

“Análisis numérico de un grupo de perfiles aerodinámicos para turbinas eólicas de eje vertical”

Andrés Pérez ^{a*}, Oscar Chávez ^a, Alberto Díaz ^b

^aInstituto Tecnológico de Chihuahua, Ave. Tecnológico 2909, Chihuahua CP 31310, México.

^bCIMAV S.C., Miguel de Cervantes 120, Chihuahua CP 31136, México.

*Autor contacto. Dirección de correo electrónico: anfepegar@hotmail.com

RESUMEN

El presente trabajo muestra un estudio de un generador eólico de eje vertical, en el cual se proponen tres diferentes perfiles de álabes (NACA0018, NACA65-018 y DU12W262). Debido a la complejidad de las ecuaciones que gobiernan el fenómeno (Navier-Stokes y continuidad) considerando además efectos de turbulencia, aunado a la sensibilidad de los resultados de los distintos perfiles, los cuales poseen características geométricas especiales, fue necesario resolverlas numéricamente por el método de elemento finito mediante el software COMSOL. Cabe mencionar que las simulaciones fueron realizadas con una malla móvil, ya que al tratarse de un fenómeno dinámico el efecto del giro del generador resulta de gran importancia. Una vez obtenido el campo de velocidades se calcularon los coeficientes de torque y potencia para determinar el perfil de mejor rendimiento.

ABSTRACT

In this paper a study of a vertical axis wind turbine was conducted, in which three different blade airfoils were analyzed (NACA0018, NACA65-018 and DU12W262). Because of complexity of governing equations of the phenomenon (Navier-Stokes and continuity) also effects of turbulence were considered, coupled with the sensitivity of the results to the different airfoils, which have special geometric characteristics, it was necessary to solve numerically by the method of finite element using the COMSOL software. It is noteworthy that the simulations were performed with a mobile mesh as being a dynamic phenomenon the effect of rotation of the generator is of great importance. After obtaining the velocity field, torque and power coefficients were calculated to determine the best performance airfoil.

Palabras Clave: Energía eólica, turbina de eje vertical, perfil aerodinámico, dinámica de fluidos computacional, torque.

Nomenclatura:

A : área.

C_p : coeficiente de potencia.

C_T : coeficiente de torque.

D : diámetro.

E_k : energía cinética.

\vec{F} : vector fuerza.

\vec{F}_D : vector fuerza de arrastre.

\vec{F}_L : vector fuerza de sustentación.

\vec{F}_N : vector fuerza normal.

\vec{F}_R : vector fuerza resultante.

\vec{F}_T : vector fuerza tangencial.

g : fuerza gravitacional.

h : altura.

Símbolos griegos:

α : ángulo de ataque.

λ : relación de velocidades en la punta del álabes

μ : viscosidad.

$\vec{\omega}$: vector velocidad de rotación de la turbina.

l : longitud.

m : masa.

P : potencia.

P_r : presión.

R : radio de la turbina.

T : torque.

t : tiempo.

\vec{U}_a : vector velocidad inducida.

\vec{U}_∞ : vector velocidad de la corriente libre.

\vec{U}_n : vector velocidad normal del aire.

\vec{U}_t : vector velocidad tangencial del aire.

\vec{W} : vector velocidad efectiva del aire.

θ : posición angular del álabes.

ρ : densidad del aire.

$\vec{\sigma}$: vector esfuerzo.

1. Introducción

Ante la necesidad de generar energía sin usar combustibles fósiles, tomando en cuenta la inestabilidad de los precios de éstos y su repercusión negativa en el cambio climático entre otros factores, varios países desarrollados y en vías de desarrollo se han interesado en las energías renovables [1].

En 2013, la capacidad mundial instalada de las fuentes de energía renovable se estimó en 1,712 giga watts (GW), lo que la llevó a representar el 19.1% del consumo final de energía global [2].

Estas energías son: biomasa, solar fotovoltaica, eólica, solar termoeléctrica, geotérmica e hidroeléctrica. Sólo las dos últimas pueden generar energía de manera continua pero son dependientes de una ubicación geográfica. Las

energías; solar fotovoltaica, solar termoeléctrica y eólica sólo funcionan cuando hay luz solar y corrientes de aire respectivamente.

En el territorio mexicano existen zonas con alto potencial eolo-energético, destacan especialmente el Istmo de Tehuantepec, las penínsulas de Yucatán y Baja California, y la parte norte del Golfo de México. Para Oaxaca, de acuerdo con investigaciones de una agencia estadounidense y varias instituciones mexicanas el potencial estimado es superior a 40,000 MW [3].

Las turbinas eólicas han existido desde principios del siglo XX y son la herramienta principal para la producción de energía eólica. El objetivo es convertir la energía cinética del viento en potencia mecánica y así generar electricidad [4]. Estos dispositivos son unos de los que más atención atrae y dependiendo de la orientación del eje de rotación puede ser de eje vertical o eje horizontal; los de eje horizontal tienen los álabes perpendiculares al eje de rotación y los de eje vertical tienen los álabes de manera paralela.

