

AVALIAÇÃO DO POTENCIAL EÓLICO CONSIDERANDO O EFEITO DA ESTEIRA AERODINÂMICA DE TURBINAS ATRAVÉS DO MODELO DO DISCO ATUADOR

Luiz Fernando Pezzi – luizfpezzi@gmail.com

Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Acadêmico de Engenharia Mecânica

Adriane Prisco Petry – adrianep@mecanica.ufrgs.br

Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Departamento de Engenharia Mecânica

Resumo. Ao extrair energia cinética do vento, uma turbina eólica deixa à jusante uma região caracterizada por déficits de velocidade e elevados níveis de turbulência. Esta região é denominada região de esteira ou região de sombra. Em parques eólicos de grande escala, parte dos aerogeradores operam na região de esteira de máquinas vizinhas, resultando em considerável redução na energia gerada por estas máquinas. Diante disso, compreender a influência da esteira aerodinâmica de turbinas no potencial eólico é essencial para maximização da produção de energia. Este estudo tem como objetivo avaliar a influência do efeito de esteira no campo de velocidades e na EAG (Energia Anual Gerada) por um conjunto de turbinas localizadas em um terreno real, através da utilização do modelo do disco atuador e do código comercial de Dinâmica dos Fluidos Computacional (CFD) STAR-CCM+. O conjunto de equações utilizado para modelamento numérico do problema é formado pelas equações RANS combinadas ao modelo de turbulência $k-\epsilon$ de constantes modificadas para escoamentos atmosféricos. Para uma representação mais realista do escoamento atmosférico sobre a região de interesse, foram utilizadas condições de contorno baseadas no regime de ventos local, topografia e vegetação do terreno. A energia gerada pelo conjunto de aerogeradores quando consideradas as regiões de esteira é comparada com a energia gerada se cada aerogerador estivesse operando livre dos efeitos de esteira. Para a microrregião e layout dos aerogeradores analisados neste trabalho, a redução na EAG pelas turbinas que de fato operam na região de esteira de turbinas vizinhas é de 1,124 GWh e 1,559 GWh, representando perdas energéticas de 21,3% e 31,2% respectivamente. No que diz respeito à EAG pelo conjunto de turbinas, as perdas por esteiras equivalem a 3,190 GWh e representam uma variação de 14% quando comparado ao potencial eólico do escoamento livre.

Palavras-chave: Esteira Aerodinâmica, CFD, Potencial Eólico

1. INTRODUÇÃO

Conforme dados do *Global Wind Energy Council* (GWEC, 2017), durante o ano de 2016, a capacidade acumulada de energia eólica mundial cresceu 12,6% em relação ao ano anterior, alcançando um total de 486,79 GW. Ainda segundo GWEC (2017), o potencial de energia eólica instalada no continente europeu em 2016 superou o de qualquer outra fonte de energia, equivalendo a 51% de toda a capacidade energética instalada. Com uma capacidade total instalada de 153,7 GW, a energia eólica superou o carvão e tornou-se a segunda maior fonte de geração de energia na União Europeia. Estima-se que este mercado continue em expansão nos próximos anos, de modo que em 2021, a capacidade mundial acumulada total seja equivalente a 817 GW.

No que diz respeito ao cenário nacional, segundo a Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica, 2017), a energia eólica é a segunda maior fonte de geração de energia do país, representando aproximadamente 27% da capacidade energética brasileira. Ao longo do ano de 2016, foram adicionados 2 GW de energia eólica à matriz elétrica brasileira, de modo que ao final deste período, com aproximadamente 10 GW de capacidade instalada, o país passou a ocupar a nona posição no ranking mundial de capacidade instalada de energia eólica.

Enquanto uma turbina eólica extrai energia cinética do vento, verifica-se a formação de uma região de esteira à jusante da máquina. Esta região, também denominada de região de sombra, tem como principais características elevados níveis de turbulência e déficits de velocidade. Segundo Lissman (1979), o *layout* de posicionamento das turbinas e os níveis de turbulência são os dois fatores de maior influência na eficiência de um conjunto de turbinas eólicas, ou seja, na energia gerada por um determinado número de aerogeradores operando na região de esteira em relação à energia gerada se cada aerogerador estivesse operando livre dos efeitos de esteira. Diante destas premissas, visto que em parques eólicos de grande escala a maior parte dos aerogeradores operam na região de esteira de máquinas vizinhas, segundo Sanderse *et al.* (2011), as perdas energéticas por esteira podem alcançar valores de até 40%.

Segundo Conan (2012), apesar do crescimento do setor, o custo da eletricidade gerada por fontes como carvão e gás natural são menores se comparadas à energia eólica. Através da avaliação precisa do recurso eólico e da implementação de mais fazendas eólicas é possível otimizar a produção de energia e, conseqüentemente, reduzir os custos de produção. Diante disso, compreender a influência da esteira aerodinâmica no campo de velocidades e na

energia gerada por um conjunto de turbinas é determinante para maximização da produção através do posicionamento ótimo dos aerogeradores.

Diversos modelos de equações analíticas baseados em experimentos realizados em túneis de vento ou medições em tamanho real são utilizados com o objetivo de avaliar o potencial eólico. Estes modelos apresentam bons resultados no modelamento de terrenos planos, entretanto possuem limitações devido à complexidade do escoamento em terrenos reais, complexos e de rugosidade variável, de modo que não são capazes de modelar fenômenos como descolamento e recirculação, por exemplo. Devido ao fato de que modestas variações da produção energética aumentam consideravelmente a receita de um parque eólico, a busca por metodologias mais acuradas para a estimação da EAG, a complexidade do problema e os grandes avanços computacionais dos últimos anos, fazem da análise numérica CFD uma ferramenta amplamente utilizada pela comunidade de energia eólica.

A reprodução computacional da porção inferior da Camada Limite Atmosférica (CLA), região de operação das turbinas eólicas, e a resolução do escoamento médio, são geralmente obtidas em CFD através do método RANS (*Reynolds-Averaged Navier-Stokes*) combinados a modelos de turbulência. A fim de modelar a região de esteira sem exigir um elevado custo computacional, o modelo do disco atuador é amplamente utilizado (Norris *et al.*, 2010, Masson e Smaili, 2006). Entretanto, Cabezon *et al.* (2008) mostra que o método do disco atuador juntamente com o modelo de turbulência k- ϵ padrão não representa com precisão o déficit de velocidades na região da esteira, subestimando-o quando comparado com medições reais. Mandas *et al.* (2004), propôs então, a modificação das constantes do modelo de turbulência k- ϵ padrão a fim de representar com maior precisão os casos envolvendo especificamente o escoamento da CLA neutra em terrenos complexos.

