivamente ocupado, podendo assim no restante praticarem-se diversas culturas com características rasteiras;
- Não há combustão, nem há emissão de CO<sub>2</sub> nem de quaisquer outros gases tóxicos para a atmosfera. Assim como não existe produção de resíduos nem poluição térmica é classificada de energia limpa e segura;
- Além de ser uma fonte de energia renovável, pode ser utilizada para o fornecimento de energia a pequenas populações onde o acesso directo a outras formas de energia não se revele possível.

Em termos de cuidados específicos, para este tipo de energia, devemos procurar atender aos seguintes factos:

- Presença de ruído, especialmente na gama de velocidades de vento elevadas;
- A área de implementação das turbinas é específica, ou seja deve possuir diversas características para que o aproveitamento seja considerado satisfatório;
- Investimento para a aquisição e instalação de equipamento assume valores elevados;
- O aproveitamento das turbinas eólicas ainda não é satisfatoriamente elevado.

Portugal não tem recursos conhecidos de petróleo ou de gás natural e os recursos disponíveis de carvão estão praticamente extintos. Nesta situação Portugal tem necessidade de desenvolver formas alternativas de produção de energia, e de facto ao nível da energia eólica, a situação hoje é de franco dinamismo. Segundo (Domingos 2005), em Portugal Continental, os recursos em energia eólica superam os recursos conhecidos em energia hídrica mas só poderão ser competitivamente explorados e tornar-se em importantes geradores de emprego qualificado se o sector for integrado numa política energética exigente, estável e transparente.

É ainda reduzido o contributo que a energia eólica pode dar hoje para evitar a dependência face às energias fósseis como o carvão e o petróleo relativamente à produção de energia eléctrica. Porém, com a descida dos custos e o aumento da capacidade de produção do seu equipamento, esta energia é olhada cada vez com mais interesse por bastantes países como uma alternativa viável para o difícil problema de substituir o petróleo quando este inevitavelmente um dia acabar.

O futuro é promissor para a energia eólica. Como foi já referido na Tabela 2, Portugal tem como objectivo para 2010 a meta de 39% da energia eléctrica consumida ser de base renovável. Neste contexto, a energia eólica apresenta-se como a alternativa mais significativa em virtude da disponibilidade do recurso vento, da maturação e do custo associado a este tipo de tecnologia.

### **2.4.1. O vento como recurso energético**

A energia eólica provém da radiação solar uma vez que os ventos são gerados pelo aquecimento não uniforme da superfície terrestre. Esse aquecimento depende da latitude (é máximo nas regiões equatoriais e mínimo nas regiões polares), da época do ano, da hora do dia, da natureza da superfície (água, terra) e da presença de nuvens. A direcção do vento é afectada pela componente horizontal da aceleração de Coriolis.

O resultado é um padrão global de circulação atmosférica de grande escala à superfície da Terra. A falta de uniformidade da superfície (oceanos, continentes, grandes ilhas) leva a que estes padrões globais sejam perturbados por variações de menor escala (centenas ou milhares de quilómetros). Da interacção (extremamente complexa e não linear) de todos estes efeitos e variações, resulta um comportamento caótico, a que está associada a dificuldade em prever o estado do tempo em cada local com mais do que alguns dias de antecedência. Há no entanto características médias que permitem estabelecer diferenças climáticas entre regiões distintas (Falcão 2007).

A uma escala ainda menor, a presença de montes e montanhas altera a distribuição espacial do vento, estando em geral as zonas mais altas associadas a maiores valores da velocidade do vento. As zonas costeiras são normalmente ventosas, em resultado do aquecimento desigual da superfície do mar e da terra. Quando a temperatura do mar é maior do que a da terra, ocorre uma circulação superficial de ar local da terra para o mar, com ar mais quente a subir sobre o mar e ar mais frio a descer sobre a terra. Como a terra aquece e arrefece mais rapidamente do que o mar, esta circulação atmosférica tende a inverter-se do dia para a noite e a repetir-se diariamente.

Uma estimativa da energia total disponível dos ventos em redor do planeta pode ser feita a partir da hipótese de que, aproximadamente 2% da energia solar absorvida pela Terra é convertida em energia cinética dos ventos, dos quais 30% estão disponíveis nos primeiros 1000 metros acima do solo. Se bem que este valor, aparentemente parece reduzido, representa centenas de vezes mais a potência anual instalada nas centrais eléctricas de todo o mundo. As vantagens deste recurso começam, pois, pela sua dimensão potencial. O consumo energético diário mundial é equivalente a 1% da energia eólica disponível (Mortensen et al 1993).

A velocidade do vento na superfície da Terra é zero, devido ao atrito entre o ar e a superfície do terreno. No entanto, a velocidade do vento cresce com a altura (mais rapidamente na zona próxima da superfície) e menos rapidamente nas grandes alturas.

De facto, devido á rugosidade da superfície terrestre, a intensidade do vento é menor a baixas altitudes e maior nas altas. O aumento da velocidade do vento em função da altura é segundo (Bansal 2002), dado pela (Eq. 2-1):

$$\frac{v_v}{v_0} = \left( \frac{z_v}{z_0} \right)^{\frac{1}{7}} \quad (\text{Eq. 2-1})$$

em que  $v_v$  representa a previsão do vento à altura  $z_v$  e  $v_0$  é a velocidade do vento à altura  $z_0$ . De salientar contudo que a velocidade do vento não aumenta infinitamente com o aumento da altura ao solo. Segundo (Patel 1999) a velocidade aumenta com a altura até cerca de 450 metros do solo, onde pode ser quatro ou cinco vezes maior do que na superfície e depois diminui. Quanto maior for a altitude maior será a velocidade do vento, não só devido à acção da orografia e rugosidade do terreno mas também porque o ar é mais denso na superfície terrestre, diminuindo a densidade com o aumento da altitude. Quanto menor for a força de atrito provocada pelo relevo ou maior for a diferença de pressão atmosférica, maior será a velocidade do vento.

O relevo, para além de influenciar directamente a velocidade do vento, também altera a sua direcção, pelo que esta variável é preponderante na análise do recurso eólico de um dado local.

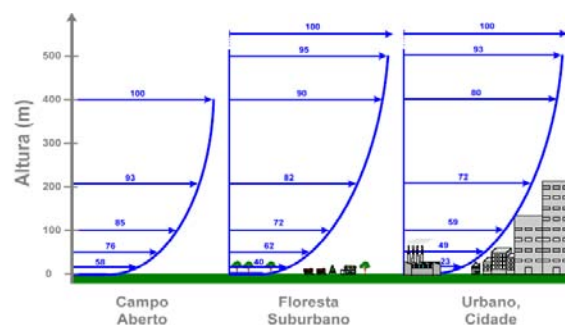


Figura 2-2 – Acção da rugosidade do perfil do vento (em percentagem).

Segundo (Davenport 2004) existem três cenários de rugosidades diferentes que afectam directamente o perfil do vento: centros populacionais, florestas e campo aberto. Para a mesma altura, como a Figura 2-2 permite observar, existem pois velocidades de vento diferentes consoante o cenário do local.

Junto ao chão, o vento é também mais turbulento que a grandes altitudes. É nesta zona de camada turbulenta de vento que são colocadas as turbinas eólicas. Como resultado, as turbinas eólicas deverão ser projectadas de forma a poderem trabalhar numa gama alargada de velocidades do vento. Embora a velocidade do vento possa variar significativamente num intervalo curto de tempo, estudos efectuados (Ackermann 2002), permitem concluir que num período de cerca de 20 anos, apenas se regista uma variação de 10% no desvio padrão da velocidade média.

#### *2.4.1.1. Caracterização da velocidade do vento – distribuição de Weibull*

Uma das características mais peculiares do vento é a constante variação do valor da sua velocidade. Como já foi referido na secção anterior, as condições climáticas, a rugosidade da superfície e os obstáculos determinam, além da amplitude, diversos períodos de flutuação:

- *Períodos anuais:* São flutuações provocadas por efeito térmico a um âmbito global do planeta;
- *Períodos diários:* São flutuações provocadas por efeito térmico local, como por exemplo, brisas marítimas e brisas de montanha;
- *Períodos da ordem dos segundos:* São flutuações permanentes em torno do valor médio da velocidade do vento, relacionadas com turbulência e pequenas rajadas de vento.

A caracterização da velocidade do vento é fundamental na indústria de turbinas eólicas, quer para o fabricante quer para o comprador. Para o fabricante, porque necessita descrever de forma adequada o regime de ventos segundo todas as suas variações para possibilitar a optimização dos seus projectos e a minimização dos custos de geração. Para o comprador porque precisa de parâmetros a respeito do regime de ventos para estimar a produção anual de energia eléctrica e assim possibilitar uma estimativa fiável para os seus rendimentos.

A obtenção de dados através de medições das velocidades e frequências dos ventos é pois fundamental em qualquer projecto de instalação de um sistema eólico para geração de energia eléctrica. Há que levar em conta que nem todo o local é apropriado. Segundo os fabricantes de

turbinas eólicas, para que o sistema seja economicamente viável, a velocidade média anual mínima deve ser de 5.5 a 7.0 m/s (Guey 2004) e (CRESESB. 2007).

São os dados locais que permitem determinar a chamada “curva de frequência de distribuição de velocidades dos ventos”. Esta curva mostra o número de horas, por um período de tempo (normalmente um ano ou 8760 horas), em que o vento sopra a cada diferente velocidade (como os registos existentes são normalmente de velocidades médias horárias, são criados intervalos discretos de velocidades médias horárias de vento). Com estes valores é possível calcular a frequência de cada valor discreto de velocidade (intervalos de 1 m/s, aquilo a que se chama *classe de vento*, são os mais usuais na literatura) e construir uma curva de distribuição estatística (ver Figura 2-3).

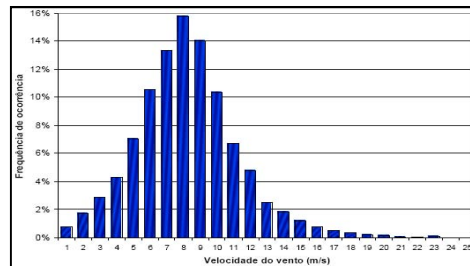


Figura 2-3 – Frequência de ocorrência da velocidade de vento (%).

Para a descrição desta curva, a distribuição estatística de Weibull é a mais usada como método de maior flexibilidade e aderência aos casos mais variados de regime de vento, sendo definida pela (Eq. 2-2) em função do valor da velocidade do vento e dos factores de escala ‘c’ e de forma ‘k’ (CEPEL 2001).

$$f(\bar{v}) = \frac{k}{c} \times \left( \frac{\bar{v}}{c} \right)^{k-1} \times \exp \left\{ - \left( \frac{\bar{v}}{c} \right)^k \right\} \quad (\text{Eq. 2-2})$$

em que:

$\bar{v}$  - velocidade média do vento, (m/s);

c - parâmetro de escala ou factor de escala ( $c > 1$ )

k - factor de forma (varia entre 1 a 3);

#### 2.4.1.2. O potencial eólico

Para o levantamento do potencial eólico de determinado local é necessário fazer um conjunto de medições, na altitude e local onde se deseje instalar uma turbina ou um parque eólico, durante um período alargado de tempo (em geral vários anos). O maior obstáculo neste tipo de levantamento começa pela necessidade de possuir um longo período de medições para que os dados colhidos sejam representativos do regime local de ventos.

Segundo (Krohn 2001) e (AWEA 2001), a medição meteorológica, captada ao longo de décadas, poderia servir como um bom indicativo do potencial eólico, contudo o uso exclusivo de dados meteorológicos pode gerar alguns problemas:

- Os dados meteorológicos, geralmente utilizados na previsão do tempo, não são obtidos com a precisão necessária para uma rigorosa avaliação de recursos eólicos;
- As medições meteorológicas são feitas a alturas reduzidas (normalmente, não mais de 10m) em locais distintos do local de interesse. Mesmo com as possíveis interpolações, a rugosidade e os obstáculos da superfície terrestre podem dificultar a estimativa do regime de ventos de uma região próxima à da medição;
- De uma maneira geral, as medições meteorológicas tendem a subestimar o potencial eólico do local.

Para a resolução deste problema de avaliação do potencial eólico de um local, pode-se no entanto recorrer a duas técnicas. Uma será utilizar uma combinação de dados meteorológicos com condicionantes geográficas (relevo, rugosidade e interações térmicas entre a superfície terrestre e a atmosfera) em simulações computacionais da dinâmica de massas de ar na região de estudo. Outro, onde já existem turbinas eólicas instaladas, o potencial eólico pode ser representado pela sua produção anual de energia. Segundo (Krohn 2001), na Alemanha, Dinamarca e outros países com grande quantidade de turbinas eólicas espalhadas por quase todo o território, os fabricantes chegam a oferecer a garantia de produção baseados somente em medições efectuadas no local.

### **2.4.2. Evolução da potência eólica instalada**

Os actuais programas de investigação têm contribuído significativamente para uma uniformização do desenvolvimento tecnológico das turbinas eólicas. O aumento do seu tamanho é vantajoso quer do ponto de vista económico quer ambiental. Em geral, para um determinado local, quanto maior for a potência unitária mais energia é produzida, e melhor aproveitadas são as infra-estruturas eléctricas e de construção civil. Por outro lado, a redução do número de rotores em movimento diminui o impacto visual.

Devido a este constante desenvolvimento tecnológico das turbinas eólicas e do seu uso já em larga escala, estima-se (Knox 1993) que actualmente, a energia eléctrica proveniente de sistemas eólicos é a segunda energia mais barata, a seguir à hídrica. Contudo, a evolução da potência instalada não depende exclusivamente da tecnologia empregue nas turbinas mas também das políticas de cada país.

Tendo em consideração as metas do PQ – proposto em 1997 através da Conferência das Nações Unidas no Japão, na qual 160 países negociaram os limites de emissão de gases poluentes – o recurso a energias renováveis deve ser um dos métodos mais eficazes para que essas metas sejam atingidas.

Através do referido protocolo, os países signatários comprometeram-se a uma redução média de 5,2% na emissão global dos gases causadores do efeito de estufa, em relação à emissão de 1990, com prazo estipulado de 2008 a 2012.

Os Estados Unidos, apesar da recusa em assinar o PQ e, consequentemente, a não se proporem a diminuir a quantidade de emissão de gases, investem em tecnologia para a produção de energia eólica. Exemplo disso será os 80 GW de potência instalada de energia eólica que prevêem para o ano de 2020.

#### **2.4.2.1. No mundo**

Com as restrições impostas pelo PQ, relativo a restrições de emissão de CO<sub>2</sub> para a atmosfera, e com base nas metas definidas por cada país para aproveitamento de recursos energéticos de origem renovável, assistiu-se a um aumento significativo da utilização eólica no

mundo. Segundo a Associação Europeia de Energia Eólica (EWEA) (EWEA. 2008) tem havido nos últimos anos, como pode ser observado na Figura 2-4 um enorme aumento da capacidade instalada.



Figura 2-4 – Evolução (entre 1997 e 2007) da potência eólica instalada no mundo [MW]

A capacidade mundial para produção de energia eólica atingiu no ano de 2007 os 93849 MW, valor cerca de 13 vezes superior ao de 1997. Esta nova realidade só foi possível atingir devido à instalação de novas turbinas na Europa sendo de salientar fundamentalmente a Alemanha e Dinamarca, que se destacam mesmo entre os dez maiores produtores mundiais deste tipo de energia.

Segundo os dados divulgados pelo Conselho Global de Energia Eólica (GWEC), a Europa foi responsável por 72,4% das novas turbinas instaladas em 2004, seguida pela Ásia (15,9%) e América do Norte (6,4%).

#### 2.4.2.2. Na Europa

O aumento explosivo da utilização do vento para produção de energia eléctrica é talvez o acontecimento mais relevante no campo da energia nas últimas duas décadas. De acordo com (Falcão 2007), esse desenvolvimento ocorreu especialmente na Europa. De facto, na Europa os ventos são abundantes e devido a isso o continente tem liderado a pesquisa e utilização de fontes eólicas de energia.

Como já foi ilustrado através da Figura 2-4, a evolução da potência instalada a nível mundial tem vindo a crescer acentuadamente de ano para ano. No caso da Europa e com base nos últimos dados apresentados pela EWEA, poderemos referir que o crescimento evoluiu fortemente desde a década de 90. Segundo esta instituição, a potência instalada na Europa em 2003, representava 2/3 da potência eólica instalada em todo o mundo e representava um aumento de 23% face ao ano anterior (2002).

O que a Tabela 3 ilustra de uma forma clara é que entre 1991 e 2002 a energia eólica desempenhou um papel importante na afirmação das fontes de energia renovável no cenário energético europeu. Em 2002 a energia eléctrica produzida em unidades eólicas era trinta e duas vezes superior ao valor registado em 1991, e em 1997 sete vezes superior ao verificado em 1991. No período entre 1997 e 2002 esse crescimento não abrandou, verificando-se que a energia produzida em 2002 era quase cinco vezes superior à produzida em 1997.

*Tabela 3 - Energia Eléctrica Produzida a partir da energia eólica na UE15 (Fonte: Eurostat)*

|      | <b>1991</b><br><b>(GW)</b> | <b>1997</b><br><b>(GW)</b> | <b>2002</b><br><b>(GW)</b> |
|------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|
| UE15 | 1097                       | 7340                       | 35633                      |

#### 2.4.2.3. Em Portugal

Portugal não possui recursos, pelo menos conhecidos, de petróleo ou de gás natural e os recursos disponíveis de carvão estão praticamente extintos. Perante este cenário, o país viu-se confrontado com a necessidade de desenvolver formas alternativas de produção de energia, nomeadamente, promovendo e incentivando a utilização dos recursos energéticos endógenos.

Não sendo Portugal dos países mais ventosos da Europa, tem condições bem mais favoráveis ao aproveitamento da energia do vento do que, por exemplo, algumas zonas da Alemanha onde projectos se implementam a um ritmo impressionante.

A produção de energia eólica, dentro do Sistema Eléctrico Nacional (SEN), enquadra-se, como Produção em Regime Especial (PRE).

A PRE é regulada por legislação própria desde 1988, altura em que foi publicado o Estatuto do Auto-Produtor – o Decreto-Lei nº 189/88 de 27 de Maio, que regulava a produção de energia eléctrica pelos produtores independentes. Esta legislação estabeleceu que a potência instalada em cada central seria limitada a um máximo de 10 MVA, recomendando a utilização, quer das energias renováveis, quer do carvão nacional, quer ainda dos resíduos industriais, agrícolas ou urbanos.

A publicação do referido Decreto-Lei, permitiu mobilizar investimentos significativos do sector privado, nomeadamente nos domínios da produção mini-hídrica e da cogeração. Contudo, no que respeita à energia eólica, a situação foi muito diferente, tendo sido aprovados durante a vigência deste quadro legal apenas pouco mais de meia dezena de projectos, a maior parte deles nas ilhas da Madeira e Açores. Como pode ser observado através da Tabela 4, o crescimento inicial foi bastante tímido, no entanto em 2002 verifica-se que a energia produzida por unidades eólicas já era cerca de trezentas e sessenta vezes superior ao registado em 1991. A produção eólica continuou contudo a crescer a um ritmo equivalente, ultrapassando em 2007 os 4000 GWh, o que representa quase  $\frac{1}{4}$  da energia eléctrica produzida por fontes renováveis.

*Tabela 4 - Energia Eléctrica Produzida a partir da energia eólica em Portugal (Fonte: DGEG)*

|      | <b>1991</b><br><b>(GWh)</b> | <b>1997</b><br><b>(GWh)</b> | <b>2002</b><br><b>(GWh)</b> | <b>2007</b><br><b>(GWh)</b> |
|------|-----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| UE15 | 1                           | 36                          | 362                         | 4007                        |

Actualmente no entanto, a situação da energia eólica em Portugal é completamente diferente, assistindo-se a uma nova abordagem do conceito e a um dinamismo inédito. Têm surgido cada vez mais projectos de energias renováveis, alguns dos quais ultrapassam a escala dos projectos nacionais. Segundo os dados da Direcção Geral de Energia e Geologia (DGEG) do Ministério da Economia, Portugal entre 2005 e 2007 foi o país da EU onde a potência instalada em aproveitamento de energia eólica mais cresceu (ver Figura 2-5).

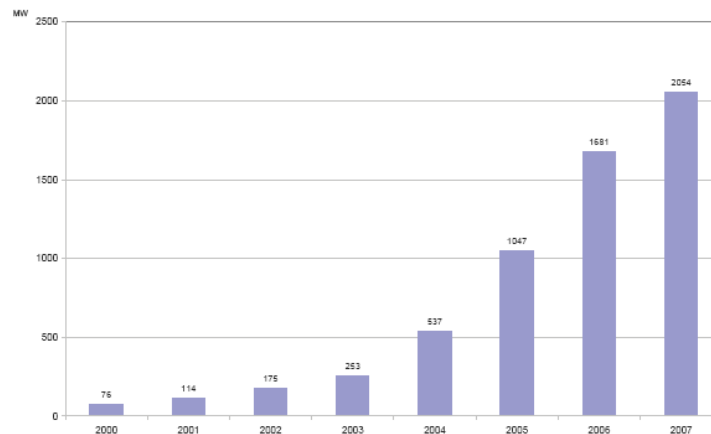


Figura 2-5 – Energia eólica (Potência instalada em MW).

De acordo com (ME 2008) podem apontar-se como principais causas deste acentuado desenvolvimento:

- A reestruturação do sector eléctrico, iniciada em 1995, com o estabelecimento do Sistema Eléctrico de Abastecimento Público (SEP) e do Sistema Eléctrico Independente (SEI), e o consequente fim da situação de monopólio detido pela Energias de Portugal (EDP);
- A publicação de legislação específica com o fim claro de promover o desenvolvimento das energias renováveis, designadamente o Decreto-Lei nº 312/2001, que altera procedimentos administrativos com o objectivo de melhorar a gestão da capacidade de recepção, e Decreto-Lei nº 339-C/2001, que actualiza o tarifário de venda de energia de origem renovável à rede pública, introduzindo uma remuneração muito atractiva, diferenciada por tecnologia e regime de exploração;
- A aprovação da directiva das renováveis, a qual impõe que 39% do consumo de energia deve ser proveniente de fontes renováveis e cuja aplicação em Portugal faz prever a instalação de cerca de 2500 a 3000 MW de conversores eólicos, no horizonte de 2010.

A situação actual é de facto de enorme dinamismo no sector, registando-se um número de pedidos de licenciamento de novas instalações que excede largamente o potencial técnico do recurso eólico. Como se pode observar através da Figura 2-6 (Simões 2004), podemos dizer

com algum grau de certeza e maior grau de satisfação que a energia eólica tem hoje e terá com toda a certeza num futuro muito próximo um papel fundamental na redução da dependência energética do nosso país.

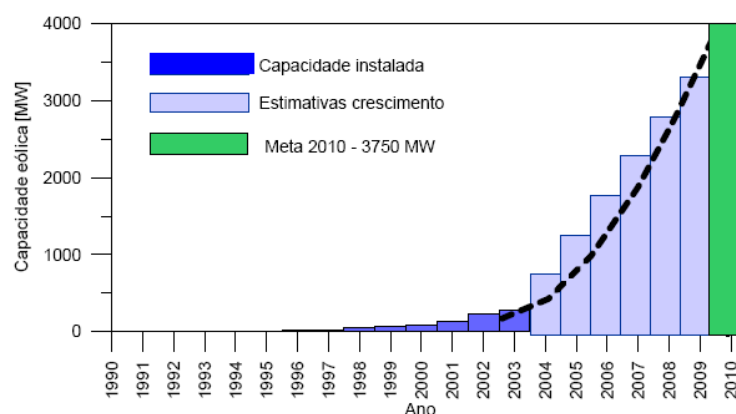


Figura 2-6 – Potência eólica instalada em Portugal e estimativa do seu crescimento até 2010.

As estatísticas da DGEG referem que a potência eólica instalada no país até Novembro de 2007 era de 2096 MW distribuída por 151 parques eólicos com um total de 1126 turbinas eólicas. A mesma DGEG refere que até Novembro de 2007 foram licenciados 3332 MW de potência eólica e que se o ritmo de entrada em funcionamento de novos parques eólicos não decrescer, no final de 2008 deverão ser atingidos os 2800 MW de potência eólica.

Segundo a World Wind Energy Association (WWEA), Portugal era em finais de 2007 o nono maior produtor de energia eólica do mundo, com uma capacidade de produção de aproximadamente 2260 MW, ou seja, 2,3% da quota mundial, à frente de países como Canadá, Holanda e Japão.

Com base na meta imposta pela directiva das renováveis da UE, Ana Estanqueiro (Estanqueiro 2005) estabeleceu a previsão da potência instalada e previsão da distribuição por zonas dos parques eólicos no ano 2010 – ver Figura 2-7. Se de facto esta meta for atingida, a energia eólica passará a representar cerca de 44% de produção de energia obtida a partir de fontes renováveis.

Actualmente a nível da energia eólica o esforço português tem quase exclusivamente dependido de grandes grupos económicos ou através de acções do estado. No entanto, e até para tornar mais fácil a aproximação às metas estabelecidas, deverá equacionar-se uma estratégia que fomente também o aproveitamento eólico baseado na microprodução.

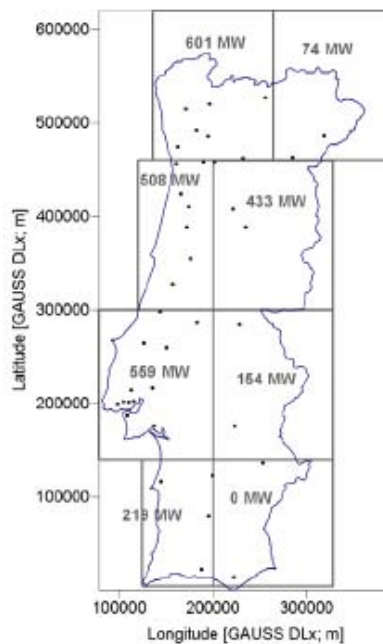


Figura 2-7 – Potência instalada prevista, por zonas em 2010.

## 2.5 TURBINAS EÓLICAS

Os aerogeradores ou turbinas eólicas, como vulgarmente são designados são máquinas que extraem a energia cinética do vento e a convertem em energia mecânica, que tanto pode ser usada como tal, como pode ser transformada em energia eléctrica, acoplando-se um gerador eléctrico ao eixo da turbina. Segundo (Castro 2007), as turbinas eólicas, isoladas ou em pequenos grupos de quatro ou cinco, e, cada vez mais, em parques eólicos com quarenta e cinquenta unidades, são já um elemento habitual da paisagem de muitos países europeus, nomeadamente a Alemanha, Dinamarca, Holanda e, mais recentemente, o Reino Unido e a Espanha.

Na sequência do choque petrolífero de 1973 muitos países iniciaram programas de investigação e desenvolvimento no âmbito do aproveitamento da energia do vento para produção de electricidade. Particularmente significativo foi o programa de energia eólica iniciado nos EUA em 1973, tendo como resultado visível o aparecimento em 1975 da primeira turbina eólica da era moderna – a Mod 0, com um rotor de duas pás com 38 metros de diâmetros e 100 kW de potência.

Durante algum tempo, nas últimas décadas do século XX, a turbina de eixo horizontal ainda teve como rival a turbina Darrieus, de eixo vertical, inventada em 1925 pelo engenheiro francês F. M. Darrieus. Actualmente a turbina de eixo horizontal é adoptada quase universalmente.

As modernas turbinas eólicas de eixo horizontal tiveram o seu advento, nas primeiras décadas do século XX, associado ao desenvolvimento da aerodinâmica dos aviões e, especialmente, dos hélices para a sua propulsão.

A primeira grande turbina eólica de eixo horizontal foi construída na Rússia em 1931, junto ao Mar Negro. Tinha um rotor de três pás, com um diâmetro de 30 m e uma potência nominal de 100 kW, e funcionou durante cerca de dois anos ligada à rede AC.

Nos EUA foi construída em 1941 a primeira turbina eólica com potência nominal superior a 1 MW, com um rotor de duas pás e diâmetro de 53 m. Só cerca de quarenta anos depois a sua potência nominal (1,25 MW eléctricos) viria a ser excedida.

Segundo (Windenergy 2005) a partir da década de 80 o tamanho das turbinas não tem parado de crescer até aos dias de hoje (ver Figura 2-8).

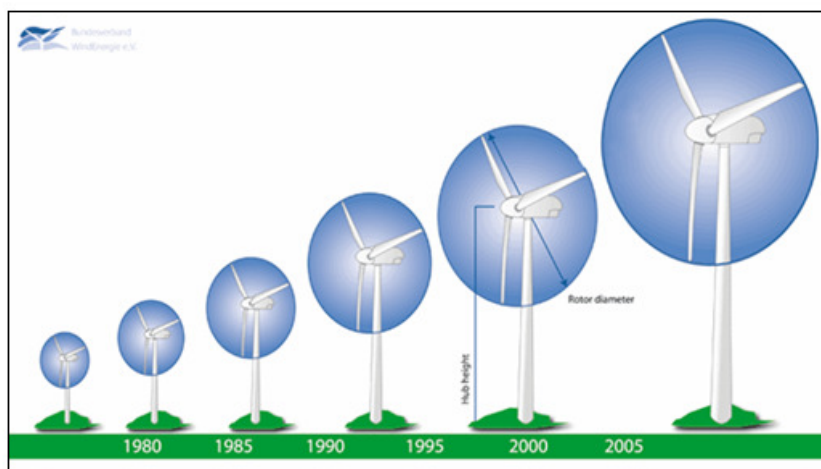


Figura 2-8 – Evolução das turbinas eólicas desde a década de 80.

Hoje, a tecnologia dos sistemas de conversão de energia eólica possui já um estado de maturidade apreciável, contando para isso com equipamentos fiáveis e com vidas úteis estimadas em cerca de 20 anos.

### 2.5.1. Componentes do sistema

Os programas de investigação contribuíram significativamente para uma certa uniformização do desenvolvimento tecnológico das turbinas. Analisando a actual oferta comercial dos fabricantes verifica-se a predominância de algumas opções básicas de projecto, designadamente, as turbinas de eixo horizontal relativamente às de eixo vertical, os rotores de três pás (cerca de 90%) em relação aos de duas e a colocação do rotor à frente da torre relativamente à sua colocação na parte de trás (em relação à direcção do vento).

Os principais componentes de uma moderna turbina eólica do tipo mais comum, isto é de eixo horizontal e directamente ligada à rede eléctrica, são mostrados na Figura 2-9.

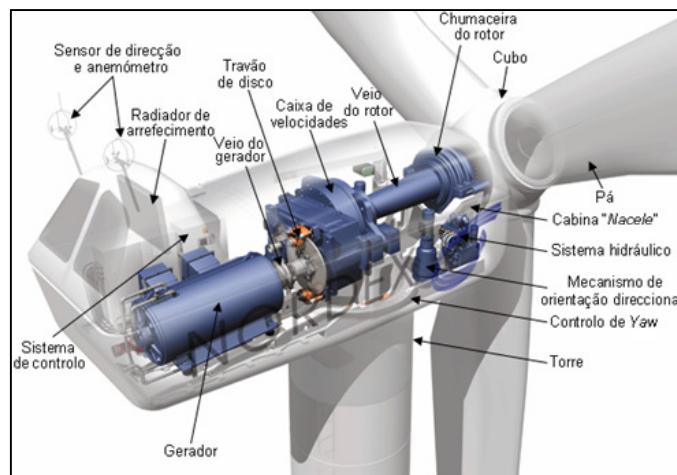


Figura 2-9 – Turbina eólica (NORDEX 2008).

Como se pode observar através da Figura 2-9, as actuais turbinas eólicas podem ser divididas em três partes principais: rotor, cabina (ou nacelle) e torre.

### 2.5.1.1. Rotor

O rotor é o componente da turbina eólica responsável por captar a energia cinética do vento e transformá-la em energia mecânica de rotação. É constituído basicamente por três componentes: nariz, cubo e pás.

Em relação à superfície de ataque do vento incidente nas pás, o rotor pode ser colocado a montante ou a jusante (upwind ou downwind em linguagem anglo-saxónica) da torre. No entanto, a opção a montante, em que o vento incide nas pás pelo lado da frente, generalizou-se pois neste caso o vento incidente não é perturbado pela torre.

O acréscimo de energia captada ao vento está estimado em cerca de 3 a 5% quando se passa de duas para três pás, mas esta percentagem vai-se tornando progressivamente menor à medida que se aumenta o número de pás. Por esta razão, hoje em dia a maioria das turbinas apresentam um rotor com três pás, muito embora a solução com duas pás apresente benefícios relacionados com a diminuição do peso e de custo (Castro 2007).

#### **Nariz**

Este constituinte do rotor caracteriza-se pela cobertura frontal em forma de cone e serve para desviar o vento do centro do eixo, eliminar a turbulência, ajudar na ventilação do gerador, aumentar o rendimento da turbina e melhorar o seu aspecto estético (ver Figura 2-10-a).

#### **Cubo**

O cubo é o elemento do rotor que une as três pás ao eixo da turbina (Figura 2-10-b) e, nas turbinas mais recentes, permite o ajuste do seu ângulo de passo, permitindo assim que as pás rodem em torno do seu eixo longitudinal.

#### **Pás**

As pás são de importância extrema, pois será através destas que será feita a captação da energia cinética do vento (Figura 2-10-c). São desenhadas, com o objectivo de permitir uma captação eficaz da energia contida no vento e exercer a menor carga possível sobre o rotor.

O número, o tipo de material utilizado e o perfil das pás são três aspectos fundamentais tendo em vista o aproveitamento do conteúdo energético do vento.



Figura 2-10 – Constituintes do rotor de uma turbina eólica.

#### 2.5.1.2. Cabina

É na cabina (ou nacelle) que estão alojados, entre outros equipamentos, o veio principal, o travão de disco, a caixa de velocidades (quando existe), o gerador e o mecanismo de orientação direcciona (yaw na linguagem anglo-saxónica). Estes equipamentos podem ser subdivididos funcionalmente em quatro sistemas: sistema de transmissão, de segurança, de conversão e de posicionamento.

A cabina é instalada directamente sobre a torre tendo como funções principais, sustentar a turbina eólica, abrigar todos os equipamentos necessários para a conversão da energia eólica em energia eléctrica, e minimizar a sombra eólica provocada pela turbina, de forma a melhorar a eficiência tanto da própria turbina quanto das vizinhas (ver Figura 2-11).



Figura 2-11 – Cabine de uma turbina eólica.

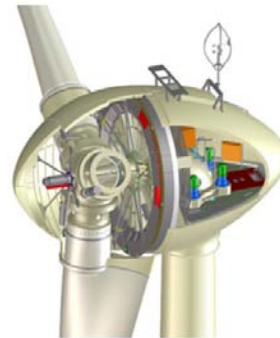
### Sistema de Transmissão

Numa turbina convencional segundo (Estanqueiro 1997) entende-se por sistema de transmissão, o conjunto dos componentes que participam na conversão da energia mecânica disponibilizada pelas pás no veio, em energia eléctrica, à excepção do gerador eléctrico propriamente dito.

A velocidade angular dos rotores geralmente varia na faixa dos 20 a 150 r.p.m, devido às restrições de velocidade na ponta da pá. Por seu lado, os geradores (sobretudo geradores síncronos) trabalham a rotações muito mais elevadas (em geral, entre 1200 a 1800 r.p.m), tornando necessário a instalação de um sistema de multiplicação entre eixos. É a caixa de velocidades que permite adaptar a baixa velocidade do rotor à velocidade mais elevada do gerador. Embora fundamentalmente mecânico e com função relativamente simples de acoplar o eixo da turbina ao eixo do gerador, o sistema de transmissão divide as turbinas modernas em duas arquitecturas básicas: A primeira, com eixo principal rotativo e acoplamento por meio de caixa de velocidades (Figura 2-12a), a segunda, com eixo principal fixo e acoplamento directo (Figura 2-12b).



a) Accionamento com caixa de velocidades e eixo principal rotativo



b) Accionamento directo e eixo principal fixo

Figura 2-12 – Arquitecturas básicas das turbinas modernas.

No primeiro modelo, a caixa de velocidades é composta por um conjunto de engrenagens, com uma relação de transmissão elevada que aumenta a rotação da turbina a um nível compatível com o gerador, tipicamente com poucos pares de pólos. Do outro lado da caixa de velocidades encontra-se um veio de menores dimensões onde é instalado um freio hidráulico (que é accionado em situações de emergência e durante a fase de manutenção da turbina), um acoplamento flexível (que actua como uma protecção mecânica contra sobrecargas) e uma flange (que é aparafusada directamente ao gerador).

A maioria das modernas turbinas eólicas actualmente é construída segundo esta arquitectura. Segundo os seus fabricantes (NORDEX 2008) e (Vestas 2008), oferece como principal vantagem a utilização de uma cabine mais leve e compacta, facilitando quer o seu

transporte quer a sua utilização. No entanto, a caixa de velocidades é um componente que necessita de um sistema de refrigeração e de lubrificação adequados, e requer sempre uma manutenção mais frequente e cuidadosa tendo em vista o desgaste das engrenagens.

No segundo modelo, o accionamento é directo. Neste sistema não existe sistema de engrenagem, o cubo do rotor e o gerador circular encontram-se ligados directamente entre si como uma unidade fixa.

Este sistema que é usado por exemplo, no modelo E-70 da ENERCON (ENERCON 2008), segue uma lógica simples: poucos componentes em rotação reduzem a carga mecânica e aumentam a vida útil da turbina. O dispêndio em manutenção e assistência técnica é reduzido (menos desgaste e ausência da necessidade de mudança de óleo das engrenagens) e os custos de serviço diminuem. O mesmo fabricante refere que entre 1997 e 1998, os problemas relacionados com a caixa de velocidades foram responsáveis por 79% das avarias em alguns dos seus modelos.

A utilização desta segunda solução, com as vantagens que aqui foram referidas, fazendo com que a turbina e o gerador rodem à mesma velocidade (normalmente menor que 20 r.p.m), necessitam no entanto de geradores com uma grande quantidade de pares de pólos, apresentando um diâmetro muito grande, o que faz aumentar o volume da cabine.

### **Sistema de Conversão**

O sistema de conversão é o responsável pela transformação da energia mecânica, disponível à entrada da turbina, em energia eléctrica à saída. Nesta operação de conversão de energia, o objectivo principal de maximizar a produção de energia eléctrica, com amplitude e frequência constantes, é complexo devido às seguintes características particulares dos sistemas eólicos: a energia mecânica de entrada é tão flutuante quanto a velocidade do vento que a originou; e para cada valor da velocidade do vento, existe um valor de velocidade de rotação da turbina que maximiza a captação de energia eólica.

A conversão da potência mecânica na turbina em potência eléctrica pode ser efectuada usando um gerador síncrono (ou alternador) ou um gerador assíncrono (ou de indução).

Quando a turbina funciona a velocidade praticamente constante, o gerador de indução é a opção mais usada pelos fabricantes, tirando partido da sua grande simplicidade e robustez, e, também do seu baixo preço. A existência de um escorregamento entre a velocidade de rotação e a velocidade de sincronismo permite acomodar parte da turbulência associada ao vento, de

modo a tornar a operação deste tipo de máquinas suficientemente suave. Já o funcionamento síncrono do alternador não deixa margem para acolher as flutuações da velocidade do vento, tornando a operação dos geradores síncronos demasiado rígida. A principal desvantagem do gerador de indução tem a ver com o facto de trocar com a rede energia reactiva de excitação e, portanto, necessitar de equipamento adicional para corrigir o factor de potência (Castro 2007).

Os sistemas de conversão de energia eólica funcionando a velocidade fixa (vf) equipados com geradores de indução directamente ligados a uma rede de frequência constante correspondem ao chamado conceito CSCF (Constant Speed Constant Frequency em linguagem anglo-saxónica) e constituem ainda a maioria das aplicações actualmente em operação.

Nos últimos anos, o conceito CSCF tem vindo a ser progressivamente abandonado, com a progressiva utilização das turbinas eólicas de velocidade variável (vv), e vem sendo substituído pelo conceito VSCF (Variable Speed Constant Frequency em linguagem anglo-saxónica), com o objectivo de maximizar o aproveitamento da energia eólica. De facto, as vantagens do conceito VSCF incluem:

- Aumento da produção de energia
- Redução das fadigas nos componentes mecânicos
- Redução do ruído a baixas velocidades do vento
- Ligação suave à rede de frequência constante
- Eventual ausência de caixa de velocidades

A Figura 2-13 mostra as vantagens da opção por uma turbina de velocidade variável: a potência mecânica disponível para conversão em potência eléctrica é superior, quer na zona de baixas quer na zona de altas velocidades do vento.

Para alargar o espectro de velocidades de rotação possíveis, hoje, os principais fabricantes de turbinas, como por exemplo a Vestas (Vestas 2008), usam sistemas conversores equipados com gerador de indução de rotor bobinado e escorregamento variável. O princípio de funcionamento da Máquina de Indução (com rotor bobinado) Duplamente Alimentada, designada habitualmente na literatura por MIDA e DFIG ou DOIG na literatura anglo-saxónica (Double Fed Induction Generator ou Double Output Induction Generator), baseia-se na possibilidade de controlar a sua velocidade por variação da resistência do rotor.

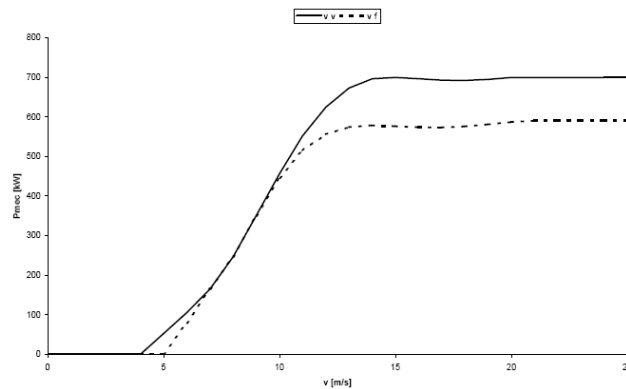


Figura 2-13 – Caraterísticas  $P(u)$  para turbinas de vv e turbinas de vf.

A Figura 2-14 mostra a alteração das curvas binário-escorregamento da máquina de indução devido à variação de uma resistência ligada em série com a do enrolamento do rotor. Observando a figura, constata-se que, para um dado binário mecânico  $T$ , é possível variar a velocidade da máquina de indução variando a resistência rotórica. Se em lugar de uma resistência variavel, se instalar um sistema de conversão CA/CC/CA ligado ao rotor é possível extrair potência activa pelo rotor da máquina e assim controlar a velocidade. É este o princípio do aproveitamento da energia de escorregamento nos motores de indução de rotor bobinado (Jesus et al 2008).

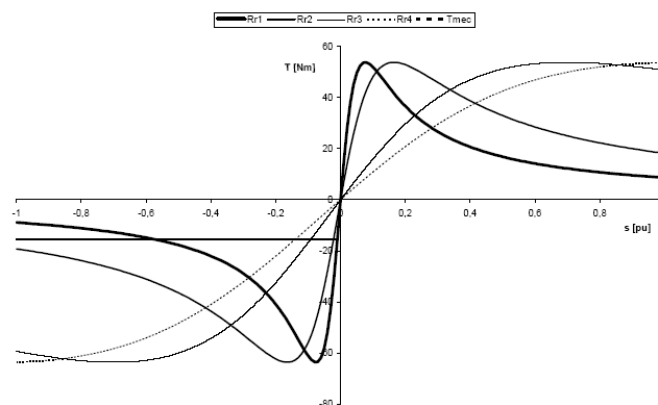


Figura 2-14 – Curvas características de binário-escorregamento para diferentes valores de resistência do rotor:  $Rr4 > Rr3 > Rr2 > Rr1$ .

Para escorregamentos negativos, até se atingir a intensidade de corrente nominal do estator da máquina, a potência extraída pelo rotor da máquina é controlada por forma a otimizar a

velocidade específica da ponta da pá do rotor  $\lambda$ , e assim maximizar o valor do coeficiente de potência  $C_p$  da turbina. Para escorregamentos negativos, superiores (em módulo) àquele em que a intensidade da corrente no estator atinge o valor nominal, a potência activa no estator e rotor permanecem constantes.

Este princípio do controlo da velocidade por aproveitamento da energia de escorregamento, leva a que esta máquina possa funcionar como gerador para escorregamentos positivos. Segundo (Jesus et al 2008), para garantir este modo de operação, torna-se necessário fornecer potência reactiva ao rotor.

### Sistema de Posicionamento

É fundamental que o rotor da turbina eólica fique alinhado com a direcção do vento, de modo a possibilitar a maximização da energia extraída ao vento. A ligação entre a torre e a cabina deve permitir a sua rotação em torno do eixo longitudinal da torre (Figura 2-15a) e o sistema de controlo deve continuamente detectar a direcção do vento e corrigir a posição da cabina.



a) Vista interna



b) Vista externa

Figura 2-15 – Sistema de orientação de uma turbina eólica.

A cabina é sustentada por um acoplamento mecânico e, por meio de um rolamento e uma transmissão mecânica é possível o controlo da posição da cabina. A transmissão é composta por um conjunto de actuadores, instalados na base da cabina e uma engrenagem de grande diâmetro (Figura 2-15b), instalada na peça que se encaixa na parte superior da torre.

#### 2.5.1.3. Torre

A torre suporta a cabine e eleva o rotor à cota em que a velocidade do vento é maior e menos perturbada do que junto ao solo. De facto, a altura a adoptar para a torre resulta dum

compromisso entre a maior velocidade de vento disponível a maior altitude (efeito da camada limite atmosférica) e os maiores custos duma torre mais alta. Este componente assenta numa fundação de betão e permite a passagem do cabo eléctrico de ligação à rede e o acesso de pessoas para montagens e manutenção.

As torres das modernas turbinas eólicas podem ter mais de setenta metros de altura (tendo algumas até mais de 120m) pelo que a sua estrutura tem de ser dimensionada para suportar cargas significativas, bem como resistir a uma exposição em condições naturais ao longo da sua vida útil, estimada em cerca de 20 anos.

### 2.5.2. Conversão da energia eólica do vento em energia mecânica

A energia disponível para uma turbina eólica é a energia cinética que uma determinada massa de ar em movimento possui.

Se assumirmos que toda a energia cinética é convertida em energia eólica, então a potência eólica é igual à potência disponível no vento. Este pressuposto significa que o vento que atravessa a área varrida pelo rotor não é perturbado, a velocidade do vento à entrada é igual à velocidade do vento à saída, ou seja, que  $v_1 = v_2$  (Figura 2-16).

A energia cinética de uma massa de ar  $m$  que se desloca a uma velocidade  $v$  é definida por (Eq. 2-3):

$$E_c = \frac{1}{2} \times m \times v^2 \quad (\text{Eq. 2-3})$$

Como normalmente uma turbina eólica é classificada pela potência e não pela energia, deveremos procurar obter a potência disponível na massa de ar, que será então a energia por unidade de tempo, dada por (Eq. 2-4):

$$P_{disp} = \frac{1}{2} \times \dot{m} \times v^2 \quad (\text{Eq. 2-4})$$

onde  $\dot{m}$  é o caudal mássico de ar que passa por uma área circular  $A$ , definido como mostra a (Eq. 2-5) e onde  $\rho$  é a densidade do ar ( $1.225 \text{ kg/m}^3$  ao nível do mar):

$$\dot{m} = \rho \times A \times v \quad (\text{Eq. 2-5})$$

Se substituirmos a (Eq. 2-5) na (Eq. 2-4), obteremos a expressão final da potência disponível no vento, (Eq. 2-6):

$$P_{disp} = \frac{1}{2} \times \rho \times A \times v_v^3 \quad (Eq. 2-6)$$

A potência do vento é convertida em potência mecânica no rotor da turbina pela redução da velocidade do vento, ou seja, como pode ser observado na Figura 2-16, a velocidade do vento frontal ao rotor (velocidade não perturbada –  $v_1$ ) é maior que a velocidade do vento atrás do rotor (na esteira do rotor –  $v_2$ ).

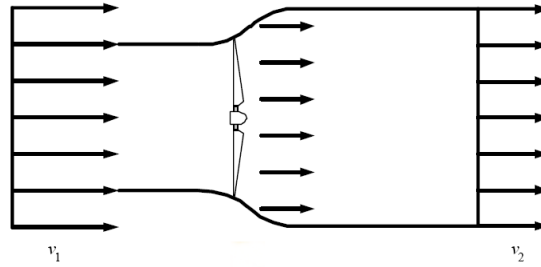


Figura 2-16 – Velocidade á entrada ( $v_1$ ) e á saída( $v_2$ ) do rotor da turbina.

#### 2.5.2.1. Limite de Betz

Em 1926 Albert Betz (Betz 1926) demonstrou que apenas uma parte da energia cinética pode ser convertida em energia mecânica. Mostrou que teoricamente a potência mecânica máxima que poderemos recuperar ao vento corresponde a 59,3% da potência disponível no vento incidente. Na prática, e perante a actual tecnologia (Marín et al 2003), este valor está na realidade compreendido entre os 35 e os 45%.

A potência extraída pela turbina ao vento é representada pela diferença entre a potência de entrada ( $P_1$ ) e a potência de saída ( $P_2$ ). Segundo a Danish Wind Industry Association (DWIA) (DWIA 2008) a potência que a turbina pode captar ao vento será traduzida pela (Eq. 2-7):

$$P = P_1 - P_2 = \frac{1}{2} \times m \times (v_1^2 - v_2^2) \quad (Eq. 2-7)$$

Supondo que a turbina não perturba a velocidade do vento, poderemos definir um caudal mássico que atravessa a turbina como a (Eq. 2-8):

$$\dot{m} = \rho \times A \times \left( \frac{v_1 + v_2}{2} \right) \quad (\text{Eq. 2-8})$$

Como  $P_1$  é a potência disponível no vento definida pela (Eq. 2-6), então a potência captada ao vento pela turbina  $P_{\text{turb}}$  será dada por:

$$P_{\text{turb}} = \frac{\rho A}{4} (v_1 - v_2) (v_1^2 - v_2^2) = \frac{P_{\text{disp}}}{2} \left( 1 + \frac{v_2}{v_1} - \left( \frac{v_2}{v_1} \right)^2 - \left( \frac{v_2}{v_1} \right)^3 \right) \quad (\text{Eq. 2-9})$$

A potência máxima captada é determinada derivando a (Eq. 2-9) em ordem a  $\frac{v_2}{v_1}$  e igualando a zero, o que resulta em  $\left( \frac{v_2}{v_1} \right)_{\text{max}} = \frac{1}{3}$ . Substituindo na (Eq. 2-9) obteremos como valor máximo da potência produzida pela turbina de

$$P_{\text{turb\_max}} = 0,593 P_{\text{disp}} \quad (\text{Eq. 2-10})$$

Este valor (0,593) dado pela (Eq. 2-10), corresponde de facto, ao máximo teórico estabelecido por Betz para o rendimento da conversão eólico-mecânica.

Esta formulação partiu dos seguintes pressupostos ideais que a realidade não respeita:

- A não existência de qualquer fricção das pás;
- A existência de uma distinção entre vento não perturbado e perturbado;
- A força desenvolvida por unidade de área, em toda a área do rotor é constante;
- O fluxo de vento é o ideal;
- Não existe qualquer carga associada ao eixo rotórico.

Como o Limite de Betz diz respeito a uma turbina ideal, o valor da energia extraída numa turbina real é ainda menor devido às perdas de energia inerentes a qualquer sistema real. Assim, torna-se necessário determinar as características operacionais reais de uma turbina, para ser possível determinar a quantidade de energia eólica efectivamente convertida em eléctrica.

A caracterização específica de cada modelo de turbina é feita através de duas curvas. Uma relaciona a potência eléctrica de saída com a velocidade do vento (curva de potência). A outra relaciona a eficiência eléctrica de saída com a velocidade do vento (coeficiente de potência). Pelo menos uma delas é fornecida pelo fabricante.

Estas curvas em conjunto com a curva da distribuição de frequência da densidade de potência do vento de um determinado local (ver secção 2.4.1.1), permitem fazer uma previsão da produtividade anual para cada modelo de turbina eólica.

#### 2.5.2.2. Curva de potência

A curva de potência é um gráfico que relaciona a potência eléctrica de saída debitada pela turbina em função da velocidade do vento. A curva fornecida pelo fabricante Vestas para a sua turbina V90 (Vestas-V90 2004) pode ser observada na Figura 2-17.

Como será referido no próximo capítulo (ver secção 3.2), a curva de potência de uma turbina eólica, assume uma importância fundamental para a definição de uma correcta estratégia de controlo.

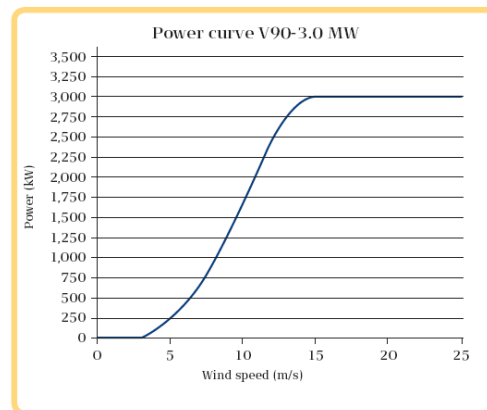


Figura 2-17 – Curva potência para a turbina Vestas V-90.

#### 2.5.2.3. Coeficiente de potência - $C_p$

Numa situação real nem toda a potência disponível no vento (Eq. 2-6) pode ser integralmente convertida em potência mecânica no veio da turbina, uma vez que o ar ao atravessar a turbina sai com velocidade não nula.

O rendimento efectivo da conversão de potência do vento em potência mecânica, pode ser definido através de um coeficiente adimensional, denominado coeficiente de potência ( $C_p$ ) e é dado pela (Eq. 2-11):

$$C_p = \frac{P_{mec}}{P_{disp}} \quad (Eq. 2-11)$$

em que

$P_{mec}$  – Potência mecânica disponível no veio da turbina

$P_{disp}$  – Potência disponível no vento

Embora a (Eq. 2-11) defina  $C_p$ , os fabricantes de turbinas têm por hábito incluir o rendimento do gerador eléctrico no valor de  $C_p$ , pelo que a expressão utilizada na prática é a (Eq. 2-12), passando  $C_p$  a representar então a eficiência da turbina em captar e converter a energia eólica disponível no vento em energia eléctrica:

$$C_p = \frac{P_{elect}}{P_{disp}} \quad (Eq. 2-12)$$

em que

$P_{elect}$  – Potência eléctrica fornecida aos terminais do gerador

Não está normalizada a designação a dar ao rendimento expresso nas equações (Eq. 2-11) e (Eq. 2-12). São comuns as designações coeficiente de potência (*Power Coefficient* na literatura anglo-saxónica), factor de aproveitamento ou rendimento aerodinâmico. Ao longo desta dissertação optaremos sempre pela designação coeficiente de potência ( $C_p$ ).

Segundo (Krohn 2001) durante o projecto das modernas turbinas eólicas de grande porte, tem-se procurado a minimização do custo da geração, o que resulta em coeficientes de potência de valor médio da ordem de 0.20 e valor máximo entre 0.4 e 0.5.

A potência mecânica de um sistema de conversão de energia eólica pode então ser calculada através da (Eq. 2-13):

$$P_{mec} = \frac{1}{2} \times C_p(\lambda, \beta) \times \rho \times A \times v_v^3 \quad (Eq. 2-13)$$

em que

$P_{mec}$  – Potência mecânica fornecida ao rotor (W);

$C_p$  – Coeficiente de potência;

$\rho$  – Massa específica do ar ( $\text{kg/m}^3$ );

$V_v$  – Velocidade do vento (m/s);

$A$  – Área varrida pelas pás ( $\text{m}^2$ ).

O coeficiente de potência  $C_p$  é uma função não linear de duas grandezas:

- Do ângulo de passo  $\beta$  (*pitch* na literatura anglo-saxónica). O ângulo de passo é definido como (ver Figura 2-20) o ângulo existente entre a corda do perfil aerodinâmico na ponta da pá e o plano de rotação;
- Da relação entre a velocidade tangencial na ponta da pá da turbina e a velocidade do vento (Eq. 2-14), normalmente designado por  $\lambda$ , ou razão de velocidades na pá ou ainda velocidade específica na ponta da pá (*Tip Speed Ratio* na literatura anglo-saxónica);

$$\lambda = \frac{\omega_t R}{v_v} \quad (\text{Eq. 2-14})$$

em que

$\omega_t$  – Velocidade de rotação do eixo (de baixa rotação) da turbina (rad/s);

$R$  – Raio do rotor (m);

$v_v$  – Velocidade do vento (m/s);

O binário produzido no eixo da turbina será dado pela (Eq. 2-15):

$$T_t = \frac{P_{mec}}{\omega_t} \quad (\text{Eq. 2-15})$$

A cada turbina está sempre associada uma curva de  $C_p$ , normalmente fornecida pelo fabricante. A Figura 2-18 apresenta o formato típico de duas curvas de  $C_p$ . A da esquerda representa uma curva para turbinas sem variação do seu ângulo de passo ( $\beta$ ). A figura da direita representa a curva típica para as turbinas eólicas que possuam variação do seu ângulo de passo ( $\beta$ ).

