

SIMULACIÓN FLUIDODINÁMICA DEL PARQUE EÓLICO RAWSON: VALIDACIÓN Y ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD AL MALLADO Y MODELO DE TURBULENCIA

Barile, Dimas A. ^{a,b}, Navarro Diaz, Gonzalo P. ^c, Otero, Alejandro D. ^{a,b}

- a. Universidad de Buenos Aires, Facultad de Ingeniería
- b. Centro de Simulación Computacional para Aplicaciones Tecnológicas, CONICET
- c. Uppsala University, Wind Energy Section, Campus Gotland, Sweden

dbarile@fi.uba.ar

aotero@fi.uba.ar

Resumen

En este trabajo se utiliza simulación CFD en conjunto con datos de recurso y producción para analizar el efecto de interacción de las estelas de turbinas eólicas y el terreno sobre la producción de un parque eólico. Para ello se estudia la interacción entre turbinas individuales y conjuntos de turbinas en situaciones de impacto de estelas de turbinas cercanas y lejanas, tanto parcial como totalmente. Se realiza un análisis de sensibilidad para distintos parámetros de mallado y modelos de turbulencia. Se comparan los resultados con mediciones experimentales del Parque Eólico Rawson, ubicado en la provincia de Chubut. Para este parque, los resultados obtenidos se corresponden muy bien con las mediciones cuando se consideran los efectos del terreno y los efectos de estela en los aerogeneradores.

Abstract

In this work, CFD simulation is used in conjunction with data from wind power resource and production to analyze the effect of wake interactions and terrain on the production of a wind farm. To this end, the interaction between sets of turbines is studied in situations of impact from nearby and distant turbine wakes, both partially and totally. A sensitivity analysis is performed for different meshing parameters and turbulence models. The results are compared with experimental measurements from Parque Eólico Rawson, located in the province of Chubut. For this wind farm, the results obtained correspond very well with the measurements when the effects of the terrain and wake interactions are considered.

Palabras clave: Energía eólica, Efecto de estela, Interacción con terreno, CFD.

INTRODUCCIÓN

En las últimas décadas la energía eólica ha experimentado un crecimiento impulsado principalmente por ser una de las fuentes de energía renovables más eficientes y abundantes. En Argentina a partir de la nueva ley de Fomento de las Energías Renovables ha aumentado

considerablemente la potencia eólica instalada. El potencial eólico en el país es uno de los mayores del mundo no solamente en la región patagónica, sino también en otras regiones como el litoral marítimo bonaerense. Este crecimiento lleva a la necesidad de poder predecir con precisión la

energía generada en parques eólicos para facilitar su inserción en el sistema eléctrico.

Los aerogeneradores presentan fuertes variaciones en la energía entregada debido a la naturaleza estocástica e intermitente del viento. Además, fenómenos como la interacción entre las estelas aguas abajo de las turbinas y la interacción con el terreno aumentan la complejidad del flujo a predecir.

Una forma de estudiar las estructuras presentes en el flujo es a través de modelos de CFD combinados con actuadores para representar el efecto del rotor de cada aerogenerador en el flujo. Uno de los actuadores más utilizados para el estudio de parques eólicos es el Actuador Discal debido a su gran versatilidad y costo computacional reducido en comparación a otros actuadores. Este tipo de actuador ha sido utilizado por varios autores tanto para el estudio de aerogeneradores individuales ([1], [2]), como para el estudio de la interacción entre estelas de aerogeneradores en el contexto de un parque eólico ([3], [4]).

En este trabajo se utilizan modelos de CFD combinados con Actuadores Discales para realizar simulaciones del Parque Eólico Rawson ubicado en la provincia de Chubut con objetivo de analizar el efecto de la interacción entre estelas de turbinas en conjunto con el terreno, evaluando el efecto del tamaño del dominio y distintos modelos de turbulencia.