Las investigaciones en turbinas de eje vertical no han sido tan minuciosas como las de turbinas de eje horizontal, principalmente porque aparentemente estas últimas tienen una mayor eficiencia [5]. Muchos aspectos han repercutido para que las turbinas de eje vertical hayan perdido protagonismo comparadas con sus homónimas de eje horizontal, el factor de mayor incidencia aparte de la menor eficiencia es que varias de las pocas pruebas experimentales conducidas con prototipos no obtuvieron resultados promisorios o sufrieron daños considerables y costosos de reparar al poco tiempo de haber entrado en operación. De hecho, se generó la idea de que las turbinas de eje vertical no podían ser usadas para generar electricidad a gran escala [6]. Sin embargo, ahora el interés ha crecido nuevamente porque se presentan como una alternativa para aprovechar las corrientes de aire fluyendo en el mar lejos de las costas [7].

Hay dos tipos de turbinas de eje vertical: tipo arrastre-Savonius y tipo sustentación-Darrieus [5]. Una turbina es de un tipo u otro dependiendo de la fuerza aerodinámica que generará el movimiento cuando el flujo de aire pase a través de los álabes.

El ingeniero aeronáutico G.J.M. Darrieus creó las turbinas de tipo sustentación usando perfiles alares para darle forma a los álabes, patentó su diseño en Francia en 1925 y en EEUU en 1931. La patente comprendía dos configuraciones distintas, álabes curvados y álabes rectos longitudinalmente [8].

Los perfiles aerodinámicos más populares fueron diseñados por el Comité Consejero Nacional para la Aeronáutica (NACA, por sus siglas en inglés) para ser usados en alas de aviones principalmente. Estas geometrías fueron pensadas para trabajar en ciertas condiciones de operación muy distintas a las que se presentan en una turbina eólica de eje vertical. Sin embargo, los perfiles NACA simétricos y delgados han sido usados ampliamente en los álabes de turbinas de eje vertical [9]. Esto se puede explicar debido a que muchos estudios de diseño para turbinas de eje vertical usan la

eficiencia aerodinámica de las turbinas de eje horizontal, que se determina usando la relación coeficiente de sustentación sobre coeficiente de arrastre del perfil, como una guía para generar la forma óptima del álabe [7].

Predecir el rendimiento de una turbina de eje vertical no es una tarea sencilla; en los años noventa las herramientas computacionales existentes no tenían la capacidad necesaria para llevar a cabo un análisis numérico de manera precisa, sólo a partir del año 2010 se han empezado a formar las bases para esto. Al día de hoy varios programas de dinámica de fluidos computacional son capaces de replicar los fenómenos que ocurren durante la operación de turbinas eólicas de eje vertical, lo que significa que es posible hacer análisis numérico dentro de un proceso de diseño con el fin de evitar pruebas experimentales con prototipos para cada diseño considerado, ahorrando tiempo, materiales y dinero [10].

En 2012, Mohamed seleccionó 20 perfiles aerodinámicos distintos en su geometría y los analizó para determinar cuál era el que generaba un mejor rendimiento aplicado en turbinas de eje vertical [11]. El estudio fue realizado usando exclusivamente dinámica de fluidos computacional.

Lee y Lim llevaron a cabo en 2014 un análisis para caracterizar el rendimiento de una turbina de eje vertical usando métodos numéricos y pruebas de túnel de viento [5]. Los álabes de la turbina eran rectos y usaron perfiles NACA como geometría transversal. El rendimiento de la turbina se puede determinar en función del torque y la potencia generadas. Durante su estudio modificaron la longitud de la cuerda del álabe, perfil del álabe, magnitud del diámetro principal, velocidad de rotación, ángulo helicoidal y ángulo de ataque. Concluyeron que con un perfil más grueso el coeficiente de poder se reduce debido a que se genera una mayor resistencia al avance.

Simão Ferreira y Geurts plantearon una función para optimizar el diseño de perfiles para álabes de turbinas de eje vertical basados en la aerodinámica en dos dimensiones de estas turbinas [12]. El proceso de optimización concluyó que se puede obtener un mejor rendimiento de la turbina si se usan perfiles gruesos [7], esto en contradicción con lo expresado por Lee y Lim en su trabajo.

Para complementar el trabajo realizado por Mohamed en [11] y siguiendo la recomendación de Tjiu et al. en [8] se propone hacer un análisis de dinámica de fluidos computacional en dos dimensiones de una turbina eólica de eje vertical usando perfiles aerodinámicos con diversas características geométricas en los álabes y así determinar cuáles son los que mejor rendimiento pueden ofrecer.

2. Modelo físico

Las turbinas eólicas son el medio para extraer la energía del viento. Una corriente de aire posee energía cinética y es convertida en energía mecánica cuando pasa a través de los álabes de las turbinas transfiriendo parte del momentum que lleva, haciendo que el rotor gire. El movimiento del rotor de la turbina en torno a un eje mueve un generador que convertirá la energía mecánica en eléctrica.

En el eje de rotación se ejerce un momento de torsión debido a que los álabes están separados a una distancia determinada y sobre cada uno se generan fuerzas aerodinámicas. La geometría transversal de los álabes, la velocidad de rotación de la turbina $\vec{\omega}$ y la velocidad de la corriente libre de aire \vec{U}_∞ son los tres factores que influyen directamente en la magnitud de las fuerzas generadas. La figura 1 muestra el diagrama de cuerpo libre de un álabes de turbina cuando la corriente libre de aire no fluye paralela a la línea media del perfil.

