

METODOLOGIAS DE AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE PARQUES EÓLICOS

Nuno Filipe Lima Cardoso

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Mecânica
sob a supervisão de
Professor Álvaro Henrique Rodrigues
do Departamento de Engenharia Mecânica e Gestão Industrial

Julho de 2011

Resumo

A rentabilidade de um parque eólico depende muito dos desvios entre a sua produção efectiva e aquela que foi estimada antes da sua construção. Trata-se de um risco crescente uma vez que se tem verificado uma depreciação assinalável das condições de remuneração dos parques licenciados recentemente (e daqueles que serão autorizados no futuro) em relação a outros projectos em operação há mais tempo. Há uma menor margem para tolerar eventuais desvios do desempenho esperado, o qual, entre várias outras razões, pode ter origem numa operação deficiente, reforçando a necessidade do acompanhamento do seu funcionamento.

Este trabalho pretendeu contribuir para uma escolha mais fundamentada da metodologia de avaliação do desempenho de um parque eólico, através da detalhada caracterização das diferentes metodologias, da identificação das suas vantagens e limitações e da simulação do impacto económico que a sua aplicação indevida possa originar.

O estudo envolveu a análise dos dados de operação de cerca de noventa aerogeradores a funcionar em Portugal Continental, distribuídos por oito parques eólicos, numa potência total a rondar os 175 MW, assim como os resultados da aplicação de metodologias de verificação do desempenho a alguns dos parques.

Concluiu-se que a garantia de disponibilidade de um parque eólico é insuficiente para avaliar o seu desempenho, uma vez há períodos de funcionamento anómalo em que os aerogeradores são apresentados como disponíveis. A medição da curva de potência de aerogeradores é um ensaio realizado num período específico, não sendo garantia que um funcionamento de acordo com o anunciado pelo fabricante se venha a verificar em todo o período de operação de um parque. Ainda assim, os resultados da aplicação destas metodologias são importantes na monitorização contínua da operação de aerogeradores, juntamente com a análise de outras grandezas características, constituindo-se como primeiro passo para a identificação de desempenhos abaixo do esperado.

O estudo levado a cabo neste documento aponta a metodologia do tipo “garantia global” como a melhor forma de quantificar as perdas energéticas associadas a desempenhos insatisfatórios, ainda que lhe possam ser apontadas algumas limitações, em especial a dificuldade de quantificação da incerteza associada à sua aplicação, tópico cuja resolução se crê possa contribuir para a aceitação generalizada desta metodologia.

Resultou deste trabalho a conclusão de que todo o leque de metodologias disponíveis é potencialmente útil, cabendo a quem domine as suas especificidades a escolha de um *mix* de metodologias que melhor permita perceber o funcionamento de um parque eólico e actuar, tanto preventivamente como de forma correctiva, no sentido de otimizar esse funcionamento.

Abstract

A crucial point for the economy of a wind farm is the difference between its actual production and the figure estimated prior to its construction. It is a growing risk since there has been a considerable depreciation of the remuneration scheme applied to projects recently licensed (and those that will be authorized in the future) in relation to other projects in operation for longer periods. This means there is less room to tolerate any deviations from the expected performance, which, among other reasons, may have origin in an abnormal functioning, stressing the importance of monitoring the wind farms operation.

This work aimed to contribute towards a better choice of a methodology for assessing the performance of a wind farm, through the detailed characterization of the different available methodologies, identifying their strengths and limitations and simulating the economic impact of their undue application.

The study encompassed the analysis of operating data of nearly ninety wind turbines operating in mainland Portugal, spread over eight wind farms, in a total capacity of around 175 MW, as well as the results of the application of the methodologies to some wind farms.

It was concluded that the availability guarantee of a wind farm is insufficient to assess its performance, since there are periods of abnormal operation in which the turbines are presented as available. The power curve measurement is a test conducted in a particular period and is not a guarantee that the operation during the lifetime of the turbine will be in accordance with what was announced by the manufacturer. Nevertheless, the results of both methodologies are important for the continuous monitoring of wind turbines operation. Along with the analysis of other variables, they are a first contribution for the identification of wind turbines poor performances.

The study carried out in this document points the "global warranty" methodology as the best way to quantify the energy losses associated with unsatisfactory performances, even if some limitations may be identified, in particular the difficulty to quantify the uncertainty associated

with its application. The overcome of this topic is believed to lead to the general acceptance of this methodology.

All methodologies are potentially useful and shall be considered by someone understanding all their limitations for the correct evaluation of a wind farm operation, allowing preventive or corrective actions that can lead to the improvement of its performance.

Agradecimentos

Em primeiro lugar, quero deixar o meu agradecimento ao Professor Álvaro Rodrigues pela clareza dos conhecimentos transmitidos ao longo de toda a minha formação na área, que permitiu que este trabalho atingisse uma qualidade que de outra forma não seria possível alcançar. A serenidade e motivação passadas nos momentos de maior dificuldade foram fundamentais para concluir mais uma etapa da minha formação académica.

Agradeço à Engenheira Filipa Magalhães, do Instituto de Engenharia Mecânica e Gestão Industrial (INEGI), pela partilha de conhecimentos valiosos e pela incansável ajuda na disponibilização de alguns dados considerados na tese.

Quero também prestar um agradecimento ao Engenheiro Fernando Junça, da EDF EN PORTUGAL, pelas discussões produtivas acerca da temática em estudo no trabalho.

Agradeço ainda ao Fundo Novenergia o facto de me ter permitido conciliar a realização desta tese com a minha actividade profissional.

Aos meus pais e à Filipa agradeço todo o apoio e incentivo que me deram.

Índice

Resumo	i
Abstract.....	iii
Agradecimentos	v
Índice	vii
Índice de figuras	ix
1. Introdução	1
1.1. Energia eléctrica e renováveis	2
1.1.1. O caso português	5
1.1.2. O futuro	7
1.2. Motivação e objectivos.....	7
1.3. Estrutura do documento.....	8
2. Projecto Eólico.....	11
2.1. Estudo do vento	13
2.2. Tecnologia eólica.....	16
2.2.1. Constituição de um aerogerador de eixo horizontal	17
2.2.2. Curvas características de um aerogerador	20
2.3. Contratos e garantias	22
3. Metodologias de verificação	25
3.1. Verificação da disponibilidade	28
3.2. Garantia da curva de potência	32
3.2.1. Medição das características do vento	33
3.2.2. Outras medições	38

3.3. Garantia global de produção	39
3.3.1. Informação meteorológica	41
3.3.2. Cálculo da energia esperada.....	43
3.4. Monitorização da operação	45
4. Casos de estudo	47
4.1. Disponibilidade	47
4.1.1. Disponibilidade técnica.....	48
4.1.2. Disponibilidade operacional	51
4.1.3. Falhas na comunicação de dados do SCADA.....	52
4.1.4. Disponibilidade e produção	54
4.2. Medição da curva de potência.....	57
4.3. Garantia global de produção	60
4.4. Monitorização da operação	66
5. Considerações económicas.....	69
5.1. Curva de potência limitada	70
5.2. Disponibilidade <i>versus</i> garantia global	73
6. Que metodologia?	77
6.1. Disponibilidade: o primeiro indicador	79
6.2. Validade de uma medição da curva de potência	79
6.3. A incerteza da “garantia global”	81
6.4. A mais-valia da monitorização da operação	82
6.5. O <i>mix</i> de metodologias.....	82
7. Conclusão	85
7.1. Conclusões	85
7.2. Sugestões para trabalhos futuros.....	87
Referências.....	89
Bibliografia	91
Anexo: Normas	93

Índice de figuras

Figura 1.1 – Capacidade [GW] de geração eléctrica instalada na UE em 2009 (Wilkes, 2010).....	3
Figura 1.2 – Saldo da capacidade instalada-suprimida na UE, 2000-2010 (Wilkes, 2011).....	3
Figura 1.3 – Contribuição energética das fontes renováveis de energia na UE (EREC)	4
Figura 1.4 – Capacidade eólica instalada anualmente e acumulada na UE (Wilkes, 2011)	4
Figura 1.5 – Satisfação do consumo de electricidade em Portugal, 2005-2009 (DGEG, 2010).....	5
Figura 1.6 – Contribuição das fontes renováveis de energia para satisfação do consumo de electricidade em Portugal (DGEG, 2010).....	6
Figura 1.7 – Índices de implantação da energia eólica na UE (Rodrigues, 2010)	6
Figura 2.1 – Acidentes com aerogeradores.....	13
Figura 2.2 – Aerogerador de eixo horizontal	16
Figura 2.3 – Aerogerador de eixo vertical do tipo <i>Darrieus</i>	17
Figura 2.4 – Aerogerador com caixa multiplicadora	18
Figura 2.5 – Aerogerador sem caixa multiplicadora.....	19
Figura 2.6 – Curvas de potência de aerogeradores de referência	21
Figura 2.7 – Curvas de coeficiente de potência de aerogeradores de referência	22
Figura 3.1 – Avaliação incorrecta do desempenho.....	27
Figura 3.2 – Categorias de estados de um aerogerador (IEC TS 61400-26-1)	29
Figura 3.3 – Distribuição de ocorrências de vento e da energia gerada por um aerogerador	31
Figura 3.4 – Anemómetro de copos, anemómetro ultra-sónico e sensor de direcção.....	33
Figura 3.5 – Efeito de esteira no parque eólico offshore de Horns Rev, Dinamarca	34
Figura 3.6 – Medição da curva de potência de um aerogerador em terreno plano (Klug, 2002)	35
Figura 3.7 – Medição da curva de potência de um aerogerador em terreno complexo (Klug, 2002)	35
Figura 3.8 – Medição da curva de potência de um aerogerador usando o anemómetro da <i>nacelle</i> (Klug, 2002) ..	37
Figura 3.9 – Posicionamento do anemómetro da <i>nacelle</i> em diferentes aerogeradores	37
Figura 3.10 – Determinação da função de transferência para medição da curva de potência (Klug, 2002)	38
Figura 3.11 – Estações de medição para verificação da garantia global em terreno plano.....	42
Figura 3.12 – Estações de medição para verificação da garantia global em terreno complexo	43
Figura 3.13 – Correção dos resultados dos modelos de simulação do escoamento	44

Figura 4.1 – Disponibilidade técnica anual de parques eólicos por ano civil	48
Figura 4.2 – Disponibilidade técnica anual de parques eólicos por ano de operação	49
Figura 4.3 – Disponibilidade técnica mensal de parques eólicos.....	49
Figura 4.4 – Disponibilidade técnica mensal de aerogeradores	50
Figura 4.5 – Distribuição da disponibilidade técnica mensal de parques eólicos e de aerogeradores	50
Figura 4.6 – Comparação entre disponibilidade anual técnica e operacional	51
Figura 4.7 – Comparação entre disponibilidade mensal técnica e operacional.....	52
Figura 4.8 – Falhas na comunicação de dados do SCADA	53
Figura 4.9 – Distribuição da disponibilidade técnica mensal por classes de velocidade do vento.....	54
Figura 4.10 – Distribuição da disponibilidade operacional mensal por classes de velocidade do vento	55
Figura 4.11 – Perda energética total decorrente das quebras de disponibilidade	56
Figura 4.12 – Produção de dois aerogeradores vizinhos.....	57
Figura 4.13 – Correlação entre produções de aerogeradores vizinhos.....	57
Figura 4.14 – Curva de potência de um aerogerador obtida a partir dos registos do sistema SCADA.....	58
Figura 4.15 – Curvas de potência medida e garantida	58
Figura 4.16 – Curvas de coeficiente de potência (C_p) medida e garantida	59
Figura 4.17 – Curva de potência com problemas operacionais.....	60
Figura 4.18 – Índice de vento, produção e disponibilidade de um parque eólico	61
Figura 4.19 – Índice de desempenho de um parque eólico	63
Figura 4.20 – Índice de vento, produção e disponibilidade de um parque eólico	63
Figura 4.21 – Regime de vento num parque eólico em dois anos consecutivos	64
Figura 4.22 – Índice de desempenho de um parque eólico	66
Figura 4.23 – Velocidade de rotação do rotor.....	67
Figura 4.24 – Curvas de potência de aerogeradores do mesmo parque eólico	67
Figura 4.25 – Velocidade de rotação do rotor de um aerogerador com problemas.....	68
 Figura 5.1 – Curvas de potência “normal” e “limitada”	70
Figura 5.2 – Regime de vento do local em análise	71
Figura 5.3 – Análise de sensibilidade à perda de receita decorrente de curvas de potência “limitadas”	71
Figura 5.4 – Disponibilidade e produção normalizadas pelo aerogerador de referência	74
Figura 5.5 – Receita e compensações derivadas da aplicação de diferentes metodologias.....	75
 Figura 6.1 – Matriz de avaliação preliminar do desempenho	77

1. Introdução

O desenvolvimento sustentável é hoje um tema central da agenda política internacional, definido habitualmente como "o desenvolvimento que satisfaz as necessidades presentes sem comprometer a capacidade das gerações futuras satisfazerem as suas próprias necessidades", concepção lançada em 1987 no Relatório Brutland "O Nosso Futuro Comum" da Comissão Mundial para o Ambiente e Desenvolvimento das Nações Unidas. Esta responsabilidade implica a integração equilibrada dos sistemas económico, social e ambiental, bem como dos aspectos institucionais relacionados com o conceito de “boa governação”.

Os assuntos da energia assumem um papel fundamental na discussão da temática do desenvolvimento sustentável, já que tocam todas as suas vertentes. Desde logo, porque a energia está na base da actividade económica, o que faz com que as opções tomadas em matéria de política energética influenciem decisivamente a capacidade de crescimento e a competitividade das economias. Depois, a energia é um bem de primeira necessidade para o ser humano, essencial para o seu progresso e bem-estar. Por fim, mas não menos importante, pelo impacto altamente negativo que a sua utilização pode ter no ambiente.

As últimas décadas têm-se caracterizado pela utilização intensiva de energia obtida a partir de recursos de origem fóssil, um comportamento insustentável, tendo em conta a natureza finita desses recursos, a sua distribuição geográfica heterogénea e os impactos ambientais provocados pelo seu aproveitamento. A emissão contínua de gases de efeito de estufa (GEE)¹ está a contribuir para o aquecimento global do planeta, uma das grandes preocupações da humanidade, pelas graves consequências previstas, como o aumento da temperatura média à superfície da Terra, a subida do nível dos oceanos, a mudança das correntes marítimas e a ocorrência cada vez mais frequente de fenómenos climáticos extremos. Portugal tem uma

¹ Os principais GEE são o dióxido de carbono, proveniente maioritariamente do uso de combustíveis fósseis na geração de electricidade, nos processos industriais e nos transportes, o metano e o óxido nitroso, resultantes das actividades agrícolas, e os compostos halogenados emitidos pelos processos industriais.

grande linha de costa e está localizado na transição das zonas climáticas atlântica e mediterrânica, o que o deixa particularmente vulnerável, podendo vir a sofrer danos muito sérios em consequência dessas variações do clima (Pimenta, 2009).

Estes acontecimentos têm contribuído para o alerta generalizado no mundo relativamente à necessidade de um modelo diferente de desenvolvimento, que abrace obrigatoriamente um novo paradigma energético, o qual, sem deixar de garantir a segurança do abastecimento e a competitividade da economia, procure a adequabilidade ambiental das tecnologias utilizadas.

Os pilares deste novo paradigma passam pela utilização mais generalizada das fontes renováveis, pela eficiência na utilização da energia e pela descentralização do sistema energético, fazendo uso, no caso do sistema eléctrico, de tecnologias de redes e armazenamento inteligentes.

O recurso às fontes renováveis pode ser estimulado nos principais sectores consumidores de energia, a produção de electricidade, os transportes e o aquecimento e arrefecimento, seja nos edifícios ou em processos industriais.

Algumas tecnologias, em particular a fotovoltaica, a hídrica e a eólica, possuem particular aptidão para a geração eléctrica, não sendo expedita a sua aplicação directa nos outros sectores. Para isso haverá que potenciar mecanismos que flexibilizem a utilização desta “electricidade renovável”, de que é exemplo o veículo eléctrico, através da utilização de baterias ou de hidrogénio, por muitos apontado como o vector energético do futuro.

A utilização directa das fontes renováveis de energia no aquecimento e arrefecimento é possível recorrendo à energia solar térmica, à geotermia (uso directo ou com recurso a bombas de calor) e à biomassa e biogás. Quanto ao sector dos transportes, a incorporação de biocombustíveis (bioetanol, biodiesel e biogás) é a solução de aplicação directa de fontes renováveis de energia.

Apesar de a electricidade satisfazer apenas uma parte do consumo de energia das sociedades modernas, cerca de 20 a 25 %, é este o sector mais visível da integração das fontes renováveis de energia, assunto abordado em detalhe na secção seguinte.

1.1. Energia eléctrica e renováveis

O sector eléctrico da União Europeia (UE) tem sofrido nos últimos anos uma alteração significativa no que respeita à contribuição das diversas fontes primárias utilizadas, sendo indiscutível o protagonismo assumido pelas renováveis.

O ano de 2009, durante o qual 60 % da nova capacidade de geração eléctrica instalada nos países da EU foi renovável, num total de 15,9 GW dos 26,4 GW instalados, Figura 1.1, é o expoente máximo de uma tendência de crescimento destas tecnologias, que em 1995 representaram apenas 14 % da nova capacidade instalada. Em 2010, devido a um ano

excepcional das centrais térmicas a gás natural, o conjunto das renováveis perdeu a liderança da tabela de nova potência instalada, tendo, ainda assim, atingido uma quota de 41 %, no ano em que se instalou mais capacidade renovável, 22,6 GW.

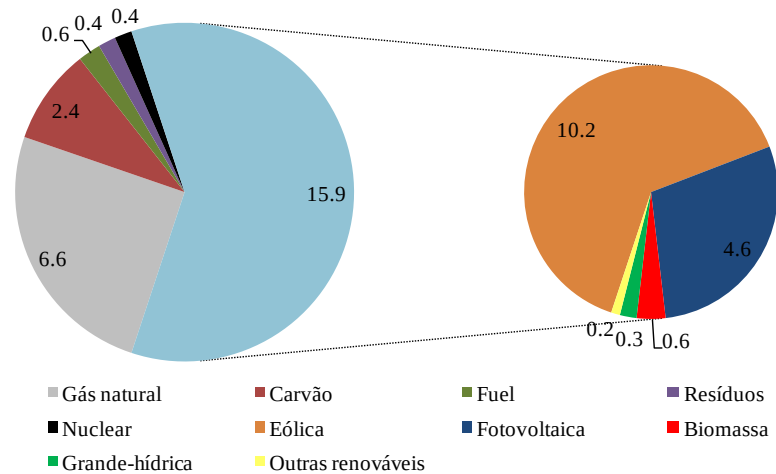


Figura 1.1 – Capacidade [GW] de geração eléctrica instalada na UE em 2009 (Wilkes, 2010)

Um período temporal mais alargado torna ainda mais evidente a recente aposta nas fontes renováveis de energia. A Figura 1.2 mostra o saldo entre a capacidade instalada e a suprimida das diversas tecnologias de produção de electricidade, para o período 2000-2010. Apesar das centrais a gás natural liderarem o *ranking*, com 118 GW instalados nos últimos 11 anos, as tecnologias com base em recursos renováveis apresentam um saldo 21 % superior ao das tecnologias ditas “convencionais”, 109 *versus* 90 GW, tendo em conta as consideráveis parcelas de capacidade desmantelada de nuclear, carvão e *fuel*, respectivamente 7,6, 9,5 e 13,2 GW.

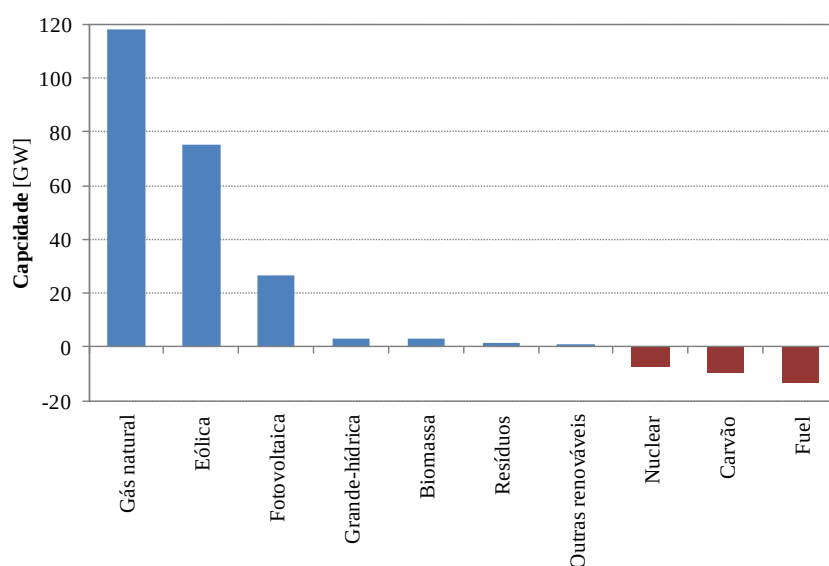


Figura 1.2 – Saldo da capacidade instalada-suprimida na UE, 2000-2010 (Wilkes, 2011)

Outro dado importante é a relevante contribuição energética da capacidade renovável instalada, apesar do carácter intermitente dos recursos que lhe dão origem. Segundo os dados preliminares do Conselho Europeu das Energias Renováveis², em 2009 aproximadamente 20 % da energia eléctrica consumida na UE foi obtida a partir de fontes renováveis de energia, valor que tem vindo a aumentar desde 2005 e que parece tornar alcançável a meta de 21 % proposta pela directiva europeia 2001/77/EC³, Figura 1.3.

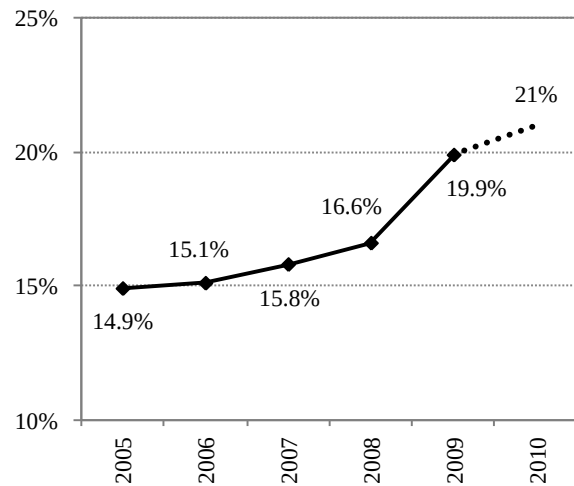


Figura 1.3 – Contribuição energética das fontes renováveis de energia na UE (EREC)

Retomando a Figura 1.2, destaca-se a energia eólica, totalizando uma capacidade de 74,4 GW instalada no período 2000-2010. O registo é ainda mais impressionante quando se observa o ritmo de crescimento conseguido por esta tecnologia nos últimos dezasseis anos, Figura 1.4, com uma taxa de crescimento anual média a rondar os 26,5 %.

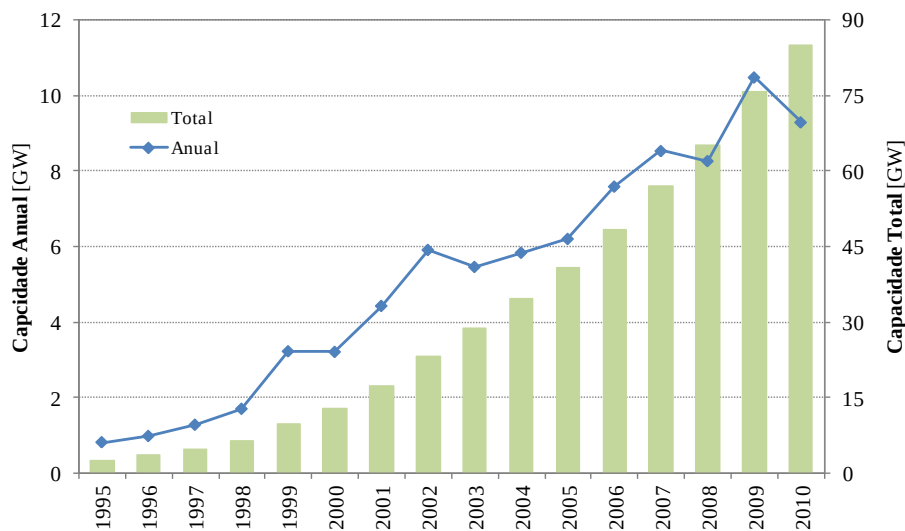


Figura 1.4 – Capacidade eólica instalada anualmente e acumulada na UE (Wilkes, 2011)

O total de capacidade eólica existente no final de 2010, 84,3 GW, 12,2 % da potência total da UE (Wilkes, 2011), é o resultado dos programas de fomento em marcha em diversos países e

² EREC, *European Renewable Energy Council*, www.erec.org.

³ Directiva do Parlamento Europeu e do Conselho da União Europeia de 27 de Setembro de 2001 relativa à promoção da electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis no mercado interno de electricidade.

é representativo da importância que a tecnologia assumiu. Tal como no conjunto das renováveis, o ano de 2009 foi também o de maior destaque para a energia eólica, com uma quota de 39 % do total de potência instalada nesse ano na UE.

1.1.1. O caso português

O cenário em Portugal acompanha a tendência europeia de aposta nas fontes renováveis de energia para produção de electricidade, com destaque também para a energia eólica, como evidenciam os dados da Figura 1.5, disponibilizados pela DGEG – Direcção Geral de Energia e Geologia. Verifica-se uma ligeira tendência de descida da contribuição das centrais que recorrem a combustíveis fósseis⁴. Destaca-se a variabilidade da hídrica, em consequência da variação do índice de produtividade hidroeléctrica de cada ano, e também o acelerado crescimento da eólica, a uma taxa média anual a rondar os 57 %.

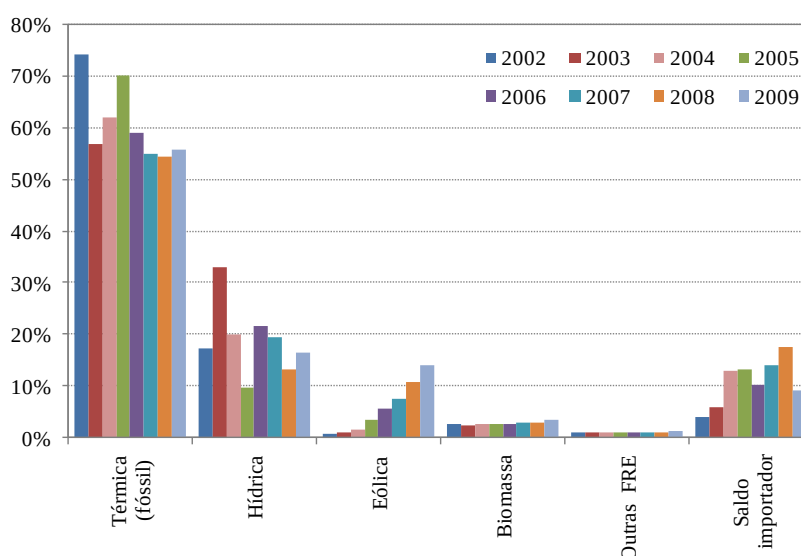


Figura 1.5 – Satisfação do consumo de electricidade em Portugal, 2005-2009 (DGEG, 2010)

O conjunto das renováveis tem conseguido contribuições muito interessantes, atingindo em 2010 o valor máximo de 52 % do consumo total de electricidade do país, número conseguido devido a um excepcional ano de produção hídrica. Num ano em que o consumo de electricidade subiu 3,3 %, o aumento da contribuição das fontes renováveis de energia proporcionou uma redução de 27 % da produção das centrais térmicas, em especial das que se servem de *fuel*/gasóleo e carvão. Registou-se também o menor saldo importador de electricidade desde 2002, que representou apenas 5 % do consumo.

⁴ A consulta das estatísticas lançadas pela REN, Redes Energéticas Nacionais, permite perceber que se deve à redução da contribuição das centrais a carvão e a *fuel*/gasóleo. As centrais a gás natural têm mantido uma contribuição constante, sendo a fonte que apresenta maior peso na satisfação das necessidades do sector eléctrico do país.

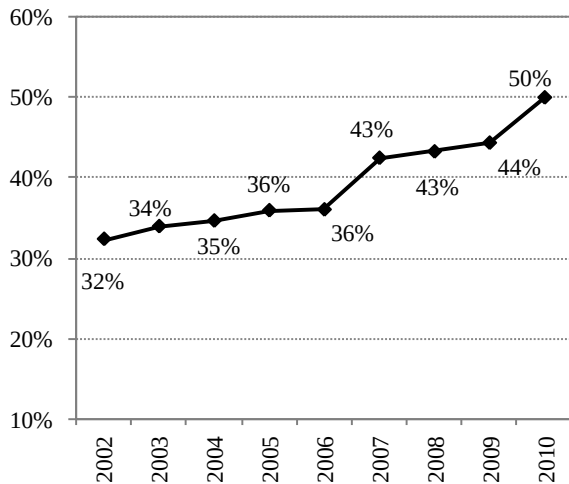


Figura 1.6 – Contribuição das fontes renováveis de energia para satisfação do consumo de electricidade em Portugal (DGEG, 2010)

Para efeitos de cumprimento da directiva 2001/77/CE, é necessário ter em conta a correcção da produção hídrica, considerando o índice de produtividade hídrica anual, em comparação com o ano de 1997, definido como referência na normativa. Após esta correcção, os valores passam para a gama de 32 %, em 2002, a 50 %, em 2010, este último já acima da meta de 39 % apresentada na directiva.

No que diz respeito ao aproveitamento da energia do vento, Portugal está no grupo dos países onde a sua relevância é maior, sendo o sexto na lista da potência eólica

instalada, o que ganha ainda maior destaque se for tida em conta a dimensão e o número de habitantes do país, Figura 1.7. Portugal ocupa a 3ª e 4ª posições se forem analisados, respectivamente, os índices de potência por habitante e por unidade de área.

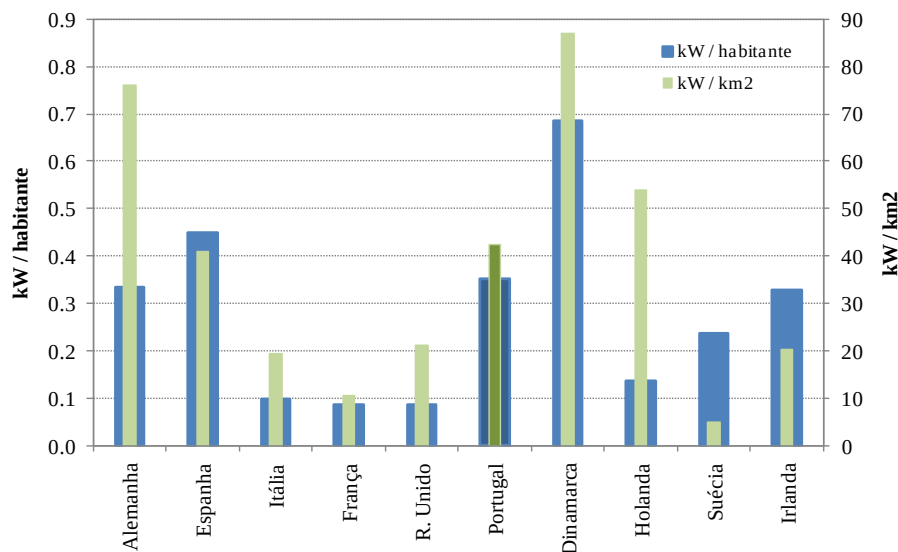


Figura 1.7 – Índices de implantação da energia eólica na UE (Rodrigues, 2010)

Em 2010, 16,6 % da electricidade produzida em Portugal Continental (somada com o saldo importador) proveio de parques eólicos, fazendo uso da potência instalada que, no final do ano, se cifrava em 3 937 MW. Esta capacidade foi conseguida através de 2 067 aerogeradores distribuídos por 208 parques (DGEG, 2010). Até ao final de 2012 serão instalados cerca de 1 000 MW relativos à capacidade atribuída no concurso de atribuição de potência eólica concluído em 2006. Serão ainda instalados 400 MW resultantes da exploração do potencial de

sobre-equipamento dos parques existentes, o que corresponderá a uma potência instalada de cerca de 5400 MW.

