



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BAJA CALIFORNIA

FACULTAD DE INGENIERÍA

**PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN
CIENCIAS E INGENIERÍA**

***DISEÑO Y ANÁLISIS DE UN ÁLABE UTILIZANDO
MATERIALES COMPUESTOS PARA UN
AEROGENERADOR DE BAJA POTENCIA.***

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:

JESÚS ÁNGEL ROCHA MORALES

DIRECTOR: Dr. ALEXIS ACUÑA RAMÍREZ

CODIRECTOR: Dr. PEDRO FRANCISCO ROSALES ESCOBEDO

MEXICALI, BAJA CALIFORNIA, MÉXICO

2019

RESUMEN

La creciente tendencia en la instalación de turbinas eólicas de baja potencia en zonas urbanas ha creado un pequeño mercado para la industria y la investigación. En este trabajo se presenta un estudio a diferentes perfiles alares para el diseño de un pequeño aerogenerador de baja potencia o SWT por sus siglas en inglés (Small Wind Turbine). El diseño está basado según el estándar IEC 61400-2, de tipo de eje horizontal de álabes fijos con una potencia nominal de $5kW$.

Dicho trabajo consta de dos etapas, diseño y simulaciones.

Para la primera etapa se consideraron cinco perfiles alares típicos utilizados en aerogeneradores comerciales, a los cuales, por medio de la teoría de elemento de álabe (BET), se les hizo un análisis matemático para determinar el más óptimo. Con el perfil alar seleccionado se continuó con el modelado 3D del álabe haciendo uso de herramientas de diseño asistido por computadora CAD (Computer Assisted Design).

La segunda etapa se dividió en tres sub-etapas: simulación de rendimiento aerodinámico, simulación estructural y simulación energética. Para calcular el rendimiento del aerogenerador se utilizó la dinámica de fluidos computacional CFD (Computational Fluid Dynamics) con ayuda de paquete de software ANSYS, con los datos resultantes se realizó el análisis estructural al álabe constituido por laminados de material compuesto de fibra de vidrio y resina epoxi. Con los datos del rendimiento aerodinámico se obtuvo su curva de potencia la cual fue necesaria para la simulación energética utilizando el software TRNSys.

ÍNDICE

RESUMEN	i
ÍNDICE	ii
ÍNDICE DE TABLAS	iv
ÍNDICE DE FIGURAS	iv
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN	1
1.1 Planteamiento del Problema	1
1.1.1 Antecedentes.....	1
1.1.2 Formulación del Problema y Justificación.....	3
1.2 Objetivos de la Investigación.....	3
1.2.1 Objetivo General.....	3
1.2.2 Objetivos Específicos	3
CAPÍTULO II: MARCO CONTEXTUAL	4
2.1 Problemática Energética	4
2.2 Energías Renovables.....	5
2.2.1 La Importancia de Usar Energías Renovables	6
2.3 Situación en México	6
2.4 Energía Eólica.....	7
2.4.1 El Recurso del Viento	7
2.4.2 La Evolución de la Energía Eólica	9
2.4.3 Situación Actual.....	11
2.4.4 La Energía Eólica en México	11
2.5 Turbinas Eólicas.....	13
2.6 Álabes de un Aerogenerador	14

CAPÍTULO III: MARCO TEÓRICO.....	16
3.1 Conversión de Energía Eólica.....	16
3.2 Teoría de Momento de Elemento de Álabes (BEMT)	21
3.3 Método De Elemento Finito (FEM).....	22
3.3.1 Descripción General.	23
3.3.2 Método.....	24
3.4 Introducción a ANSYS	26
3.4.1 Análisis CFD.....	26
CAPÍTULO IV: METODOLOGÍA	28
4.1 Hipótesis	28
4.2 Sujeto de Investigación	28
4.3 Metodología	29
4.4 Modelo Matemático.....	29
4.5 Análisis Aerodinámico-Estructural.....	30
4.6 Análisis Energético.....	32
CAPÍTULO V: DESARROLLO Y RESULTADOS	34
5.1 Resumen.....	34
5.2 Planteamiento del Problema	35
5.3 Propuestas de Parámetros	35
5.4 Resultados Teóricos-Analíticos.....	35
5.4.1 Selección de Perfiles Alares	35
5.4.2 Resultados De Diseño	37
5.5 Modelado 3D.....	41
5.6 Resultados de la Simulación	42

5.6.1 Simulación Aerodinámica-Estructural	42
5.6.2 Análisis Energético:	49
CAPÍTULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	56
ANEXOS	58
BIBLIOGRAFÍAS	59

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1: Parámetros de diseño.</i>	29
<i>Tabla 2: Valores de salida</i>	30
<i>Tabla 3: Parámetros de entrada</i>	35
<i>Tabla 4: Cálculos Comunes</i>	37
<i>Tabla 5: Resultados de Diseño Preliminares</i>	37
<i>Tabla 6: Coeficiente de potencia para cada perfil alar</i>	38
<i>Tabla 7: Secciones del Álabes</i>	40
<i>Tabla 8: Parámetros para la creación del mallado para el estator y el rotor.</i>	44
<i>Tabla 9: En la tabla se muestran los parámetros de inicio para cada una de las corridas de la simulación aerodinámica.</i>	45
<i>Tabla 10: Propiedades de elasticidad ortotrópica del material “Epoxy E-Glass Wet”.</i>	47

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1: Fuentes de energía en México para el año 2017 [18].</i>	7
<i>Figura 2: El cambio gradual de la generación de energía eólica entre las regiones del mundo [26].</i>	10
<i>Figura 3: Potencia instalada y generación eléctrica de SEN sin productores independientes [31].</i>	12