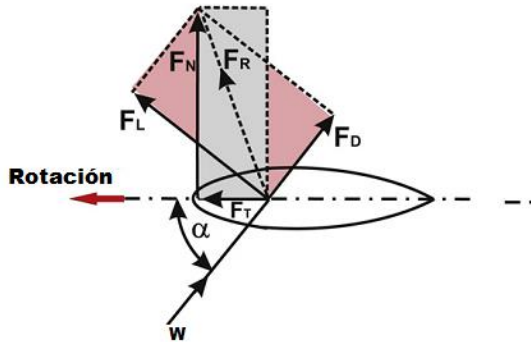


Figura 1- Fuerzas sobre un perfil aerodinámico [11].

Las fuerzas aerodinámicas básicas, sustentación F_L y arrastre F_D son perpendicular y paralela a la velocidad efectiva del aire que percibe el álabes, si se conoce el ángulo α entre esta velocidad y la línea media del perfil, se conoce la dirección de las fuerzas. Sustentación y arrastre sumadas vectorialmente producen una fuerza resultante \vec{F}_R que se puede descomponer en una fuerza normal \vec{F}_N y tangencial \vec{F}_T respecto a la línea media del perfil. Por lo tanto la fuerza tangencial es realmente la responsable principal del torque instantáneo en las turbinas eólicas de eje vertical de tipo Darrieus.

Este análisis de fuerzas debe ser complementado incluyendo el cambio de posición del álabes a medida que se desplaza durante la operación de la turbina, lo cual significa que el ángulo de ataque varía constantemente[13]. La figura 2 es un ejemplo de cómo cambia la orientación de las fuerzas según la posición.

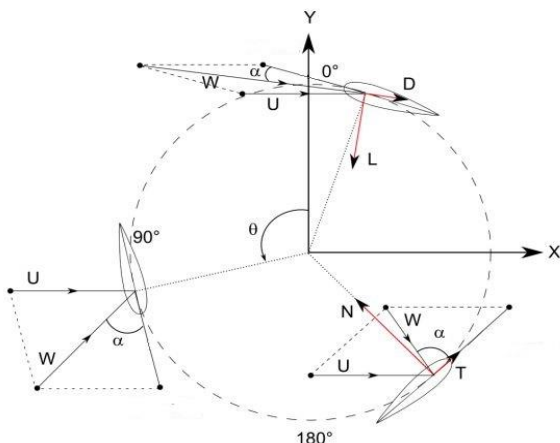


Figura 2- Sentido de las fuerzas durante la operación [13].

Para poder calcular la velocidad efectiva del aire \vec{W} y el ángulo de ataque, se recurre a las componentes de velocidad normal y tangencial del álabes. Siempre que se conocen la velocidad inducida \vec{U}_a , la posición angular del álabes θ y la relación de velocidades en la punta del álabes λ se pueden calcular las componentes con las ecs. (1) y (2) [14].

$$\vec{U}_t = R\vec{\omega} + \vec{U}_a * (\lambda + \cos \theta) \quad (1)$$

$$\vec{U}_n = \vec{U}_a * \sin \theta \quad (2)$$

Después de definir las dos componentes, se calculan la magnitud de \vec{W} y α usando las ecs. (3) y (4):

$$W = \sqrt{U_t^2 + U_n^2} \quad (3)$$

$$\alpha = \arctan \frac{\vec{U}_n}{\vec{U}_t} \quad (4)$$

Sin embargo aunque esta aproximación puede derivar en unos resultados aceptables, durante el proceso se estarían obviando componentes de fuerza más pequeñas que la fuerza tangencial pero que también contribuyen positiva y negativamente al torque total de la turbina.

Tomando en cuenta que las fuerzas sobre el perfil son por efectos de viscosidad y presión, se puede hacer otro análisis partiendo desde ahí. Si se considera una parte infinitesimal de la curva del perfil se sabe que el fluido, la corriente de aire en este caso, provoca sobre ella un esfuerzo en dirección X y otro en Y. Localmente, se genera un momento infinitesimal respecto al eje de la turbina que se obtiene mediante el producto cruz:

$$h\vec{R} \times \vec{\sigma} dl \quad (5)$$

donde \vec{R} , $\vec{\sigma}$ y dl son el vector radio, el vector esfuerzo y la longitud de la curva infinitesimal sobre el perfil. De esta manera, sumando la contribución de los momentos infinitesimales se obtiene el torque generado por cada álabes respecto al eje de la turbina:

$$T(t) = h \int (y \sigma_x - x \sigma_y) dl \quad (6)$$

donde la integral se hace sobre el contorno del perfil. En este caso, se tienen en cuenta todas las componentes que se omiten cuando sólo se calcula el torque con la fuerza tangencial.

La importancia de calcular de manera adecuada el torque y la potencia es que el rendimiento de la turbina se evalúa comparando los coeficientes de potencia y torque obtenidos para cada perfil aerodinámico usado en los álabes. Una vez que se conoce la magnitud del torque en cada instante de tiempo se puede hallar la potencia de la turbina multiplicando todos los valores por la velocidad de rotación $\vec{\omega}$.

