

SIMULACIÓN DE EFECTOS TRANSITORIOS EN EL PARQUE EÓLICO RAWSON: IMPACTO DE LOS CAMBIOS DE DIRECCIÓN DE VIENTO

TRANSIENT PHENOMENA SIMULATIONS AT RAWSON WIND FARM: IMPACT OF WIND DIRECTION CHANGES

Dimas A. Barile y Alejandro D. Otero

*Universidad de Buenos Aires, Facultad de Ingeniería, Paseo Colón 850, CABA, Argentina,
<https://www.fi.uba.ar/>*

*Centro de Simulación Computacional para Aplicaciones Tecnológicas, CONICET, Godoy Cruz 2390,
CABA, Argentina, dimas.barile@csc.conicet.gov.ar, alejandro.otero@csc.conicet.gov.ar,
<https://csc.conicet.gov.ar>*

Palabras clave: Energía eólica, transitorio, efecto de estela, CFD.

Resumen. En este trabajo se utiliza simulación fluidodinámica (CFD) junto con datos de recurso y producción para analizar el efecto de interacción de las estelas de turbinas eólicas sobre la producción de un grupo de aerogeneradores dentro de un parque eólico ubicado en la Patagonia Argentina. El estudio se centra en los fenómenos transitorios que ocurren durante el funcionamiento normal del parque, en particular los abruptos cambios de dirección. Para ello se estudia la interacción entre turbinas individuales y conjuntos de turbinas en situaciones de impacto de estelas entre turbinas cercanas. Las simulaciones se realizan con el software libre OpenFOAM. Para el modelado de turbinas se utiliza un actuador discal con la capacidad de adaptarse a flujos no uniformes de viento. Los resultados obtenidos se condicen en gran medida con las mediciones experimentales.

Keywords: Wind energy, transient, wake effect, CFD.

Abstract. In this work, Computational Fluid Dynamics (CFD) is used together with resource and turbine data to analyze the impact of the wake effect on the output of a group of wind turbines within a wind farm located in the Argentinian Patagonia. The study focuses on transient phenomena that occurs during the normal operation of the park, in particular the abrupt changes in wind direction. To this end, the interaction between individual turbines and groups of turbines is studied considering the wake effect among nearby turbines. The simulations are carried out using the open-source software OpenFOAM. Turbines are modelled by means of an actuator disk with the ability to adapt to non-uniform wind flows. The results show good agreement when compared with experimental data.

1. INTRODUCCIÓN

En la última década la potencia eólica instalada en Argentina ha aumentado considerablemente, producto de la implementación de la legislación de promoción de las energías renovables. Los motivos de la transición hacia estas fuentes son el avance del cambio climático y el agotamiento de los combustibles fósiles, entre otros, siendo la energía eólica una de las alternativas más eficientes y abundantes. Argentina cuenta con uno de los mayores potenciales eólicos del mundo debido a sus destacados vientos en la región patagónica y en el litoral marítimo bonaerense (<https://globalwindatlas.info>). Los objetivos establecidos en materia de generación renovable por la ley 27.191 exigen la incorporación de 4000 MW a la red eléctrica proveniente de fuentes ecológicas. Esto conduce a la necesidad de comprender la intermitencia en generación eólica y como se ve afectada la inyección a la red por fenómenos transitorios como los cambios de magnitud y dirección del viento.

En el funcionamiento de un parque eólico, el empuje producido por cada aerogenerador sobre el viento produce zonas de baja velocidad detrás de cada turbina lo que se denomina “Efecto de estela”. La estela se caracteriza por tener una forma de tipo gaussiana en cada sección transversal con una reducción de la velocidad media y un aumento de la turbulencia, resultando en un impacto tanto en la potencia generada como en la vida útil de los componentes de las turbinas aguas abajo. En la Fig. 1 se muestra una simulación de las estelas producidas en el Parque eólico Rawson (PER), ubicado en la Patagonia Argentina, para una determinada condición meteorológica. Esta situación particular produce que la potencia generada caiga un 32 %.

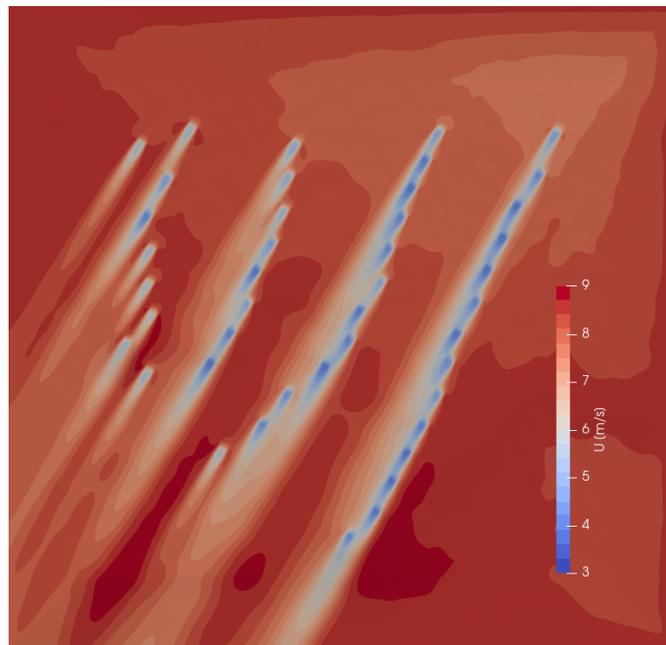


Figura 1: Efectos de estelas en Parque eólico Rawson.