Este trabalho tem como objetivo avaliar a influência da esteira aerodinâmica no campo de velocidades e na EAG por um conjunto de turbinas localizadas em um terreno real através da utilização do modelo do disco atuador e do código comercial de CFD *STAR-CCM+*. No capítulo 2, o detalhamento da microrregião analisada no modelo computacional, os dados anemométricos locais e a metodologia adotada na modelagem numérica por CFD são apresentados. No capítulo 3, é apresentado o mapa de velocidades em microescala simulado por CFD, do qual segue o estudo da influência da esteira aerodinâmica no campo de velocidades à jusante das turbinas, na AEG por cada turbina e no potencial eólico total. No capítulo 4, faz-se uma breve recapitulação da metodologia proposta no presente trabalho e as principais conclusões. Ainda, sugerem-se melhorias para trabalhos futuros.

2. METODOLOGIA

A fim de avaliar a influência do efeito de esteira no campo de velocidade e na EAG por um determinado conjunto de turbinas, os dois casos descritos na Tab. 1 são simulados computacionalmente. Através dos resultados obtidos nas simulações, a energia gerada pelo conjunto de aerogeradores quando consideradas as regiões de esteira é comparada com a energia gerada se cada aerogerador estivesse operando livre dos efeitos de esteira. A metodologia utilizada para realização da modelagem computacional e avaliação do potencial eólico é detalhada nas seções subsequentes.

Tabela 1 – Casos simulados computacionalmente e suas finalidades.

Caso	Finalidade
I	Utiliza-se o modelo do disco atuador para modelagem da esteira aerodinâmica dos aerogeradores. A EAG pelo conjunto de turbinas proposto e a EAG de cada uma delas é estimada levando-se em consideração os efeitos de esteira de turbinas vizinhas. Avalia-se também, o perfil de velocidades na região de esteira.
II	Modelagem do escoamento livre sobre a topografia do terreno. Os efeitos de esteira não são considerados. Estima-se o potencial eólico disponível na região e a EAG por cada turbina quando estas operam em condições de escoamento livre

2.1 Seleção e detalhamento da microrregião

A seleção e detalhamento do terreno são etapas iniciais em estudos de avaliação do potencial energético de parques eólicos. Fatores como regime de ventos local, vegetação da região, orografia do terreno, aspectos ambientais e proximidade com subestações elétricas, rodovias e comunidades locais são analisados. O terreno em análise neste estudo está localizado na região norte do estado do Rio Grande do Sul entre as cidades de Palmeiras das Missões, Nova Ramada e Panambi. A microrregião de interesse corresponde a uma área retangular de 5,5 km x 5,5 km e é centralizada em uma torre de medições. O *layout* de posicionamento das turbinas é obtido através de estudo de *micro-siting* realizado por Rocca (2015) e é ilustrado na Fig. 1.

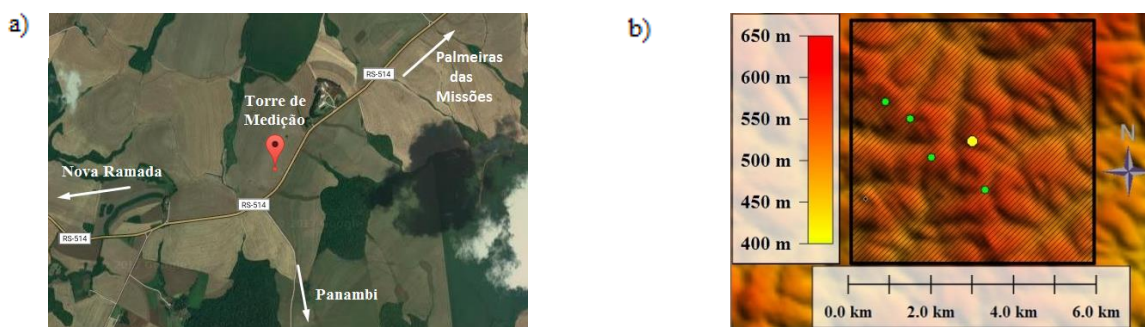


Figura 1 - (a) Localização do terreno, imagem de satélite adaptada de *Google Earth* e (b) representação em escala de cores do relevo da microrregião de interesse através do *software Global Mapper*. Pontos verdes representam as turbinas eólicas e ponto amarelo representa a torre de medições.

Observa-se que o terreno localiza-se, em média, a 550 m acima do nível do mar e possui elevação variável. Conforme Rocca (2015), a vegetação é predominantemente ocupada por gramíneas, porém, verifica-se também a presença de plantações de eucaliptos em determinados pontos. Tanto os diferentes tipos de vegetação quanto a elevação variável de altura do terreno são fatores que influenciam diretamente o perfil de vento local, e devem, portanto, ser considerados no modelo computacional.

A torre de medições localizada no centro do terreno foi instalada pela empresa HIDROPAN em agosto de 2013 e é equipada com anemômetros fixados a 60, 80 e 100 metros de altura, medidores de direção do vento instalados a 78 e 98 metros de altura e um medidor de temperatura localizado a 95 metros de altura. Estes equipamentos realizam medições em intervalos de 10 minutos e registram o valor médio no período. Tem-se então, um conjunto de dados anemométricos compostos por data, hora, temperatura local, direção e velocidade do vento.

Os dados anemométricos utilizados para a realização deste trabalho foram obtidos através de medições realizadas durante um período de tempo longo o suficiente para caracterização do regime de ventos da região. Por motivos de sigilo de dados, estes não serão apresentados neste trabalho. Entretanto, o regime de ventos local é ilustrado através da rosa dos ventos da Fig. 2.