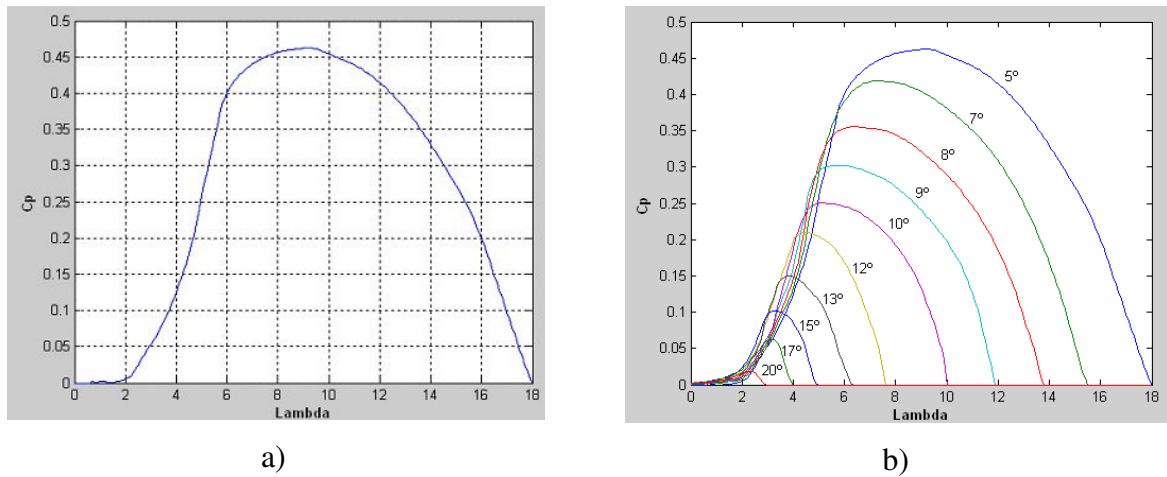


Figura 2-18 – Curvas típicas de  $C_p$  em função de  $\lambda$ , para turbinas sem e com variação do ângulo de passo.

Quando o ângulo de passo da pá pode ser alterado, como representado na Figura 2-18b), passa a haver não uma, mas uma família de curvas, representando cada uma, uma curva de  $C_p$  função da velocidade específica na ponta da pá ( $\lambda$ ) para cada ângulo de passo da pá ( $\beta$ ). O efeito sobre o valor de  $C_p$ , com a alteração de  $\beta$  e o valor de  $\lambda$ , pode ser aqui claramente observado. Para um valor de  $\lambda$  constante, um aumento de  $\beta$  conduz a uma diminuição do valor de  $C_p$ . Numa situação de  $\beta$  constante, existe para  $\lambda$  um valor óptimo ( $\lambda_{opt}$ ) que maximiza  $C_p$ . Afastando-nos desse valor, quer aumentando quer diminuindo  $\lambda$  o valor conseguido para  $C_p$  é menor.

Alguns autores como (Montezano 2007) e (Slootweg 2003) usam aproximações numéricas para o cálculo de  $C_p(\lambda, \beta)$  como mostram as (Eq. 2-16) e (Eq. 2-17) e que permite traçar a curva de  $C_p(\lambda, \beta)$  em função dessas aproximações (ver Figura 2-19).

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.22 \left( \frac{116}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5 \right) e^{\frac{-12.5}{\lambda_i}} \quad (\text{Eq. 2-16})$$

em que o factor  $\lambda_i$  é definido por:

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \quad (\text{Eq. 2-17})$$

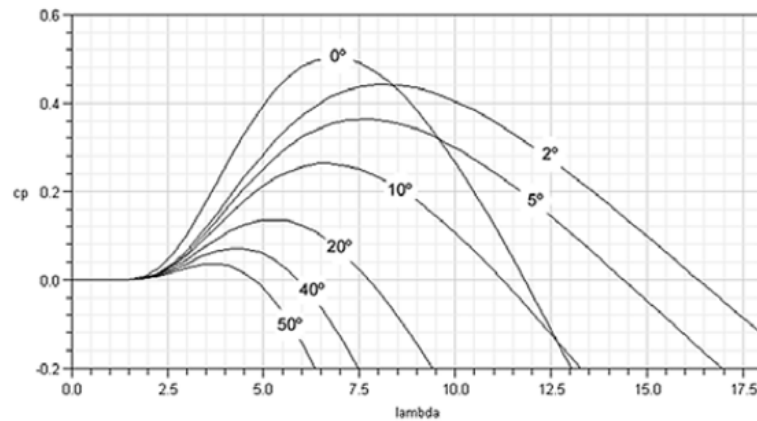


Figura 2-19 – Curvas típicas de  $C_p(\lambda, \beta)$  traçadas em função de aproximações numéricas.

#### 2.5.2.4. Forças de arrasto e de sustentação

Numa turbina eólica, as pás do rotor fazem o aproveitamento da energia cinética contida no vento. As forças que são exercidas sobre essas pás fazem com que estas rodem em torno de um eixo. A acção do vento sobre um corpo pode ser definida por duas componentes de forças: o arrasto (*drag* na literatura anglo-saxónica) e a sustentação (*lift* na literatura anglo-saxónica). A força de arrasto é a componente na direcção da velocidade de vento relativa (a *velocidade relativa do vento* é a soma dos vectores *velocidade estacionária do vento* e *velocidade tangencial da lâmina da hélice*), enquanto a força de sustentação é a componente perpendicular a esta direcção (Figura 2-20).

A força de arrasto é a força do vento que mais vulgarmente se observa na natureza. É a força experimentada por um objecto sujeito a uma rajada de vento, na direcção da velocidade relativa.

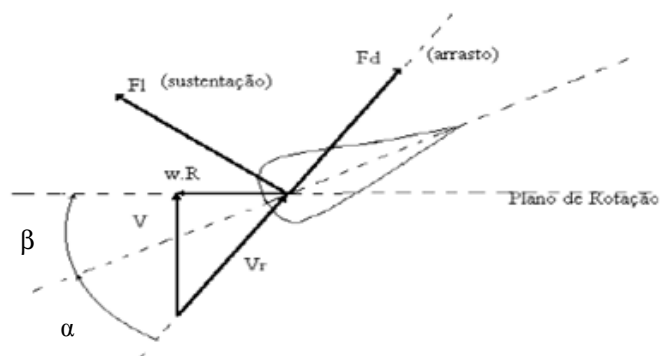


Figura 2-20 – Vectores de velocidades e forças sob um perfil aerodinâmico ( $\alpha$  – ângulo de ataque,  $\beta$  – ângulo de passo).

A força de sustentação é aquela que é causada pelo efeito de Bernoulli que através da diminuição da pressão causada pelo aumento da velocidade, ‘suga’ o objecto para cima. Ela é perpendicular à força de arrasto e é a maximização desta força que oferece o rendimento óptimo das modernas turbinas eólicas.

É frequente ver descritas as propriedades de perfis aerodinâmicos por duas constantes de proporcionalidade. O coeficiente de sustentação ( $C_L$ ) e o coeficiente de arrasto ( $C_D$ ). Ambas são função do ângulo de ataque ( $\alpha$ ) e constituem características implícitas do perfil aerodinâmico das pás. Estas constantes podem ser obtidas através das equações (Eq. 2-18) e (Eq. 2-19) (Manwell 2002).

$$C_L(\alpha) = \frac{F_L}{\frac{1}{2} \times \rho \times v_v^2 \times A} \quad (\text{Eq. 2-18})$$

$$C_D(\alpha) = \frac{F_D}{\frac{1}{2} \times \rho \times v_v^2 \times A} \quad (\text{Eq. 2-19})$$

em que:

$\rho$  - densidade do ar, ( $\text{kg/m}^3$ );

$v_v$  – velocidade do vento, (m/s);

$A$  – área do rotor, ( $\text{m}^2$ ).

Na Figura 2-21 ilustra-se o comportamento típico destes coeficientes para diferentes ângulos de ataque (UPME 2003).

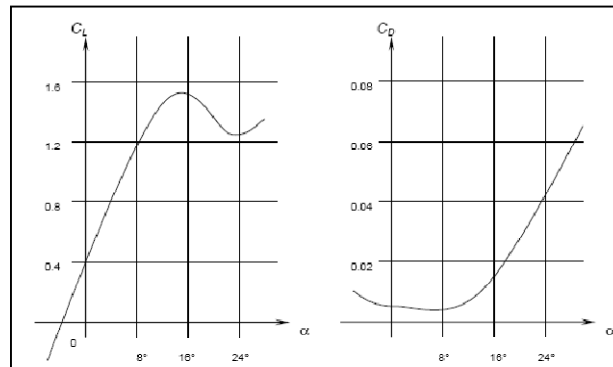


Figura 2-21 – Curvas típicas dos coeficientes de sustentação ( $C_L$ ) e de arrasto ( $C_D$ ).

Como pode observar-se através da figura, o coeficiente de sustentação ( $C_L$ ) varia linearmente com o ângulo de ataque  $\alpha$  para valores de  $\alpha$  entre os 0 e os 10°. Esta é a região definida como normal para operação e é segundo (Gasch 2002) caracterizada por apresentar um regime laminar sobre o perfil das pás (Figura 2-22a). Se pelo contrário, aumentarmos o ângulo de ataque ( $\alpha > 10$ ), o perfil entra na região de perda aerodinâmica e o regime sobre o perfil passa a ser turbulento (Figura 2-22b).



Figura 2-22 – Regime laminar e regime turbulento sobre o perfil de uma pá.

Como na região de perda aerodinâmica, a força de arrasto ( $F_D$ ) aumenta rapidamente com o aumento do ângulo de ataque ( $\alpha$ ), esta região é utilizada para limitar as forças sobre a turbina eólica, quando a velocidade do vento é muito alta. É a chamada região de estol.

#### 2.5.2.5. Cálculo da produção anual de energia

O cálculo da energia anual disponível numa turbina eólica é um parâmetro fundamental na avaliação económica de qualquer projecto eólico. A distribuição da velocidade do vento ao longo de um período alargado de tempo, combinada com a curva de potência da turbina (ver Figura 2-23), permite obter a energia gerada para cada gama de velocidade de vento (normalmente intervalos de 1 m/s), e portanto a energia total gerada ao longo de um ano.

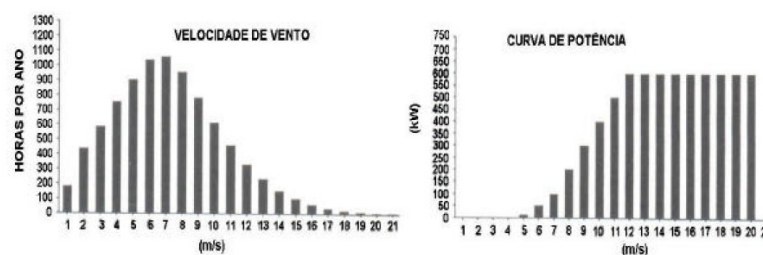


Figura 2-23 – Cálculo da produção anual de energia.

O cálculo da produção anual é então feito recorrendo á (Eq. 2-20):

$$Energia = \sum_{i=1}^n H(i)P(i) \quad (Eq. 2-20)$$

onde  $H(i)$  representa o número de horas em que ocorreu a velocidade do vento  $i$ , e  $P(i)$  é a potência eléctrica de saída da turbina nessa velocidade.

#### 2.5.2.6. Factor de capacidade

O factor de capacidade de uma turbina é definido como a relação entre o valor anual de energia produzida pela turbina e o seu valor teórico máximo, entendendo-se por valor teórico máximo a quantidade de energia que seria produzida se a turbina operasse todas as 8760 horas do ano à potência nominal. Segundo (Krohn 2001), o factor de capacidade de uma turbina situa-se entre os 25 e os 30%.

#### 2.5.2.7. Factor de disponibilidade

O factor de disponibilidade é o indicador da quantidade de tempo em que a turbina se encontra em operação.

Normalmente as turbinas são retiradas de operação para operações de inspecção e manutenção. Eventuais falhas em componentes e outro tipo de acidentes (fortes tempestades e descargas atmosféricas) são também causa para retirar a turbina de operação. As turbinas de hoje apresentam factores de disponibilidade da ordem dos 98% (CEPEL 2001), o que significa que só em 2% do tempo a produção de energia pela turbina se encontra interrompida.

O factor de disponibilidade em conjuntamente com o factor de capacidade pode ser utilizado para estimar a produção anual de energia de um local a partir do conhecimento da potência instalada.

## 2.6 CONCLUSÕES

A diversificação das fontes de energia é para qualquer país, em particular para Portugal uma vez que dependemos em cerca de 90% do petróleo e seus derivados, uma das principais, senão

a principal prioridade de uma política energética de curto médio prazo. Compromissos internacionais como o PQ levam-nos a ter de reduzir progressivamente as emissões de gases com efeito de estufa.

Este capítulo começa por abordar os principais factores que estimulam o uso das energias alternativas, em particular a energia eólica, para suprir as crescentes necessidades de consumo de energia eléctrica no mundo e em particular em Portugal. A energia eólica aparece hoje, de todas as formas de energia renováveis, como uma das mais promissoras para exploração em grande escala. Portugal através daquilo a que o governo chamou de “Estratégia Nacional para a Energia”, definiu uma estratégia clara, fazer uma aposta nas renováveis, em especial na energia eólica.

O capítulo termina com uma descrição do recurso eólico (vento) e do que é o estado da arte em termos dos principais aspectos construtivos e de funcionamento dos actuais aerogeradores (turbinas) eólicas.

## Capítulo 3

# ESTRATÉGIAS DE CONTROLO EM TURBINAS EÓLICAS DE VELOCIDADE VARIÁVEL

### 3.1 INTRODUÇÃO

Durante muitos anos, a maior parte das turbinas eólicas comerciais eram de velocidade fixa com perda aerodinâmica (*fixed-speed satll* na literatura anglo-saxónica) ou com técnicas de regulação do ângulo do passo (*pitch* na literatura anglo-saxónica) de forma a limitar a potência extraída ao vento em regimes de velocidades de vento elevadas. A partir do momento em que as turbinas atingiram os 600kW de potência, estes conceitos tornaram-se do ponto de vista económico pouco interessantes. Hoje as modernas turbinas eólicas são maioritariamente de velocidade variável. Neste tipo de turbinas, o ajuste do ângulo do passo é utilizado para limitar a captação da energia na ocorrência de ventos fortes, enquanto, o ajuste da velocidade de rotação é utilizado para maximizar a captação da energia cinética dos ventos fracos.

Os diversos sistemas de controlo existentes numa turbina eólica tem como principal objectivo a operação continua e segura da turbina.

De um ponto de vista operacional, os sistemas de controlo serão responsáveis pelo binário aerodinâmico do rotor eólico, pelo ângulo de passo das pás, pelo binário electromagnético do gerador, pelo ângulo de orientação da turbina face ao vento incidente, pelo binário dos freios dos eixos, pelo fluxo de potência activa e reactiva entre o gerador e a rede eléctrica, e pelo factor de potência do gerador. A existência de cada um destes controlos está associada à tecnologia de projecto da turbina.

As estratégias de controlo que aqui serão adoptadas procurarão dar particular ênfase à maximização da extracção da energia disponível no vento, à redução das variações do binário mecânico e da potência eléctrica de saída. Estes objectivos permitirão, não só uma diminuição das tensões mecânicas na caixa de velocidades da turbina e também em toda a sua estrutura mecânica, mas também melhores índices de qualidade da energia gerada e uma maior eficiência energética do sistema de geração.

A natureza profundamente imprevisível da variação da velocidade do vento faz com que o controlo de uma turbina que opera a velocidade variável se revista de alguma complexidade. Para a obtenção do desempenho adequado de sistemas sujeitos a variações não previstas como é o caso da velocidade do vento, é necessária a aplicação de um sistema que tenha a capacidade de se avaliar e de se corrigir de modo a alcançar os requisitos pré-estabelecidos (controlo adaptativo). Um sistema de controlo adaptativo é um tipo de sistema de controlo capaz de modificar o seu comportamento a fim de se adaptar às variações no processo. Neste tipo de controlo quando, existem alterações bruscas no sistema, são efectuados auto-ajustes dos parâmetros de maneira a manter o desempenho requerido. Este conjunto de motivos levou à opção por um controlador do tipo adaptativo na zona das velocidades elevadas de vento, para controlo do ângulo do passo das pás. Pretende-se assim, atingir uma eficiência elevada, conseguindo simultaneamente manter uma reduzida flutuação na potência eléctrica de saída.

Todos os sistemas de controlo aqui propostos actuarão escalonados em intervalos de velocidades de vento com características próprias (definidos com a ajuda da curva de potência fornecida pelo fabricante da turbina eólica), dada a necessidade de diferentes estratégias de controlo para diferentes intervalos de velocidade do vento.

Por serem as mais eficazes do ponto de vista da captação da energia contida no vento, as estratégias de controlo aqui focadas, serão aplicadas a uma turbina eólica de velocidade e ângulo de passo variáveis.

### **3.2 ZONAS DE OPERAÇÃO DE UMA TURBINA EÓLICA**

Como foi referido na secção 2.5.2, uma turbina eólica obtém a sua potência de entrada, convertendo nas pás do rotor parte da energia cinética contida no vento em binário. A quantidade de energia que o vento transfere para o rotor depende da velocidade do vento, da área do rotor, do desenho da pá (ângulo de passo) e da densidade do ar. Embora existam muitas configurações diferentes para turbinas eólicas, no entanto, as suas formas de funcionamento são em tudo muito semelhantes.

Para que conceitos como o de velocidade fixa e velocidade variável, bem como os métodos de controlo de potência que serão referidos na secção 3.4, possam ser melhor entendidos, as turbinas eólicas são divididas em zonas de operação (Novak 1995).

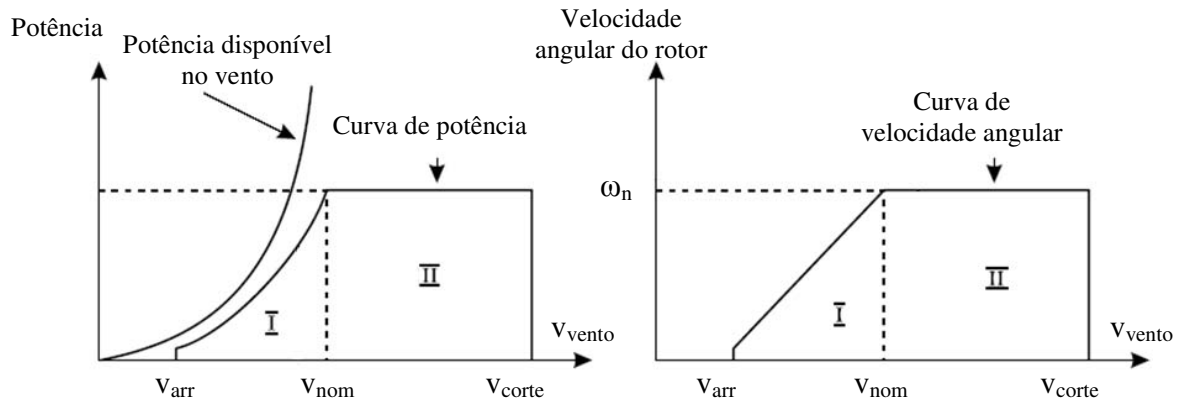


Figura 3-1 – Zonas de operação de uma turbina (curva de potência e velocidade angular função da velocidade do vento).

Segundo (Rasila 2003), quer a curva de potência, quer a curva de velocidade angular, de uma turbina eólica como vemos representadas na Figura 3-1, podem ser usadas para executar uma correcta estratégia de controlo.

Na figura são definidos dois intervalos correspondendo cada um deles a uma estratégia distinta de operação da turbina.

A zona I é delimitada pela velocidade mínima do vento ( $v_{arr}$ ) a que é feito o arranque da turbina e pela velocidade do vento em que é atingida a potência nominal da turbina ( $v_{nom}$ ). Normalmente as turbinas eólicas são projectadas para arrancarem a velocidades do vento entre os 3 e os 5 m/s. Para velocidades de vento inferiores, não é economicamente viável a extracção de vento. Nesta zona, zona das baixas velocidades de vento, a turbina opera a velocidade variável, com uma velocidade de rotação do rotor óptima, permitindo maximizar a captação de energia.

A zona II define a faixa de operação em que a turbina trabalha à sua potência nominal. É a zona das altas velocidades de vento, normalmente acima dos 12 a 15 m/s de velocidade do vento. Nesta fase, um aumento da velocidade do vento não implica um aumento de potência extraída. Começa em velocidades de vento correspondentes a  $v_{nom}$ , e termina em  $v_{corte}$ , sendo  $v_{corte}$  a velocidade máxima de operação da turbina, normalmente 25 m/s. O objectivo será

“desperdiçar” parte da energia contida no vento, diminuindo a eficiência do rotor, de modo a manter constante a potência extraída.

Acima da velocidade máxima de operação da turbina eólica ( $v_{\text{corte}}$ ) não é economicamente viável dimensionar os componentes da turbina para extrair potência a essas velocidades elevadas de vento. O custo desta produção extra de energia seria elevado, atendendo a que só muito esporadicamente a velocidade do vento atinge estes valores (Weigand 1999). A turbina deverá ser desligada, usando para isso um sistema de frenagem que pode actuar mecanicamente no eixo da turbina, ou aerodinamicamente no rotor, de modo a não danificar os seus componentes.

### 3.3 VELOCIDADE CONSTANTE OU VELOCIDADE VARIÁVEL

As turbinas eólicas tanto podem operar a velocidade (de rotação) constante como variável. Enquanto as primeiras não necessitam de um controlador de velocidade, as segundas necessitam de controlo da sua velocidade de rotação, na gama de velocidades de vento em que operam.

Para as turbinas eólicas funcionando a velocidade constante, o gerador eléctrico é assíncrono, ou de indução e está directamente ligado à rede como pode observar-se através da Figura 3-2 (Dutra 2008).

Como a velocidade de rotação do rotor é dada pela frequência da rede, não sendo pois controlável, não é possível armazenar qualquer variação na energia captada, devido às variações da velocidade do vento na forma de variações de energia rotacional. Então e necessariamente, para um sistema de velocidade fixa a variação da velocidade do vento irá resultar em variações da energia produzida e, portanto, afectar a qualidade de alimentação da rede de uma forma negativa (Thiringer 2005).

Nas turbinas eólicas com velocidade variável os geradores eléctricos podem ser síncronos ou assíncronos. A ligação ao sistema eléctrico é feita por meio de um conversor de frequência electrónico. A ideia básica neste tipo de turbinas consiste em desacoplar a velocidade de rotação e consequentemente do rotor da turbina, da frequência eléctrica da rede. O rotor pode

funcionar com velocidade variável ajustada à situação real da velocidade do vento, garantindo assim um desempenho aerodinâmico maximizado.

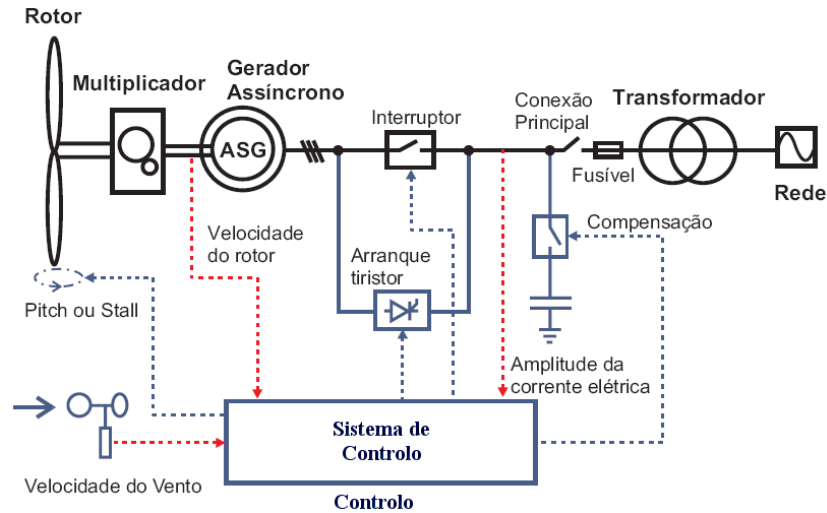


Figura 3-2 – Esquema eléctrico de uma turbina eólica operando a velocidade constante.

Com a crescente integração da energia eólica nas redes eléctricas, têm-se verificado a instalação em larga escala de turbinas eólicas equipadas com um gerador de indução duplamente alimentado (GIDA)<sup>1</sup>. Segundo (Liserre et al 2006) actualmente, cerca de 50% das turbinas eólicas instaladas a nível mundial usam este tipo de geradores que são capazes de operar a diferentes velocidades ainda que dentro de certos limites (tipicamente de -30% a +20% da sua velocidade nominal). Esta característica traduz-se num melhor aproveitamento da energia disponível no vento, bem como na redução da fadiga mecânica e do ruído acústico emitido na zona das baixas velocidades do vento (Burton et al 2004).

De acordo com (Akhmatov 2007), a maior vantagem dos GIDAs face às outras alternativas é o facto de a electrónica de potência lidar apenas com uma fracção de toda a potência do sistema (cerca de 25%) o que se traduz em menores perdas, dimensões e custos. Neste tipo de máquinas, o gerador é controlado numa faixa de velocidades, tipicamente no máximo  $\pm 30\%$  da velocidade síncrona.

<sup>1</sup> Na literatura anglo-saxónica Doubly-Fed Induction Generator (DFIG).

Por este conjunto de razões, e também principalmente por permitir o funcionamento a velocidade variável, segundo (Marques 2004) os principais fabricantes de turbinas eólicas como a Vestas e a Nordex, produzem as suas turbinas equipadas com GIDA, principalmente para potências acima de 1.5 MW.

Como pode ser observado através da Figura 3-3 (Gagnon 2005), o GIDA é uma máquina assíncrona trifásica com rotor bobinado cujo circuito rotórico, que opera a uma frequência variável (até 10 Hz), se encontra ligado à rede (caracterizada por ter uma frequência fixa) através de um conversor de frequência AC/DC/AC.

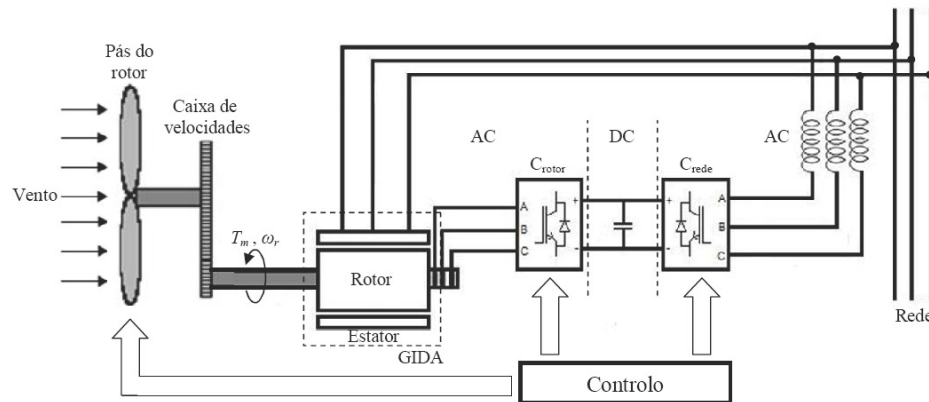


Figura 3-3 – Esquema eléctrico de uma turbina eólica com GIDA, ligada à rede, operando a velocidade variável.

No sistema GIDA o estator da máquina de indução é ligado directamente à rede eléctrica enquanto o rotor bobinado é alimentado através de escovas e anéis colectores por uma tensão produzida num conversor estático. A turbina é acoplada ao gerador através de uma caixa de velocidades.

O conversor do rotor é projectado de forma que o gerador possa operar numa faixa limitada de velocidade, atingindo escorregamentos positivos (região subsíncrona) e escorregamentos negativos (região supersíncrona). A relação de transmissão na caixa de velocidades é calculada de forma que a velocidade síncrona do gerador corresponda a um valor intermédio da faixa de velocidades permitida para a turbina eólica e também por forma a limitar o valor máximo de escorregamento seguro para a operação do conversor do rotor, não permitindo que a potência nominal seja excedida.

Como as duas próximas secções irão mostrar, as turbinas de velocidade constante, só têm um ponto óptimo de funcionamento, tornando difícil a maximização da energia captada, enquanto as de velocidade variável não possuem essa limitação, permitindo o funcionamento óptimo numa gama alargada de velocidades do vento. Segundo (Ackermann 2002), verificamos que a maioria dos grandes fabricantes de turbinas eólicas está a projectar a nova geração das suas turbinas na gama dos 3 a 5 MW. Todas estas turbinas são com velocidade variável e variação do ângulo de passo como modo de operação.

### 3.3.1. Operação a velocidade constante

Como já foi referido na secção anterior, as turbinas que operam a velocidade constante possuem um gerador de indução ligado directamente à rede. Consequentemente, a velocidade de rotação do rotor será quase constante, pois os geradores de indução possuem um escorregamento entre 1 e 2%, e será dada pela frequência da rede e pelo número de pólos do gerador (Gasch 2002).

O que está ilustrado na Figura 3-4 é a relação entre a velocidade do vento, a velocidade angular no veio da turbina  $\omega_T$  e a potência mecânica disponível no veio, para uma turbina operando a velocidade constante. Como pode observar-se, existe apenas um único ponto óptimo de operação onde a potência mecânica é máxima, para cada valor de velocidade de vento.

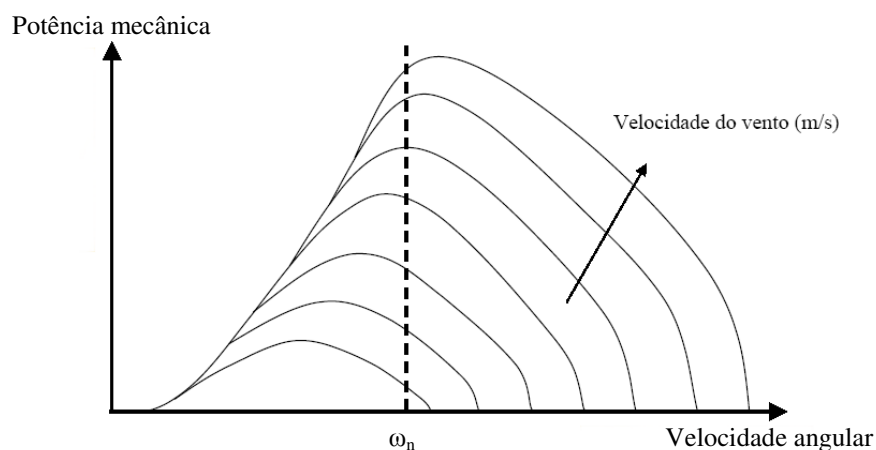


Figura 3-4 – Relação entre a velocidade do vento, a velocidade angular do veio da turbina  $\omega_T$  e a potência mecânica disponível no veio, para uma turbina eólica operando a velocidade constante.

Como já foi referido através da (Eq. 2-14), a velocidade específica na ponta da pá ( $\lambda$ ), varia com a velocidade do vento e atinge o seu valor máximo apenas num valor particular desta, desde que a velocidade de rotação do rotor turbina  $\omega_T$  seja constante.

Para as turbinas eólicas operando a velocidade constante, haverá sempre fora da velocidade ideal uma perda de eficiência. A dimensão das perdas vai depender do projecto da turbina e da variação da velocidade do vento no local de instalação da turbina eólica (Novak 1995).

### 3.3.2. Operação a velocidade variável

Para turbinas de grande porte é desejável desacoplar a velocidade do rotor da frequência da rede, com o objectivo de manter as cargas mecânicas e a flutuação de potência dentro dos limites. Este desacoplamento pode ser conseguido através da inserção de um conversor de frequência entre a turbina e a rede eléctrica, permitindo assim o controlo da velocidade do gerador (Burton et al 2004). Neste sentido, as flutuações na potência de saída causadas pela variação do vento podem ser parcialmente absorvidas pela mudança de velocidade. Consequentemente, as variações de potência e das cargas mecânicas da turbina podem ser reduzidas.

Como pode observar-se através da Figura 3-5, a forma de operação de uma turbina eólica a funcionar em regime de velocidade variável, é adaptar continuamente a velocidade de rotação da turbina ( $\omega_T$ ) com a velocidade do vento, de modo a extrair a máxima potência possível.

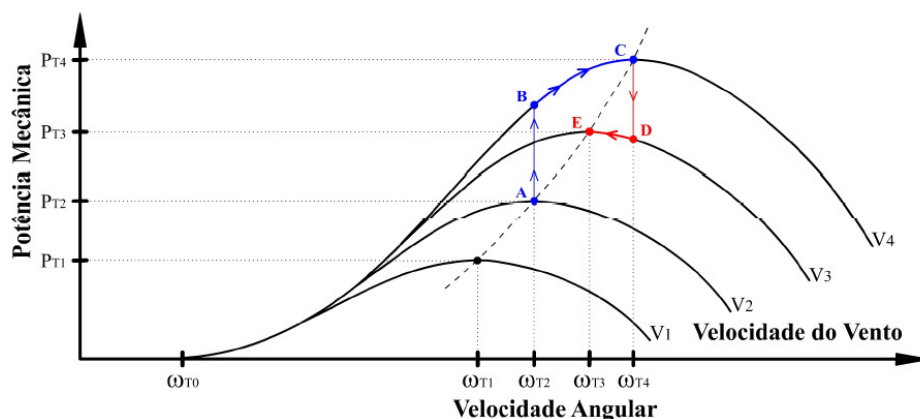


Figura 3-5 –Relação entre a velocidade do vento, a velocidade angular do veio da turbina  $\omega_T$  e a potência mecânica disponível no veio, para uma turbina operando a velocidade variável.

Para extrair a máxima potência de uma turbina eólica deve manter-se o valor da velocidade específica na ponta da pá ( $\lambda$ ) constante e no seu valor óptimo. Como a (Eq. 2-14) permite mostrar, e o exemplo que se segue ilustra, se a velocidade do vento aumentar, a velocidade de rotação também deve aumentar, de modo a manter  $\lambda$  constante. Deste modo, e de acordo com a característica de  $C_p(\lambda)$  como pode ser observado na Figura 2-18, quando  $\lambda$  é óptimo, então  $C_p$  será máximo, e consequentemente a potência de saída também será máxima (Eq. 2-13).

- *Condição inicial:* A turbina rodando à velocidade angular  $\omega_{T2}$  sujeita uma velocidade de vento  $V_2$ , extrai do vento uma potência  $P_{T2}$ , máxima para esta velocidade de vento (ponto A);
- *Aumento da velocidade do vento:* Havendo um aumento na velocidade do vento de  $V_2$  para  $V_4$ , isso reflecte-se imediatamente na potência mecânica (ponto B). No entanto, como pode observar-se, o ponto B não corresponde a um ponto óptimo de funcionamento para este novo regime de velocidade de vento  $V_4$ . É necessário fazer-se uma “correção” na velocidade angular  $\omega_T$  da turbina. A velocidade angular  $\omega_{T2}$  terá que ser aumentada até atingir o valor  $\omega_{T4}$  para permitir chegar ao ponto C, ponto óptimo de operação para esta nova velocidade de vento, onde será atingida a máxima potência mecânica  $P_{T4}$  (caminho ABC);
- *Diminuição da velocidade do vento:* Uma diminuição da velocidade do vento de  $V_4$  para  $V_3$  tem reflexos imediatos na potência mecânica que baixa para o valor correspondente ao ponto D. Novamente a velocidade angular  $\omega_{T4}$  deverá ser “corrigida” para uma velocidade menor  $\omega_{T3}$  para permitir atingir um novo ponto óptimo de operação, agora o ponto E. Neste ponto é atingida a potência mecânica máxima  $P_{T3}$ , para esta nova velocidade do vento (caminho CDE).

Comparando com os sistemas operando a velocidade fixa, os sistemas operando a velocidade variável apresentam as seguintes vantagens (Kleber 2006):

- A operação a velocidade variável permite um sistema de controlo do ângulo de passo mais simples, podendo ter constantes de tempo mais elevadas, resultado em menores picos de potência injectados na rede;

- Na ocorrência de rajadas de vento, esta energia adicional é armazenada na inércia mecânica do eixo de velocidade variável, resultado assim um comportamento elástico, que reduz as flutuações do binário no eixo e consequentemente na potência eléctrica gerada;
- A redução das flutuações e picos no binário e da potência gerada melhora os aspectos de qualidade da energia;
- Maior eficiência energética uma vez que a turbina pode ser ajustada em função da velocidade do vento maximizando a extracção de potência disponível no vento;
- Redução dos ruídos acústicos que são proporcionais à velocidade de rotação da turbina. Assim, em regimes de vento reduzido, ou sob restrições da potência a ser despachada, pode-se operar com baixas velocidades de rotação reduzindo a emissão de ruídos.

### 3.4 MÉTODOS DE LIMITAÇÃO DE POTÊNCIA

Na situação normal de operação de uma turbina eólica, a potência fornecida por esta é inferior à potência nominal. O ângulo de passo é mantido praticamente constante, de modo a que o sistema de controlo tenha como objectivo principal controlar a velocidade de rotação do rotor de forma a maximizar a eficiência da turbina eólica. Por outro lado, quando a velocidade do vento assume valores superiores à velocidade nominal, existe a necessidade de limitar a potência fornecida pela turbina. O objectivo do sistema de controlo é agora o de limitar as cargas nos componentes mecânicos da turbina eólica e manter a potência de saída no seu valor nominal, de modo a evitar uma sobrecarga no gerador. Esta região de operação da turbina é normalmente referida como a “região de limitação de potência”. Ao processo que permite limitar a potência de uma turbina eólica ao seu valor nominal chama-se limitação aerodinâmica de potência.

A limitação de potência pode ser efectuada por meios passivos, isto é, o perfil das pás é projectado, de modo que esta entre em perda aerodinâmica, a partir de determinada velocidade do vento, sem necessidade de variação do ângulo de passo, ou por meios activos, ou seja, variando mecanicamente o ângulo de passo das pás.

Teoricamente seria possível efectuar a limitação de potência desviando a turbina da direcção do vento, por intermédio do seu mecanismo de orientação direcciona (ver *Sistema de*

*Posicionamento* na secção 2.5.1.2). Contudo, esta operação dá origem a elevadas cargas aerodinâmicas que geram problemas de fadiga nos componentes da turbina, não sendo por isso utilizada para este propósito (Gasch 2002).

O método de controlo que cada modelo de turbina eólica utiliza para fazer o controlo da potência eólica produzida, pode ser identificado através do formato da sua curva de potência, como as secções seguintes procurarão mostrar. Basicamente são três os métodos hoje utilizados: controlo passivo do estol dinâmico, controlo activo do estol dinâmico e controlo activo do ângulo de passo.

#### 3.4.1. Controlo de potência por perda aerodinâmica passiva

Neste método de controlo de potência, as pás da turbina são montadas fixas no rotor, de forma que não existe nenhum mecanismo que as permita rodar em torno do seu próprio eixo. Como pode ser observado através da Figura 3-6, o ângulo de passo  $\beta$  é praticamente constante. Este método utiliza o facto de o ângulo de ataque  $\alpha$  aumentar com aumento da velocidade do vento (para  $V_2 > V_1$  tem-se  $\alpha_2 > \alpha_1$ ). Deste modo, o ângulo de ataque ( $\alpha$ ), onde o fenómeno de perda aerodinâmica ocorre, é alcançado quando a velocidade do vento atinge o seu valor nominal, significando portanto que no método de perda aerodinâmica passiva a regulação de potência é auto-induzida pelo vento.

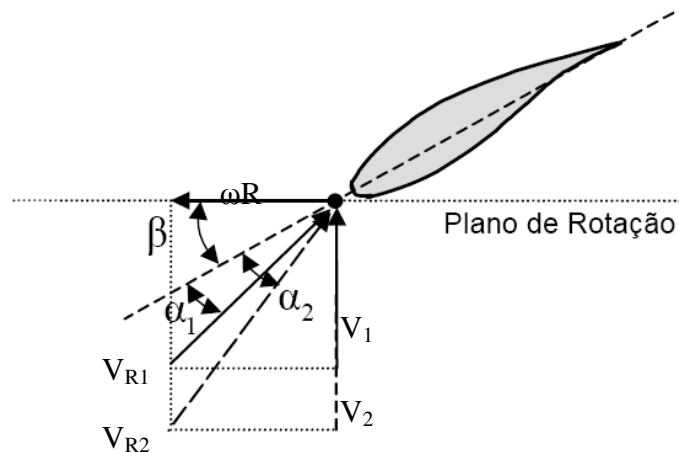


Figura 3-6 – Variação do ângulo de ataque ( $\alpha$ ) com a velocidade do vento.

A Figura 3-6 permite concluir que, para o ângulo de ataque aumentar com a velocidade do vento, a velocidade angular de rotação ( $\omega$ ) deve ser mantida praticamente constante, independentemente da velocidade do vento, por isso este é o método mais adequado para turbinas que operam em velocidade constante, como é o caso por exemplo, da turbina eólica Nordex N43 – 600 (NORDEX 2008).

A curva de potência característica de uma turbina, cujo método de limitação de potência é obtido pelo efeito da perda aerodinâmica (Hau 2006), é mostrada na Figura 3-7.

A principal vantagem do método da perda aerodinâmica passiva é a simplicidade do sistema, pela ausência de qualquer sistema de actuação para limitar a potência de saída da turbina. Por outro lado, a sua implementação necessita de complicados métodos de cálculo aerodinâmico para definir o ângulo de ataque para o qual a pá entra em perda aerodinâmica, aspecto que é essencial para o desempenho deste método (Gasch 2002).

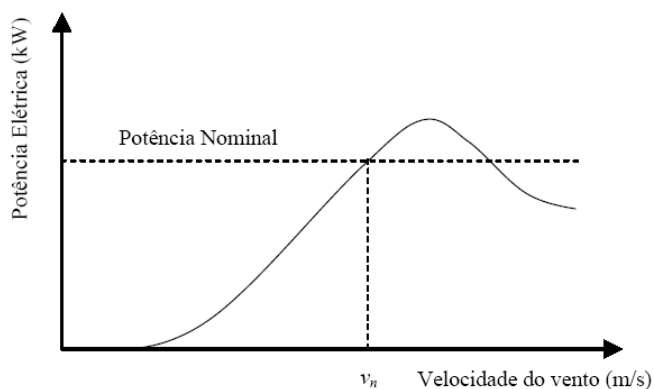


Figura 3-7 – Curva de potência com perda aerodinâmica passiva.

Segundo (Heier 2006), uma desvantagem adicional da regulação por perda aerodinâmica passiva tem a ver com as dificuldades que estas turbinas demonstram nos processos de arranque e frenagem. No arranque, quando a velocidade do vento é muito baixa, a turbina não tem binário inicial suficiente, pelo que se torna necessário utilizar um motor ou o próprio gerador como motor, para levar o rotor à velocidade adequada.

No processo de frenagem, não é possível colocar as pás na posição ideal de frenagem, (posição de bandeira), pelo que é necessário um sistema auxiliar de travagem por meios aerodinâmicos. Segundo (Burton et al 2004) nesta situação é utilizada a deflexão de spoilers

(dobra das pontas das pás). Este sistema é utilizado no modelo N-50 da Nordex (Nordex 2008), como pode ser observado através da Figura 3-8.



Figura 3-8 – Sistema de frenagem aerodinâmico, com rotação das pás em 85°.

A regulação por perda aerodinâmica não permite também uma regulação fina da potência na região de limitação, como pode ser observado através da Figura 3-7, o que implica o aparecimento de sobrecargas na turbina, em situações de rajadas de vento.

#### **3.4.2. Controlo de potência por ajuste do ângulo de passo**

Ao contrário do sistema de controlo referido na secção anterior, que era um sistema passivo, o controlo do ângulo de passo é um sistema de controlo activo (que normalmente necessita de uma informação vinda do sistema de controlo da turbina) da potência mecânica da turbina, que actua sobre o ângulo de passo das pás.

O controlo do ângulo de passo das pás tem como objectivo limitar a potência aerodinâmica de entrada para evitar sobrecargas mecânicas e velocidade excessiva na turbina.

Nas turbinas eólicas que usam este processo de controlo, como o modelo V-90 da Vestas (Vestas-V90 2004), sempre que a potência nominal do gerador é ultrapassada, devido ao aumento da velocidade do vento, as pás do rotor giram em torno de seu eixo longitudinal, como pode observar-se na Figura 3-9.

Nesta situação o controlo é feito por variação do ângulo de passo  $\beta$  das pás de forma a reduzir o ângulo de ataque. Esta redução do ângulo de ataque permite diminuir as forças aerodinâmicas actuantes e, conseqüentemente, a extracção de potência do vento.



Figura 3-9 – Variação do ângulo da pá numa turbina eólica.

Para todas as velocidades de vento superiores à velocidade nominal, o ângulo de passo é escolhido de forma que a turbina retire ao vento apenas a energia necessária para produzir a potência nominal da turbina. Como a Figura 3-10 permite observar, para valores da velocidade de vento reduzidas, o valor do ângulo de passo  $\beta$  é fixado num valor reduzido (próximo de  $0^\circ$ ), garantindo assim a máxima extracção de potência pelo rotor eólico, tomando valores crescentes para velocidades de vento elevadas de maneira a limitar a potência mecânica disponível no eixo da turbina.

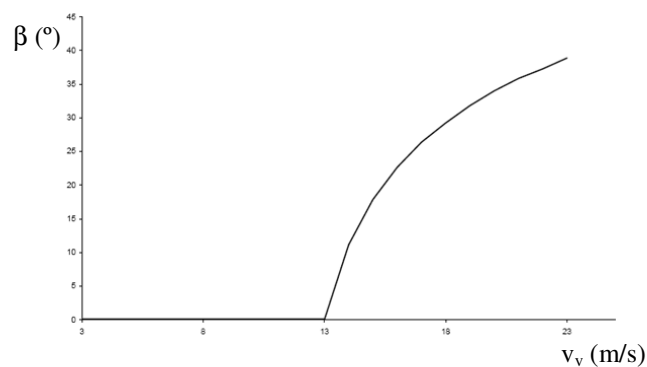


Figura 3-10 – Variação do ângulo de passo da pá ( $\beta$ ), com a velocidade do vento ( $v_v$ ).

Como na regulação por ângulo de passo é possível rodar as pás em torno do seu próprio eixo, o coeficiente de potência ( $C_p$ ) não será agora somente função da velocidade específica na ponta da pá ( $\lambda$ ) (Eq. 2-14), mas também do ângulo de passo ( $\beta$ ). A Figura 3-11 mostra uma curva típica de  $C_p(\lambda)$  para diversos valores do ângulo de passo ( $\beta$ ).

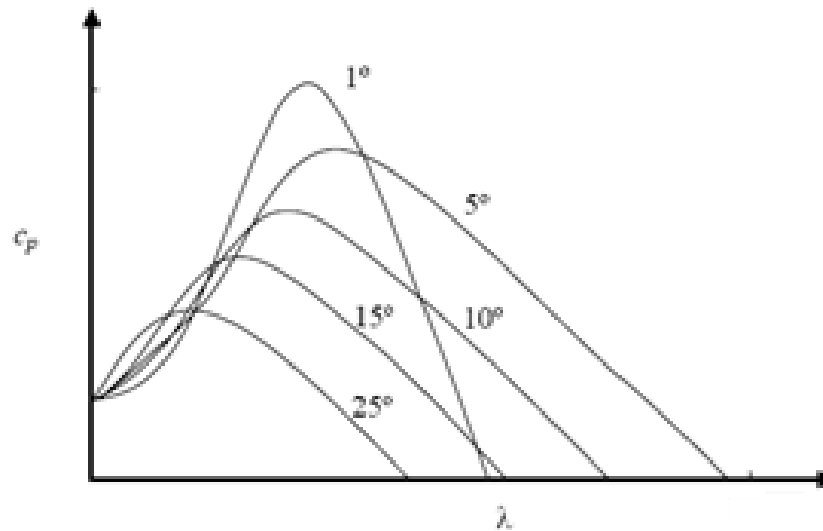


Figura 3-11 – Coeficiente de potência  $C_p(\lambda, \beta)$ , para diferentes ângulos de passo.

Se atendermos à regulação por perda aerodinâmica passiva observando a Figura 3-7, e comparando com a Figura 3-12, que mostra a curva de potência de uma turbina com regulação do ângulo de passo, verifica-se que neste último método, a regulação da potência é mais precisa na região de limitação de potência.

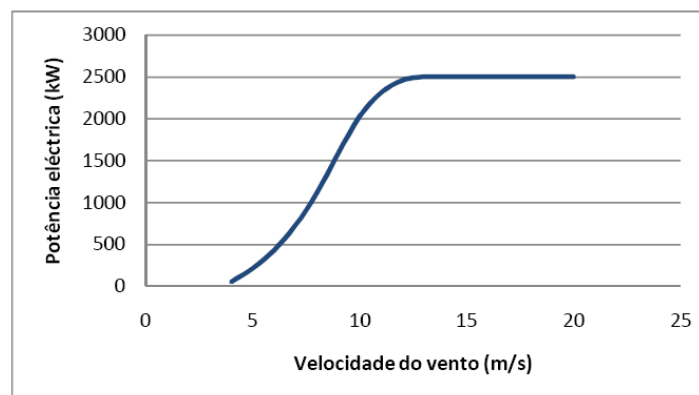


Figura 3-12 – Curva de potência da turbina Nordex N100/2500kW.

Sintetizando, e referindo (Dutra 2008), pode dizer-se que o controlo do passo apresenta as seguintes vantagens:

- Permite o controlo activo da potência sob todas as condições de vento, mesmo a potências parciais;
- Alcança a potência nominal mesmo sob condições de baixa massa específica do ar (grandes altitudes e altas temperaturas);
- Maior produção de energia sob as mesmas condições (sem diminuição da eficiência na adaptação ao estol da pá);
- Arranque simples do rotor pela mudança do passo;
- Ausência da necessidade de grandes sistemas de frenagem para paragens de emergência;
- Cargas das pás do rotor decrescentes com o aumento do vento acima da potência nominal;
- Posição de embandeiramento das pás do rotor em regime de ventos extremos;
- Massas das pás do rotor menores levam a massas menores das turbinas.

#### **3.4.3. Controlo de potência por perda aerodinâmica activa**

Este conceito de controlo de potência tem por objectivo combinar as vantagens da regulação por variação do ângulo de passo com a robustez do controlo por perda aerodinâmica.

Este tipo de controlo funciona de forma semelhante ao controlo com variação activa do passo, a diferença reside na direcção de rotação das pás em torno do seu eixo que é feita de modo a aumentar o ângulo de ataque para que as mesmas entrem em perda aerodinâmica.

A regulação por passo, requer um ângulo de passo maior que este tipo de regulação, para obter a mesma diminuição de potência. Isso significa que, para as mesmas condições de vento, a regulação por passo deve girar as pás mais rapidamente que a regulação por perda aerodinâmica activa, para obter a mesma regulação de potência.

A Figura 3-13 mostra a curva de potência de uma turbina Vestas (Vestas-V82 2008) com este tipo de regulação.

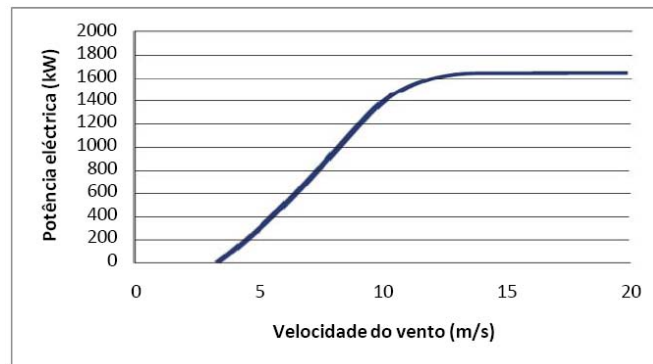


Figura 3-13 – Curva de potência da turbina Vestas V82-1.65MW.

### 3.5 ESTRATÉGIA DE CONTROLO PARA UMA TURBINA DE VELOCIDADE VARIÁVEL

O controlo automático é essencial para o funcionamento eficiente e confiável das turbinas eólicas, sendo uma das áreas em que houve maior evolução nos últimos anos. Actualmente, as turbinas eólicas (principalmente as de grande dimensão) são de velocidade variável, tendo vindo a substituir as turbinas de velocidade constante. Isto é devido principalmente à redução conseguida, na variação da potência produzida (o que permite uma melhor “qualidade” da energia produzida) e das cargas mecânicas na turbina, bem como à redução do peso e custo dos componentes principais. Enquanto, as turbinas tradicionais que operam a velocidade constante são normalmente, controladas por estol aerodinâmico, as turbinas que operam a velocidade variável são controladas por variação do ângulo de passo.

A velocidade específica na ponta da pá ( $\lambda$ ), é o parâmetro com que habitualmente se caracteriza a velocidade do rotor, enquanto o coeficiente de potência  $C_p(\alpha, \beta)$  é uma função da velocidade específica e do ângulo de passo. Para um determinado ângulo de passo, o coeficiente de potência  $C_p$  tem um máximo correspondendo a um valor particular de velocidade específica. Torna-se assim claro que, para maximizar a eficiência da turbina, é necessário fazer variar a velocidade de rotação do rotor da turbina, de forma a acompanhar a variação da velocidade do vento.

A natureza profundamente imprevisível da variação da velocidade do vento faz com que o controlo de uma turbina que opera a velocidade variável se revista de alguma complexidade. O

objectivo deverá ser atingir uma eficiência elevada, conseguindo simultaneamente manter uma reduzida flutuação na potência eléctrica de saída.

O funcionamento de uma turbina de velocidade variável, com regulação do ângulo de passo da pá implica a definição de uma estratégia de controlo global (Camblong 2003). De facto, torna-se necessário definir quais as variações na velocidade de rotação, no binário ou na potência gerada, em função da velocidade do vento.

A estratégia de operação das turbinas de velocidade variável e variação de ângulo de passo que já foi referida na secção 3.2 e que está ilustrada na Figura 3-1 tem vindo a ser substituída por uma outra estratégia, muito utilizada principalmente pelas turbinas de última geração da Vestas e da Gamesa. Enquanto a estratégia referida na secção 3.2, a que (Leithead 2000) chama de “estratégia clássica” inclui duas zonas, a estratégia mais recente inclui não duas mas sim quatro zonas de operação como pode ser observado através da Figura 3-14.

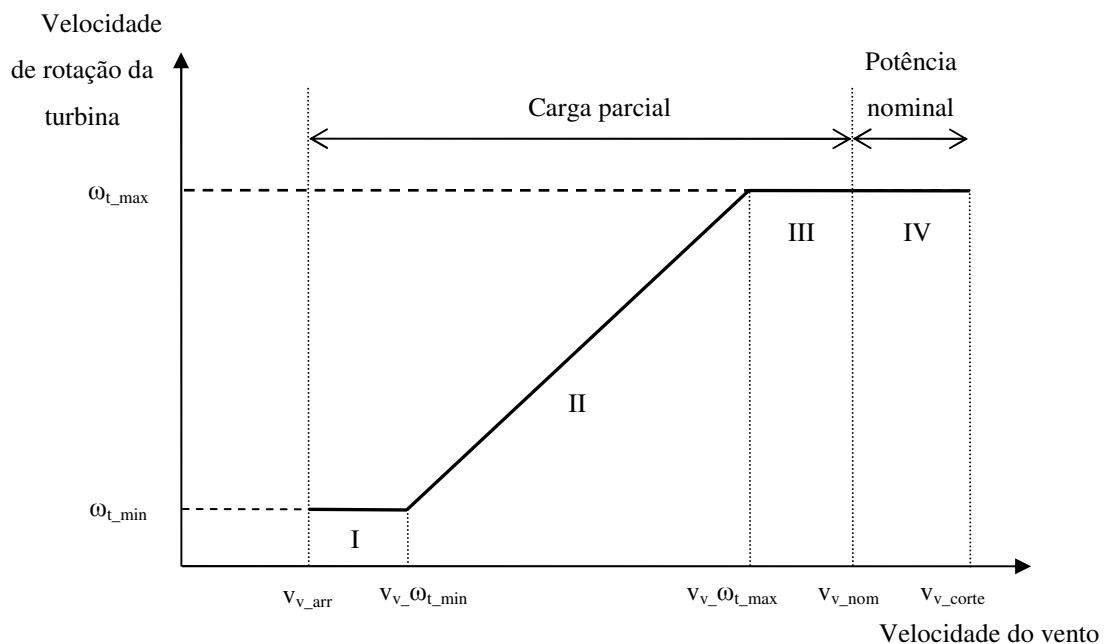


Figura 3-14 – Estratégia de controlo utilizada pela Vestas e Gamesa, com 4 zonas de operação.