DESARROLLO

Parque Eólico Rawson

En la figura 1 se exhiben el terreno y la distribución de aerogeneradores para el Parque Eólico Rawson I y II. Este contaba con una capacidad total de 77,4 MW distribuidos en 43 aerogeneradores Vestas V90, cada uno con un diámetro $D = 80\text{m}$ y una potencia nominal de 1,8 MW. Además de las turbinas, el parque cuenta con un mástil meteorológico en la esquina Noroeste, del cual se tienen datos para el período entre 2012 y 2018. Se observa que el terreno no es plano, sino que presenta desniveles siendo la esquina inferior izquierda la zona de mayor altura. Aquí se identifican dos direcciones importantes para el análisis de la interacción entre turbinas: una donde el flujo se alinea con las filas de

turbinas ocasionando la mayor interferencia entre estelas y otra donde las estelas presentan la menor interacción entre sí, la más frecuente en esa ubicación. Considerando la dirección de viento de Norte a Sur como 0° , las direcciones mencionadas resultan ser 30° y 270° respectivamente. Otra dirección de interés es 210° , donde el viento proviene de la esquina de mayor altura.

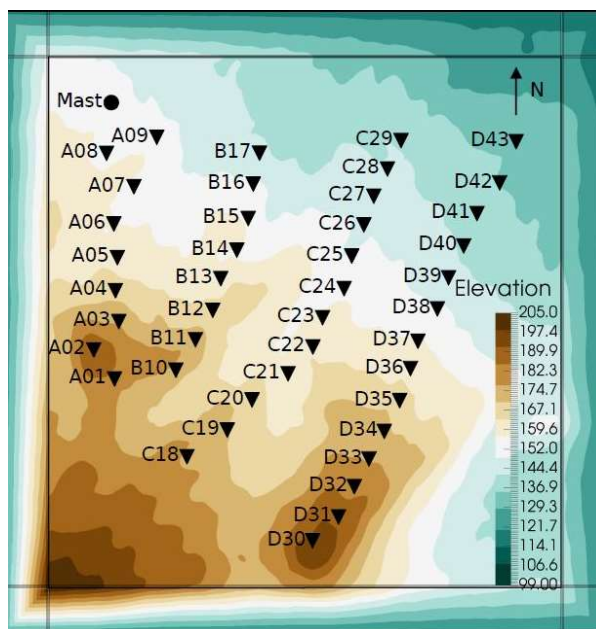


Figura 1: Topografía del Parque Eólico Rawson I y II, junto con la ubicación de los aerogeneradores (segmentos) y el mástil (punto).

Metodología

Las simulaciones del flujo realizadas en este trabajo se llevan a cabo utilizando el software libre OpenFOAM, el cual utiliza una formulación de volúmenes finitos en paralelo para resolver las ecuaciones de Navier-Stokes. En este caso, al contar con datos experimentales promediados en períodos de 10 min se utilizan simulaciones estacionarias, estudiando el problema de cierre de la turbulencia por distintos modelos de RANS.

Mallado

A partir de la ubicación de las turbinas se crea un dominio rectangular agregando un margen igual a 5D en cada dirección. En principio el dominio se define plano horizontal y luego se desplazan los nodos en dirección vertical según la altura del terreno, de forma de incorporar su efecto sobre el flujo. Además del margen se agrega una zona denominada “buffer” la cual se exhibe en la figura 1 y cuyo tamaño óptimo se estudia en este trabajo. Esta zona tiene el objetivo de suavizar las condiciones de contorno en el modelo. Para esto, se impone una variación lineal de la altura del terreno, desde un valor constante en el contorno exterior hasta el valor correspondiente al terreno en el contorno interior del buffer. El valor constante del cual parte el buffer se define según la altura del terreno, siendo la altura mínima del terreno el valor utilizado en [5].

Para estudiar el efecto de dicho buffer se analiza para la dirección de 210° (donde el viento proviene de la esquina de mayor altura) como se modifica la condición de contorno que llega al parque al utilizar la altura media en lugar de la altura mínima. En la figura 2 se presenta cómo se modifica el buffer en un punto ubicado en el contorno inferior a una distancia 10D del contorno izquierdo. El mallado en el dominio se construye en primer lugar uniforme y luego se refina localmente en las turbinas siguiendo las pautas establecidas en [4]. Para el buffer se configura un aumento del tamaño de celdas en dirección al contorno exterior. Se construyen 3 mallados, utilizando buffers de 5D, 8D y 10D. La cantidad de celdas en el buffer se fija constante en 25 celdas, provocando que no varíe el número de celdas entre los distintos mallados. Este consta de un total de 8,7 millones de celdas. El código utilizado permite adaptar el mismo mallado para distintas direcciones de viento sin necesidad de mallar nuevamente, ahorrando en tiempo de mallado.