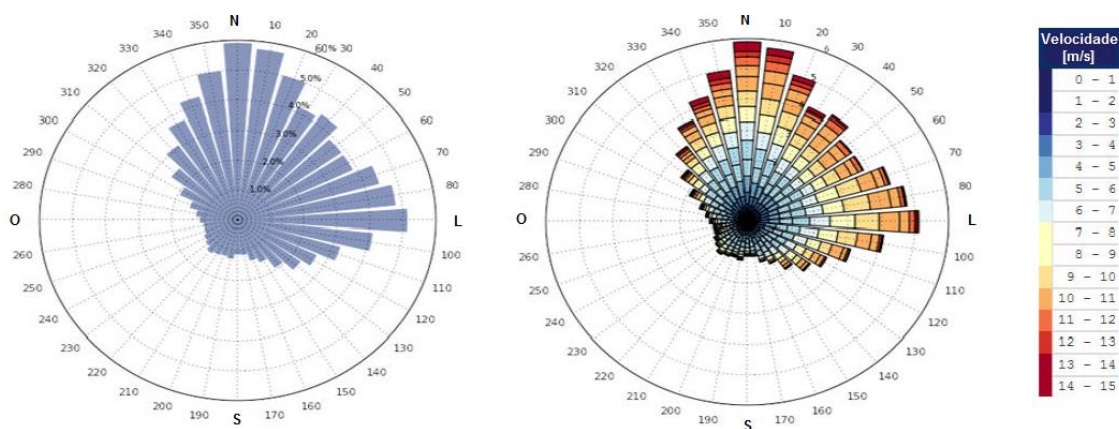


Figura 2 – Rosa dos ventos de frequência referente aos dados anemométricos adquiridos ao longo do período de medições e a uma altura de 80 m em relação ao solo. Adaptado de Rocca (2015).

2.2 Modelagem computacional

O modelamento numérico é realizado através do *plug-in EnviroWizard* disponível no *software CFD STAR-CCM+*. Este *plug-in* é uma interface gráfica específica para o modelamento de parques eólicos. Permite a importação da geometria do terreno através de um modelo CAD, configuração dos principais parâmetros para criação da malha computacional e a determinação de características e informações pertinentes ao modelamento numérico de parques eólicos, tais como: direção do vento, altura de rugosidade aerodinâmica, localização das turbinas, características dos aerogeradores (curva de potência e curva de coeficiente de empuxo), definição do perfil vertical de velocidades do vento e demais condições iniciais e de contorno.

Sendo o caso estudado neste trabalho estacionário e adiabático, assume-se que a CLA é estável e neutra, de modo que os efeitos de empuxo por efeitos térmicos são desconsiderados e a equação de conservação de energia é negligenciada. Assim, o conjunto de equações utilizado para modelamento numérico do problema é formado pelas equações RANS combinadas ao modelo de turbulência *k-ε* de constantes modificadas para escoamentos atmosféricos proposto por Mandas *et al.* (2004). A fim de solucionar estas equações na região da esteira, as turbinas eólicas são

modeladas através de discos atuadores discretizados através de volumes de controle, de modo que cada volume atua como um sumidouro de momentum, adicionando às equações de quantidade de movimento um termo fonte relacionado à força axial de empuxo atuante no disco dada por

$$T = \frac{1}{2} \rho U_{\infty}^2 C_T A \quad (1)$$

onde T é a força de empuxo axial [N], ρ a massa específica do fluido [kg/m^3], U_{∞} a velocidade de corrente livre [m/s], A a área do plano rotor [m^2] e C_T o coeficiente de empuxo adimensional.

Segundo CD-Adapco (2017), o *STAR-CCM+* estima a velocidade de corrente livre U_{∞} através da média de velocidades incidentes sobre a área superficial de um disco virtual geometricamente semelhante ao disco atuador denominado *inflow velocity plane* e posicionado um diâmetro (1 D) à montante do disco atuador. Visto que o coeficiente de empuxo C_T é função da velocidade de escoamento livre e que esta é a velocidade média no *inflow velocity plane*, a estimativa de C_T é realizada através da curva do coeficiente de empuxo da turbina utilizada. O detalhamento completo de como o *STAR-CCM+* soluciona as equações em cada volume de controle pode ser verificado em CD-Adapco (2017).

2.3 Domínio computacional

Através de dados da SRTM (*Shuttle Radar Topography Mission*) da NASA/NIMA (*National Aeronautics and Space Administration and National Imagery and Mapping Agency*), retirados de Jarvis (2008), é possível realizar o modelamento digital de alta resolução do relevo da região de Panambi. Através do software *Global Mapper*, exportam-se estes dados como um ficheiro CAD, importado para o *STAR-CCM+* através do plug-in *EnviroWizard*.

O domínio computacional é ilustrado na Fig. 3 e corresponde a uma área retangular de 5,5 km x 5,5 km (61,1 D x 61,1 D), centralizada na torre de medições. A escolha de 1 km (11,1 D) para a altura do domínio é baseada nos estudos numéricos do mesmo terreno realizados por Radunz (2016).

Por motivo de sigilo, as coordenadas geográficas respectivas ao posicionamento exato das turbinas não são apresentadas. Entretanto, a Tab. 2 exhibe o posicionamento das turbinas com relação ao centro de coordenadas fixado na torre de medições da Fig. 3.

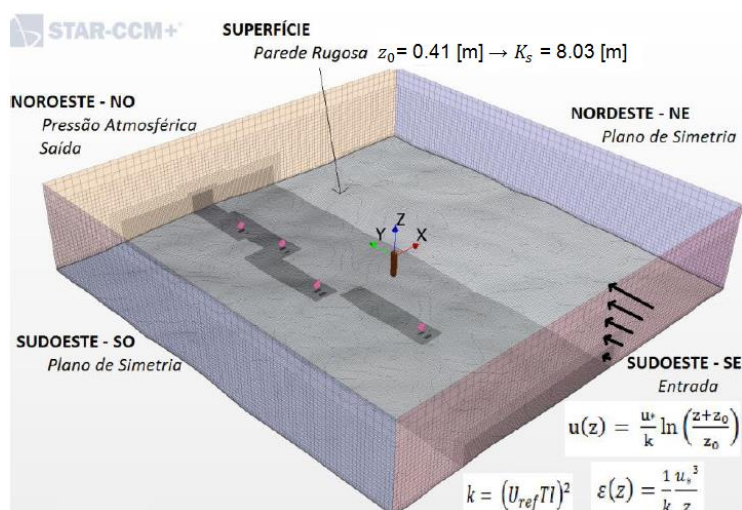


Figura 3 - Domínio e malha computacional. Os discos de cor rosa representam as turbinas e a linha vertical central representa a torre de medições na define-se e fixa-se o eixo de coordenadas.

Tabela 2 – Posicionamento e distância das turbinas eólicas T1, T2, T3 e T4 em função do diâmetro do rotor (D) e em relação ao eixo de coordenadas fixo à torre de medições.