A figura representa a variação da velocidade de rotação da turbina em função da variação da velocidade do vento. É a combinação destas duas grandezas que é a mais comum na definição

das estratégias de controlo, ou em alternativa, como já foi visto na Figura 3-1, a utilização da combinação potência gerada e velocidade do vento. Como pode ser observado, estão definidas duas formas de funcionamento distintas, consoante a turbina esteja ou não a trabalhar à potência nominal. Os números I, II e III da Figura 3-14, referentes a três zonas de funcionamento distintas, estão incluídos na fase em que a turbina está a trabalhar a carga parcial. A zona IV coincide com a fase de operação a potência nominal.

As três primeiras zonas correspondem à zona I da estratégia clássica (Figura 3-1). A diferença está em que se limita a velocidade mínima e máxima de rotação da turbina.

A zona I é agora uma zona em que se faz o arranque da turbina, não existindo extracção de energia ao vento. Devido à lei da variação cúbica da potência com a velocidade do vento, para velocidades inferiores a  $V_{arr}$  (normalmente, cerca dos 5 m/s, dependendo do local), não é economicamente viável a extracção de energia. Nesta zona e segundo (Camblong 2003), deverá existir também, um limite mínimo para a velocidade de rotação da turbina ( $\omega_{t\_min}$ ), pois é necessário evitar que a turbina atinja velocidades de rotação correspondentes à frequência de ressonância da torre (valor próximo dos 0.5 Hz).

Por razões que têm a ver com o aumento do ruído aerodinâmico, com a necessidade de limitar a velocidade na ponta das pás do rotor e também evitar cargas inércias insuportáveis quer para as pás quer para a própria estrutura da turbina, impôs-se um limite máximo para a velocidade de rotação do rotor ( $\omega_{t\_max}$ ).

Segundo (Vihriala 2002), para que as outras três zonas possam extrair energia ao vento em condições de segurança e eficiência, uma turbina eólica deve ser controlada de acordo com os seguintes três modos de operação que a seguir se indicam e que podem ser também representados através de uma curva  $C_p(\lambda, \beta)$ , como a Figura 3-15 mostra.

Zona II: Velocidade variável –  $\lambda$  óptimo; ponto A

Zona III: Velocidade constante –  $\lambda$  variável; trajectória A-B

Zona IV: Velocidade constante – potência constante; trajectória B-C

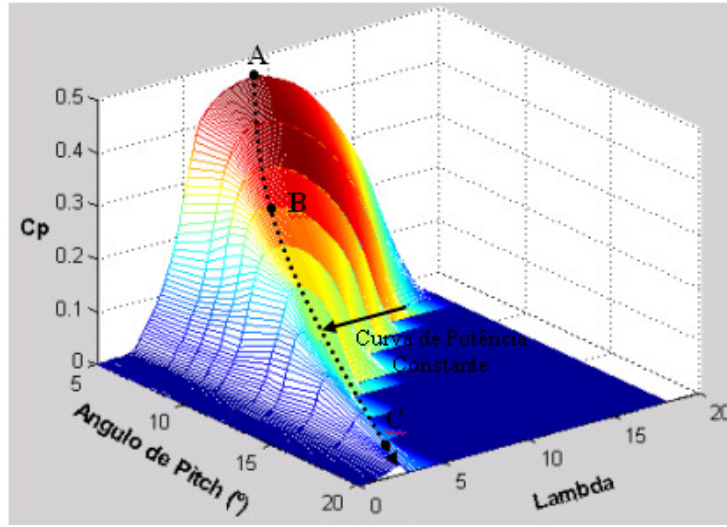


Figura 3-15 – Zonas de controlo definidas através de uma curva  $C_p(\lambda, \beta)$ .

#### 3.5.1.1. Zona II: Velocidade variável – $\lambda$ óptimo (ponto A)

A principal motivação no controlo da turbina na zona das baixas velocidades de vento, deverá ser ajustar a velocidade de rotação do rotor em função das mudanças da velocidade do vento, de modo a que  $C_p$  seja mantido no seu valor máximo. Só assim será possível extrair do vento o máximo de potência mecânica. O coeficiente de potência  $C_p(\lambda, \beta)$  tem um máximo para um valor particular da velocidade específica na ponta da pá  $\lambda_{opt}$ , e para um ângulo de passo da pá  $\beta_{opt}$  (normalmente o valor mais baixo de  $\beta$  - ver Figura 3-10 ou Figura 3-11). Isto significa que se o objectivo for extrair a máxima potência, para uma determinada velocidade de vento, a estratégia de controlo deverá mudar a velocidade de rotação do rotor da turbina  $\omega_T$ , de forma a obter para  $\lambda$  um valor igual a  $\lambda_{opt}$  (ver a Figura 3-5).

A potência máxima que uma turbina pode extrair do vento é uma função cúbica da velocidade de rotação óptima da turbina (Eq. 3-1).

$$P_{mec}^{max} = \frac{1}{2} \rho \pi R^5 \frac{C_p^{max}}{\lambda_{opt}^3} (\omega_t^{opt})^3 \quad (Eq. 3-1)$$

A situação em que a turbina funciona no seu ponto de máxima eficiência corresponde ao ponto A da Figura 3-15. Durante esta fase de operação, a velocidade de referência para o controlador da turbina será  $\omega_t^{ref} = \omega_t^{opt}$ .

No ponto de funcionamento óptimo da turbina, ou seja, o ponto correspondente a uma velocidade específica na ponta da pá óptima ( $\lambda_{opt}$ ), e portanto máximo coeficiente de performance  $C_p^{max}$ , é possível estabelecer uma relação entre velocidade do vento  $v_v$ , e a velocidade de rotação da turbina  $\omega_t$ . Essa relação é apresentada na (Eq. 3-2).

$$\omega_t^{opt} = \frac{\lambda_{opt} v_v}{R} \quad (Eq. 3-2)$$

De um ponto de vista do sistema de controlo, nesta zona de funcionamento da turbina o objectivo será a manutenção de  $\lambda$  num valor constante ( $\lambda_{opt}$ ), independentemente da velocidade do vento, e igual ao valor que maximiza o rendimento aerodinâmico logo, a extracção da energia eólica.

#### 3.5.1.2. Zona III: Velocidade constante – $\lambda$ variável (trajectória A-B)

A existência de um limite máximo para a velocidade de rotação da turbina implica que o seu funcionamento num regime de  $\lambda_{opt}$  não pode ser sempre assegurado para todas as velocidades de vento. É a imposição desta velocidade máxima, que delimita o fim da zona II, e marca o início da zona III. Esta limitação implica que somente a velocidades de vento reduzidas seja possível fazer operar a turbina no seu ponto óptimo de funcionamento. Para velocidades do vento superiores, a turbina deixa de operar no seu ponto óptimo de funcionamento, e assiste-se a uma redução progressiva do valor de  $\lambda$ . Corresponde a mover o ponto de operação da turbina ao longo da superfície representada na Figura 3-15, desde o ponto A até ao ponto B. No ponto B desta superfície (fim da zona III) é atingida a potência nominal da turbina. A (Eq. 3-3) mostra o binário produzido pela turbina nesta situação:

$$T_t = \frac{P_{nom}}{\omega_t^{max}} \quad (Eq. 3-3)$$

onde  $\omega_t^{ref}$  é determinado através da limitação imposta para o valor máximo de  $\lambda$  do rotor.

### 3.5.1.3. Zona IV: Velocidade constante – Potência constante (trajectória B-C)

A zona IV define a fase em que a turbina vai trabalhar à sua potência nominal. É a zona correspondente à zona II do modelo clássico (Figura 3-1). A velocidade do vento em que esta potência é atingida denomina-se velocidade do vento nominal ( $v_{v\_nom}$  na Figura 3-14).

Para valores da velocidade do vento superiores a esta velocidade, não é económico aumentar a potência, pois isso obrigaria a um reforço no aspecto construtivo da turbina, com o correspondente aumento no investimento, e apenas se tiraria partido desse esforço em algumas (poucas) horas do ano. Assim sendo, a turbina é regulada para funcionar a potência constante, provocando-se artificialmente, uma diminuição no rendimento da conversão. Este efeito é conseguido na prática, fazendo limitar a potência aerodinâmica através da variação do ângulo das pás da turbina. O ponto de operação, em termos da superfície  $C_p$  move-se do ponto B para o ponto C. Durante este modo de operação a velocidade de rotação deve ser mantida no seu valor máximo, determinada somente pelo limite imposto para o valor máximo de  $\lambda$  do rotor, ou seja, como indica a (Eq. 3-4):

$$\omega_t^{ref} = \omega_t^{\max} \quad (Eq. 3-4)$$

A turbina deverá nesta zona IV continuar a captar potência no seu valor nominal, até ser atingido o valor de corte em termos de velocidade do vento (correspondente ao ponto C da superfície  $C_p$  na Figura 3-15).

Quando a velocidade do vento se torna perigosamente elevada ( $V_{v\_corte}$  na Figura 3-14), a turbina é desligada por razões de segurança. Esta velocidade acontece normalmente por volta dos 25 m/s na maioria das turbinas actuais.

A Figura 3-16 mostra as relações que a potência, a velocidade angular do rotor, o ângulo de passo e a velocidade na ponta da pá, tem com a velocidade do vento em regime de operação, para a turbina Vestas modelo V-52 850 kW (Vestas-V52 2008). Como pode observar-se através da figura, é a estratégia agora descrita que é seguida e que se começou por apresentar através da Figura 3-14.

A estratégia agora descrita é a estratégia que é hoje seguida pela maioria dos fabricantes de turbinas eólicas, por isso, foi a estratégia adoptada no desenvolvimento do modelo

computacional implementado para a turbina eólica Vestas V47 (Vestas-V47 2006), que poderá ser visto em detalhe no próximo capítulo.

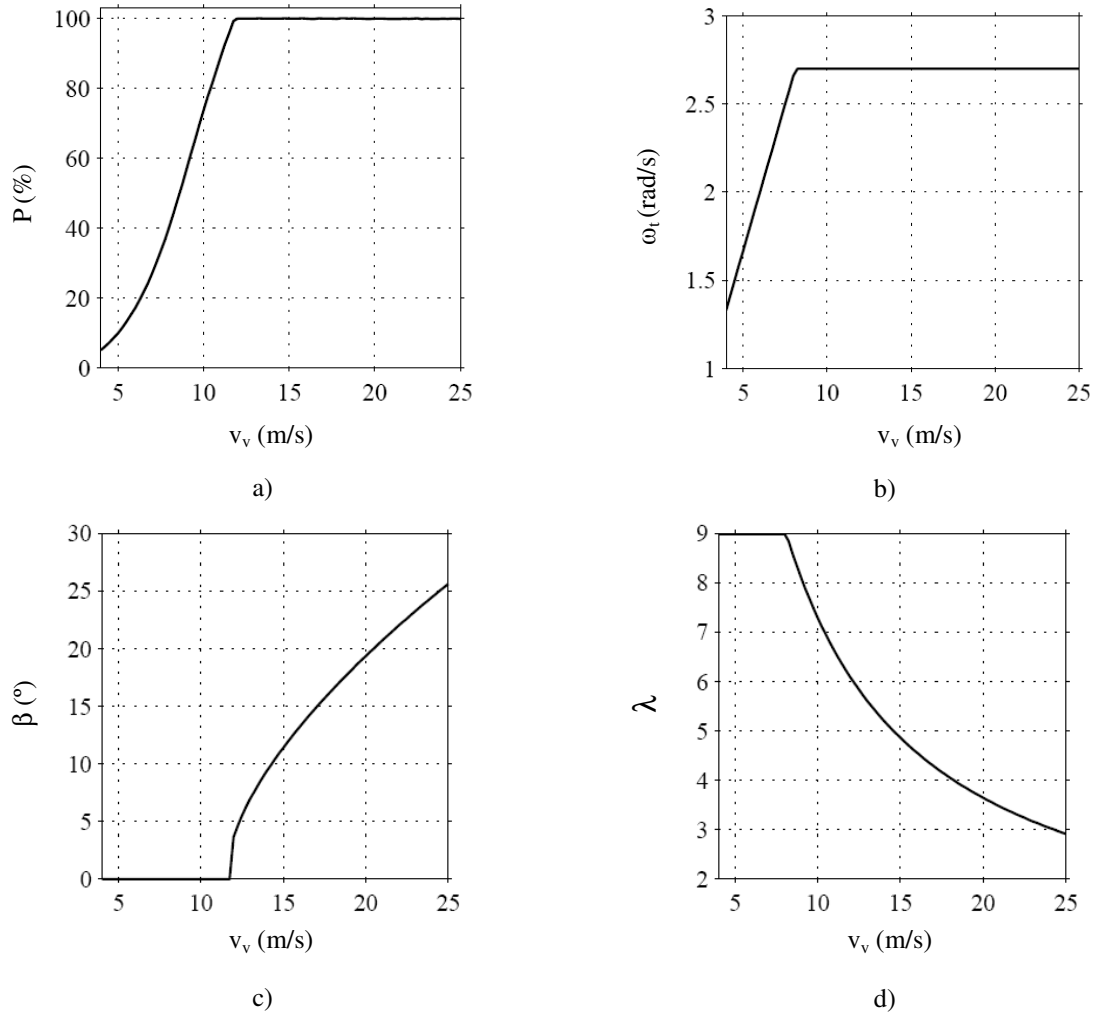


Figura 3-16 – Turbina eólica em regime de operação (função da velocidade do vento): a) Potência ( $P_{electr}$ ) b) Velocidade angular do rotor ( $\omega_r$ ) c) ângulo de passo ( $\beta$ ) d) velocidade na ponta da pá ( $\lambda$ ).

### 3.6 CONCLUSÕES

Tem-se assistido nas últimas décadas a um aumento sustentado da potência unitária das turbinas eólicas. Hoje são correntes turbinas com produção na ordem dos 3 a 5 MW, prevendo-se mesmo num futuro próximo o aumento destes valores. Assistiu-se pois a um aumento de

potência unitária que foi acompanhado também com uma alteração em termos de estratégia de controlo.

Este capítulo fez um resumo das estratégias de controlo utilizadas nas turbinas da geração anterior (a chamada estratégia clássica), apresentando também as estratégias de controlo que hoje são utilizadas nas mais modernas turbinas eólicas.

Um modelo computacional de uma turbina eólica será apresentado no próximo capítulo, permitindo assim testar a validade das estratégias propostas, bem como fazer uma análise comparativa do comportamento das estratégias de controlo adoptadas, tendo por base dados reais do fabricante da turbina eólica.

## **Capítulo 4:**

# **MODELAÇÃO E CONTROLO DE UMA TURBINA EÓLICA DE VELOCIDADE E ÂNGULO DE PASSO VARIÁVEIS**

### **4.1 INTRODUÇÃO**

A turbina que serviu de base para o modelo computacional construído foi a Vestas (modelo V47-660 kW). O modelo construído foi baseado nos dados fornecidos pelo fabricante (ver Anexo 1) e permitiu a aplicação e teste das estratégias de controlo apresentadas no capítulo anterior.

A modelização seria em tudo semelhante para outros tipos de turbinas, no entanto, a escolha recaiu sobre esta turbina eólica, não só por dispormos de um conjunto bastante detalhado e vasto de informação sobre este modelo, como também por ser, num passado recente, num recenseamento dos parques eólicos existentes em Portugal efectuada por (Álvaro 2006) em 2006, uma das turbinas eólicas mais utilizadas.

O modelo computacional desenvolvido irá permitir:

- validar as opções tomadas durante o projecto;
- verificar o comportamento das estratégias de controlo adoptadas;
- implementar um controlador adaptativo para controlo do ângulo das pás da turbina, e verificar, através de simulação, qual o desempenho do controlador;
- analisar o comportamento global do sistema modelado, fazendo a sua avaliação por comparação com informação do fabricante (turbina real).

Para a construção do modelo foi utilizado o software Matlab<sup>®</sup> – versão 7.5, com recurso às bibliotecas de blocos e interface gráfica do Simulink.

A primeira etapa para modelar um processo consiste em modelar cada um dos seus componentes individualmente. A compreensão das características dinâmicas dos componentes individuais, incluindo o sistema de controlo, permitirá a compreensão das características dinâmicas de toda a turbina eólica. Esta abordagem vai permitir apresentar um conjunto de

estratégias de controlo, para uma gama alargada de velocidades de vento. O objectivo será permitir a maximização da energia extraída ao vento na faixa em que a velocidade deste é mais reduzida, e a diminuição das flutuações da potência gerada, numa região em que a sua velocidade seja mais elevada.

## 4.2 MODELAÇÃO DE UMA TURBINA EÓLICA DE VELOCIDADE VARIÁVEL

Uma característica comum a qualquer tipo de turbina eólica é a sua dependência da velocidade do vento. Dado que este se encontra em constante flutuação, assim também flutua a potência gerada pela turbina. Sendo necessária a redução destas flutuações, é muito importante, a compreensão das características estáticas de uma turbina eólica e também das suas características dinâmicas. A utilização de turbinas eólicas para a produção de energia eléctrica requer particulares cuidados de operação (Ma 1997). Especialmente na faixa das altas velocidades de vento, flutuações de velocidade resultam em grandes cargas mecânicas na estrutura da turbina. Torna-se assim imperativo, um sistema de controlo activo que permita não só aumentar a longevidade da turbina mas também a produção de energia de elevada qualidade ou aumentar a capacidade de captação de energia ao vento.

A Figura 4-1 ilustra a estrutura básica do modelo de uma turbina eólica de velocidade variável com controlo do ângulo de passo das pás, bem como as interacções entre os diferentes componentes dinâmicos que o constituem.

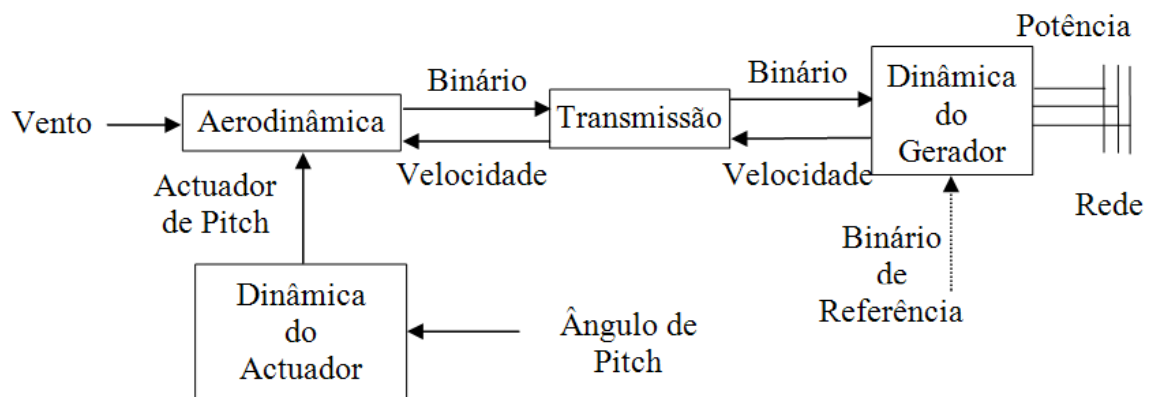


Figura 4-1 – Estrutura básica do modelo de uma turbina eólica de velocidade variável.

O comportamento dinâmico deste modelo será testado no modelo computacional em Matlab/Simulink que será detalhadamente descrito ao longo deste capítulo tendo como referência dados da turbina Vestas V47 660 kW (Vestas-V47 2006), fornecidos pelo fabricante (ver Anexo 1).

#### 4.2.1. Modelo do rotor da turbina

O modelo do rotor da turbina é construído recorrendo à (Eq. 2-14), que nos permite obter a velocidade específica na ponta da pá ( $\lambda$ ), e à (Eq. 2-13) para obter a potência mecânica disponível no eixo da turbina (ver Figura 4-2).

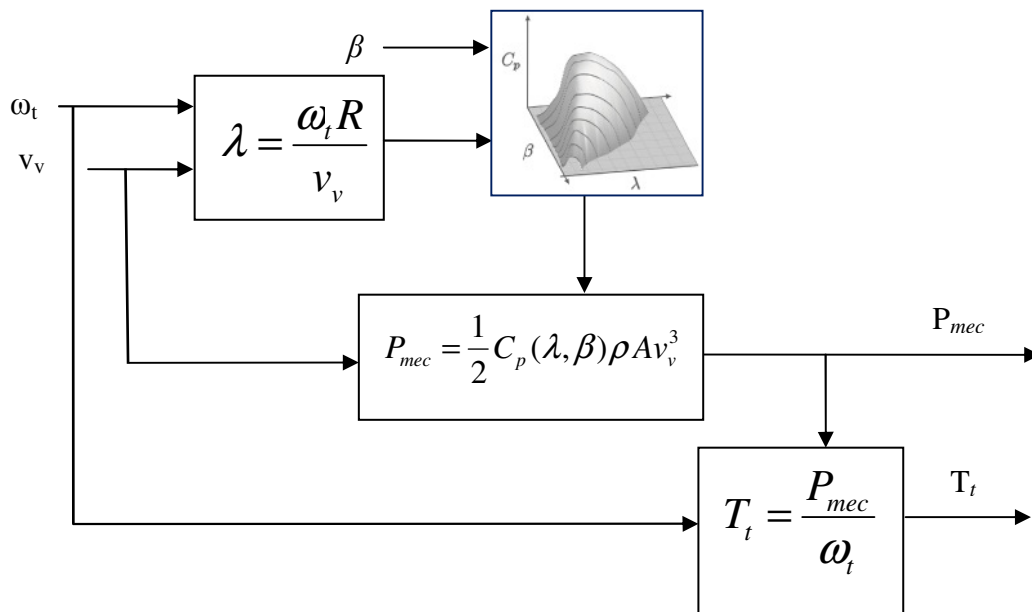


Figura 4-2 – Diagrama de blocos do rotor da turbina.

O rendimento efectivo da conversão de potência do vento em potência mecânica é traduzido através do coeficiente adimensional  $C_p$  (Eq. 2-11). Os dados fornecidos pelo fabricante da turbina, permitiram construir uma curva de  $C_p(\lambda, \beta)$  que pode ser observada na Figura 4-3.

O binário mecânico produzido no eixo da turbina, é obtido recorrendo à (Eq. 2-15).

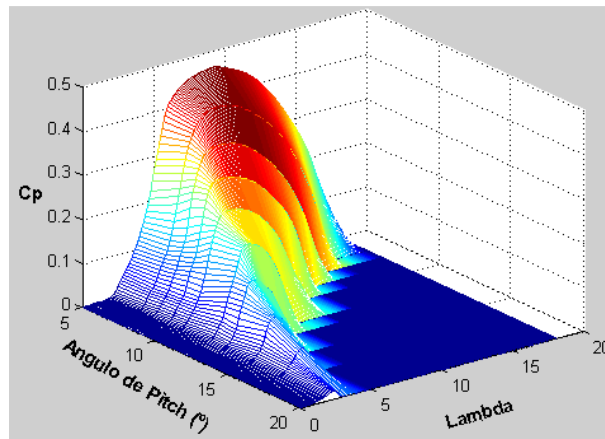


Figura 4-3 –Superfície  $C_p(\lambda, \beta)$  usada no modelo da turbina.

#### 4.2.2. Modelo da transmissão

Como já foi referido na secção 2.5.1.2, é ao sistema de transmissão da turbina que compete transmitir a energia mecânica entregue pelo eixo do rotor ao gerador.

No projecto tradicional de uma turbina eólica, o sistema de transmissão usa uma caixa de velocidades entre o rotor e o gerador, de forma a adaptar a baixa velocidade do rotor à velocidade de rotação mais elevada dos geradores convencionais.

Nas turbinas que usam caixa de velocidades, as interacções electromecânicas são caracterizadas por oscilações por torção, que resultam em variações da velocidade do rotor, da tensão e da corrente no gerador, e consequentemente nas demais grandezas eléctricas e mecânicas associadas.

O modelo da transmissão deverá representar de forma precisa a dinâmica introduzida pela presença de duas massas em rotação com inércias muito diferentes, unidas por um eixo que não é completamente rígido.

A modelação do sistema de transmissão da turbina foi efectuada utilizando um modelo de duas massas (Figura 4-4). Uma das massas corresponde ao rotor da turbina e a segunda massa representará o gerador; uma união elástica ligará as duas massas.

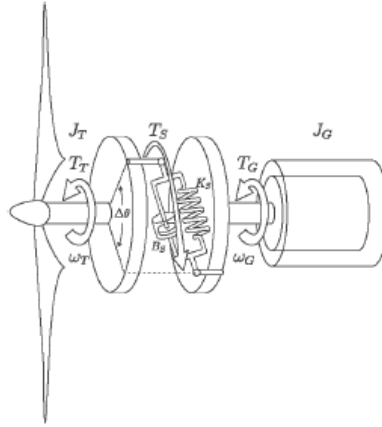


Figura 4-4 –Modelo de eixos elásticos com duas massas.

Segundo (Mullane 2003), um sistema de duas massas pode ser definido através das seguintes equações, onde todas as quantidades são referidas ao eixo de alta velocidade (lado do gerador).

O binário disponível a ser transmitido pelo veio será dado pela (Eq 4-1):

$$T_S = T_T - J_T \frac{d\omega_T}{dt} \quad (\text{Eq 4-1})$$

Do lado do gerador, o binário será calculado pela (Eq 4-2):

$$T_S = J_G \frac{d\omega_G}{dt} - T_G \quad (\text{Eq 4-2})$$

com

$$T_S = K_s(\theta_T - \theta_G) + B_s(\omega_T - \omega_G) \quad (\text{Eq 4-3})$$

onde  $T_T = \frac{T_t}{n}$  é o binário mecânico referido ao eixo de alta velocidade e  $n$  a relação de transmissão.  $J_T = \frac{J_t}{n^2}$  representa o momento de inércia do rotor da turbina,  $\omega_T = n\omega_t$  é a velocidade de rotação da turbina e  $\theta_T = n\theta_t$  é o ângulo de torção do eixo de baixa velocidade.  $T_G$  é o binário mecânico no eixo do gerador,  $J_G$  o momento de inércia do gerador,  $\omega_G$  a velocidade de rotação do gerador e  $\theta_G$  o ângulo de torção do eixo de alta velocidade.  $K_s$  e  $B_s$

são respectivamente a constante de rigidez torsional e de amortecimento do veio e  $(\theta_T - \theta_G)$  o ângulo de torção relativo entre o eixo da turbina e o eixo do gerador, referido ao lado do gerador.

Com as equações (Eq 4-1) a (Eq 4-3) foi possível em Simulink construir o modelo do sistema de transmissão da turbina, como pode ser observado na Figura 4-5.

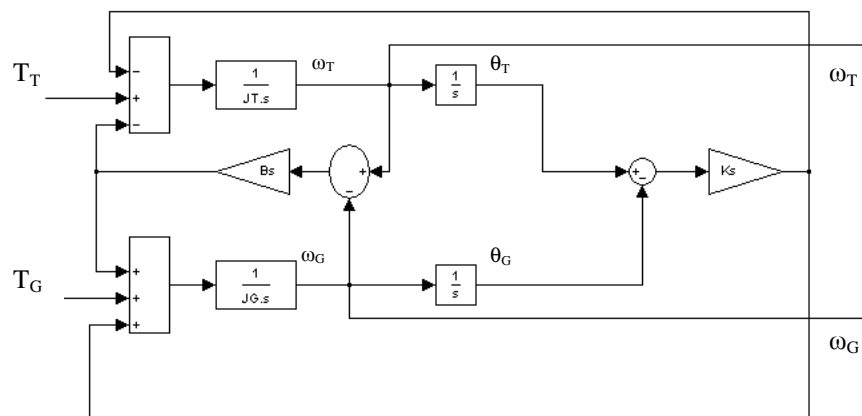


Figura 4-5 – Modelo em Simulink da dinâmica da transmissão.

#### 4.2.3. Modelo do gerador

Actualmente grande parte das turbinas eólicas opera a velocidade variável, sendo que uma parte significativamente crescente dos fabricantes destas turbinas opta por um gerador do tipo GIDA (Liserre et al 2006). Fabricantes de turbinas eólicas como a Vestas (Vestas 2008) e a Nordex (NORDEX 2008), produzem as suas turbinas equipadas com GIDA, principalmente para potências acima de 1.5 MW.

Segundo (Müller et al 2002), as turbinas eólicas equipadas com GIDA apresentam as seguintes vantagens:

- Reduzida potência dos conversores de potência do circuito rotórico, consequentemente diminuindo o custo do sistema;
- Alta eficiência do sistema, devido à diminuição das perdas do conversor.

Por este conjunto de razões, e também pelo facto da versão 7.5 do MatLab/Simulink possuir uma livreria com este tipo de gerador (ver Anexo 1), o GIDA foi escolhido para o modelo computacional do gerador implementado.

### 4.3 ESTRATÉGIAS PARA CONTROLO DO ÂNGULO DO PASSO ( $\beta$ )

A captação de energia eólica é como já foi referido (Eq. 2-13), directamente proporcional ao valor do coeficiente de potência  $C_p$ . Maximizando-se  $C_p$ , maximiza-se a captação da energia eólica e, a sua diminuição será utilizada como forma de limitação na captação da energia. O gráfico tridimensional na Figura 4-6 ilustra a relação entre a variação do coeficiente de potência ( $C_p$ ), com a variação do ângulo de passo ( $\beta$ ), e a variação da velocidade na ponta da pá da turbina ( $\lambda$ ). Como pode ser observado através da figura, existe apenas um ponto máximo para  $C_p$  (no caso  $\beta = 0$  e  $\lambda = 6.3$ ), existindo porém diversos pontos onde o valor do coeficiente de potência  $C_p$  é nulo (inclusivamente para a relação de velocidades na ponta da pá  $\lambda$  correspondente ao ponto máximo). A linha preta representada na figura liga o ponto de valor máximo a um dos pontos de valor nulo do coeficiente de potência  $C_p$ , por meio de um lugar geométrico onde a relação de velocidades na ponta da pá permanece constante ( $\lambda = 6.3$ ), fazendo-se para isso variar o ângulo de passo  $\beta$ , desde o seu valor mínimo  $0^\circ$  até o seu valor máximo  $25^\circ$ .

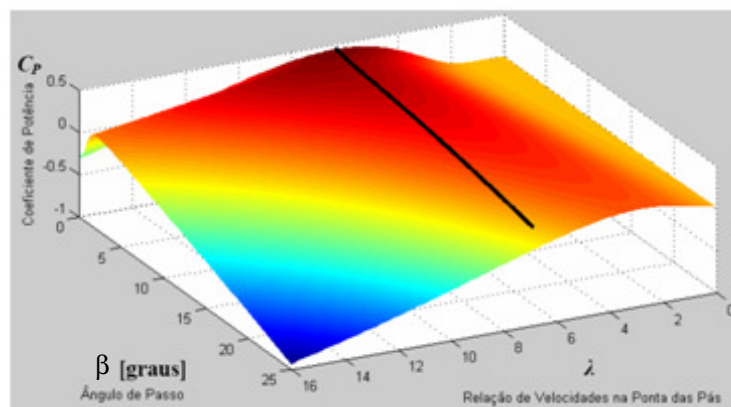


Figura 4-6 – Relação do coeficiente de potência  $C_p$  com a variação do ângulo de passo  $\beta$ , e da variação da velocidade na ponta da pá  $\lambda$ .

Como já foi referido na secção 3.4.2, acima de determinado valor da velocidade do vento, é necessário limitar a potência que é possível extrair. Uma das formas de o conseguir, será por variação do valor do coeficiente de potência  $C_p$  em função da variação do ângulo de passo  $\beta$ , mantendo no entanto constante a velocidade específica na ponta da pá  $\lambda$ , como se ilustra na Figura 4-7.

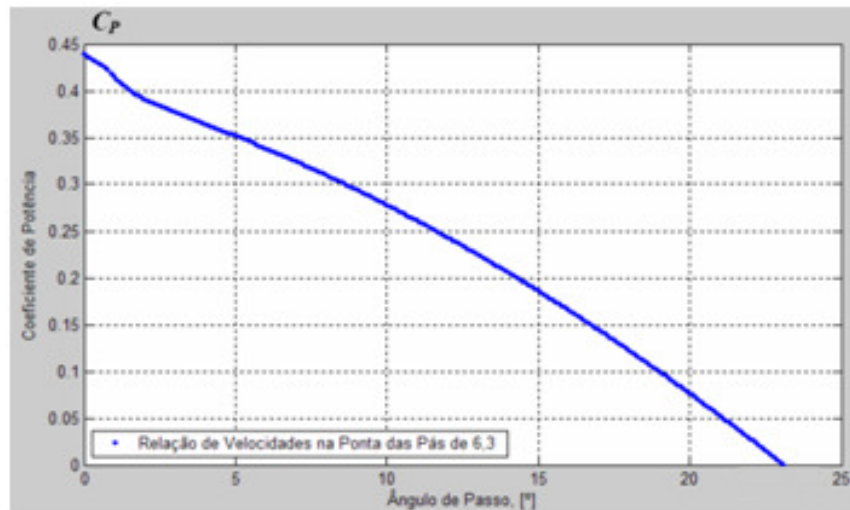


Figura 4-7 – Relação do coeficiente de potência  $C_p$  com a variação do ângulo de passo  $\beta$ , para um valor constante de  $\lambda$ .

#### 4.3.1. Controlador do ângulo de passo das pás

O controlador do ângulo de passo das pás de uma turbina eólica está normalmente inibido como pode ser observado através da Figura 3-10, até à zona dos ventos fortes, correspondendo portanto a sua zona de intervenção à zona IV referida na secção 3.5. O controlador terá como objectivo limitar a potência aerodinâmica actuando sobre o ângulo de passo das pás da turbina, de forma a manter a turbina regulada para funcionar a potência constante nesta gama de velocidades de vento.

Os controladores PID gozam de grande popularidade na teoria do controlo, uma vez que o seu desempenho é normalmente bastante eficaz (Petersson 2005). No entanto, em situações em que a dinâmica do sistema a controlar se pode alterar ao longo do tempo, este tipo de controladores (Thiringer 2005) não garantem a mesma resposta em diferentes pontos de

operação. É o caso dos sistemas fortemente não-lineares, no qual se inclui o problema do controlo do ângulo de passo das pás de uma turbina eólica, devido à existência de não linearidades nos actuadores hidráulicos que controlam o ângulo das pás da turbina.

Diversas têm sido as metodologias utilizadas para controlo do ângulo de passo das pás de uma turbina eólica (Horiuchi 2001). Por exemplo Mullane (Mullane 2003) adoptou para controlo do ângulo de passo de uma turbina Vestas V47 a metodologia que pode ser observada através do diagrama de blocos da Figura 4-8.

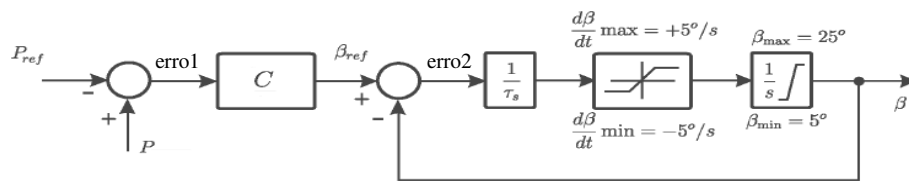


Figura 4-8 – Diagrama de blocos do controlo do ângulo de passo das pás.

A potência de referência é igual à potência nominal da turbina e é comparada com a potência aerodinâmica disponível, obtida pela (Eq. 2-6) através da medição da velocidade do vento. A diferença entre estes valores (erro1) passa por um controlador C. A saída do controlador fornece o valor do ângulo de referência. Este valor é agora comparado com o valor medido (erro2). O erro2 é então inserido num controlo proporcional que representa o inverso da constante de tempo mecânica do actuador (hidráulico) que faz rodar as pás. Em seguida, o sinal passa por um saturador, que representa a máxima velocidade a que a pá pode ser rodada ( $\pm 5^\circ/s$  para a turbina escolhida). No final, o sinal passa por um integrador cuja saída será o valor do ângulo  $\beta$  que servirá como realimentação para o controlo do ângulo da pá e como entrada para o processo de conversão de energia da potência aerodinâmica (limitado para a turbina em causa a um valor mínimo de  $5^\circ$  e a um valor máximo de  $25^\circ$ ).

Acontece que na prática, as variações constantes do vento fazem com que um controlador tradicional do tipo PID, com os seus parâmetros fixos responda, por vezes, de forma menos adequada a variações bruscas ou imprevistas da intensidade do vento.

Utilizando um controlador de ganhos fixos, devido à variação dinâmica do sistema, pode ter-se um bom comportamento numa gama de funcionamento e um mau funcionamento noutras zonas. Um controlador bem afinado para um ponto de funcionamento pode não estar bem

afinado para outro (Lemos e Bernardino 2005). O que se verifica, como se pode ver a seguir, é que um controlador adaptativo responde melhor a este tipo de situações (decorrentes de sistemas com um comportamento fortemente não-linear), e promove portanto um melhor e mais suave controlo do ângulo de passo da pá.

#### 4.3.1.1. Controlador adaptativo

A pesquisa e desenvolvimento dos sistemas de controlo adaptativo tiveram início no começo dos anos 50 do século passado, quando se verificou que as técnicas de controlo convencional com ganhos fixos não apresentavam resultados satisfatórios em situações de variações rápidas ou inesperadas do processo.

Particularmente para a obtenção do desempenho adequado de sistemas sujeitos a variações não previstas, seria necessário a aplicação de um sistema que tivesse a capacidade de se avaliar e se corrigir de modo a alcançar os requisitos pré-estabelecidos. Como adaptar significa mudar o comportamento para se ajustar a novas circunstâncias, um sistema de controlo adaptativo terá que ser capaz de modificar o seu comportamento adaptando-se a variações no processo. Segundo (Äström e Wittenmark 1995), um controlador adaptativo é definido como um controlador capaz de modificar o seu comportamento em resposta a mudanças na dinâmica do processo. Neste tipo de controlo, quando existem mudanças no sistema, é feito um auto-ajuste dos parâmetros de maneira a manter o desempenho requerido.

Um sistema de controlo adaptativo realiza fundamentalmente três funções: a primeira função resulta da necessidade de identificação do processo, ou seja, da obtenção contínua de informações sobre os seus parâmetros; a segunda função realiza a comparação do desempenho do sistema com o óptimo ou o desejado, para que seja possível tomar decisões de maneira a levar o processo a atingir o objectivo previamente definido; a terceira função promove a actuação no processo de acordo com as decisões tomadas. A sua arquitectura básica é a mostrada na Figura 4-9.

Como pode observar-se na figura, num diagrama de blocos de um sistema adaptativo consideram-se sempre duas malhas:

- Uma malha de realimentação normal, associado ao processo e controlador;
- Uma outra malha contendo o mecanismo de ajuste (adaptação) dos parâmetros.

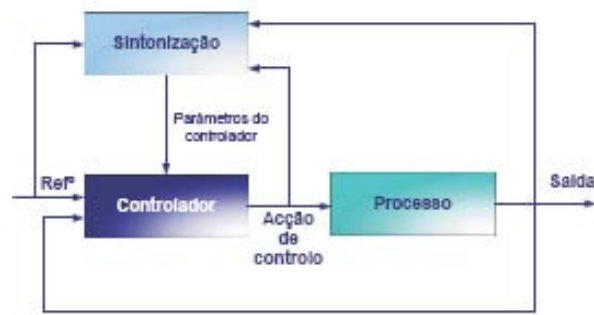


Figura 4-9 – Diagrama de blocos de um sistema adaptativo.

Segundo (Gil 2002), neste tipo de controladores, a dinâmica de funcionamento da malha de adaptação é mais lenta que a dinâmica da malha de controlo.

#### 4.3.1.2. Controlo adaptativo do ângulo das pás da turbina

Para o sistema de controlo do ângulo das pás da turbina, foi escolhido um controlador adaptativo com modelo de referência, (denominado MRAS<sup>1</sup> na literatura anglo-saxónica). Este tipo de controlador adaptativo utiliza um modelo de referência específico, fazendo com que os parâmetros do controlador se adaptem o suficiente para que a saída do processo consiga seguir um modelo de referência pré-estabelecido. Nos exemplos de validação do modelo construído (ver secção 4.4), como modelo de referência para o controlador adaptativo, foi escolhido o modelo da curva de potência da turbina Vestas V-47 fornecido pelo fabricante (Figura A-1).

Neste tipo de controlador existem duas ideias básicas na sua concepção (ver Figura 4-10):

- o objectivo do sistema em malha fechada é formulado como um problema de seguimento do modelo de referência, representando este a resposta ideal do processo;
- os parâmetros do controlador são ajustados por processos iterativos, usando um coeficiente de adaptação, de forma a que o erro entre a saída do modelo de referência e a saída do processo seja minimizado, de acordo com uma norma quadrática (normalmente pelo método do gradiente).

<sup>1</sup> MRAS - Model Reference Adaptive System.

O controlador é não linear devido ao mecanismo de ajuste de parâmetros.

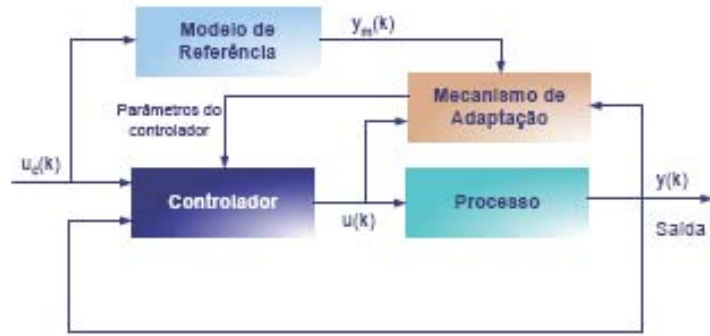


Figura 4-10 – Diagrama de blocos de um MRAS.

Para mecanismo de ajuste de parâmetros foi utilizada a chamada regra MIT que aparece ilustrada na (Eq 4-4).

$$\frac{d\theta}{dt} = -\gamma \varepsilon \frac{\partial \varepsilon}{\partial \theta} \quad (\text{Eq 4-4})$$

onde  $\varepsilon(\theta) = y(\theta) - y_m$  representa o erro do modelo,  $\gamma$  o coeficiente de adaptação (ganho adaptativo),  $\theta$  os parâmetros do controlador e  $\frac{\partial \varepsilon}{\partial \theta}$  a sensibilidade do erro em relação aos parâmetros do controlador.

Com esta regra procura-se modificar os parâmetros  $\theta$  do controlador para que o sistema a controlar se comporte como o modelo de referência. É também referenciada como um método de gradiente para minimizar o erro quadrático  $J(\varepsilon) = \varepsilon^2$ . O modelo construído em Simulink pode ser observado na Figura 4-11.

Para os valores de referência quer para o valor da potência quer para o valor do ângulo de passo da pá, foram utilizados respectivamente, os valores resultantes das curvas de potência e de ângulo de passo da pá fornecidas pelo fabricante da turbina (ver Anexo 1).

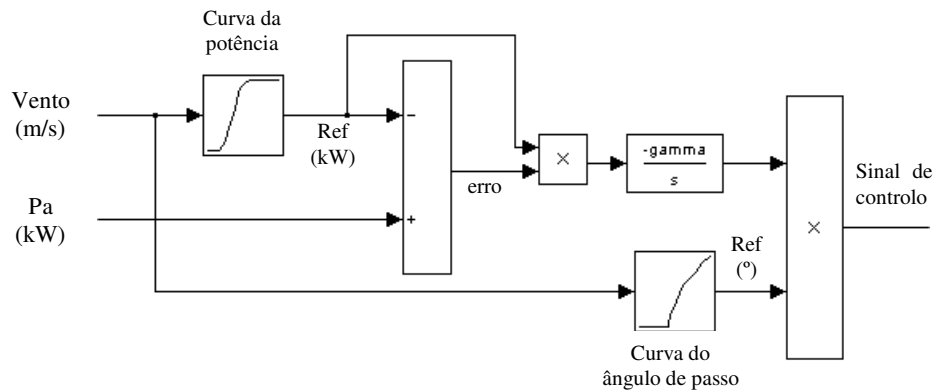


Figura 4-11 – Modelo em Simulink do controlador adaptativo.

#### 4.4 VALIDAÇÃO DO MODELO CONSTRUÍDO

Para a validação do modelo construído, foram testados dois cenários de variação da velocidade do vento. Num primeiro cenário, procurou-se que a velocidade do vento variasse de forma constante desde a velocidade a que é feito o arranque da turbina (4 m/s), até aos 25 m/s, situação em que a turbina é desligada por razões de segurança. Num segundo cenário foi efectuada uma simulação com o modelo correspondendo a uma situação de variação brusca da velocidade do vento na zona das altas velocidades (zona 4 de controlo).

A Figura 4-12 mostra o perfil da velocidade do vento usado no primeiro cenário.

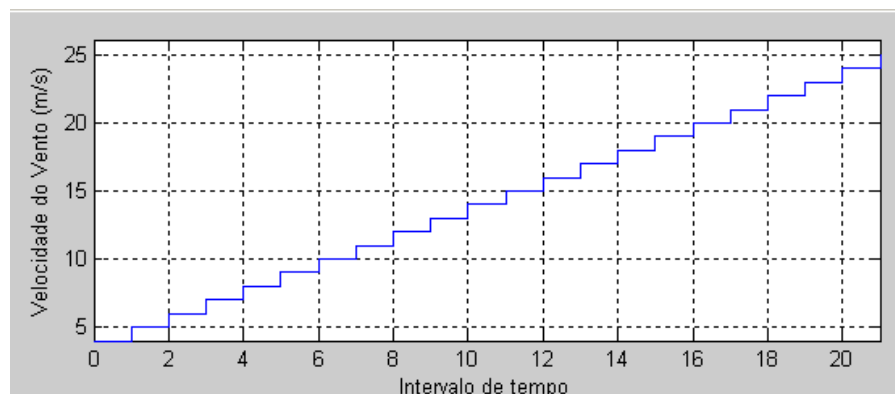


Figura 4-12 – Perfil da velocidade do vento.

Este perfil, onde a velocidade do vento toma valores em toda a gama de operação da turbina, vai permitir fazer uma análise comparativa do modelo criado com a curva da turbina fornecida pelo fabricante (Figura A-1).

Com o perfil de vento mostrado na figura anterior, obtiveram-se os resultados que as próximas figuras apresentam.

A Figura 4-13 mostra a acção de controlo para toda a gama de funcionamento da turbina em termos de velocidades de vento, resultante da aplicação no modelo da turbina do controlador adaptativo adoptado. Para valores abaixo dos 11 m/s de velocidade de vento, a acção do controlador é nula, uma vez que  $5^\circ$  é o valor mínimo do ângulo de passo das pás da turbina.

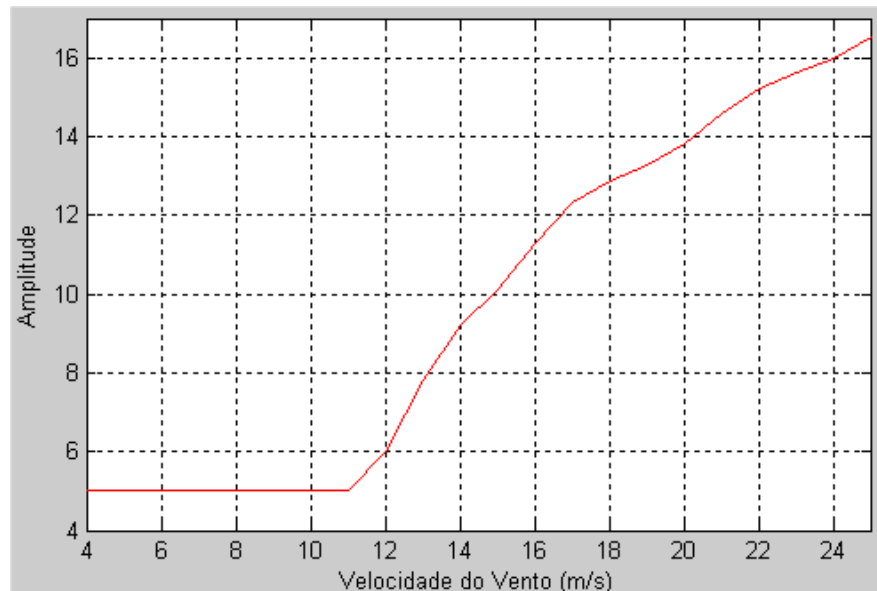


Figura 4-13 – Acção de controlo sobre o ângulo de passo da pá.

Com os resultados obtidos na figura anterior é possível fazer uma análise do desempenho do controlador. O desempenho é obtido comparando a curva de referência para o ângulo de passo das pás referida pelo fabricante da turbina, com a acção produzida pelo controlador adoptado (ver Figura 4-14).

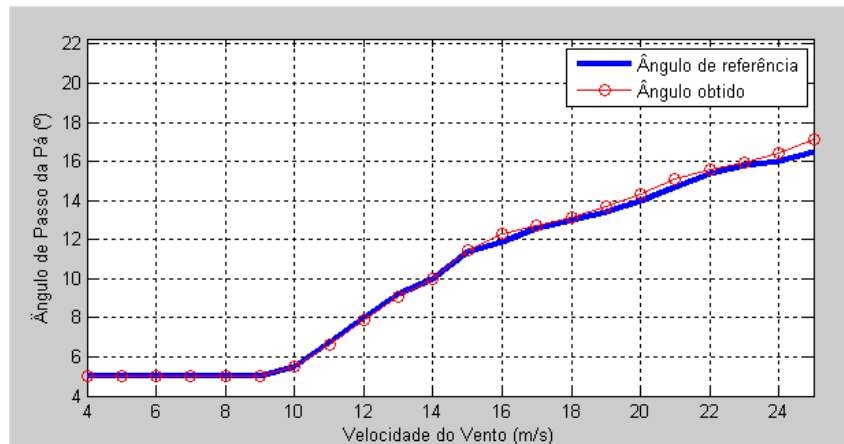


Figura 4-14 – Ângulo de passo da pá de referência e obtido.

Como pode verificar-se pela análise da figura anterior, os resultados obtidos pelo controlador adaptativo implementado no modelo construído, são bastante bons, apresentando em toda a gama de vento uma grande coincidência com os valores referenciados pelo fabricante da turbina.

Na Figura 4-15 é feita uma comparação entre o valor máximo possível para o coeficiente de potência da turbina ( $C_p^{max}$ ) e o valor de  $C_p$  obtido em função da velocidade do vento. Como esperado, na zona das baixas velocidades do vento o valor de  $C_p$  obtido é praticamente coincidente com o seu valor máximo, diminuindo progressivamente com o aumento da velocidade do vento.

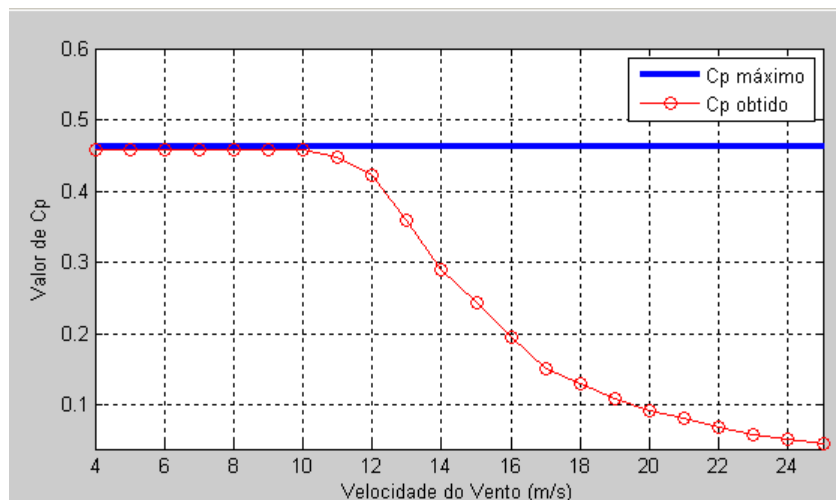


Figura 4-15 –  $C_p$  máximo e  $C_p$  obtido para as diversas velocidades do vento.

A Figura 4-16 mostra a relação para o rotor da turbina, entre a velocidade angular obtida no modelo e a velocidade angular indicada pelo fabricante (tida como referência). Como a figura permite concluir, os resultados obtidos são bastante encorajadores. Particularmente na zona em que a velocidade máxima de rotação é atingida, a concordância entre os resultados obtidos pelo modelo e o valor de referência é bastante boa.

Analisando agora a potência eléctrica obtida pelo modelo e a fornecida pelo fabricante, como pode ver-se na Figura 4-17, verifica-se que o modelo proposto tem, em todas as regiões de funcionamento da turbina e em particular na região de actuação do controlador, um comportamento bastante similar ao da curva fornecida pelo fabricante.

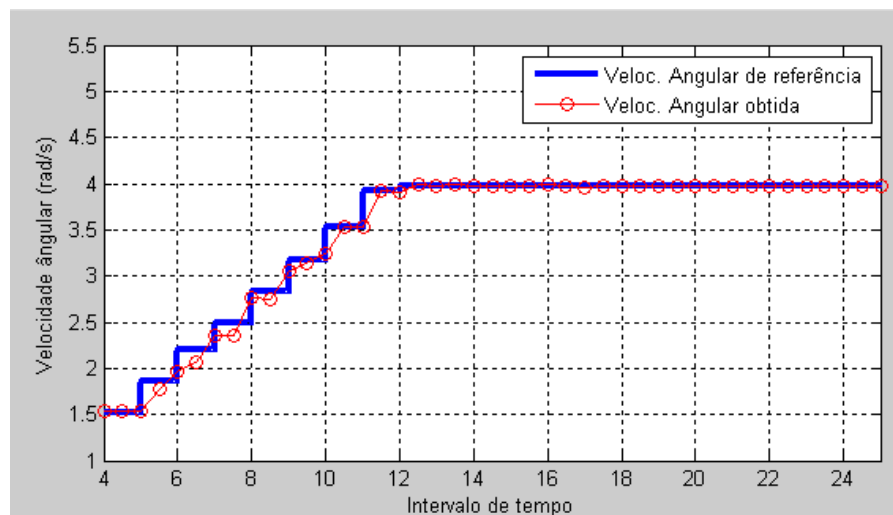


Figura 4-16 – Velocidade angular de referência e velocidade angular obtida.

Como pode observar-se também na figura, o modelo na zona de potência constante, apresenta valores quase constantes para a potência eléctrica produzida (com variações nunca superiores a 6% em relação ao valor da potência nominal da turbina). Para além de os valores obtidos serem muito próximos dos valores esperados, segundo Burton (Burton et al 2004) esta reduzida variação no valor da potência nominal, traduz-se não só num melhor aproveitamento da energia disponível no vento, como também permite a redução da fadiga mecânica e do ruído acústico produzido pela turbina.

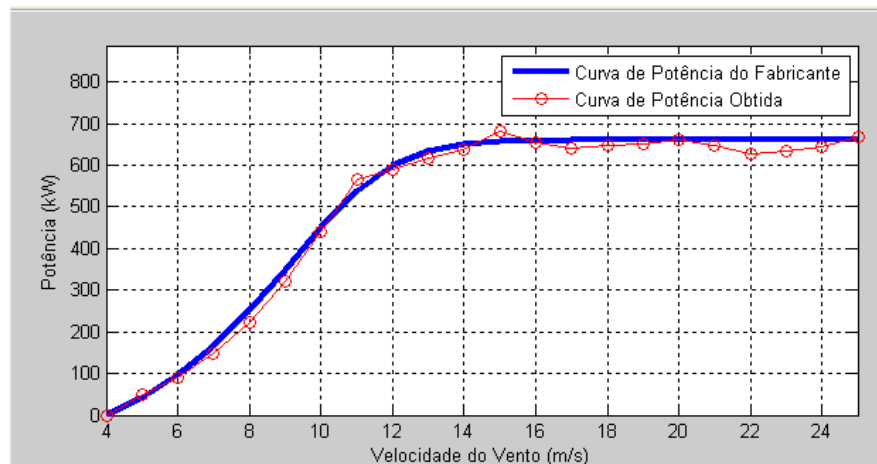


Figura 4-17 – Curva de potência fornecida pelo fabricante da turbina e curva de potência obtida pelo modelo.

O segundo cenário comporta uma situação de variações acentuadas na velocidade do vento, na região das velocidades do vento superiores à nominal (zona IV). Este cenário permitirá fazer uma análise da resposta do modelo, em particular do controlador adaptativo, testando a sua capacidade para manter o mais possível constante a potência eólica produzida, num valor próximo do nominal. O perfil do vento produzido para o teste pode ser observado através da Figura 4-18.

