

## EFEITO DE TURBULÊNCIA EM PARQUES EÓLICOS

Jorge Villar Alé, Guilherme Gorga Azambuja, Fabiano Daher Adegas, Tcharles Coutinho Hilbig.

Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul – PUCRS. villar@puccrs.br

Núcleo Tecnológico de Energia e Meio Ambiente - Avenida Ipiranga 6681 – PUCRS Predio 30 – Bloco 5 – Sala 272.

*Resumo: Nos últimos anos, foram realizados programas de medição da velocidade do vento no Rio Grande do Sul com a finalidade de avaliar o potencial eólico e analisar a viabilidade da instalação de parques eólicos no estado. A capacidade de geração de energia destes parques eólicos depende da qualidade do recurso eólico assim como do desempenho das turbinas eólicas. Na engenharia eólica, aplicativos computacionais permitem realizar uma análise da energia gerada pelas turbinas, quantificando as perdas de energia pela intensidade da turbulência local, assim como o efeito de perdas por esteira de vórtices gerados numa máquina e propagados para as outras turbinas. O presente trabalho utiliza ferramentas computacionais para estudar os efeitos globais da turbulência sobre turbinas eólicas assim como os efeitos de interferência entre turbinas. São apresentados exemplos específicos utilizando dados de vento de torres anemométricas instaladas no Rio Grande do Sul.*

*Turbulência Atmosférica, Turbinas Eólicas, Parques Eólicos.*

### 1. Introdução

Para implementar parques eólicos é necessário o levantamento do potencial eólico instalando torres anemométricas no local e medindo a velocidade e direção do vento. Estas torres apresentam alturas que alcançam a altura do cubo do rotor das turbinas que na atualidade podem ser de 70m a 100m. Geralmente, dois ou mais anemômetros são instalados a diferentes alturas com o que permite avaliar o perfil da velocidade e ter uma noção do perfil da camada limite atmosférica no local. Com um adequado procedimento de medição registra-se, pelo período mínimo de 01 ano, as velocidades médias horárias, as velocidades máximas, assim como o desvio padrão da série temporal destas velocidades. Com estas informações é possível quantificar o potencial eólico e a intensidade da turbulência atmosférica. Esta base de dados permite avaliar energia que pode ser gerada pelos parques eólicos. O presente trabalho descreve os conceitos de camada limite e os efeitos turbulência atmosférica em parques eólicos utilizando dados de vento do RS. Mostra-se a influência da intensidade de turbulência na qualidade da energia assim como os efeitos de interferência entre máquinas o que prejudica a eficiência global do parque eólico.

### 2. Camada Limite e Turbulência Atmosférica

A *camada limite atmosférica* (CLA) se origina pelo atrito do movimento do ar em relação à superfície terrestre e de gradientes térmicos entre a terra e a atmosfera (Panofsky e Dutton, 1984). A região acima da CLA é chamada de *atmosfera livre* sendo os efeitos de atrito desprezíveis. Nesta região predomina o vento geostrofico cuja intensidade depende do gradiente de pressão e da rotação da terra. A *camada limite atmosférica* (CLA) pode atingir alturas de 1000m a 2000m sendo constituída por diversas subcamadas (Fig. (1)). A parte inferior da CLA é denominada *camada superficial* a qual pode atingir alturas de 50 a 100m. Nesta camada o vento é influenciado pela rugosidade superficial e pelo gradiente vertical de temperatura. Esta região apresenta tensões de cisalhamento aproximadamente constantes sendo que as variações verticais da velocidade são consideradas desprezíveis. A camada de Ekman forma-se desde a camada superficial até alcançar o topo da CLA. Nesta região a estrutura do vento depende da rugosidade superficial, do gradiente de pressão e da rotação da terra. Na camada de Ekman as tensões de cisalhamento são variáveis. Em engenharia eólica o interesse é centrado na *camada superficial* e a *camada de Ekman* (Spera (1994)).

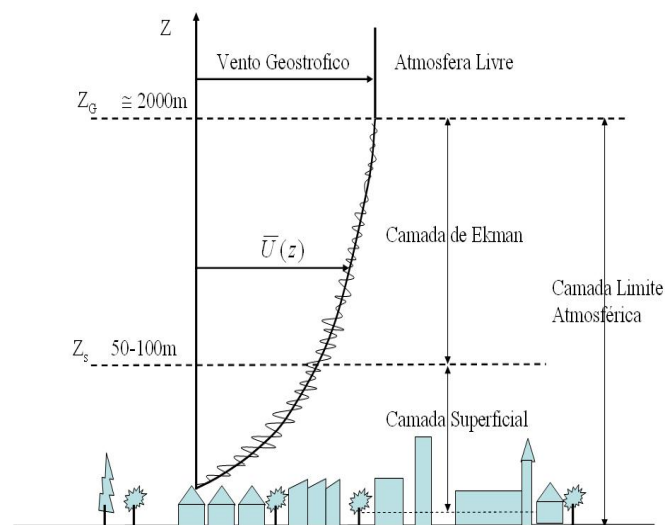


Figura 1. Camada limite atmosférica.

## 2.1 Perfil Vertical de Velocidade na CLA.

Na Camada Limite Atmosférica (CLA), a variação vertical da velocidade do vento com a altura, denomina-se *perfil vertical da velocidade*. Este perfil (Fig. (2)) apresenta uma velocidade média horizontal  $\bar{U}(z)$  que aumenta com a altura. O perfil instantâneo de velocidade do vento  $U(t,z)$  apresenta picos associados com rajadas e efeitos de vorticidade. Variações da velocidade do vento podem também ocorrer na direção horizontal, contudo menos importantes para os comprimentos de escala das turbinas eólicas. As variações horizontais tornam-se importantes quando se trata de terrenos complexos. As variações verticais da velocidade do vento são importantes para analisar a qualidade do recurso eólico e o projeto das turbinas eólicas (Petersen et al., 1998). As medições realizadas com anemômetros devem ser corrigidas para representar a velocidade do vento na altura do cubo do rotor da turbina. A potência das turbinas eólicas aumenta com o cubo da velocidade do vento, portanto e sua potência é maior quando instaladas a maiores alturas sobre o nível do solo.

