



Universidad de Valladolid



**ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES**

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID

ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES

Grado en Ingeniería Mecánica

**ESTUDIO CFD DE LA INFLUENCIA DEL
GRADO DE SOLIDEZ EN UN
AEROGENERADOR H-DARRIEUS DE
PERFILES NACA 7425**

Autor:

Del Cura Benito, Víctor

Tutor:

**Parra Santos, María Teresa
Departamento de Ingeniería
Energética y Fluidomecánica**

Valladolid, julio de 2018.

AGRADECIMIENTOS

A mi familia, especialmente a mi madre Conchi, mi hermano Sergio y mi padre Toño.

A mis abuelos, Paco, Paquita y Pili, por sus joviales ánimos y su profundo interés.

A Clara Nuño, Lara Sanz y Marta de Uribe por un apoyo y una amistad incondicionales, determinantes, incansables, inabarcables, totales y absolutos durante estos años.

A mis grandes amigos de Aranda y Valladolid por igual, por hacer de estos cinco años una etapa memorable, digna, feliz y provechosa.

RESUMEN (ABSTRACT)

Se realiza un estudio de turbinas H-Darrieus para su optimización mediante un programa CFD: Fluent. Primeramente se describe el modelo real de turbina a partir del cual se genera un modelo numérico 2D para su resolución y se justifican los parámetros elegidos en Fluent para la resolución. Posteriormente se analizan los resultados para un único modelo de turbina, especialmente, los resultados referidos a la potencia que puede desarrollar el aerogenerador. Además se analizan las características del flujo generado. De manera similar, se estudian otras dos nuevas turbinas con diferente grado de solidez, comparándose los resultados de las tres turbinas estudiadas y determinándose la influencia que tiene el grado de solidez en el funcionamiento de un generador H-Darrieus, buscándose los parámetros geométricos y operativos que permitan maximizar la potencia desarrollada por el generador.

PALABRAS CLAVE (KEYWORDS)

VAWT, solidez, CFD, Darrieus, renovable

Contenido

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 ENERGÍA EÓLICA	1
1.2 AEROGENERADORES	3
1.2.1 Turbinas de eje vertical (VAWT).....	4
1.3 METODOLOGÍA	6
1.4 OBJETIVOS	7
1.5 TRABAJOS PREVIOS	7
1.6 ESTRUCTURA DE LA MEMORIA	9
CAPÍTULO 2: MODELO GEOMÉTRICO Y NUMÉRICO.	11
2.1 MODELO GEOMÉTRICO.....	11
2.1.1 Parámetros geométricos	11
2.2 MODELO NUMÉRICO.....	17
2.2.1 Discretización espacial	18
2.2.2 Características del fluido, presión de referencia y modelo de turbulencia	21
2.2.3 Condiciones de contorno.....	23
2.2.4 Parámetros y algoritmos de solución	24
2.2.5 Influencia del número de vueltas, el <i>time step</i> y la malla en los resultados.....	26
CAPÍTULO 3: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	35
3.1 PROCESO DE RESOLUCIÓN	35
3.2 CURVA CARACTERÍSTICA	37
3.2.1 Validación de curvas características	41
3.3 PATRÓN DE FLUJO	43
3.3.1 Estudio de la distribución de presiones	44
3.3.2 Estudio de la distribución de vorticidad	48
3.3.3 Torbellinos	55

CAPÍTULO 4: INFLUENCIA DE LA SOLIDEZ	59
4.1 MODELOS GEOMÉTRICOS Y NUMÉRICOS Y SOLUCIÓN PRELIMINAR ...	59
4.1.1 Solidez y modelo geométrico	59
4.1.2 Modelo Numérico.....	60
4.1.3 Solución preliminar	62
4.2 REFINADO DE MALLAS Y RESULTADOS DEFINITIVOS	65
4.2.1 Refinado de mallas.....	65
4.2.2 Resultados y curvas características	66
4.2.3 Análisis dimensional	71
4.2.4 Estudio del valor de C_p en función del ángulo de giro	74
4.3 PATRONES DE FLUJO	76
4.3.1 Contornos de presiones para punto de diseño.....	76
4.3.2 Contornos de vorticidad para el punto de diseño.....	79
4.3.3 Torbellinos en el punto de diseño.....	80
4.3.4 Contornos de vorticidad y C_m instantáneo para $TSR=2$	82
CAPÍTULO 5 : CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS	87
5.1 CONCLUSIONES	87
5.2 TRABAJOS FUTUROS	89
BIBLIOGRAFÍA	91
ANEXO: SUMMARY	93

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN

1.1 ENERGÍA EÓLICA

Durante las últimas décadas se han dado factores para un aumento del consumo eléctrico, entre los que destacan el crecimiento de la población mundial, la industrialización y la mejora de la calidad de vida. Sin embargo, este proceso ha venido acompañado de otras causas que han repercutido en la forma de obtención de la energía eléctrica, pasando de un predominio de las energías tradicionales (combustión de carbón, gas y petróleo y energía nuclear) a la búsqueda de nuevas alternativas. Las causas: problemas medioambientales de las energías tradicionales, dominio del mercado por países poseedores de petróleo y gas, intereses geopolíticos y agotamiento de recursos entre otros. De esta forma han surgido alternativas: energía solar, energía hidroeléctrica, energía eólica o energía geotérmica, que comparten características como la utilización de recursos considerados inagotables o, debido a su situación actual, la necesidad de investigación e inversión para desarrollar la tecnología necesaria para su utilización y optimización. De entre todas esas energías alternativas, el presente estudio se enmarca dentro del campo de la energía eólica.

La energía eólica es la energía obtenida del viento a través de diversos métodos. La utilización de la energía eólica se realiza en Europa desde la Edad Media cuando se aprovechaba principalmente para moler grano, sin embargo, en la actualidad, se aprovecha para la generación de energía eléctrica. Debido a que se trata de una energía renovable, ha experimentado un fuerte crecimiento en los últimos años a nivel mundial, como se observa en la figura 1.1:

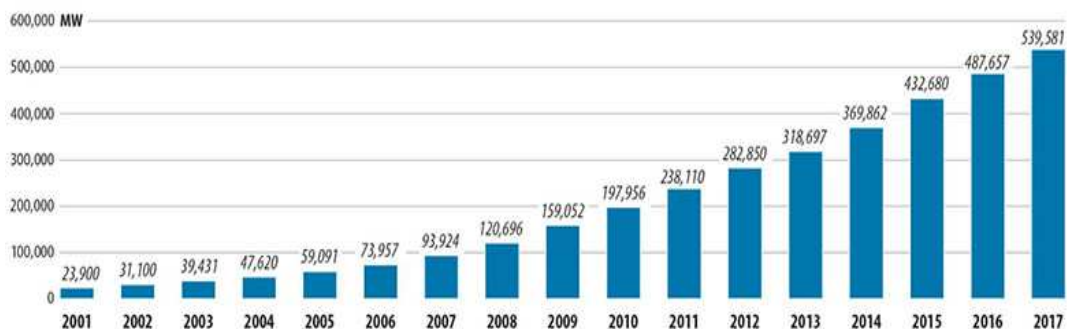


Figura 1.1: Evolución de la potencia eólica en MW instalada en el mundo entre los años 2001 y 2017. Fuente: Global Wind Energy Council (GWEC).

Como se observa en el gráfico anterior, la potencia instalada a nivel mundial se ha disparado un 2160% desde 2001, hasta los 539581 MW en el año 2017. De los 540 GW instalados a nivel mundial, 169 GW, un 31%, se encuentran instalados actualmente en Europa siendo la tendencia de los últimos años claramente ascendente. En los países miembros de la Unión Europea se han instalado a lo largo de 2017 15.6 GW nuevos en energía eólica. La distribución por países de la nueva potencia instalada en 2017 se muestra en la figura 1.2:

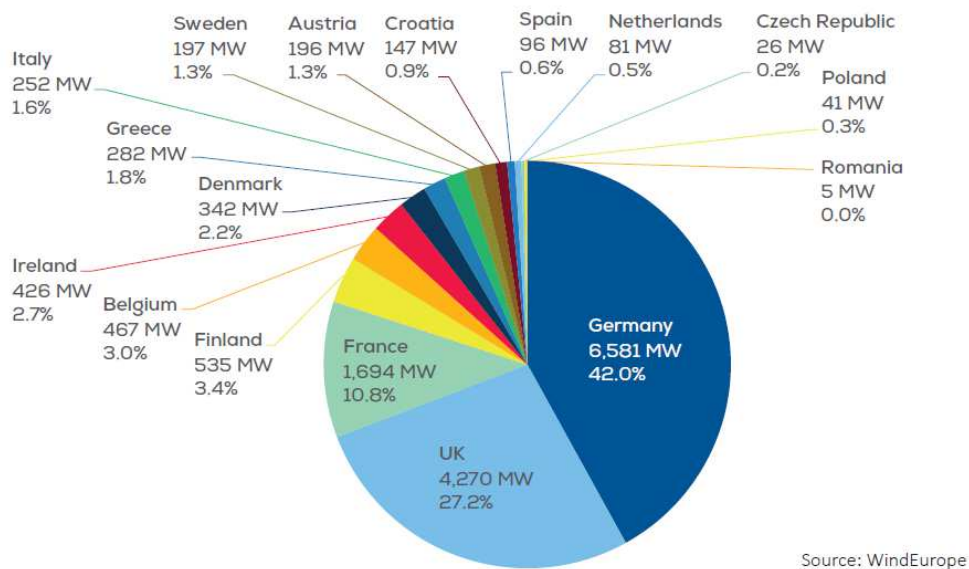


Figura 1.2: Nueva potencia eólica instalada en MW durante 2017 en la Unión Europea por países. Fuente: WindEurope

Como se puede ver en el gráfico anterior (fig 1.2), Alemania, Reino Unido y Francia lideran la instalación de energía eólica en la Unión Europea con 6.581 MW, 4.270 MW y 1.694MW respectivamente, copando estos tres países un 80% del total mientras que España, solo ha instalado 96 MW durante el año. De hecho, aunque España cuenta con 23000 MW instalados, parece que la tendencia alcista se ha detenido. La figura 1.3 muestra la potencia total instalada en España y la potencia instalada cada año.

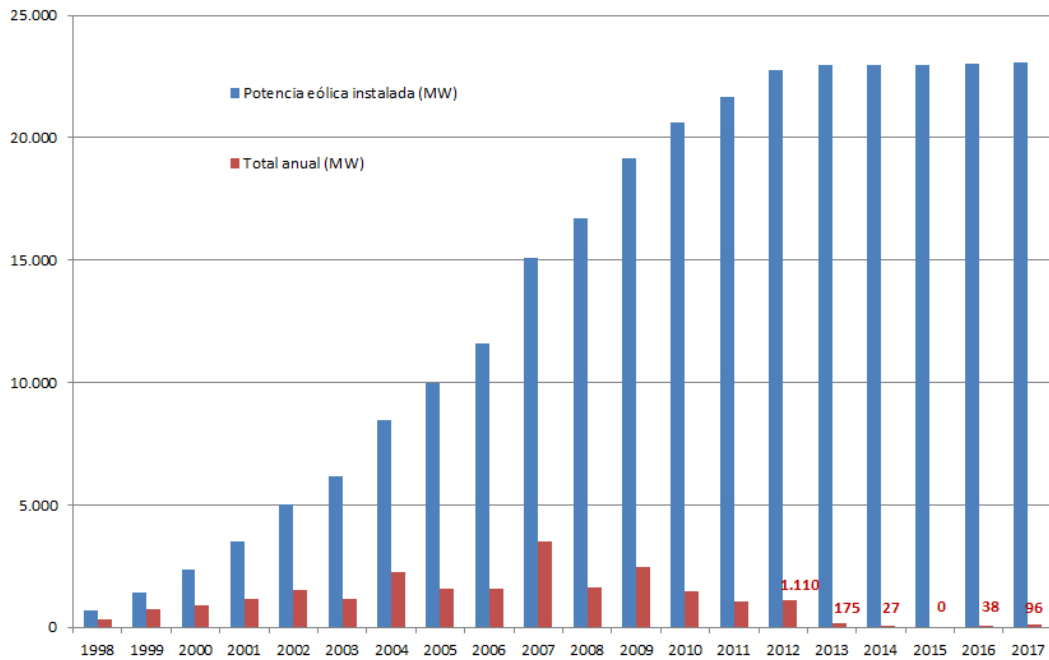


Figura 1.3: Potencia eólica instalada por año y potencia eólica instalada acumulada en España desde el año 1998 hasta el año 2017. Fuente: Asociación Empresarial Eólica (AEE).

Como se puede ver en la figura 1.3, la potencia instalada se ha quedado estancada en España en el entorno de los 23000 MW, siendo 2012 el último año con un avance significativo en la instalación de energía eólica.

Con estos datos, se pone de manifiesto la importancia de la energía eólica como una de las principales alternativas a las energías tradicionales y los inconvenientes de éstas y, por ello, la importancia de su investigación y desarrollo. La investigación en este campo permite obtener nuevos y mejores métodos de obtención de la energía, reducir el coste y, en general, competir con ventaja frente a las energías tradicionales.

1.2 AEROGENERADORES

La obtención de energía eólica y su transformación en eléctrica se realiza mediante aerogeneradores. Los aerogeneradores son elementos que, a través de un generador, conectado a una turbina impulsada por el viento, logran obtener energía eléctrica. Por lo general, la obtención más usual de energía eléctrica se realiza con grandes generadores de eje horizontal o HAWT (*Horizontal-Axis Wind Turbine*) agrupadas en granjas que se sitúan en zonas de vientos persistentes (figura 1.4). Además, actualmente, se está innovando para su implantación *offshore* (en mares y océanos) donde la potencia obtenida es superior a las centrales situadas en tierra debido a que existen vientos más fuertes y continuos. Sin embargo, para una obtención de energía a menor escala existen las turbinas de eje vertical o VAWT (*Vertical-Axis Wind Turbine*) capaces de operar a bajas velocidades del viento.



Figura 1.4: Agrupación de aerogeneradores de eje horizontal en Baltanás (Palencia)

1.2.1 Turbinas de eje vertical (VAWT)

Las turbinas de eje vertical se caracterizan, salvo excepciones, por ser de un tamaño mucho menor que las turbinas de eje horizontal, de desarrollar menor potencia y tener, generalmente, rendimientos menores. Sin embargo, su pequeño tamaño unido a su menor coste convierte a las VAWT en una alternativa para la generación de energía eléctrica con bajas potencias. Debido a su forma, las VAWT no necesitan ser orientadas hacia el viento, requiriendo menos movimientos y menos partes móviles, aumentando su robustez. Además, puesto que pueden funcionar con velocidades muy bajas del viento, no requieren estar muy elevadas respecto al terreno con las facilidades que ello supone: menor coste en la estructura y mejor accesibilidad. Estas características, sumadas al hecho de que las VAWT generan menos ruido y menor impacto ambiental y estético, hacen posible su uso cerca de edificaciones y poblaciones, por tanto, se pueden utilizar para abastecimiento doméstico a pequeña escala a un coste asequible.

Como principal desventaja se tiene su bajo rendimiento en comparación con las turbinas de eje horizontal. Además puede ser necesario un sistema de arranque, ya que algunos tipos de VAWT no pueden alcanzar el régimen de funcionamiento solo con la energía obtenida del viento.

Dentro de las turbinas de eje vertical existen diferentes tipos:

-Savonius: Es el modelo de VAWT más sencillo: se conforma con semicilindros huecos colocados en torno a un eje (figura 1.5). Los semicilindros, al poseer más resistencia al viento en la parte cóncava que en la convexa, logran generar par en torno al eje cuando el aire impacta contra el rotor. No necesitan de un sistema externo de arranque, por lo que pequeñas turbinas Savonius acopladas a VAWTs de otro tipo pueden servir de sistema de arranque.

-Aerogenerador Darrieus: Está formado de un eje vertical y dos grandes álabes curvados que se juntan en los extremos del eje. Permite lograr mayores velocidades que el rotor Savonius, sin embargo, necesita un sistema de arranque.

-Aerogenerador H-Darrieus: Consta de álabes perpendiculares, paralelos al eje del rotor y unidos a éste por brazos. Puede tener diferente número de álabes aunque lo más usual es que posea tres. El es tipo de aerogenerador que se estudiará en el presente trabajo. Un ejemplo se muestra en la figura 1.6.

-Otros tipos: Existen también otros tipos de disposición para las turbinas Darrieus (figura 1.7), como la Y-Darrieus y se sigue investigando en nuevos aerogeneradores y en variaciones de los antes mencionados.

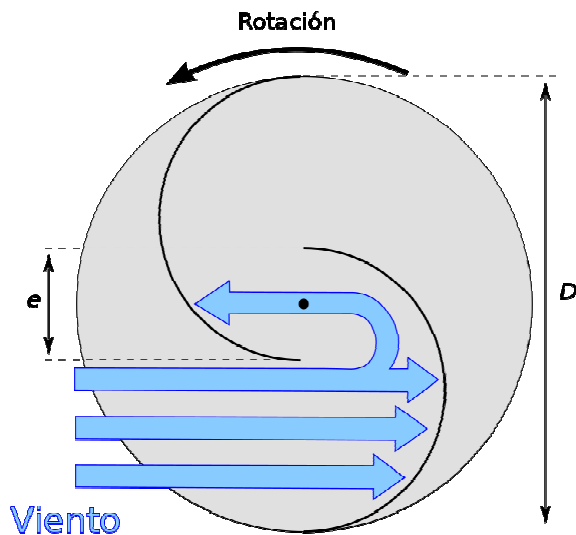


Figura 1.5. Funcionamiento de un rotor tipo Savonius Fuente: Wikimedia Commons.



Figura 1.6: Aerogenerador VAWT H-Darrieus.
Fuente: Wikimedia Commons.

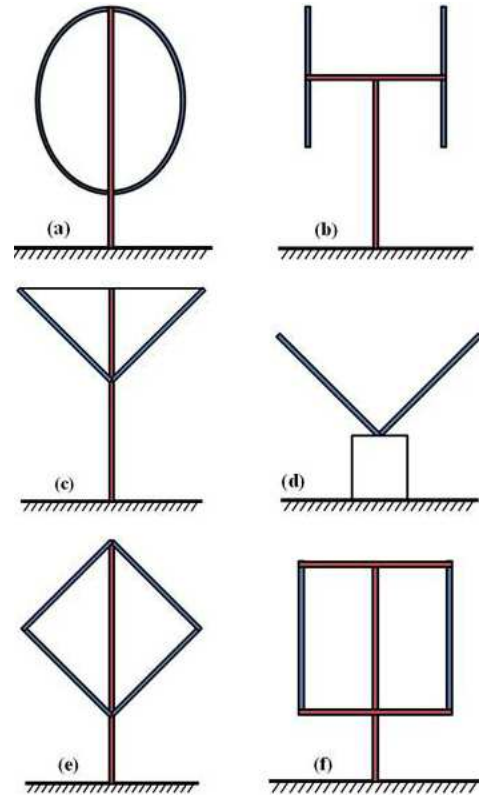


Figura 1.7: Diferentes disposiciones para un aerogenerador Darrieus. Fuente: Wikimedia Commons.

1.3 METODOLOGÍA

En el presente trabajo se realiza un estudio de turbinas H-Darrieus para su optimización mediante un programa CFD: Fluent 6.3.26. Primeramente se describe el modelo real de turbina que consta de tres álabes rectos con perfiles NACA7425 a partir del cual se genera un modelo numérico 2D para su resolución. La elección de los parámetros para su resolución se justifica, bien por recomendación de estudios similares de otros autores o bien por ensayos preliminares realizados en este trabajo. Tras la resolución, se analizan los resultados para un modelo de turbina. Principalmente se examinan los resultados referidos a la potencia que puede desarrollar el aerogenerador, es decir, el coeficiente de potencia (C_p). Además se analizan las características del flujo generado en la turbina, puesto que tiene implicaciones en el coeficiente de potencia. De manera similar, posteriormente, se realizan otros dos nuevos modelos, correspondientes a otras dos nuevas turbinas con diferente grado de solidez. Puesto que los parámetros de resolución son similares, los resultados de las tres turbinas estudiadas son fácilmente comparables. A partir de esta comparación se podrá determinar la influencia del grado de solidez en el funcionamiento de la turbina.

1.4 OBJETIVOS

En el presente trabajo se estudiarán tres turbinas H-Darrieus de diferente grado de solidez con los siguientes objetivos:

- 1- Mejora del modelo numérico: definición de las variables de cálculo y realización de un estudio de la sensibilidad a la malla, encontrando una precisión de cálculo aceptable evitando un coste computacional excesivo.
- 2- Obtener las curvas características adimensionales de funcionamiento para las tres turbinas estudiadas y comparar y validar las curvas características obtenidas con otras obtenidas por otros autores mediante programas CFD ensayos experimentales.
- 3- Determinar la influencia del grado de solidez, pudiéndose observar ventajas e inconvenientes de cada turbina.
- 4- Analizar el flujo que se produce en la turbina, las consecuencias que tienen las diferentes características del flujo en el coeficiente de potencia y su variación en función del grado de solidez y diferentes parámetros operativos.

1.5 TRABAJOS PREVIOS

A continuación se exponen los trabajos previos a éste que han servido como referencia:

[Pérez, 2016] Realiza un estudio CFD en 2D de la influencia del ángulo de pitch para una turbina H-Darrieus de tres álabes rectos de perfil NACA 7425. El cálculo se realiza con un modelo de turbulencia $k-\omega$ SST transicional manteniendo una velocidad de flujo constante de 7 m/s. La turbina estudiada tiene un tamaño mucho menor que una turbina real (solo 0.1 m de radio y 0.2 m de envergadura de los perfiles), por tanto justifica la extensión de los resultados a turbinas de mayor tamaño. Se obtiene como resultado que el mejor rendimiento se da para un ángulo de pitch de 0 grados. Grados de pitch negativos permiten el autoarranque de la turbina, pero existen problemas de convergencia en el cálculo para el algoritmo utilizado: SIMPLE con segundo grado. TFG Universidad de Valladolid.

[Alonso, 2016] Estudia mediante un programa CFD con un modelo 2D la influencia del grado de solidez en una turbina H-Darrieus de tres álabes rectos de perfil simétrico NACA 0015. La turbina posee un radio de 1.25 metros, por tanto se trata de un tamaño acorde con una turbina real para la generación de energía eléctrica. Usa un modelo de turbulencia $K-\omega$ SST Transicional y una velocidad del viento de 7m/s. Finalmente analiza tres grados de solidez diferentes (0.3, 0.4 y 0.48) partiendo de la turbina inicial de solidez 0.3 y aumentando el radio de la turbina manteniendo constantes los parámetros geométricos de los alabes. TFG Universidad de Valladolid.

[**Fernández, 2016**] Realiza un estudio CFD en 2D de la influencia del ángulo de pitch en una turbina H-Darrieus sumergida en agua con una velocidad de 1 m/s. Se utiliza una turbina con tres álabes rectos de perfiles NACA 0020 y se propone la utilización de perfiles NACA 4518 para facilitar el autoarranque. Además se realiza un estudio de sensibilidad a la malla para la mejora de ésta. TFG Universidad de Valladolid.

[**Lanzafame, 2014**] Realiza un estudio CFD con dos modelos 2D de turbinas VAWT H-Darrieus de tres álabes rectos con perfiles NACA 0015 y NACA 4518 con el objetivo de determinar sus curvas características. Utiliza dos modelos de turbulencia: K- ω y Transicional SST, detallando los diferentes parámetros de cálculo. Posteriormente valida las curvas características obtenidas con ambos modelos de turbulencia comparándolas con otras curvas experimentales de otros autores.

[**Gupta, 2010**] Realiza un estudio CFD con una turbina de tipo H-Darrieus de tres álabes rectos, diseñados a partir de un NACA 0012 y realizando una pequeña torsión en su borde de salida hacia el exterior de la turbina. Para su resolución utiliza el algoritmo SIMPLE, un modelo de turbulencia k- ϵ y diferentes velocidades de flujo. También se analiza el autoarranque para diferentes ángulos de ataque de los alabes. Posteriormente valida los resultados realizando comparaciones con resultados experimentales.

[**Almohammadi, 2013**] Realiza un amplio estudio CFD en 2D sobre turbinas de tres álabes. Hace un repaso teórico por diferentes métodos de resolución del problema explicando las diferencias entre la simulación de un único álabe y la simulación de la turbina completa, realiza un estudio de sensibilidad a la malla y explica diferentes modelos de turbulencia. Además halla las curvas características adimensionales para una turbina de tres perfiles rectos NACA 0015 para dos modelos de turbulencia diferentes (SST Transitional y RNG k- ϵ). También compara las curvas obtenidas con resultados experimentales.

[**Basim, 2017**] Estudia mediante un programa CFD un modelo 2D a tamaño real de una turbina VAWT teniendo en cuenta la compresibilidad del aire. La turbina estudiada posee tres perfiles equiespaciados NACA 4312, un diámetro de 2.5 m y una envergadura de 3 m, con un grado de solidez de 0.98, características compatibles con una turbina real. Realiza un estudio de la sensibilidad a la malla comparando el valor del coeficiente de potencia instantáneo de los tres modelos diferentes que trabaja. La curva característica obtenida con una velocidad de flujo de 10 m/s es comparada con cuatro curvas experimentales obtenidas con flujos de 6 a 12.4 m/s. Posteriormente modifica el número de álabes y el valor de la cuerda de los perfiles de los álabes para comprobar su influencia en las curvas

características, obteniéndose en general mejores resultados con la turbina de tres perfiles.

[Sandia, 2014] Realiza un estudio CFD en dos dimensiones de una turbina de eje vertical de tres perfiles NACA 0020 rectos. La turbina se asemeja a una turbina real con un metro de envergadura y un metro de radio. Además utiliza como fluido agua con una velocidad continua de 1m/s con un modelo de turbulencia *standard k- ω* .

1.6 ESTRUCTURA DE LA MEMORIA

El presente estudio se ha dividido en cinco capítulos en los cuales se plantean las hipótesis, estudios y métodos requeridos para obtener los resultados que permitan lograr objetivos anteriormente planteados. Además, la información complementaria se ha recogido en anexos para evitar restar claridad o dificultar el seguimiento del estudio. A continuación se detallan los títulos de cada capítulo y se resume su contenido.

Capítulo 1: Introducción

En este capítulo se repasa el estado de la energía eólica en el mundo, Europa y España. Además se recogen los diferentes tipos de aerogeneradores y se fija la metodología y los objetivos del estudio, además de su estructura y los trabajos previos al presente estudio.

Capítulo 2: Modelo geométrico y numérico

En general, plantea el problema a resolver describiendo la turbina y las herramientas y criterios de resolución. Está dividido en dos partes, la primera describe la turbina real o modelo geométrico con todos sus parámetros y la segunda, el modelo numérico, es decir, el modelo resuelto mediante CFD, además de los parámetros utilizados en la resolución y su justificación.

Capítulo 3: Análisis y discusión de resultados

En él, se detallan los resultados y se analizan, indicando sus consecuencias. Primeramente se realiza un estudio preliminar, a partir del cual se realizan mejoras para obtener unos resultados definitivos más completos y detallados. En general se analizan los diferentes valores del coeficiente de potencia en función de diferentes parámetros y se justifican estudiando diferentes patrones del flujo alrededor de la turbina.

Capítulo 1: Introducción

Capítulo 4: Influencia de la solidez

En este capítulo se analiza principalmente la influencia de la solidez. Para ello se obtienen los resultados para tres turbinas de diferente solidez y se sigue el proceso descrito en el capítulo 3 para, finalmente, realizar comparaciones para obtener conclusiones.

Capítulo 5: Conclusiones y trabajos futuros

En él se repasa brevemente el estudio haciendo ver que se han cumplido los objetivos iniciales, se resume la metodología realizada y se exponen las conclusiones del estudio realizado, principalmente, las que se refieren a la influencia el grado de solidez. Además, se proponen una serie de trabajos futuros a partir del estudio realizado.

CAPÍTULO 2: MODELO GEOMÉTRICO Y NUMÉRICO.

En este capítulo se describe el modelo de turbina, tanto el modelo geométrico, real, como el modelo numérico realizado para su resolución. Dentro del modelo geométrico se estudian las características de la turbina real, del perfil de álabe utilizado y se definen los conceptos, las ecuaciones y los números adimensionales necesarios para el estudio a realizar. Después se estudia el modelo numérico y su resolución, exponiéndose y justificándose todos los parámetros utilizados para el cálculo: características del fluido, condiciones de contorno, parámetros y algoritmos de solución entre otros. Además, mediante simulaciones, se realiza un estudio de mejora la malla aumentando el número de celdas y se hallan los valores óptimos del número de vueltas simuladas, el número de *time steps* por vuelta. En definitiva, este capítulo define el problema a resolver y los planteamientos para su resolución.

2.1 MODELO GEOMÉTRICO

2.1.1 Parámetros geométricos

El presente trabajo se va a centrar en el estudio de una turbina de eje vertical, usualmente denominadas con el acrónimo VAWT por sus siglas en inglés (Vertical-Axis Wind Turbines). Dentro de las VAWT, la turbina a estudiar se va a incluir en las turbinas tipo H-Darrieus. La turbina va a tener un radio de 0.1 metros y va a constar básicamente de tres álabes verticales rectos equiespaciados de perfil NACA7425 de 0.3 metros de envergadura.

Realmente no se trata de una turbina suficientemente grande como para que sea viable en cuanto a generación de electricidad, ya que estas suelen tener más de 1 metro de diámetro, sino que es un modelo a escala, más pequeño, en el que realizar estudios y modificaciones de ciertos parámetros constructivos y operativos para maximizar la energía obtenida y que luego son aplicables a modelos más realistas, de mayor tamaño. Esta generalización se da bajo determinadas circunstancias, pero principalmente se debe tener un flujo turbulento completamente desarrollado tanto en la turbina estudiada como en el modelo real. Esto se debe a que el número de Reynolds deja de influir cuando éste es muy elevado. El análisis de esta condición se realizará más adelante.

En las figuras 2.1 y 2.2 se muestran parámetros geométricos de la turbina.

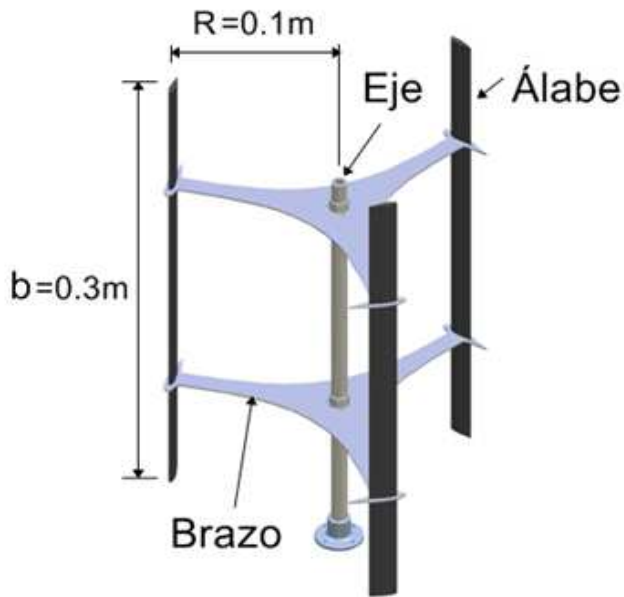


Figura 2.1: Turbina H-Darrieus de tres álabes rectos con los parámetros geométricos envergadura del álabe (b) y radio (R) acotados con los valores del modelo a estudiar.

La figura 2.1 da una idea global de la turbina. Se observan los perfiles rectos de 0.3m de envergadura que giran en sentido antihorario, los brazos que fijan los perfiles y, por último el eje. Los valores de la envergadura y el radio corresponden al modelo inicial, siendo estos las dimensiones principales de la turbina y los que más van a condicionar el cálculo.

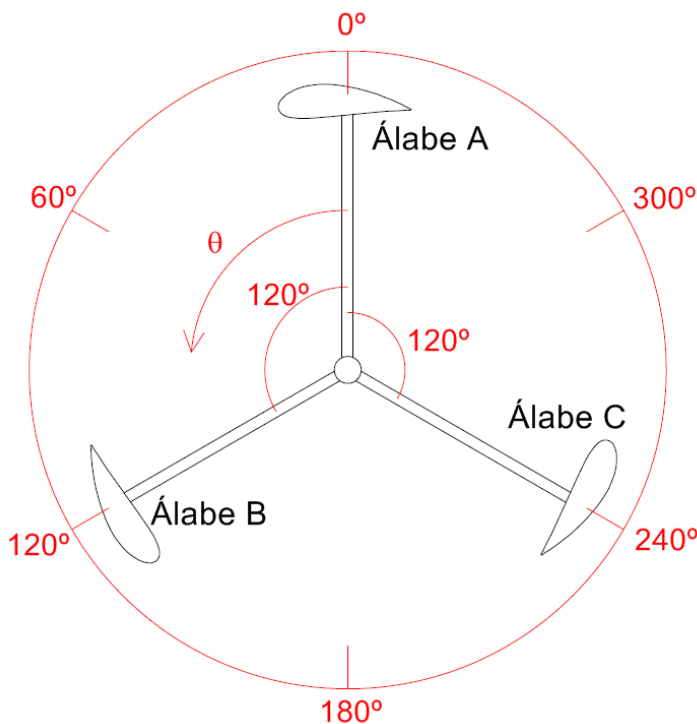


Figura 2.2: Vista en planta del modelo geométrico de la turbina con la definición del nombre de los álabes y de la coordenada angular.

En la figura 2.2 se clarifica la disposición de los álabes y su denominación. A pesar de que los álabes son iguales, se nombran inequívocamente para explicar posteriormente la posición de la turbina de manera clara. La turbina gira en sentido antihorario. La coordenada θ representa la posición angular del alabe A en grados y se denomina ángulo de giro de la turbina.

Además, se define el área de la turbina (A) como el rectángulo que se obtiene al proyectar horizontalmente la turbina, quedando definida en la ecuación 2.1 como:

$$A = 2 * R * b \quad (2.1)$$

Siendo A el área en metros cuadrados, R el radio de la turbina en metros y b la envergadura de los álabes en metros.

Perfil NACA

Los perfiles NACA son formas aerodinámicas normalizadas creadas por el *National Advisory Committee for Aeronautics* (Comité Consultivo Nacional para la Aeronáutica), institución dependiente del gobierno de EEUU creada en 1915. Las características generales de un perfil aerodinámico se exponen en la figura 2.3.

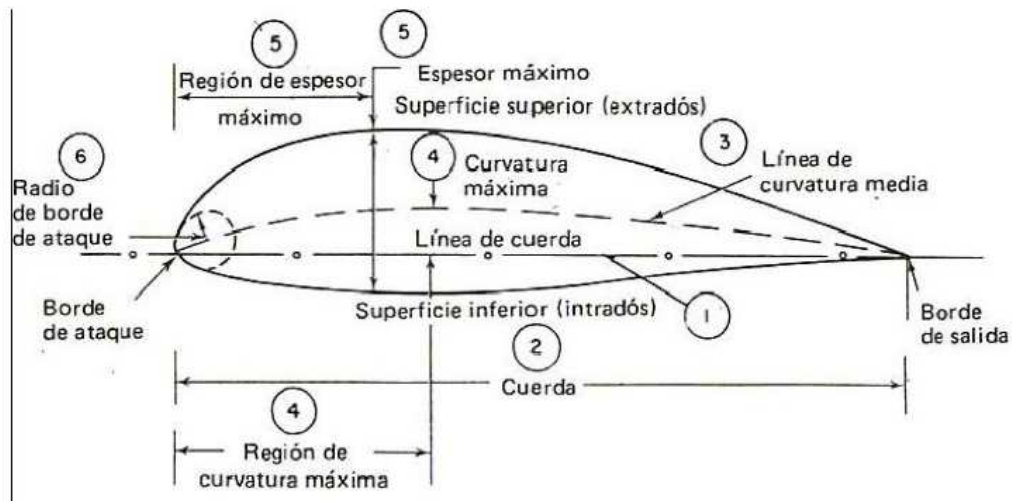


Figura 2.3: Perfil aerodinámico y características geométricas.

En la figura 2.3 se han mostrado una serie de características del perfil aerodinámico. El borde de ataque es el punto más avanzado del perfil respecto al flujo incidente, diseñado para encarar el flujo, mientras que el borde de salida es el punto por el cual el flujo abandona el entorno el álabo. La línea que une ambos puntos es la línea de cuerda y su longitud se denomina simplemente “cuerda”, siendo ésta una característica clave puesto que en la serie NACA de cuatro dígitos (la usada en este modelo de turbina) las características geométricas como la curvatura máxima o el espesor se definen en función de la cuerda. El intradós y el extradós están definidos por las superficies laterales del álabo. El extradós es la superficie con menor presión y mayor velocidad y, en condiciones normales de diseño para un perfil aislado, se corresponde con la superficie superior. Contrariamente, el intradós posee mayor presión y menor velocidad. La línea de curvatura media es la sucesión de puntos equidistantes entre el extradós y el intradós. En los perfiles simétricos la línea de curvatura media coincide con la línea de cuerda y el eje de simetría. En los perfiles no simétricos, como el mostrado anteriormente en la figura 2.3, la línea de curvatura media presenta un punto en el que la distancia respecto a la línea de cuerda es máxima, denominándose punto de curvatura máxima. El espesor máximo se corresponde con la máxima distancia entre el intradós y el extradós de manera perpendicular a la línea de cuerda. Por último, el radio del borde de ataque es una medida de lo afilado que es dicho borde. Se define en función del tanto por ciento de la cuerda y varía entre 0 y 2%.