En el estudio de los efectos de estela en un conjunto de aerogeneradores a través simulación computacional la representación exacta de los aerogeneradores resultaría muy costoso computacionalmente debido a la densidad de mallado requerida en la definición de las superficies aerodinámicas. Una alternativa es el uso de la técnica de actuadores. En particular el Actuador Discal (AD) consiste en reemplazar el rotor por fuerzas equivalentes promediadas en un disco (Fig. 2). Este tipo de actuadores se ha utilizado satisfactoriamente para estudiar la estela lejana

en parques eólicos debido a su precisión a partir de una distancia mayor a 5 diámetros (Navarro Diaz et al., 2019; Castellani y Vignaroli, 2013). En particular, el actuador desarrollado en Diaz et al. (2019) tiene la capacidad de adaptarse a flujos no uniforme aguas arriba del rotor, pudiendo ser utilizado para casos de interferencia total o parcial en el contexto de un parque eólico.

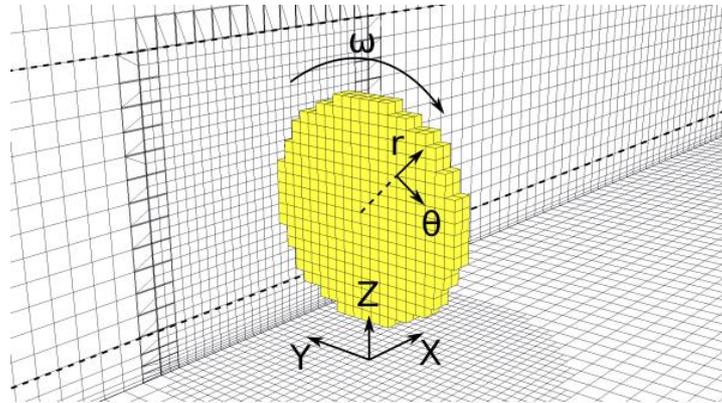


Figura 2: Actuador discal adaptativo presentado en Diaz et al. (2019).

Dada la naturaleza dinámica y estocástica del viento el estudio de fenómenos transitorios es ineludible en el marco de generación eólica. Los cambios en velocidad, dirección y la consecuente reorientación de turbinas traen aparejados cambios en el efecto de estela que afectan directamente a la potencia producida. En este trabajo se estudia el efecto del cambio de dirección de viento y la consecuente reorientación de un grupo de turbinas dentro del Parque Eólico Rawson ubicado en la provincia de Chubut. Se analiza la potencia entregada por cada una y se contrasta contra mediciones experimentales. Actualmente existen estudios transitorios sobre el efecto de reorientación de turbinas (Wang et al., 2019; Wu et al., 2021) pero el foco está en la dinámica rápida dentro de las estelas. Dado que las mediciones SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) del parque son de 10 minutos se eligen casos de estudio para los cuales se cuenta con al menos 4 mediciones, resultando en un estudio de la dinámica lenta de estelas.

2. DESARROLLO

2.1. Parque eólico Rawson

En la Fig. 3a se observa la distribución de turbinas en el PER I y II con el mástil meteorológico en la esquina Noroeste, superpuesta a la topografía local. En estas dos etapas contaba con 43 aerogeneradores Vestas V90, cada uno con un diámetro $D = 90$ m, una altura $H = 80$ m y una potencia nominal de 1.8 MW.

En este trabajo se lleva a cabo un análisis transitorio donde se estudian las 4 turbinas más cercanas al mástil meteorológico: A6, A7, A8 y A9. Se distinguen 2 direcciones de interés en relación al efecto de estelas: la primera es la de 25° , dirección en la cual se alinean las estelas de las turbinas 6, 7 y 9, y la segunda 320° donde se alinean las turbinas 7 y 8. Ambos casos se muestran en la Fig. 3b donde se indica también el rango de variación de la dirección de viento adoptado en cada caso. En el primer caso se abarca desde 60° hasta 10° , mientras que en el segundo caso entre 290° y 340° . Para las turbinas seleccionadas las variaciones en el nivel del terreno son pequeñas, motivo por el cual se desprecia el efecto de éste y se adopta un terreno plano.