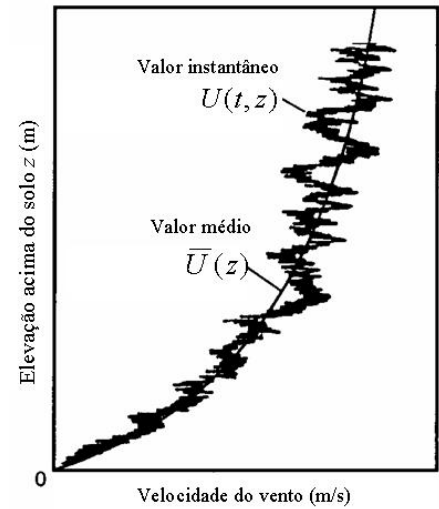


Figura 2. Perfil de velocidades.

## 2.2 Perfil Logaritmico e Perfil Exponencial da Velocidade na CLA.

Em parques eólicos duas expressões são utilizadas para avaliar o perfil vertical de velocidades da CLA: O perfil logaritmico (Eq. (1.1)) e o perfil exponencial (Eq. (1.2)). Nestas expressões é possível avaliar a velocidade  $U(z)$  numa altura  $z$  utilizando uma altura de referencia  $h$  na qual a velocidade  $U(h)$  é conhecida (torre anemométrica). Na Eq. (1.1) o termo  $(z_0)$  representa a rugosidade superficial do terreno.

$$\frac{U(z)}{U(h)} = \frac{\ln(z/z_0)}{\ln(h/z_0)} \quad (1.1)$$

$$\frac{U(z)}{U(h)} = \left(\frac{z}{h}\right)^\alpha \quad (1.2)$$

No perfil logaritmico (Eq. (1.1)) o termo  $\alpha$  representa um expoente empírico que depende da rugosidade superficial podendo variar de 0,1 para terrenos muito suaves até aproximadamente 0,35 para terrenos rugosos tais como áreas urbanas. Spera (1994) apresenta detalhes destes equacionamentos. A Fig. (3a) mostra o uso destas equações para rugosidades típicas para um aberto ( $z_0=0,05\text{m}$ ). A Fig. (3b) mostra a diferença do perfil de velocidade para terrenos com diferentes rugosidades.

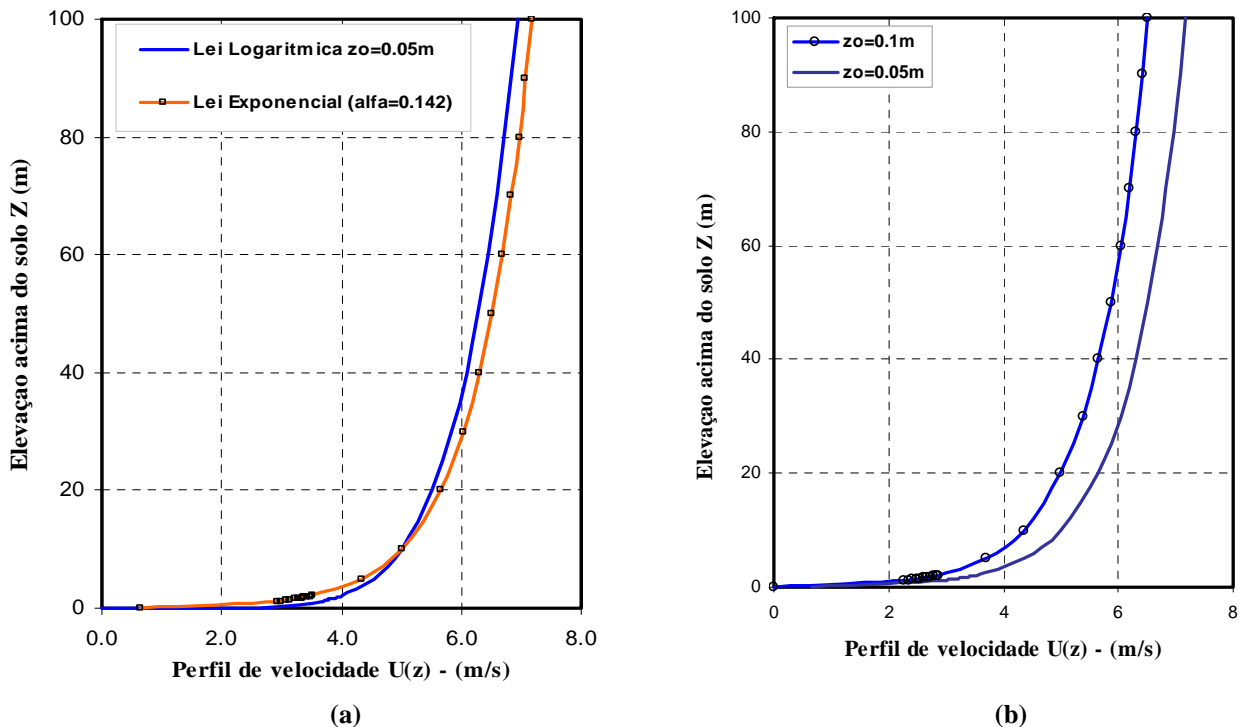


Figura 3. Exemplo de perfil de velocidades para  $h=10\text{m}$  e  $U(h)=5,0\text{m/s}$ .

### 2.3 Intensidade de Turbulência

A turbulência atmosférica é uma ciência que estuda o comportamento das flutuações da velocidade do vento dentro da CLA (Sozzi et. Al., 2002). A variação da turbulência da velocidade do vento é quantificada em termos do desvio padrão e das velocidades de flutuação medidas em intervalos de 10min a 60min. A *Intensidade de Turbulência* ( $I_u$ ), é definida como a relação entre o desvio padrão ( $\sigma_u$ ) e velocidade média ( $\bar{U}$ ), dada por:

$$I_u = \frac{\sigma_u}{\bar{U}} = \frac{\sqrt{u'(t)^2}}{\bar{U}} \tag{2.0}$$

Onde  $u'(t)$  representa componente de flutuação da velocidade. A turbulência atmosférica afeta a qualidade de energia das turbinas eólicas. Depende da complexidade do terreno, da rugosidade superficial incluindo obstáculos (Petersen et. al., 1998). O vento turbulento provoca um complexo campo de escoamento sobre as pás das turbinas afetando sua vida útil por fadiga estrutural e falhas mecânicas das pás (Thomsen e Sorensen, 1998). A intensidade da turbulência na atmosfera pode ter valores entre 8% correspondente a sítios com terrenos muito planos e mínima rugosidade até valores de 50% correspondendo a terrenos complexo e rugosos com estratificação atmosférica instável. Nos estudos de energia eólica considera-se: Intensidade de turbulência Baixa: 10%. Intensidade de turbulência Moderada: 10%-25%. Intensidade de turbulência Alta: > 25%. A Fig. (4) mostra um exemplo da  $I_u$  obtido com medias de 10 minutos num período de 30 dias numa localidade do RS. Também se mostra a velocidade media no período.