Para convertir el torque en coeficiente se aplica la ec. (7) y para el coeficiente de potencia se usa la ec. (8).

$$C_T = \frac{T}{\frac{1}{2}\rho ARU_\infty^2} \quad (7)$$

$$C_P = \frac{P}{\frac{1}{2}\rho AU_\infty^3} \quad (8)$$

2.1. Modificación del perfil aerodinámico

Los perfiles aerodinámicos son la geometría transversal que se usa en alas de aviones, las aspas de un rotor de helicóptero y en los álabes de las turbinas eólicas entre otras aplicaciones. En general, todos los perfiles son formados por dos curvas independientes una en la parte superior y otra en la parte inferior. La ecuación de la curva puede ser un polinomio de grado 4 en muchos casos, sin embargo los parámetros característicos de cualquier perfil son el camber o curvatura, el espesor del perfil y la posición del espesor máximo. Estos valores son dados en porcentaje respecto a la cuerda. El rasgo de diseño más importante de un perfil aerodinámico es la línea media de camber, un trazo imaginario donde se ubican todos los puntos que están justo a la mitad entre la curva superior e inferior del perfil, medidos de manera perpendicular a la línea media de camber misma. El camber es la distancia que existe entre la línea de cuerda y la línea media de camber, medida perpendicularmente a la línea de cuerda. El espesor del perfil no es constante y varía a lo largo de la línea de cuerda debido a que es la distancia entre la curva superior e inferior [15].

Las turbinas eólicas de eje vertical actualmente usan perfiles aerodinámicos como geometría transversal que no se adaptan de la mejor manera a las condiciones de operación ya que fueron concebidos para otras estructuras y para distinto funcionamiento. El hecho de no tener perfiles especializados para los álabes repercute en el costo de la energía, al no ser capaces de extraer la mayor cantidad posible de energía del aire. Incrementar la eficiencia aerodinámica de una turbina eólica de eje vertical es un objetivo de máxima prioridad [16], por lo que determinar la clase de perfiles según la geometría característica de cada uno que mejor se adapte a las condiciones de operación puede ayudar a incrementar la eficiencia de la máquina y por lo tanto la producción de energía.

La serie de perfiles NACA de 4 dígitos son los más usados en la actualidad y especialmente aquellos que son simétricos para que generen la misma cantidad de energía sin importar la posición angular durante la operación [17]. Sin embargo, en concordancia con lo descrito por Ragni et al. [7] en varias investigaciones sugieren que perfiles más gruesos pueden tener un mejor desempeño [18,19], además si se desplaza la posición máxima de camber un poco hacia atrás casi hasta la mitad de la cuerda del perfil es posible incrementar la eficiencia.

La figura 3 muestra una comparación visual entre tres perfiles con espesor similar pero con distinta posición de camber máximo.



Figura 3- Comparación visual de tres perfiles con distinta posición de camber máximo[8].

3. Modelo matemático

Los problemas de mecánica de fluidos no son siempre sencillos de analizar de manera teórica y en muchos casos resulta costoso hacer experimentos que permitan ayudar a encontrar una solución. La dificultad radica en que para modelar un fluido con todas sus características es necesario recurrir a modelos matemáticos que comprenden un sistema de ecuaciones muy grande y complejo, además de que incluso algunas ecuaciones no tienen solución teórica conocida. Todos los fluidos viscosos, compresibles, inestables y en tres dimensiones pueden ser modelados utilizando las ecuaciones de transporte, que son a su vez el conjunto formado por las ecuaciones de continuidad, momentum (Navier-Stokes) y energía en su forma conservativa o no conservativa dependiendo del modelo de flujo que se use. Un fluido viscoso es aquel en que se pueden encontrar fenómenos de fricción, conductividad térmica y difusión de masa [20].

La ecuación de continuidad representa el principio físico de conservación de masa, esencial para entender cómo se calcula la potencia de una turbina eólica. Sea un volumen de control como el que se muestra en la figura 4. En el punto 1 la corriente libre de aire pasa a una velocidad U_1 a través de una sección transversal A_1 , justo en la turbina el aire posee una velocidad U y las palas del rotor en movimiento barren un área transversal A . El rotor capta energía del aire y la cantidad de masa que pasa a través de A es la misma que en A_1 , por lo tanto se puede suponer que es constante. Pero si se agrega un tercer punto con área A_2 al esquema, se sabe que la velocidad del aire U_2 no puede ser cero por lo que la turbina no puede extraer toda la energía del viento. A partir de esto se puede construir la ec. (9):

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot \rho U = 0 \quad (9)$$

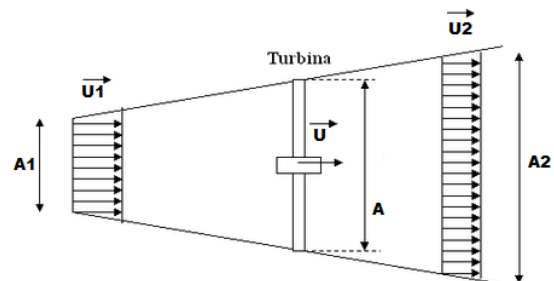


Figura 4- Diagrama de flujo de aire atravesando la turbina.