	T1	T2	T3	T4
Δx	-6,8 D	-9,9 D	-6,4 D	-7,5 D
Δy	-11,5 D	3,6 D	14,6 D	22 D

2.4 Condições de contorno

Conforme Barthelmie *et al.* (2009), a maior redução no potencial gerado devido aos efeitos de esteira (perdas por esteira) acontece quando as turbinas estão posicionadas umas à jusante das outras de modo que seu alinhamento é paralelo à direção do vento incidente. Para o *layout* utilizado neste estudo, espera-se que as maiores perdas por esteira

ocorram para escoamentos na direção do eixo y da Fig. 3. Diante disso, optou-se como região de entrada do domínio a face sudeste, de modo que a direção do vento é no sentido positivo do eixo y do sistema de coordenadas.

À face de entrada é imposta condição de velocidade prescrita por perfil logarítmico, o qual é amplamente aceito para representação de escoamentos atmosféricos neutros sobre terrenos complexos e rugosos (Stangroom, 2004). As demais condições de entrada são baseadas em Castro *et al.* (2003) de modo que a energia cinética turbulenta k [m^2/s^2] é considerada constante e a taxa de dissipação de energia cinética turbulenta ε [m^2/s^3] é inversamente proporcional à altura. Para uma representação mais realista do escoamento atmosférico sobre a região de interesse, foram utilizadas condições de contorno baseadas no regime de ventos local, topografia e vegetação do terreno. Através da análise dos dados anemométricos, tem-se que a velocidade do vento na face de entrada assume o valor de 6,47 m/s a 80 m de altura. A face noroeste é definida como região de saída do domínio e tem como condição de contorno pressão atmosférica constante.

Conforme recomendado por CD-Adapco (2017), define-se a face superior e os lados do domínio como planos de simetria e mantêm-se um afastamento mínimo entre a região de interesse e as fronteiras do domínio. A distância entre a primeira turbina T1 e a região de entrada é de 19 D. Lateralmente, a distância entre as turbinas e as fronteiras do domínio é de, no mínimo, 20,6 D. Visto que a completa recuperação da esteira da turbina T4 não é de significativa importância neste trabalho, a fim de reduzir custos computacionais, optou-se por posicionar a região de saída a uma distância de 8,5 D à jusante de T4.

No que diz respeito à condição de parede rugosa da superfície do terreno, o parâmetro utilizado pelo *STAR-CCM+* é o *sand-grain roughness* K_s [m]. Este, segundo Gomes (2012), é aproximadamente 20 vezes maior que a altura de rugosidade aerodinâmica z_0 [m]. CD-Adapco (2010) recomenda que K_s varie entre 10 a 40 vezes o valor de z_0 . Os valores da rugosidade aerodinâmica e da velocidade de fricção u_* [m/s] são obtidos através da análise dos dados anemométricos e equivalem a 0,41 m e 0,515 m/s, respectivamente. As condições de contorno são mostradas em detalhes na Fig. 3.

2.5 Qualidade de malha

A fim de tornar os erros de discretização do domínio desprezíveis e garantir que o refinamento da malha não interfira no resultado das simulações numéricas, faz-se necessário a realização de um estudo de qualidade de malha.

Neste trabalho, o estudo de independência de malha é baseado no método GCI (*Grid Convergence Index*). Três malhas com grau de refinamento diferentes nas regiões de esteira e do disco atuador são analisadas. A variável de referência selecionada neste trabalho é a velocidade média registrada pelo *inflow velocity plane* da primeira turbina f_{GCI} [m/s]. A Tab. 3 exibe os resultados obtidos através do método GCI.

Percebe-se que o resultado obtido pela malha M1 (6,5831 m/s) se aproxima significativamente do valor assintótico (exato) previsto pelo método ($f_{exato} = 6,5834$ m/s) de modo que um novo refinamento seja desvantajoso devido ao aumento do custo computacional.

Tabela 3 – Parâmetros GCI

Malha	Volumes de Controle	f_{GCI} [m/s]	Razão de Refinamento	Erro Relativo [%]	GCI [%]	f_{exato} [m/s]
M1	3868591	6,5831	r = 1,37	$\xi_{12} = 0,0615$	GCI12 = 0,007	6,5834
M2	1486532	6,5791		$\xi_{23} = 0,7367$	GCI23 = 0,089	
M3	584350	6,5306				

Optou-se pela utilização de malha hexaédrica devido ao fato de esta poder ser construída de tal forma que os volumes de controle estão alinhados em relação ao escoamento. Para a região próxima à superfície do terreno, as células são prismáticas e ortogonais a este, crescendo através de um fator de 1,1 até a altura de 15 m, acima da qual tem início a discretização da malha hexaédrica.

2.6 Energia anual gerada (EAG)

A distribuição de Weibull é um método estatístico comumente utilizado na literatura para representar o regime de ventos de uma determinada região (Burton *et al.*, 2001) e é dado pela seguinte função densidade de probabilidade

$$f(U) = \frac{k_w}{c_w} \left(\frac{U}{c_w}\right)^{k_w-1} \exp\left[-\left(\frac{U}{c_w}\right)^{k_w}\right] \quad (2)$$

$$\frac{\overline{U^3}}{(\overline{U})^3} = \frac{\Gamma(1+3/k_w)}{\Gamma^3(1+1/k_w)} \quad (3)$$

$$c_w = \frac{U}{\Gamma\left(1+\frac{1}{k_w}\right)} \quad (4)$$

onde f é a função de Weibull, k_w o fator de forma da distribuição de Weibull, c_w o fator de escala da distribuição de Weibull [m/s], Γ a função gama e U a velocidade no centro do rotor [m/s].

A velocidade U utilizada na Eq. (2) referente ao cálculo da distribuição de Weibull para uma determinada turbina, tanto para o caso I, quanto para o caso II, é a velocidade obtida em pontos localizados 1 D à montante das turbinas e a 80 m de altura em relação ao solo. Os parâmetros de Weibull são calculados através dos dados anemométricos e da Eq. (3) e Eq. (4). Com o auxílio da curva de potência do aerogerador dada pela Fig. 4, a EAG por cada turbina é estimada através da seguinte equação

$$EAG = 8760 \sum_N P(U) f(U) \quad (5)$$

onde $P(U)$ é a potência gerada para velocidade U na curva de potência da turbina eólica [kW], a constante 8760 representa o número total de horas anuais e N o número total de faixas de velocidade.

A turbina eólica selecionada neste estudo é o modelo Vestas 90/2.0MW. Este aerogerador possui potência nominal de 2,0 MW, diâmetro do rotor equivalente a 90 m e altura de operação de 80 m. As curvas de potência e do coeficiente de empuxo podem ser visualizadas na Fig. 4.