Cuando un perfil aerodinámico se somete a un flujo incidente sobre el borde de ataque, es decir, en condiciones de diseño, sufre una fuerza aerodinámica sobre este. Se expone a continuación, en la figura 2.4, un esquema de las fuerzas que se producen sobre el perfil:

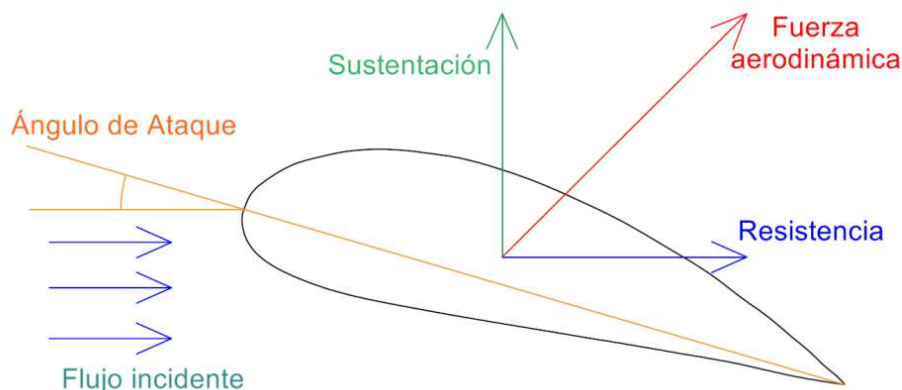


Figura 2.4: Fuerza aerodinámica sobre un NACA7425 sometido a un flujo incidente.

Como se observa en la figura 2.4, la fuerza de resistencia es la componente de la fuerza aerodinámica en la dirección del flujo. En un perfil aerodinámico, la fuerza de resistencia viene dada principalmente por el esfuerzo cortante y se denomina resistencia de fricción. La resistencia de fricción prevalece sobre la resistencia de forma, originada por la presión y dominante en cuerpos romos. Debido a la importancia del esfuerzo cortante, el estudio del flujo en la pared del álabe y la viscosidad del fluido son vitales para la caracterización de esta fuerza, como se verá posteriormente. La fuerza de sustentación es la componente perpendicular al flujo y para que exista debe existir asimetría del flujo, es decir que el perfil sea asimétrico, que el perfil esté situado con cierto ángulo respecto del flujo o ambas situaciones simultáneamente. En el caso de la turbina estudiada, la resultante de las fuerzas sobre los álabes genera un momento sobre el eje y, por tanto, el giro de la turbina.

Los perfiles NACA se dividen en series según sus características: serie de 4 dígitos, de 5 dígitos (más complejos que los anteriores), serie 1, serie 6, etc. En este caso se utiliza un perfil de la serie de 4 dígitos, serie comúnmente utilizada en diversas aplicaciones, ventajosa por un bajo rango de movimiento del centro de presiones incluso a altas velocidades de flujo y por minimizar la influencia de la rugosidad de la superficie, sin embargo, en general, poseen un bajo coeficiente de sustentación máximo y una resistencia alta. Las características geométricas de esta serie se fijan en su denominación con cuatro cifras, cuyo significado se recoge a continuación, en la tabla 2.1:

Cifra (desde la izquierda)	Característica
1º	Curvatura máxima de la línea media relativa a la línea media en tanto por ciento de la cuerda.
2º	Distancia del punto con curvatura máxima al borde de ataque en tanto por diez de la cuerda.
3º y 4º	Espesor máximo del perfil como tanto por ciento de la cuerda

Tabla 2.1: Características geométricas asociadas a las cifras de un perfil NACA de la serie de cuatro cifras.

En este caso, el perfil utilizado es el NACA7425, con una cuerda de 0.05m. Con la elección del perfil, la turbina queda definida geoméricamente por completo.

Definición números adimensionales.

Grado de solidez (σ): se define como el área ocupada por los perfiles de la turbina respecto al área total de la turbina, antes definido. La ecuación de la solidez se define en la ecuación 2.2 como:

$$\sigma = \frac{Z \cdot c \cdot b}{2 \cdot R \cdot b} = \frac{Z \cdot c}{2 \cdot R} \quad (2.2)$$

Siendo σ el grado de solidez, Z el número de álabes, c la cuerda, R el radio de la turbina y b la envergadura de los álabes.

Coefficiente de Velocidad o Tip Speed Ratio (TSR): Es un parámetro que relaciona la velocidad de flujo incidente con la velocidad en el punto más externo de la turbina. Queda definido en la ecuación 2.3 como:

$$TSR = \frac{\omega \cdot R}{V_{\infty}} \quad (2.3)$$

Siendo ω la velocidad de giro de la turbina en radianes por segundo, R el radio de la turbina en metros y V_{∞} la velocidad del flujo incidente en metros por segundo.

Coefficiente de par (Cm): representa la relación entre el par real obtenido en el eje de la turbina y el valor teórico que se podría conseguir con determinadas condiciones del flujo y características de la turbina. Se define en la ecuación 2.4 como:

$$Cm = \frac{T}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V_{\infty}^2 \cdot A \cdot R} \quad (2.4)$$

Siendo T el par real obtenido en el eje en Nm, ρ la densidad del aire en kg/m³, V_{∞} la velocidad del flujo incidente en m/s, A el área de la turbina en m², y R el radio de la turbina en m.

Coefficiente de potencia (Cp): representa la relación entre la potencia real obtenida y el valor teórico que se puede conseguir. Se define en la ecuación 2.5:

$$Cp = \frac{T \cdot \omega}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V_{\infty}^3 \cdot A} = \frac{W}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V_{\infty}^3 \cdot A} = Cm * TSR \quad (2.5)$$

Siendo T el par real sobre el eje en Nm, ω la velocidad de giro de la turbina en radianes por segundo, ρ la densidad del aire en kg/m³, V_{∞} la velocidad del flujo incidente en m/s, A, el área de la turbina en m², W la potencia en watos y R el radio de la turbina en m.

El coeficiente de potencia varía según el ángulo de giro de la turbina y es el valor que, en última instancia se quiere optimizar realizando modificaciones en la turbina o en las condiciones de operación.

Para concluir el apartado del modelo geométrico de la turbina se resumen en la tabla 2.2 las características geométricas de la turbina:

Parámetro Geométrico	Denominación	Valor
Radio (m)	R (m)	0.1
Envergadura (m)	b (m)	0.3
Número de álabes	Z	3
Perfil de álabes	NACA4725	-
Ángulo de Pitch (°)	P (°)	0
Cuerda (m)	C (m)	0.05
Curvatura máxima de la línea media (mm)	-	3.5
Distancia del punto con curvatura máxima al borde de ataque (mm)	-	20
Espesor máximo (mm)	-	12.5
Área (m ²)	A(m ²)	0.06
Grado de solidez (adimensional)	σ (adimensional)	0.75

Tabla 2.2: Resumen de parámetros geométricos de la turbina

2.2 MODELO NUMÉRICO

Para el estudio de la VAWT se ha optado por Fluent, un software de CFD, es decir, de Dinámica de Fluidos Computacional. Los programas CFD trabajan discretizando el dominio geométrico a estudiar en pequeñas celdas que conforman una malla y, posteriormente, realizando operaciones algebraicas a nivel de celda para determinar, por ejemplo, flujos del fluido (con todas sus características: presión, velocidad y temperatura entre otras), transferencias de calor o desarrollo de reacciones químicas. En términos generales, a mayor número de celdas, mayor precisión y, por ello, mejor resultado en cuanto a similitud con la realidad se refiere. Pero hay que alcanzar un balance entre la resolución espacial y el coste de computacional. El resultado obtenido viene determinado por diferentes modelos tanto de resolución de las operaciones como de las características del fluido. El programa también realiza una discretización del tiempo. En problemas transitorios como es éste, el software, partiendo desde unas condiciones iniciales, realiza cálculos en diferentes instantes de tiempo para hallar la solución en cada instante de tiempo. El tiempo transcurrido entre cada instante de tiempo en el que se realizan cálculos se denomina “*time step*”. Cuanto menor sea ese periodo de tiempo, mejor resultado, pero, de nuevo, mayor coste computacional. En cada cálculo se realizan varias iteraciones hasta obtener una solución satisfactoria.

Un resultado válido debe cumplir con las ecuaciones de conservación, por ello, en cada iteración, los valores de la solución se deben aproximar más a este requerimiento. Si es así se dice que “el cálculo converge”. Si no es así, el resultado se distancia de una situación válida físicamente, se dice que el cálculo diverge y se debe replantear el problema, modificando algún parámetro o método de resolución para obtener la solución.

2.2.1 Discretización espacial

Como ya se ha mencionado, los programas CFD requieren de una discretización del dominio geométrico del problema para su resolución. Para este caso, el modelo numérico utilizado consiste en una representación en dos dimensiones de un corte en el plano horizontal de la turbina. Se ha despreciado el posible efecto de los brazos ya que se consideran pequeños y suficientemente aerodinámicos como para no generar perturbaciones del flujo, al igual que el eje de la turbina y, por ello, solo se han simulado los tres álabes. Se ha partido de una malla producto de la discretización de una superficie de 0.8 metros de ancho por 2.2 de largo. En valores adimensionales el ancho corresponde 8 veces el radio y el largo, a 23 veces el radio. Los ejes de coordenadas de la malla tienen su referencia en el eje de la turbina. La figura 2.5 representa un esquema de la malla utilizada.

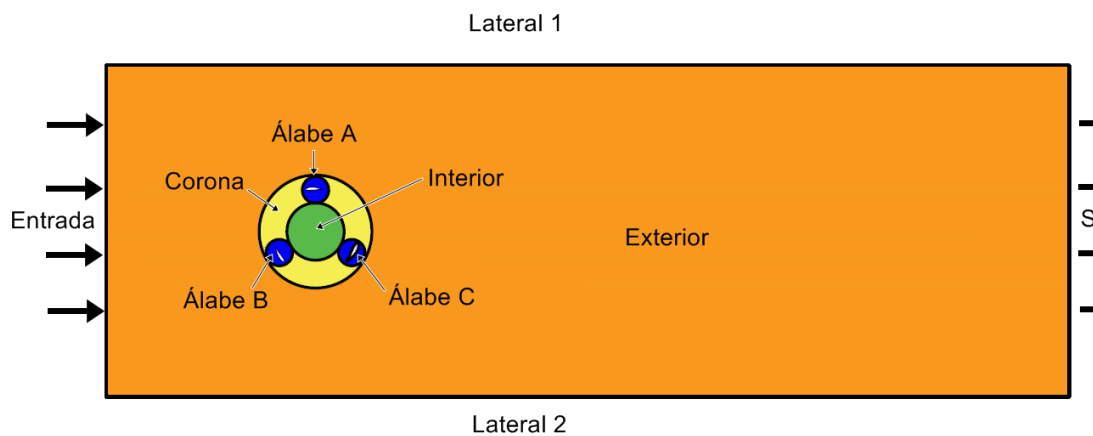


Figura 2.5: Esquema de la malla utilizada y división por zonas.

Como se observa, la entrada se encuentra en la parte izquierda y el fluido avanza hacia la derecha. La forma alargada de la malla y la gran distancia entre la salida y la turbina se debe a que es necesario conocer el flujo ya perturbado tras la turbina conocido como estela ya que estas perturbaciones pueden afectar a otra turbina situada aguas abajo. También se evita así el flujo reverso, es decir, que el fluido abandone la malla con altas vorticidades generando que entre fluido en la malla en zonas donde solo debería salir. Al desconocerse las características del fluido entrante se desconocen también

sus consecuencias reales sobre la turbina. En definitiva, el flujo en la salida debe haberse estabilizado, siendo el impacto de las condiciones de salida prácticamente nulo en la turbina. En general, en este tipo de estudios las salidas deben situarse donde el flujo se comporte con naturaleza parabólica, que solo influya el flujo aguas arriba pero no aguas abajo.

También se puede observar que la malla está dividida en seis zonas. De ellas, dos (la zona exterior y la zona interior) van a permanecer fijas, mientras que el entorno de los álabes y la corona van a rotar sobre el origen de coordenadas, simulando el giro de la turbina, por lo que al trabajar en un sistema de referencia móvil, aparecerán fuerzas de inercia.

La malla utilizada es una malla estructurada: cada celda de la malla es un cuadrilátero y, salvo en los límites de cada zona, limita con otras cuatro celdas, una por cara. Sin embargo, el tamaño de las celdas varía, siendo más pequeñas en las zonas cercanas a los álabes y en la corona donde se prevén flujos muy turbulentos o hay que simular correctamente el desprendimiento de la capa límite y, por ello, se requiere más precisión en el cálculo, y celdas más grandes lejos de la turbina donde existirán flujos menos turbulentos o con menor interés para el funcionamiento de la turbina. En la tabla 2.3 se recogen algunas características de la malla por zonas:

Zona	Número de celdas	Movimiento
Álabe A	10500	Rotación
Álabe B	10500	Rotación
Álabe C	10500	Rotación
Corona	33210	Rotación
Exterior	28200	No
Interior	15000	No

Tabla 2.3: Datos sobre las diferentes zonas de la malla

Puesto que existen diferentes sistemas de referencia fijos y móviles, hay que definir interfaces para un correcto funcionamiento. La interface 1 es la que delimitan el entorno de los álabes y la corona. La interface 2 está definida por la corona y sus límites con las zonas interior y exterior.

Las figuras 2.6, 2.7, y 2.8 representan la malla original y algunos de sus detalles, mostrándose el mallado en color verde y las interfaces en color granate.

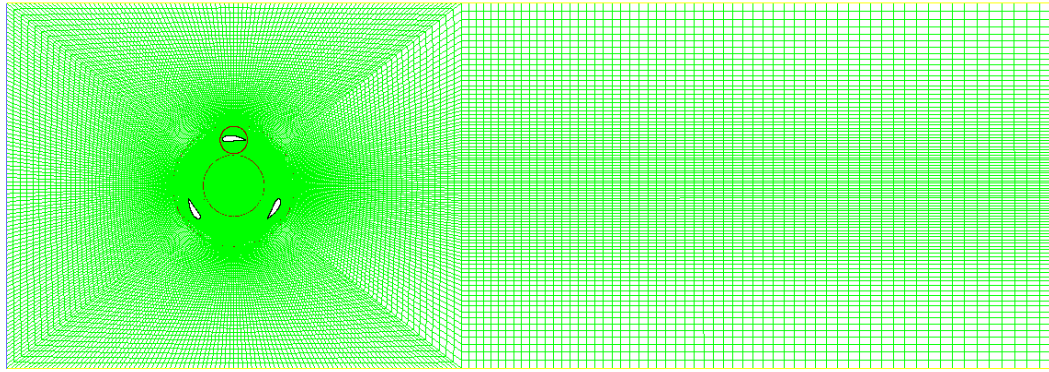


Figura 2.6: Malla completa.

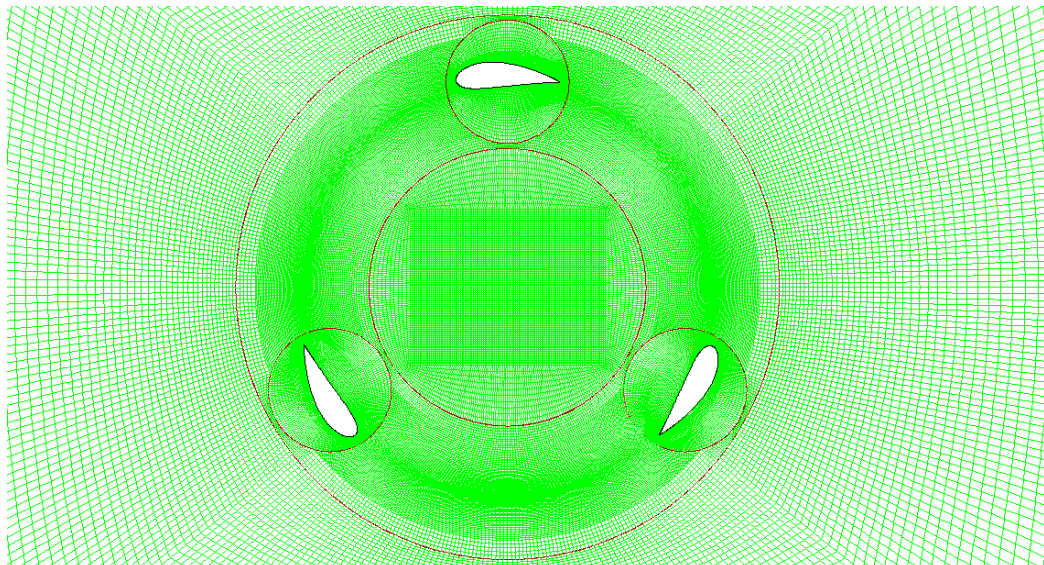


Figura 2.7: Ampliación de la zona de la corona con las interfaces destacadas en granate. Nótese el crecimiento del tamaño de las celdas de la zona exterior a medida que se alejan de la turbina así como la concentración de celdas en las zonas de los álabes, la corona y el interior.

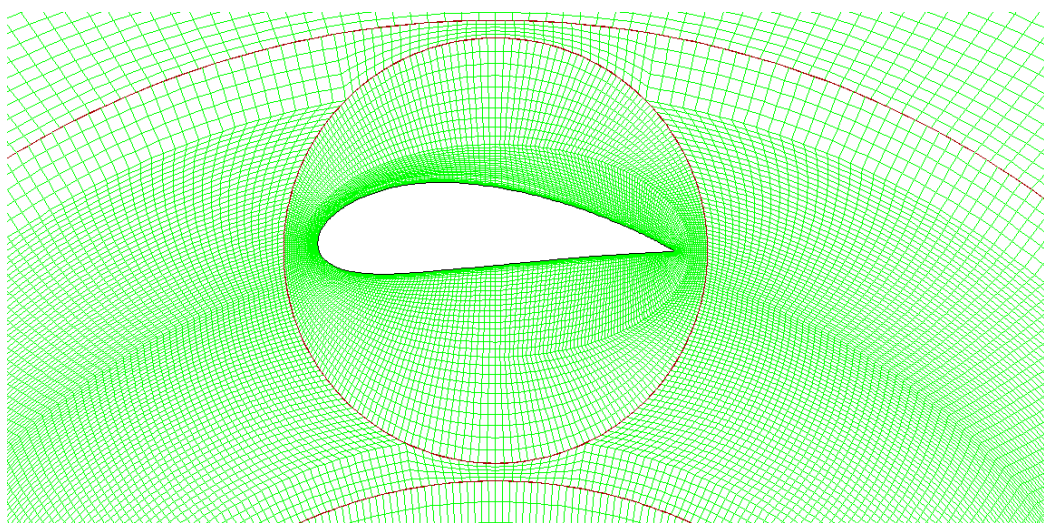


Figura 2.8: Ampliación de la zona del álabe A. Se observa una mayor concentración de celdas cerca del álabe y en las zonas centrales de la corona.

Como se ha visto en estas últimas imágenes, la mayor densidad de las celdas coincide con las zonas en la que los flujos se prevén más complejos. Sin embargo, posteriormente se evaluará la validez de esta malla realizando modificaciones.

2.2.2 Características del fluido, presión de referencia y modelo de turbulencia

Para realizar simulaciones en Fluent se deben fijar una serie de parámetros relacionados con el fluido. El fluido utilizado es aire y, ya que la turbina estará a la intemperie, las velocidades del fluido van a distar mucho de ser supersónicas, incluso de ser compresibles, de hecho, la totalidad de las simulaciones realizadas en este trabajo se han realizado con una velocidad de flujo de 8 m/s. Los valores de la viscosidad, de la temperatura y de la densidad van a permanecer constantes.

Las propiedades del fluido se exponen a continuación en la tabla 2.4:

Propiedades	Valor
Densidad (Kg/m ³)	1.225
Temperatura (K)	288.16
Viscosidad dinámica (Kg/ms)	1.79·10 ⁻⁵

Tabla 2.4: Propiedades del aire

También hay que definir parámetros operativos. A pesar de que la presión es inicialmente la atmosférica, ésta varía a causa de la presencia de la turbina, por ello va a variar temporal y espacialmente. Para calcular la variación de presión en cada lugar se debe elegir un punto de referencia de la malla y una presión de referencia. El punto de la malla elegido no debe estar sometido a variaciones de presión, por ello se elige un punto alejado de la turbina donde el flujo ya se haya estabilizado. En “*operating conditions*” se introduce la presión de referencia, que en este caso es la atmosférica y el punto de referencia, que se sitúa en un extremo de la salida. Los valores numéricos se exponen en la tabla 2.5:

Parámetros Operativos		
Presión de Referencia		101325 Pa
Coordenadas de referencia	X	1.8m
	y	0.3m

Tabla 2.5: Parámetros operativos

Respecto al modelo de turbulencia, se ha seguido el trabajo de [Lanzafame, 2014] y se ha usado un modelo tipo k-omega. Para poder utilizar este modelo el valor de y-plus debe ser menor de 1. La condición y-plus se define en la ecuación 2.6:

$$y^+ = \frac{\rho \cdot u^+ \cdot y}{\mu} \quad (2.6)$$

Siendo y^+ la definición y-plus, ρ la densidad del fluido, u^+ la velocidad de fricción, y la distancia al contorno del álabe de la celda más cercana y , por último μ , la viscosidad dinámica en kg/(ms).

Se ha realizado una simulación preliminar utilizando un modelo de turbulencia k-omega para comprobar el valor de y^+ . A continuación, en la figura 2.9 se muestran los valores de y-plus para los tres álabes.

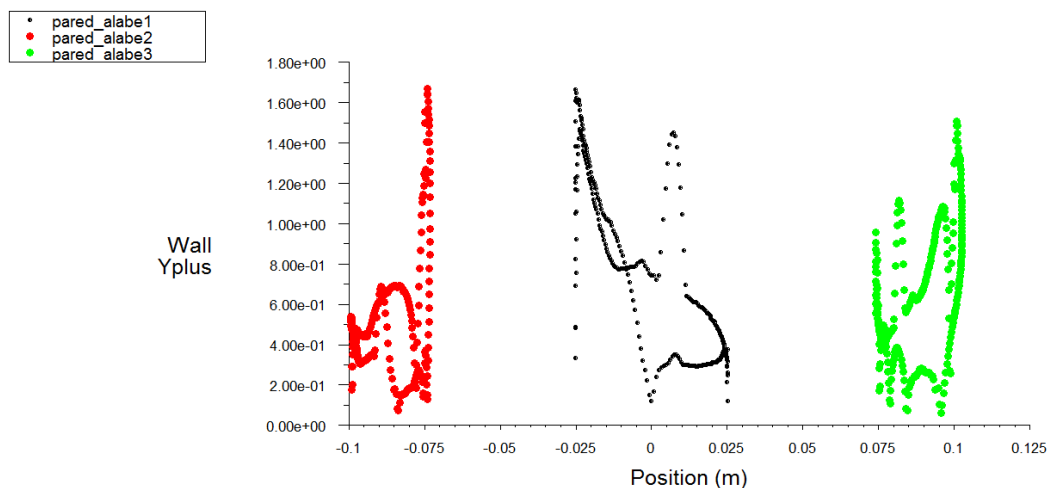


Figura 2.9: Valores de Y-plus en los tres álabes en función de la coordenada X para una TSR=2.5 con tres vueltas simuladas. La simulación se ha realizado con las condiciones de contorno y los algoritmos de resolución que se explican en los siguientes apartados.

La figura representa los valores de y-plus siendo los valores en rojo para el álabe B, en negro para el álabe A y en verde para el álabe C. Puede verse como los valores máximos llegan hasta 1.7, situándose la mayoría por debajo de 1. Es necesario por tanto modificar algún valor numérico de la ecuación 2.6 para reducir y-plus. Se concluye que la elección del modelo de turbulencia será correcta con un refinado de la malla en el entorno del álabe, haciendo descender el valor de y en la ecuación 2.6 y por tanto, el valor de y-plus. Esta modificación se abordará en apartados siguientes.

2.2.3 Condiciones de contorno

Las condiciones de contorno fijan el comportamiento del modelo en puntos o superficies concretas, ya sea del comportamiento del fluido, de los sólidos o de diferentes zonas malladas.

En Fluent, se ajustan los diferentes parámetros para cada zona o superficie en el panel *Boundary conditions*. Todas las condiciones de contorno consideradas se exponen a continuación:

Entrada: El fluido en la entrada debe ser perpendicular a ésta y simular las condiciones reales. Se asigna “*Velocity inlet*” como condición de contorno, permitiendo definir su velocidad y otras características. Para este estudio se ha usado una velocidad de 8 m/s en todas las simulaciones, un valor realista para la velocidad del viento a la intemperie y similar al usado por [Lanzafame, 2014]. Siguiendo el estudio mencionado se ha asignado las características de la turbulencia mediante el método de intensidad y ratio de viscosidad (“*Intensity and Viscosity Ratio*”). Como *turbulent viscosity ratio* se ha fijado un valor de 10, igual que [Lanzafame, 2014], sin embargo, el valor para la intensidad turbulenta que propone [Lanzafame, 2014], 0.1%, se ha considerado extremadamente bajo incluso para un ensayo controlado en un túnel de viento, asignándose un valor de un 5% para este estudio.

Salida: Como se ha mencionado en el apartado “discretización espacial” en el flujo de salida, las perturbaciones de la turbina deben haberse amortiguado de manera importante. De hecho se considera que la influencia de la salida es nula en la turbina, por ello, la condición de contorno de la salida es *pressure outlet*. La presión a lo largo de la salida se considera la atmosférica, es decir, una presión manométrica de 0 Pa.

Laterales: En los límites laterales de la malla se ha asignado la condición *symetry*, imponiéndose una condición de Neumann, es decir, haciendo que el gradiente de las propiedades del fluido sea cero en la dirección normal a las citadas superficies.

Álabes: Son sólidos impermeables, por ello se les asigna la condición *wall*.

Zona de los Álabes y Corona: Son zonas malladas en movimiento por donde va a existir fluido. Se asigna *fluid*, el fluido a utilizar (previamente se ha introducido las características del aire) además de la condición *moving mesh*, que permite introducir la velocidad de giro de la turbina y el punto en torno al cual gira, que, en este caso, será el origen de coordenadas, situado en el eje de la turbina.

Zonas interior y exterior: De manera similar al caso anterior se asigna *fluid*, pero, al ser zonas fijas respecto del sistema de referencia, se elige la condición *stationary*.

2.2.4 Parámetros y algoritmos de solución

Una vez introducidos los parámetros básicos y las condiciones de contorno se debe decidir entre las múltiples alternativas de resolución. Estas decisiones se toman en función de las características del problema a simular, de trabajos similares ya realizados que prueben su corrección y del equilibrio entre precisión del resultado y los recursos computacionales disponibles. También va a ser vital la convergencia de la solución: modelos y parámetros con los que, a priori, se conseguirían mejores resultados, no logran alcanzar una solución, ya que el cálculo diverge. En Fluent, estos elementos relacionados con la solución se introducen en el panel *solver* y en panel *solution*.

Panel *solver*

Se encuentra en Define/Models/Solver y en él se van a definir parámetros matemáticos relacionados con la solución. A continuación, se exponen y justifican cada una de las opciones tomadas.

Solve: Permite elegir entre fluido compresible e incompresible. Puesto que, debido a las bajas velocidades de funcionamiento, se considera el aire como incompresible, se elige “*pressure based*”.

Space: Como ya se ha expuesto anteriormente, se trabaja en un entorno de dos dimensiones, por tanto, se elige “2D”

Velocity Formulation: Se decide que la formulación de la velocidad sea absoluta “*absolute*”.

Gradient Option: Se puede elegir la manera que tiene Fluent para tratar el gradiente de una magnitud entre dos celdas contiguas de la malla. El modo elegido, “*Green-Gauss Cell Based*”, da un valor continuo a esos escalares, siendo éste la media aritmética de los valores de las celdas contiguas.

Time: Al tratarse de un problema transitorio se elige “*unsteady*”.

Unsteady formulation: Está relacionado con la discretización temporal y gobierna el cálculo de las derivadas temporales de diferentes características del fluido. Para justificar la elección se han realizado dos simulaciones para hallar el coeficiente de potencia variando únicamente el parámetro “*unsteady formulation*”. Los resultados de ambas se exponen en la figura 2.3.

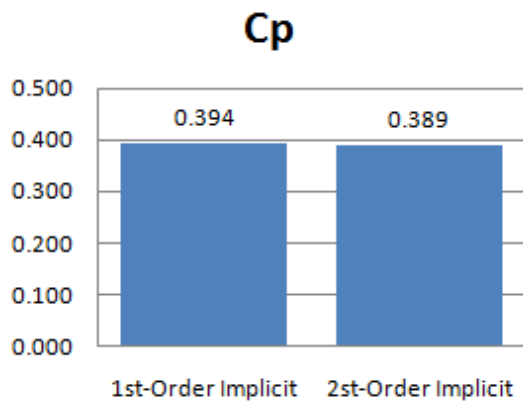


Figura 2.10: Valor medio del coeficiente de potencia en la tercera vuelta (última vuelta simulada) para un TSR=2, variando la discretización temporal. Los parámetros de resolución utilizados se terminan de definir en el siguiente apartado.

Como se observa en la figura 2.10, el error que se comete al utilizar el primer orden es un 1,2% respecto del segundo orden. Finalmente se ha elegido el modelo de primer orden (*1st-Order Implicit*) ya que minimiza el coste computacional y, a la luz de los resultados, se ha considerado suficientemente bueno al ser las variaciones en los resultados mínimos.”.

Panel *solution*

Se encuentra en Solve/Controls/Solution. Este panel permite controlar el algoritmo de cálculo para hallar la solución. Se exponen a continuación las decisiones tomadas y su justificación.

Pressure-Velocity Coupled: está relacionado con el cálculo del gradiente de presión. Fluent ofrece varios métodos, recomendando PISO para problemas complejos y para duración de *time steps* elevados. Sin embargo, para esta simulación con los parámetros anteriormente fijados, el algoritmo PISO no converge. En su lugar se usa el algoritmo SIMPLE.

Esquema de resolución: gobierna la resolución de diferentes ecuaciones. La discretización de primer orden es insuficiente y generalmente se usa para una primera aproximación, por ello se va a usar el segundo orden. En la tabla 2.6 se detallan las ecuaciones y su algoritmo de resolución:

Ecuación	Denominación en el panel <i>solution</i>	Algoritmo utilizado
Presión	Pressure	Second Order
Ecuación de conservación del movimiento	Momentum	Second Order Upwind
Energía Cinética Turbulenta	Turbulent Kinetic Energy	Second Order Upwind
Disipación turbulenta	Specific Dissipation Rate	Second Order Upwind

Tabla 2.6: Discretización para las diferentes ecuaciones

2.2.5 Influencia del número de vueltas, el *time step* y la malla en los resultados.

Los parámetros que se han expuesto a continuación tienen una gran importancia sobre la solución obtenida. El número de vueltas a simular y el número de *time steps* en cada vuelta son parámetros básicos en la simulación y cuya variación permite resultados más precisos a costa de aumentar el coste computacional. De igual forma, un aumento de celdas en la malla permite un mejor cálculo del valor del coeficiente de potencia (C_p) y a propiedades del flujo que van a resultar importantes, como el desprendimiento de la capa límite formando una estela. El estudio de estos valores se ha realizado tras una serie de simulaciones preliminares a diferentes TSR, las cuales, junto con otras, se explicarán más adelante (apartado 4.2.3), para aproximar el punto de diseño, el valor del TSR que permite obtener un mayor C_p . En general, los TSR utilizados para realizar las simulaciones requeridas para hallar la influencia del número de vueltas, el *time step* y la malla se acercan al del punto de diseño.

Influencia del número de vueltas

En las simulaciones, partiendo de unas condiciones iniciales, se va calculando el coeficiente de potencia instantáneo (C_p) a medida que gira la turbina. Según avanza la simulación, siendo la velocidad del viento y el giro de la turbina constantes, el valor de C_p debe volverse periódico repitiéndose cada tercio de vuelta. Durante las primeras vueltas el valor de C_p es errático hasta que se estabiliza. Para el estudio de la turbina se considerará el valor medio del C_p de la última vuelta simulada, por ello es necesario que los valores de la última vuelta sean periódicos. El siguiente gráfico (figura 2.11) corresponde a la simulación durante cinco vueltas de la turbina para su punto de diseño:

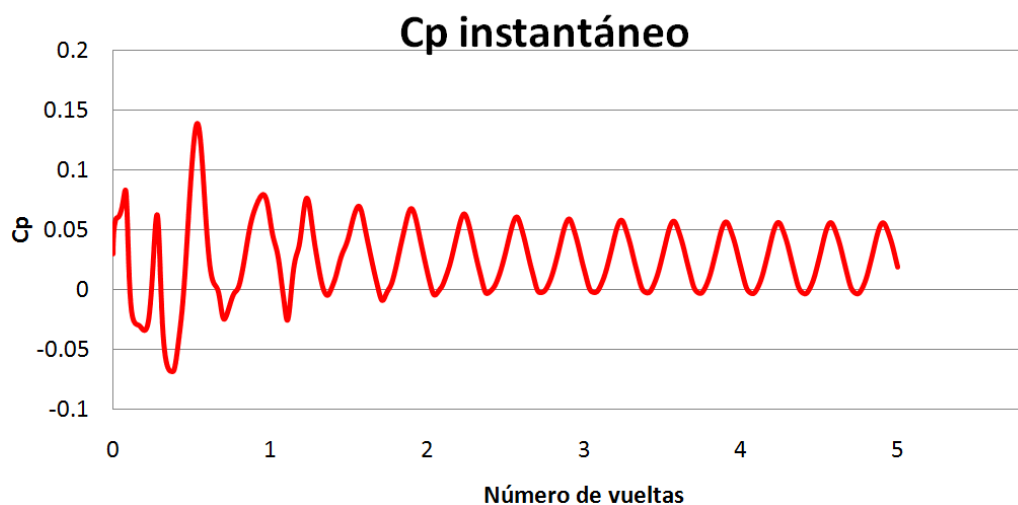


Figura 2.11: Valor del coeficiente de potencia en cada instante de tiempo para TSR=2 durante cinco vueltas con 900 time steps por vuelta.

Como se ha descrito anteriormente, en la figura 2.11 se puede observar que durante las dos primeras vueltas el valor del C_p es inestable y dista mucho de ser un resultado periódico. A partir de la vuelta 2 se consolida la periodicidad y los datos pueden empezar a considerarse representativos del funcionamiento de la turbina.

Sin embargo, cada vuelta supone aumentar el esfuerzo computacional y mayor tiempo de resolución. De esta misma simulación se han extraído los valores medios en cada vuelta completa, siendo éste un valor clave ya que en todas las simulaciones solo se tendrá en cuenta el valor medio de la última vuelta simulada. Los resultados se recogen en la figura 2.12:

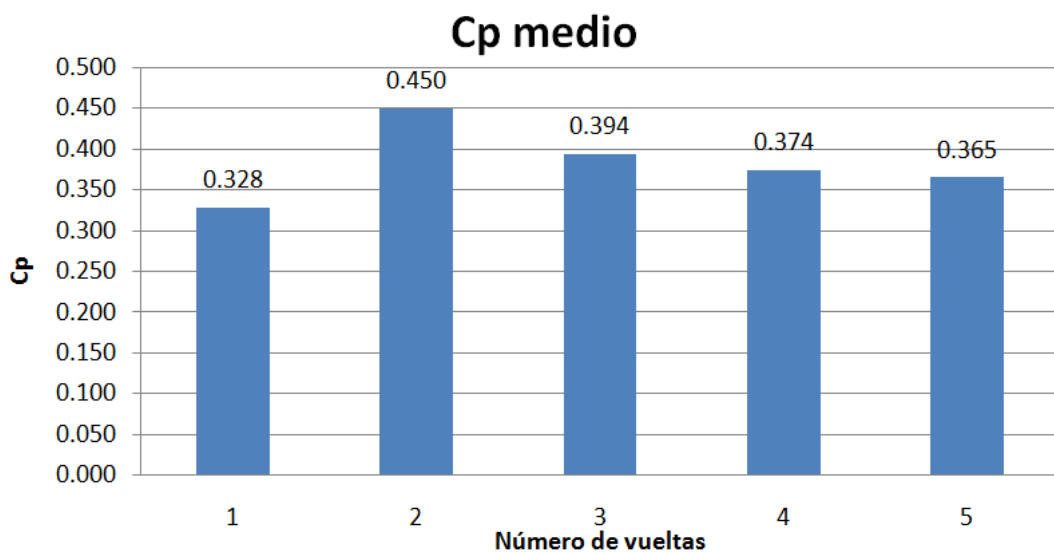


Figura 2.12: Valor medio del coeficiente de potencia en cada vuelta con $TSR=2$ y 900 *time steps* por vuelta.

Con los resultados del C_p medio por vuelta (figura 2.12) se llega a la conclusión de que en la vuelta 3 los resultados comienzan a ser bastante periódicos y admisibles, con errores respecto de la vuelta cinco del 7,9% y del 2,5% para las vueltas tres y cuatro respectivamente. En conclusión, en capítulos siguientes del presente trabajo se simularán cuatro vueltas. Sin embargo, estos resultados se dan para la zona de diseño, con bajas velocidades se puede observar una falta de periodicidad, por tanto, puede ser necesario simular más vueltas.

Influencia del *time step*

Otro factor importante en los ensayos de los modelos es el *time step*. En una simulación no estacionaria, Fluent evalúa multitud de diferentes posiciones a lo largo del tiempo, el *time step* es la diferencia de tiempo transcurrido entre esas posiciones. Para este caso, en cada simulación el *time step* será fijo. Principalmente va a interesar el número de *time steps* en cada vuelta. Un número alto de *time steps* por vuelta proporciona mejores resultados y mejora la convergencia de la solución, sin embargo, aumenta el coste computacional, por tanto, hay que encontrar un número de *time steps* que proporcione buenos resultados sin un coste computacional inviable.

