

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

VALPARAÍSO - CHILE



**“MODELO NUMÉRICO PARA EL DISEÑO
FACTORIAL DE UNA TURBINA EÓLICA DE
EJE HORIZONTAL DE BAJA POTENCIA.”**

HEINZ LIONEL WERNER HAUSDORF

TRABAJO DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE:
INGENIERO CIVIL MECÁNICO

Profesor Guía: Dr. Ing. Alex Flores M.

Profesor Correferente: Dr. Ing. Christopher Nikulin

Noviembre - 2020

RESUMEN EJECUTIVO

Las energías renovables juegan un rol muy importante en la generación de energía eléctrica a nivel mundial, y el creciente aumento en su utilización ha dado un gran espacio para su estudio y/o creación de nuevos mercados. Dentro de estas energías se encuentra la eólica, la cual se basa en captar la energía del viento y transformarla en trabajo mecánico o energía eléctrica, siendo esta última ampliamente utilizada en todos los tamaños.

Debido a esto, se realizó el presente estudio, el cual tiene como objetivo diseñar y probar de manera teórica una pequeña turbina eólica de eje horizontal (SHAWT) de potencia 500[W], lo que da inicio a un diseño completo que puede llegar a venderse en el mercado nacional.

Para lograrlo, se desarrolló un programa en lenguaje Python, que junto al programa XFOIL permite diseñar una SHAWT con múltiples parámetros, los cuales se pueden cambiar fácilmente para generar la turbina óptima para las condiciones dadas. Se prueba el programa con un caso de validación que asegura que los resultados son cercanos, teniendo la geometría una desviación de 0.0076 metros y 2.25 grados.

Se diseñó la pequeña turbina eólica en el programa y través del Software Q-blade, se creó el diseño CAD básico, al cual se le realizan simulaciones BEM, obteniéndose un coeficiente de potencia (C_p) máximo de 0.44[-] y una potencia máxima de 750[W]. Esta investigación puede permitir un futuro uso para fabricación y/o un estudio más a fondo de las SHAWT's en el país.

Palabras Clave: Energía renovable, SHAWT, XFOIL, BEM

ABSTRACT

The Renewable energies play a very important role in the electric power generation world-wide, and the increasing use of it has given a large space for their study and / or creation of new markets. Among these energies is the wind power, which is based in capturing the wind energy and transforming it into mechanical work or electrical energy, the latter being widely used in all sizes.

Because of this, the current research has been made, which aims to design and theoretically test a small horizontal axis wind turbine (SHAWT) with a power of 500 [W], which begins a complete design that can be sold in the national market.

To achieve that, a Software in Python language was developed, which together with the XFOIL program allows to design an SHAWT with multiple parameters, which can be easily changed to generate the optimal turbine for the given conditions. The Software is tested with a validation case that ensures the results are close, the geometry having a deviation of 0.0076 meters and 2.25 degrees.

The small wind turbine is designed in the program and through the Q-blade Software, the basic CAD design is created, to which BEM simulations are carried out, obtaining a maximum power coefficient (C_p) of 0.44 [-] and a maximum power of 750 [W]. This research may allow future use for manufacturing and / or a more in-depth study of SHAWT's in the country.

Keywords: Renewable energy, SHAWT, XfoIL, BEM

ÍNDICE DE CONTENIDOS

RESUMEN EJECUTIVO	I
ABSTRACT	II
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1: DEFINICIÓN DEL PROBLEMA	2
1.1 Objetivo general	6
1.2 Objetivos específicos	6
CAPÍTULO 2: MARCO CONCEPTUAL	7
2.1 Números adimensionales	7
2.2 Turbina eólica	8
2.3 Principios de una Turbina	9
2.4 Perfil Alar	12
2.4.1 Perfiles NACA	13
2.4.2 Perfiles NREL	14
2.5 Diseño del rotor	15
2.5.1 Rotor de velocidad variable	16
2.5.2 Rotor de velocidad constante	17
2.6 Métodos de diseño de Palas	18
2.6.1 Resolver para C_i y a	20
2.6.2 Solución iterativa para a y a'	21
2.7 Calculo simplificado de rendimiento de una turbina	23
2.8 Diseño factorial	24
2.9 Raíz de la desviación cuadrática media	25

CAPÍTULO 3: ESTADO DEL ARTE	26
3.1 Normas IEC 61400 para diseño de turbinas eólicas	26
3.1.1 Condiciones externas	27
3.1.2 Diseño estructural	28
3.2 Softwares y Librerías	29
3.2.1 XFOIL	29
3.2.2 Python	31
3.2.3 AeroPy	31
3.2.4 UIUC Airfoil Coordinates Database	31
3.2.5 Tkinter	32
3.2.6 QBlade	32
CAPÍTULO 4: METODOLOGÍA	34
4.1 Investigar sobre modelos de diseño factorial en pequeñas turbinas eólicas y utilizar normas para guiarse	34
4.2 Investigar las variables que influyen en el diseño de una HAWT	34
4.3 Seleccionar las variables más relevantes	34
4.4 Esquematizar el programa que diseña las aspas	35
4.5 Codificar el programa en lenguaje Python	35
4.6 Encontrar una turbina diseñada con sus datos	35
4.7 Probar los resultados obtenidos con una turbina testeada	35
4.8 Obtener resultados para la turbina deseada	36
4.9 Calcular coeficientes de potencia y curvas	36
4.10 Diseño CAD de la turbina eólica	36
CAPÍTULO 5: DESARROLLO	37
5.1 Diseño Factorial de una turbina eólica	37
5.2 Descripción del código	38
5.3 Diagrama de procesos	40
5.4 Fundamentos del código	42

5.5	Interfaz	42
5.5.1	Paso Uno	43
5.5.2	Paso Dos	44
5.5.3	Paso Tres	45
5.5.4	Paso Cuatro	47
5.5.5	Paso Cinco	48
5.6	Caso de validación	49
5.7	Resultados del caso de validación	52
5.8	Análisis de resultados del caso de validación	55
5.9	Diseño pequeña turbina eólica de eje horizontal (SHAWT)	57
5.10	Diseño CAD	62
CAPÍTULO 6: CONCLUSIONES		64
CAPÍTULO 7: SUGERENCIAS Y TRABAJOS FUTUROS		65
A ANEXOS		69
A	Fórmulas	69

ÍNDICE DE FIGURAS

1	Distribución de energías renovables y no renovables a final del año 2017. REN21 (2018)	3
2	Distribución de energías total eléctrica por tipo de tecnología en GWh. Comisión Nacional de Energía (2017)	4
3	Distribución de capacidad total de generación eléctrica neta instalada por tipo de tecnología en MW . Comisión Nacional de Energía (2017)	5
4	Curva típica de potencia de una turbina eólica. Manwell, McGowan, y Rogers (2009)	10
5	Túnel de flujo de aire y disco actuador de una turbina eólica de eje horizontal. Burton, Jenkins, Sharpe, y Bossanyi (2011)	11
6	Ejemplo de perfil alar con su zona de baja presión y alta presión. The Aviation History Online Museum (2015)	13
7	Diseño óptimo de un aspa considerando rotor de 3 aspas y $\lambda = 6$. (a) Variación de rotación a lo largo de la pala. (b) y variación de la relación de ancho de la pala con su largo total. Burton y cols. (2011)	17
8	Ejemplo de gráfico de coeficiente de potencia vs relación de velocidad de la punta. Manwell y cols. (2009)	23
9	Diagrama de procesos del programa (parte 1).	40
10	Diagrama de procesos del programa (parte 2).	41
11	Interfaz de la ventana “Paso Uno”, con valores de ejemplo. Elaboración propia.	44

12	Interfaz de la ventana “Paso Dos”, con valores de ejemplo. Elaboración propia.	45
13	Interfaz de la ventana “Paso Tres”, con valores de ejemplo. Elaboración propia.	46
14	Interfaz de la ventana “Paso Cuatro”, con valores de ejemplo. Elaboración propia.	48
15	Interfaz de la ventana “Paso Cinco”, con valores de ejemplo. Elaboración propia.	50
16	Comparación gráfico cuerda vs posición radial entre caso real (curva naranja) y el caso de diseño por el programa (curva azul). Elaboración propia.	55
17	Comparación gráfico ángulo de torcedura vs posición radial entre caso real (curva naranja) y caso de diseño por el programa (curva azul). Elaboración propia.	56
18	Comparación gráfico eficiencia vs TSR (relación de velocidad de punta) realizada en QBlade, donde el caso real es la curva verde y caso de diseño por el programa la curva roja. Elaboración propia.	57
19	Comparación gráfico Potencia vs TSR realizada en QBlade, donde el caso real es la curva verde (gráfico izquierda) y caso de diseño por el programa la curva roja (gráfico derecha). Elaboración propia.	57
20	Cuerda lineal [m] vs posición [-] (izquierda), y ángulo de torcedura [°] vs posición [-] (derecha) generados por el programa. Elaboración propia.	59
21	Gráfico Coeficiente de potencia C_p vs TSR (gráfico izquierda), y gráfico de Potencia vs velocidad de viento. Ambos realizados en QBlade. Elaboración propia.	62
22	Imagen CAD del alabe de la turbina diseñada de 500[W]. Elaboración propia. .	63

23 Imagen CAD del aspecto que podría tener la turbina diseñada de 500[W]. Elaboración propia.	63
--	----

ÍNDICE DE TABLAS

1 Número de aspas recomendados para ciertos λ . Manwell y cols. (2009)	18
2 Casos de carga de diseño para el método de calculo de cargas simplificado	29
3 Cuerda y distribución de torcedura de aspa. Extraído de Cest (2001).	51
4 Cuerda y ángulo de torcedura, respecto a la distancia radial y posición adimensional de la turbina para el caso de validación.	54
5 Cuerda y ángulo de torcedura respecto a su distancia radial y posición adimensional obtenidos para una SHAWT de 500[W].	60

INTRODUCCIÓN

En Chile y el mundo, se están utilizando cada vez más energía renovable, donde destaca una de las más comunes, el viento. Existen complejos sistemas para el desarrollo y diseño de aerogeneradores, los cuales tienen un alto costo o no tienen un diseño eficiente y adecuado a las necesidades del país.

Nuestro país cuenta con un gran potencial para la extracción de este tipo de energías, y dentro de esta se encuentran las pequeñas turbinas eólicas de eje horizontal. Estas son muy prácticas y útiles para la generación rural y zonas que se encuentran lejos de la red eléctrica. Actualmente no hay un mercado nacional que produzca y diseñe sus propias turbinas eólicas de baja potencia, es por esto que desarrollar un programa que pueda realizar estos diseños de manera adecuada es el primer paso para insertarse en el mercado.

Es de nuestro interés lograr el desarrollo de las aspas, diseñarlas de manera eficiente y amigable a través de programación y de modelos numéricos probados. Se empezará desarrollando este modelo, programarlo y luego realizar una interfaz que sea de fácil uso. Después se probarán los resultados con un caso válido, para finalmente realizar nuestras propias aspas aptas para el mercado nacional. Estas deberán ser testeadas para saber sus capacidades teóricas y si cumplen con nuestro objetivo.

CAPÍTULO 1

DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

Desde que el hombre descubrió como manipular y utilizar la energía eléctrica junto a sus múltiples aplicaciones en la vida cotidiana, ha tenido que producirla a través de distintas fuentes de energía para poder satisfacer la creciente demanda energética de la población que ha ido creciendo junto con ella, ya que la sociedad se formo y se ha ido desarrollando en torno al consumo energético, sobre todo eléctrico, y sin dicha energía no seríamos capaces de llegar al nivel de calidad de vida y comodidad a la que se ha llegado actualmente en la mayor parte del mundo. Debido a esto la cantidad de centrales eléctricas ha ido aumentando considerablemente para poder mantener el “confort” y satisfacción de la población. Junto a esto se ha empezado a introducir al mercado tecnologías como el automóvil eléctrico, que para poderse utilizar requiere ser cargado por la red eléctrica, por lo tanto para poder satisfacer esta futura demanda se seguirán aumentando aun más las centrales eléctricas para no caer en un déficit energético con el cual no se podría suplir la demanda de cada país.

Las fuentes de energía utilizadas actualmente, tanto para satisfacer la demanda energética como la de transporte y maquinarias se dividen en las energías renovables y energías no renovables. Entre las primeras se encuentra la geotérmica, eólica, nuclear, solar, hidroeléctrica, mareo motriz, entre otras, las cuales constantemente se renuevan por lo que se consideran inagotables y por lo que se pueden utilizar indefinidamente. La ventaja de estas energías es que son amigables con el medio ambiente y no tienen un gran impacto ambiental, pero su desventaja es que son tecnologías de alto costo por lo que las inversiones son a muy largo plazo. Las energías de la segunda se caracterizan por no renovarse o hacerlo muy lentamente, es decir, que se agotaran en algún momento, dentro de esta clasificación se encuentran principalmente los combustibles fósiles (como el diésel y el gas natural) y también el carbón, los cuales se pueden transformar rápidamente en energía mecánica o térmica, además son una inversión que se recupera en un corto plazo. Por otra parte estas son energías contaminantes

MODELO NUMÉRICO PARA EL DISEÑO FACTORIAL DE UNA TURBINA EÓLICA DE EJE HORIZONTAL DE BAJA POTENCIA.

cuando no se utiliza adecuadamente, ya que al combustionar liberan dióxido de carbono, monóxido de carbono, y derivados del nitrógeno NO_x y material particulado, lamentablemente este tipo de energía es la más utilizada a pesar de sus consecuencias medioambientales.

Según Renewable energy policy network for the 21th century ([REN21 \(2018\)](#)), la energía eléctrica utilizada en el mundo se reparte en un 73,5 % producida a partir de energías no renovables, y 26,5 % de energías renovables a finales de 2017 (Figura 1). Cabe destacar que la mayor parte de energías renovables la abarca la hidroeléctrica con 16,4 % del total y la eólica con un 5,6 %, proviniendo de una potencia instalada de 539[GW] ([WIND POWER CAPACITY REACHES 539 GW, 52,6 GW ADDED IN 2017 \(2018\)](#)). Estas además son a las que se puede extraer una mayor cantidad teniendo un gran potencial para aumentar la producción renovable mundial. Claramente se ve un problema por el uso y abuso de las energías no renovables, las cuales además de contaminar el planeta cada vez son más escasas y por tanto se debe lograr reemplazar este recurso antes de que se agote o que su precio suba demasiado y su uso se vuelva poco atractivo económicamente.

Estimated Renewable Energy Share of Global Electricity Production, End-2017

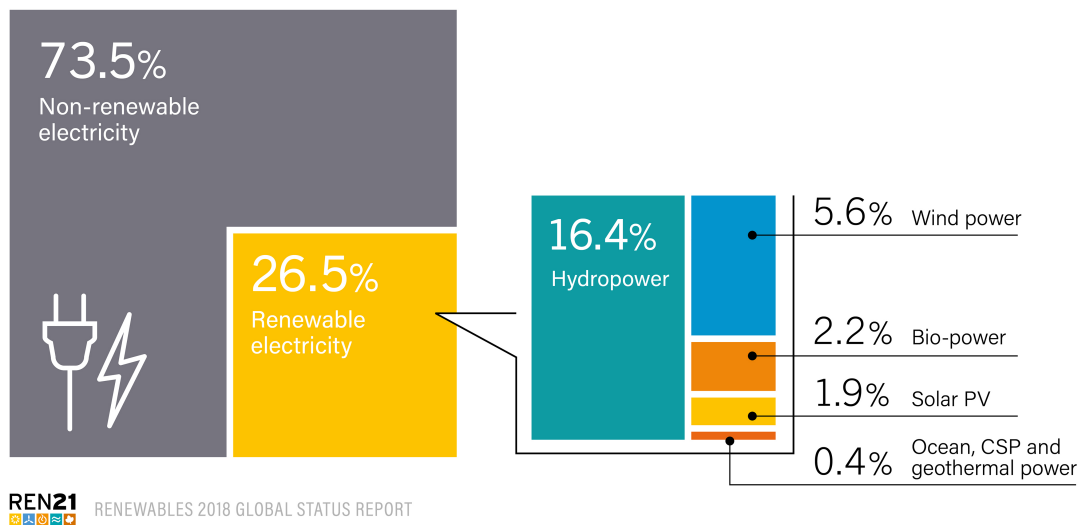


Figura 1: Distribución de energías renovables y no renovables a final del año 2017. [REN21 \(2018\)](#)

Trasladándose al caso más cercano de Chile, el ministerio de energía reporta que el 2017 un

MODELO NUMÉRICO PARA EL DISEÑO FACTORIAL DE UNA TURBINA EÓLICA DE EJE HORIZONTAL DE BAJA POTENCIA.

57 % de la energía total que se utilizó provino de fuentes no renovables, donde predomina el uso de carbón con un 39 % del total (Comisión Nacional de Energía (2017)). Del 43 % restante que pertenecen a energías renovables, las centrales hidráulicas (30 %) son las más representativas tanto las de embalse como las de pasada y en menor cantidad las fuentes eólicas y fotovoltaicas con un 5 % cada una del total (ver Figura 2). Estas últimas dos son consideradas no convencionales, debido a su bajo impacto en el mercado y además poco desarrolladas, aunque esta definición esta quedando obsoleta por su alto desarrollo en los últimos años. También es importante resaltar el aumento considerable con respecto al año 2016 en el uso de energías renovables no convencionales por la gran cantidad de proyectos empezaron a operar el año pasado.

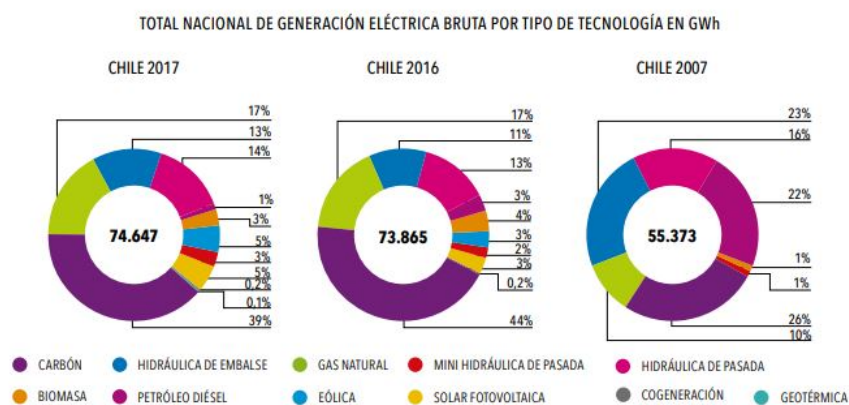


Figura 2: Distribución de energías total eléctrica por tipo de tecnología en GWh. Comisión Nacional de Energía (2017)

Por otra parte un 54 % de la capacidad instalada en Chile es a partir de energías no renovables, de las cuales el carbón ocupa la mayor parte aunque este sea el que contamine de mayor cantidad en términos de material particulado y CO_2 , y un 46 % renovable donde destacan la hidroeléctrica de embalse, hidroeléctrica de pasada y la solar fotovoltaica (ver Figura 3). Junto a esto el ministerio de energía reporto que para el año 2017 se importaron 29.942 miles de toneladas netas de combustibles fósiles para lograr cumplir con la demanda energética y de transporte, donde 11.131 miles de toneladas de carbón, del cual un 84 % es usado en termo-

MODELO NUMÉRICO PARA EL DISEÑO FACTORIAL DE UNA TURBINA EÓLICA DE EJE HORIZONTAL DE BAJA POTENCIA.

eléctricas, tomando en considerando que el carbón es el combustible fósil con mayor relación de CO_2/MJ siendo este el combustible más contaminante usado en las termoeléctricas.