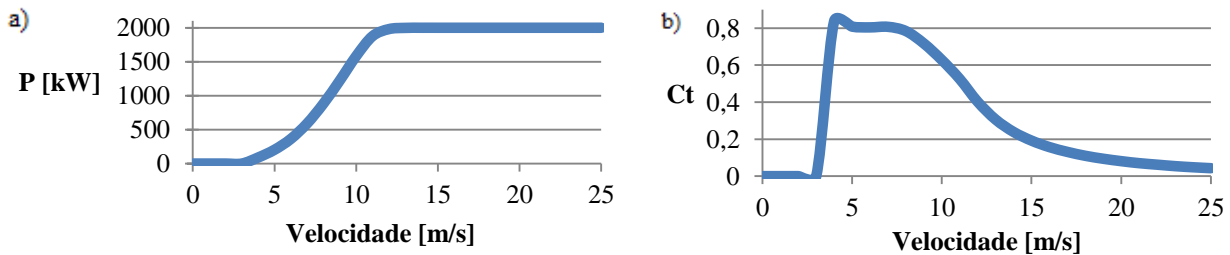


Figura 4 – (a) Curva de potência da turbina eólica modelo Vestas 90/2MW e (b) curva do coeficiente de empuxo da turbina eólica modelo Vestas 90/2MW (Vestas, 2010).

3. RESULTADOS

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos através da metodologia detalhada no Capítulo 2. Para compreensão dos resultados exibidos nas seguintes seções, é importante observar através da Fig. 3 e Tab. 2, que, embora as turbinas não estejam perfeitamente alinhadas em relação à direção do escoamento, pode-se assumir que a turbina T4 opera na região de esteira da turbina T3, e que ambas operam na região de esteira da turbina T1.

3.1 Influência da esteira aerodinâmica no campo de velocidades

Na Fig. 5 são apresentados valores para a velocidade do vento ao longo de uma linha horizontal que passa pelo eixo de rotação de cada turbina. Estes valores são normalizados com relação à velocidade do perfil logarítmico de entrada a 80 m de altura U_{ref} [m/s].

Verifica-se que, à medida que o escoamento aproxima-se do rotor da turbina ($y/D = 0$), a velocidade é gradualmente reduzida. Esta redução é consequência da força exercida pela turbina ao escoamento, a qual é a reação da força axial de empuxo exercida pelo escoamento no plano rotor. Percebe-se que a alteração do escoamento à montante de todas as turbinas, inicia-se a uma distância de aproximadamente 4 D, indo ao encontro de resultados obtidos por Politis *et al.* (2012). Ainda através da análise das curvas da Fig. 5, pode-se observar a brusca redução na velocidade do vento entre as regiões imediatamente à montante e imediatamente à jusante do rotor, consequência da extração de energia cinética.

O fenômeno de recuperação da esteira também é ilustrado nas curvas da Fig. 5. Ao encontro de resultados obtidos por Amara *et al.* (2002), verifica-se que o déficit de velocidade é minimizado em torno de 10 D à jusante dos aerogeradores. Constata-se ainda, que a não recuperação completa da esteira referente à turbina T1 impacta diretamente nas velocidades incidentes nas turbinas T3 e T4, uma vez que estas operam na região de esteira da turbina T1. A influência deste déficit de velocidade na EAG pelas turbinas T3 e T4 pode ser observada na Fig. 9 e Tab. 4.

Outro fenômeno também presente na Fig. 5 é a influência da orografia do terreno na velocidade do vento. Visto que a velocidade do vento à montante da turbina T1 é cerca de 10% maior que a velocidade imposta na entrada do domínio, e cerca de 5% maior para a turbina T2, e levando-se em consideração o fato de que estas máquinas estão livres de efeitos de esteira, pode-se dizer que esta aceleração do escoamento é consequência da orografia do terreno.

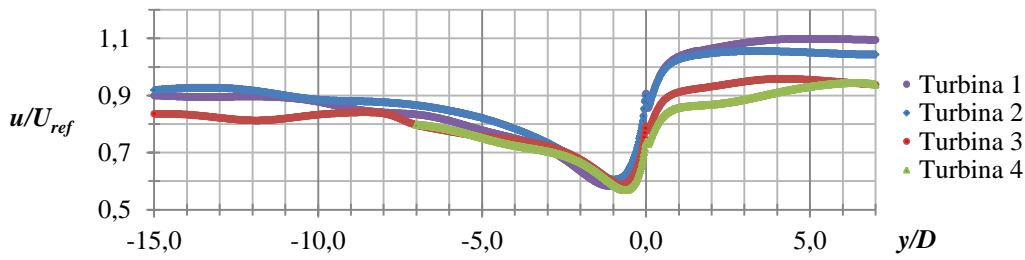


Figura 5 – Velocidade normalizada do vento com relação à U_{ref} ao longo de uma linha horizontal que passa pelo eixo de rotação de cada turbina.

A Fig. 6 exibe o campo de velocidades obtido para os casos I e II, respectivamente, à altura relativa de 80 m.

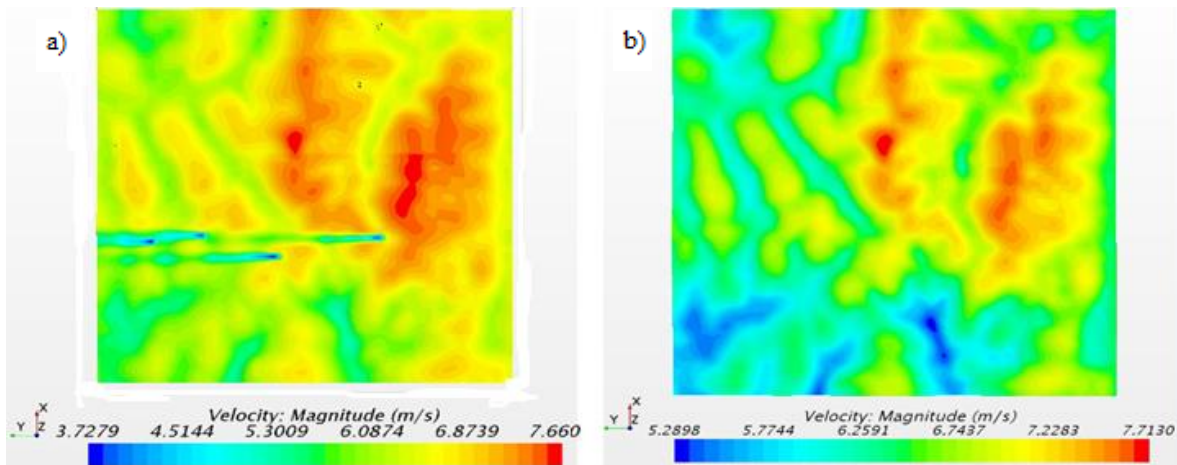


Figura 6 – (a) Campo de velocidades obtido para o caso I à altura relativa de 80 m e (b) campo de velocidades obtido para o caso II à altura relativa de 80 m.