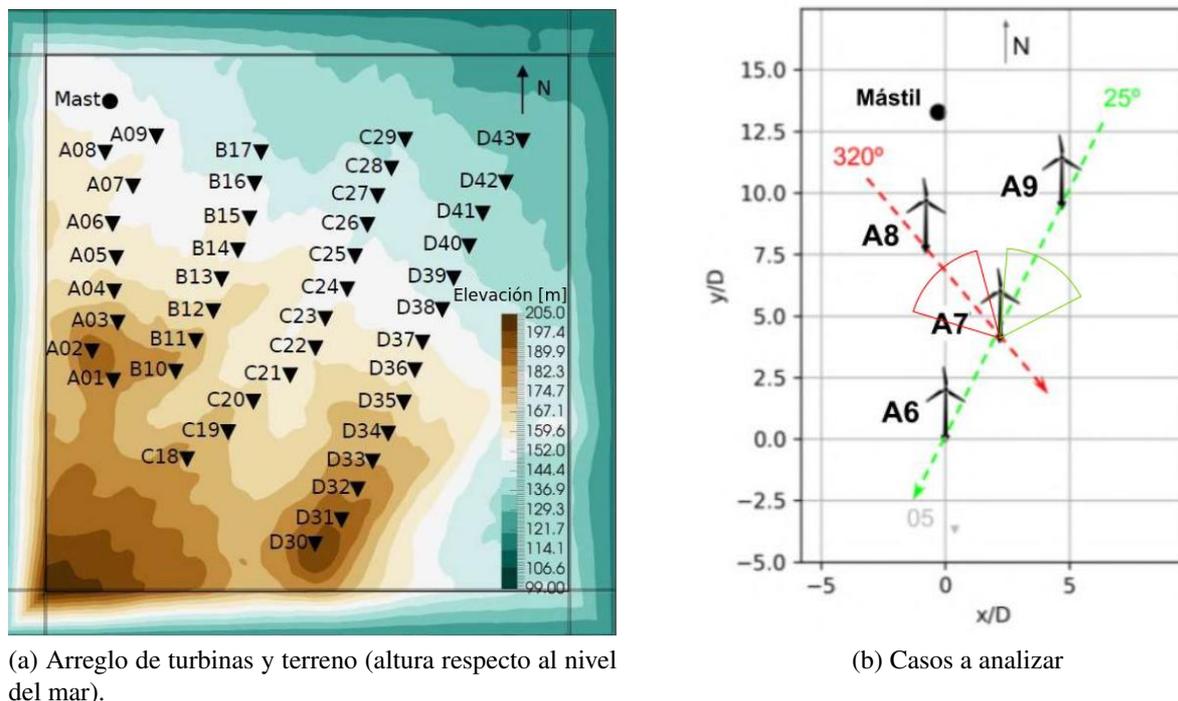


Figura 3: Parque eólico Rawson.

2.2. Metodología

Las simulaciones se realizan en el software libre OpenFOAM. Se resuelven las ecuaciones de Navier-Stokes para flujo incompresible a través de volúmenes finitos. Se utiliza el método URANS para incorporar el cambio de dirección en las condiciones de contorno. El modelo de turbulencia utilizado es el $k-\omega$ SST, el cual muestra gran precisión en las turbinas seleccionadas según Barile et al. (2021). El fluido se considera aire ($\nu = 1.5e-5 \text{ m}^2/\text{s}$, $\rho = 1.225 \text{ kg}/\text{m}^3$). Al comienzo de la simulación se deja un tiempo de 5 minutos con dirección constante para llegar a una situación estacionaria a partir de la cual comienza el cambio de dirección con la velocidad configurada. Al finalizar se deja nuevamente un tiempo de 5 minutos con la dirección final constante. El paso temporal se fija para mantener número de Courant menor a 1 ($Co = \frac{U\Delta t}{\Delta x}$).

En todas las simulaciones el viento entra por dos bordes (Este y Norte, en el caso de 60° a 10° , y Oeste y Norte en el caso de 290° a 340°) y sale por los otros dos. Se aplican condiciones de contorno (CC) de capa límite atmosférica en las entradas y de InletOutlet en las salidas para U , k y ω . La dirección de la velocidad se fija variable según una tabla. En el terreno se impone función de pared para las variables de turbulencia y valor nulo para la velocidad. En cuanto a la presión se fija CC zeroGradient en todas las caras salvo las salidas donde se impone uniformFixedValue. En el tope fija CC Slip para todas las variables. La velocidad de viento a la altura de los aerogeneradores se configura en todos los casos en $U = 8 \text{ m}/\text{s}$, que corresponde a la velocidad más frecuente en el PER.