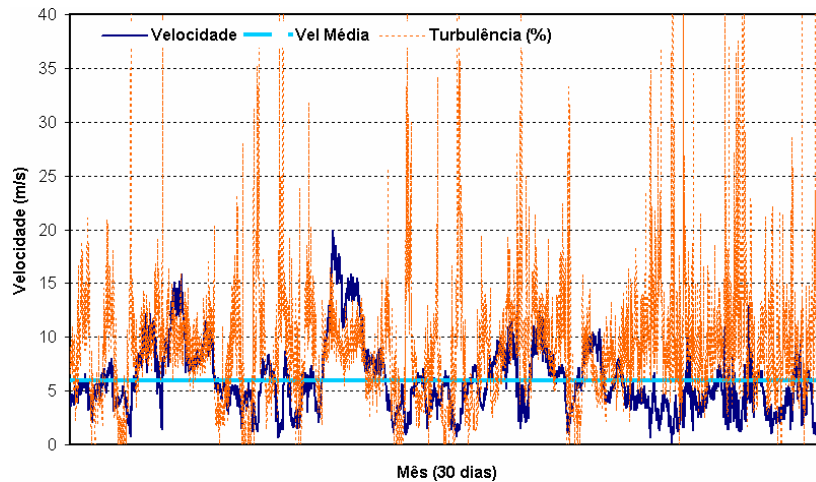


Figura 4. Exemplo de intensidade de turbulência e desvio padrão.

Equacionamentos simplificados (Spera, 1984) permitem mostrar que para uma determinada altura, a  $I_u$  aumenta conforme a rugosidade superficial (Fig. (5)). Da mesma forma observa-se que para uma determinada rugosidade superficial, a intensidade da turbulência diminui com a altura.

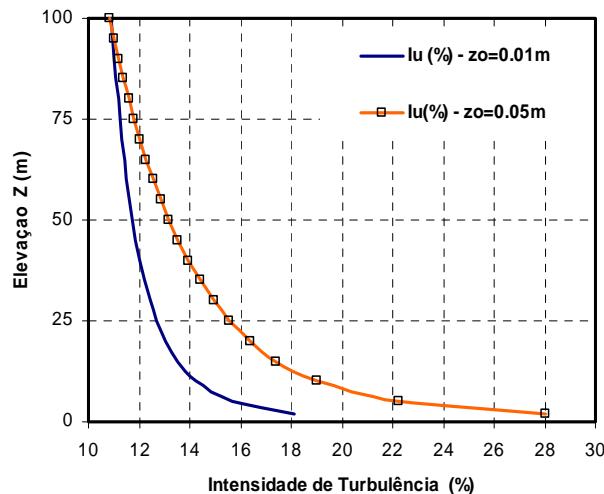
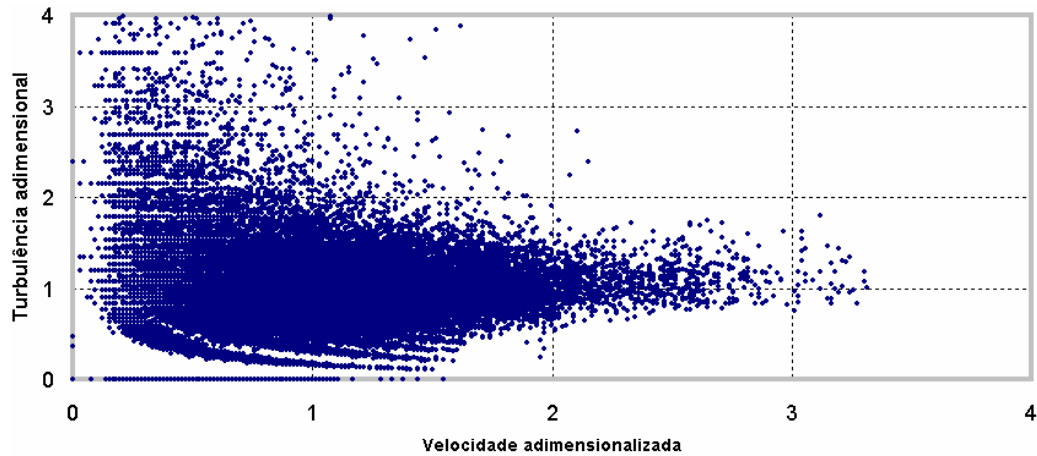


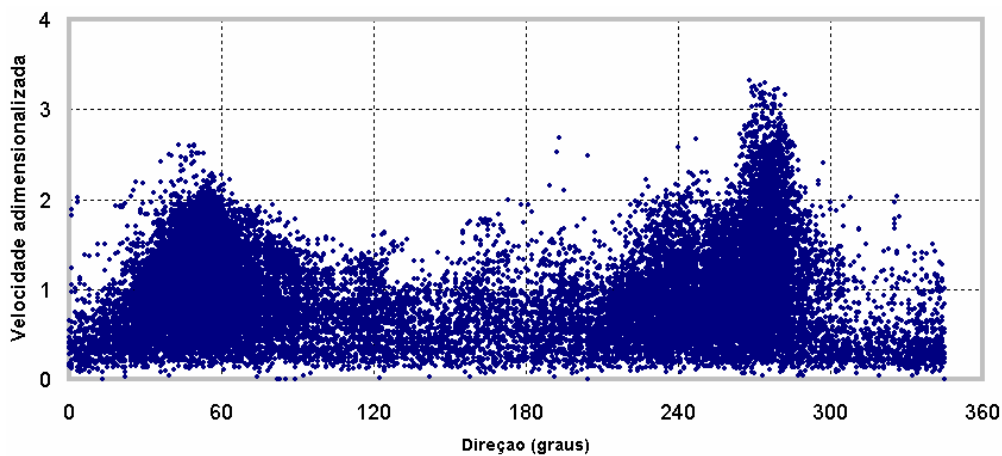
Figura 5. Intensidade de turbulência (%) em função da elevação.

### 3. Resultados de Medições – Velocidades e Intensidade de Turbulência

Resultados de medições do vento numa torre de 50m durante 01 ano mostram-se na Fig. (6) numa localidade do RS. A Fig. (6 a) mostra a intensidade de turbulência adimensional sendo o valor médio de  $I_u$  neste exemplo da ordem de 10%. A Fig. (6b) mostra a velocidade media adimensional (por setor angular) sendo o valor médio da ordem de 7m/s. Altos valores de  $I_u$  para baixas velocidades do vento são explicados em função do alto desvio padrão ocorridos no registro destas velocidades. A Fig. (7) mostra os valores médios da intensidade de turbulência e da velocidade media desta serie temporal por setores angulares.