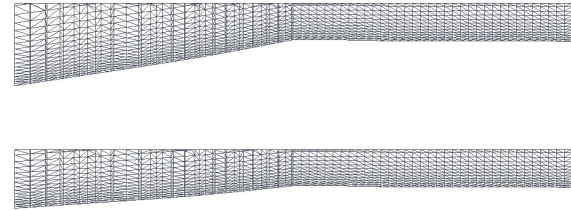


Figura 2: Buffer del contorno inferior a 10D del contorno izquierdo utilizando altura mínima (arriba) y altura media (abajo).

Actuador Discal

Para la introducción del efecto de las aspas sobre el flujo en simulaciones de tipo RANS, un modelo muy utilizado es el del actuador discal debido a su buena descripción del fenómeno con un costo computacional aceptable. En este tipo de actuadores se reemplaza el rotor por fuerzas volumétricas con un efecto equivalente sobre el flujo. En este trabajo se utiliza un modelo de Actuador Discal Adaptativo desarrollado en [4], el cual permite tener en consideración la no uniformidad del flujo a aguas arriba del rotor y sobre el área del rotor. Aquí se utilizan 2 tablas construidas previamente en un paso de calibración para realizar una serie de interpolaciones. En primer lugar, con la velocidad media que llega al disco se interpola la velocidad de referencia U_{ref} a partir de la cual se ingresa a las curvas $C_T - U_{ref}$ y $C_p - U_{ref}$ y se obtienen los valores de seteo de la turbina. Por otro lado, para cada celda del disco se relaciona la velocidad U_{cell} con la velocidad U_∞ correspondiente para luego computar la fuerza de cada celda a partir de la siguiente ecuación:

$$F_{n_{cell}} = 1/2\rho C_T U_\infty^2 A_{cell} \quad (1)$$

Esta forma de cómputo de las fuerzas permite al actuador discal adaptarse a casos de funcionamiento en condiciones fuera del diseño. Este modelo ha sido utilizado en [5] para el cálculo del Factor de Capacidad del PER, dando resultados muy cercanos a los medidos experimentalmente.

Modelo de turbulencia

Con relación al modelo de turbulencia utilizado, en primer lugar, se realiza un estudio del tamaño del buffer con el modelo $k - \varepsilon$ Realizable ([6]) con coeficientes estándar, el cual ha mostrado buenos resultados para modelar la estela en condiciones de Capa Límite Atmosférica (CLA). Luego, adoptando un valor de 8D para el tamaño del buffer se procede a calcular la eficiencia del parque para dos direcciones del viento, 30° y 270° utilizando los modelos $k - \varepsilon$ Standard ([7]), $k - \varepsilon - f_p$ ([8]) y $k - \omega$ SST ([9]). En el caso del modelo $k - \varepsilon$ Standard, al no estar calibrado para trabajar con flujo en CLA, es posible modificar los coeficientes del modelo acorde a los valores tomados en [10]. Según esta información el valor óptimo de C_μ para CLA resulta ser 0,033, distinto al valor 0,09 que utiliza el modelo $k - \varepsilon$ Standard. Por otro lado, en OpenFOAM se presenta la opción de seguir los lineamientos dados en ([11]) para la simulación de la CLA, donde para este modelo los coeficientes son similares a los presentados en ([7]) salvo por el σ_ε , manteniendo $C_\mu = 0,09$. En este trabajo se opta por seguir las indicaciones en ([11]) y agregar otra corrida modificando únicamente $C_\mu = 0,033$ acorde a los datos presentados en [10] para CLA.

Condiciones de Contorno (CC)

Tanto para la velocidad como para las otras variables del modelo de turbulencia se adopta una CC con perfil logarítmico consistente con la CLA. La constante C_μ requerida para construir el perfil se fija consistente al valor usado en el modelo de turbulencia en cada caso. En el caso del $k - \varepsilon$ Realizable el uso de $C_\mu = 0,09$ en la CC trae los mejores resultados para este tipo de simulaciones ([12]). A raíz de esto, se utiliza este valor en lugar del valor óptimo para CLA. La rugosidad z_0 se calcula a partir de la Intensidad Turbulenta (IT) medida en el lugar ([13]), resultando ser del 12%. Se aplican funciones de pared para las variables de turbulencia y velocidad nula para las CC en el terreno. En el tope se impone condición de deslizamiento para k y ε , y se fija un valor de velocidad acorde a la CLA. Por último, para el $k -$

ω SST se utilizan las mismas CC que en [11]. Para el estudio del buffer se compara si el perfil que se observa en la posición del mástil es consistente con el impuesto en la CC de entrada.

