

Previsibilidade da Energia Eólica

Ana Rosa Trancoso⁽¹⁾, J. Delgado Domingos⁽¹⁾, Rui Pestana⁽²⁾

⁽¹⁾Instituto Superior Técnico, Secção de Ambiente e Energia; ana.rosa.maretec@ist.utl.pt

⁽²⁾REN-Rede Eléctrica Nacional

1.Introdução

A ponta do consumo actual de energia eléctrica em Portugal é de cerca de 8000 MW e a potência instalada nos parques eólicos no final de 2005 era um pouco superior a 1000 MW, dos quais apenas cerca de 300 MW tinham telemetria com a REN (Rede Eléctrica Nacional). De todos os parques apenas um fornecia, simultaneamente, a velocidade do vento. Em 2005 foram instalados 419 MW, prevendo-se que em 2010 a potencia instalada ronde os 4500 MW.

Tal como em Espanha, a muito rápida expansão do aproveitamento da energia eólica deve-se a um regime tarifário muito favorável, cuja sustentabilidade começa a ser posta em causa pelos problemas que a estabilidade da rede eléctrica levanta se a penetração da energia eléctrica de origem eólica continuar à taxa prevista. Efectivamente, se a integração na REN da produção eólica é trivial para pequenas penetrações ($\sim < 5\%$), para taxas superiores ela é crescentemente problemática sobretudo se não for acompanhada de uma previsão fiável e com a adequada antecedência. Esta antecedência depende da finalidade da previsão. Se a finalidade for o acerto fino do consumo com a produção, com tempos de resposta da capacidade de reserva inferiores a 1~3 horas, um modelo de persistência, baseado exclusivamente em séries temporais poderá ser suficiente. O limite superior da sua aplicabilidade pode ser aferido pela auto-correlação da velocidade do vento ou da produção no parque (figuras 1 e 2). O exemplo seguinte, para um parque eólico no norte de Portugal, no período de Julho a Dezembro de 2005 ilustra este ponto.

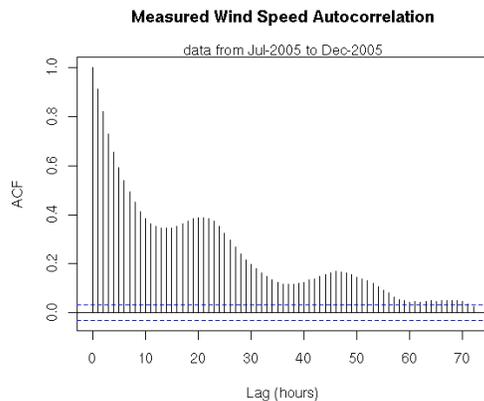


Fig. 1.- Auto-correlação da velocidade do vento

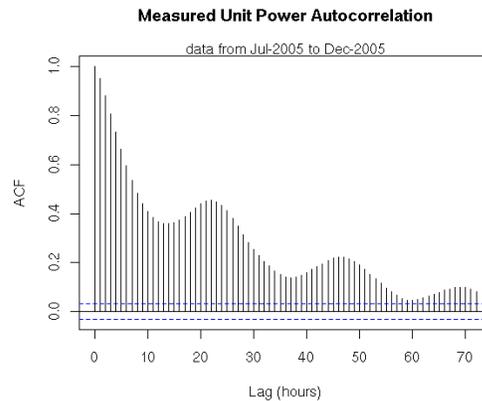


Fig. 2 - Auto-correlação da produção normalizada (quociente da produção do parque pelo número de aerogeradores)

Como se constata, até cerca de 6 horas de *lead-time* a auto correlação é superior a 0.6, o que justifica a prática habitual de até 6 horas serem dominantes os métodos de persistência. Poderá notar-se também uma correlação do ciclo diário, identificado pelos máximos relativos para lags de 24, 48 e 72 horas, sugerindo que o conceito de persistência pode ser melhorado utilizando as múltiplas ferramentas disponíveis sob o título genérico de séries temporais (ARIMA, ARMAX, etc.). Existe porém um limite para essa melhoria, consequência directa de se ignorar o fenómeno físico subjacente e se procurar antever o futuro baseado exclusivamente em dados passados. Para ultrapassar esta limitação utiliza-se um modelo numérico de previsão meteorológica (NWP).