Figura 4: En la figura se muestran diferentes modelos de aerogeneradores comerciales [34].	13
Figura 5: En la figura se muestra un álabe y las fuerzas aerodinámicas actuando sobre él [39].	17
Figura 6: En la gráfica se aprecia el coeficiente de sustentación aerodinámica (azul) y el coeficiente de arrastre aerodinámico (amarillo) del perfil alar A18 con un número de Reynolds asociado de 100,000 [40].	19
Figura 7: En la figura se muestra la gráfica del parámetro de forma (K) en función de la razón de velocidad de la punta (λ) [41].	19
Figura 8: En la figura se muestra un ejemplo de BEMT.	22
Figura 9: Diagrama de flujo que indica la secuencia utilizada por el programa en Wolfram Mathematica para calcular los parámetros de la geometría del álabe.	30
Figura 10: En la figura se muestra un diagrama de flujo de la simulación de elemento finito, utilizado por Workbench ANSYS 19 para un análisis aerodinámico-estructural a un álabe fabricado con material compuesto.	31
Figura 11: La figura muestra un diagrama de conexiones de los Types utilizados por TRNSys para la simulación de un aerogenerador, en el cual introduce la información del clima de un cierto periodo de tiempo a un aerogenerador, el cual debe especificarse su curva en un archivo externo, la salida del aerogenerador es desplegado en pantalla por el Type65c.	33
Figura 12: En esta gráfica se muestra el coeficiente de sustentación aerodinámica (CL) en función del ángulo de ataque para los perfiles NACA4415, NACA63A210, BW3 y A18 según The UIUC Airfoil Data Site[https://m-selig.ae.illinois.edu/ads.html].	36
Figura 13: En esta gráfica se muestra el coeficiente de arrastre aerodinámico (CD) en función del ángulo de ataque para los perfiles NACA4415, NACA63A210, BW3 y A18 según The UIUC Airfoil Data Site[https://m-selig.ae.illinois.edu/ads.html].	36
Figura 14 : En esta gráfica se presentan los ángulos de torsión ideales para cada sección a lo largo del álabe para los perfiles alares NACA4415, NACA63A210, BW3 y A18.	38
Figura 15: En esta gráfica se presentan la longitud de cuerda para cada sección a lo largo del álabe para los perfiles alares NACA4415, NACA63A210, BW3 y A18.	38
Figura 16: En esta gráfica se muestra la generación de potencia en relación a la velocidad del viento para cada perfil alar, además se indica el límite de Betz.	39
Figura 17: En la gráfica se muestra el coeficiente de conversión de potencia contra la velocidad del viento para cada perfil alar, además se incluye la constante de Betz.	39

<i>Figura 18: La gráfica las fuerzas aerodinámicas que actúan sobre el álabes, la línea continua indica el torque el cual se convertirá en la potencia de salida, y la línea punteada indica el empuje el cual se convertirá en carga estructural.</i>	41
<i>Figura 19: En la figura se muestra la geometría del perfil alas A18</i>	41
<i>Figura 20: Modelado 3D del álabes con torsión y perfil alar A18 realizado con ayuda de herramientas CAD.</i>	42
<i>Figura 21: En la figura de la izquierda se tiene el estator, en el cual se introducen los parámetros del fluido, en este caso es aire a una velocidad V y una presión P. En la figura de la derecha se tiene el rotor el cual estará girando dentro del estator a una velocidad angular W.</i>	43
<i>Figura 22: En la figura se muestra la geometría de superficies del álabes, esta geometría es necesaria en la elaboración de los laminados de material compuesto.</i>	43
<i>Figura 23: En la figura se muestra la malla del estator a la izquierda y el rotor a la derecha, éstas son utilizadas para el análisis aerodinámico de elemento finito.</i>	44
<i>Figura 24: En la figura se muestra la curva característica del aerogenerador (línea continua) obtenida por medio de la simulación, la línea punteada representa el límite de Betz y la línea de rayas es la curva obtenida analíticamente.</i>	45
<i>Figura 25: En la gráfica se muestra el coeficiente de potencia (CP) contra la velocidad del viento (V_w). La línea punteada representa el límite de Betz, la línea de rayas es el CP obtenido analíticamente y la línea continua es el CP obtenido por medio de la simulación.</i>	46
<i>Figura 26: En la figura se muestra la presión (Pascuales) ejercida por el viento sobre la superficie del álabes.</i>	46
<i>Figura 27: En la Figura se muestra la distribución de espesor de los laminados a lo largo del álabes.</i>	47
<i>Figura 28: En las figuras se muestra el resultado del análisis estructural. La figura superior muestra el máximo esfuerzo principal y la figura inferior muestra la deformación total.</i>	48
<i>Figura 29: En la figura se muestra el factor de falla en base al criterio del máximo esfuerzo principal y de Tsai-Wu, con un máximo de 0.77.</i>	48
<i>Figura 30: En la figura se muestran las gráficas de la velocidad del viento (línea roja) en m/s, la potencia generada (línea naranja) en Watts, y la potencia acumulada (línea rosa) en $W \cdot h \times 100$ para el mes de enero.</i>	49
<i>Figura 31: En la figura se muestran las gráficas de la velocidad del viento (línea roja) en m/s, la potencia generada (línea naranja) en Watts, y la potencia acumulada (línea rosa) en $W \cdot h \times 100$ para el mes de febrero.</i>	50

Figura 32: En la figura se muestran las gráficas de la velocidad del viento (línea roja) en m/s, la potencia generada (línea naranja) en Watts, y la potencia acumulada (línea rosa) en $W\backslash h \times 100$ para el mes de marzo.	50
Figura 33: En la figura se muestran las gráficas de la velocidad del viento (línea roja) en m/s, la potencia generada (línea naranja) en Watts, y la potencia acumulada (línea rosa) en $W\backslash h \times 100$ para el mes de abril.	51
Figura 34: En la figura se muestran las gráficas de la velocidad del viento (línea roja) en m/s, la potencia generada (línea naranja) en Watts, y la potencia acumulada (línea rosa) en $W\backslash h \times 100$ para el mes de mayo.	51
Figura 35: En la figura se muestran las gráficas de la velocidad del viento (línea roja) en m/s, la potencia generada (línea naranja) en Watts, y la potencia acumulada (línea rosa) en $W\backslash h \times 100$ para el mes de junio.	52
Figura 36: En la figura se muestran las gráficas de la velocidad del viento (línea roja) en m/s, la potencia generada (línea naranja) en Watts, y la potencia acumulada (línea rosa) en $W\backslash h \times 100$ para el mes de julio.	52
Figura 37: En la figura se muestran las gráficas de la velocidad del viento (línea roja) en m/s, la potencia generada (línea naranja) en Watts, y la potencia acumulada (línea rosa) en $W\backslash h \times 100$ para el mes de agosto.	53
Figura 38: En la figura se muestran las gráficas de la velocidad del viento (línea roja) en m/s, la potencia generada (línea naranja) en Watts, y la potencia acumulada (línea rosa) en $W\backslash h \times 100$ para el mes de septiembre.	53
Figura 39: En la figura se muestran las gráficas de la velocidad del viento (línea roja) en m/s, la potencia generada (línea naranja) en Watts, y la potencia acumulada (línea rosa) en $W\backslash h \times 100$ para el mes de octubre.	54
Figura 40: En la figura se muestran las gráficas de la velocidad del viento (línea roja) en m/s, la potencia generada (línea naranja) en Watts, y la potencia acumulada (línea rosa) en $W\backslash h \times 100$ para el mes de noviembre.	54
Figura 41: En la figura se muestran las gráficas de la velocidad del viento (línea roja) en m/s, la potencia generada (línea naranja) en Watts, y la potencia acumulada (línea rosa) en $W\backslash h \times 100$ para el mes de diciembre.	55
Figura 42: En la figura se muestran las gráficas de la velocidad del viento (línea roja) en m/s, la potencia generada (línea naranja) en Watts, y la potencia acumulada (línea rosa) en $kW\backslash h$ para un año.	55