Resultados

En primer lugar, se observa en la figura 3 el perfil de velocidades obtenido en el contorno interior del buffer para los casos con el nivel del buffer en la altura mínima y 5D, equivalente a lo realizado en [4], y para la altura promedio y 5, 8 y 10D. La dirección del viento corresponde a 210° . Como referencia se agregan las curvas del perfil logarítmico correspondiente a la CLA a la altura inicial y final del buffer. En primer lugar, se observa una diferencia apreciable al comparar los perfiles obtenidos utilizando como altura inicial del buffer la altura mínima y la altura media del terreno, siendo más suave el perfil obtenido al usar la altura media del terreno. Por otro lado, se distingue una convergencia en el perfil de velocidades al aumentar el tamaño del buffer, siendo la diferencia muy pequeña entre 8D y 10D. Entre líneas rojas se indica la zona de injerencia del rotor de los aerogeneradores, donde la diferencia en los casos de 8 y 10D es aún menor. A raíz de estos resultados, los análisis para distintos modelos de turbulencia se realizan utilizando una altura inicial igual a la altura media del terreno y con un tamaño de buffer de 8D. El análisis para la dirección de 210° no se realiza en el mástil debido a que para esta dirección este se contamina por interferencia de estelas de los aerogeneradores cercanos.

En las figuras 4 y 5 se observan los perfiles de velocidades obtenidos en la ubicación del mástil, para las direcciones 30° y 270° respectivamente. Para el caso de 30° se observa una leve diferencia en la zona del rotor la cual disminuye al aumentar el tamaño del buffer, mientras que para el caso de 270° prácticamente no se distinguen las curvas con respecto al perfil de velocidades ideal. En todos los casos analizados se puede observar que el perfil de velocidades al llegar al mástil se desarrolla con una tendencia clara al perfil logarítmico característico de la CLA. Las pendientes del Buffer adoptadas para cada caso se observan en la tabla 1, donde la pendiente para el buffer ideal de 8D y altura media corresponde al 5,1%.

Tabla 1: Pendiente del buffer según tamaño y altura inicial

Tamaño de buffer	5D	5D	8D	10D
Altura inicial	Altura Min.	Altura Media	Altura Media	Altura Media
Pendiente	16,4%	8,1%	5,1%	4,1%

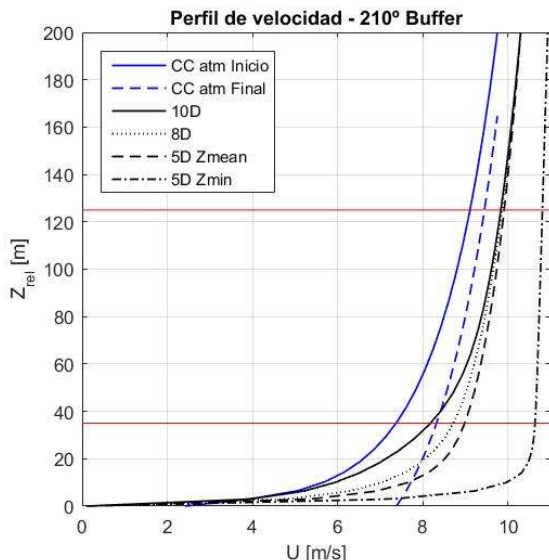


Figura 3: Perfil de velocidades en el buffer a 10D del extremo izquierdo para 210°