Em termos genéricos, um modelo numérico de previsão meteorológica justifica-se a partir do momento em que, para um horizonte temporal dado, a correlação entre o observado e medido é superior à obtida para a persistência. Como se mostrará adiante, para o modelo numérico de previsão utilizado e para a situação em análise o coeficiente de correlação é ~ 0.7 , confirmando-se a prática mais avançada de utilizar um modelo numérico para horizontes temporais superiores a 3 horas.

Na situação, ainda dominante em Portugal, de ausência de medidas de produção eléctrica ou de vento em tempo próximo do real, a alternativa viável de previsão é o recurso a um modelo numérico (NWP) com eventual calibração à posteriori.

Nos pontos seguintes faremos a breve descrição de uma metodologia possível, aplicada a um caso particular, a título de exemplo, beneficiando da experiência operacional de utilização do modelo IST-MM5.

2. Previsão Meteorológica

A informação meteorológica de base para a previsão da produção eólica é o modelo IST-MM5, utilizado operacionalmente no IST desde Fevereiro de 2001 (<http://meteo.ist.utl.pt>). Este modelo usa 3 domínios (81,27,9 km) aninhados e corre 4 vezes por dia sendo inicializado pelo GFS¹ das 00,06,12 e 18h. Esta configuração base tem sido mantida e serve de referência para posteriores análises, correcções estatísticas e comparações climáticas. Mencione-se, a título de exemplo, que simulações longas com 4 (81,27,9,3) e 5 (81,27,9,3,1) domínios foram feitas, tal como se utilizou o modelo CALMET (Scire et.al. 2000), inicializado com os resultados do MM5, para aferir do interesse da sua utilização em muito pequena escala (100 a 1000 metros). Em qualquer dos casos, a ausência de séries longas e fiáveis de observações não permitiu extrair conclusões definitivas acerca do custo/benefício da sua utilização, pelo que todos os resultados que irão ser referidos se baseiam no modelo base.

3. Previsão da Produção Eólica

A previsão operacional da produção eólica foi iniciada pela REN em Julho de 2005 e disponibilizada no seu site <http://www.ren.pt/sections/exploracao/dpe/default.asp> em regime experimental, juntamente com a produção de electricidade efectivamente verificada nos parques eólicos com teledados com a REN. Destes parques, apenas um fornece informação sobre a velocidade do vento. A previsão da produção por parque, monitorizada em tempo real, é feita com base na previsão meteorológica para um ou dois pontos geográficos em cada parque e a velocidade do vento convertida em MW a partir da curva estimada de velocidade do vento/MW para cada parque. Trata-se obviamente de uma aproximação, que embora grosseira é útil. Nas figuras 3 a 6 apresentam-se duas das situações de maior interesse no período considerado, as quais correspondem, respectivamente, ao da maior descida e ao de maior subida de potência eólica disponível num período de 8 horas.

As figuras 3 e 5 tal como as figuras 4 e 6 mostram um andamento semelhante mas uma clara atenuação das diferenças entre a previsão e a verificação a qual se deve ao conhecido efeito de compensação

aleatória entre locais quando aumenta o número de parques e a sua dispersão geográfica.

Mostrado o fundamento do caminho adoptado, far-se-á seguidamente a análise do erro no período considerado (7 de Julho a 31 de Dezembro 2005) segundo a metodologia proposta por Lange (2005). Essa análise, como se irá mostrar, revela algum viés (~1m/s) e apreciáveis erros de fase.

¹ <http://www.emc.ncep.noaa.gov/modelinfo/>



Fig 3 – Produção de electricidade e previsão no conjunto de parques eólicos com telemetria. Dia de maior subida de potencia em 8 horas em 2005



Fig 4 – Produção de electricidade e previsão no conjunto de parques eólicos com telemetria. Dia de maior queda de potencia em 8 horas em 2005

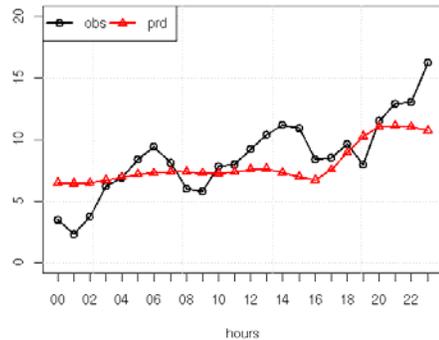


Fig 5 – Previsão e verificação da velocidade do vento num parque no dia de maior subida de potencia em 8 horas em 2005