Las ecuaciones de Navier-Stokes proporcionan información de la cantidad de momentum que existe en cada instante en el dominio espacial por lo que es necesario resolverlas para conocer el campo de velocidades U , pero tal y como se observa en la ec. (10) es una ecuación diferencial parcial no lineal, por lo que no hay método de solución analítico, y además hay que considerar que la turbina a modelar tiene geometría compleja, por lo que el uso de métodos numéricos es necesario para obtener una buena aproximación de la solución de las ecuaciones.

$$\rho \left(\frac{\partial U}{\partial t} + (U \cdot \nabla) U \right) = -\nabla P_r + \mu \nabla^2 U + \rho g \quad (10)$$

Las soluciones se obtuvieron mediante el software COMSOL, el cual usa el método de elemento finito que básicamente lo que hace es dividir todo el volumen de control en un número finito de elementos que estarán conectados entre sí, a esta división se le conoce como discretización espacial. Para que el problema tenga una solución acorde con las necesidades se deben imponer ciertas condiciones de frontera además de introducir los valores conocidos de tantas variables como sea posible. En las conexiones o nodos el programa computacional resuelve las ecuaciones y genera una aproximación tan precisa como sea posible, cuando se consigue la solución para todos los elementos en los que se dividió el volumen de control entonces el problema total se ha resuelto. La figura 5 muestra la discretización espacial en el volumen de control que se emplea para este caso de estudio. Las características del enmallado así como las dimensiones del volumen de control se determinaron siguiendo las recomendaciones hechas por Balduzzi et al. en [10]. Para saber la potencia transferida por el viento a la turbina se puede proceder de dos formas: calcular la diferencia de energía cinética por unidad de tiempo en 1 y 2, se usa la ec.

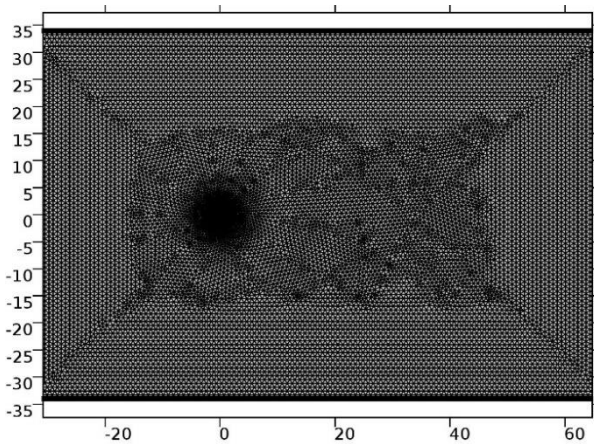


Figura 5- Volumen de control usado para el caso de estudio.

(11); o por acción y reacción la tasa de cambio de cantidad de movimiento en el aire al pasar por el rotor, usando la ec. (12) [21].

$$P = E_{k1} - E_{k2} = \frac{1}{2} m (U_1^2 - U_2^2) \quad (11)$$

$$P = \vec{F}U = m(U_1 - U_2)U = \rho A U^2 (U_1 - U_2) \quad (12)$$

Igualando (11) y (12) se tiene:

$$\begin{aligned} \frac{1}{2} \rho A U (U_1^2 - U_2^2) &= \rho A U^2 (U_1 - U_2) \\ U &= \frac{(U_1 + U_2)}{2} \end{aligned} \quad (13)$$

Ahora se puede reemplazar U en la ec. (11) para determinar la potencia de la turbina, además como se sabe que $U_2 < U_1$ se puede decir que $U_2 = bU_1$ siendo $0 < b < 1$.

$$P = \frac{1}{2} \rho A \left(\frac{U_1 + bU_1}{2} \right) (U_1^2 - b^2 U_1^2) \quad (14)$$

$$P = \frac{1}{4} \rho A U_1^3 (1+b)(1-b^2)$$

La potencia máxima de la turbina se puede calcular derivando la ec. (14) respecto de b . Dando como resultado dos soluciones matemáticas pero sólo una físicamente posible $b = 1/3$ [21]. Sustituyendo el valor de b en la ec. (14):

$$P = \left(\frac{32}{27} \right) \frac{1}{4} \rho A U_1^3 = \left(\frac{16}{27} \right) \frac{1}{2} \rho A U_1^3 \quad (15)$$

Se puede decir a partir de esta deducción que el coeficiente de potencia máximo ideal de una turbina eólica o coeficiente de Betz es:

$$C_p^{Betz} = \frac{16}{27} \approx 59\% \quad (16)$$

4. Resultados.

El análisis y la comparación de rendimiento entre los perfiles se hizo usando las mismas condiciones de operación en todos los casos y sin alterar las dimensiones de la turbina: radio, número de álabes y posición relativa de los álabes entre sí. Al flujo de aire en la entrada se le impuso una velocidad $U_\infty = 8 \text{ m/s}$, la velocidad de rotación $\omega = 20.7 \text{ rad/s}$, por lo que la relación de velocidades en la punta del álabes es $\lambda = 2.2$.

Inicialmente se decidió simular la operación de la turbina durante 1 segundo para observar el comportamiento físico del campo de velocidades además de calcular el torque generado por un álabe y determinar si era lo esperado o si no estaba acorde a la realidad. Todos los resultados corresponden al torque de un único álabe en una turbina de $R = 0.85m$, tres álabes y una separación de 120 grados entre cada uno. Se eligió el rango de operación comprendido entre 0.3 y 0.6 segundos, correspondiente a la segunda vuelta completa de la turbina, ya que es el momento donde los resultados alcanzaron cierto grado de periodicidad.