1.1.2. O futuro

Apesar deste crescimento espectacular, as previsões para os próximos anos não deixam de ser optimistas, tendo em conta os objectivos que os países têm vindo a definir. A UE propôs para 2020 a meta de 20 % de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final de energia, juntamente com 20 % de acréscimos de eficiência energética e 20 % de redução de emissões de GEE. Espera-se que a energia eólica continue a assumir um papel de destaque, tendo em conta, principalmente, a maturidade que a tecnologia atingiu e a rapidez da sua implementação. A Associação Europeia de Energia Eólica⁵ apresentou no final de 2009 os seus cenários para 2020 e 2030 (Zervos et al., 2009), esperando que a capacidade eólica instalada na Europa atinja, respectivamente 230 e 400 GW, o que corresponderia a contribuições de 14,3 a 16,6 % em 2020 e 26,2 a 34,3 % em 2030 na satisfação das necessidades de electricidade dos cidadãos europeus, dependendo do cenário de evolução do consumo considerado. Estes cenários corresponderão a investimentos anuais de cerca de 24 biliões de Euros e a um número próximo de 500 000 postos de trabalho directos e indirectos.

A estratégia portuguesa está orientada segundo a legislação europeia, tendo o país assumido o compromisso, aquando da transposição da Directiva 2009/28/CE⁶, de atingir uma quota de 31 % de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto de energia em 2020, que inclui, para além da electricidade, o aquecimento e arrefecimento e os transportes. Comprometeu-se, também, a apresentar um Plano Nacional de Acção para as Energias Renováveis, PNAER, que revela como meta a atingir em 2020 uma potência eólica instalada de 6 900 MW, sendo 6 850 MW referentes a potencial *onshore* (República Portuguesa, 2010). Prevê-se apenas a instalação de 50 MW no mar (*offshore*), essencialmente para fins de investigação, uma vez que as tecnologias que mais se adequam à costa portuguesa estarão, neste horizonte temporal, ainda numa fase de desenvolvimento.

1.2. Motivação e objectivos

As condições de remuneração da energia produzida pelos parques eólicos licenciados recentemente, tal como por aqueles cujo licenciamento venha a ocorrer no futuro, estão a sofrer uma depreciação assinalável relativamente aos projectos que se encontram em funcionamento há mais tempo. Estes gozam de condições remuneratórias bastante

⁵ EWEA, *European Wind Energy Association*, www.ewea.org.

⁶ Directiva do Parlamento Europeu e do Conselho da União Europeia de 23 de Abril de 2009 relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis que altera e subsequentemente revoga as Directivas 2001/77/CE e 2003/30/CE.

interessantes, que permitem tolerar eventuais desvios do desempenho esperado. O cenário actual é, então, bastante diferente e caracteriza-se pela crescente necessidade de rigor nas estimativas de produção e na sua verificação. As instituições bancárias que financiam estes projectos têm vindo a pressionar os promotores no sentido de reduzirem o risco associado ao negócio, nomeadamente o risco de desvios entre o desempenho efectivo de um parque eólico e o estimado pelos estudos de viabilidade, como condição para oferecer melhores condições de financiamento.

A contínua monitorização do funcionamento de um parque eólico permite detectar desempenhos insatisfatórios, identificar e corrigir as razões destes desvios e, assim, evitar perdas de receita. Possibilita ainda colher ensinamentos que podem ser de grande valia no projecto, construção e operação de outros parques.

Uma metodologia de avaliação deve, em primeiro lugar, permitir uma rigorosa identificação de desempenhos abaixo do esperado, processo que ultrapassa a abusiva comparação da produção anual com as estimativas de produção apontadas pelos estudos de viabilidade, que não deve ser considerada mais do que um alerta para um eventual desvio. É fundamental perceber se este afastamento se deve a um período de análise menos ventoso do que aquele que se espera para um local, a uma estimativa menos precisa da energia esperada para o projecto ou a um abaixamento da disponibilidade e/ou desempenho das turbinas, caso em que, para além de medidas correctivas, poderá haver lugar a indemnizações por parte da entidade responsável pela operação do parque, em muitos casos o fabricante dos aerogeradores.

Existem diferentes metodologias para acompanhar o desempenho de um parque eólico, sendo a sua escolha função de diversos factores, nomeadamente a complexidade do terreno onde se localiza o projecto, a informação disponível, em particular a que diz respeito ao recurso eólico, e a duração do período de análise, entre outros. Com a realização deste trabalho ambiciona-se contribuir para uma escolha mais fundamentada destas metodologias, através da exposição das características que as distinguem, das limitações que apresentam e da sua correspondência com as normas e recomendações em vigor. Recorrendo à análise e discussão de casos, pretende-se balizar a aplicabilidade das diferentes metodologias, quantificando os eventuais desvios (energéticos e económicos) que utilizações inadequadas possam acarretar.

1.3. Estrutura do documento

A presente dissertação está organizada por capítulos, fazendo-se, no primeiro, o enquadramento da temática em discussão e apresentando-se também os objectivos perseguidos na elaboração do trabalho.

Os capítulos 2 e 3 são descritivos e pretendem, respectivamente, situar a problemática no tempo de vida de um projecto eólico e apresentar as diferentes metodologias de avaliação do desempenho de parques eólicos.

No capítulo 4 apresentam-se os resultados das análises efectuadas, seguindo-se, no capítulo 5 uma incursão pelos aspectos económicos para perceber o impacto que uma aplicação indevida das metodologias pode gerar.

O capítulo 6 apresenta as vantagens e desvantagens identificadas nas diferentes metodologias.

Por último, o capítulo 7 resume as conclusões decorrentes da realização do presente trabalho e apresenta sugestões para trabalhos futuros.

2. Projecto Eólico

As tarefas levadas a cabo no desenvolvimento e execução de um parque eólico podem ser reunidas em quatro grandes grupos, apresentados de seguida de forma sequencial em termos temporais:

1. Estudos;
2. Projecto;
3. Construção;
4. Operação.

A fase de estudos é habitualmente iniciada com análises preliminares e a avaliação expedita de alguns parâmetros que possibilitam, ainda numa fase umbilical do projecto, perceber se se verificam alguns requisitos necessários ao seu desenvolvimento, ou, pelo contrário, se são identificados indícios que levem ao abandono precoce do projecto, sejam eles de âmbito técnico ou legal. Entre outros, destacam-se:

- Avaliação preliminar do recurso eólico, recorrendo a atlas de vento, que, apesar da incerteza associada, permitem ter uma primeira ideia do potencial eólico da zona e identificar sinais que possam revelar a ocorrência de um regime de vento aproveitável do ponto de vista energético;
- Identificação de restrições de cariz ambiental, patrimonial ou de ordenamento do território;
- Identificação do tipo de propriedade de terrenos;
- Avaliação da complexidade do terreno, no que respeita à possibilidade de instalação dos aerogeradores e do seu transporte para o local;

- Avaliação da possibilidade de conexão à rede eléctrica, que passa pela identificação da potência que poderá ser injectada num ponto tão próximo quanto possível do local pensado para o projecto, nível de tensão, etc..

Ultrapassada esta fase preliminar e tomada a decisão de avançar com o projecto, é necessário efectuar estudos detalhados das diversas valências envolvidas na construção de um parque eólico: recurso eólico (assunto abordado em detalhe na secção seguinte), impacto ambiental, ligação à rede, traçado e tipo de acessos, tipo de solo, entre outros. O resultado de todos os estudos contribuirá para a definição das características do projecto, desde a sua dimensão, passando pelo tipo de aerogeradores a instalar, até à forma de ligação do empreendimento à rede eléctrica. Paralelamente à realização destes estudos, vão sendo procuradas as diversas autorizações necessárias para a implantação do parque eólico.

A segunda etapa (Projecto) é a preparação final dos processos das diversas especialidades. Faz-se, naturalmente, uso da informação recolhida nos estudos entretanto realizados.

A avaliação económica é uma etapa transversal a todo o desenvolvimento, mas assume importância decisiva na fase final da definição do projecto, originando, com frequência, alterações ao mesmo. A análise do investimento vai sendo actualizada com a definição de alguns parâmetros e com a diminuição da incerteza que lhes está associada. Quando o projecto atinge um grau de maturidade tal que é possível decidir acerca da sua viabilidade económica, avança-se para a montagem financeira, sendo o *project finance* a solução encontrada na maioria dos casos para mitigar o risco do investimento dos promotores, partilhando-o com terceiros, nomeadamente a banca.

Atingido o momento de construção do projecto, são levadas a cabo diversas tarefas. Sem se pretender ser exaustivo, apresentam-se de seguida aquelas que se consideram mais importantes:

- Construção das vias de acesso e das plataformas de montagem dos aerogeradores;
- Fornecimento, montagem e ensaio dos aerogeradores;
- Fornecimento, montagem e ensaio das instalações eléctricas;
- Construção da rede interna de transporte de energia, comando e comunicações;
- Construção da subestação e edifício associado;
- Construção da linha de conexão à rede eléctrica;
- Monitorização ambiental e arqueológica da construção.

A fase de operação de um parque eólico é a que se prolonga por um período de tempo mais alargado. O horizonte temporal de 20 anos é o habitualmente considerado, uma vez que representa o tempo de vida útil esperado para os aerogeradores, em torno dos quais se centram as actividades levadas a cabo na exploração, manutenção e conservação do parque.

2.1. Estudo do vento

Tal como referido anteriormente, há um conjunto de “ingredientes” necessários à construção de um parque eólico sem os quais estes projectos não são viáveis. Terreno, vento, aerogerador e rede eléctrica têm de estar presentes. O tema da presente dissertação gira em torno da tecnologia usada no aproveitamento do vento, logo a relação vento / aerogerador assume destaque ao longo do documento, em especial nesta secção.

A construção de um parque eólico implica o conhecimento detalhado do regime de ventos do local onde está prevista a sua implantação, para obter uma estimativa da produção anual de electricidade e avaliar a adequação de um determinado modelo de aerogerador às características do vento desse local. De nada serve identificar um local muito ventoso, que poderá proporcionar uma produção interessante das turbinas, se estas não estiverem projectadas para suportar as condições verificadas nesse local, sejam elas ambientais ou eléctricas. Alguns acidentes com aerogeradores, Figura 2.1, podem resultar de insuficientes ou incorrectas avaliações da sua adequação ao local.



Figura 2.1 – Acidentes com aerogeradores

No que diz respeito ao aproveitamento energético, é fundamental conhecer a velocidade média do vento que, acompanhada do rumo predominante e/ou que transporta mais energia, permite conhecer, partindo de medições num ou mais pontos, a distribuição do recurso eólico numa área mais alargada. Para isso usam-se programas informáticos e modelos que simulam o escoamento a partir dos resultados das medições, permitindo a extrapolação horizontal e vertical das características do regime de ventos. Dada a complexidade destes fenómenos, as aplicações mais utilizadas para este fim resultam de simplificações das equações de Navier-Stokes usadas para os descrever, de forma a conseguir um equilíbrio entre precisão e tempo de cálculo envolvido. O WAsP⁷, desenvolvido pelo Risø National Laboratory, implementa a metodologia apresentada pelo Atlas Europeu do Vento e é a ferramenta mais conhecida e utilizada, talvez por ter sido a primeira a ser comercializada.

Há ainda outras variáveis climatéricas com interesse para a avaliação energética. Temperatura ambiente, pressão atmosférica e humidade relativa são grandezas necessárias para a determinação da massa volúmica do ar, que influencia a energia produzida pelos

⁷ *Wind Atlas Analysis and Application Program.*

aerogeradores. Dada a sua menor variabilidade espacial podem, ao invés da velocidade e direcção do vento, ser estimadas a partir de medições efectuadas em outros locais que não o em avaliação.

Para efeitos da avaliação da adequação de um aerogerador a um local é fundamental conhecer as condições ambientais e eléctricas a que estará sujeito, as últimas relacionadas com as condições da rede eléctrica disponível no local. As condições ambientais prendem-se principalmente com as condições do vento, mas há outras que devem ser analisadas, como a sismicidade, temperatura, humidade, frequência de chuva e neve, formação de gelo, salinidade, existência de substâncias químicas activas, ocorrência de trovoadas, entre outros. Todas elas podem afectar a integridade e a segurança dos aerogeradores.

As condições do vento, aquelas que interessam ao estudo que se levará a cabo nesta tese, são as que podem afectar de uma forma mais severa o desgaste e a integridade dos aerogeradores. Podem ser divididas em condições normais, que provocam solicitações estruturais cíclicas, e extremas, que representam casos raros (período de ocorrência até 50 anos). O dimensionamento estrutural de uma turbina resulta da análise conjunta de ambos. Uma avaliação completa das condições do vento inclui o estudo da intensidade de turbulência, da inclinação do escoamento, do perfil vertical de velocidades e dos ventos extremos.

A avaliação da adequação de um aerogerador a um local baseia-se na comparação das características do vento deste local com aquelas para as quais a turbina foi dimensionada e certificada. Entre outras publicações, existe uma norma publicada pela Comissão Electrotécnica Internacional⁸, IEC 61400-1⁹, que define a classificação dos aerogeradores de acordo com as condições de vento que suportam. O mesmo documento apresenta a metodologia e os ensaios aos quais a turbina tem de ser submetida para obter determinada classificação.

Da análise da adequação de um modelo de aerogerador a um local específico pode resultar um arranjo final das turbinas que não maximize o aproveitamento da área disponível, já que posições potencialmente interessantes do ponto de vista da produção podem ter de ser abandonadas por o regime de vento apresentar características indesejáveis para a operação das turbinas. À custa desta perda energética podem ser conseguidas condições de operação mais próximas daquelas para as quais as turbinas foram projectadas, logo menores períodos e custos de paragens para manutenção e/ou reparação.

A correcta caracterização do regime de ventos de um local é feita através de campanhas de medição, que consistem na instalação de uma ou várias estações de monitorização de diversas grandezas meteorológicas. A representatividade dos resultados derivados destas campanhas está relacionada, principalmente, com a sua qualidade e extensão. São vários os parâmetros

⁸ IEC – *International Electrotechnical Commission*, www.iec.ch.

⁹ *Wind turbines – part 1: design requirements*.

que caracterizam a qualidade de uma campanha de medição, processo que deve ser cuidadosamente preparado, de forma a reduzir ao mínimo a incerteza que lhe está associada. Desde logo, a definição do número de estações que são necessárias para a caracterização do regime de ventos em toda a área prevista para a instalação de aerogeradores, que depende da dimensão do projecto e do tipo de terreno onde o mesmo será desenvolvido. É um processo bastante empírico, na medida em que é difícil generalizar uma regra para a sua execução. Ainda assim, parece óbvio que num terreno onde a influência da orografia no escoamento possa ser quase negligenciada (terreno plano) o número de pontos de medição a considerar seja menor do que num caso de terreno complexo, com pendentes elevadas que influenciam decisivamente o desenvolvimento do escoamento.

Outro parâmetro importante é a altura das estações de medição. O objectivo de uma campanha é recolher dados que posteriormente permitam estimar a produção de aerogeradores instalados em torres com uma determinada elevação acima do nível do solo. Deve medir-se tão próximo quanto possível da altura prevista para o eixo dos aerogeradores, sendo 2/3 deste valor apontado como o mínimo desejável. Esta é também uma regra empírica, sendo necessário em cada caso fazer uma avaliação da variação esperada para a velocidade do vento com a distância ao solo, que depende muito da natureza do relevo e da cobertura do terreno.

O tipo de torre que serve de suporte aos sensores, de treliça ou tubular, e o número, tipo e posicionamento dos sensores relativamente à torre são os restantes parâmetros a ter em conta na definição de uma campanha de medição. Há diferentes recomendações internacionais que versam sobre este assunto¹⁰ e apresentam as configurações mais adequadas para uma correcta avaliação do regime de ventos de um determinado local. Todas pretendem minimizar a influência que a torre, suportes e outros sensores têm no normal funcionamento dos instrumentos utilizados, proporcionando a sua operação em condições tão próximas quanto possível daquelas para as quais foram projectados, o que fará com que a incerteza associada às medições seja a menor possível.

Relativamente à extensão da campanha, deve ser considerado, no mínimo, um período de um ano. Um intervalo de tempo superior, idealmente em múltiplos de ano, permitirá filtrar variações verificadas num ou mais anos, como por exemplo a ocorrência de um Inverno muito rigoroso ou de um Verão muito calmo, e consequentemente evitar valorizações incorrectas do recurso eólico do local. Acontece que, na grande maioria dos casos, os períodos de medição são curtos e não permitem detectar eventos deste tipo, pelo que há necessidade de recorrer a metodologias que permitam o enquadramento do período de medição num horizonte temporal mais alargado. Estas passam essencialmente pela utilização de séries de dados, medidas ou extrapoladas, provenientes de locais tão próximos quanto possível do local em avaliação, com

¹⁰ IEA Recommendation 11: Wind speed measurement and use of cup anemometry (1999); Measnet procedure: Evaluation of site-specific wind conditions (2009), entre outros.

uma extensão bastante superior, de vários anos¹¹. Em primeiro lugar, e sempre que possível, recorre-se a dados de estações instaladas com o mesmo fim a operar na vizinhança, que permitam, através de correlações, aumentar a representatividade dos dados registados no local do parque eólico. Depois, procuram-se dados recolhidos em estações instaladas com outros fins que, não apresentando qualidade suficiente para serem usados em cálculos energéticos, podem, ainda assim, constituir-se como uma boa ferramenta de comparação com o regime de longo termo. São exemplos as estações das redes meteorológicas ou dos aeroportos e também as séries extrapoladas a escala global através da assimilação de múltiplas fontes de informação (reanálise), desde as estações dos aeroportos e das redes meteorológicas já referidas, radiosondas, registos de sensores instalados em aviões, barcos e bóias espalhadas pelo oceano e ainda informação recolhida por satélites. Os projectos de maior relevância nesta área são do ECMWF¹² e do NCEP/NCAR¹³.

2.2. Tecnologia eólica

Os aerogeradores, ou turbinas eólicas, são equipamentos utilizados para conversão da energia contida no vento em electricidade. Existem diferentes tipos de aerogeradores, que podem ser agrupados em dois grandes grupos, os de eixo horizontal e os de eixo vertical.



Figura 2.2 – Aerogerador de eixo horizontal

Actualmente são instalados quase exclusivamente aerogeradores de eixo horizontal, na versão com rotor de três pás a montante da torre (*upwind*), Figura 2.2.

O aerogerador *upwind* tem o rotor virado para o vento, apresentando a vantagem de não ter a torre que o suporta como obstáculo. Os inconvenientes deste tipo de turbina são a necessidade de um mecanismo de orientação do rotor e de pás suficientemente rígidas para evitar a colisão com a torre no caso de ventos fortes.

Os aerogeradores de eixo horizontal podem também apresentar o rotor a jusante (*downwind*) da torre, não necessitando, neste caso, do mecanismo activo de orientação, uma vez que o desenho do rotor e da *nacelle* permitem efectuar a orientação de forma natural. A flexibilidade das pás não constitui um

¹¹ De um ponto de vista meteorológico, um período de trinta anos é apontado como representativo do longo termo, mas períodos da ordem dos dez anos são já de grande significado para a caracterização do recurso eólico.

¹² European Centre for Medium-Range Weather Forecasts.

¹³ National Centers for Environmental Prediction (NCEP) e National Center for Atmospheric Research (NCAR), duas instituições norte-americanas.

problema, uma vez que estas se encontram a jusante da torre. Esta apresenta-se como um obstáculo à passagem do vento, provocando variação da potência e aparecimento de cargas de fadiga. Há ainda outra limitação, relacionada com o seguimento natural do vento: há possibilidade de torção dos cabos de ligação ao gerador quando a turbina se orienta repetidamente no mesmo sentido por um período de tempo alargado.

As turbinas de eixo vertical mais conhecidas são as *Darrieus*, Figura 2.3, equipamento inventado em 1925 pelo engenheiro francês George Darrieus. As vantagens deste tipo de turbina residem no facto de não necessitarem de um mecanismo de orientação, uma vez que são capazes de aproveitar o vento proveniente de todas as direcções, e de os equipamentos pesados, como o gerador, estarem ao nível do solo, facilitando a sua instalação e operação. A sua principal desvantagem é a menor eficiência em comparação com os aerogeradores de eixo horizontal. A necessidade de um motor de arranque e a dificuldade de substituição do rolamento do rotor, que requer a desmontagem de toda a parte superior da turbina, são outras desvantagens deste tipo de aerogeradores. Existem ainda os aerogeradores de eixo vertical *Savonius*, assim apelidados em homenagem ao engenheiro finlandês Georg Savonius que o desenvolveu em 1924, que consistem numa superfície vertical em forma de S que roda em torno de um eixo central. São turbinas resistentes e de fácil manutenção, mas pouco eficientes.

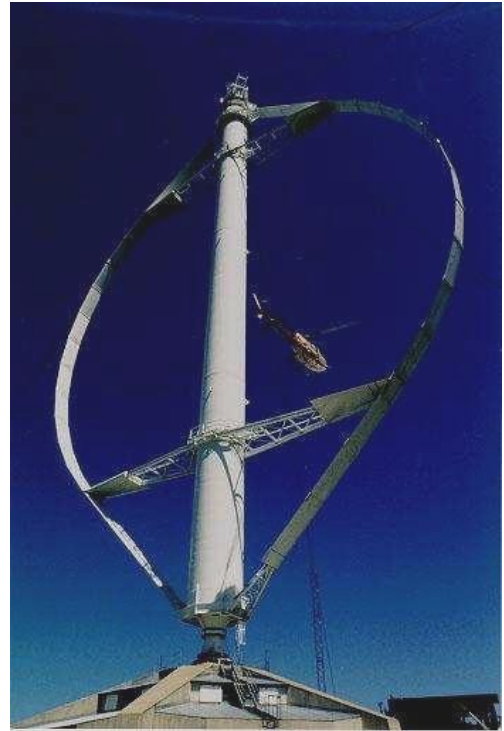


Figura 2.3 – Aerogerador de eixo vertical do tipo *Darrieus*

As turbinas de eixo vertical são comercializadas em pequenos modelos utilizados em aplicações específicas, como sistemas isolados onde não há acesso à rede eléctrica e mais recentemente em aplicações de microgeração em ambiente urbano. Em parques eólicos ligados à rede eléctrica o tipo de aerogerador claramente mais utilizado é o de eixo horizontal *upwind*, apresentado em detalhe na secção seguinte.

As turbinas de eixo vertical são comercializadas em pequenos modelos utilizados em aplicações específicas, como sistemas isolados onde não há acesso à rede eléctrica e mais recentemente em aplicações de microgeração em ambiente urbano. Em parques eólicos ligados à rede eléctrica o tipo de aerogerador claramente mais utilizado é o de eixo horizontal *upwind*, apresentado em detalhe na secção seguinte.

2.2.1. Constituição de um aerogerador de eixo horizontal

De uma maneira geral, pode considerar-se que um sistema de conversão eólico é constituído por três componentes principais:

- Torre, responsável pelo suporte do rotor e da *nacelle*, posicionando-os à altura desejada; a torre é normalmente tubular (as torres de treliça foram

progressivamente abandonadas, não tendo expressão no mercado actual), podendo ser de aço e/ou betão;

- Rotor, constituído pelas pás e pelo cubo, componente onde se acoplam as pás; é no rotor que se dá a conversão da energia cinética do vento em energia mecânica de rotação;
- *Nacelle*, onde estão alojados vários equipamentos, como o gerador, a caixa multiplicadora (caso exista), os mecanismos de orientação, entre outros.

A existência de caixa multiplicadora depende do tipo de gerador, cuja função é converter a energia mecânica transmitida pelo rotor em energia eléctrica. Pode ser síncrono, apresentando um número elevado de pares de pólos, que lhe permite acompanhar a velocidade de rotação do aerogerador, tornando a caixa multiplicadora dispensável, e, consequentemente, aumentando a fiabilidade do sistema. A adaptação da frequência do gerador à frequência da rede é conseguida através de um sistema electrónico de conversão corrente alternada / corrente contínua / corrente alternada. Alternativamente, o gerador assíncrono (de indução) possui uma velocidade de rotação praticamente constante, sendo que a adaptação da velocidade de rotação do rotor à velocidade de sincronismo do gerador é feita através da utilização de uma caixa multiplicadora. É ainda a opção mais usada pelos fabricantes, beneficiando da sua simplicidade, robustez e baixo preço (Castro, 2011). A Figura 2.4 e a Figura 2.5 mostram, respectivamente, pormenores de um aerogerador com e sem caixa multiplicadora.

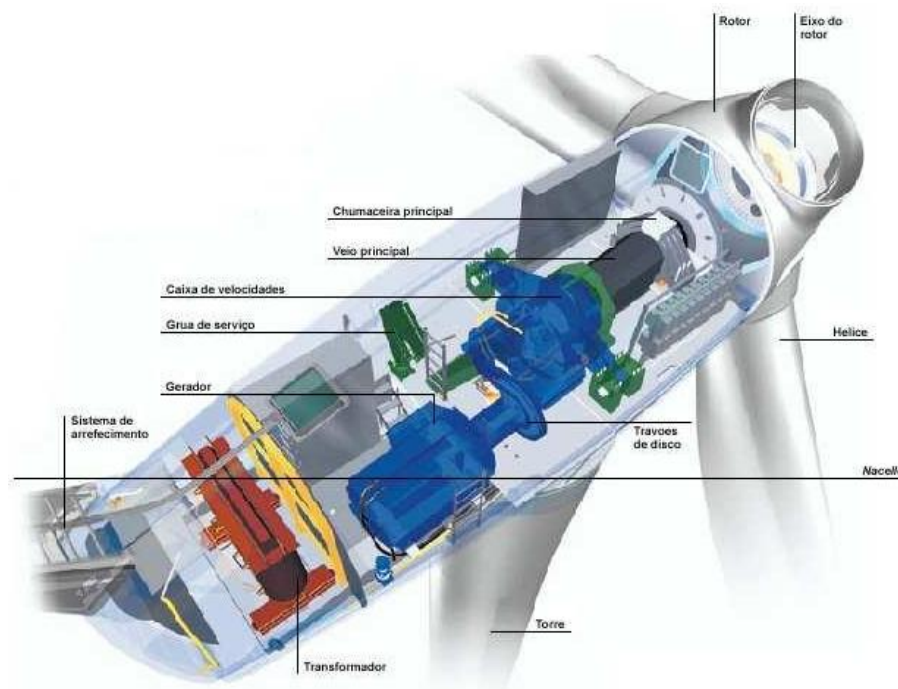


Figura 2.4 – Aerogerador com caixa multiplicadora



Figura 2.5 – Aerogerador sem caixa multiplicadora

Os diversos mecanismos de controlo que constituem um aerogerador são fundamentais para a sua adaptação às condições de vento verificadas, o que permite a optimização da produção de energia eléctrica e também assegurar a integridade e longevidade dos diversos componentes.

Dependendo do tipo de sistema de regulação/limitação de potência adoptado, os mecanismos de controlo monitorizam continuamente um elevado número de parâmetros, o que permite a operação do aerogerador nas condições desejadas. Importa então perceber as diferenças entre os vários sistemas. Os aerogeradores com regulação por descolamento aerodinâmico (*stall*) têm as pás fixas (ângulo de passo constante). O controlo baseia-se nas características aerodinâmicas do perfil das pás. Estas são projectadas para entrar em perda a partir de uma certa velocidade do vento. É o mecanismo utilizado principalmente nos aerogeradores da 1ª geração – até 1,5 MW.

Com a regulação por variação do passo das pás (*pitch*) há possibilidade de rodar as pás em torno do seu eixo longitudinal. Com isto consegue-se evitar o descolamento do escoamento que se verifica no controlo do tipo *stall*. A um aumento da velocidade do vento e consequente aumento do ângulo de ataque e dos coeficientes de sustentação, há uma “compensação” do aerogerador através do ajuste do ângulo de passo das pás. É o mecanismo mais utilizado actualmente.

A regulação pode também ser conseguida por variação da velocidade de rotação, sistema normalmente associado ao controlo do tipo *pitch*. Sendo a velocidade relativa do vento (a que interessa em termos de acção sobre a pá) resultado da composição da velocidade do vento incidente na pá e da velocidade tangencial desta, e estando a velocidade tangencial

dependente da velocidade de rotação do rotor, o controlo pode ser feito variando a velocidade de rotação. Isto porque, para uma velocidade do vento incidente fixa, o aumento da velocidade de rotação diminui o ângulo de ataque (por outro lado, para uma velocidade de rotação fixa, um aumento da velocidade do vento incidente aumenta o ângulo de ataque).

Há ainda a regulação por descolamento activo (*active stall*), onde o descolamento aerodinâmico é provocado. Há uma pivotagem das pás (variação do ângulo de passo) no sentido de forçar este fenómeno.

Os aerogeradores são ainda dotados de outros componentes que garantem a segurança na sua operação quando sujeitos a condições extremas, p.e., o travão de disco que permite a imobilização da turbina num curto período de tempo, entre outros.

2.2.2. Curvas características de um aerogerador

A curva de potência de um aerogerador relaciona a potência eléctrica que o mesmo é capaz de debitar com a velocidade do vento incidente, à altura do eixo do rotor. Esta seria a velocidade do vento que ocorreria neste local, na ausência do aerogerador. Está representada em abcissas do gráfico da Figura 2.6, que mostra curvas de potência de três modelos de aerogeradores da mesma potência nominal, de fabricantes diferentes, actualmente referências no mercado.

Devido à variação cúbica da potência com a velocidade do vento, para velocidades abaixo de um certo valor (*cut-in wind speed*), geralmente entre 2 e 4 m/s, não interessa extrair energia.

A velocidade a partir da qual os aerogeradores debitam a sua potência máxima, conhecida como potência nominal, é designada de velocidade nominal (*rated wind speed*). Nos exemplos apresentados esta velocidade varia entre os 13 (A e B) e os 14 m/s (C).

Por razões de segurança, a partir de uma determinada velocidade do vento (*cut-out wind speed*), a turbina é desligada. Isto porque para aumentar a potência produzida por um aerogerador seria necessário um grande investimento no melhoramento da estrutura que o suporta e nos mecanismos de regulação de potência, que apenas seria aproveitado durante poucas horas do ano. O valor de referência para esta velocidade é 25 m/s, mas há turbinas que desligam ligeiramente mais cedo, como é o caso do modelo A apresentado na Figura 2.6. Os fabricantes têm vindo a desenvolver mecanismos de controlo que permitem que as turbinas continuem em funcionamento até velocidades do vento superior, 30, 35 m/s, operando a uma potência inferior à nominal e decrescente com o aumento da velocidade do vento.