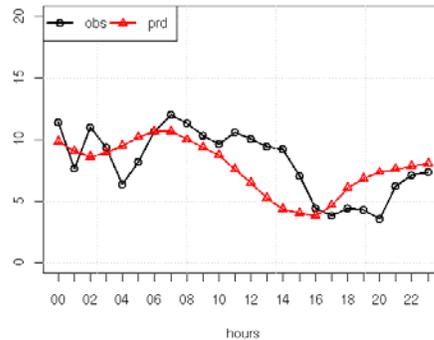


Fig 6– Previsão e verificação da velocidade do vento num parque no dia de maior queda de potencia em 8 horas em 2005

4. Componentes Importantes da Previsão

De modo a caracterizar com mais rigor a origem e natureza dos erros a análise concentrou-se no único parque com medidas da velocidade do vento em tempo real, situado no norte de Portugal, e formado por 40 aerogeradores de 2 MW sendo a altura média do eixo de 65 metros.

4.1 Curva de Potência

A curva global de potência para um aerogerador individual foi obtida da média horária da produção real dividida pelo número de unidades em funcionamento (figura 7). Os valores foram ajustados por mínimos quadrados a um spline cúbico com 3 nodos equivalentes aos 2º, 3º e 4º percentis 25%. O coeficiente de correlação obtido foi de 0.89. Ajustando um simples polinómio do terceiro grau a correlação obtida foi de 0.88, mas não dá bons resultados para velocidades superiores a aproximadamente 15 m/s.

Como pode verificar-se, a dispersão é significativa na zona mais sensível da curva, onde a derivada é mais elevada e poderá eventualmente diminuir introduzindo variáveis suplementares de previsão, de que a mais evidente será a direcção do vento.

Deve notar-se que esta curva de potência não corresponde a nenhum aerogerador em particular

mas sim a um *aerogerador virtual* que sintetiza o comportamento do parque eólico. A curva de potência para o tipo de aerogeradores em questão apresenta-se na figura 8.

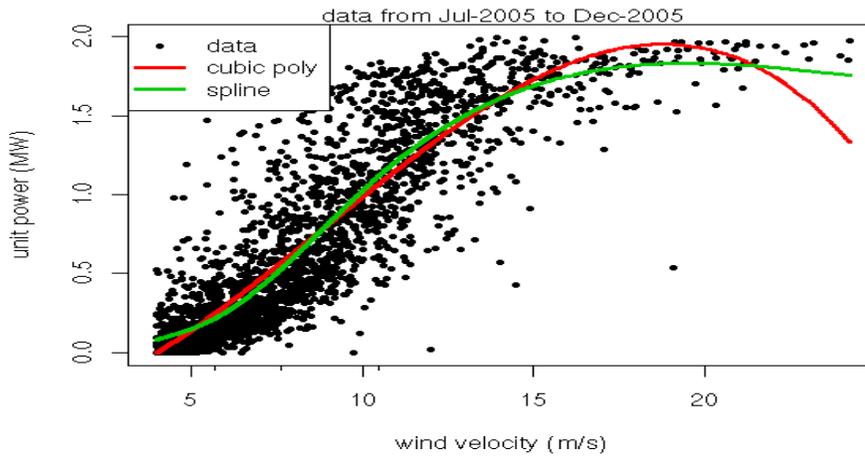


Fig. 7 – Curva de potência estimada e polinómio e sline cúbicos aproximados.

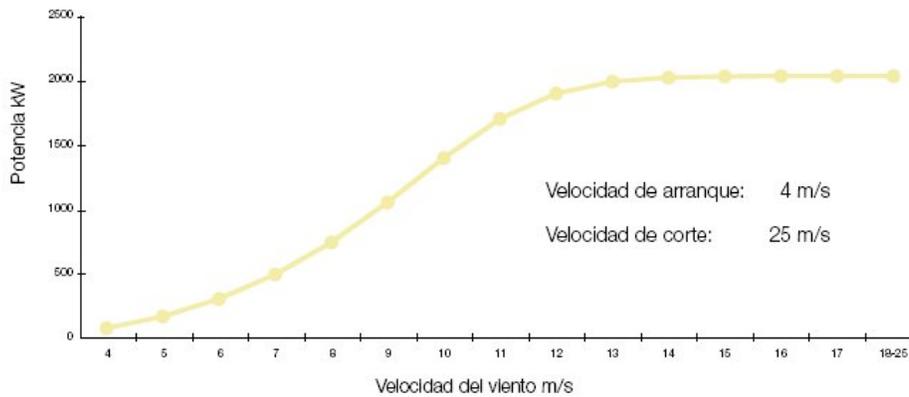


Fig. 8 – Curva de potência para os aerogeradores em estudo (Fonte: www.gamesa.es).