A partir del modelo de referencia a la velocidad de giro de diseño se han simulado tres vueltas a diferentes *time steps*. Los resultados se observan en el gráfico de la figura 2.13:

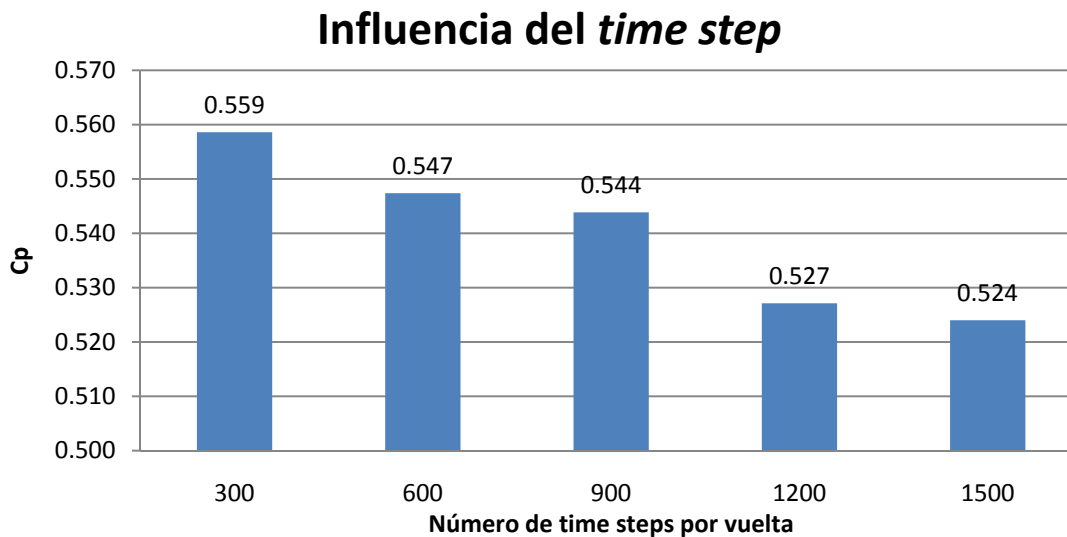


Figura 2.13: Valor medio del coeficiente de potencia en la tercera vuelta (última vuelta simulada) en función del *time step*.

Tras las cinco simulaciones recogidas en la figura 2.13 se supone que el mejor resultado es el obtenido con mayor número de *time steps*, sin embargo, con 1200 *time steps* se obtiene un valor que solo difiere en un 0.57% con este. Por tanto, se considerará realizar las simulaciones con 1200 *time steps* por vuelta.

Sensibilidad a la malla

Un mayor número de celdas en el modelo que se presenta proporcionará resultados más exactos, pero aumentará el trabajo computacional. En este apartado se trabaja con la malla original y variaciones de ésta para hallar una solución satisfactoria, es decir, una malla que permita obtener resultados correctos, pero sin demasiada carga computacional.

Se ha partido de la malla original y posteriormente se ha refinado para aumentar el número de celdas y por ello la exactitud del resultado. Ya que el objetivo último es evaluar la potencia obtenida, se refinará en aquellas zonas que resulten más interesantes para el cálculo del momento. Se han considerado importantes dos zonas: el entorno del álabe y las celdas con alta vorticidad. El refinamiento en el entorno del álabe queda justificado debido a que el momento depende de fuerzas de presión y viscosas sobre los álabes y, por ello, resulta importante conocer con detalle lo que pasa en sus inmediaciones. La alta vorticidad se va a dar en la estela de los álabes y dicha perturbación, con flujo muy complejo y turbulento, es perjudicial si afecta a otro álabe por ello es necesario profundizar en estas zonas.

Se ha refinado la malla original, de 107910 celdas en estas dos zonas.

En el entorno del álabe, las celdas a refinar son todas aquellas que se encuentren a 20 celdas de distancia o menos de la pared del álabe. En total suman 18000 (6000 por cada álabe). El refinamiento se realiza dividiendo cada celda longitudinalmente y transversalmente por la mitad, resultando 4 cuatro celdas por cada celda original. En las figuras 2.14 y 2.15 se puede ver el proceso de refinamiento:

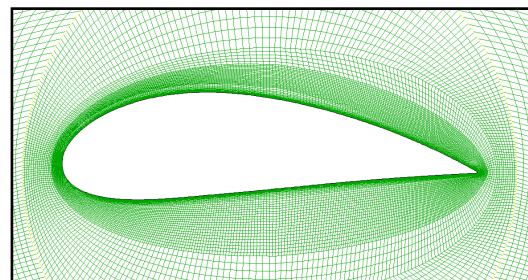
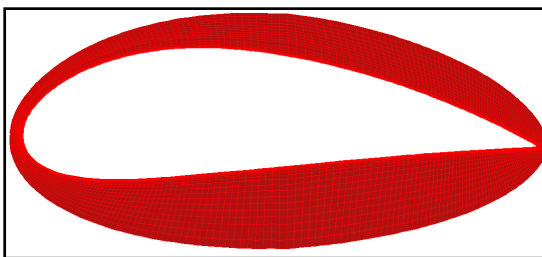


Figura 2.14: celdas originales a refinar en el entorno del álabe A

Figura 2.15: entorno del álabe A tras el refinamiento.

Tras el refinamiento se puede ver en ambas figuras el cambio en la malla, con celdas muy pequeñas en el entorno del álabe, lográndose también una adecuada progresión del tamaño de las celdas, siendo muy pequeñas en el entorno del álabe y pasando progresivamente a celdas de mayor tamaño.

En zonas con alta vorticidad, con los resultados del modelo de referencia ($R=0.1m$) en el punto de diseño ($w=160rad/s$) tras tres vueltas, se ha hallado el valor de la vorticidad en toda la superficie mallada. Las celdas a refinar son aquellas en las que el valor de la vorticidad está entre 1500 y 50000, son en total 35229 y se muestran en la figura 2.16. Algunas de las celdas a refinar son producto del anterior refinado en el entorno del álabe.

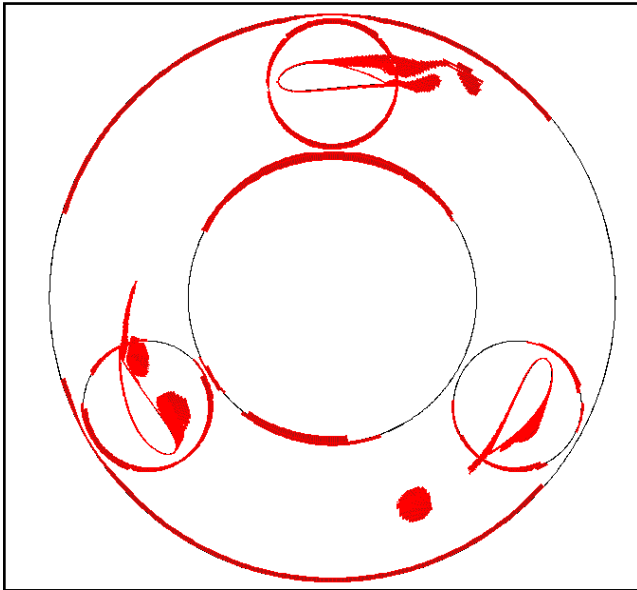


Figura 2.16: celdas a refinar con alta vorticidad. Nótese que se refinan celdas en la interfase entre la corona y el exterior y en el límite entre el entorno del álabe y la corona. Esto se produce por un mal cálculo de la vorticidad pues FLUENT considera que su valor se dispara en esos puntos incluso sin existir torbellinos. A pesar de ello todas las celdas afectadas por este error también se han refinado.

En total se han obtenido 267657 celdas, formando una malla que se denominará malla refinada 1. Posteriormente se ha refinado esta malla para dar lugar a una malla refinada 2, refinando en el entorno del álabe de nuevo, en todas las celdas a 20 o menos celdas de distancia de la pared del álabe. También se ha refinado en las celdas donde el valor de la vorticidad se encuentra entre 1000 y 50000. En total se ha obtenido una malla con 355632 celdas. En la tabla 2.7 se exponen algunas características de las mallas, como su número de celdas o la variación de estas respecto de su antecesora.

	Malla Original	Malla refinada 1	Malla refinada 2
Celdas	107910	267657	355632
Variación de celdas obtenidas por refinado en el álabe	-	54000	32322
Variación de celdas obtenidas por refinado en zonas de alta vorticidad	-	105747	55653
Variación de celdas	-	159747	87975

Tabla 2.7: Celdas y variación de celdas en las tres mallas utilizadas

Se han ensayado las tres mallas para las mismas condiciones operativas. Como se ha partido de los valores del punto de diseño para el modelo de referencia después de tres vueltas, los ensayos con las diferentes gráficas corresponden a las vueltas cuarta y quinta para ese caso y solo se ha tenido en cuenta el valor medio de la C_p en la última vuelta. En la siguiente gráfica (figura 2.17) se exponen los valores obtenidos.

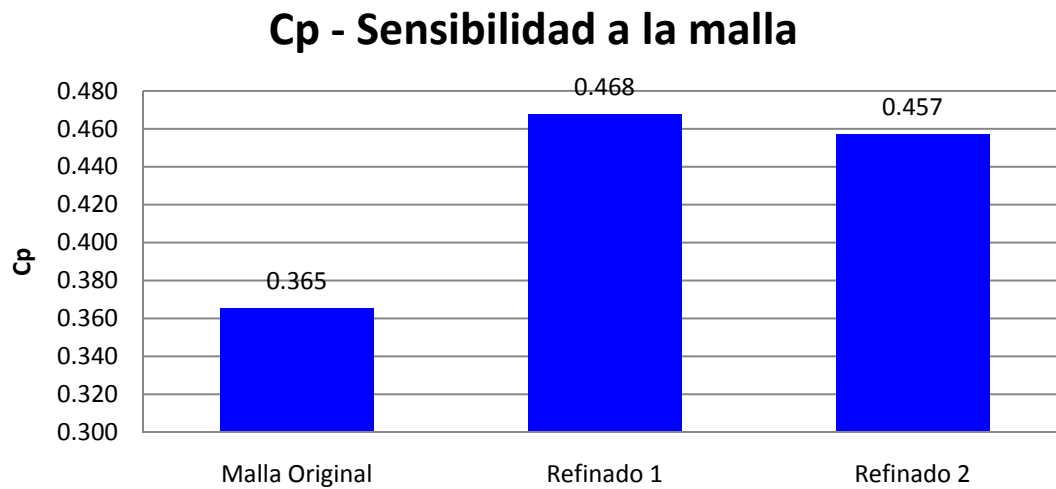


Figura 2.17: Coeficiente de potencia medio en la quinta vuelta para las tres mallas utilizadas.

Se puede ver como con el primer refinado se obtiene un aumento del Cp del 28% respecto de la malla original, mientras que con el segundo refinado el Cp medio solo varía un 2% respecto al refinado 1, a pesar de haber aumentado el número de celdas en 87975, aumentando por ello el coste computacional.

A priori, con estos resultados, trabajar con la malla refinada 1 en las simulaciones futuras sería una opción correcta, sin embargo, se deben comparar las características del flujo y determinar si los cambios son importantes. Se han comparado los contornos de vorticidad obtenida en los tres casos y se han observado cambios en las estelas de los álabes A (Figuras 2.18, 2.19 y 2.20) y C (Figuras 2.21, 2.22, 2.23) en función de la malla utilizada.

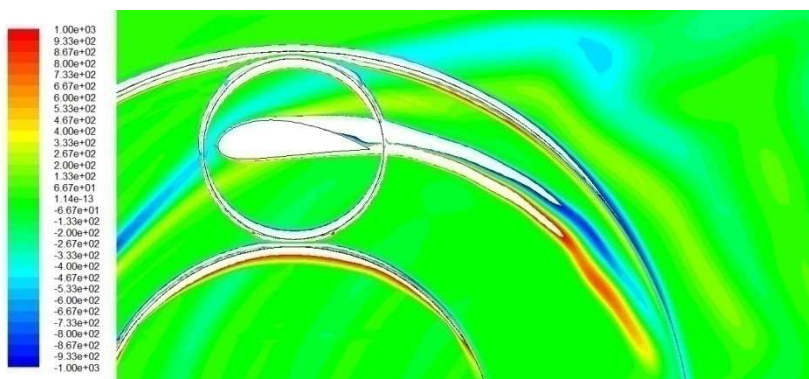


Figura 2.18: Contornos de vorticidad. Detalle del álabe A para la malla sin refinar.

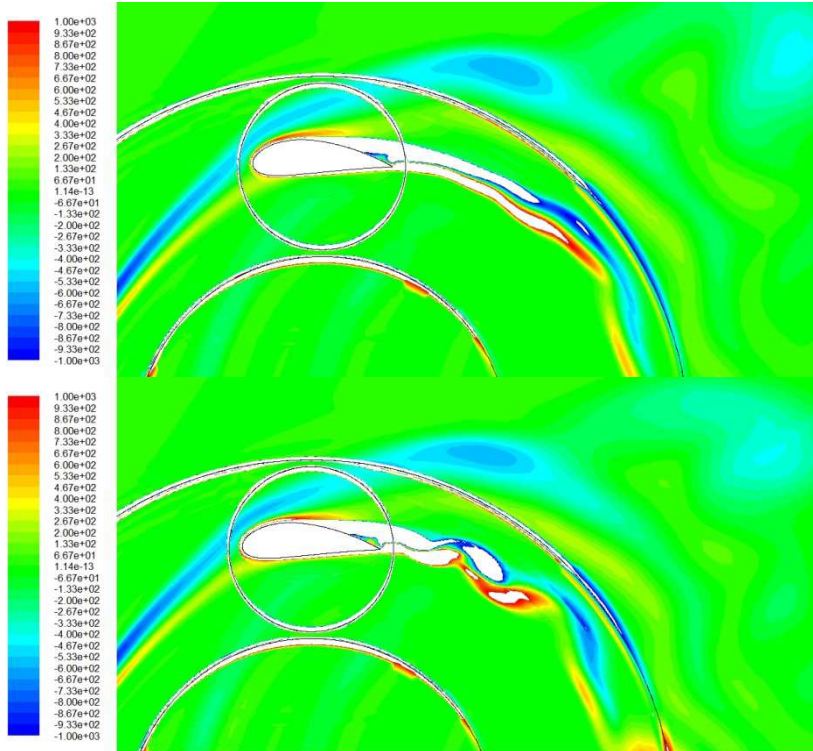


Figura 2.19: Contornos de vorticidad. Detalle del álabe A para la malla refinada 1.

Figura 2.20: Contornos de vorticidad. Detalle del álabe A para la malla refinada 2.

En el álabe A, se presentan cambios en función de la malla utilizada. Para la malla sin refinar la estela es muy alargada y no se desprenden torbellinos de esta, mientras que en la malla refinada 2 la estela es corta existiendo torbellinos que se desprenden cerca del álabe, para la malla refinada 1 la situación es intermedia. Se observa como el álabe A está afectado por la estela del álabe B, sin embargo, esta no varía perceptiblemente con la variación de las mallas.

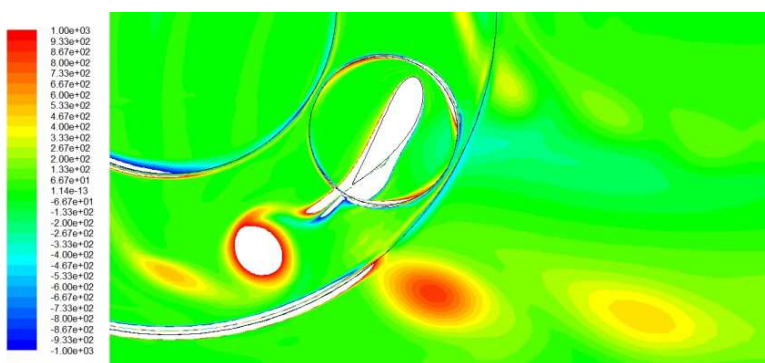


Figura 2.21: Contornos de vorticidad. Detalle del álabe C para la malla sin refinar

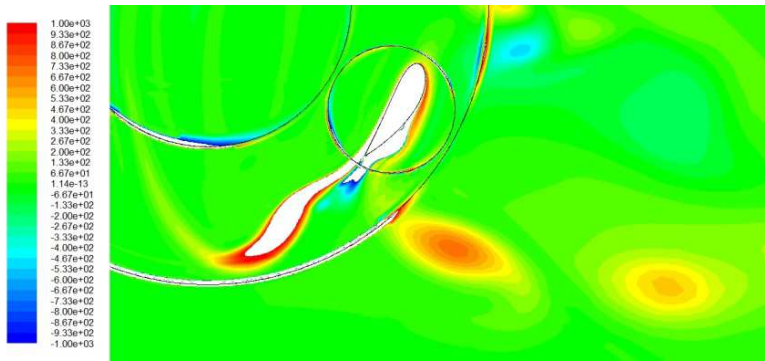


Figura 2.22:
Contornos de vorticidad. Detalle del álabe C para la malla refinada 1.

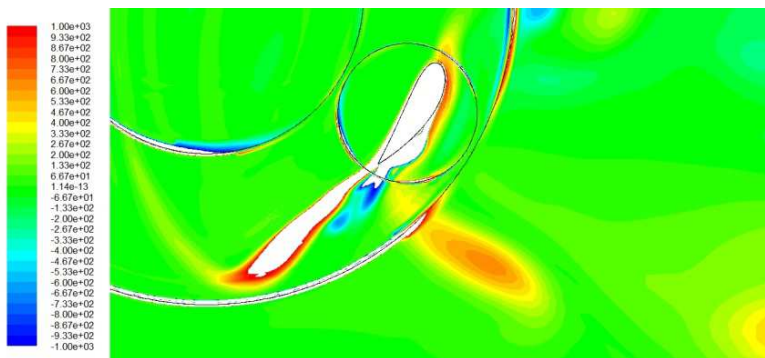


Figura 2.23:
Contornos de vorticidad. Detalle del álabe C para la malla refinada 2.

Al contrario que en el álabe A, en este caso ocurre que con la malla sin refinar se obtiene una estela corta con un torbellino recién desprendido y con las dos mallas refinadas se obtienen estelas alargadas entre ellas.

Por último, queda comprobar el valor de la condición y-plus, que debe ser menos que 1 para poder aplicar el modelo de turbulencia k-omega. Las imágenes 2.24, 2.25 y 2.26 representan el valor de y-plus a lo largo de varios puntos de los tres álabes en función de la coordenada x (en rojo para el álabe B, en negro para el álabe A y en verde para el álabe C).

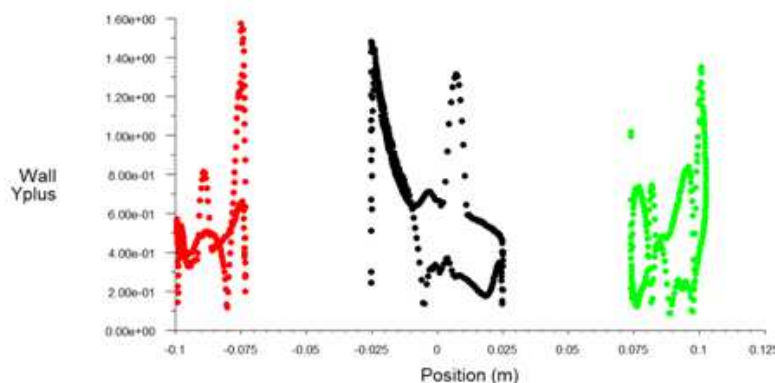


Figura 2.24:
Valores de y-plus en los álabes para la malla sin refinar.

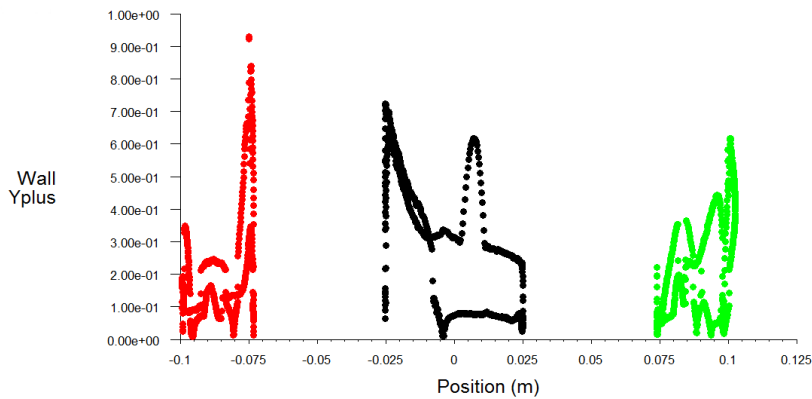


Figura 2.25: Valores de y -plus en los álabes para la malla refinada 1.

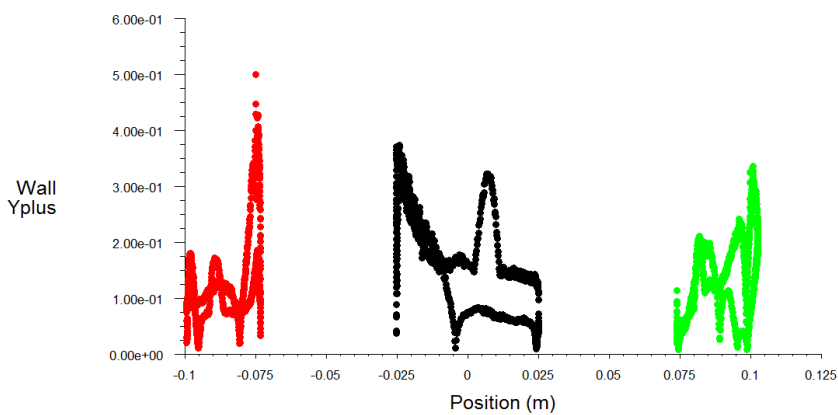


Figura 2.26: Valores de y -plus en los álabes para la malla refinada 2.

Como se vio anteriormente, para la malla sin refinar existen valores de y -plus que son mayores que 1. Sin embargo, tanto para la malla refinada 1 como para la malla refinada 2 el valor máximo de y -plus es menor que la unidad, por tanto, la elección del modelo de turbulencia k - ω sería válida en ambas mallas.

Tras esta comparación se va a optar definitivamente por utilizar la malla refinada 1. En primer lugar, porque prima la comparación de los C_p frente a las características de los flujos. En segundo lugar, porque la diferencia de las configuraciones de vorticidad entre la malla refinada 1 y la malla refinada 2 no es muy grande ni muy determinante. Además las estelas de A y C en esta posición no van a afectar a ningún álabe, por lo cual pierden importancia para regímenes de giro cercanos al estudiado. Solo la estela de B resultaría importante y no varía sensiblemente.

CAPÍTULO 3: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

En este capítulo se realizan y explican las simulaciones que se han realizado para caracterizar la VAWT partiendo de las condiciones descritas en el apartado anterior, además, se analizan los resultados obtenidos de dichas simulaciones, se comparan con resultados experimentales de otras fuentes y se justifican las implicaciones que dichos resultados tienen para el objetivo último de optimizar la turbina.

3.1 PROCESO DE RESOLUCIÓN

Las simulaciones se han realizado con los parámetros recogidos en el capítulo anterior, es decir, se han simulado cuatro vueltas completas con 1200 *time step* por vuelta para una malla de 267657 celdas. Sin embargo, para simular en Fluent se deben introducir el valor del *time step* (ΔT) en segundos y el número total de *time step* totales en la simulación, 4800 si se simulan cuatro vueltas. El valor del *time step* se calcula como:

$$\Delta T = \frac{2\pi/\omega}{\text{time steps por vuelta}} \quad (3.1)$$

En general, un valor de *time step* bajo proporciona mayor estabilidad y una mejor solución, lo cual se da para velocidades de giro próximas a las condiciones de diseño (TSR para máximo coeficiente medio de potencia). Por último se fija el número máximo de iteraciones que Fluent realiza para cada posición. Se ha mantenido el valor por defecto: 20 iteraciones por vuelta. En general no se van a realizar todas las iteraciones excepto al inicio del cálculo: a medida que avanza la simulación el programa detecta que el cálculo converge y realiza menos iteraciones con el ahorro de tiempo y coste computacional que ello conlleva. Salvo excepciones, una vez sobrepasados los pocos cientos de *time steps* calculados, el número de iteraciones por *time step* se sitúa entre 4 y 8.

Durante el proceso de cálculo se ha monitorizado el valor de los residuales, es decir de el valor del error cometido por Fluent en su cálculo respecto a las ecuaciones de conservación. Como ya se explicó, ese error debe tender a cero, de lo contrario el cálculo diverge y no se encuentra una solución físicamente realista. La monitorización de los residuales se muestra en la figura 3.1.

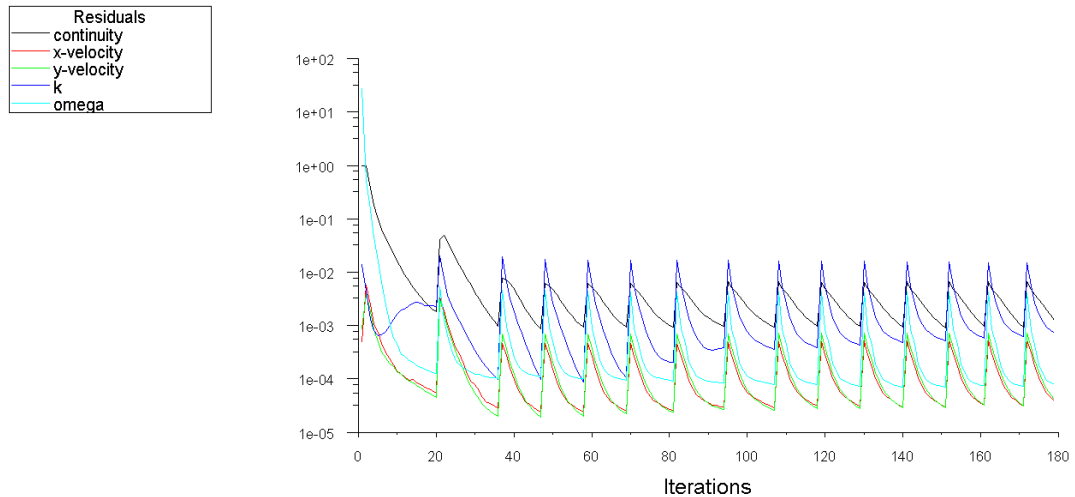


Figura 3.1: Monitorización de los residuales durante los primeros 15 *time steps* del cálculo para un TSR=0.5

La imagen anterior, fig. 3.1, muestra el valor de los residuales en cada iteración. Representado en negro se tiene el valor del residual de la ecuación de conservación de la masa (ecuación de continuidad), en rojo y verde, los residuales de las ecuaciones de conservación de cantidad de movimiento en los ejes X e Y respectivamente, y, por último, en azul y cian los residuales k y omega respectivamente, relacionados con el modelo de turbulencia. En la primera iteración de cada *time step* los valores de los residuales se disparan momentáneamente ya que se modifica el residual de referencia. Se puede, por tanto, identificar en la gráfica el número aproximado de iteraciones por *time step*: 20 para el primer paso de tiempo, aproximadamente 17 para el segundo y entorno a 10 para los siguientes. También se percibe que los valores de todos los residuales disminuyen continuamente dentro de cada *time step* y solo aumentan en el inicio de éste, señal inequívoca de la convergencia del cálculo.

También se ha monitorizado durante el cálculo el valor del coeficiente de par (C_m), que, además de ser un valor característico del funcionamiento de la turbina, va a proporcionar información sobre el cálculo ya que, a medida que avanza este, el C_m debe volverse periódico como condición necesaria aunque no suficiente para dar por buena la convergencia, presentando tres máximos y tres mínimos idénticos por vuelta, asemejándose a los valores de una VAWT en funcionamiento. Como se vio en la ecuación 2.4 del capítulo anterior, el valor de C_m depende de varios coeficientes. Fluent calcula el valor del par realizado sobre el eje, sin embargo, el resto de valores de referencia se deben introducir manualmente en *reference values*. La monitorización del C_m para una de las simulaciones se representa en la figura 3.2.

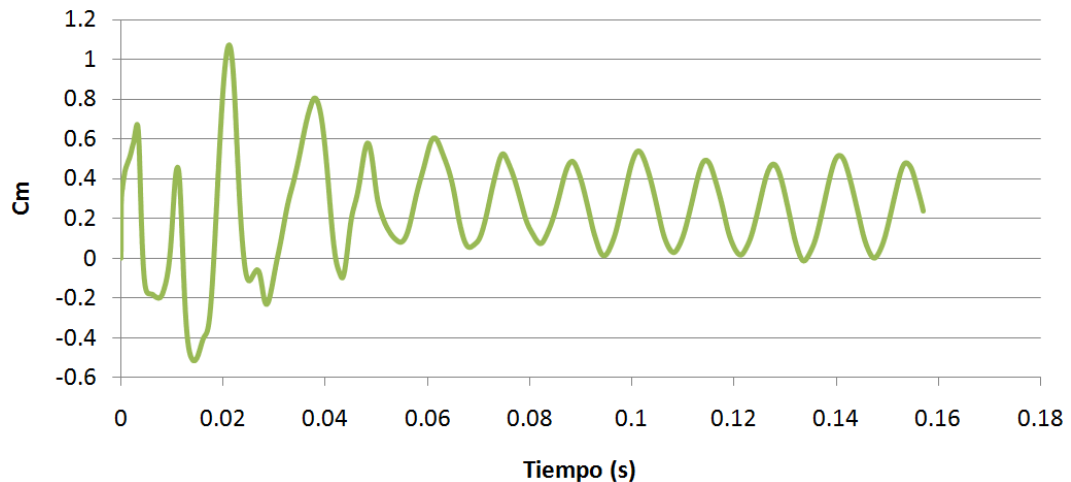


Figura 3.2: Coeficiente de par durante cuatro vueltas para TSR=2 y 1200 time steps por vuelta

Como muestra el gráfico (fig. 3.2), durante los primeros momentos el valor del C_m presenta un comportamiento errático e inestable, condicionado por las condiciones iniciales impuestas. A medida que avanza el cálculo, el C_m refleja el comportamiento real de la turbina, con valores oscilantes y periódicos que se repiten tres veces por vuelta. El valor de C_m en cada *time step*, además de reflejarse en pantalla durante el cálculo queda guardado en un archivo en forma de tabla que, posteriormente puede procesarse en Excel o cualquier programa de cálculo, pudiendo trabajarse con datos precisos. Por ello se puede obtener el ángulo o posición favorable o desfavorable para el C_m así como el C_m medio entre otros valores de utilidad.

3.2 CURVA CARACTERÍSTICA

Siguiendo las conclusiones obtenidas en el capítulo anterior se han realizado una serie de simulaciones para hallar el valor del coeficiente de potencia (C_p) de la turbina a diferentes condiciones de operación TSR. La representación del C_p en función del TSR se denomina “curva característica adimensional” y va a representar genéricamente el comportamiento de turbinas geoméricamente semejantes pudiéndose observar los valores máximos de C_p y los TSR que ofrecen mayores C_p , es decir, la zona de diseño y las condiciones operativas óptimas de la turbina en las que se consigue obtener mayor potencia. También se puede concluir si la turbina presenta problemas de arranque, es decir, si para algún TSR entre cero y la zona de diseño se obtienen valores negativos de C_p . Los valores de C_p se han obtenido simplemente multiplicando el valor de C_m conseguido en Fluent por el coeficiente TSR como ya se indicó en la ecuación 2.5. Como C_p representativo de cada TSR se ha tomado su valor medio durante la última vuelta simulada.

La tabla 3.1 representa las 6 simulaciones realizadas para la turbina a diferentes TSR, incluyendo la velocidad de giro, las vueltas simuladas y el valor del *time step* en cada caso. También se muestran los resultados obtenidos (valores de C_m y C_p).

TSR	ω (rad/s)	Vueltas	ΔT (s)	C_m	C_p
0.5	40	4	0.00013089969390	0.056	0.028
0.9	72	4	0.00007272205217	0.164	0.148
1.6	128	4	0.00004090615434	0.292	0.468
2	160	4	0.00003272492347	0.239	0.478
2.5	200	4	0.00002617993878	0.122	0.306
3	240	4	0.00002181661565	0.006	0.019

Tabla 3.1: Simulaciones realizadas y resultados obtenidos

A continuación, se han graficado los datos obtenidos consiguiéndose la curva característica adimensional de la turbina mostrada en la figura 3.3:

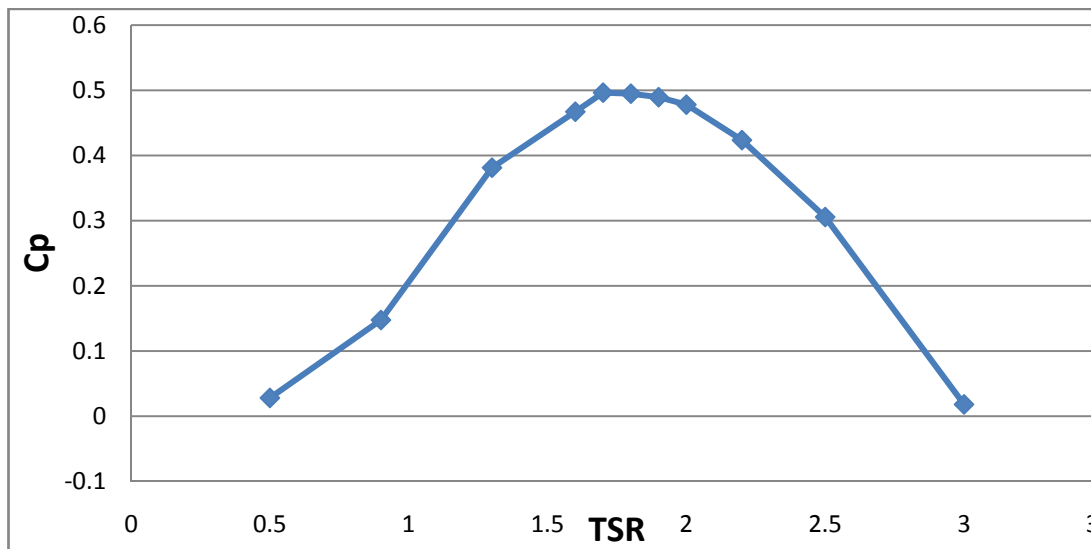


Figura 3.3: Curva característica de la VAWT de grado 0.75 con 6 simulaciones con la malla refinada, 4 vueltas simuladas y 1200 *time steps* por vuelta.

La gráfica anterior, fig 3.3, representa el coeficiente de potencia medio. En principio se obtienen unos valores aceptables: la curva comienza en 0 y va ascendiendo sin entrar en valores negativos. Los valores más altos se encuentran para TSR igual a 1.6 y 2 siendo el valor del coeficiente de potencia 0.467 y 0.478 respectivamente. Después de la zona con máximos C_p , la curva desciende hasta acercarse a 0 en el entorno de TSR=3.

Sin embargo, se ha considerado que las 6 simulaciones realizadas son insuficientes. Sí que es cierto que dan una idea general de la zona de

funcionamiento de la turbina, pero no describe claramente el entorno en el que va a funcionar la turbina según su diseño (previsiblemente entre $TSR=1.6$ y $TSR=2$). Además conviene simular en la zona de bajos TSR para comprobar que no existen problemas de arranque. Con estos objetivos se han realizado otras 6 nuevas simulaciones en las zonas con mayor C_p y a TSR bajos. A continuación, en la tabla 3.2 se muestran los resultados de todas las simulaciones.

TSR	ω (rad/s)	Vueltas	ΔT (s)	C_m	C_p
0.25	20	6	0.00026179938780	0.069	0.017
0.5	40	4	0.00013089969390	0.056	0.028
0.9	72	4	0.00007272205217	0.164	0.148
1.3	104	4	0.00005034603612	0.293	0.381
1.6	128	4	0.00004090615434	0.292	0.467
1.7	136	4	0.00003849990997	0.292	0.496
1.8	144	4	0.00003636102608	0.275	0.495
1.9	152	4	0.00003444728787	0.258	0.489
2	160	4	0.00003272492347	0.239	0.478
2.2	176	4	0.00002974993043	0.193	0.424
2.5	200	4	0.00002617993878	0.122	0.306
3	240	4	0.00002181661565	0.006	0.018

Tabla 3.2: Simulaciones completas y resultados obtenidos. En rojo, las nuevas simulaciones añadidas.

Graficando los resultados obtenidos se obtiene la curva característica adimensional definitiva representada en la figura 3.4.

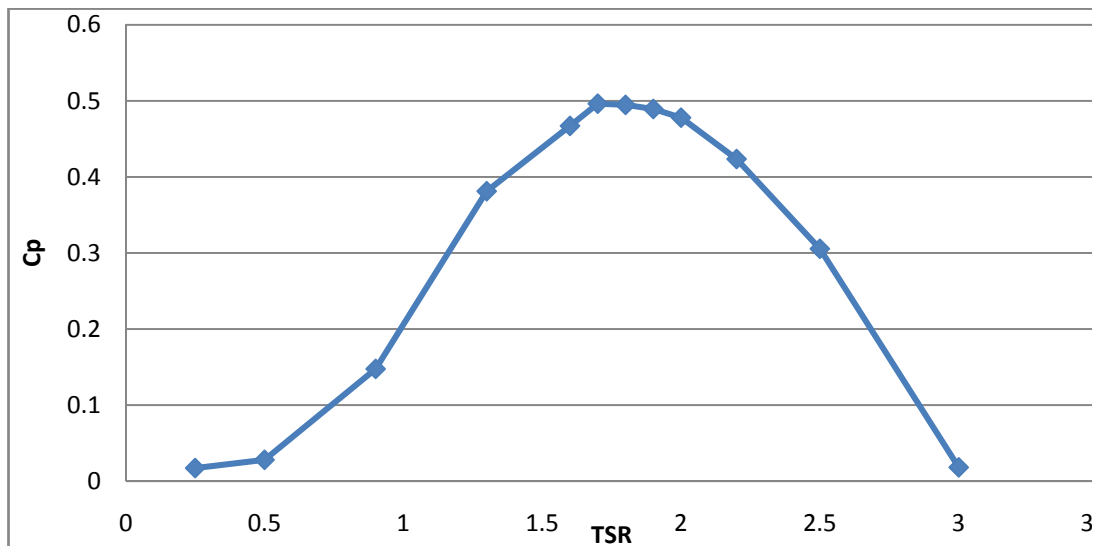


Figura 3.4: Curva característica de la VAWT de grado 0.75 con 12 simulaciones con la malla refinada, 4 vueltas simuladas y 1200 *time stps* por vuelta.