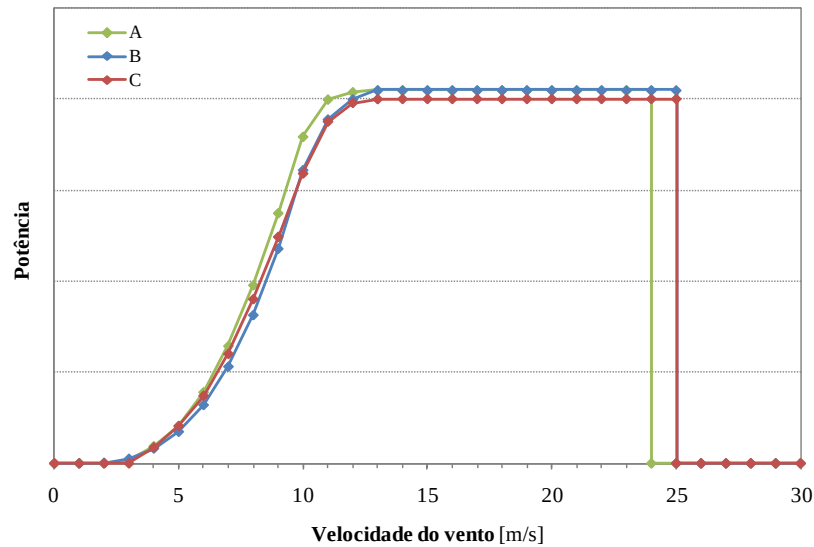


Figura 2.6 – Curvas de potência de aerogeradores de referência

A potência disponível no vento não é totalmente convertida em potência eléctrica pelo aerogerador. Desde logo pelas razões estruturais mencionadas anteriormente; também porque o escoamento, depois de atravessar o plano das pás, tem de sair com velocidade não nula. A aplicação de conceitos de mecânica de fluidos permite demonstrar a existência de um máximo teórico (0,593), designado por limite de Betz¹⁴, para o rendimento da conversão da energia cinética em energia mecânica.

O coeficiente de potência de um aerogerador, C_p , indica com que eficiência a energia do vento é convertida em electricidade, contando, por isso, com mais um rendimento (eléctrico) para além do considerado pelo limite de Betz:

$$C_p = \frac{\text{Potência eléctrica}}{\frac{1}{2} \rho A V^3} \quad (2.1)$$

em que ρ é a massa volúmica do ar no local, A é a área do rotor do aerogerador e V é a velocidade do vento incidente.

Alguns aerogeradores, de natureza experimental, apresentam coeficientes de potência máximos superiores a 0,5, sem nunca se ter excedido o limite de Betz. Os equipamentos actualmente utilizados para a produção de electricidade apresentam coeficientes de potência máximos entre 0,4 e 0,5, o que significa que atingem valores de rendimento de 65 % a 85 %, se se considerar como máximo possível o limite de Betz.

¹⁴ Apresentado em 1919 pelo físico alemão Albert Betz.

A Figura 2.7 mostra as curvas do coeficiente de potência dos aerogeradores cuja curva foi apresentada anteriormente.

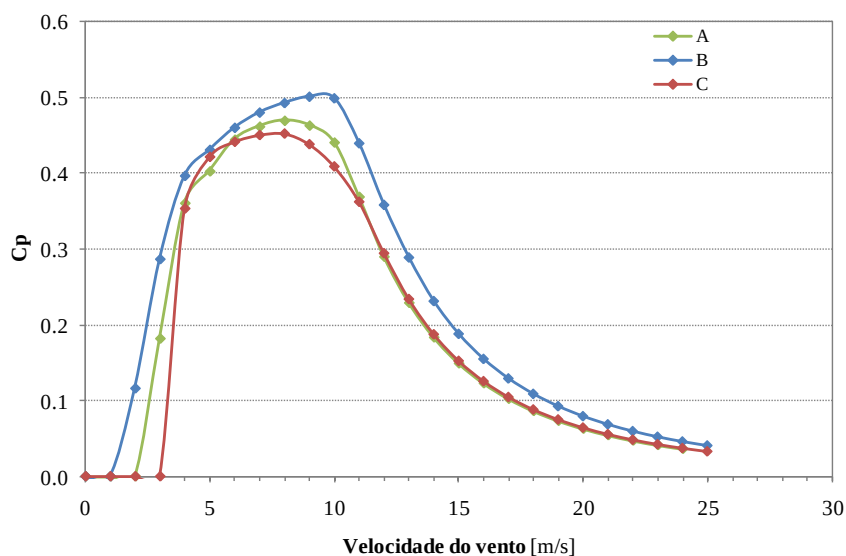


Figura 2.7 – Curvas de coeficiente de potência de aerogeradores de referência

O coeficiente de potência é o parâmetro que permite comparar a eficiência de aerogeradores de características diferentes, sejam potência eléctrica debitada ou área do rotor. Os casos apresentados mostram que o aerogerador que produz mais electricidade para uma dada velocidade do vento (A) não é aquele que converte a energia cinética do escoamento de uma forma mais eficiente (B). Há que ter em atenção o diâmetro do rotor, que define a área varrida, logo a energia aproveitável por cada modelo.

Outra curva característica de um aerogerador é a de impulso axial. É uma medida de quantificação do impacto sofrido pelo escoamento ao “atravessar” o aerogerador, sendo de elevada importância na estimativa das perdas de energia existentes na sua esteira e utilizada em muitos dos modelos de quantificação da influência de um aerogerador sobre os posicionados a jusante.

2.3. Contratos e garantias

Um projecto eólico exige um alargado leque de competências, uma vez que há diversas matérias que têm de ser tomadas em consideração, sendo natural que os promotores deste tipo de empreendimentos não se sintam preparados para dar uma resposta capaz a todas as solicitações, cenário que se intensifica na fase de construção, simultaneamente a etapa que envolve um maior investimento.

As instituições financeiras que participam no projecto são extremamente exigentes com o tipo e as condições das diversas garantias envolvidas na construção e operação de um parque eólico, tornando este assunto um dos mais discutidos de todo o processo.

A definição da metodologia de realização da empreitada fica a cargo do promotor, que procede à selecção de fornecedores e empreiteiros, em alguns casos através de respostas a um concurso público. Podem verificar-se vários cenários, desde aquele em que o promotor assume a liderança de um grupo de equipas e parte para a selecção das mesmas para a realização de cada uma das tarefas, até à elaboração de contratos tipo “chave na mão”, que permitem ao promotor escolher um fornecedor responsável por todas as obras a realizar. É habitual que esta entidade seja o fabricante dos aerogeradores seleccionados, sendo todas as questões acertadas através da elaboração de contratos *EPC - Engineering, Procurement and Construction*, que definem as especificações do projecto, os prazos de execução, o custo associado, o tipo de garantias envolvidas, entre outros.

As garantias contratualizadas dependem da fase que o projecto atravessa e estão habitualmente associadas ao pagamento de penalidades no caso de incumprimento. Se, durante a construção esta questão se resume essencialmente às garantias de cumprimento dos prazos e boa execução da empreitada, na fase de operação podem ser aplicadas diferentes garantias, destacando-se as relacionadas com:

- Desempenho;
- Ambiente e ruído;
- Adequação às exigências da rede eléctrica (tensão, potência reactiva, etc.);
- Perdas eléctricas (pode estar incluído no desempenho);
- Degradação e desgaste da instalação (associado ao desempenho).

As garantias relacionadas com o ambiente, ruído e exigências da rede eléctrica relativamente à qualidade da energia injectada por um parque eólico assentam no cumprimento de leis e regulamentos, pelo que normalmente não levantam grande discussão, desde que seja assegurada a sua monitorização de acordo com as regras definidas na legislação correspondente.

A contratualização de garantias associadas ao desempenho de um parque eólico é um processo que origina maior debate, isto porque podem estar presentes diferentes conceitos. Por um lado, pode ser garantida a disponibilidade dos aerogeradores, o que está relacionado com a capacidade das equipas de manutenção conservarem estes equipamentos em condições de funcionamento. Por outro lado, tendo em conta que esta garantia não significa a operação do parque eólico em condições que permitam a maximização da energia produzida, pode passar-se para uma garantia centrada no seu desempenho efectivo.

O conceito de disponibilidade é bastante objectivo, uma vez que se trata da contabilização dos períodos em que os aerogeradores estão a operar ou em condições de o fazer. Naturalmente que poderá existir discussão relativamente à selecção destes períodos, mas, de uma maneira geral, trata-se de um critério com uma alargada aceitação, para o qual os fabricantes apresentam metodologias bastante expeditas de monitorização, razões pela quais é o escolhido na grande maioria dos casos.

Em alternativa pode avaliar-se o desempenho de um parque eólico, um conceito bastante mais sensível, por se debruçar sobre um maior número de variáveis que caracterizam o seu funcionamento, algumas das quais ainda sem uma metodologia de análise suficientemente madura, tal a complexidade das temáticas envolvidas.

A avaliação do desempenho é muitas vezes confundida com uma simples comparação da produção de um parque eólico num determinado período de operação e a estimativa obtida na fase de projecto, o que é absolutamente errado. Estas não são grandezas directamente comparáveis, sendo possível elencar várias justificações para a eventual diferença encontrada entre ambas. Em primeiro lugar, as estimativas são apresentadas para o horizonte do tempo de vida do projecto, isto é, assumindo as características do recurso que se esperam em ano médio. Ora, a consideração de um período discreto dificilmente representará as condições médias do local. Depois, há que contar com as limitações aquando da determinação da estimativa, relacionadas com diversos aspectos, dos quais se destacam a insuficiência de estações de medição para a correcta caracterização do recurso eólico, a consideração de um curto período de dados, a utilização de modelos de escoamento menos apropriados para um dado caso e a ausência de correcção dos dados medidos através da utilização de dados de vento representativos do recurso esperado no longo termo.

Pelo exposto nos parágrafos anteriores, se percebe que a problemática de avaliação do desempenho de parques eólicos obriga a uma correcta selecção e aplicação de metodologias que permitam ter em conta todas as especificidades dos projectos e contratos, para poder concluir acerca da eventual existência de um problema. Este é o assunto em discussão na presente tese, que será desenvolvido em detalhe nos capítulos seguintes.

3. Metodologias de verificação

O risco associado ao investimento num parque eólico está fortemente relacionado com os eventuais desvios entre a sua produção efectiva e a que foi estimada na altura da montagem financeira de todo o projecto. Surge, então, a necessidade do acompanhamento do funcionamento de parques eólicos, sejam eles projectos de grande dimensão ou constituídos apenas por um aerogerador.

A definição da metodologia a aplicar em cada situação depende das especificidades do projecto e, na grande maioria dos casos, dos contratos que são estabelecidos entre promotor e fabricante, onde se reflectem os requisitos de cada parte. Nestes casos a verificação assume também um carácter de garantia, na medida em que eventuais desvios podem originar penalizações ou bonificações ao fabricante, conforme o desempenho esteja abaixo ou acima do contratualizado.

Estes contratos têm sofrido modificações ao longo do tempo. De uma maneira geral, pode dizer-se que os primeiros acordos passavam pela verificação da disponibilidade dos aerogeradores que constituem um parque eólico, o que não é uma medida efectiva do seu desempenho, mas sim uma contabilização do tempo em que estiveram em operação ou em condições de o fazer. É, portanto, um conceito que não permite perceber se foi produzida toda a energia que se esperava que tivesse sido produzida para as condições de vento verificadas. Além disso, as indisponibilidades podem surgir em períodos sem vento ou em intervalos de tempo muito ventosos, o que introduz um factor adicional na avaliação do desempenho.

A questão do desempenho só foi verdadeiramente introduzida quando se passou a associar à monitorização da disponibilidade a medição da curva de potência de alguns dos aerogeradores que constituem um parque eólico, quando sujeitos às condições de funcionamento, vento e outras, que se verificam nos seus locais de instalação. A partir desta avaliação, realizada num período específico e geralmente inferior a um ano, conclui-se acerca do desempenho de um aerogerador num período mais alargado, muitas vezes para o seu tempo de vida útil, o que

sugere um elevado risco de se cometerem incorrecções, como consequência, p.e., da degradação das características da máquina ao longo do tempo ou da ocorrência de condições mais favoráveis à sua operação no período da avaliação.

Mais tarde, com a maturação deste tipo de contratos e, principalmente, com o acumular de experiência na operação de parques eólicos, estes passaram a ser olhados como um todo e não como um conjunto de aerogeradores. O que quer dizer que se passou para um conceito de avaliação contínua do desempenho de todos os aerogeradores, que pudesse ser verdadeiramente representativo da sua adequação a um determinado local e da forma como é conseguida a sua operação e manutenção. As diferentes perdas existentes num parque eólico, desde as eléctricas até às aerodinâmicas resultantes da interferência entre os diversos aerogeradores, passaram também a ser tidas em conta na análise. É uma metodologia que analisa o parque eólico como um todo, o qual, sujeito a determinadas condições de vento, apresenta uma produção que será a medida do seu desempenho quando comparada com a energia que se estima que o parque devesse ter produzido para essas mesmas condições.

Esta análise contínua da operação de um parque eólico acaba por permitir a detecção de situações que não seriam perceptíveis através da aplicação de outros procedimentos que são limitados no tempo ou que fazem excluir da análise vários períodos com ocorrências específicas. Os fabricantes passaram a ser confrontados com uma série de questões com as quais não estavam habituados a lidar, o que os obrigou a ter uma maior capacidade de resposta perante o dono do parque. Este facto, em conjunto com o argumento de que se trata de uma metodologia ainda com algumas debilidades, nomeadamente no que diz respeito à forma de cálculo da energia que se estima que um parque deva produzir num determinado período da sua operação, esteve na base da rejeição generalizada desta metodologia por parte dos fabricantes. Na altura, numa conjuntura de elevada procura de aerogeradores, para uma oferta que não conseguia acompanhar o mesmo ritmo, os promotores ficaram numa posição de fragilidade na negociação destas cláusulas dos contratos e estas metodologias acabaram por deixar de constar nesses documentos.

No entanto, e pelo reconhecimento das melhorias que podem ser conseguidas na operação de parques eólicos através da monitorização contínua do seu desempenho, alguns promotores têm procurado, mesmo fora de um âmbito contratual, munir-se de um conjunto de dados de operação dos parques que lhes permita, sustentadamente, questionar os fabricantes em relação a eventuais desempenhos insatisfatórios.

A realidade é que são ainda poucos os promotores que têm esta perspectiva de avaliação dos seus empreendimentos, ficando-se muitas vezes por análises redutoras que podem conduzir a conclusões erradas acerca da operação e desempenho dos parques eólicos. De uma maneira geral, pode dizer-se que um promotor faz uma avaliação anual do desempenho, comparando a energia produzida com um valor de referência que assume para o parque, designado de longo-termo, encontrado nos estudos levados a cabo antes da construção do parque que

serviram de base à sua montagem financeira. Apesar de alguns se preocuparem com a incerteza destes estudos, olhando para os valores com uma probabilidade de 75 % de serem excedidos, P75, há muitos proprietários de parque eólicos que usam como referência números que não contabilizam a incerteza, i.e., que são apresentados com uma probabilidade de apenas 50 % de serem ultrapassados.

Se desta comparação resultar uma produção anual superior ao valor de referência, a análise é dada muitas vezes como terminada. Se, pelo contrário, for encontrado um valor inferior ao esperado, tentam perceber se ocorreram quebras de disponibilidade que possam ter justificado esta situação, procurando responsabilizar o fabricante se a fraca disponibilidade se dever a problemas com os aerogeradores, ou o operador da rede se se tiverem verificado muitos períodos de indisponibilidade da rede eléctrica.

As discussões entre promotores e fabricantes são quase sempre inconclusivas, uma vez que a informação que o promotor dispõe é muito reduzida e é apresentada pelo fabricante que, por sua vez, tem muito mais dados e conhecimento acerca da operação dos aerogeradores. O facto da assumpção por parte do promotor da existência de um desempenho insatisfatório ser baseada em critérios que não permitem segurança nas conclusões¹⁵ e, como tal, ser em alguns casos facilmente rebatida, retira credibilidade a este tipo de abordagem.

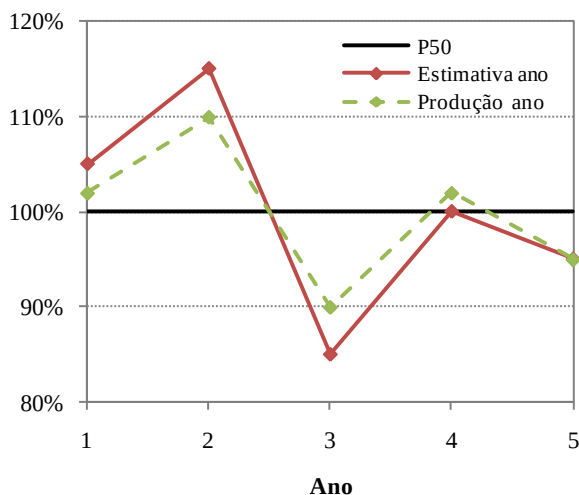


Figura 3.1 – Avaliação incorrecta do desempenho

Há casos de produções anuais acima da estimativa de longo-termo que, ainda assim, não correspondem à máxima energia que o parque devia ter produzido para o regime de ventos verificado. Por outro lado, o facto de um parque apresentar uma produção inferior ao valor de referência não significa que o seu desempenho seja insatisfatório. A Figura 3.1 mostra alguns casos que justificam que a análise do desempenho não é a comparação das produções anuais com as estimativas de longo-termo efectuadas para um projecto.

Nas secções seguintes são abordados os conceitos relacionados com a avaliação do desempenho de parques eólicos. Em primeiro lugar é efectuada uma incursão pela temática da disponibilidade, dada a frequência com que o assunto é mencionado nas questões de avaliação do desempenho. Segue-se a abordagem ao processo de medição da curva de potência de

¹⁵ Os valores de referência, P50, são obtidos para o regime de ventos médio que se espera para um local, que pode não ter ocorrido num ano específico de análise. Mesmo tomando como base os valores de P75, que já incluem a consideração da incerteza associada à variabilidade inter-anual do regime de ventos, é necessária prudência na forma como se comparam os resultados.

aerogeradores, nas suas diferentes variantes, e a apresentação das principais especificidades da metodologia de “garantia global”, terminando o capítulo com a referência às metodologias habitualmente empregues para o acompanhamento contínuo da operação dos aerogeradores que constituem um parque eólico. Em anexo apresentam-se os documentos normativos relacionados com esta temática, que têm resultado da tentativa de uniformização das metodologias por parte dos diferentes *players*, nomeadamente promotores de projectos eólicos, fabricantes de aerogeradores e consultores independentes.

3.1. Verificação da disponibilidade

De uma maneira geral, pode dizer-se que o conceito de disponibilidade de um aerogerador está relacionado com a avaliação da sua capacidade em desempenhar a função para o qual foi projectado, i.e., produção de energia eléctrica. Pode, no entanto, ser interpretado de formas diferentes. Por um lado, os fabricantes de aerogeradores estão interessados em avaliar o período em que as suas turbinas se apresentam operacionais, a produzir ou em condições de o fazer, desde que se verifiquem as condições externas, nomeadamente meteorológicas e da rede eléctrica, para os quais foram projectados. Por outro lado, o proprietário de um aerogerador valoriza mais o tempo de operação perdido em detrimento das razões que levaram a essa perda. Estas duas visões permitem chegar às duas variantes de disponibilidade habitualmente discutidas, “disponibilidade técnica” na perspectiva do fabricante e “disponibilidade operacional”, se for tido em conta o ponto de vista do proprietário. A diferença entre estes conceitos está na atribuição da responsabilidade de cada paragem dos aerogeradores e, consequentemente, no nível de garantia esperada pelos proprietários e que os fabricantes podem não estar dispostos a assegurar.

A catalogação dos estados que um aerogerador pode assumir durante a sua operação é o primeiro passo para que se possa atingir um nível de consenso aceitável na utilização deste conceito. Está em preparação um documento normativo que pretende harmonizar as diferentes abordagens a esta temática, IEC TS 61400-26-1: “*Time based availability for wind turbines*”. A Figura 3.2 mostra a catalogação proposta neste documento, sendo o objectivo definir pelo menos um estado para cada instante de operação. Expõe também o critério assumido para a determinação da disponibilidade técnica e operacional.

Um “desempenho óptimo” corresponde à operação do aerogerador de acordo com as suas especificações, enquanto um “desempenho parcial” significa a ocorrência de limitações ao normal funcionamento da turbina.

O “*standby técnico*” é usado para catalogar os períodos nos quais o aerogerador está a executar acções necessárias para que possa operar correctamente, nomeadamente o desenrolamento de cabos após um determinado número de rotações na procura do vento dominante, o teste automático de sistemas internos, o aquecimento ou arrefecimento após um

período fora da gama de condições ambientes de funcionamento e o descongelamento após detecção de gelo em alguns componentes, entre outros.

Categoria				Disp. técnica	Disp. operacional
1. Informação disponível (IA)	2. Operacional (IAO)	3. A produzir (IAOG)	4. Desempenho óptimo (IAOGFP)		
			5. Desempenho parcial (IAOGPP)		
		1.1.2. Sem produção (IAONG)	6. <i>Standby</i> técnico (IAONGTS)		
			7. Condições ambientais fora da gama de funcionamento (IAONGEN)		
			8. Paragem pedida (IAONGEN)		
		9. Condições eléctricas fora da gama de funcionamento (IAONGEN)			
	10. Não operacional (IANO)	11. Manutenção programada (IANOSM)			
		12. Intervenções correctivas (IANOPCA)			
		13. Paragem forçada (IANOFO)			
		14. Operação suspensa (IANOS)			
15. Evento de força maior (IAFM)					
16. Informação não disponível (IU)					

Figura 3.2 – Categorias de estados de um aerogerador (IEC TS 61400-26-1)

A “paragem pedida” corresponde a uma suspensão da produção em sequência de uma intervenção exterior, local ou remota. Pode tratar-se de uma questão de segurança (p.e., evitar a projecção de gelo acumulado nas pás), de visitas técnicas pedidas pelo proprietário ou de paragens devido a aves ou ruído.

“Intervenções correctivas” são as operações necessárias para restaurar ou melhorar a operação das turbinas, que estão fora do âmbito da “manutenção programada”, como por exemplo a substituição de um componente com um desgaste anormal.

Uma “paragem forçada” é levada a cabo sempre que não é possível prever as consequências de uma falha, avaria ou alarme não esperado, com o objectivo de preservar a integridade do aerogerador.

A operação é “suspensa” sempre que uma actividade de manutenção programada, intervenção correctiva ou paragem forçada tiver de ser interrompida por iminente falta de segurança das pessoas e equipamentos intervenientes.

A categoria “força maior” é utilizada para catalogar todas as situações extraordinárias que estão para lá do controlo das partes envolvidas, nomeadamente eventos atmosféricos extremos, como por exemplo trovoadas.

A Figura 3.2 ajuda a chegar a definições para disponibilidade técnica e operacional, que podem ser expressas como se apresenta de seguida, respectivamente, nas equações (3.1) e (3.2).

$$\text{Disponibilidade técnica} = \frac{T_{\text{operacional}}}{T_{\text{total}} - T_{\text{sem info}} - T_{\text{força maior}} - T_{\text{manutenção}}} \quad (3.1)$$

$$\text{Disponibilidade operacional} = \frac{T_{\text{produção}}}{T_{\text{total}} - T_{\text{sem info}}} \quad (3.2)$$

A Figura 3.2 permite ainda evidenciar os dois tópicos importantes na discussão do tema da disponibilidade. Em primeiro lugar, a classificação do estado de um aerogerador usando um pequeno número de categorias bem definidas, que permitam uma análise sistemática e independente do seu fabricante¹⁶. Depois, é necessário definir se uma paragem deve ser tida como normal no comportamento do aerogerador ou, em alternativa, se deve responsabilizar o fabricante por um ocorrência desse tipo, classificando, para tal, o aerogerador como “disponível” ou “não disponível” ou simplesmente excluindo o período da análise.

São claras as diferenças entre a abordagem do fabricante e do proprietário de uma turbina, que geram discussões sobre os contratos de exploração de parques eólicos, que contemplam a definição de uma disponibilidade mínima a atingir (tipicamente 97 % para a média da disponibilidade anual do conjunto dos aerogeradores que constituem um parque), bem como o pagamento de penalidades no caso de incumprimento, ou de prémios quando os valores garantidos são superados. A penalização é tanto maior quanto mais baixa for a disponibilidade, daí a tendência dos fabricantes em procurar minimizar os períodos de não operação que possam ser atribuídos a falhas nos aerogeradores.

Recentemente alguns fabricantes têm olhado com mais atenção para esta questão, admitindo que o conceito de “disponibilidade técnica”, tal como apresentado neste documento, não é garantia da correcta operação de um parque eólico. Surgiu a preocupação de usar um conceito que possa, p.e., assegurar que as manutenções prolongadas são efectuadas em períodos de menos vento, o que afasta a discussão do factor “tempo” e passa a introduzir a noção de perdas energéticas associadas às paragens.

A definição das metodologias usadas para estimar a energia não produzida em consequência da redução de disponibilidade é precisamente o tema mais sensível dos contratos estabelecidos entre fabricantes e proprietários de aerogeradores, apesar das diversas discussões que podem ser levantadas em torno do conceito de disponibilidade, nomeadamente no que diz respeito aos períodos que devem ser excluídos da análise.

¹⁶ Tipicamente um fabricante define centenas de códigos para caracterizar, em cada instante, o estado do seu aerogerador, o que torna difícil a análise por parte do proprietário.

A Figura 3.3 mostra a distribuição de ocorrências, por classe de velocidade, para um local com um determinado regime de vento, bem como a contribuição de cada classe na energia produzida por um aerogerador de referência a operar nessas condições. O desfasamento entre ambas as distribuições é consequência da tecnologia e do facto da potência disponível no vento não depender linearmente da sua velocidade. Pretende-se com esta ilustração mostrar que é totalmente diferente falar de uma quebra de disponibilidade (tempo) e da energia associada a este evento: apenas por coincidência uma quebra em tempo corresponderá a uma igual quebra em termos energéticos. Neste caso, 60 % das ocorrências de vento estão na gama de velocidades de 1 a 7 m/s, mas neste intervalo apenas se produz 16 % da energia. Na gama de 8 a 12 m/s, que representa pouco mais de 30 % do tempo, produz-se cerca 60 % da energia.

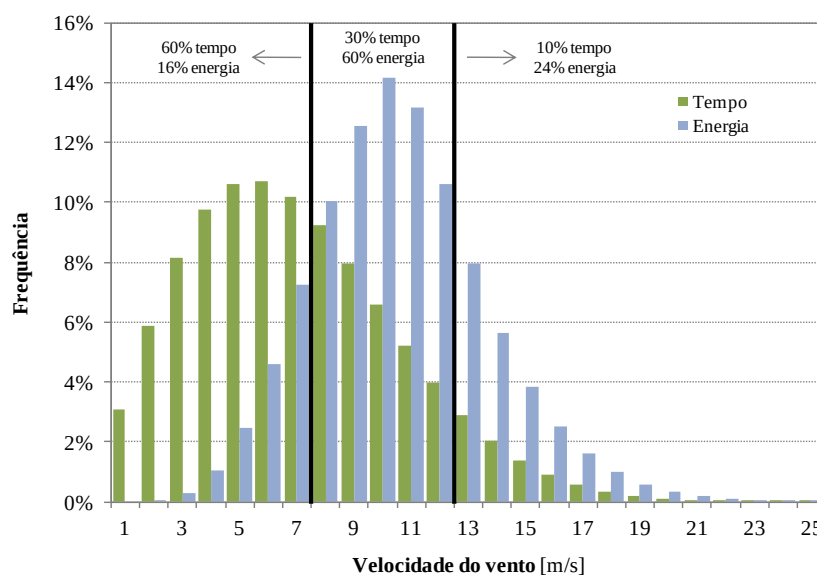


Figura 3.3 – Distribuição de ocorrências de vento e da energia gerada por um aerogerador

Se se tomar, p.e., uma indisponibilidade de 2% num período de velocidade média de 8 m/s, chega-se, no exemplo apresentado na Figura 3.3, a uma perda energética cinco vezes superior aquela que se verificaria se a mesma quebra de disponibilidade ocorresse num instante em que a velocidade média fosse de 5 m/s. Considerando a remuneração média expectável para 2010 em Portugal pela energia produzida por um parque eólico, cerca de 90 € por cada MWh (Verdelho, 2010), é possível perceber que a diferença entre estes cenários significaria, para um parque eólico composto por dez aerogeradores de 2 MW de potência nominal, a passagem de uma perda de cerca de 30 000 € para uma quebra de receita na ordem de 130 000 €.

Daqui se pode concluir também acerca da falta de rigor ao considerar o regime de ventos médio verificado num local, metodologia utilizada na maior parte dos contratos de exploração, para chegar à perda energética associada a quebras de disponibilidade. Naturalmente que pode sempre ser alegado que uma análise para um período alargado, p.e. um ano, filtrará em parte este problema, uma vez que a indisponibilidade será consequência

de diversos pequenos eventos, registados tanto em períodos com velocidade superior à média, como também em instantes onde a velocidade é inferior ao valor médio. Harman et al. (2008) aponta nesse sentido, concluindo que, para um projecto não sujeito a condicionantes externas extraordinárias, se espera que uma quebra de 1 % de disponibilidade resulte numa perda de 1 % em termos de energia. O estudo teve em conta um alargado leque de parques eólicos em operação, 250, cobrindo diversas realidades no que diz respeito a condições climáticas, fabricantes, composição da unidade (número e potência de dos aerogeradores) e também período de dados disponível para análise. Ainda assim, trata-se de uma análise global, que não permite concluir acerca de casos específicos.

3.2. Garantia da curva de potência

A garantia baseada na verificação da curva de potência tem como objectivo demonstrar, por amostragem, que os aerogeradores têm um desempenho semelhante ao expresso pela curva de potência garantida, quando sujeitos às condições de funcionamento que irão experimentar no local da sua implantação.

O número de máquinas a ser ensaiado em cada parque depende do contrato estabelecido entre fabricante e proprietário, sendo habitual testar-se uma ou duas se o número total não ultrapassar dez e mais uma por cada dez turbinas acima deste valor.

O ensaio de medição da curva de potência de aerogeradores centra-se na medição simultânea de duas grandezas: a velocidade do vento incidente no rotor do aerogerador e a correspondente potência eléctrica que este é capaz de produzir.

Este tipo de ensaio tem como grande dificuldade a medição da velocidade do vento incidente no rotor, uma vez que se pretende obter o valor desta grandeza durante o período do funcionamento do aerogerador, sendo impossível colocar um dispositivo de medição no local deste. A medição da potência eléctrica não apresenta grandes obstáculos. Há também necessidade de medição de outras grandezas atmosféricas, que permitam uma definição precisa das condições de realização do ensaio. As secções seguintes apresentam as especificidades relacionadas com as diferentes medições envolvidas num ensaio deste tipo.

O cálculo de eventuais indemnizações compensatórias devidas por desvios entre a curva medida e a garantida pelo fabricante depende dos acordos estabelecidos entre as partes, passando habitualmente pela consideração de um regime de ventos característico do local, obtido a partir da informação recolhida nas estações que tenham sido operadas na área do parque, que permite chegar a valores de energia medida e garantida.

3.2.1. Medição das características do vento

A determinação da velocidade do vento à altura do eixo do rotor do aerogerador tem de ser conseguida através de medições realizadas noutra local que não o da implantação deste, o que levanta de imediato três questões: 1) a definição do local da medição; 2) a transposição dos resultados do local de medição para o do aerogerador; e 3) a avaliação da representatividade dos resultados obtidos.

Estação de medição das características do vento

A velocidade do vento que melhor representa aquela que incide no rotor do aerogerador é obtida através de anemómetros colocados a uma altura acima do nível solo igual ou próxima da do eixo do rotor do aerogerador.

Por serem os sensores mais fiáveis, tendo em conta a precisão e robustez que se pretende para estas medições, são utilizados, na esmagadora maioria dos casos, anemómetros de copos de eixo vertical, dos quais se apresenta um exemplo na Figura 3.4. Os anemómetros devem ser calibrados numa entidade acreditada para o efeito.