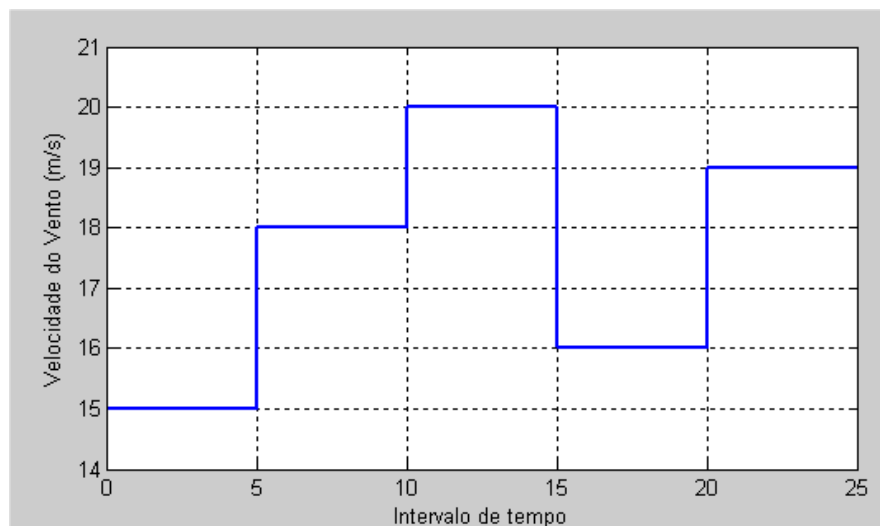


Figura 4-18 – Perfil da velocidade do vento.

Uma análise da Figura 4-19 permite verificar que comparando o comportamento do modelo em termos da variação do ângulo de passo das pás com os valores de referência apresentados pelo construtor da turbina, os resultados são como a figura permite verificar bastante promissores.

Em termos de potência produzida o comportamento do modelo, é o que pode ser observado na Figura 4-20. A figura mostra que as flutuações que acontecem na sequência da mudança da velocidade do vento, em relação ao valor nominal da potência (660 kW) são bastante aceitáveis pois não ultrapassam mais de 5% do valor nominal ( $\pm 30$  kW).

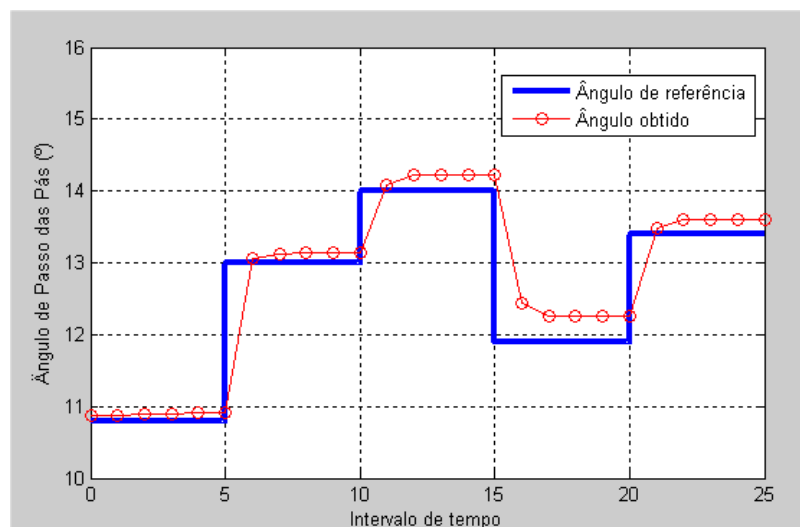


Figura 4-19 – Ângulo de passo das pás (valor de referência e valor obtido pelo modelo).

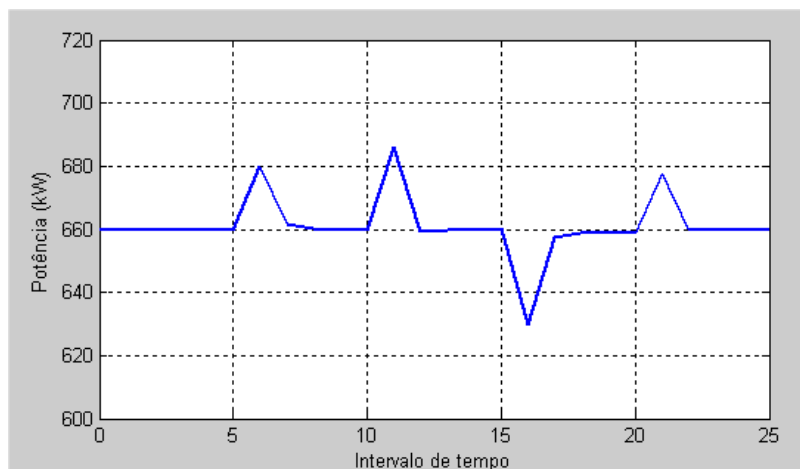


Figura 4-20 – Potência obtida pelo modelo da turbina.

Também neste segundo cenário, de ventos fortes com variações repentinas da sua velocidade, se pode ver pela análise das figuras apresentadas que o modelo proposto apresenta resultados bastante promissores se tivermos como comparação os resultados apresentados pelo fabricante deste modelo de turbina.

## **4.5 CONCLUSÕES**

Neste capítulo foi apresentado um modelo computacional de uma turbina eólica, que permitiu testar a validade das estratégias propostas no capítulo anterior, em particular a utilização de um controlador adaptativo para controlo do ângulo de passo das pás de uma turbina eólica.

Tendo por base os dados reais do fabricante da turbina, verifica-se que os resultados apresentados pelo modelo construído são bastante próximos dos resultados apresentados pelo fabricante. Particular relevância para o comportamento do controlador adaptativo que, ao longo de todo o regime de funcionamento da turbina (particularmente na região acima da velocidade nominal) apresentou um comportamento em tudo similar com o comportamento referenciado pelo fabricante.

A utilização deste tipo de controlador em substituição dos controladores ditos tradicionais, permite, especialmente na zona das altas velocidades de vento, dado o seu comportamento, a obtenção de pequenas flutuações na velocidade de rotação e na potência produzida pela turbina eólica, resultando por isso numa diminuição das cargas mecânicas na sua estrutura. Na prática corresponde não só a um aumento da qualidade da energia produzida, mas também a um aumento da longevidade da turbina.



## **Capítulo 5:**

# **UTILIZAÇÃO DE TÉCNICAS DE IA PARA PREVISÃO DE SÉRIES TEMPORAIS**

### **5.1 INTRODUÇÃO**

A previsão desempenha um papel importante em processos que envolvam planeamento, tomada de decisão ou controlo, qualquer que seja o domínio de actividade. No entanto, o termo previsão não deve ser encarado como uma profecia, mas tão só a capacidade de projectar o que acontecerá no futuro, partindo do conhecimento que se tem sobre situações do passado e do presente. Na realidade, a previsão é uma forma de extrapolação, em que um modelo é construído com base num conjunto de dados conhecidos e posteriormente usado fora desse conjunto.

A obtenção de um modelo adequado de previsão é de extrema importância, pois pode revelar características de uma série temporal que ajudem na previsão dos seus valores futuros, ou simplesmente na caracterização do seu comportamento. Esta capacidade de prever valores futuros para uma série temporal tem grande relevância prática. A construção de um modelo adequado para ajustar os dados pode apresentar um grau de dificuldade elevado. Se o modelo escolhido não se adaptar convenientemente à série, a previsão pode resultar enganosa e ineficiente.

A incerteza associada à maioria dos fenómenos temporais, como é o caso dos recursos eólicos, não permite uma antecipação exacta do seu comportamento futuro, o que implica muitas vezes a necessidade de proceder a previsões. Qualquer que seja o modelo utilizado ou a desenvolver, pela natureza do fenómeno, existirá sempre um erro na previsão. No sentido de procurar minimizar este factor (objectivo de qualquer sistema de previsão), novas técnicas com resultados bastante promissores têm sido desenvolvidas.

Este capítulo começará por fazer uma apresentação sumária de algumas das principais técnicas ditas clássicas usadas em sistemas de previsão. No entanto, o foco centrar-se-á fundamentalmente no estudo de técnicas da área da IA (particularmente as RNA e os AG) que,

por apresentarem normalmente melhor desempenho que as técnicas tradicionais, são cada vez mais utilizadas em sistemas de previsão. O uso destas técnicas permitirá nos capítulos que se seguem, obter previsões mais cuidadas quer da intensidade do vento, quer também da previsão produção de energia eléctrica de parques eólicos.

## 5.2 MODELOS DE PREVISÃO DE SÉRIES TEMPORAIS

Os modelos convencionais, ditos clássicos de Previsão de Séries Temporais (PST) socorrem-se das observações passadas de uma variável de forma a permitir obter previsões precisas quando então envolvidos dados lineares. No entanto, quando um elevado grau de não linearidade é introduzido, estas técnicas deixam de ser as mais adequadas, pelo que uma alternativa surge com os modelos inspirados na natureza como as RNA e os AG.

As RNA têm registado aplicações bem sucedidas quando se exige a inferência de complexas relações não lineares entre as variáveis de entrada e de saída. Pertencem a um ramo da IA que tem apresentado bons resultados em tarefas que envolvam previsão e classificação. Possuem também a capacidade de generalização, adaptação, correlação e aprendizagem, o que facilita o tratamento de séries temporais, e podem extrair as características mais importantes da série, como sazonalidade, tendência etc. Por tudo isto, as RNA são candidatas naturais a uma utilização em previsão não linear, pois são basicamente equivalentes ao problema de ajustamento de uma função não linear a um conjunto de dados. Por outro lado, os AG são particularmente talhados para problemas de optimização combinatória, particularmente nos casos em que as variáveis não são contínuas, conduzindo frequentemente a soluções sub-óptimas, com um desempenho satisfatório a um custo aceitável.

### 5.2.1. *Análise de séries temporais*

Nos mais diversos domínios da nossa actividade quotidiana, ocorrem fenómenos que dependem da observação que fazemos de dados, em determinados intervalos de tempo, durante um período específico. Chama-se *série temporal* a uma colecção de observações feita sequencialmente ao longo de um período de tempo. As técnicas utilizadas para analisar estas observações são normalmente designadas por *Análise de Séries Temporais*. O seu objectivo

será o de construir um modelo com um número adequado de parâmetros, estimados de forma a ajustar o modelo à série temporal.

Prever é um sonho antigo do homem. No passado e com base nas técnicas mais esotéricas, tentou-se prever de tudo: colheitas, resultados de conflitos (guerras), felicidade, fim do mundo, etc. No presente é essencial nos mais diversos sectores da nossa actividade, sendo aliás, particularmente relevante no que à área da meteorologia diz respeito. A análise de séries temporais é uma área de pesquisa que tem como principal objectivo, providenciar previsões, quando o modelo matemático de determinado fenómeno é desconhecido ou incompleto.

Na ausência de regras que definam o comportamento de um sistema, e desde que haja uma qualquer relação de dependência entre observações do passado e do presente (regularidades, sazonalidades), é possível no entanto determinar comportamentos futuros a partir de observações passadas. Esta é a importância e o alcance da previsão.

O cronograma (representação gráfica da série temporal), constitui normalmente o ponto de partida para a sua análise. Frequentemente é a análise do cronograma que vai permitir ao analista destacar algumas características evidenciadas pela série e propor o tipo de modelação mais adequado ao seu estudo e previsão. Segundo (Caiado 2006), na análise de séries temporais devemos ter particularmente em conta os seguintes objectivos:

- *Descrição*: construção do cronograma da série e caracterização do seu andamento geral, procurando identificar os pontos de viragem (mudança de estrutura) e eventuais observações anómalas (*outliers*, na literatura anglo-saxónica);
- *Explicação ou Modelação*: construção de modelos que permitam reproduzir o comportamento da série no período observado;
- *Previsão*: tentar prever a evolução futura da série com base exclusivamente no seu passado (modelos uni-variados) ou com base no comportamento passado de outras variáveis (modelos multivariados);
- *Controlo*: procurar modificar o comportamento futuro do processo através do ajustamento de variáveis controláveis.

De todos estes objectivos, é no tópico da previsão, pensando na modelação da previsão eólica, que nos centraremos.

Independentemente da área em estudo, os modelos de PST abordam o problema como uma caixa negra, não tendo como objectivo determinar os factores que afectam o seu comportamento (Cortez. 1997). Não sendo, na maioria dos casos, o problema perfeitamente determinado, torna-se muitas vezes difícil identificar eventuais relações causa-efeito. Por outro lado, na PST o objectivo é prever o que acontece e não como acontece; daí que uma eventual axiomatização do problema (existem casos de séries temporais impossíveis de axiomatizar) não seja necessária.

#### 5.2.1.1. *Decomposição*

Os métodos de *decomposição* assumem que uma série temporal é constituída por um conjunto de componentes não observáveis. Desta forma, pela identificação das componentes individuais presentes no padrão básico da série de dados (tendência, ciclo, sazonalidade e aleatoriedade) a extrapolação para o futuro pode ser realizada (Wheellright et al 1985).

A *tendência* representa uma medida do aumento ou diminuição gradual nos valores das observações de uma série temporal.

A *sazonalidade* representa as flutuações da série de acordo com algum factor de periodicidade (por exemplo semanal, mensal, etc.). Existindo um padrão que se repete ao longo do tempo, após cada K períodos, chama-se a esse factor K, o *factor sazonal*.

O *ciclo* apresenta um comportamento similar à componente sazonal, embora tenha normalmente duração maior. No entanto, por não apresentar duração uniforme, a sua identificação é normalmente mais problemática.

A componente *aleatoriedade* está associada à variabilidade (muitas vezes designada “flutuação”) intrínseca dos dados e é de todas as componentes a única que não pode ser modelada.

O objectivo da *decomposição* é a identificação destas três primeiras componentes, (restringindo desta forma, a componente aleatória), possibilitando desta forma, que o comportamento da série temporal seja melhor compreendido, o que permitirá a realização de melhores previsões.

### 5.2.1.2. Horizontes de previsão

Chama-se *horizonte de previsão*, ao número de períodos temporais no futuro para o qual é feita a previsão, período durante o qual se pretende que prevaleça determinada decisão. A escolha do *horizonte de previsão* afecta naturalmente, a selecção do método de previsão. É sempre mais difícil fazer previsões para um futuro distante, ou seja, o nível de incerteza aumenta com o horizonte de previsão - quanto maior for o horizonte, maiores serão os erros de previsão (Giebel et al 2007).

Normalmente, as previsões são feitas com um ou dois períodos temporais de avanço, sendo a escolha do horizonte temporal sempre muito dependente do fim a que se destina.

Relativamente às divisões do horizonte temporal, não existe uma classificação única, variando por vezes de autor para autor, sem unanimidade nas fronteiras que separam uma classificação da outra. No entanto, é frequente encontrar na maioria dos autores as seguintes divisões:

- *Previsões de muito curto prazo*: este tipo de previsão vai desde alguns segundos até algumas horas, não existindo no entanto unanimidade para este limite de horas. Segundo a opinião de (Mohrlen 2004), este horizonte deverá ter um limite de 9 horas;
- *Previsões de curto prazo*: nesta segunda classe de classificação, o horizonte de previsão variará entre o limite da previsão de “muito curto prazo” até as 48 ou 72 horas;
- *Previsões de longo prazo*: este tipo de previsões corresponde a períodos acima das 72 h podendo ir até ao período de alguns anos.

Independentemente do objectivo, quanto mais longe no futuro, maior é a incerteza associada à previsão. Por esta razão, ao nível das previsões atmosféricas dificilmente se encontram horizontes temporais acima dos 7 dias.

#### 5.2.1.3. Etapas da previsão

Qualquer método de previsão parte do princípio que as experiências do passado serão usadas no futuro. Assume-se assim, que as condições que afectaram o passado também serão válidas no futuro.

Segundo opinião de (Hanke 1989), um processo envolvendo previsão, incluirá necessariamente as seguintes quatro etapas:

- Recolha de dados históricos;
- Condensação ou redução dos dados;
- Construção do modelo de previsão;
- Extrapolação a partir desse modelo.

A primeira etapa exige particular cuidado na leitura e filtragem dos dados do problema em estudo, de forma a evitar possíveis distorções nos resultados finais. A segunda etapa, condensação, consiste em determinar e seleccionar apenas os dados relevantes para o problema. A tarefa seguinte, a terceira etapa, envolve a construção de um modelo de previsão, ou seja, o ajustamento dos dados a um modelo (adaptação dos parâmetros do sistema de previsão), com o objectivo de minimizar o erro de previsão. É importante que o modelo seja tão simples quanto possível porque a capacidade de generalização está frequentemente ligada à simplicidade. Outras vezes, é importante que o modelo seja interpretável de modo a ter boa aceitação por parte dos utilizadores.

Definido o modelo segue-se a última etapa, a possibilidade de efectuar previsões com o modelo construído.

#### 5.2.1.4. Medidas do erro da previsão

Independentemente do tipo de modelo funcional utilizado, a obtenção de uma estimativa para a precisão do modelo adoptado passa sempre pela utilização de uma amostra ( $\hat{y}$ ) da qual se conheça o verdadeiro valor da variável de saída ( $y$ ). Assim será possível, através de índices numéricos, quantificar a precisão das estimativas obtidas pelo modelo construído. A qualidade das estimativas é aferida comparando para cada exemplo  $i$  da amostra, o valor previsto pelo modelo funcional ( $\hat{y}_i$ ) e o valor real da variável de saída ( $y_i$ ).

O elemento central destas estimativas, consiste em avaliar e quantificar o erro de previsão, o qual pode ser definido da seguinte forma (Eq. 5-1):

$$e_i = y_i - \hat{y}_i \quad (\text{Eq. 5-1})$$

Como se poderá definir então qual o melhor método de previsão? Um elemento fundamental para esta escolha reside nos critérios adoptados para quantificar o erro de previsão. O conceito central deste ponto tem a ver com a noção de precisão da previsão. Este conceito tem a ver com a capacidade que o modelo de previsão possui para minimizar os erros de previsão no horizonte de previsão seleccionado, para períodos da amostra não coincidentes com o conjunto de inicialização e também a sua capacidade de efectuar previsões em realizações futuras da série (capacidade de generalização).

Em problemas de regressão, ou seja, quando a variável de saída é do tipo numérico, os índices que vão permitir efectuar a avaliação dos resultados da previsão, são designados *erros de regressão*, sendo o mais utilizado o Erro Quadrático Médio (denominado na literatura anglo-saxónica, *Mean Squared Error*), que é calculado através da (Eq. 5-2):

$$EQM = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}_i)^2 \quad (\text{Eq. 5-2})$$

onde n representa o número de dados da amostra utilizada.

Para além do EQM, é também frequente encontrar na literatura especializada, as seguintes medidas de erro de regressão:

- Raiz do Erro Quadrático Médio (denominado na literatura anglo-saxónica, *Root Mean Squared Error*), calculado através da (Eq. 5-3):

$$REQM = \sqrt{EQM} \quad (\text{Eq. 5-3})$$

- Erro Absoluto Médio (denominado na literatura anglo-saxónica, *Mean Absolute Error*), calculado através da (Eq. 5-4):

$$EAM = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |y_i - \hat{y}_i| \quad (Eq. 5-4)$$

- Erro Percentual Absoluto Médio (denominado na literatura anglo-saxónica, *Mean Absolute Percentage Error*), calculado através da (Eq. 5-5):

$$EPAM = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{|y_i - \hat{y}_i|}{y_i} \times 100 \% \quad (Eq. 5-5)$$

Quando comparado com o EQM, o valor do EAM é menos sensível à existência de casos excepcionais para os quais a previsão do modelo se afaste, de forma substancial, do verdadeiro valor da variável de saída (casos designados por *outliers* na literatura anglo-saxónica). Por esta razão é mais usual a utilização do EQM.

### 5.3 MÉTODOS CONVENCIONAIS PARA PST

Os métodos de previsão variam conforme o grau de sofisticação e fins a que se destinam, sendo normalmente divididos em duas classes: métodos qualitativos e métodos quantitativos. Os primeiros são frequentemente baseados em juízos subjectivos, na intuição e na experiência dos analistas. Os segundos baseiam-se em dados presentes e passados quantificados.

Os métodos quantitativos são mais eficazes e a sua aceitação generalizada é uma consequência próxima do uso hoje generalizado dos computadores. Aliás, (Wheelwright 1980) afirma que os computadores são úteis não só pelo seu poder de cálculo mas também pela sua capacidade de armazenamento de dados.

Independentemente da opção tomada, e como já foi referido, qualquer método de previsão assume que as condições que afectaram o passado continuarão a ser válidas no futuro.

A maioria dos estudos de séries temporais têm como objectivo final fazer previsões. Existem hoje alguns métodos de previsão simples que efectuam a previsão de valores futuros da série temporal através das observações de valores passados da série, o que segundo (Wheellright et al 1985) se deve ao facto de que a utilização de métodos mais complexos não significar necessariamente uma melhoria nos resultados da previsão.

O propósito destes métodos é identificar um padrão básico presente nos dados da série e através desse padrão prever valores futuros. Por serem simples de programar, e com um custo computacional muito reduzido, para além de permitirem razoáveis resultados de previsão, gozam de uma enorme popularidade. Por aparecerem frequentemente referenciados na literatura especializada serão aqui focados particularmente dois: o Alisamento Exponencial (AE) e o método de Box-Jenkins (BJ). Servirão também posteriormente como medida de comparação em termos dos resultados da previsão efectuada, com as metodologias de previsão mais complexas e que a seguir serão apresentadas.

### 5.3.1. Alisamento exponencial

O AE é um processo que permite uma revisão contínua da previsão, integrando deste modo a informação mais recente. Os modelos que usam AE utilizam ponderadores exponencialmente decrescentes com a antiguidade das observações. Estes modelos usam vários métodos, como o método de alisamento exponencial simples, ou alisamento exponencial duplo. Existe no entanto, uma variedade de séries temporais que não se ajustam facilmente à modelação com os métodos de alisamento agora referidos. É o caso de séries que exibam variação cíclica ou sazonal nos seus dados. Segundo (Caiado 2006) para este tipo de séries é frequentemente utilizado o método de Holt-Winters.

O método de Holt-Winters é um método de AE especialmente apropriado para séries que apresentam tendência linear e sazonalidade, que obedece ao seguinte clausulado:

$$P_t = \alpha \frac{Y_t}{S_{t-s}} + (1 - \alpha)(P_{t-1} + T_{t-1}), 0 < \alpha < 1 \quad (\text{Eq. 5-7})$$

$$T_t = \beta (P_t - P_{t-1}) + (1 - \beta)T_{t-1}, 0 < \beta < 1 \quad (\text{Eq. 5-6})$$

$$S_t = \gamma \frac{Y_t}{P_t} + (1 - \gamma)S_{t-s}, 0 < \gamma < 1 \quad (\text{Eq. 5-8})$$

em que  $P_t$ , dado pela (Eq. 5-7) representa o alisamento exponencial para o período  $t$ ,  $T_t$  a estimativa para a tendência (Eq. 5-13),  $S_t$  o índice sazonal (Eq. 5-8),  $Y_t$  a série temporal e  $s$  o factor sazonal.  $\alpha$ ,  $\beta$  e  $\gamma$  são as constantes de alisamento. A previsão para o horizonte  $h$  é dada pela (Eq. 5-9):

$$\hat{Y}_{t+h} = (P_t + h T_t) S_{t+h-s}, h = 1, 2, \dots \quad (\text{Eq. 5-9})$$

É método vantajoso por ser simples de usar, requer pouco esforço computacional, e é bastante eficaz em previsões de curto prazo, em particular com séries sazonais. Tem no entanto a limitação de só poder ser utilizado em séries que apresentem apenas um único padrão de sazonalidade.

### 5.3.2. Método de Box-Jenkins

Um outro método de PST bastante utilizado é o de Box-Jenkins (Box and Jenkins 1976), que se baseia num processo iterativo para a síntese de padrões a partir de dados históricos, e que exige etapas como a caracterização formal do sistema (obtenção de um modelo), estimação dos parâmetros a ele associados e a sua posterior validação.

Este método requer muitas vezes a necessidade de avaliar mais que um modelo, para possibilitar escolher aquele que apresente um menor erro de previsão. Em geral, os mais convenientes são aqueles que contêm poucos parâmetros, como por exemplo o modelo designado por ARIMA (denominado na literatura anglo-saxónica, *AutoRegressive Integrated Moving-Average*). Este modelo é construído a partir de uma combinação linear finita de valores passados, chamada componente Auto-Regressiva, integrando também uma combinação linear finita de erros passados, designada por componente MA (acrónimo na literatura anglo-saxónica de, *Moving-Average*).

Segundo (Cortez 2002) o modelo geral, pode ser descrito como um modelo ARMA(P,Q), sendo definido através da (Eq. 5-10):

$$\hat{x}_t = \mu + \sum_{i=1}^P A_i x_{t-i} + \sum_{j=1}^Q M_j e_{t-j} \quad (\text{Eq. 5-10})$$

em que  $P$  e  $Q$  representam a ordem dos componentes AR e MA,  $A_i$  e  $M_j$  os coeficientes dos modelos AR e MA, sendo  $\mu$  um valor constante. Quer a constante, quer os coeficientes do modelo são estimados através de técnicas estatísticas, como por exemplo o método dos mínimos quadrados.

Este método tem no entanto como inconveniente o facto de necessitar da utilização de um especialista para a construção de um modelo, sendo também mais exigente em termos computacionais que o método descrito anteriormente.

## 5.4 MÉTODOS DE IA UTILIZADOS PARA PST

Os métodos até agora referidos para PST são chamados de métodos clássicos. São métodos que criam os seus modelos com base em componentes de uma série temporal como a tendência ou a sazonalidade. No entanto, a natureza dinâmica e particularmente a característica extremamente não linear de muitas das séries temporais restringem o uso destes métodos. De acordo com (Cortez 2002), é pois possível reequacionar o problema subjacente à temática da PST através de metodologias de resolução de problemas que emanam da área científica da IA, assim como de ferramentas ou artefactos usados na procura das respectivas soluções, caso das RNA e dos AG.

Particularmente no que à previsão eólica diz respeito, também o uso das técnicas de IA, como as já referidas ou mesmo as Árvores de Decisão (AD), são actualmente muito utilizadas com resultados bastante promissores, como por exemplo nos trabalhos de (Pérez 2003), (Sfetsos 2002) ou (Alexiadis 1998). Pela importância que cada vez mais estas técnicas assumem, e apesar de não fazer parte dos objectivos desta dissertação realizar o estado da arte relativo aos temas acima mencionados, descrevem-se contudo aqui apenas as estruturas mais vulgarmente utilizadas na previsão eólica, as quais foram adoptadas nos trabalhos desta dissertação: no estudo breve que é feito das RNA é posta particular ênfase nas RNA do tipo *Perceptrão Multicamada* (denominada, na literatura anglo-saxónica Multilayer Perceptrons – MLP), e nos AG é apresentada a estrutura básica do algoritmo tradicional.

#### **5.4.1. Redes Neurais Artificiais (RNA)**

As RNA são técnicas computacionais habitualmente usadas na IA que, através de uma arquitectura inspirada na organização do cérebro, possuem capacidades de aprendizagem (em oposição à programação tradicional) e paralelismo (em oposição à sequência de informações). Assim, uma RNA pode ser interpretada como um esquema de processamento capaz de armazenar conhecimento baseado na aprendizagem (experiência) e disponibilizar esse conhecimento para a resolução de um problema. Apresentam um modelo matemático inspirado na estrutura neuronal de organismos inteligentes, que adquirem conhecimento através da experiência. São utilizadas na resolução de uma grande diversidade de problemas, em áreas tão diversas como: classificação, identificação, diagnóstico, análise de sinais e imagens, optimização, controlo e previsão, em aplicações de engenharia, de medicina, na bancos, nos seguros, etc.

As RNA possuem um conjunto de características próprias, que lhes permitem ser consideradas uma alternativa promissora em relação às já referidas metodologias tradicionais. De acordo com (Giebel et al 2007), as RNA conseguem aproximar ou emular essa relação (muitas das vezes fortemente não linear) entre valores de entrada e de saída, o que lhes permite obter melhores resultados de previsão que os métodos clássicos de regressão linear. Particularmente relevantes são a sua capacidade para extrapolar padrões a partir de dados existentes, a facilidade da sua implementação, e também a sua robustez e eficiência no tratamento de dados com ruído, especialmente em problemas onde não há uma formulação analítica ou não existe conhecimento explícito acessível, ou o próprio se modifica com o tempo.

O primeiro modelo uma RNA deve-se a McCulloch e Pitts (McCulloch 1943), que em 1943 pretenderam estudar e modelizar as capacidades de aprendizagem dos seres humanos. Desde então, muitas variantes têm sido criadas, as quais se distinguem pelos modelos funcionais considerados e pelas técnicas de treino aplicadas.

Basicamente um RNA implementa um procedimento que relaciona de algum modo informação de entrada com informação (desejada) à saída.

Segundo (Cortez. 1997) as tarefas associadas às RNA podem ser divididas nos seguintes tipos:

- **Classificação:** isto é, para determinar a que categoria pertence um dado padrão de entrada;
- **Associação:** isto é, para actuar como uma memória endereçável, que associa a um dado valor de saída um dado valor de entrada;
- **Codificação:** isto é, para compactar uma entrada, pela produção de uma saída com uma dimensão reduzida. A tarefa oposta, descompactação, também se reveste de interesse.

Segundo o mesmo autor (Cortez b) 2003), o poder computacional de uma RNA alicerça-se em dois aspectos fundamentais: numa topologia que premeia o paralelismo e por outro lado, na sua capacidade de aprendizagem e generalização; isto é, a sua capacidade de conseguir responder adequadamente a novas situações com base em experiências passadas. São essencialmente estas duas características que tornam o uso das RNA recomendado na resolução de muitos problemas, onde os métodos tradicionais falham, ou têm uma resposta pobre.

No reforço destas ideias (Patterson 1996) afirma que as RNA apresentam um conjunto de características únicas que não se encontram em outros mecanismos ou técnicas:

- **Aprendizagem e generalização;** isto é, conseguindo descrever o todo a partir de algumas partes, constituindo-se como formas eficientes de aprendizagem e armazenamento de conhecimento;
- **Processamento maciçamente paralelo;** isto é, permitindo que tarefas complexas sejam realizadas num curto espaço de tempo;
- **Não linearidade;** isto é, atendendo a que muitos dos problemas reais a equacionar e resolver são de natureza não linear;
- **Adaptatividade;** isto é, podendo adaptar a sua topologia de acordo com mudanças de ambiente;
- **Resposta evidencial;** isto é, onde uma saída da rede traduz não só um processo de decisão mas também o grau de confiança a conferir a esta;

- **Robustez e degradação suave;** isto é, permitindo processar o ruído ou informação incompleta de forma eficiente, assim como sendo capazes de manter o seu desempenho quando há desactivação de algumas das suas ligações e/ou neurónios;
- **Flexibilidade;** isto é, com um grande domínio de aplicabilidade.

#### 5.4.1.1. Estrutura de uma RNA

A unidade de processamento elementar numa RNA é o neurónio artificial (*neuron*, na literatura anglo-saxónica). É o termo utilizado para distinguir um neurónio natural de um artificial. Embora na realidade existam diversos tipos de neurónios artificiais, em princípio, comportam-se todos como um comparador que produz uma saída quando o efeito cumulativo das entradas excede um dado valor limite.

A ideia do neurónio como unidade de computação inspira-se na biologia dos neurónios do sistema nervoso humano. Os sinais electroquímicos captados pelas dendrites, cada uma com a sua intensidade própria, combinam-se no corpo celular e, se a resultante ultrapassar um certo limiar, criam uma onda solitária de despolarização eléctrica que tem início no cone axial e avança pelo axónio, até atingir os terminais pré-sinápticos onde, por intermediação química, activarão as dendrites de outros neurónios (Moreira 2007).

Na Figura 5-1 apresenta-se a estrutura típica de um destes neurónios artificiais (Rojas 1996). Como pode ser observado através da figura, em cada neurónio existe, um conjunto de ligações ( $w_{ki}$ ), cada uma etiquetada por um peso (que pode ser um número real ou binário) que tem um efeito excitatório para valores positivos e inibitório para valores negativos. Assim, o sinal ou estímulo ( $x_i$ ) como entrada da ligação é multiplicado pelo correspondente peso  $w_{ki}$ , onde  $k$  representa o neurónio objecto de estudo e  $i$  o neurónio de onde partiu o sinal. Pode ainda existir uma ligação extra, denominada polarização (*bias*, na literatura anglo-saxónica), cuja entrada toma o valor +1, que estabelece uma certa tendência ou inclinação no processo computacional; isto é, adiciona uma constante ( $b_k$ ) para que se estabeleçam as correctas condições operacionais para o neurónio.

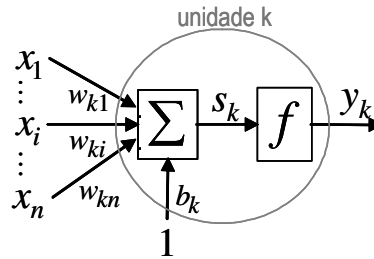


Figura 5-1 – Modelo de um neurónio artificial.

sendo que

$$s_k = \sum_{i=1}^n w_{ki} \times x_i + b_k \quad (\text{Eq. 5-11})$$

e

$$y_k = f(s_k) \quad (\text{Eq. 5-12})$$

Um integrador reduz os  $n$  argumentos de entrada (ditos estímulos) a um único valor. Normalmente é utilizada a função adição ( $\Sigma$ ), pesando todas as entradas numa combinação linear (Eq. 5-11). Finalmente existe também uma função de activação do neurónio ( $f$ ), que pode condicionar o sinal de saída, introduzindo uma componente de não linearidade no processo computacional (Eq. 5-12).

As RNA do tipo MLP foram criadas, inicialmente, para problemas de classificação, tendo posteriormente evoluído para serem também capazes de resolver problemas de regressão. De acordo com (Vasconcelos 2007), no contexto da utilização em problemas de regressão, é costume considerar-se, como funções de activação, uma função não linear do tipo sigmóide para as unidades das camadas escondidas e uma função linear pura, do tipo  $y = x$  para as unidades da camada de saída. A função sigmóide, é uma função monotonamente crescente, com um ponto de inflexão, que realiza a transformação de uma grandeza com um domínio de valores no intervalo  $] +\infty, -\infty [$  para um domínio de valores num intervalo finito. No caso da tangente hiperbólica essa transformação é feita para o intervalo  $[+1, -1]$ , ou então para  $[0,1]$  no caso da função  $\frac{1}{(1 + e^{-x})}$  como pode observar-se através da Figura 5-2.

A estrutura de uma RNA encontra-se organizada em camadas como pode ser observado através da Figura 5-3, com ligações (conexões) unidireccionais sempre num sentido

progressivo, da entrada para a saída. Como pode observar-se, uma RNA é composta por um conjunto de unidades de processamento simples (neurónios) com um elevado grau de ligação entre eles.

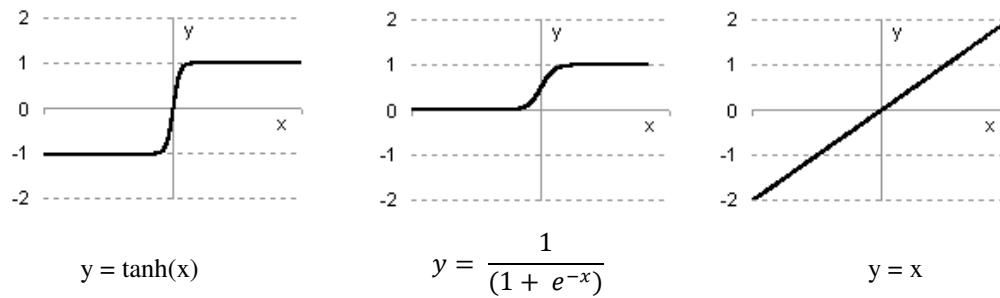


Figura 5-2 – Exemplo de algumas funções de activação usadas nas RNA.

A organização destas unidades de processamento define a arquitectura ou topologia da rede. Nas redes unidireccionais ou redes de alimentação directa, como as que serão usadas nesta dissertação, não existem realimentações, as unidades são frequentemente distribuídas em camadas – redes multicamada (*multilayer feedforward network*, na literatura anglo-saxónica) – uma camada de entrada, uma ou mais camadas intermédias, também chamadas camadas escondidas, e uma camada de saída. Como pode observar-se através da Figura 5-3, as unidades estão arrumadas por camadas, nas quais, com excepção da camada de entrada, cada unidade de uma camada é alimentada por todas as unidades da camada anterior. Designam-se *feedforward* porque o sentido das ligações entre as unidades é sempre da camada de entrada para a de saída.

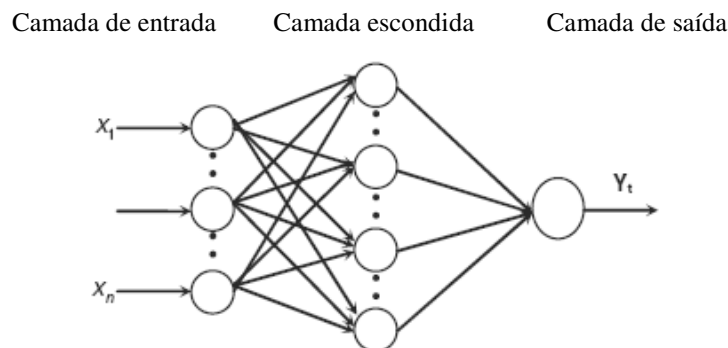


Figura 5-3 – Exemplo de uma RNA multicamada do tipo feedforward.

A selecção da topologia da rede é uma decisão importante e complexa. Por um lado, a escolha de uma topologia demasiado simples pode resultar na incapacidade de reproduzir correctamente os dados. Por outro lado, uma topologia demasiado flexível pode resultar numa má capacidade de generalização, em consequência da susceptibilidade de ajustamento ao ruído e a outras particularidades dos dados. O objectivo deverá ser sempre a obtenção de uma topologia que permita um bom compromisso entre simplicidade e flexibilidade, visando ter uma rede com uma boa capacidade de generalização.

Relativamente à camada de entrada, cada unidade geralmente recebe apenas a variável de entrada respectiva, não sendo efectuado nenhum tipo de operação. Por esta razão, muitas vezes a camada de entrada é considerada, não como uma camada, mas apenas como um vector de variáveis de entrada. Assim sendo, o número de unidades da camada de entrada e de saída é determinado apenas pela dimensão dos exemplos utilizados para treino, ou seja, pelo número de variáveis de entrada consideradas e pelo número de variáveis de saída que se pretende prever.

Relativamente ao número de camadas escondidas, não é frequente utilizarem-se mais do que duas (Hornik et al 1989), aliás segundo (Wehenkel 1998), com uma camada escondida pode aproximar-se qualquer função contínua, com o nível de precisão desejado, desde que seja utilizado um número suficiente de unidades escondidas (Teorema de Kolmogorov).

Quanto ao número de unidades na camada escondida, terá como solução escolhida à partida um valor de compromisso. Se o número for muito pequeno, a RNA não terá capacidade para se aproximar da função pretendida, pelo contrário, se esse número for grande, a RNA perderá capacidade de generalização.

Nesta dissertação e por questões de simplicidade, para a definição da estrutura das RNA utilizou-se a solução mais frequentemente encontrada na literatura, ou seja, apenas uma camada escondida, com a função tangente hiperbólica ( $y = \tanh(x)$ ) como função de activação das unidades escondidas e com a função linear pura ( $y = x$ ) como função de activação da unidade de saída (só serão utilizadas redes com uma variável de saída). Efectivamente, e no contexto da utilização em problemas de regressão, são estas as funções normalmente consideradas (Vasconcelos 2007).

Para a definição do número de unidades da camada escondida, adoptou-se a regra empírica sugerida por (Wehenkel 1998) que se descreve na (Eq. 5-13):

$$nu = \left( \frac{ne}{k} - ns \right) \times \frac{1}{1 + n + ns} \quad (Eq. 5-13)$$

onde

nu: representa o número de unidades escondidas;

ne: número de exemplos do conjunto de treino;

k: constante, cujo valor pode variar entre 5 e 10;

n: representa o número de entradas da RNA;

ns: representa o número de saídas da RNA.

O valor de nu da (Eq. 5-13) é considerado um ponto de partida, devendo ser realizados um conjunto de testes com valores alternativos de nu para determinar o valor ideal.

#### 5.4.1.2. Treino da RNA

Uma vez definida a estrutura da RNA, inicia-se o chamado treino da rede. Este processo começa pela divisão dos dados em dois conjuntos, um normalmente referido como *conjunto de treino* e outro referido como *conjunto de validação*, sendo este último utilizado para aferir a qualidade do treino e a capacidade de generalização da rede. Para que possa ser obtida uma estimativa final da capacidade de generalização da RNA que resultou do processo de treino, deverá ser utilizada uma terceira amostra, de dados não utilizados no treino, referenciada normalmente como *conjunto de teste*.

Num processo de treino de uma RNA procuram-se encontrar os valores dos parâmetros (pesos e polarizações) que melhor se adaptam à amostra utilizada. Este processo consiste na realidade na resolução de um problema de optimização, onde, em cada iteração o verdadeiro valor de saída para cada exemplo  $i$  do conjunto de treino ( $y_i$ ), é comparado com a previsão fornecida pela RNA ( $\hat{y}_i$ ), sendo o resultado desta comparação utilizado para ajustar o valor de cada parâmetro da RNA de modo a minimizar as diferenças entre  $\hat{y}_i$  e  $y_i$  (erro de previsão da rede). Este processo só termina com sucesso, quando se supõe que foi encontrada a solução que

maximiza a precisão da RNA. Esta avaliação de desempenho é realizada em cada iteração com o conjunto de validação. A evolução típica dos erros de treino e de validação ao longo das iterações do processo de treino de uma RNA é segundo (Fidalgo 1995), a que pode ser observada na Figura 5-4.

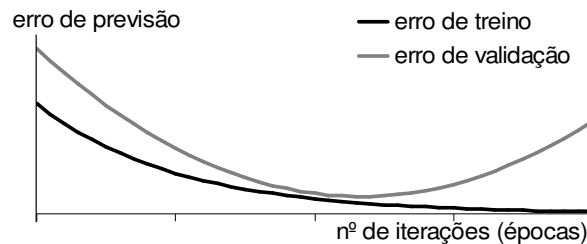


Figura 5-4 – Evolução típica dos erros de treino e validação de uma RNA.

Através da figura, pode concluir-se que no início do processo de treino se assiste a uma diminuição de ambos os erros de previsão. A partir de determinado ponto, o erro de validação deixa de acompanhar essa evolução, passando a aumentar com o número de iterações. Quando o erro de validação deixar de diminuir durante algumas iterações consecutivas, o processo de treino deve parar, pois a partir desse ponto a RNA corre o risco de ficar sobre-adaptada ao conjunto de treino, degradando-se a capacidade de generalização.

O método de treino mais frequentemente utilizado nas RNA consiste numa técnica chamada de *gradiente descendente*, na qual o valor dos parâmetros se move no sentido negativo do gradiente definido pelo conjunto de derivadas parciais do erro de previsão da RNA em relação a cada um dos parâmetros  $w_{ki}$ . O índice numérico normalmente utilizado para representar o erro de previsão de uma RNA é o EQM, já aqui descrito através da (Eq. 5-2). O cálculo das derivadas do erro de previsão em relação a cada parâmetro da RNA é usualmente realizado através de uma técnica chamada de retro-propagação do erro (*backpropagation*, na literatura anglo-saxónica) (Gallant 1993), por envolver a realização de cálculos sucessivos no sentido da camada de saída para a camada de entrada.

Este método de treino da rede é realizado de forma supervisionada (chamam-se assim quando o valor das saídas é conhecido, ao contrário dos algoritmos de clustering, onde o valor da saída não é conhecido e por isso a aprendizagem é dita de não-supervisionada), pois é o método de aprendizagem correntemente utilizado em processos de previsão que usam RNA. O

objectivo é ajustar os parâmetros da rede, de forma a minimizar o erro, que é como já foi anteriormente referido, função da diferença entre a saída desejada e a saída fornecida pela rede.

Qualquer que seja o método de treino utilizado, a minimização dos erros ocorre através do ajuste dos pesos da rede, sendo a rede treinada através de exemplos. A função do algoritmo de aprendizagem é possuir a capacidade de generalização desses exemplos na memorização do conhecimento adquirido nos pesos da rede através do processo de treino.

Durante a fase de treino, uma passagem completa pelo conjunto de treino é chamada *época*. A prática comum é realizar o ajuste dos pesos e da polarização da rede durante várias *épocas* até que um determinado critério de convergência seja atingido. Este processo deve ser efectuado de forma a evitar um sobre-ajustamento da rede aos dados de treino, para que seja garantida a sua capacidade de generalização. A melhor solução de pesos e da polarização para a rede é a solução com menor erro de validação obtida durante o processo de treino.

Relativamente à definição de uma iteração, a técnica do gradiente descendente pode ser implementada ou no modo incremental, ou no modo *batch* (também chamado *off line*). Enquanto no modo incremental a actualização dos parâmetros da rede é efectuada após o cálculo do erro de previsão fornecido para cada exemplo do conjunto de treino, no modo *batch* essa actualização é efectuada com base no erro de previsão resultante da consideração de todos os exemplos do conjunto de treino, ou como normalmente é referido, ao fim de cada *época*.

Actualmente existem alternativas mais promissoras que a técnica do gradiente descendente. Não sendo objectivo desta dissertação uma análise detalhada do desempenho dos algoritmos de treino das RNA, a escolha recaiu no algoritmo de Levenberg-Marquardt (Hagan et al 1994), por ser na literatura sugerido como o que fornece geralmente menores tempos de treino. Este algoritmo, que se disponibiliza na Toolbox de Redes Neurais do programa MATLAB (MathWorks 2007), corresponde a uma variante do método de Newton, sendo 10 a 100 vezes mais rápido que o método do gradiente.

Ao longo desta dissertação, e em todos os exemplos que envolveram RNA, foram realizados sempre inúmeros treinos, onde em cada treino era considerada uma solução diferente para os valores iniciais dos parâmetros da rede, sendo no final seleccionada a RNA que fornecer melhores índices de desempenho.

### 5.4.2. Algoritmos Genéticos (AG)

Os AG devem o seu aparecimento à ideia de utilizar as estratégias usadas com sucesso pela natureza (teoria da evolução das espécies de Darwin<sup>1</sup>) e aplicá-las na resolução de problemas reais. São aliás uma técnica bastante utilizada em problemas de procura e optimização. A designação resulta de que os aspectos a descobrir são representados numa estrutura de dados, a ser sujeitos a operações como cruzamento e mutação, de forma que, iteração após iteração, a estrutura vá codificando valores ‘melhores’, para os objectivos do problema. Esta forma de atingir os objectivos (por evolução), mediante operações sobre uma estrutura codificada (cromossoma), tem um elevado paralelismo com o que se passa na natureza. Aliás, os AG costumam ser referenciados, como modelos de aprendizagem que usam a metáfora da evolução das espécies, numa perspectiva de simulação desses processos, com o fim último de ajudar à resolução de problemas nas áreas da procura e optimização.

Esta perspectiva assenta no pressuposto de que favorecer a reprodução dos indivíduos mais capazes ao longo de um número elevado de gerações conduz à exploração das zonas mais promissoras do espaço de procura, ou seja, as constituídas por indivíduos com valores de avaliação (média) mais elevada.

Segundo (Parmee 2001), os AG são uma heurística de optimização de espectro global, integrados num cada vez mais vasto grupo de técnicas referenciadas habitualmente como Sistemas Evolucionários (SE).

Mimetizando o processo natural de evolução por selecção natural, os AG são bastante eficientes na procura de soluções óptimas ou sub-óptimas, num espectro largo de problemas, por permitirem anular muitos dos inconvenientes que se observam no uso das técnicas de optimização tradicionais quer determinísticas quer aleatórias. É o caso por exemplo, da procura de óptimos globais em problemas não lineares, onde os métodos matemáticos tradicionais normalmente apresentam dificuldades.

Os princípios básicos dos AG foram desenvolvidos por John Holland (Holland 1975) na década de setenta, sendo que hoje se entende por AG segundo (Whitley 1994) o conjunto de métodos que usando operadores de selecção e recombinação no espaço de soluções, possam contribuir para a resolução de um problema, por optimizações sucessivas de possíveis soluções.

---

<sup>1</sup> Charles Darwin (1809-1882). Naturalista inglês, célebre pela descoberta da selecção natural.

Na natureza, qualquer indivíduo é obrigado a lutar pela sua sobrevivência, competindo com os outros pelos recursos essenciais. Além disso, em todas as espécies sexuadas, os espécimes de cada sexo competem entre si, também com o objectivo de atrair um elemento do sexo oposto para efeitos de reprodução. Os indivíduos que não tiverem êxito nesta competição tendem provavelmente a ter um número reduzido de descendentes ou até mesmo nenhum, o que impossibilitará que os seus genes sejam maioritariamente herdados pelas gerações futuras. Pelo contrário, os indivíduos mais capazes irão, com maior probabilidade, deixar uma descendência mais numerosa, levando a que os seus genes se tornem predominantes na população, influenciando consequentemente também as gerações futuras.

Os AG fazem uma analogia directa com este processo, trabalhando com uma população de indivíduos, em que cada um representa uma possível solução para um dado problema. Para cada indivíduo é feita uma avaliação (*fitness*, na literatura anglo-saxónica), o que na natureza corresponde à aptidão que cada indivíduo revela em relação aos restantes indivíduos da sua população, na luta pela sobrevivência e reprodução. No caso dos AG este valor representa a qualidade da solução codificada no genótipo (cromossoma), sendo obtido por aplicação da função avaliação à solução. Significa que, quanto mais elevada for a avaliação feita a um indivíduo da população, maior será a probabilidade de ser seleccionado para o processo de reprodução e, desta forma, conseguir transmitir os seus genes às gerações seguintes.

Segundo (Cortez. 1997) os AG, apresentam diferenças em relação às técnicas de procura convencionais, nomeadamente:

- Operam sobre uma população e, não sobre um único ponto isolado, contrariando a tendência para a imobilização num óptimo local;
- Operam sobre um espaço codificado e não directamente no espaço de procura;
- Necessitam apenas de uma função objectivo (avaliação) para cada indivíduo, e não requerem qualquer outro tipo de conhecimento;
- Usam operadores estocásticos, e não regras determinísticas, para guiar uma procura altamente exploratória e estruturada, onde informações acumuladas nas iterações (gerações) anteriores são usadas para direccionar essa procura.

#### 5.4.2.1. Codificação e função de avaliação

Quando se planeia a resolução de um problema utilizando AG, há dois aspectos fundamentais dependentes do problema em consideração: a codificação das soluções e a função de avaliação. O primeiro aspecto, consiste na obtenção de uma representação para as possíveis soluções do problema, ao nível do material genético de cada indivíduo. O segundo aspecto tem a ver com a forma como se irá fazer a avaliação da aptidão de cada indivíduo (ou solução) a partir dessa representação.

#### Codificação

Os aspectos mais relevantes da codificação que importa salientar, decorrem directamente da ciência genética, que serão importados sem alterações semânticas dignas de registo, para os AG. O *genótipo* de um indivíduo define-se como o seu material genético ou seja o valor de cada um dos seus genes. O *fenótipo* de um indivíduo, por outro lado caracteriza os atributos de um indivíduo, conhecidos que são os valores dos seus genes e o ambiente que o rodeia. No caso dos AG, o *fenótipo* de um indivíduo reduz-se à solução para o problema em questão.

Na natureza, o gene é o átomo, estando associado à herança de um carácter por parte do indivíduo. Nos AG um gene codifica tipicamente um parâmetro do problema alvo. Assume-se deste modo, que cada solução se pode representar por um conjunto de valores para parâmetros relevantes. A cada valor possível de um determinado gene dá-se o nome de *alelo*, sendo que nos AG o conjunto de *alelos* para um dado gene define o domínio dos valores possíveis para o parâmetro correspondente.

Os genes organizam-se em sequências lineares designadas por *cromossomas*. Nos casos mais simples o *genótipo* de um indivíduo é constituído por apenas um indivíduo. Este será, aliás o caso dos AG que serão referidos nesta dissertação, pelo que os termos *genótipo* e *cromossoma* serão, entendidos como sinónimos.

A codificação das possíveis soluções do espaço de procura de um problema define a estrutura do cromossoma a ser manipulado pelo algoritmo. A codificação do cromossoma depende do tipo de problema e do que, essencialmente, se deseja manipular geneticamente. No que a esta dissertação diz respeito, e dada a natureza dos problemas a resolver, a opção recaiu sobre a codificação binária. É uma forma de representação simples, facilita a manipulação dos

cromossomas através dos operadores genéticos, e torna simples sempre que necessárias as conversões para inteiro ou real.

#### Função de avaliação

No mundo real, a aptidão mede a capacidade de adaptação do indivíduo ao ambiente que o envolve. Quando acontecem modificações no ambiente, os indivíduos que não conseguirem adaptar-se, têm menos capacidade de sobreviver, e portanto também menos probabilidade de se reproduzir e assim, passar os seus genes às próximas gerações, tendendo para a extinção.

Nos problemas que envolvam procura e optimização, é importante determinar a qualidade de cada solução (indivíduo/cromossoma), para que possa ser possível definir a sua contribuição para a resolução do problema. Esta qualidade é medida por uma função chamada *função de avaliação*. O seu contributo será atribuir um valor (índice de qualidade) a cada cromossoma de acordo com o problema a resolver, ou seja, permitir quantificar a qualidade de cada solução candidata (aptidão). Segundo (Goldberg 1989), esta função oferece ao AG uma medida de aptidão de cada indivíduo da população.

A escolha apropriada da *função de avaliação* é um passo decisivo para o sucesso do AG. O cálculo desta função é aliás o único elo de ligação entre o AG e o problema proposto. É a única parte não genérica do algoritmo e deve ser capaz de identificar todas as restrições e objectivos do problema, ou seja, deve ser específica de cada problema.

#### 5.4.2.2. Estrutura e funcionamento de um AG

Para compreender a estrutura e o funcionamento de um AG é importante ter presente a analogia com a evolução das espécies. Sendo assim, a formulação do algoritmo foi baseada nos seguintes passos (ou fases):

- Inicialmente é gerada uma população aleatória de indivíduos, que podem ser vistos como possíveis soluções do problema;
- Durante o processo evolutivo, esta população é avaliada, sendo que a avaliação efectuada a cada indivíduo reflecte a sua capacidade de adaptação a determinado ambiente;

- Uma percentagem dos indivíduos melhor adaptados é mantida, enquanto os outros são descartados (Darwinismo);
- Os indivíduos mantidos pelo processo de selecção efectuado no item anterior podem sofrer modificações nas suas características fundamentais por meio de cruzamentos, ou mutações gerando descendentes para a próxima geração. Este processo, a que vulgarmente se chama reprodução, é repetido até que uma solução satisfatória seja encontrada (Goldberg 1989).

Embora ao nível biológico, este clausulado seja excessivamente simplista, quando transposto para um algoritmo possui a complexidade suficiente para fornecer um mecanismo de procura adaptativa, poderoso e robusto.

Inspirado na maneira como o darwinismo explica o processo de evolução das espécies, Holland (Holland 1975) decompôs o funcionamento dos AG, numa estruturação por etapas como o apresentado na Figura 5-5.

Para compreender o funcionamento e o andamento das etapas descritas no algoritmo é preciso introduzir a noção de *operador genético*.

Um *operador genético* tem como objectivo realizar as transformações necessárias na população, para que, indivíduos cada vez mais capazes (adaptados) sejam criados, contribuindo desta forma para a evolução da população a cada nova geração. Os *operadores genéticos* existentes num AG são normalmente referenciados como operadores de: inicialização, avaliação, selecção, cruzamento, mutação, actualização e finalização.

### Inicialização

Todo o AG se inicia a partir da execução do operador genético - *inicialização*. A sua função é a criação de uma população de indivíduos, chamada *população inicial*, caracterizada pelos seus cromossomas, que podem ser vistos como possíveis soluções do problema. É sobre esta população que todos os demais operadores genéticos são aplicados.