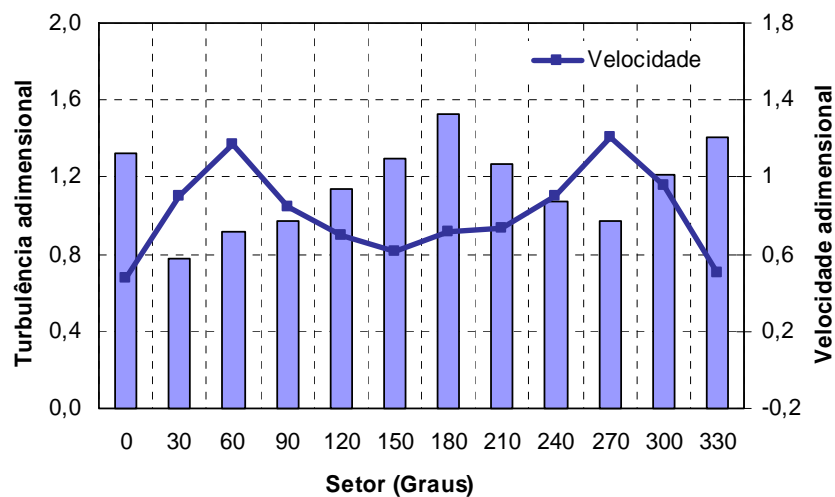


(a) Intensidade de turbulência adimensional (50m de altura).



(b) Velocidade adimensional por setores (50m de altura).

**Figura 6.** Exemplo de intensidade de turbulência e velocidade adimensional.



**Figura 7.** Valores médios da Intensidade de turbulência (50m de altura).

#### 4. Turbulência em Parques Eólicos

Para análise de parques eólicos são utilizados no presente trabalho dois aplicativos computacionais, o Wasp e o WindFarm. A Fig. (8) mostra um resumo da metodologia que deve ser adotada. São necessários informações geográficas e do potencial eólico. O processamento desta informação permite obter mapas temáticos de relevos, rugosidades e series temporais da velocidade e direção do vento. Os aplicativos apresentam opções para seleção de turbinas eólicas comerciais. Com as series temporais da velocidade e direção do vento é possível gerar informações do potencial eólico, apresentando a distribuição de Weibull, rosa dos ventos e mapas temáticos de densidade de potencia. Definido o tipo de turbina, a capacidade e layout do parque eólico, são obtidos resultados da energia gerada considerando intensidade de turbulência local e os efeitos de perdas por interferência entre turbinas. Maiores detalhes da metodologia são encontrados em Alé et al. (2003).

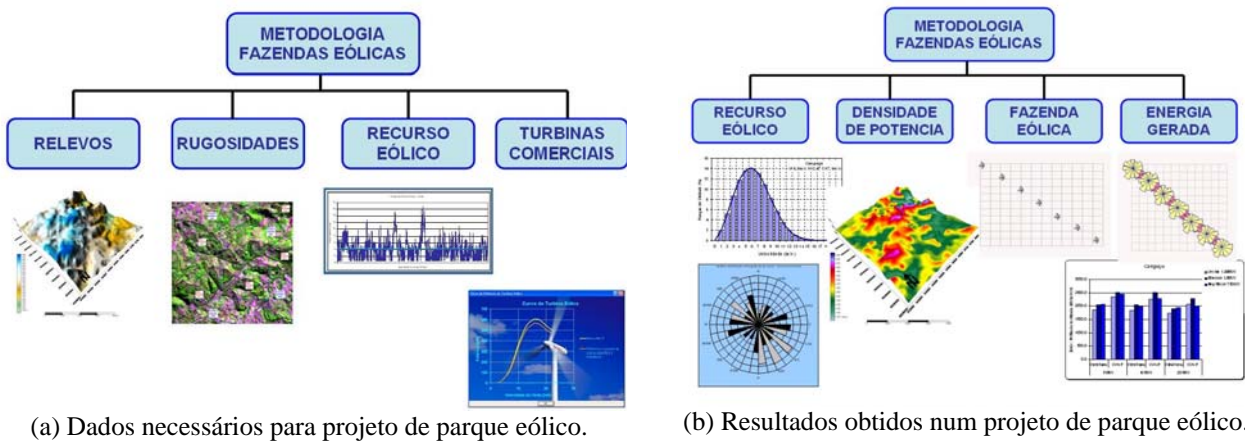


Figura 8. Metodologia para projeto de parques eólicos.

#### 4.1. Interferência entre Turbinas Eólicas

A otimização de parques eólicos tem por finalidade identificar o layout mais apropriado para as turbinas a fim de obter a maior energia gerada. O ideal é posicionar as turbinas alinhadas para o vento predominante sendo que fileiras de turbinas que ficam atrás de outras, devem ficar as mais afastadas possíveis evitando perda de energia por efeitos de esteiras de vórtices emitidos pelas máquinas. Estudos como o de Seifert e Kroning (2003) tem permitido quantificar os efeitos de esteiras entre turbinas de grande porte. Restrições de espaço físico e de interconexão com a rede elétrica restringem tal idealização nos procedimentos de otimização. A regra adotada em parques eólicos é afastar 3 a 5 diâmetros as máquinas alinhadas em fileiras perpendiculares ao vento predominante e afastar de 5 a 9 diâmetros as máquinas que ficam alinhadas na direção do vento predominante. A Fig. (9) mostra um exemplo do afastamento típico de um parque eólico (5D e 7D) considerando máquinas com diâmetro de 50m.