São também instalados sensores de direcção na estação de medição, para que seja efectuada a medição da direcção do vento. A forma mais familiar destes equipamentos é um leme ligado a um eixo vertical, tal como apresentado na Figura 3.4. A conversão da posição do cata-vento para um sinal eléctrico é conseguida por um potenciómetro.

Podem também ser utilizados anemómetros ultra-sónicos, cujo princípio de funcionamento assenta na medição do tempo que um impulso sonoro leva a percorrer uma distância definida entre dois pontos, sendo os impulsos emitidos e recebidos por transdutores piezoeléctricos (Ribeiro, 2005). A Figura 3.4 mostra um exemplo de um anemómetro ultra-sónico disponível actualmente no mercado. A utilização destes sensores neste tipo de ensaios é muito recente e ainda residual, não fazendo ainda parte do âmbito da normalização existente sobre esta temática. Apesar de algumas vantagens que estes sensores apresentam relativamente aos anemómetros de copos, nomeadamente a ausência de congelamento e a medição das três componentes vectoriais da velocidade, o que dispensa o sensor de direcção, são equipamentos bastante mais onerosos e com superior dificuldade de operação e processamento da informação recolhida.



Figura 3.4 – Anemómetro de copos, anemómetro ultra-sónico e sensor de direcção

Definição do local de estação de medição

A estação de medição não pode ser colocada muito próximo do aerogerador que vai ser ensaiado, pois o escoamento estará afectado pela presença deste, principalmente na sua esteira, como se mostra na Figura 3.5, mas de uma forma generalizada em toda a área que rodeia a *nacelle* e o rotor.



Figura 3.5 – Efeito de esteira no parque eólico offshore de Horns Rev, Dinamarca

Não pode também adoptar-se uma posição muito afastada da turbina, sob o risco da velocidade do vento medida não ser representativa daquela que se verifica ao nível do seu rotor. O posicionamento ideal da estação é num local que possibilite efectuar a medição do vento não perturbado, i.e., aquele que ainda “não passou” pelo aerogerador a ensaiar, por outras turbinas que estejam a operar na vizinhança ou por obstáculos que o afectem, quando este soprar da sua direcção mais energética e/ou predominante no local do ensaio. Desta forma será possível concluir o ensaio num intervalo de tempo mais curto e, acima de tudo, para as condições para as quais se espera que o aerogerador venha a operar durante mais tempo e/ou que originem uma maior produção de energia.

Há casos em que o posicionamento da estação se torna mais difícil devido à complexidade do terreno, que pode originar a ocorrência de fenómenos de turbulência excessiva e descolamento do escoamento, e consequente aumento da incerteza na obtenção da velocidade do vento que atinge o aerogerador a partir daquela que se regista na estação de medição.

Pelo exposto se percebe que a natureza do relevo é decisiva para o sucesso de um ensaio deste tipo, principalmente quando é levado a cabo em aerogeradores instalados em locais com orografia complexa, como se verifica na maioria dos casos em Portugal. Já em alguns países da Europa Central, como a Dinamarca ou a Alemanha, os locais de implantação da maioria

dos parques eólicos caracterizam-se pela suavidade da sua orografia, não assumindo esta problemática tal importância.

Nos casos em que a orografia não origina distorções significativas do escoamento, o que ocorre em terrenos planos ou pouco complexos, do tipo exemplificado na Figura 3.6, admite-se que a velocidade do vento medida numa estação localizada num ponto próximo do aerogerador é representativa daquela que se verifica no eixo do rotor deste.

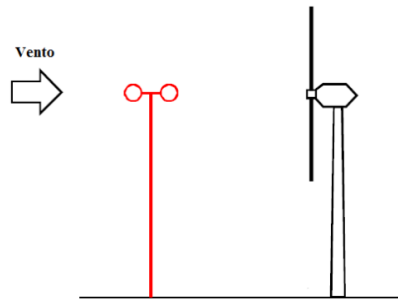


Figura 3.6 – Medição da curva de potência de um aerogerador em terreno plano (Klug, 2002)

Calibração do local

Há situações em que as medições levadas a cabo numa estação não são representativas da realidade verificada ao nível do eixo do rotor do aerogerador, como consequência, em grande parte, da complexidade do terreno do local do ensaio. Nestes casos é necessário conhecer o comportamento do escoamento nos dois pontos, aerogerador e estação de medição, para se determinar a distorção por ele sofrida entre ambos. A distorção pode ser determinada através de uma campanha experimental de “calibração do local”, do inglês “*site calibration*”, que consiste na medição simultânea da velocidade do vento à altura do eixo do rotor do aerogerador numa estação temporária, colocada no ponto exacto onde será montada a turbina, e na de referência, a utilizar posteriormente no ensaio de medição da curva de potência. A Figura 3.7 ilustra este procedimento num terreno complexo, onde é necessário proceder à calibração do local antes de medir a curva de potência do aerogerador.

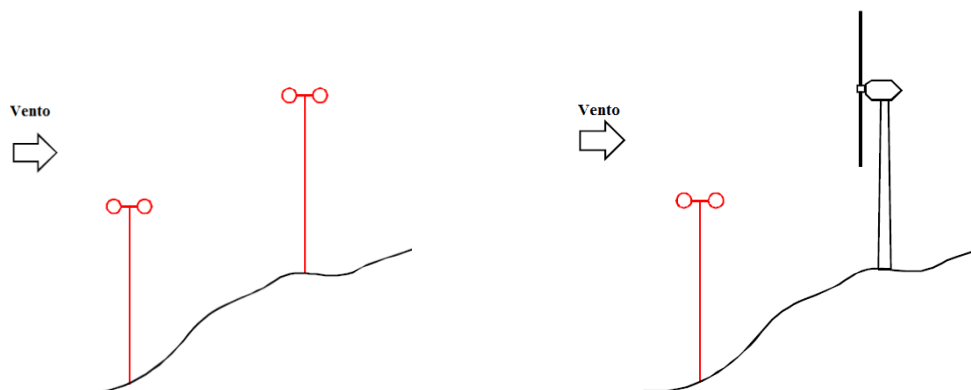


Figura 3.7 – Medição da curva de potência de um aerogerador em terreno complexo (Klug, 2002)

Esta calibração é levada a cabo antes da realização do ensaio de medição da curva de potência, momento em que é mais conveniente a instalação de uma estação no local do aerogerador. É possível realizá-la após o desmantelamento da turbina, mas trata-se de uma opção pouco confortável, uma vez que eventuais desvios ocorridos durante o período de operação não seriam passíveis de correcção até à realização da calibração do local. Por esta razão, muitas vezes este tipo de ensaio em terreno complexo acaba por não ser levada a cabo por não se ter efectuado atempadamente, i.e., antes da construção do parque, a necessária calibração do local.

Em alternativa à calibração experimental do local, poderá ser levada a cabo uma simulação numérica, baseada na utilização de programas de mecânica de fluidos computacional, modelos CFD¹⁷ (Sanada, 2006), utilizados para calcular a velocidade verificada no rotor do aerogerador a partir das medições levadas a cabo na estação. Trata-se de uma metodologia ainda numa fase precoce de aplicação, razão pela qual está ainda fora do âmbito da normalização existente nesta área. Ainda assim, pode dar um contributo interessante na definição do local mais adequado para a instalação da estação, na medida em que permitirá ter uma ideia do comportamento do escoamento na área em apreço.

Os modelos CFD, que resolvem as equações de Navier-Stokes (conservação de massa, quantidade de movimento e energia), permitem uma detalhada caracterização do escoamento verificado num determinado local. No entanto, a sua fiabilidade, posta em causa muitas vezes pela dificuldade de definição das condições de fronteira que permitam a sua inicialização, o tempo e a capacidade de cálculo que requerem, bem como os custos associados à sua utilização, têm-se constituído como obstáculos à generalização da sua utilização. Recentemente têm surgido alguns exemplos comerciais destes modelos que pretendem ultrapassar estas limitações, mantendo-se, no entanto, algumas reservas quanto à sua aplicação de uma forma generalizada (Barrios et al., 2007).

Anemómetros da nacelle

Existem casos em que não é possível realizar a calibração do local, em consequência da falta de tempo para instalação de uma torre temporária, ou porque a medição da curva de potência não foi considerada antes da construção do parque, e não se quer levar a cabo a calibração do local após o seu desmantelamento.

Há também algumas situações de dificuldade em levar a cabo um correcto posicionamento da estação de medição, p.e., quando se pretende ensaiar uma turbina localizada numa cumeada de pendentes muito acentuadas. Neste caso, a diferença de cota entre os locais da estação e do aerogerador será considerável; teoricamente, recorrendo a um ensaio de calibração do local, este facto seria ultrapassado, mas as boas práticas e o conhecimento dos fenómenos que se poderiam verificar numa situação destas desaconselham a aplicação desta metodologia.

¹⁷ *Computer Fluid Dynamics*

Nestas situações, a alternativa à espera pelo desmantelamento do aerogerador para realização de uma calibração convencional, ou mesmo o abandono em definitivo do processo, pode passar pela medição da velocidade do vento através da utilização do anemómetro localizado na *nacelle* dos aerogeradores, tal como se mostra na Figura 3.8, mesmo à custa do aumento da incerteza associada às medições.

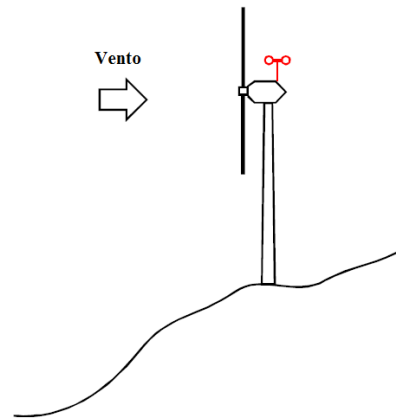


Figura 3.8 – Medição da curva de potência de um aerogerador usando o anemómetro da *nacelle* (Klug, 2002)

A grande questão que se levanta neste tipo de medição é a perturbação provocada pelo rotor e *nacelle* do aerogerador. Como se percebe pelos exemplos da Figura 3.9, a proximidade dos anemómetros ao rotor é tal que torna inevitável a perturbação das medições. Aliás, quando se aplica esta metodologia, os efeitos da orografia assumem um papel secundário, uma vez que a grande influência na distorção do escoamento provém da operação do rotor.



Figura 3.9 – Posicionamento do anemómetro da *nacelle* em diferentes aerogeradores

A utilização desta metodologia passa pela obtenção de uma função de transferência que permita caracterizar a velocidade não perturbada que atinge o eixo do rotor do aerogerador através da velocidade do vento medida pelo anemómetro da *nacelle*. Esta caracterização requer a utilização de uma estação de medição das características do vento, como se esquematiza na Figura 3.10. É de salientar que pode também ser necessário um ensaio experimental de calibração do local, tal como descrito anteriormente, se a orografia do terreno a tal obrigar.

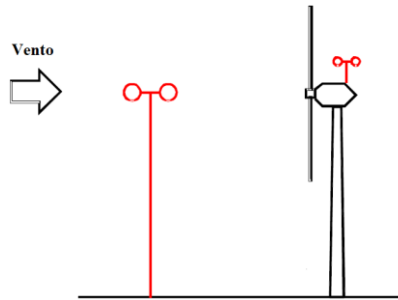


Figura 3.10 – Determinação da função de transferência para medição da curva de potência (Klug, 2002)

A grande vantagem desta variante é que pode permitir a realização de um ensaio de medição da curva de potência sem recorrer à instalação de uma estação de medição das características do vento, sempre que uma função de transferência previamente determinada possa ser utilizada num novo ensaio. Idealmente deve aplicar-se uma função de transferência obtida num aerogerador localizado num terreno semelhante. Se tal não for possível, deve usar-se uma função de transferência obtida em terreno plano.

Em qualquer dos casos, é necessário proceder à validação desta função de transferência, tomando em conta as diversas variáveis que influenciam a sua determinação. Para além das características relacionadas com a geometria do rotor, como o desenho da *nacelle* e das pás do aerogerador, ou o tipo e a posição relativa do anemómetro, há ainda que contar com os parâmetros de controlo de potência do aerogerador, nomeadamente a velocidade de rotação e o ângulo de passo das pás, com os mecanismos de controlo da orientação da *nacelle*, entre outros que possam influenciar a função de transferência a utilizar. Trata-se de uma validação muito detalhada, que pode mesmo obrigar à determinação de diferentes funções de transferência para um aerogerador a operar no mesmo local, bastando, para tal, que este esteja a operar com uma configuração diferente ou que o tipo de anemómetro tenha sido alterado.

3.2.2. Outras medições

Potência eléctrica

A medição da potência eléctrica debitada por um aerogerador é feita através da utilização de um sistema de medição de potência activa, que faz a aquisição dos sinais de corrente e tensão de cada uma das fases. Para tal pode ser necessária a utilização de, respectivamente, transformadores de corrente e tensão, que permitam o ajuste dos valores destas variáveis a níveis que possibilitem a aquisição por parte do sistema de medição.

A medição tem de ser efectuada num ponto que permita avaliar a potência eléctrica líquida, i.e., a potência eléctrica disponível à saída do aerogerador, depois de descontados todos os seus consumos internos.

Variáveis atmosféricas

Os dados recolhidos durante um ensaio de medição da curva de potência de um aerogerador são obtidos para um período específico, onde se regista uma determinada massa volúmica do escoamento. Pode haver interesse em conhecer o desempenho do aerogerador quando sujeito a outros valores de massa volúmica do ar, nomeadamente o valor padrão, $1,225 \text{ kg/m}^3$, ou o valor esperado para o local de operação da turbina.

A normalização dos dados para uma determinada massa volúmica implica o conhecimento desta grandeza em cada instante do ensaio, o que é conseguido através da monitorização da temperatura e da pressão atmosférica. Nos casos em que se verifiquem temperaturas elevadas, esta correcção será mais precisa se for também conhecido o valor da humidade relativa do ar.

Variáveis de operação do aerogerador

Podem ainda ser monitorizadas algumas grandezas relacionadas com a operação do aerogerador, nomeadamente a velocidade de rotação do rotor, o ângulo de passo das pás, a orientação da *nacelle* e o estado da turbina.

Se o conhecimento destes parâmetros é facultativo no caso da utilização de uma estação de medição para obtenção da velocidade do vento que atinge o aerogerador, assume um carácter fundamental no caso de utilização do anemómetro da *nacelle*, uma vez que é fundamental para a validação e utilização da função de transferência.

3.3. Garantia global de produção

O princípio deste tipo de garantia consiste na comparação da energia produzida por um parque eólico com a energia que se esperava que tivesse produzido num determinado período de análise, i.e., aquela que teria sido possível produzir, em função das condições, de vento e outras, verificadas.

A escolha do local de implementação de um parque eólico é um processo levado a cabo pelo promotor do projecto, logo da sua responsabilidade. Assim, o efeito das características do local, no que respeita à orografia e rugosidade, bem como as perdas decorrentes da indisponibilidade da rede eléctrica existente, terão de ser suportadas pelo promotor. Tal como com as perdas de esteira originadas pela interferência entre os aerogeradores que constituem um parque eólico, já que a disposição das turbinas é assumida pelo promotor. Na realidade, trata-se de um processo interactivo, onde muitas vezes os fabricantes têm uma palavra a dizer relativamente a dificuldades que esperam na operação das suas turbinas em determinados locais, influenciando a decisão final dos promotores, que são, ainda assim, responsáveis pelas opções tomadas.

A energia que se espera que um parque eólico produza é a energia bruta correspondente ao regime de ventos verificado descontada das parcelas que foram enunciadas anteriormente, pelas quais o fabricante não deve ser responsabilizado.

As restantes perdas existentes num parque eólico são as que estão associadas à tecnologia instalada e às opções construtivas escolhidas, logo da responsabilidade do fabricante. Trata-se da indisponibilidade ou avaria dos aerogeradores que constituem um parque eólico, do afastamento da curva de potência quando o aerogerador é sujeito a condições do vento menos interessantes do ponto de vista da sua operação, dos consumos internos e das perdas eléctricas existentes no transporte de energia até ao ponto de entrega à rede, no caso de o fabricante ser responsável pelo dimensionamento eléctrico da instalação. Quando este dimensionamento não é feito pelo fabricante, cabe-lhe fazer uma estimativa das perdas eléctricas expectáveis, para as incluir no nível de garantia que está disposto a oferecer.

A verificação da garantia global de um parque eólico assenta no princípio de que todas as perdas imputáveis ao fabricante são englobadas num único factor que, multiplicado pela energia esperada, dá origem à energia garantida.

$$E_G = GP \times E_E \quad (3.3)$$

em que E_G é a energia garantida, GP o factor de garantia de produção e E_E a energia esperada.

A garantia apresentada por um fabricante é o compromisso que a energia produzida por um parque será, no mínimo, igual à energia garantida. Abaixo desta produção haverá direito a compensações, podendo também ser acordadas bonificações para o fabricante no caso da energia medida ultrapassar um determinado nível de produção.

$$\begin{aligned} E_P < E_G & \text{ Compensação devida ao promotor} \\ E_P > E_G & \text{ Eventual bonificação atribuída ao fabricante} \end{aligned} \quad (3.4)$$

em que E_P é a energia produzida durante o período de verificação da garantia, obtida a partir dos registos do contador de energia injectada na rede.

O cálculo da energia esperada, onde são consideradas as perdas por efeito de esteira e a influência das características do local, é levado a cabo recorrendo a modelos de simulação do escoamento e de perdas de esteira que consideram os mapas digitalizados da orografia e rugosidade do local, as curvas de potência e de coeficiente de impulso axial dos aerogeradores que constituem o parque eólico e os dados de vento recolhidos durante o período de verificação.

3.3.1. Informação meteorológica

O cálculo da energia que se espera que um parque eólico produza requer a recolha de dados meteorológicos, que permitam a utilização dos modelos de simulação do escoamento para obtenção das estimativas de energia.

As condições meteorológicas verificadas nas diferentes turbinas que constituem um parque eólico, em especial a velocidade e direcção do vento, podem ser bastante diferentes, principalmente em parques a operar em terreno complexo, caso típico em Portugal.

A ideia é conseguir uma relação entre as medições num ou mais pontos de referência e as condições expectáveis para cada turbina, o que é feito com recurso a programas informáticos e modelos que simulam o escoamento, permitindo a extrapolação horizontal e vertical das características do regime de ventos.

As medições são levadas a cabo através da instalação de sensores em torres de suporte, tal como no caso da medição da curva de potência de aerogeradores (secção 3.2.1). Como foi discutido na mesma secção, os aerogeradores, e outros obstáculos, originam a perturbação do escoamento. É muito difícil encontrar uma localização para a estação de medição que seja representativa do regime de ventos de uma área e que não esteja na zona de perturbação dos aerogeradores que constituem um parque. Haverá sempre sectores do vento perturbados pela operação das turbinas. A definição do posicionamento das estações de medição é um processo tão mais complicado quanto mais complexo for o terreno da área do parque, dependendo também bastante do arranjo das turbinas que o constituem.

Sendo o objectivo da metodologia o acompanhamento contínuo do desempenho do parque, é necessário recolher dados de ventos válidos, i.e., não perturbados pelos aerogeradores e outros obstáculos, durante todo o intervalo de verificação. Para isso há que recorrer a um número de estações que permita que, em cada instante da avaliação, haja pelo menos uma que recolha dados de vento válidos. Naturalmente que os sectores mais energéticos e/ou com mais ocorrências assumem maior importância, pelo que se pode chegar a compromissos de não cobertura de sectores que se sabe serem pouco importantes, isto se existir histórico de medições que permita conhecer o regime de ventos do local.

A título de exemplo, mostra-se na Figura 3.11 a disposição dos quinze aerogeradores que constituem um parque eólico, sobre um mapa topográfico com as curvas de nível. Neste caso, foram pensadas duas estações para garantir a existência de dados válidos de vento em todos os momentos da verificação.

Quando existem dados válidos nas duas estações, usam-se os recolhidos na que melhor represente o recurso eólico de cada aerogerador, habitualmente a mais próxima. Para os aerogeradores situados a distâncias semelhantes das duas estações são ponderadas as estimativas obtidas com ambas as estações. Nos instantes em que apenas há dados não perturbados recolhidos numa das estações, estes são usados para estimar a produção de todas

as turbinas que compõem o parque eólico. Neste cenário, existe uma distância máxima entre estação e aerogerador de 3,5 km, valor aceitável para a aplicação dos modelos de simulação do escoamento em casos de terreno não complexo.

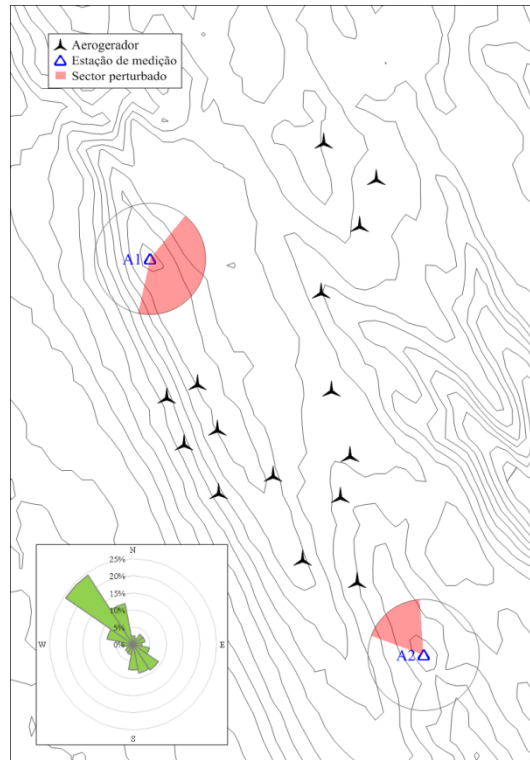


Figura 3.11 – Estações de medição para verificação da garantia global em terreno plano

Poder-se-ia equacionar um processo de verificação apenas com uma estação, uma vez que qualquer uma das estações representa bastante bem o local de instalação de todos os aerogeradores, por se tratar de um parque situado em terreno não complexo. A questão tinha que ver com os azimutes para os quais nunca se iriam obter dados de vento não perturbados, sendo óbvio a escolha da estação A1, quando observada a rosa de energia presente na Figura 3.11, que mostra que o quadrante noroeste é aquele de onde sopra o vento que contém mais energia. Ainda assim, esta solução inviabilizaria a verificação da garantia durante todo o período de operação do parque.

Há situações em que o posicionamento é mais difícil, tendo em conta a complexidade do terreno. A Figura 3.12 mostra a topografia do local de implantação de um parque eólico (para além das linhas de nível, estão representadas as zonas cujo declive é superior a 14°, valor acima do qual não é aconselhada a instalação de aerogeradores), assim como a disposição dos seus treze aerogeradores. Para além da elevada complexidade do terreno, há ainda que contar com a dispersão das turbinas. São propostas duas estações, uma em cada núcleo, sendo clara a maior dificuldade de localização das estações, em comparação com um parque situado em terreno plano. Há um pequeno conjunto de azimutes, vento proveniente de Este, para o qual

nunca são recolhidos dados não perturbados, mas, como pode verificar-se pela rosa de energia apresentada na Figura 3.12, trata-se de um azimuth com pouca relevância em termos energéticos.

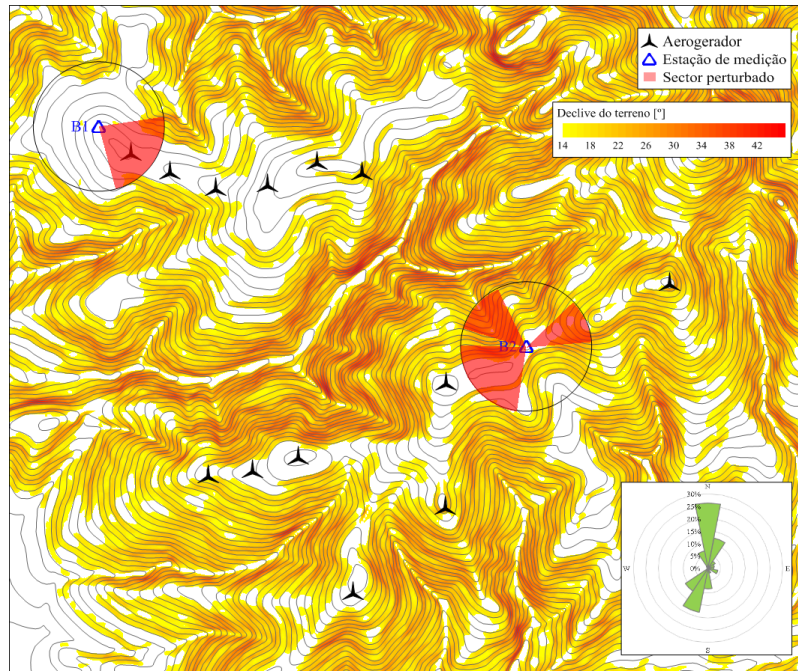


Figura 3.12 – Estações de medição para verificação da garantia global em terreno complexo

A distância máxima entre estação e aerogerador é de 3,3 km, valor inferior ao do parque localizada em terreno plano. Acontece que para este tipo de terreno se espera um pior desempenho do modelo de simulação do escoamento, tendo em conta a orografia bastante complexa e a probabilidade de ocorrência de fenómenos de turbulência e de escoamento descolado que os modelos do tipo linear usados nestas estimativas têm dificuldade em analisar.

3.3.2. Cálculo da energia esperada

O cálculo da energia esperada será baseado em períodos anuais e passa pela construção de atlas de vento que representem o regime de ventos ocorrido no período de verificação, que servirão de base aos modelos de escoamento. Estes, alimentados pelos mapas de orografia e rugosidade do local, bem como das curvas características dos aerogeradores que constituem o parque eólico, procederão ao cálculo da energia estimada para o período em estudo.

Período de verificação

Como se mostrou na secção anterior, podem existir períodos em que não tivesse sido possível recolher dados de vento válidos em qualquer das estações de medição. Há ainda que contar com falhas nos registos das estações ou detecção de dados erróneos, como resultado, p.e., da

avaria dos sensores. Assim, o período de medição válido é habitualmente inferior ao período de operação do parque, pelo que a verificação resulta encurtada.

É também preciso excluir da verificação os períodos de falha da rede eléctrica, instantes em que o parque não pode produzir, logo não devem ser incluídos no cálculo da energia esperada.

Correcção dos resultados dos modelos de escoamento

Há situações em que o desempenho dos modelos de escoamento se espera menos satisfatório, nomeadamente em consequência da complexidade do terreno. Nestes casos é vantajosa a existência de medições anteriores à construção do parque, que permitam validar o comportamento do modelo através da confrontação de resultados reais e estimativas para diversos pontos. A Figura 3.13 mostra as três estações utilizadas no processo de avaliação do potencial eólico da área do parque eólico apresentado na Figura 3.12. Usando os dados das medições num destes pontos, estima-se o recurso para os outros dois locais de medição, repetindo o exercício para todas as estações. Daqui podem inferir-se correcções ao comportamento do modelo, sempre que as estimativas sejam significativamente diferentes das medições. Por exemplo, se se verificar uma sobre-estimativa do recurso eólico do núcleo Norte quando se usam os dados da estação 2 (recorrendo à comparação com as medições na estação 1), devem ser corrigidas em baixa as estimativas de produção dos aerogeradores deste núcleo obtidas com os dados da estação B2. Em suma, pretende-se cruzar os resultados de todas as estações de medição usadas para estimar o potencial eólico do local, para obter eventuais correcções a aplicar às estimativas obtidas com as estações que serão utilizadas no processo de verificação da garantia global e assim mitigar a incerteza da metodologia.

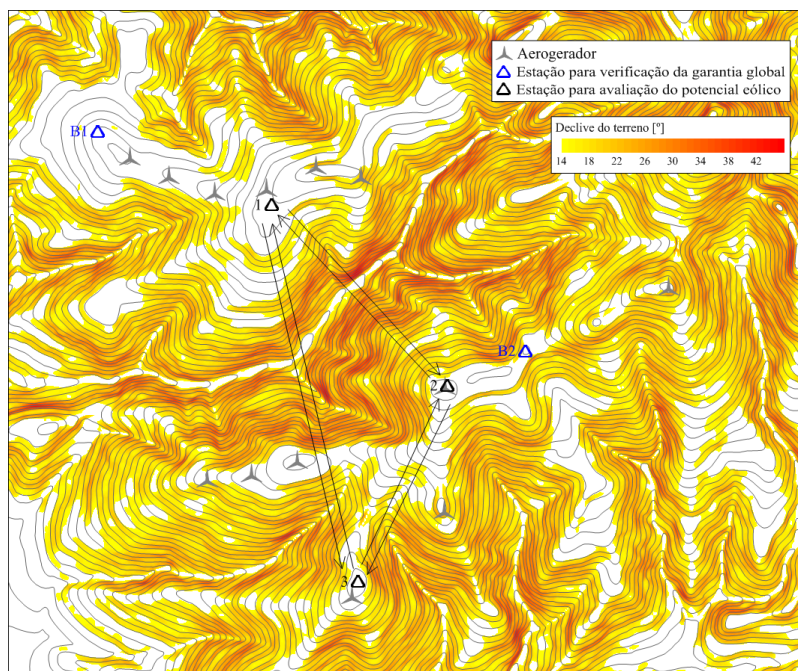


Figura 3.13 – Correcção dos resultados dos modelos de simulação do escoamento

Matrizes de potência

O cálculo da energia esperada pode ser efectuado com base em matrizes de potência, tabelas de dupla entrada, velocidade e direcção do vento registadas nas estações instaladas para verificação da garantia, que permitem obter a potência que o parque devia ter debitado para estas condições. A construção das matrizes resulta da simulação de todas os possíveis cenários de vento (pares velocidade/direcção), obtendo-se, através da utilização de modelos de escoamento, as estimativas de potência debitada pelo parque.

Esta metodologia adequa-se para cálculos em base temporal mais reduzida, habitualmente trimestral. Uma vez que os atlas de vento construídos com base em poucos dados resultam muitas vezes em distribuições de vento estranhas, que implicam uma dificuldade acrescida de funcionamento do modelo, o desempenho destes para períodos curtos é habitualmente pouco satisfatório, logo desaconselhado. Por esta razão esta análise trimestral é levada a cabo com base em matrizes de potência do parque. No entanto, mesmo ultrapassada a questão da utilização de regimes de ventos “distorcidos” que poderiam influenciar o desempenho dos modelos, não deixa de se tratar de uma comparação numa base temporal muito reduzida, pelo que os resultados devem servir acima de tudo para acompanhamento e não aplicação de qualquer tipo de garantia. Como se apresentou anteriormente, a base anual é a mais adequada para esta verificação.

3.4. Monitorização da operação

A monitorização da operação de um parque eólico é uma ferramenta de análise contínua, normalmente em base mensal, das características de funcionamento dos seus aerogeradores, com o objectivo de identificar desvios a comportamentos expectáveis.

Ao contrário das metodologias apresentadas nos subcapítulos anteriores, que estão normalmente associadas a contratos estabelecidos entre os donos dos parques e os fornecedores da tecnologia, esta metodologia tem sido usada fora do âmbito de qualquer contrato e por iniciativa dos proprietários de alguns parques eólicos, de forma a compreender melhor o comportamento dos aerogeradores e, desta forma, se colocarem em posição de discutir com os fabricantes eventuais desvios na operação destes.

A filosofia desta metodologia é tipificar comportamentos dos aerogeradores, recorrendo a uma grande quantidade de informação, maioritariamente proveniente dos sistemas de SCADA¹⁸, para detectar desvios de algumas máquinas relativamente ao esperado.