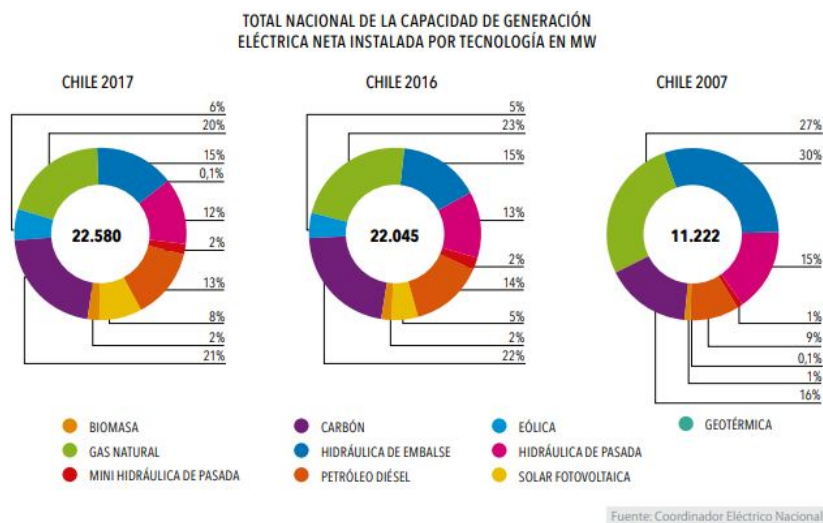


Figura 3: Distribución de capacidad total de generación eléctrica neta instalada por tipo de tecnología en MW . [Comisión Nacional de Energía \(2017\)](#)

La problemática de la contaminación atmosférica lleva varios años en discusión y al no plantearse una solución definitiva cada vez se vuelve más grande y compleja. Una de las soluciones que se ha empezado a implementar en Chile y el Mundo es el uso de tecnología que puede captar la energía proveniente del viento, ya que es una fuente renovable y con la cual se puede disminuir el uso de tecnologías que funcionen a través de combustibles fósiles. Esto se hace instalando parques eólicos con numerosas torres eólicas para lograr una potencia instalada mayor, si bien estas tienen grandes potencias máximas, no suelen generar a su capacidad máxima e incluso si no se cumple la velocidad mínima no genera energía, por lo que la posición y lugar donde se colocan las turbinas, y la distancia entre sí son muy importantes para evitar interferencias o quedar colocadas en un lugar poco eficiente o inapropiado.

Es también importante destacar que se esta utilizando cada vez más la instalación de pequeñas turbinas para pequeños usuarios para disminuir sus costos de electricidad e incluso ganar dinero entregando a la red, es por esto que es necesario la investigación sobre estas pequeñas

turbinas y sus variaciones de diseño, con lo cual se puede llegar a crear una industria nacional o regional que tenga la tecnología capaz de desarrollar y diseñar a través de un software microturbinas capaces de trabajar y optimizar la extracción de energía en condiciones de viento clase III y IV (viento anual promedio menor a 7,5[m/s]) en proyectos onshore (situado en tierra), e incluso en offshore (situado en el mar) de bajas profundidades. Estas condiciones se encuentran por lo general en sectores rurales en rotores de baja altura, por lo que se podrían fabricar y satisfacer la necesidad de mercados como por ejemplo: fundos agrícolas, lugares lejanos a la red eléctrica (lo que da acceso a iluminación, bombeo de agua potable), puertos, áreas de manejo acuícola, entre otras.

1.1. Objetivo general

El presente trabajo tiene como objetivo general desarrollar un modelo numérico basado en el diseño multifactorial para turbinas eólicas de eje horizontal de baja potencia, enfocado en reducir las pérdidas mecánicas y resistencia aerodinámica.

1.2. Objetivos específicos

- Investigar el estado del arte de los modelos numéricos para diseño factorial de tecnología eólica.
- Investigar las normas técnicas de diseño, instalación y prueba de aerogeneradores de baja potencia.
- Desarrollar el código básico e interfaz virtual para el diseño factorial y modelación numérica de un aerogenerador de eje horizontal de baja potencia.
- Diseñar paramétricamente una turbina eólica de eje horizontal de alto rendimiento aerodinámico, con capacidad de generación de 500 W.
- Definir los aspectos constructivos para prototipar el aerogenerador diseñado.

CAPÍTULO 2

MARCO CONCEPTUAL

2.1. Números adimensionales

Los números adimensionales ([Fatoyinbo \(2013\)](#)) reducen la cantidad de variables que describen un sistema, y por tanto reduce la cantidad de datos experimentales para crear correlaciones de fenómenos físicos para sistemas escalables. Estos se caracterizan, como el nombre lo dice, por no tener dimensión, ya que se anulan entre las variables escogidas. Los números que se utilizan en este trabajo son:

Número de Reynolds

Este es el número adimensional más conocido debido a su alta aplicación en la mecánica de fluidos, este ayuda a predecir patrones de flujo en diferentes situaciones. En Reynolds pequeños existe flujo laminar, y en Reynolds grandes hay flujos de tipo turbulento.

El número de Reynolds ([Reynolds Number \(2019\)](#)) es la razón entre fuerzas inerciales versus fuerzas viscosas en un fluido que esta sujeto a movimientos internos debido a las distintas velocidades del fluido. Este número adimensional esta definido por:

$$Re = \frac{\rho u L}{\mu} \quad (1)$$

Donde:

- ρ es la densidad del fluido.
- u es la velocidad del fluido respecto del objeto.

- L es el largo característico.
- μ es la viscosidad dinámica del fluido.

Número de Mach

El número de Mach (*Mach Number* (2019)) representa la razón entre velocidad de un flujo y la velocidad del sonido local. Este es principalmente utilizado en cálculos referentes a flujos compresibles. Donde la velocidad del sonido depende de parámetros ambientales como el medio en el que se mide y la temperatura, además en el caso del aire y gases ideales se utiliza el coeficiente adiabático y la constante universal de los gases.

2.2. Turbina eólica

Una turbina eólica es un equipo que permite extraer energía cinética del viento y transformarlo en energía eléctrica (Manwell y cols. (2009)), cuyo principal representante es la turbina de eje horizontal de tres palas. Las principales partes que las componen son la torre: El rotor, que consiste en las palas unidas al eje de baja velocidad; La transmisión, que cuenta de las partes en movimiento como los ejes, la caja reductora, los acoples, el generador y el freno; La gondola, que es la caja donde esta contenido los mecanismos y el sistema de orientación; La torre y sus cimientos; Los controles de las partes; Los componentes eléctricos, cables, transformador y electrónicos relacionados.

Además estos equipos pueden venir en distintas configuraciones para distintas condiciones y requerimientos, estos pueden ser:

- Número de palas (usualmente 3 a 5).
- Orientación del rotor (a favor del viento o contra el viento).
- Material de las palas.

- Control de potencia por desprendimiento de la capa límite o por control de paso del flujo de aire.
- Rotor de velocidad constante o variable.
- Auto-aliniante o control directo.
- Generador sincrónico o por inducción.
- Transmisión directa o con caja reductora.

La potencia de salida de una turbina eólica varía con la velocidad del viento, por lo que estas usualmente tienen una curva característica de potencia vs velocidad del viento (la cual está medida a la altura del centro del rotor), las cuales son dadas por los fabricantes y son obtenidas por pruebas o estandarización (ver Figura 4). Con dicha curva se puede tener primera estimación de la producción de energía eléctrica que habrá en un lugar con una velocidad media. Estas curvas tienen 3 puntos importantes, los cuales son:

- Corte de entrada (cut-in): es la velocidad del viento en la cual la turbina puede comenzar a entregar potencia eléctrica.
- Corte de salida (cut-out): es el límite superior al cual la turbina puede generar energía (delimitado por condiciones de diseño y seguridad)
- Velocidad nominal (rated speed): es la velocidad a la cual se alcanza la potencia nominal de la turbina (usualmente la máxima potencia eléctrica que extrae el generador).

2.3. Principios de una Turbina

Como se mencionó anteriormente, una turbina eólica extrae energía cinética del viento, debido a esto el viento disminuye su velocidad. Este flujo se puede considerar como un disco, que lejos antes de llegar al rotor tiene las condiciones de viento ambiente, en el rotor se extrae parte de la energía por lo que disminuye la velocidad, y para compensar el flujo aumenta el área del “disco”(A_D) ya que a estas velocidades el aire es prácticamente incompresible, si se sigue

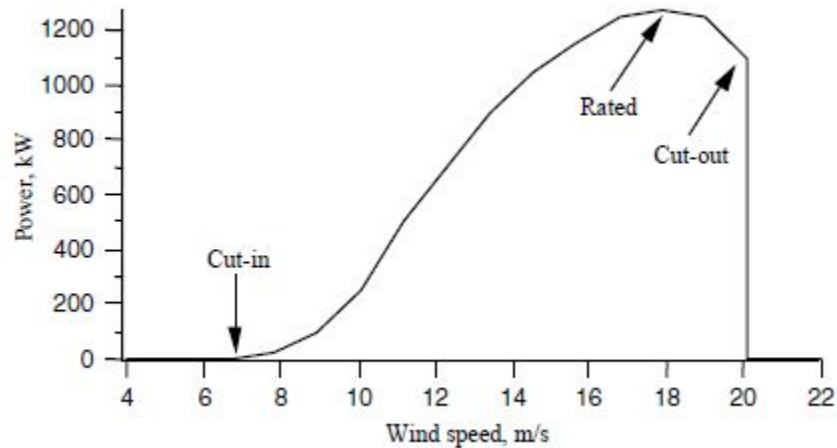


Figura 4: Curva típica de potencia de una turbina eólica. [Manwell y cols. \(2009\)](#)

la trayectoria del flujo de aire se genera un túnel imaginario del flujo afectado por la turbina. El flujo de aire que va hacia la turbina, a medida que se acerca a esta empieza a disminuir su velocidad y aumentar su presión para compensarlo debido a que el rotor es una resistencia al paso natural del viento, luego a la salida de la turbina, hay una leve baja de presión y la velocidad sigue disminuyendo hasta que a la distancia se va estabilizando hasta acomodarse al ambiente (ver Figura 5). Junto a esto, el flujo de aire al generar un movimiento circular e inducir un torque en el rotor, por la reacción al movimiento, este flujo también adquiere una velocidad angular, pero opuesta. Esto genera un aumento en la energía cinética del aire que es compensado por la baja de la presión estática a la salida del rotor.

Debido al cambio de presión entre antes del rotor (aguas arriba) y después del rotor (aguas abajo), se genera una fuerza la cual se puede adimensionalizar como el coeficiente de empuje (C_T), el cual se define como:

$$C_T = \frac{\text{Empuje}}{\frac{1}{2}\rho U_{\infty}^2 A_D} \quad (2)$$

En el ámbito de calcular la potencia que capta una torre eólica surge la ecuación principal en

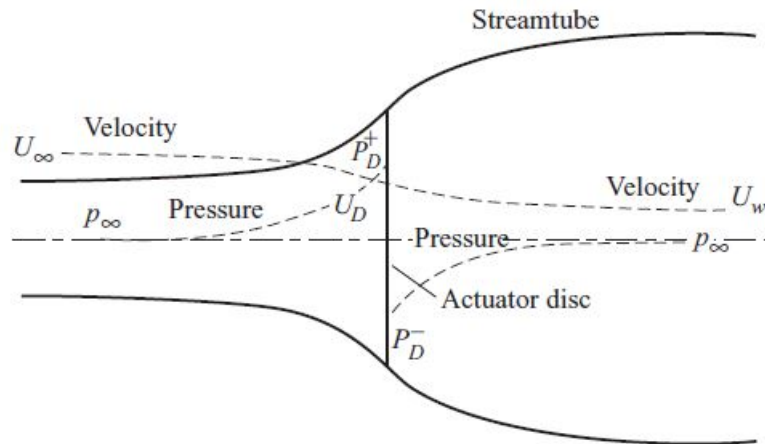


Figura 5: Túnel de flujo de aire y disco actuador de una turbina eólica de eje horizontal. [Burton y cols. \(2011\)](#)

la que nos basaremos y de donde se desprenden las ecuaciones más específicas, esta es:

$$P = \frac{1}{2} \eta C_p \rho A U^3 \quad (3)$$

Donde:

C_p es el coeficiente de potencia

ρ es la densidad del aire ($1,25[kg/m^3]$)

A es es área de barrido del rotor

U es la velocidad del viento

η es la eficiencia del equipo

Es importante notar que la velocidad del viento es al cubo, por lo que es el parámetro más relevante, de ahí la importancia de escoger un buen lugar para colocar las turbinas, debiendo cumplir con un promedio de velocidades lo más alto posible que soporte el sistema. Además la importancia que la densidad del aire es unas 800 veces menor a la del agua, por lo que los equipos eólicos son considerablemente más grandes que los hidráulicos. El coeficiente de potencia, es la porción de energía que el equipo puede extraer llegando a un limite teórico de

0.593 o también llamado límite de betz, aunque solo se llega a una parte de él. Los rotores están diseñados para tener su coeficiente de potencia máximo a una velocidad específica, pero este puede disminuir en otras velocidades, también se puede llegar a mantener si se utilizan turbinas de velocidad variable, aunque es pequeña la diferencia en la energía extraída. Lo que genera un gran cambio en la potencia es la área de barrido y también la velocidad del viento, por lo que para aumentar la potencia considerablemente se deben instalar rotores de mayor diámetro o colocar las torres en lugares donde la velocidad del viento sea mayor.

2.4. Perfil Alar

El movimiento del rotor y su torque se deben al fenómeno de sustentación, el cual al venir un flujo de aire en un sentido y encontrarse con un perfil “alar”(ver Figura 6) , por el cual debido a su geometría el aire aumenta su velocidad en la parte superior de este y utilizando el principio de Bernulli se nota que disminuye su presión. Por su parte, el aire al lado inferior del perfil pasa a menor velocidad por lo que en esta región hay una presión mayor, debido a esto con las diferencias de presión en la parte superior e inferior del perfil se genera la fuerza de sustentación (Jain (2010)). Esta fuerza puede variar dependiendo el ángulo del perfil y del diseño del perfil. Cada perfil “alar” enfrentándose a un flujo de aire tiene un ángulo de ataque máximo, y si se sobrepasa el equipo entra en pérdida (cae drásticamente la sustentación) debido al desprendimiento de la capa límite, ya que esta no es capaz de mantenerla.

Existen 2 coeficientes de gran utilidad en cada perfil “alar” que deben ser calculados para cada ángulo de ataque y número de Reynolds (Re), estos son el coeficiente de sustentación (C_l) el cual representa la sustentación del perfil en un flujo de aire, y el coeficiente de arrastre (C_d), que representa la resistencia al paso del fluido (en nuestro caso aire), que quita eficiencia al sistema y suelen caracterizarse por ser valores bajos hasta que hay desprendimiento de la capa límite, donde se disparan sus valores. Estos coeficientes se expresan como:

$$C_l = a_0 \sin \alpha \quad ; \quad C_d = \frac{\text{Arrastre/unidad}}{\frac{1}{2}\rho U^2 c} \quad (4)$$

Donde:

a_0 es la pendiente de la curva de sustentación

c es la cuerda del perfil alar

α es el ángulo de ataque

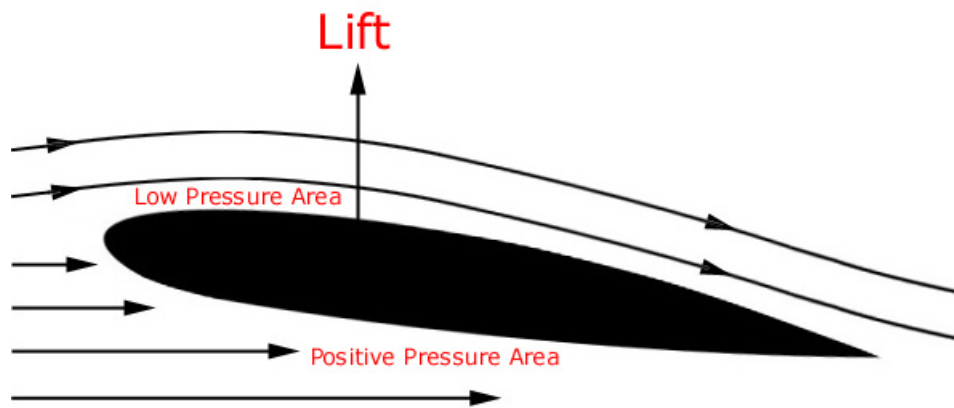


Figura 6: Ejemplo de perfil alar con su zona de baja presión y alta presión. [The Aviation History Online Museum \(2015\)](#)

2.4.1. Perfiles NACA

Los perfiles de la familia NACA son perfiles creados por la National Advisory Committee for Aeronautics (NACA) ([NACA airfoil \(2019\)](#)), los cuales se pueden generar a partir de varios dígitos, principalmente de 4 o 5 dígitos, los cuales caracterizan cada perfil, y con los cuales se obtiene la sección transversal de estos perfiles y también sus propiedades.

En el caso de los perfiles con 4 dígitos:

- El primero indica el porcentaje de curvatura máximo respecto a la cuerda,

- El segundo el porcentaje de la cuerda (partiendo del extremo de ataque) en el cual se encuentra la curvatura máxima,
- Los últimos 2 dígitos describen el máximo espesor del perfil basado en el porcentaje de la cuerda.

Para el otro caso de los perfiles con 5 dígitos vienen en formato LPSTT, donde:

- L: Representa el valor teórico del coeficiente de sustentación en el ángulo de ataque óptimo. ($C_{Li} = 0,15 * L$)
- P: Representa la coordenada en X de la máxima curvatura. ($x = P * 0,05$)
- S: Indica si el perfil es simple (S=0) o con curvatura reflejada(S=1).
- TT: Representa el máximo espesor del perfil basado en el porcentaje de la cuerda (al igual que en los de 4 dígitos).

2.4.2. Perfiles NREL

La investigación para perfiles alares para usos específicos como las turbinas eólicas de eje horizontal se inicio cercana al año 1984, es aquí donde la “National Renewable Energy Laboratory”(NREL) (Buhl (2012)) junto a otras instituciones comienzan a buscar perfiles que cumplan con mejores requerimientos de desempeño. Uno de estos es que su coeficiente de sustentación es relativamente insensible a los efectos de la rugosidad.