4.2 Velocidade do Vento

Uma análise da qualidade das previsões numéricas para efeitos de produção eólica efectuada com base na comparação de potências pode dissimular a(s) fonte(s) de erros pois a relação entre a velocidade do vento e a potencia eólica não é linear.

Nesta secção analisam-se as principais características da velocidade do vento observadas num parque eólico e as previstas para esse parque pelas simulações do modelo IST-MM5 iniciadas às 00h, com um horizonte de previsão de 72 horas (ver figuras 9 a 14).

Verifica-se que as velocidades observadas seguem uma distribuição de Weibull com parâmetro de forma 1.789 e de escala 7.473, com uma confiança de 69% (p-value 0.31, segundo o teste de Kolmogorov-Smirnov) (figuras 9 e 10) O mesmo

teste para as velocidades previstas, com parâmetros de forma e de escala diferentes (figuras 11 e 12), permite concluir que a distribuição não é Weibull (p-value ~ 0). Na figura 13 pode-se verificar que velocidades entre 0 – 2 e 6-9 m/s são previstas com maior frequência do que a observada, passando-se o contrário para as restantes gamas.

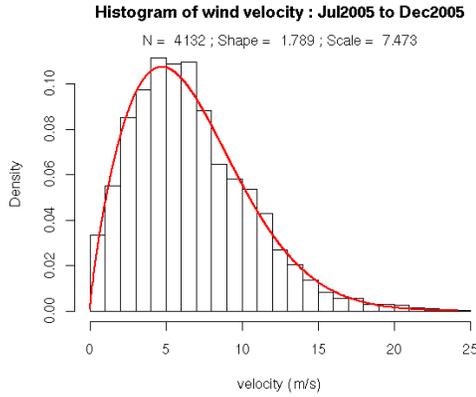


Fig. 9 – Histograma da velocidade do vento observada e distribuição de Weibull aproximada entre Julho e Dezembro de 2005.

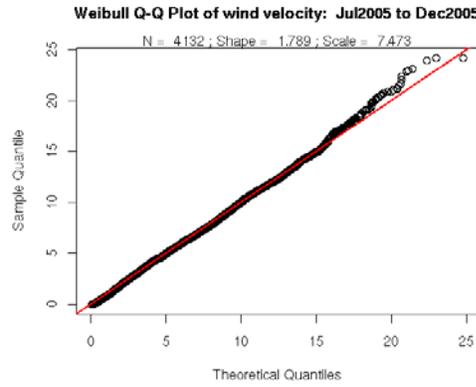


Fig. 10 – Gráfico quartil-quartil da velocidade do vento observada entre Julho e Dezembro de 2005.

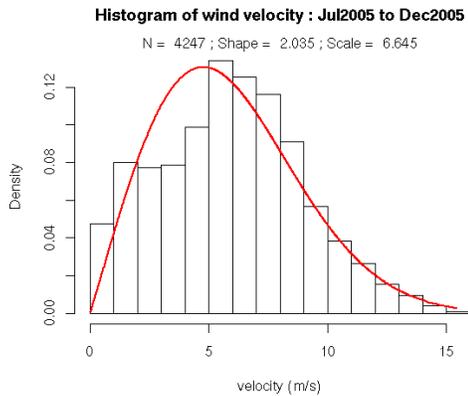


Fig. 11 – Histograma da velocidade do vento prevista e distribuição de Weibull aproximada entre Julho e Dezembro de 2005.

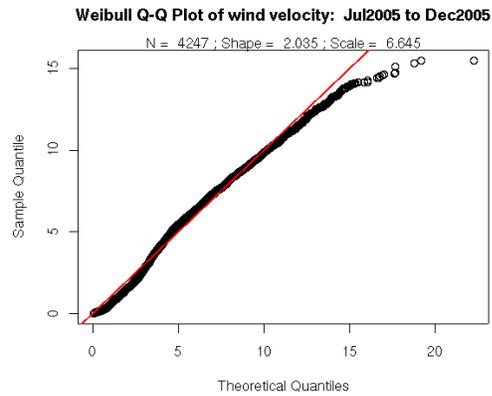


Fig. 12 – Gráfico quartil-quartil da velocidade do vento prevista entre Julho e Dezembro de 2005.