Existe una distancia de $4.7D$ entre las turbinas A8 y A7, $5.9D$ entre A7 y A9, $10.6D$ entre A6 y A9, y $5.7D$ entre A8 y A9. Para la construcción del dominio se toma un margen de $7D$ en cada dirección respecto al grupo de turbinas. El mallado se construye uniforme con 7 celdas por diámetro en dirección horizontal y con tamaño de celda creciente en dirección vertical desde 1m hasta 50m. Luego se densifica en las zonas donde se ubican aerogeneradores llevándolo a

14 celdas por D, acorde a lo utilizado en Barile et al. (2021) y Navarro Diaz et al. (2019). La cantidad total de celdas es de 2.8 millones.

2.3. Actuador discal

Para la inclusión del efecto de los rotores sobre el flujo se utiliza una versión modificada del AD desarrollado en Diaz et al. (2019), el cual permite tener en consideración la no uniformidad del flujo aguas arriba del rotor. La potencia y el empuje de un aerogenerador vienen dado por la velocidad aguas arriba del rotor, U_{ref} , y las curvas características de potencia y empuje en función de ésta: $P - U_{ref}$ y $T - U_{ref}$, generalmente presentadas en función de los coeficientes de potencia y empuje (C_P, C_T). En el contexto de un parque eólico la velocidad que se mide en el mástil no coincide con la velocidad que llega a cada aerogenerador. Luego, para obtener el empuje producido por cada rotor se debe conocer la U_{ref} para cada turbina a partir de la velocidad en el rotor. Para ello, primero se construye una tabla de calibración donde para cada velocidad de viento sin perturbar U_{ref} se mide la velocidad promedio en el disco U_d . Luego durante la simulación se mide la U_d y se interpola la U_{ref} . De esta manera la potencia y el empuje resultan respectivamente:

$$P = \frac{1}{2} \rho C_P A U_{ref}^3 \quad (1)$$

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

siendo A el área del rotor y ρ la densidad del aire. El empuje T se distribuye en los nodos del AD. Al no disponer de datos de la velocidad de rotación de las turbinas de acuerdo a la condición de viento, no se consideran las fuerzas tangenciales y, en consecuencia, la rotación de la estela.

3. RESULTADOS

En primer lugar se estudia un caso de variación lenta ($1^\circ/\text{min} \sim 2^\circ/\text{min}$ aproximadamente) que se compara con mediciones disponibles. Dado que las mediciones se promedian y reportan en períodos de 10 minutos, no se encuentran en los registros velocidades de rotación del viento mucho mayores que las mencionadas que resulten útiles como comparación. Esto se debe, en primer lugar, a que el promediado de las mediciones en los períodos de 10 minutos suaviza las variaciones de velocidad. Por otro lado, a mayores velocidades de rotación de viento es menor la cantidad de mediciones que abarcan estos cambios de dirección, resultando escasos para comparación. De todas formas, analizando los registros se han encontrado velocidades de rotación del viento de hasta $10^\circ/\text{min}$. Por estas razones, luego de la primera serie de simulaciones de variación lenta se analizan casos con velocidades mayores de $5^\circ/\text{min}$ y $10^\circ/\text{min}$.

3.1. Casos de variación lenta de la dirección de viento

En las Fig. 4a y 4b se observan los resultados de las simulaciones para los casos analizados con un cambio de dirección de $2^\circ/\text{min}$. La potencia de cada turbina se presenta normalizada con la de la turbina que no sufre interferencia (A9 en el caso 60° a 10° y A8 en el caso de 290° a 340°). Los resultados muestran una reducción de la potencia en las turbinas aguas abajo, la cual es mas fuerte con la alineación de las estelas. Considerando que las direcciones de alineación son 25° y 320° respectivamente, se observa que en ambos casos el valle de potencia se produce con un offset de 3° aproximadamente. Esto sucede debido a que la dirección de viento en las

simulaciones es captada en la ubicación del mástil y no en la ubicación de cada turbina. Es posible asumir que se produce un desfase entre estas direcciones y que al llegar la dirección de alineación a cada turbina el viento en el mástil ya se modificó.

Para el caso de 60° a 10° se muestra como la potencia en la turbina A6 sufre una mayor reducción que la turbina A7 producto de la alineación de las estelas de las 3 turbinas. Además, se observa que la turbina A8 experimenta una reducción de la potencia en el primer tramo hasta 56° . Esta reducción puede adjudicarse a una interferencia entre las turbinas A8 y A9, las cuales se alinean para una dirección de 72° pero en 60° aún producen una leve interferencia. Este fenómeno se observa en la Fig. 5.

Por último, para ambos casos se observa que una de las turbinas experimenta un pequeño aumento de potencia respecto a la no interferida que luego se atenúa linealmente (A8 en la Fig. 4a y A9 en la Fig. 4b). Este incremento podría adjudicarse a un efecto de la condición de contorno de cambio de dirección impuesta. Una opción para suavizar este efecto sería aumentar el margen impuesto en el dominio y disminuir el paso temporal para lograr suavizar este efecto, a costas de aumentar el costo computacional.