En la figura anterior se puede apreciar como las nuevas simulaciones no se desvían de lo esperado y la curva no presenta irregularidades ni valores de C_p poco creíbles. Se confirma que entre $TSR=1.6$ y $TSR=2$ se concentran los valores máximos de C_p sin grandes cambios (todos los valores de esa zona se encuentran entre 0.46 y 0.50). El valor máximo se da para $TSR=1.7$ y, por ser el valor óptimo de funcionamiento, se considerará el punto de diseño y en él se analizarán los patrones de flujo.

Como se ha visto anteriormente, el valor del C_p varía a lo largo de una vuelta, teniendo tres máximos y tres mínimos locales. Resulta interesante conocer el ángulo para el valor de C_p instantáneo máximo y mínimo y si en algún punto se producen coeficientes de potencia instantáneos C_p negativos, es decir, puntos en los que la turbina pierde energía en vez de ganarla del aire, lo que cambiaría el signo del par generado y afectaría a la vida útil de los rodamientos por fallo a fatiga. A continuación, en la figura 3.5 se exponen los valores de C_p a diferentes TSR para la última vuelta simulada:

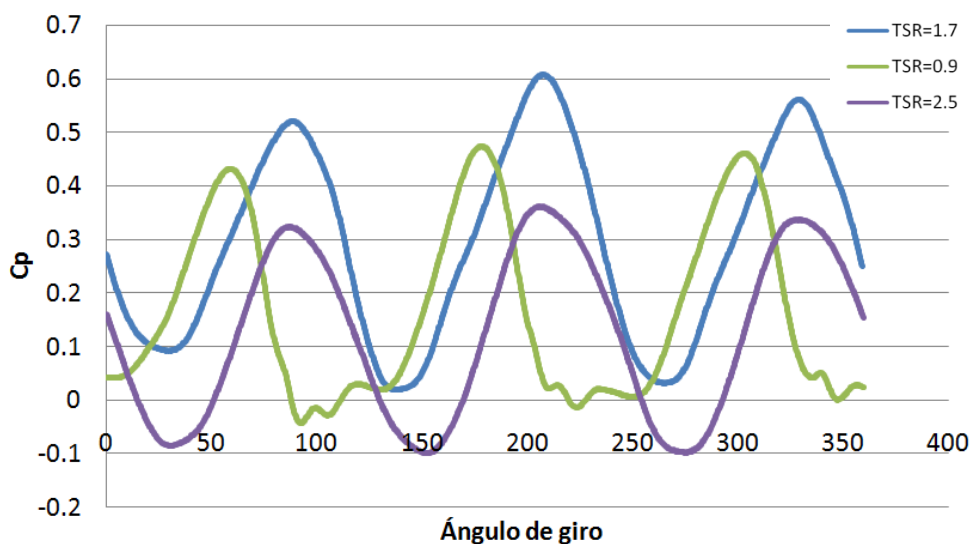


Figura 3.5: Coeficiente de potencia en función del ángulo de giro (en grados) para la cuarta vuelta simulada.

Como se ve en la figura 3.5 anterior, para los TSR representados se dan los tres máximos y los tres mínimos locales esperados de manera casi periódica. En cuanto al TSR de diseño, 1.7, todos sus valores son positivos lo cual indica que en cualquier posición la turbina va a ser capaz de extraer energía del aire. El máximo instantáneo C_p alcanzado se encuentra en el entorno de 0.6. Para valores más altos de TSR , se dan valores instantáneos negativos y valores los más altos de C_p se sitúan en torno a 0.35, sin embargo, los máximos y los mínimos se dan para ángulos de giro similares a los obtenidos para el punto de diseño. Para TSR más bajos, los máximos y los mínimos se adelantan respecto de los dos ejemplos anteriores. Además se

produce un comportamiento errático en la zona del mínimo dándose también valores negativos para un número muy reducido de posiciones.

3.2.1 Validación de curvas características

En este apartado se ha comparado la curva obtenida con otras curvas características conseguidas en otros estudios mediante CFD y mediante experimentación real. Resulta conveniente realizar esta comparación para comprobar que existen semejanzas entre la turbina estudiada y otras turbinas de tamaño mayor que serán las utilizadas para la obtención de energía. Para estos casos se han buscado estudios con turbinas con características geométricas similares.

El estudio de [Lanzafame, 2014] realiza un estudio en dos dimensiones con una turbina de radio 0.3 y tres perfiles NACA 4518 de 0.7m de longitud con un grado de solidez de 0.5. En la simulación realizada en Fluent solo se han simulado los álabes, despreciando el eje y los brazos de la turbina.

El estudio de [Almohammadi, 2013] se realizan dos ensayos CFD en dos dimensiones con una turbina de eje vertical de 1.25m de radio, perfiles NACA0016 y solidez 0.48, modificando el modelo de turbulencia. Para su resolución, se simulan los tres álabes y el eje de la turbina despreciando, igual que en el presente estudio, la influencia de los brazos del rotor.

[Zamani, 2016] realiza otro estudio similar en 2D simulando una turbina con un radio de 1.85 metros, tres perfiles NACA0018 de 3.3 metros de longitud, y solidez 0.21. En la simulación tiene en cuenta los tres perfiles y el eje de la turbina.

En la figura 3.6 se comparan las curvas características extraídas de los estudios mencionados con la obtenida en este trabajo. Se debe tener en cuenta que las turbinas de los estudios comparados tienen mayor radio y menor grado de solidez, entrono a 0.5. Esto es debido a que 0.5 suele ser un grado de solidez que produce buenos resultados y muchos estudios lo fijan como parámetro.

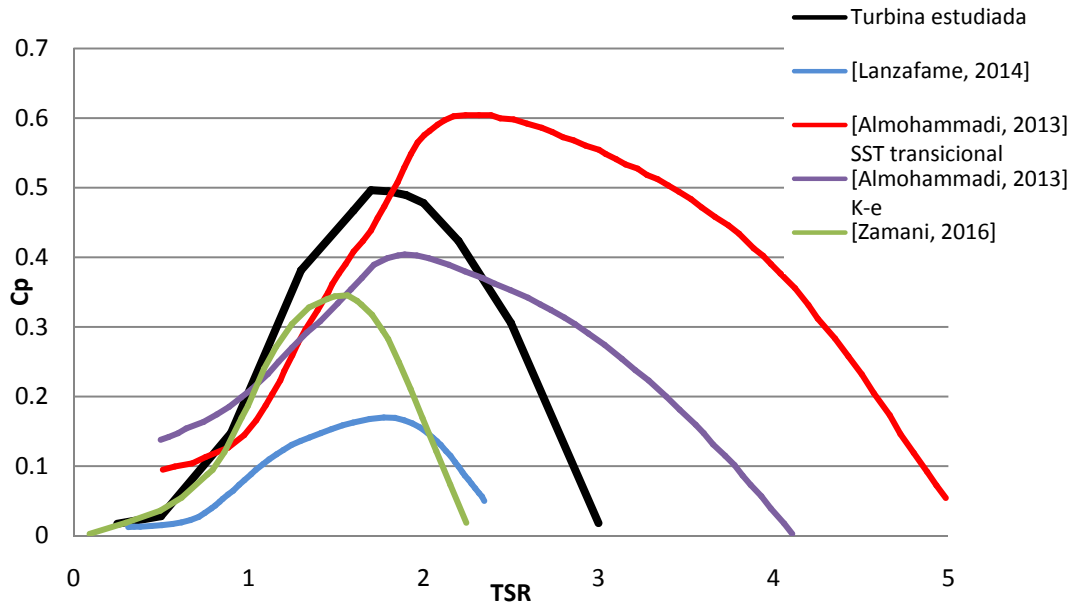


Figura 3.6: Comparativa con curvas características obtenidas mediante estudio CFD en 2D

La imagen anterior, en primer lugar, da una idea de la variedad de resultados para turbinas similares y los importantes cambios que se producen, por ejemplo, modificando el modelo de turbulencia como se puede ver en las curvas de [Almohammadi, 2013]. Se puede encontrar una similitud importante entre la curva característica del presente estudio y la mayor parte de las curvas comparadas: el valor del TSR del punto de diseño es similar, concretamente, entre 1.5 y 2. Este dato es importante ya que se puede concluir que, a pesar de estar estudiando una turbina mucho más pequeña, ésta es representativa de turbinas más grandes. Sin embargo, se ve la diferencia entre los valores de coeficiente de potencia medio C_p . Destaca la diferencia con la curva obtenida por [Lanzafame, 2014]: puesto que muchos de los parámetros se han obtenido de este trabajo se esperaban valores más semejantes. Sin embargo, para los objetivos del presente estudio, no va a ser tan determinante el valor numérico del C_p máximo como el valor de los TSR de diseño ya que se están buscando formas de optimizar la turbina y no de calcular con exactitud su potencia.

De igual manera se ha comparado la curva obtenida con curvas experimentales de otros autores. Las curvas experimentales usadas para la comparación pertenecen a [Bravo 2007] y [Almohammadi, 2013]. La comparativa se presenta en la figura 3.7.

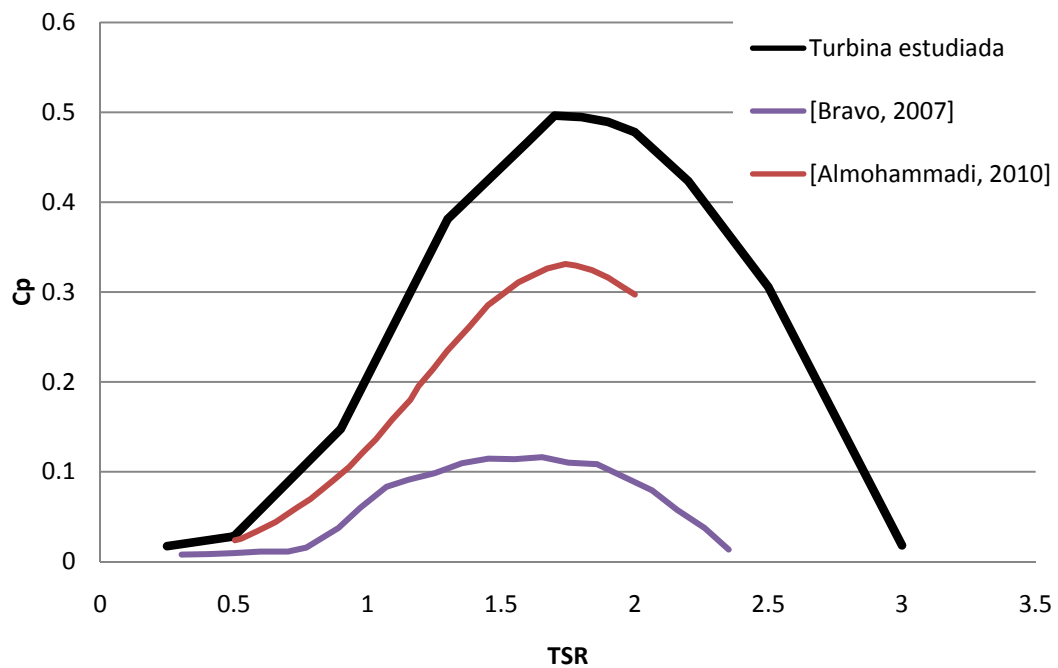


Figura 3.7: Comparativa con curvas características obtenidas experimentalmente

Se puede ver que las curvas experimentales presentan perfiles más suaves y valores de C_p más bajos que las curvas obtenidas mediante simulación. Sin embargo, de manera análoga a las curvas anteriores conservan su C_p máximo entre 1.5 y 2. En este caso se justifican los valores más bajos de C_p por la presencia de los brazos de la turbina y porque la curva obtenida en este estudio CFD es ideal.

3.3 PATRÓN DE FLUJO

Más allá de la sola obtención del valor del coeficiente de potencia en las diferentes simulaciones realizadas, resulta interesante realizar un estudio de las características del flujo. Este estudio se realiza sobre los resultados obtenidos en las simulaciones ya que, además de los valores de C_p , la simulación permite recoger y estudiar más datos, especialmente, las características del flujo en un determinado momento. Con el estudio del flujo se pretende justificar el funcionamiento de la turbina y deducir el efecto que tienen determinadas características del flujo sobre el valor del C_p . Se van a estudiar los efectos del gradiente de presiones puesto que este es el causante de que se genere una fuerza en los álabes y, por tanto, del movimiento de la turbina y los efectos de la turbulencia generada por la turbina que se estudiará mediante la obtención de la distribución de vorticidad.

3.3.1 Estudio de la distribución de presiones

Como ya se ha mencionado anteriormente, en el entorno de los álabes el flujo es complejo y, además, se espera un gradiente de presiones importante. No solo hay que resolver la capa límite, sino que hay que determinar donde se produce su desprendimiento en forma de corrientes secundarias. La distribución de presiones va a determinar en gran medida el funcionamiento de la turbina en general y la generación de torbellinos en particular. Puesto que la configuración de presiones varía con la posición de los álabes, se deben estudiar una serie de diferentes posiciones entre 0 y 120 grados. No es necesario estudiar las posiciones entre 120 y 360 grados ya que el problema es periódico.

Para el estudio de las presiones para $TSR=1.7$ en primer lugar se han obtenido los contornos de presión estática en diferentes posiciones, entre ellas, el ángulo de giro que ofrece menor par instantáneo (31.2°) y para el ángulo más favorable (se ha estudiado el caso para 90° aunque el valor máximo instantáneo se da para 89.4°). Las distribuciones de presiones se exponen a continuación en las figuras 3.8 a 3.14. Para facilitar la comparación entre las diferentes posiciones, el valor de la escala para todos los casos es la misma: de -60 a 60 Pa de presión manométrica, por esa razón solo se ha mantenido la escala en la primera figura. Las zonas en blanco pertenecen a valores fuera de la escala siendo valores extremos: presiones muy altas si esas regiones están rodeadas de color rojo y presiones muy bajas si están rodeadas de colores azulados. En las figuras que muestran la distribución de presiones no se ha representado toda la malla sino solo la zona que se ha considerado más importante.

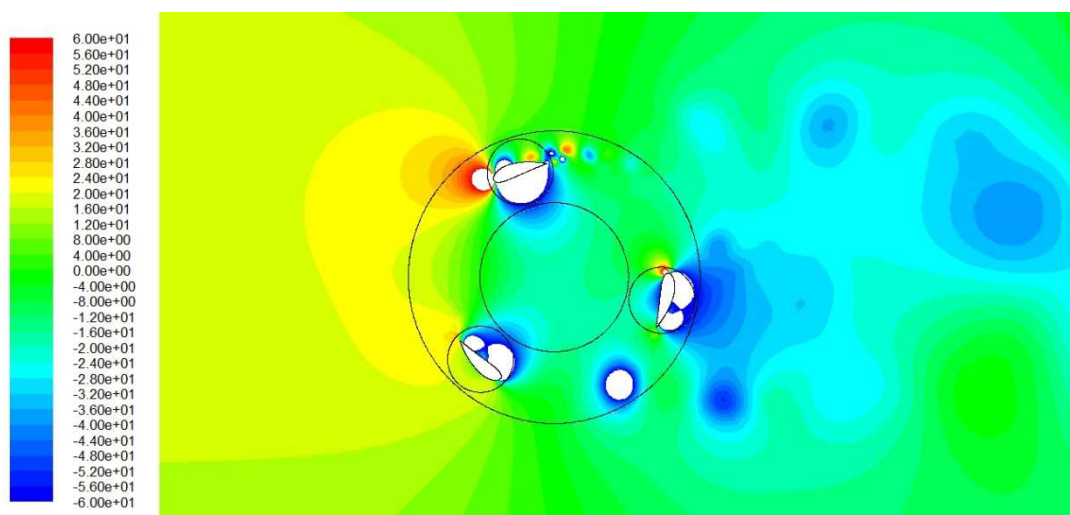


Figura 3.8: Distribución de presiones para $\theta=18^\circ$ y escala correspondiente.

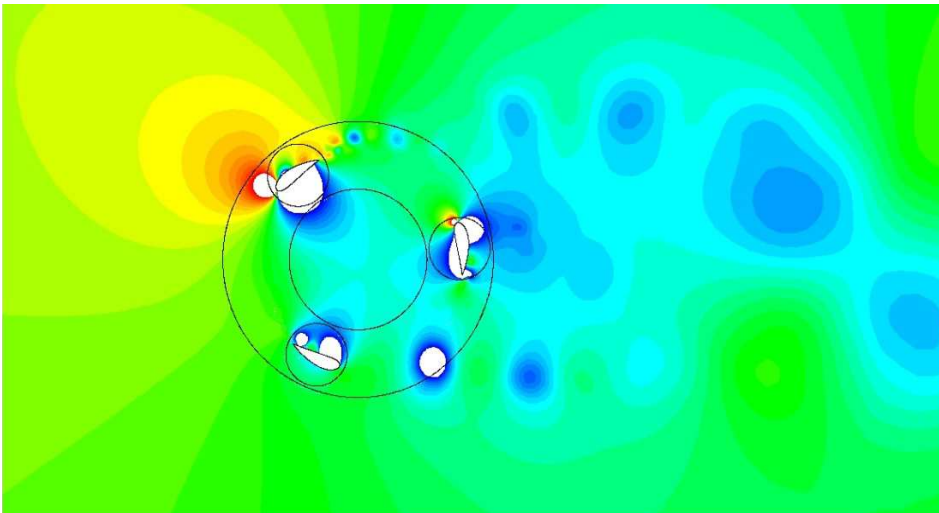


Figura 3.9: Distribución de presiones para $\theta = 31.2^\circ$ (ángulo pésimo)

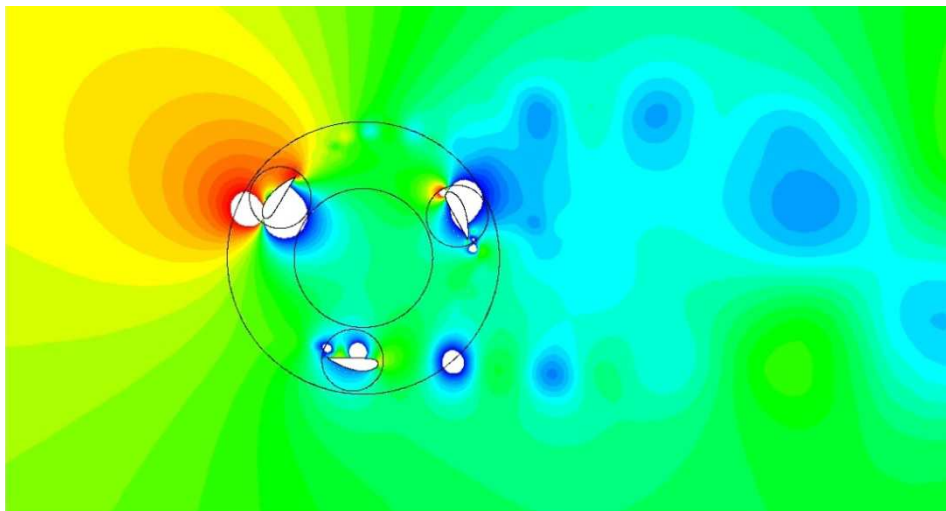


Figura 3.10: Distribución de presiones para $\theta = 54^\circ$

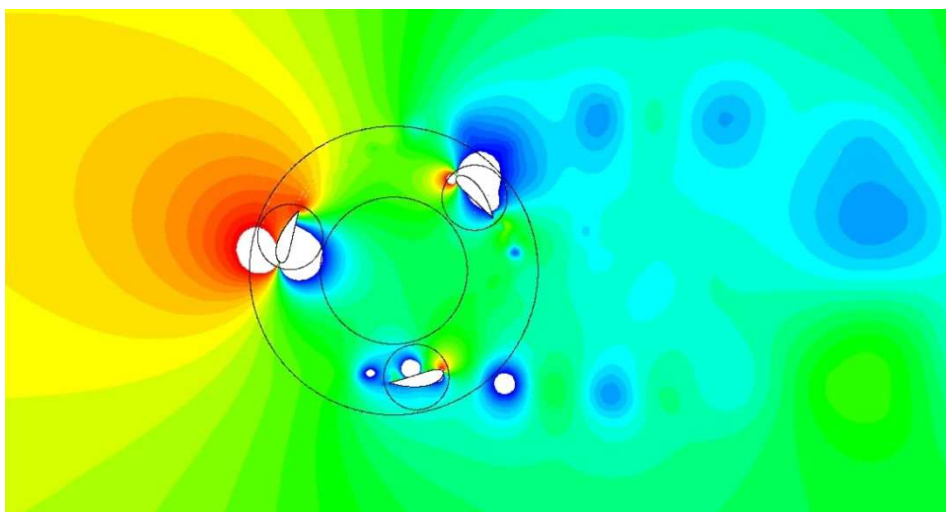


Figura 3.11: Distribución de presiones para $\theta = 72^\circ$

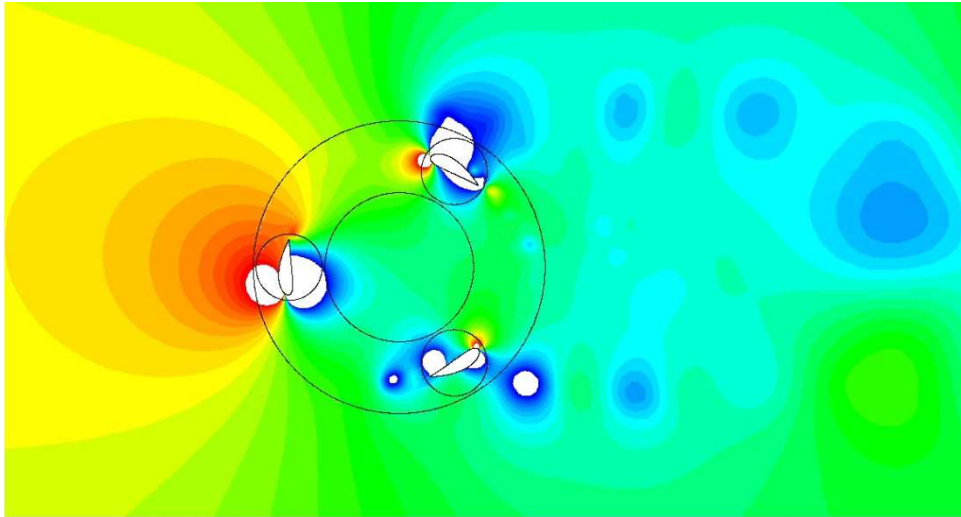


Figura 3.12: Distribución de presiones para $\theta=90^\circ$ (ángulo óptimo)

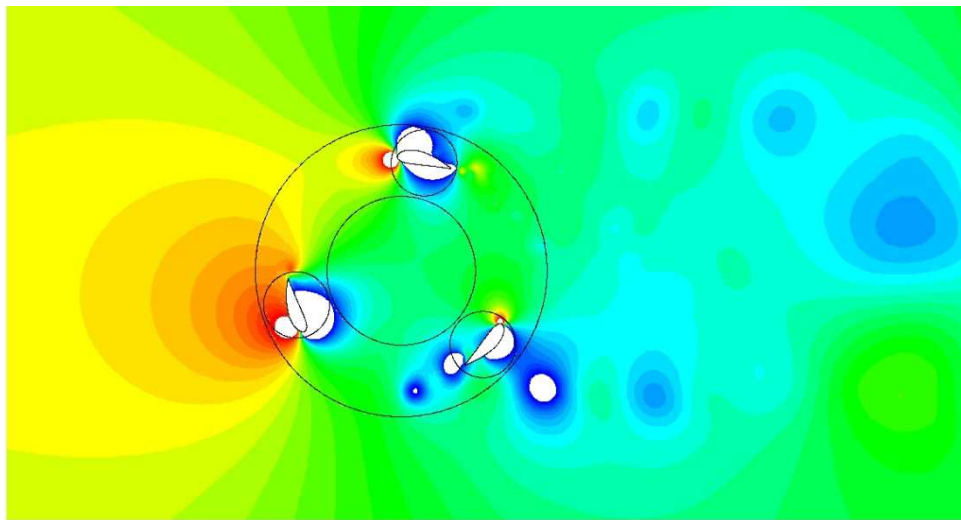


Figura 3.13: Distribución de presiones para $\theta=108^\circ$

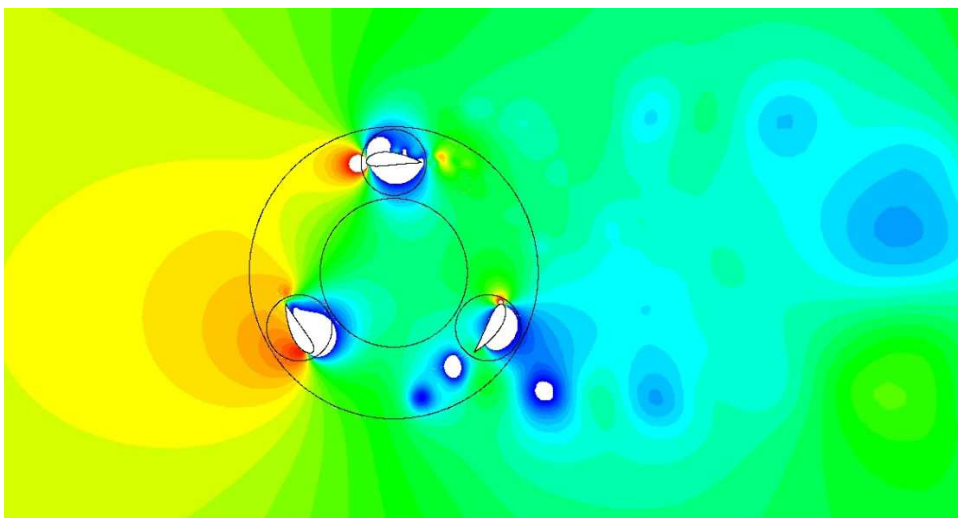


Figura 3.14: Distribución de presiones para $\theta=120^\circ$

Para todas las imágenes anteriores, es decir, para cualquier posición de la turbina, se dan altas presiones en la zona aguas arriba de la turbina debido al choque entre el aire y el rotor de la turbina. También se dan altas presiones en el borde de ataque de los álabes. Por el contrario se dan bajas presiones en la parte interior de los álabes y en la superficie aguas abajo de los álabes donde la velocidad es mayor. Por efecto de la presencia de la turbina, la presión es ligeramente más baja en una amplia zona aguas abajo correspondiendo con la zona de la estela, es decir flujo perturbado. Además los torbellinos desprendidos se pueden observar debido a que poseen una alta velocidad y, por ello, una baja presión, mostrándose como zonas circulares relativamente pequeñas en colores azulados.

Para cada posición, los efectos de la presión son diferentes y se comprenden mejor si se obtiene el valor del coeficiente de par para cada posición del álabes. A continuación, en la figura 3.15 se muestra el valor de C_m para un solo álabes en función del ángulo de giro.

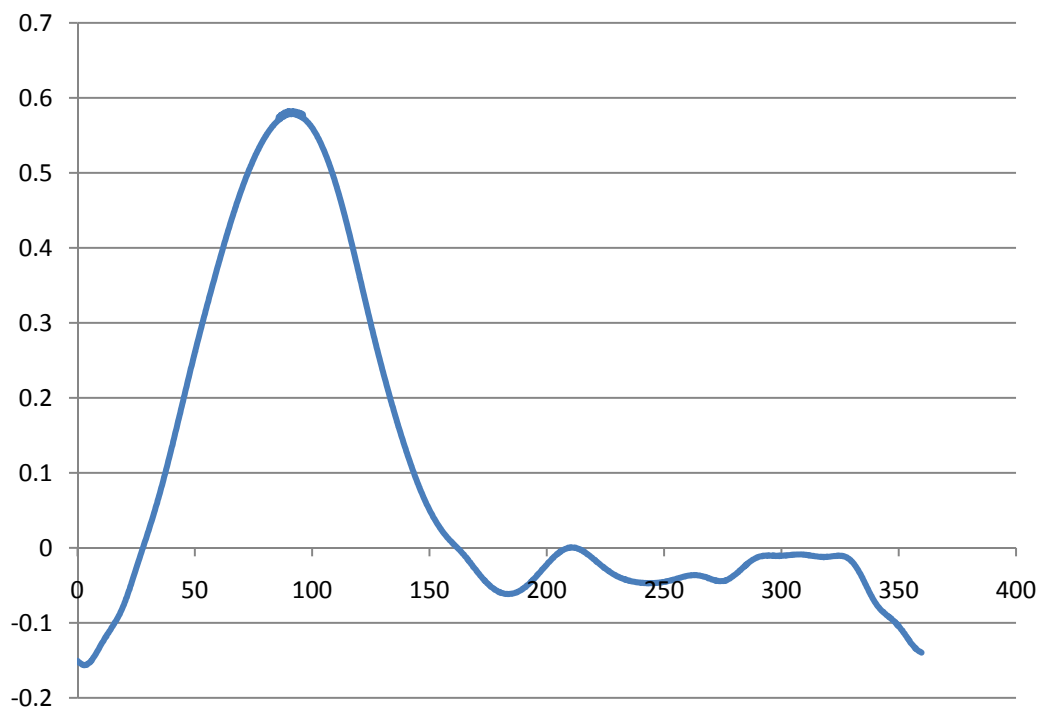


Figura 3.15: Coeficiente de par aportado por el álabes A en función del ángulo de giro para la cuarta vuelta.

Como se puede ver, la posición más desfavorable para el álabes ocurre en torno a 0 grados, cuando este avanza contra el flujo. Para esta posición se observa en la distribución de presión (figura 3.14), como se generan altas presiones en el borde de ataque y bajas en el resto del contorno del álabes. A partir de los 28 grados el C_m se hace positivo puesto que el flujo deja de oponerse al movimiento del álabes, generándose altas presiones en la

superficie exterior y bajas en la interior, lográndose un fuerte gradiente de presiones que impulsa el álabe hacia adelante y llegando al valor máximo en el entorno de los 90° cuando el gradiente es más alto y el flujo no se opone al movimiento puesto que es perpendicular al movimiento del álabe. El C_m es positivo hasta 160°. A partir de entonces hasta que completa la vuelta permanece ligeramente negativo. En las distribuciones de presión se puede ver que esto se debe a que no existen gradientes de presión que impulsen al álabe y, además, se producen altas presiones en el borde de ataque que se oponen al movimiento. Se concluye que es la zona entre 28 y 160 grados la que determina en mayor medida el funcionamiento de la turbina. Los valores mínimos del coeficiente de par instantáneo C_m para el conjunto de la turbina se dan en el momento en que no hay ningún álabe en la zona con altos C_m . Por el contrario, el máximo instantáneo C_m para la turbina coincide con el máximo C_m para un único álabe, en torno a 90°.

A pesar de que la distribución de presiones condiciona la existencia de torbellinos, este fenómeno se analizará en un apartado posterior, una vez se haya concluido el estudio de la vorticidad.

3.3.2 Estudio de la distribución de vorticidad

El estudio de la vorticidad permite conocer las perturbaciones generadas por los diferentes álabes y como afectan estas al funcionamiento de la turbina. La vorticidad se define como el rotacional de la velocidad (ecuación 3.2).

$$\overline{rot} v = \nabla \wedge V = \begin{vmatrix} \overline{e}_x & \overline{e}_y & \overline{e}_z \\ \frac{\partial}{\partial x} & \frac{\partial}{\partial y} & \frac{\partial}{\partial z} \\ V_x & V_y & V_z \end{vmatrix} = 2\omega_z \quad (3.2)$$

El significado físico del rotacional corresponde al doble de la velocidad angular de una partícula fluida cuando gira como un sólido rígido, es decir, sin deformación. Para un flujo bidimensional como el que se está estudiando la ecuación se simplifica obteniéndose la ecuación 3.3:

$$\overline{rot} v = \frac{\partial y}{\partial x} - \frac{\partial x}{\partial y} \quad (3.3)$$

Ya se ha comentado anteriormente que las perturbaciones generadas por un álabe pueden afectar a otros o a sí mismos, reduciendo el valor del coeficiente de potencia. La distribución de la vorticidad permite visualizar claramente las estelas, más en concreto el núcleo de los torbellinos, además, el proceso de desprendimiento de torbellinos y sus características. En las siguientes figuras (desde la figura 3.16 hasta la figura 3.22) se exponen las distribuciones de vorticidad en diferentes ángulos de giro para un TSR de 1.7, es decir, en el punto de diseño.

Para facilitar su comparación se ha mantenido el valor de la escala entre -500 y 500, por lo cual solo se ha representado los valores de la escala en la primera figura y se ha omitido en el resto. Los colores desde el verde hasta el rojo representan flujos con giros positivos (en sentido antihorario) y los colores desde el verde hasta el azul, giros negativos. El color blanco indica zonas con una vorticidad fuera de la escala representada.

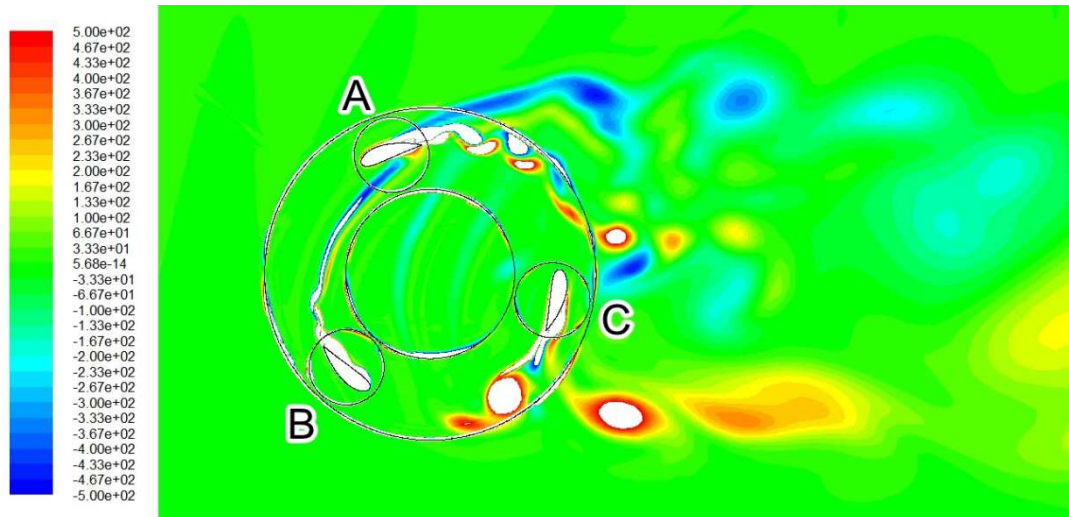


Figura 3.16: Distribución de vorticidad para $\theta=18^\circ$ y escala.