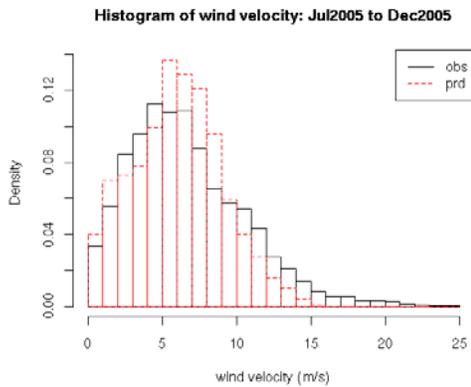


Fig. 13 – Histogramas das velocidades de vento observadas (linha contínua preta) e previstas (linha tracejada vermelha) entre Julho e Dezembro de 2005.

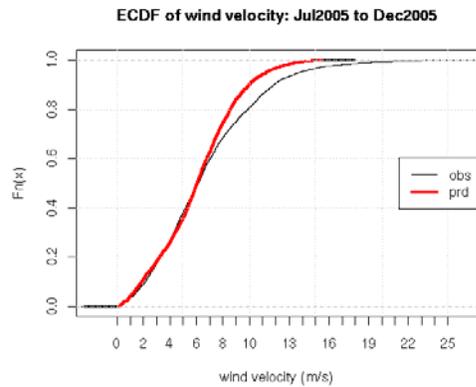


Fig. 14 – Comparação das Funções de Distribuição Cumulativas Empíricas das velocidades observadas e previstas entre Julho e Dezembro de 2005.

4.3 Análise do Erro

Para esta análise utilizou-se a metodologia proposta por Lange (2005) e foi feita a avaliação de qualidade relativamente à persistência de acordo com o proposto pelo projecto europeu ANEMOS (Madsen, 2004).

O erro da previsão é obtido pela diferença entre a velocidade prevista e observada, e normalizado pela média das velocidades observadas (6.63 m/s).

$$\mathcal{E} = x_{prd} - x_{obs} \quad (1)$$

onde \mathcal{E} é o erro e x_{prd} e x_{obs} as velocidades previstas e observadas respectivamente. A decomposição do erro proposta em Lange (2004) é efectuada com base nas seguintes igualdades:

$$\begin{aligned} rmse^2 &= bias^2 + sde^2 = \\ &= bias^2 + sdbias^2 + disp^2 \end{aligned} \quad (2)$$

$$rmse = \sqrt{\mathcal{E}^2} \quad (3)$$

$$bias = \bar{\mathcal{E}} \quad (4)$$

$$sde = \sigma(\mathcal{E}) \quad (5)$$

$$sdbias = \sigma(x_{prd}) - \sigma(x_{obs}) \quad (6)$$

$$disp = \sqrt{2\sigma(x_{prd})\sigma(x_{obs})(1-r)} \quad (7)$$

onde $rmse$ é a raiz do erro quadrático médio, $bias$ é o viés, sde é o desvio padrão do viés, $sdbias$ é erro da variabilidade, $disp$ é a dispersão e r o coeficiente de correlação entre a previsão e a observação.

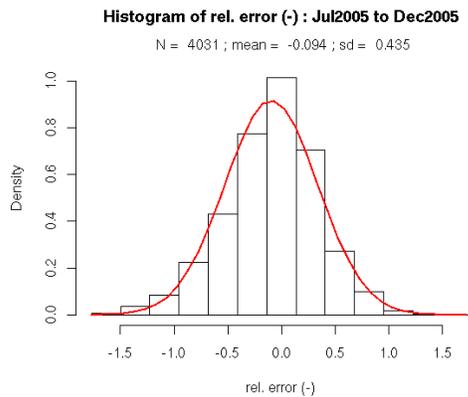


Fig. 15 – Histograma do erro relativo entre a velocidade de vento prevista e observada e distribuição Normal aproximada, entre Julho e Dezembro de 2005.

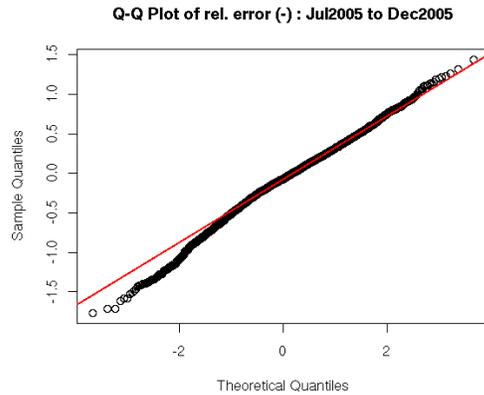


Fig. 16 – Gráfico Quartil-Quartil do erro relativo entre a velocidade de vento prevista e observada entre Julho e Dezembro de 2005.