Las turbinas, como se ha mencionado anteriormente, pueden diseñarse con regulación por desprendimiento de capa limite, ángulo variable y/o velocidad variable. Para cada una de estas se necesita un perfil aerodinámico distinto, y para cada uno de estos NREL ha diseñado sus propios perfiles especiales que se comportan adecuadamente para cada condición mencionada.

2.5. Diseño del rotor

Para lograr las eficiencias y coeficientes de potencia a los que se ha llegado actualmente, ha tenido que avanzar la tecnología para desarrollar generadores, cajas reductores y todos los mecanismos más eficientes (Manwell y cols. (2009)). Una de las partes más importantes para lograr esto son las palas, las cuales están hechas usualmente de polímero reforzado de fibra de carbono o fibras de vidrio para que sean livianas y resistentes. Para poder extraer la mayor cantidad de energía del viento, las palas deben tener un perfil definido que están hechos para una velocidad determinada, pero también las grandes turbinas suelen tener incorporado un sistema que gira las palas variando su ángulo de ataque dependiendo la velocidad del viento para extraer la mayor cantidad posible. La pala óptima es la que es capaz de extraer la mayor cantidad de potencia del viento, esta puede tener distinta forma si es un rotor de velocidad constante o uno de velocidad variable. El torque sobre todo el rotor se puede calcular como:

$$Q = \frac{1}{2} \rho U_{\infty}^2 \pi R^3 \lambda \int_0^R \mu^2 \left(8a'(1-a)\mu - \frac{WB_{\frac{c}{R}}}{U_{\infty}\pi} C_d(1+a') \right) d\mu \quad (5)$$

Donde:

Q es el Torque total del rotor

C_d es el coeficiente de arrastre

R es el radio en la punta

W es la velocidad relativa del viento a la pala en rotación

λ es la relación de la velocidad de la punta de la pala con la velocidad del viento

B es el número de aspas

a es el factor de inducción axial

a' es el factor de inducción del flujo tangencial

μ es la posición radial no dimensional

La potencia desarrollada y su coeficiente son:

$$P = Q\Omega \quad (6)$$

$$C_p = \frac{P}{\frac{1}{2}\rho U_\infty^3 \pi R^2} \quad (7)$$

Siendo:

P la potencia de la turbina

Ω la velocidad angular

R es el radio del rotor

2.5.1. Rotor de velocidad variable

Una pala de velocidad variable puede mantener constante la relación de la pala (λ). Para hacerla más eficiente se debe maximizar el torque en cada pala y utilizando $a = \frac{1}{3}$, que es el valor que optimiza y se acerca más al limite de Betz, y además se desprecia el arrastre con esto se obtiene un factor de inducción (el cual expresa el cambio de la velocidad tangencial) para operación óptima:

$$a' = \frac{a(1-a)}{\lambda^2 \mu^2} \quad (8)$$

El ángulo de entrada de aire (ϕ) también varia a lo largo del aspa, debido a que la velocidad tangencial del aspa varia de la misma manera con el largo de esta, causando un cambio en la velocidad relativa del aire que pasa el rotor, por lo que se debe ajustar el ángulo en que este entra para mejorar la aerodinámica y minimizar el arrastre. Este ángulo queda de la siguiente forma:

$$\tan \phi = \left[\frac{1-a}{\lambda \mu (1+a')} \right] \quad (9)$$

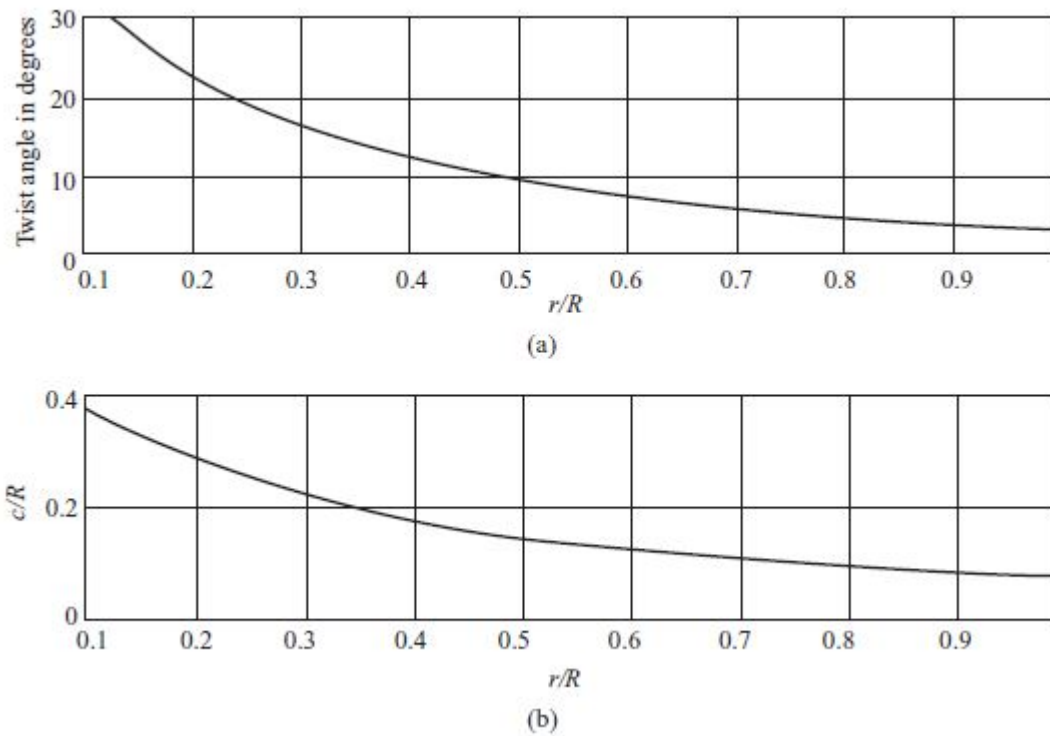


Figura 7: Diseño óptimo de un aspa considerando rotor de 3 aspas y $\lambda = 6$. (a) Variación de rotación a lo largo de la pala. (b) y variación de la relación de ancho de la pala con su largo total. [Burton y cols. \(2011\)](#)

2.5.2. Rotor de velocidad constante

Para el caso de un rotor de velocidad fija λ esta constantemente variando por lo que se debe diseñar para una velocidad específica y no se puede optimizar apropiadamente, por lo que se debe hacer una programación no lineal que maximice la cantidad de potencia extraída del viento, que necesita una distribución de la velocidad del viento de un lugar conocido y maximizando con el ángulo del aspa variable. O también se puede escoger una relación λ con la velocidad del lugar que represente mejor y calcular el que extraiga más energía.

2.6. Métodos de diseño de Palas

El análisis anterior se usa en el procedimiento general de diseño, donde se empieza por escoger los parámetros del rotor y el perfil alar a utilizar. Luego a través de la ecuaciones de diseño del aspa óptimo se consigue una primera aspa, y después de cálculos iterativos que consideran el arrastre, las pérdidas y la facilidad de fabricación se llega a una forma final. El procedimiento empieza escogiendo la potencia que se requiere a una velocidad en particular, y asumiendo varias parámetros como los coeficientes de potencia y la eficiencia, se puede obtener el radio de la turbina por la ecuación ya mencionada (ecuación 3), después se escoge una razón de velocidad de la punta dependiendo de donde trabajara la turbina, en el caso de generación eléctrica $4 < \lambda < 10$, además cabe destacar que mientras mayor velocidad tienen menos material en las aspas y la caja reductora es más pequeña. Teniendo un λ seleccionado, se escoge un número de aspas (B) a través de la siguiente tabla. Junto a esto se debe escoger el perfil alar a utilizar en el cual se recomienda cuando $\lambda > 3$ un perfil más aerodinámico y uno más curvo cuando $\lambda < 3$.

Tabla 1: Número de aspas recomendados para ciertos λ . [Manwell y cols. \(2009\)](#)

λ	B
1	8-24
2	6-12
3	3-6
4	3-4
>4	1-3

Luego de esto se debe obtener la forma que tendrá el aspa a utilizar, para esto se debe dividir el aspa en “N” secciones a lo largo (entre 10 a 20), y así calcular para cada tramo, con la ecuación del rotor óptimo, el perfil alar óptimo para dicha sección. Se deben analizar los perfiles de cada sección (ya que el perfil cambia a lo largo del aspa) y obtener los datos empíricos de los coeficientes de empuje, arrastre y sustentación, junto con el ángulo de ataque, que pertenecen

MODELO NUMÉRICO PARA EL DISEÑO FACTORIAL DE UNA TURBINA EÓLICA DE EJE HORIZONTAL DE BAJA POTENCIA.

a ese diseño. Para cada sección se deben realizar los cálculos con las siguientes ecuaciones considerando r_i un radio al punto medio del tramo:

$$\lambda_{r,i} = \lambda(r_i/R) \quad (10)$$

$$\phi_i = \frac{2}{3} \tan^{-1} \frac{1}{\lambda_{r,i}} \quad (11)$$

$$c_i = \frac{8\pi r_i}{BC_{l,diseño,i}} (1 - \cos\phi_i) \quad (12)$$

$$\theta_{T,i} = \theta_{p,i} - \theta_{p,0} \quad (13)$$

$$\phi_i = \theta_{p,i} + \alpha_{diseño,i} \quad (14)$$

Donde:

i es el número de la sección

B es el número de aspas

θ_p es el ángulo de paso

Después, guiandose con estos valores y los de diseño óptimo de aspa se escoge una forma que sea una buena aproximación. Para fabricarla se prefiere hacer que las variables de espesor, el giro y ancho varíen linealmente, con esto se llega a que el ancho y el giro del aspa (θ_T) en cada tramo quedan como:

$$c_i = a_1 r_i + b_1 \quad (15)$$

$$\theta_{T,i} = a_2 (R - r_i) \quad (16)$$

Siendo a_1, b_1, a_2 ejemplos de coeficientes para la distribución de ancho y giro.

Para obtener el rendimiento del rotor y modificar el diseño del aspa se puede hacer resolviendo uno de los siguientes 2 métodos

2.6.1. Resolver para C_i y a

Se encuentra el ángulo de ataque y coeficiente de sustentación para el centro de cada elemento usando los perfiles empíricos y las siguientes ecuaciones:

$$C_{l,i} = 4F_i \sin \phi_i \frac{(\cos \phi_i - \lambda_{r,i} \sin \phi_i)}{\sigma'_i (\sin \phi_i + \lambda_{r,i} \cos \phi_i)} \quad (17)$$

$$\sigma'_i = Bc_i / 2\pi r_i \quad (18)$$

$$\phi_i = \alpha_i + \theta_{T,i} + \theta_{P,0} \quad (19)$$

$$F_i = \frac{2}{\pi} \cos^{-1} \left[\exp \left(- \left\{ \frac{(B/2)[1 - (r_i/R)]}{(r_i/R) \sin \phi_i} \right\} \right) \right] \quad (20)$$

Donde:

F el factor de corrección de pérdida en la punta de pala, y

σ' es la solidez de la sección

El coeficiente de sustentación y el ángulo de ataque pueden ser obtenidos iterando o de manera gráfica. Para este último se necesita un estimado del factor de pérdida en la punta. Para encontrar el F_i de partida, se debe calcular con un ángulo relativo del viento, y para las siguientes (donde j es el número de iteraciones) y finalmente calcular el factor de inducción axial:

$$\phi_{i,1} = \frac{2}{3} \tan^{-1}(1/\lambda_{r,i}) \quad (21)$$

$$\phi_{i,j+1} = \theta_{P,i} + \alpha_{i,j} \quad (22)$$

$$a_i = 1/[1 + 4 \sin^2 \phi_i / (\sigma'_i C_{l,i} \cos \phi_i)] \quad (23)$$

Si a_i es mayor a 0.4 se debe usar el siguiente metodo.

2.6.2. Solución iterativa para a y a'

Para poder empezar a iterar para obtener los factores de inducción axial y angular se pueden escoger valores de la sección adyacente del aspa o un estimado basado en el diseño optimo del perfil:

$$\phi_{i,1} = (2/3) \tan^{-1}(1/\lambda_{r,i}) \quad (24)$$

$$a_{i,1} = \frac{1}{\left[1 + \frac{4 \sin^2 \phi_{i,1}}{\sigma'_{i,diseño} C_{l,diseño} \cos \phi_{i,1}}\right]} \quad (25)$$

$$a'_{i,1} = \frac{1 - 3a_{i,1}}{4a_{i,1} - 1} \quad (26)$$

Luego de haber estimado para el primer caso, se calcular para empezar a iterar el ángulo de viento relativo y el factor de perdida en la punta (Ecuación 19) y con estos calcular el ángulo de ataque:

$$\tan \phi_{i,j} = \frac{1 - a_{i,j}}{(1 + a'_{i,j}) \lambda_{r,i}} \quad (27)$$

$$\alpha_{i,j} = \phi_{i,j} + \theta_{p,i} \quad (28)$$

Después se calcula el coeficiente de sustentación y de arrastre y con dichos valores se calcula el coeficiente local de empuje:

$$C_{T,i,j} = \frac{\sigma'_i (1 - a_{i,j})^2 (C_{l,i,j} \cos \phi_{i,j} + C_{d,i,j} * \phi_{i,j})}{\sin^2 \phi_{i,j}} \quad (29)$$

Se actualiza el valor de a y a' . Si $C_{T,i,j} < 0,96$ se utiliza:

$$a_{i,j+1} = \frac{1}{\left[1 + \frac{4 F_{i,j} \sin^2 \phi_{i,j}}{\sigma'_i C_{l,i,j} \cos \phi_{i,j}}\right]} \quad (30)$$

Si $C_{T,i,j} > 0,96$ utilizar:

$$a_{i,j} = (1/F_{i,j}) \left[0,143 + \sqrt{0,0203 - 0,6427(0,889 - C_{T,i,j})} \right] \quad (31)$$

$$a'_{i,j+1} = \frac{1}{\frac{4F_{i,j} \cos \phi_{i,j}}{\sigma' C_{l,i,j}} - 1} \quad (32)$$

Si los valores obtenidos son aceptables comparados a las otras iteraciones se puede seguir iterando, en caso contrario se debe volver a (26). Ya teniendo resultados las ecuaciones de rendimiento en cada tramos, se obtiene el coeficiente de potencia considerando divisiones iguales para llegar a una aproximación de la integral que resulta de ((4),(5) y (6)):

$$C_P = \frac{8}{\lambda N} \sum_{i=k}^N F_i \sin^2 \phi_i (\cos \phi_i - \lambda_{r,i} \sin \phi_i) (\sin \phi_i + \lambda_{r,i} \cos \phi_i) \left[1 - \left(\frac{C_d}{C_l} \right) \cot \phi_i \right] \lambda_{r,i}^2 \quad (33)$$

En caso de realizar algún ajuste al diseño si es necesario y se debe volver a repetir el método hasta obtener lo óptimo para las limitaciones que se tienen.

Teniendo ya obtenido el mejor rendimiento del aspa completa con el diseño óptimo, se puede presentar los resultados obtenido en un gráfico del coeficiente de potencia contra la razón de velocidad de la punta, llamado C_P vs λ (ver Figura). Estos son utilizados para determinar la potencia de la turbina en cualquier combinación de velocidad de viento y revoluciones del rotor, los cuales pueden ser datos experimentales o teóricos.

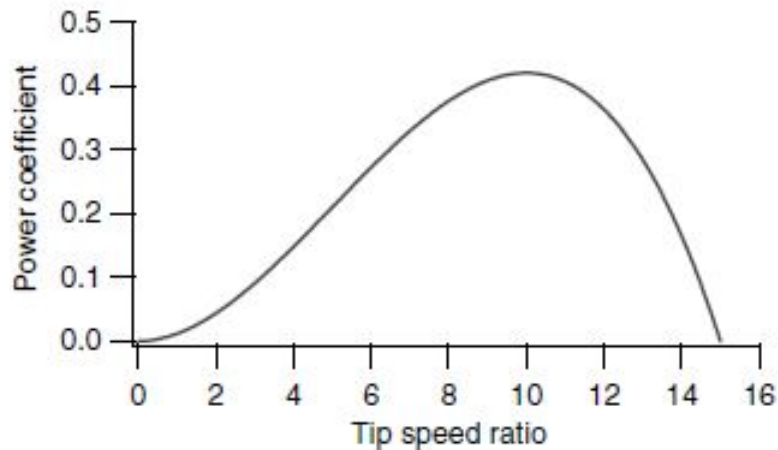


Figura 8: Ejemplo de gráfico de coeficiente de potencia vs relación de velocidad de la punta. [Manwell y cols. \(2009\)](#)

2.7. Cálculo simplificado de rendimiento de una turbina

Para calcular el rendimiento de una turbina de eje horizontal, Manwell propuso una aproximación para el caso de un rotor que particularmente no está bajo “perdida”. Este método utiliza los conceptos del modelo anterior por elemento e incorpora un método analítico para encontrar el ángulo de ataque del aspa. Se asumen 2 condiciones:

- El coeficiente de sustentación del perfil alar de la sección versus el ángulo de ataque debe ser lineal en la región de interés.
- El ángulo de ataque debe ser lo suficientemente pequeño para usar la aproximación ángulo pequeño puede ser usado.

Este método es igual al método 1, con la excepción de la simplificación para la determinación del ángulo de ataque y coeficiente de sustentación para cada sección. Se asume que las curvas

de sustentación y de arrastre pueden ser aproximadas por:

$$C_l = C_{l,0} + C_{l,\alpha}\alpha \quad (34)$$

$$C_d = C_{d,0} + C_{d,\alpha1}\alpha + C_{d,\alpha2}\alpha^2 \quad (35)$$

Cuando se pueden usar las aproximaciones y condiciones mencionadas, el ángulo de ataque queda como:

$$\alpha = \frac{-q_2 \pm \sqrt{q_2^2 - 4q_1q_3}}{2q_3} \quad (36)$$

Donde:

$$q_1 = C_{l,0}d_2 - \frac{4F}{\sigma'}d_1 \sin \theta_p \quad (37)$$

$$q_2 = C_{l,\alpha}d_2 + d_1C_{l,0} - \frac{4F}{\sigma'}(d_1 \cos \theta_p - d_2 \sin \theta_p) \quad (38)$$

$$q_3 = C_{l,\alpha}d_1 + \frac{4F}{\sigma'}d_2 \cos \theta_p \quad (39)$$

$$d_1 = \cos \theta_p - \lambda_r \sin \theta_p \quad (40)$$

$$d_2 = \sin \theta_p + \lambda_r \cos \theta_p \quad (41)$$

Teniendo la estimación del valor del factor de perdidas en la punta ya se puede calcular el ángulo de ataque con las ecuaciones anteriores y los coeficientes de sustentación y de arrastre con las ecuaciones (33) y (34) respectivamente.

2.8. Diseño factorial

El diseño factorial es un experimento en el cual se encuentran dos o más factores, cada uno con distintos rangos y valores, además de que debe cubrir todas las combinaciones de estos factores. Este tipo de experimentos permite estudiar el efecto de una variable sobre el resultado, y/o de una combinación de factores sobre dicha respuesta.