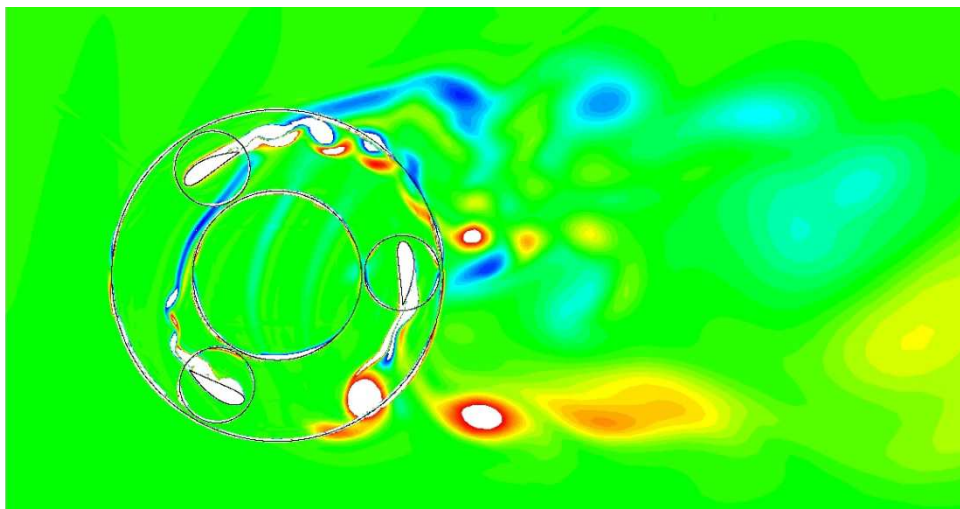


Figura 3.17: Distribución de vorticidad para $\theta=31.2^\circ$ (ángulo pésimo)

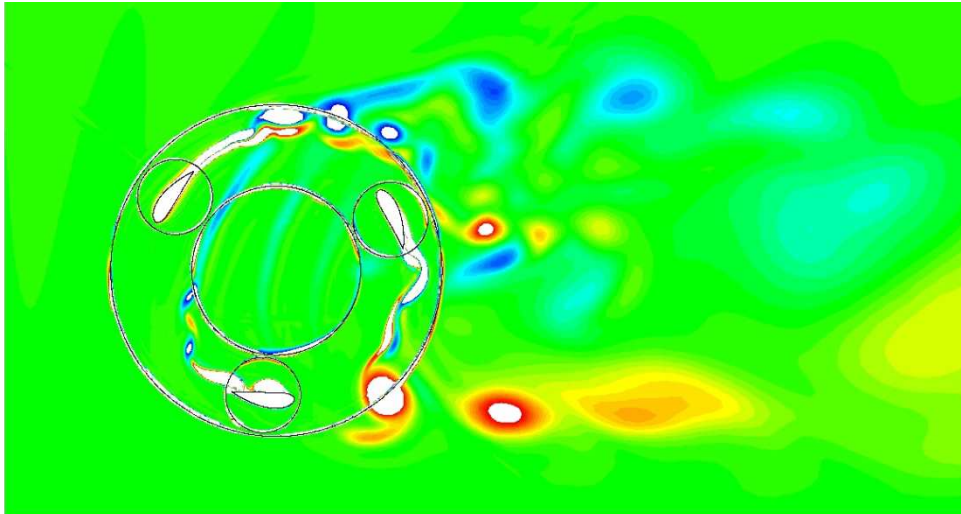


Figura 3.18: Distribución de vorticidad para $\theta=54^\circ$

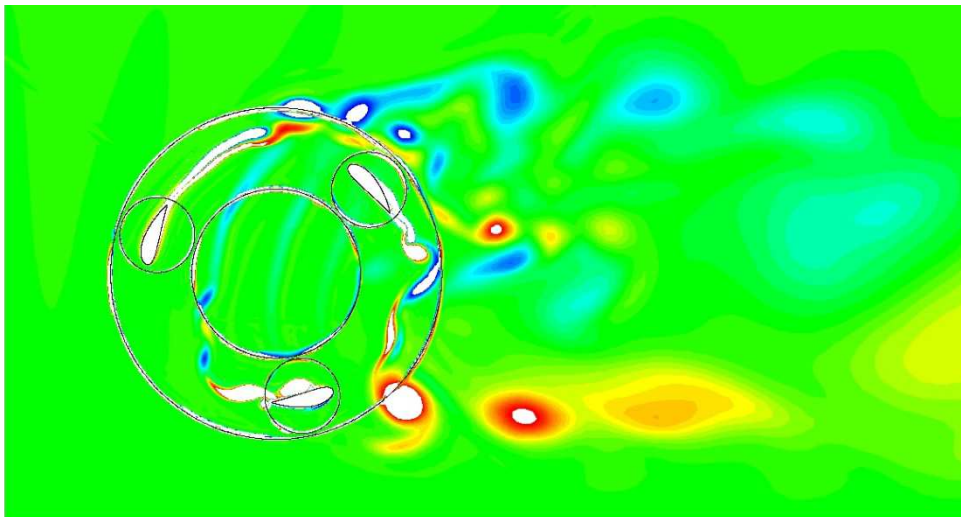


Figura 3.19: Distribución de vorticidad para $\theta=72^\circ$

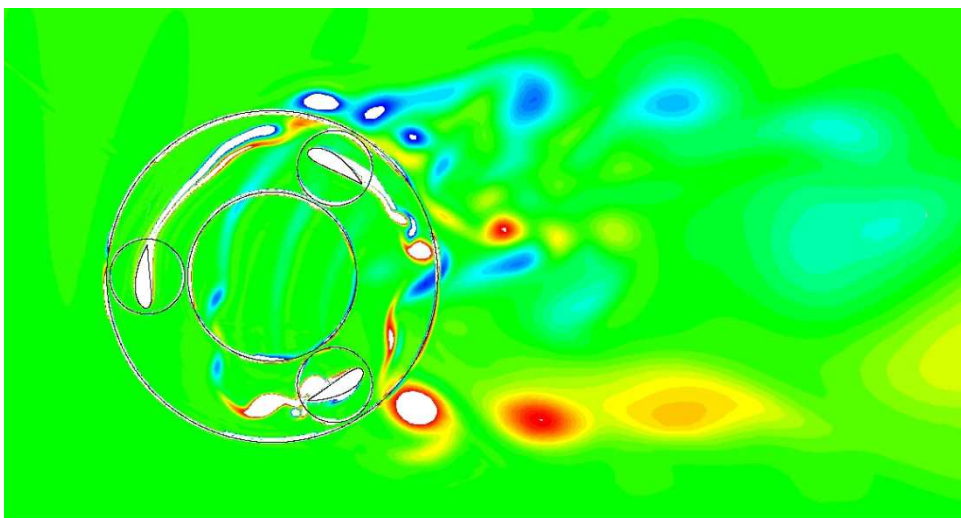


Figura 3.20: Distribución de vorticidad para $\theta=90^\circ$ (ángulo óptimo)

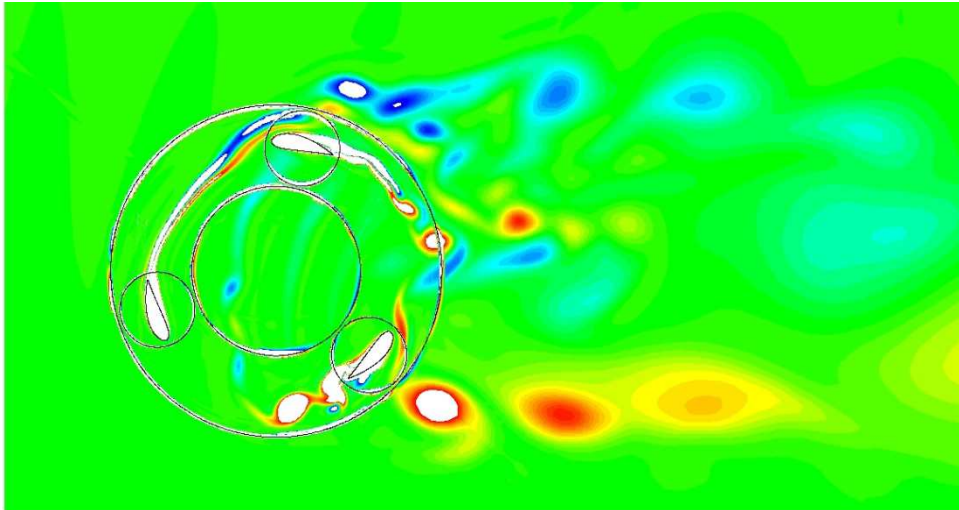


Figura 3.21: Distribución de vorticidad para $\theta=108^\circ$

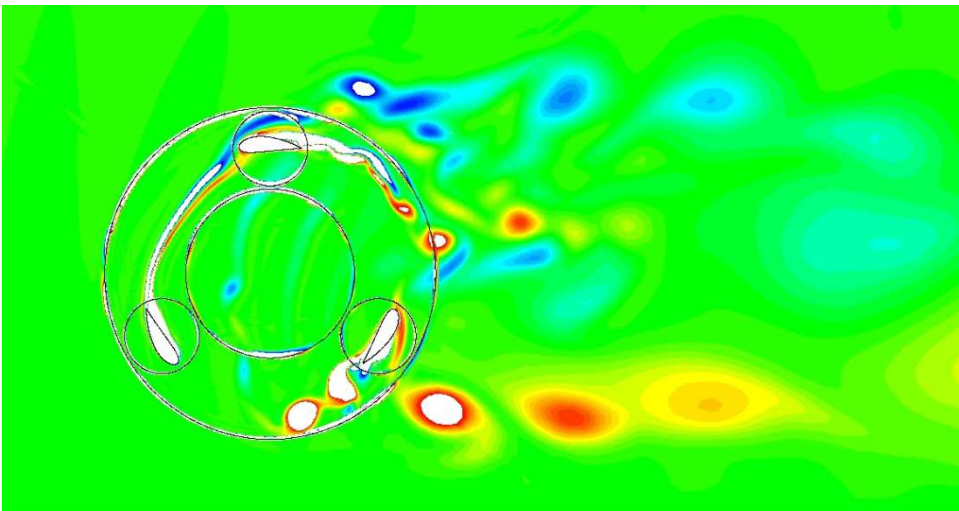


Figura 3.22: Distribución de vorticidad para $\theta=120^\circ$

Las imágenes anteriores, figuras 3.16 a 3.22, junto con los valores de C_p dan una idea de los efectos de las estelas en el funcionamiento de la turbina. El álabe A en la posición 0 grados comienza cortando la estela producida por el álabe B para, posteriormente avanzar hasta los 120 grados dejando una larga estela que no se conforma en torbellinos sino que permanece con forma alargada siendo arrastrada hacia el centro de la turbina. Entre 120 y 180 grados aproximadamente la estela que se produce se divide en pequeños torbellinos que también son arrastrados y se amortiguan rápidamente. Entre 180 y 240 grados se produce un gran torbellino que se desprende y es arrastrado sin afectar a otros álabes. En torno a los 240 grados, el álabe choca con la estela dejada por el anterior álabe A (fig. 3.22). Tras los 240 grados, el álabe avanza por flujo ligeramente perturbado por las estelas

producidas entre los 0 y los 120 grados, pero éstas ya se han amortiguado de manera importante. La estela dejada en esta zona avanza aguas abajo y no afecta al resto de álabes. Por último, se acerca de nuevo a 0 grados cortando más estelas que se han generado entre 0 y 120 grados.

En este caso las estelas no afectan demasiado al funcionamiento de la turbina puesto que es el caso para el punto de diseño. Ninguna estela afecta a los álabes en el entorno donde más par se aporta, los torbellinos grandes ya formados no chocan con otros álabes y las estelas que sí afectan a los álabes o bien ya están amortiguadas tras su desplazamiento por el centro de la turbina o bien son muy delgadas.

Se presentan a continuación distribuciones de vorticidad para casos fuera de las condiciones de diseño, casos en los que, previsiblemente, las estelas van a afectar en mayor medida al funcionamiento de la turbina. En las figuras 3.23 y 3.24 se muestran las distribuciones de vorticidad para dos ángulos diferentes para un TSR de 3. El rango de la escala es el mismo que para el usado en el resto de distribuciones de vorticidad.

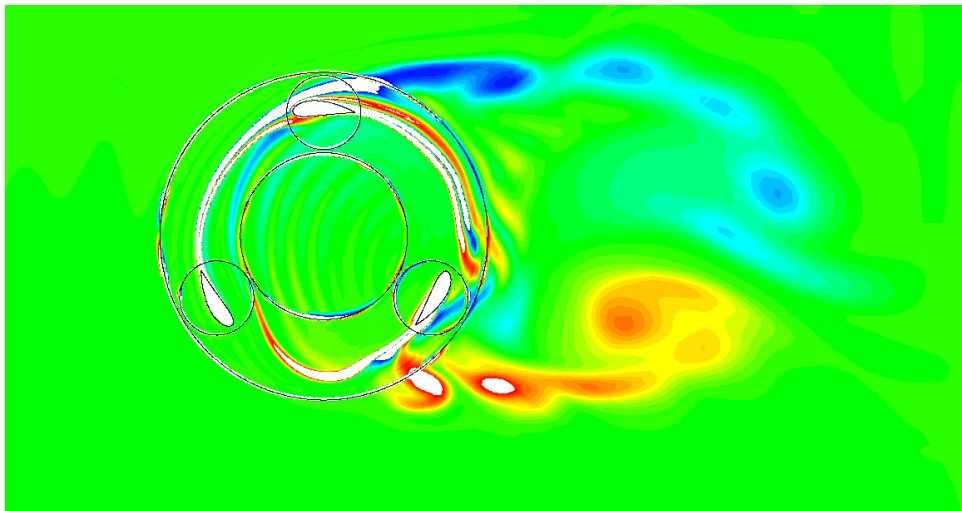


Figura 3.23: Distribución de vorticidad para $\theta=0^\circ$ y TSR 3

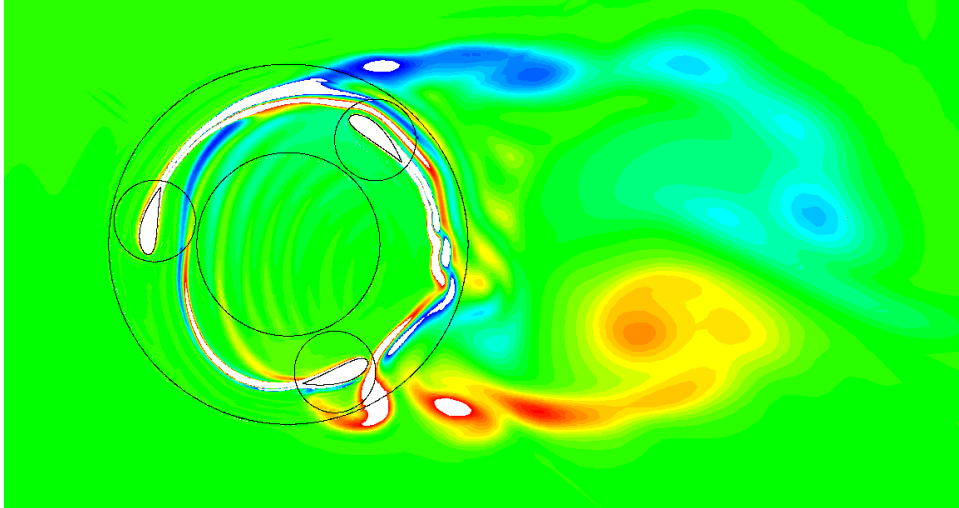


Figura 3.24: Distribución de vorticidad para $\theta=72^\circ$ y TSR 3

Para una velocidad de giro muy alta, como $TSR=3$, se observa lo que ocurre cuando la velocidad de giro sobrepasa el punto de diseño: las estelas comienzan a interferir en el avance de los perfiles y se producen mayores perturbaciones afectando a la zona en la que el perfil produce mayor par, decayendo de manera notable el valor medio del coeficiente de potencia C_p de la turbina. Además, las estelas dejadas desde 0 a 120 grados que son arrastradas permanecen más juntas produciendo que los álabes que avanzan entre 240 y 360 grados tengan que atravesar mayor número de perturbaciones. Si se aumentase la velocidad se obtendría una mayor interferencia de las estelas con los álabes, haciendo inviable ese punto de funcionamiento como turbina.

También se ha estudiado un caso para un TSR muy por debajo del punto de diseño. Las figuras 3.25 y 2.26 muestran los contornos de vorticidad para un TSR de 0.5 . La escala es la misma que para el resto de distribuciones de vorticidad.

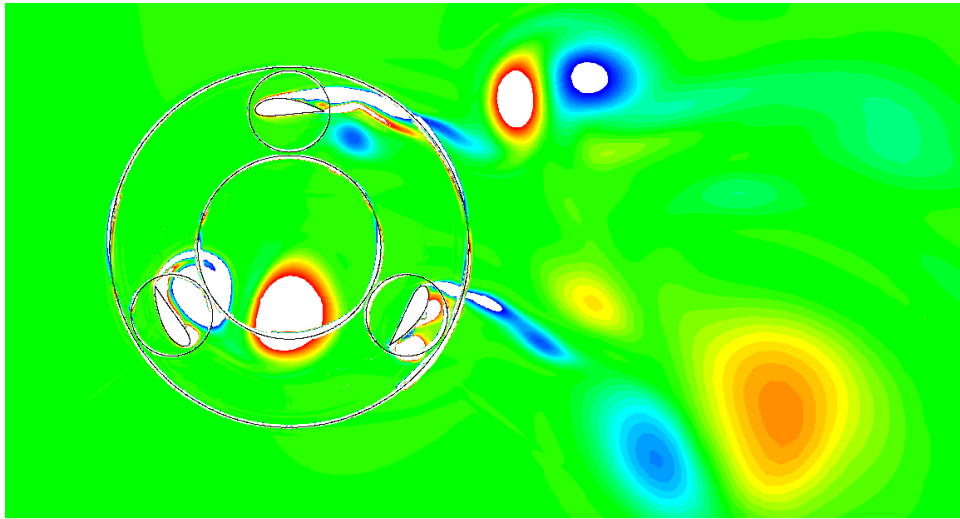


Figura 3.25: Distribución de vorticidad para $\theta=0^\circ$ para TSR = 0.5

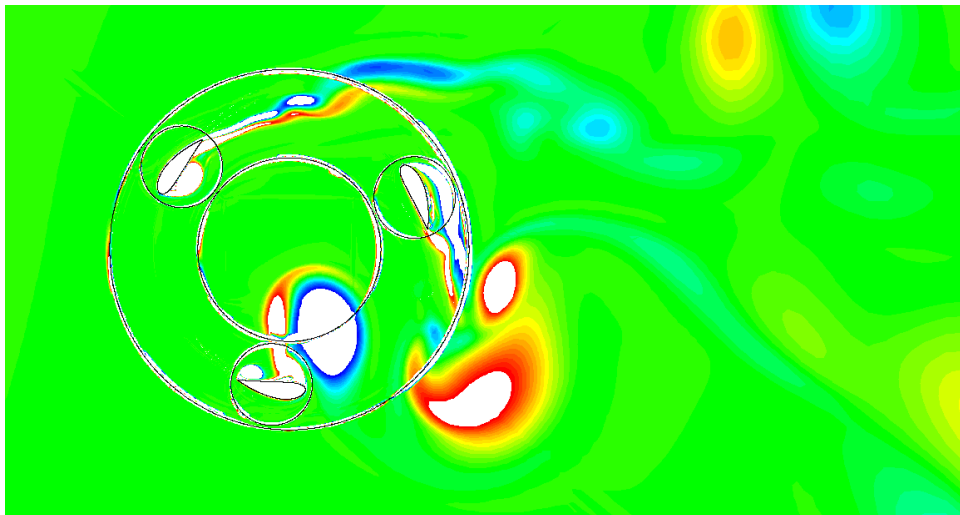


Figura 3.26: Distribución de vorticidad para $\theta=54^\circ$

A bajas velocidades de giro la estela dejada en la zona en la que se produce mayor par, en vez de ser alargada, se desprende inmediatamente en forma de dos grandes torbellinos afectando al propio alabe debido a su baja velocidad. Debido a ello se disminuye el par producido en esa zona, lastrando el funcionamiento de la turbina. Además se observa como los dos grandes torbellinos generados son arrastrados por el interior de la turbina pudiendo afectar a los álabes que avanzan por la parte posterior.

3.3.3 Torbellinos

Los torbellinos, como se ha visto anteriormente, afectan al funcionamiento de la turbina, por ello es conveniente conocer sus características. Ya se ha comprobado que, en general, a altas velocidades, las estelas producidas por los álabes son delgadas y a bajas velocidades las estelas se concentran en grandes torbellinos. El proceso de creación de los torbellinos se debe de manera importante a la diferencia de presión entre las dos superficies del álabes. A mayor diferencia de presión, mayor será el torbellino creado, mayor perturbación y, por ello, mayor capacidad de afectar al resto de álabes de la turbina.

Para ejemplificar el proceso de creación de los torbellinos se toman como ejemplo el producido para $TSR=1.7$, por darse para el caso de diseño, y el producido para $TSR=0.5$ por ser grande y afectar al funcionamiento de la turbina.

Torbellino para $TSR=1.7$

Como se ha visto en imágenes anteriores, para un $TSR=1.7$ se va generando un torbellino entre 100 y los 200 grados aproximadamente cuando se desprende. A continuación se exponen los valores de la presión en la superficie de los álabes para un ángulo de giro de 108° :

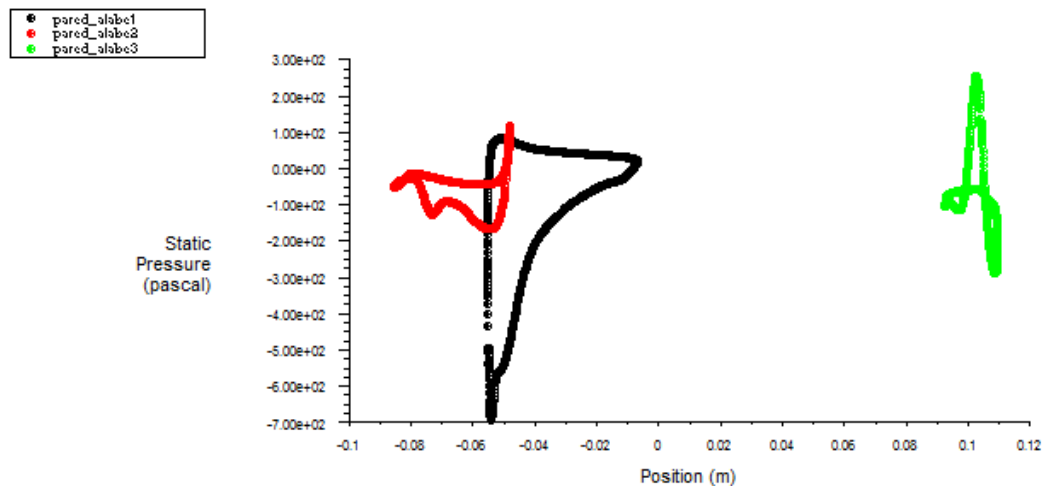


Figura 3.27: Presiones en la superficie del álabes para un ángulo de giro de 108 grados con $TSR=1.7$ en función de la coordenada Y. Los álabes A, B y C corresponden a los colores negro, rojo y verde respectivamente.

La imagen (fig. 3.27) muestra las presiones en el contorno de los álabes frente a su posición en el eje Y para una posición de giro de 108° , aproximadamente el momento en el que un torbellino empieza a formarse en el álabes A que, en el gráfico corresponde a la serie negra de puntos. Para todos los álabes se dan dos valores para cada valor de la coordenada,

correspondiendo a los valores de la cara superior y la cara inferior. La creación de los álabes no depende del valor de la presión sino de la diferencia entre ambas caras de un mismo álabes. Como se puede ver, la diferencia entre la serie de puntos superior (parte externa del álabes) e inferior (parte interna) del álabes A es grande con lo que se deduce el próximo desprendimiento de un torbellino. Para el resto de álabes la diferencia es mucho menor. En el álabes C (en verde) ya se ha desprendido el torbellino y la diferencia de presiones es mucho menor.

En la figura 3.28 se muestra el valor de la vorticidad para un $TSR=1.7$, representándose la sucesión de torbellinos producidos.

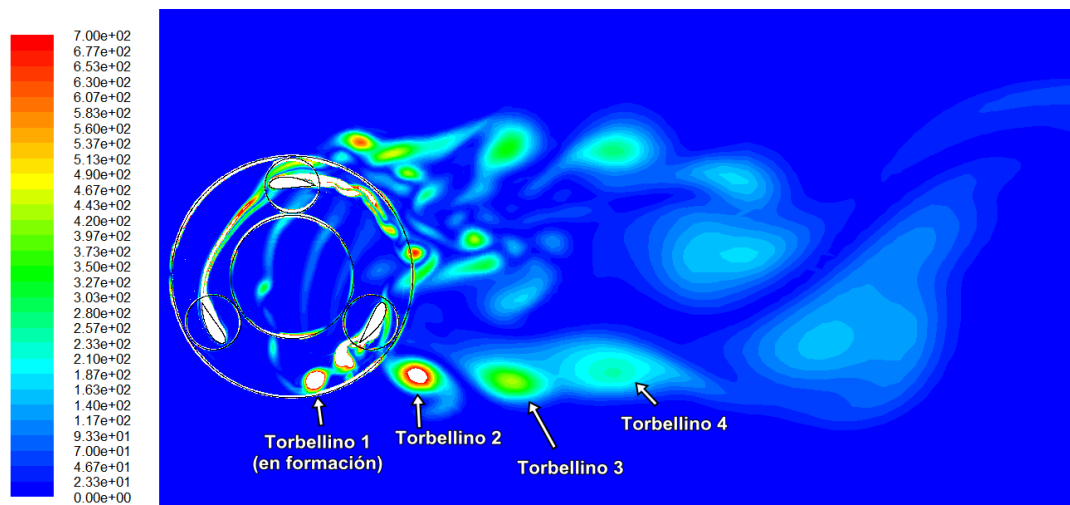


Figura 3.28: Distribución del valor absoluto de la vorticidad para $\theta=0^\circ$

La figura 3.28 muestra el valor absoluto de la vorticidad (para una visualización más clara). Se observa cómo cada álabes desprende el torbellino en el mismo ángulo de giro, en torno a los 200 grados conformando una serie de torbellinos que se van amortiguando a medida que son arrastrados aguas abajo, formando la estela de la turbina. También se puede observar otra serie de torbellinos que parten del entorno de los 0 grados. Esta serie se produce por el corte de la estela dejada por el álabes anterior. Los torbellinos más pequeños se diluyen.

Torbellino para $TSR=0.5$

Para el caso de $TSR=0.5$ se producen grandes torbellinos como ya se ha visto antes. La razón es la alta diferencia de presiones entre las superficies de los álabes en determinadas posiciones. Los valores de las presiones sobre los álabes se exponen a continuación en la figura 3.29:

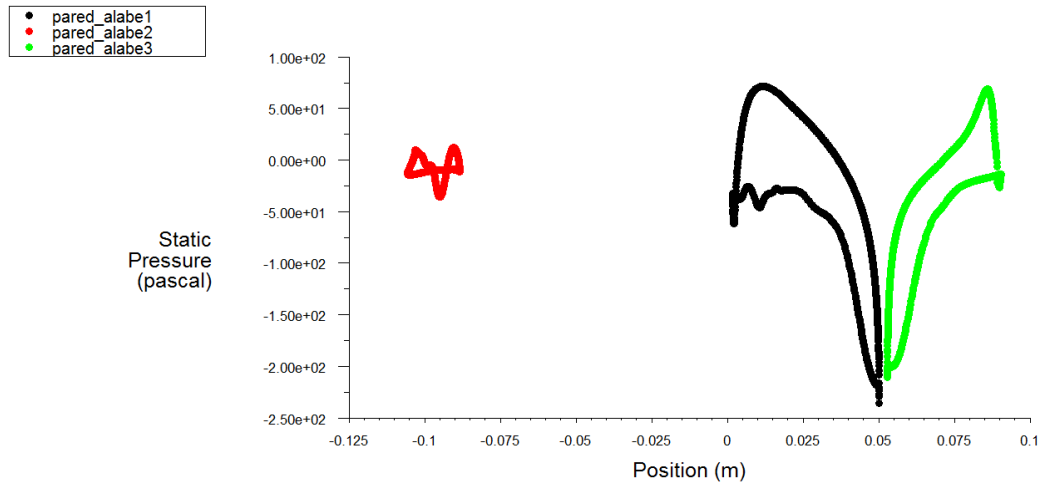


Figura 3.29: Valor de la presión sobre la superficie de los álabes con $TSR=0.5$ en función de la coordenada Y. Los álabes A, B y C corresponden a los colores negro, rojo y verde respectivamente.

Como se puede ver, para el álabes A (en negro) y el álabes C (verde) la diferencia entre sus diferentes superficies es muy alta, produciendo previsiblemente grandes torbellinos. Para comprobar este hecho se muestra la configuración de vorticidad que se expone en la figura 3.30:

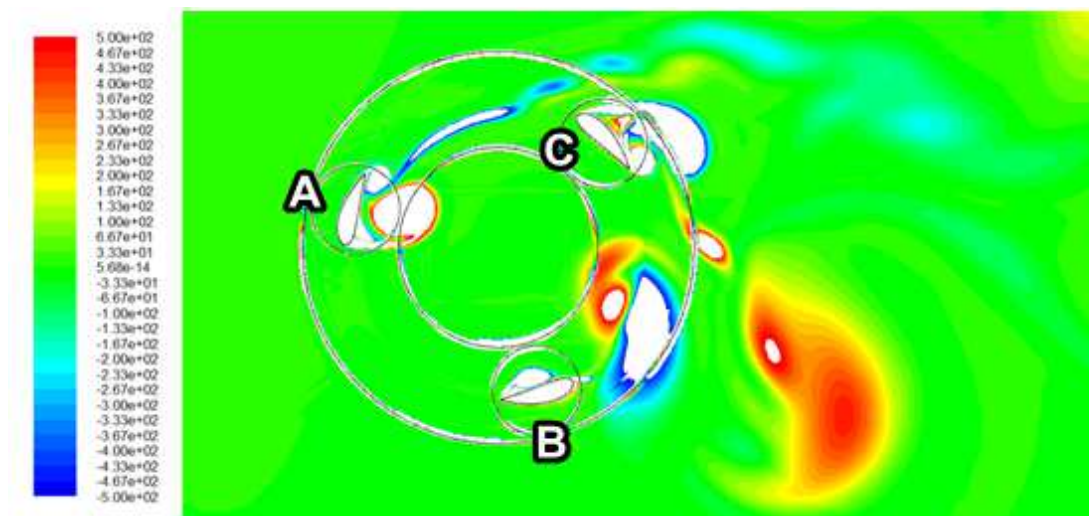


Figura 3.30: Distribución de la vorticidad para $\theta=72^\circ$. La escala es la misma que para otras comparaciones de vorticidad anteriores

Debido a esa diferencia de presiones en el álabe A se está generando un gran torbellino en la cara interior que gira en sentido positivo y otro, cerca del borde de salida que gira en sentido negativo. De manera similar se forma un torbellino en la cara exterior de C que gira en sentido negativo y otro cerca del borde de salida que gira en sentido positivo. Existen también dos grandes torbellinos entre el álabe B y C que han sido arrastrados desde posiciones similares a las ocupadas por el álabe A en estos instantes.

CAPÍTULO 4: INFLUENCIA DE LA SOLIDEZ

En este capítulo se realiza un estudio de la influencia del grado de solidez en el funcionamiento de la turbina, para ello se utilizan otros dos modelos de turbina además del estudiado en el capítulo 3. Una vez realizadas las simulaciones necesarias se comparan las curvas características obtenidas y los diferentes patrones de flujo que ayudan a comprender el funcionamiento de la turbina.

4.1 MODELOS GEOMÉTRICOS Y NUMÉRICOS Y SOLUCIÓN PRELIMINAR

4.1.1 Solidez y modelo geométrico

Como ya se mencionó anteriormente, el grado de solidez es un parámetro adimensional relacionado con la geometría de la turbina: a mayor grado de solidez mayor densidad de álabes. Su definición ya se fijó en la ecuación 2.2 sin embargo se vuelve a indicar aquí puesto que resulta interesante:

$$\sigma = \frac{Z \cdot c \cdot b}{2 \cdot R \cdot b} = \frac{Z \cdot c}{2 \cdot R} \quad (4.1)$$

A partir de la ecuación anterior se deduce que para cambiar el grado de solidez se puede modificar el número de álabes, la cuerda del álabe o el radio de la turbina. Para este estudio se ha elegido cambiar el radio de la turbina, manteniendo las características de los perfiles NACA7425 utilizados.

En todo momento se va a tomar como modelo de referencia el modelo estudiado en el anterior capítulo, con radio de 0.1 metros y grado de solidez 0.75. Para realizar el estudio de la influencia del grado de solidez se van a estudiar otros dos modelos con radios de valor 0.075 y 0.15 metros, lo que supone grados de solidez de valor 1 y 0.5 respectivamente. Este cambio en el valor del radio modifica el área de la turbina ya que se ha mantenido fijo el valor de la envergadura de los álabes en 0.3 m. En la tabla 4.1 se recogen algunas características geométricas de las tres turbinas.

Grado de Solidez	$\sigma=0.5$	$\sigma=0.75$	$\sigma=1$
Radio	0.15	0.1	0.075
Área	0.09	0.06	0.045
Longitud	0.3	0.3	0.3
Número de álabes	3	3	3
Cuerda	0.05	0.05	0.05

Tabla 4.1: Características geométricas para las tres turbinas estudiadas

4.1.2 Modelo Numérico

En lo referido al modelo numérico se ha partido de unas mallas con características similares a las utilizadas para el caso de la solidez de referencia: una malla rectangular con la turbina situada más cerca de la entrada para evitar ignorar la influencia del flujo aguas abajo en la turbina si le hubiese y con el origen de coordenadas situado en el centro de la turbina. También, de igual manera, la malla se divide en las seis mismas zonas que para el caso de referencia: Exterior, interior, corona, alabe A, alabe B y álabe C concentrándose el mayor número de celdas en el entorno de los álabes y en el centro de la corona donde se prevén flujos más turbulentos y, por ello, más complejos. Debido al mayor tamaño de la turbina de grado 0.5, las dimensiones de la malla son mayores y también lo es el número de celdas. Lo contrario ocurre para la turbina de grado 1, sin embargo, a pesar del cambio de dimensiones y del número de celdas, la zona circular correspondiente al entorno de cada álabe es igual para los tres modelos: posee 10500 celdas y un radio fijo de 0.06m. Se ha comentado que el tamaño de la malla varía, sin embargo la relación entre sus dimensiones y el radio de la turbina permanece constante para los tres modelos siendo el largo de la malla 23 veces el radio y el ancho 8 veces el radio de cada turbina.

En la tabla 4.2 se muestran algunas características de las nuevas mallas utilizadas y de la malla para un grado de solidez de 0.75.

Característica de la malla		$\sigma=0.5$	$\sigma=0.75$	$\sigma=1$
Número de celdas	Totales	178110	107910	80543
	Entorno de cada álabe	10500	10500	10500
	Corona	49410	33210	25020
	Exterior	63450	28200	15795
	Interior	33750	15000	8228
Dimensiones de la malla	Largo(m)	3.45	2.3	1.725
	Ancho (m)	1.2	0.8	0.6
	Largo/Radio	23	23	23
	Ancho/Radio	8	8	8

Figura 4.2: Características de las mallas utilizadas

Para comprobar visualmente las diferencias de los modelos, en las imágenes 4.1 y 4.2 se muestra el entorno de la turbina para diferentes grados de solidez. Ambas imágenes se han obtenido a la misma escala para facilitar su comparación.

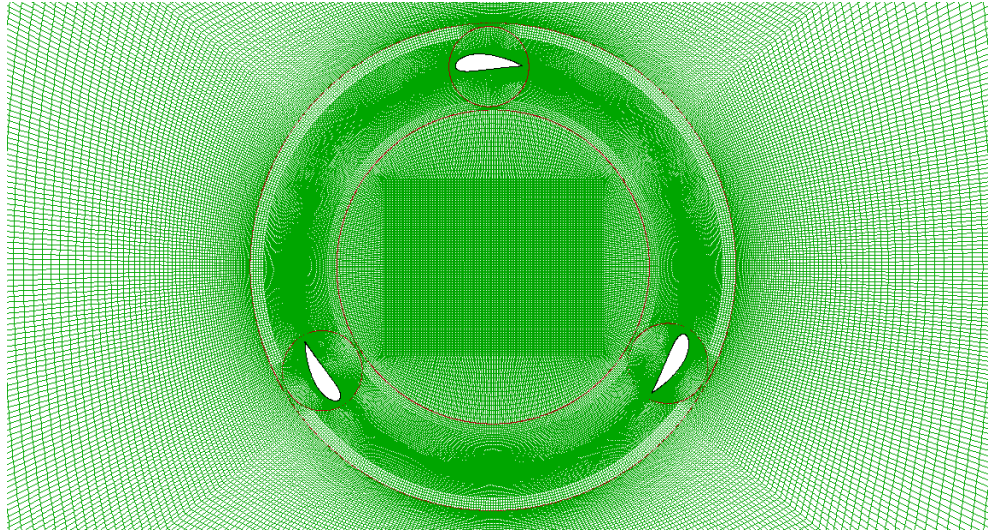


Figura 4.1: Malla en la zona de la turbina grado de solidez 0.5.

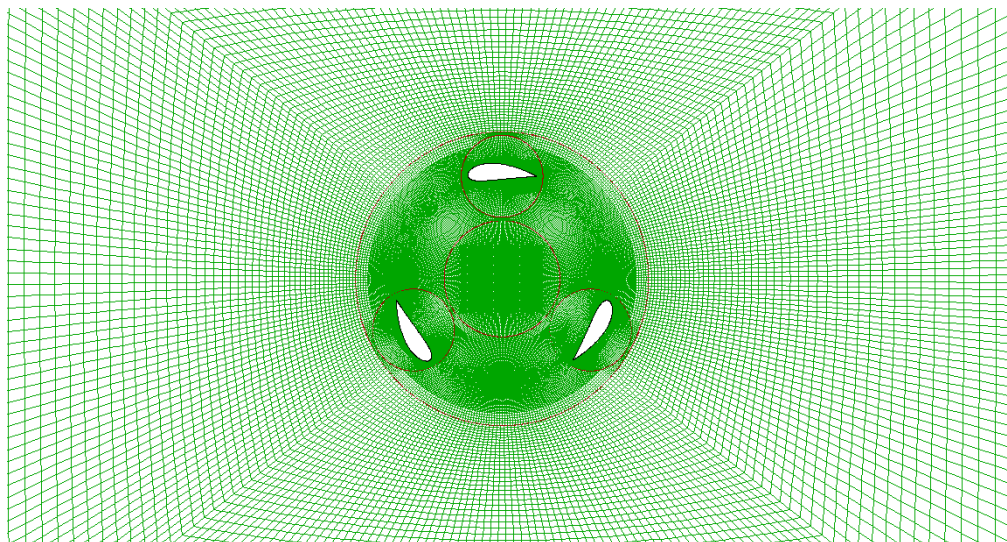


Figura 4.2: Malla en la zona de la turbina para grado de solidez 1.