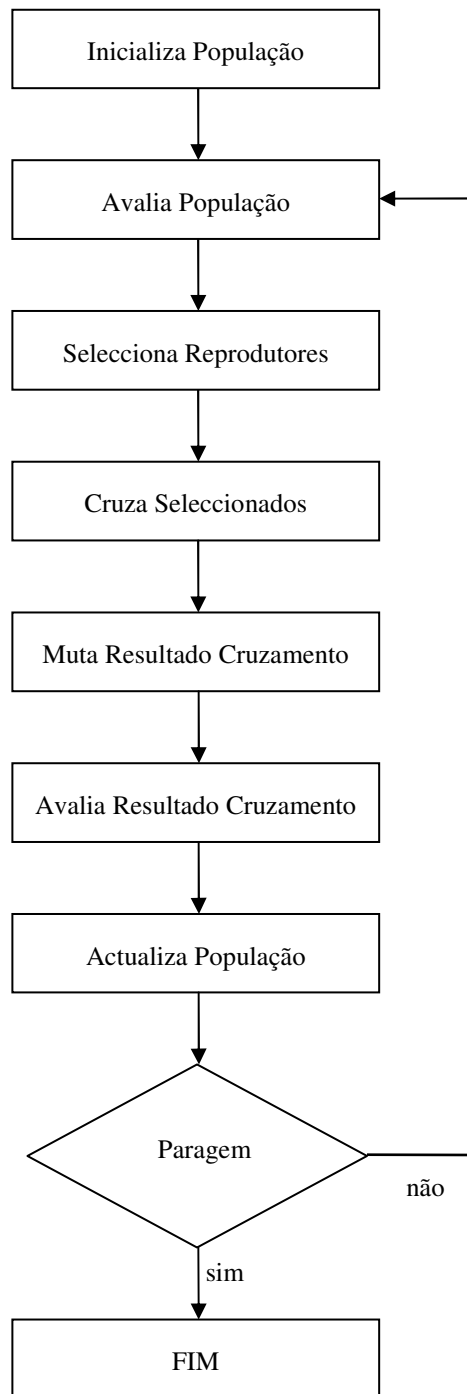


Figura 5-5 – Estrutura de funcionamento de um AG tradicional.

Um aspecto relevante que afecta a qualidade da solução final, e o tempo de processamento do algoritmo, tem a ver com o tamanho desta população. Atendendo às razões que a seguir se

invocam, no dimensionamento da *população inicial* os seguintes factores devem ser particularmente respeitados:

- Uma população pequena será necessariamente pobre em termos da diversidade dos seus elementos constituintes, pelo que as soluções geradas tenderão a não ser as melhores;
- Uma população grande terá maior probabilidade de produzir melhores resultados, no entanto fá-lo-á à custa de maior esforço computacional.

Deve ser portanto com base num critério de bom senso e/ou de compromisso que em cada problema, deve ser feita a escolha do tamanho da população a usar pelo algoritmo.

Normalmente os cromossomas que constituem a população inicial são gerados de forma aleatória, ou então de forma determinística, caso em que são gerados de acordo com uma função heurística. No entanto, uma população gerada aleatoriamente consegue aumentar a diversidade genética, garantindo desta forma um maior alcance no espaço de procura. Por esta razão, será este o procedimento adoptado em todos os AG referidos nesta dissertação.

Criada a *população inicial*, é agora necessário avaliar os cromossomas gerados. Esta avaliação que é feita não só aos cromossomas da *população inicial* mas também a todos os que forem gerados durante o chamado processo evolutivo, consiste na atribuição de uma nota por cada cromossoma, reflectindo a sua habilidade de adaptação a determinado ambiente. Essa avaliação é feita como o referido na secção 5.4.2.1, através da *função de avaliação*.

### Seleccção

A função do operador de *selecção* num AG é escolher os elementos da população que participarão no processo de reprodução, isto é, seleccionar os pais dos indivíduos que farão parte da nova população (geração). A implementação deste operador é baseada no processo de selecção natural, onde os mais capazes possuem maior probabilidade de sobrevivência, logo maior capacidade de reprodução, enquanto os menos capazes, tendo menor probabilidade de sobrevivência, terão menor capacidade de reprodução. Para respeitar esta analogia, é necessário que o algoritmo beneficie os indivíduos que exibam maiores valores de aptidão, mas não descarte a possibilidade de que indivíduos com menores capacidades de aptidão sejam capazes

de possuir propriedades genéticas favoráveis à geração de um cromossoma que possua a melhor solução para o problema em análise. Para respeitar esta ideia, o algoritmo mais vulgarmente utilizado no processo de selecção e que será seguido nesta dissertação é o chamado algoritmo de Monte Carlo, mais vulgarmente referenciado como método da roleta. Este método é, segundo (Goldberg 1989), uma maneira de seleccionar indivíduos, numa roleta onde cada indivíduo possui uma fatia proporcional à sua adaptação. A cada volta da roleta um indivíduo é seleccionado, sendo que a maior probabilidade recai sobre aqueles que possuem as maiores fatias (maior valor da função de adaptação).

A roleta é rodada várias vezes (dependendo do tamanho da população), sendo seleccionado de cada vez, o indivíduo que participará no processo de geração da nova população.

### Cruzamento

O operador genético *cruzamento* é utilizado após o operador *selecção*, mimetizando o que acontece na natureza. A função deste operador é combinar os cromossomas dos pais, para originar os novos indivíduos (filhos) que virão a formar a geração seguinte. A função principal deste operador genético é propagar as características positivas dos indivíduos mais aptos da população por meio da troca de informação genética entre ambos, gerando novos indivíduos.

Existem basicamente três tipos de operadores de cruzamento (Goldberg 1989): cruzamento num ponto, cruzamento multiponto, e cruzamento uniforme. Uns foram desenvolvidos por serem mais genéricos e outros por serem mais adequados a um tipo de codificação de cromossomas.

É possível representar o funcionamento dos operadores de cruzamento como uma selecção por máscara, onde a máscara é representada por um vector cujos elementos possuem valores binários e com um comprimento igual ao dos cromossomas a combinar (Lucas 2002).

No cruzamento num ponto, é normalmente escolhido aleatoriamente um ponto de corte e a partir desse ponto, o material genético dos pais é trocado dando origem a dois novos cromossomas (filhos), formados pela combinação genética dos pais. É possível no entanto com este método gerar qualquer quantidade de filhos, desde que, o número de genes permita o número desejado de combinações. A máscara de cruzamento num ponto será uma série de zeros sucedida por uma série de uns (ver Figura 5-6).

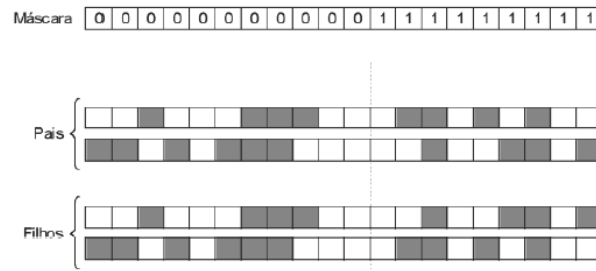


Figura 5-6 – O operador de cruzamento num ponto.

De entre todos os operadores de cruzamento tradicionais este é o que normalmente apresenta o pior desempenho.



Figura 5-7 – O operador de cruzamento multiponto, para o caso de dois pontos de corte.

O caso do cruzamento multiponto é uma generalização do operador anterior. Neste tipo de cruzamento é escolhido um número fixo  $n$  de pontos de corte, o que se traduz numa máscara de cruzamento com  $n$  mudanças na sua sequência de zeros e uns (ver Figura 5-7).

No cruzamento uniforme, não existe ponto de cruzamento. Para cada gene a ser preenchido nos cromossomas filhos, o operador cruzamento uniforme sorteia de qual dos pais este deve ser gerado. A máscara de cruzamento de tal operador é uma sequência qualquer de zeros e uns, como pode observar-se através da Figura 5-8.

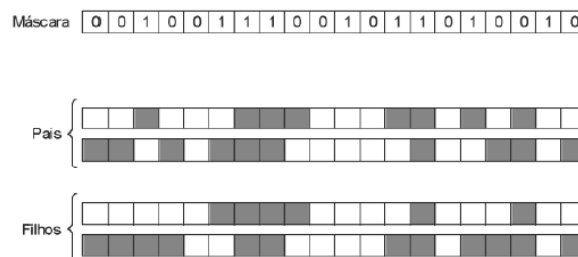


Figura 5-8 – O operador de cruzamento uniforme.

### Mutação

O operador genético *mutação* opera sobre os indivíduos (cromossomas) resultantes do processo de cruzamento (filhos) e com uma probabilidade pré-determinada, é responsável pela inserção de pequenas mudanças aleatórias nesses cromossomas. A existência deste operador é necessária para a introdução e manutenção de diversidade genética na população. Desta forma, o operador *mutação* além de assegurar que a probabilidade de alcançar qualquer ponto do espaço de procura nunca será nula, permite também contornar o problema dos mínimos locais, alterando a direcção da procura.

O operador *mutação* é aplicado aos cromossomas com uma probabilidade dada pela taxa de mutação. Tal como na natureza, deverá ter um valor reduzido e abranger uma pequena parcela da população, caso contrário os indivíduos gerados pouco ou nada se assemelharão aos seus progenitores. No entanto, esta taxa não poderá ser excessivamente reduzida, sob pena de comprometer a diversidade da população.

Tal como na *selecção* existem várias técnicas de *mutação*. Salientaremos aqui, e porque são normalmente as mais utilizadas, a *mutação aleatória* e a *mutação por troca*.

Na *mutação aleatória*, cada gene a ser mutado (escolhido aleatoriamente), é trocado por um valor sorteado dentro de um alfabeto válido, enquanto na *mutação por troca*, são sorteados n pares de genes, e os elementos do par trocam de valor entre si.

### Actualização

Nesta etapa do algoritmo, os indivíduos resultantes do processo de *cruzamento* e *mutação* são inseridos na população segundo uma estratégia adoptada pelo AG.

Na estratégia mais simples, dita tradicional, a população tem um tamanho que é mantido constante, sendo gerado um número de indivíduos (filhos) igual ao tamanho da população que substitui por completo a geração anterior. No entanto, é possível numa estratégia diferente, preservar os melhores indivíduos, ou seja, garantir que estes passam automaticamente para a geração seguinte. O número de indivíduos que gozam desse privilégio é designado no algoritmo como *Taxa de Elitismo*.

### Finalização

Segundo Goldberg (Goldberg 1989), os indivíduos seleccionados sofrem cruzamentos e mutações, gerando descendentes para a próxima geração, sendo este procedimento repetido até

que uma solução satisfatória seja encontrada. Esta frase capta bem a natureza iterativa do AG, não deixando também de transparecer a necessidade de um critério de paragem, a *finalização* do algoritmo (a finalização não é contudo entendida como um *operador genético*).

Não existe no entanto num AG um critério de paragem único. O desejável é que o critério de paragem seja a obtenção do objectivo pretendido. No entanto, em problemas em que isso não é possível, utiliza-se como critério ou um número máximo de gerações pré-definidas ou um tempo limite de processamento.

## 5.5 CONCLUSÕES

Nas últimas décadas tem-se assistido a um interesse crescente no que concerne a problemática da PST. A capacidade de prever valores futuros de uma série temporal tem grande relevância prática, nos mais variados sectores da actividade humana, quando se torna necessário fazer análises e tomar decisões. Os modelos convencionais ditos clássicos para PST, quando um elevado grau de não linearidade existe nos dados, deixam de ser os mais adequados, não fornecendo um bom ajuste para a série, o que poderá tornar a previsão não só enganosa como ineficiente. Para a construção destes modelos, a aplicação de novas técnicas da área da IA como as RNA e os AG têm vindo a substituir as técnicas convencionais, dado o seu superior desempenho.

Este conjunto de razões, motivou que este capítulo começasse por fazer uma breve apresentação de algumas das técnicas clássicas usadas na PST, terminando com apresentação de duas técnicas vindas da área da IA, os AG e as RNA.

O objectivo será o desenvolvimento, no próximo capítulo de um modelo híbrido para selecção de variáveis e previsão da intensidade de vento, que faça um uso combinado destas últimas técnicas, tendo como referência, em termos dos resultados obtidos, as técnicas convencionais aqui referidas.



## Capítulo 6:

# UTILIZAÇÃO DE TÉCNICAS DE IA PARA PREVISÃO DE VENTO

### 6.1 INTRODUÇÃO

Em Portugal, e desde que em Julho de 2005, o Governo lançou um concurso público para atribuição de direitos de ligação à rede eléctrica nacional de até 1700 MW de potência de base eólica, com o objectivo de promover um “Cluster Industrial Eólico”, tem-se assistido a um aumento no interesse pelo desenvolvimento de ferramentas de previsão de produção eólica.

Actualmente, o desenvolvimento e a expansão da energia eólica ocorrem não só em Portugal, mas também um pouco por toda a Europa, acompanhados em paralelo por um processo de regularização dos mercados eléctricos de energia. Não será no entanto expectável que a actual situação, em que a energia eólica para ser incentivada beneficie de incentivos estatais, se possa manter. Significa que num futuro próximo, necessariamente num mercado de energia eléctrica regulado, mesmo a energia eólica, terá de ser considerada igual às outras fontes energéticas que nele participem. Esta situação acarretará para os produtores uma nova realidade. A realidade em que os produtores se vão ter de confrontar com a existência de penalizações no caso de incumprimento de propostas de venda de energia apresentadas ao mercado, sendo a variabilidade do recurso eólico uma fonte potencial de penalizações num ambiente de mercado (Milborrow 2001). Esta situação aliás já hoje se verifica ao nível dos países nórdicos, com a participação dos produtores de energia eólica no chamado *Nordpool*. Criada durante a década de 90 pelos países nórdicos, sob controlo estatal de duas empresas de transmissão, Nordpool foi a primeira bolsa internacional para a comercialização de energia eléctrica. Segundo (Saraiva 2006) apesar de na Noruega e na Suécia apenas 20 a 30% da energia ser contratada no Nordpool, os preços aqui praticados constituem um indicador muito forte para o estabelecimento de contratos bilaterais.

Do que agora foi referido, pode concluir-se, que a breve prazo, com a previsível regularização do mercado de energia, a previsão da produção eólica constituirá sem dúvida, um poderoso instrumento na operação de sistemas e mercados eléctricos. No entanto e para que

isto aconteça, será fundamental não só que os operadores do sistema tenham confiança nas previsões produzidas, como também estas lhes sejam disponibilizadas em tempo útil. Caso contrário a tendência será operar o sistema eléctrico de uma forma mais conservadora, com o consequentemente aumento dos custos da integração da energia eólica.

Neste sentido, será apresentado neste capítulo, um modelo híbrido para selecção de variáveis e previsão da intensidade do vento, que inclui um AG como heurística para seleccionar a combinação de variáveis mais apropriada para o processo de previsão, e uma RNA como função de avaliação desse AG. O modelo será depois aplicado usando dados meteorológicos fornecidos pelo Centro de Geofísica de Évora (CGE 2008), para previsão da intensidade de vento num horizonte temporal de 24 e de 72 horas.

O capítulo terminará com a apresentação dos resultados obtidos pelo modelo proposto, que se revelaram bastante promissores em ambos os horizontes temporais. A avaliação será feita em termos comparativos com os métodos clássicos.

## **6.2 PREVISÃO EÓLICA**

Prever, é conseguir antecipar o futuro, e hoje mais que nunca, na era da economia globalizada, as organizações sabem das vantagens competitivas que a obtenção de previsões fundamentadas lhes trazem.

Desde sempre o homem teve a convicção de que a compreensão do passado lhe permitiria prever o futuro. Este sonho antigo tem impulsionado o homem na procura de leis que expliquem o comportamento de determinados fenómenos ou acontecimentos. No entanto, infelizmente nem sempre é possível estabelecer uma relação determinística entre passado e futuro, como é particularmente o caso das variáveis climáticas como a intensidade do vento. Apesar da ausência de uma relação determinística em muitos fenómenos, não deixa contudo de ser possível prever o seu comportamento futuro a partir das suas observações passadas.

A quantidade de energia eléctrica que uma turbina eólica pode gerar é altamente dependente das características da intensidade do vento no local de instalação. A produção pode variar de tal modo que a rentabilidade de um projecto está directamente relacionada ao local do recurso do vento. Por esta razão, é absolutamente fundamental fazer um estudo técnico prévio

pormenorizado das características do vento no local, antes de avançar para qualquer projecto eólico. A dimensão da análise depende directamente da dimensão do projecto. Um projecto de grande porte directamente ligado à rede requer necessariamente um estudo mais aprofundado do que um projecto de pequenas dimensões.

O método mais preciso para determinar o potencial eólico de um local exige a instalação de anemómetros que permitam recolher de uma forma regular informação sobre a velocidade e a direcção do vento nesse local. Estes dados deverão ser analisados em detalhe conjuntamente com as características do terreno e as medições das estações próximas para que posteriormente se possa estimar o potencial de produção de energia eléctrica a longo prazo e em diferentes épocas do ano.

Normalmente há quatro componentes que são consideradas fundamentais para determinar a energia eólica disponível num determinado local: a velocidade do vento, a sua direcção, as suas características e também a densidade do ar. No entanto, e particularmente devido à natureza intrinsecamente imprevisível do recurso eólico, a capacidade de previsão da velocidade do vento assume uma importância fundamental.

No que ao vento diz respeito, a importância da sua previsão tem do ponto de vista de um parque eólico duas fases: a primeira a que chamaremos *fase meteorológica* consistirá nas previsões de vento efectuadas para a região do parque, enquanto a segunda que denominaremos *conversão de energia*, consistirá na transformação da velocidade estimada na fase anterior, em potência produzida. É no entanto claro, que destas duas fases a que provoca maior impacto no erro de previsão é a *fase meteorológica*, uma vez que esta condiciona a segunda. De facto quanto melhor for a previsão de vento, melhor será a previsão da produção do parque.

Ao nível da *fase meteorológica*, o conhecimento das condições do vento num determinado local tem um impacto enorme em problemas que visem o estudo e avaliação do potencial eólico do local para construção de parques eólicos. As previsões a curto prazo podem ser úteis para ajudar o controlo operacional das turbinas eólicas ou de parques eólicos, minimizando custos de produção e as previsões de longo prazo podem ser úteis para fazer a avaliação precisa do retorno financeiro do investimento ou para fazer o planeamento de novos investimentos em recursos eólicos.

Ao nível da fase de *conversão de energia*, a previsão da produção assume, como já referimos, um papel bastante relevante no mercado da energia eléctrica. As estratégias para a operação em segurança de uma rede eléctrica são baseadas em previsões das condições futuras de variáveis, nomeadamente em previsões de consumo e produção. Ora, em sistemas eléctricos com elevada potência eólica instalada, como é o caso do nosso país, a previsão eólica torna-se uma importante fonte de informação para a definição de estratégias de operação de forma a possibilitar a minimização de custos e assegurar o desempenho e segurança do sistema (Doherty et al 2005). O operador da rede eléctrica necessita de monitorizar a área de operação em tempo real e efectuar ajustes quando as condições presentes difiram das previstas. Segundo (Agency 2005) estes ajustes e desvios dos planos óptimos de operação e actividades programadas incrementam os custos de operação. A situação descrita implica portanto a necessidade de um diálogo entre o centro de despacho e os operadores da rede de transmissão e distribuição quando os produtores eólicos injectarem energia na rede. Esta comunicação do centro de controlo com o operador de mercado representa a participação do produtor eólico no mercado. Estes diálogos implicam o conhecimento da evolução da produção de cada produtor ao longo das próximas horas, pelo centro de despacho, o que acarreta a necessidade de técnicas de previsão confiáveis sobre o comportamento do recurso a curto prazo.

Uma combinação de boas previsões meteorológicas e dados estatísticos pode dar informação muito útil para a estimativa da potência eólica.

Como o recurso eólico é abundante em Portugal, não existem quaisquer dúvidas da possibilidade de expansão da produção de energia com recurso a fontes eólicas e dos benefícios que daí decorrem para o país. No entanto, como já foi anteriormente referido, quanto maior for o peso desta contribuição para o sistema eléctrico, mais importante se torna perceber e fundamentalmente gerir o seu impacto na operação do sistema. É importante por exemplo analisar o sistema para determinar se terá possibilidade de incluir as novas fontes, podendo isso acarretar eventuais problemas ao nível da capacidade das linhas, ao nível da estabilidade das mesmas, etc.

Este capítulo, usando técnicas da IA para produzir melhores previsões de vento focar-se-á na *fase meteorológica*, enquanto a tónica do capítulo seguinte será posta na fase *conversão de energia*.

### **6.3 IMPORTÂNCIA DA SELECÇÃO DE VARIÁVEIS**

Nos problemas que envolvam previsão de vento, independentemente do horizonte de previsão, duas situações são frequentes: ausência ou quase ausência de informação meteorológica do local de estudo, ou então uma enorme quantidade de dados a tratar.

Se na primeira situação, a solução passa de acordo com (Kalogirou et al 1999) por utilizar informação meteorológica de locais próximos do local de estudo, já na segunda duas questões carecem de resposta:

- Será toda informação relevante para a solução do problema?
- Existirá uma combinação óptima de variáveis (informação) que traduza de forma eficiente o comportamento do sistema?

Nos problemas que envolvem esta elevada quantidade de informação, uma parte da sua resolução passa por um processo de decisão, baseada numa análise, por vezes complexa, de selecção de variáveis. A complexidade destas situações faz com que, muitas vezes, nem mesmo especialistas consigam indicar um conjunto óptimo de variáveis que permitam a um sistema artificial fazer boas previsões.

Uma selecção apropriada das variáveis que efectivamente contribuam para a resolução de um problema de previsão permite, não só uma maior rapidez de decisão porque é mais rápido o processo de previsão, como também a diminuição do erro de previsão.

Pelo contrário, a utilização de todas as variáveis envolvidas implica obrigatoriamente um esforço acrescido, mas não necessariamente uma consequente melhoria nos resultados. De facto, a utilização de variáveis irrelevantes, ou mesmo em alguns casos inapropriadas, levam frequentemente a resultados de previsão mais pobres devido ao ruído introduzido pelas variáveis irrelevantes.

No desenvolvimento de um sistema que se pretenda eficaz na previsão eólica, para além de se avaliar a informação disponível é importante avaliar a quantidade de informação que as variáveis disponíveis incorporam. O objectivo será que as variáveis de entrada do sistema de previsão tenham uma elevada correlação com a variável que se pretenda prever. A inclusão de uma variável com baixo poder discriminante implica que o sistema realize o devido

processamento, aumentado o esforço e o tempo computacional, sem que a contribuição seja benéfica para o resultado final. De forma oposta, no caso de elevada colineariedade entre variáveis de entrada, o desempenho do modelo pode degrada-se com a presença de variáveis com informação redundante. O processo de análise da significância das variáveis permite reduzir o número de variáveis de entrada a utilizar no sistema, em detrimento do número total de variáveis disponíveis, aumentando muito o desempenho do sistema de previsão.

A possibilidade da redução do número das variáveis intervenientes no processo de previsão, permitirá, por um lado, acelera-lo a nível computacional, obtendo-se respostas mais rápidas, que são fundamentais particularmente ao nível das previsões a muito curto prazo. Por outro lado, ao seleccionar as variáveis que de facto se mostrem mais efectivas para a resolução do processo, obtém-se uma redução do erro final de previsão, logo previsões mais correctas, factor fundamental para qualquer sistema de previsão, independentemente do horizonte escolhido.

Em razão destas circunstâncias, várias abordagens têm sido propostas na literatura. Inicialmente, a abordagem era sobretudo baseada em modelos estatísticos e dados históricos. Mais recentemente, e com sucesso, o uso de RNA em problemas de previsão têm-se generalizado, (Kariniotakis 2004).

No entanto, é importante relevar que nas RNA quando se usa uma grande quantidade de informação como entrada da rede:

- O tempo de treino da rede aumenta significativamente;
- No processo de treino o valor do erro aumenta com o uso de variáveis inapropriadas;
- É feito um esforço extra na recolha e processamento de informação não efectiva ou mesmo inapropriada.

Mais recentemente (Makvandi 2005) propôs que só o uso de dados de entrada com impacto efectivo na resolução do problema deveria ser considerado na fase de treino da RNA.

## 6.4 UM ALGORITMO PARA SELECÇÃO DE VARIÁVEIS (ASV)

Uma vez que, como já foi referido, a redução do número de entradas num modelo de previsão permite melhorar a velocidade e a qualidade da previsão, será prudente seleccionar apenas as variáveis que se mostrem relevantes para a resolução do problema.

O algoritmo agora proposto permitirá seleccionar, particularmente em problemas que envolvam um elevado número de variáveis, a combinação daquelas que permitam a obtenção dos melhores resultados em termos do comportamento do sistema (melhores resultados na previsão).

O algoritmo sustenta-se num modelo híbrido, o que em problemas de previsão segundo (Veiga 2000) permite a obtenção de melhores resultados, que usa um AG como heurística para seleccionar a combinação de variáveis mais apropriada para fazer a previsão e uma RNA como função de avaliação desse AG.

A vantagem da opção pelo algoritmo ASV por um AG em vez de métodos estatísticos é que o AG garante que, ao mesmo tempo que o número de variáveis de entrada está a diminuir, o poder de previsão é mantido, uma vez que o AG efectua a selecção das variáveis considerando a correlação entre elas.

São variáveis de entrada no ASV, todas as variáveis do problema. Um AG é utilizado como método heurístico para seleccionar a combinação destas variáveis que permita a minimização do erro de previsão.

Como os AG trabalham com uma codificação dos parâmetros e não com os próprios parâmetros, o algoritmo utiliza um cromossoma de caracteres binários para representar as variáveis do problema. O número de genes do cromossoma identificará o número de variáveis envolvidas. Nos cromossomas, o 1 representará a presença de uma variável e o 0 a sua ausência. Assim, a título de exemplo, o cromossoma [1 0 0 1 0 1] representará a escolha da 1ª, 4ª e 6ª variável no universo de todas as variáveis do problema, como variáveis seleccionadas.

Uma RNA que receberá na camada de entrada, uma combinação de variáveis, será a função de avaliação do AG. A RNA treinará o conjunto das variáveis seleccionadas pelo AG e fará uma previsão. O erro desta previsão será usado como função de avaliação do AG.

A selecção efectuada pelo AG vai permitir uma redução das entradas para a etapa seguinte do algoritmo, o módulo responsável pela previsão. Este módulo é constituído apenas por outra

RNA que recebe, na sua camada de entrada, as variáveis anteriormente seleccionadas pelo AG e é responsável por efectuar a previsão.

A estrutura de todo o algoritmo agora descrito pode ser observada através da Figura 6-1.

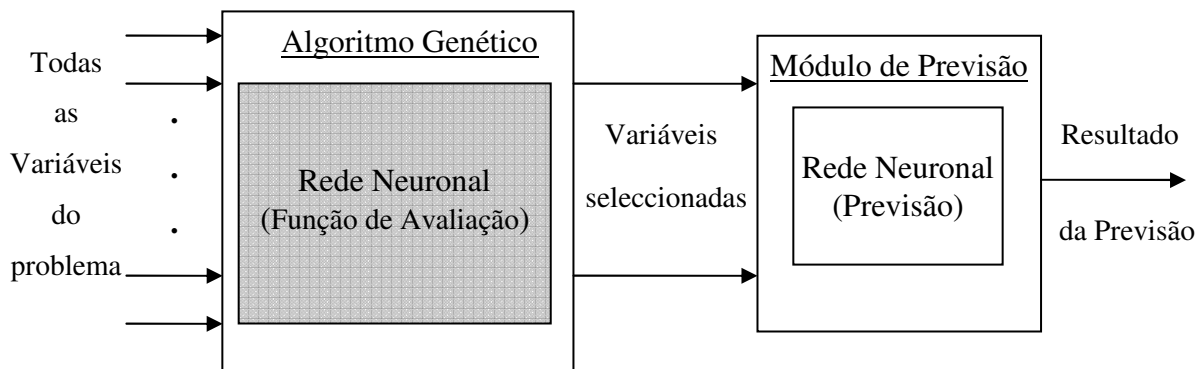


Figura 6-1 – Estrutura do algoritmo ASV.

Neste algoritmo, o processo de selecção de variáveis pelo AG poder ser bastante moroso em termos de tempo (dependendo muito do número de variáveis e do volume de dados para treino da RNA), no entanto uma vez terminado, em princípio não necessitará ser repetido. Já o modelo de previsão é bastante mais rápido devido à redução previamente efectuada no número de variáveis, com a escolha das variáveis mais relevantes (o treino da RNA também é mais rápido), o que permitirá não só menor esforço computacional, ou seja respostas mais rápidas, como a redução do erro final de previsão, logo respostas mais confiáveis.

#### 6.4.1. Utilização do algoritmo ASV para previsão da velocidade do vento

O algoritmo descrito na secção anterior será agora utilizado numa aplicação particular onde se fará a previsão da velocidade do vento a curto prazo. Embora o horizonte exacto de previsão seja definido pela exigência do operador de mercado sobre a antecedência das previsões, são contudo sempre as previsões de curto prazo as mais relevantes para a participação no mercado diário de energia. Neste sentido o algoritmo será testado em dois horizontes de previsão temporais, normalmente os mais utilizados em termos de mercado diário: 24 e 72 horas.

Para os testes efectuados, foram utilizados dados meteorológicos respeitantes á região de Mitra, disponibilizados pelo Centro de Geofísica de Évora (CGE 2008).

Esta estação meteorológica recolhe dados (temperatura do ar, humidade relativa, intensidade e direcção do vento) de 10 em 10 minutos, desde 2002 até aos dias de hoje. Nos exemplos apresentados, os dados respeitantes aos anos de 2002 a 2006 foram utilizados para treino, sendo os dados do ano de 2007 escolhidos para efectuar testes de previsão.

Para permitir testar a relevância e o desempenho efectivo do algoritmo proposto, tornava-se imperioso possuir um leque mais alargado de variáveis. Neste sentido, um conjunto de novas variáveis (consideradas igualmente relevantes) foram acrescentadas ao problema. Para cada uma das quatro variáveis referidas (temperatura, humidade, intensidade e direcção do vento) foram acrescentadas mais cinco:

- Diferença da variável para a hora anterior;
- Diferença da variável em relação a 24 horas antes;
- Diferença da variável em relação a 72 horas antes;
- Diferença da variável para o mesmo dia e hora do ano anterior;
- Diferença da variável em relação à sua média nos anos de 2002 a 2005.

totalizando portanto vinte e quatro variáveis de teste para o algoritmo.

Para efectuar previsões, utilizou-se uma série de base temporal horária, que foi obtida fazendo a média dos valores base (conversão dos dados de 10 em 10 minutos para valores horários).

Para exemplo de previsão a 24 horas, foi escolhido o dia 13 de Março de 2007, por ser um dia que apresenta uma variação horária da velocidade do vento considerável (ver Figura 6-2).

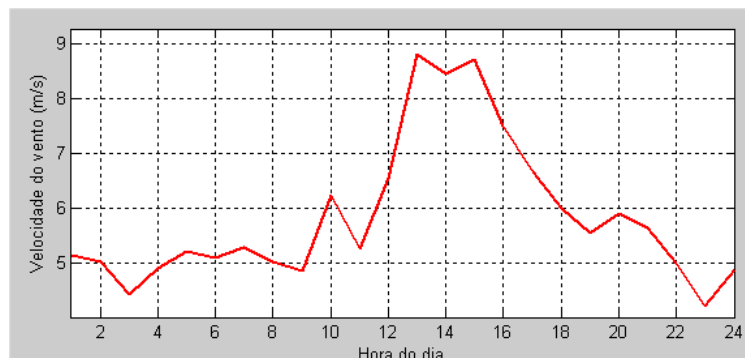


Figura 6-2 – Velocidade do vento no dia 13 de Março de 2007.

No caso da previsão a 72 horas, foi escolhida para ilustração a data de início, o dia 8 de Março de 2007 (ver Figura 6-3).

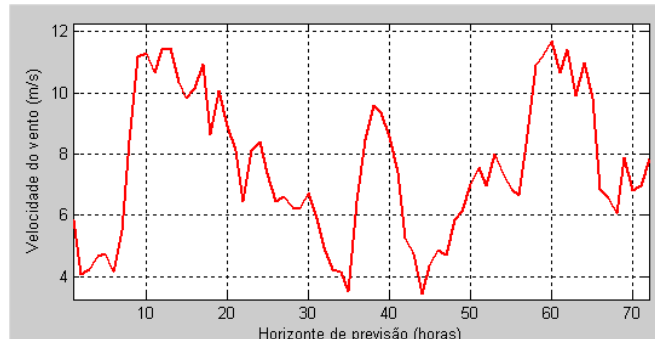


Figura 6-3 – Velocidade do vento durante 72 horas (Início: 8 de Março de 2007).

Para cada horizonte temporal, foram efectuadas previsões usando quatro critérios distintos. O primeiro utiliza o método tradicional de Holt-Winters (usando apenas a variável velocidade do vento). No segundo, optou-se por um modelo equivalente ao ASV sem o AG, tendo o módulo de previsão como variável de entrada na RNA apenas a velocidade do vento. O terceiro é igual ao anterior com a diferença que a RNA tem na camada de entrada o conjunto de todas as variáveis do problema. Finalmente, no quarto critério é utilizado o algoritmo ASV com todas as 24 variáveis do problema.

Com estas quatro opções, será possível fazer avaliações comparativas, entre todas as técnicas utilizadas, particularmente avaliando o desempenho da técnica clássica em relação às outras 3 técnicas de IA. Usando as medidas do erro de previsão apresentadas na secção 5.2.1.4, cada técnica será avaliada e uma análise comparativa será efectuada em cada horizonte escolhido. Será melhor a opção por uma só variável, a variável que se quer prever? Será melhor a utilização de toda a informação disponível sobre o problema, utilizando neste caso todas as 24 variáveis, ou pelo contrário, o resultado da previsão será melhor procedendo a uma selecção prévia das variáveis que se mostrem mais efectivas para o processo de previsão (utilização do algoritmo ASV)? Será uma técnica mais adequada dependendo do horizonte de previsão? As respostas a estas perguntas serão agora dadas com a apresentação dos resultados obtidos.

As RNA utilizadas são como foi referido do tipo Perceptrão Multicamada, sendo treinadas com o algoritmo de Levenberg-Marquard. Para o seu treino, foi escolhido um conjunto de

dados (2002 a 2006) de forma a ser suficientemente representativo, tendo deste conjunto sido reservado 80% dos dados para o conjunto de treino e os restantes 20% para o conjunto de validação.

No sentido da obtenção de melhores resultados, todos os dados foram previamente normalizados para um intervalo entre -1 e 1 usando o método min-max disponível no MatLab (MathWorks 2007).

#### 6.4.1.1. *Previsão para as próximas 24 horas*

Como primeiro critério para previsão da intensidade de vento nas próximas 24 horas foi utilizado um método clássico de alisamento exponencial, o método de Holt-Winters na sua forma multiplicativa, como referido na secção 5.3.1, com as constantes de alisamento  $\alpha$ ,  $\beta$  e  $\gamma$  assumindo respectivamente os valores de 0.31, 0.13 e 0.11 (valores escolhidos de modo a minimizar o EQM dos erros de previsão). Os resultados obtidos podem ser observados através da Figura 6-4.

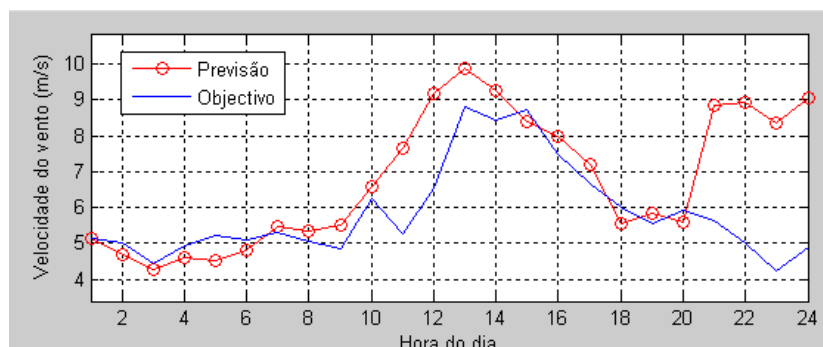


Figura 6-4 – Previsão da velocidade do vento para as próximas 24 horas (Método de Holt-Winters).

A evolução do valor absoluto do erro de previsão ao longo das 24 h, segundo este método, pode ser observada na Figura 6-5. Como pode verificar-se, o valor do erro apresenta valores baixos ao longo das primeiras 20 horas (com uma ligeira excepção entre as 11 e as 13h), aumentando substancialmente no final do período de previsão, o que parece confirmar a tendência deste método para ser bastante eficaz em previsões de curto prazo, em particular com séries sazonais (Cortez 2002).

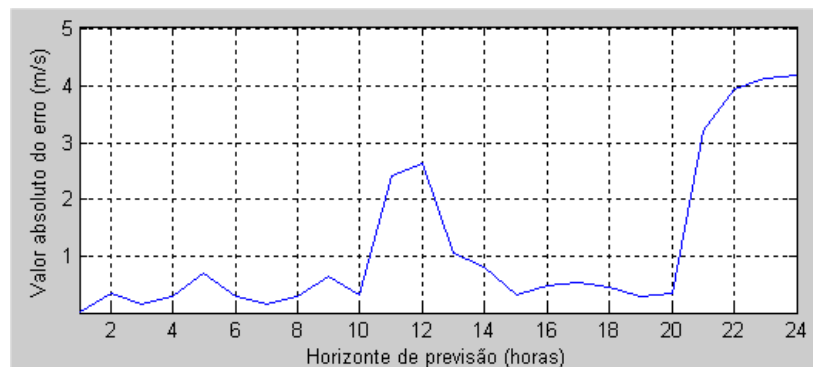


Figura 6-5 – Evolução do valor absoluto do erro de previsão ao longo das 24 horas (Método de Holt-Winters).

O segundo cenário não utiliza o AG, usando como entrada da RNA no módulo de previsão apenas a velocidade do vento. Neste cenário, a RNA é constituída por 24 unidades na sua camada de entrada, (correspondendo aos 24 dados da intensidade do vento do dia anterior), 48 unidades na camada escondida (calculado através da (Eq. 5-13, com  $k = 7$ ) e 24 unidades na camada de saída, correspondendo à previsão para as próximas 24 horas. O resultado obtido para a previsão está ilustrado na Figura 6-6.

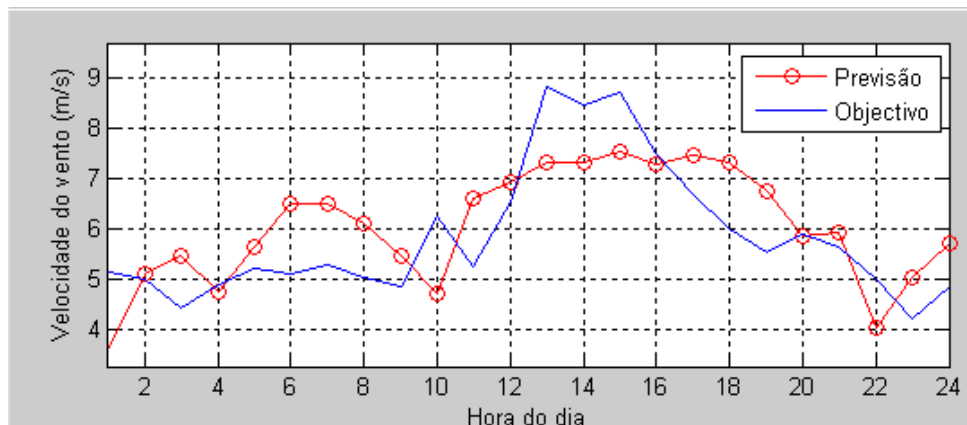


Figura 6-6 – Previsão da velocidade do vento para as próximas 24 horas (1 variável).

Neste segundo cenário, em que apenas é usada a velocidade do vento do dia anterior para treino da RNA, os resultados ao nível do erro obtido são bastante interessantes, pois revelam ao longo das 24 h uma constância, nunca atingindo valores superiores a 1.5 m/s como valor do erro absoluto (ver Figura 6-7).

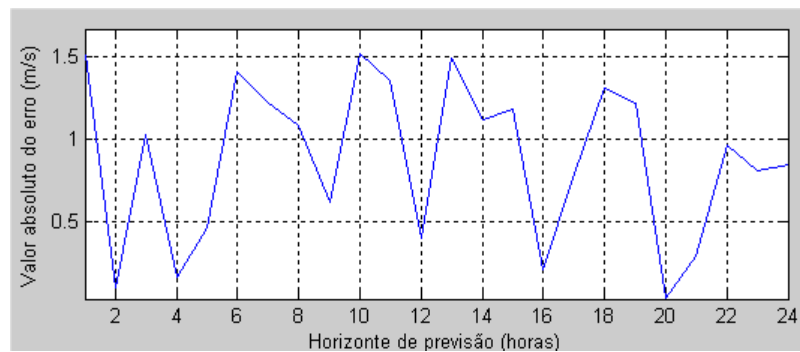


Figura 6-7 – Evolução do valor absoluto do erro de previsão ao longo das 24 horas (1 variável).

O terceiro cenário testado, é em tudo semelhante ao anterior, divergindo apenas no número de variáveis que constituem a camada de entrada da RNA. A RNA passa agora a ser alimentada com todas as 24 variáveis do problema. Considerou-se, tal como no cenário anterior, para treino da rede os dados das 24 horas anteriores ao do dia da previsão, o que corresponde a 576 dados, sendo esta a dimensão da camada de entrada da rede. Utilizando também a regra referida na (Eq. 5-13), e fazendo  $k = 15$ , foi utilizada uma camada escondida com 22 unidades, e 24 unidades na camada de saída. O resultado que se obteve está ilustrado na Figura 6-8.

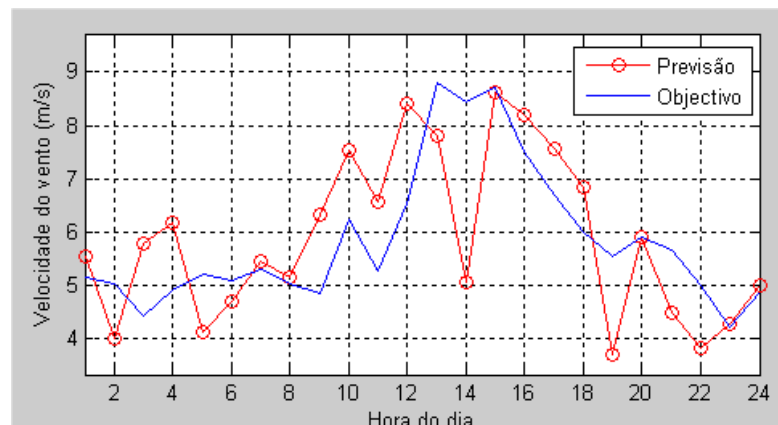


Figura 6-8 – Previsão da velocidade do vento para as próximas 24 horas (24 variáveis).

Como pode observar-se através desta figura quer da Figura 6-9, esta solução é mais pobre em termos de resultados de previsão que qualquer uma das soluções anteriores. Em comparação com o cenário anterior, tem um erro médio cerca de 50% superior, como pode ser observada na Tabela 6. É como pode ser constatado também na outra tabela de resultados

globais, a Tabela 7, o cenário de todos os propostos, que produz em termos de medidas do erro de previsão, os resultados mais pobres. Significa portanto, que o acréscimo de informação, que acarretou um enorme esforço computacional, não trouxe nenhuma mais-valia em termos do resultado final de previsão.

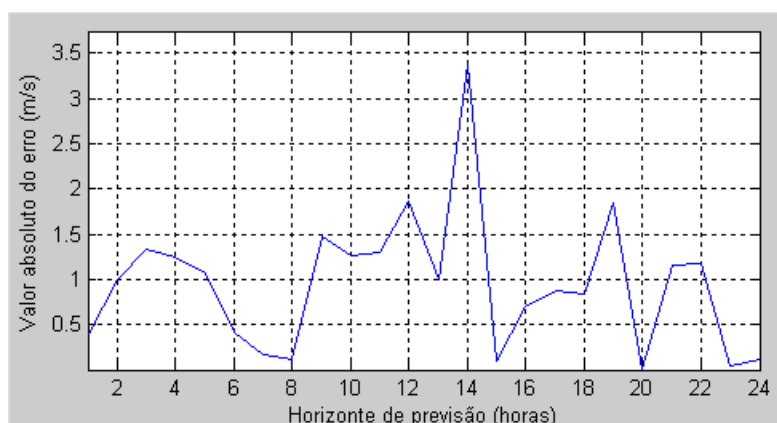


Figura 6-9 – Evolução do valor absoluto do erro de previsão ao longo das 24 horas (24 variáveis).

Finalmente o último cenário implementa o algoritmo ASV. Como descrito na secção 6.4, o algoritmo baseia-se num AG e numa RNA para fazer uma selecção prévia das variáveis relevantes para a resolução do problema.

Para a RNA usou-se a configuração 576x24x24, representando respectivamente as unidades da camada de entrada, as unidades da camada escondida e a unidade da camada de saída.

No AG, para representar as soluções do problema, usou-se um cromossoma com 24 bits, representando as 24 variáveis. Como critério de paragem utilizou-se o número de gerações. O operador de cruzamento é multiponto, com dois pontos de corte, e o método usado no processo de selecção, foi o método da roleta. Em cada geração a população tem um tamanho que é mantido constante, com uma taxa de elitismo de 1. Os restantes parâmetros do AG estão referenciados na Tabela 5.

Utilizando os parâmetros acima referidos, como resultado do AG o melhor cromossoma encontrado foi:

[1 1 0 0 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]

o que corresponde à selecção das seguintes 3 variáveis:

- Velocidade do vento;
- Diferença da velocidade do vento para a hora anterior;
- Diferença da velocidade do vento para a mesma hora no ano anterior.

| Parâmetros do AG     | Valor |
|----------------------|-------|
| Tamanho da população | 48    |
| Taxa de cruzamento   | 0.8   |
| Taxa de mutação      | 0.01  |
| Número de gerações   | 100   |

Tabela 5 – Parâmetros usados no AG.

Com as variáveis seleccionadas pelo AG foi treinada uma RNA com a configuração 72x24x24, correspondendo respectivamente ao numero de unidades da camada de entrada, da camada escondida e da camada de saída. Os resultados obtidos são os que a Figura 6-12 apresenta.

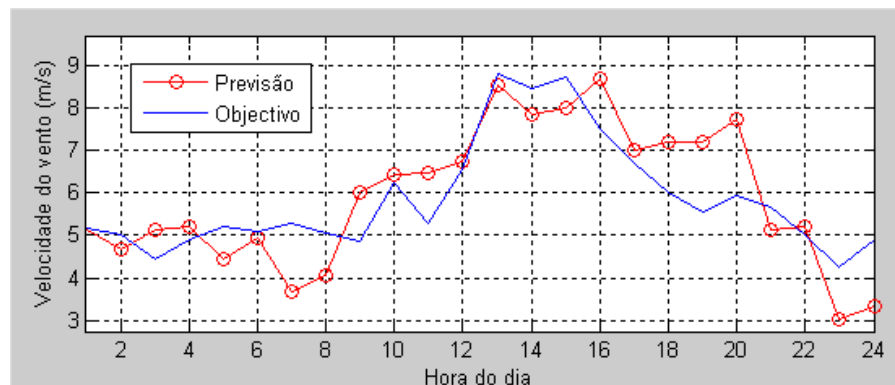


Figura 6-10 – Previsão da velocidade do vento para as próximas 24 horas (algoritmo ASV).

Como se pode concluir quer pela análise da figura anterior, quer pela análise do gráfico do valor absoluto dos erros (Figura 6-11), os resultados da previsão são melhores que os dos cenários anteriores.

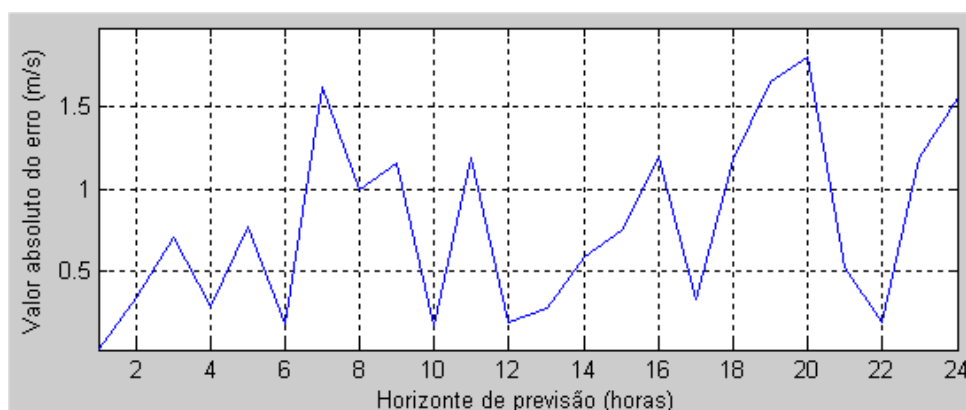


Figura 6-11 – Evolução do valor absoluto do erro de previsão ao longo das 24 horas (algoritmo ASV).

Para possibilitar uma análise global aos cenários escolhidos, construiu-se a Tabela 6 e a Tabela 7. Como pode concluir-se pela observação destas duas tabelas, é o algoritmo ASV que atinge os melhores resultados de previsão. Todos os indicadores usados são melhores, tendo no entanto o cenário que usa só a velocidade do vento (1 variável) apresentado também um bom desempenho.

Verifica-se consultado ambas as tabelas que o aumento da quantidade de informação (cenário das 24 variáveis), além de fazer aumentar desmesuradamente o tempo de computação, não se traduz em melhoria da qualidade da previsão obtida. Todos os indicadores usados, mostram que esta foi de todos os cenários o que obteve piores resultados em termos de previsão, sendo por isso descartado no teste de previsão para 72 horas.

O primeiro cenário, método de Holt-Winters, permite obter boas previsões nas primeiras horas, degradando-se ligeiramente a qualidade da previsão à medida que o horizonte aumenta.

O segundo cenário, com a opção apenas pela variável de previsão, a velocidade do vento, apresenta resultados interessantes, situando-se em termos de desempenho entre o método clássico e o algoritmo ASV. Será, na indisponibilidade de mais informações meteorológicas do local de estudo, sempre uma boa opção.

Tabela 6 – Comparação dos diferentes métodos, para uma previsão a 24h.

| Método       | Medidas do erro |      |      |          |             |            |                |
|--------------|-----------------|------|------|----------|-------------|------------|----------------|
|              | EQM             | REQM | EAM  | EPAM (%) | Erro Máximo | Erro Médio | Soma dos erros |
| Holt-Winters | 3.22            | 1.80 | 1.17 | 21.96    | 4.18        | 1.17       | 28.08          |
| 1 variável   | 0.99            | 0.99 | 0.88 | 15.45    | 1.52        | 0.88       | 21.11          |
| 24 variáveis | 1.48            | 1.22 | 0.96 | 16.33    | 3.39        | 0.96       | 22.97          |
| ASV          | 0.90            | 0.95 | 0.79 | 14.25    | 1.78        | 0.79       | 18.85          |

Na Tabela 7, criaram-se escalões para o valor absoluto do erro, estabelecendo-se como critério um erro máximo de 2.

Tabela 7 – Comparação dos diferentes métodos, em termos dos erros por escalão, para uma previsão a 24h.

| Método       | Erros < 0.5 |     | Erros < 1 |     | Erros < 1.5 |     | Erros < 2 |     |
|--------------|-------------|-----|-----------|-----|-------------|-----|-----------|-----|
|              | N           | (%) | N         | (%) | N           | (%) | N         | (%) |
| Holt-Winters | 13          | 54  | 17        | 70  | 18          | 75  | 18        | 75  |
| 1 variável   | 7           | 29  | 12        | 50  | 22          | 91  | 24        | 100 |
| 24 variáveis | 8           | 33  | 11        | 46  | 21          | 87  | 23        | 97  |
| ASV          | 9           | 38  | 15        | 63  | 20          | 83  | 24        | 100 |

Como pode verificar-se pela análise da tabela, o algoritmo ASV, contém todos os seus pontos de previsão com um erro inferior a 2. Não sendo o método que permite obter erros mais baixos (apenas 38% abaixo dos 0.5) tem contudo a vantagem de ter um menor erro máximo e uma menor soma de erros acumulados.

Sendo os resultados apresentados na Tabela 7 referentes apenas a um dia, tornou-se necessário para fundamentação dos resultados obtidos realizar um conjunto mais alargado de testes. A Tabela 8 apresenta os resultados obtidos (em termos de médias) para a previsão a 24 horas utilizando todo o conjunto de teste. Os resultados obtidos sustentam as conclusões apresentadas na tabela anterior.

Tabela 8 – Comparação dos diferentes métodos, usando as médias do conjunto de teste (previsão a 24h).

| Método       | Medidas do erro |      |      |          |             |            |                |
|--------------|-----------------|------|------|----------|-------------|------------|----------------|
|              | EQM             | REQM | EAM  | EPAM (%) | Erro Máximo | Erro Médio | Soma dos erros |
| Holt-Winters | 5.15            | 2.22 | 1.85 | 27.88    | 4.00        | 1.85       | 44.00          |
| 1 variável   | 2.32            | 1.44 | 1.18 | 25.03    | 2.69        | 1.18       | 28.41          |
| 24 variáveis | 3.24            | 1.67 | 1.30 | 26.59    | 4.24        | 1.31       | 31.32          |
| ASV          | 1.48            | 1.50 | 1.07 | 16.13    | 3.35        | 1.02       | 24.43          |

#### 6.4.1.2. Previsão para as próximas 72 horas

Para o horizonte de previsão de 72 horas apenas três dos cenários da secção anterior foram considerados. O cenário das 24 variáveis não foi considerado, por se ter concluído na secção anterior que este excesso de informação não se traduz em nenhuma melhoria nos resultados de previsão, além de que se traduz num enorme esforço computacional.

Como na secção anterior, todos os cenários para este novo horizonte de previsão, foram exaustivamente testados, sendo que os melhores resultados são os que aqui se apresentam.

O primeiro cenário utiliza o método de Holt-Winters, agora com as constantes de alisamento  $\alpha$ ,  $\beta$  e  $\gamma$  assumindo respectivamente os valores de 0.56, 0.03 e 0.16. Os resultados obtidos são os que se apresentam na Figura 6-12.

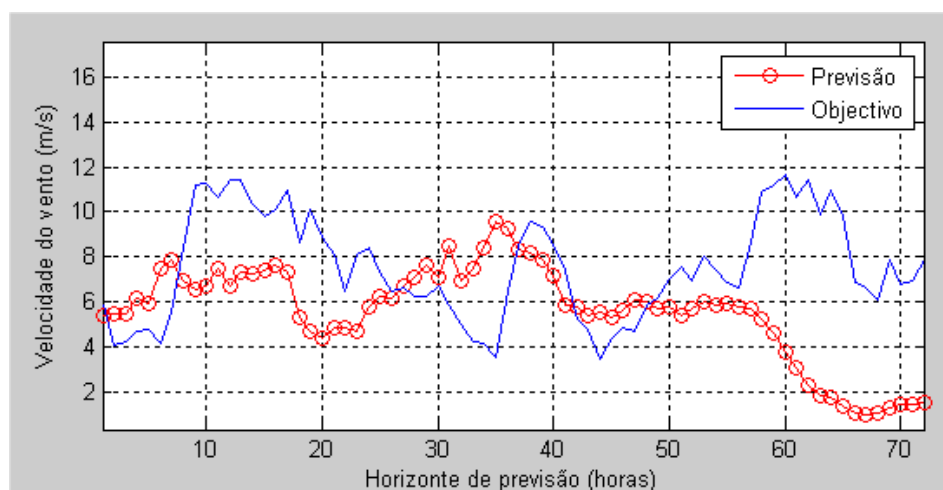


Figura 6-12 – Previsão da velocidade do vento para as próximas 72 horas (Método de Holt-Winters).

Como já foi referido na secção 5.3.1, este método é bastante eficaz em previsões de curto prazo. No entanto, segundo (Prajakta 2004) esta eficácia vai diminuindo à medida que o horizonte temporal vai aumentando. Como pode constatar-se através da análise conjunta desta figura com a Figura 6-13, que contempla a evolução dos erros absolutos ao longo das 72 horas da previsão, a afirmação anterior é confirmada com excepção do 2º dia (apesar de o valor do erro máximo diário aumentar com o aumento do horizonte de previsão). Pelo facto deste dia ter valores médios da velocidade de vento mais baixos que os outros dois, o valor do erro de previsão neste 2º dia diminuiu em relação ao 1º dia. Já o 3º dia confirma a degradação da qualidade da previsão com o aumento do horizonte temporal, tendo todos os indicadores usados, apresentado resultados piores (ver Tabela 9, Tabela 10 e Tabela 11).

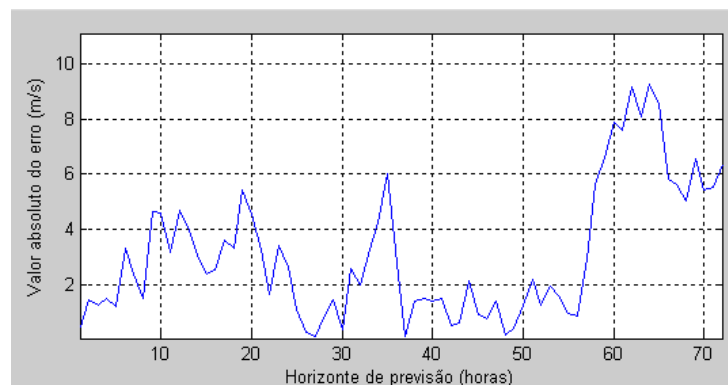


Figura 6-13 – Evolução do valor absoluto do erro de previsão ao longo das 72 horas (Método de Holt-Winters).