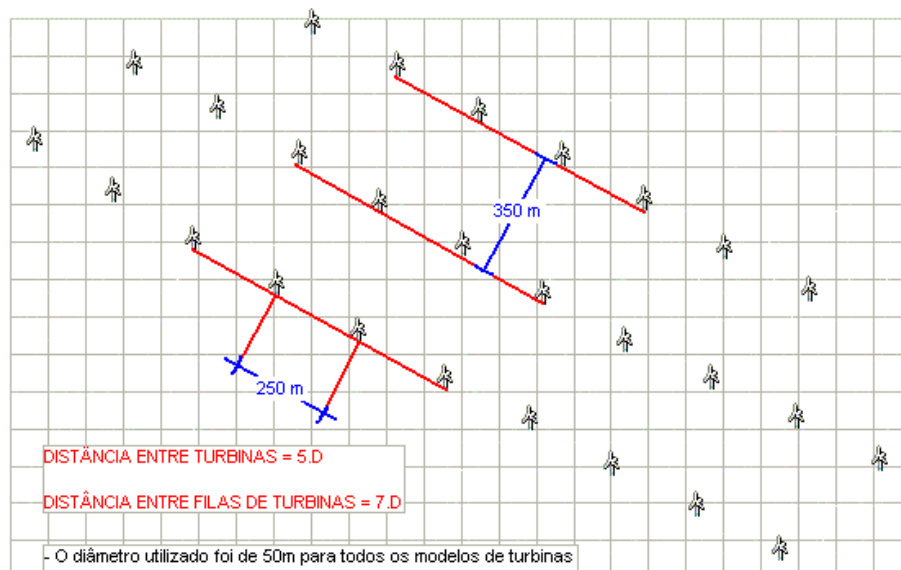
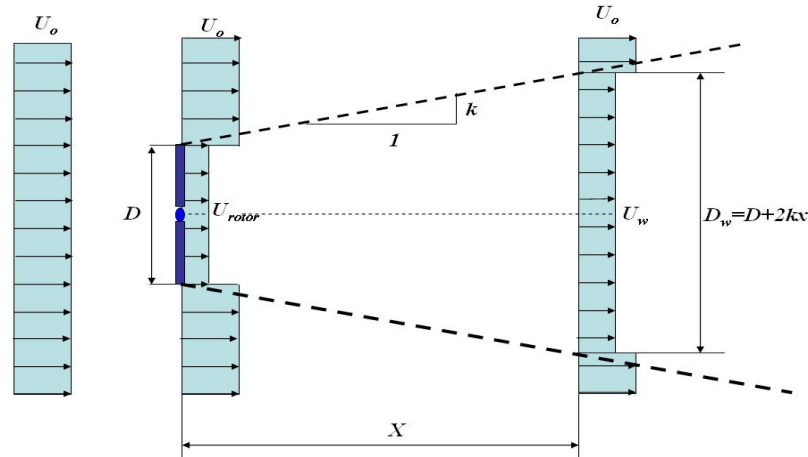


Figura 9. Layout típico de um parque eólico considerando turbinas com diâmetros de 50m.

## 4.2. Modelos para Avaliar a Interferência entre Turbinas Eólicas

A turbulência atmosférica influencia no processo de difusão da esteira das turbinas sendo importante quantificar a mesma para avaliar os esforços das turbinas e a energia gerada (Crespo e Hernandez, 1996). Seleccionada o tipo de turbina e contando com a informação da rosa dos ventos, rugosidade superficial e a distribuição de Weibull é possível avaliar as perdas de energia por efeitos de esteira de um parque eólico. De modo geral a perda típica de energia por efeitos de esteira é da ordem de 5% em parques eólicos onde é possível afastar apropriadamente as turbinas.

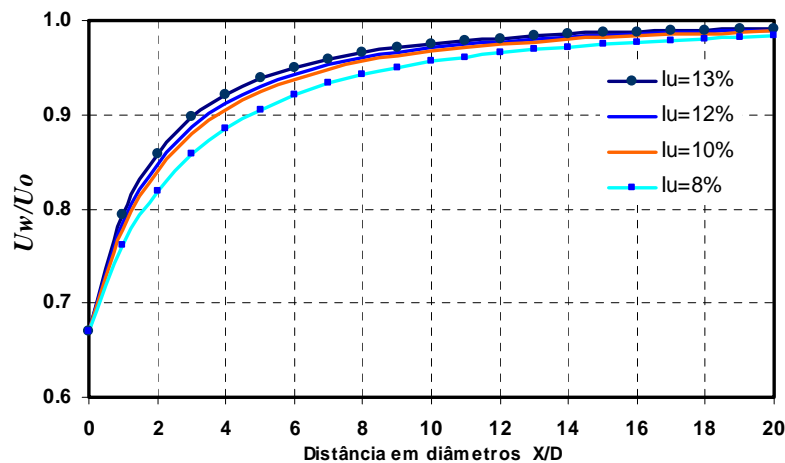


**Figura 10.** Representação da esteira de uma turbina eólica.

A Fig. (10) mostra um modelo (Thomsen e Sorensen, 1998) para determinar o déficit de velocidade provocado pela esteira de vórtices de uma turbina eólica. Na Fig. (10) o termo  $k$  representa o fator de decaimento da esteira que é equacionado em função da turbulência atmosférica. Como se mostra na figura, antes de atingir a turbina, o vento apresenta uma velocidade de corrente livre  $U_o$ . Num plano paralelo a turbina, a uma distância  $X$  do rotor, a velocidade da esteira pode ser determinada pela expressão:

$$U_w = U_o \left[ 1 - \left( 1 - \sqrt{1 - C_t} \right) \left( \frac{D}{D + I_u X} \right)^2 \right] \quad (3.0)$$

onde  $C_t$  representa o coeficiente de empuxo da turbina,  $D$  o diâmetro do rotor e  $I_u$  a intensidade de turbulência. As turbinas apresentam uma curva característica do coeficiente de empuxo em função da velocidade do vento a qual deve ser disponibilizada pelo fabricante. O resultado gráfico mostra-se na Fig. (11) onde se obtém o déficit da velocidade na esteira em função do afastamento da turbina. Observa-se que o aumento da intensidade de turbulência origina uma maior recuperação da velocidade de corrente livre. Por outro lado sabemos que terrenos rugosos apresentam níveis elevados de turbulência afetando de forma nociva as turbinas já que originam uma redução na vida útil das máquinas.



**Figura 11.** Representação do déficit de velocidade pela esteira de uma turbina eólica.

## 5. Resultados Utilizando o WinFarm

O software WindFarm (Harris, 2003) apresenta três modelos que permitem determinar o déficit de velocidades por interferência entre máquinas. (a) O *modelo de esteira assimétrica* (b) O *modelo de esteira Wasp/Park* (c) O *modelo de esteira UPMpark*. O modelo assimétrico (Ainslie, 1988) é bidimensional considerando uma esteira turbulenta em regime permanente quantificada em função do coeficiente de empuxo da turbina, da turbulência atmosférica e da relação entre a altura do cubo e o comprimento da rugosidade superficial. No modelo Wasp/Park o desenvolvimento da esteira é representado em função de um déficit de velocidade e de um coeficiente de decremento da esteira. Utiliza uma distribuição linear da velocidade considerando que a esteira se propaga linearmente em função da distância de afastamento da turbina. O UPMpark é um modelo tridimensional (Crespo e Hernández, 1996) no qual considera-se que a turbina esta imersa num campo de escoamento representando pela CLA. A esteira é simulada pela solução das equações de Navier-Stokes utilizando o conceito de energia cinética turbulenta e dissipação viscosa.