As curvas da Fig. 7 apresentam valores para a velocidade normalizada com respeito à U_{ref} ao longo de linhas horizontais perpendiculares ao eixo de rotação da turbina T1 e posicionadas 3, 5, 7, 10 e 15 D à jusante desta máquina. Estas curvas representam o perfil lateral da velocidade normalizada ao longo da região de esteira. O perfil destas curvas é axissimétrico em relação a um eixo próximo ao eixo de rotação da turbina e segundo Politis et al. (2012), a magnitude da distância entre o eixo de simetria e o eixo de rotação da turbina em análise pode ser relacionada à topografia do terreno. Adicionalmente, estas curvas aproximam-se de Gaussianas e sua amplitude representa o déficit de velocidade. Assim, através da redução na amplitude das curvas da Fig. 7 à medida que o escoamento afasta-se da turbina, fica evidenciada a recuperação da velocidade na região de esteira. Concomitante à redução na amplitude das curvas, verifica-se o achatamento das mesmas, representando a expansão da esteira à jusante da turbina. O comportamento das curvas apresentadas na Fig. 7 vai ao encontro de resultados obtidos por estudos experimentais e numéricos realizados por diversos autores (Rados et al., 2001; Réthoré et al., 2009).

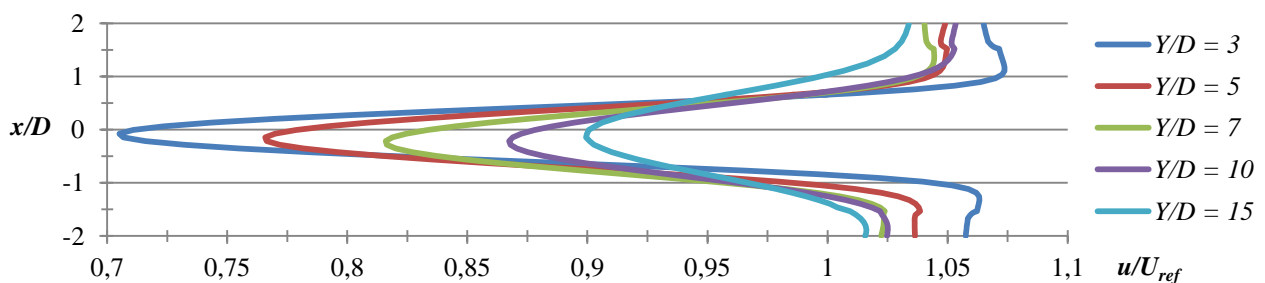


Figura 7 – Perfil lateral de velocidades normalizadas com relação à U_{ref} ao longo de linhas horizontais perpendiculares à linha de centro da turbina ao longo da região de esteira.

Através da Fig. 8 pode-se verificar a influência do efeito de esteira na velocidade pontual 1 D à montante de cada turbina e a 80 m de altura. Comparando os resultados obtidos nas simulações dos casos I e II, observa-se uma variação de 8,9% na velocidade incidente na turbina T3 e de 12,9% para a turbina T4. Estas variações quantificam o déficit de

velocidades a qual cada turbina está submetida devido ao fato de estarem operando na região de esteira de T1. Adicionalmente, percebe-se que a variação para turbina T4 é ainda maior que a variação para a turbina T3. Este padrão já era esperado visto que T4 opera na região de esteira de T3 e T1. Verifica-se também que não há variação significativa para as velocidades referentes às turbinas T1 e T2, evidenciando o fato de que estas máquinas operam livre do efeito de esteira de turbinas vizinhas.

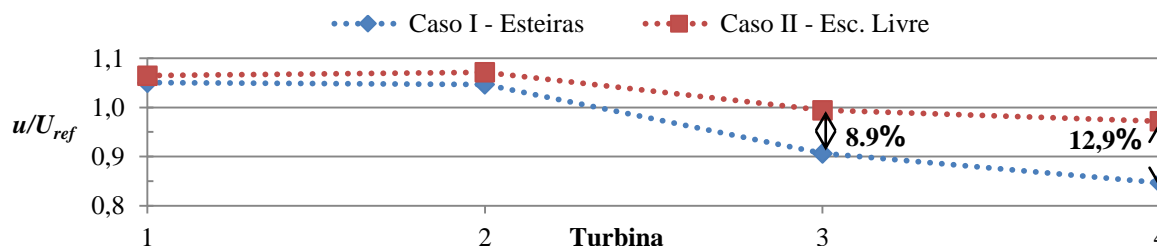


Figura 8 - Velocidade pontual a 80 m de altura e 1 D à montante de cada turbina. Valores normalizados com relação à U_{ref} .

3.2 Energia anual gerada

Os valores presentes na Fig. 9 e na Tab. 4 para a EAG de cada turbina são consequência dos déficits de velocidade apresentados na Fig. 8.

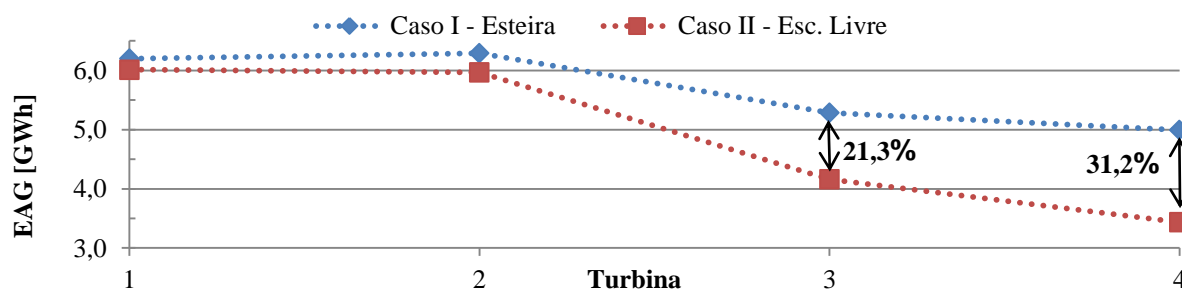


Figura 9 – EAG por cada turbina para os casos I e II.