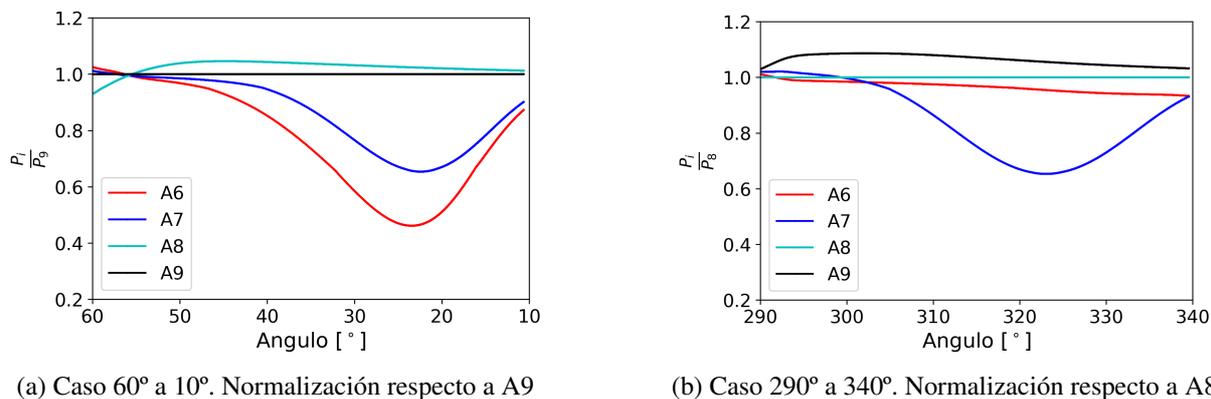


Figura 4: Potencias normalizadas para $2^\circ/\text{min}$

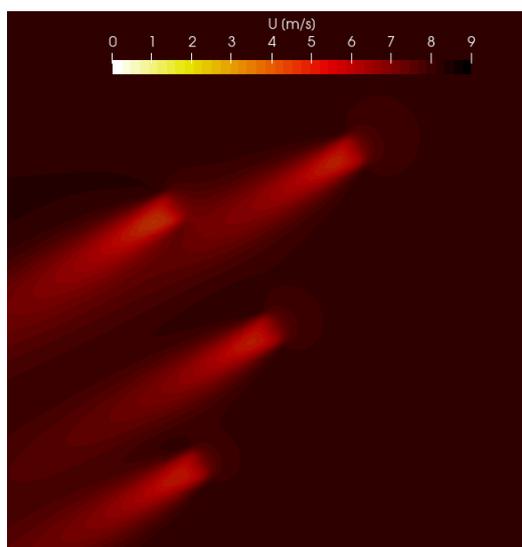


Figura 5: Perfil de velocidad al comenzar la simulación de 60° a 10° .

3.2. Validación

Para la comparación con las mediciones se seleccionaron muestras con al menos 4 mediciones dentro del rango y con velocidad de entrada $8\text{m/s} \pm 1\text{m/s}$. En la Fig. 6 se observan los resultados de las turbinas A6 y A7 para el caso de 60° a 10° y la A7 para el caso de 290° a 340° . En todos los casos se muestra en gris un intervalo de un desvío estándar de las mediciones.

En las Fig. 6a y 6b se observa una concordancia entre las mediciones y las simulaciones realizadas, tanto para el ángulo de la máxima interferencia como el valor de este. En ambos casos las simulaciones caen dentro del intervalo del desvío estándar, validando las simulaciones realizadas. En la turbina A6 las diferencias son un poco mayores que en la turbina A7 debido al ángulo del máximo de interferencia. Dicha discrepancia podría originarse tanto en el método de toma de mediciones 10 minutales dentro del parque como en la diferencia que existe entre la velocidad medida en el mástil y la dirección que llega a la turbina. Este fenómeno se repite para el caso de 290° a 340° , donde la potencia obtenida de las simulaciones prácticamente coincide con la de las mediciones pero se observa un desfase de 15° entre el valle de las mediciones y el de la simulación (Fig. 6c). Por otro lado, en este caso se observa que la tendencia de la curva durante el cambio de dirección se condice muy bien con las simulaciones, tanto en el valor como en el ancho del valle.