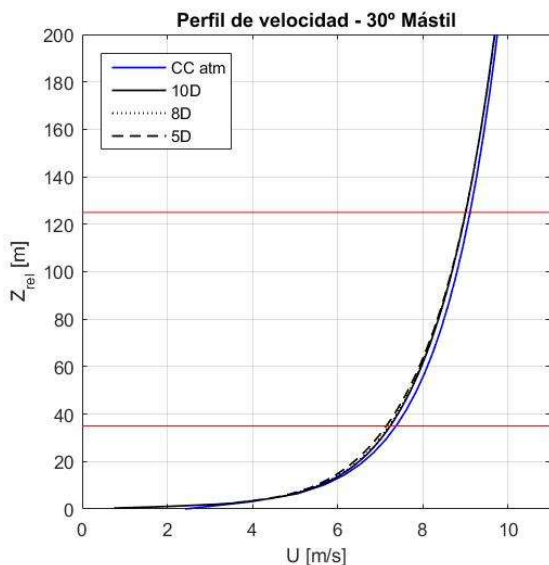


Figura 4: Perfil de velocidades en el Mástil para 30°

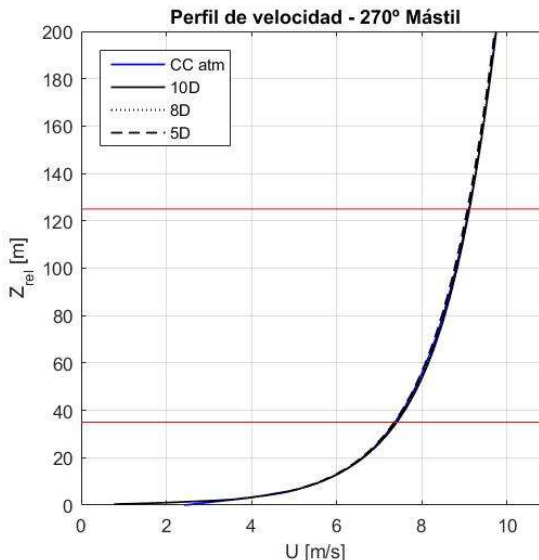


Figura 5: Perfil de velocidades en el Mástil para 270°

Finalizado el estudio del buffer se procede al análisis del modelo de turbulencia. Para comparar con las mediciones se realiza un filtrado de estas con objetivo de mostrar solo aquellas con $U_{\text{mástil}} \pm 1\text{m/s}$ y dirección $\pm 2.5^\circ$. En primer lugar, se estudia el modelo $k - \varepsilon$ Standard con las 2 configuraciones mencionadas previamente. Los resultados se exhiben en la figura 6, donde se observa tanto para el caso de gran interferencia como para el de menor interferencia que el modelo con C_μ acorde a la CLA presenta los resultados más cercanos a las mediciones experimentales en cada aerogenerador, mostrando en ambos casos una mayor generación que la medida. Se considera entonces esta configuración como la más apropiada y se procede a comparar todos los modelos de turbulencia utilizados en la figura 7 para ambas direcciones. En esta figura se observa que la tendencia obtenida para ambas direcciones es acorde a las mediciones obtenidas, validando las simulaciones realizadas. En la tabla 2 se exhiben las eficiencias del parque calculadas para cada caso considerando como 100% la potencia obtenida si todas las turbinas reciben $U_{\text{mástil}}$. Para la dirección de 30° el modelo más acorde resulta ser $k - \varepsilon - f_p$ mostrando buena coincidencia en la mayor parte de las turbinas. Es interesante destacar que los modelos $k - \varepsilon$ Standard y $k - \omega$

SST presentan los mayores errores, uno por arriba y el otro por debajo respectivamente. Esto muestra que el primero es el modelo más disipativo, generando una rápida recuperación de las estelas mientras que el segundo presenta un comportamiento opuesto, exhibiendo las estelas de mayor longitud. Este comportamiento se exhibe en la figura 8.