Servem de base a esta análise os dados de:

- Potência debitada;
- Velocidade e direcção do vento registada pelos sensores instalados na *nacelle*;

¹⁸ *Supervisory Control and Data Acquisition* – sistema de monitorização e controlo dos aerogeradores

- Velocidade de rotação do rotor;
- Ângulo de passo das pás (*pitch*);
- Número de horas de operação;
- Energia produzida;
- Códigos de erros e alarmes registados, entre outros.

A sintetização de toda a informação disponível, resultado de um intenso trabalho de análise, interpretação e validação dos dados recolhidos, habitualmente com uma resolução de dez minutos, permite obter curvas típicas dos aerogeradores, que podem ser comparadas entre elas. A menos que existam problemas no seu funcionamento, espera-se que máquinas do mesmo tipo a operar em locais próximos não apresentem comportamentos muito diferentes, uma vez que estão sujeitas a condições externas semelhantes, nomeadamente o regime de ventos.

É naturalmente um trabalho muito analítico, do qual resultam essencialmente gráficos que permitem a detecção de anomalias e facilitam a comparação entre aerogeradores.

4. Casos de estudo

Neste capítulo apresentam-se os resultados das análises efectuadas aos dados de operação de diversos aerogeradores, procurando-se situações interessantes de estudar do ponto de vista do seu desempenho, que permitam expor as vantagens e as limitações da aplicação das diversas metodologias de avaliação apresentadas anteriormente.

Foram utilizados os relatórios mensais do sistema *SCADA*, bem como os dados de operação com resolução temporal de dez minutos registados em cerca de noventa aerogeradores a funcionar em Portugal Continental, distribuídos por oito parques eólicos, numa potência total a rondar os 175 MW. O período analisado em cada parque eólico varia entre os dois e os seis anos, sendo que alguns parques se encontram ainda no início da sua vida útil, até 2 anos de operação, e que outros acumulam já quase dez anos de funcionamento.

4.1. Disponibilidade

Esta secção tem como objectivo apresentar valores típicos da disponibilidade de aerogeradores e de parques eólicos, tendo em conta os dois conceitos discutidos, “disponibilidade técnica” e “disponibilidade operacional”.

É importante ressaltar que se tratam de dois conceitos diferentes. Um, a “disponibilidade técnica”, exclui da análise uma série de períodos e considera outros como estando a turbina disponível, i.e., não sendo a paragem de produção da responsabilidade do operador, podendo ser apontado como uma defesa por parte deste. Por outro lado, a “disponibilidade operacional” não se preocupa com as razões das paragens, procurando apenas quantificar o tempo em que este esteve a produzir.

4.1.1. Disponibilidade técnica

Os dados de disponibilidade técnica aqui analisados são os apresentados pelo operador dos aerogeradores, que constam nos relatórios anuais dos sistemas *SCADA*.

A Figura 4.1 mostra o valor médio da disponibilidade anual dos oito parques eólicos analisados, para cada um dos anos considerados, bem como os desvios, máximo e mínimo. Os valores médios anuais estão acima de 97 % em todos os casos, tendo sido registado em 2010 um valor invulgarmente baixo de 94 % para um dos parques. Recolhendo mais informação poderia perceber-se se este facto se deveu à ocorrência de avarias prolongadas dos aerogeradores ou a condições atmosféricas mais severas que pudessem ter impedido a intervenção das equipas de manutenção em tempo devido. Podia também indagar-se acerca de uma eventual relação com a capacidade de resposta destas equipas, em consequência, p.e., do aumento do número de parques da responsabilidade de cada uma.

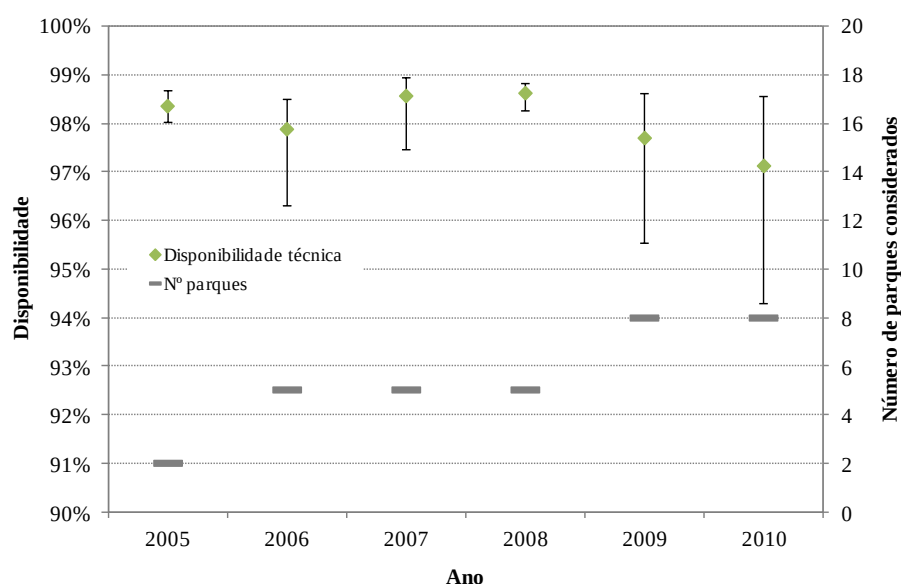


Figura 4.1 – Disponibilidade técnica anual de parques eólicos por ano civil

É também interessante perceber a evolução da disponibilidade ao longo da vida útil de um parque eólico. Para isso apresentam-se na Figura 4.2 as disponibilidades médias dos parques analisados para cada um dos seus anos de operação.

Destaca-se o valor médio do primeiro ano de operação, 98,5 %, bastante elevado para o início da operação dos parques eólicos, quando é normal apresentarem alguns problemas de juventude. Acredita-se que este valor não seja representativo, uma vez que resulta de uma análise de um só parque, que pode ter apresentado um resultado excepcional.

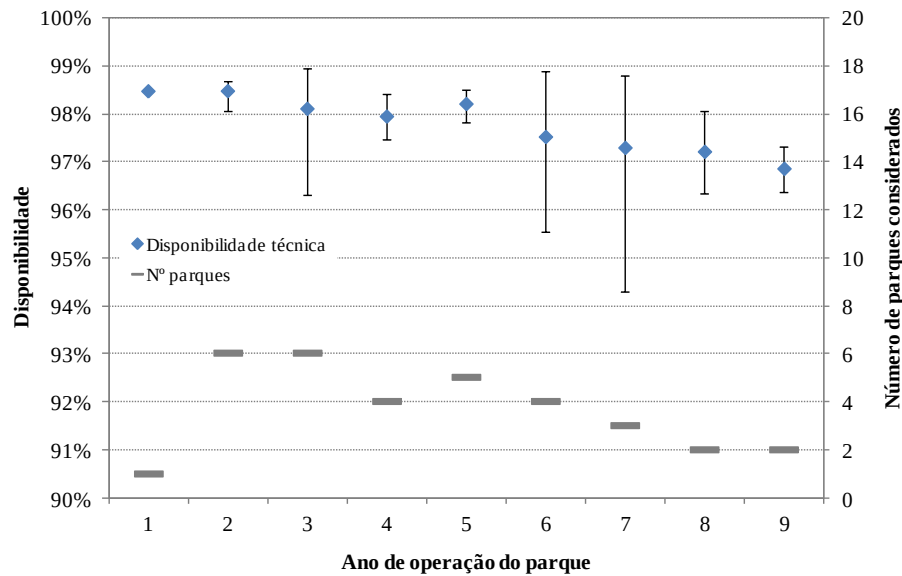


Figura 4.2 – Disponibilidade técnica anual de parques eólicos por ano de operação

Parece existir uma diminuição da disponibilidade à medida que aumenta o número de anos de operação dos parques. Esta tendência torna-se mais evidente se forem analisados os valores médios mensais da disponibilidade, Figura 4.3. Os registos de disponibilidades mais baixas, valores médios mensais inferiores a 96 %, verificam-se após o quinto ano de operação.

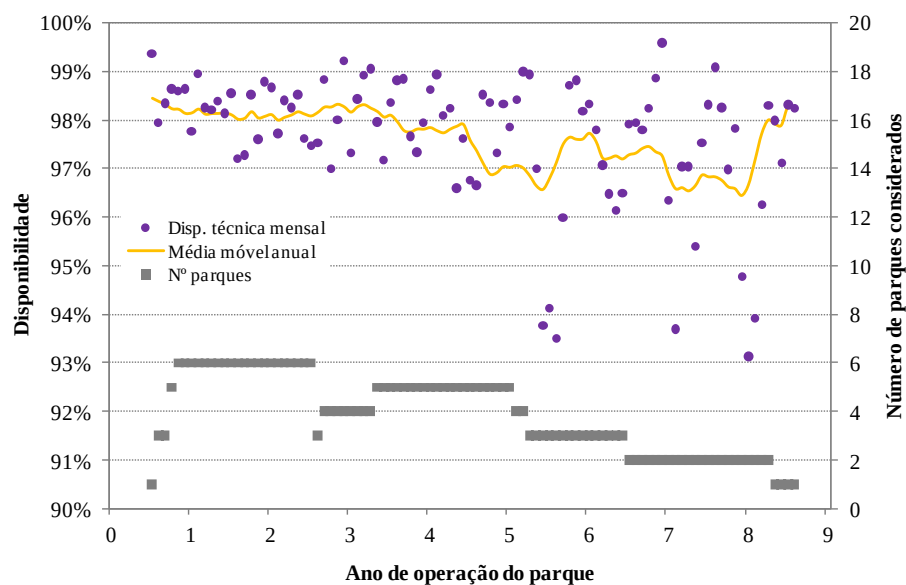


Figura 4.3 – Disponibilidade técnica mensal de parques eólicos

Se a análise for feita turbina a turbina, a gama de valores de disponibilidade é naturalmente mais alargada, tal como se mostra na Figura 4.4, onde estão representados o valor máximo e mínimo para cada um dos meses de análise, considerando todos os aerogeradores estudados.

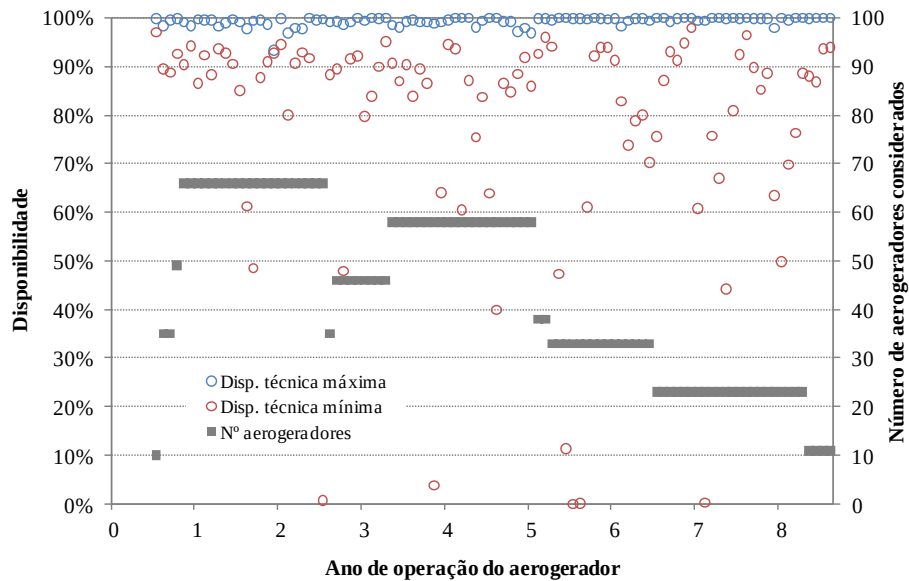


Figura 4.4 – Disponibilidade técnica mensal de aerogeradores

Apesar da dispersão de valores ser maior, o número de casos de aerogeradores com disponibilidade muito baixa não é significativo, como mostra a Figura 4.5. Tanto no caso da disponibilidade de parques eólicos, como na de aerogeradores, a maioria das ocorrências, 92 % nos dois casos, verifica-se no intervalo de disponibilidade de 95 a 100 %. Apesar da diferença ser pequena, um parque tende sempre a ter disponibilidades maiores do que aerogeradores individuais, uma vez que baixas disponibilidades de uma ou mais máquinas tendem a ser compensadas por outras.

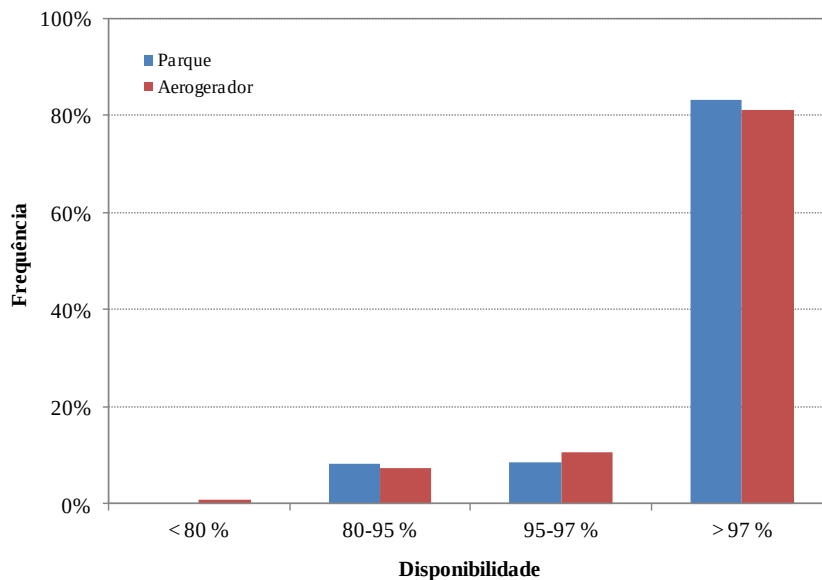


Figura 4.5 – Distribuição da disponibilidade técnica mensal de parques eólicos e de aerogeradores

4.1.2. Disponibilidade operacional

Como foi apresentado anteriormente, a disponibilidade pode ser olhada de uma outra perspectiva, habitualmente a do proprietário do parque eólico, que está preocupado em conhecer o tempo em que os seus aerogeradores estiveram a operar, deixando para segundo plano as razões que levaram à indisponibilidade.

Há períodos de indisponibilidade cuja responsabilidade não é do operador, pelo que faz sentido considerar um conceito intermédio de disponibilidade, entre a “técnica” e a “operacional” apresentados anteriormente. Os períodos mais evidentes e que não levantam qualquer discussão são as paragens por falha na rede eléctrica e as paragens pedidas pelo proprietário do parque eólico, maioritariamente para visitas e ensaios, períodos que não serão considerados neste novo conceito de disponibilidade operacional, apesar dos dados analisados permitirem concluir que as ocorrências deste tipo são desprezáveis. A sua exclusão da análise representa um aumento da disponibilidade operacional de cerca de 0,02 %.

A Figura 4.6 mostra a comparação entre a disponibilidade técnica e a disponibilidade operacional dos parques em análise no presente trabalho. É evidente uma diferença média a rondar os dez pontos percentuais entre as duas variáveis, assim como maiores desvios em torno dos valores médios anuais, verificando-se casos de disponibilidade operacional ligeiramente inferiores a 84 %. Muito relevante é o aumento da diferença com o número de anos de operação de um parque eólico, o que indica uma maior frequência de períodos de não produção por razões diferentes de falhas de rede e/ou por paragens solicitadas pelo proprietário.

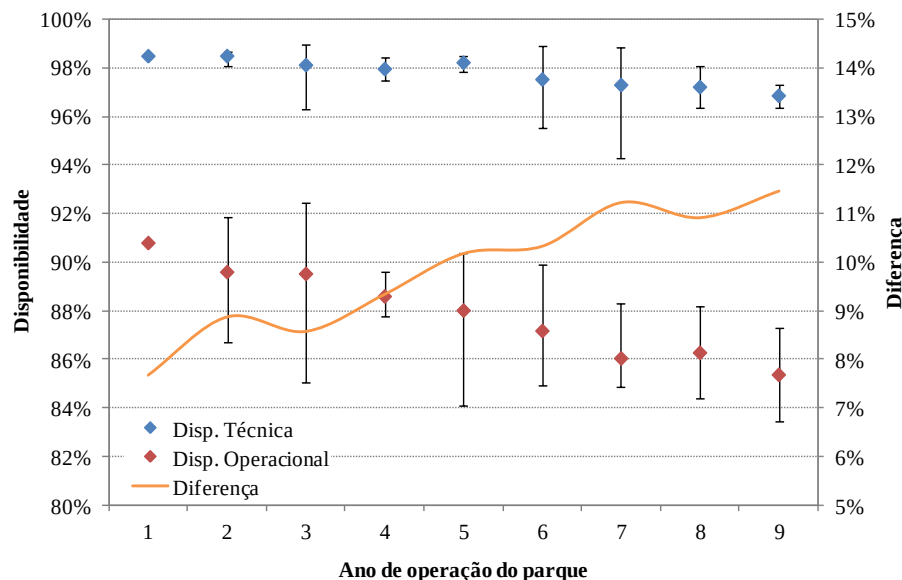


Figura 4.6 – Comparação entre disponibilidade anual técnica e operacional

A Figura 4.7 mostra a distribuição por classes dos registos mensais de disponibilidade técnica e operacional dos parques eólicos estudados. A quase totalidade dos registos de disponibilidade técnica apresentados pelo operador, cerca de 92 %, está na gama 95-100%. Para a mesma faixa encontram-se apenas 9 % dos valores da disponibilidade operacional, o que evidencia o desfasamento entre as duas grandezas.

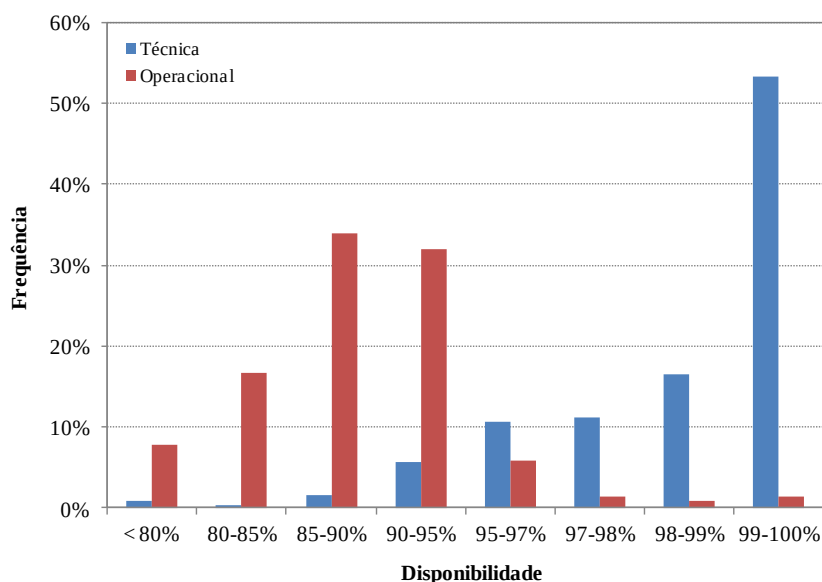


Figura 4.7 – Comparação entre disponibilidade mensal técnica e operacional

4.1.3. Falhas na comunicação de dados do SCADA

É comum aos conceitos de disponibilidade anteriormente abordados, técnica e operacional, a exclusão dos períodos nos quais ocorram falhas de comunicação no sistema *SCADA*, uma vez que a ausência de informação acerca da operação da turbina torna impossível a verificação do seu estado de operação.

Apesar da validade desta assumpção, é importante não negligenciar a existência de informação proveniente do contador de energia injectada na rede, que pode permitir detectar se a turbina esteve a produzir nesses períodos (há casos de falhas de dados do sistema *SCADA* coincidentes com valores não nulos nos registos dos contadores de energia do parque eólico).

Se isto se verificar, a questão que se coloca é saber se estão a ser retirados da análise (para efeitos de determinação da disponibilidade) períodos em que a turbina efectivamente esteve a produzir, sendo a situação agravada caso se verifique um estado de operação inadequado que seja da responsabilidade dos operadores. No limite, poder-se-à pensar que uma simulada falha de comunicação de dados de *SCADA* é uma forma de camuflar eventuais problemas do aerogerador.

Tratando-se de uma questão difícil de avaliar, é importante, em primeiro lugar, perceber a sua representatividade, isto é, constatar se o número de ocorrências de situações deste tipo

justifica os recursos necessários para determinar o impacto que possam ter no cálculo da disponibilidade de um parque.

Obteve-se um valor médio anual de 1,3 % de tempo de não verificação em consequência de falhas no sistema de comunicação, o que não deixa de ser difícil de justificar, tendo em conta a tecnologia de ponta empregue nos diversos sistemas. Foram excluídos da análise períodos longos de paragem das turbinas.

De seguida tentou-se perceber se haveria alguma correlação com a maturidade da instalação, esperando-se mais falhas de um sistema que esteja ainda na sua fase inicial de funcionamento, logo mais susceptível de falhas. A Figura 4.8 mostra que não existe uma tendência evidente. O registo do primeiro ano é superior aos restantes, mas para isso contribui o facto de ser um ano com apenas um parque em avaliação.

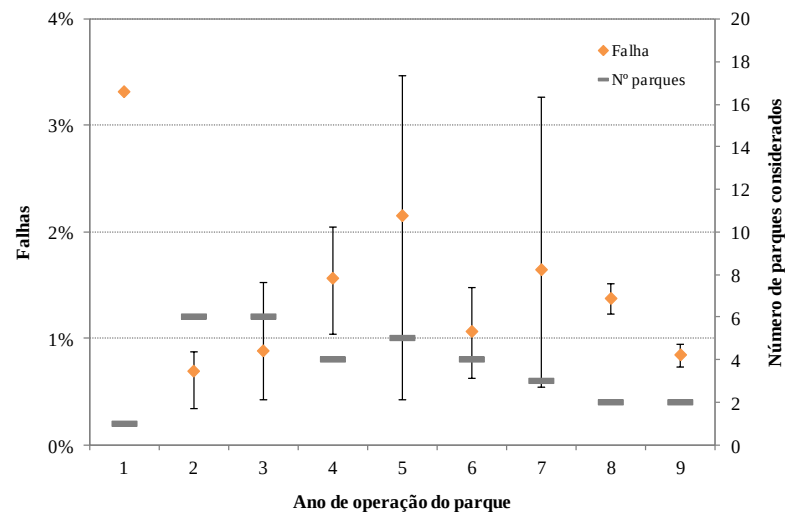


Figura 4.8 – Falhas na comunicação de dados do SCADA

Apesar destes valores incluírem, para além das falhas do sistema SCADA, as falhas de comunicação entre o parque eólico e o sistema remoto de recolha de dados, não podendo a responsabilidade das últimas ser atribuída ao operador, os valores não desprezáveis de ocorrências mostram a importância de desenvolver sistemas de comunicação mais robustos, que permitam reduzir as falhas para níveis residuais.

De forma a incentivar o desenvolvimento de sistemas mais eficientes, alguns contratos mais recentes estabelecidos entre o proprietário e o operador de um parque têm vindo a incluir uma cláusula que estabelece um tempo máximo para falhas de comunicação com o sistema SCADA. Uma vez ultrapassado este máximo, todo o período é catalogado como verificável, a menos que o operador consiga demonstrar que efectivamente o aerogerador não teve condições para operar normalmente.

4.1.4. Disponibilidade e produção

Independentemente do conceito de disponibilidade considerado na avaliação do desempenho de aerogeradores, o assunto central é a relação entre as quebras de disponibilidade e as correspondentes perdas energéticas, cuja compreensão passa, acima de tudo, por perceber os períodos em que se verificam as quebras de disponibilidade.

A Figura 4.9 mostra a distribuição por classe de velocidade do vento da disponibilidade técnica mensal dos aerogeradores analisados, não existindo, para os dados disponíveis, ocorrências de velocidade do vento superior a 12 m/s. Definiram-se quatro classes de disponibilidade:

- < 80 %, para casos muito graves, que podem envolver a substituição de componentes do aerogerador;
- 80 - 95 %, valores ainda muito baixos que correspondem a falhas graves;
- 95 - 97 %, valores que indiciam pequenas falhas;
- > 97 %, o valor esperado para a disponibilidade técnica de um aerogerador.

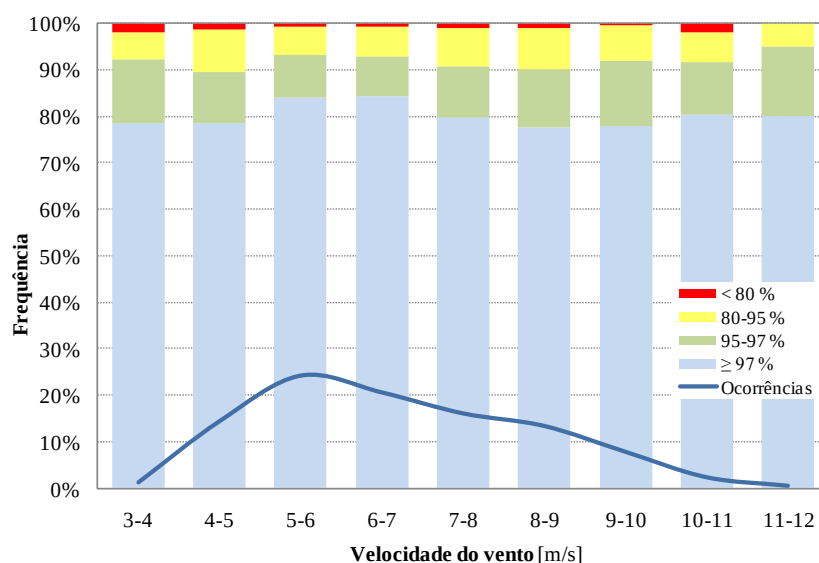


Figura 4.9 – Distribuição da disponibilidade técnica mensal por classes de velocidade do vento

É possível observar que em praticamente todos os regimes de vento cerca de 80 % das ocorrências se encontram na gama de disponibilidade desejável, valores superiores a 97 %, e que são residuais os casos de disponibilidades inferiores a 80 %. Esta gama de disponibilidade tem uma contribuição relativamente homogênea para todas as velocidades (a exceção é a gama 11-12 m/s), o que indicia que há paragens importantes tanto em períodos com menos vento, como nos períodos mais ventosos, logo mais produtivos. Idealmente as ocorrências com quebra de disponibilidade maior deviam verificar-se menos vezes para as velocidades de vento superiores.

O cenário é diferente se for tida em conta a disponibilidade operacional dos aerogeradores, Figura 4.10. Neste caso a maioria das ocorrências encontra-se na gama 80 – 95 %, sendo residual a contribuição da classe de disponibilidade superior a 97 %. Os casos de disponibilidade inferior a 80 % são menos frequentes para as gamas de velocidade superior, o que faz sentido do ponto de vista da redução das perdas energéticas associadas a períodos mais prologados em que os aerogeradores não estão a produzir.

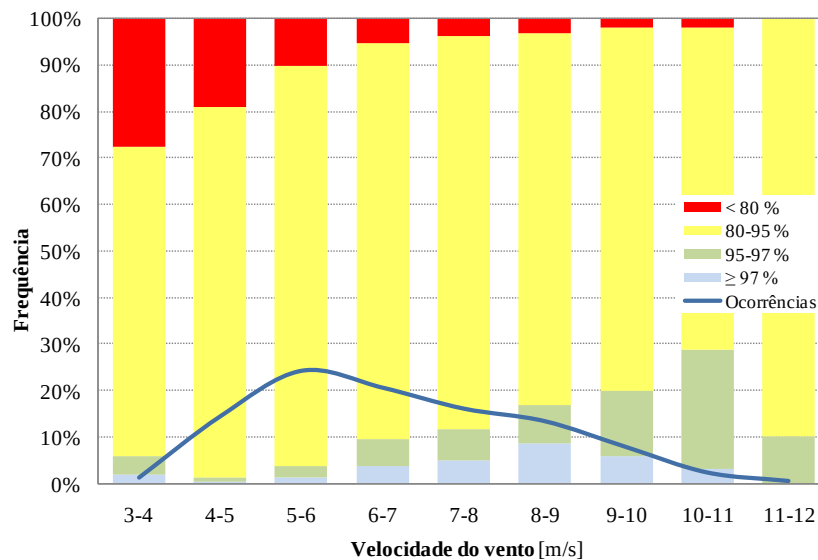


Figura 4.10 – Distribuição da disponibilidade operacional mensal por classes de velocidade do vento

Recordando que o objectivo desta secção é perceber de que forma as quebras de disponibilidade das turbinas se relacionam com as consequentes perdas energéticas, não se pretende obter uma estimativa exacta destas perdas, mas sim entender como se distribuem pelas diferentes classes de velocidade e disponibilidade consideradas.

Para os registos mensais de todos os aerogeradores em estudo foi considerada a velocidade média e a disponibilidade, técnica e operacional. Assumiu-se que a velocidade média foi constante ao longo de todo o mês e obteve-se a potência média mensal correspondente, usando a curva de potência característica do aerogerador em causa. Depois, obteve-se a energia que se teria produzido se o aerogerador estivesse a operar a esta potência durante o tempo da indisponibilidade, que é a estimativa da perda energética ocorrida, apresentada na Figura 4.11. É importante ressaltar que se trata de uma abordagem grosseira, cuja utilidade é apenas qualitativa, i.e., serve principalmente para perceber a distribuição por gama de velocidade, devendo os valores obtidos ser olhados com reserva.

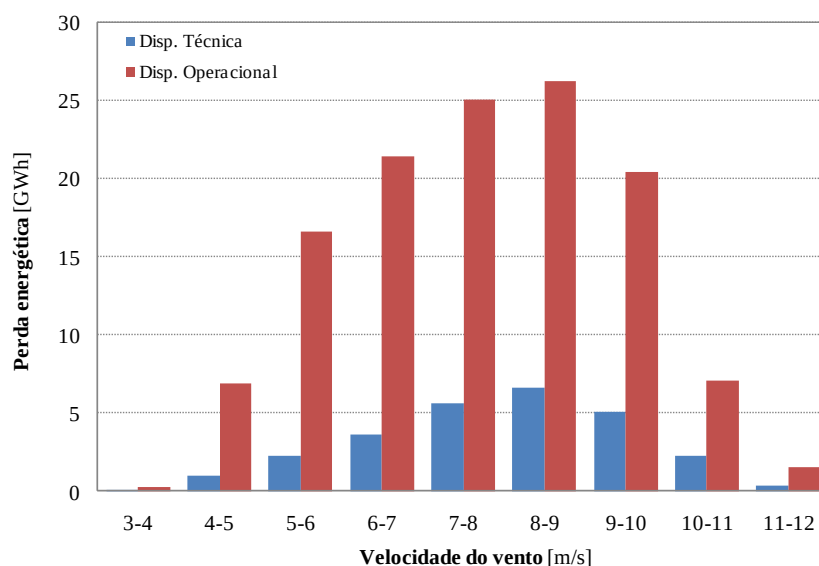


Figura 4.11 – Perda energética total decorrente das quebras de disponibilidade

As perdas associadas à consideração da disponibilidade operacional são muito mais elevadas. Na secção 4.1.2 apresentou-se uma diferença de dez pontos percentuais entre os dois conceitos de disponibilidade. Agora, pode concluir-se que lhe está associada uma perda energética cerca de cinco vezes superior.

A distribuição das perdas por classe de velocidade é semelhante quando se considera a disponibilidade técnica e a operacional. Em ambas se percebe que as perdas dependem muito da velocidade do vento a que ocorrem as indisponibilidades. Por exemplo, a gama de velocidade de 3 a 4 m/s apresenta aproximadamente 30 % de ocorrências cuja disponibilidade operacional é inferior a 80 %, mas as perdas energéticas resultantes são quase nulas, uma vez que nessa gama a potência debitada pelos aerogeradores é muito baixa.