Algunas ventajas del diseño factorial sobre otros métodos de estudio de las variables son:

- Es más eficiente ya que no se necesita hacer un estudio para cada variable, por lo que el costo es menor y los resultados son similares.
- Se pueden agregar más factores sin añadir costo.
- Puede detectar interacciones entre variables, lo que en otros métodos causa confusión y errores.
- Se puede estimar de buena manera el efecto de los factores en distintos niveles de otros factores, por lo que se obtiene resultados para un amplio rango de valores.

2.9. Raíz de la desviación cuadrática media

La raíz de la desviación cuadrática media (RDCM) (*Root mean square deviation* (2020)) es la diferencia entre 2 o más conjuntos de valores, donde se encuentran los datos predichos por un modelo o un estimador y los datos observados (obtenidos). La RDCM representa la raíz cuadrada del segundo momento de la muestra de las diferencias entre los valores previstos y los valores observados o la media cuadrática de estas diferencias. El RDCM se calcula como:

$$RDCM = \frac{\sqrt{\sum_{t=1}^T (\hat{y}_t - y_t)^2}}{T} \quad (42)$$

CAPÍTULO 3

ESTADO DEL ARTE

3.1. Normas IEC 61400 para diseño de turbinas eólicas

Las normas IEC 61400 ([IEC \(2019\)](#)), de los estándares internacionales fue publicado por la “International Electrotechnical Commission” relacionado con turbinas eólicas. Estas señalan los requerimientos de diseño para asegurarse que las turbinas funcionen apropiadamente y se puedan enfrentar a catástrofes y cumplir con su tiempo de vida planeado. Estos incluyen los aspectos más importantes de la vida de la turbina como las condiciones antes de la construcción hasta el testeado de componentes, ensamble y operación.

Para turbinas de baja potencia, menores a $200m^2$ de área de barrido, están las normas simplificadas en la sección IEC 61400-2:2013. De estas normas se basan todas las certificaciones relacionadas a turbinas eólicas de eje horizontal pequeñas, equivalente a menos de 16 metros de diámetro.

“Esta parte de la IEC 61400 trata con la filosofía de seguridad, seguridad de calidad, y integridad ingenieril con requerimientos específicos para la seguridad de pequeñas turbinas eólicas (SWTs) incluyendo el diseño, instalación, mantención, y operación bajo condiciones externas específicas. El propósito es entregar un apropiado nivel de protección contra el daño de catástrofes de estos sistemas durante su vida útil planeada”, [BSI \(2014\)](#).

3.1.1. Condiciones externas

Condiciones de viento

Una turbina eólica pequeña debe ser diseñada para soportar el viento de manera segura. Los valores de diseño deben estar claramente especificados en los documentos de diseño. El régimen de viento para carga y consideraciones de seguridad esta dividido en condiciones normales, que ocurren frecuentemente en condiciones de operaciones normales; y las condiciones extremas, que están definidas que ocurren con un periodo de recurrencia de 1 vez al año o 50 al año.

Dentro de estas condiciones de viento, el IEC clasificó el diseño de las turbinas eólicas de acuerdo a las condiciones de viento que pueden soportar. Hay 4 clases del IEC, donde la clase I es la de sitios con mayores vientos, con promedio anual de 10[m/s], la clase II con menor viento con promedio anual de 8.5[m/s], la clase III con un promedio de viento de 7.5[m/s] y la clase IV para los vientos más bajos hasta un promedio de 6[m/s].

Otras condiciones

Otras condiciones ambientales además del viento pueden afectar la seguridad e integridad de la turbina, por acción térmica, fotoquímica, corrosión, mecánica, eléctrica u otras condiciones físicas. Por lo menos las siguientes condiciones ambientales deben tomarse en cuenta y la acción tomada debe ser anotada en los documentos de diseño.

1. temperatura
2. humedad
3. densidad del aire
4. radiación solar

5. lluvia, granizos, nieve y hielo
6. sustancias químicas activas
7. partículas mecánicas activas (ej. arena y partículas de polvo)
8. rayos
9. terremotos
10. ambientes marinos (corrosión)

3.1.2. Diseño estructural

El diseño estructural de la turbina eólica debe ser basada en la verificación de la integridad estructural de los componentes en los lugares de cargas críticas, desde las aspas del rotor hasta las fundaciones.

Test del aspa

Todas las turbinas requieren un test estático de las aspas, que en general debe aplicarse la peor combinación de las cargas de momento de flexión y fuerzas centrífugas, el cuál debe realizarse incluyendo la conexión al centro del rotor. No debe haber daño alguno como esta predicho por el modelo simplificado de carga, simulaciones o mediciones, esto incluyendo factores de seguridad.

La deflexión de la punta del aspa no puede exceder la separación sin carga entre el aspa y la torre o soporte estructural. Debe darse suficiente margen para cubrir los cambios en las propiedades del material o la geometría, o test suficientes que certifiquen la calidad del aspa manufacturada. También es recomendable realizar una prueba a la falla para determinas la resistencia marginal entre la carga de diseño y la obtenida en la carga a la falla.

MODELO NUMÉRICO PARA EL DISEÑO FACTORIAL DE UNA TURBINA EÓLICA DE EJE HORIZONTAL DE BAJA POTENCIA.

Situación de diseño	Casos de carga		Viento de entrada	Tipo de análisis	observaciones
Producción de potencia	A	Operación Normal		F	
	B	Alabeo/guiñado	$V_{hub} = V_{design}$	U	
	C	Falla de Alabeo	$V_{hub} = V_{design}$	U	
	D	Empuje máximo	$V_{hub} = 2,5V_{ave}$	U	El rotor girando y puede estar aleteando o cambiando de la dirección del viento
Producción de potencia más ocurrencia de fallo	E	Máxima velocidad de rotación		U	
	F	Cortocircuito en conexión con carga	$V_{hub} = V_{design}$	U	Torque del generador en corto-circuito máximo
Apagar	G	Apagado (Frenado)	$V_{hub} = V_{design}$	U	
Cargas por viento extremo	H	Cargas de viento extremas	$V_{hub} = V_{e50}$	U	La turbina debe estar detenida (inactiva o parada) o controlada. Sin intervenciones manuales ocurridas.
Parada y condiciones de falla	I	Cargas por viento en detenimiento, exposición máxima	$V_{hub} = V_{ref}$	U	La turbina bajo las más desfavorables exposiciones a cargas.
Transporte, ensamblaje, mantenimiento y reparación	J	Indicado por el fabricante		U	
Letras clave:	F, análisis de cargas por fatiga			U, análisis de cargas extremas	

Tabla 2: Casos de carga de diseño para el método de calculo de cargas simplificado

3.2. Softwares y Librerías

Para poder realizar este trabajo se utilizaran algunos softwares y librerías, las que cumplirán con facilitar cálculos, hacer el software más cómodo y con más funciones. Estos programas son los siguientes:

3.2.1. XFOIL

Este es un programa desarrollado por Mark Drela del Massachusetts Institute of Technology (MIT) departamento AERO & Astro, en el año 1986 con el objetivo principal de combinar la velocidad y precisión de los métodos de panel de alto orden con los nuevos totalmente unidos metodos de interacciones viscosos/no viscosos usados en el codigo ISES desarrollado

por Drela y Giles.

XFOIL ([MIT AERO & Astro \(2013\)](#)), es un programa interactivo para el diseño y análisis de perfiles alares subsonicos aislados. Este consiste en una colección de rutinas manejadas por menú que desarrollan varias útiles funciones como:

- Análisis viscoso o no viscoso de un perfil alar existente, permitiendo:
 - Transición forzada o libre
 - Burbujas de separación de transición
 - Separación limitada del borde de salida
 - Predicción de empuje y arrastre justo al lado de CL_{max}
 - Corrección de compresibilidad de Karman-Tsien
 - Números de Reynolds y Mach fijos o variables
- Rediseño por modificaciones interactiva de parámetros geométricos como,
 - Espesor máximo y curvatura, posición del punto más alto
 - Radio de la punta, espesor de la cola
 - Línea de curvatura vía especificación de geometría
 - Línea de curvatura vía cargar cambios de especificación
 - Deflexión de la aleta
 - Contorno explícito de geometría (vía cursor)
- Mezclar perfiles
- Escribir y leer perfiles coordenados y guardarlos como polar
- Entregar gráficos de la geometría, distribución de presión y múltiples polares.

3.2.2. Python

Python ([Python Software Foundation \(2019\)](#)), es un lenguaje de programación de alto nivel para todo propósito. Este lenguaje que esta orientado a objetos ayuda a los programadores a escribir claro códigos lógicos de proyectos de pequeña y gran escala. Python fue creado a finales de los 90's por Guido van Rossum en el Stichting Mathematisch Centrum.

3.2.3. AeroPy

AeroPy ([Leal \(2015\)](#)), es una librería para calcular propiedades aerodinámicas. La principal característica de esta librería es la interfaz de Python con XFOIL. El objetivo principal de esta librería es el uso de XFOIL vía Python iterativamente en un total de 4 líneas.

AeroPy cuenta tanto con sus propias funciones, como las funciones de XFOIL de una manera más fácil de ingresar, por lo cual se puede llegar a iterar y optimizar de mejor manera para obtener los resultados deseados.

3.2.4. UIUC Airfoil Coordinates Database

La UIUC Airfoil Data Site ([UIUC Applied Aerodynamics Group \(2019\)](#)), es una colección de coordenadas de perfiles aéreos y sus links relacionados. La UIUC Airfoil Coordinates Database incluye los perfiles aerodinámicos, los cuales cubren un amplio rango de aplicaciones de bajos números desde Reynolds para UAVs (vehículo aéreo no tripulado) y modelos de avionetas hasta Jet de transporte y Turbinas eólicas.

Esta base de datos contiene más de 1550 diferentes tipos de perfiles alares con sus coordenadas, las cuales pueden ser ingresadas para su análisis en el programa XFOIL.

3.2.5. Tkinter

La “Tk interface”(Owen (2006)), es el módulo standard de interfaz de Python el cual trae multiples aplicaciones como las siguientes:

- Aplicaciones básicas: Marco, pestañas, botón, entradas, etiquetas, cuadro de listas, imágenes, menú de opciones, botón de radio, escala.
- Aplicaciones lujosas: Canvas, texto. Estas tienen contenido etiquetable que actúa como objetos.
- Difíciles de usar: Menú, botón de menú, barra de desplazamiento.
- entre otros.

3.2.6. QBlade

QBlade, Qblade Team (2019) es un software de código libre que utiliza XFOIL/Xfoil5 lo que ayuda al usuario a diseñar rápidamente un perfil y calcular su desempeño, para luego integrarlo directamente a un diseño de rotor de turbina eólica y simularlo.

Este programa también incluye un extensivo post-procesamiento de funcionalidad para el rotor y simulaciones de turbinas, además que entrega una vista de todas las variables relevantes de las aspas y rotor. Junto a esto el programa es muy flexible y de fácil uso para el diseño de turbinas.

Algunas funciones básicas de interés son:

- Extrapolación de data polar a 360° de ángulos de ataque.
- Diseño de aspas y optimización, incluyendo visualización 3D.

MODELO NUMÉRICO PARA EL DISEÑO FACTORIAL DE UNA TURBINA EÓLICA DE EJE HORIZONTAL DE BAJA POTENCIA.

- Calculo computacional de desempeño sobre un rango de λ (razón de velocidad de punta) o velocidad de viento.
- Selección manual de algoritmos de corrección de BEM y DMS (Double Multiple Streamtube).
- Simulaciones de rotor con múltiples parámetros.
- Exportación de geometría de aspas.
- Almacenamiento de proyectos, rotores, turbinas y simulaciones en una base de datos tiempo real.
- Integración del código aero-elástico AeroDyn/FAST de NREL

CAPÍTULO 4

METODOLOGÍA

4.1. Investigar sobre modelos de diseño factorial en pequeñas turbinas eólicas y utilizar normas para guiarse

Primero se buscarán modelos para el diseño factorial de turbinas, con el objetivo de conocer el estado del arte de estos modelos y sus características principales. Además de utilizar normas internacionales de fabricación y diseño de turbinas eólicas de baja potencia para guiarse en el desarrollo del programa.

4.2. Investigar las variables que influyen en el diseño de una HAWT

Luego se debe investigar y encontrar los factores y variables que influyen de alguna manera en el comportamiento de una turbina eólica de eje horizontal. Se incluirán partes de la turbina, ángulos de esta y simplificaciones de manufacturación, con el objetivo de ver todas sus variantes.

4.3. Seleccionar las variables más relevantes

A continuación se deben analizar las variables que influyen de mayor manera tanto en el factor de potencia, como en su facilidad de fabricación.

4.4. Esquematizar el programa que diseña las aspas

Para poder realizar de manera más entendible y explicable el programa, se realizará un esquema explicativo que representara las funciones, los datos a ingresar y la interfaz gráfica del usuario, de manera simple.

4.5. Codificar el programa en lenguaje Python

Esta es la etapa principal del trabajo, ya que se debe programar todas las ecuaciones y funciones, que luego darán los resultados numéricos y gráficos a través de una cómoda interfaz gráfica del usuario que permitirá realizar cambios y escoger entre las distintas opciones que ofrecerá el programa.

4.6. Encontrar una turbina diseñada con sus datos

Se debe encontrar una HAWT que cuente con información de diseño que permita recrear el diseño como largo de aspa, cuerda a lo largo, ángulo de torcedura y perfil aerodinámico utilizado.

4.7. Probar los resultados obtenidos con una turbina testeada

A través de un caso ya validado de una turbina eólica que haya sido testeada, se utilizarán sus datos y se compararán con los obtenidos por el programa creado para verificar que los resultados obtenidos sean suficientemente cercanos a los reales.

4.8. Obtener resultados para la turbina deseada

A través del Programa anterior se calcularán resultados donde podrá ser posible escoger variables individualmente o incluso de varias variables en los casos que es posible. El objetivo es realizar el diseño de una turbina pequeña de 500[W] con los parámetros deseados.

4.9. Calcular coeficientes de potencia y curvas

Mediante el programa Q-blade se calcularán los coeficientes de potencia, potencia máxima y se obtendrán sus curvas respectivas. Esto culminaría la etapa de obtener las características de la turbina y sus modificaciones.

4.10. Diseño CAD de la turbina eólica

A través de Q-blade también se obtendrá un formato CAD del aspa de la turbina eólica. Luego se le realizarán algunos ajustes en Autodesk Inventor, para llegar a una geometría final.

CAPÍTULO 5

DESARROLLO

5.1. Diseño Factorial de una turbina eólica

Para poder diseñar una turbina eólica de eje horizontal de una manera rápida y eficiente, se utilizará el diseño factorial, para así disminuir la cantidad de diseños a realizar o casos a probar para poder obtener una turbina adecuada a las condiciones en las que se situé. También, este tipo de diseño permite la obtención de las interacciones que tienen los factores entre sí, con lo cual se podrán analizar para llegar a mejores resultados. Debido a esto se deben seleccionar los factores más relevantes y con los cuales se va a realizar el diseño. Si bien, todos los componentes y características de una HAWT son necesarios y cumplen una función, los de mayor importancia con los que se trabajara y diseñara en el programa son los siguientes:

- Potencia de salida
- Velocidad del viento
- Diámetro de la Turbina
- Relación de velocidad de punta (λ)
- Facilidad de construcción
- Familias de Perfiles aerodinámicos
- Calculo en flujo viscoso o no viscoso
- Calculo en flujo compresible y no compresible
- Ángulo de ataque

5.2. Descripción del código

El código consta de un programa en Python, el cuál a través de una interfaz en Tkinter se pedirán distintos parámetros para el diseño, entre los cuales se encuentra la potencia nominal deseada junto a la velocidad a la cual se lograría esta (Velocidad nominal), se calcula el radio bajo el cual se diseñara y si la dimensión de la turbina es poco factible, se debe volver a calcular con mejores datos. Siendo factible se procede a ingresar la relación de velocidad de punta y el número de aspas, también se debe escoger un perfil alar de la base de datos o se debe agregar de ser necesario. Con estos datos ya es posible calcular algunas estimaciones de los parámetros importantes como los ángulos de torcedura del aspa y la cuerda de esta a lo largo. Teniendo estos valores se puede calcular un Reynolds para cada sección del aspa en las que se dividirá (usualmente de 10 a 20), con esto se puede empezar a calcular los coeficientes de empuje y de arrastre de manera iterativa a través de un comando de la librería AeroPy que interactúa con el Software XFOIL, de esta forma se obtiene las mejores cuerdas y ángulos para el caso óptimo, el cual se utiliza como base.

En este punto se deben seleccionar el tipo de análisis a realizar para los cálculos, tales como tipo de flujo (compresible o no compresible), y otras opciones para mejorar la geometría bajo las condiciones de flujo dadas. Además se debe tener en cuenta la factibilidad y facilidad de fabricación, por lo que se tendrá la opción de escoger una turbina desde la forma ideal a la de mayor facilidad de fabricación.

Las simplificaciones de fabricación son los ajustes necesarios para que la elaboración de las aspas sea de la manera más fácil y económica posible. Estas simplificaciones pueden ser tanto la linealización de la cuerda a lo largo del aspa, lo que significa encontrar una función lineal que se aproxime a las cuerdas calculadas del aspa óptima, y también se puede linealizar o suavizar a una curva cuadrática el ángulo de torcedura a lo largo del aspa. Finalmente se recalculan las cuerdas y ángulos bajo estas condiciones y se entregan todos estos valores en una tabla y gráficos para su mejor visualización. Todo este código se puede ver a través de un

**MODELO NUMÉRICO PARA EL DISEÑO FACTORIAL DE UNA TURBINA EÓLICA DE EJE
HORIZONTAL DE BAJA POTENCIA.**

diagrama de flujos (ver sección 5.3).

5.3. Diagrama de procesos

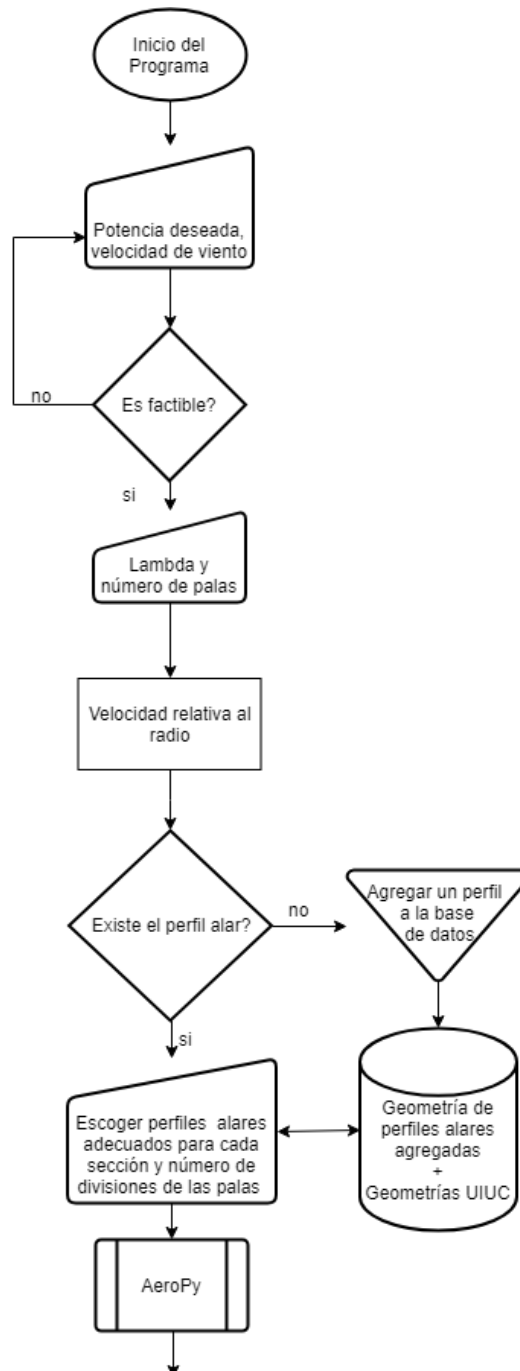


Figura 9: Diagrama de procesos del programa (parte 1).