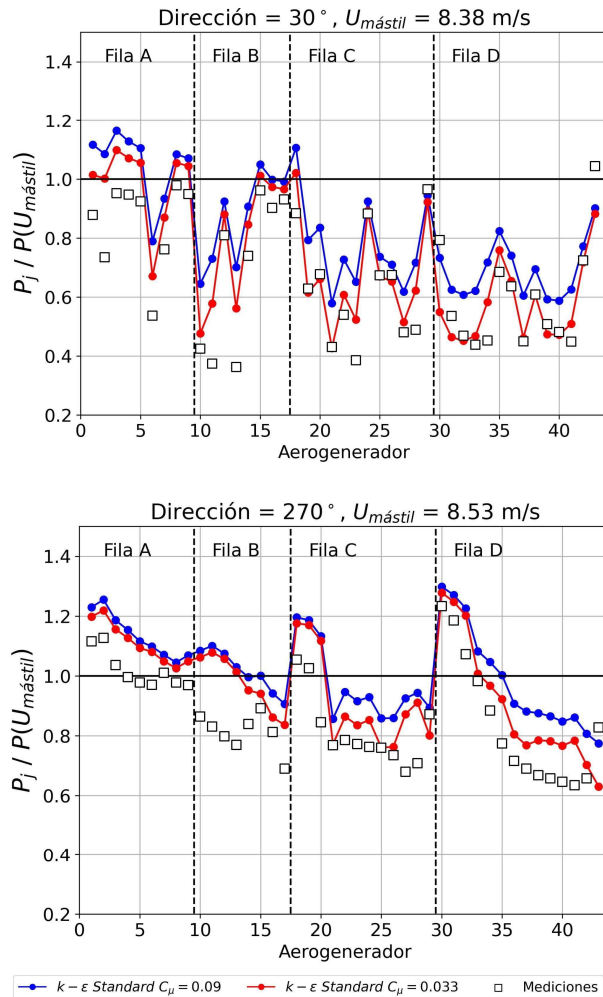


Figura 6: *k-ε Standard* - Generación de cada turbina para cada configuración y mediciones para 30° (arriba) y 270° (abajo).

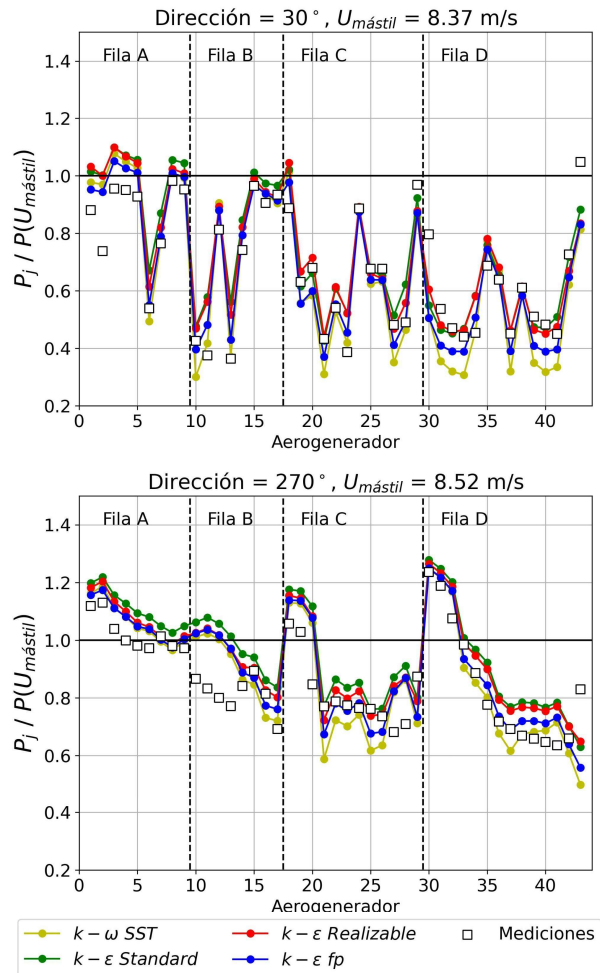
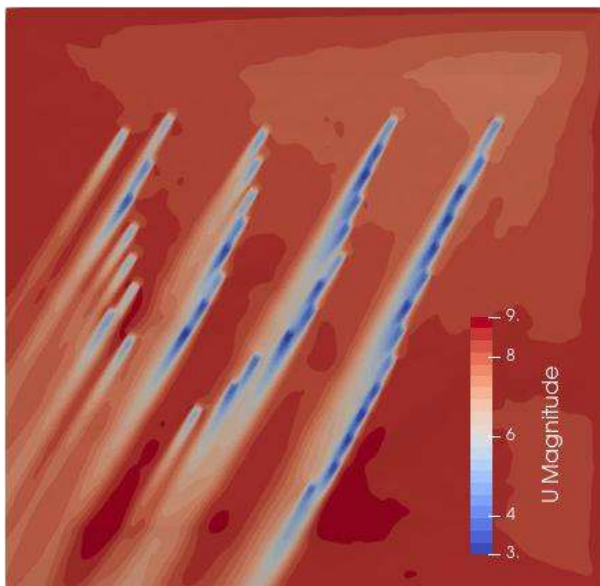
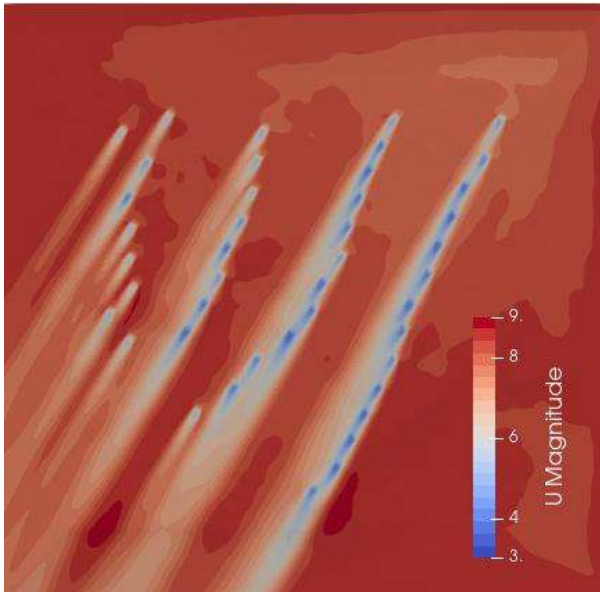
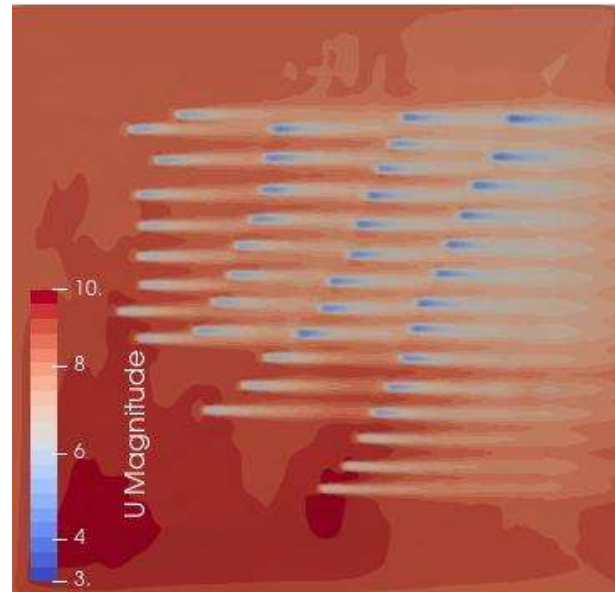