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

1.1 Planteamiento del Problema

1.1.1 Antecedentes

En los últimos años ha habido un notable crecimiento en la instalación de aerogeneradores de baja potencia, con una capacidad de generación global de 830 *MW* para finales del 2014 según [1][2]. También se estima que para el 2020 haya una capacidad instalada de 2000 *MW*. Esta tendencia crea un pequeño mercado para la industria e investigación de aerogeneradores de baja potencia o SWT (Small Wind Turbine).

En México hay un bajo desarrollo de esta tecnología. Según el informe del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN 2018) [3] nos indica que en México se ubican 45 centrales eólicas cuya capacidad instalada alcanza los 4,199 *MW* que representa el 6% de la capacidad total instalada, y que para el 2017 generaron un 3% del total nacional (10,620 *GWh*). A pesar de esto México tiene un potencial estimado de energía eólica de más de 40,000 *MW* considerando un factor de capacidad de 20-

25% como lo indica la SENER [4], con lo cual podemos concluir que hay una gran capacidad de desarrollo para esta tecnología en nuestro país.

Las principales barreras que presentan los grandes aerogeneradores en tierra es la disponibilidad de sitios para su instalación, el impacto de la calidad de la red eléctrica, la aceptabilidad pública y las pérdidas en la transmisión y distribución de electricidad a los consumidores. Una solución para esta problemática es el uso de los SWT[5].

Algunas ventajas de los SWT es que son amigables con el medio ambiente, rentables e ideales para satisfacer la las demandas de electricidad de los hogares para iluminación, también son más atractivos para sistemas de generación distribuida[6][7][8].

Algunas de las problemáticas presentes en los SWT son la ausencia en la optimización de los costos, deficiencia en la conversión eléctrica, pocos cuidados en la optimización del peso, cargas de diferentes naturalezas experimentadas por los SWT, álabes poco optimizados debido a seguir tendencias de los grandes aerogeneradores y la poca investigación realizada para los SWT [8][9].

Un factor que también es importante para los SWT es que son diseñados para una velocidad de viento fija, a diferencia de los grandes aerogeneradores que tienen un control de “Pitch”, esto provoca que la mayoría del tiempo no opere en las condiciones de diseño, bajando así su rendimiento [8][10].

Otro problema que presentan es un bajo coeficiente de potencia (C_p) debido a un bajo rendimiento aerodinámico consecuencia de un bajo número de Reynolds. Los C_p para estos aerogeneradores es de alrededor de $< (0.46 - 0.48)$ para un buen diseño de rotor, en contraposición a un $C_p > 0.50$ para HAWT de gran tamaño (MW) [11].

1.1.2 Formulación del Problema y Justificación

Con este trabajo se busca mejorar el coeficiente de potencia de un SWT en base a la optimización del álabe. Esto se pretende lograr mejorando el rendimiento aerodinámico por medio de análisis matemáticos, así como optimizando el peso al utilizar materiales compuestos en la fabricación.

Este trabajo consta de dos etapas, la primera es el diseño geométrico por medio análisis matemático y el modelado con la ayuda de software CAD (Computer Assisted Design), la tercera es un análisis de elemento finito con ayuda de software para refinar el diseño y por último un análisis energético con ayuda de simulación.

1.2 Objetivos de la Investigación

1.2.1 Objetivo General

Diseñar un álabe para un aerogenerador de baja potencia utilizando material compuesto para incrementar el coeficiente de potencia (CP).

1.2.2 Objetivos Específicos

- ✓ Investigar los diferentes perfiles alares más usuales en el mercado, y los materiales para su fabricación.
- ✓ Delimitar los parámetros o variables que servirán de criterio para la selección de los perfiles alares y materiales. Así como la selección de los propios perfiles y los materiales.
- ✓ Determinar analíticamente el perfil alar más óptimo.
- ✓ Hacer simulaciones aerodinámicas al perfil alar con la ayuda de software especializado.
- ✓ Hacer simulación estructural al perfil alar con la ayuda de software especializado.
- ✓ Hacer simulación energética al aerogenerador con el perfil alar seleccionado.

CAPÍTULO II: MARCO CONTEXTUAL

2.1 Problemática Energética

El sistema de energía eléctrica tiene un papel importante en la sociedad moderna, de igual manera un suministro confiable de electricidad es vital para el progreso industrial [12]. Las principales fuentes de generación de energía eléctrica son los combustibles fósiles, energía nuclear y distintas fuentes de energías renovables, como la hidráulica, la solar y eólica.