MODELO NUMÉRICO PARA EL DISEÑO FACTORIAL DE UNA TURBINA EÓLICA DE EJE HORIZONTAL DE BAJA POTENCIA.

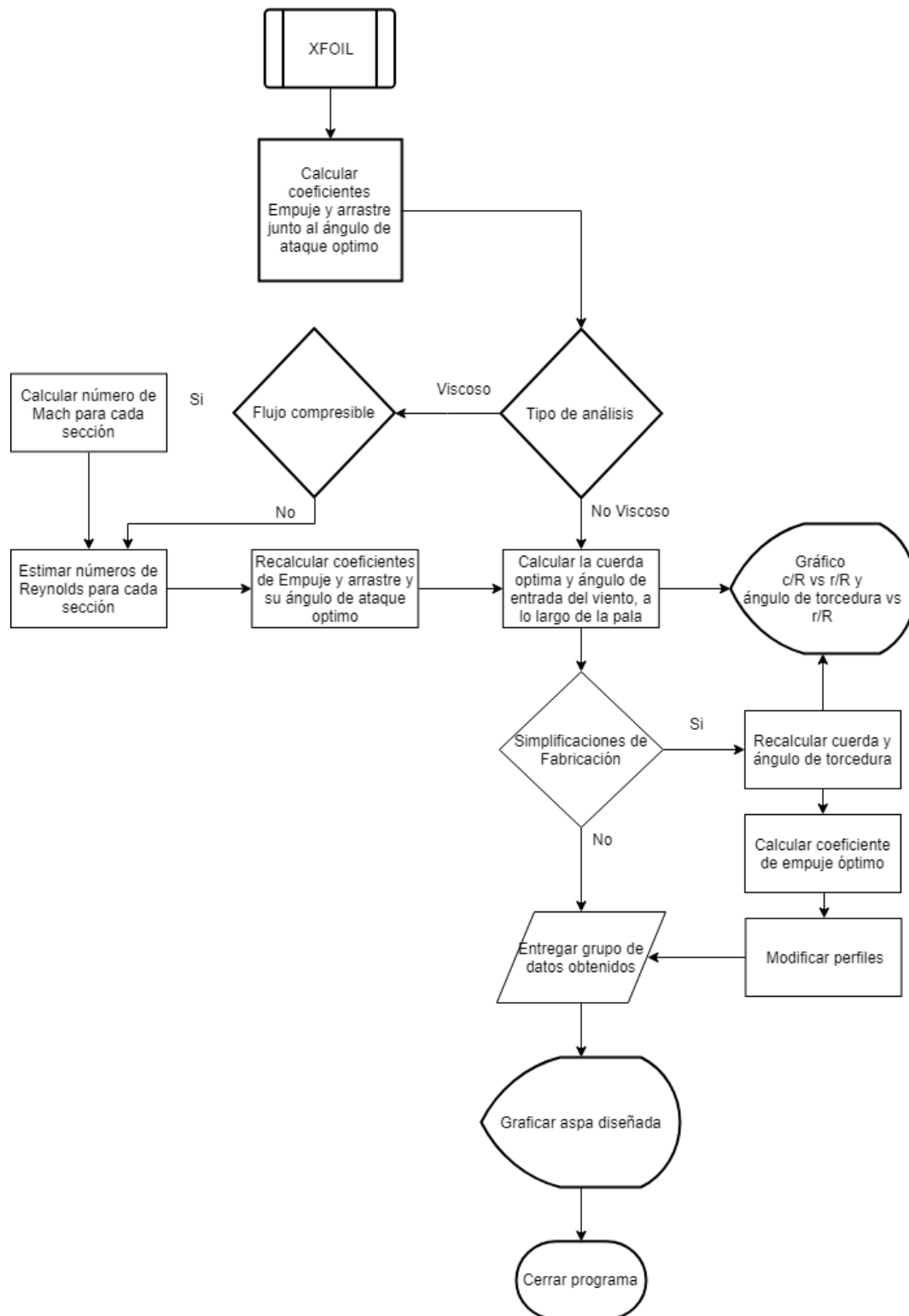


Figura 10: Diagrama de procesos del programa (parte 2).

5.4. Fundamentos del código

El desarrollo del código se basa en el método de diseño de palas (ver sección 2.6), donde luego de ser ingresados todos los valores, se procede a calcular en distintos puntos equidistantes del aspa parámetros como la velocidad del aspa en ese punto, ángulo ideal de entrada del viento, número de Reynolds dependiente de la cuerda, entre otros. Después, con estos valores se procede a un proceso iterativo por el programa Xfoil, el cual calcula los ángulos en los que mejor relación sustentación-arrastre tiene el perfil, este es utilizado para obtener una cuerda, la cual se vuelve a ingresar hasta converger en la cuerda a utilizar. Con esto ya se tienen las dimensiones del aspa ideales de la turbina deseada.

Si se requiere, se realiza un nuevo proceso para simplificar las aspas, para mayor facilidad de fabricación y menor peso. Esto se logra linealizando la cuerda y/o el ángulo de torcedura, con la opción de corregir los valores en un pequeño rango si esto se desea. También se puede usar la opción de aproximar el ángulo de torcedura a una curva cuadrática para analizar que efecto tiene en los resultados. Luego de esto, se vuelven a calcular los coeficientes de sustentación y arrastre con lo que se obtiene el ángulo de ataque definitivo del aspa y se asegura que no exista desprendimiento de la capa límite, a través del límite que se establezca en el coeficiente de sustentación. Con esto se obtienen todas las dimensiones del aspa, que quedan listas para ser ingresadas al programa QBlade, donde se obtiene una visualización del aspa, y se calcula el coeficiente de potencia y su potencia estimada. Para mayor detalle del código programado en lenguaje Python, ver anexo A.

5.5. Interfaz

La interfaz hecha a través de la librería Tkinter recibe el nombre de “Windterface”, y se divide en 5 pasos, en los cuales se debe ingresar la información respectiva para poder realizar los cálculos y poder diseñar las aspas de una HAWT deseada.

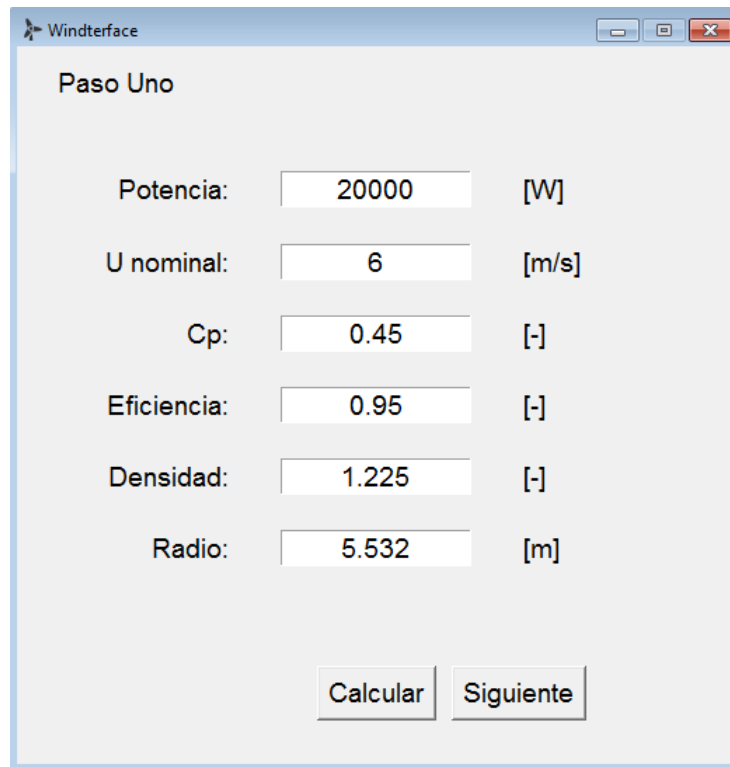
La interfaz solo se puede cerrar apretando la “X” de la esquina superior derecha, además cabe decir que esta ventana no es ajustable.

5.5.1. Paso Uno

Esta es la ventana de inicio, es la primera que se ve cuando se ejecuta el programa. En esta se piden datos generales para comenzar el diseño, estos son:

- **Potencia:** Se refiere a la potencia nominal que se quiere producir con la HAWT. En esta casilla se debe ingresar la potencia que desea que tenga la HAWT.
- **U nominal:** Se refiere a la velocidad del viento nominal, es decir, a la que se produce la potencia anterior. En esta casilla se debe ingresar la velocidad del viento nominal.
- **Cp:** Se refiere al coeficiente de potencia estimado en la turbina, este debe ser menor a 0.593. Se debe ingresar el cp estimado en la casilla.
- **Eficiencia:** Se refiere a la eficiencia de transformación de la maquina, la cual incluye transmisión mecánica y transformación eléctrica. Se debe ingresar la eficiencia estimada que puede tener la maquina.
- **Densidad:** Se refiere a la densidad del aire en la cual trabajará la HAWT. Se debe ingresar la densidad estimada en la casilla.
- **Radio:** Se refiere al radio que tendría la HAWT. Este dato se puede ingresar de forma manual o presionando el botón “Calcular”.
- **Calcular:** Este botón calcula con los datos ingresados anteriormente el radio de la turbina eólica y lo muestra en la casilla del radio.
- **Siguiente:** Este botón guarda la información de las casillas y cambia a la siguiente ventana (Paso Dos).

MODELO NUMÉRICO PARA EL DISEÑO FACTORIAL DE UNA TURBINA EÓLICA DE EJE HORIZONTAL DE BAJA POTENCIA.



Windterface

Paso Uno

Potencia:	20000	[W]
U nominal:	6	[m/s]
Cp:	0.45	[-]
Eficiencia:	0.95	[-]
Densidad:	1.225	[-]
Radio:	5.532	[m]

Calcular Siguiente

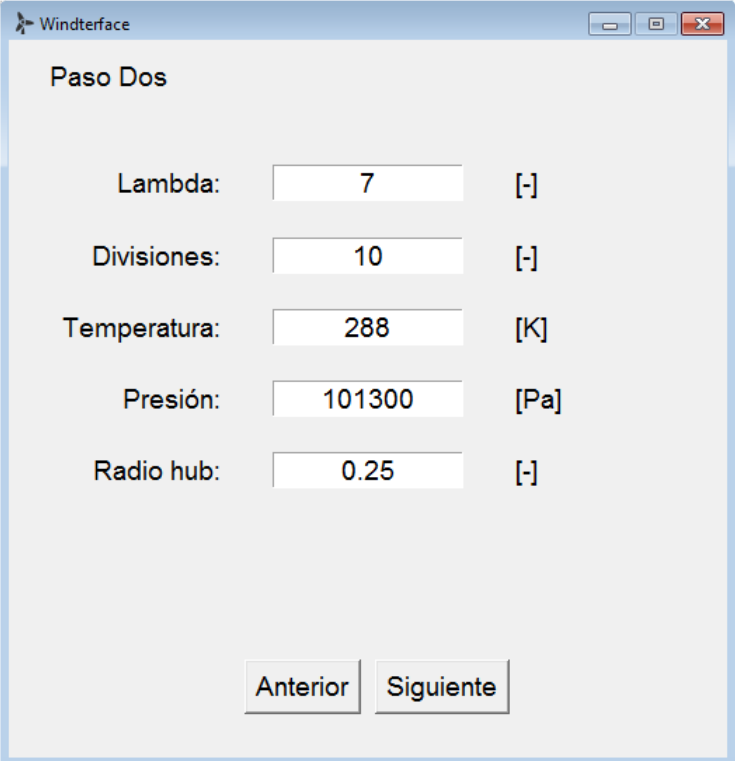
Figura 11: Interfaz de la ventana “Paso Uno”, con valores de ejemplo. Elaboración propia.

5.5.2. Paso Dos

En esta ventana se deben entregar datos más detallados de la turbina deseada.

- **Lambda:** Se refiere a la relación de velocidad de punta de aspa con la velocidad del viento. Se debe ingresar en la casilla la relación deseada.
- **Divisiones:** Se refiere a la cantidad de divisiones tendrá el aspa en los cálculos, es decir, en cuantas secciones se van a calcular la geometría. Se debe ingresar un número entero en la casilla.
- **Temperatura:** Se debe ingresar la temperatura estimada a la que se encuentra el aire donde operara la maquina.
- **Presión:** Se debe ingresar la presión estimada del aire donde operara la maquina.

- Radio hub: Se refiere a la fracción del radio de la turbina en que se encuentra la zona central de la turbina
- Anterior: Es un botón que retrocede a la ventana de “Paso Uno”.
- Siguiente: Es un botón que cambia la ventana al “Paso Tres”.



Lambda:	7	[-]
Divisiones:	10	[-]
Temperatura:	288	[K]
Presión:	101300	[Pa]
Radio hub:	0.25	[-]

Anterior Siguiente

Figura 12: Interfaz de la ventana “Paso Dos”, con valores de ejemplo. Elaboración propia.

5.5.3. Paso Tres

En este paso se deben colocar los perfiles aerodinámicos deseados, los cuales deben tener el archivo de data con las coordenadas de su geometría y con su nombre, con ubicación la carpeta de proyecto (donde se encuentra XFOIL.exe).

- Perfiles NACA: Es una casilla de selección que se refiere al uso de perfiles de la familia NACA. Si se usa un perfil de esta familia se debe marcar la casilla.

MODELO NUMÉRICO PARA EL DISEÑO FACTORIAL DE UNA TURBINA EÓLICA DE EJE HORIZONTAL DE BAJA POTENCIA.

- Perfil raíz: Se debe ingresar el nombre del archivo (con su extensión), y en la siguiente casilla la fracción del largo de aspa que corresponde al perfil de raíz.
- Perfil medio: Se debe ingresar el nombre del archivo (con su extensión), y en la siguiente casilla la fracción del largo de aspa que corresponde al perfil de la sección de al medio.
- Perfil punta: Se debe ingresar el nombre del archivo (con su extensión), y en la siguiente casilla la fracción del largo de aspa que corresponde al perfil de la punta.
- Anterior: Es un botón que retrocede a la ventana de “Paso Dos”.
- Siguiente: Es un botón que cambia la ventana al “Paso Cuatro”.

Windterface

Paso Tres

Perfiles NACA ☐

Perfil raíz:	s809	1
Perfil medio:		0
Perfil punta:		0

Anterior Siguiente

Figura 13: Interfaz de la ventana “Paso Tres”, con valores de ejemplo. Elaboración propia.

5.5.4. Paso Cuatro

- Flujo viscoso: Esta casilla se refiere al uso de flujo viscoso para el calculo de los ángulos de ataque. Seleccionarla activa la función.
- Flujo compresible: Esta casilla se refiere al uso de flujo compresible para el calculo de ángulo de ataque. No se puede activar sin activar flujo viscoso.
- Metodo GDES: Se refiere a un método que mejora la geometría en caso de que los puntos que hay no generan una buena forma.
- Metodo Panel: Se refiere al método del panel, que busca los mejores puntos que representan la geometría.
- Cuerda lineal: Esta casilla activa la linealización de la cuerda a lo largo del aspa
- Coef lift no viscoso: Esta casilla se refiere al coeficiente de lift que se utiliza si se usa flujo no viscoso.
- Número de aspas: Esta casilla se refiere al número de aspas que tendrá el rotor, se debe rellenar con un número entero.
- Coef. lift máximo: Se refiere al coeficiente máximo de lift que se permite. Se debe ingresar un valor, preferentemente menor a 1,3 para evitar no convergencia.
- Ajuste cuerda lineal: Se refiere a un factor que ajusta el intercepto de la linealización de la cuerda. Se debe ingresar en la casilla el factor deseado.
- Comienzo lineal: Se refiere a la fracción del largo desde el que se empieza la linealización de la cuerda, si esta esta seleccionada.
- Orden ángulo de torcedura: Se debe seleccionar una de las 3 casillas, se refiere si se desea mantener o cambiar la distribución de ángulo de torcedura a lo largo del aspa. “None” no cambia la distribución, 1 lo cambia a una curva lineal y 2 una curva cuadrática.

MODELO NUMÉRICO PARA EL DISEÑO FACTORIAL DE UNA TURBINA EÓLICA DE EJE HORIZONTAL DE BAJA POTENCIA.

- Resolución ángulo: es la resolución en grados en la búsqueda de ángulos de ataque de diseño. Ingresar valores en la casilla menores a 1, valores muy bajos aumentan el tiempo de calculo.
- Anterior: Es un botón que retrocede a la ventana de “Paso Tres”.
- Siguiente: Es un botón que cambia la ventana al “Paso Cinco”.

Windterface

Paso Cuatro

Flujo viscoso ☒ Coef Lift no viscoso: 1

Flujo compresible ☐ Número de aspas: 2

Metodo GDES ☐ Coef. lift máximo: 1.3

Metodo Panel ☐ Ajuste cuerda lineal: 1

Cuerda lineal ☒ Comienzo lineal: 0.3

Orden ángulo de torcedura ☒ None ☐ 1 ☐ 2

Resolución ángulo: 0.5 [°]

Anterior Siguiente

Figura 14: Interfaz de la ventana “Paso Cuatro”, con valores de ejemplo. Elaboración propia.

5.5.5. Paso Cinco

- Grafico 1: Este botón muestra una nueva ventana con el gráfica de la cuerda vs la posición adimensional.
- Grafico 2: Este botón muestra una nueva ventana con el gráfica del ángulo de torcedura vs la posición adimensional.

- Tabla: Este botón muestra la tabla de datos de cuerda, ángulo de torcedura y radio en cada uno de las divisiones hechas.
- Anterior: Es un botón que retrocede a la ventana de “Paso Cuatro”.

5.6. Caso de validación

En la realización de un código es esencial comprobar la veracidad de los resultados, tanto para asegurar el correcto funcionamiento del software, como para asegurar que los siguientes resultados van a resultar correctos y se puedan utilizar con respaldo para los estudios o usos correspondientes.