O segundo cenário (só 1 variável - a velocidade do vento) apresentou os resultados que podem ser observados na Figura 6-14 e na Figura 6-15.

Verificou-se, após diversos testes de desempenho, que os melhores resultados em termos de previsão eram obtidos quando se usava para treino da rede os dados das 72 horas anteriores, sendo portanto esta a dimensão da camada de entrada da rede. Aplicando também a regra já referida na (Eq. 5-13), agora com  $k = 5$ , a configuração utilizada para a RNA em termos de unidades por camada foi  $72 \times 12 \times 72$ , respectivamente para a camada de entrada, escondida e de saída.

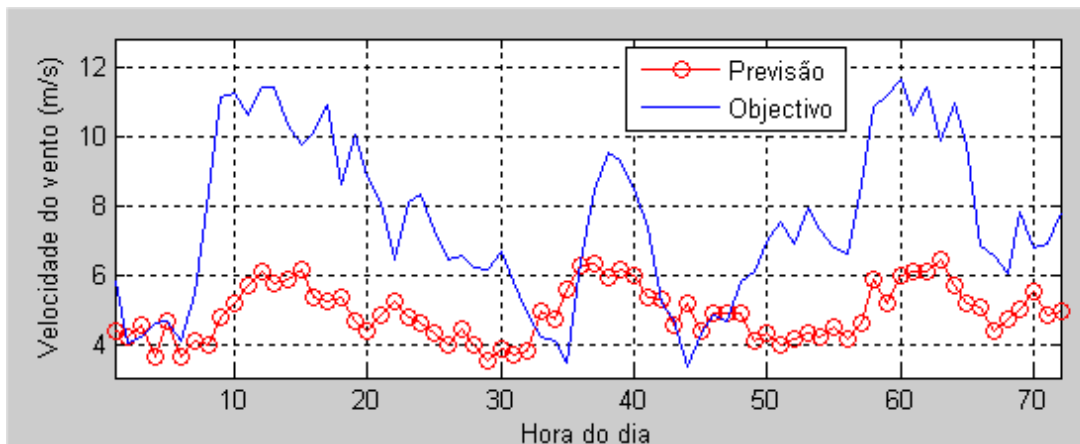


Figura 6-14 – Previsão da velocidade do vento para as próximas 72 horas (1 variável).

Como pode observar-se, o desempenho em termos de previsão final, usando este cenário, permite obter melhores resultados em relação ao cenário usado anteriormente. Consultando a Tabela 11, verifica-se que todos os indicadores são favoráveis a este cenário. Tem menor erro máximo, menor erro médio, e também menor soma do erro. Tal como na previsão a 24 h, em relação ao método de Holt-Winters, esta estratégia permite a obtenção de melhores resultados, também para este horizonte temporal.

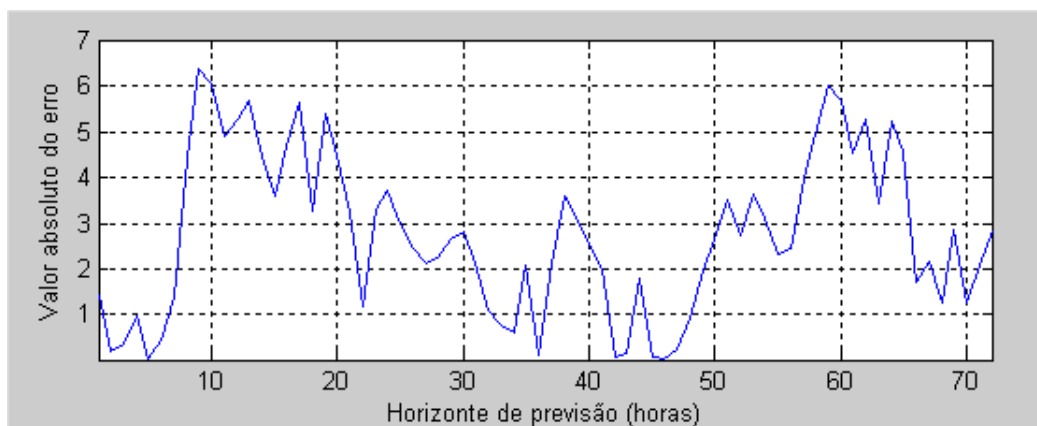


Figura 6-15 – Evolução do valor absoluto do erro de previsão ao longo das 72 horas (1 variável).

Por último é testado o algoritmo ASV para efectuar a previsão a 72 horas. O AG usado teve a mesma configuração que a usada na previsão anterior, tendo o cromossoma que traduziu a melhor combinação de variáveis de entrada sido:

[1 0 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]

o que corresponde tal como no caso anterior à selecção das seguintes 3 variáveis:

- Velocidade do vento;
- Diferença da velocidade do vento para o dia anterior;
- Diferença da velocidade do vento em relação a 72 horas antes.

Neste cenário, a aplicação da regra da (Eq. 5-13), agora com  $k = 5$ , traduz-se numa configuração para a RNA em termos de unidades por camada de  $72 \times 22 \times 72$ , respectivamente para a camada de entrada, escondida e de saída.

Como pode comprovar-se, observando quer a Figura 6-16 quer a Figura 6-17, tal como aconteceu para as previsões a 24 horas, é o algoritmo ASV que permite obter os melhores resultados em termos da previsão. Mesmo analisando os indicadores diários, o que pode ser feito consultando quer a Tabela 9, a Tabela 10 ou a Tabela 11 o algoritmo apresenta sempre os melhores resultados.

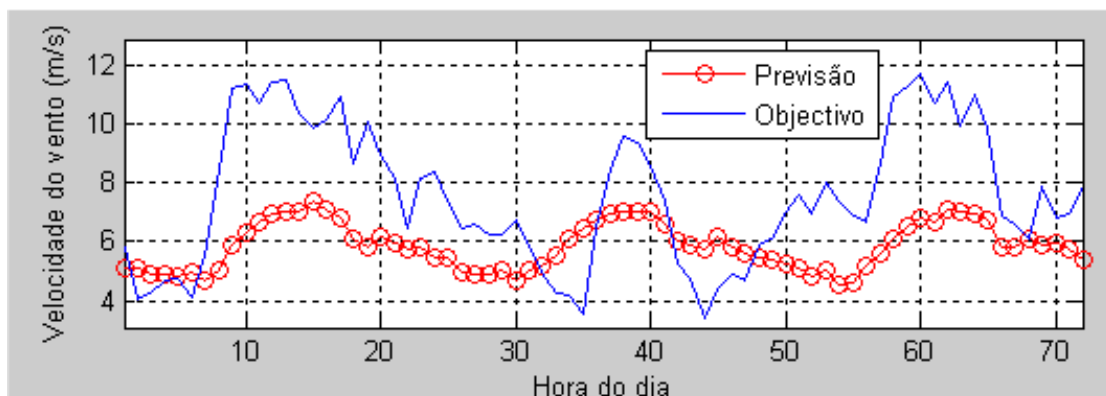


Figura 6-16 – Previsão da velocidade do vento para as próximas 72 horas (ASV).

O algoritmo permite a obtenção de valores de erro abaixo de todos os outros, tendo em todos os indicadores usados obtido os melhores resultados.

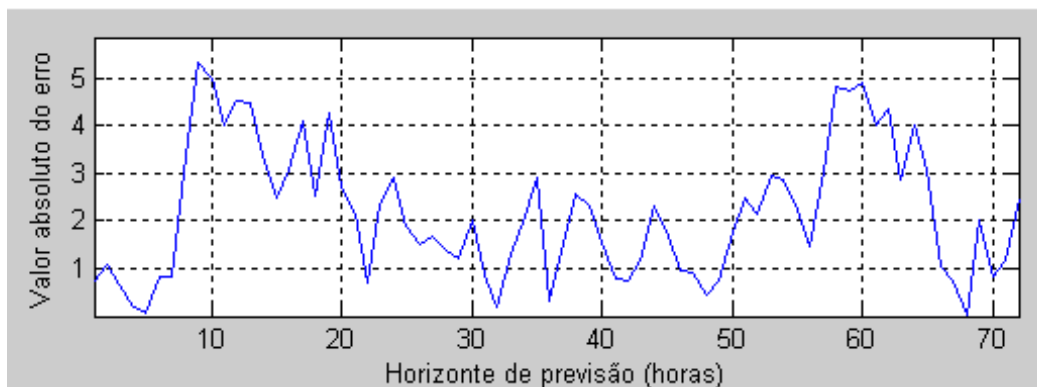


Figura 6-17 – Evolução do valor absoluto do erro de previsão ao longo das 72 horas (ASV).

Uma análise das tabelas abaixo indicada é conclusiva. O algoritmo ASV independentemente do parâmetro escolhido apresenta sempre melhores resultados. Também como aconteceu para o horizonte temporal anterior, é a melhor opção em termos da qualidade da previsão obtida.

No que respeita aos dois primeiros cenários, a utilização de apenas a velocidade do vento apresenta uma ligeira vantagem em relação ao método de Holt-Winters, não apresentando como este, degradação da qualidade dos resultados com o aumento do horizonte temporal, e apresentando globalmente indicadores melhores.

Tabela 9 – Comparação dos diferentes métodos, para uma previsão a 72h.

| Método       | Medidas do erro |      |      |          |             |            |                |
|--------------|-----------------|------|------|----------|-------------|------------|----------------|
|              | EQM             | REQM | EAM  | EPAM (%) | Erro Máximo | Erro Médio | Soma dos erros |
| Holt-Winters | 15.36           | 3.93 | 3.11 | 41.06    | 9.25        | 3.11       | 224.16         |
| 1 variável   | 10.79           | 3.28 | 2.78 | 33.47    | 6.37        | 2.78       | 199.81         |
| ASV          | 6.66            | 2.58 | 2.18 | 27.40    | 5.32        | 2.18       | 156.64         |

Tabela 10 – Erros médios e máximos diários das diversas estratégias, para uma previsão a 72h.

| Método       | Medidas do erro   |             |             |                    |             |             |
|--------------|-------------------|-------------|-------------|--------------------|-------------|-------------|
|              | Erro Médio Diário |             |             | Erro Máximo Diário |             |             |
|              | 0-24 horas        | 24-48 horas | 48-72 horas | 0-24 horas         | 24-48 horas | 48-72 horas |
| Holt-Winters | 2.92              | 1.56        | 4.85        | 5.43               | 6.04        | 9.24        |
| 1 variável   | 3.36              | 1.62        | 3.35        | 6.37               | 3.60        | 6.01        |
| ASV          | 2.57              | 1.42        | 2.53        | 5.32               | 2.90        | 4.91        |

Tabela 11 – Comparação dos diferentes métodos, em termos dos erros por escalão, para uma previsão a 72h.

| Método       | Erros<br>< 0.5 |     | Erros<br>< 1 |     | Erros<br>< 1.5 |     | Erros<br>< 2 |     |
|--------------|----------------|-----|--------------|-----|----------------|-----|--------------|-----|
|              | N              | (%) | N            | (%) | N              | (%) | N            | (%) |
| Holt-Winters | 8              | 11  | 13           | 18  | 19             | 26  | 30           | 42  |
| 1 variável   | 10             | 13  | 14           | 19  | 20             | 28  | 24           | 33  |
| ASV          | 6              | 8   | 19           | 26  | 27             | 38  | 35           | 49  |

## 6.5 CONCLUSÕES

Como as técnicas de IA, dado o seu superior desempenho, têm vindo a substituir com sucesso as técnicas convencionais nos modelos de previsão, este capítulo procurou utilizar as potencialidades de duas dessas técnicas, as RNA e os AG, para a construção de um novo modelo de previsão de vento. Neste sentido, neste capítulo foi apresentado um novo algoritmo (ASV), que utilizando ferramentas da IA, quando aplicado a um problema de previsão da intensidade do vento, permite através da selecção das variáveis consideradas mais efectivas, obter melhores resultados de previsão, independentemente do horizonte pretendido.

Dados de uma estação meteorológica foram utilizados para, em comparação com as técnicas clássicas testar a valia do algoritmo proposto, num problema de previsão da velocidade do vento, para dois horizontes temporais, 24 e 72 horas. Em qualquer destes horizontes testados, o algoritmo apresentou um desempenho superior às outras técnicas concorrentes. Neste sentido,

o capítulo seguinte, fará a apresentação de um novo algoritmo, que fazendo uso da qualidade das previsões do algoritmo agora apresentado, terá como objectivo identificar em ambiente real, o conjunto de medidas de controlo preventivo para sistemas eléctricos interligados onde existam elevadas penetrações de produção eólica.

## **Capítulo 7:**

# **UTILIZAÇÃO DE TÉCNICAS DE IA PARA A GESTÃO DE PARQUES EÓLICOS**

### **7.1 INTRODUÇÃO**

Desde que a CE estabeleceu para o ano de 2020 a meta de 20% da energia primária com origem renovável, tem-se assistido em Portugal a um enorme aumento do volume de integração de energia de fontes renováveis. Neste particular, devido principalmente à disponibilidade do recurso eólico no nosso país, a que se deverá juntar a possibilidade actual de despachar toda a energia produzida por esta fonte, com uma remuneração atractiva, e também à maturidade que a tecnologia hoje apresenta, a energia de base eólica tem-se assumido como principal protagonista. Como já foi referido na secção 2.3 do Capítulo 2, o governo português (GovPort 2007), definiu através daquilo que convencionou chamar “Estratégia Nacional para a Energia”, fazer uma forte aposta nas energias renováveis, em especial na energia eólica. De facto, com a crescente valoração das questões ambientais pelas entidades governamentais, um novo impulso tem sido dado ao desenvolvimento das energias renováveis, particularmente à energia eólica. Em particular o Governo Português, através do Decreto-lei 313/95 e, posteriormente, do 168/99, flexibilizou a ligação à rede eléctrica nacional de instalações de maior potência instalada e estipulou que o produtor independente usufrui da obrigação completa de compra, por parte da rede pública, da energia produzida. Como já foi referido na secção 2.4.2.3 do Capítulo 2, existia, desde 1988 (Decreto-lei 189/88), um enquadramento legal muito mais restritivo para a produção independente de energia eléctrica, que estipulava, para o estatuto de produtor independente, um valor máximo de 10MW para a potência instalada.

Com esta nova legislação pretendeu-se, a nível governamental, dar um contributo para uma mais ampla utilização deste recurso. A par com o desenvolvimento da tecnologia, estes benefícios concedidos aos produtores independentes visam também permitir o aproveitamento do recurso eólico para produção de electricidade a preços que sejam mais competitivos, permitindo desta forma que a energia eólica se torne um dos vectores mais importantes de uma estratégia que visa a necessidade a curto prazo, de uma maior autonomia energética para o país.

Para que a aposta na energia eólica se concretize, é necessário aumentar a integração na rede eléctrica nacional, de unidades de geração eólica em detrimento das centrais térmicas convencionais. Esta nova realidade implica a necessidade de se desenvolverem novos conceitos relacionados com a monitorização, controlo e gestão destas unidades de produção, considerando nomeadamente questões como, restrições da rede e o funcionamento do mercado de electricidade.

Em termos de mercado de electricidade e sua relação com o recurso eólico, existe um conjunto de particularidades que não podem deixar de ser atendidas. Segundo (Sousa 2007), os recursos endógenos, em particular o eólico, estão associados a um grau de vulnerabilidade e variabilidade associada que desde logo se traduzem em problemas de:

- **Participação em Mercados de Electricidade** – Numa lógica de mercado de electricidade, os promotores dos parques eólicos ou os comercializadores que os representem, poderão ter que apresentar propostas de produção discretizadas de hora a hora, com uma antecedência superior a 24 horas, no caso do mercado diário. Por outro lado, os mercados intradiários surgem com o objectivo de se proceder aos devidos ajustes de modo a permitir o equilíbrio entre a produção e a carga (Saraiva et al 2002);
- **Segurança de abastecimento** – Considerando a possibilidade de avarias das unidades produtoras, a variabilidade do recurso eólico e a necessidade de garantir a cobertura dos consumos por intermédio dos meios de produção disponíveis há a necessidade de conhecer previamente uma estimativa acerca da produção eólica, de forma a identificar os volumes adequados de reservas operacionais que garantam os níveis de qualidade de serviço estipulados. Os sistemas de previsão permitem uma maior eficiência no processo de contratação de serviços de reserva em virtude de reduzirem a incerteza associada à produção esperada dos parques eólicos;
- **Gestão dos centros produtores** – No processo de despacho das centrais eólicas, havendo ou não mercado, é necessário considerar, para além das restrições da rede eléctrica, as estimativas de produção eléctrica e o grau de incerteza associado. Este processo proporciona um melhor escalonamento das centrais eléctricas convencionais;
- **Gestão dos parques eólicos** – A gestão do parque eólico exige a definição de períodos de manutenção e poderá exigir o pré-despacho e o despacho das turbinas eólicas com o

objectivo de responder a solicitações dos operadores de sistema. Se o promotor possuir ferramentas que o informem acerca da produção prevista para um determinado período, poderá programar para os períodos com menor capacidade de produção do parque eólico as manutenções planeadas.

A sazonalidade e a variabilidade do recurso eólico fazem com que as instalações eólicas produtivas funcionem durante parte significativa do seu período de funcionamento em regime de carga parcial.

Em Portugal por exemplo, o potencial eólico mais interessante está centrado em zonas de grande altitude que tiram partido das maiores velocidades médias de vento que esses locais normalmente apresentam. No entanto, nestas zonas, habitualmente a densidade populacional é baixa, pelo que as redes de distribuição de energia eléctrica são de capacidade reduzida.

Seja pelas razões agora referidas, seja porque é fortemente expectável que com o crescimento continuado do mercado de geração eólica, num futuro próximo, como já foi atrás referido, numa lógica de mercado de electricidade, os promotores dos parques eólicos, tenham que apresentar propostas de produção discretizadas (a 24 ou a 72 horas por exemplo), ou porque ao nível do mercado intradiário haja a necessidade de proceder a ajustes de modo a permitir o equilíbrio entre a produção e a carga, é razoável colocar a seguinte questão: é interessante instalar num parque eólico mais capacidade nominal mesmo que, por vezes, seja necessário desligar alguns aerogeradores?

Com a materialização desta possibilidade, de construção de parques eólicos com uma potência nominal superior aquela que é possível fornecer à rede, situações haverá (mesmo podendo ser apenas em curtos períodos de tempo) em que será necessário limitar a potência de uma ou mais turbinas do parque ou mesmo proceder á paragem completa de algumas delas. No caso da necessidade de uma produção discretizada, esta limitação de potência ou paragem de turbinas, deverá ser idealmente feita de modo a que, em cada momento, a potência a fornecer à rede seja tão próxima quanto possível do valor contratualizado.

Se bem que nenhuma análise económica seja feita, este capítulo apresenta um conjunto de estratégias baseadas em técnicas de IA que, partindo de um sistema de previsão do recurso, visam servir de suporte à gestão da potência produzida por um parque eólico. A situação particular da limitação de potência, seja por limitação da própria rede, seja por razões

contratuais será especialmente tratada com o objectivo de procurar minimizar as desvantagens que naturalmente esta situação acarreta ao produtor.

A capacidade de gerir a integração de geração eólica na rede eléctrica depende essencialmente, como já foi referido, da previsão da potência eólica. Neste capítulo é proposto um algoritmo para Controlo da Potência em Parques Eólicos (CPPE), que inclui, quer a possibilidade de despacho total, quer a possibilidade de limitação da energia produzida pelo parque. O algoritmo é baseado em RNA e num AG. As RNA permitem fazer a previsão do recurso, e também, na ausência de uma função que a traduza, uma aproximação à curva de potência fornecida pelo fabricante de cada uma das máquinas que compõem o parque eólico. Um AG fará, no espaço temporal desejado (na situação de limitação de potência), o escalonamento das turbinas que deverão estar em funcionamento com vista a permitir alcançar o objectivo desejado.

Uma situação concreta de um parque eólico e outra, que embora realista não corresponde a nenhuma situação actual, servirão de referência para avaliar o desempenho do algoritmo proposto.

## **7.2 EXPLORAÇÃO DO RECURSO EÓLICO**

Atendendo à actual tendência de explorar os sistemas eléctricos com elevadas penetrações de produção eólica, tem havido uma preocupação acrescida em passar também a incluir, como entrada para a definição de cenários de exploração, previsões sobre este tipo de produção. No entanto, a produção eólica tem especificidades próprias, não podendo ser escalonada com a mesma certeza com que é escalonada a produção convencional, atendendo às flutuações do recurso que habitualmente ocorrem ao longo do dia. Segundo (TSO 2007) estas flutuações têm uma influência não desprezável, tanto na gestão das reservas secundárias (horizonte temporal da ordem dos 10 a 15 minutos), como na gestão das reservas terciárias (horizonte temporal que pode ir até várias horas). Neste contexto, a existência de previsões precisas sobre a produção de vento são já globalmente reconhecidas como um factor que contribui para a obtenção de uma gestão mais económica das reservas de produção convencional. Nesta área, destacam-se pela sua importância, os projectos Europeus de investigação e desenvolvimento denominados

MORECARE (Hatziaargyriou et al 2001) e ANEMOS (Kariniotakis et al 2006), onde se procura desenvolver modelos precisos para a previsão de produção eólica.

Segundo (Vasconcelos 2007), com a progressiva liberalização do sector eléctrico, deverá também ser considerada, como entrada, toda a informação relativa aos contratos bilaterais físicos estabelecidos, bem como do encontro de ofertas efectuado para cada período em análise. Como exemplo das actuais práticas de exploração, refira-se o caso do sistema eléctrico português, no qual, tal como se especifica em (REN 2006), é feito um programa de despacho relativo a cada dia da semana, que deverá ser preparado no dia útil anterior, devendo discriminar com base horária, a energia média a produzir pelos diversos grupos geradores.

No caso dos sistemas eléctricos isolados, mesmo que estes sejam geridos de forma centralizada por uma empresa concessionária, a possibilidade de existirem sistemas com elevada penetração de produção eólica obriga a que o programa de exploração seja feito quase em tempo real. Efectivamente, devido ao maior risco de perda de segurança, característico deste tipo de sistemas, e aos elevados custos que têm que suportar associados à produção de electricidade a partir de centrais térmicas convencionais (devido à necessidade de importação e transporte de combustíveis derivados do petróleo), a quantidade de produção eólica que é explorada tem segundo (Vasconcelos 2007), um forte impacto, tanto na segurança dinâmica, como na minimização dos custos de produção definidos. Daqui resulta a necessidade, de considerar como parâmetro de entrada para a definição do programa de exploração da produção, previsões fiáveis sobre a produção eólica.

A qualquer sistema de previsão está associado um erro que normalmente aumenta (às vezes de forma acentuada) com o aumento do horizonte temporal da previsão. Resulta portanto do exposto que qualquer programa de exploração deverá ser feito, num momento o mais próximo possível do período de tempo a que esta se refere. Como caso exemplificativo pode citar-se (EWEA 2005) que refere que se o horizonte temporal das previsões de vento for reduzido das 24 para as próximas horas, os requisitos anuais da energia convencional que é necessário disponibilizar para compensar as variações de produção eólica podem, em determinadas situações ser reduzidos em cerca de 50%.

No que respeita à caracterização da potência instantânea, instalada ou produzida, a modelação do funcionamento de um parque eólico, deste ponto de vista, é uma tarefa que apresenta alguma complexidade. Esta complexidade advém de factores vários, nos quais

poderemos certamente incluir, a variabilidade espacial e temporal do recurso, a possível interferência entre máquinas que se encontrem na esteira umas das outras, ou inclusivamente as oscilações da potência produzida pelo parque.

Para modelizar e caracterizar o funcionamento de um parque eólico de uma forma tão próxima quanto possível da sua situação real de funcionamento, será necessário compartimentar três áreas que estão interligadas: a modelação do vento, a modelação da dinâmica das turbinas eólicas e a modelação da dinâmica do parque eólico. Porque os dois primeiros tópicos foram já objecto de capítulo próprio nesta dissertação, este capítulo respeitará essencialmente ao terceiro.

Qualquer que seja a modelação adoptada terá que se fundamentar sempre numa perspectiva de integração. Para além da necessidade de descrever as características de funcionamento do parque, a modelação terá que incluir também, como objectivo final, a integração do parque na rede eléctrica. Em 1994 foi desenvolvido por Dewi (Dewi 1994) um modelo empírico para a avaliação de desempenho de parques eólicos em termos da qualidade de potência produzida. Posteriormente em 1997, Estanqueiro (Estanqueiro 1997) desenvolveu um modelo integrado dinâmico de parques eólicos que incluía vários fenómenos como as flutuações de tensão na rede local causadas pela variabilidade temporal da potência eléctrica, efeito de esteira das turbinas, interferência entre rotor e a estrutura de suporte, etc.

No entanto, para o fim a que esta dissertação se propõe, estes modelos não se afiguram adequados. Assim, será proposto neste capítulo, uma nova metodologia, usando uma estratégia de controlo preventivo, apoiada em técnicas de IA que permite uma gestão mais eficiente e menos complexa de parques eólicos com ou sem excedente de produção eólica.

### **7.3 IMPORTÂNCIA DA PREVISÃO DO VENTO NA GESTÃO DE UM PARQUE EÓLICO**

As ferramentas de previsão do vento têm hoje uma importância capital no auxílio à gestão dos sistemas eléctricos, realçando-se a previsão de carga de curto prazo que, pode auxiliar o despacho do sistema electroprodutor.

A forte integração dos sistemas de produção baseados nas energias renováveis, principalmente na energia eólica, implica actualmente cuidados acrescidos para a gestão da rede eléctrica, dado o seu cada vez maior impacto. Há pois a necessidade da utilização de

ferramentas que permitam prever a potência associada à geração eólica para garantir nomeadamente os seguintes efeitos:

- segurança de abastecimento;
- suporte na resolução de problemas de gestão de congestionamento;
- auxílio no despacho económico e pré-despacho;
- planeamento das reservas secundárias e terciárias afectadas pelas variações da produção eólica;
- definir a gestão do armazenamento de energia;
- planear os trânsitos nas interligações;
- delinear a manutenção de parques eólicos;
- operar nos mercados de electricidade;
- apoiar a gestão da produção em parques eólicos.

### ***7.3.1. Representatividade das medições num local***

O vento apresenta características de periodicidade que dependem fortemente do local. Esta periodicidade pode ser diária, mensal ou sazonal. Esta característica, fundamental em termos de previsão, pode ser extraída como informação das séries temporais do regime de ventos do local. No entanto, um factor muito importante que deve ser considerado, para além das condições climáticas, é a acção tida pelo relevo (orografia, rugosidade, obstáculos). Esta acção, assume um papel importante uma vez que representa uma influência considerável no funcionamento das turbinas do parque eólico e por isso deve ser considerada nos modelos de previsão baseados em séries de vento. Uma pergunta no entanto parece legítima: qual será o período ideal para captar toda a riqueza informativa necessária sobre o regime de ventos de determinado local para que seja possível considerar-se que as previsões obtidas sobre a potência eólica são fiáveis e fundamentadas?

De um ponto de vista climatológico por razões de ordem prática a caracterização de um local é feita com base no tratamento estatístico dos valores das grandezas climáticas apurados ao longo de um período suficientemente longo para que possam ser minimizados os desvios devidos a variabilidades naturais do clima. Tendo em vista tornar os dados sobre o clima compatíveis e comparáveis, quer entre diferentes regiões, quer na mesma região mas entre

épocas distintas, a Organização Meteorológica Mundial (OMM) preconiza que devem ser adoptados conjuntos de 30 anos consecutivos, começando no primeiro ano de cada década, designando-se este conjunto de valores por “*valores normais*”. A variabilidade climática numa determinada região poderá assim ser analisada em períodos de tempo homólogos com base nos valores normais das grandezas climáticas em estudo.

Como este período tão longo de tempo é incompatível com a maioria das solicitações, é habitual tomar-se como aceitável um resultado baseado em 10 anos consecutivos de informação. No entanto, como é compreensível, para a estimativa do potencial eólico de um qualquer parque, mesmo um período de 10 anos é demasiado longo. Não é expectável que nos dias de hoje, com a aposta crescente na energia eólica, um qualquer projecto eólico possa ter de aguardar tanto tempo para se decidir sobre a sua viabilidade.

Para a representatividade das medições climatológicas em determinado local, aparentemente um período mínimo de um ano parece ser suficiente, pois neste período de tempo é possível contabilizar todas as variações periódicas acima referidas que o regime de ventos normalmente apresenta. No entanto, um ano pode não ser minimamente representativo da média dos valores climatológicos do local a mais longo prazo. Apesar de ter uma variabilidade reconhecidamente menor do que, por exemplo a pluviosidade, é frequente que o valor da média da intensidade do vento durante o período de um ano se afaste das médias de mais longo prazo, inviabilizando com isso uma análise credível sobre o potencial eólico do local.

Estudos realizados por Troen (Troen et al 1989) e apresentados no Atlas Europeu do Vento, mostram que em Portugal, num conjunto de 10 anos, as médias anuais da velocidade do vento em quaisquer anos consecutivos, não se afastam mais do que 5% da média anual global. Por esta razão, tem sido considerado suficiente, que a medição de dois anos consecutivos num determinado local, conduz a resultados aceitáveis em termos da caracterização do regime de ventos para fins da avaliação do potencial eólico de um local.

A potência produzida por uma turbina eólica no seu processo de transformação de energia, tem como já vimos no Capítulo 2 uma dependência cúbica em relação à velocidade do vento (Eq. 2-6). Significa que pequenos erros na avaliação da velocidade do vento correspondem a grandes erros na avaliação da potência produzida. Esta dependência significa que, é de primordial importância, a utilização de ferramentas que possam traduzir de forma fiável, a previsão do recurso, de modo a poder prever a potência associada à geração eólica para efeitos

de despacho do sistema electroprodutor conseguindo-se desta forma uma melhor e absolutamente necessária gestão da produção e do mercado de electricidade.

### **7.3.2. Ferramentas computacionais**

O uso de ferramentas computacionais está hoje generalizado em todos os aspectos relacionados com o recurso eólico.

Um dos programas computacionais que mais se popularizou nesta área foi o programa WAsP. O programa WAsP, acrónimo de Wind Atlas Analysis and Application Program possibilita a avaliação da influência das características topográficas específicas de um local (rugosidade, relevo, obstáculos), no regime de ventos.

Apesar de não ter sido desenvolvido com o objectivo específico de determinar potências instantâneas, é aquele cuja disseminação junto da grande maioria dos agentes envolvidos no projecto e planeamento de parques eólicos é maior.

O programa VENTOS, desenvolvido na FEUP em colaboração com o Instituto de Engenharia Mecânica e Gestão Industrial, o INESC (Porto) e o Research Centre for Wind Energy and Atmospheric Flows (RCWEAF) usa programas de mecânica de fluidos computacional (MFC) não-lineares para simulação computacional do comportamento do escoamento do vento sobre solos complexos (com ou sem arborização). O objectivo é acelerar programas de MFC, para que seja possível em tempo real a curto e a médio prazo, fazer previsões da produção energética em parques eólicos (COMPWIND 2006).

### **7.3.3. Horizontes de previsão eólica no mercado de energia**

Com a recente mas crescente integração dos sistemas de produção eólica, surge uma nova necessidade, a previsão dos recursos endógenos. Como foi já referido no Capítulo 2, os sistemas de conversão de energia eólica têm actualmente um grande impacto nos sistemas eléctricos dos países com maior nível de integração eólico, como é o caso a nível europeu da Dinamarca, Alemanha, Espanha e também Portugal. É convencionalmente aceite que o conceito de grande impacto corresponderá a um valor significativo da percentagem (potência instalada superior a 20% da ponta do consumo) da potência instalada num parque eólico face às centrais eléctricas convencionais. Neste contexto, assumem particular importância as ferramentas de previsão que têm sido utilizadas no auxílio da gestão de sistemas eléctricos. Saliência particular vai para a previsão da carga, na medida em que, dependendo do horizonte

temporal da previsão, pode não só auxiliar o despacho do sistema electroprodutor como também apoiar as decisões de expansão da rede eléctrica.

As ferramentas de previsão são normalmente desenvolvidas considerando determinado horizonte temporal, sendo mesmo classificadas segundo esse horizonte temporal. Conforme já referido na secção 5.2.1.2, os horizontes de previsão estão escalonados em três escalões: muito curto prazo, curto prazo e longo prazo. Consoante a potência do sistema de produção e a quantidade da informação disponível, a relação destes três grupos com o mercado de energia é segundo (Sousa 2007) feita da seguinte forma:

- **Previsões de muito curto prazo:** associado a situações de participação no mercado intradiário, de controlo de turbinas, de definição da garantia de segurança de abastecimento por parte do operador da rede eléctrica e de gestão de unidades convencionais rápidas que participam nos serviços do sistema (muito usual em sistemas isolados, como por exemplo ilhas).
- **Previsões de curto prazo:** relevantes para a participação no mercado diário, embora o horizonte de previsão necessário seja definido pela exigência do operador de mercado. Se bem que durante muito tempo as 48 horas tenham sido bastante utilizadas como horizonte de previsão de curto prazo, a tendência actual aponta para as previsões até 72 horas (Giebel et al 2007) (Yuan-Kang e Jing-Shan 2007). Esta previsão é essencial para a participação nos mercados eléctricos diários de energia. A título de exemplo, foca-se o caso do mercado Espanhol, em que o prazo de apresentação das ofertas de venda no mercado diário termina às 10 horas de cada dia, pelo que um horizonte de previsão de 38 horas consegue cobrir todo o dia seguinte.
- **Previsões de longo prazo:** associado ao apoio na gestão das centrais eléctricas convencionais e na programação de acções de manutenção nos parques eólicos. Também é usual utilizar este horizonte de previsão com o intuito de apoiar o planeamento da expansão da rede eléctrica.

Deve no entanto salientar-se que, ao nível das previsões atmosféricas, como quanto mais longe no futuro, maior é a incerteza associada à previsão, dificilmente se encontram previsões para horizontes temporais acima dos 7 dias.

## 7.4 MODELOS DE PREVISÃO USADOS EM PARQUES EÓLICOS

Todos os sistemas de previsão englobam dois tipos de modelos: os modelos físicos e os modelos estatísticos. É no entanto a combinação destes dois modelos, que normalmente permite obter os melhores resultados nos sistemas de previsão.

### 7.4.1. Modelos estatísticos

Os modelos estatísticos procuram encontrar uma relação entre os valores históricos da produção eléctrica, assim como de algumas variáveis explicativas, com a informação medida em tempo real. Na implementação destes modelos utilizam-se normalmente modelos do tipo auto-regressivo, RNA, ou sistemas de inferência difusa. Têm como vantagem o permitir obter directamente a previsão da potência. A sua utilização ao nível de um parque eólico é feita como pode observar-se através da Figura 7-1.

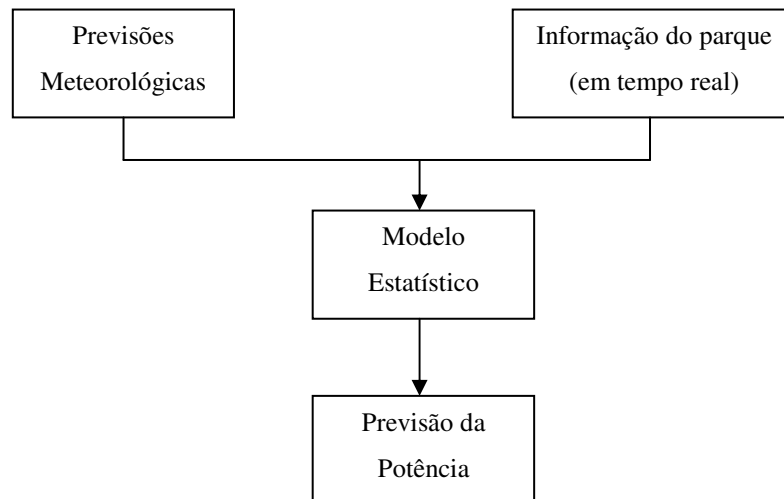


Figura 7-1 – Estrutura dos modelos estatísticos usados num parque eólico.

Uma vez que não necessitam de um modelo físico, este tipo de modelos permitem a obtenção rápida de resultados. Necessitam no entanto de um histórico de dados extenso, de forma a torná-los representativos, bem como de medidas em tempo real do parque.

### 7.4.2. Modelos físicos

Os modelos físicos apoiam-se em leis físicas, com base na modelação do escoamento do ar considerando a presença de obstáculos, a rugosidade e a orografia do terreno, para fazerem as previsões.

Vulgarmente designadas na literatura anglo-saxónica por NWP (Numerical Weather Prediction) as previsões meteorológicas são efectuadas através de modelos computacionais que permitem a simulação do comportamento da atmosfera, baseados em leis físicas que descrevem o seu comportamento hidrodinâmico.

A estrutura de um modelo físico, para previsão da potência produzida por um parque eólico, pode ser vista na Figura 7-2.

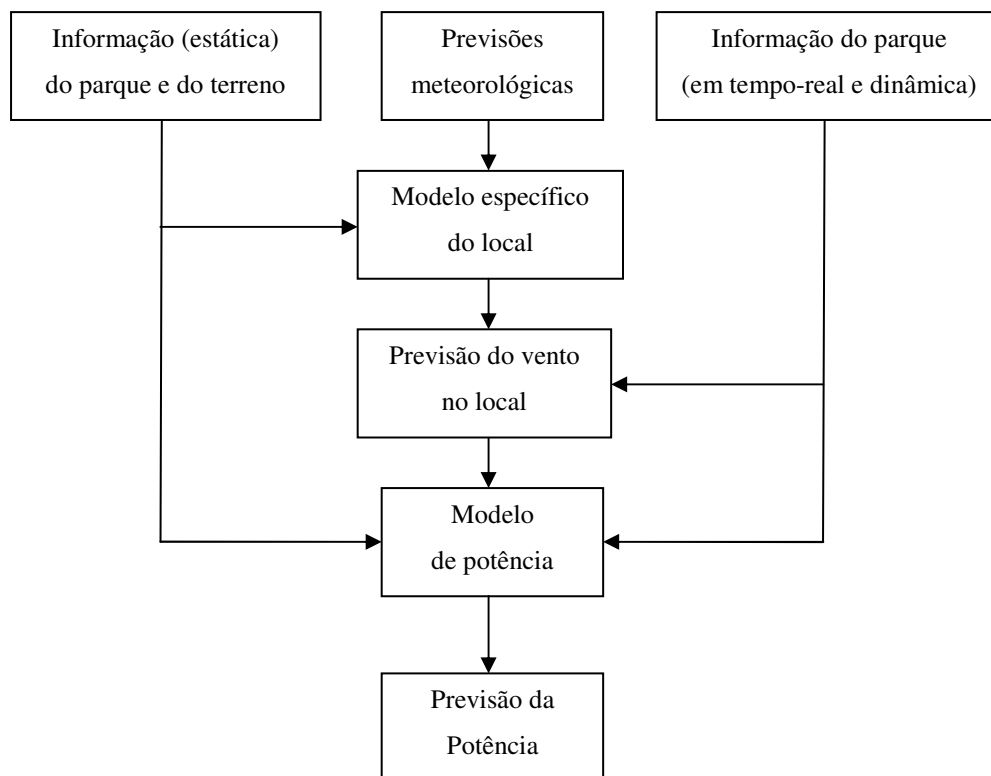


Figura 7-2 – Estrutura dos modelos físicos.

O processo de obtenção do modelo específico do local (*downscaling* na literatura anglo-saxónica) consiste na adaptação das previsões dos modelos NWP ao local, realizado normalmente através dos modelos de micro ou meso-escala.

Os modelos de meso-escala baseiam-se no chamado vento geostrófico (vento horizontal, não acelerado, que sopra ao longo de trajectórias rectilíneas) para efectuar a adaptação ao local. Apesar de ser um modelo rápido e de fácil implementação, apresenta contudo resultados pouco satisfatórios para terrenos complexos.

Os modelos de micro-escala, pelo contrário recorrendo a modelos CFD (Computacional Fluid Dynamic na literatura anglo-saxónica) de alta resolução, para estimar a intensidade do vento ao nível das turbinas, apresentam segundo (Sousa 2007) a vantagem de modelar o efeito da turbulência e obter assim resultados satisfatórios quando aplicados a terrenos complexos, apesar dos elevados custos e esforços de modelação que exigem.

#### **7.4.3. Conversão da velocidade do vento em potência - Modelo da Curva de Potência**

O Modelo da Curva de Potência (MCP) permite converter as previsões de valores de velocidade do vento em previsões de potência eléctrica. Esta metodologia tem como princípio a transposição de valores de velocidade do vento em valores de potência eléctrica, recorrendo à curva de potência característica de cada modelo de turbina eólica. Os valores de entrada correspondem a previsões de vento e os valores de saída à previsão da potência eléctrica produzida. Através desta metodologia, existe a assunção de que é possível, para cada parque ou para cada turbina considerada individualmente, criar uma função capaz de modelar o seu comportamento.

A curva de potência pode ser fornecida pelo fabricante, ou a identificação da potência produzida é feita com base no processamento do histórico de séries de dados temporais com a potência produzida pelo parque (ou por uma turbina individual) em função das características locais do vento (intensidade, direcção, etc.).

À curva de potência disponibilizada pelo fabricante, como a apresentada para o modelo V90 da Vestas na Figura 2-17, pode estar associada uma diferença na potência prevista. Este erro é consequência do facto de a curva de potência não ser exclusivamente dependente das características da máquina, mas também da orografia do terreno e do próprio desempenho da máquina, consequência entre outros factores (avarias, períodos de reparação, etc.) da parametrização do controlo de cada turbina.

## 7.5 POTÊNCIA INSTANTÂNEA DO PARQUE

A previsão da potência eólica produzida é em si mesmo um problema complexo, não só devido à não linearidade característica da curva de potência, como também, devido à potência eléctrica estar dependente da razão cúbica da velocidade de vento (veja-se a (Eq. 2-6)). Esta relação de dependência faz com que, pequenas variações nos valores da velocidade do vento se traduzam em grandes variações na potência, o que implica necessariamente que pequenos erros na previsão dos valores da velocidade do vento se traduzam em grandes variações na previsão da potência eléctrica.

A importância do conhecimento sobre a potência instantânea a produzir por um parque eólico tem, para além das óbvias razões económicas, a ver com a possibilidade do parque possuir ou vir a possuir uma potência nominal instalada superior aquela que é possível fornecer à rede. As causas podem ter a ver com a incapacidade (momentânea ou permanente) de a rede aceitar a produção em causa, ou o que é particularmente focado neste capítulo, existir a necessidade do cumprimento de compromissos supostamente assumidos em termos de produção eólica. Nestas circunstâncias, e independentemente das causas, haverá portanto, a necessidade de limitar o débito de potência de uma ou mais máquinas ou mesmo proceder à paragem completa de algumas. Ora para poder simular, de forma tão próxima quanto possível da situação real de funcionamento, é essencial conhecer a sua potência instantânea global, bem como a de cada turbina que o constitui, em todos os regimes de vento possíveis.

Para além do valor desta informação para as estratégias de controlo da potência, tema que será tratado na secção 7.5.1, a previsão da potência instantânea de um parque eólico possibilita também a determinação da perda efectiva em termos de produção do parque devido à indisponibilidade de uma ou mais máquinas.

Como as previsões sobre a potência eléctrica instantânea dum parque eólico são efectuadas com base em previsões da velocidade do vento, significa que, para estimar a potência instantânea produzida por um parque é necessário possuir informações meteorológicas consistentes do local. Segundo (Mortensen et al 1993), é especialmente importante a precisão da informação do vento, qualidade e representatividade dos dados e da topografia do terreno, bem como da curva de potência da turbina caso se utilize.

Nesta dissertação, o cálculo da potência instantânea de um parque é feito com recurso a uma matriz de potências instantâneas ( $P_{i,j} : i \in [1:N], j \in [1:M]$ ) em que  $N$  representa o número de modelos diferentes de turbinas e  $M$  o número de classes de vento). Nesta matriz, cada linha  $i$  representa um modelo específico de turbina enquanto cada coluna  $j$ , representa uma classe específica de velocidades de vento.  $P_{i,j}$  representa portanto o valor da potência instantânea debitada pela turbina modelo  $i$  para a classe de vento  $j$ .

Obtidos os valores da velocidade instantânea, é definida uma classe de vento, que permite identificar a coluna da matriz das potências instantâneas.

O método de cálculo que permite determinar a potencia instantânea produzida pelo parque para uma determinada classe de vento ( $P_j$ ), é dada pela (Eq. 7-1).

$$P_j = \sum_{k=1}^N n_k \times P(k, j) \quad (\text{Eq. 7-1})$$

### 7.5.1. Controlo do excesso de potência

Até ao ano 2010, e caso Portugal pretenda efectivamente satisfazer os seus compromissos ambientais ao abrigo do PQ, permitindo em consequência o reforço da sua independência energética, será necessário continuar os investimentos feitos na energia eólica, nomeadamente através do aumento da potência instalada (pretende-se que em Portugal, a potência instalada eólica deva atingir, nos finais de 2008, valores próximos dos 2800 MW). No entanto, uma das condicionantes ao crescimento desta forma de energia no nosso país tem sido, em alguns pontos, a debilidade das redes de distribuição em zonas de grande potencial. Esta situação impõe frequentemente um limite de potência a produzir de acordo com a capacidade de recepção da rede de distribuição.

Em termos de controlo da potência instalada ou a instalar nos parques eólicos, significa que duas situações deverão ser sempre equacionadas: ou a potência nominal instalada ou a instalar no parque é inferior àquela que é possível injectar na rede ou a potência nominal instalada ou a instalar é superior àquela que pode ser injectada na rede eléctrica.

Se na primeira situação a solução passa por fornecer à rede toda a energia produzida (toda a energia produzida é despachada), com uma solução de controlo do parque naturalmente mais

simples, já a segunda a solução é necessariamente mais complexa em termos de gestão do parque.

Para a situação, em que existe uma limitação de potência a injectar na rede, dois métodos serão passíveis de utilização para permitir o controlo do excedente de potência, relativamente ao máximo admissível para o local. No caso de turbinas eólicas com regulação por variação do ângulo de passo, a regulação da potência debitada para o limite imposto será feita por variação do ângulo de passo da turbina. No caso em que este sistema de regulação não é possível (turbinas com regulação por deslocamento aerodinâmico) a solução passa por desligar uma ou mais máquinas do parque para que o limite imposto não venha a ser ultrapassado.

A limitação da potência, ou a paragem de máquinas, deverá ter como objectivo em cada momento, que a potência injectada na rede seja tão próxima quanto possível do valor máximo que tiver sido contratualizado, ou caso seja o caso, do valor máximo admitido pela própria rede.

Diferentes situações de vento, quer em velocidade ou direcção, implicam uma solução diferente sobre qual ou quais as turbinas a limitar a potência ou desligar.

Para que seja possível simular com rigor o funcionamento real de um parque eólico, será fundamental conhecer a potência instantânea do parque, e de cada uma das turbinas que o constituem, em qualquer uma das situações possíveis de funcionamento.

A possibilidade de prever num intervalo de tempo necessariamente reduzido (minutos ou horas) a potência instantânea do parque, transforma-se numa extraordinária mais-valia não só, em termos de controlo mas também em termos de gestão das máquinas que constituem o parque. O sucesso desta possibilidade está intrinsecamente ligado à fiabilidade das técnicas de previsão de velocidade do vento amplamente referidas no Capítulo 6.

A confiança nas previsões permitirá a elaboração de um plano de controlo do parque, com o consequente aumento da sua rentabilidade. Uma estratégia de controlo quer turbina a turbina quer global em termos de parque eólico será um factor decisivo que contribuirá para a obtenção de uma gestão mais económica das nossas reservas de produção convencional.

### **7.5.2. Problemas de segurança na rede eléctrica provocados pela produção eólica**

O que entendemos, num sentido lato, por avaliação da segurança de um sistema eléctrico, consiste na análise da capacidade que o sistema tem para suportar determinadas perturbações devidas à variação da produção eólica, sem que ocorra a violação de nenhum dos seus critérios de funcionamento e segurança, e em particular, interrupções de serviço.

Algo que é uma característica intrínseca do recurso eólico, e consequentemente do seu aproveitamento, tem a ver, como já foi amplamente referido, com a sua imprevisibilidade. De facto, este tipo de aproveitamento está sujeito a variações de produção que não são controláveis e que são de previsão limitada, sendo as principais causas as que a seguir se enumeram:

- Característica de intermitência do vento, que se traduz na ocorrência de flutuações da produção eólica como resultado de turbulências da velocidade do vento ou de ocos de vento;
- Desligação de turbinas eólicas, devido à velocidade do vento atingir valores que ultrapassem os limites mínimos ou máximos de operação;
- Desligação de parques eólicos, na sequência da ocorrência de curto-circuitos ou outros problemas na rede receptora que provoquem a actuação das protecções, neste tipo de aproveitamentos.

Relativamente aos primeiros dois tipos de fenómenos, o efeito da existência de muitos parques eólicos compostos por máquinas de potência instalada reduzida (quando comparada com a potência das máquinas convencionais em serviço) e com localizações geográficas dispersas, tem a capacidade de suavizar, de forma muito significativa, as variações de produção eólica que são sentidas pelo restante sistema de produção (EWEA 2005). Segundo é afirmado em (Dany 2001) as variações de produção resultantes das flutuações do vento que são introduzidas num sistema interligado, durante o horizonte temporal referente à gestão de reservas primárias, são geralmente inferiores às variações provocadas pelas flutuações de consumos e bastante inferiores às provocadas pela súbita perda do maior gerador convencional em serviço. Como o sistema eléctrico está dimensionado para suportar este último tipo de perturbação, sem que ocorra perda de segurança, conclui-se que este tipo de variação de

produção eólica não tem normalmente um grande impacto na gestão das reservas primárias das redes interligadas.

A situação das redes isoladas é substancialmente diversa da situação acima referenciada. De facto, as redes eléctricas isoladas têm como característica os elevados custos de produção da electricidade, como resultado de basearem a sua produção na utilização de geradores térmicos, requerendo a aquisição e transporte de combustíveis fósseis com elevados custos associados. No entanto, em termos do recurso eólico, os sistemas isolados como é o caso de muitas ilhas, estão extremamente favorecidos em função de óptimas condições de vento que possuem, que, se forem usadas para a produção de electricidade, poderão substituir o consumo de combustíveis fósseis, constituindo assim uma enorme mais-valia para o desenvolvimento da economia local.

Todo este conjunto de factores têm contribuído para a instalação, nos últimos anos, de elevados volumes de produção eólica em redes isoladas, como é o caso da ilha de Creta (Grécia), das ilhas da Madeira e da Terceira (Portugal), e das ilhas de Cabo Verde. Existem, no entanto, algumas restrições técnicas que limitam esta estratégia, nomeadamente resultantes da possibilidade da geração eólica poder provocar problemas de segurança na rede eléctrica. As redes de distribuição dos sistemas isolados têm normalmente uma capacidade reduzida, situação que impõe frequentemente limites à potência a injectar, de acordo com a sua capacidade de recepção.

Efectivamente, quando comparadas com as redes interligadas, as redes isoladas são relativamente fracas, quer por possuírem baixas constantes de inércia, quer por não disporem da ajuda proveniente de interligações com sistemas eléctricos vizinhos. Por estas razões, para se conseguir garantir uma operação segura neste tipo de sistemas, é necessário adoptar medidas adicionais, tais como as que se relacionam com o controlo da frequência e a gestão de reservas do sistema. Em particular, existe uma grande preocupação em operar o sistema com um número mínimo de máquinas convencionais robustas, que disponham de constantes de inércia apropriadas e adequados sistemas de regulação de tensão e de frequência, para conseguir fazer face a perturbações que resultem num desequilíbrio entre a produção e consumo.

Ao passarem a ser explorados com elevadas parcelas de produção eólica, estes sistemas necessitam de adoptar restrições de operação ainda mais severas de modo a fazer face às novas

perturbações que este tipo de aproveitamentos poderá provocar ao nível da variação da produção.

## **7.6 MODELOS DE PREVISÃO DA POTÊNCIA EÓLICA**

A crescente integração da produção baseada na energia eólica implica necessariamente um problema de confiança ao mercado de compra de electricidade. Um dos factores mais relevantes na análise do problema vai ser a volatilidade da geração relacionada com a variabilidade associada ao recurso vento. Ora acresce que o nível de confiança da produção dos sistemas de geração, baseados em fontes renováveis pode ser aumentado, recorrendo a sistemas de previsão que por um lado apresentem resultados fiáveis e por outro permitam a discretização da produção prevista.

Num parque eólico, é fundamental ter um plano de previsão (normalmente a 24 ou a 72 horas ou até mesmo a mais longo prazo). Só desta forma será possível fazer uma estimativa fiável do recurso e, com base no processo de conversão de energia, apresentar uma boa previsão da produção eléctrica. Neste contexto, é primordial a utilização de ferramentas que permitam prever a potência associada à geração eólica para efeitos de despacho do sistema electroprodutor conseguindo-se desta forma uma melhor gestão da produção e do mercado da electricidade.

Como já foi amplamente referido, as ferramentas de previsão são hoje auxiliares preciosos na gestão dos sistemas eléctricos. Nesta dissertação, as previsões da potência eléctrica serão efectuadas com base em previsões de velocidade de vento, utilizando o MCP, uma vez que, como já foi referido na secção 7.4.3, esta curva permite converter velocidade do vento em potência eléctrica.

A modelação da curva de potência de uma turbina eólica é normalmente efectuada segundo (Sousa 2007) recorrendo a diversas técnicas matemáticas como modelos de regressão, polinómios de terceiro grau ou RNA. Nesta dissertação, optou-se pela modelação através de uma RNA. A grande vantagem da utilização de um modelo MCP representado através de uma RNA em sistemas de previsão reside no facto de não ser necessário conhecer a natureza da

série de dados, uma vez que com uma RNA o processo de aprendizagem adquire automaticamente as características essenciais do conjunto de dados. O facto de as funções de activação poderem ser não lineares, faz das RNA aproximadores universais, quer para funções lineares quer para funções não lineares.

Uma outra vantagem associada às RNA, é a sua capacidade de adaptação à evolução do conjunto de dados (alteração do histórico de dados, alteração do número de máquinas no parque, novos modelos de turbinas, etc.), sendo possível treiná-la em qualquer instante por forma a adaptar-se a cada nova realidade.

A grande desvantagem deste tipo de metodologia prende-se com a necessidade de dispormos de um grande conjunto de dados, para proceder ao processo de aprendizagem da rede. No entanto, apesar de o processo de treino ser lento, o processo de previsão é muito rápido, condição essencial num sistema de previsão.

#### **7.6.1. Avaliação dos modelos de previsão de potência eólica**

Para avaliar o desempenho de um modelo de previsão, usam-se indicadores estatísticos semelhantes, aos já referidos na secção 5.2.1.4. Esta avaliação é efectuada através da análise dos valores dos erros associados aos resultados do modelo.

Num sistema de previsão de potência eólica, o erro associado é obtido de forma em tudo semelhante ao já referido na (Eq. 5-1). Ou seja, o erro da previsão da potência para o horizonte temporal  $t+k$ , efectuada no instante  $t$ , será (Eq. 7-2):

$$e_{(t+k)|t} = P_{(t+k)} - \hat{P}_{(t+k|t)} \quad (\text{Eq. 7-2})$$

onde  $\hat{P}_{(t+k|t)}$  corresponde à previsão da potência instantânea produzida pelo parque para o instante  $t+k$  efectuada no instante  $t$ , e  $P_{(t+k)}$  a potência efectivamente produzida pelo parque no instante  $t+k$ .

Se existe hoje consenso sob a forma de cálculo deste erro, não existe contudo unanimidade na sua análise. Diversas abordagens podem ser encontradas na literatura, não existindo contudo um critério que tenha aceitação universal. No entanto, e segundo Madsen (Madsen et al. 2004) só a utilização da normalização do erro e não o próprio erro, permitirá efectuar comparações de resultados entre parques de uma forma independente. A normalização será efectuada, dividindo o valor do erro, pela potência instalada no parque, como a (Eq. 7-3) ilustra.

$$e_{(t+k|t)} = \frac{1}{P_{inst}} (P_{(t+k)} - \hat{P}_{(t+k|t)}) \quad (Eq. 7-3)$$

Esta abordagem possui contudo uma desvantagem. Ao dividir o valor do erro por um valor muito grande como é o caso da potência instalada, obtêm-se um valor para o erro extremamente pequeno, dificultando deste modo possíveis análises comparativas. De salientar também que, para a situação de parques com excesso de potência instalada, o valor calculado para o erro resultará necessariamente desvirtuado.