Desde la segunda guerra mundial la demanda de energía ha aumentado considerablemente. La fracción más alta corresponde al combustible fósil: petróleo, seguido por el carbón y gas natural; que aumentó en más de 280% cada uno. La energía hidroeléctrica aumentó en un 500% durante el mismo período. Sin embargo, su participación es todavía mucho menor que la de los combustibles fósiles. La energía nuclear también ha contribuido significativamente, pero en los últimos 5 años se ha estabilizado, posiblemente debido a una mayor conciencia pública de los riesgos

asociados a ella, a raíz de los accidentes en las centrales nucleares como la que ocurrió en Fukushima en 2011. El crecimiento en el consumo de otras fuentes de energía renovable aumentó en los últimos 10 años. Sin embargo, su proporción es aún insignificante (<7%), en comparación con cualquier otra fuente de energía [12].

Debido al crecimiento de la población mundial la demanda de energía ha ido en aumento, aunado al uso insostenible de las reservas de la energía fósil se requiere una utilización más eficiente de los recursos, además del desarrollo y la mejora de las tecnologías de energía renovable [13].

2.2 Energías Renovables

Las energías renovables se pueden subdividir en energías (energía solar, energía eólica, energía hidráulica, etc.) y combustibles (hidrógeno, bioetanol, biodiesel, biogás, etc.) [14].

Según el informe de la Agencia Internacional de Energía (AIE), la distribución de la generación eléctrica mundial es:

- Derivados del petróleo 5.6%.
- Gas natural 20.9%.
- Carbón 41.5%.
- Energía nuclear 13.8%.
- Energía hidráulica 15.6 %.
- Otros recursos 2.6% [15].

Actualmente, los países de América del Norte tienen la siguiente capacidad instalada de energía eólica: EE.UU. (47 GW), Canadá (5.27 GW) y México (0.57 GW). Entre todos los estados de EE. UU., Texas tiene la capacidad instalada más alta de 10.34 GW, seguida de Iowa con 4.32 GW y California con 3.93 GW. Las menores capacidades instaladas se encuentran en Nuevo México con 750 MW y Arizona con 138 MW. Durante 2003, en el estado de Arizona, se produjo un conjunto de mapas de energía eólica de alta resolución para evaluar los sitios más prometedores para el desarrollo eólico [16].

2.2.1 La Importancia de Usar Energías Renovables

La importancia de las energías renovables es mayor al considerar la duración limitada del uso de los recursos de combustibles fósiles para satisfacer una gran parte de la demanda mundial de energía, además de los daños que los combustibles fósiles ocasionan al medio ambiente. En este caso, la energía renovable en el mundo es un tema de investigación sustancial y acelera su mejora día a día. Especialmente, Europa es el pionero del uso de fuentes de energía renovable en lugar de utilizar combustibles fósiles. Junto con el avance de la tecnología, el uso de energía renovable ha aumentado y la calidad de la energía de estas fuentes ha mejorado. Después de las mejoras tecnológicas y la tasa de crecimiento de la demanda de energía, el interés de la energía eólica ha aumentado para todos los países. Los sistemas de conversión de las turbinas eólicas aumentan seriamente en la generación de energía eléctrica. Como resultado de la preocupación por la calidad de la energía de los sistemas eléctricos, la sensibilidad de los consumidores se ha incrementado a un interés creciente. La importancia de los recursos de energía renovable se realiza teniendo en cuenta la duración limitada del uso de recursos de combustibles fósiles que dañan el medio ambiente. Hoy en día, la necesidad de energía ha ido aumentando a diario con el crecimiento de la población y los avances de la tecnología. Por lo tanto, la búsqueda de nuevos recursos energéticos se convierte en un tema muy importante para todo el mundo [17].

2.3 Situación en México

México es una de las economías más diversas y más grandes de América Latina con un alto potencial para el despliegue de energías renovables, en particular la energía solar y eólica, con potenciales relevantes para la bioenergía, la energía hidroeléctrica y la geotérmica [18].

Las principales fuentes de generación de electricidad en México se muestran en la Figura **1Error! Reference source not found.**: ciclo combinado 50%, termoeléctrica 13%, carbón 9%, turbogas 9%, combustión interna y lecho fluidizado 3%, hidroeléctrica 10%, nucleoelectrica 3%, eólica 3%, otros 5% [18].

GRÁFICO 2.2.5. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR TIPO DE TECNOLOGÍA 2017

(Porcentaje)

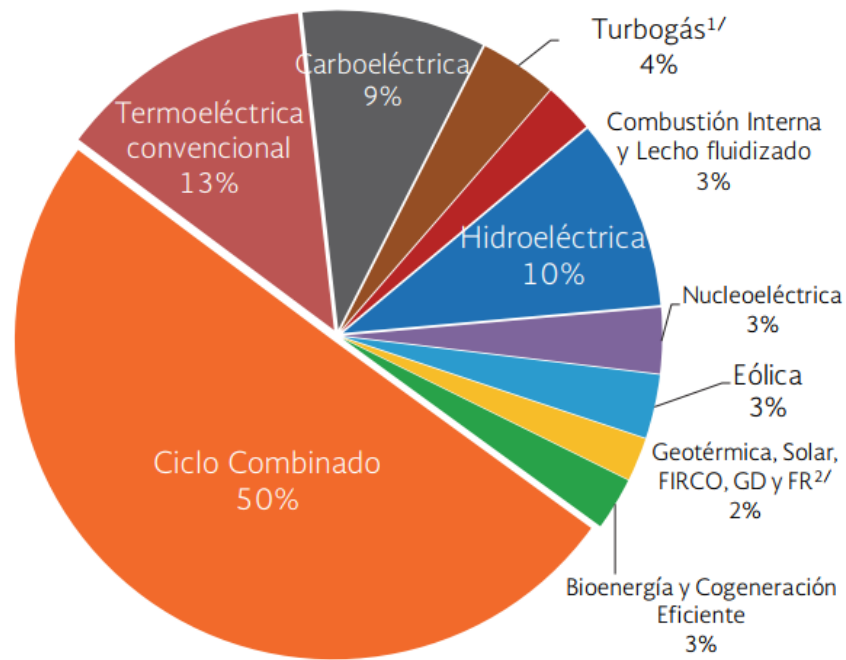


Figura 1: Fuentes de energía en México para el año 2017 [18].

2.4 Energía Eólica

2.4.1 El Recurso del Viento

Los vientos son movimientos de masas de aire en la atmósfera a gran escala. Estos movimientos de aire se crean a escala global, principalmente, debido al distinto calentamiento de la atmósfera terrestre por el sol. Por tanto, la energía eólica puede considerarse como una forma indirecta de energía solar [19].