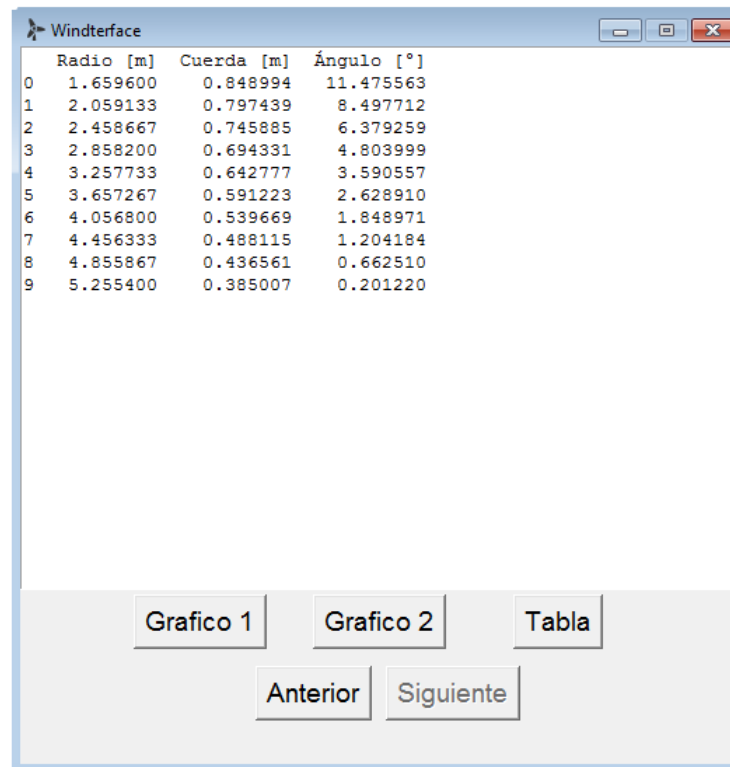
Para nuestro caso se ha encontrado una turbina con suficiente documentación para compararla con los resultados que obtengamos. Esta turbina de prueba lleva el nombre de NREL Phase VI.

La HAWT fue diseñada a partir de una turbina “Grumman Wind Stream 33”. Esta cuenta con un rotor de diámetro 10[m] de 2 aspas, regulación por desprendimiento de capa limite con regulación de ángulo de pitch de toda la envergadura, y cuenta con una potencia nominal de 20[kW], [Cest \(2001\)](#).

Parámetros básicos de la maquina.

- Número de aspas: 2
- Diámetro del rotor: 11.064 [m]
- Altura de hub: 12.192 [m]
- Tipo de rotor: con tambaleo o rígido

MODELO NUMÉRICO PARA EL DISEÑO FACTORIAL DE UNA TURBINA EÓLICA DE EJE HORIZONTAL DE BAJA POTENCIA.



The screenshot shows a software window titled "Windterface". Inside, there is a table with three columns: "Radio [m]", "Cuerda [m]", and "Ángulo [°]". The table contains 10 rows of data, indexed from 0 to 9. Below the table, there are five buttons: "Grafico 1", "Grafico 2", "Tabla", "Anterior", and "Siguiete".

	Radio [m]	Cuerda [m]	Ángulo [°]
0	1.659600	0.848994	11.475563
1	2.059133	0.797439	8.497712
2	2.458667	0.745885	6.379259
3	2.858200	0.694331	4.803999
4	3.257733	0.642777	3.590557
5	3.657267	0.591223	2.628910
6	4.056800	0.539669	1.848971
7	4.456333	0.488115	1.204184
8	4.855867	0.436561	0.662510
9	5.255400	0.385007	0.201220

Figura 15: Interfaz de la ventana “Paso Cinco”, con valores de ejemplo. Elaboración propia.

- Velocidad de rotación: 71.63 RPM velocidad sincrónica y 90 RPM con rotor de velocidad variable
- Velocidad corte entrada: 6 [m/s]
- Regulación de potencia: desprendimiento de capa limite
- Potencia nominal: 19.8 [kW]
- Inclinación: 0°
- Ángulo de cono: 0°, 3.4°o 18°
- Ubicación del rotor: A favor o contra el viento
- Dirección de rotación: contra-reloj en contra el viento
- Distancia rotor-eje orientación: 1.401 [m]

MODELO NUMÉRICO PARA EL DISEÑO FACTORIAL DE UNA TURBINA EÓLICA DE EJE HORIZONTAL DE BAJA POTENCIA.

Esta turbina utiliza en todo el largo de su aspa un perfil NREL S809. A continuación se presenta la información específica de la turbina NREL Phase VI (ver tabla 5.6), en la versión con extensiones de punta de aspa.

Tabla 3: Cuerda y distribución de torcedura de aspa. Extraído de [Cest \(2001\)](#).

Distancia radial r [m]	Fracción radial ¹ ($r/5.532$ [m])	Fracción radial ¹ ($r/5.029$ [m])	Largo de cuerda [m]	Twist ² [grados]	Espesor [m]	Rotación del eje (% cuerda)
0.0	0.0	0.0	Hub-Centro de rotación	Hub-Centro de rotación	Hub-Centro de rotación	Hub-Centro de rotación
0,508 ³	0.092	0.101	0.218 (adaptador al hub)	0.0 (adaptador al hub)	0.218	50 (adaptador al hub)
0,660 ⁴	0.120	0.131	0.218	0.0	0.218	50
0,883 ⁵	0.160	0.176	0.183	0.0	0.183	50
1,008 ⁵	0.183	0.200	0.349	6.7	0.163	35.9
1,067 ⁵	0.193	0.212	0.441	9.9	0.154	33.5
1,133 ⁵	0.205	0.225	0.544	13.4	0.154	31.9
1,257 ⁵	0.227	0.250	0.737	20.040	0.154	30
1.343	0.243	0.267	0.728	18.074	20.95 % cuerda	30
1.510	0.273	0.300	0.711	14.292	20.95 % cuerda	30
1.648	0.298	0.328	0.697	11.909	20.95 % cuerda	30
1.952	0.353	0.388	0.666	7.979	20.95 % cuerda	30
2.257	0.408	0.449	0.636	5.308	20.95 % cuerda	30
2.343	0.424	0.466	0.627	4.715	20.95 % cuerda	30
2.562	0.463	0.509	0.605	3.425	20.95 % cuerda	30
2.867	0.518	0.570	0.574	2.083	20.95 % cuerda	30
3.172	0.573	0.631	0.543	1.150	20.95 % cuerda	30
3.185	0.576	0.633	0.542	1.115	20.95 % cuerda	30
3.476	0.628	0.691	0.512	0.494	20.95 % cuerda	30
3.781	0.683	0.752	0.482	-0.015	20.95 % cuerda	30
4.023	0.727	0.800	0.457	-0.381	20.95 % cuerda	30
4.086	0.739	0.812	0.451	-0.475	20.95 % cuerda	30
4.391	0.794	0.873	0.420	-0.920	20.95 % cuerda	30
4.696	0.849	0.934	0.389	-1.352	20.95 % cuerda	30
4.780	0.864	0.950	0.381	-1.469	20.95 % cuerda	30
5.000	0.904	0.994	0.358	-1.775	20.95 % cuerda	30
5.305	0.959	1.055	0.328	-2.191	20.95 % cuerda	30
5.532	1.000	1.100	0.305	-2.500	20.95 % cuerda	30

1. El radio del aspa es modificado cambiando la pieza de punta.
2. La convención de torcedura es a favor de la dirección del viento. Los valores listados son relativos a la torcedura 0 en 3.772 [m] (75 % en una aspa de 5.029 [m]). Torcedura es 2.5 grados hacia la separación de capa limite en la punta (en un aspa de 5.532 [m]).
3. Ambas aspas se acoplan al hub a los 0.508 [m] del centro de rotación.
4. Hay una sección circular que se extiende de los 0.508 has 0.883 [m]. La transición de perfil alar comienza aproximadamente a los 0.883 [m] posición radial.
5. Hay una transición de la sección cilíndrica al perfil S809 a lo largo de la región 0.883 a 1.257 [m]. La transición termina con una cuerda de 0.737 [m] de perfil S809 en la posición 1.257[m].

5.7. Resultados del caso de validación

Para la obtención de los resultados se ingresaron los siguientes datos en el programa (las casillas no mencionadas se mantienen en el valor por defecto debido a que no son relevantes y no afectan el resultado):

- $U_{nominal} = 6[m/s]$
- $Radio = 5.532[m]$
- $Lambda = 7.5[-]$
- $Divisiones = 20[-]$
- $Temperatura = 288[K]$
- $Presión = 101330[Pa]$
- $Radio\ hub = 0.2[-]$

**MODELO NUMÉRICO PARA EL DISEÑO FACTORIAL DE UNA TURBINA EÓLICA DE EJE
HORIZONTAL DE BAJA POTENCIA.**

- Perfil raíz = s809 con fracción 1 (todo, por lo que los otros quedan vacíos, y al no ser NACA esta casilla no se selecciona).
- Solo se marcan las casillas de flujo viscoso y cuerda lineal. Y el orden del ángulo de torcedura en “none”
- Número de aspas = 2
- Coef. lift máximo = 1.6
- Ajuste cuerda lineal = 1 (no se modifica)
- Comienzo lineal = 0.35
- Resolución ángulo = $0.5[^\circ]$

Luego de ingresar estos datos, el programa entrega los resultados que se presentan en la tabla 4, con los datos de la cuerda y ángulo de torcedura para cada fracción de radio y su distancia radial.

**MODELO NUMÉRICO PARA EL DISEÑO FACTORIAL DE UNA TURBINA EÓLICA DE EJE
HORIZONTAL DE BAJA POTENCIA.**

Tabla 4: Cuerda y ángulo de torcedura, respecto a la distancia radial y posición adimensional de la turbina para el caso de validación.

Fracción radial (r/R)	Distancia radial [m]	Cuerda [m]	Ángulo de torcedura [$^{\circ}$]
0.225	1.245	0.734	14.434
0.266	1.470	0.710	11.760
0.307	1.696	0.687	9.670
0.347	1.922	0.664	7.999
0.388	2.147	0.641	6.638
0.429	2.373	0.618	5.512
0.470	2.599	0.595	4.564
0.511	2.824	0.572	3.758
0.551	3.050	0.549	3.064
0.592	3.276	0.525	2.460
0.633	3.501	0.502	1.931
0.674	3.727	0.479	1.463
0.714	3.952	0.456	1.047
0.755	4.178	0.433	0.675
0.796	4.404	0.410	0.339
0.837	4.629	0.387	0.035
0.878	4.855	0.364	-0.241
0.918	5.081	0.341	-0.493
0.959	5.306	0.317	-0.724
1.000	5.532	0.294	-0.937

En las siguientes figuras 16 y 17, se gráfica los resultados anteriores junto a los datos reales del aspa, para poder ser comparados de mejor manera.

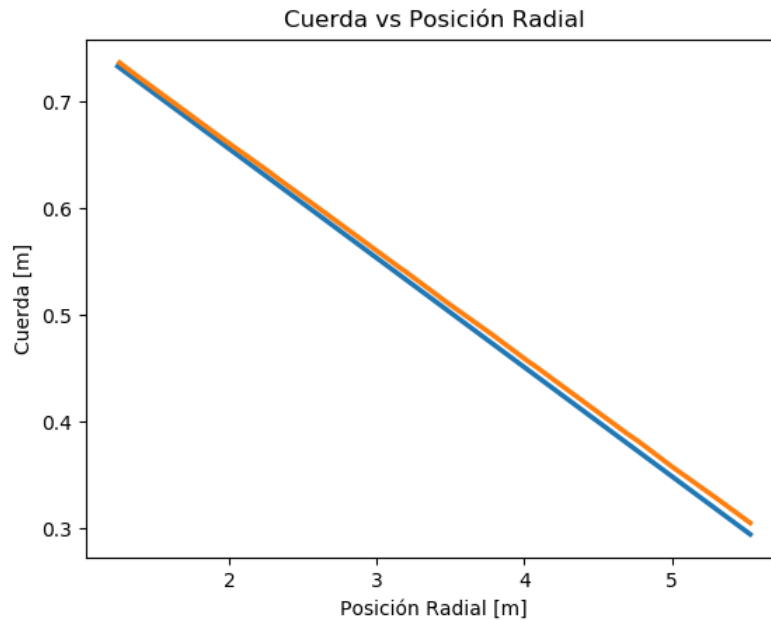


Figura 16: Comparación gráfico cuerda vs posición radial entre caso real (curva naranja) y el caso de diseño por el programa (curva azul). Elaboración propia.

5.8. Análisis de resultados del caso de validación

Para poder comparar la cercanía de los datos calculados a los datos del aspa real y con esto la veracidad del programa, se realiza la raíz de la desviación cuadrática media (RDCM). Para poder realizar este calculo, se debe obtener los valores de la cuerda y ángulo de torcedura del caso del aspa real en la posición radial en los 20 puntos que fueron calculados. Esto a través de una regresión para cada una de dichas curvas, obtenido esto, se calcula el RDCM de cada curva para conocer la desviación o error del programa.

A través del calculo del RDCM se tiene para la curva de cuerda vs posición radial una desviación de 0.00763735[m], y para la curva de ángulo de torcedura vs posición radial una desviación de 2.2499 grados.

Según lo anterior, la certeza de los valores de cuerda es muy buena, ya que las curvas son muy cercanas. Por otro lado los valores de los ángulos de torcedura son medianamente cercanos, lo

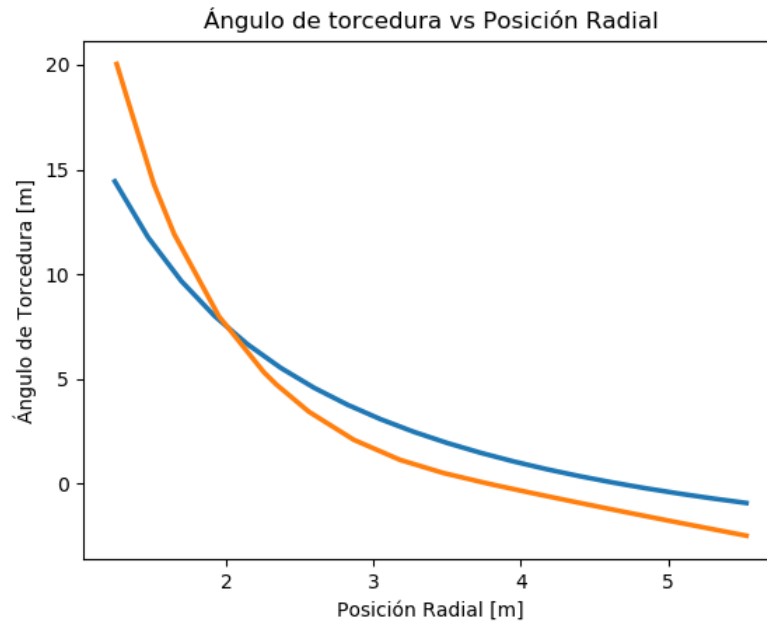


Figura 17: Comparación gráfico ángulo de torcedura vs posición radial entre caso real (curva naranja) y caso de diseño por el programa (curva azul). Elaboración propia.

cual se debe a que las aspas de la turbina Phase VI tienen un diseño más extenso y complejo, que incluye, pero no se limita a lograr mejores torques de partida y limite de velocidad por desprendimiento de capa limite, lo cual queda fuera de las capacidades del programa. Para corroborar lo anterior se debe ver el gráfico de la figura 18 que muestra que ambos casos sometidos al mismo análisis realizado en el programa Qblade, llegan a que el diseñado por el programa es un poco mejor a mayor razón de velocidad, aunque son prácticamente idénticas hasta la TSR 7. En la turbina real se tiene un coeficiente de potencia (C_p) de aproximadamente 0.437[-] y la creada un C_p de 0.454[-], lo que equivale a un error de 3,9 %.

Junto con esto, también se procede a realizar un análisis multivariable en este mismo programa, con lo que se puede obtener un estimado de la curva de potencia vs velocidad de viento, la cuál es de gran importancia para corroborar los datos ingresados en un principio, de igual manera al análisis anterior, los resultados del programa como de la turbina real son muy cercanos, siendo el diseñado por el programa levemente mejor y con el peak a una mayor velocidad. Con esto queda confirmando que la potencia máxima de la turbina es aproximadamente 20[kW]

en ambos casos concordando con el valor técnico de la Phase VI.

Con esto se valida que el programa entrega los resultados esperados y por lo tanto los diseños siguientes de turbinas de baja potencia contarán con el respaldo de los resultados del programa.

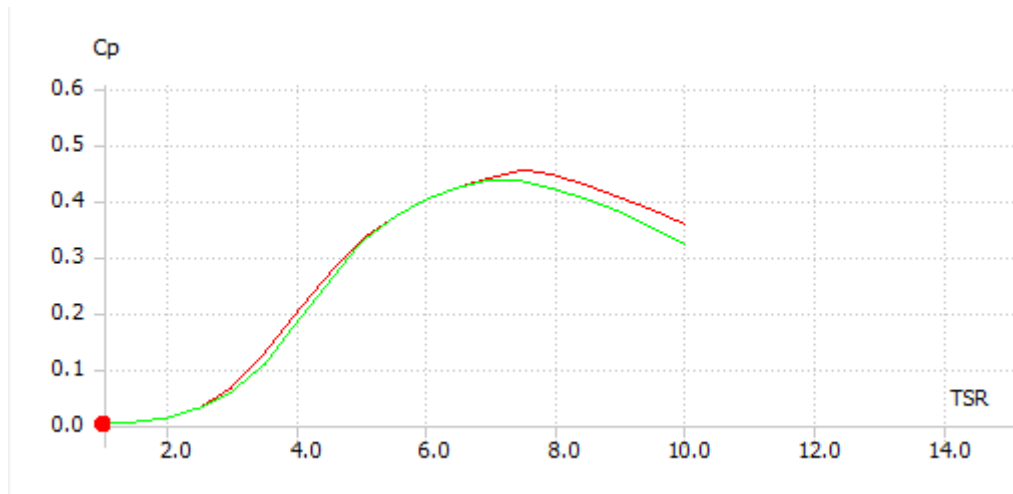


Figura 18: Comparación gráfico eficiencia vs TSR (relación de velocidad de punta) realizada en QBlade, donde el caso real es la curva verde y caso de diseño por el programa la curva roja. Elaboración propia.

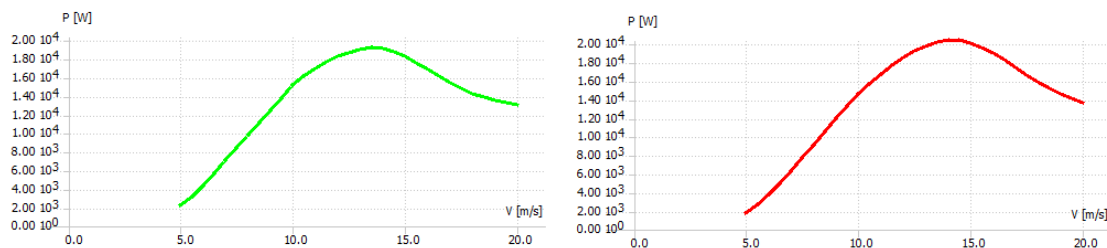


Figura 19: Comparación gráfico Potencia vs TSR realizada en QBlade, donde el caso real es la curva verde (gráfico izquierda) y caso de diseño por el programa la curva roja (gráfico derecha). Elaboración propia.