Figura 7: Generación de cada turbina para todos los modelos de turbulencia y mediciones para 30° (arriba) y 270° (abajo).

Respecto a la dirección de 270°, se observa que todos los modelos sobreestiman la generación en algunas turbinas, mayormente en la fila B. Para estudiar este, se exhibe el flujo en esta dirección para el modelo $k - \epsilon - f_p$ en la figura 9. Aquí se observa que las primeras turbinas de la fila B casi no reciben interferencia de estelas dado que las estelas de la fila A pasan entre estas. Al considerar las mediciones en un intervalo de $\pm 2,5^\circ$ se incluyen casos donde las estelas de la fila A se desvían un poco e impactan sobre las turbinas de la Fila B, provocando una menor generación de potencia. De esta forma se explica el error en esta fila que presentan todos los modelos.

Tabla 2: Eficiencias obtenidas

	$k - \varepsilon$ Standard	$k - \varepsilon$ Realizable	$k - \varepsilon f_p$	$k - \omega$ SST	Medida
30°	72.6%	71.6%	66.4%	64.6%	68.0%
270°	95.1%	92.8%	89.6%	87.4%	86.4%


Figura 8: Velocidad para una dirección de 30° con $k - \varepsilon$ Standard (arriba) y $k - \omega$ SST (abajo).

Figura 9: Velocidad para una dirección de 270° con $k - \varepsilon - f_p$.