El viento, considerado como recurso energético y desde el punto de vista de su disponibilidad como suministro, tiene sus características específicas: es una fuente con sustanciales variaciones temporales, a pequeña y gran escala de tiempo, y espaciales,

tanto en superficie como en altura, contando además con una componente aleatoria que afecta en gran parte a su variación total. Al mismo tiempo, hay que considerar que la energía eólica disponible por la unidad de área expuesta al viento es proporcional al cubo de la velocidad, por lo que pequeñas variaciones en la velocidad del viento conllevan sensibles variaciones en la energía suministrada [20].

2.4.1.1 Las Ventajas de La Energía Eólica.

Algunas ventajas de la energía eólica como se indica en [21] son:

- *“La energía eólica es fácilmente disponible en todo el mundo. Por lo tanto, no hay dependencia de ningún país en la producción de energía eólica. La respuesta a la pregunta del mundo sobre la energía frente a los precios crecientes de los combustibles fósiles es la energía eólica”.*
- *“Las turbinas eólicas generalmente se instalan en áreas rurales. Por lo tanto, las economías de las comunidades rurales se pueden revitalizar a través de la energía eólica. Esto provoca la diversificación de las economías rurales al proporcionar nuevos tipos de ingresos”.*
- *“No es necesario utilizar combustibles fósiles mientras se genera energía eléctrica en turbinas eólicas a diferencia de otros tipos de generación eléctrica. El viento es un combustible nativo que no es necesario extraer o transportar”.*
- *“Los precios de la electricidad que se genera a partir de combustibles fósiles pueden cambiar significativamente debido a los altos costos de la minería y el transporte. Por el contrario, la energía eólica no incluye estos costos debido a que el viento siempre es estable y libre”.*
- *“El sector de la energía eólica genera empleos tanto para la industria como para las economías rurales. Especialmente, los proyectos de energía eólica proporcionan*

nuevos empleos a corto y largo plazo en comunidades rurales en el área de fabricación, transporte y construcción de proyectos”.

- *“La energía eólica no contamina el aire ya que no utiliza combustibles fósiles como fuente de energía. Las emisiones de partículas dañinas, que contribuyen al cambio climático global, se producen en gran medida con otras fuentes de generación de electricidad, mientras que la energía eólica es libre de contaminación”.*
- *“La energía eólica conserva la tierra y el medio ambiente porque la agricultura y la cría de animales se pueden tratar fácilmente cerca del área donde están instalados los aerogeneradores”.*

2.4.2 La Evolución de la Energía Eólica

El poder del viento ha sido utilizado por las personas desde hace mucho tiempo. La gran exploración geográfica fue posible debido a la energía eólica que impulsó los veleros. Los molinos de viento de madera se usaban para moler el grano o regar los campos. La primera descripción de un molino de viento utilizado para transportar agua se creó en India 400 a. C.; en China se usaron molinos de viento en forma de molinete para regar los campos en 200 a. C. Los persas molieron grano por medio de molinos de viento desde el siglo VI d. C., a diferencia del diseño de construcción que se extendió en Europa, los molinos de viento persas tenían velas moviéndose en un plano horizontal sobre un cilindro vertical. En el siglo VIII en toda Europa aparecieron molinos de viento con cuatro velas. Los holandeses se especializaron en este tipo de construcción [22].

Sin embargo las sociedades contemporáneas se basan casi exclusivamente en combustibles fósiles para cubrir sus necesidades de energía eléctrica. Por otro lado, durante los últimos treinta años, la seguridad del suministro de energía y las cuestiones ambientales han reanimado el interés por las aplicaciones de la energía eólica [23].

Un precursor de los actuales aerogeneradores es la aeroturbina de Lacourt (1892), máquina de cuatro palas de 25 metros de diámetro capaz de desarrollar entre 5 y 25 kW. Durante las primeras décadas del siglo XX el avance de la tecnología aeronáutica

establece las bases de los actuales aerogeneradores, aunque es necesario esperar hasta la crisis del petróleo de 1973 para que la energía eólica cobre un vivo impulso como fuente energética para la generación de electricidad (Alonso, 1993) [24].

Al finalizar 2004 la energía eólica total instalada en el planeta se situaba aproximadamente en 47 GW esto suponía un crecimiento anual de 8 GW. Si bien la Unión Europea (UE) representa aún el 72% de toda la potencia instalada en el mundo, lo cierto es que el aprovechamiento energético del viento ha dejado de ser cuestión de un único continente, mientras que en 2003 fueron diez los países que construyeron parques eólicos por encima de los 100 MW, en 2004 esta lista aumentaba a diecinueve, de los cuales nueve eran no europeos. Del mismo modo, el continente asiático poseía ya el 10% de la potencia eólica instalada. [25]. En la Figura 2 se muestra la distribución de la generación eólica mundial en los años 1990, 1995, 2000 y 2007.

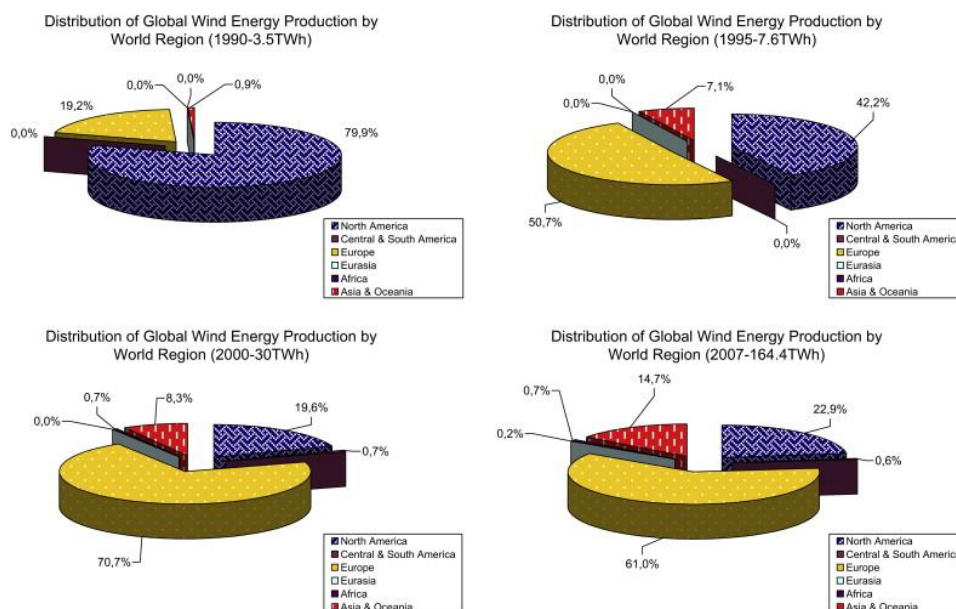


Figura 2: El cambio gradual de la generación de energía eólica entre las regiones del mundo [26].