Uma forma diferente de quantificar as perdas energéticas associadas a quebras de disponibilidade passa pela comparação do comportamento de aerogeradores vizinhos, para os quais se esperam produções semelhantes. Se for possível identificar um aerogerador que apresente um comportamento próximo do esperado no que diz respeito à sua capacidade de estar disponível para produzir energia, designado por aerogerador de referência, pode comparar-se a sua produção com a de turbinas que tenham apresentado disponibilidades anómalas. Com base na correlação de produções dos dois aerogeradores pode estimar-se a perda energética associada a quebras de disponibilidade.

A Figura 4.12 mostra a produção de dois aerogeradores vizinhos, sendo evidente o comportamento semelhante de ambos com ligeiro ascendente do aerogerador B, exceptuando dois períodos em que apresenta uma quebra considerável, dois meses em meados do quinto ano de operação e mais quatro meses a meio do sexto ano de operação.

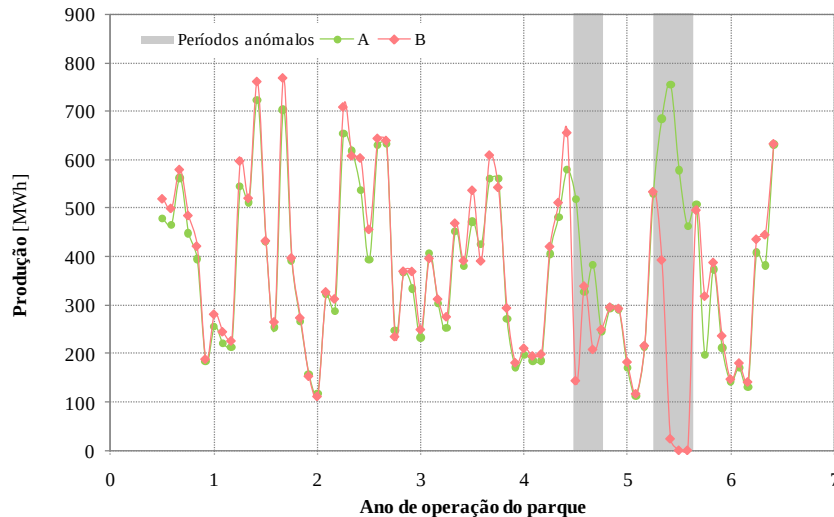


Figura 4.12 – Produção de dois aerogeradores vizinhos

A boa correlação das produções dos dois aerogeradores até ao final do quarto ano de operação, Figura 4.13, dá segurança para estimar a energia que o aerogerador B devia ter produzido nos dois períodos anómalos, partindo da produção registada pelo aerogerador A. Se este valor for comparado com a energia efectivamente produzida pelo aerogerador B, conclui-se que este produziu menos 78 % de energia do que era esperado naqueles seis meses, em que a quebra de disponibilidade foi de 65 %.

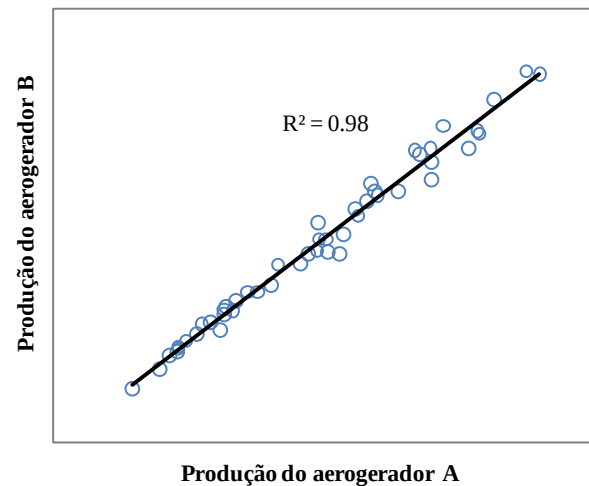


Figura 4.13 – Correlação entre produções de aerogeradores vizinhos

Este exemplo permite reforçar a ideia de quão perigoso pode ser deixar a análise do desempenho de um aerogerador no campo temporal. Há que, ainda que de uma forma aproximada, estimar a perda de energia associada a cada período de não produção do aerogerador.

4.2. Medição da curva de potência

Não tendo nenhum dos aerogeradores em análise sido alvo de um ensaio de medição da sua curva de potência, procurou-se outra forma de analisar os resultados típicos destes ensaios, com o intuito de perceber a sua validade temporal, i.e., se um ensaio positivo levado a cabo num período determinado será razão suficiente para acreditar que o aerogerador estará a funcionar em períodos subsequentes de acordo com o anunciado pelo fabricante.

De seguida serão apresentadas curvas de potência de alguns dos aerogeradores estudados, obtidas a partir dos dados registados pelo sistema *SCADA* para cada intervalo de 10 minutos. Foram considerados os registos da potência eléctrica média do intervalo, assim como a correspondente velocidade do vento medida pelo anemómetro instalado na *nacelle* do aerogerador, Figura 4.14, que contém apenas os registos que não apresentam qualquer código de erro.

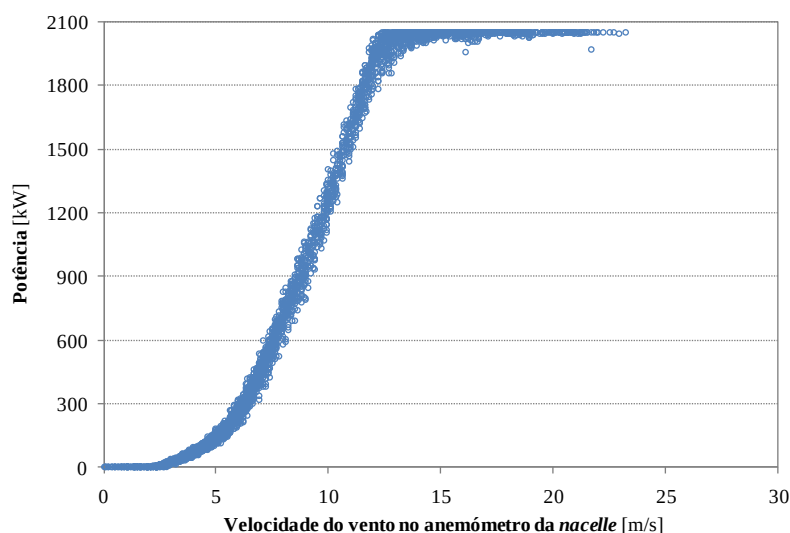


Figura 4.14 – Curva de potência de um aerogerador obtida a partir dos registos do sistema *SCADA*

Se todos os registos da figura anterior forem agrupados em classes de velocidades, habitualmente intervalos inferiores a 0,5 m/s, sendo calculada a potência média de todos os registos de cada uma das classes, obtém-se uma curva com o aspecto tradicional de uma curva de potência, tal como se apresenta na Figura 4.15, onde se mostra a curva da figura anterior e a curva garantida pelo fabricante para aquele modelo de aerogerador.

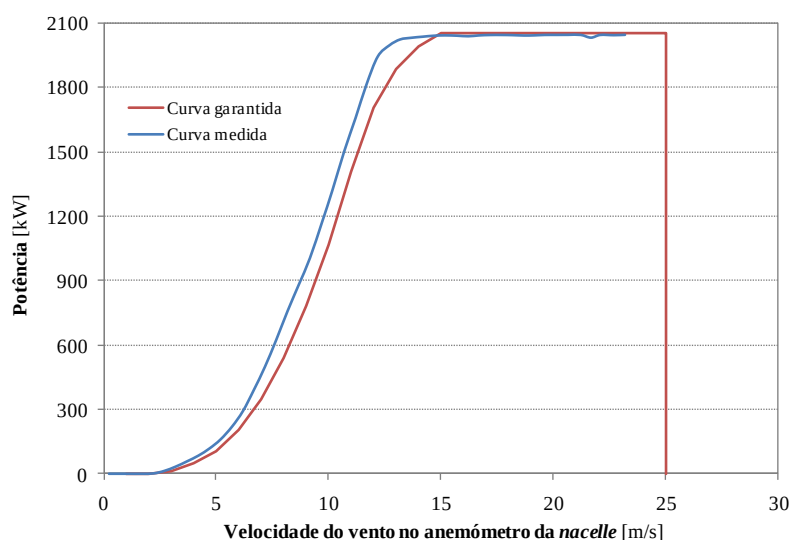


Figura 4.15 – Curvas de potência medida e garantida

É necessário especial cuidado na utilização e interpretação das velocidades de vento medidas pelo anemómetro instalado na *nacelle*, uma vez que este sensor está instalado na esteira do rotor, logo influenciado pela operação deste. Por esta razão, a velocidade medida por este sensor é inferior à velocidade “livre” que o aerogerador experimenta e lhe permite debitar uma determinada potência. Por isso, quando no eixo das abcissas se olha para uma determinada velocidade, é importante perceber que a velocidade do vento não perturbado que atingiu o rotor foi superior, daí os valores de potência parecerem excessivos (Rodrigues, 2008).

Este assunto torna-se mais claro se forem observadas as curvas do coeficiente de potência, Figura 4.16. Alguns valores do coeficiente de potência da curva medida não são possíveis, uma vez que se encontram acima do limite teórico de Betz. Não se trata, portanto, de valores de potência melhores do que os garantidos, mas sim da consideração de uma velocidade de vento inferior àquela que permitiu ao aerogerador debitar determinada potência, pelo facto de as medições estarem perturbadas.

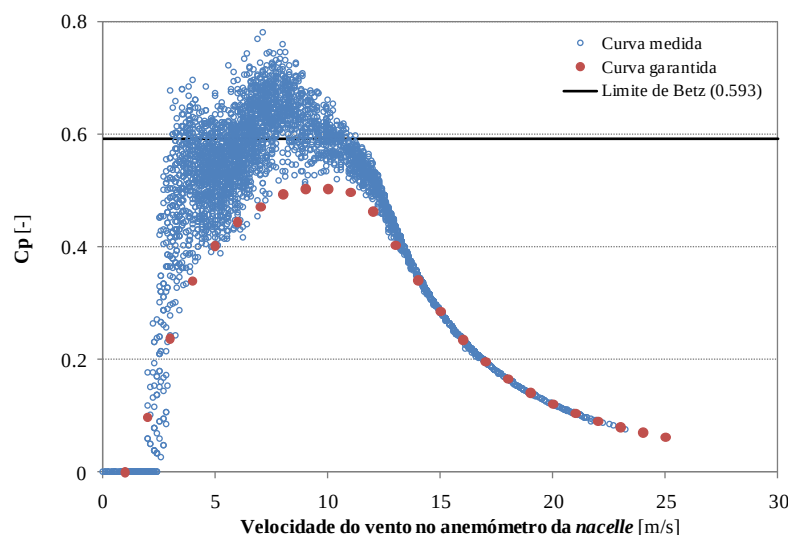


Figura 4.16 – Curvas de coeficiente de potência (C_p) medida e garantida

A consideração de uma curva obtida desta forma é incorrecta se se pretender efectuar a comparação com a curva garantida pelo fabricante e daí derivar qualquer cálculo energético, pelo menos sem se fazer a correcção da velocidade medida pelo anemómetro da *nacelle*. Não sendo este o objectivo desta secção, uma vez que se pretende apenas evidenciar desvios ao comportamento normal apresentado na Figura 4.14, considera-se válida a utilização destes dados para este fim.

A Figura 4.17 mostra uma curva de potência onde se evidenciam três problemas quando se compara com a curva normal apresentada anteriormente:

- Vários registos com limitação da potência nominal;

- Dispersão de pontos que representam potências inferiores à esperada;
- Vários registos de potência nula para uma gama de velocidades consideravelmente superior à velocidade de arranque.

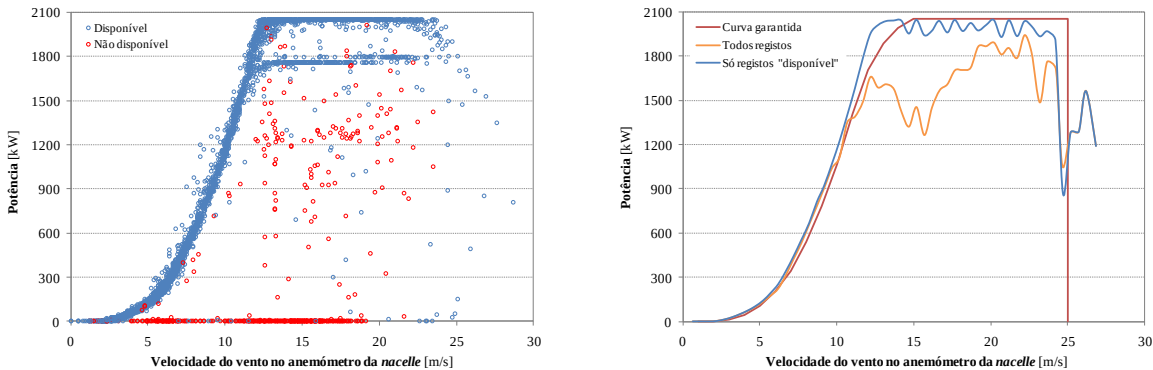


Figura 4.17 – Curva de potência com problemas operacionais

A grande parte dos pontos dispersos resulta de pequenas indisponibilidades de duração inferior ao intervalo de análise, dez minutos, que, ainda assim, impedem o aerogerador de operar durante todo o período, originando um valor médio de potência debitada inferior ao que seria esperado. Por esta razão, o aerogerador é dado como indisponível para quase todos estes casos. Estes instantes não seriam considerados num ensaio de medição da curva de potência deste aerogerador, o que melhorava o aspecto da curva medida. Ainda assim, o ensaio dificilmente seria bem sucedido, já que a limitação da potência nominal constaria nos resultados finais.

A comparação com a curva garantida evidencia o desempenho abaixo do esperado deste aerogerador no mês em análise, mais evidente quando se tomam os registos de todo o período de operação, mas visível mesmo que só se considerem os períodos em que o aerogerador foi dado como disponível. O ondulado da curva medida na zona da potência nominal é resultado do aerogerador ter operado em dois patamares de potência nesta gama de velocidade de vento. As potências registadas para velocidades superiores a 25 m/s não resultam de qualquer desempenho insatisfatório. Pelo contrário, mostram que as turbinas têm capacidade de se manter em funcionamento para velocidades superiores àquela a que se esperaria que tivessem desligado por razões de segurança.

4.3. Garantia global de produção

Esta metodologia não foi aplicada em todos os anos avaliados, nem tão pouco para todos os parques em estudo. Ainda assim, os resultados disponíveis permitem a análise de algumas características deste tipo de garantia.

A avaliação passou, em primeiro lugar, pela detecção de comportamentos não esperados no que diz respeito à produção dos parques eólicos, tendo em conta o regime de ventos verificado e as disponibilidades atingidas. Foram analisadas as flutuações anuais das variáveis em jogo para retirar evidências acerca do que seria esperado em termos de produção de um parque eólico. A comparação desta expectativa com a produção efectiva de um parque foi tomada como medida do seu desempenho, permitindo perceber em que medida os resultados da metodologia de garantia global conseguem retratar estes cenários.

A variabilidade anual da velocidade do vento é representada por um índice de vento, construído a partir da série de reanálise mais próxima de cada um dos parques eólicos avaliados. A correlação mensal entre os dados de reanálise e os dados de produção dos parques é boa, apresentando para todos os casos coeficientes de correlação, R^2 , próximos de 0,8. A velocidade média dos últimos trinta anos é tomada como referência, obtendo-se, para cada ano em estudo, um índice de vento resultante da divisão da velocidade média anual pela velocidade de referência. Assim, um ano com um índice de vento unitário apresenta uma velocidade média igual à que se assume como representativa do regime de ventos do local.

A produção dos parques eólicos é analisada também sob a forma de um índice, resultante da fracção entre a produção de um ano pela produção anual máxima conseguida por esse parque no período em análise. No que diz respeito à disponibilidade, são considerados os valores de disponibilidade técnica apresentados pelo operador do parque.

A Figura 4.18 mostra a evolução ao longo de cinco anos de operação das variáveis em análise para um dos parques eólicos estudados. Neste caso, apenas a justificação da variação de produção do quinto para o sexto ano parece imediata, já que a pequenas variações de vento e de disponibilidade correspondem produções idênticas.

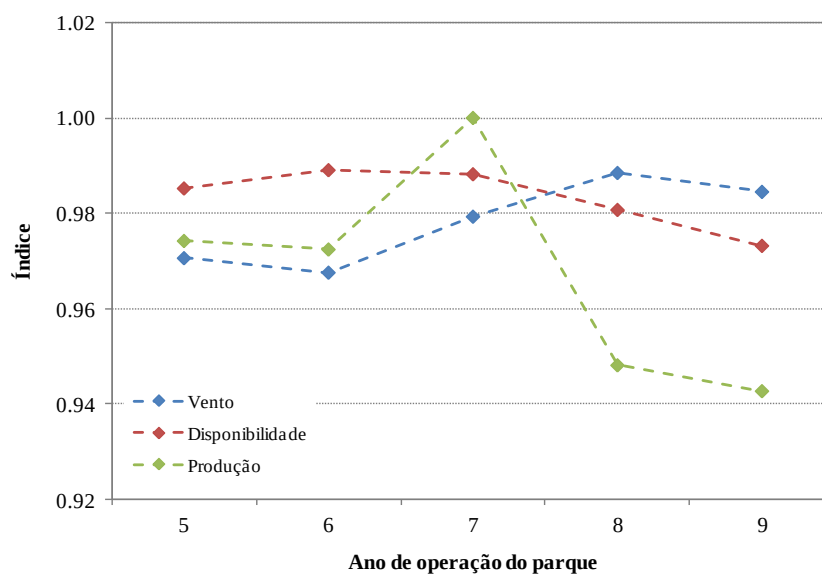


Figura 4.18 – Índice de vento, produção e disponibilidade de um parque eólico

A compreensão da variação da produção do parque eólico representado na Figura 4.18 do sexto ao nono ano de operação não é evidente, tendo em conta as variações de vento e de disponibilidade verificadas. Apresentam-se de seguida alguns detalhes úteis para a análise:

- Do sexto para o sétimo ano há um aumento do índice de vento, sendo a disponibilidade semelhante nos dois anos. Não é possível, com esta informação, perceber se o assinalável aumento de produção se deve ao aumento da velocidade média do vento, à melhoria do desempenho dos aerogeradores ou a ambas as razões.
- A variação do sétimo para o oitavo ano é, à partida, o caso mais problemático, uma vez que o aumento do índice do vento foi acompanhado por uma drástica redução da produção do parque, o que indicia uma quebra no desempenho dos aerogeradores. No entanto, é importante não esquecer o facto de se ter verificado uma diminuição da disponibilidade, que pode ter contribuído decisivamente para a queda da produção.
- Do oitavo para o nono ano não é evidente se a quebra de produção se deve a um desempenho menos positivo dos aerogeradores, à disponibilidade inferior ou mesmo a uma velocidade do vento inferior, se bem que este parece ser o factor com menor impacto, uma vez que o valor do índice é semelhante nos dois anos.

A filosofia de uma metodologia do tipo “garantia global” assenta na comparação da energia produzida por um parque eólico com a que se esperava que tivesse sido produzida, i.e., o seu desempenho. Assim, espera-se que os resultados decorrentes da aplicação desta metodologia possam ajudar a esclarecer as dúvidas levantadas anteriormente.

A Figura 4.19 apresenta o índice de desempenho do parque em análise, resultante da razão entre energia produzida e esperada. Destaca-se de imediato o facto de no sexto e sétimo anos de operação o índice ultrapassar a unidade, o que demonstra que houve uma sub-estimativa da energia esperada.

O aumento significativo do desempenho do parque do quinto para o sexto ano não corresponde à realidade verificada. Se este aumento tivesse, de facto, acontecido, teria existido um aumento da produção, uma vez que a velocidade média do vento e a disponibilidade nos dois anos são semelhantes.

O aumento de produção do sexto para o sétimo ano parece dever-se a uma melhoria do desempenho do parque eólico, apesar de se verificar também um aumento do índice de vento que pode justificar a produção mais elevada.

A quebra de produção verificada do sétimo para o oitavo ano é justificada por um pior desempenho, já que foi acompanhada por um aumento do índice de vento e uma ligeira descida da disponibilidade. Relativamente à variação do oitavo para o novo ano não é possível

detalhar mais a análise, uma vez que a “garantia global” não foi aplicada no nono ano de operação do parque.

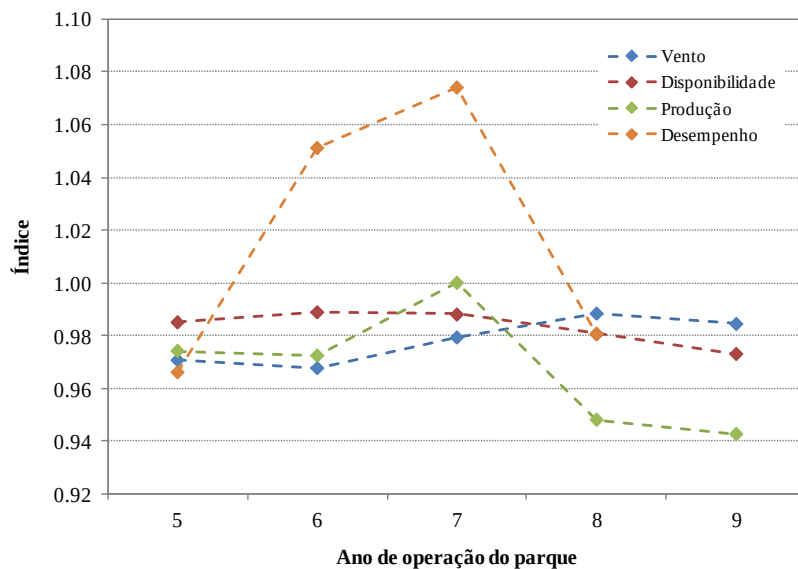


Figura 4.19 – Índice de desempenho de um parque eólico

Um segundo exemplo de análise é apresentado na Figura 4.20, onde são identificados três casos aparentemente evidentes do ponto de vista da análise do desempenho do parque eólico. Do quarto para o quinto ano de operação há um aumento significativo da produção do parque, para condições de vento e disponibilidade semelhantes, o que indicia uma melhoria do desempenho, tal como se verifica na passagem do oitavo para o nono ano. Em oposição, do quinto para o sexto ano, parece evidente um pior desempenho, uma vez que, para uma disponibilidade ligeiramente superior e para uma velocidade média do vento idêntica, se verificou uma acentuada quebra da produção, cerca de 12 %.

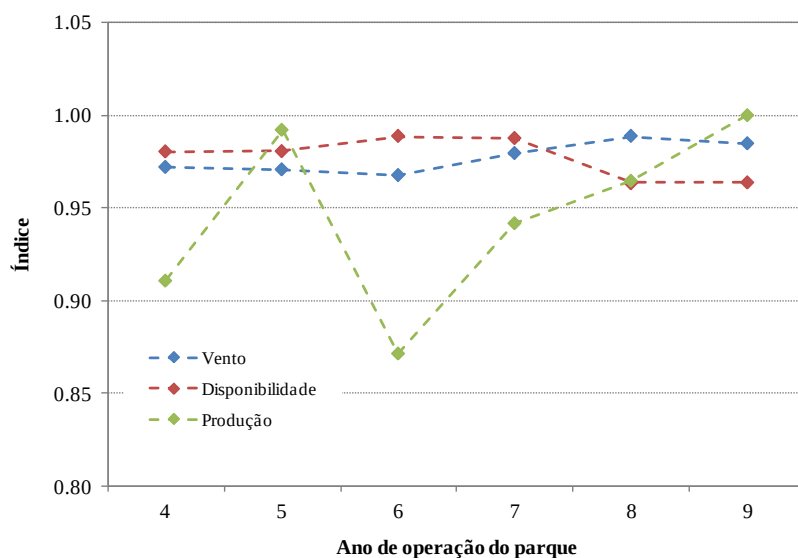


Figura 4.20 – Índice de vento, produção e disponibilidade de um parque eólico

A primeira explicação que ocorre para a queda da produção do parque do quinto para o sexto ano é a existência de períodos de funcionamento em que, embora com indicação positiva da disponibilidade, alguns aerogeradores operaram segundo curvas de potência que não correspondiam à garantida.

É oportuno também perceber em que medida as características do regime de vento podem influenciar a produção de um parque eólico. A velocidade média dos dois anos pode ter sido semelhante, não significando que a distribuição das ocorrências do vento também o seja, o que pode justificar as produções diferentes do aerogerador. No parque eólico em análise operam duas estações de medição, cujos regimes de vento para os dois anos em estudo, histograma e rosa-dos-ventos, se apresentam na Figura 4.21.

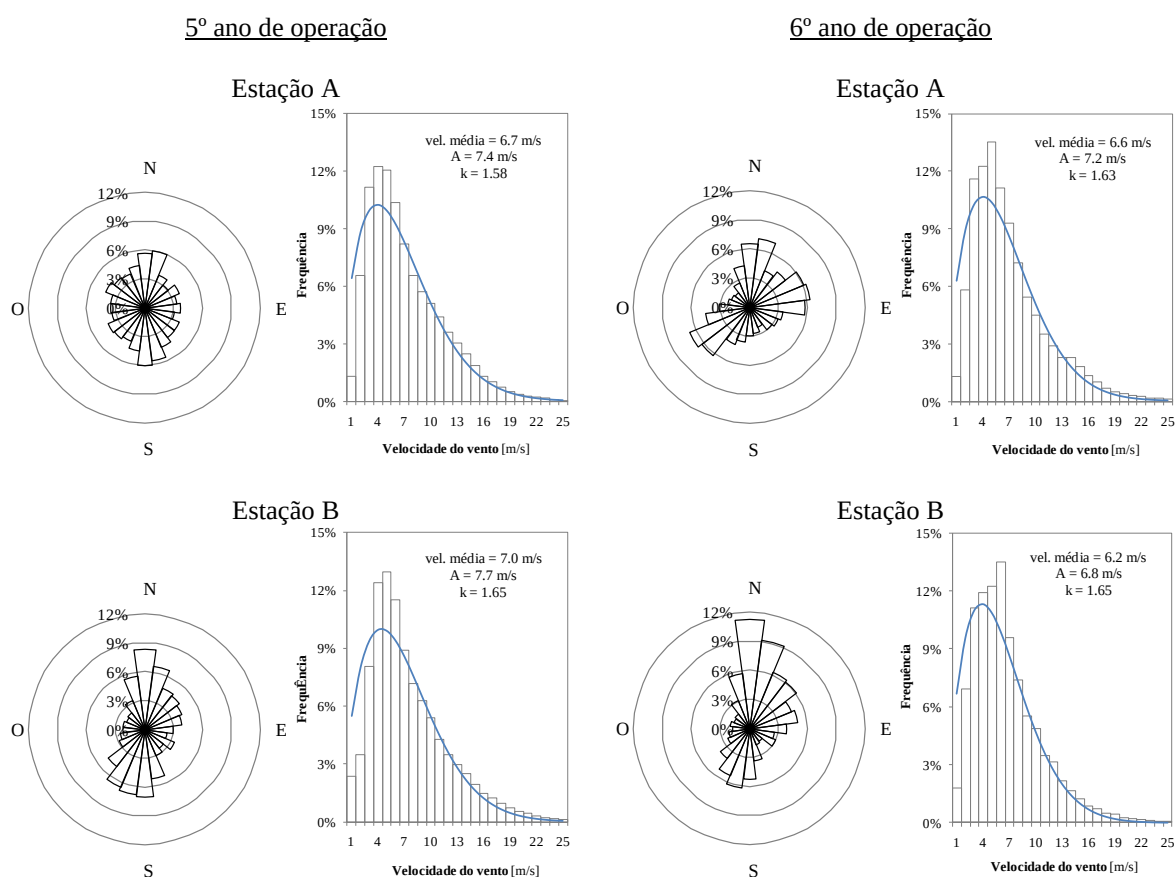


Figura 4.21 – Regime de vento num parque eólico em dois anos consecutivos

Os dados da estação A apontam para uma redução ligeira da velocidade média do vento, tal como a série de reanálise utilizada para a construção do índice de vento, enquanto a estação B registou uma redução acentuada, o que mostra a variação da velocidade do vento que se pode verificar na área de um parque eólico a operar em terreno complexo. Em termos das distribuições das ocorrências, ajustadas por uma distribuição de *Weibull*¹⁹, não há grandes

¹⁹ Distribuição de probabilidade que melhor ajusta a maioria dos histogramas de velocidade do vento observados. É definida por um factor de escala, A ; e um factor de forma, k .

diferenças em termos de concentração das ocorrências em torno do valor médio, factor k da distribuição, em ambas as estações de um ano para o outro, pelo que não se esperam, por esta razão, grandes variações na energia produzida por um aerogerador.

Há também a registar, na estação A, uma diferente proveniência do vento, demonstrada pela rotação das rosas-dos-ventos do quinto para o sexto ano. Há casos de aerogeradores que apresentam desempenhos menos satisfatórios quando são sujeitos a vento proveniente de um azimute específico, em consequência, p.e., da proximidade a uma zona de declive acentuado que possa potenciar fenómenos de turbulência excessiva e descolamento do escoamento. Estas questões requerem informação mais detalhada, nomeadamente medições com anemómetros sónicos e utilização de modelos não lineares de representação do escoamento, que ajudem a concluir se esta será uma justificação para um desempenho menos satisfatório de um parque eólico.

Apesar de não terem sido identificadas características do regime de ventos que possam, aparentemente, justificar a elevada quebra de produção, foi possível perceber com esta breve análise que é fundamental levar a cabo avaliações detalhadas, nomeadamente no que diz respeito à variação espacial do recurso: 12 % de quebra de produção é muito, e pode pôr em causa a satisfação de alguns compromissos relacionados com o investimento.

Retomando a análise do comportamento do parque eólico, a evolução do sexto até ao oitavo ano é de mais difícil compreensão, já que não é líquido que o aumento de produção se tenha ficado a dever à melhoria do desempenho ou ao aumento da velocidade média do vento apontada por maiores índices de vento. Aliás, a queda de disponibilidade verificada do sétimo para o oitavo ano deixa no ar a questão de saber se o parque podia ainda ter ido mais longe em termos de energia produzida.

A análise da Figura 4.22 pretende ajudar a clarificar as dúvidas levantadas no parágrafo precedente. Se do sexto para o sétimo ano se pode acreditar que o aumento de produção se deveu simultaneamente ao aumento do vento e do desempenho do parque, do sétimo para o oitavo ano a melhoria da produção foi consequência do aumento do vento, já que o desempenho do parque foi pior. Este é um dos casos que demonstra a importância de uma abordagem deste tipo. O parque apresentou um desempenho positivo no seu sétimo ano de operação e a sua produção subiu do sétimo para o oitavo ano, razões que deixariam, à partida, despreocupado o proprietário do parque. Mas, como se comprovou, a produção poderia ter aumentado ainda mais, caso o desempenho fosse igual ao do ano anterior ou a disponibilidade não tivesse descido.

São também identificados dois casos onde a metodologia parece não funcionar. A redução do índice de desempenho do quarto para o quinto ano parece de todo improvável, tendo em conta o que se demonstrou anteriormente: mesmo vento e disponibilidade e um aumento considerável de produção estão associados a melhorias do desempenho dos aerogeradores.

O segundo caso ocorre do quinto para o sexto ano, onde se acredita que a quebra de produção, para o mesmo vento e um ligeiro aumento de disponibilidade, se deve a um pior desempenho do parque, ao contrário do que sugere a variação deste índice.