Tabela 4 – EAG por cada turbina e EAG total para os casos I e II.

	Energia Anual Gerada [GWh]		Perdas por Esteira	
	Caso I - Esteira	Caso II - Esc. Livre		
Turbina 1	6,014	6,199	0,185 GWh	3,0%
Turbina 2	5,968	6,290	0,322 GWh	5,1%
Turbina 3	4,162	5,286	1,124 GWh	21,3%
Turbina 4	3,435	4,995	1,559 GWh	31,2%
Total	19,579	22,769	3,190 GWh	14,0%

Para o *layout* de posicionamento das turbinas proposto neste estudo e considerando escoamento proveniente da face sudeste do domínio computacional, observa-se através da Fig. 9 e Tab. 4 uma significativa redução na EAG pelas turbinas T3 e T4. Visto que operam na região de esteira da turbina T1, estas máquinas apresentam as maiores perdas energéticas, consequência direta do déficit de velocidades característico das regiões de esteira. Para T3, as perdas por esteira equivalem a 1,124 GWh e representam uma variação de 21,3% se comparado a EAG por esta turbina caso estivesse operando livre dos efeitos de esteira. Para T4, a redução na EAG equivale a 1,559 GWh e representa uma variação de 31,2% em relação ao caso livre do efeito de esteira. Fica claro, portanto, o impacto que as esteiras aerodinâmicas e o déficit de velocidade existente nesta região provocam na EAG de um conjunto de turbinas eólicas.

No que diz respeito à EAG pelo conjunto de turbinas, as perdas por esteira equivalem a 3,190 GWh e representam uma variação de 14% quando comparado ao potencial eólico do escoamento livre. Conforme estudos realizados por Barthelmie *et al.* (2007), as perdas energéticas considerando somente o efeito de esteira assumem, em média, valores próximos a 10%. Segundo Sandersen *et al.* (2012), estas perdas podem atingir 40% para turbinas operando em regiões de esteiras completamente desenvolvidas.

4. CONCLUSÃO

Através do software CFD *STAR-CCM+*, este trabalho investigou a influência do déficit de velocidades presente nas regiões de esteiras aerodinâmicas de turbinas no potencial eólico de um determinado conjunto de aerogeradores localizados em um terreno real através do modelo do disco atuador. Optou-se pela utilização do software CFD *STAR-CCM+* principalmente devido ao fato de este possuir um *plug-in* específico para o modelamento de parques eólicos, denominado *EnviroWizard*. As turbinas eólicas são modeladas a partir do modelo do disco atuador, os quais atuam como um sumidouro de momentum, adicionando às equações de quantidade de movimento um termo fonte relacionado à força axial de empuxo atuante no disco. A utilização das equações RANS juntamente com o modelo de turbulência $k-\epsilon$ de constantes modificadas para escoamentos atmosféricos foi baseada em inúmeros estudos que indicam que este método faz-se apropriado para o modelamento da CLA neutra. Para uma representação mais realista do escoamento atmosférico sobre a microrregião de interesse, utilizou-se um conjunto de condições de contorno baseadas na topografia, vegetação e regime de ventos local. Dados anemométricos obtidos por uma torre de medições localizada no terreno são utilizados para determinação do perfil logarítmico de velocidades imposto na região de entrada. Além disso, estes dados também são utilizados para determinação da rugosidade aerodinâmica do terreno, de modo que a formulação de função de parede seja consistente com a rugosidade real. No que diz respeito à malha computacional, um estudo de qualidade de malha baseado no método GCI foi realizado a fim de alcançar a independência de malha. A escolha da utilização de uma malha de elementos hexaédricos, com um alto nível de refinamento na região dos discos atuadores e na região de esteira, mostrou-se adequada baseando-se nos parâmetros de avaliação do método GCI.

Através da comparação de dois casos numéricos, um deles considerando o modelamento das esteiras e outro considerando somente o escoamento livre sobre a superfície do terreno, mostrou-se que, de fato, a EAG por turbinas operando na região de esteira é significativamente menor se comparado a EAG caso cada turbina operasse livre dos efeitos de esteira. No que diz respeito à microrregião e *layout* de posicionamento das turbinas analisados neste trabalho, a redução na EAG pelas turbinas que operam na região de esteira de turbinas vizinhas assume valores de 1,124 GWh e 1,559 GWh, representando perdas energéticas de 21,3% e 31,2% respectivamente. Se levados em consideração o conjunto de turbinas, as perdas por esteira equivalem a 3,190 GWh e representam uma variação de 14% quando comparado ao potencial eólico do escoamento livre.

Verificou-se, portanto, que a utilização do modelo do disco atuador para representação das turbinas eólicas e avaliação do déficit de velocidades na região de esteira produz resultados que vão ao encontro de resultados existentes na literatura. Demonstra-se assim, a adequação da metodologia utilizada neste trabalho, possibilitando a sua utilização em estudos mais aprofundados.

No que diz respeito às recomendações para trabalhos futuros, sugere-se:

- Investigação da influência de diferentes valores de intensidade de turbulência do escoamento livre, bem como de rugosidade do terreno, na estrutura e recuperação da esteira aerodinâmica;
- Avaliação dos efeitos de esteira na EAG para escoamento proveniente de outras direções, respeitando o regime de ventos local;
- Reproduzir o mesmo caso, porém realizando o modelamento da geometria completa do rotor a fim de investigar o comportamento da região de esteira.

Agradecimentos

Agradeço à minha orientadora, Dra. Adriane Prisco Petry, por todo o conhecimento transmitido, otimismo, disponibilidade e por abraçar o tema proposto neste trabalho;

À HIDROPAN, pela disponibilização dos dados anemométricos;

À CD-adapco, pelo fornecimento de material de treinamento e licença gratuita para utilização do *STAR-CCM+*.