De acordo com o histograma da figura 15, as previsões de velocidade do vento são em média 1% superiores aos valores observados, o que em valores absolutos se traduz num erro médio de 0.628 m/s. Nas figuras 15 e 16 pode ainda verificar-se que o erro não segue uma distribuição Normal (p-value = 0 em três testes à normalidade: Pearson χ^2 , Shapiro-Wilk e Kolmogorov-Smirnov). O afastamento da normalidade é mais pronunciado para erros negativos, ou seja, quando a velocidade prevista é inferior à observada (figura 16). O facto do viés ser negativo e dos erros se afastarem da normalidade para erros negativos indica que o parque eólico se encontra em terreno complexo, e que um refinamento do escoamento neste parque poderia vir a ser útil.

Na figura 17 pode verificar-se que o RMSE é cerca de 40% do valor médio observado (~3 m/s), o qual é maioritariamente devido à dispersão.

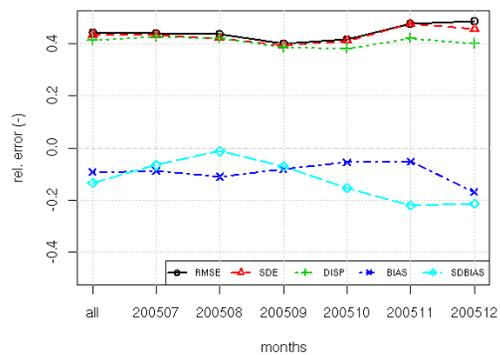


Fig. 17 – Decomposição do erro relativo entre a velocidade de vento prevista e observada para todos os meses de dados (all) e por mês.

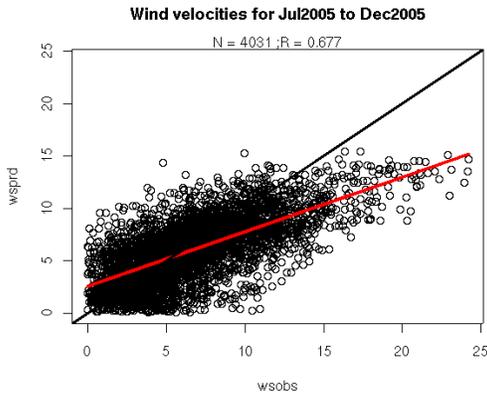


Fig. 18 – Regressão linear entre as velocidades observadas (abcissas) e previstas (ordenadas) para todos os meses de dados.

Na figura 19 apresenta-se a decomposição do erro relativo em função do horizonte de previsão (lead time). Verifica-se que existe uma ligeira tendência crescente com o horizonte de previsão, mas as variações diurnas são dominantes, principalmente no viés que chega a ter uma variação de 40% entre o meio-dia (12, 36 e 60h) e a meia-noite (0,24 e 48h). Esta observação é susceptível de correcção por MOS ou, preferivelmente, por melhoria da parametrização da camada limite.

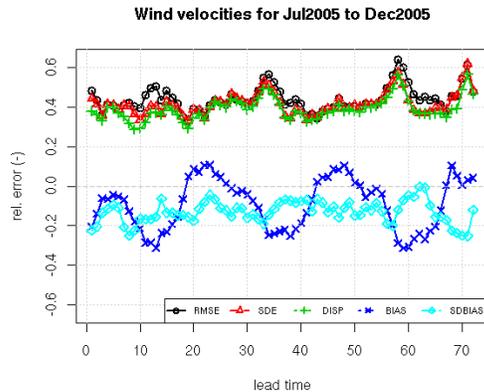


Fig. 19 – Decomposição do erro relativo em função do horizonte de previsão.