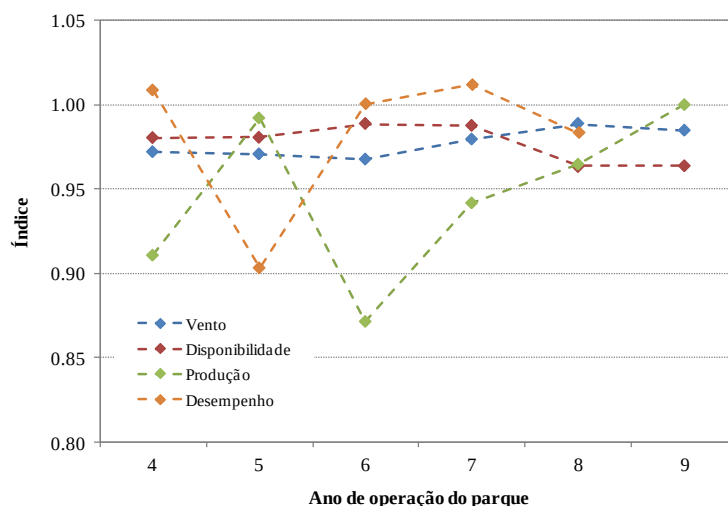


Figura 4.22 – Índice de desempenho de um parque eólico

Nestes casos de aparente mau funcionamento da “garantia global” deve ser dada uma atenção especial ao período de verificação da metodologia, que pode não corresponder a todo o período de operação do parque eólico, dada a inexistência de dados de vento não perturbados em todos os instantes. Quer isto dizer que o desempenho do parque eólico é apenas verificado numa parte do período de operação, i.e., apenas uma parte da energia produzida é comparada com a energia que se esperava que tivesse produzido nesse intervalo de tempo. Espera-se que quanto maior for a energia verificada, maior seja a confiança que se tem no processo. Para os três anos em análise no exemplo anterior, apenas foi possível verificar 86, 74 e 89 % da energia produzida, respectivamente para o quarto, quinto e sexto anos da vida útil do parque. A comparação destes valores com os dos anos seguintes, 93 % no sétimo e 95 % no oitavo ano de operação, anos onde não há razões para não acreditar nos índices de desempenho, aponta para que a fiabilidade da metodologia aumente com o seu período de verificação.

4.4. Monitorização da operação

Nesta secção apresenta-se o resultado da monitorização da operação de alguns dos aerogeradores estudados, com o objectivo de perceber a utilidade da análise desta informação com vista à avaliação do seu desempenho.

A Figura 4.23 mostra a variação da velocidade de rotação do rotor com a velocidade do vento registada no anemómetro da *nacelle* para os períodos de operação normal de um aerogerador. A rotação é nula até ser atingida a velocidade de arranque do aerogerador e constante depois de atingir a velocidade que lhe permite operar à sua potência nominal. Entre estes dois pontos

a velocidade de rotação aumenta com o aumento da velocidade do vento incidente, a dois ritmos, sendo o aumento menor nos instantes antes de ser atingida a potência nominal, o que é justificado por se tratar da faixa de operação do aerogerador que mais solicita os mecanismos de controlo de potência, dos quais faz parte a variação da velocidade de rotação.

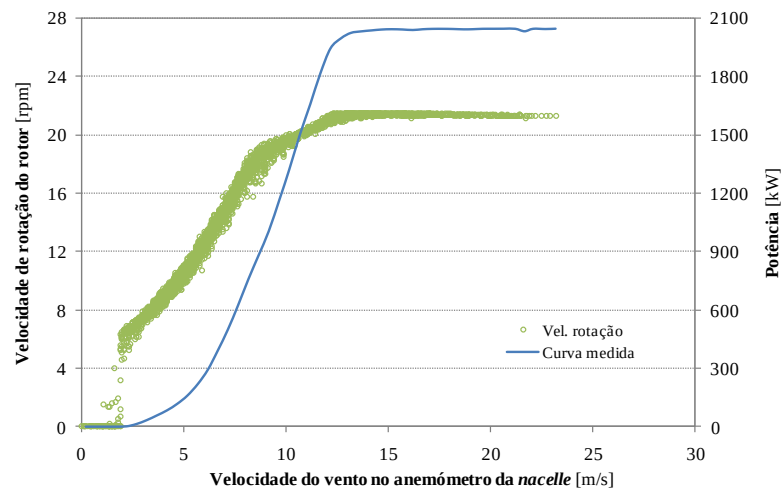


Figura 4.23 – Velocidade de rotação do rotor

Entrando na análise de casos anómalos, apresenta-se na Figura 4.24 a comparação das curvas de potência do aerogerador cuja curva se mostrou na Figura 4.17 e de outros do mesmo parque. Esta análise torna evidente que se tratou de um problema específico de uma máquina, logo teria sido suficiente para lançar o alerta acerca do seu desempenho insatisfatório. Se o comportamento para velocidades próximas da velocidade de *cut-out* (as máquinas parecem “desligar” mais cedo do que o que seria esperado) é comum a todas as turbinas, o que evidencia não ser uma anomalia das máquinas, mas antes o erro associado à leitura da velocidade no anemómetro da *nacelle*, a potência debitada para a restante gama de velocidades demonstra que algo se passou com o aerogerador em análise.

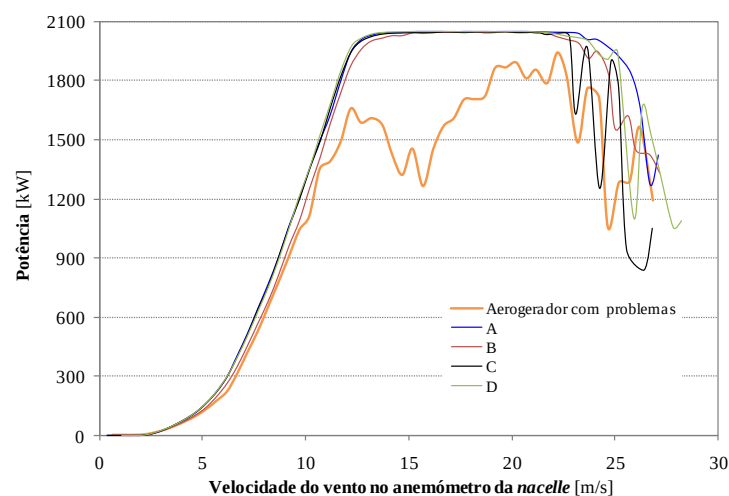


Figura 4.24 – Curvas de potência de aerogeradores do mesmo parque eólico

O gráfico da Figura 4.25 mostra que o aerogerador em análise apresentou duas gamas claras de velocidade de rotação, bem como vários instantes em que a velocidade de rotação esteve abaixo do que seria esperado, tendo em conta a velocidade do vento registada.

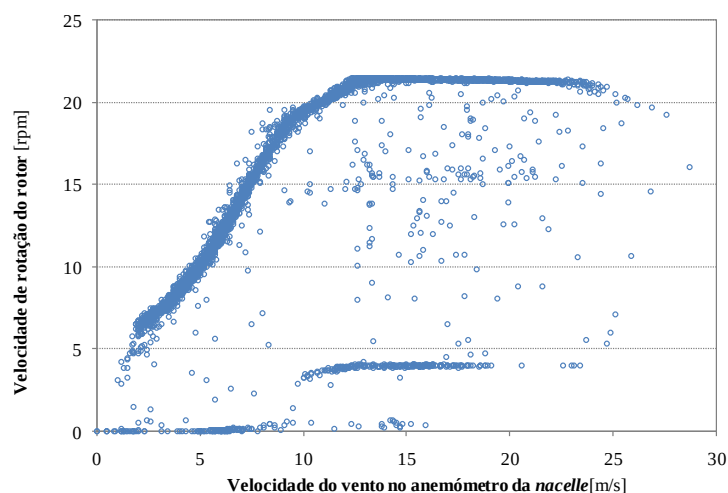


Figura 4.25 – Velocidade de rotação do rotor de um aerogerador com problemas

Casos semelhantes ao anterior ou outras anomalias ocorrem com frequência em parques eólicos, apesar de muitos deles terem durações curtas e, por isso, não terem grande impacto na produção dos aerogeradores. Ainda assim, a análise sistemática dos dados de operação das turbinas permite detectar eventuais justificações para desempenhos menos satisfatórios.

5. Considerações económicas

O desempenho de um parque eólico está intimamente relacionado com o retorno financeiro do investimento, uma vez que a um bom desempenho está associada a maximização da energia produzida e da remuneração devida.

Neste capítulo procura-se perceber o impacto que um mau desempenho de um parque eólico ou de um ou mais dos aerogeradores que o constituem pode ter na economia de um projecto. Pretende-se também avaliar a mais-valia da aplicação das metodologias de acompanhamento apresentadas.

Para efeitos de cálculo da remuneração da energia produzida foi considerada a legislação portuguesa em vigor em 2001²⁰, apesar desta ter sido actualizada em 2005²¹. Uma vez que os parques eólicos considerados neste subcapítulo entraram em funcionamento antes desta revisão, foi considerada a fórmula de cálculo constante na lei em vigor no momento do seu arranque.

Os valores de receita de um parque eólico considerados nesta secção resultam do valor bruto da remuneração recebida pela venda de energia à rede eléctrica subtraído do custo de operação e manutenção, O&M, devido pelo contrato estabelecido com o operador do parque. Há outros custos que devem ser subtraídos à remuneração bruta, como a renda aos municípios, 2,5 % da facturação, custos administrativos e financeiros, entre outros. Uma vez que não é objectivo deste trabalho chegar a valores precisos da rentabilidade dos projectos, estes custos não foram considerados.

²⁰ Decreto-Lei n.º 339-C/2001.

²¹ Decreto-Lei n.º 33-A/2005 e Declaração de Rectificação n.º 29/2005.

5.1. Curva de potência limitada

Considere-se um parque eólico composto por dez aerogeradores de 2 MW de potência nominal, totalizando uma potência instalada de 20 MW.

Pretende-se avaliar a quebra de receita deste parque eólico se pelo menos um dos seus aerogeradores apresentar períodos de operação com potência limitada. Na Figura 5.1 mostram-se as curvas “normal” e “limitada” dos aerogeradores que constituem este parque eólico, tendo o sistema SCADA considerado a turbina como disponível em todos os períodos anómalos da curva “limitada”, o que significa que os aerogeradores passariam um teste de verificação da garantia de disponibilidade, independentemente do tempo em que a limitação ocorrer.

Como foi esclarecido anteriormente, as medições dos anemómetros da *nacelle* estão perturbadas pela operação do rotor, pelo que a utilização desta informação para efeitos de cálculos energéticos não pode ser efectuada sem se levar a cabo a correcção das velocidades de vento registadas por este sensor. Apesar das funções de transferência que permitem chegar à velocidade do vento não perturbada partindo da velocidade do anemómetro da *nacelle* dependerem do aerogerador e da sua configuração no instante do ensaio, há evidências de que se trata em todos os casos de uma relação quase linear (Rodrigues, 2008) e (IEC 61400-12-2, 2008). Neste caso optou-se por um acréscimo de 0,5 m/s à velocidade do vento registada pelo anemómetro da *nacelle*, algo que parece aceitável se for tido em conta que a curva em operação normal assim obtida se aproxima da curva garantida. Há obviamente incerteza associada a esta aproximação, sem relevância no exercício proposto neste subcapítulo, onde não se procura um valor absoluto de receita, mas antes a quebra associada a uma operação abaixo do esperado.

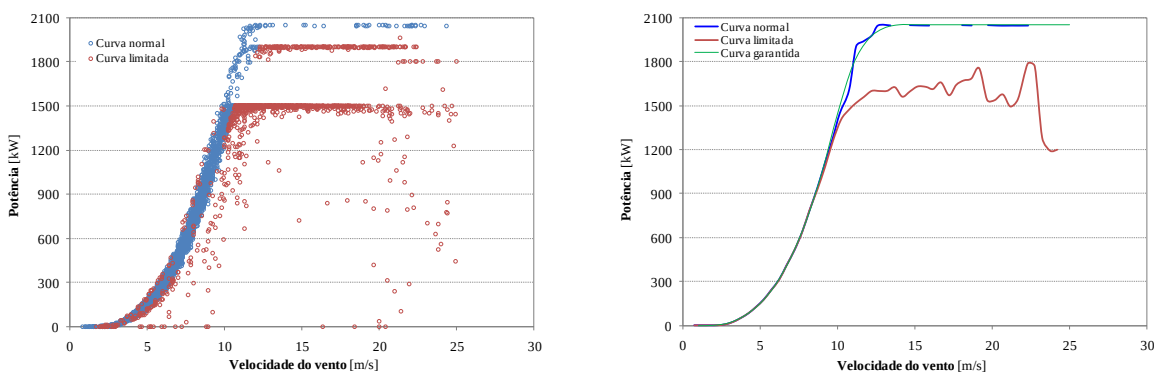


Figura 5.1 – Curvas de potência “normal” e “limitada”

Foram desconsideradas as diferenças entre as curvas dos diversos aerogeradores que constituem o parque eólico, tendo-se assumido que todas as máquinas só podem apresentar a “curva normal” ou a “curva limitada”, respectivamente para o caso de se encontrarem em operação normal ou para os períodos em que se simula o seu funcionamento com problemas.

A análise foi levada a cabo para um ano completo, cujo regime de vento se caracteriza na Figura 5.2.

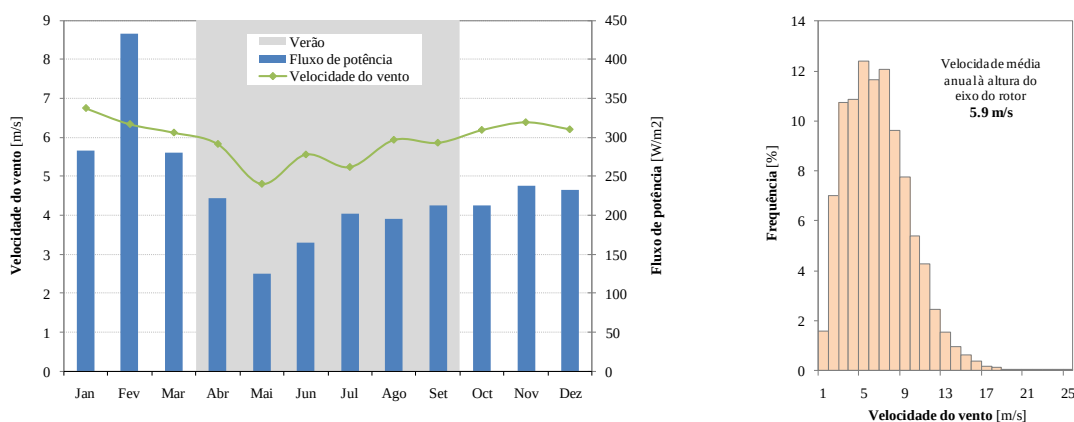


Figura 5.2 – Regime de vento do local em análise

Foram consideradas as distribuições de vento mensais do local, tendo-se assumido que são representativas do regime de vento característico de todas as turbinas. Em primeiro lugar calculou-se a remuneração esperada admitindo que todos os aerogeradores estavam a operar sem limitação, valor designado por “remuneração de referência”. Depois foram simulados vários casos, fazendo variar: i) o número de aerogeradores com curva de potência “limitada”, de 1 a 5; ii) a duração da limitação, de 1 a 6 meses; iii) o momento da ocorrência da avaria, nos meses com menos (Verão) ou mais (Inverno) energia disponível no vento. Os resultados para todos os cenários são apresentados na Figura 5.3. Alguns destes cenários são muito improváveis, mas há notícias de casos semelhantes, poucos, sobretudo na fase de “juventude” de alguns modelos de aerogerador.

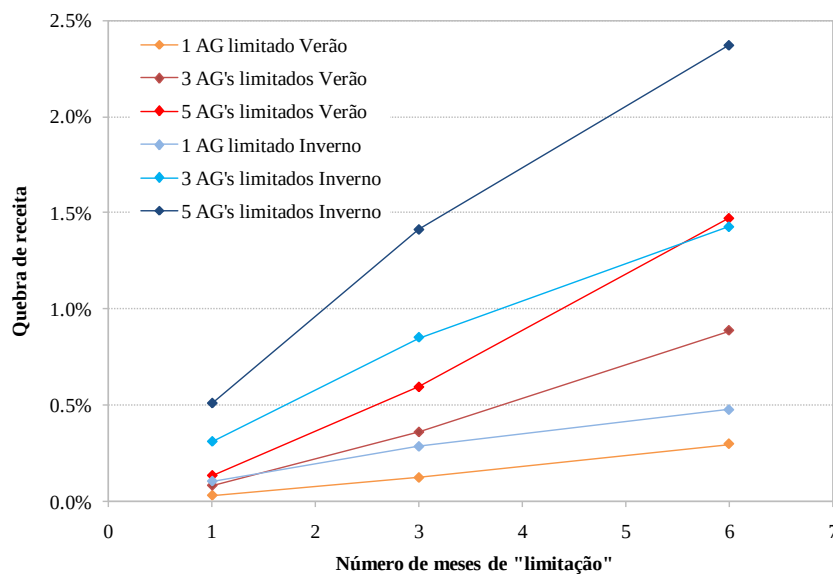


Figura 5.3 – Análise de sensibilidade à perda de receita decorrente de curvas de potência “limitadas”

Como era esperado a quebra de receita aumenta com o número de aerogeradores cuja curva está “limitada”, assim como com a duração desta limitação, registando-se, no caso em estudo, uma quebra de receita máxima de 2,5 %. Tendo em conta que foi estimada uma produtividade anual de 2 375 horas equivalentes de funcionamento a plena carga²² para um funcionamento normal de todos aerogeradores, a que corresponderia uma receita de 3,73 M€, a quebra de receita atinge no pior cenário um valor próximo de 90 000 €.

É interessante observar que há uma diferença na evolução da quebra da receita nos meses de Verão e Inverno, identificada pelos diferentes declives das rectas que unem os três pontos. Nos meses de Verão o declive da recta que une o terceiro e o sexto mês de limitação é superior ao da recta que une o primeiro e terceiro mês, verificando-se o oposto nos meses de Inverno, o que significa que a quebra de receita passa a aumentar mais rapidamente no Verão após três meses de limitação e mais devagar no Inverno.

Este facto está relacionado com a natureza do esquema tarifário considerado, que apresenta diferentes patamares de remuneração para a energia produzida por um parque eólico, i.e., o valor recebido por unidade de energia vai diminuindo à medida que aumenta a quantidade de energia entregue à rede. Por exemplo, 1 MWh de energia produzido após as 2 300 hpc é remunerado a um valor inferior ao de 1 MWh vendido antes do parque eólico ter chegado às 2 000 hpc. Da mesma forma, o valor de 1 MWh não produzido é diferente consoante o nível de produtividade do parque no momento em que deixou de produzir essa quantidade de energia.

Nos meses de Inverno as quebras de produção associadas à limitação da curva dos aerogeradores são superiores às que se verificam nos meses de Verão, uma vez que se trata dos meses mais ventosos. Sendo assim, é mais provável que originem a passagem para o escalão remuneratório anterior onde a energia é remunerada a um valor mais elevado, fazendo com que o impacto na receita seja menor.

E com acompanhamento?

Admita-se que o proprietário deste empreendimento tinha contratado o serviço de acompanhamento da operação do parque. Na pior das hipóteses o comportamento anómalo das turbinas seria detectado ao final de um mês. Admita-se que outro mês passaria entre a validação desta análise e a resolução do problema por parte do operador, o que significaria uma quebra de receita de 0,95 %, 35 000 €, se for considerado o caso de cinco aerogeradores com limitação durante o Inverno. Se se tiver em conta a perda de 90 000 € estimada para o caso de só se detectar o problema ao fim de cinco meses, conseguir-se-ia uma poupança de 55 000 €.

²² O número de horas equivalentes de funcionamento a plena carga, hpc, obtém-se dividindo a energia estimada pela capacidade instalada.

5.2. Disponibilidade *versus* garantia global

Considere-se um parque eólico composto por dez aerogeradores de 2 MW de potência nominal, perfazendo uma capacidade instalada de 20 MW.

Em primeiro lugar, pretende-se avaliar o funcionamento de uma garantia de disponibilidade num caso em que este índice não atingiu os valores acordados. Admita-se que o valor contratualizado para a disponibilidade do parque é de 97 % e que a disponibilidade atingida num ano foi de 95,6 %.

A remuneração líquida resulta da subtracção do valor pago pelo contrato de O&M ao valor recebido pela produção atingida, sendo no ano em análise de 3,81 M€, para uma produção de 44 785 MWh, 2 240 hpc.

Como a disponibilidade não atingiu o valor garantido, há ainda que contar com a compensação devida pelo operador, tendo sido considerada uma fórmula de cálculo usada habitualmente nestes contratos, que resulta da multiplicação da diferença entre a disponibilidade garantida e atingida, pela produção do ano anterior somada de eventuais compensações devidas também no ano transacto e pelo preço por unidade de energia contratualizado. Este preço varia de caso para caso, sendo habitual que reflecta a realidade tarifária do país de implantação do parque eólico. Neste estudo considerou-se o preço médio pago pela energia no ano anterior ao de análise, o que levou a um valor de receita de 3,85 M€, 1,1 % superior ao valor antes de compensação.

De seguida procurou-se perceber qual teria sido a produção do parque eólico se a sua disponibilidade tivesse estado acima do valor garantido. Para isso procurou-se um aerogerador de referência, que tenha registado para todos os meses do ano disponibilidades acima ou próximas de 97 %.

Na Figura 5.4 mostram-se as variações da disponibilidade e da produção dos vários aerogeradores do parque eólico normalizadas pelos registos do aerogerador de referência. Observa-se a superior variabilidade da produção, uma vez que há que contar, para além do desempenho das máquinas, parâmetro relativo à tecnologia que se espera óptimo para todas (tal como a disponibilidade), com uma variação externa que não depende dos aerogeradores, o regime de ventos a que cada um está sujeito e que varia em toda a área do projecto. Registam-se também no gráfico da produção mais casos cujo desvio da referência é superior a 20 %, o que indicia que pequenas quebras de disponibilidade originaram grandes quebras de produção.

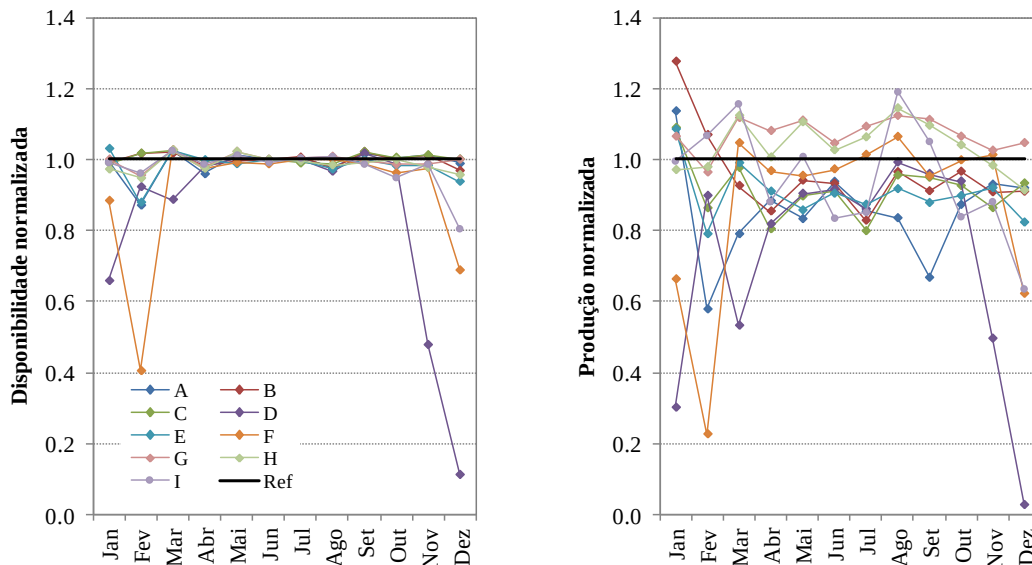


Figura 5.4 – Disponibilidade e produção normalizadas pelo aerogerador de referência

Para todos os meses em que a disponibilidade dos aerogeradores foi inferior a 97 %, a sua produção foi estimada a partir da correlação estabelecida com o aerogerador de referência, com base nas produções de anos anteriores. Os coeficientes R^2 obtidos são muito elevados, em todos os casos superiores a 0,95. Sempre que a disponibilidade mensal foi igual ou superior a 97 %, usou-se a produção real dos aerogeradores. Desta forma chegou-se a uma estimativa de energia anual produzida por todos os aerogeradores do parque eólico, que no caso do aerogerador de referência corresponde à sua produção real. Neste cenário a disponibilidade do parque eólico seria de 98,7 %.

Considerando a produção estimada do parque, 48 230 MWh, 2 410 hpc, aproximadamente 7,7 % superior à produção efectiva, chega-se a uma receita de 4,04 M€, 4,8 % acima da real somada da compensação atribuída pelo operador, 3,85 M€, que se revela claramente insuficiente para fazer face à energia não produzida em consequência da quebra de disponibilidade. Para o caso em análise, apenas uma compensação do operador por unidade de energia cerca de cinco vezes superior ao valor que foi considerado permitiria fazer face ao prejuízo que o proprietário deste parque teve durante o ano em análise.

Garantia global teria funcionado?

Por último procurou-se perceber se uma “garantia global de produção” teria permitido evitar este prejuízo estimado em cerca de 190 000€. O índice de desempenho derivado da aplicação desta metodologia foi, neste ano, de 0,851. Assumindo que o valor garantido pelo operador era de 0,950, verifica-se uma redução do índice de 0,099. Neste ano o processo de “garantia global” teve uma cobertura óptima, tendo sido possível verificar 98 % da energia produzida,

razão pela qual se assume que o resultado é representativo de todo o ano e não apenas do período de verificação, pelo que se estima uma perda energética de 4 434 MWh²³.

A remuneração que decorreria da venda desta energia à rede foi pensada de duas formas:

1. Assumindo o valor médio da remuneração por unidade de energia recebida nesse ano pelo parque eólico;
2. Re-aplicando o tarifário para uma produção anual igual à soma da produção efectiva com a estimativa da perda, 49 220 MWh, procedendo-se à distribuição da energia “não produzida” pelos doze meses do ano de acordo com a distribuição de indisponibilidades do parque nesse ano (assumiu-se que as maiores perdas energéticas ocorreram nos meses onde a quebra de disponibilidade foi superior).

No primeiro cenário, a receita seria de 4,24 M€, valor 4,9 % superior ao esperado. Se for aplicada a segunda metodologia, a receita resulta num valor de 4,09 M€, valor ainda ligeiramente superior ao esperado que foi obtido através das correlações apresentadas anteriormente. A diferença entre a remuneração esperada e a devida da aplicação de uma “garantia global” pode ser explicada pela incerteza associada às duas metodologias consideradas.

A Figura 5.5 resume os diferentes valores de receita que foram apresentados neste subcapítulo, sendo claro que neste caso a compensação resultante da aplicação da metodologia de “garantia global” tendo em conta o tarifário em vigor é a que melhor aproxima a perda de receita estimada.

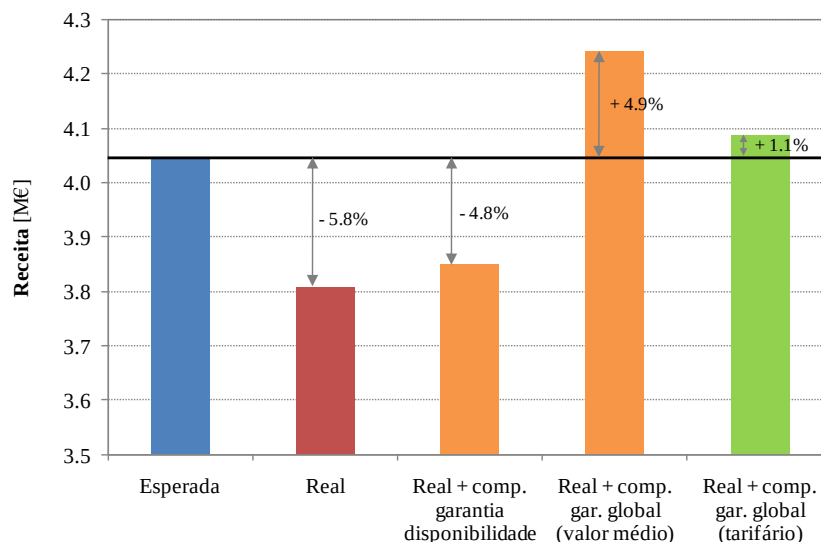


Figura 5.5 – Receita e compensações derivadas da aplicação de diferentes metodologias

²³ Esta estimativa resulta da multiplicação da produção efectiva do parque, 44 785 MWh, pelo decréscimo do índice de desempenho, 0,099.

6. Que metodologia?

O primeiro passo para uma correcta avaliação do desempenho de um parque eólico é a definição de uma expectativa ponderada face à evolução das principais variáveis envolvidas, vento, disponibilidade e produção. Isto requer a consciencialização de que o assunto vai além da comparação de produções anuais com as estimativas apresentadas nos estudos anteriores à construção do parque, erro em que frequentemente alguns proprietários caem.

A Figura 6.1 pretende facilitar o início do processo de compreensão do desempenho anual de um parque eólico, através de uma análise preliminar qualitativa. Sumariza as ocorrências que podem verificar-se todos os anos, devendo a sua análise fazer-se de uma perspectiva comparativa do valor actual e do ano anterior de todas as variáveis.

Índice de vento	Disponibilidade	Produção		
		+	=	-
+	+	A		
+	=	B		
+	-	B	C	D
=	+	E		
=	=			
=	-			D
-	+	E	F	G
-	=			G
-	-			H

Desempenho

Melhor

Igual

Pior

?

Legenda

+ Maior

= Igual

- Menor

Figura 6.1 – Mat

O índice de vento a considerar nesta análise deve ser obtido com base em dados recolhidos numa estação de medição instalada na área do projecto, não sendo de desconsiderar, para este efeito, a utilização de uma série de reanálise. Ainda assim, reforça-se a importância da existência de pelo menos uma estação de medição devidamente instrumentada, mesmo que o parque não esteja ao abrigo de qualquer tipo de garantia. Os dados recolhidos serão da maior importância, nomeadamente para servirem de base à determinação de compensações energéticas devidas pelo mais variado tipo de paragens.

A título de exemplo, apresenta-se a leitura para o primeiro caso apresentado na Figura 6.1: se o ano i foi mais ventoso do que o ano $i-1$ e o parque apresentou no ano i uma disponibilidade superior à do ano $i-1$, a sua produção no ano i tem de ser superior, caso contrário o seu desempenho piorou. O aumento da produção pode resultar de o ano i ter sido mais ventoso, da disponibilidade do parque ter sido superior ou do facto do desempenho dos aerogeradores ter sido melhor, conclusão a que se poderá chegar depois de análises mais detalhadas.

Foram identificadas outras situações onde não é possível concluir preliminarmente acerca do desempenho de um parque eólico, que foram agrupadas em oito tipos de dúvidas, que se apresentam de seguida:

- A. Porque subiu a produção? Por ter mais vento, por ter maior disponibilidade ou por ter melhor desempenho?
- B. Porque subiu a produção? Por ter mais vento ou por ter melhor desempenho?
- C. Como foi possível manter a produção? Por ter mais vento ou por ter melhor desempenho?
- D. Porque baixou a produção? Por ter menor disponibilidade ou por ter pior desempenho?
- E. Porque subiu a produção? Por ter maior disponibilidade ou por ter melhor desempenho?
- F. Como foi possível manter a produção? Por ter maior disponibilidade ou por ter melhor desempenho?
- G. Porque baixou a produção? Por ter menos vento ou por ter pior desempenho?
- H. Porque baixou a produção? Por ter menos vento, por ter menor disponibilidade ou por ter pior desempenho?