REFERÊNCIAS

- ABEEólica – Associação Brasileira de Energia Eólica, 2017. Brasil é o maior gerador de energia eólica da América Latina. Disponível em <http://www.brasil.gov.br/infraestrutura/2017/03/brasil-e-o-maior-gerador-de-energia-eolica-da-america-latina>. Acesso em 02/07/2017.
- Ammara, I., Leclerc, C., Masson, C., 2002. A viscous three-dimensional differential/actuator-disk method for the aerodynamic analysis of wind farms, *Journal of Solar Energy Engineering*, vol. 124, n. 4, pp. 345-356.
- Barthelmie R. J., Frandsen, S. T., Hansen, K., Schepers, J. G., Rados, K., Schlez, W., Neubert, A., Jensen, L. E., Neckelmann, S., 2009. Modelling the impact of wakes on power output at Nysted and Horns Rev, *Wind Energy*, vol. 12, n. 5, pp. 431-444.
- Barthelmie, R. J., Pryor, S. C., Réthoré, P. E., Jorgensen, H. E., 2007. Modelling and Measurements of Power Losses and Turbulence Intensity in Wind Turbine Wakes at Middellarunden Offshore Wind Farm, *Wind Energy*, vol. 10, pp. 217-228.
- Burton, T., Sharpe, D., Jenkins, N., Bossanyi, E., 2001. *Wind Energy Handbook*, John Wiley & Sons.

- Cabezón, D., Sanz, J., Marti, J., Crespo, A., 2008. CFD Modelling of the Interaction between the Surface Boundary Layer and Rotor Wake. Comparison of results obtained with different turbulence models and mesh strategies, European Wind Energy Conference, Marseille.
- Castro, F. A., Palma, J. M. L. M., Silva Lopes, A., 2003. Simulation of the Askervein flow. Part 1: Reynolds Averaged Navier–Stokes equations ($k-\epsilon$ turbulence model), *Boundary-Layer Meteorology*, vol. 107, pp. 501-530.
- CD-Adapco, 2010. Windpark Siting Training CFD for Windpark Designers, Training Resources.
- CD-Adapco, 2017. STAR-CCM+ v12.04.010 User Guide, Technical Report.
- Conan, B., 2012. Wind resource assessment in complex terrain by wind tunnel modeling, Tese de Doutorado, Intitut von Karman, Univerite d’Orleans, Bruxelas.
- Gomes, V. M. M. G., 2012. Computational Simulation of Atmospheric Flows Over Mountainous Regions Using the Commercial CFD Software Star-CCM+, Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia, Universidade do Porto, Porto.
- GWEC – Global Wind Energy Council, 2017. Wind in Numbers. Disponível em <http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2017/05/Global-Status-2016.pdf>. Acesso em 02/07/2017.
- Jarvis, A., 2008. Hole-filled SRTM for the globe Version 4. Disponível em www.cgiar-csi.org/data/srtm-90mdigital-elevation-database-v4-1. Acesso em 08/05/2017.
- Lissman, P. B. S., 1979. Energy effectiveness of arbitrary arrays of wind turbines, *Journal of Energy*, vol. 3, n. 6, pp. 323-328.
- Mandas, N., Cambuli, F., Crasto, G., Cau, G., 2004. Numerical simulation of the Atmospheric Boundary Layer (ABL) over complex terrains, European Wind Energy Conference, Londres.
- Masson, C., e Smaili, A., 2006. Numerical study of turbulent flow around a wind turbine nacelle, *Wind Energy*, vol. 9, pp. 281-298.
- Norris, S. E., Cater, J. E., Stol, K. A., Unsworth, C. P., 2010. Wind Turbine Wake Modelling using Large Eddy Simulation, 17th Australian Fluid Mechanics Conference, Auckland.
- Politis, E. S., Prospathopoulos, J., Cabezón, D., Hansen, K. S., Chaviaropoulos, P. K., Barthelmie, R. J., 2012. Modeling wake effects in large wind farms in complex terrain: the problem, the methods and the issues, *Wind Energy*, vol. 15, n. 1, pp. 161-182.
- Rados, K., Larsen, G., Barthelmie, R., Schlez, W., Lange, B., Schepers, G., Hegberg, T., Magnisson, M., 2001. Comparison of wake models with data for offshore wind farms, *Wind Engineering*, vol. 25, n. 5, pp. 271–280.
- Radunz, W. C., Petry, A. P., Paula, A. V., 2016. Numerical Modelling of the Multi-Directional Neutrally-Stratified Atmospheric Boundary Layer Flow Over Real Terrain Through CFD for Wind Energy Assessment, 16 ENCIT – 16 Congresso Brasileiro de Engenharia e Ciências Térmicas, Vitória.
- Réthoré, P. E., Sørensen, N. N., Bechmann, A., Zahle, F., 2009. Study of the atmospheric wake turbulence of a CFD actuator disc model, European Wind Energy Conference, Marseille.
- Rocca, W. B., 2015. Dimensionamento de um Parque Eólico e sua Subestação, Comparando Ferramentas de CFD e Atlas Eólicos, Trabalho de Conclusão de Curso, UFRGS, Porto Alegre.
- Sanderse, B., Van der Pij, S. P., Koren, B., 2011. Review of computational fluid dynamics for wind turbine wake aerodynamics, *Wind Energy*, vol. 14, pp. 799-819.
- Stangroom, O., 2004. CFD Modelling of Wind Flow Over Terrain, Dissertação de Mestrado, The University of Nottingham, Reino Unido.
- Vestas, 2010. General Specification V90-1.8/2.0 MW 50Hz VCS, Technical Report.

ASSESSMENT OF THE WAKE EFFECT ON POWER OUTPUT OF WIND TURBINES THROUGH THE ACUATOR DISK MODEL

Abstract. *At the same time that a wind turbine extracts energy from the wind, it leaves a downstream wake region characterized by low wind speeds and increased turbulence levels. In large-scale wind farms, wind turbines are exposed to upstream wakes. At this configuration, there is a considerable reduction of the energy generated by these machines. Thus, the wake effect is a factor that must be considered in the accurate prediction of wind power in order to maximize power production. The aim of this study is to evaluate the influence of wind turbine wakes over the velocity field and in the annual energy output by a set of turbines located in a real terrain based on the disk actuator approach through the commercial code of CFD STAR-CCM+. The set of equations used for numerical modeling of the problem is formed by the RANS equations combined with the $k-\epsilon$ turbulence model of modified constants for atmospheric flow modeling. For a more realistic representation of the real atmospheric flow on the local site, it is used a set of boundary conditions based on the local wind anemometry data and the terrain topography. For the two most affected turbines, it was found that the wakes accounted for a 21.3% (1.124 GWh) and 31.2% (1.559 GWh) reduction in energy production compared to the wakeless scenario. Regarding the total power production, it was found a deficit of 3.190 GWh, which represents a reduction of 14% when compared to the wind potential of the free flow.*

Key words: *Wind Turbine Wake, CFD, Wind Energy Assessment*