2.4.3 Situación Actual.

La generación de energía eólica ha estado creciendo en la última década en un promedio de 23.5% por año. La capacidad instalada mundial total durante 2017 fue de más de 47 *GW* y, a fines de 2017, la capacidad instalada total alcanzó 515 *GW*. En la UE, la capacidad instalada a finales de 2017 era de aproximadamente 177 *GW*, mientras que a nivel de país, China, EE. UU., Alemania, España e India son actualmente los cinco principales países productores de energía eólica, y juntos comparten el 72% de la capacidad instalada mundial [25].

Cabe destacar que en 2013, por primera vez, la energía eólica fue la que más contribuyó a la cobertura anual de la demanda eléctrica en un país (España), con una participación del 21,1% frente al 18,1% en 2012, alcanzando el mismo nivel que la nuclear, que aportó el 21% (22,1% en 2012) (REE, 2014) [27].

2.4.4 La Energía Eólica en México

La generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables sigue siendo limitada a pesar del potencial disponible en todo el territorio. No obstante, la energía eólica se ha agregado a la canasta energética como una de las alternativas más factibles en el corto y mediano plazo. Esto se debe a que en los últimos años la tecnología ha alcanzado niveles de desarrollo, resultando en una gran confiabilidad en el empleo de equipos y máquinas con altos estándares de seguridad y permitiendo el inicio de proyectos que han incrementado la potencia instalada a nivel internacional [28]. A pesar de esto México ha instalado menos energía eólica en comparación con otros países de América del Norte, ésta solo representan el 3% de la combinación de energía en el país [29].

Sin embargo México tiene un potencial estimado de energía eólica de más de 40,000 MW considerando un factor de capacidad de 20-25% como lo indica la SENER [30].

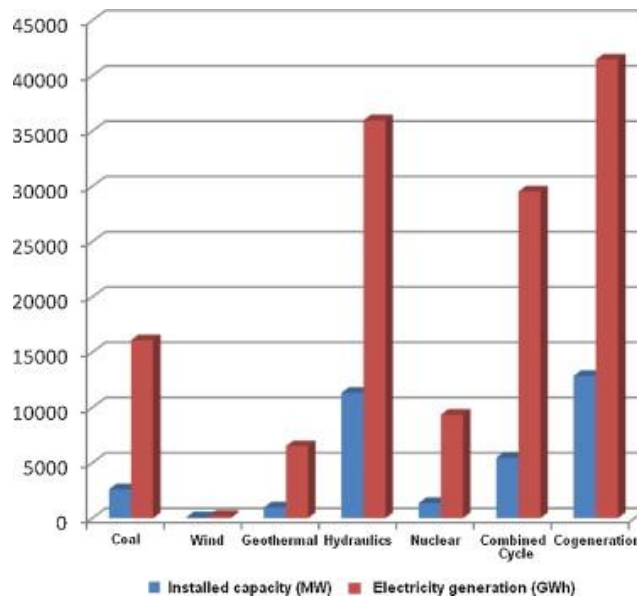


Figura 3: Potencia instalada y generación eléctrica de SEN sin productores independientes [31].

Como se indica en [29] la zona norte del país muestra un gran potencial en la explotación del recurso eólico. Las principales conclusiones son que el estado de Tamaulipas tiene la mayor densidad de energía eólica (WPD) de 1000 W/m^2 durante septiembre y octubre, pero el norte de Nuevo León tiene, en una gran parte de su territorio, un WPD anual mayor a 103 W/m^2 ; cada estado tiene 1700 horas útiles de velocidad del viento por encima de 3 m/s . El norte de México tiene algunas zonas con una velocidad del viento excelente también; los estados de Chihuahua, Coahuila, Nuevo León y Tamaulipas tienen una velocidad del viento de más de 4.51 m/s en casi todos sus territorios.

Estudios realizados por la Asociación Mexicana de Energía Eólica indican que el país posee excelentes recursos eólicos. Estos se concentran principalmente en el Istmo de Tehuantepec y en áreas específicas de Tamaulipas, Puebla, Zacatecas, Yucatán, Baja California y Veracruz (AMDEE, 2013; Hernández-Escobedo et al., 2010). En la parte norte del estado, el potencial de energía eólica que se encuentra en la zona costera central es significativo. Esto se debe a los fuertes vientos marinos, con velocidades promedio de 6 a 7.4 m/s (Cancino-Solórzano y Xiberta-Bernat, 2009) [32].

2.5 Turbinas Eólicas

El recurso eólico varía temporalmente y geográficamente. Esta propiedad del recurso eólico es una de las características más significativas. La variabilidad del viento continúa en escalas muy grandes en el espacio y el tiempo. La energía eólica cambia con el cubo de la velocidad del viento. El propósito de las turbinas eólicas es explotar la velocidad del viento de manera eficiente. Esto se ve como el parámetro de diseño más importante de las turbinas eólicas. [21].

Suelen clasificarse según el tipo de fuerza aerodinámica que provoca el giro del rotor. Así, hay turbinas que son impulsadas por la fuerza de arrastre aerodinámico y otras por la fuerza de sustentación aerodinámica. Las primeras se caracterizan por su operación con elevado par aerodinámico y baja velocidad. Esto es, la velocidad tangencial de las palas es menor a la velocidad del viento. Por otro lado, las turbinas de alta velocidad están impulsadas por la fuerza de sustentación aerodinámica, y tienen el mismo principio de funcionamiento que los perfiles alares de los aviones. Las turbinas generadoras de electricidad modernas son de este último tipo, principalmente debido a su mayor eficiencia [33].