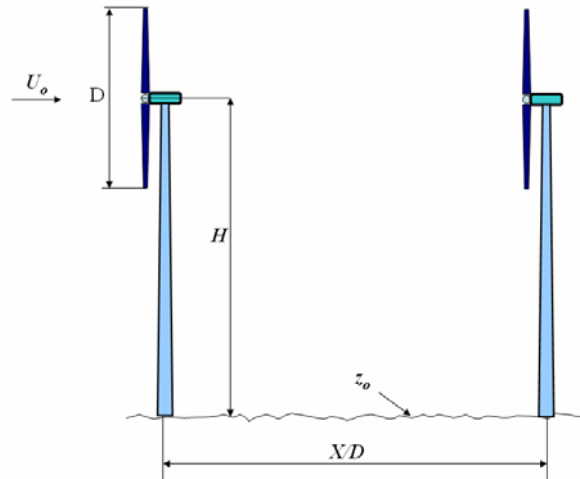


Figura 12. Layout para estudo do efeito de interferência entre turbinas.

Como exemplo (Fig. (12) ) utilizamos o WindFarm para estudar o efeito entre duas máquinas iguais de 1MW com diâmetro  $D=66\text{m}$ . A altura do cubo do rotor e  $H=67\text{m}$  sendo a velocidade média nesta altura igual a  $U_0=7.0\text{m/s}$ . Considera-se um local plano de baixa rugosidade superficial ( $z_0=0.04\text{m}$ ). Uma máquina é posicionada atrás da outra separada por uma distância adimensional ( $X/D$ ), onde  $X$  é a distância do afastamento entre turbinas e  $D$  o diâmetro da turbina. Foram utilizadas diferentes intensidades de turbulência (7%, 10%, 15% e 20%) adotando-se o modelo de esteira UPMpark. As perdas por esteira são quantificadas como o valor percentual entre a energia gerada considerando o efeito de esteira, dividido pela energia que seria gerada sem interferência entre as turbinas. A Fig. (13) mostra estes resultados. Observa-se que para uma mesma  $I_u$  as perdas de esteira diminuem com o a separação entre turbinas. Também se observa que, considerando um determinado afastamento entre turbinas, uma maior intensidade de turbulência produz uma diminuição dos efeitos de perdas nos modelos de esteira. Isto é devido a que uma maior  $I_u$  origina uma maior recuperação da velocidade de corrente livre. Beyer et al. (1994) apresentam outros aspectos e resultados relativos a os efeitos de esteira num parque eólico simplificado.

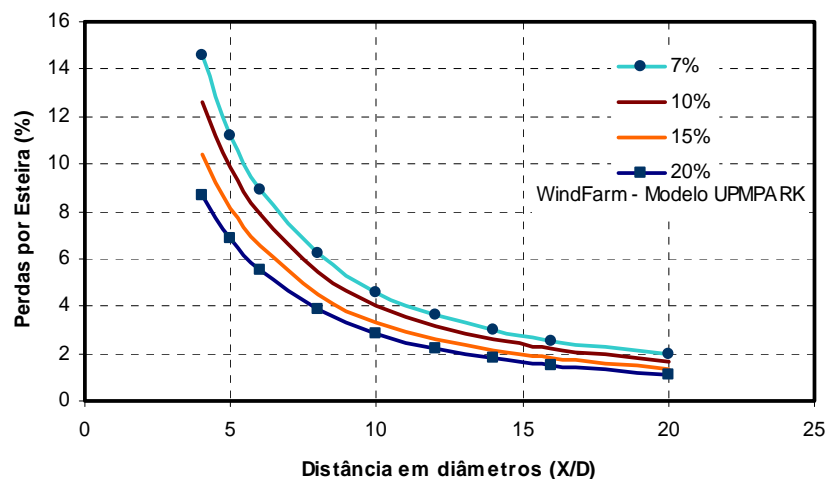


Figura 13. Efeito da intensidade de turbulência nas perdas por esteira (WindFarm)

## 6. Resultados utilizando o Wasp.

Para analisar o efeito da turbulência e a interferência entre máquinas numa situação real foi estudado um parque eólico de 21MW no RS utilizando o aplicativo Wasp (Troé et. al., 2003). O dados de vento correspondem a uma torre de 50m com velocidade média de 6,6 m/s e intensidade de turbulência de 10%. Trata-se de um local plano com rugosidade média de banhado ( $z_0=0.04m$ ). Foram utilizadas 14 máquinas de 1.5 MW de 70m de diâmetro e 80m de altura. A posição das turbinas apresentada permite otimizar, dentro da área restringida pelo projeto, a produção de energia diminuindo a interferência entre as turbinas. Na disposição apresentada na Fig. (14) foi obtido um parque eólico com fator de capacidade de 37% a qual representa o % de energia produzida em relação energia firme teórica que pode ser gerada com a potência nominal das turbinas.

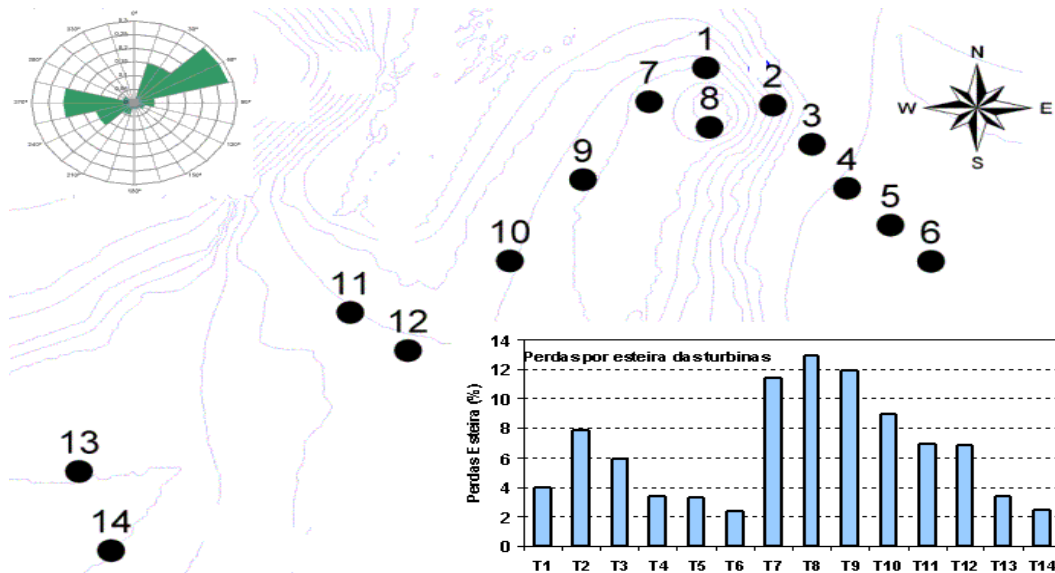


Figura 14. Parque eólico de 21MW utilizando 14 turbinas de 1.5 MW.