Numa outra forma de abordar o problema, o valor do erro é dividido pela potência média produzida pelo parque ao longo de um período (normalmente um ano) característico (Eq. 7-4).

$$e_{(t+k|t)} = \frac{1}{P_{med}} (P_{(t+k)} - \hat{P}_{(t+k|t)}) \quad (Eq. 7-4)$$

Da mesma forma que para a potência instantânea, o valor do erro pode também não permitir análises comparativas consistentes, no caso dos parques que tenham uma produção média (para um período equivalente) muito diferente.

Independentemente do tipo de modelo escolhido, é no entanto possível fazer-se uma estimativa para a sua precisão, como já foi referido nesta dissertação na secção 5.2.1.4 do Capítulo 5. Neste sentido, e tal como o fizemos para a previsão da intensidade do vento, utilizaremos os mesmos indicadores (EQM, EAM ou RE), para a estimativa do valor do erro da potência eólica produzida.

Para as situações em que exista, por razões contratuais com a rede, limitação de potência, definiremos erro como o indicado na (Eq. 7-5):

$$e(t) = P_{contratualizada}(t) - P_{produzida}(t) \quad (Eq. 7-5)$$

onde  $P_{contratualizada}$  será o valor da potência contratualizada com a rede no instante  $t$  e,  $P_{produzida}$  será a potência instantânea produzida pelo parque.

## 7.7 ARQUITECTURA BASEADA NO MCP PARA PREVISÃO DA POTÊNCIA EM PARQUES EÓLICOS

A previsão para a potência produzida num parque eólico baseada no MCP pode apresentar configurações diversas. Partindo de premissas diferentes obtêm-se resultados e precisões diferentes.

A Figura 7-3 mostra a arquitectura para um modelo global de previsão da potência num parque eólico.

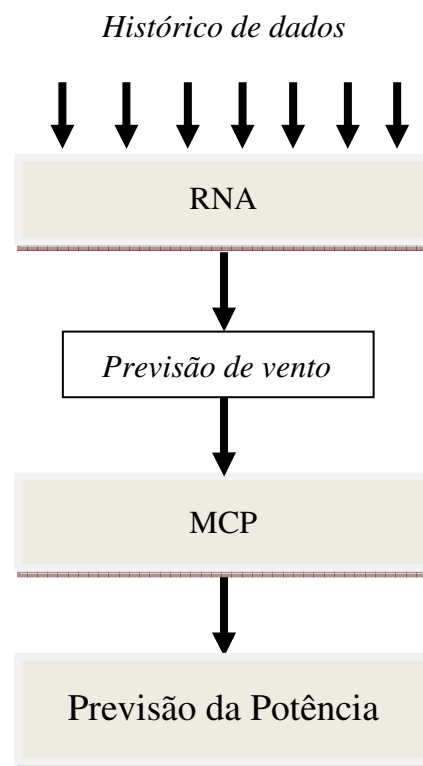


Figura 7-3 – Arquitectura do MCP para um sistema de previsão de potência eólica.

Na base desta arquitectura está um sistema de previsão da intensidade do vento obtido a partir de uma RNA. Esta RNA deverá ser alimentada com um histórico de dados do parque, contendo informações (intensidade do vento, direcção, densidade do ar, etc.,) respeitantes ao local da previsão. A RNA permite fazer uma previsão sobre a intensidade de vento no local para o horizonte temporal pretendido (normalmente entre as 24 e as 72 h). Em alternativa, e na

ausência de um histórico de dados, as previsões meteorológicas poderão ser obtidas por modelos de simulação numérica como por exemplo o sistema MM5 (modelo de mesoscala não hidrostático, desenvolvido no final da década de 70 na Pennsylvania State University – National Center for Atmospheric Research).

Os resultados da previsão, produzidos pela RNA, são então utilizados pelo MCP para obter o resultado final que será a previsão da potência eléctrica instantânea produzida pelo parque.

### **7.7.1. Configurações possíveis**

Dependendo do âmbito da aplicação de cada um dos seus módulos, a arquitectura agora proposta poderá ter algumas variações. Consoante a informação disponível, e a precisão requerida, alguns dos módulos poderão ser aplicados para uma previsão turbina a turbina ou para uma previsão global do parque eólico.

Conforme os objectivos pretendidos e as informações disponíveis, as seguintes configurações da arquitectura inicial serão propostas:

- MCP para o parque com previsões dadas por uma RNA para um ponto de referência;
- MCP por turbina com previsões dadas por uma RNA para um ponto de referência;
- MCP por turbina com previsões dadas por uma RNA para cada turbina.

#### **7.7.1.1. MCP para o parque com previsões dadas por uma RNA para um ponto de referência**

Nesta configuração da arquitectura proposta (ver Figura 7-4), a previsão da intensidade do vento é feita através da recolha de informação obtida apenas num único ponto de referência (eventualmente em parques de grande dimensão poderá ser necessário considerar mais do que um ponto de referência), localizado dentro do parque eólico (normalmente corresponde ao ponto de localização da estação meteorológica). Nesta alternativa é utilizado o MCP representativo do modelo global do parque.

Esta configuração possibilita um menor esforço computacional, principalmente em parques com grande quantidade de turbinas, uma vez que apenas processa um modelo de MCP. É também uma boa opção quando existe a impossibilidade de obter um histórico de produção por turbina.

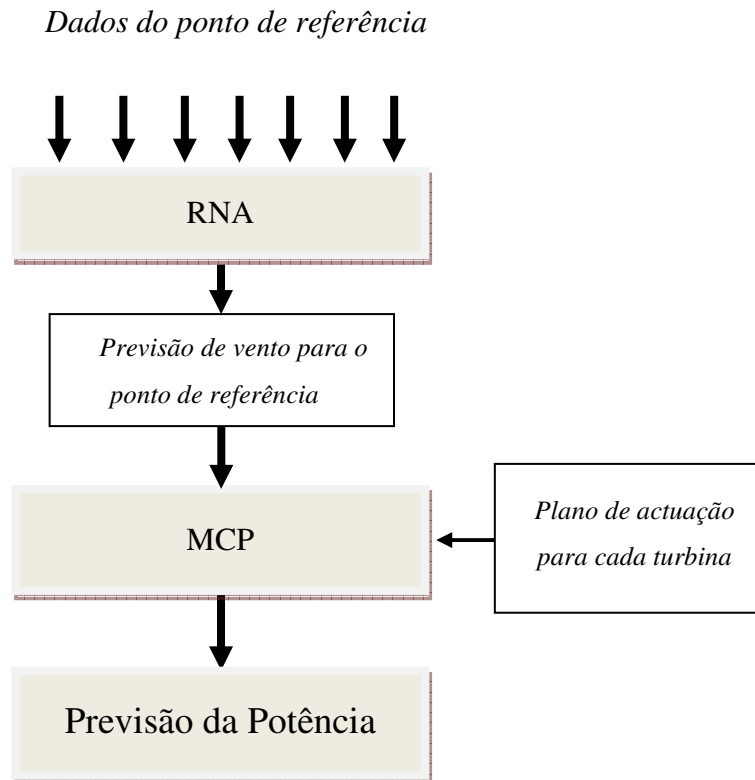


Figura 7-4 – MCP para o parque com previsões dadas por uma RNA para um ponto de referência.

#### 7.7.1.2. MCP por turbina com previsões dadas por uma RNA para um ponto de referência

Nesta configuração, como pode ser observado através da Figura 7-5, a previsão de vento efectuada pela RNA alimenta cada uma das turbinas (ou cada um dos modelos) constituintes do parque.

Apesar de requerer um esforço computacional maior que a variante anteriormente descrita, esta configuração permite obter melhores resultados. Com ou sem histórico de dados, esta variante permite a modelação do comportamento quer individual quer por modelo de turbina. Esta característica é particularmente vantajosa pois permite considerar o comportamento individual de cada máquina (ou modelo de máquina) que é forçosamente desigual, quer pelas suas propriedades intrínsecas, quer por questões relacionadas com a sua localização no próprio parque.

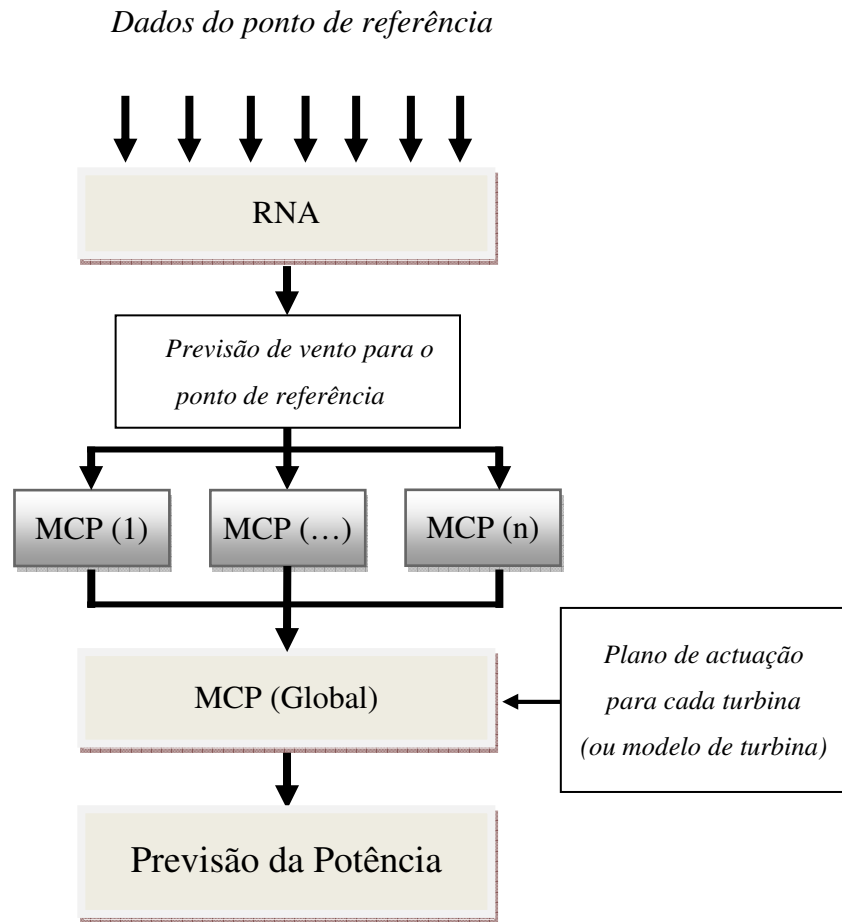


Figura 7-5 – MCP por turbina com previsões dadas por uma RNA para um ponto de referência.

Quando se recorre a uma configuração como a referida é necessário proceder à agregação das potências previstas por turbina (ou por modelo). A agregação será efectuada através da soma aritmética das previsões obtidas para cada turbina (ou modelo de turbina) – MCP global.

#### 7.7.1.3. MCP por turbina com previsões dadas por uma RNA para cada turbina

Esta é a configuração que pode ser observada através da Figura 7-6. Nesta situação, há um MCP e uma RNA afectos a cada turbina ou modelo de turbina. O MCP permite calcular a potência produzida por cada máquina, mediante a previsão meteorológica efectuada pela respectiva RNA.

As previsões são efectuadas com base em dados meteorológicos recolhidos junto de cada turbina.

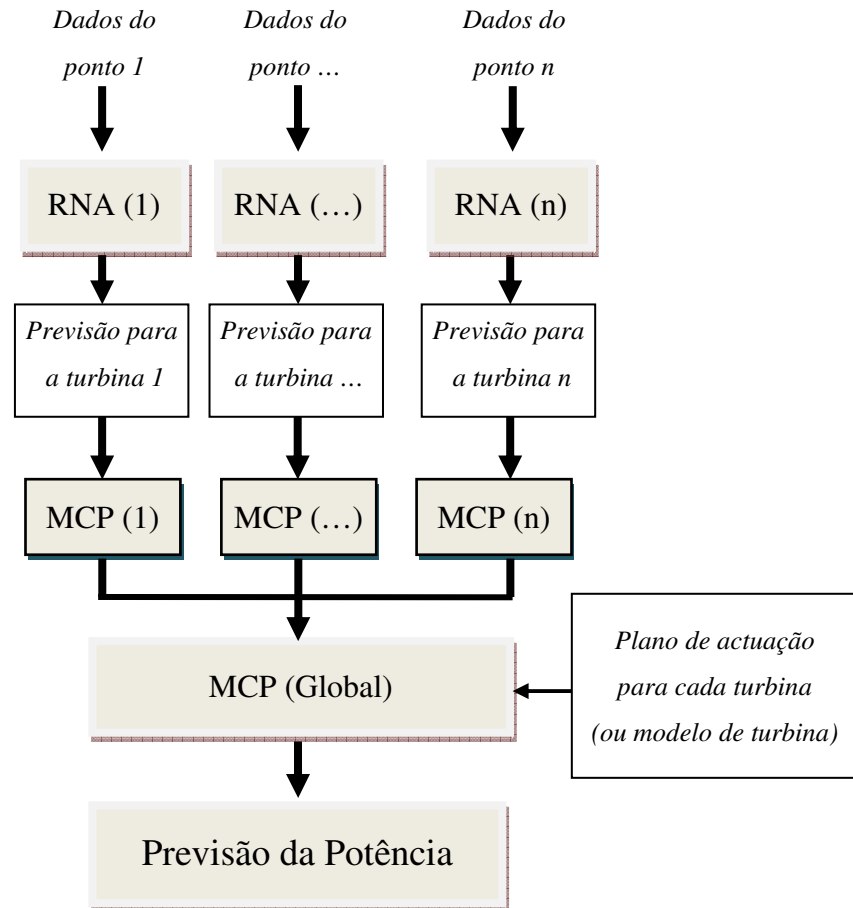


Figura 7-6 – MCP por turbina com previsões dadas por uma RNA para cada turbina.

Apesar de esta configuração exigir um esforço computacional consideravelmente maior que qualquer uma das anteriores, é a opção que permite obter um melhor desempenho em termos da previsão final, uma vez que permite modelar o comportamento individual de cada turbina com base nas previsões das condições de vento efectuadas no seu local de implantação.

Com esta configuração também é conseguida uma melhor caracterização das curvas de potência de cada turbina uma vez que possibilita integrar no modelo individual de cada máquina, não só a influência da orografia mas também eventuais efeitos de esteira, para as diversas direcções do vento.

## 7.8 UM ALGORITMO PARA CONTROLO DA PRODUÇÃO EÓLICA

A elevada penetração de produção eólica prevista, para o sistema eléctrico nacional é hoje um desafio conhecido. Como já referido, são necessárias respostas mais eficientes para compensar os problemas levantados não só pela volatilidade deste recurso, como também pela natureza dispersa e periférica da localização dos maiores projectos eólicos.

No sentido de atenuar os efeitos negativos dos problemas característicos deste tipo de produção, novos sistemas que permitam melhorar a controlabilidade dos sistemas de produção eólicos são uma prioridade.

Num mercado aberto como o mercado português, que desde 1999 flexibilizou a ligação à rede eléctrica e estipulou que o produtor independente usufrui da obrigação completa de compra, por parte da rede pública, da energia renovável, constrangimentos da própria rede podem impedir o despacho de toda a energia produzida. Por outro lado, não é crível que num futuro próximo, com o crescimento previsto das fontes de produção eólica, que fará aumentar o seu nível de penetração na rede eléctrica, este regime se mantenha. Segundo (Álvaro 2005), para cumprir o objectivo de satisfazer em 2008/2012, 12% do consumo de energia a partir de fontes renováveis, no sector eléctrico deverá atingir-se uma taxa de penetração de 22,1% dessas fontes. Para isso, o consumo total de electricidade deverá incorporar, em 2010, 39% de base renovável. De acordo com (Rocha 2008), as energias renováveis e em particular a eólica, devido à variabilidade intrínseca à sua natureza, estão vocacionadas para funcionar numa lógica de complementaridade, numa pequena e média escala em que a produção de um fluxo contínuo de elevada potência não seja imperativo.

### 7.8.1. Curva de carga

De um ponto de vista da concessionária da rede eléctrica, é fundamental modelar as suas provisões de forma a satisfazer as necessidades dos seus clientes com fornecimento de energia de qualidade com minimização de custos. Estas necessidades são modeladas através daquilo a que se designa vulgarmente por “Curva de Carga”. A curva deverá exprimir em termos horários (e para o horizonte definido) a potência eléctrica que a rede deverá fornecer aos seus clientes de forma a satisfazer as suas necessidades em termos de energia. É por isso muito importante que a concessionária da rede eléctrica seja capaz de modelar as suas curvas de carga para que possa fazer uma previsão o mais próxima possível do valor real das necessidades dos

seus clientes. No entanto, caracterizar a carga eléctrica é, acima de tudo, conhecer a forma como os clientes utilizam a energia. A utilização da energia é dependente de factores muito variados. O tipo de utilizador, consoante este seja um utilizador doméstico, comercial ou industrial, é uma condicionante. Factores como o clima, o dia da semana, ou até acontecimentos de carácter relevante têm também grande influência na curva de carga. Por exemplo variáveis meteorológicas como a humidade do ar, a luminosidade e principalmente a temperatura podem ter uma influência considerável nesta curva. No entanto, apesar de todos estes factores, o comportamento agregado de todos os consumidores é razoavelmente estável, traduzindo-se num perfil típico de uma curva de carga, que tem de acordo com Dragoon (Dragoon et Milligan 2003) um perfil semelhante ao que pode ser observado na Figura 7-7.

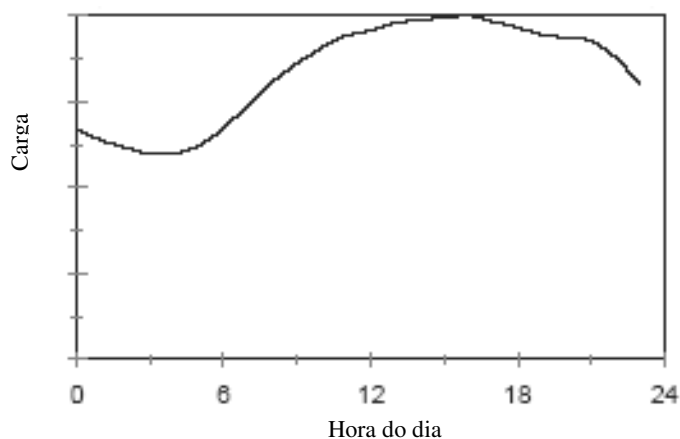


*Figura 7-7 – Perfil típico de uma curva de carga diária.*

A associação entre as necessidades do comprador, representadas por esta curva e a oferta representada (numa parte) pelo produtor de energia eólica terão que estar necessariamente relacionadas. Como se compreende, a rede terá um perfil de aquisição da energia eólica que seguirá necessariamente o perfil da curva de carga. Significa também que, com o aumento da cota eólica para esta curva, por aumento da penetração deste tipo de energia na rede, contratos mais exigentes do ponto de vista do cumprimento serão expectáveis. Maior precisão na previsão de produção eólica para cumprimento do contrato pré-estabelecido com a rede será a prioridade do algoritmo que agora apresentamos.

### 7.8.2. Algoritmo CPPE

O algoritmo agora apresentado assume que a curva de carga apresentada na Figura 7-7 é composta por várias parcelas (produção de todos os geradores térmicos, hídricos, etc.) e uma parcela (percentagem) de produção eólica.

Sendo esta curva constituída por uma parcela eólica, será de esperar no futuro, numa situação de mercado liberalizado, que a produção eólica esteja sujeita a penalizações em caso de incumprimento de uma curva de produção assumida e não cumprida. Na prática o que se passará é que o produtor eólico proporá uma curva de acordo com as suas expectativas de produção, que podendo ser no entanto muito diferente das necessidades da curva de carga, terá que ser reformulada de forma a cumprir hora a hora e para o horizonte temporal pretendido o valor que for contratualizado.

Analisando o perfil da curva de carga, verifica-se que as necessidades de compra por parte da rede (função do consumo) obedecem a uma lógica que não é necessariamente coincidente com a disponibilidade do recurso eólico. De facto do ponto de vista da curva padrão das necessidades de consumo eléctrico as horas de ponta não são necessariamente coincidentes com as horas de maior produção eólica. Por outro lado, com o aumento da penetração eólica na rede eléctrica, é previsível que futuros contratos de curto e médio prazo entre a rede e o produtor eólico incluam situações como, disponibilidade imediata do recurso, cláusulas de obrigações e respectivas penalizações por incumprimento, etc. É altamente expectável que no futuro o mercado de electricidade seja regulado com base na oferta e instruções de expedição, emitidas em conformidade com o contratualizado (situação em que se encontram hoje todas as outras formas de energia, excepto a eólica).

O algoritmo Controlo da Potência em Parques Eólicos (CPPE) foi desenvolvido no intuito de contribuir para uma melhor controlabilidade da produção do recurso eólico visando respeitar as instruções emanadas do sistema de despacho central (eventualmente por contrato) vindas do operador do sistema de transporte.

Os AG, tal como foram descritos no Capítulo 5, têm sido utilizados com sucesso em inúmeros problemas de optimização. O problema do controlo da potência produzida por um parque eólico pode ser encarado como um problema de optimização, onde a utilização de AG pode aparecer como uma ferramenta particularmente vantajosa.

Como já foi referido na secção 5.4.2, a utilização de um AG implica a necessidade da definição de:

- i. Variáveis associadas ao problema;
- ii. Codificação sob a forma de cromossomas das potenciais soluções;
- iii. Especificação de uma função de aptidão.

Para o problema do controlo da potência produzida por um parque eólico, a aplicabilidade destes três pontos agora referidos, será efectuada assumindo-se desde já os seguintes pressupostos:

1. É conhecida a curva de potência de todos os tipos de turbinas que constituem o parque. Designaremos essa função de rendimento da turbina por  $P(i,j)$ , sendo  $j$  a intensidade do vento, e  $i$  o modelo da turbina.
2. Está disponível um instrumento de previsão da velocidade do vento hora a hora. Este pressuposto pode ser substituído por um “Classificador” construído com recurso a dados históricos do local onde está implantado o parque. Usaremos a designação  $V(h,d,m)$  para função de previsão da intensidade do vento. Nesta função, ‘h’ designa a hora, ‘d’ o dia e ‘m’ o mês do ano. É assumido que cada turbina estará num dos seguintes estados: parada; a funcionar com rendimento inferior ao máximo; em pleno funcionamento.

Estes estados podem ser representados por um conjunto de valores da percentagem de potência fornecida  $\in [0;100]$  em que 0 representa a turbina parada e 100 o seu pleno funcionamento. Qualquer outro valor entre 0 e 100 representa um funcionamento em subcarga. Para efeitos do processo de optimização pode-se estabelecer quais as situações aceitáveis em que a turbina deve funcionar. Por exemplo, podemos fazer a optimização admitindo que só há 3 “estados intermédios” e, nesse caso, usar apenas os valores: 0%, 70%, 80%, 90% e 100%. Estas percentagens dos valores da carga poderão na prática conseguidas através do controlo da potência das turbinas por ajuste do ângulo de passo, como já referido na secção 3.4.2.

Os parâmetros utilizados no algoritmo serão os seguintes:

$NT_i$  – número de turbinas do modelo  $i$ ;

$NT$  – número total de turbinas existentes no parque;

$NH$  – horizonte de previsão (número de horas);

$CAT$  – custo de arranque da turbina;

$VkW$  – valor pago pela rede por kW;

$PkWNF$  – penalização por cada kW contratualizado mas não fornecido;

$VkWINC$  – valor pago pela rede por cada kW fornecido acima do contratualizado;

$ET$  – estados da turbina (conjunto de valores entre 0 e 100 em que 0 representa a turbina parada e 100 o seu pleno funcionamento).

#### Codificação das soluções potenciais

Cada turbina eólica será codificada por  $NE = \lceil \log_2 E_{st} \rceil$  bits, em que  $E_{st}$  é o número de estados que queremos considerar na optimização.

$E_{st}$  é sempre  $\geq 2$  pois existem sempre os estados:

0 – turbina inactiva

$E_{st}-1$  – turbina em pleno funcionamento

Esta codificação do estado de uma turbina permite decidir sobre a granularidade da optimização e por isso obter melhores aproximações à curva de carga com regulações mais finas das turbinas.

Cada cromossoma será composto por  $NE \times NT \times NH$  bit.

Se, por exemplo, tivermos um parque com 3 turbinas que podem assumir 4 estados (0, 80%, 90% 100%), então os estados possíveis de cada turbina seriam codificados por NE = 2 bits, correspondendo respectivamente a:

0 0 – desligada

0 1 – a 80%

1 0 – a 90%

1 1 – a 100%

Se pretendermos fazer um planeamento para as próximas 2 horas, um possível cromossoma seria:

|        |        |
|--------|--------|
| 000110 | 001110 |
| -----  | -----  |
| hora 1 | hora 2 |

Este cromossoma “sugere” uma solução em que a turbina 1 (primeiros 2 bits de “cada hora”) estaria sempre desligada, que turbina 2 (bit 3 e 4 de “cada hora”) estaria a funcionar a 80% na primeira hora e em pleno funcionamento na segunda, e que a terceira turbina (bit 5 e 6 de “cada hora”) estaria a 90% durante as duas horas.

O algoritmo terá como objectivo, utilizando um AG, encontrar hora a hora, no horizonte temporal definido, a combinação de turbinas e seus rendimentos hora a hora (divididas por modelos) que maximize a função de aptidão.

A função de aptidão que a seguir se especifica detalhadamente terá como objectivo encontrar hora a hora a combinação de turbinas e estados das turbinas (por modelo) do parque que melhor se aproxime do valor de potência contratualizado com a rede, maximizando simultaneamente o benefício para o promotor do parque.

O algoritmo permite na função de aptidão contabilizar como prejuízo o kWh contratualizado pela rede mas não fornecido e também contabilizar ou como prejuízo ou taxado com um valor diferente o kWh produzido a mais que o contratualizado.

Função de aptidão

A função de aptidão é calculada com o seguinte algoritmo:

```

F(cromossoma)
  F = 0
  PARA cada hora h FAZER
    IntVento = V(h,d,m)
    PotProduzida = 0
    PARA cada modelo de turbina  $T_i$  FAZER
      PARA cada turbina T do modelo i FAZER
        SE T está a funcionar ENTÃO
          PotProduzida = PotProduzida + PT( $T_i$ , IntVento)
      FIM de para cada modelo de turbina  $T_i$  FAZER
    SE PotProduzida <= PotContratualizada ENTÃO
       $F(h) = V_k W * PotProduzida - (PotContratualizada - PotProduzida) * P_k WNF$ 
    SENÃO
       $F(h) = V_k W * PotContratualizada - (PotProduzida - PotContratualizada) * v_k WINC$ 
     $F = F + F(h)$ 
  FIM de “para cada h FAZER”
  DEVOLVER F

```

## 7.9 CONTROLO DA POTÊNCIA EÓLICA DE UM PARQUE EÓLICO USANDO O MCP COM O ALGORITMO CPPE

Os desempenhos dos modelos propostos serão agora avaliados usando dados do parque eólico de Paúl da Serra na ilha da Madeira (Miranda et al 2003). Dois cenários serão utilizados para teste das metodologias referidas. O primeiro corresponde à situação do parque referido, enquanto o segundo, se bem que realista, não corresponde neste momento a nenhuma situação concreta de nenhum parque eólico existente em Portugal. O primeiro será designado por Parque A e o segundo por Parque B. O propósito será em ambas as situações poder testar o desempenho das metodologias propostas.

Serão utilizados dados meteorológicos da intensidade do vento recolhidos no local de 10 em 10 minutos e a uma altura de 40 m, referentes aos anos de 2002, 2003 e 2004. Os valores foram transformados para utilização em médias horárias (o intervalo de tempo mais frequente nas previsões a curto prazo), sendo que desvio padrão dos dados, nos meses em que foram efectuados os testes, nunca excedeu os 4.16 m/s em relação à respectiva média horária.

Como não foram disponibilizados dados históricos que permitam usar curvas reais das turbinas, serão usadas as curvas de potência fornecidas pelos fabricantes.

### **7.9.1. Validação do modelo**

Uma vez que não foram disponibilizados dados meteorológicos individualizados por turbina, na avaliação dos dois cenários propostos será seguida a configuração “MCP por turbina com previsões dadas por uma RNA para um ponto de referência”.

O sistema que efectua a previsão da intensidade do vento a curto prazo, recorre a uma RNA. Serão efectuadas previsões a 24 e a 72 horas, por ser normalmente este o horizonte temporal usado na gestão dos sistemas ligados a grandes parques eólicos. A RNA utilizará dados de 2002 e 2003 para treino e validação (80% para treino e 20% para validação) e usará os dados de 2004 para efectuar previsões.

Para representar a função que descreve a curva de potência dos modelos de turbina usados, foi utilizada uma RNA igual à descrita na secção 6.4.1 para previsão da velocidade do vento, com uma camada escondida de 10 neurónios.

A taxa de aprendizagem da RNA foi obtida de modo experimental, escolhendo-se o valor que conduziu ao menor erro. Como função de activação, escolheu-se a função tangente hiperbólica, pois foi a que melhor desempenho apresentou na adaptação à curva pretendida.

Para o treino das RNA que representam o comportamento da curva de potência da turbina Vestas modelo 47 (Vestas-V47 2006), e modelo 90 (Vestas-V90 2004), recorreu-se aos dados fornecidos pelo fabricante (dados velocidade do vento versus potência produzida, por modelo de turbina). Os resultados obtidos estão representados na Figura 7-8 a) e b).

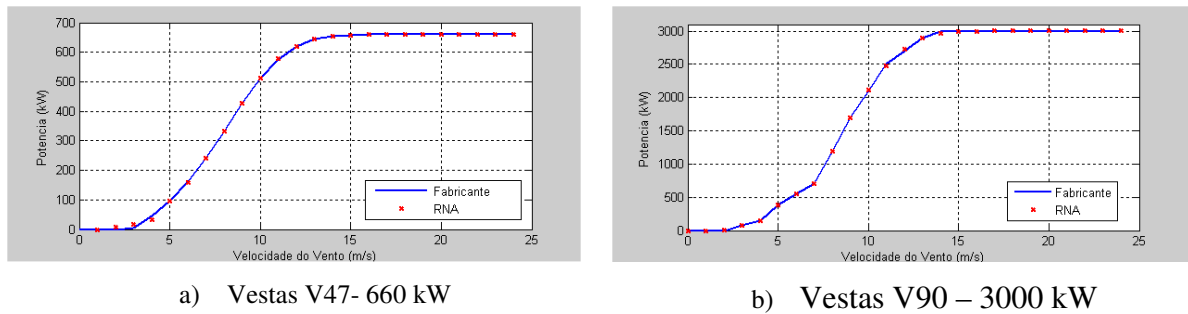


Figura 7-8 – Gráfico de curvas de potência utilizando uma RNA.

#### 7.9.1.1. Parque A

O cenário representado pelo Parque A, permite simular a situação do parque eólico de Paúl da Serra na Ilha da Madeira. O parque eólico tem uma potência instalada total de 3.3 MW, correspondendo a 5 turbinas Vestas V-47 de 660 kW de potência nominal (Álvaro 2006).

Este cenário servirá para testar a arquitectura do MCP referido na secção 7.9, na situação em que toda a potência produzida pelo parque pode ser despachada.

Para efectuar a previsão de vento para as próximas 24 h, foi utilizada uma RNA do tipo *feedforward* de três camadas, treinada com o algoritmo de Levenberg-Marquard. A primeira camada é constituída por 24 unidades, que são utilizadas como entrada para as médias horárias da velocidade do vento do dia anterior á previsão. A camada escondida é constituída por 18 neurónios, numero calculado através da (Eq. 5-13), com  $k = 15$ . A camada de saída possui 24 unidades para permitir a previsão a 24 horas. Como função de activação utilizou-se uma função não linear do tipo tangente hiperbólica.

Por ser a configuração que experimentalmente deu melhores resultados, foi usada também uma RNA com três camadas para a previsão a 72 horas, treinada com as médias horárias dos anos de 2002 e 2003, da intensidade do vento. A camada de entrada é constituída por 72 unidades, correspondendo às 72 horas de dados anteriores ao dia a partir do qual é efectuada a previsão. A camada escondida é constituída por 24 neurónios, número obtido de modo experimental, escolhendo-se o valor que apresentava menor MSE. A camada de saída é constituída por 72 unidades para permitir a previsão para as próximas 72 horas. Pelas razões acima descritas, para função de activação foi também usada a tangente hiperbólica.

Como no parque só existe um modelo de turbina, para representar a função que descreve a sua curva de potência usou-se a RNA referida na Figura 7-8 a), que permitirá transpor a previsão de vento obtida pela RNA para o MCP global do parque. O modelo construído pode ser observado na Figura 7-9.

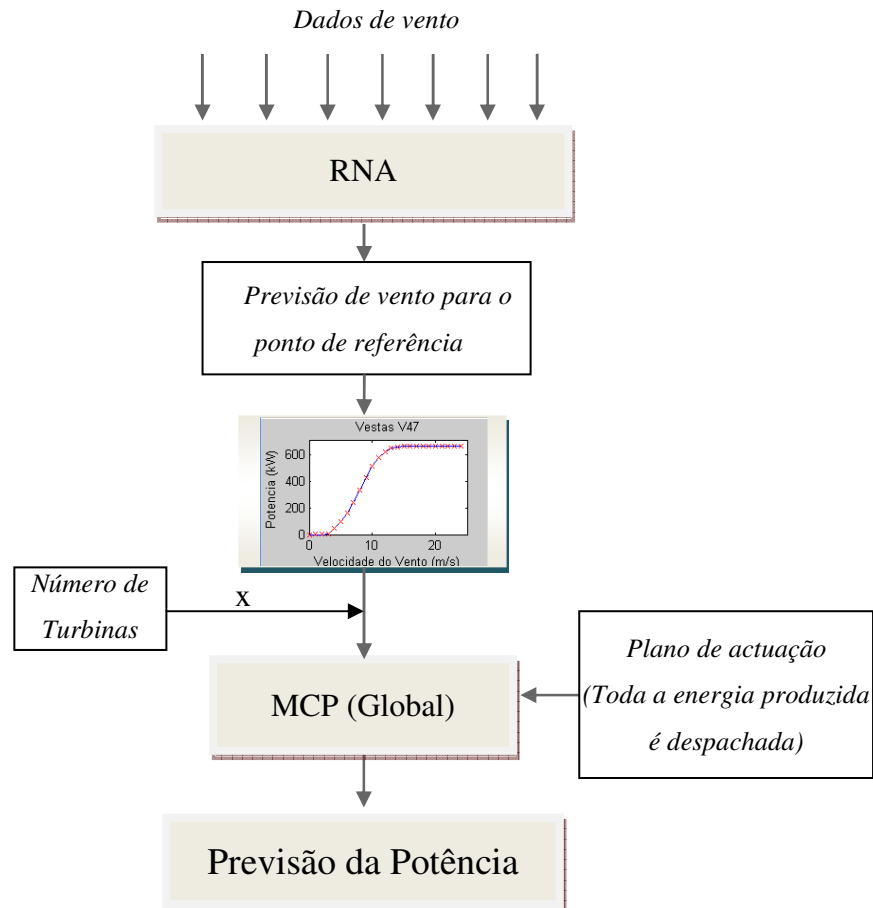


Figura 7-9 – Modelo MCP para o Parque A.

Para a previsão do vento a 24 horas foi seleccionado o dia 13 de Julho de 2004. Os resultados obtidos podem ser observados na Figura 7-10, enquanto os valores do erro de previsão, seguindo os critérios referidos na secção 7.6.1, são apresentados na Tabela 12.

A Tabela 13 apresenta os mesmos indicadores da tabela anterior, mas referentes aos valores médios obtidos no período de teste (ano de 2004).

Tabela 12 – Erros para a previsão do valor da intensidade do vento nas próximas 24h – Parque A.

| EQM   | REQM  | EAM   | EPAM  |
|-------|-------|-------|-------|
| 1.097 | 1.047 | 0.793 | 0.095 |

Tabela 13 – Valores médios dos erros na previsão a 24 h (ano 2004) – Parque A.

| EQM   | REQM  | EAM   | EPAM  |
|-------|-------|-------|-------|
| 3.287 | 1.736 | 1.461 | 0.166 |

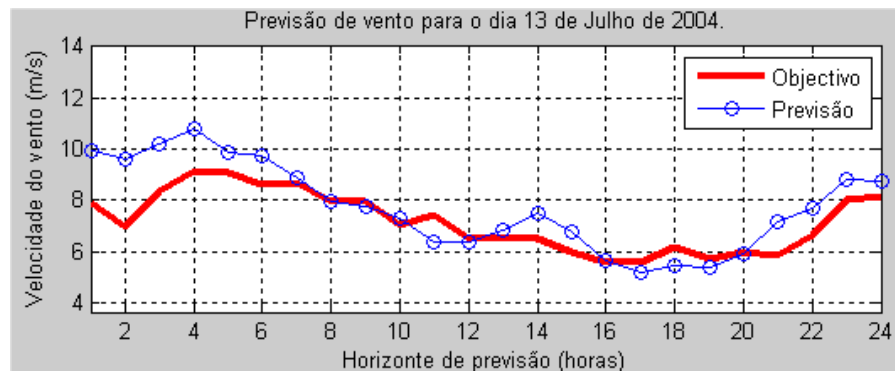


Figura 7-10 – Previsão de vento para o dia 13 de Julho de 2004.

Com os resultados da previsão acima indicados, é agora possível passar da previsão de vento para a previsão da potência produzida pelo parque nas próximas 24 h (MCP global). A Figura 7-11 mostra essa previsão comparando-a com a potência efectivamente produzida pelo parque.

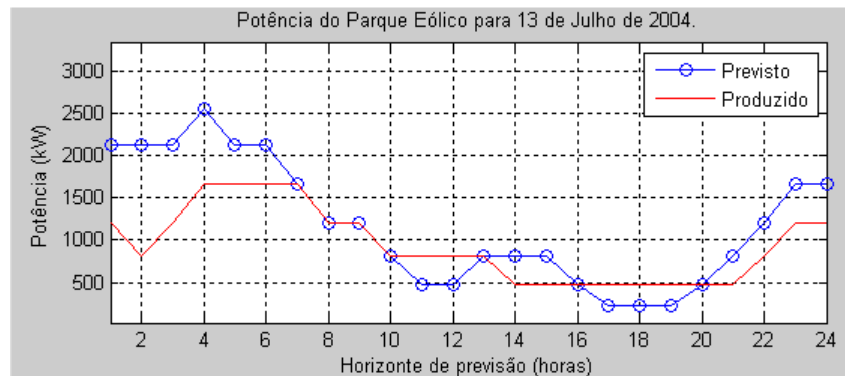


Figura 7-11 – Previsão da potência para o dia 13 de Julho de 2004.

Como pode verificar-se pela análise das Figura 7-10 e da Figura 7-11, pequenos erros na previsão da velocidade do vento (ver Figura 7-12) são amplificados no cálculo da potência, pelo facto já referido na (Eq. 2-6), de esta ser função de uma potência cúbica da velocidade do vento.

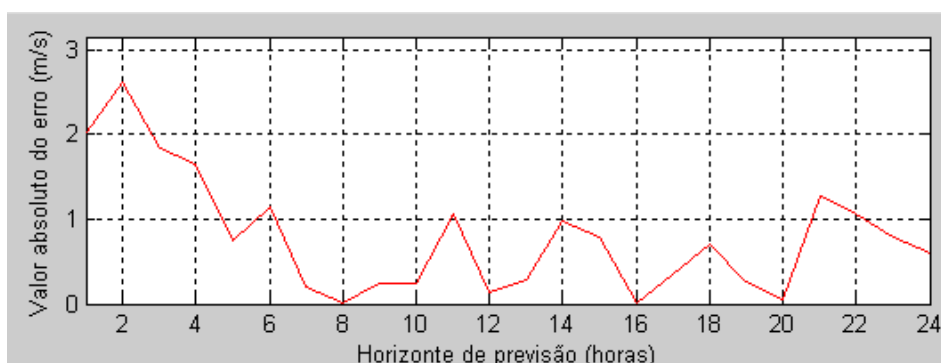


Figura 7-12 – Evolução do valor absoluto do erro de previsão ao longo das 24 horas.

Para o cálculo dos erros de previsão, e porque os valores da potência são elevados, foi usada a metodologia proposta por Madsen e descrita na secção 7.6.1. Os valores obtidos podem ser observados na Tabela 14.

Tabela 14 – Erros de previsão para a intensidade do vento nas próximas 24h (Critério de Madsen) – Parque A.

| Potência Produzida (Total) | Potência Prevista (Total) | Erro (%) | Critério de Madsen (Erro Médio nas 24 horas) |
|----------------------------|---------------------------|----------|----------------------------------------------|
| 28452                      | 22582                     | 1.26     | -0.0741                                      |

Os valores médios dos erros obtidos no período de teste (ano de 2004) podem ser observados na Tabela 15.

Tabela 15 – Valores médios dos erros na previsão a 24 h (Critério de Madsen) – Parque A.

| Erro (%) | Critério de Madsen (Erro Médio nas 24 horas) |
|----------|----------------------------------------------|
| 1.56     | -0.1554                                      |

Para as previsões a 72 horas, foi escolhido como data de início, o dia 10 de Maio de 2004. Este dia e os seguintes, apresentam variações acentuadas da intensidade do vento, pelo que se apresentam como um bom teste para efectuar a avaliação de desempenho do modelo de previsão. Os resultados obtidos podem ser observados através da Figura 7-13.

Para o cálculo dos erros de previsão, e pelas razões apresentadas anteriormente, foi usada também a metodologia proposta por Madsen. Os valores obtidos podem ser observados na Tabela 16. Como pode observar-se através desta tabela, tal como o esperado, o erro de previsão aumenta com o aumento do horizonte temporal.

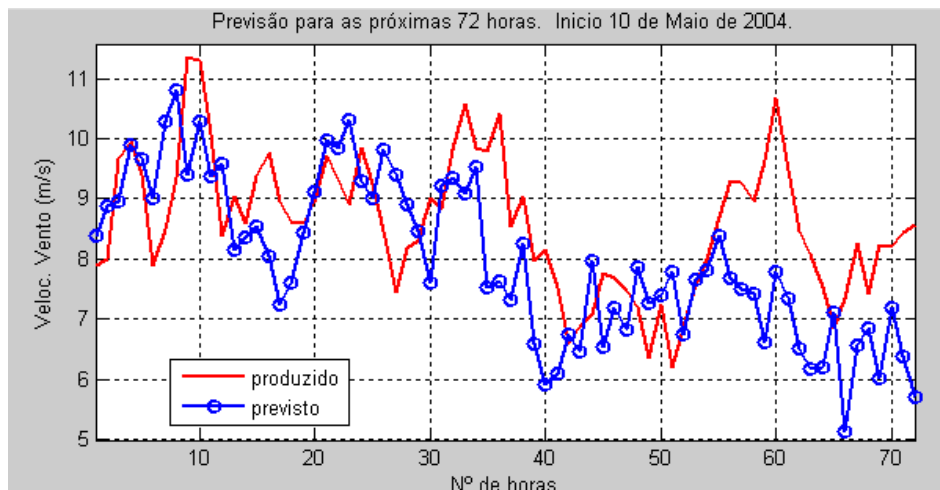


Figura 7-13 – Previsão da velocidade do vento para as próximas 72 horas.

Tabela 16 – Erros de previsão para o valor da intensidade do vento nas próximas 72h – Parque A.

|        | <b>EQM</b> | <b>EAM</b> | <b>RE</b> |
|--------|------------|------------|-----------|
| 1º dia | 0.9723     | 0.7971     | 2.5049    |
| 2º dia | 1.4412     | 1.0441     | 3.2861    |
| 3º dia | 2.0920     | 1.2831     | 3.9074    |

A Tabela 17 mostra os indicadores da tabela anterior, mas referentes aos valores médios obtidos no período de teste (ano de 2004).

Tabela 17 – Valores médios dos erros na previsão a 72 h (ano 2004) – Parque A.

|        | <b>EQM</b> | <b>EAM</b> | <b>RE</b> |
|--------|------------|------------|-----------|
| 1º dia | 3.0880     | 1.5005     | 1.4899    |
| 2º dia | 3.8212     | 1.5725     | 1.6719    |
| 3º dia | 4.4905     | 1.7943     | 1.6180    |

Com estes resultados a potência prevista para o parque nas próximas 72 horas será a apresentada na Figura 7-14.

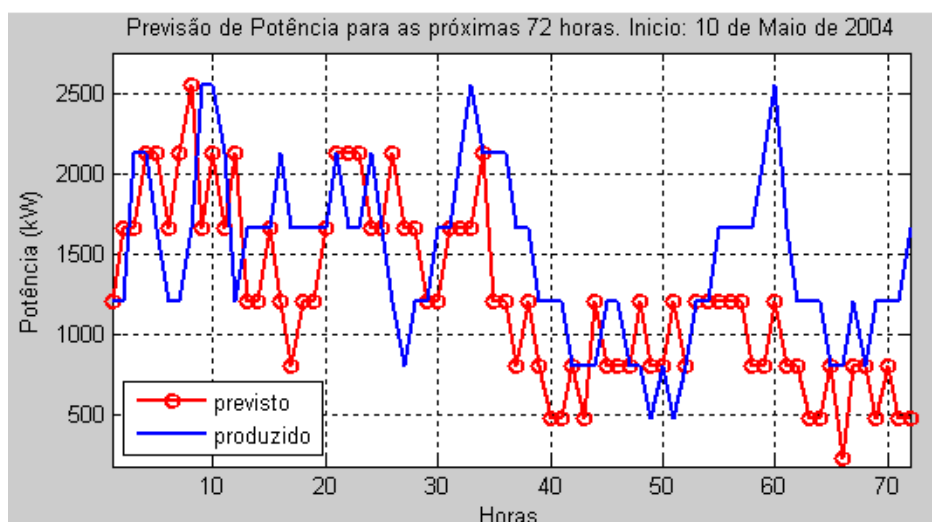


Figura 7-14 – Previsão da potência para as próximas 72 horas.

Como o efectuado para as previsões a 24 h, foi agora construída uma tabela (Tabela 18), que discretiza por dia de previsão os diversos erros.

Tabela 18 – Erros de previsão para a potência produzida pelo parque nas próximas 72h.

|        | <b>Potência<br/>Produzida</b> | <b>Potência<br/>Prevista</b> | <b>Erro<br/>(%)</b> | <b>Critério de Madsen</b> |            |           |
|--------|-------------------------------|------------------------------|---------------------|---------------------------|------------|-----------|
|        |                               |                              |                     | <b>EQM</b>                | <b>EAM</b> | <b>RE</b> |
| 1º dia | 42310                         | 41020                        | 3.1                 | 0.0290                    | 0.1432     | 2.0542    |
| 2º dia | 33935                         | 29011                        | 14.5                | 0.0293                    | 0.1393     | 1.2291    |
| 3º dia | 30574                         | 19934                        | 34.80               | 0.0411                    | 0.1611     | 1.8775    |

Os erros descritos na tabela anterior podem ser comparados analisando os valores médios dos erros obtidos para o período de teste (ano de 2004) com a análise da Tabela 19.

Tabela 19 – Valores médios obtidos para os erros (ano de 2004 – Parque A).

|        | Erro (%) | Critério de Madsen |        |        |
|--------|----------|--------------------|--------|--------|
|        |          | EQM                | EAM    | RE     |
| 1º dia | 20.10    | 0.0314             | 0.1422 | 2.2252 |
| 2º dia | 33.22    | 0.0455             | 0.1758 | 1.9082 |
| 3º dia | 48.93    | 0.0596             | 0.2055 | 2.7216 |

#### 7.9.1.2. Parque B

O cenário correspondente ao Parque B é respeitante a um parque eólico equipado com 4 turbinas Vestas V47 com 660kW de potência nominal e 4 turbinas V90 com 3MW de potência nominal cada. Corresponde a um cenário de possível ampliação do parque eólico de Paúl da Serra (descrito na secção anterior) para os 14.64 MW de potência instalada. Se bem que realista, não corresponde à actual situação do parque. Permitirá no entanto, testar cenários de desempenho do algoritmo desenvolvido.

Para teste do algoritmo CPPE será criado um cenário de limitação de potência, por imposição da Curva de Carga da rede. Como referido na secção 7.8.1, esta curva exprime em termos horários, e para o horizonte temporal pretendido, a carga eléctrica que a rede deverá fornecer aos seus clientes de forma a satisfazer as suas necessidades em termos energéticos. Baseando-nos no perfil típico de uma curva de carga (Dragoon et Milligan 2003), foi criado um cenário onde foi estabelecido por contracto, que 15% das necessidades da rede seriam garantidas hora a hora por fonte eólica. A curva de consumo criada para o cenário, e a respectiva participação eólica ao longo de um cenário de fornecimento de 24 horas encontra-se representada na Figura 7-15.

Este cenário não é actualmente muito comum nos mercados de energia contudo, representa uma situação mais complexa, em termos de controlo, do que a simples apresentação duma proposta de produção baseada na previsão do vento

Do lado do produtor eólico, em face dos resultados das previsões de vento para o dia em causa, como pode verificar-se pela análise da Figura 7-17, valores de contribuição eólica acima dos 15% podem não ser garantidos (principalmente nas horas de maior consumo) pelo parque.

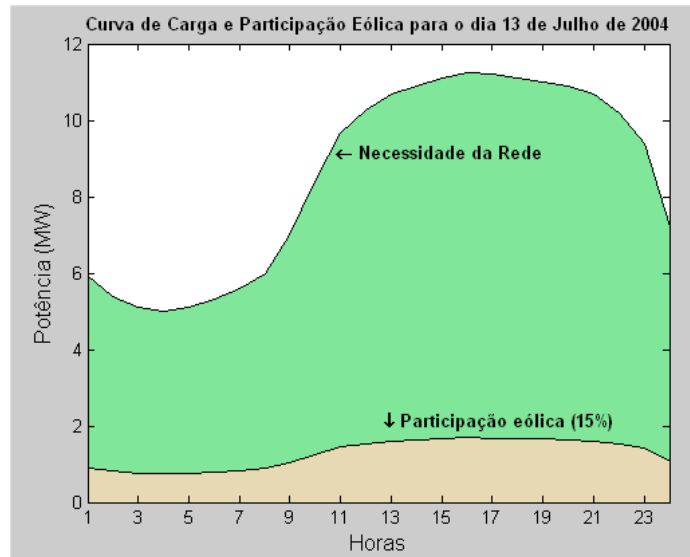


Figura 7-15 – Curva de Carga sendo 15% de produção eólica (próximas 24h).

O cumprimento da cota eólica necessita por um lado de uma previsão precisa do potencial eólico para o horizonte temporal definido, e por outro uma estratégia de limitação de potência. Significa que, para além da necessidade de uma cuidada previsão de vento para o horizonte temporal definido, haverá também a necessidade de fazer uma criteriosa selecção das turbinas em funcionamento, de forma a cumprir a cota eólica horária estabelecida. O algoritmo CPPE irá permitir o cumprimento do objectivo, disponibilizando hora a hora e para o horizonte temporal pretendido, a conjugação de turbinas do parque que deverão estar em funcionamento para que o objectivo possa ser conseguido, ou seja, que hora a hora o valor da energia contratualizada seja o mais próximo possível da energia disponibilizada pelo parque para a rede.

Foi contabilizado no exemplo que a seguir se ilustra, um cenário de penalizações por incumprimento de contrato. Assim por cada kWh contratualizado mas não produzido haverá uma penalização (50% do valor do kWh contratualizado), para valores produzidos acima do valor contratualizado haverá também uma penalização (10% do valor do kWh contratualizado).

No entanto valores dentro de uma gama de  $\pm 5\%$  do valor do contrato não serão objecto de penalização.

Com este cenário de penalizações, a importância de uma boa previsão é essencial. O horizonte de previsão será de 24h, tendo o dia 13 de Julho de 2004 sido o escolhido, não só por apresentar uma variação acentuada de vento ao longo de todo o dia, mas particularmente porque à hora de maior necessidade da rede apresentar uma previsão de baixos valores para a intensidade do vento. O cenário de previsão é o exposto na Figura 7-16.



Figura 7-16 – Previsão de vento para as próximas 24h.

Com a previsão de vento foi construído um cenário de previsão de produção do parque para as próximas 24 h. A Figura 7-17 mostra este cenário em paralelo com o valor da energia eólica contratualizado com a rede. A análise desta figura, permite concluir que se a estimativa de produção baseada na previsão de vento estiver correcta, o valor contratualizado com a rede hora a hora poderá ser sempre cumprido, mesmo incluindo a situação mais crítica (entre as 16 e as 20 h). No entanto, como também pode ser observado através da mesma figura, nas restantes horas do dia haverá um excedente de potência produzida pelo parque, o que implicará a necessidade de hora a hora existir um controlo sobre a potência a produzir pelo parque, para não exceder o valor contratualizado com a rede.

Como pode ser observado através da figura, este cenário de previsão de produção para o parque implica que há um grande potencial de produção que não é aproveitado. Num futuro próximo, com a popularização dos sistemas de armazenamento de energia, o excesso seria reservado para próximas necessidades.

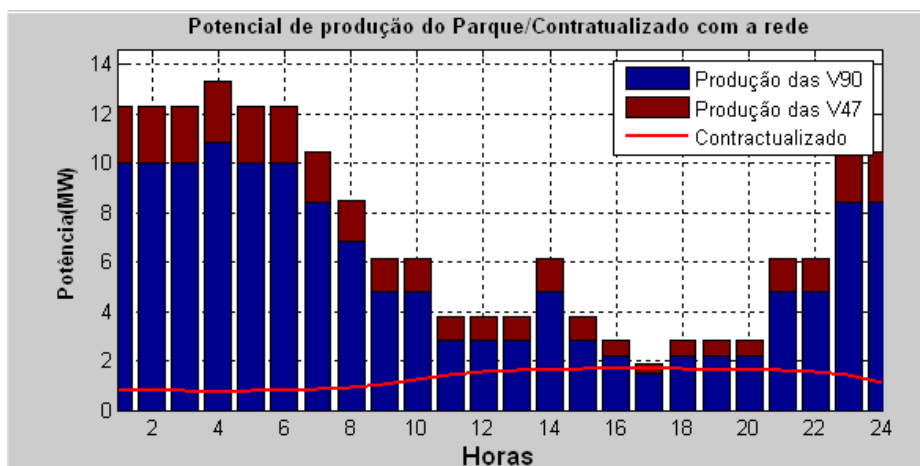


Figura 7-17 – Previsão da produção do parque versus contratualizado com a rede para as próximas 24h.

A gestão da potência produzida pelo parque, que implicará uma gestão das máquinas que hora a hora deverão estar em funcionamento, será feita recorrendo ao algoritmo CPPE com os resultados que agora se apresentam.

Uma análise comparativa entre a previsão da intensidade do vento e os dados reais obtidos (ver Figura 7-18), permite concluir que a previsão subestimou a intensidade do vento particularmente nas horas de maior necessidade (entre as 16 e as 20 h). Trabalhando o parque com excesso de potência, significa também que a cota eólica negociada com a rede para este dia poderia ter sido aumentada. Por outro lado, e no sentido inverso, se a previsão sobrestimar o valor da intensidade do vento, o excesso de potência com que o parque trabalha, permite assegurar igualmente (dentro de certos limites) o valor contratualizado com a rede eléctrica.

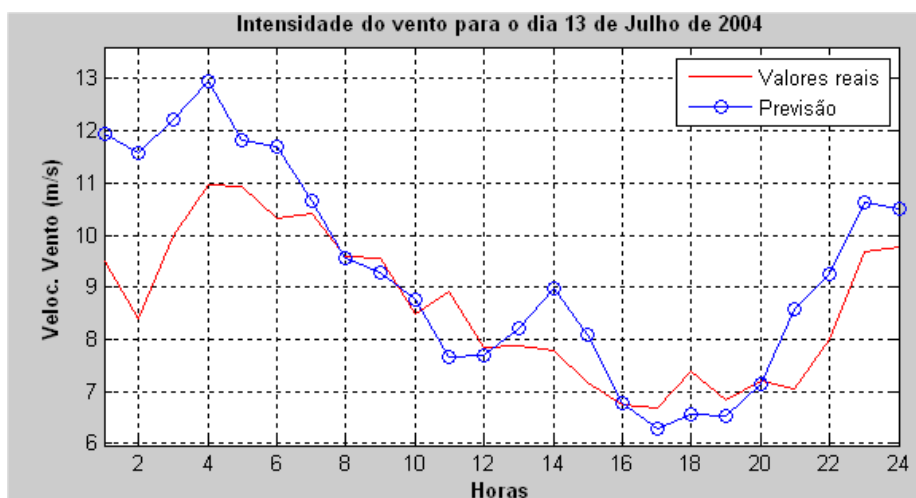


Figura 7-18 – Intensidade do vento para o dia 13 de Julho de 2004 (previsão e dados reais).

Para assegurar um valor o mais próximo possível do contratualizado, de forma a não implicar o pagamento de penalizações à rede por parte do parque, é feito em algumas turbinas o controlo de potência. Foi assumido neste exemplo que as turbinas poderão assumir 4 estados (0,50,80,100), correspondendo respectivamente à turbina desligada, ou então a 50, 80 e 100% da sua potência.