A avaliação da qualidade das previsões numéricas face à persistência (Madsen et.al., 2004) encontra-se representada nas figuras 20 a 23. O modelo de persistência apresentado é:

$$V(t+k) = V(t), \quad k = 0,1,\dots,71h \quad (8)$$

onde V é a velocidade do vento. O coeficiente de melhoria (*Improvement*) do modelo numérico de previsão relativamente à persistência é:

$$I(k) = \frac{RMSE_{persist}(k) - RMSE_{NWP}(k)}{RMSE_{persist}(k)}, \quad (8)$$

$$k = 0,1,\dots,71h$$

Verifica-se uma melhoria considerável na utilização de previsões numéricas em todos os parâmetros apresentados. Realça-se a evolução do coeficiente de correlação (figura 21), que é superior ao da persistência para previsões superiores a ~6 horas, e o índice *Improvement*, na figura 23.

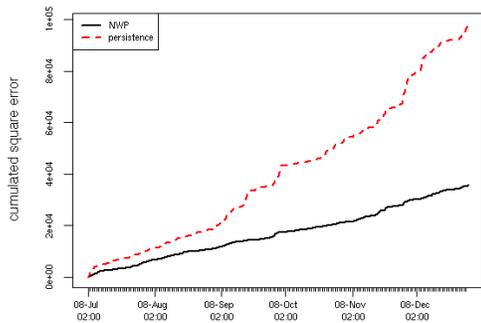


Fig. 20 – Erro quadrático acumulado para a previsão numérica (linha contínua) e para a persistência (linha tracejado)

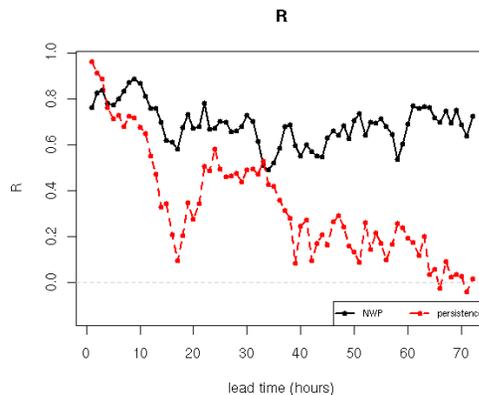


Fig. 21 – Evolução da correlação entre dados observados e previstos, pelo modelo numérico (linha contínua) e pela persistência (linha tracejado)

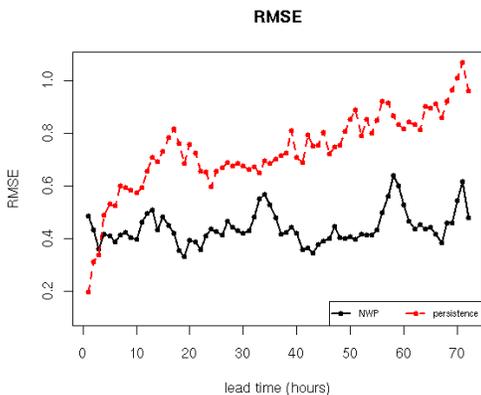


Fig. 22 – Comparação da evolução do RMSE normalizado do modelo numérico (linha contínua) e da persistência (linha tracejado) em função do horizonte de previsão

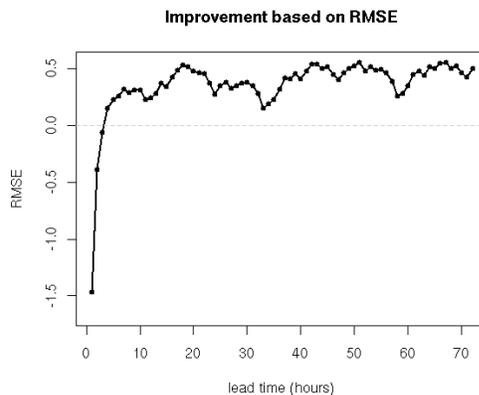


Fig. 23 – Melhoria verificada pela utilização de previsões numéricas relativamente à persistência (índice com base no RMSE)

5. Conclusões

A análise apresentada baseou-se nos valores correntemente obtidos pelos instrumentos existentes para controlo de um parque eólico no norte de Portugal os quais não foram sujeitos a controlo de qualidade. Apesar disso, os resultados obtidos são significativos e aplicáveis nas situações habituais de exploração.

Pode constatar-se que a utilização do modelo operacional de previsão meteorológica IST-MM5 inicializado com dados do GFS, permite melhorias significativas da previsão da produção eólica relativamente a métodos de persistência para horizontes temporais superiores a 3~6 horas, mesmo se utilizado apenas na configuração básica, sem correcção estatística nem ajuste às particularidades do terreno, como p.ex. a rugosidade (aerodinâmica e térmica) direccional.