La figura 6 muestra el contorno de velocidades en la zona cercana a los álabes en tres instantes de tiempo. Se puede apreciar cómo cada álabe experimenta distintas condiciones de operación, el aire fluyendo hacia el álabe en la derecha de la imagen está más acelerado debido a que ya fue perturbado en la zona de la izquierda pero hay también una gran parte del flujo de aire que perdió velocidad y esto se debe a que ya se le extrajo energía [22]. En el centro de la turbina, donde se encontraría el eje de rotación, el aire tiene una velocidad próxima a cero en los 3 instantes por lo que se entiende que es una zona de estancamiento. Este fenómeno es totalmente normal y es por eso que muchos perfiles aerodinámicos no ofrecen un rendimiento adecuado cuando son usados en turbinas eólicas aun cuando se ha demostrado que tienen una eficiencia aerodinámica bastante alta. A esa estela que siente el álabe aguas abajo producto del paso del aire por el álabe aguas arriba se le atribuye que no haya generación de torque durante toda la rotación de la turbina. No es objeto de discusión de esta investigación el efecto de la estela sobre el rendimiento de la turbina, sin embargo el cambio de perfil en los álabes puede influir directamente en atenuar las consecuencias negativas producidas por esta condición de operación.

La figura 7 es una comparación del coeficiente de torque producido por un mismo perfil pero calculado usando los dos métodos descritos en la sección 2. Una de las consecuencias de sólo tomar en cuenta la fuerza tangencial es el sobredimensionamiento del torque, tal como se puede ver en la gráfica, lo cual no es adecuado si se desean obtener datos confiables para poder determinar cuál es la geometría ideal que deben tener los álabes de la turbina. Además de las diferencias que genera el método de cálculo también se pudo observar que una inadecuada discretización en la interfaz entre el dominio rotacional y el estático produce una mala predicción del fenómeno. Si la cantidad de elementos de malla difiere mucho en la unión entre un dominio y otro, lo más probable es que al momento que el software hace las aproximaciones éstas sean erradas porque se encuentra con un cambio espacial abrupto, normalmente esta imprecisión se nota porque el fluido se estanca y pierde velocidad justo cuando entra al dominio rotacional.

Después de considerar que la discretización espacial cumplía con los requisitos necesarios para poder obtener resultados confiables del rendimiento de la turbina, se eligieron tres perfiles distintos para proceder a comparar.

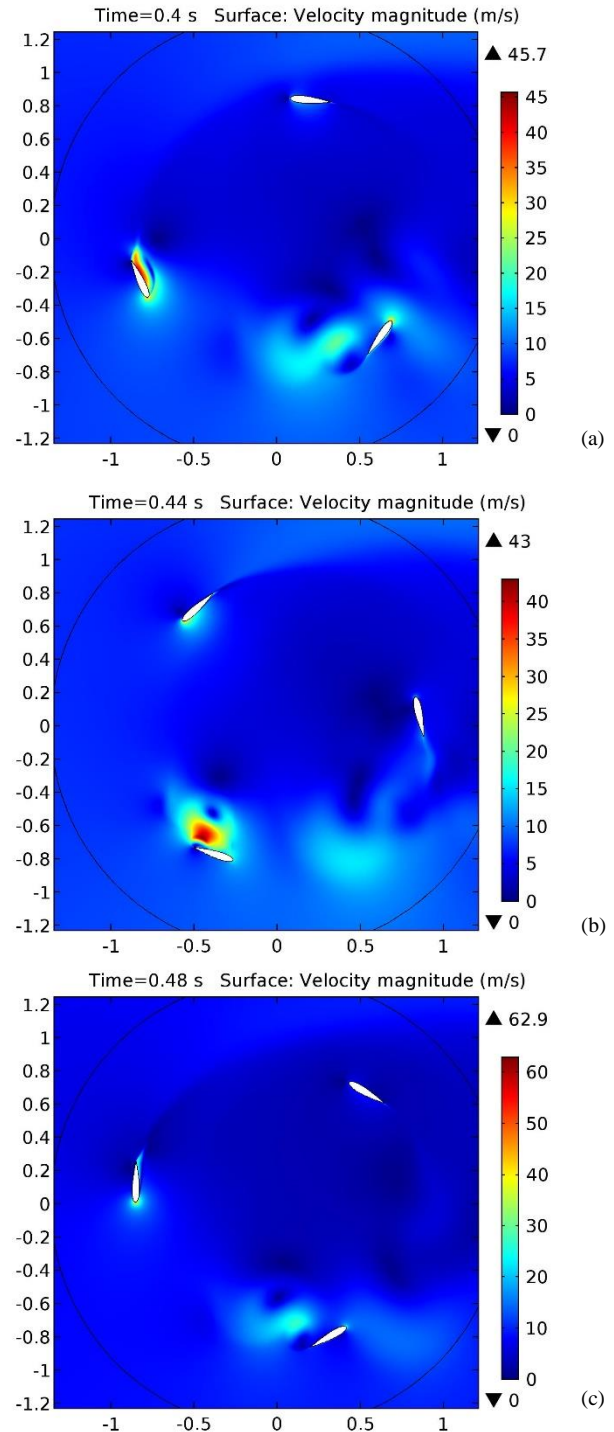


Figura 6- Contornos de velocidad alrededor de los tres álabes en el instante (a) 0.4s; (b) 0.44s; (c) 0.48s.