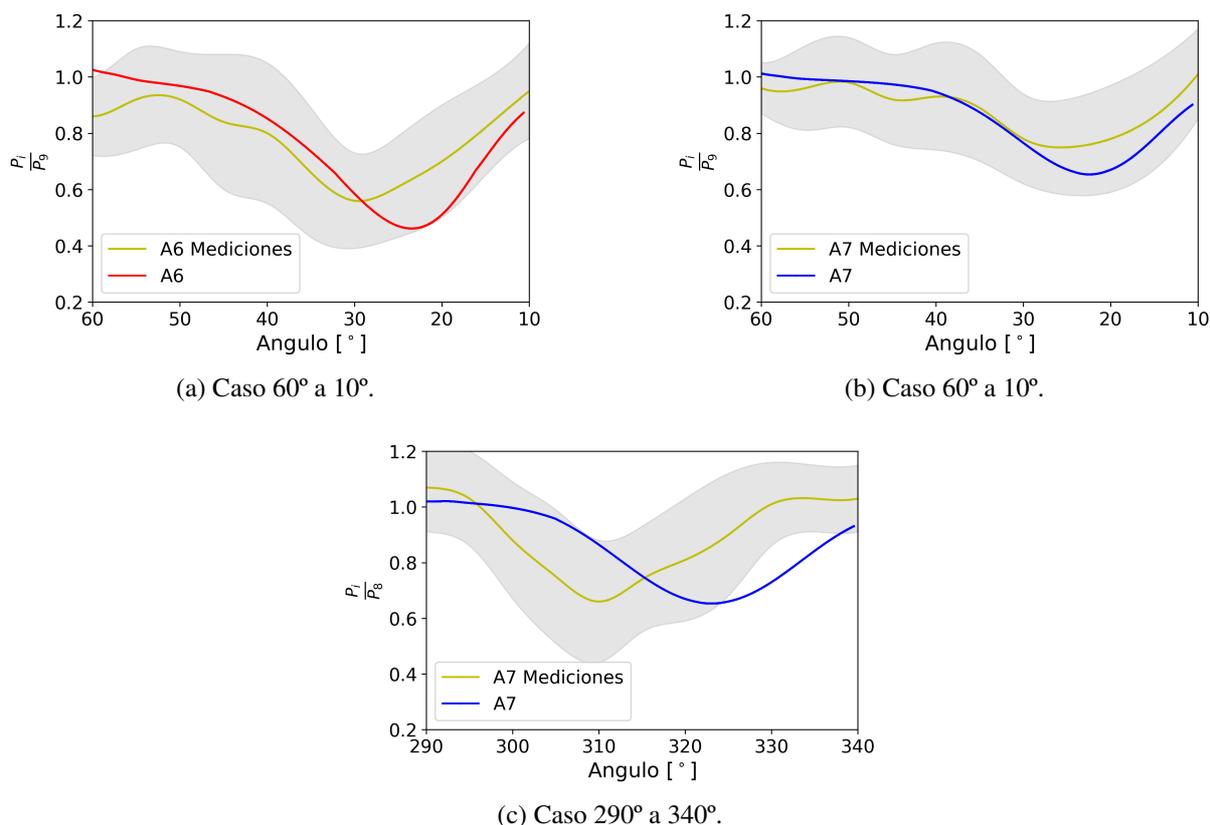


Figura 6: Comparación con mediciones en campo.

3.3. Casos de variación rápida de la dirección de viento

Dado que la mayor concordancia con las mediciones se presenta en el caso de 60° a 10° , se utiliza este caso para el estudio de mayores velocidades de cambio de dirección. En las Fig. 7a

y 7b se observan los resultados con cambios de dirección de 5°/min y 10°/min respectivamente. Comparando con la Fig. 4a se destacan 2 diferencias. En primer lugar, el valor del valle en las turbinas A6 y A7 disminuye al aumentar la velocidad de cambio de dirección. Esto puede asociarse al aumento que se produce en la turbulencia a raíz del cambio abrupto, produciendo un mayor déficit en la turbina aguas abajo. Por otro lado, el ángulo del valle se corre hacia la derecha y se muestra un quiebre pronunciado en la curva de potencia. Para estudiar este fenómeno se muestran en la Fig. 8 los valores de potencia adimensionalizada en función del tiempo. La línea vertical muestra el momento en el que se termina el cambio de dirección y se dejan 5 minutos extra con dirección constante. En ambos casos se observa que para cuando en el mástil se sensa la velocidad final sin interferencia, el impacto de estelas aún está ocurriendo en las turbinas. Este fenómeno se muestra con mayor intensidad en el caso de 10°/min, para el cual se muestra el efecto de estelas en distintos pasos temporales en la Fig. 9. Allí se observa como, producto del abrupto cambio de dirección, las estelas comienzan a curvarse, manteniendo un alto grado de interferencia aún cuando la dirección del viento ya cambió (Fig. 9e). Luego, al volver a una dirección constante las estelas se acomodan en su mayoría a partir de 800 s.