Figura 4: En la figura se muestran diferentes modelos de aerogeneradores comerciales [34].

2.6 Álabes de un Aerogenerador

El álabe de la turbina de viento es el componente clave que convierte la energía del viento en energía mecánica y lleva finalmente al generador a generar energía eléctrica. En los últimos años, con el aumento de la capacidad de energía eólica, el tamaño del álabe de la turbina eólica ha aumentado rápidamente. Al mismo tiempo, el problema de su calidad se ha vuelto cada vez más prominente. Por lo tanto, es necesario investigar la valoración de la salud y el manejo del álabe del aerogenerador [35].

Al diseñar una turbina eólica, el objetivo es lograr la mayor potencia de salida posible en condiciones atmosféricas específicas. Desde el punto de vista técnico, esto depende de la forma del álabe. El cambio de la forma del álabe es uno de los métodos para modificar la rigidez y la estabilidad, pero puede influir en la eficiencia aerodinámica de la turbina eólica. Otro método para cambiar las propiedades dinámicas y mecánicas de la turbina eólica es la modificación del material compuesto, del que está hecho el álabe. El problema de determinar la forma óptima del álabe y determinar el material compuesto óptimo es complejo, ya que la descripción matemática de la carga aerodinámica es compleja y se deben cumplir varias restricciones y objetivos [36].

Con el tamaño cada vez mayor de la pala de turbina eólica, los álabes ahora están hechos básicamente de materiales compuestos. Los materiales compuestos satisfacen restricciones de diseño complejas, como un menor peso y la rigidez adecuada, mientras que proporcionan una buena resistencia a la carga estática y aerodinámica. Las investigaciones y evaluaciones de diseño de los materiales y problemas de fabricación para álabes y rotores de turbina eólica grandes dieron como resultado las especificaciones de diseño y diseños preliminares para álabes candidatos en el rango de 30 a 70 m de longitud y rotores en el rango de 80 a 120 m de diámetro.

Los enfoques actuales del estado del arte para el análisis estructural de álabes compuestos se basan principalmente en métodos de elementos finitos (FEM). Permite la utilización de formas geométricas complejas, el comportamiento 3D y no lineal, y el uso extensivo de materiales compuestos. Sin embargo, los enfoques FEM se vuelven poco prácticos para su uso en las etapas de diseño preliminar (donde cientos o posiblemente

miles de diseños alternativos pueden ser evaluados) debido a la laboriosa tarea de generar mallas precisas y un mayor costo computacional [37].

CAPÍTULO III: MARCO TEÓRICO

3.1 Conversión de Energía Eólica

Como se mencionó en el capítulo anterior, los aerogeneradores hacen uso de sus álabes para la conversión de la energía eólica en mecánica. Esta energía mecánica se puede calcular por medio de [38]:

$$P_t = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v^3 \quad (\text{Ecuación 1})$$

Donde P_t es la potencia de salida del aerogenerador medida en watts, C_p es el coeficiente de conversión de potencia único para cada modelo de aerogenerador, ρ es la densidad del aire, R es la longitud del álabe, y v es la velocidad del viento.

Cabe mencionar que el C_p máximo o ideal es de aproximadamente 0.5925 y es llamado límite de Betz.

En la Figura 5 se puede observar las fuerzas que interactúan en un perfil alar, así como estas se asocian a la velocidad del viento y el ángulo de ataque del perfil alar, en esta imagen el autor hace uso de una aproximación de 2/3 para asociar la velocidad del viento (V) con la velocidad relativa (VR).

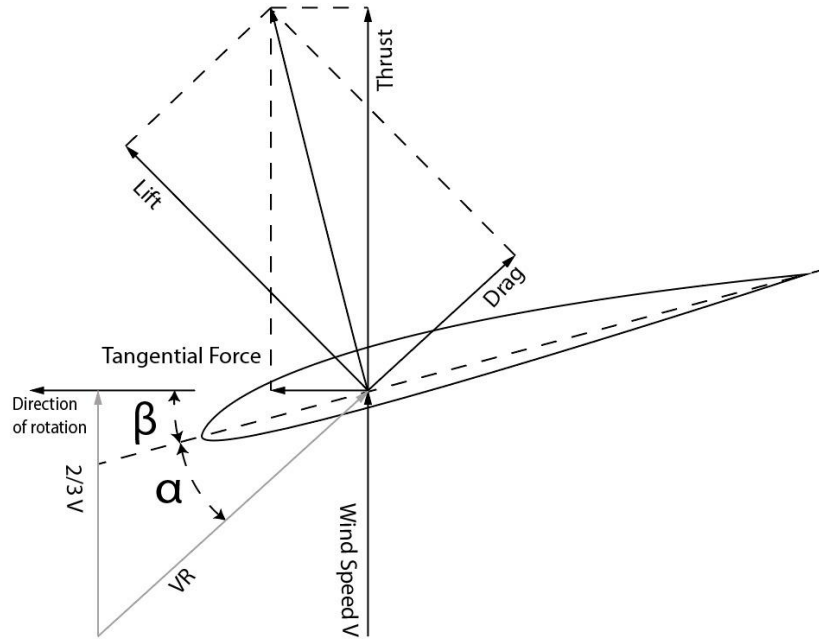


Figura 5: En la figura se muestra un álabes y las fuerzas aerodinámicas actuando sobre él [39].

La relación entre la velocidad de la turbina y la velocidad del viento es expresado por lo siguiente ecuación [38]:

$$\lambda = \frac{\omega_t \cdot R}{v} \quad (\text{Ecuación 2})$$

La velocidad tangencial del álabes está dada por la relación [39]:

$$v_u = \frac{rpm \cdot \pi \cdot R}{30} \quad (\text{Ecuación 3})$$

La velocidad del viento vista desde el punto de vista del perfil alar está dada por [39]:

$$v_r = \sqrt{\left(\frac{2}{3}v\right)^2 + v_u^2} \quad (\text{Ecuación 4})$$

A un ángulo de ataque [39]:

$$\theta = \tan^{-1} \frac{2}{3\lambda} \quad (\text{Ecuación 5})$$

El ángulo de ataque del perfil alar está dado por [39]:

$$\alpha = \theta - \beta \quad (\text{Ecuación 6})$$

Donde hay un β para cada punto a lo largo del álabe.