5.9. Diseño pequeña turbina eólica de eje horizontal (SHAWT)

Ya teniendo resultados satisfactorios de un caso de validación, se puede proceder a realizar el diseño de una SHAWT con la seguridad de que el error del programa es lo suficientemente pequeño para obtener resultados contundentes.

Sabiendo esto, se procede a ingresar al programa los mismos parámetros del caso anterior, realizando ajustes solo a los parámetros ya testeados y que no comprometerán la precisión del programa. En este caso, se diseña una turbina de baja potencia de 500[W], cambiando a una velocidad nominal de 10[m/s], con un coeficiente de potencia estimado de 0.45[-] y una eficiencia estimada de 0.85[-] se calcula a través del mismo programa (botón calcular) un radio de 0.82[m]. Además debido a su mayor eficiencia versus el costo de fabricación, bajo costo, estabilidad y al ser más comunes, se decide hacer el rotor de 3 aspas.

Para la selección del perfil alar a utilizar, se recurre a la investigación "Performance analysis of a small capacity horizontal axis wind turbine using QBlade"(Said, Islam, Mohiuddin, y Idres (2019)), en la cuál se testearon 4 perfiles los cuales son NACA 4412, S833, SG6043 y SD7062. En este estudio se concluyó que el perfil con mejor desempeño en términos de coeficiente de potencia (C_p) y estabilidad entre números de Reynolds de 100.000 y 150.000 es el NACA 4412, con la única desventaja es que el espesor máximo es un 12 % de la cuerda, lo que estructuralmente lo hace un poco más débil. A pesar de dicha desventaja, se selecciona este perfil para el diseño. Ya sabiendo esto, los datos ingresados en el programa quedan de la siguiente manera:

- $U_{nominal} = 10[m/s]$
- $Radio = 0.82[m]$
- $\Lambda = 5[-]$
- Divisiones = 20[-]
- Temperatura = 288[K]
- Presión = 101330[Pa]
- Radio hub = 0.2[-]
- Perfil raíz = naca4412 con fracción 1 (toda el aspa, por lo que los otros quedan vacíos, y al ser NACA esta casilla se selecciona).

MODELO NUMÉRICO PARA EL DISEÑO FACTORIAL DE UNA TURBINA EÓLICA DE EJE HORIZONTAL DE BAJA POTENCIA.

- Solo se marcan las casillas de flujo viscoso y cuerda lineal. Y el orden del ángulo de torcedura en “none”
- Número de aspas = 3
- Coef. lift máximo = 1.6
- Ajuste cuerda lineal = 1 (no se modifica)
- Comienzo lineal = 0.35
- Resolución ángulo = $0.5[^\circ]$

Con estos datos, el programa calcula y entrega los datos de cuerda y ángulo de torcedura para su correspondiente posición radial y fracción radial. Estos se pueden ver en la siguiente tabla (ver tabla 5) y se realizan los gráficos para mejor visualización de los datos (ver figura 20):

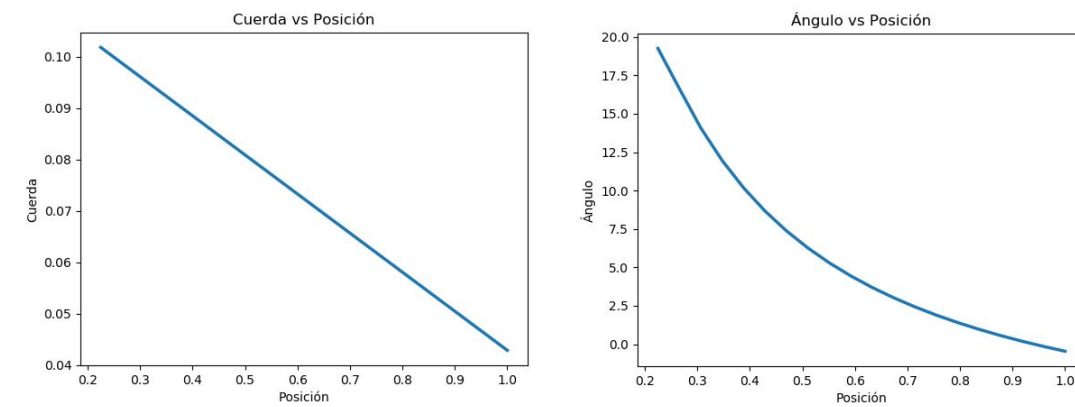


Figura 20: Cuerda lineal [m] vs posición [-] (izquierda), y ángulo de torcedura $[^\circ]$ vs posición [-] (derecha) generados por el programa. Elaboración propia.

Luego, estos resultados son introducidos manualmente al programa Q-Blade, el cual permite realizar varias simulaciones, de las cuales se realiza la simulación con método BEM (Blade Element Momentum), la simulación multi-paramétrica con método BEM y la simulación de la turbina con método BEM. La primera de estas nos entrega un gráfico del coeficiente de

**MODELO NUMÉRICO PARA EL DISEÑO FACTORIAL DE UNA TURBINA EÓLICA DE EJE
HORIZONTAL DE BAJA POTENCIA.**

Tabla 5: Cuerda y ángulo de torcedura respecto a su distancia radial y posición adimensional obtenidos para una SHAWT de 500[W].

Fracción radial (r/R)	Distancia radial [m]	Cuerda [m]	Ángulo de torcedura [°]
0.225	0.1845	0.1018	19.26
0.266	0.2179	0.0987	16.64
0.307	0.2514	0.0956	14.08
0.347	0.2848	0.0925	11.95
0.388	0.3183	0.0894	10.17
0.429	0.3517	0.0863	8.67
0.470	0.3852	0.0832	7.38
0.511	0.4186	0.0801	6.26
0.551	0.4521	0.0770	5.29
0.592	0.4855	0.0739	4.44
0.633	0.5190	0.0708	3.69
0.674	0.5524	0.0677	3.02
0.714	0.5859	0.0646	2.43
0.755	0.6193	0.0615	1.89
0.796	0.6528	0.0584	1.40
0.837	0.6862	0.0553	0.96
0.878	0.7197	0.0522	0.56
0.918	0.7531	0.0491	0.19
0.959	0.7866	0.0460	-0.15
1.000	0.8200	0.0429	-0.46

potencia vs la relación de velocidad de punta del aspa (ver figura 21), la segunda puede calcular distintos escenarios con distintas velocidades de viento, velocidades angulares del rotor y ángulos de paso. Y finalmente la tercera simulación, entrega un aproximado a la realidad del rendimiento del rotor de la turbina eólica, esto se muestra en el gráfico de potencia vs velocidad de viento.

En todas las simulaciones BEM se seleccionan para su consideración:

- Pérdidas de punta de aspa con método PradtI
- Pérdidas de raíz de aspa con método PradtI
- Correcciones 3D

- Correcciones de arrastre de Reynolds
- E interpolación de perfiles alares

Además en la última simulación, se toma en cuenta:

- Potencia regulada por desprendimiento de capa limite
- Transmisión variable
- Corte de velocidad de viento de entrada 2.5[m/s]
- Corte de velocidad de viento de salida 20[m/s]
- Rotación mínima de 400 [rpm]
- Rotación máxima de 580 [rpm]
- Perdidas variables equivalentes a un 20 %
- Y el resto de parámetros se dejan con el valor por defecto

Se puede extraer de los resultados para la pequeña turbina que tendría un coeficiente de potencia (C_p) máximo teórico de 0.44[-] lo que presume una eficiencia de extracción de la energía del viento buena para el tamaño de esta. Además, esta turbina llegaría aproximadamente a 750[W]@ 14[m/s], lo que sería bajo condiciones ideales, y además se llegó a 500[W]@ 10[m/s] de potencia nominal (a la velocidad de trabajo nominal), tal como fue calculado en el programa.

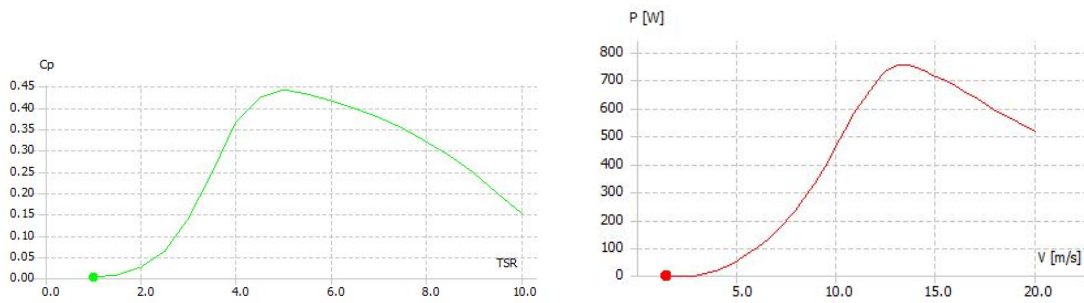


Figura 21: Gráfico Coeficiente de potencia C_p vs TSR (gráfico izquierda), y gráfico de Potencia vs velocidad de viento. Ambos realizados en QBlade. Elaboración propia.

5.10. Diseño CAD

El programa Q-Blade tiene la capacidad de exportar la vista previa tridimensional que se genera al ingresar las dimensiones, ángulos y el perfil alar utilizado para cada sección, lo cual está optimizado por el programa de diseño para maximizar la potencia que se entrega al eje. Esto lo entrega en un formato de texto o .STL, el cual tiene orientación, dimensiones y puede ser abierto por cualquier programa de modelado 3D.

Debido a que se cuenta con la licencia de estudiantes en Autodesk Inventor Professional 2019 (*Autodesk Inventor 2019* (s.f.)), se utiliza dicho software para abrir el archivo de geometría generado (ver figura 23).

Luego de esto, se descarga un modelo gratuito CAD (*GrabCAD* (2020)), el cual cuenta con el centro del rotor, el eje, aspas y una carcasa de la góndola con aleta para darle dirección al viento. Este modelo se escala en tamaño para cumplir con el diámetro del rotor, el centro del rotor se elabora manualmente para que se asiente de buena manera las aspas. Después se agregan las 3 aspas al rotor de nuestro modelo, las cuales se orientan a la posición de funcionamiento para obtener un modelo de la turbina final, donde la góndola, el eje y el centro del rotor son solamente estéticos, que se agregan para formar una mejor idea de la turbina

diseñada, y donde la única parte funcional del modelo son las aspas (ver figura 23).

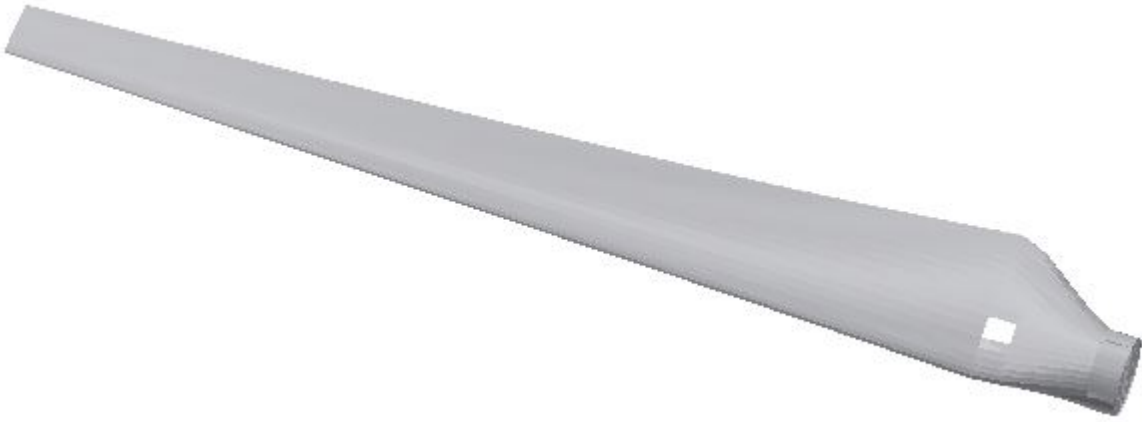


Figura 22: Imagen CAD del alabe de la turbina diseñada de 500[W]. Elaboración propia.

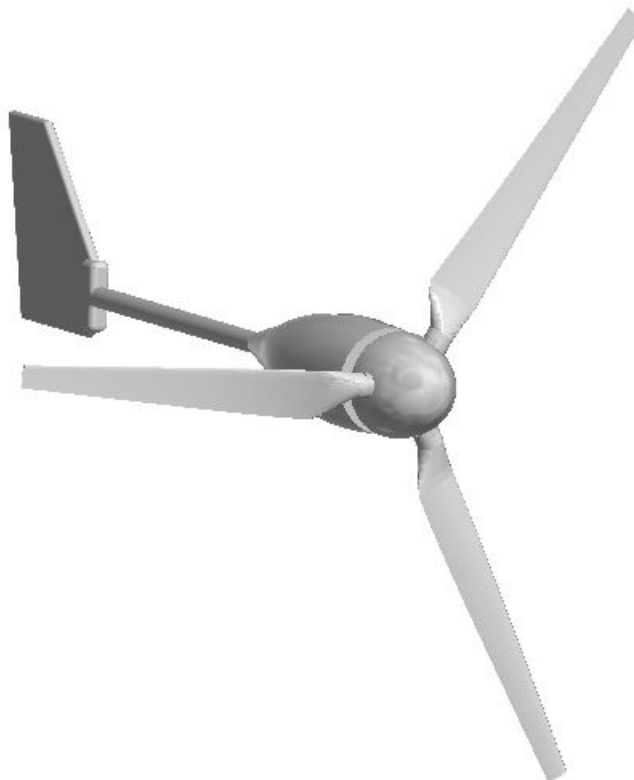


Figura 23: Imagen CAD del aspecto que podría tener la turbina diseñada de 500[W]. Elaboración propia.

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES

Ya finalizado el estudio y diseño de turbinas eólicas de eje horizontal de baja potencia, se pueden extraer las principales conclusiones.

En Chile no hay una herramienta capaz de diseñar de manera eficiente y efectiva de turbinas eólicas de eje horizontal de baja potencia (SHAWT), por lo que este trabajo tiene un atractivo principalmente para un mercado nacional en zonas rurales y costeras. También se investigó sobre las normas para el diseño de estas turbinas, las cuales se preocupan de que estas sean seguras, confiables y de calidad. Principalmente se refieren a la estructura, y solidez de la turbina, que al no realizarse estudios de materiales y diseño estructural de la turbina y solamente un estudio teórico de la geometría y eficiencia de las aspas, no aplica su uso para este análisis.

Se logró desarrollar un programa con una interfaz virtual amigable con el usuario que fuera capaz de implementar un modelo de diseño multifactorial en las turbinas de baja potencia, con el cual se optimiza el coeficiente de potencia y se disminuyen las pérdidas aerodinámicas. También es capaz de facilitar el diseño simplificado con cuerdas lineales y/o ángulo de torcedura lineal o cuadrático. Todo esto usando las ecuaciones propuestas por Manwell.

Este programa fue probado a través de un caso de validación, comparando la turbina "NREL Phase VI" con una recreada con las mismas dimensiones y características, como relación de velocidad de punta, radio del aspa y velocidad de viento nominal. Los resultados de la geometría obteniéndose una turbina con una raíz del error cuadrático medio de la cuerda de 0.007637 [m] y de ángulo de torcedura de 2.25[°]. Esto muestra que la cuerda tiene una gran cercanía a la geometría real, pero el ángulo de torcedura se desvía de la curva real debido a que esta considera en su diseño otros factores de mayor complejidad de manera adicional.

Ambas turbinas se ingresaron en Q-Blade y se realizaron análisis de "Blade Element Momen-

tum”(BEM), los cuales entregaron para ambas turbinas una potencia de salida de 20[kW], pero los coeficientes de potencia (C_p) fueron levemente diferentes, siendo la diseñada por el programa un 3,9 % mayor, lo que muestra que las aspas de la NREL Phase VI le disminuyeron la eficiencia de la turbina a través de sus ángulos de torcedura recién mencionados, a cambio de mejorar otras características de la turbina como torque de partida o funcionamiento en condiciones menos ideales con relaciones de punta de aspa (TSR) distintas a la de diseño.

Se diseñó una turbina de potencia nominal 500[W], a la cuál se seleccionó el perfil alar NACA 4412 debido a su gran desempeño a números de Reynolds bajos, aunque su solidez estructural es pequeña. Esta aspa se diseñó con una cuerda lineal y el ángulo de torcedura óptimo para un TSR de 5[-]. Las simulaciones BEM, dieron como resultado un factor de potencia máximo teórico de 0.44[-], con una potencia nominal de 500[W] y potencia máxima de 750[W]. Estas características la hacen ideal para viviendas que no tengan barreras que obstruyan el viento, como casas rurales o en pequeños pueblos.

Debido a la complejidad, los aspectos constructivos escapan de este trabajo, por lo que solo se puede extraer que deben cumplir con todas las normas para pequeñas turbinas IEC 61400-2, y deben cursar de manera exitosa todos los test propuestos tanto en simulaciones como en pruebas reales.

CAPÍTULO 7

SUGERENCIAS Y TRABAJOS FUTUROS

Se sugiere optimizar el código creado, para que se realicen los cálculos de manera más rápida y efectiva, arreglando cualquier ”bug” que podría haber, llevando a mejorar el funcionamiento y recursos utilizados por el programa. Junto a esto, sería de gran ayuda una interfaz más dinámica que pueda avanzar y retroceder sin necesidad de realizar cálculos en cada proceso de estos y que pueda generar un archivo fácil de importar en Q-Blade, así evitar el ingreso manual de los resultados obtenidos.

MODELO NUMÉRICO PARA EL DISEÑO FACTORIAL DE UNA TURBINA EÓLICA DE EJE HORIZONTAL DE BAJA POTENCIA.

Se puede trabajar a futuro en diseñar y desarrollar el centro del rotor junto con un sistema de anclaje de las aspas acorde al tamaño de la turbina, que sea funcional y con las propiedades aerodinámicas correspondientes. También se puede diseñar la góndola con sus partes internas, el sistema de orientación y la transmisión de la turbina. Después de esto se puede trabajar en la fabricación de la turbina en el mercado Nacional.