Na Fig. (15) mostra o percentual de energia gerada pelas turbinas em cada setor angular dividido pela setor com maior energia ( $E/E_{max}$  em %). Também é representada (por setores) a velocidade incidente nas 14 turbinas do parque eólico. Observa-se que a maior contribuição da energia gerada pelas máquinas correspondente a direção dos ventos predominantes (leste-nordeste ( $60^\circ$ ) e oeste ( $270^\circ$ )).

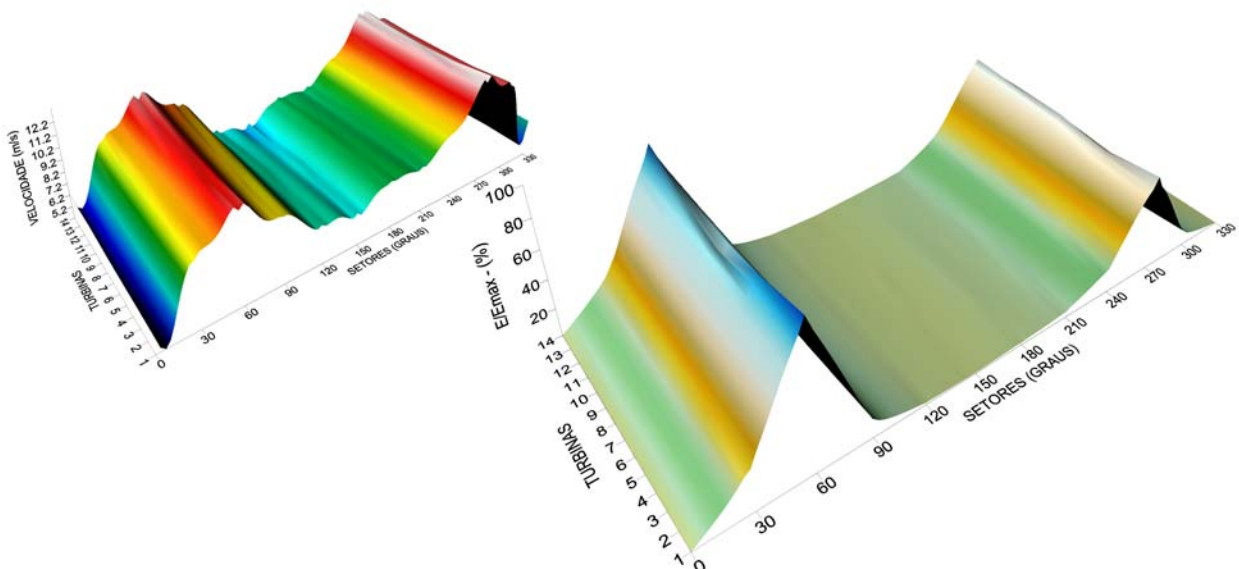


Figura 15. Velocidade e energia por setor nas turbinas do parque eólico de 21 MW.

A Fig. (16) mostra um detalhe da interferência entre turbinas. Os setores maiores representam a direção do vento predominante em que a turbina gera a maior parte da energia. Em vermelho estão representadas as perdas por esteira da turbina devido à interferência das turbinas do entorno.



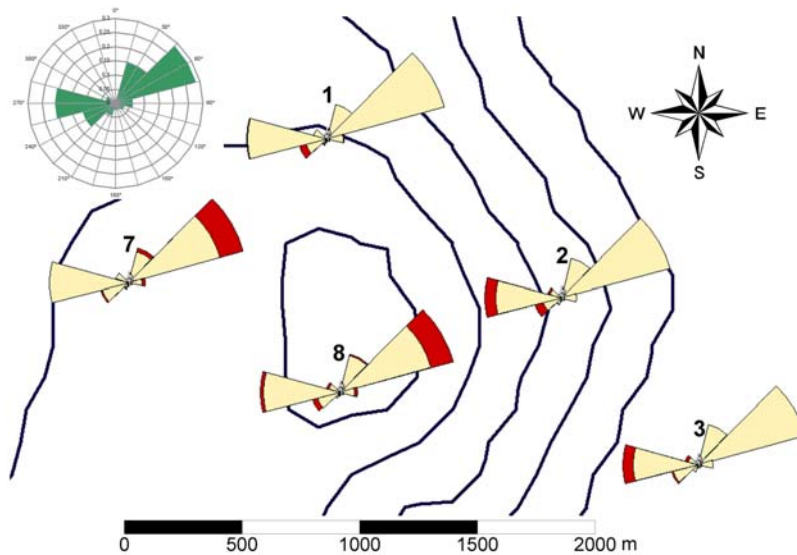


Figura 16. Detalhe da interferência entre turbinas (Wasp).

A Fig. (18) mostra o detalhe do comportamento da turbina N<sup>o</sup>1. Observa-se que o setor de 60<sup>o</sup> apresenta a maior energia gerada (100%). A eficiência de cada turbina é dada como a relação entre a energia gerada pela máquina dentro do parque (com perdas) dividido pela energia produzida pela turbina no mesmo local sem interferência das outras máquinas (sem perdas). Nesta turbina (Fig. (18) ) as menores eficiências soa obtidas nos setores 120<sup>o</sup> a 240<sup>o</sup>.

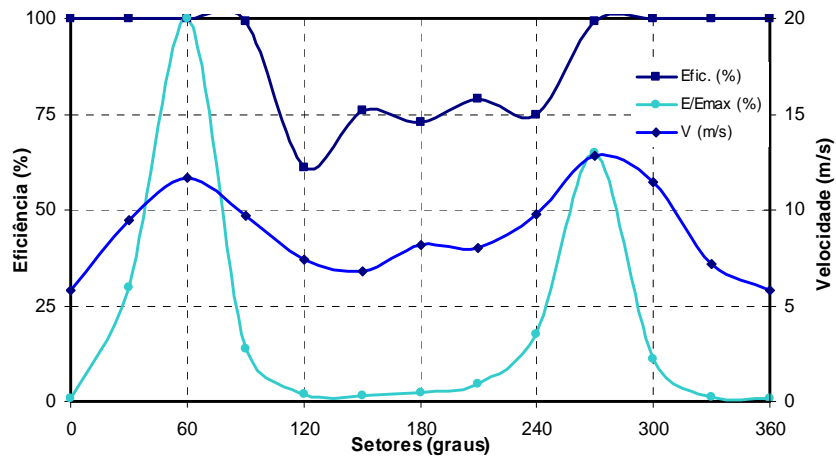


Figura 18. Detalhe da velocidade, eficiência e potência (%) por setor da turbina N<sup>o</sup>1 do parque eólico.