El perfil base fue un NACA 0018 que es comúnmente utilizado para los álabes de las turbinas hoy en día, los otros dos perfiles fueron el NACA 65-018 y el DU12W262 que fue el producto de una optimización hecha por Ragni et al. en [7].

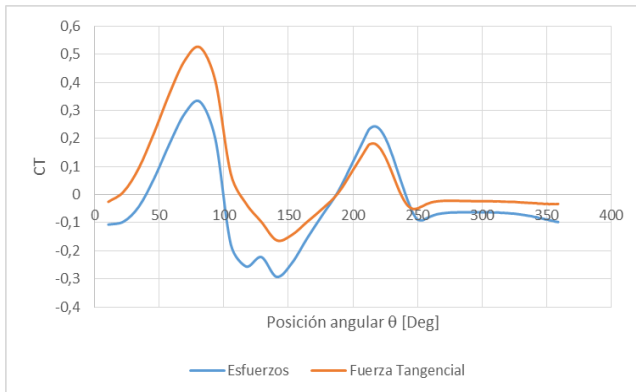


Figura 7- Coeficiente de torque de un mismo perfil usando dos métodos distintos de cálculo.

A partir de las simulaciones se puede decir que el perfil NACA 0018 es el que produce mayor torque seguido del NACA 65-018, ambos están muy cercanos en el valor positivo máximo pero el segundo puede ser una mejor opción porque produce menos torque negativo lo que en términos generales contribuye a una operación más eficiente. El perfil DU12W262 fue el menos atractivo de los tres y básicamente para la configuración de este caso de estudio no se presenta como una alternativa viable. La comparación de coeficiente de torque se presenta en la figura 8, donde también se puede ver según la posición angular θ cuanto torque genera cada perfil, además permite concluir que el comportamiento físico de los tres es adecuado.

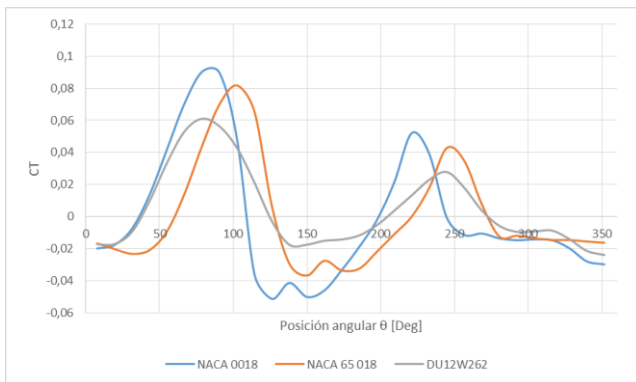


Figura 8- Comparación entre el coeficiente de torque generado por cada perfil y su magnitud de acuerdo a la posición angular.

El límite de Betz es la referencia para analizar el rendimiento de la turbina en términos de coeficiente de potencia, los resultados expuestos en la figura 9 corresponden a los tres álabes de la turbina y muestran que los tres perfiles permiten alcanzar un valor cercano e incluso más alto que el ideal de 59%, sin embargo esto se debe a que el método numérico es sólo una aproximación y los valores pueden estar sobredimensionados. Tomando en cuenta esta aclaración, es válido decir que aunque los valores no sean los más adecuados la turbina con cualquiera de los tres perfiles produce potencia de manera uniforme y estable.

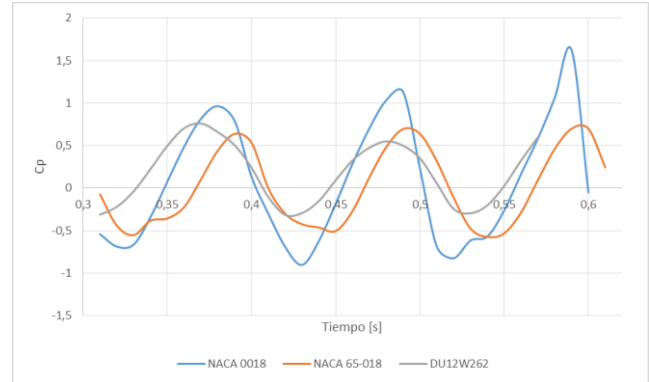


Figura 9- Coeficiente de potencia generado por cada perfil durante los instantes 0.3 a 0.6 segundos correspondientes a una vuelta completa de la turbina.

5. Conclusión

Los resultados obtenidos a lo largo de esta investigación y el posterior análisis realizado permiten decir que el perfil NACA de la serie 6 usado en la turbina no es una opción si se quiere aumentar el pico máximo de torque generado pero se presenta como la mejor alternativa si se consideran todas las fases de operación de la turbina. A pesar de no estar diseñado específicamente para las condiciones de operación de una turbina eólica de eje vertical, el perfil NACA 0018 tiene el coeficiente de torque más elevado de los tres casos analizados. Es posible que al aumentar la magnitud de la relación de velocidades en la punta del álabes este perfil y los otros dos tengan un mejor rendimiento. En los meses siguientes se seguirán analizando perfiles y velocidades de operación para idealmente encontrar una familia de perfiles que ofrezca un mejor rendimiento en términos de generación de torque, además de simular durante un periodo de tiempo más largo para alcanzar el régimen de operación periódico ya que por cuestiones de tiempo en esta ocasión no fue posible.