Referencias

- Autodesk Inventor 2019*. (s.f.). Descargado de <https://latinoamerica.autodesk.com/>
- BSI. (2014). BSI Standards Publication Wind turbines — part 2: Small Wind Turbines. *IEC 61400*, 1–132.
- Buhl, M. (2012). *Wind Turbine Airfoils*. Descargado de <https://wind.nrel.gov/airfoils/>
- Burton, T., Jenkins, N., Sharpe, D., y Bossanyi, E. (2011). *Wind Energy Handbook*. Descargado de <http://books.google.com/books?hl=en&lr=&id=dip2LwCRCscC&pgis=1>
- Cest, T. C. E. T. (2001). Unsteady Aerodynamics Experiment Phase VI: Wind Tunnel Test Configurations and Available Data Campaigns. (7), 27–28. doi: 10.1186/s12886-016-0364-4
- Comisión Nacional de Energía. (2017). *Anuario estadístico de energía 2017* (Vol. 1; Inf. Téc. n.º 1).
- Fatoyinbo, H. (2013). *Dimensionless Number*. Descargado de <https://www.sciencedirect.com/topics/chemistry/dimensionless-number>
- GrabCAD. (2020). Descargado de <https://grabcad.com/library/small-horizontal-axis-wind-turbine-1>
- IEC. (2019). *IEC 61400*. Descargado de https://en.wikipedia.org/wiki/IEC_61400
- Jain, P. (2010). *Wind Energy Engineering* (n.º 1).
- Leal, P. (2015). *Welcome to Aeropy*. Descargado de <https://aeropy.readthedocs.io/en/latest/>
- Mach Number*. (2019). Descargado de https://en.wikipedia.org/wiki/Mach_number
- Manwell, J., McGowan, J., y Rogers, A. (2009). *Wind Energy Explained*.
- MIT AERO & Astro. (2013). *XFOIL Subsonic Airfoil Development System*. Descargado de <https://web.mit.edu/drela/Public/web/xfoil/>
- NACA airfoil*. (2019). Descargado de https://en.wikipedia.org/wiki/NACA_airfoil

- Owen, R. (2006). *Tkinter Summary*. Descargado de <http://staff.washington.edu/rowen/TkinterSummary.html>
- Python Software Foundation. (2019). *History and License*. Descargado de <https://docs.python.org/3/license.html>
- Qblade Team. (2019). *QBlade, Wind turbine Design and Simulation*. Descargado de www.q-blade.org
- REN21. (2018). *REN21. Renewables 2018-global status report, Paris, REN21 Secretariate; 2018* (Inf. Téc.). doi: 978-3-9818911-3-3
- Reynolds Number. (2019). Descargado de https://en.wikipedia.org/wiki/Reynolds_number
- Root mean square deviation. (2020). Descargado de https://en.wikipedia.org/wiki/Root-mean-square_deviation
- Said, A., Islam, M., Mohiuddin, A. K., y Idres, M. (2019). Performance analysis of a small capacity horizontal axis wind turbine using QBlade. *International Journal of Recent Technology and Engineering*, 7(6), 153–157.
- The Aviation History Online Museum. (2015). *Airfoils and Lift*. Descargado de <http://www.aviation-history.com/theory/airfoil.htm>
- UIUC Applied Aerodynamics Group. (2019). *UIUC Airfoil Data Site*. Descargado de https://m-selig.ae.illinois.edu/ads/coord_database.html
- WIND POWER CAPACITY REACHES 539 GW, 52,6 GW ADDED IN 2017. (2018, 2). Descargado de <https://wwindea.org/blog/2018/02/12/2017-statistics/>

ANEXOS

A. Fórmulas

```
import numpy
def estimar_radio (P, U, C_p=0.3, eta=0.85, rho=1.2250):
    radio=numpy.sqrt(2*P/(U**3*rho*numpy.pi*C_p*eta))
    return (radio)
```

Esta es la primera ecuación del programa donde se importa la librería “numpy”, la cuál calcula y entrega una primera estimación del radio de una HAWT. Para esto se debe ingresar la potencia deseada en Watts, la velocidad del viento ([m/s]) a la cuál se desea esta potencia (velocidad nominal), el coeficiente de potencia que defecto es 0.3[-], la eficiencia de transformación que por defecto se encuentra en 0.85[-] y por último la densidad del aire que debe cambiarse en caso de trabajar en condiciones distintas al estándar (por defecto $1.225[kg/m^3]$ correspondiente a 1[atm] y $15^{\circ}C$).

```
def blade_design (tip_ratio , U, N=10, eliminar=1, T=288.15,
height=100):
    division=numpy.linspace(1/(2*N),1-1/(2*N),N)[eliminar:]
    speed_ratio= division*tip_ratio
    local_phi= (2/3)*numpy.arctan(1/speed_ratio)
    relative_speed= numpy.sqrt(U**2+(speed_ratio*U)**2)
    reynolds_c=aero_module.Reynolds(height , relative_speed ,1)
    local_mach= relative_speed/numpy.sqrt(1.4*287*T)
    return (numpy.array([ division , speed_ratio , local_phi ,
relative_speed , reynolds_c , local_mach ]))
```

MODELO NUMÉRICO PARA EL DISEÑO FACTORIAL DE UNA TURBINA EÓLICA DE EJE HORIZONTAL DE BAJA POTENCIA.

En esta función se calculan distintos parámetros que se necesitan en las funciones de más adelante. Se debe ingresar la razón de velocidad de punta, la velocidad del viento nominal, el número de divisiones del aspa para su diseño (por defecto se utilizan 10), el número de puntos a eliminar desde la raíz debido al centro del rotor, temperatura ambiente en kelvin (por defecto 288.15K), y la altura en metros que es usada para calcular las propiedades del aire (por defecto 100[m]). La función calcula lo siguiente en orden:

- Los puntos medios de las divisiones del aspa (adimensional).
- La razón de velocidad de punta relativa en cada uno de los puntos anteriores.
- El ángulo de entrada de aire relativo en cada punto en radianes.
- La velocidad de viento relativo al perfil alar de cada sección en [m/s].
- El número de Reynolds para cada sección sin considerar la cuerda (a través de `aero_module` de `AeroPy`).
- El número de Mach para cada sección.

Retorna los resultados anteriores en dicho orden en una matriz.

```
def dividir_root_tip (N, root_airfoil , middle_airfoil ,
tip_airfoil , root=0.3 , middle=0.5):
    secciones={}
    x_root=int (N*root)
    x_middle=int (N*(root+middle))
    x=np.linspace (0 ,N-1,N)
    secciones['root']=x[0:x_root] , root_airfoil
    secciones['middle']=x[x_root:x_middle] , middle_airfoil
    secciones['tip']=x[x_middle:] , tip_airfoil
    return (secciones)
```

Esta función separa cada una de las divisiones en secciones del perfil, raíz, media y punta, donde se ingresa el mismo número de divisiones usado, el nombre del archivo del perfil deseado para la raíz, el perfil deseado para la sección media y el perfil de la punta, y además el porcentaje deseado que se le quiere dar a cada sección, viniendo por defecto un 0.3 para la raíz, un 0.5 para la mitad y la diferencia se considera para la punta. Retorna un diccionario con las 3 secciones en las cuales se encuentran los números de parte junto al nombre del archivo de cada perfil.

```
def find_design_alpha ( airfoil , alpha=0, alpha2=10,delta=0.1 ,  
Reynolds=100000, Mach=0, iteration=100, NACA=False ,  
PANE=True , GDES=False ):  
    lib2={}  
    ratio2=0  
    lista=[]  
    alfas=[]  
    while True:  
        lib1=xfoil_module.find_coefficients( airfoil , alpha ,  
Reynolds=Reynolds , Mach=Mach, iteration=iteration ,  
NACA=NACA, delete=True , PANE=PANE, GDES=GDES)  
        try:  
            ratio1=lib1[ 'CL' ]/ lib1[ 'CD' ]  
        except:  
            ratio1=-numpy.infty  
        if ratio1>ratio2 and lib1[ 'CL' ]!=None:  
            ratio2=ratio1  
            lib2=lib1.copy()  
        alpha=alpha+delta  
        if alpha>alpha2:
```

```
        break
    lista.append(ratio1)
    alfas.append(alpha)
    lib2['ratio']=ratio2
    return (lista, alfas, lib2)
```

Esta función utiliza xfoil_module de AeroPy, el cual interactúa con XFOIL para obtener coeficientes de sustentación y arrastre para un ángulo de ataque determinado. Luego busca el ángulo de ataque de diseño, es decir, el que tenga una relación de sustentación-arrastre mayor.

- alpha es donde empieza a buscar el ángulo óptimo.
- alpha2 es donde termina a buscar el ángulo óptimo.
- delta es el delta de ángulo para el cual se busca.
- Reynolds es el número de Reynolds que se necesita, debe seleccionarse porque SOLO FUNCIONA PARA EL CASO VISCOSO!!!!
- Mach es el numero de Mach, para casos de flujo compresible, si es 0 no se considera.
- iteration es el numero de iteraciones máxima de XFOIL para encontrar los valores.
- NACA, si es True para cuando se ingresa un perfil de la familia Naca, los cuales se generan automáticamente.
- PANE True utiliza el método del panel que busca los mejores puntos que representan la geometría.
- GDES mejora la geometría en caso de que los puntos que hay no generan una buena forma.

Entrega una lista con las razones de Sustentación/Arrastre, una lista con los alfas probados y la librería con las características del perfil.

```
def invisc_chord (parametros , C_lift , radio , B=3):  
    chord_invisc=(8*numpy.pi*parametros[0]*(1  
    -numpy.cos(parametros[2]))/(B*c_lift))*radio  
    return (chord_invisc)
```

Devuelve una lista con las cuerdas para un caso no viscoso, con un coeficiente de lift constante o una lista o array para cada uno de los puntos del aspa, parametros es extraído de la función blade_design, radio es el radio del rotor y B es el número de palas.

```
def optimal_chord (airfoil , radio , parametros , itera=3,  
c_lift=1, B=3, alpha=0, alpha2=10, delta=0.1, Mach=False ,  
iteration=100, NACA=False , PANE=True , GDES=False):  
    if Mach is True:  
        mach=parametros[5]  
    else:  
        mach=0  
    chord1=(8*numpy.pi*parametros[0]*(1  
    -numpy.cos(parametros[2]))/(B*c_lift))*radio  
    for i in range (0,itera):  
        reynolds1=parametros[4]*chord1  
        lib1= find_design_alpha (airfoil , alpha=alpha ,  
        alpha2=alpha2 , delta=delta , Reynolds=reynolds1 ,  
        Mach=mach, iteration=iteration , NACA=NACA, PANE=PANE,  
        GDES=GDES)[2]  
        lib1[ 'airfoil ']=airfoil  
        lib1[ 'Reynolds ']=reynolds1  
        c_lift=lib1[ 'CL ']  
        alpha=lib1[ 'alpha ']-3*delta  
        alpha2=lib1[ 'alpha ']+3*delta
```

```
chord1=(8*numpy.pi*parametros[0]*  
(1-numpy.cos(parametros[2]))/(B*c_lift))*radio  
lib1['radio']=radio*parametros[0]  
return (chord1, lib1)
```

Calcula la cuerda óptima después de iterar (“itera veces”) para converger a un Reynolds representativo, usualmente no se requiere itera >3 para converger a la cuerda óptima. Se ingresan valores ya explicados anteriormente y además c_lift que es el coeficiente de sustentación con el cual empieza la iteración, y si Mach es True, se considera el calculo de flujo compresible. Entrega la cuerda y el diccionario de valores que además incluye el nombre del perfil y su reynolds.

```
def all_chords (secciones, radio, parametros, itera=3, c_lift=1,  
B=3, alpha=0, alpha2=10, delta=0.1, Mach=False, iteration=100,  
NACA=False, PANE=True, GDES=False):  
    chord=numpy.zeros(len(parametros[0,:]))  
    posicion=numpy.zeros(len(parametros[0,:]))  
    data={}  
    for i in secciones:  
        for j in secciones[i][0]:  
            chord1=optimal_chord(secciones[i][1], radio,  
parametros[:,int(j)], itera=itera, c_lift=c_lift,  
B=B, alpha=alpha, alpha2=alpha2, delta=delta,  
Mach=Mach, iteration=iteration, NACA=NACA,  
PANE=PANE, GDES=GDES)  
            chord[int(j)]= chord1[0]  
            chord1[1]['chord']=chord1[0]  
            data['seccion '+str(int(j))]=chord1[1]  
    return (chord, data)
```

En esta función se ingresa con datos anteriores y además con secciones que es el diccionario obtenido de `dividir_root_tip`, y con parámetros que es lo que retorna la función `blade_design`. Con estos valores se calcula y entrega una lista con la cuerda en cada punto del aspa, y también entrega un diccionario con los diccionarios de cada sección, los cuales incluyen: ángulo de ataque, coeficiente de sustentación y de arrastre, centro de masa relativo, entre otros.

```
def data_extract ( data ) :
    c_l= numpy . zeros ( len ( data ) )
    c_d= numpy . zeros ( len ( data ) )
    alfas= numpy . zeros ( len ( data ) )
    i=0
    for x in data :
        c_l [ i ]= data [ x ] [ ' CL ' ]
        c_d [ i ]= data [ x ] [ ' CD ' ]
        alfas [ i ]= data [ x ] [ ' alpha ' ]
        i +=1
    return ( c_l , c_d , alfas )
```

Esta es una función auxiliar que extrae los coeficientes de sustentación y de arrastre, junto al ángulo de ataque de los diccionarios y los entrega cada uno en su respectivo arreglo.

```
def ease_manufacture ( chord , data , parametros , radio , secciones ,
    ease_chord=True , ease_pitch=True , iteracion=10 , B=3 , ajuste=1 ,
    cl_max=1.2 , start=0.2 , Reynolds=True , Mach=False , iteration=100 ,
    NACA=False , PANE=True , GDES=False ) :
    c_l , c_d , alfas = data_extract ( data )
    phi=parametros [ 2 ]
    thetas=phi - numpy . radians ( alfas )
    data = {}
    start2=int ( numpy . round ( len ( parametros [ 0 ] ) * start , 0 ) )
    if ease_chord is True :
```

```

        fixed=numpy.polyfit( parametros[0][ start2 : ],
                                chord[ start2 : ],1)
        chord=parametros[0]* fixed[0]+fixed[1]* ajuste
    if Reynolds==True:
        reynolds_fixed=numpy.round( parametros[4]* chord ,0)
    else:
        reynolds_fixed=numpy.zeros( len( parametros[0]))
    if Mach==True and Reynolds==True:
        mach=parametros[5]
    else:
        mach=numpy.zeros( len( parametros[5]))
    if ease_pitch is True:
        curve=numpy.polyfit( parametros[0][ start2 : ],
                                thetas[ start2 : ],2)
        thetas=curve[0]* parametros[0]**2+curve[1]*
                                parametros[0]+curve[2]
        solidity=B*chord/(numpy.pi*2*parametros[0]*radio)
        F=2/numpy.pi*numpy.arccos( numpy.exp( -(B/2*
        (1-parametros[0]))/( parametros[0]*numpy.sin( phi ) ) ) ) )
        a_if=1/(1+(4*F*numpy.sin( phi )**2)/( solidity*c_l
                                *numpy.cos( phi ) ) )
        a_if2=1/((4*F*numpy.cos( phi ))/( solidity*c_l)-1)
    for k in range( iteracion ): ***
        alfas=numpy.degrees( phi-thetas )
        for i in secciones:
            for j in secciones[i][0]:
                j=int(j)
                lib1=xfoil_module.find_coefficients( secciones[i]

```

```

[1], alfas[j], Reynolds=reynolds_fixed[j],
Mach=mach[j], iteration=iteration, NACA=NACA,
delete=True, PANE=PANE, GDES=GDES)
if lib1['CL'] is not None:
    c_l[j]=lib1['CL']
    c_d[j]=lib1['CD']
lib1['chord']=chord[j]
try:
    lib1['ratio']=lib1['CL']/lib1['CD']
except:
    pass
lib1['airfoil']=secciones[i][1]
data['seccion'+str(int(j))]=lib1
c_t=solidity*(1-a_if)**2*(c_l*numpy.cos(phi)+
    c_d*numpy.sin(phi))/numpy.sin(phi)**2
a_if[c_t<0.96]=1/(1+(4*F[c_t<0.96]*numpy.sin(
    phi[c_t<0.96])**2)/(solidity[c_t<0.96]*c_l[c_t<0.96]
    *numpy.cos(phi[c_t<0.96])))
a_if[c_t>0.96]=(1/F[c_t>0.96])*(0.143)+numpy.sqrt(0.0203
    -0.6427*(0.889-c_t[c_t>0.96]))
a_if2=1/((4*F*numpy.cos(phi))/(solidity*c_l)-1)
phi=numpy.arctan((1-a_if)/(parametros[1]*(1+a_if2)))
F=2/numpy.pi*numpy.arccos(numpy.exp(-(B/2*(1-
parametros[0])/(parametros[0]*numpy.sin(phi)))))
***
Clift=numpy.round((8*numpy.pi*parametros[0]*(1-
    numpy.cos(phi))/(B*chord))*radio,2)
Clift[Clift>cl_max]=cl_max

```

```
    if ease_chord is True and ease_pitch is False:
for i in secciones: ***
    for j in secciones[i][0]:
        j=int(j)
        clift_origin=Clift[j]
        while True:
            data2=xfoil_module.find_Clift(secciones[i][1],
            Clift[j], Reynolds=reynolds_fixed[j],
            Mach=mach[j], iteration=iteration, NACA=NACA,
            delete=True, PANE=PANE, GDES=GDES)
            if data2['CL']!= None and data2['CD']!=
                None or (clift_origin-Clift[j])>0.1:
                    break
            else:
                Clift[j]=Clift[j]-0.01
        data2['delta Clift']=numpy.round(clift_origin
                                          -Clift[j],2)
        data2['chord']=chord[j]
        try:
            data2['ratio']=data2['CL']/data2['CD']
        except:
            pass
        data2['airfoil']=secciones[i][1]
        alfas[j]=data2['alpha']
        data['seccion'+str(int(j))]=data2
        ***
    return (chord, data, alfas, thetas)
```

Esta es la función de facilidad de manufacturación, la cuál tiene como objetivo realizar sim-

plificaciones de diseño. En esta función entran las siguientes nuevas variables:

- `ease_chord` cuando es `True` linealiza la cuerda
- `ease_pitch` cuando es `True` deja el ángulo de torcedura en una función cuadrática
- `iteracion` es el número de iteraciones sobre el ángulo de viento relativo
- `ajuste` es un factor que multiplica el intercepto de la cuerda
- `cl_max` es el coeficiente de sustentación máximo permitido para así evitar ángulos de ataques muy elevados o que el programa no logre converger
- `start=0.2` es el porcentaje de la pala que se quiere dejar fuera de la linealización.
- `Reynolds` en este caso si es `True` es flujo viscoso, No funciona `False` y `ease_pitch True`.

Linealiza las cuerdas obtenidas en `all_chord` para el caso viscoso y `invisc_chord` para el caso no viscoso (ingresarlo en “chord”), y entrega las cuerdas resultantes para facilidad de fabricación (si esta activada), junto a sus diccionarios de datos correspondientes, una lista de ángulos de ataque obtenidos para cada sección y una lista de los ángulos de torcedura obtenidos. `xfoil_module.find_Clif` es una función de elaboración propia sobre la librería de AeroPy.

Cabe destacar que se realizaron algunas modificaciones menores a funciones de las librerías de AeroPy para mejorar la funcionalidad y flexibilidad de las funciones anteriores.