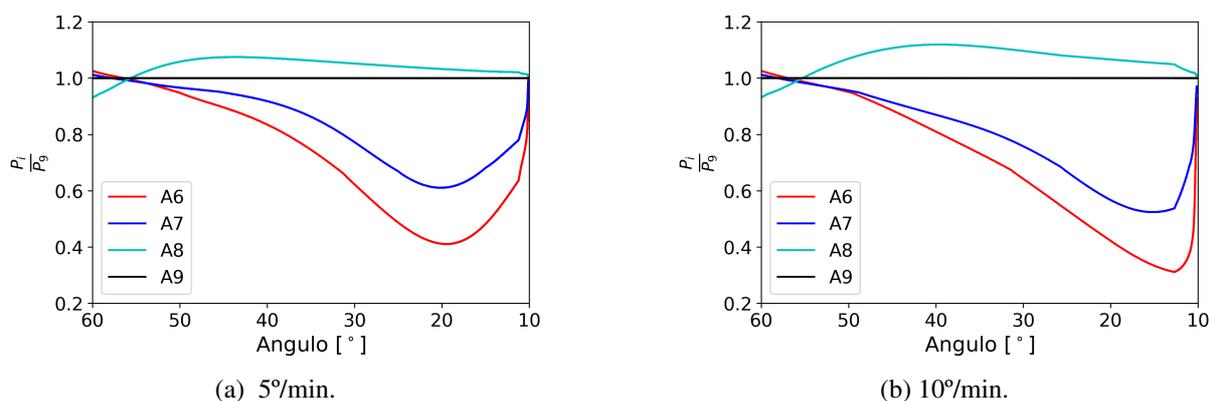


Figura 7: Casos de mayor velocidad de cambio de dirección

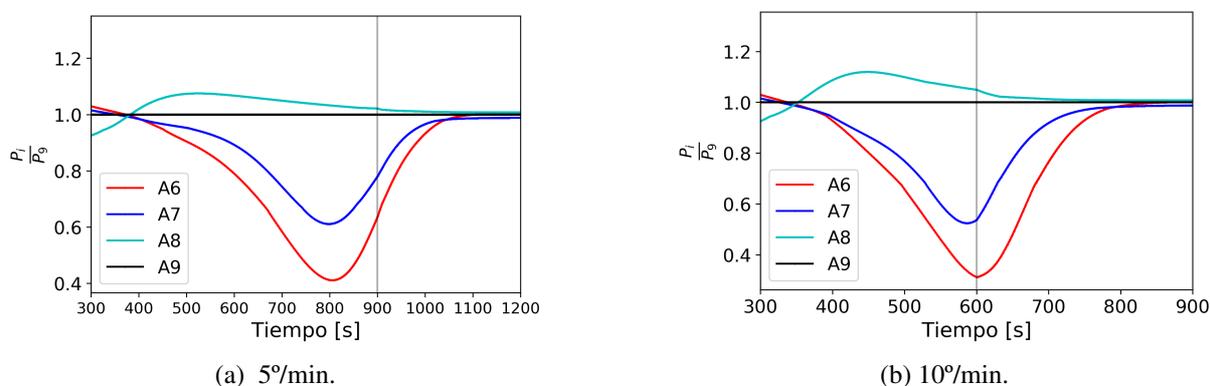


Figura 8: Gráficos potencia - tiempo

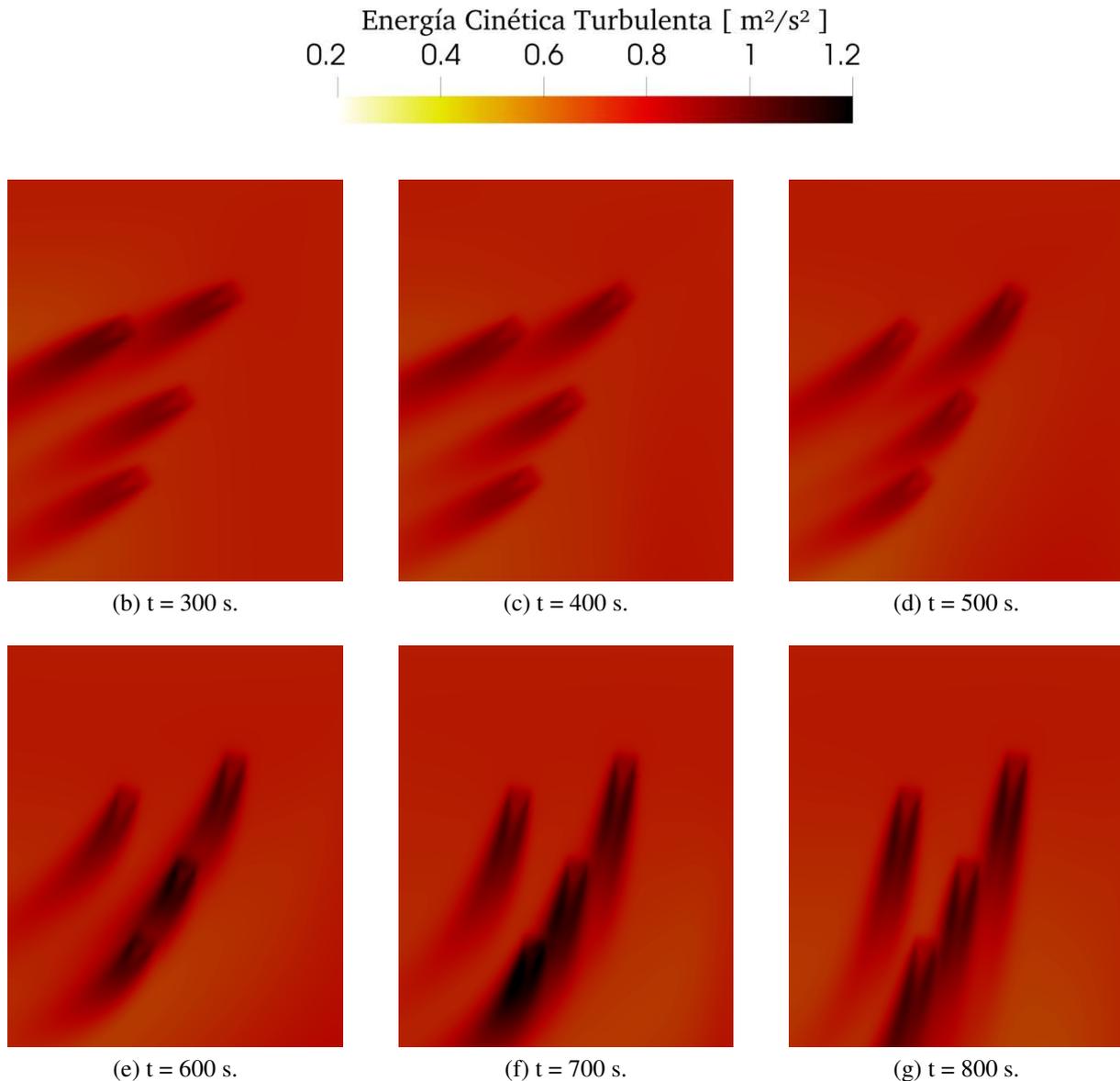


Figura 9: Estelas para $10^\circ/\text{min}$.

3.4. Futuras líneas de investigación

En el marco del estudio de fenómenos transitorios, como los cambios de dirección, se busca profundizar el análisis de aquellos casos donde el impacto sobre turbinas aguas abajo podría resultar en grandes reducciones de vida útil en los componentes. En este camino el siguiente paso es la caracterización de las estructuras de vórtices en el caso estacionario y como estas se modifican a raíz del cambio de dirección.

4. CONCLUSIONES

En este trabajo se presentó el análisis del impacto del cambio de dirección de viento sobre un grupo de turbinas dentro de un parque eólico. Se incluyeron casos de velocidad de rotación de viento baja, media y alta.

Los resultados de velocidades bajas son validados satisfactoriamente con datos de mediciones, pudiendo replicar la tendencia en la generación de las turbinas pero con un desfase en el ángulo de máxima interferencia, el cual puede adjudicarse tanto al proceso de toma de mediciones como en las diferencias entre el viento en el mástil y en las turbinas en el parque.