Como se puede ver en las imágenes anteriores (figs. 4.1 y 4.2), los álabes tienen igual tamaño y forma, sin embargo, la densidad y la proximidad de los álabes para el grado de solidez 1 es muy superior y las diferencias geométricas son importantes. Las diferentes zonas de las mallas se delimitan por las interfaces, representadas en color granate. La zona correspondiente al interior de la turbina es mucho menor para el caso de solidez 1. Para ambos casos, el espesor de la corona coincide con el de los entornos de los álabes, en torno a 0.06 m, sin embargo, el radio medio es mayor para el caso de la turbina de solidez 0.5. A partir de lo estudiado en el capítulo anterior ya se deduce que las perturbaciones generadas en la turbina con menor radio van a afectar en mayor medida a los alabes por la proximidad entre ellos. Lo

contrario ocurrirá para el grado de solidez 0.5. Puesto que la caída del coeficiente de potencia a altos TSR se debe a la interferencia de las estelas de los álabes con el rotor, es de esperar que para la turbina más pequeña el C_p decaiga a TSR más bajos, es decir, que la curva característica se desplace a la izquierda.

4.1.3 Solución preliminar

Para comprobar lo mencionado anteriormente se realiza un estudio preliminar, realizando seis simulaciones por turbina con todas las mallas originales, es decir, sin refinar, con tres vueltas simuladas y con 900 *time steps* por vuelta. De esta manera con un bajo coste computacional podemos obtener una idea general de lo que ocurre al modificar el grado de solidez. Los parámetros relacionados con el cálculo que se introducen en los paneles *solver* y *solution* son los mismos que los elegidos y justificados en el capítulo 2, al igual que el modelo de turbulencia.

En la mayoría de las simulaciones realizadas para las tres turbinas se han mantenido los mismos valores de TSR. Por esta razón, en función del grado de solidez varían los valores de velocidad de giro y del *time step*. Para el caso de grado de solidez 1 las velocidades son más altas y los valores del *time step* mas bajos con lo que se espera una mejor convergencia del cálculo. Además, con un menor número de celdas, se intuye un coste computacional bastante menor que para el caso de solidez 0.5.

Las características de simulaciones realizadas, con los valores del *time step*, de la velocidad de giro y los resultados obtenidos se recogen en la tabla 4.3.

σ	TSR	ω	ΔT	C_m	C_p
0.5	0.9	48	0.00014544410433	-0.010	-0.009
	1.6	85.3333333	0.00008181230869	0.046	0.073
	2	106.666667	0.00006544984695	0.104	0.208
	2.5	133.333333	0.00005235987756	0.126	0.314
	3	160	0.00004363323130	0.102	0.306
0.75	0.9	72	0.00009696273622	0.082	0.074
	1.6	128	0.00005454153912	0.188	0.301
	2	160	0.00004363323130	0.197	0.394
	2.5	200	0.00003490658504	0.135	0.337
	3	240	0.00002908882087	0.029	0.086
1	0.6	64	0.00010908307825	0.023	0.014
	0.9	96	0.00007272205217	0.324	0.292
	1.6	170.666667	0.00004090615434	0.234	0.375
	2	213.333333	0.00003272492347	0.115	0.230
	2.5	266.666667	0.00002617993878	-0.045	-0.112

Tabla 4.3: Datos de las simulaciones preliminares realizadas y resultados obtenidos.

Graficando los resultados obtenidos en las simulaciones se consiguen las curvas características adimensionales preliminares que se muestran en la figura 4.3.

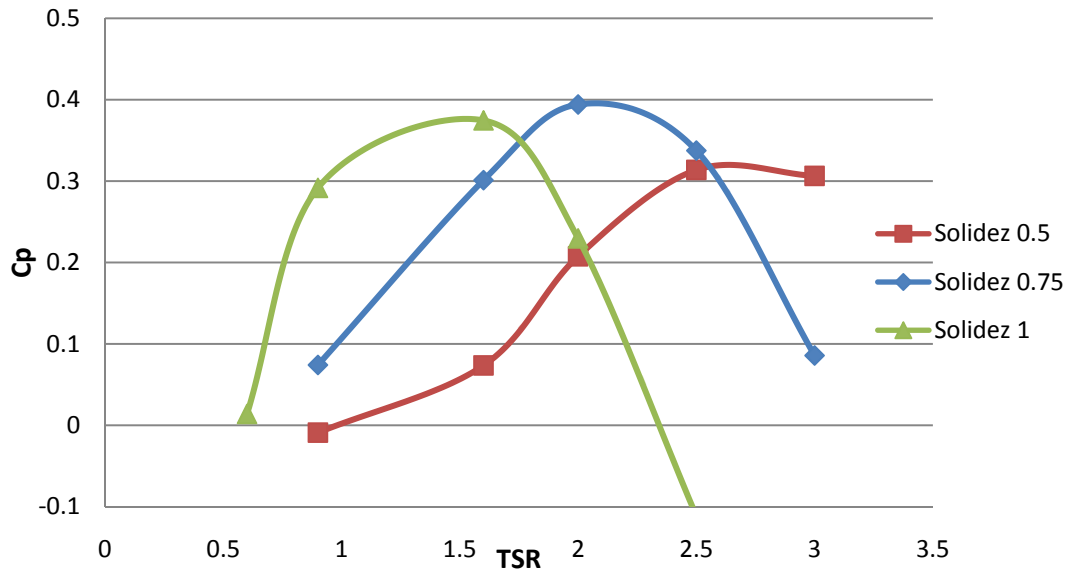


Figura 4.3: Curvas características adimensionales preliminares para las tres turbinas estudiadas, con 900 *time steps* por vuelta y tres vueltas simuladas.

En primer lugar se comprueba que la hipótesis realizada anteriormente es correcta: aumentar el grado de solidez conlleva desplazar el punto de diseño a menores TSR debido a que la mayor densidad de álabes produce una mayor interferencia entre las estelas producidas y los álabes. Si se disminuye la solidez la curva se desplaza hacia TSR mayores. En cuanto a los valores de C_p , las tres turbinas tienen el máximo entre 0.3 y 0.4 lo cual indica que no hay grandes diferencias. En el arranque, para una solidez de 0.5 se obtiene un dato de C_p negativo para $TSR=1$ lo cual indica que la turbina puede tener problemas de autoarranque y, para determinadas condiciones operativas, ceder energía al ambiente en vez de obtenerlo de él.

Por último, para concluir el comentario de esta solución preliminar, se recogen en la tabla 4.4 los valores aproximados del punto de diseño.

	$\sigma=0.5$	$\sigma=0.75$	$\sigma=1$
TSR de diseño aproximado	2.5	2	1.6
C_p de diseño aproximado	0.33	0.39	0.37

Tabla 4.4: Características de los puntos de diseño obtenidos en la solución preliminar.

Además de la obtención de las curvas, se debe comprobar que se puede mantener el modelo de turbulencia propuesto anteriormente, k-omega, para lo cual es necesario que la condición y-plus en el entorno del álabe sea menor que 1, en caso contrario se deberá modificar la pared del modelo de turbulencia o refinar en el entorno del álabe. En las figuras 4.4 y 4.5 se grafica el valor de y-plus:

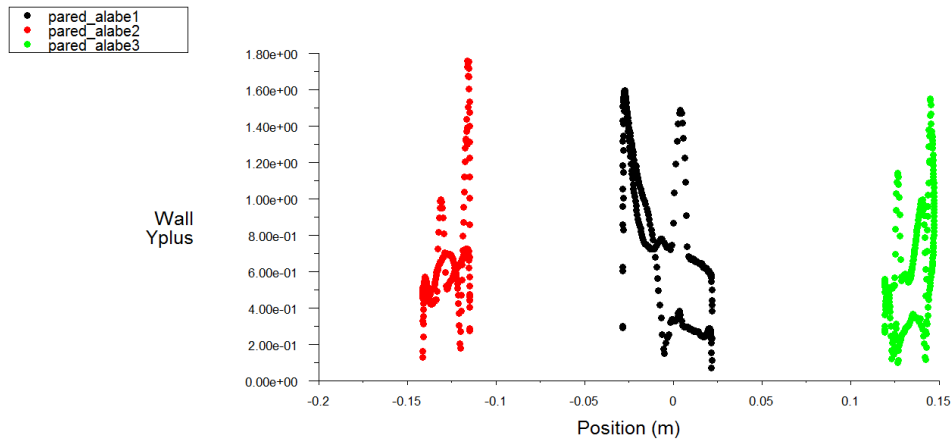


Imagen 4.4: Condición y-plus en la superficie de los álabes para la turbina de grado de solidez 0.5, para TSR=2.5 (punto de diseño preliminar)

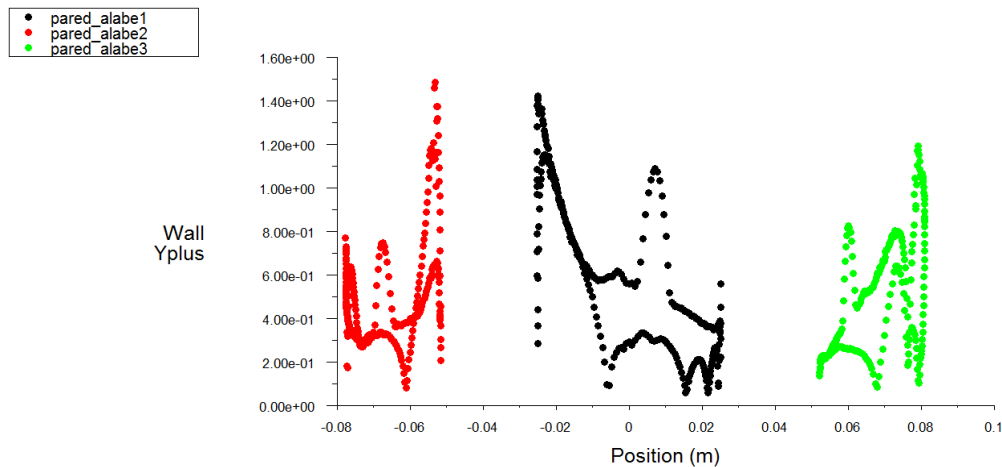


Imagen 4.5: Condición y-plus en la superficie de los álabes para la turbina de grado de solidez 1, para TSR=1.6 (punto de diseño preliminar)

En las figuras se representa el valor de y-plus en diferentes puntos de los álabes A (negro), B (rojo) y C (verde) en función de la coordenada x. De manera similar al caso de la turbina de referencia, de solidez 0.75, se puede ver como en la mayor parte de puntos de los álabes, la condición y-plus se encuentra por debajo de 1, sin embargo en todos los álabes de ambas turbinas existen zonas en las que ese valor sobrepasa la unidad, llegando incluso a valores de 1.8 para el álabe B de la turbina con grado de solidez 0.5, con lo cual se hace necesario, al menos, un refinado de la malla en el entorno de los álabes si se quiere mantener el modelo de turbulencia.

4.2 REFINADO DE MALLAS Y RESULTADOS DEFINITIVOS

4.2.1 Refinado de mallas

Tras el estudio preliminar se aborda la modificación de las mallas y la definición de los modelos de cálculo definitivos. Para ello se seguirán las conclusiones obtenidas en el capítulo 2. Las mallas de las tres turbinas son muy similares entre sí, así que el estudio realizado anteriormente sobre la sensibilidad a la malla se considera extensivo para los tres casos y, por ello, se refinarán las mallas de manera similar al caso del capítulo 2. Como ya se vio, la modificación en las mallas conlleva cambios en el valor del coeficiente de potencia, por lo tanto se esperan variaciones en las curvas características. Para la modificación de las mallas se refina en el entorno de los álabes y en las zonas con mayor vorticidad, partiendo de los datos obtenidos en las simulaciones de los tres puntos de diseño encontradas en el estudio preliminar.

El refinado en el entorno de los álabes se realiza seleccionando todas las celdas que se encuentren a menos de 20 celdas de distancia de la superficie del álabe. Puesto que ya se ha mencionado que los álabes y su entorno son idénticos para las tres turbinas, el número de celdas afectadas es el mismo para las tres: 18000 celdas, 6000 por cada álabe. Tras este refinado se vuelve a refinar, esta vez, bajo el criterio de altas vorticidades. Para los tres puntos de diseño, tras tres vueltas simuladas y para un ángulo de giro de 0 grados, las celdas afectadas son las que poseen valores de vorticidad entre 1500 y 50000. En la tabla 4.5 se muestran los valores relacionados con el refinado de las tres mallas.

		$\sigma=0.5$	$\sigma=0.75$	$\sigma=1$
Celdas Iniciales		178110	107910	80543
Refinado en el entorno del álabe	Celdas afectadas	18000	18000	18000
	Celdas totales tras refinado	232110	161910	135443
Refinado en zonas con alta vorticidad	Celdas afectadas	32937	35229	33478
	Celdas totales tras refinado	331182	267657	235037

Tabla 4.5: Celdas afectadas por los refinados y número de celdas totales tras el refinamiento

Puesto que ya se ha demostrado en el capítulo 2 la validez de estos métodos para refinar la malla y la validez de los resultados que se obtienen no se evaluarán otros refinados y se trabajará con las mallas que se han obtenido.

En la tabla 4.6 se ofrecen datos del número de celdas por zonas para las tres mallas y su variación en tanto por cierto respecto a la malla original. Claramente el mayor aumento se encuentra en la corona y en los entornos de los álabes.

Zona	$\sigma=0.5$		$\sigma=0.75$		$\sigma=1$	
	Celdas	Variac.	Celdas	Variac.	Celdas	Variac.
Totales	331182	86%	267657	148%	235037	192%
Entorno de álabe A	57165	444%	55974	433%	59745	469%
Entorno de álabe B	66012	529%	63174	502%	61674	487%
Entorno de álabe C	57549	448%	64785	517%	61977	490%
Corona	53256	8%	39327	18%	27012	8%
Exterior	63450	0%	28924	3%	15801	0%
Interior	33750	0%	15483	3%	8828	7%

Tabla 4.6: Celdas totales, celdas por zona en las mallas refinadas y variación en tanto por cierto respecto de las mallas originales

4.2.2 Resultados y curvas características

Tras el refinado se adoptan también los mismos parámetros de resolución justificados en el capítulo 2: se simulan cuatro vueltas para cada cálculo, excepto si se aprecia visualmente falta de periodicidad, caso para el que se simularán más vueltas y, además, se calcularán 1200 *time steps* por vuelta. Se tomará como valor del coeficiente de potencia el valor medio de la última vuelta simulada como en anteriores ocasiones. De manera similar a la obtención preliminar de la curva característica, se han realizado 5 simulaciones para cada turbina. Los datos se recogen en la tabla 4.7. Además de los datos del cálculo y sus resultados se representan también la variación relativa en tanto por ciento respecto a los valores del cálculo preliminar. En general, los valores de C_p a bajos TSR aumentan notablemente demostrándose que el arranque es mejor de lo esperado, sin embargo, para altos TSR, el valor de C_p cae. Para los puntos de diseño se produce también un aumento del valor de C_p .

σ	TSR	ω	ΔT	C_m	C_p	Variación
0.5	0.9	48	0.0001091	-0.022	-0.020	120%
	1.6	85.333	0.0000614	0.121	0.194	164%
	2	106.667	0.0000491	0.175	0.351	69%
	2.5	133.333	0.0000393	0.155	0.388	24%
	3	160	0.0000327	0.085	0.254	-17%
0.75	0.9	72	0.0000727	0.164	0.148	99%
	1.6	128	0.0000409	0.292	0.467	55%
	2	160	0.0000327	0.239	0.478	21%
	2.5	200	0.0000262	0.122	0.306	-9%
	3	240	0.0000218	0.006	0.018	-79%
1	0.9	96	0.0000545	0.370	0.333	14%
	1.6	170.667	0.0000307	0.286	0.458	22%
	2	213.333	0.0000245	0.117	0.233	2%
	2.5	266.667	0.0000196	0.007	0.018	-116%
	3	320	0.0000164	-0.123	-0.369	-

Tabla 4.7: Datos de las simulaciones realizadas y resultados obtenidos

Si se grafican los valores de C_p obtenidos se consiguen las curvas características adimensionales para las tres turbinas. Las tres curvas se representan en la figura 4.6:

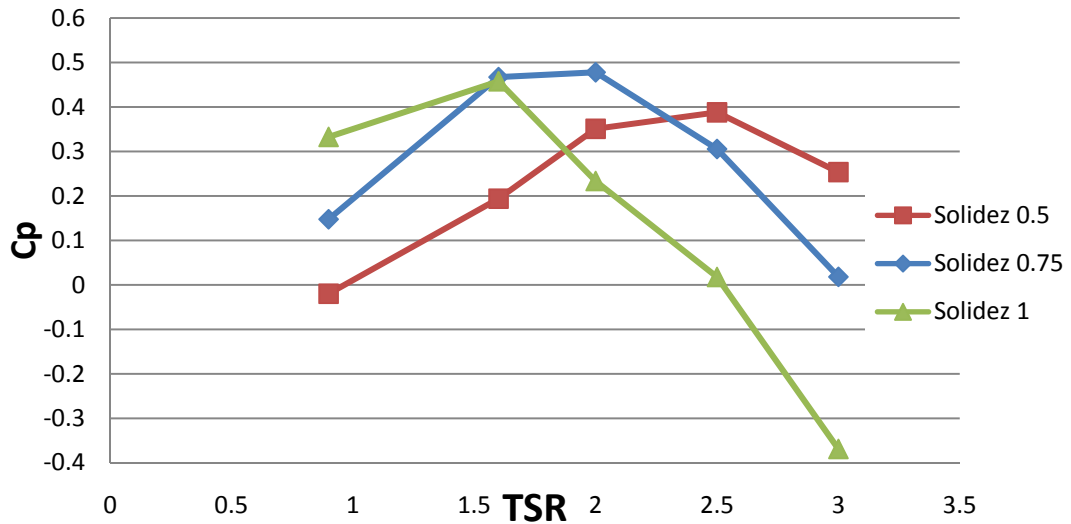


Figura 4.6: Curvas características adimensionales para las tres turbinas estudiadas, con las mallas refinadas, 1200 time steps por vuelta y cuatro vueltas simuladas.

Como se ve en la figura, sigue manteniéndose la tendencia encontrada en el estudio preliminar, un aumento de del grado de solidez desplaza el punto de diseño hacia TSR más bajos. También se mantiene un valor negativo para el arranque de la turbina de solidez 0.5, confirmando los problemas de autoarranque que tendría. Los TSR de los puntos de diseño siguen siendo los mismos que en el estudio preliminar. Sin embargo, de igual manera que en el capítulo 3 conviene realizar nuevas simulaciones en torno a los puntos de diseño para conocer con mayor exactitud ese entorno, además de detallar los valores a bajos TSR y cerrar la curva para solidez 0.5.

Sin embargo, con las simulaciones realizadas se pueden verificar si se cumple la condición de y -plus impuesta por el modelo de turbulencia. Para ello se grafica en las figuras 4.7 y 4.8 los valores de y -plus para los puntos de diseño de las turbinas con grado de solidez 0.5 y 1 respectivamente (para la turbina de solidez 0.75 ya se demostró que se cumplía la condición).

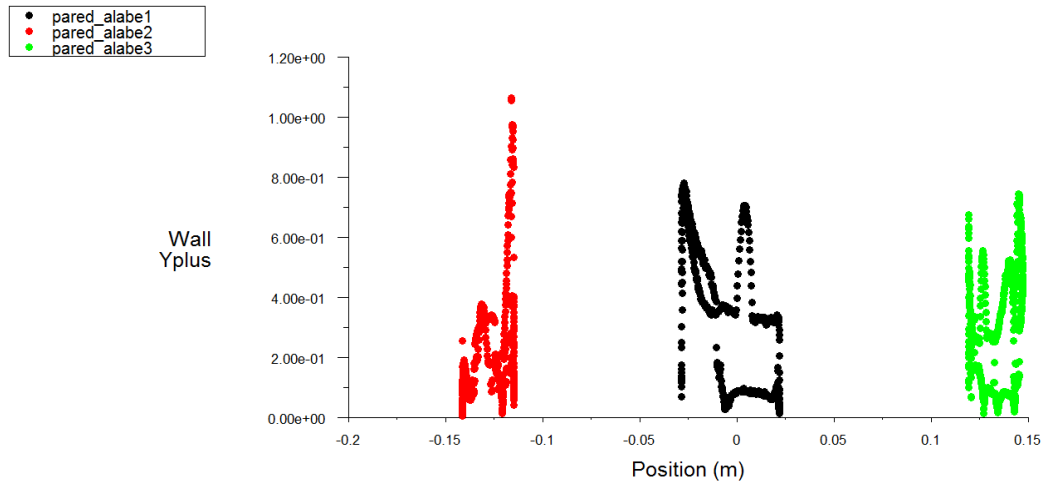


Figura 4.7: Condición y-plus en la superficie de los álabes para la turbina de grado de solidez 0.5, para TSR=2.5 (punto de diseño) tras el refinado de la malla.

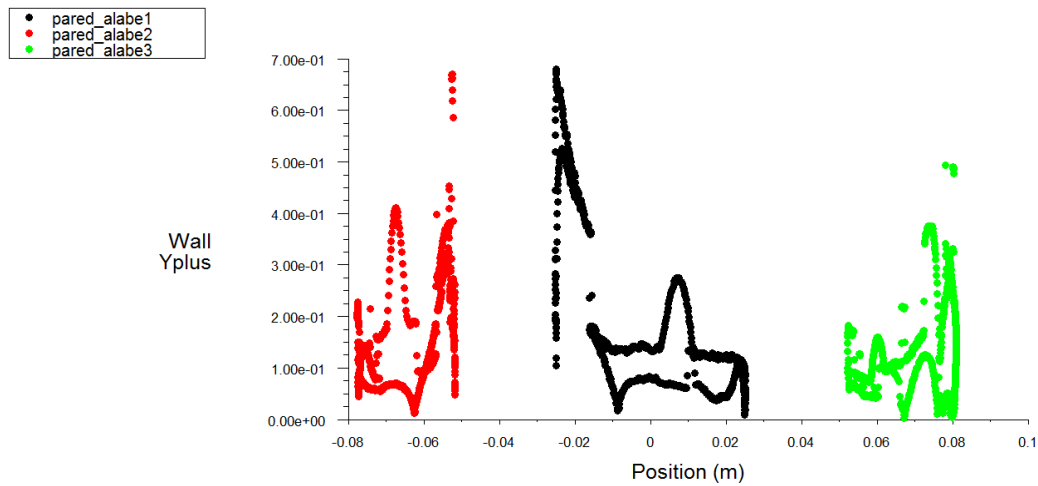


Figura 4.8: Condición y-plus en la superficie de los álabes para la turbina de grado de solidez 1, para TSR=1.6 (punto de diseño) tras el refinado de la malla.

Como se puede ver en las figuras anteriores, con el refinado de las mallas se consigue una disminución del valor de y-plus. Todos los puntos de todos los álabes cumplen la condición de y-plus excepto dos datos para el álabe B en la turbina de solidez 0.5 que se acercan a valores de y-plus de 1.1, sin embargo se considera que son una excepción y este incumplimiento de la condición no va a afectar a la validez del modelo de turbulencia.

Para el grado de solidez, ya se realizaron 12 simulaciones en el capítulo anterior, con la que la curva característica quedó suficientemente definida, por tanto, no se realizarán más simulaciones para esa turbina, sin embargo, si se incluirán, por claridad, los datos correspondientes en la tabla 4.8 junto al resto de simulaciones que van a conformar las curvas características definitivas. Respecto a las turbinas con grados de solidez 0.5 y 1, las simulaciones en el entorno del punto de diseño se han realizado buscando el

punto de diseño en función de los resultados que se van obteniendo, con una diferencia mínima de 0.1 TSR entre simulaciones hasta encontrar el valor máximo de C_p y definir su entorno de manera clara sin realizar demasiadas simulaciones, con el coste que ello conllevaría.

En total se han realizado 34 simulaciones, 11 para las turbinas de 0.5 y 1 grados de solidez y 12 para la turbina de solidez 0.75. Además, se ha realizado una simulación para bajos TSR en la turbina de grado 0.5 que diverge tras, aproximadamente, dos vueltas simuladas a causa de la inestabilidad del programa a la hora de calcular condiciones operativas alejadas del punto de diseño. Se recogen las simulaciones completas para las tres turbinas en la tabla 4.8.

σ	TSR	ω	ΔT	C_m	C_p
0.5	0.6	32	0.0001636	Diverge	Diverge
	0.9	48	0.0001091	-0.022	-0.020
	1.6	85.333	0.0000614	0.121	0.194
	2	106.667	0.0000491	0.175	0.351
	2.2	117.333	0.0000446	0.171	0.376
	2.3	122.667	0.0000427	0.167	0.385
	2.4	128	0.0000409	0.163	0.392
	2.5	133.333	0.0000393	0.155	0.388
	2.7	144	0.0000364	0.134	0.361
	3	160	0.0000327	0.085	0.254
	3.5	186.667	0.0000280	0.024	0.084
0.75	4	213.333	0.0000245	-0.054	-0.216
	0.25	20	0.0002618	0.069	0.017
	0.5	40	0.0001309	0.056	0.028
	0.9	72	0.0000727	0.164	0.148
	1.3	104	0.0000503	0.293	0.381
	1.6	128	0.0000409	0.292	0.467
	1.7	136	0.0000385	0.292	0.496
	1.8	144	0.0000364	0.275	0.495
	1.9	152	0.0000344	0.258	0.489
	2	160	0.0000327	0.239	0.478
	2.2	176	0.0000297	0.193	0.424
1	2.5	200	0.0000262	0.122	0.306
	3	240	0.0000218	0.006	0.018
	0.5	53.3333	0.0000982	-0.053	-0.026
	0.9	96	0.0000545	0.370	0.333
	1.1	117.333	0.0000446	0.399	0.438
	1.3	138.667	0.0000378	0.349	0.454
	1.4	149.333	0.0000351	0.329	0.460
	1.5	160	0.0000327	0.314	0.470
	1.6	170.667	0.0000307	0.286	0.458
	1.7	181.333	0.0000289	0.254	0.432
	2	213.333	0.0000245	0.117	0.233
2.5	266.667	0.0000196	0.007	0.018	
3	320	0.0000164	-0.123	-0.369	

Tabla 4.8: Datos de todas las simulaciones realizadas con mallas refinadas y resultados obtenidos

Con los datos obtenidos en la tabla 4.8 se grafica el valor de C_p en función del parámetro adimensional TSR, obteniéndose las curvas características adimensionales para las tres turbinas. Se muestran en la figura 4.9.

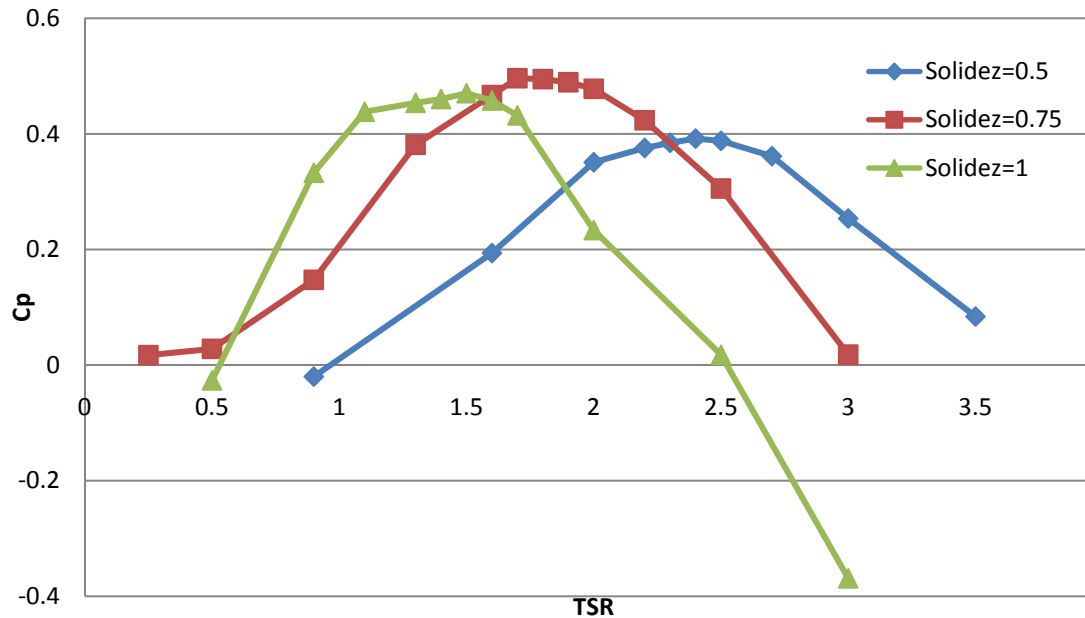


Imagen 4.9: Curvas características adimensionales completas para las tres turbinas estudiadas, con las mallas refinadas, 1200 *time steps* por vuelta y cuatro vueltas simuladas.

En primer lugar se observa como las nuevas simulaciones realizadas dan resultados acorde con lo esperado, es decir, no se producen grandes cambios para el coeficiente de potencia para pequeñas variaciones del TSR, además se obtiene un único máximo tanto local como absoluto para cada una de las tres curvas, obteniéndose de manera inequívoca el punto de diseño. Con las nuevas simulaciones se obtienen detalles en el arranque, produciéndose valores de C_p negativos para las turbinas de solidez 0.5 y 1. A pesar de que estos datos son próximos a 0, se debe tener en cuenta que pueden existir problemas en el arranque. Las simulaciones en el entorno de los puntos de diseño de las tres curvas confirman que existen pocas variaciones de C_p , dando lugar a zonas máximas de C_p planas. Esta característica va a ser beneficiosa, pues, para pequeñas variaciones de de coeficiente de velocidad (TSR) ya sea causa de un cambio en velocidad de giro o en velocidad del viento, no va a decaer el coeficiente de potencia de manera importante, evitando así que se tengan que controlar las condiciones operativas exhaustivamente para mantenerlas dentro de un margen estrecho. Se puede observar una caída más abrupta del C_p para la turbina de mayor solidez que para las turbinas de solidez 0.5 y 0.75 que son más suaves y mantienen valores positivos de C_p durante un rango de TSR mayor. En cuanto a los valores de C_p para el punto de diseño, se producen variaciones con el grado de solidez, pero sin una tendencia clara, puesto que el valor más alto se da

para la turbina de solidez 0.75 alcanzando un valor de 0.49, mientras que para las turbinas con solidez 0.5 y 1, este valor disminuye, quedándose en 0.39 y 0.47 respectivamente.

Tras el punto de diseño, los valores de C_p disminuyen y, con las nuevas simulaciones a altos TSR para la turbina con solidez 0.5 se confirma el desplazamiento a la derecha de la curva con la disminución del grado de solidez.

También se puede ver como un aumento del grado de solidez conlleva una disminución del rango de TSR en el cual los valores de C_p son positivos. Para la turbina de grado uno, el C_p se mantiene en positivo entre los TSR 0.5 y 2.5, mientras que, por el contrario, para la turbina de grado 0.5 los C_p positivos se encuentran entre los TSR 1 y 4.

4.2.3 Análisis dimensional

Como se ha mencionado en anteriores ocasiones, el objetivo del presente estudio es trabajar con modelos de turbinas de menor tamaño que modelos factibles para la producción de electricidad para, posteriormente, llevar las conclusiones obtenidas de los modelos simulados a modelos de un tamaño mucho mayor. Esto se realiza mediante análisis dimensional, que requiere de una serie de condiciones, entre ellas, que los modelos estudiados sean semejantes geoméricamente a los modelos donde se van a aplicar los resultados obtenidos, que, en este caso, serán de un tamaño mucho mayor. En número de Reynolds se debe tener en cuenta en este estudio. En general si el número de Reynolds es superior al Reynolds crítico, en torno a 105 o 106, se está trabajando con flujos turbulentos completamente desarrollados, por tanto, el Reynolds no tiene influencia sobre el estudio y dos modelos con diferente Reynolds son comparables. Si en la turbina se producen Reynolds menores al crítico se debe tener en cuenta que en ésta se producen más pérdidas que para un Reynolds alto, lastrando el funcionamiento de la turbina.

Para la determinación del Reynolds se ha utilizado la fórmula 4.2:

$$Re = \frac{\rho \cdot V_R \cdot D}{\mu} \quad (4.2)$$

Donde ρ es el valor de la densidad del aire en Kg/m^3 , V_R es la velocidad relativa del viento que incide con el álabe en m/s , con lo que existirá un máximo y un mínimo para cada turbina y condición operativa, D es el diámetro de la turbina en metros y μ es la viscosidad dinámica del aire en $\text{Kg/m}\cdot\text{s}$.

El Reynolds máximo y mínimo viene determinado por el valor de la velocidad relativa, dándose el máximo cuando el álabe se mueve contra el flujo en los 0

grados de ángulo de giro y dándose el mínimo cuando el álabe se mueve a favor del flujo, en los 180 grados. Sin embargo, para altas velocidades, el álabe en los 180 grados puede tener una velocidad mayor que la del flujo incidente, por ello, en algún punto de la turbina la velocidad relativa será nula y, por ello también el Reynolds. Las expresiones del Reynolds para los 0 y 180 grados se fijan en las ecuaciones 4.3 y 4.4:

$$Re_0 = \frac{\rho \cdot (V_\infty + \omega \cdot R) \cdot D}{\mu} \quad (4.3)$$

$$Re_{180} = \frac{|\rho \cdot (V_\infty - \omega \cdot R) \cdot D|}{\mu} \quad (4.4)$$

Donde ρ es el valor de la densidad del aire en Kg/m³, V_∞ es la velocidad del viento incidente en la turbina, ω es la velocidad de giro de la turbina en rad/s y R es el radio de la turbina en metros, D es el diámetro de la turbina en metros y μ es la viscosidad dinámica del aire en Kg/m·s. Para el caso del Reynolds para 180 se toma su valor absoluto, puesto que éste no puede ser negativo.

Se ha calculado el Reynolds para las tres turbinas funcionando en su punto de diseño, para TSR=0.9 y TSR=2.5. Para estos casos se recogen en la tabla 4.9 los parámetros que intervienen en la ecuación del Reynolds y que son comunes a todos los casos.

Grado de solidez	0.5	0.75	1
Radio (m)	0.15	0.1	0.075
Diámetro (m)	0.3	0.2	0.15
Densidad aire (Kg/m ³)	1.225	1.225	1.225
Viscosidad dinámica (Kg/m·s)	1.79E-05	1.79E-05	1.79E-05
Velocidad del viento (m/s)	8	8	8

Tabla 4.9: Datos para el cálculo del número de Reynolds

En la tabla 4.10 se exponen la velocidad de giro y los resultados calculados para cada turbina.

Grado de solidez		0.5	0.75	1
Punto de diseño	Velocidad de giro (rad/s)	128	136	160
	$Re_0 = Re_{max}$	558435.75	295642.46	205307.26
	Re_{180}	229944.13	76648.04	41061.45
TSR=0.9	Re_{min}	0	0	0
	Velocidad de giro (rad/s)	48	72	96
	$Re_0 = Re_{max}$	312067.04	208044.69	156033.52
TSR=2.5	Re_{180}	16424.58	10949.72	8212.29
	Re_{min}	16424.58	10949.72	8212.29
	Velocidad de giro (rad/s)	133.3333333	200	266.6666667
	$Re_0 = Re_{max}$	574860.34	383240.22	287430.17
	Re_{180}	246368.72	164245.81	123184.36
	Re_{min}	0	0	0

Tabla 4.10: Velocidad de giro y número de Reynolds calculados para las tres turbinas y diferentes condiciones operativas.

Una vez realizados los cálculos se observa que para cada condición operativa estudiada, los mayores Reynolds se dan para la turbina de grado de solidez 0.5 debido principalmente a que ésta tiene un radio mayor. Tanto para el punto de diseño como para TSR igual a 2.5 el álabe tiene mayor velocidad que el flujo incidente, por tanto en algún punto el Reynolds es, teóricamente, nulo. Puesto que la influencia del Reynolds es menor cuanto más alto es este, se concluye que la curva característica para la turbina de grado 0.5 será más representativa de su modelo de mayor tamaño que las curvas características de otras turbinas para sus respectivos modelos de mayor tamaño. Además, a mayores valores de TSR, más similares serán las curvas del modelo estudiado y de sus respectivos modelos a mayor escala. A continuación se estudian los valores del Reynolds para unas turbinas diez veces más grandes que las estudiadas para los puntos de diseño y para un TSR de 0.9. Los resultados se recogen en la tabla 4.11.

Grado de solidez		0.5	0.75	1
Punto de diseño	Velocidad de giro (rad/s)	12.8	13.6	16
	$Re_0 = Re_{max}$	5584357.54	2956424.58	2053072.63
	Re_{180}	2299441.34	766480.45	410614.53
TSR=0.9	Re_{min}	0	0	0
	Velocidad de giro (rad/s)	0.48	0.72	0.96
	$Re_0 = Re_{max}$	31206703.91	20804469.27	15603351.96
	Re_{180}	1642458.10	1094972.07	821229.05
	Re_{min}	1642458.10	1094972.07	821229.05

Tabla 4.11: Velocidad de giro y número de Reynolds para turbinas diez veces más grandes que las turbinas estudiadas.

Tras el cálculo de los números de Reynolds se puede determinar que, para una turbina de un tamaño factible para la generación de electricidad el flujo es completamente turbulento, incluso a bajos coeficientes de velocidad. Esto representa una diferencia con los modelos estudiados y, en general, el resultado de un aumento del Reynolds será una ligera disminución de las pérdidas y, por tanto un aumento del C_p . Sin bien esta variación no es vital para el caso del punto de diseño, si puede serlo para TSR bajos, donde para las turbinas de grado 0.5 y 1 los C_p eran negativos y, por tanto existían problemas de autoarranque. Teniendo en cuenta la influencia del Reynolds no es seguro que, para turbinas de mayor tamaño existan problemas de autoarranque, ya que los datos obtenidos para las curvas características están muy próximos a cero.