Es necesario conocer los fenómenos propios de la operación de las turbinas eólicas de eje vertical, los métodos numéricos son una herramienta potente y muy útil pero pueden conducir a sobredimensionamiento de magnitudes o a mala predicción de variables si no se configuran los parámetros o no se manejan los resultados de manera adecuada como son los dos casos aquí expuestos de la cantidad de elementos en la interfaz de dos dominios y la forma de calcular el torque respectivamente.

Agradecimientos

Los autores agradecen a PRODEP y al CIMAV S.C. por el apoyo proporcionado para la realización de la investigación.

REFERENCIAS

- [1] J. A. Valle and H. O. Ortega, "Prospectiva de Energías Renovables 2012-2026," 2012.
- [2] REN21, "RENEWABLES 2015 GLOBAL STATUS REPORT," Paris, 2015.
- [3] D. Elliot, M. Schwartz, G. Scott, S. Haymes, D. Heimiller, and R. George, "Atlas de Recursos Eólicos del Estado de Oaxaca," 2004.
- [4] M. Hossain and M. H. Ali, "Future research directions for the wind turbine generator system," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 49, pp. 481–489, 2015.
- [5] Y.-T. Lee and H.-C. Lim, "Numerical study of the aerodynamic performance of a 500 W Darrieus-type vertical-axis wind turbine," *Renew. Energy*, vol. 83, pp. 407–415, 2015.
- [6] M. M. Aslam Bhutta, N. Hayat, A. U. Farooq, Z. Ali, S. R. Jamil, and Z. Hussain, "Vertical axis wind turbine - A review of various configurations and design techniques," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 4, pp. 1926–1939, 2012.
- [7] D. Ragni, C. J. Simão Ferreira, and M. Barone, "Experimental and numerical investigation of an optimized airfoil for vertical axis wind turbines," *32nd ASME Wind Energy Symp.*, no. January, pp. 1–10, 2014.
- [8] W. Tjiu, T. Marnoto, S. Mat, and M. Ha, "Darrieus vertical axis wind turbine for power generation II : Challenges in HAWT and the opportunity of multi-megawatt Darrieus VAWT development," *Renew. Energy*, vol. 75, pp. 50–67, 2015.
- [9] W. Tjiu, T. Marnoto, S. Mat, and M. Ha, "Darrieus vertical axis wind turbine for power generation I : Assessment of Darrieus VAWT configurations," *Renew. Energy*, vol. 75, pp. 50–67, 2015.
- [10] F. Balduzzi, A. Bianchini, R. Maleci, G. Ferrara, and L. Ferrari, "Critical issues in the CFD simulation of Darrieus wind turbines," *Renew. Energy*, vol. 85, pp. 419–435, 2016.
- [11] M. H. Mohamed, "Performance investigation of H-rotor Darrieus turbine with new airfoil shapes," *Energy*, vol. 47, no. 1, pp. 522–530, 2012.
- [12] C. Simão Ferreira and B. Geurts, "Aerofoil optimization for vertical-axis wind turbines," *Wind Energy*, 2014.
- [13] R. Kemp, "Airfoil Optimization for vertical axis wind turbines," 2015.
- [14] M. Islam, D. S. K. Ting, and A. Fartaj, "Aerodynamic models for Darrieus-type straight-bladed vertical axis wind turbines," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 12, no. 4, pp. 1087–1109, 2008.
- [15] J. D. Anderson, *Introduction to Flight*, 3rd ed. 1989.
- [16] M. A. Sayed, H. A. Kandil, and A. Shaltot, "Aerodynamic analysis of different wind-turbine-blade profiles using finite-volume method," *Energy Convers. Manag.*, vol. 64, pp. 541–550, 2012.
- [17] M. S. Hameed and S. K. Afaq, "Design and analysis of a straight bladed vertical axis wind turbine blade using analytical and numerical techniques," *Ocean Eng.*, vol. 57, pp. 248–255, 2013.
- [18] R. Howell, N. Qin, J. Edwards, and N. Durrani, "Wind tunnel and numerical study of a small vertical axis wind turbine," *Renew. Energy*, vol. 35, no. 2, pp. 412–422, 2010.
- [19] D. Gang and W. C. Kau, "Unsteady Flow Numerical Simulation of Vertical Axis Wind Turbine," *Procedia Eng.*, vol. 99, pp. 734–740, 2015.
- [20] J. D. Anderson, *Fundamentals of Aerodynamics*, 3rd ed. McGraw-Hill, 2001.
- [21] M. Ragheb and A. Ragheb, "Wind turbines theory-the betz equation and optimal rotor tip speed ratio," vol. 1, no. 1, 2011.
- [22] M. C. Claessens, "The design and testing of airfoils for application in small vertical axis wind turbines," 2006.