CONCLUSIONES

En este trabajo se analizaron distintas formas de incluir las condiciones de CLA en la simulación de un parque eólico. Los resultados indican que el uso de la altura media del buffer produce un perfil de viento ingresante al parque más cercano al característico de la CLA que el uso de la altura mínima. Por otro lado, el aumento del tamaño del buffer produce una convergencia del perfil que ingresa siendo 8D el tamaño seleccionado como adecuado.

En relación con los modelos de turbulencia, los resultados obtenidos se condicen con las mediciones experimentales para la dirección de 30°, siendo el modelo $k - \varepsilon - f_p$ el más adecuado. Por otro lado, los modelos $k - \varepsilon$ Standard y $k - \omega$ SST resultan ser los modelos más y menos disipativos respectivamente, reflejándose en el comportamiento de las estelas.

Por último, para la dirección de 270° si bien todos los modelos sobreestiman la potencia generada, estas diferencias se adjudican al método de filtrado de las mediciones para la comparación. Para profundizar en este estudio se debe cambiar el filtrado a un menor rango de dirección.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo fue respaldado por el Proyecto 20620190100001BA, convocatoria UBACYT 2020. Los autores agradecen a GENNEIA SA por los datos de funcionamiento del PER y al CSC-CONICET por las horas de cómputo en Tupac.

REFERENCIAS

- [1] M. Tzimas y J. Prospathopoulos. Wind turbine rotor simulation using the actuator disk and actuator line methods. *Journal of Physics: Conference Series*, 753:032056. 2016.
- [2] Navarro Diaz, Gonzalo & Saulo, A. & Otero, Alejandro. (2019). Comparative study on the wake description using actuator disc model with increasing level of complexity. *Journal of Physics Conference Series*. 1256. 012017. 10.1088/1742-6596/1256/1/012017.
- [3] F. Castellani y A. Vignaroli. An application of the actuator disc model for wind turbine wakes calculations. *Applied Energy*, 101:432–440. 2013.
- [4] G. P. Navarro Diaz; A. C. Saulo y A. D. Otero. Wind farm interference and terrain interaction simulation by means of an adaptive actuator disc. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 186:58–67. 2019.
- [5] Navarro Diaz, Gonzalo & Saulo, A. & Otero, Alejandro. (2021). Full wind rose wind farm simulation including wake and terrain effects for energy yield assessment. *Energy*. 237. 121642. 10.1016/j.energy.2021.121642.
- [6] Shih, Tsan Hsing & Liou, William & Shabbir, Aamir & Yang, Zhigang & Zhu, J. (1994). A New k-(Eddy Viscosity Model for High Reynolds Number Turbulent Flows - Model Development and Validation. *Comput. Fluids*. 24.
- [7] Launder, Brian & Spalding, D.B. (1974). The Numerical Computation of Turbulent Flow Computer Methods. *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*. 3. 269-289. 10.1016/0045-7825(74)90029-2.
- [8] Van der Laan, M. Paul & Sørensen, Niels & Réthoré, Pierre-Elouan & Mann, Jakob & Kelly, Mark & Troldborg, Niels & Schepers, J. & Macheaux, Ewan. (2014). An improved k - ϵ model applied to a wind turbine wake in atmospheric turbulence. *Wind Energy*. 18. 10.1002/we.1736.
- [9] Menter, Florian & Kuntz, M. & Langtry, RB. (2003). Ten years of industrial experience with the SST turbulence model. *Heat and Mass Transfer*. 4.
- [10] Panofsky, H. & Dutton, J. *Atmospheric Turbulence*. Wiley: New York, 1984
- [11] Hargreaves, David & Wright, Nigel. (2007). On the use of the k- model in commercial CFD software to model the neutral atmospheric boundary layer. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*. 95. 355-369. 10.1016/j.jweia.2006.08.002.
- [12] Cabezón, Daniel & Migoya, Emilio & Crespo, Antonio. (2011). Comparison of turbulence models for the computational fluid dynamics simulation of wind turbine wakes in the atmospheric boundary layer. *Wind Energy*. 14. 909 - 921. 10.1002/we.516.
- [13] Van der Laan, M. Paul & Sørensen, Niels & Réthoré, Pierre-Elouan & Mann, Jakob & Kelly, Mark & Troldborg, Niels. (2014). The $k - \epsilon - f_p$ model applied to double wind turbine wakes using different actuator disk force methods. *Wind Energy*. 18. 10.1002/we.1816.