4.2.4 Estudio del valor de C_p en función del ángulo de giro

Para el punto de diseño de cada turbina se ha simulado una quinta vuelta para obtener el par que aporta un solo álabe en función de su ángulo de giro y, además, obtener posiciones a diferentes ángulos sobre los que obtener los patrones de flujo necesarios.

En cuanto al valor del coeficiente de par (C_m) instantáneo para la quinta vuelta, se han obtenido 1200 valores por cada turbina, uno por cada *time step* con lo que se obtiene un dato por cada 0.3 grados. Los resultados se grafican en la figura 4.10.

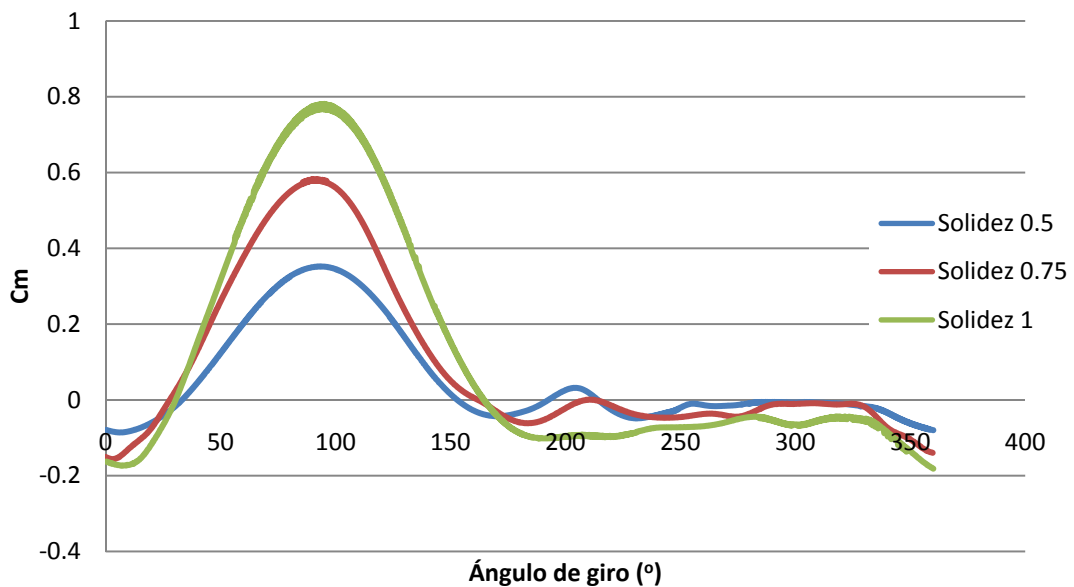


Figura 4.10: Coeficiente de par instantáneo en el punto de diseño durante la quinta vuelta para el álabe A de las tres turbinas estudiadas.

Como se pueden ver, los valores para las nuevas turbinas ensayadas tienen similitudes con la gráfica ya obtenida en el anterior capítulo, para una solidez de 0.75. Para las tres turbinas, la vuelta se inicia con un coeficiente de par negativo, que va aumentando hasta el máximo, que se encuentra en el entorno de los 90°. Posteriormente el valor del C_m decae y entorno a los 160 grados se hace negativo y se mantiene en valores ligeramente inferiores a cero para las tres turbinas hasta el final de la vuelta. Sin embargo, se puede ver una clara diferencia: a mayor solidez, mayor valor de C_m en el máximo y, en general, en todo el entorno positivo. Esto se debe a que, en este caso, a mayor solidez la velocidad del álabe es menor y, por tanto, también se reduce la resistencia a su avance en el entorno de los 90 grados, cuando el flujo es perpendicular al álabe. Sin embargo, a partir de 160 grados, a mayor solidez, menores valores de C_m . Los valores mínimos se obtienen para un ángulo de giro entre 5 y 20 grados. A partir de los datos del coeficiente de par instantáneo se obtiene, multiplicando por el TSR, el coeficiente de potencia instantáneo, que se grafica en la figura 4.11.

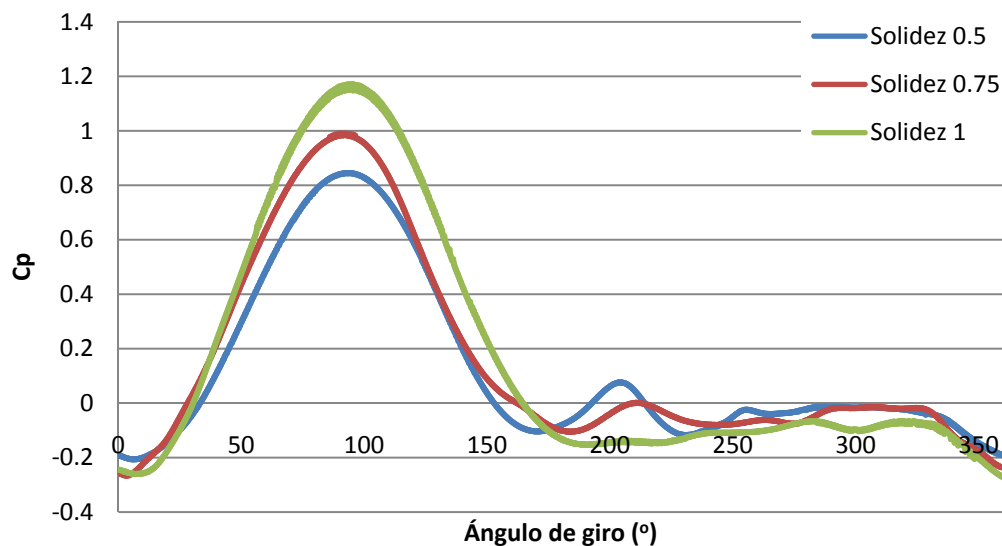


Figura 4.11: Coeficiente de potencia instantáneo durante la quinta vuelta para el álabe A de las tres turbinas estudiadas.

En la figura anterior se puede ver como las diferencias del coeficiente de potencia entre las diferentes turbinas son menores que para el caso del coeficiente de par, debido a que la turbina con solidez 0.5 que tenía los valores de C_m más bajos para la parte positiva se ha multiplicado por el TSR más alto de las tres turbinas y viceversa. Como para el caso del C_m , una mayor solidez supone mayores valores de C_p en la zona positiva y menores en la zona negativa. Los mínimos instantáneos se encuentran para entre los 5 y 20 grados, situándose el valor de C_m en el entorno de -0.2 para las tres turbinas, sin embargo, a partir de la gráfica se concluye que,

mayoritariamente, el buen funcionamiento de la turbina va a depender de que se obtengan altos valores de C_p en la zona positiva. Sin embargo para la turbina de solidez 1, un mayor valor máximo en el C_p instantáneo no se traduce en un mayor C_p medio.

Algunos de los datos relacionados con la curva característica adimensional, y los valores instantáneos de C_m y C_p se recogen en la tabla 4.12

	$\sigma=0.5$	$\sigma=0.75$	$\sigma=1$
TSR de diseño	2.4	1.7	1.5
C_p medio de diseño	0.392	0.496	0.470
C_m instantáneo máximo	0.352	0.582	0.781
C_p instantáneo máximo	0.845	0.990	1.172
Ángulo con C_p instantáneo máx. (°)	93.6	90.3	95.1
Velocidad de giro (rad/s)	120	144	160
Velocidad lineal del álabe (m/s)	18	14.4	12

Tabla 4.12: Resumen de datos en el punto de diseño

4.3 PATRONES DE FLUJO

Al igual que en el Capítulo 3, es importante conocer los patrones de flujo que se general con el funcionamiento de las turbinas ya que justifican la variación del coeficiente de potencia en función del TSR.

4.3.1 Contornos de presiones para punto de diseño

Como ya se ha mencionado anteriormente, la configuración de presiones va a determinar en gran medida el funcionamiento de la turbina y va a ser una de las causas de los valores del coeficiente de potencia. Para la comparación de los contornos de velocidad se ha elegido el punto de diseño para las tres turbinas aunque ello suponga trabajar con diferentes coeficientes de velocidad (TSR). Además se compara el ángulo óptimo que, por los resultados obtenidos anteriormente, se aproxima a un ángulo de 90 grados. Para este ángulo, además, se dan las mayores diferencias de los coeficientes de par y de potencia para las diferentes turbinas. Las configuraciones de presiones para cada turbina con un ángulo de giro de 90 grados se dan en las figuras 4.12, 4.13 y 4.14.

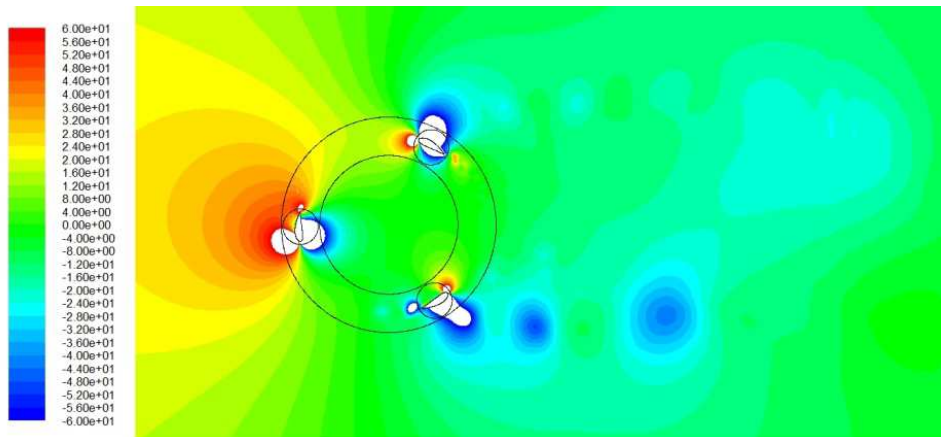


Figura 4.12: Distribución de presiones para la turbina de grado de solidez 0.5 en su punto de diseño (TSR= 2.4)

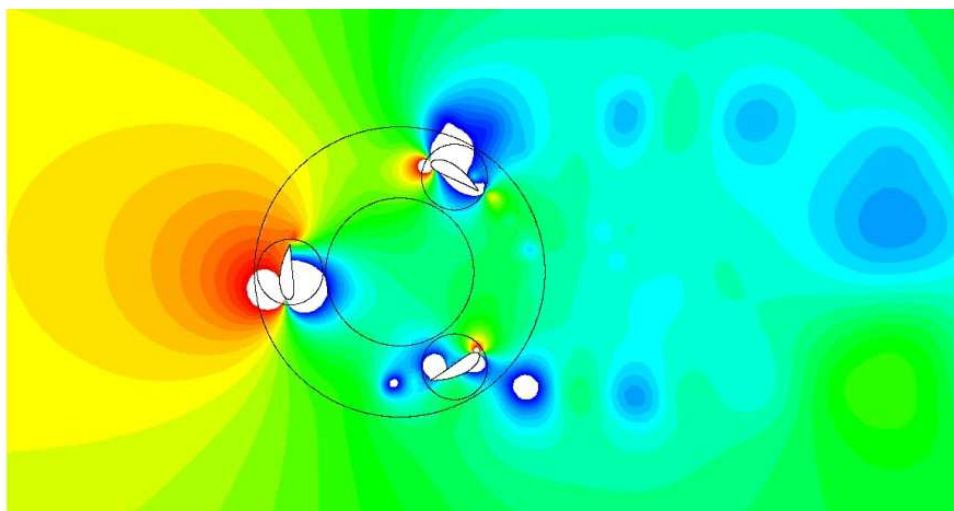


Figura 4.13: Distribución de presiones para la turbina de grado de solidez 0.75 en su punto de diseño (TSR= 1.7)

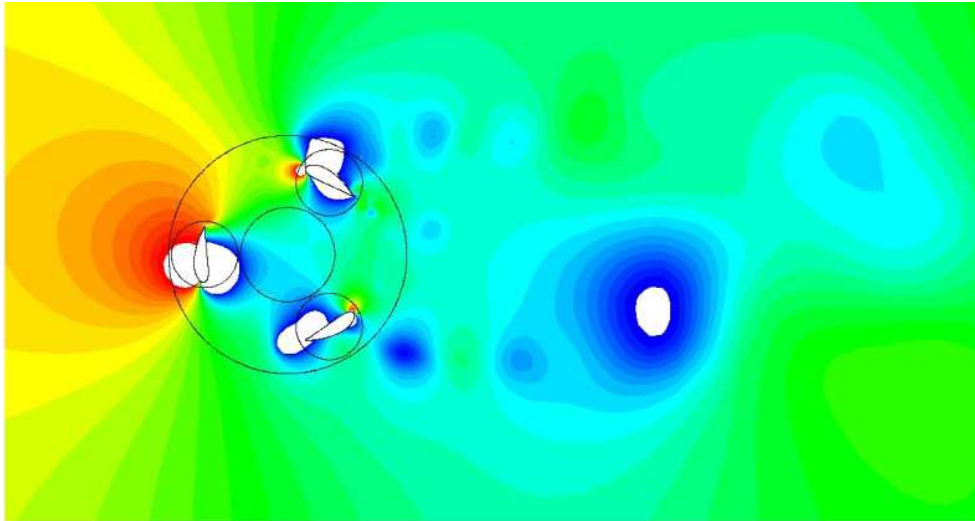


Figura 4.14: Distribución de presiones para la turbina de grado de solidez 1 en su punto de diseño (TSR= 1.5)

Para facilitar la comparación, las figuras 4.12, 4.13 y 4.14 tienen la misma escala de valores de la presión siendo el máximo 60 Pa y el mínimo -60 Pa, por ello solo se ha mantenido la escala en la primera imagen (fig. 4.12). Como se puede ver en las imágenes anteriores, a pesar de tratarse de tres distribuciones de presiones para el punto de diseño de cada turbina, existen notables diferencias para cada caso. En el álabe que se encuentra a 90 grados se observa cómo, para un grado de solidez menor, las altas presiones se desplazan ligeramente hacia la parte delantera del álabe, debido al choque del álabe con el fluido. Puesto que, como se ha indicado antes, la velocidad lineal es mayor para la turbina de grado 0.5, este efecto es mayor, justificándose así un menor coeficiente de par en esa zona si se compara con la turbina de grado 1. En la turbina de grado 1 se da, para el mismo álabe, un mayor gradiente de presión y desaparece la caída de presión en la parte exterior del álabe, cerca del borde de salida, que se observa para la turbina de grado 0.5. También se observa cómo una reducción del grado de solidez provoca unos torbellinos (representados como zonas circulares azules, debidos a su baja presión) de menor tamaño que en turbinas de grados de solidez más altos. Por ejemplo se puede ver el gran torbellino generado para el caso de la turbina de solidez 1. Sin embargo se conservan algunas similitudes como que se den altas presiones aguas arriba y un importante gradiente de presiones en el entorno del álabe que se encuentra a 90 grados, momento en el que sus coeficientes de par y potencia se encuentran en valores máximos.

4.3.2 Contornos de vorticidad para el punto de diseño

Las estelas generadas por los álabes durante el funcionamiento de la turbina, como la presión, también van a ser un factor determinante en el funcionamiento de la turbina. Las estelas y sus características se detectan con mayor claridad obteniendo los contornos de vorticidad que en los contornos de presiones, que solo detecta la presencia de torbellinos. Al igual que en el caso de la presión, se comparan las turbinas para sus respectivos puntos de diseño. En las figuras 4.15, 4.16 y 4.17 se muestran los contornos de vorticidad para las tres turbinas el ángulo de giro óptimo.

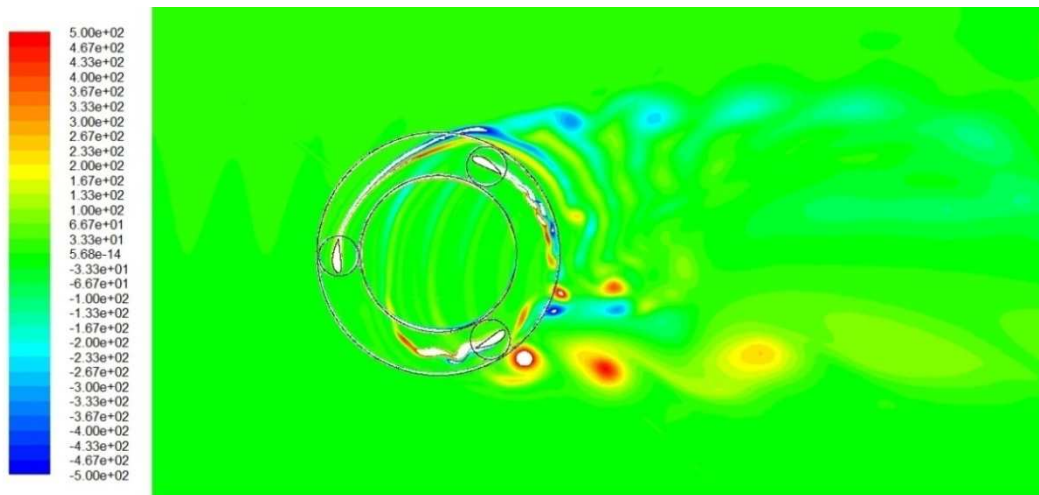


Figura 4.15: Contornos de vorticidad para la turbina de grado de solidez 0.5 en su punto de diseño (TSR= 2.4)

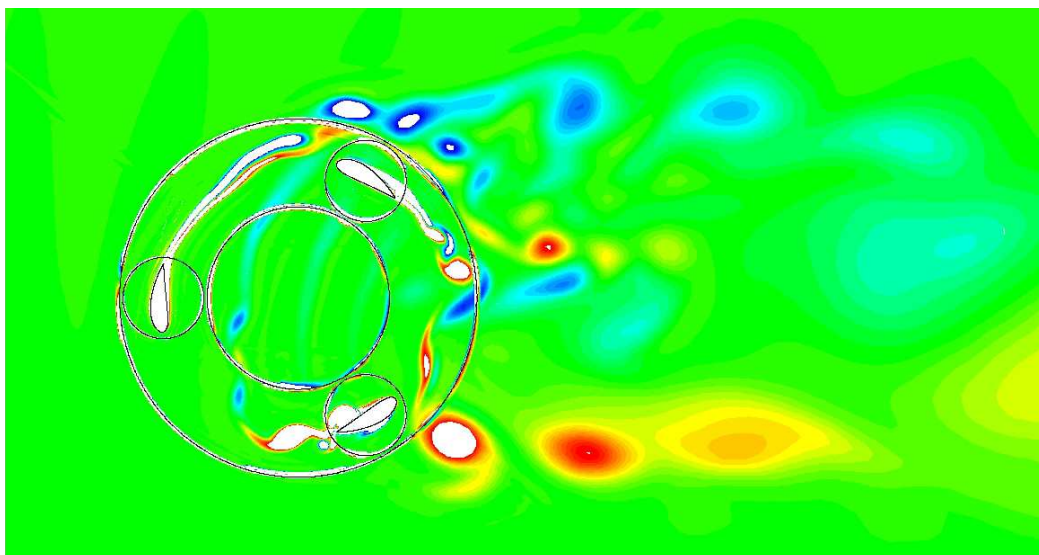


Figura 4.16: Contornos de vorticidad para la turbina de grado de solidez 0.75 en su punto de diseño (TSR= 1.7)

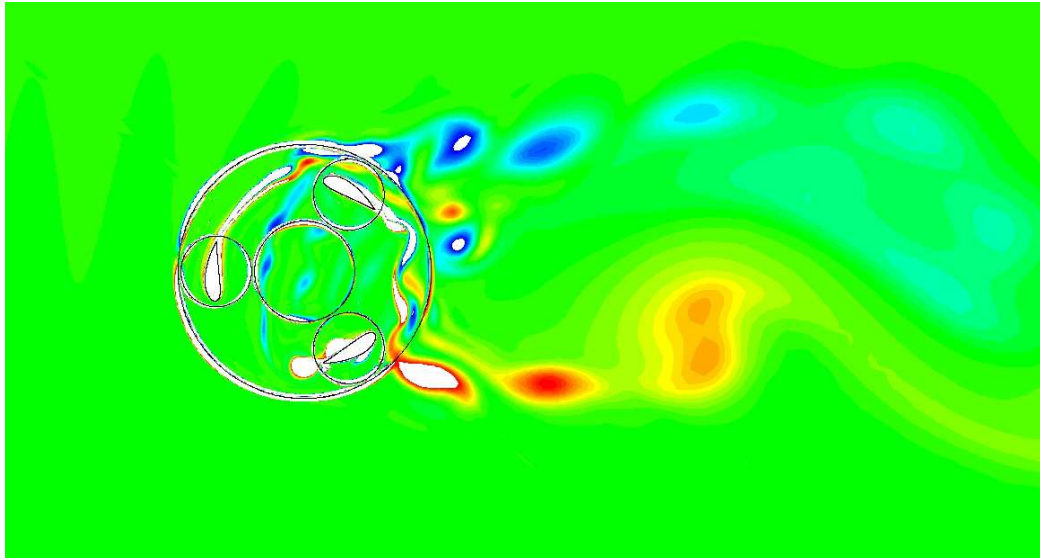


Figura 4.17: Contornos de vorticidad para la turbina de grado de solidez 1 en su punto de diseño (TSR= 1.5)

Puesto que la escala de las imágenes anteriores es la misma para facilitar su comparación, solo se ha mantenido en la primera imagen. La escala va de desde un valor de -500 hasta +500. Como se puede ver, la turbina de solidez 0.5 genera estelas más alargadas en comparación con el tamaño del álabe si se compara con las dos turbinas restantes, sin embargo, la separación entre los álabes evita interferencias entre éstos y las estelas generadas. Si se aumenta el grado de solidez, en el punto de diseño las estelas son más cortas puesto que los álabes están mucho más juntos. Además, para la turbina de menor solidez, se generan torbellinos más pequeños puesto que la estela es más estrecha y alargada. Para este mismo caso, las estelas dejadas entre los 0 y los 120 grados, que avanzan por el interior de la turbina, tienen un mayor recorrido hasta que interfieren con otros álabes en la zona entre 240 y 360 grados, de esa manera el coeficiente de potencia no decae tanto como para el caso de la turbina de grado 1, cuyas estelas, más gruesas y con menor espacio para amortiguarse, afectan más al resto de álabes, haciendo que los coeficientes de par y potencia sean claramente negativos entre los 200 y los 360 grados.

4.3.3 Torbellinos en el punto de diseño

Los torbellinos se relacionan con la vorticidad y, al igual que en el capítulo 3, es conveniente estudiarlos, ya que pueden afectar al funcionamiento de la turbina y van a determinar la estela que la turbina en su conjunto va a generar. Como ya se vio, la formación de torbellinos viene determinada por la diferencia de presiones en las superficies de cada álabe: a mayor diferencia de presiones, mayor será el torbellino.

Para la comparación se estudiarán los casos para los puntos de diseño de las tres turbinas, concretamente, para el ángulo de giro de 90 grados ya que, como se ha visto antes, a este ángulo se produce un gran gradiente de presión sobre el álabe que, posteriormente, genera torbellinos que se desprenden en torno a los 240 grados. Las figuras 4.18, 4.19 y 4.20 muestran la presión manométrica en la superficie de los álabes de las tres turbinas en función de su posición en el eje y.

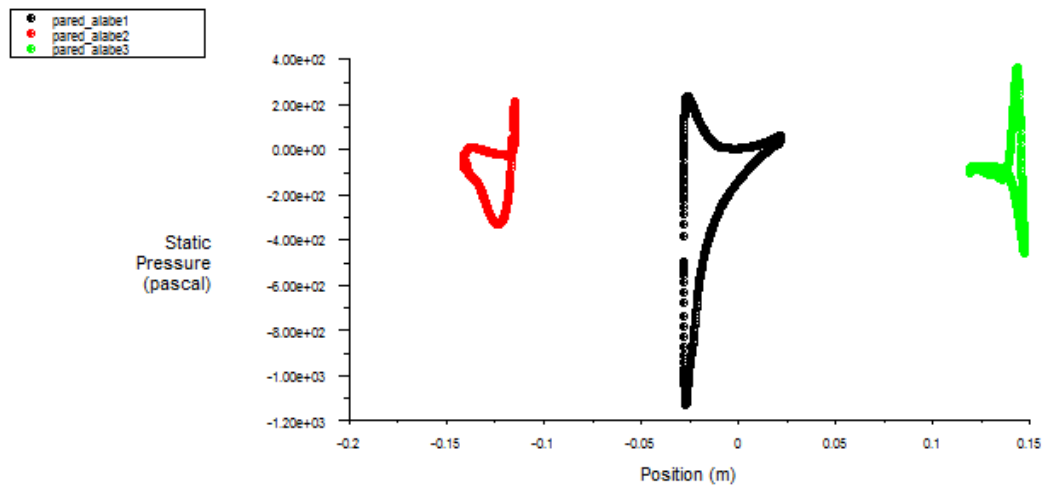


Figura 4.18: Presión estática sobre la superficie de los álabes para la turbina de grado de solidez 0.5 en su punto de diseño (TSR= 2.4)

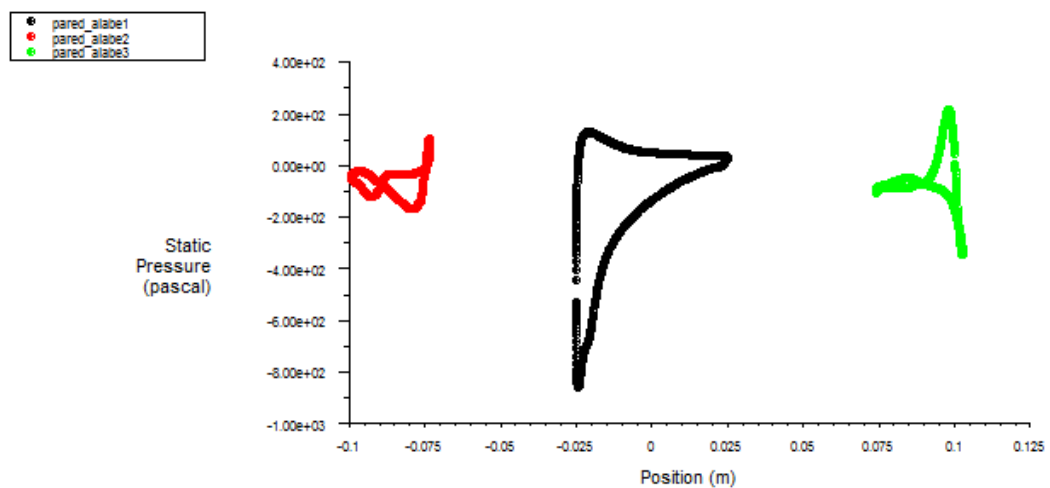


Figura 4.19: Presión estática sobre la superficie de los álabes para la turbina de grado de solidez 0.75 en su punto de diseño (TSR= 1.7)

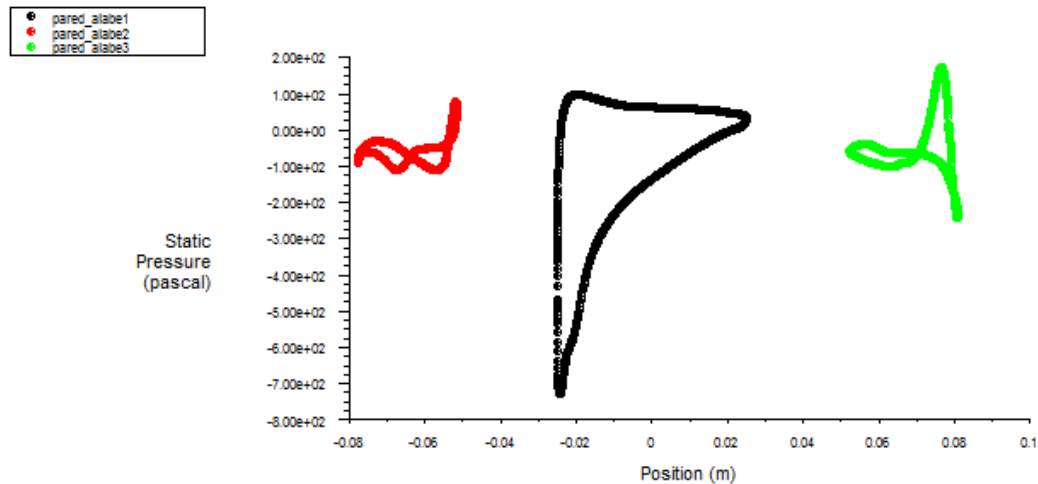


Figura 4.20: Presión estática sobre la superficie de los álabes para la turbina de grado de solidez 1 en su punto de diseño (TSR=1.5)

Como se ve en las imágenes anteriores, el gradiente de presiones en el ábalo A (en negro) que se encuentra a 90 grados es muy superior al de los álabes B (en verde) y C (en rojo). Se puede ver como la distribución de presiones es similar para las tres turbinas. Para el caso del ábalo A se produce un gradiente máximo de 1300Pa para la turbina de solidez 0.5, de 1000Pa para la turbina de solidez 0.75 y 800Pa para la turbina de grado 1. Sin embargo se aprecia cómo, para la turbina de solidez 0.5 el gradiente disminuye rápidamente, mientras que para los casos de solidez 0.75 y 1 se mantiene una diferencia de presiones importante a lo largo de todo el ábalo. Esto hace que se produzcan los torbellinos de la manera en que se han visto en los contornos de vorticidad y presión: a mayor grado, de solidez, menor presión poseen los torbellinos, sin embargo, en tamaño y forma no se producen importantes diferencias si lo comparamos con el tamaño del ábalo.

4.3.4 Contornos de vorticidad y C_m instantáneo para TSR=2

Las curvas características adimensionales que se han obtenido anteriormente determinan que el principal efecto de una modificación del grado de solidez de una turbina es el desplazamiento de esta a mayores o menores TSR según se disminuya o aumente la solidez respectivamente. Con los resultados y las comparaciones que ya se han realizado se intuye que la causa del decaimiento del C_p en TSR superiores al punto de diseño es la interferencia de las estelas con otros álabes. Esta interferencia varía con la solidez, así que se ha realizado una comparación de los contornos de vorticidad a TSR=2, momento en el cual la turbina de solidez 0.5 aún no ha llegado su punto de diseño, la turbina de solidez 0.75 se encuentra muy cerca de su zona de diseño y la turbina de solidez 1 se encuentra a un TSR superior al de diseño y para el cual el valor del C_p ya se ha reducido de manera importante.

A continuación en la tabla 4.13 se resumen los valores de C_p para los puntos a estudiar.

	$\sigma=0.5$	$\sigma=0.75$	$\sigma=1$
C_p	0.351	0.478	0.233
C_p / C_p de diseño (%)	0.90	0.96	0.50

Tabla 4.13: Valores de C_p para TSR=2 para las tres turbinas

A continuación en las figuras 4.12, 4.22 y 4.23 se representan los contornos de vorticidad para las tres turbinas a TSR=2.

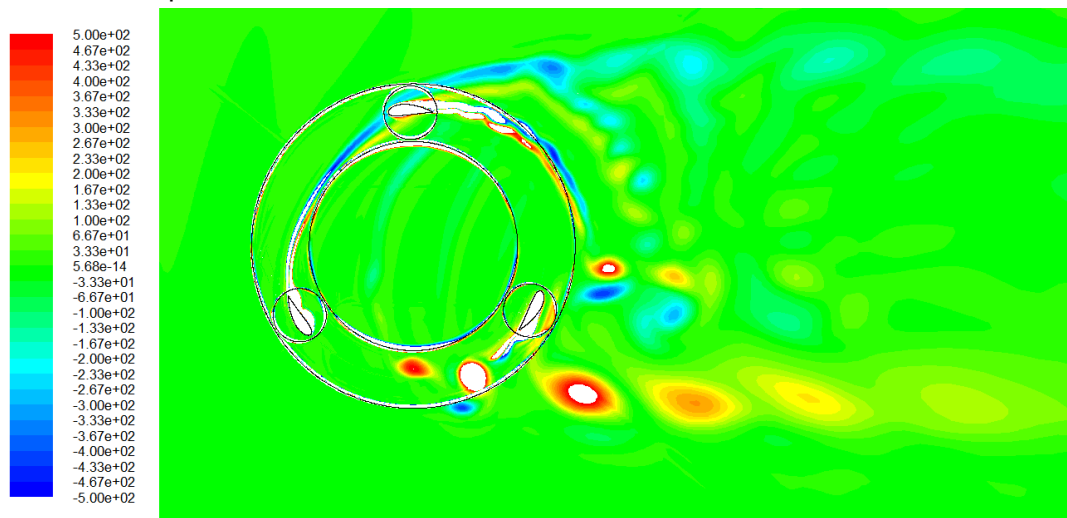


Figura 4.21: Contornos de vorticidad para la turbina de grado de solidez 0.5 para TSR=2

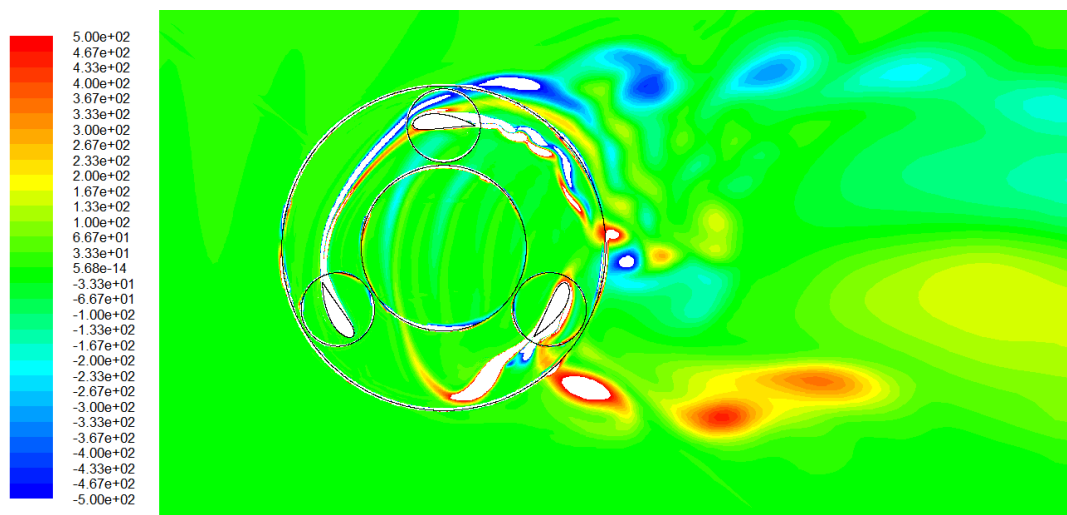


Figura 4.22: Contornos de vorticidad para la turbina de grado de solidez 0.75 para TSR=2

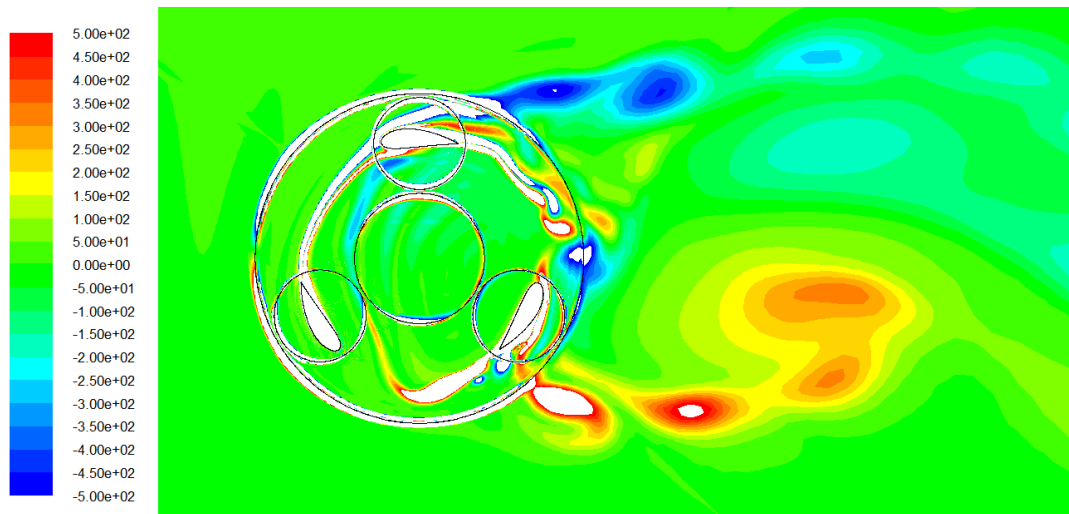


Figura 4.23: Contornos de vorticidad para la turbina de grado de solidez 1 para TSR=2

Para un coeficiente de velocidad (TSR) de 2 las diferencias entre las diferentes turbinas son claras. Para la turbina de grado 0.5 la estela dejada entre los ángulos 0 y 120 se amortigua mientras avanza por el interior de la turbina y, además, no se aprecien grandes interferencias entre las estelas y los álabes y los torbellinos generados abandonan la turbina aguas abajo sin interferir con otros álabes. Para la turbina de grado 0.75 se da una situación similar solo que las estelas no son tan estrechas ni se disipan tanto en el interior de la turbina. Para la turbina de grado 1 las inestabilidades afectan a los álabes a partir de los 180 grados, por lo que la pérdida de par en esas zonas es más importante, sin embargo, para la zona del ángulo óptimo, no hay perturbación que afecte al álabe.