A extensão da previsão a parques sem medida da velocidade do vento e utilizando apenas curvas estimadas para velocidade do vento/MW mostra, para as duas situações extremas de subida e queda de potência verificadas em 2005, que o aumento do número de parques e da sua dispersão geográfica suaviza as diferenças obtidas para um só local. Sugere também a existência de melhorias globais se for efectuado um tratamento estatístico fino, parque a parque.

A análise da curva de potência do aerogerador virtual obtido das observações no parque monitorizado, mostra uma dispersão assinalável a qual tem reflexos imediatos na previsão da produção de electricidade. Tendo em conta que a potência varia com o cubo da velocidade do vento e que a maior derivada da curva de potência se situa na zona de velocidades mais frequentes, os efeitos dos erros de previsão do vento podem ser fortemente

potenciados pelas incertezas nas curvas de potencia. Este facto recomenda o maior cuidado na caracterização das curvas de potência do aerogerador virtual equivalente ao parque, ou do próprio parque. Este efeito, sendo exógeno à previsão meteorológica deve ser atentamente considerado. Sugere-se, por isso, que as curvas de potência fornecidas pelos fabricantes dos aerogeradores sejam utilizadas com prudência.

É de consenso geral que a velocidade do vento segue a distribuição de Weibull, embora se constatem excepções. No teste efectuado aos dados observados verifica-se que seguem efectivamente a distribuição de Weibull. Todavia, tal não se verifica para os valores previstos, muito embora eles sejam globalmente razoáveis, o que sugere que o índice de Weibull da previsão numérica seja utilizado como um índice de qualidade. Em particular, é importante ter em conta este factor ao elaborar climatologias previsionais de produção eólica.

O erro médio para o período em estudo é negativo, indicando a necessidade de refinamento dos parâmetros físicos do modelo meteorológico e o pós-processamento dos resultados numéricos com MOS adequados logo que exista um número suficiente de observações (são habitualmente recomendados 3~4 anos). Na mesma direcção aponta o valor do RMSE.

Todas as contribuições do erro têm variabilidade diurna a qual pode dissimular o aumento do erro com o horizonte de previsão. A variabilidade diurna depende directamente da parametrização da camada limite atmosférica e da sua interacção com o solo. Por isso a utilização de dados pormenorizados de terreno é importante pois deles depende também o sucesso de modelos mais sofisticados para a camada limite.

A comparação com a persistência indica claramente uma melhoria significativa logo após as primeiras 6 horas. É no entanto de considerar um modelo de persistência mais robusto, e comparar a qualidade das previsões em períodos de alteração do padrão climático.

Agradecimentos:

Parte deste trabalho foi financiado pela Fundação Ciência e Tecnologia através do IDMEC e da bolsa SFRH/BD/17957/2004 a A.R. T.

Referências:

DGE (2005). Publicação “Renováveis – Estatísticas Rápidas”, Novembro. Portugal. (<http://www.dge.pt/arquivo/publicacoes/RelRenovaveis200511.pdf>)

Domingos, J. (2005). Agrius nº20, Dossier Especial de EXPRESSO nº1730, 23 Dezembro, Portugal.

ER (2005) (http://www.energiasrenovaveis.com/html/energias/olica_pt_futuro.asp)

Estanqueiro, A. (2004). Data and Statistics on Wind Power Capacity Installed in Portugal, Dezembro. INETI, Portugal.

Grell, G. A., J. Dudhia and D. R. Stauffer (1994). A description of the fifth-generation Penn State/NCAR mesoscale model (MM5). NCAR Technical Note, NCAR/TN-398+STR, 117 pp. (<http://www.mmm.ucar.edu/mm5/>)

Lange M. (2005). On the Uncertainty of Wind Power Predictions — Analysis of the Forecast Accuracy and Statistical Distribution of Errors. Journal of Solar Energy Engineering. Vol. 127:177-184.

Madsen, H., Kariniotakis, G., Nielsen, H. Aa., Nielsen, T. S., Pinson, P (2004): A Protocol for Standardizing the Performance Evaluation of Short-Term Wind Power Prediction Models. Deliverable 2.3, Project ANEMOS (Contract No ENK5-CT-2002-00665).

GFS (Global Forecast System) (<http://www.emc.ncep.noaa.gov/modelinfo/>)

Scire, J., Robe, F., Fernau, M., Yamartino, R (2000) A User's Guide for the CALMET Meteorological Model (version 5). Earth Tech Inc. (<http://www.src.com/verio/download/download.htm>)