En cuanto a los casos de media y alta velocidad de rotación, se observa que a mayor velocidad el impacto de las estelas sobre las turbinas aguas abajo es mayor. Además, para el caso de alta velocidad se aprecia una curvatura de las estelas impactando sobre otros aerogeneradores aún cuando la dirección del viento ya no coincide con la de alto impacto.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo fue realizado en el marco del 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

- Barile D., Navarro Díaz G., y Otero A. Simulación fluidodinámica del parque eólico rawson: Validación y análisis de sensibilidad al mallado y modelo de turbulencia. *5to. Congreso Argentino de Ingeniería - CADI/CLADI/CAEDI*, 2021.
- Castellani F. y Vignaroli A. An application of the actuator disc model for wind turbine wakes calculations. *Applied Energy*, 101:432–440, 2013. doi:10.1016/j.apenergy.2012.04.039.
- Diaz G.P.N., Saulo A.C., y Otero A.D. Comparative study on the wake description using actuator disc model with increasing level of complexity. *Journal of Physics: Conference Series*, 1256(1):012017, 2019. doi:10.1088/1742-6596/1256/1/012017.
- Navarro Diaz G.P., Saulo A.C., y Otero A.D. 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. ISSN 0167-6105. doi:https://doi.org/10.1016/j.jweia.2018.12.018.
- Wang X., Zhaoliang Y., Kang S., y Hu H. Investigations on the unsteady aerodynamic characteristics of a horizontal-axis wind turbine during dynamic yaw processes. *Energies*, 12:3124, 2019. doi:10.3390/en12163124.
- Wu W., Liu X., Liu J., Zeng S., Zhou C., y Wang X. Investigation into yaw motion influence of horizontal-axis wind turbine on wake flow using lbm-les. *Energies*, 14(17), 2021. ISSN 1996-1073. doi:10.3390/en14175248.