Los efectos de la vorticidad para un mismo TSR se pueden observar si se obtienen los valores de C_m para un solo álabe. Ese dato se grafica en la figura 4.24 para las tres turbinas en función del ángulo de giro:

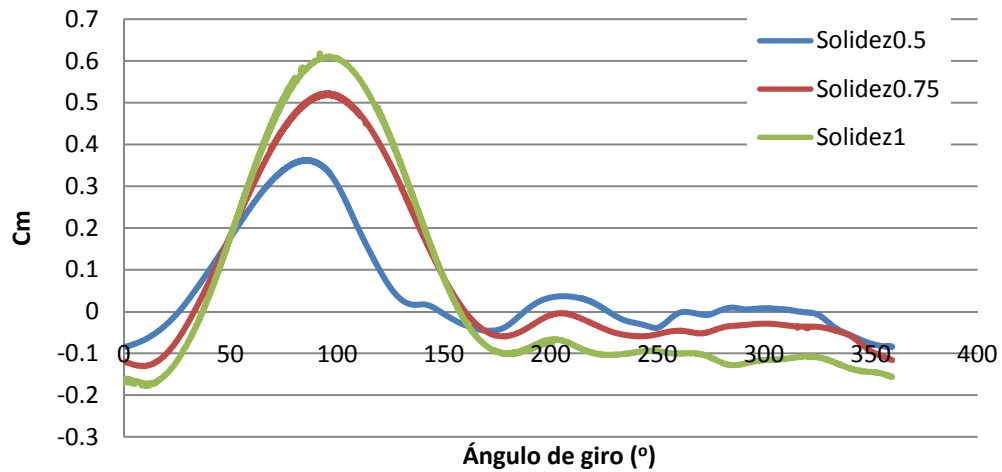


Figura 4.24: Coeficiente de par instantáneo durante la quinta vuelta para el álabe A de las tres turbinas estudiadas con TSR=2

Como se puede ver en la figura anterior, para la turbina de grado de solidez 1, a pesar de que en el ángulo óptimo consigue que su coeficiente de par esté por encima de los valores para el resto de turbinas, el C_m cae rápidamente a causa de la importante presencia de estelas y torbellinos que se mostraron en la figura 4.17, haciendo que, a partir de los 180 grados el C_m sea negativo, situándose en torno al -0.1 para el resto de vuelta. A medida que se aumenta al TSR también se hace más evidente este fenómeno, disminuyendo el valor del C_m medio. Sin embargo, la poca presencia de perturbaciones hace que, para la turbina de solidez 0.5, los valores de C_m a partir de los 180 grados se sitúen en torno a cero.

CAPÍTULO 5 : CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

5.1 CONCLUSIONES

En este trabajo se han modelado y estudiado tres turbinas de eje vertical mediante Fluent, lográndose los objetivos iniciales: se ha realizado una mejora del modelo numérico inicial, se han obtenido las curvas características adimensionales de las turbinas estudiadas, se han validado dichas curvas con otras obtenidas en otros estudios, justificándose sus diferencias y se han estudiado los flujos resultantes del funcionamiento de la turbina.

En todo el trabajo se ha tomado como referencia la turbina de grado de solidez 0.75, con radio 0.1 metros y envergadura 0.3 metros, especificándose sobre ella las características de los modelos geométrico y numérico. Es importante recordar que se han usado modelos geométricos de turbina mucho más pequeños que los modelos reales y que los resultados obtenidos han requerido ser extrapolados. Sobre esta turbina se han justificado los parámetros de cálculo, condiciones de contorno, modelo de turbulencia y otros aspectos del modelo numérico, bien porque se han realizado simulaciones, bien por similitud con otros trabajos previos. Mediante el estudio del número de vueltas simuladas y el número de *time step* por se ha fijado en número de vueltas simuladas en 4, el número de *time step* por vuelta en 1200. Con el estudio de sensibilidad a la malla se ha optado por utilizar un modelo de 267657 celdas, tras refinar la malla original, de 107910, en zonas con alta vorticidad y en los entornos de los álabes, obteniendo un 140% de celdas más. En general se concluye que con un estudio de estos parámetros de cálculo se puede obtener un método de cálculo preciso sin un excesivo coste computacional.

También para la turbina de grado de solidez 0.75 se han analizado los resultados obtenidos. En primer lugar se ha obtenido la curva característica adimensional con 12 simulaciones entre $TSR=0.25$ y $TSR=3$. Se obtiene el punto de diseño, en $TSR=1.7$ con un valor de C_p de 0.496. Además se han estudiado la distribución de presiones y la distribución de vorticidad y sus consecuencias en el coeficiente de potencia. Por último se ha validado la curva obtenida comparándola con trabajos de otros autores.

Puesto que se han validado los resultados de la turbina de solidez 0.75 y, por ello, de su metodología se ha abordado el estudio de las turbinas de grado de solidez 0.5 y 1, generadas a partir de la primera variando el valor del radio y manteniendo el valor del resto de parámetros geométricos. Previamente se ha realizado un estudio preliminar con 6 simulaciones para cada una de las tres turbinas, con la malla original, 3 vueltas simuladas y 900 *time step* por

vuelta con el objetivo de conocer el entorno de las curvas características con poco esfuerzo computacional.

Posteriormente, para obtener las curvas adimensionales definitivas se han realizado simulaciones con la malla refinada de 267657 celdas, 4 vueltas simuladas y 1200 *time step* por vuelta. El cálculo de las 34 simulaciones necesarias ha requerido de entre 16 y 36 horas cada una, siendo menor el tiempo en los TSR cercanos al punto de diseño y para turbina de grado 1. Con una media aproximada de 22 horas, han sido necesarias unas 748 horas de cálculo computacional para obtener las curvas.

Mediante las curvas características adimensionales se puede comprobar cómo un aumento del grado de solidez de la turbina desplaza la curva característica hacia TSR más bajos y viceversa desplazándose también el punto de diseño hacia TSR más bajos. Concretamente para el punto de diseño de la turbina de solidez 1 se obtiene un TSR de 1.5 un 12% menos que para la turbina de grado 0.75. Contrariamente, el TSR del punto de diseño de la turbina de grado 0.5 aumenta un 41% respecto al TRS de la turbina de grado 0.75, hasta TSR=2.4. Respecto al valor del Cp en los puntos de diseño, el valor más alto, se consigue con la turbina de grado 0.75 con un valor de Cp=0.50. Para la turbina de solidez 1 el Cp de diseño es 0.47 solo un 6% menos que para el caso anterior y para la turbina de solidez 0.5 el Cp de diseño es de 0.39, un 22% menos que para el caso de la turbina de grado 0.75. Con estos valores se puede observar una caída de rendimiento más acusada cuando disminuye el grado de solidez.

Pueden existir problemas de arranque puesto que se han conseguido valores del Cp medio ligeramente negativos para las turbinas de grados de solidez 0.5 y 1. Con los datos obtenidos no se puede asociar a la influencia del grado de solidez siendo a bajos TSR es más inestable y, por ello, menos exacto, pero por la forma de la curva, sería este hecho más problemático en la turbina de grado 0.5.

Se han calculado los números de Reynolds para comprobar que el flujo es completamente turbulento y, por ello, se pueden extrapolar los resultados obtenidos en las turbinas estudiadas a turbinas con una escala mayor. Para las tres turbinas se ha comparado el valor instantáneo de Cp que aporta un ángulo en función del ángulo de giro. Para las tres turbinas el ángulo óptimo está en el entorno de los 90° no habiendo variación en función del grado de solidez. Para las tres turbinas el ángulo más desfavorable se produce en el entorno de los 0°, cuando el álabe se mueve contra el flujo de aire. En el ángulo óptimo se consigue un Cp mas alto con un grado de solidez más bajo, sin embargo, a partir los 180° los valores son más bajos.

Por último se han estudiado y comparado los flujos de las tres turbinas y sus efectos en los valores de C_p observados, pudiéndose comprobar que la caída del C_p a altas velocidades se da por el efecto de las perturbaciones generadas por las estelas sobre los propios álabes y como la condición de diseño se da para la velocidad de giro en la que las estelas y perturbaciones producidas en cada álabe afectan en menor medida a otros álabes o a sí mismo ya que velocidades muy altas suponen estelas más alargadas y velocidades muy bajas suponen grandes torbellinos.

Tras evaluar todos los resultados de las tres turbinas se considera a la turbina de grado 0.75 como la mejor opción por tener los valores de C_p más altos, no tener problemas de autoarranque, tener un amplio rango de TSR con C_p positivo y no tener una variabilidad excesiva en el C_p instantáneo. Frente a esa turbina, la turbina de grado 1 tiene un C_p de diseño más bajo, mayor variabilidad del C_p instantáneo y menor rango de TSR con C_p positivo. La turbina de grado 0.5 tiene un C_p de diseño más bajo que las dos anteriores, además de problemas de autoarranque lo que hace menos viable su uso.

5.2 TRABAJOS FUTUROS

Para completar el presente trabajo se proponen una serie de trabajos futuros:

- 1- Estudio CFD 3D de la influencia del grado de solidez y del ángulo de pitch y comparación con los resultados del modelo 2D para comprobar el efecto de haber considerado el flujo como bidimensional. Mediante un estudio 3D se pueden simular los brazos de la turbina y su efecto, que en este trabajo se ha despreciado.
- 2- Estudio CFD de una turbina de tamaño real, mayor que la estudiada en este trabajo y con capacidad de ser viable para la obtención de energía eléctrica. De esa manera se pueden conseguir resultados más acordes con la realidad y comparar las diferencias con estudios en turbinas más pequeñas y acotar las condiciones en las que un estudio con turbinas de menor tamaño está justificado.
- 3- Estudio con un modelo físico de las turbinas estudiadas del presente estudio para validar los resultados obtenidos. En concreto se podrán comprobar los problemas de autoarranque y, en general, las diferencias con el estudio teórico, encontrar las causas de esas diferencias y proponer otro modelo computacional que se ajustase más a los datos obtenidos experimentalmente.

4- Estudio CFD del arranque, con un aumento del número de vueltas de simulación, del número de *time step* por vuelta, con un estudio de sensibilidad a la malla enfocado a bajos TSR y un cambio en el modelo de turbulencia sustituyéndolo por otro enfocado a velocidades más bajas. Comprobación de la influencia de diferentes factores y del ángulo de giro en el que esté posicionada la turbina y propuesta de soluciones para evitar los problemas en el arranque.

BIBLIOGRAFÍA

[Almohammadi, 2013] K. M. Almohammadi , D. B. Ingham , L. Ma, M. Pourkashan. “Computational fluid dynamics (CFD) mesh independency techniques for a straight blade vertical axis wind turbine”. Elsevier Energy 58 (2013) 483-493.

[Alonso, 2016] Á. Alonso Gómez “Influencia de la Solidez en un Aerogenerador Vawt con Rotor H-Darrieus y Perfiles Simétricos”. Universidad de Valladolid.TFG. (2016)

[Bachant, 2014] P. Bachant, M. Wosnik. “Reynolds Number Dependence Of Cross-Flow Turbine Performance And Near-Wake Characteristics”. Proceedings of the 2nd Marine Energy Technology Symposium METS2014 April 15-18, 2014, Seattle (2014).

[Basim, 2017] S. Basim Qamar, I. Janajreh. “A comprehensive analysis of solidity for cambered darrieus VAWTs”. International Journal of Hydrogen Energy 42 (2017) 19420-19431.

[Bravo, 2007] Bravo R., Tullis S., Ziada S. Performance Testing of a Small Vertical-Axis Wind Turbine. Mechanical Engineering Department, McMaster University. (2007)

[Fernández, 2016] M. Fernández Gómez. “Estudio de turbinas de eje vertical: Influencia del ángulo de Pitch en perfiles NACA 0020 con agua como fluido de trabajo y posible sistema de autoarranque para aerogeneradores mediante perfiles NACA 4518”. Universidad de Valladolid. (2016)

[Fluent, 2006] Fluent 6.3 User’s Guide. (2006).

[Gupta, 2010] R. Gupta and A. Biswas. “Computational fluid dynamics analysis of a twisted three-bladed H-Darrieus rotor”. Journal Of Renewable And Sustainable Energy 2, 043111 (2010)

[Lanzafame, 2013] R. Lanzafame, S. Mauro, M. Messina. “2D CFD Modeling of H-Darrieus Wind Turbines using a Transition Turbulence Model”. Energy Procedia 45 (2014) 131 – 140

[Mathew , 2006] S. Mathew. “Wind Energy Fundamentals, Resource Analysis and Economics”. Editorial: Springer (2006)

[Pérez, 2016] P. Pérez González. “Análisis CFD de la Influencia del Ángulo de Pitch en Aerogeneradores H-Darrieus”. Universidad de Valladolid. (2016)

[**Raciti , 2011**] M. Raciti Castelli, A. Englaro, E. Benini. “The Darrieus wind turbine: Proposal for a new performance prediction model based on CFD”. Elsevier Energy 36 (2011) 4919-4934

[**Sandia, 2014**] V. S. Neary, A. A. Fontaine, P. Bachant, B. Gunawan, M. Wosnik, C. Michelen, R. J. Meyer, W.A. Straka. “US Department of Energy (DOE) National Lab Activities in Marine Hydrokinetics: Scaled Model Testing of DOE Reference Turbines”. Sandia National Laboratories (2014)

[**Versteeg, 1995**] H. K. Versteeg, W. Malalasekera. “An Introduction to Computational Fluid Dynamics . The finite volume method.” Editorial: Longman Scientific & Technical (2015)

[**WindEurope, 2018**] “Wind in power 2017. Annual combined onshore and offshore wind energy statistics”. WindEurope (2018)

[**Zamani, 2016**] M. Zamani, M. Javad Maghrebi, S. Rasoul Varedi. “Starting torque improvement using J-shaped straight-bladed Darrieus vertical axis wind turbine by means of numerical simulation. Elsevier Renewable Energy 95 (2016) 109-126.

Páginas Web:

<http://www.despegamos.es/> [Última visita 01/05/2018]

<https://www.aeeolica.org/> [Última visita 01/05/2018]

<http://gwec.net/> [Última visita 01/05/2018]

<https://windeurope.org/> [Última visita 01/05/2018]

<https://commons.wikimedia.org> [Última visita 02/05/2018]

ANEXO: SUMMARY

En este anexo se incluyen todos los datos referidos a la simulación de la turbina de grado 0.75 con la malla refinada 1 para un TSR de 1.7 (el punto de diseño para esta turbina) y con un 1200 *time steps* por vuelta. Contiene los datos necesarios para replicar las simulaciones: condiciones de contorno, todos los parámetros geométricos, operativos y numéricos. Estos datos se obtienen en el panel *Report/Summary*.

FLUENT

Version: 2d, pbns, sstkw, unsteady (2d, pressure-based, SST k-omega, unsteady)
Release: 6.3.26
Title:

Models

Model	Settings
Space	2D
Time	Unsteady, 1st-Order Implicit
Viscous	k-omega turbulence model
Heat Transfer	Disabled
Solidification and Melting	Disabled
Species Transport	Disabled
Coupled Dispersed Phase	Disabled
Pollutants	Disabled
Pollutants	Disabled
Soot	Disabled

Boundary Conditions

Zones

name	id	type
alabe3	2	fluid
alabe2	3	fluid
alabe1	4	fluid
corona	5	fluid
eje	6	fluid
ambiente	7	fluid
wall-85	85	wall
wall-86	86	wall
wall-87	87	wall
wall-88	88	wall
wall-89	89	wall
wall-80	80	wall
wall-81	81	wall
wall-82	82	wall

wall-83	83	wall
wall-84	84	wall
lateral_posterior	8	symmetry
lateral_anterior	9	symmetry
salida	10	pressure-outlet
entrada	11	velocity-inlet
int_eje_corona	12	interface
int_ambiente_corona	13	interface
int_corona_ambiente	14	interface
int_corona_eje	15	interface
int_corona_alabe3	16	interface
int_corona_alabe2	17	interface
int_corona_alabe1	18	interface
int_alabe3_corona	19	interface
int_alabe2_corona	20	interface
int_alabe1_corona	21	interface
pared_alabe3	22	wall
pared_alabe2	23	wall
pared_alabe1	24	wall
default-interior	26	interior
default-interior:001	1	interior
default-interior:025	25	interior
default-interior:027	27	interior
default-interior:028	28	interior
default-interior:029	29	interior

Boundary Conditions

alabe3

Condition	Value
-----	-----
Material Name	air
Specify source terms?	no
Source Terms	((mass) (x-momentum) (y-momentum) (k) (omega))
Specify fixed values?	no
Fixed Values	((x-velocity (inactive . #f) (constant . 0) (profile)) (y-velocity (inactive . #f) (constant . 0) (profile)) (k (inactive . #f) (constant . 0) (profile)) (omega (inactive . #f) (constant . 0) (profile)))
Motion Type	2
X-Velocity Of Zone (m/s)	0
Y-Velocity Of Zone (m/s)	0
Rotation speed (rad/s)	136
X-Origin of Rotation-Axis (m)	0
Y-Origin of Rotation-Axis (m)	0
Deactivated Thread	no
Laminar zone?	no
Set Turbulent Viscosity to zero within laminar zone?	yes
Porous zone?	no
X-Component of Direction-1 Vector	1
Y-Component of Direction-1 Vector	0
Relative Velocity Resistance Formulation?	yes
Direction-1 Viscous Resistance (1/m2)	0
Direction-2 Viscous Resistance (1/m2)	0

```

Choose alternative formulation for inertial resistance? no
Direction-1 Inertial Resistance (1/m) 0
Direction-2 Inertial Resistance (1/m) 0
C0 Coefficient for Power-Law 0
C1 Coefficient for Power-Law 0
Porosity 1

```

alabe2

```

Condition Value
-----
Material Name air
Specify source terms? no
Source Terms ((mass) (x-momentum) (y-momentum) (k) (omega))
Specify fixed values? no
Fixed Values ((x-velocity (inactive . #f) (constant . 0)
(profile )) (y-velocity (inactive . #f) (constant . 0)
(profile )) (k (inactive . #f) (constant . 0) (profile ))
(omega (inactive . #f) (constant . 0) (profile )))
Motion Type 2
X-Velocity Of Zone (m/s) 0
Y-Velocity Of Zone (m/s) 0
Rotation speed (rad/s) 136
X-Origin of Rotation-Axis (m) 0
Y-Origin of Rotation-Axis (m) 0
Deactivated Thread no
Laminar zone? no
Set Turbulent Viscosity to zero within laminar zone? yes
Porous zone? no
X-Component of Direction-1 Vector 1
Y-Component of Direction-1 Vector 0
Relative Velocity Resistance Formulation? yes
Direction-1 Viscous Resistance (1/m2) 0
Direction-2 Viscous Resistance (1/m2) 0
Choose alternative formulation for inertial resistance? no
Direction-1 Inertial Resistance (1/m) 0
Direction-2 Inertial Resistance (1/m) 0
C0 Coefficient for Power-Law 0
C1 Coefficient for Power-Law 0
Porosity 1

```

alabel

Condition	Value
Material Name	air
Specify source terms?	no
Source Terms	
((mass) (x-momentum) (y-momentum) (k) (omega))	
Specify fixed values?	no
Fixed Values	((x-velocity (inactive . #f) (constant . 0) (profile)) (y-velocity (inactive . #f) (constant . 0) (profile)) (k (inactive . #f) (constant . 0) (profile)) (omega (inactive . #f) (constant . 0) (profile)))
Motion Type	2
X-Velocity Of Zone (m/s)	0
Y-Velocity Of Zone (m/s)	0
Rotation speed (rad/s)	136
X-Origin of Rotation-Axis (m)	0
Y-Origin of Rotation-Axis (m)	0
Deactivated Thread	no
Laminar zone?	no
Set Turbulent Viscosity to zero within laminar zone?	yes
Porous zone?	no
X-Component of Direction-1 Vector	1
Y-Component of Direction-1 Vector	0
Relative Velocity Resistance Formulation?	yes
Direction-1 Viscous Resistance (1/m ²)	0
Direction-2 Viscous Resistance (1/m ²)	0
Choose alternative formulation for inertial resistance?	no
Direction-1 Inertial Resistance (1/m)	0
Direction-2 Inertial Resistance (1/m)	0
C0 Coefficient for Power-Law	0
C1 Coefficient for Power-Law	0
Porosity	1

corona

Condition	Value
Material Name	air
Specify source terms?	no
Source Terms	
((mass) (x-momentum) (y-momentum) (k) (omega))	
Specify fixed values?	no
Fixed Values	((x-
velocity (inactive . #f) (constant . 0) (profile)) (y-velocity	
(inactive . #f) (constant . 0) (profile)) (k (inactive . #f) (constant	
. 0) (profile)) (omega (inactive . #f) (constant . 0) (profile))))	
Motion Type	2
X-Velocity Of Zone (m/s)	0
Y-Velocity Of Zone (m/s)	0
Rotation speed (rad/s)	136
X-Origin of Rotation-Axis (m)	0
Y-Origin of Rotation-Axis (m)	0
Deactivated Thread	no
Laminar zone?	no
Set Turbulent Viscosity to zero within laminar zone?	yes
Porous zone?	no
X-Component of Direction-1 Vector	1
Y-Component of Direction-1 Vector	0
Relative Velocity Resistance Formulation?	yes
Direction-1 Viscous Resistance (1/m ²)	0
Direction-2 Viscous Resistance (1/m ²)	0
Choose alternative formulation for inertial resistance?	no
Direction-1 Inertial Resistance (1/m)	0
Direction-2 Inertial Resistance (1/m)	0
C0 Coefficient for Power-Law	0
C1 Coefficient for Power-Law	0
Porosity	1

eje

Condition	Value
Material Name	air
Specify source terms?	no
Source Terms	()
Specify fixed values?	no
Fixed Values	()
Motion Type	0
X-Velocity Of Zone (m/s)	0
Y-Velocity Of Zone (m/s)	0
Rotation speed (rad/s)	0
X-Origin of Rotation-Axis (m)	0
Y-Origin of Rotation-Axis (m)	0
Deactivated Thread	no
Laminar zone?	no
Set Turbulent Viscosity to zero within laminar zone?	yes
Porous zone?	no
X-Component of Direction-1 Vector	1
Y-Component of Direction-1 Vector	0
Relative Velocity Resistance Formulation?	yes
Direction-1 Viscous Resistance (1/m ²)	0
Direction-2 Viscous Resistance (1/m ²)	0
Choose alternative formulation for inertial resistance?	no
Direction-1 Inertial Resistance (1/m)	0
Direction-2 Inertial Resistance (1/m)	0
C0 Coefficient for Power-Law	0
C1 Coefficient for Power-Law	0
Porosity	1

ambiente

Condition	Value
Material Name	air
Specify source terms?	no
Source Terms	
((mass) (x-momentum) (y-momentum) (k) (omega))	
Specify fixed values?	no
Fixed Values	((x-velocity (inactive . #f) (constant . 0) (profile)) (y-velocity (inactive . #f) (constant . 0) (profile)) (k (inactive . #f) (constant . 0) (profile)) (omega (inactive . #f) (constant . 0) (profile)))
Motion Type	0
X-Velocity Of Zone (m/s)	0
Y-Velocity Of Zone (m/s)	0
Rotation speed (rad/s)	0
X-Origin of Rotation-Axis (m)	0
Y-Origin of Rotation-Axis (m)	0
Deactivated Thread	no
Laminar zone?	no
Set Turbulent Viscosity to zero within laminar zone?	yes
Porous zone?	no
X-Component of Direction-1 Vector	1
Y-Component of Direction-1 Vector	0
Relative Velocity Resistance Formulation?	yes
Direction-1 Viscous Resistance (1/m ²)	0
Direction-2 Viscous Resistance (1/m ²)	0
Choose alternative formulation for inertial resistance?	no
Direction-1 Inertial Resistance (1/m)	0
Direction-2 Inertial Resistance (1/m)	0
C0 Coefficient for Power-Law	0
C1 Coefficient for Power-Law	0
Porosity	1

wall-85

Condition	Value
Wall Motion	0
Shear Boundary Condition	0
Define wall motion relative to adjacent cell zone?	yes
Apply a rotational velocity to this wall?	no
Velocity Magnitude (m/s)	0
X-Component of Wall Translation	1
Y-Component of Wall Translation	0
Define wall velocity components?	no
X-Component of Wall Translation (m/s)	0
Y-Component of Wall Translation (m/s)	0
Wall Roughness Height (m)	0
Wall Roughness Constant	0.5
Rotation Speed (rad/s)	0
X-Position of Rotation-Axis Origin (m)	0
Y-Position of Rotation-Axis Origin (m)	0
X-component of shear stress (pascal)	0
Y-component of shear stress (pascal)	0
Specularity Coefficient	0

wall-86

Condition	Value
Wall Motion	0
Shear Boundary Condition	0
Define wall motion relative to adjacent cell zone?	yes
Apply a rotational velocity to this wall?	no
Velocity Magnitude (m/s)	0
X-Component of Wall Translation	1
Y-Component of Wall Translation	0
Define wall velocity components?	no
X-Component of Wall Translation (m/s)	0
Y-Component of Wall Translation (m/s)	0
Wall Roughness Height (m)	0
Wall Roughness Constant	0.5
Rotation Speed (rad/s)	0
X-Position of Rotation-Axis Origin (m)	0
Y-Position of Rotation-Axis Origin (m)	0
X-component of shear stress (pascal)	0
Y-component of shear stress (pascal)	0
Specularity Coefficient	0

wall-87

Condition	Value
Wall Motion	0
Shear Boundary Condition	0
Define wall motion relative to adjacent cell zone?	yes
Apply a rotational velocity to this wall?	no
Velocity Magnitude (m/s)	0
X-Component of Wall Translation	1
Y-Component of Wall Translation	0
Define wall velocity components?	no
X-Component of Wall Translation (m/s)	0
Y-Component of Wall Translation (m/s)	0
Wall Roughness Height (m)	0
Wall Roughness Constant	0.5
Rotation Speed (rad/s)	0
X-Position of Rotation-Axis Origin (m)	0
Y-Position of Rotation-Axis Origin (m)	0
X-component of shear stress (pascal)	0
Y-component of shear stress (pascal)	0
Specularity Coefficient	0

wall-88

Condition	Value
Wall Motion	0
Shear Boundary Condition	0
Define wall motion relative to adjacent cell zone?	yes
Apply a rotational velocity to this wall?	no
Velocity Magnitude (m/s)	0
X-Component of Wall Translation	1
Y-Component of Wall Translation	0
Define wall velocity components?	no
X-Component of Wall Translation (m/s)	0
Y-Component of Wall Translation (m/s)	0
Wall Roughness Height (m)	0
Wall Roughness Constant	0.5
Rotation Speed (rad/s)	0
X-Position of Rotation-Axis Origin (m)	0
Y-Position of Rotation-Axis Origin (m)	0
X-component of shear stress (pascal)	0
Y-component of shear stress (pascal)	0
Specularity Coefficient	0

wall-89

Condition	Value
Wall Motion	0
Shear Boundary Condition	0
Define wall motion relative to adjacent cell zone?	yes
Apply a rotational velocity to this wall?	no
Velocity Magnitude (m/s)	0
X-Component of Wall Translation	1
Y-Component of Wall Translation	0
Define wall velocity components?	no
X-Component of Wall Translation (m/s)	0
Y-Component of Wall Translation (m/s)	0
Wall Roughness Height (m)	0
Wall Roughness Constant	0.5
Rotation Speed (rad/s)	0
X-Position of Rotation-Axis Origin (m)	0
Y-Position of Rotation-Axis Origin (m)	0
X-component of shear stress (pascal)	0
Y-component of shear stress (pascal)	0
Specularity Coefficient	0

wall-80

Condition	Value
Wall Motion	0
Shear Boundary Condition	0
Define wall motion relative to adjacent cell zone?	yes
Apply a rotational velocity to this wall?	no
Velocity Magnitude (m/s)	0
X-Component of Wall Translation	1
Y-Component of Wall Translation	0
Define wall velocity components?	no
X-Component of Wall Translation (m/s)	0
Y-Component of Wall Translation (m/s)	0
Wall Roughness Height (m)	0
Wall Roughness Constant	0.5
Rotation Speed (rad/s)	0
X-Position of Rotation-Axis Origin (m)	0
Y-Position of Rotation-Axis Origin (m)	0
X-component of shear stress (pascal)	0
Y-component of shear stress (pascal)	0
Specularity Coefficient	0

wall-81

Condition	Value
Wall Motion	0
Shear Boundary Condition	0
Define wall motion relative to adjacent cell zone?	yes
Apply a rotational velocity to this wall?	no
Velocity Magnitude (m/s)	0
X-Component of Wall Translation	1
Y-Component of Wall Translation	0
Define wall velocity components?	no
X-Component of Wall Translation (m/s)	0
Y-Component of Wall Translation (m/s)	0
Wall Roughness Height (m)	0
Wall Roughness Constant	0.5
Rotation Speed (rad/s)	0
X-Position of Rotation-Axis Origin (m)	0
Y-Position of Rotation-Axis Origin (m)	0
X-component of shear stress (pascal)	0
Y-component of shear stress (pascal)	0
Specularity Coefficient	0

wall-82

Condition	Value
Wall Motion	0
Shear Boundary Condition	0
Define wall motion relative to adjacent cell zone?	yes
Apply a rotational velocity to this wall?	no
Velocity Magnitude (m/s)	0
X-Component of Wall Translation	1
Y-Component of Wall Translation	0
Define wall velocity components?	no
X-Component of Wall Translation (m/s)	0
Y-Component of Wall Translation (m/s)	0
Wall Roughness Height (m)	0
Wall Roughness Constant	0.5
Rotation Speed (rad/s)	0
X-Position of Rotation-Axis Origin (m)	0
Y-Position of Rotation-Axis Origin (m)	0
X-component of shear stress (pascal)	0
Y-component of shear stress (pascal)	0
Specularity Coefficient	0

wall-83

Condition	Value
Wall Motion	0
Shear Boundary Condition	0
Define wall motion relative to adjacent cell zone?	yes
Apply a rotational velocity to this wall?	no
Velocity Magnitude (m/s)	0
X-Component of Wall Translation	1
Y-Component of Wall Translation	0
Define wall velocity components?	no
X-Component of Wall Translation (m/s)	0
Y-Component of Wall Translation (m/s)	0
Wall Roughness Height (m)	0
Wall Roughness Constant	0.5
Rotation Speed (rad/s)	0
X-Position of Rotation-Axis Origin (m)	0
Y-Position of Rotation-Axis Origin (m)	0
X-component of shear stress (pascal)	0
Y-component of shear stress (pascal)	0
Specularity Coefficient	0

wall-84

Condition	Value
Wall Motion	0
Shear Boundary Condition	0
Define wall motion relative to adjacent cell zone?	yes
Apply a rotational velocity to this wall?	no
Velocity Magnitude (m/s)	0
X-Component of Wall Translation	1
Y-Component of Wall Translation	0
Define wall velocity components?	no
X-Component of Wall Translation (m/s)	0
Y-Component of Wall Translation (m/s)	0
Wall Roughness Height (m)	0
Wall Roughness Constant	0.5
Rotation Speed (rad/s)	0
X-Position of Rotation-Axis Origin (m)	0
Y-Position of Rotation-Axis Origin (m)	0
X-component of shear stress (pascal)	0
Y-component of shear stress (pascal)	0
Specularity Coefficient	0

lateral_posterior

Condition Value

lateral_anterior

Condition Value

salida

Condition	Value
Gauge Pressure (pascal)	0
Backflow Direction Specification Method	1
X-Component of Flow Direction	1
Y-Component of Flow Direction	0
X-Component of Axis Direction	1
Y-Component of Axis Direction	0
Z-Component of Axis Direction	0
X-Coordinate of Axis Origin (m)	0
Y-Coordinate of Axis Origin (m)	0
Z-Coordinate of Axis Origin (m)	0
Turbulent Specification Method	0
Backflow Turbulent Kinetic Energy (m2/s2)	1
Backflow Specific Dissipation Rate (1/s)	1
Backflow Turbulent Intensity (%)	0.1
Backflow Turbulent Length Scale (m)	1
Backflow Hydraulic Diameter (m)	1
Backflow Turbulent Viscosity Ratio	10
is zone used in mixing-plane model?	no
Specify targeted mass flow rate	no
Targeted mass flow (kg/s)	1

entrada

Condition	Value
Velocity Specification Method	2
Reference Frame	0
Velocity Magnitude (m/s)	8
X-Velocity (m/s)	0
Y-Velocity (m/s)	0
X-Component of Flow Direction	1
Y-Component of Flow Direction	0
X-Component of Axis Direction	1
Y-Component of Axis Direction	0
Z-Component of Axis Direction	0
X-Coordinate of Axis Origin (m)	0
Y-Coordinate of Axis Origin (m)	0
Z-Coordinate of Axis Origin (m)	0
Angular velocity (rad/s)	0
Turbulent Specification Method	2
Turbulent Kinetic Energy (m2/s2)	1
Specific Dissipation Rate (1/s)	1
Turbulent Intensity (%)	0.049999997
Turbulent Length Scale (m)	1
Hydraulic Diameter (m)	1
Turbulent Viscosity Ratio	10
is zone used in mixing-plane model?	no

int_eje_corona

Condition Value

int_ambiente_corona

Condition Value

int_corona_ambiente

Condition Value

int_corona_eje

Condition Value

int_corona_alabe3

Condition Value

int_corona_alabe2

Condition Value

int_corona_alabe1

Condition Value

int_alabe3_corona

Condition Value

int_alabe2_corona

Condition Value

int_alabe1_corona

Condition Value

pared_alabe3

Condition	Value
Wall Motion	0
Shear Boundary Condition	0
Define wall motion relative to adjacent cell zone?	yes
Apply a rotational velocity to this wall?	no
Velocity Magnitude (m/s)	0
X-Component of Wall Translation	1
Y-Component of Wall Translation	0
Define wall velocity components?	no
X-Component of Wall Translation (m/s)	0
Y-Component of Wall Translation (m/s)	0
Wall Roughness Height (m)	0
Wall Roughness Constant	0.5
Rotation Speed (rad/s)	0
X-Position of Rotation-Axis Origin (m)	0
Y-Position of Rotation-Axis Origin (m)	0
X-component of shear stress (pascal)	0
Y-component of shear stress (pascal)	0
Specularity Coefficient	0

pared_alabe2

Condition	Value
Wall Motion	0
Shear Boundary Condition	0
Define wall motion relative to adjacent cell zone?	yes
Apply a rotational velocity to this wall?	no
Velocity Magnitude (m/s)	0
X-Component of Wall Translation	1
Y-Component of Wall Translation	0
Define wall velocity components?	no
X-Component of Wall Translation (m/s)	0
Y-Component of Wall Translation (m/s)	0
Wall Roughness Height (m)	0
Wall Roughness Constant	0.5
Rotation Speed (rad/s)	0
X-Position of Rotation-Axis Origin (m)	0
Y-Position of Rotation-Axis Origin (m)	0
X-component of shear stress (pascal)	0
Y-component of shear stress (pascal)	0
Specularity Coefficient	0

pared_alabel

Condition	Value
Wall Motion	0
Shear Boundary Condition	0
Define wall motion relative to adjacent cell zone?	yes
Apply a rotational velocity to this wall?	no
Velocity Magnitude (m/s)	0
X-Component of Wall Translation	1
Y-Component of Wall Translation	0
Define wall velocity components?	no
X-Component of Wall Translation (m/s)	0
Y-Component of Wall Translation (m/s)	0
Wall Roughness Height (m)	0
Wall Roughness Constant	0.5
Rotation Speed (rad/s)	0
X-Position of Rotation-Axis Origin (m)	0
Y-Position of Rotation-Axis Origin (m)	0
X-component of shear stress (pascal)	0
Y-component of shear stress (pascal)	0
Specularity Coefficient	0

default-interior

Condition Value

default-interior:001

Condition Value

default-interior:025

Condition Value

default-interior:027

Condition Value

default-interior:028

Condition Value

default-interior:029

Condition Value

Solver Controls

Equations

Equation	Solved
Flow	yes
Turbulence	yes

Numerics

Numeric	Enabled
Absolute Velocity Formulation	yes

Unsteady Calculation Parameters

Time Step (s)	3.8499998e-05
Max. Iterations Per Time Step	20

Relaxation

Variable	Relaxation Factor
Pressure	0.30000001
Density	1
Body Forces	1
Momentum	0.69999999
Turbulent Kinetic Energy	0.80000001
Specific Dissipation Rate	0.80000001
Turbulent Viscosity	1

Linear Solver

Reduction Variable	Solver Type	Termination Criterion	Residual Tolerance
Pressure	V-Cycle	0.1	
X-Momentum	Flexible	0.1	0.7
Y-Momentum	Flexible	0.1	0.7
Turbulent Kinetic Energy	Flexible	0.1	0.7
Specific Dissipation Rate	Flexible	0.1	0.7

Pressure-Velocity Coupling

Parameter	Value
Type	SIMPLE

Discretization Scheme

Variable	Scheme
Pressure	Second Order
Momentum	Second Order Upwind
Turbulent Kinetic Energy	Second Order Upwind
Specific Dissipation Rate	Second Order Upwind

Solution Limits

Quantity	Limit
Minimum Absolute Pressure	1
Maximum Absolute Pressure	5e+10
Minimum Temperature	1
Maximum Temperature	5000
Minimum Turb. Kinetic Energy	1e-14
Minimum Spec. Dissipation Rate	1e-20
Maximum Turb. Viscosity Ratio	100000

Material Properties

Material: air (fluid)

Property	Units	Method	Value(s)
Density	kg/m3	constant	1.225
Cp (Specific Heat)	j/kg-k	constant	1006.43
Thermal Conductivity	w/m-k	constant	0.0242
Viscosity	kg/m-s	constant	1.7894e-05
Molecular Weight	kg/kgmol	constant	28.966
L-J Characteristic Length	angstrom	constant	3.711
L-J Energy Parameter	k	constant	78.6
Thermal Expansion Coefficient	1/k	constant	0
Degrees of Freedom		constant	0
Speed of Sound	m/s	none	#f

Material: aluminum (solid)

Property	Units	Method	Value(s)
Density	kg/m3	constant	2719
Cp (Specific Heat)	j/kg-k	constant	871
Thermal Conductivity	w/m-k	constant	202.4