A resposta a este leque de dúvidas tem de ser procurada através da aplicação das metodologias de avaliação do desempenho estudadas, cujas vantagens e limitações identificadas são apresentadas nos subcapítulos seguintes.

6.1. Disponibilidade: o primeiro indicador

As fórmulas de cálculo da disponibilidade de um aerogerador que constam dos contratos de O&M de parques eólicos são a primeira questão que se coloca quando se opta por este tipo de garantia. Reflectem o conceito de “disponibilidade técnica”, tal como apresentado neste documento, e traduzem, sobretudo, a visão do operador da máquina, que não representa, em muitos casos, a realidade no que diz respeito à capacidade da turbina estar em condições de produzir de acordo com o esperado. Há vários problemas das máquinas que se verificam em períodos em que estas são dadas como disponíveis, o que fragiliza a aplicação da metodologia.

Não obstante, a principal limitação deste tipo de garantia reside na quantificação das perdas energéticas associadas aos períodos de indisponibilidade dos aerogeradores. Uma das fórmulas utilizadas para cálculo das compensações toma como referência a produção do ano anterior àquele em que o valor garantido de disponibilidade não foi atingido, mais eventuais compensações devidas nesse ano. O que quer dizer que se o ano anterior tiver sido pouco ventoso, tendo-se, portanto, registado uma baixa produção, a compensação vai ser menor do que se o recurso no ano antecedente tiver sido mais interessante, o que é contraproducente do ponto de vista de motivação do operador, já que se está a fazer depender de ocorrências passadas eventuais compensações devidas por uma operação actual.

Há operadores que propõem outra forma de compensação, assente no princípio de que o parque produziria no período de indisponibilidade, em termos médios, o mesmo que em todo o ano de operação, determinando assim uma quantidade de energia que resulta da produção anual dividida pela indisponibilidade média anual. A fragilidade desta fórmula está na potencial sub ou sobrestimava da energia que não foi produzida, respectivamente se o período de indisponibilidade tiver sido mais ou menos ventoso do que o ano em estudo.

A disponibilidade de um parque eólico é um primeiro indicador da sua operação, na medida que, de forma expedita, usando a informação sintetizada pelos operadores do parque, permite detectar alguns casos anómalos na operação dos aerogeradores. Mostra-se claramente insuficiente para determinar as perdas energéticas associadas a um funcionamento deficiente.

6.2. Validade de uma medição da curva de potência

A principal limitação de uma garantia de curva de potência é a validade temporal do ensaio realizado com este fim. É um teste que decorre num intervalo de tempo específico, muito curto relativamente ao tempo de vida útil do aerogerador, e apenas nos instantes em que a máquina está em operação normal, de acordo com os parâmetros definidos pelo fabricante. O comportamento dos aerogeradores pode variar muito ao longo da sua vida útil, fazendo com que a sua curva de potência apresente vários tipos de limitações e degradações, pelo que o bom desempenho do aerogerador durante o ensa

se mantenha ao longo dos vinte anos que se esperam de operação. É um facto que a curva de potência pode ser novamente medida a qualquer altura, mas só uma degradação muito acentuada do desempenho levará a tal iniciativa. Variações mais ténues tendem a ser investigadas de forma menos rigorosa e raramente são quantificadas.

A tecnologia de ponta presente nos mais variados componentes que constituem um aerogerador actual torna-o um equipamento muito diferente dos que existiam há uma década. Acima de tudo, é espantosa a evolução que se verificou ao nível do controlo da turbina, com o consequente aumento da flexibilidade de operação em *set points* diferentes, muitas vezes com possibilidade de serem ajustados remotamente. Se se pensar que muitos parâmetros podem ser optimizados durante a realização de um ensaio com alguma facilidade, voltando depois a um estado que garante o conservador funcionamento do aerogerador, facilmente se questionam os resultados da medição.

Há que contar também com a validade espacial deste tipo de garantia, relacionada com os contratos que prevêm que apenas algumas das turbinas que constituem um parque sejam ensaiadas e o comportamento das restantes seja derivado dos resultados deste teste. Não há garantia que aerogeradores vizinhos, ainda que do mesmo modelo e sujeitos a condições de vento semelhantes, apresentem a mesma curva de potência. É certo que se trata de uma questão estatística, tendo em conta a baixa taxa de insucesso de medições deste tipo, mas não deixa de ser uma forma de evitar algo que seria in comportável do ponto de vista económico, a realização de ensaios em todos os aerogeradores de um parque.

O custo do ensaio pode ser limitativo da sua aplicação, nomeadamente se houver necessidade de levar a cabo a calibração do local, que exige a instalação de uma estação adicional e a utilização de um maior número de sensores. É um requisito que se verifica sempre em casos de terreno complexo, como a maioria dos verificados em Portugal.

Muitas das vezes a opção por um ensaio de medição da curva de potência não é efectuada antecipadamente e a etapa de calibração do local é apenas levada a cabo como medida preventiva de um eventual teste da curva de potência. O que significa que, mesmo na presença de um detalhado plano de obra e de uma correcta definição dos períodos disponíveis para a calibração do local, há factores externos, como o atraso nas obras ou eventos climatéricos não esperados, que podem originar que o tempo disponível para uma caracterização ideal da distorção do escoamento seja bastante reduzido.

Como forma de ultrapassar esta limitação, pode realizar-se esta campanha após o desmantelamento do aerogerador, procedimento teoricamente possível, já que permitiria aplicar *a posteriori* os factores de dist

um ensaio de calibração do local, este tipo de garantia não é solução para casos de terreno complexo.

O recurso à calibração numérica de um local como forma de substituição da calibração experimental levanta ainda grandes dúvidas, uma vez que se baseia na utilização de modelos de escoamento não lineares cuja aplicação carece ainda de maior validação.

A incerteza associada à realização de uma medição deste tipo, que resulta acrescida no caso de ser realizada a calibração do local, é uma desvantagem desta metodologia. A incerteza não é igual em toda a gama de velocidade de operação da turbina (é maior na zona ascendente da curva), mas de uma maneira geral os valores encontrados são elevados. Com isto quer-se dizer que mesmo que um fabricante garanta a curva de potência a 100 %, só haverá lugar a penalização se o desvio da curva garantida for muito elevado, caso contrário a diferença estará dentro do intervalo atribuído à incerteza da medição.

Por último, o facto do ensaio considerar uma velocidade do vento à altura do eixo do rotor do aerogerador, que pode não ser significativa da verificada em toda a área varrida pelo rotor, tem sido apresentado por vários autores como uma limitação (Stefanatos, 2008), (Bunse et al., 2009), (Wagner, 2010). Esta questão está associada à forma do perfil vertical de velocidade e torna-se mais evidente à medida que os aerogeradores vão aumentando o tamanho das suas pás, uma vez que a diferença de altura entre o ponto mais alto e o mais baixo da passagem da ponta da pá é maior, o que influenciará o valor resultante com efeito para a produção do aerogerador. Idealmente deveriam ser efectuadas medições a várias alturas de passagem das pás, sendo a velocidade considerada no ensaio a resultante da ponderação de todas as medições. Obviamente que esta solução encarece o custo do ensaio, pelo que a alternativa pode passar pela consideração de um perfil vertical de velocidade medido a partir de uma medição à altura do eixo do rotor e outra a um nível inferior. Acontece que o perfil não tem a mesma forma a todas as alturas, o que faz com que a sua determinação desta forma tenha associada uma incerteza superior. É um assunto ainda em discussão, esperando-se que faça parte do próximo documento normativo relacionado com estas questões.

Apesar de todas as limitações apresentadas anteriormente, o ensaio de medição da curva de potência permite recolher dados válidos sobre o desempenho de um aerogerador num determinado instante. Se fosse possível levar a cabo continuamente ensaios em todas as turbinas de um parque, a validade deste tipo de garantia seria superior. Para isso pode contribuir a variante do ensaio que prevê a utilização do anemómetro da *nacelle</*

produzido num determinado período, tendo em conta as condições de vento verificadas. De uma forma geral é um problema que se agrava em terreno complexo, onde o desempenho dos modelos é pior.

Outra limitação é a dificuldade em recolher dados de vento válidos para todo o período de análise, em consequência do facto de não ser fácil a colocação de estações que o permitam. Naturalmente que o posicionamento das estações tem em conta o regime de ventos esperado para um local, mas poderá existir um período de análise com um rumo de vento consideravelmente diferente, que faça baixar a cobertura do processo, tornando-o menos fiável. Podem estar a ser eliminados da análise períodos de mau funcionamento das turbinas, o que melhoraria o desempenho global do parque, mas podem também ser excluídos períodos de operação de acordo com o esperado, estando neste caso a metodologia a prejudicar o operador, uma vez que esta acção faria assumir um desempenho do parque pior do que aquele que efectivamente se verificou.

Mesmo tendo em conta todas as limitações, teoricamente este é o tipo de garantia que melhor avalia o desempenho de um parque eólico, já que não se preocupa com detalhes da operação das turbinas, centrando-se, ao invés, na comparação de energias. Tem também a vantagem de poder conduzir à análise de detalhes de funcionamento que, de outra forma, tendem a escapar a quem faz o seguimento da operação do parque.

6.4. A mais-valia da monitorização da operação

O desempenho de um aerogerador está intimamente relacionado com a sua operação de acordo com as condições anunciadas pelo fabricante que levam à maximização da energia produzida.

A contínua monitorização destas condições é um dos caminhos mais interessantes de identificar e compreender desvios não expectáveis ao desempenho de um parque eólico. Ainda assim não serve para quantificar as perdas de energia associadas a cada um dos períodos anómalos identificados, uma vez que as medições perturbadas da velocidade do vento no sensor instalado na *nacelle* não permitem posicionar devidamente as ocorrências de anomalias numa gama de velocidades.

6.5. O mix de metodologias

Ao longo de todo o documento, em especial no capítulo de estudo de casos, foram sendo evidenciadas as mais-valias e as desvantagens das diferentes metodologias de avaliação do desempenho de parques eólicos, apresentadas nos subcapítulos anteriores.

eólico. Ainda assim podem constituir-se como ferramentas importantes na monitorização contínua da sua operação, i.e., para uma verificação qualitativa, cuja preocupação principal não seja a determinação do valor das perdas energéticas associadas às quebras de desempenho. A análise sistemática dos dados disponibilizados pelo operador do parque, é o primeiro passo para a identificação de desempenhos abaixo do esperado e o alerta para a necessidade de eventuais medidas correctivas, servindo também para compreender alguns desempenhos insatisfatórios não esperados.

A utilização dos resultados de disponibilidade de aerogeradores fornecidos pelo operador não deve ser feita de uma forma cega, uma vez que se demonstrou que não avalia a capacidade da turbina operar de acordo com o esperado, sendo importante considerar o conceito de “disponibilidade operacional”, que mede o tempo em que o aerogerador esteve em produção, logo dará mais informação para a análise.

A análise qualitativa sugerida nos parágrafos anteriores é insuficiente para se constituir como uma garantia do desempenho de um parque eólico, na medida em que não lhe está associada qualquer quantificação de eventuais desvios. Os operadores, quase sempre as mesmas entidades que fornecem a tecnologia, pelo menos em Portugal, têm sensibilidade para esta questão, comprovada por uma recente proposta de um grande fabricante do mercado, que sugere uma garantia baseada no conceito da energia perdida, abandonando a base temporal da análise.

O estudo levado a cabo neste documento aponta para que a metodologia do tipo “garantia global” seja a melhor forma de quantificar as perdas energéticas associadas a desempenhos insatisfatórios, ainda que sejam reconhecidas algumas limitações a esta metodologia, nomeadamente a não quantificação da incerteza associada à sua aplicação.

A incerteza de um processo de “garantia global” resulta principalmente da incerteza dos modelos de escoamento empregues na determinação da energia esperada. A existência de um histórico de medições do vento em mais do que um ponto da área do parque pode

Assim sendo, parece essencial introduzir o conceito de incerteza na discussão, não deixando de promover continuamente a melhoria das metodologias, incorporando o conhecimento que ambos, proprietário e operador do parque, vão acumulando do seu funcionamento.

Talvez seja necessário redefinir os níveis de garantia oferecidos pelo operador, de forma a evitar situações onde o nível de incerteza conseguido faça com que qualquer desvio do desempenho esteja na gama de incerteza, fazendo com que não haja direito a qualquer compensação.

O período de verificação é o segundo factor sensível da aplicação desta metodologia, o que sugere a importância de ser instalado um número de estações de medição que garanta a existência de dados válidos em todo o período de análise, bem como a implementação de rigorosos meios de acompanhamento da operação das estações que permitam reduzir ao máximo as perdas de dados. Esta abordagem contribuirá para a redução da incerteza da metodologia.

Por último, é preciso não esquecer os custos dos diferentes tipos de garantias, que podem influenciar a sua escolha. Neste ponto, a vantagem vai para a garantia de disponibilidade, que não tem custo para o proprietário do parque, uma vez que faz parte dos contratos de O&M. As restantes metodologias necessitam de recursos adicionais para serem levadas a cabo. No entanto, como se demonstrou no capítulo das considerações económicas, alguns desvios podem levar a quebras de receitas que facilmente justificam os custos associadas à constituição de outro tipo de garantia.

Foram reconhecidas vantagens em todas as metodologias, o que à partida não exclui nenhuma do leque de ferramentas a ter em conta na avaliação do desempenho de um parque eólico. Foi possível perceber que as vantagens de uma metodologia podem compensar as debilidades identificadas noutras, o que aponta para uma utilização de todos os conceitos, num *mix* de metodologias que permitirá uma melhor avaliação do desempenho de um parque eólico.

7. Conclusão

Neste capítulo apresentam-se as conclusões do presente trabalho, assim como sugestões de assuntos a estudar relacionados com a temática da avaliação do desempenho de parques eólicos.

7.1. Conclusões

O objectivo deste trabalho foi a contribuição para uma escolha mais fundamentada de uma metodologia de avaliação do desempenho de parques eólicos, através da identificação das limitações das metodologias existentes e dos resultados que a sua aplicação indevida podem originar.

A disponibilidade de um parque eólico tal como apresentada pelo seu operador, conceito de “disponibilidade técnica”, deve ser olhada apenas como um primeiro indicador da sua operação. As disponibilidades muito elevadas apresentadas actualmente pelos operadores, de uma maneira valores médios anuais acima de 97 %, quando comparadas com a “disponibilidade operacional”, que revela o tempo efectivo de produção, mostram uma diferença de dez pontos percentuais, o que significa que há muitos períodos em que os aerogeradores não estão a produzir e, ainda assim, são apresentados como disponíveis. Em alguns casos esta situação pode justificar-se, nomeadamente quando a velocidade do vento está fora da gama de operação das turbinas, mas de uma maneira geral há períodos de funcionamento anómalo que são desconsiderados do cálculo de disponibilidade.

Foi possível concluir que as fórmulas apresentadas pelos operadores para cálculo de compensações devidas por disponibilidades inferiores aos valores garantidos são aproximações grosseiras que não permitem compensar justamente as perdas verificadas. No caso estudado a soma da remuneração da energia produzida num ano com a compensação

atribuída pelo operador seria 4,8 % inferior à receita estimada para o cenário do parque ter apresentado uma disponibilidade igual ao valor garantido.

A medição da curva de potência de aerogeradores é um ensaio realizado num período específico e revela o desempenho da turbina nesse intervalo de tempo. Não há garantia que um funcionamento de acordo com o anunciado pelo fabricante se venha a verificar em todo o período de operação de um parque, nem tão pouco que outros aerogeradores do mesmo parque apresentem o mesmo desempenho. Esta garantia faria sentido se fosse possível levar a cabo continuamente ensaios em todas as turbinas de um parque, o que pode ser de certa forma promovido pela utilização dos dados do anemómetro da *nacelle*, desde que devidamente corrigidos da influência do rotor. Esta é, contudo, uma metodologia de normalização recente, sendo necessária mais experiência na sua aplicação.

O princípio de monitorização contínua da operação de um parque envolve a análise de outras grandezas para além da curva de potência, que permite recolher informações adicionais acerca do funcionamento dos aerogeradores. As considerações económicas efectuadas em torno de uma eventual limitação da curva de potência de alguns aerogeradores que constituem um parque eólico mostraram a potencial mais-valia deste acompanhamento, que pode levar a reduções significativas das perdas de receita associadas a funcionamentos anómalos. No caso em estudo ela teria permitido a detecção precoce da limitação, que corresponderia, num dos cenários, a evitar a perda de 1,5 % da receita esperada.

Conceptualmente a metodologia do tipo “garantia global” é a melhor forma de quantificar as perdas energéticas associadas a desempenhos insatisfatórios. O caso estudado de incumprimento da garantia de disponibilidade serviu para mostrar que uma garantia deste tipo seria a única que permitiria ao proprietário do parque ser ressarcido da perda energética que se estimou que tivesse ocorrido.

A análise de casos de aplicação da metodologia de “garantia global” mostrou que há ainda situações cujos resultados não correspondem à realidade do funcionamento dos parques, o que evidencia a necessidade de melhorar o desempenho dos modelos de escoamento que estão na base destas metodologias, nomeadamente através de correcções efectuadas com base em históricos de medições do vento em mais do que um ponto da área do parque. A aceitação generalizada desta metodologia tem de iniciar-se num esforço de definição de uma incerteza decorrente da sua aplicação, ainda que isso implique uma revisão dos níveis de garantia habitualmente oferecidos pelos operadores do parque.

O estudo levado a cabo permitiu chegar à conclusão que a verificação do desempenho de parques eólicos é um tema complexo, que requer em primeiro lugar a consciencialização de que o assunto vai além da comparação de produções anuais com as estimativas apresentadas nos estudos anteriores à construção dos parques. É fundamental perceber que há um conjunto vasto de factores que influenciam o funcionamento de um parque eólico e que existem

diferentes metodologias para o avaliar correctamente, sendo conveniente utilizar mais do que uma em simultâneo.

A complexidade dos temas implica que esta verificação seja levada a cabo por quem domine as especificidades das metodologias disponíveis e que perceba as suas limitações, de forma a adequar a sua aplicação e dela derivar interpretações que representem a realidade no que diz respeito ao desempenho de um parque eólico.

7.2. Sugestões para trabalhos futuros

Um dos pontos discutidos ao longo do trabalho foi o da incerteza associada a uma metodologia do tipo “garantia global”. Entende-se que a quantificação desta grandeza é fundamental para a generalização da aplicação deste tipo de garantia. Sugere-se o estudo da possibilidade de redução da incerteza desta metodologia através da simultaneidade de operação das estações usadas na avaliação do potencial eólico do local de um parque e das estações que serão usadas para verificação da sua garantia de produção.

Sugere-se também o estudo da melhor forma de quantificar economicamente as compensações decorrentes da aplicação de uma “garantia global”, já que se mostrou neste trabalho que pode existir uma grande diferença entre a consideração do valor médio da tarifa e a re-aplicação do tarifário para uma quantidade de energia igual à soma da produção efectiva e da estimativa da perda. Podem-se ainda simular outros cenários tarifários menos vantajosos para os proprietários dos parques, no sentido de perceber em que medida aumentaria o interesse de aplicação de metodologias de avaliação que permitam uma melhor verificação do desempenho.

Uma das limitações do trabalho realizado foi a utilização de dados de operação de aerogeradores de um único fabricante. No futuro seria interessante comparar disponibilidades apresentadas por diferentes fabricantes, bem como perceber como varia a aplicação do conceito de “disponibilidade operacional”. A consideração de um maior número de parques e aerogeradores, bem como de mais anos de operação, seria também interessante para confrontar com os resultados agora obtidos.

Referências

- BARRIOS, A.; ZUBIAUR, R.; CORDÓN, R. – **Checking the capabilities of commercial software for numerical site calibration**. Milão: *Proceedings* da EWEC2007, 2007.
- BUNSE, U.; MELLINGHOFF, H. – **Influences of vertical wind profiles on power performance measurements**. Cuxhaven: DEWI, 2009.
- CASTRO, Rui – **Uma introdução às energias renováveis: eólica, fotovoltaica e mini-hídrica**. Lisboa: Instituto Superior Técnico, 2011.
- Direcção Geral de Energia e Geologia (DGEG) – **Energia eléctrica, produção/consumos (1994 a 2009)**. Lisboa: DGEG, 2010.
- Direcção Geral de Energia e Geologia (DGEG) – **Renováveis, estatísticas rápidas: n.º 70, Dezembro 2010**. Lisboa: DGEG, 2010.
- HARMAN, Keir; WALKER, Ross; WILKINSON, Michael – **Availability trends observed at operational wind farms**. Bruxelas: *Proceedings* da EWEC2008, 2008.
- IEC 61400-12-2, **Wind turbines – Part 12-2: Power performance of electricity producing wind turbines based on nacelle anemometry**. Working group draft. International Electrotechnical Commission (IEC), 2008.
- IEC TS 61400-26-1, **Wind turbines – Part 26-1: Time based availability for wind turbines**. Committee draft. International Electrotechnical Commission (IEC), 2010.
- KLUG, Helmut – **Contractual issues dealing with energy production warranties**. Paris: *Proceedings* da Global Windpower Conference 2002, 2002.

- PIMENTA, Carlos – Mudanças climáticas e o uso da energia. In FERNANDES, Eduardo de Oliveira [et al.] – **Energias renováveis**. Lisboa: Atelier Nunes e Pã, 2009.
- REPÚBLICA PORTUGUESA – **Plano de acção nacional para as energias renováveis ao abrigo da directiva 2009/28/CE**. Lisboa: República Portuguesa, 2010.
- RIBEIRO, Luís – **Sonic anemometer and atmospheric flows over complex terrain**. Porto: Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2005. Tese de doutoramento.
- RODRIGUES, Álvaro – **Parques eólicos em Portugal, Dezembro de 2010**. Porto: INEGI, 2010.
- RODRIGUES, Hugo – **Estudo dos factores de distorção da velocidade medida na nacelle de um aerogerador**. Porto: Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2008. Tese de mestrado.
- SANADA, Toshiyuki [et al.] – **Numerical site calibration on a complex terrain and its application for wind turbine performance measurements**. Atenas: *Proceedings* da EWEC2006, 2006.
- STEFANATOS, N. [et al.] – **Revising reference wind-speed definition for power performance measurements of multi-MW wind turbines**. Bruxelas: *Proceedings* da EWEC2008, 2008.
- VERDELHO, Pedro – **Energia eólica e impactes tarifários**. Mesa redonda sobre energia eólica. Lisboa: Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), 2010.
- WAGNER, Rozenn – **Accounting for wind shear and turbulence in power curves**. Zadar: *Proceedings* da Ice & Rocks III – Conference on wind energy in complex terrain, 2010.
- WILKES, Justin – **Wind in power: 2009 European statistics**. Bruxelas: EWEA, 2010.
- WILKES, Justin – **Wind in power: 2010 European statistics**. Bruxelas: EWEA, 2011.
- ZERVOS, Arthouros; KJAER, Christian – **Pure power: wind energy targets for 2020 and 2030**. Bruxelas: EWEA, 2009.

Bibliografia

- ALBERS, Axel [et al.] – **Analysis of wind turbine control and performance based on time series data of the wind farm monitoring system**. Madrid: *Proceedings* da EWEC2003, 2003.
- ALBERS, Axel; GERDES, Gerhard – **Wind farm performance verification**. In DEWI Magazin 14. Cuxhaven, 2010.
- BODDINGTON, Richard – **Quantifying losses and improving wind farm performance**. Manila: *Proceedings* do Asia Clean Energy Forum, 2009.
- BRADY, Oisín – **Best practise from initial design to operation**. Hamburgo: *Proceedings* da Wind Energy Performance Optimisation Summit, 2009
- CASTRO, Rui – **Introdução à avaliação económica de investimentos**. Lisboa: Instituto Superior Técnico, 2004.
- FAULSTICH, S.; LYDING, P.; TAVNER, P. J. – **Effects of wind speed on wind turbine availability**. Bruxelas: *Proceedings* da EWEC2011, 2011.
- GARZA, Jorge – **Why doesn't my wind farm produce what I expected? A guide to wind farm performance assessment**. Bruxelas: *Proceedings* da EWEC2011, 2011.
- HARMAN, Keir; KLUG, Helmut – **Ensuring maximum turbine performance**. Hamburgo: *Proceedings* da Wind Energy Performance Optimisation Summit, 2009
- HARMAN, Keir; RAFTERY, P.G. – **Analytical techniques for understanding the performance of operational wind farms**. Madrid: *Proceedings* da EWEC2003, 2003.

- HUNTER, I. [et al.] – **Wind farm performance verification – part 2**. Londres: *Proceedings da BWEA2009*, 2009.
- IEC 61400-12-1, **Wind turbines – Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines**. International Electrotechnical Commission (IEC), 2005
- IEC 61400-12-3, **Wind turbines – Part 12-3: Wind farm power performance testing**. Working group draft. International Electrotechnical Commission (IEC), 2006
- JOHNSON, Clint – **Validation of energy predictions by comparison to actual performance**. Houston: *Proceedings da WINDPOWER 2008*, 2008.
- KLUG, Helmut – **Wind farm performance verification**. Québec: *Proceedings da CANWEA2007*, 2007.
- LLOMBART, A. [et al.] – **Robust data filtering in wind power systems**. Milão: *Proceedings da EWEC2007*, 2007.
- MATOS, José [et al.] – **Whole wind farm warranty verification procedure**. Atenas: *Proceedings da EWEC2006*, 2006.
- MÖNNICH, Kai [et al.] – **Operational follow-up of wind turbines analysing 10 minutes production data**. Bremen: *Proceedings da DEWEK'08*, 2008.
- MOTA, Isabel [et al.] – **Estratégia nacional para o desenvolvimento sustentável**. Lisboa: Pandora, 2005.
- PINTO, Paulo [et al.] – **Wind farm performance evaluation in complex terrain**. Madrid: *Proceedings da EWEC2003*, 2003.
- REN – **Dados técnicos 2010 (valores provisórios)**. Lisboa: REN, 2011.
- RODRIGUES, Álvaro – **Desenvolvimento da energia eólica em Portugal**. In Renováveis magazine 2. Lisboa: Pubblindústria, Lda., 2010.
- STUART, P. [et al.] – **Wind farm performance verification**. Londres: *Proceedings da BWEA2008*, 2008.
- ZERVOS, Arthouros [et al.] – **RE-thinking 2050: a 100% renewable energy vision for the European Union**. Bruxelas: European Renewable Energy Council (EREC), 2010.

Anexo: Normas

Dada a complexidade das metodologias utilizadas na avaliação do desempenho de parques eólicos e o decisivo contributo que se espera da sua aplicação, bem como a expectativa de utilização por diferentes *players*, desde promotores de projectos eólicos, fabricantes de aerogeradores, operadores de parque eólicos, consultores, etc., houve necessidade de tentar a sua uniformização, de forma a ser possível a comparação dos resultados obtidos.

Os dados recolhidos apontam para que este esforço de obtenção de metodologias uniformes e globalmente aceites, se tenha iniciado em 1982, ano em que se encontra a primeira publicação a apresentar uma metodologia para a medição da curva de potência de aerogeradores, sob forma de recomendações produzidas pela Agência Internacional da Energia²⁴. Desde então normas, recomendações e outros documentos foram sendo apresentados por entidades de alguma forma ligadas à problemática, destacando-se o papel da Comissão Electrotécnica Internacional, IEC.

A IEC, fundada em 1906, apresenta-se como a organização que prepara e publica normas internacionais nas áreas da electricidade, electrónica e outras tecnologias afins. Este organismo, que engloba as Comissões Nacionais de mais de 140 países, produz documentos que se constituem como referências aceites internacionalmente.

Os documentos resultam do trabalho das Comissões Técnicas, grupos compostos por elementos peritos nas matérias discutidas, provenientes de vários quadrantes da sociedade, desde a indústria, comércio, instituições estatais, laboratórios de investigação, entre outros.

Os documentos produzidos pelas Comissões Técnicas são posteriormente sujeitos à avaliação das Comissões Nacionais, que os votarão (no caso de serem membros com poder para tal – *full member*) ou darão as suas sugestões (*associate member* – criado para permitir a participação de países com recursos limitados para a sua contribuição).

²⁴ IE

Em Portugal (*full member* da IEC), o Instituto Português da Qualidade – IPQ –, como Organismo Nacional da Normalização, coordena a actividade normativa nacional, com a colaboração de Organismos de Normalização Sectorial reconhecidos para o efeito. É a entidade que trabalha junto da IEC, representando junto deste organismo a Comissão Nacional de Portugal.

O grupo de trabalho que se debruça sobre as diversas temáticas dos sistemas de conversão de energia eólica é designado por Comissão Técnica de Normalização Electrotécnica (CTE) 88.²⁵ O Instituto Electrotécnico Português – IEP – é a entidade responsável por esta comissão técnica em Portugal.

São vários os assuntos que a CTE 88 aborda, estando dividida em grupos de trabalho que se responsabilizam pela introdução e/ou actualização de cada uma das temáticas. Para além dos grupos que se dedicam ao assunto estudado nesta tese, outros existem que se debruçam sobre, p.e., os requisitos de dimensionamento de aerogeradores, a medição de ruído provocado pelo seu funcionamento, a medição de cargas a que estão sujeitos, a qualidade da energia eléctrica que injectam nas redes públicas, entre outros.

IEC 61400-26-1

Foi publicado em Fevereiro de 2010 uma versão de trabalho do documento intitulada IEC TS 61400-26-1: “*Time based availability for wind turbines*”. Trata-se de uma Especificação Técnica, um tipo de documento utilizado quando o consenso necessário para a existência de uma norma não foi ainda atingido, apesar de se prever que isso possa vir a acontecer no futuro. Estando a sua aprovação dependente dos votos favoráveis de 2/3 dos elementos participantes na Comissão Técnica responsável pela sua elaboração, pode também ser utilizado em situações cujo assunto abordado está em fase de desenvolvimento, sendo esperadas mudanças a curto prazo.

a exigência apresentada, como revelava, na altura, a existência de documentos não normativos propondo alterações no sentido de maior rigor, MEASNET²⁶ “*Power Performance Measurement Procedure*, versão 3, de Novembro de 2000. A MEASNET continua a debruçar-se sobre esta temática, tendo lançado em Dezembro de 2009 a 5ª versão deste documento (de Dezembro de 2009).

Esta norma, actualmente alvo de nova revisão (2012 é a data prevista para a publicação de uma nova versão), pretende fornecer uma metodologia uniforme de medição da curva de potência de aerogeradores, que garanta a consistência, precisão e reprodutibilidade dos resultados obtidos.

IEC 61400-12-2

A publicação da segunda parte deste conjunto de normas, IEC 61400-12-2: “*Verification of power performance of individual wind turbines*” estava prevista para meados de 2011. O documento apresentará uma metodologia que assenta também no ensaio de medição da curva de potência dos aerogeradores, neste caso recorrendo aos registos do anemómetro da *nacelle*, ao invés da obtenção dos valores de velocidade do vento através de anemómetros instalados numa estação de medição instrumentada para o efeito.

Apresenta-se, então, como uma solução quando os requisitos da metodologia base não podem ser cumpridos, nomeadamente os relacionados com o posicionamento das estações de medição envolvidas no processo.

Inicialmente pretendia incluir-se nesta norma a questão da calibração numérica de locais, processo que

aerogeradores, apresentando-se antes como uma metodologia de teste do desempenho global de um parque eólico.

Devido à sensibilidade da problemática estudada, a publicação deste documento, prevista inicialmente para 2009, tem sido consecutivamente adiada.