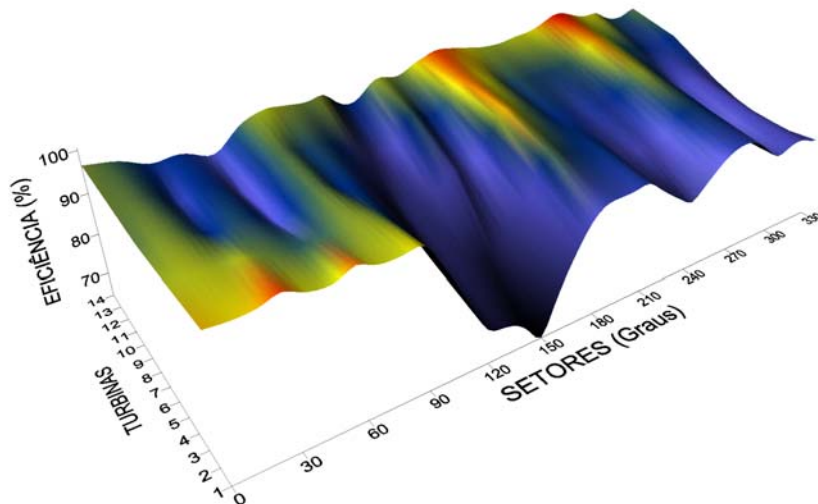


Figura 19. Resultados da eficiência do parque eólico de 21 MW (Wasp).

A Fig. (19) mostra o resultado da eficiência por setor angular para todas as turbinas do parque eólico em estudo. Observa-se que as menores eficiências são encontradas nas primeiras turbinas para os setores angulares de  $90^{\circ}$  até  $240^{\circ}$ . Contudo, os resultados de energia gerada mostram que a maior contribuição da energia é obtida nas turbinas nos setores onde ventos predominantes são mais intensos (leste-nordeste ( $60^{\circ}$ ) e oeste ( $270^{\circ}$ )). Levando em consideração todas as turbinas e todos os setores parque eólico apresenta as perdas globais por esteira de 6,5%.

## 7. Conclusões

O campo de escoamento em turbinas eólicas é altamente complexo e 3-D. Os aplicativos computacionais utilizados para projeto de parques eólicos possuem equacionamentos que permitem, de modo geral, quantificar os efeitos da intensidade de turbulência e da interferência entre máquinas avaliando o déficit de energia do parque eólico. No presente trabalho foi utilizado o aplicativo Wasp e WindFarm estudando os efeitos da turbulência atmosférica em parques eólicos. Nestes aplicativos são utilizadas informações da turbulência que dependem de medições do vento no local assim como do coeficiente de empuxo que depende do tipo de turbina eólica comercial utilizada. Desta forma é possível avaliar o déficit de energia produzido pela interferência entre máquinas num parque eólico. Nestes modelos a intensidade de turbulência é introduzida nos equacionamentos atuando como um fator de decaimento da esteira de vórtices origina pelas máquinas. Pela complexidade do fenômeno da turbulência atmosférica e do campo de escoamento perturbado de uma máquina para outra, não existe na atualidade ferramentas computacionais que permitam avaliar o detalhe dos fenômenos ocorridos neste campo de escoamento. Para um conhecimento mais detalhado do campo de escoamento das turbinas e o efeito de interferência destas num parque eólico é necessário maiores avanços computacionais utilizando as Eqs. de Navier-Stokes assim com resultados de medições em campo e em túnel de vento. Os resultados aqui apresentados mostram a importância de um estudo cuidadoso na hora de definir o layout de um parque eólico levando em consideração a rugosidade superficial, direções do vento predominante, afastamento adequado entre turbinas e a qualidade do campo de escoamento traduzido pela intensidade de turbulência local.

## 8. Referencias Bibliograficas.

- Spera, D.A., 1994, "Wind Turbine Technology: Fundamental Concepts of Wind Turbine Engineering", ASME press.
- Alé, J.A.V.; Azambuja, G.G.; Hilbig, T.C.; Adegas, F.D.; Paula, A.V, 2003. "Projeto de Fazendas Eólicas: Aplicação e Comparação de Ferramentas Computacionais". In: Fifth Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission, São Pedro.
- Troen, I., Motensen, N.G. and Petersen, E.L.,2003 "WASP-Wind Atlas Analysis and Application Programme User's Guide", Department of Meteorology and Wind Energy National Lab RISØ, Denmark.
- Harris A. , 2003. "WindFarm user Manual", , ReSoft Ltd, United Kingdom.
- Beyer. H. G., Pahlke. T., Schmidt. W., Waldl. H., Witt.H.; .1994. "Wake effects in a linear wind farm", J. Wind Eng. Ind. Aerodyn. Vol.51 pag. 303-318.
- Crespo A., Hernandez J. 1996. "Turbulence characteristics in wind-turbine wakes", Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics Vol. 61. pag. 71-85.
- Ainslie J.F., 1998. Calculating the flow field in the wake of wind turbines, J. Wind Eng. Ind. Aerodyn. V.27 pag. 213.
- Panofsky H.A., Dutton J.A., 1984., Atmospheric turbulence Ed. Wiley, New York.
- Seifert H., Kroning J., 2003. "Recommenations for Spacing in Wind Farm", EWEC June 2003, Spain..
- Sozzi R., Geordiadis T., Valentini M., 2002., "Introduzione alla Turbulenza Atmosférica", Ed. Pitagora, Bologna.
- Petersen E.L., Mortensen L.L., Hojstrup J., Frank H.P., 1998., "Wind Power Meteorology. Part I: Climate and Turbulence." Wind Energy, Vol.1, Pág.25-45
- Thomsen K., e Sorensen P. , 1998. "Fatigue loads for wind turbines operating in wakes". Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics Vol. 80 Pag. 121-136.
- Strataridakis C.J., White B.R., Greis A., 1999, "Turbulence Measurements for Wind Turbine Siting on a Complex Terrain. ", AIAA 99 – 0054.