A distribuição horária do número de turbinas em funcionamento por modelo de forma a garantir o contratualizado com a rede, está ilustrado na Figura 7-19.

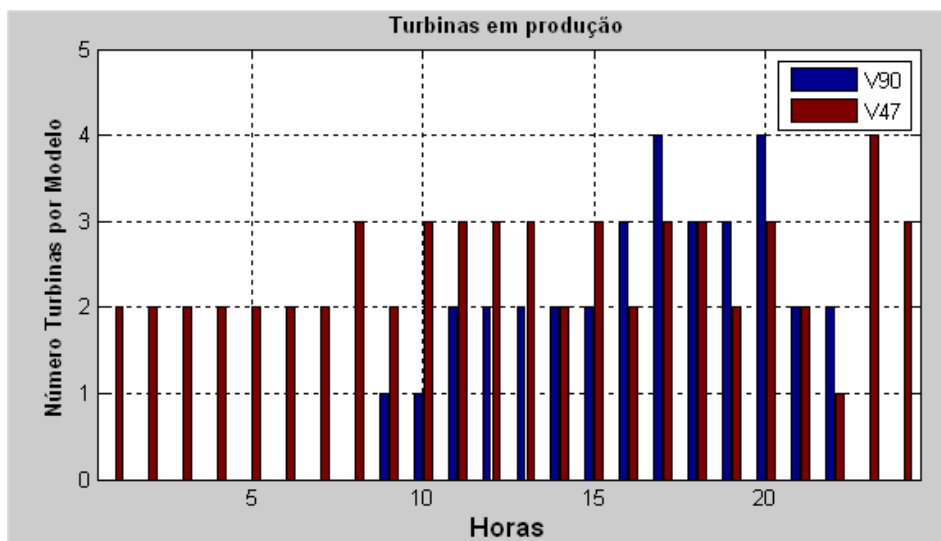


Figura 7-19 – Distribuição horária das turbinas em funcionamento.

Para o modelo V90 da Vestas a Tabela 20 mostra hora a hora e por turbina, o valor em percentagem da potência produzida.

Tabela 20 – Distribuição horária das turbinas Vestas 90 (% potência).

| Hora      | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8  | 9  | 10 | 11 | 12  | 13 | 14 | 15  | 16  | 17  | 18  | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 |
|-----------|---|---|---|---|---|---|---|---|----|----|----|----|-----|----|----|-----|-----|-----|-----|----|----|----|----|----|
| Turbina 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 50 | 0  | 50 | 0  | 50  | 50 | 0  | 100 | 100 | 50  | 100 | 50 | 50 | 0  | 0  | 0  |
| Turbina 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0  | 50 | 0  | 50 | 100 | 50 | 0  | 50  | 100 | 100 | 80  | 50 | 0  | 50 | 0  | 0  |
| Turbina 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0  | 0  | 0  | 0  | 0   | 0  | 80 | 0   | 80  | 100 | 0   | 50 | 0  | 0  | 0  | 0  |
| Turbina 4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0  | 0  | 80 | 80 | 0   | 0  | 80 | 100 | 100 | 0   | 80  | 80 | 50 | 50 | 0  | 0  |

Para o modelo V47 a estratégia seguida foi a mesma, sendo que o número de turbinas em actividade com controlo de potência é dado hora a hora pela Tabela 21.

Tabela 21 – Distribuição horária das turbinas Vestas 47 (% potência).

| Hora      | 0  | 1   | 2   | 3  | 4   | 5   | 6   | 7  | 8  | 9   | 10  | 11  | 12  | 13 | 14  | 15  | 16  | 17 | 18  | 19  | 20 | 21  | 22  | 23 |
|-----------|----|-----|-----|----|-----|-----|-----|----|----|-----|-----|-----|-----|----|-----|-----|-----|----|-----|-----|----|-----|-----|----|
| Turbina 1 | 0  | 50  | 0   | 50 | 0   | 0   | 80  | 80 | 80 | 50  | 100 | 0   | 0   | 50 | 80  | 0   | 0   | 50 | 0   | 100 | 0  | 0   | 50  | 50 |
| Turbina 2 | 80 | 100 | 0   | 0  | 50  | 0   | 0   | 80 | 0  | 0   | 0   | 80  | 80  | 80 | 0   | 0   | 100 | 80 | 0   | 50  | 0  | 0   | 80  | 0  |
| Turbina 3 | 80 | 0   | 50  | 80 | 100 | 100 | 100 | 50 | 80 | 50  | 80  | 100 | 50  | 0  | 50  | 100 | 100 | 0  | 50  | 80  | 80 | 0   | 100 | 80 |
| Turbina 4 | 0  | 0   | 100 | 0  | 0   | 50  | 0   | 0  | 0  | 100 | 50  | 80  | 100 | 0  | 100 | 100 | 50  | 50 | 100 | 0   | 50 | 100 | 50  | 80 |

Adoptando os valores obtidos pelo algoritmo CPPE e referenciados nas duas anteriores tabelas, estimou-se a produção do parque. A comparação entre este valor e o valor contratualizado com a rede pode observar-se na Figura 7-20.

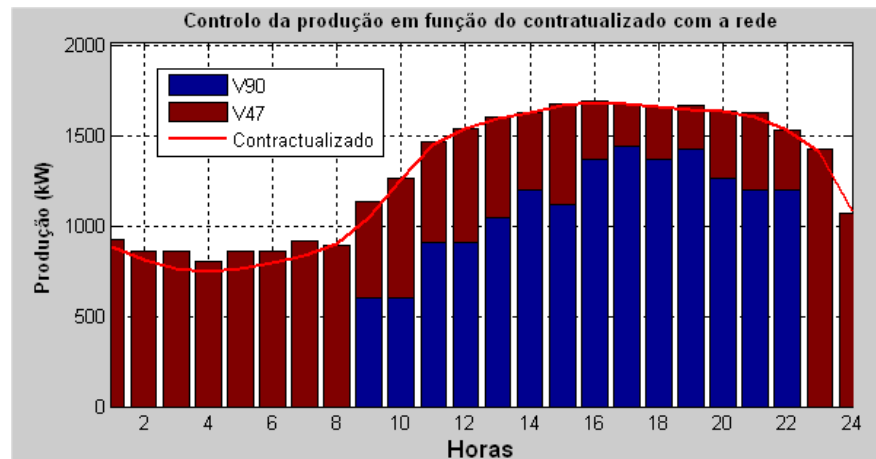


Figura 7-20 – Produção estimada do parque versus produção contratualizada.

Tinha sido estabelecida previamente a margem de  $\pm 5\%$  para o limite da diferença entre o valor contratualizado e o valor fornecido pelo parque. O gráfico que ilustra estes limites do contrato e a produção prevista para o parque é apresentado na Figura 7-21.

Como pode inferir-se através do perfil da curva é particularmente importante assegurar a cota eólica nas horas de pico (habitualmente entre as 14 e as 20h), o que, como pode ser observado através da figura anterior é complementemente atingido seguindo a metodologia imposta pelo algoritmo CPPE. No entanto, nas primeiras horas (entre as 2 e as 7h), verifica-se o não cumprimento integral do contrato, o que implicará penalizações. Por esta razão, procedeu-se a uma alteração nos 4 estados que as turbinas podem tomar em termos de fracção de potência produzida para (0,40,80,100).

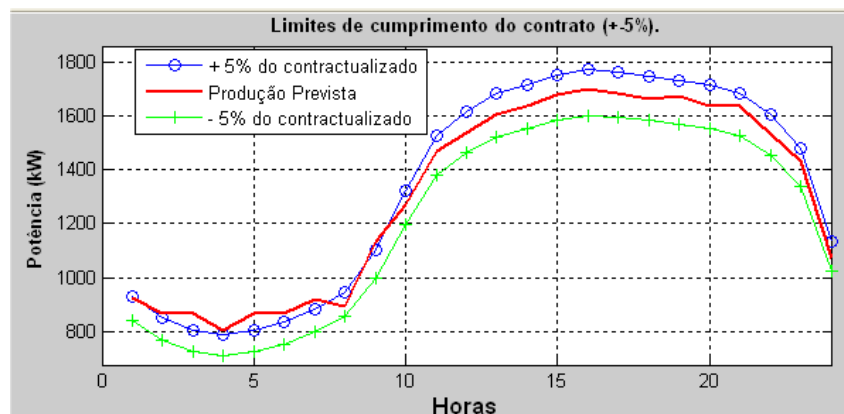


Figura 7-21 – Gráfico dos limites de tolerância ( $\pm 5\%$ ) entre o valor contratualizado e o valor fornecido.

Como se procedeu a uma alteração de 50 para 40% no segundo estado, ou seja, promove-se um ajuste mais “fino”. Os resultados serão mais precisos, sendo que agora ao longo de todo o período de previsão, como a Figura 7-22 ilustra, os limites de cumprimento do contrato integralmente respeitados.

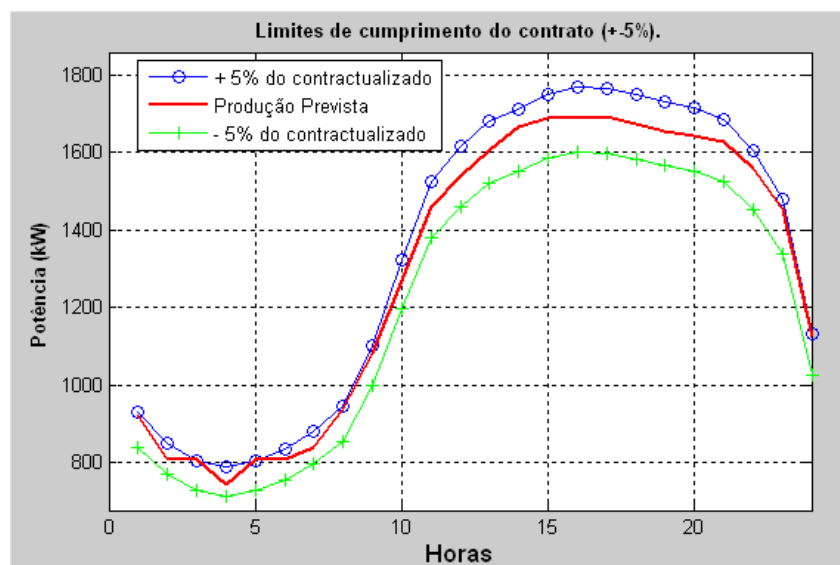


Figura 7-22 – Novo grafico com os limites de tolerância ( $\pm 5\%$ ) entre o valor contratualizado e o valor fornecido.

## 7.10 CONCLUSÕES

Neste capítulo foi posta a tónica na necessidade de uma gestão mais eficiente em termos de parques eólicos. De facto, a aposta actual na energia eólica, implica um aumento da penetração

eólica ao nível da rede eléctrica nacional. Esta nova realidade implica a necessidade de os sistemas de distribuição e transmissão de energia eléctrica desenvolverem novos conceitos relacionados com a monitorização, controlo e gestão destas unidades de produção, considerando nomeadamente questões como, restrições da rede e o funcionamento do mercado de electricidade.

Neste capítulo foi apresentado um algoritmo para gestão de parques eólicos (CPPE), pensando nas novas realidades de mercado que se avizinham. O algoritmo foi desenvolvido no intuito de contribuir para uma melhor controlabilidade da produção do recurso eólico visando respeitar as instruções emanadas do sistema de despacho central (eventualmente por contrato) vindas do operador do sistema de transporte.

Os resultados apresentados, testando o desempenho do algoritmo em dois parques eólicos, foram bastante promissores, indicando claramente a utilidade e a necessidade deste tipo de algoritmos, num mercado futuro de electricidade que contará necessariamente e cada vez mais com o aumento da produção eólica.

## Capítulo 8

### CONCLUSÕES

#### 8.1 PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES

A contribuição principal desta dissertação consistiu no desenvolvimento um algoritmo para gestão de parques eólicos, que inclui, quer a possibilidade de despacho total, quer a possibilidade de limitação da energia produzida pelo parque.

A actual legislação permite a possibilidade de despachar toda a energia produzida por fonte eólica. Se a isto juntarmos, a boa disponibilidade do recurso eólico no nosso país, uma remuneração que se apresenta bastante atractiva, e também à maturidade que a tecnologia actualmente apresenta, estão reunidos os principais factores que explicam muito do actual protagonismo desta fonte energética.

Apesar da situação actual, é no entanto fortemente expectável que, com o crescimento continuado do mercado de geração eólica, num futuro próximo, numa lógica de mercado de electricidade, esta situação se altere: os produtores eólicos poderão ter de concorrer no mercado de energia em condições de igualdade face, nomeadamente através da obrigatoriedade da oferta de uma curva de produção. No caso da necessidade de cumprir uma curva de produção pré-contratualizada, torna-se imperativo controlar a potência das turbinas do parque ou mesmo proceder à paragem completa de algumas delas. O controlo da produção, deverá ser idealmente feito de modo a que, em cada momento, a potência a fornecer à rede seja tão próxima quanto possível do valor contratualizado.

Neste sentido ao longo desta dissertação procurou-se com as contribuições que a seguir se enumeram, dar um pequeno contributo no sentido de reforçar a ideia de que as energias renováveis, e em particular a energia eólica, possam ser um substituto viável para os combustíveis fósseis.

No capítulo 4 é feita a modelação de uma turbina eólica de velocidade variável. Com o modelo computacional desenvolvido foi possível, validar todas as opções tomadas durante o projecto. Foi verificado o comportamento das estratégias de controlo adoptadas e

implementado um controlador adaptativo para controlo do ângulo das pás da turbina, e verificado, através de simulação, o seu desempenho.

Foi finalmente analisado o comportamento global do sistema modelado, fazendo a sua avaliação por comparação com informação do fabricante (turbina real).

Tendo sempre por base dados fornecidos pelo fabricante, testou-se a qualidade dos resultados obtidos, tendo-se verificado que os resultados apresentados pelo modelo construído estão bastante próximos dos resultados apresentados pelo fabricante.

Saliente-se a particular relevância do comportamento do controlador adaptativo, que permitiu, nomeadamente na região acima da velocidade nominal onde é mais solicitado, que o modelo construído apresentasse um comportamento muito similar ao comportamento referenciado pelo fabricante da turbina, no que ao controlo do ângulo de passo das pás concerne.

O capítulo 6 descreveu uma nova metodologia (ASV) que consiste num modelo híbrido para selecção de variáveis e previsão da intensidade do vento, que inclui um AG como heurística para seleccionar a combinação de variáveis mais apropriada para o processo de previsão, e uma RNA como função de avaliação desse AG. O modelo foi depois aplicado usando dados meteorológicos reais, para efectuar previsões da intensidade de vento em horizontes temporais de 24 e 72 horas. Os resultados foram bastante promissores em ambos os horizontes temporais quando comparados com métodos clássicos.

No capítulo 7 foi apresentado um modelo de controlo adaptativo para a potência produzida por um parque eólico em tempo real (ou preditivo a curto prazo). Sendo capacidade de gerir a integração de geração eólica na rede eléctrica dependente essencialmente, da previsão da potência eólica, é apresentado, um algoritmo (CPPE) para permitir fazer a gestão de parques eólicos, que inclui a possibilidade de despacho, e a possibilidade de limitação da energia produzida pelo parque. O algoritmo é baseado em técnicas de IA como as RNA e os AG. As RNA permitem fazer a previsão do recurso, e também, uma aproximação à curva de potência de cada uma das máquinas que compõem o parque eólico. O AG fará, no espaço temporal desejado (na situação de limitação de potência), o escalonamento das turbinas que deverão estar em funcionamento com vista a permitir alcançar o objectivo desejado.

Dados relativos a um parque eólico existente na Ilha da Madeira são utilizados como teste para avaliação do modelo proposto.

O processo de controlo da produção será essencial num futuro próximo, no qual a energia eólica entrará no mercado em igualdade de circunstâncias com as outras tecnologias, tendo de apresentar propostas de produção (previsivelmente de curto prazo) baseadas na curva de produção para o horizonte temporal definido.

As simulações efectuadas, usando as metodologias e os modelos desenvolvidos com dados reais, permitem obter resultados que evidenciam que é possível obter uma curva de produção eólica bastante apropriada à curva proposta. Esta boa qualidade dos resultados obtidos parece sustentar a abordagem adoptada.

## 8.2 PERSPECTIVAS DE DESENVOLVIMENTO

Como pode ser observado ao longo desta dissertação, o processo de previsão pode ser uma tarefa bastante complexa. Certamente muito haverá ainda a fazer nesta área. O que este trabalho muito modestamente procurou mostrar é que na área do controlo adaptativo, a introdução de ferramentas próprias da IA permite uma melhoria de resultados significativa ao nível da previsão.

Se as previsões a curto prazo beneficiam claramente destas técnicas, já para previsões a mais longo prazo, os resultados já não se apresentam tão interessantes. Significa que esta área da previsão a médio e longo prazo se apresentará num futuro próximo como um desafio para esta e novas técnicas que entretanto venham a aparecer.

Qualquer trabalho de investigação como este não tem um fim, mas apenas um intervalo. Diversos poderão ser os seus cenários de continuação, por exemplo:

- Integração do controlo preventivo e do controlo adaptativo “on-line”;
- Integração do armazenamento e gestão activa integrada deste dispositivo com o controlo da produção;
- Optimização de custos face a cenários (carga, vento, etc.).

com a certeza porém que com estes ou outros cenários, este trabalho prosseguirá.



## REFERÊNCIAS

- Ackermann, T., e Soder L. *An overview of wind energy-status 2002*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 6, no. 1-1, pp67-128, 2002.
- Agency, I. E. "Variability of wind power and other renewables." *Technical report*, 2005.
- Ahlstrom et al, Ahlstrom, M., Jones, L., Zavadil, R., Grant, W. "The future of wind forecasting and utility operation." *IEEE Power and Energy Magazine*, 2005: vol. 3(6), pp. 57-64.
- Akhmatov, V. *Induction Generators for Wind Power*. Multi-Science Publishing Company, Ltd, 2007.
- Alexiadis, M. C., Dokopoulos P. S., Sahsamanoglou H. S., Manousaridis I. M. "Short-Term Forecasting of Wind Speed and Related Electrical Power." *Solar Energy Vol.63, No 1*, pp. 61-68, 1998.
- Álvaro, R. "Energia Eólica em Portugal." *As Energias do Presente e do Futuro*. IST, 2005.
- Álvaro., R. *Parques Eólicos em Portugal - Setembro de 2006*. INEGI - Instituto de Engenharia Mecânica e Gestão Industrial, 2006.
- Åstron e Wittenmark, Åstron, K. J., Wittenmark, B. *Adaptive Control*. Addison-Wesley, 1995.
- AWEA, - American Wind Energy Association. "Wind Energy Applications Guide. Washington." <http://www.awea.org>. 2001. (accessed 2008).
- Bansal, R. C., T. S. Bhatti, and D. P. Kothari. "On some of the design aspects of wind energy conversion systems." *Energy Conversion and Management*. 2002. 43:2175-2187.
- Betz. "Wind-Energie und ihre Ausnutzung durch Windmühlen." 1926.
- Box and Jenkins, Box G., and Jenkins, G. *Time Series Analysis: Forecasting and Control*. San Francisco, USA: Holden Day, 1976.
- Burton et al, Burton, T., Shape, D., Jenkins N., Bossanyi E. *Wind Energy Handbook*. John Wiley & Sons, Ltd, 2004.
- Caiado, J. *Métodos de Previsão de Séries Temporais*. Setubal: Instituto Politécnico de Setubal - Escola Superior de Ciências Empresariais, 2006.

- Camblong, Haritza. *Minimization de L'impact des Perturbations D'origine Eolienne dans la Generation D'electricite par des aerogenerateurs a Vitesse Variable*. Bordeaux: Tesis Doctoral, L' École Nationale Supérieure D'Arts et Métiers, 2003.
- Castro, R. M. G. *Introdução à Energia Eólica. Energias Renováveis e Produção Descentralizada*. 3ª Edição. Universidade Técnica de Lisboa: Instituto Superior Técnico, 2007.
- CEPEL, M. N. et al. "Centro de Pesquisas de Energia Eléctrica. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro." <http://www.cresesb.cepel.br>. 2001. (accessed 2008).
- CGE. <http://www.cge.uevora.pt/cge>. 2008. (accessed Maio 2008).
- CGE., Centro de Geofísica de Évora. <http://www.cge.uevora.pt/>. 2008. (accessed Março 2008).
- COMPWIND. [http://www.fe.up.pt/si/projectos\\_geral.mostra\\_projecto?P\\_ID=1159](http://www.fe.up.pt/si/projectos_geral.mostra_projecto?P_ID=1159). 2006. (accessed Junho 2008).
- Cortez b), P., Neves J. "Redes Neurais Artificiais." *Universidade do Minho*, 2003.
- Cortez, P. "Modelos Inspirados na Natureza para a Previsão de Séries Temporais." Tese de Doutoramento, Universidade do Minho - Escola de Engenharia, Departamento de Informática, 2002.
- Cortez., P. *Algoritmos Genéticos e Redes Neurais na Previsão de Séries Temporais*. Braga, 1997.
- CRESESB. *Energia Eólica Princípios e Aplicações*. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito, 2007.
- CRESESB. <http://www.cresesb.cepel.br>. 2007. (accessed Maio 2008).
- Dany, G. "Power Reserve in Interconnected Systems with High Wind Power Production." *Proc. of the IEEE 2001 Porto Power Tech*. September, Porto, 2001.
- Davenport, A. G. *Boundary Layers*. Wind Engineering Group, 2004.
- Dewi. "Guideline for the evaluation of the electrical characteristics of a wind turbine regarding grid integration." Wilhelmshaven, 1994.
- Doherty et al, Doherty, R., O' Lalley, M. "A new approach to quantify reserve demand in systems with significant installed wind capacity." *IEEE Transactions on Power Systems*, 2005: vol. 20(2), pp. 587-595.
- Domingos, D. [http://jddomingos.ist.utl.pt/METEO/ENERGIA\\_EOLICA\\_Expresso.pdf](http://jddomingos.ist.utl.pt/METEO/ENERGIA_EOLICA_Expresso.pdf). 2005. (accessed 2005).

- Dragoon et Milligan, Dragoon K., Milligan M. *Assessing Wind Integration Cost with Dispatch Models: A Case Study of PacifiCorp*. NREL: National Renewable Energy Laboratory, 2003.
- Dutra, Ricardo. "Energia Eólica- Princípios e Tecnologias." [www.cresesb.cepel.br/tutorial/tutorial\\_eolica\\_e-book.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/tutorial/tutorial_eolica_e-book.pdf). 2008. (accessed 2008).
- DWIA. [www.acronymfinder.com/DWIA.html](http://www.acronymfinder.com/DWIA.html). 2008. (accessed Janeiro 2008).
- ENERCON. [www.enercon.com](http://www.enercon.com). 2008. (accessed 2008).
- Eriksen et al, Eriksen P., Ackerman T., Abildgaard H., Smith P., Winter W., Garcia J. R. "System Operation With High Wind Penetration - The Transmission Challenges of Denmark, Germany, Spain, and Ireland." *IEEE power & energy magazine*, November/December 2005.
- Estanqueiro, Ana. *Modelação Dinâmica de Parques Eólicos*. Universidade Técnica de Lisboa: Tese de Doutoramento, 1997.
- Estanqueiro., Ana. *Aproveitamento do potencial eólico sustentável em Portugal*. INETI - Instituto Nacional de Engenharia e Tecnologia Industrial, 2005.
- EWEA. "Large scale integration of wind energy in the European power supply: analysis, issues and recommendations." December, 2005.
- EWEA. "<http://www.ewea.org/index.php?id=11>." 2008. (accessed Maio 2008).
- Falcão, A. *Energias Renováveis*. Instituto Superior Técnico (IST), 2007.
- Fidalgo, J. N. "Operação de Redes Eléctricas Isoladas com Produção Eólica - contributo das redes neuronais." Tese de Doutoramento, FEUP, Porto, 1995.
- Gagnon, R. "Modeling and Real-Time Simulation of a Doubly-Fed Induction Generator Driven by a Wind Turbine." *International Conference on Power Systems Transients*. Montreal, Canada, 2005.
- Gallant, S. *Neural Network Learning and Expert Systems*. Cambridge, USA: MIT Press, 1993.
- Gasch, R., Twele, J. *Wind Power Plants: Fundamentals, Design, Construction and Operation*. Solarpraxis AG, 2002.
- Giebel et al, Giebel G., Brownsword, R., Kariniotakis, G. "Best practice in short-term forecasting. A user guide." *In Proceedings of the European Wind Energy Conference & Exhibition (EWEC 2007)*. Milan, 2007.
- Gil, Paulo. *II - Controlo Adaptativo*. DEE/UNL - Secção de Controlo e Decisão, 2002.

- Goldberg, D. E. *Genetic Algorithms in Search, Optimization, and Machine Learning*. New York: Addison-Wesley, 1989.
- GovPort. <http://www.min-economia.pt>. 2007. (accessed Maio 2008).
- Guey, Louise Guey-Lee. "Forces Behind Wind Power. EIA." [http://www.eia.doe.gov/cneaf/solar.renewables/rea\\_issues/wind.html](http://www.eia.doe.gov/cneaf/solar.renewables/rea_issues/wind.html). 2004. (accessed 2007).
- Hagan et al, Hagan M. T., M. B. *Training feedforward networks with the Marquardt algorithm*. IEEE Transactions on Neural Networks, Vol. 5, No. 6, p. 989-993, 1994, p. 989-993.
- Hanke, J., Reitsch A. *Buseness Forecasting*. Massachustess, USA: Third Edition, Allyn and Bacon, 1989.
- Hatziargyriou et al, Hatziargyriou N., Contaxis G., Matos M., Peças Lopes J., Vasconcelos H., Kariniotakis G., Meyer D., Halliday J., Dutton G., Dokopoulos P., Bakirtzis A., Stefanakis J., Gigantidou A., O'Donnell P., McCoy D., Fernandes J.M. "Preliminary Results From The More Advanced Control Advice Project For Secure Operation Of Isolated Power Systems With Increased Renewable Energy Penetration And Storage - More Care." *IEEE Porto Power Tech*, vol. 4, paper 317. September, Porto - Portugal, 2001.
- Hatziargyriou, N., et al. "Preliminary Results From the More Advanced Control Advice Project For Secure Operation of Isolated Power Systems." *IEEE Porto PowerTech*, vol.4, paper 317. Setember, Porto, 2001.
- Hau, E. *Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics*. Springer, 2006.
- Haykin, S. *Neural Networks - A Compreensive Foundation*. New Jersey, 2nd edition: Prentice-Hall, 1999.
- Heier, S. *Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems*. Wiley, 2006.
- Holland, J. H. *Adaptation in Natural and Artificial Systems*. Ann Arbor: University of Michigan Press, 1975.
- Horiuchi, N., Kawahito, T. "Torque and Power Limitations of Variable Speed Wind Turbines Using Pitch Control and Generator Power Control." *IEEE*. 2001.
- Hornik et al, Hornik K., Stinchcombe M., White H. *Multilayer feedforward networks are universal approximators*. Neural Networks 2, nº 5, p. 359-366, 1989.
- Jesus et al, Jesus F., Castro J. M., Rui M. G. *Equipamento Eléctrico dos Geradores Eólicos - Energias Renováveis e Produção Descentralizada*. Instituto Superior Técnico - Universidade Técnica de Lisboa, 2008.

- Kalogirou et al, Kalogirou S., Neocleous C., Pashiardis S., e Schizas C. "Wind Speed Prediction Using Artificial Neural Networks." *Proceedings of the European Symposium on Intelligent Techniques*. ESIT'99, Crete, Greece, 1999.
- Kariniotakis et al, . G. Kariniotakis, I. Marti, T. S. Nielsen, J. Tambke, J. Usaola, F. Dierich, A. Bocquet, S. Virlot. "Next Generation forecasting tools for the optimal management of wind generation." *PMAPS2006*. Stockholm, June, 2006.
- Kariniotakis, G., Pinson P., e Siebert N. "The State of the Art in Short-term Prediction of Wind Power - From an Offshore Perspective." *Proceedings of 2004 SeaTechWeek*. Brest, France, 2004.
- Kleber, Kleber Freire da Silva. "Controle e integração de centrais eólicas à rede eléctrica com geradores de indução duplamente alimentados." Tese de Doutoramento, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.
- Knox. *New Renewable Energy Sources - Technical Realities and Commercial Opportunities*. MDIS House: Chichester - West Sussex, 1993.
- KROHN, S. "<http://www.windpower.org>." *Danish Wind Turbine Manufacturers Association - Guided Tour on Windy Energy*. Copenhagen. 2001. (accessed 2007).
- Kulka, Arkaiusz. *Pitch and Torque Control of Variable Speed Wind Turbines*. Master Thesis, Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden, 2004.
- Leithead, W.E., Connor B. *Control of Variable Speed Wind Turbines: Design Task*. International Journal of Control, Vol.73(13),pp. 1189-1212, 2000.
- Lemos e Bernardino, Lemos M. J. e Bernardino A. 7 - *Controlo Adaptativo*. <http://users.isr.ist.utl.pt/~alex/micd0506/micd7a.pdf>, Maio 2005.
- Liserre et al, Liserre, M., Teodorescu R., Rodriguez P. "Overview of Electrical System for Wind Energy Conversion." *Power Electronics for Renewable Energy Systems Course*. Politecnico di Bari, Italy, 2006.
- Lucas, Diogo C. "Algoritmos Genéticos: uma Introdução." Março 2002. <http://www.inf.ufrgs.br/~alvares/INF010481A/ApostilhaAlgoritmosGeneticos.pdf> (accessed Janeiro 2008).
- Ma, X. "Adaptive Extremum Control and Wind Turbine Control." PhD thesis, Technical University of Denmark, 1997.

- Madsen et al., Madsen H., Kariniotakis G., Nielsen H., Nielsen T., e Pinson P. "A Protocol for Standardizing the Performance Evaluation of Short-Term Wind Power Prediction Models." 2004.
- Makvandi, P., Jassbi J., e Khanmohammadi S. "Application of Genetic Algorithm and Neural Network in Forecasting with Good Data." *Proceedings of the 6th WSEAS Int. Conf. on Neural Networks*. Lisboa, Portugal, June 16-18, 2005. pp. 56-61.
- Manwell, J. F. *Wind Energy Explained - Theory, Design and Application*. John Wiley & Sons, 2002.
- Marín et al, Marín, J. P. D., Kaiser, A. S., Robles, A. V., Forte, F. *La energia eólica en la Comunidad Autónoma de la Región de Murcia*. Agencia de Gestión de Energia de la Región de Murcia, 2003.
- Marques, Jefferson. "Turbinas Eólicas: Modelo, Análise e Controle do Gerador de Indução com Dupla Alimentação." Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Maria, Brasil, 2004.
- MathWorks, Inc. "MATLAB Neural Network Toolbox User's Guide, Versão 7.5.0, <http://www.mathworks.com>." 2007.
- McCulloch, W. S., Pitts W. "A logical calculus of ideas immanent in nervous activity." *Bulletin of Mathematical Biophysics*, No 5, pp. 115-133, 1943.
- ME. [http://www.portais.gov.pt/Portal/PT/Governo/GovernosConstitucionais/GC17/Ministerio/MEI/Comunicacao/Intervencoes/20070308\\_MEI\\_Int\\_Energia.htm](http://www.portais.gov.pt/Portal/PT/Governo/GovernosConstitucionais/GC17/Ministerio/MEI/Comunicacao/Intervencoes/20070308_MEI_Int_Energia.htm). 2008. (accessed Maio 2008).
- MEP4. "Programa E4 - Eficiencia Energética e Energias Endógenas; Setembro, Resolução do Conselho de Ministros nº 154/2001 de 27 de Setembro." 2001.
- Milborrow, D. "Penalties for intermittent energy sources." *PIU Energy Review*, 2001.
- Miranda et al, Miranda P. M. A., Valente M. A., Ferreira J. P. *Simulação numérica do escoamento atmosférico sobre a Ilha da Madeira: efeitos não lineares e de estratificação no estabelecimento do potencial eólico na zona do Paul da Serra*. Relatório Técnico Nº 9, Centro de Geofísica da Universidade de Lisboa, 2003.
- Mohrlen, C. "Uncertainty in Wind Energy Forecasting." Ph.D thesis, National University of Ireland, 2004.

- Montezano, B. E. M. *Modelo Dinâmico de Visualização de um Aerogerador com Velocidade de Rotação Variável e Controle de Passo em VRML*. Rio de Janeiro, Brazil, 137 pp: Projecto de Graduação, Departamento de Engenharia Elétrica, UFRJ, 2007.
- Moreira, A. L. *Neurotransmissores*. Apontamentos de Fisiologia (Ano Lectivo 2006/2007) , Faculdade de Medicina da Universidade do Porto, 2007.
- Mortensen et al, Mortensen, Niels G., Landberg, Lars, Troen, Ib, and Peterson, Erick L. *Wind Atlas Analysis and Application Program (WAsP)*. 1993.
- Mullane, A. P. *Advanced Control of Wind Energy Conversion Systems*. University College, Ireland: PhD Thesis, 2003.
- Müller et al, Müller S., Deicke M., De Doncker R. *Doubly Fed Induction Generator Systems for Wind Turbine*. IEEE Industry Application Magazine, 2002.
- NORDEX. <http://www.nordex-online.com/en/produkte-service/wind-turbines/n80-25-mw.html>. 2008. (accessed 2008).
- Nordex, N-50. <http://www.thewindpower.net/wind-turbine-datasheet-148-nordex-n50-800.php>. 2008. (accessed 2008).
- Novak, P. *On The Modelling and Partial-Load Control of Variable-Speed Wind Turbines*. Göteborg, Sweden: Chalmers University of Technology, 1995.
- Parmee, I. C. *Evolutionary and Adaptive Computing in Engineering Design*. Springer-Verlag, 2001.
- Patel, M. R. "Wind and Solar Power Systems." 1999.
- Patterson, D. *Artificial Neural Networks - Theory and Applications*. Singapore: Prentice Hall, 1996.
- Pérez, P., Jimenez P. A., Navarro J., Montavez J. P., Barquero C. G., Cueva A., Gonzalez-Rouco J. F., Valero F. "Using the MM5 model for wind prediction in a complex terrain site." *European Wind Energy Conference & Exhibition EWEC*. Madrid, Spain, 2003.
- Petersson, A. *Analysis, Modeling and Control of a Doubly-Fed Induction Generators for Wind Turbine*. Chalmers University of Technology, Göteborg: Thesis (Doctor of Philosophy) - Division of Electric Power Engineering, Department of Energy and Environment, 2005.
- Prajakta, K. S. *Time séries Forecasting using Holt-Winters Exponential Smoothing*. Kanwal Rekhi School of Informtion Technology, 2004.
- Rasila, M. *Torque and Speed Control of a Pitch Regulated Wind Turbine*. Sweden: Master Thesis, Chalmers University of Technology, 2003.

- REN. "Manual de Procedimento do Gestor de Sistema." <http://www.ren.pt>. 2006. (accessed Junho 2006).
- Rocha, M. <http://manuelrocha.blogspot.com/2008/02/alternativas-caprochosas.html>. Fevereiro 25, 2008. (accessed Maio 2, 2008).
- Rojas, R. *Neural Networks - A Systematic Introduction*. Germany: Springer-Verlag, 1996.
- Saraiva et al, J. P. T. Saraiva, J. L. P. P. Silva, e M. T. P. Leão. *Mercados de Electricidade - Regulação e Tarificação de Uso das Redes*. FEUPedições, 2002.
- Saraiva, João Tomé. "Mercados de Electricidade - Uma Introdução." FEUP, Portugal, 2006.
- Sfetsos, A. "A novel approach for the forecasting of mean hourly wind speed time series." *Renewable Energy*, No. 27, pp. 163-174, 2002.
- Sideratos & Hatziargyriou, Sideratos G., Hatziargyriou N. D. *An advanced statistical method for wind power forecasting*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, No. 1, 2007, 258-265.
- Simões, T. "Base de Dados do Potencial Energético do Vento em Portugal - Metodologia e Desenvolvimento ." Tese de Mestrado, Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa, 2004.
- Sloutweg, J. G., Kling, W. L. *The Impact of Large Scale Wind Power Generation on Power System Oscillations*. Electric Power Systems Research, vol. 67. pp. 9-20, 2003.
- Sousa, João Sousa. *Previsão de Produção em Parques Eólicos*. Tese de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2007.
- Thiringer, Torbjörn et Peterson, Andreas. *Control of a Variable-Speed Pitch-Regulated Wind Turbine*. Göteborg, Sweden: Chalmers University of Technology, 2005.
- Troen et al, Ib Troen e Erik Lundtang. *European Wind Atlas*. Roskilde, Dinamarca: Riso National Laboratory, 1989.
- TSO, European Transmission System Operators. *European Wind Integration Study (EWIS) Towards a Successful Integration of Wind Power into the European Electricity Grids*. Final Report, January, 2007.
- TSO., European Transmission System Operators. "European Wind Integration Study (EWIS) Towards a Successful Integration of Wind Power into the European Electricity Grids." Final Report, January, 2007.
- UCPT. [http://www.planotecnologico.pt/document/Doc\\_10.pdf](http://www.planotecnologico.pt/document/Doc_10.pdf). 2008. (accessed Janeiro 2008).

- UPME. *Guia para la utilización de la energia eólica para generación de energia eléctrica*. Bogotá - D.C.: UPME - Unidad de planeación minero energética, 2003.
- Vasconcelos, Helena. *Avaliação e Controlo de Segurança de Redes Interligadas com Grande Penetração Eólica com base em Métodos de Aprendizagem Automática*. Tese de Doutoramento: Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2007.
- Veiga, Álvaro. "A hybrid linear-neural model for time series forecasting." *IEEE Transactions on Neural Network*. 2000. V(11), pp. 1402-1412.
- Vestas. [www.vestas.com](http://www.vestas.com). 2008. (accessed 2008).
- Vestas-V47. <http://www.vestas.com/en/wind-power-solutions/wind-turbines/660-kw.aspx>. 2006. (accessed 2006).
- Vestas-V52. <http://www.vestas.com/en/wind-power-solutions/wind-turbines/kw.aspx>. 2008. (accessed 2008).
- Vestas-V82. "<http://www.vestas.com/en/wind-power-solutions/wind-turbines/1.65-mw.aspx>." 2008. (accessed 2008).
- Vestas-V90. <http://www.vestas.com/en/wind-power-solutions/wind-turbines/3.0-mw.aspx>. 2004. (accessed Maio 2008).
- Vihriala, H. *Control of Variable Speed Wind Turbines*. Tampere University of Tecnology: PhD thesis, 2002.
- Wehenkel. *Automatic Learning Techniques in Power Systems*. Kluwer Academic Publishers, 1998.
- Weigand, C. H., Lauw, H. K. and Marckx, D. A. *Variable-Speed Generation Subsystem Using the Doubly Fed Generator*. NREL, 1999.
- Wheellright et al, Wheellright, S. C., Makridakis, S., McGee, V. E. *Forecasting: Methods and Applications*. New York: 4<sup>a</sup> ed., John Wiley & Sons, 1985.
- Whitley, D. *A Genetic Algorithm Tutorial*. In *Statistics and Computing*, vol. 4, pp.65-85, 1994.
- Windenergy. 2005. (accessed Julho 2005).
- Yuan-Kang e Jing-Shan, Yuan-Kang, W., Jing-Shan, H. "A literature review of wind forecasting technology in the world." *In Proceedings of the IEEE Power Tech 2007*. Lausanne, Switzerland, 2007.



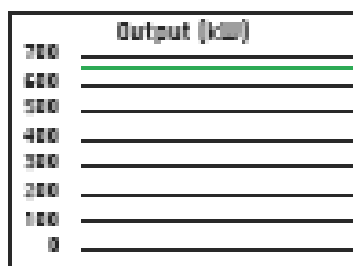
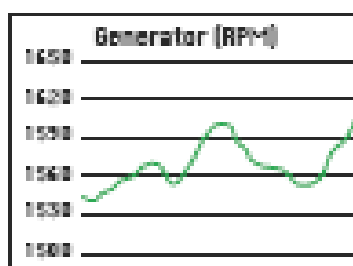
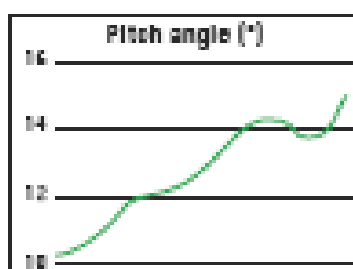
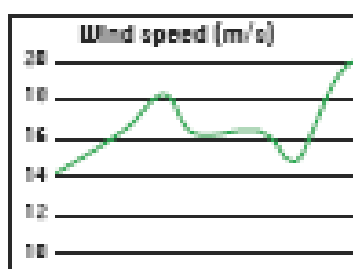
## **ANEXOS**



## Anexo 1:

# ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS DA TURBINA VESTAS V-47

Especificações técnicas retiradas do catálogo da turbina Vestas V47-660kW (Vestas 2008).



| ROTOR                        |                                                                                                                                                                      |                                   |
|------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------|
|                              | V47-660 kW                                                                                                                                                           | V47-660/200 kW                    |
| Diameter:                    | 47 m                                                                                                                                                                 | 47 m                              |
| Area swept:                  | 1,735 m <sup>2</sup>                                                                                                                                                 | 1,735 m <sup>2</sup>              |
| Revolution speed:            | 20.5                                                                                                                                                                 | 26/20                             |
| Number of blades:            | 3                                                                                                                                                                    | 3                                 |
| Power regulation:            | Pitch/OptiSlip®                                                                                                                                                      | Pitch/OptiSlip®                   |
| Air brake:                   | Feathered                                                                                                                                                            | Feathered                         |
| TOWER                        |                                                                                                                                                                      |                                   |
| Hub height (approx.)         | 40-45-50-55 m                                                                                                                                                        | 40-45-50-55-60-65 m               |
| OPERATIONAL DATA             |                                                                                                                                                                      |                                   |
| Cut-in wind speed:           | 4 m/s                                                                                                                                                                | 3.5 m/s                           |
| Nominal wind speed (660 kW): | 15 m/s                                                                                                                                                               | 16 m/s                            |
| Stop wind speed:             | 25 m/s                                                                                                                                                               | 25 m/s                            |
| GENERATOR                    |                                                                                                                                                                      |                                   |
| Large generator:             | Synchronous with OptiSlip®                                                                                                                                           | Synchronous with OptiSlip®        |
| Nominal output:              | 660 kW                                                                                                                                                               | 660 kW                            |
| Operational data:            | 50 Hz<br>690 V<br>1,515-1,650 rpm                                                                                                                                    | 50 Hz<br>690 V<br>1,515-1,650 rpm |
| Small generator:             |                                                                                                                                                                      | Synchronous                       |
| Nominal output:              |                                                                                                                                                                      | 200 kW                            |
| Operational data:            |                                                                                                                                                                      | 50 Hz<br>690 V<br>1,500-1,516 rpm |
| GEARBOX                      |                                                                                                                                                                      |                                   |
| Type:                        | Planet /parallel axes                                                                                                                                                | Planet /parallel axes             |
| CONTROL                      |                                                                                                                                                                      |                                   |
| Type:                        | Microprocessor-based control of all turbine functions with the option of remote monitoring, OptiSlip® output regulation and OptiTip® pitch regulation of the blades. |                                   |

A curva de potência desta turbina fornecida pelo fabricante para este modelo de turbina (Vestas-V47 2006) está representada na Figura A-1.

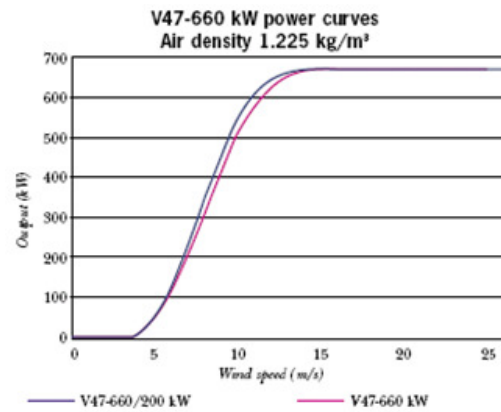


Figura A-1 – Curva de potência versus velocidade do vento.

## Anexo 2: MODELO DETALHADO EM MATLAB/SIMULINK DA TURBINA EÓLICA VESTAS V-47

O modelo construído foi baseado nos dados fornecidos pelo fabricante da turbina e já referidos no Anexo 1. Mais dados foram obtidos recorrendo a (Mullane 2003) e que se encontram na Tabela 22.

A ferramenta informática utilizada na construção do modelo foi o Matlab<sup>®</sup> – versão 7.0.1, com recurso às bibliotecas de blocos e interface gráfica do Simulink.

### Implementação do rotor da turbina

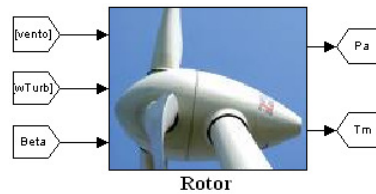


Figura A-2 – Bloco do rotor da turbina.

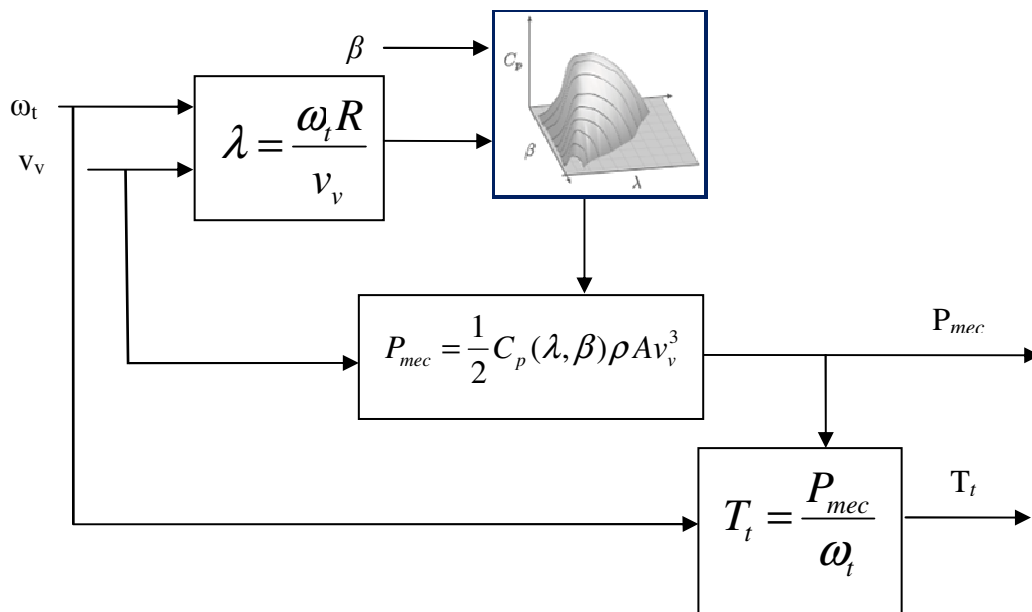


Figura A-3 – Diagrama de blocos do rotor da turbina.

### Implementação do controlador adaptativo

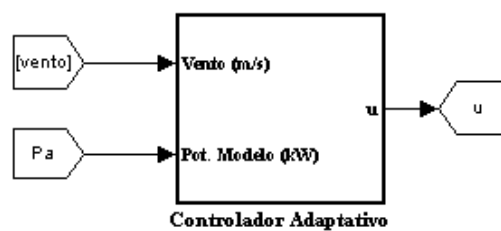


Figura A-4 – Bloco do controlador adaptativo.

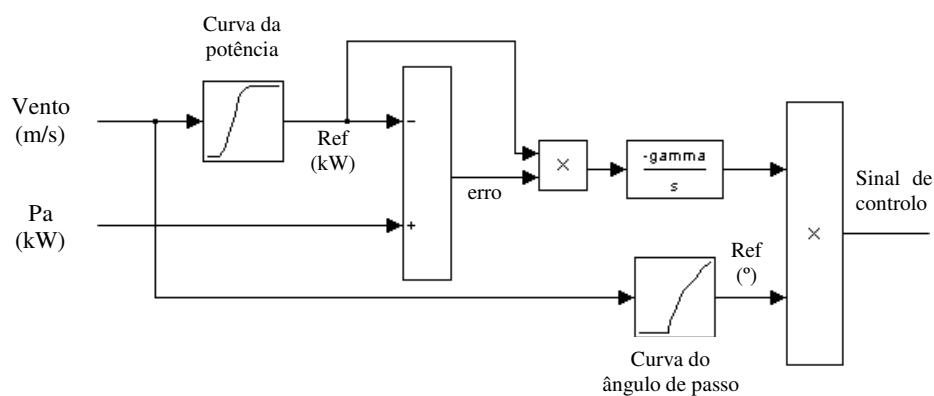


Figura A-5 – Diagrama de blocos do controlador adaptativo.

### Implementação da transmissão



Figura A-6 – Bloco da transmissão.

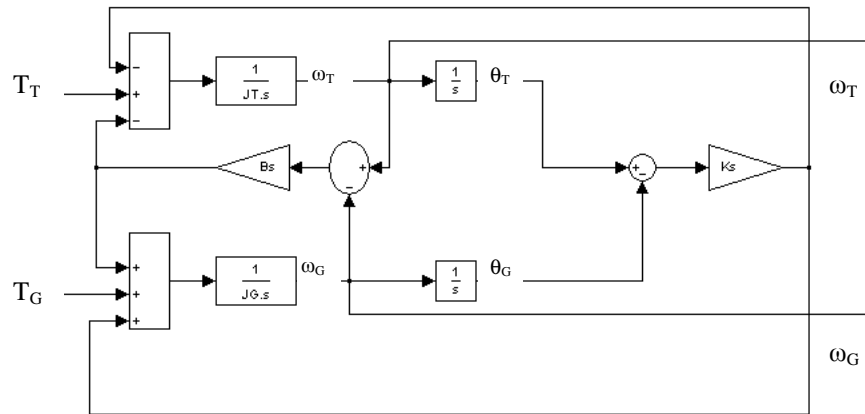
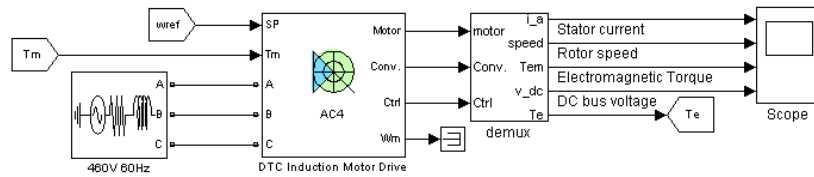


Figura A-7 – Diagrama de blocos da transmissão.

## Implementação do Gerador



AC4 - DTC Induction 200 HP Motor Drive

Figura A-8 – Bloco do gerador.

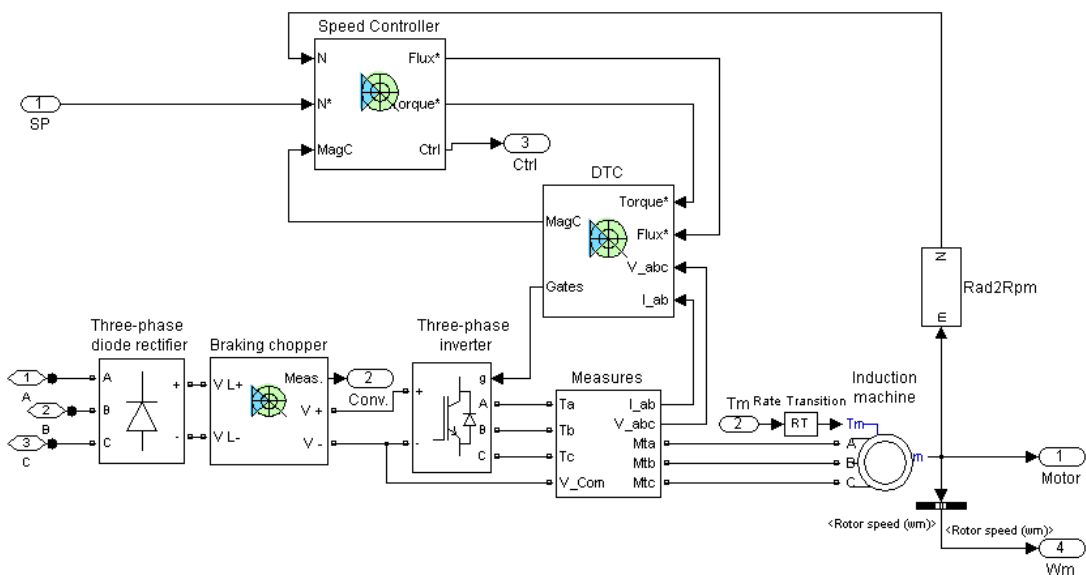


Figura A-9 – Diagrama de blocos do gerador.

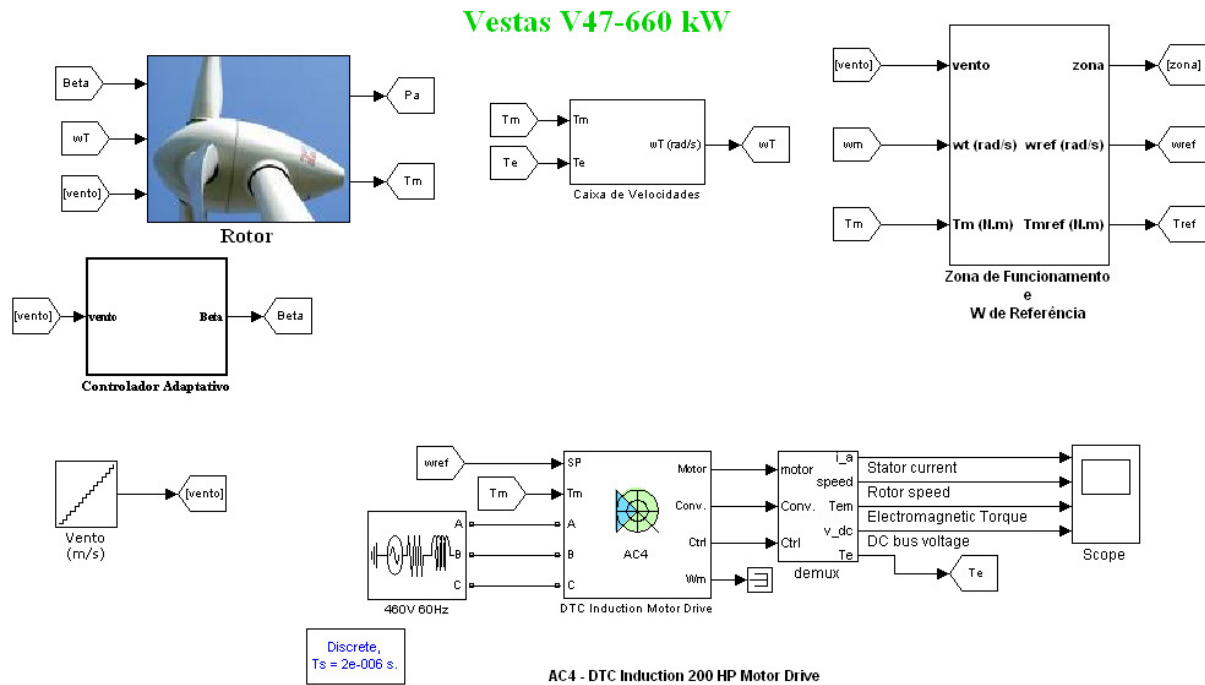


Figura A-10 – Diagrama do modelo global da turbina eólica.

Tabela 22 – Parâmetros usados na simulação da turbina Vestas V47 660 kW

| <b>Parâmetro</b>                     | <b>Símbolo</b> | <b>Valor</b>  | <b>Unidade<br/>(S.I)</b> |
|--------------------------------------|----------------|---------------|--------------------------|
| Raio do rotor                        | Raio           | 23.5          | m                        |
| Inércia do gerador eléctrico         | $J_g$          | 28.6          | $\text{kgm}^2$           |
| Inércia da turbina                   | $J_t$          | 140.3         | $\text{kgm}^2$           |
| Coeficiente de amortecimento do veio | $D_s$          | 2.582         | Nmsrad <sup>-1</sup>     |
| Resistência do rotor                 | $R_r$          | 0.0062<br>037 | $\Omega$                 |
| Resistência do estator               | $R_e$          | 0.0086<br>563 | $\Omega$                 |
| Indutância mútua                     | $L_m$          | 0.0091<br>846 | H                        |
| Indutância do rotor                  | $L_r$          | 0.0095<br>061 | H                        |
| Indutância do estator                | $L_e$          | 0.0093<br>867 | H                        |
| Número de pólos                      | P              | 4             | -                        |
| Voltagem da máquina                  | $V_m$          | 690           | V                        |
| Frequência da rede                   | f              | 50            | Hz                       |
| Relação de transmissão               | n              | 53            | -                        |