Para determinar las fuerzas aerodinámicas que actúan sobre el álabe es necesario obtener las gráficas de coeficiente de sustentación aerodinámica y coeficiente de arrastre del perfil alar a analizar. En la Figura 6 se pueden observar las gráficas del coeficiente de sustentación aerodinámica y coeficiente de arrastre aerodinámico del perfil alar A18, utilizado en aerogeneradores de baja potencia. Estas gráficas son correspondientes a un número de Reynolds. Para estimar éste se hace uso de la siguiente ecuación:

$$Re = \frac{v \cdot l}{\nu} \quad (\text{Ecuación 7})$$

Donde v es la velocidad del viento, l es la longitud de cuerda promedio y ν es la viscosidad cinemática del aire que es aproximadamente $1.5 \times 10^{-5} \text{ m}^2/\text{s}$.

Para calcular la longitud de cuerda promedio se utiliza la siguiente ecuación:

$$l = \frac{R \cdot K}{Cl \cdot Z} \quad (\text{Ecuación 8})$$

Donde Z es el número de álabes, Cl el coeficiente de sustentación aerodinámica y K es el parámetro de forma o “Form Parameter” el cual se puede estimar con la gráfica mostrada en la Figura 7.

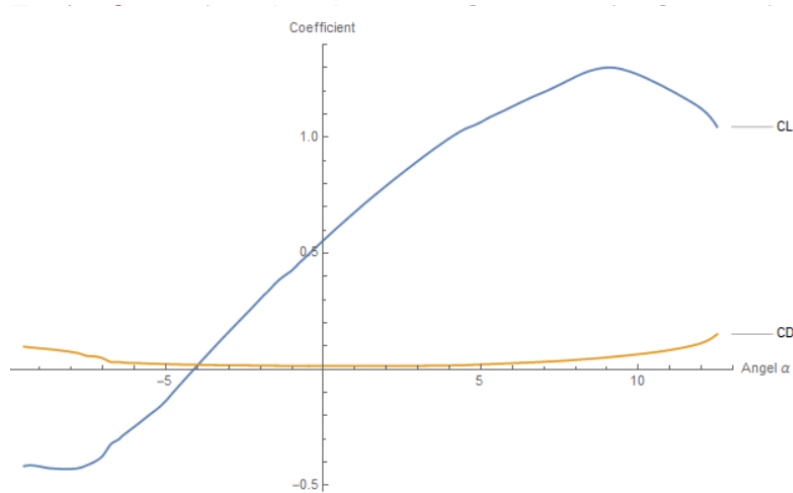


Figura 6: En la gráfica se aprecia el coeficiente de sustentación aerodinámica (azul) y el coeficiente de arrastre aerodinámico (amarillo) del perfil alar A18 con un número de Reynolds asociado de 100,000 [40].

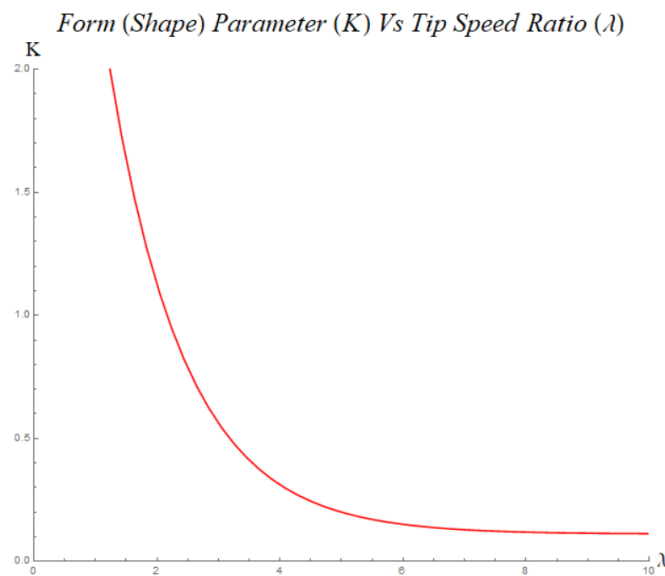


Figura 7: En la figura se muestra la gráfica del parámetro de forma (K) en función de la razón de velocidad de la punta (λ) [41].

Para cada sección del álabe de longitud dr , hay una fuerza en dirección del viento relativo llamada fuerza de arrastre (F_{drag}) y una fuerza ortogonal llamada fuerza de sustentación aerodinámica (F_{lift}), como lo muestra la Figura 5, las cuales se definen como [41]:

$$F_{lift} = \frac{1}{2} C_L \cdot \rho \cdot v_r^2 \cdot L \cdot dr \quad (\text{Ecuación 9})$$

$$F_{drag} = \frac{1}{2} C_D \cdot \rho \cdot v_r^2 \cdot L \cdot dr \quad (\text{Ecuación 10})$$

Estas dos fuerzas pueden combinarse para obtener dos principales componentes, una ortogonal al plano de barrido o fuerza de empuje (F_{thrust}), y otra en dirección a la rotación o fuerza tangencial ($F_{tangential}$).

$$F_{tangential} = F_{lift} \cdot \sin(\alpha) - F_{drag} \cdot \cos(\alpha) \quad (\text{Ecuación 11})$$

$$F_{thrust} = F_{lift} \cdot \cos(\alpha) + F_{drag} \cdot \sin(\alpha) \quad (\text{Ecuación 12})$$

Para obtener el torque (C_t) suministrado al rotor se tiene la siguiente expresión [41]:

$$C_t = \int_0^R (F_{tangential} \cdot r) dr \quad (\text{Ecuación 13})$$

Sustituyendo las ecuaciones anteriores de fuerzas en nuestra expresión de torque nos queda que:

$$C_t = \frac{\rho}{2} \int_0^R v_r^2 L (C_L \sin(\alpha) - C_D \cos(\alpha)) r dr \quad (\text{Ecuación 14})$$

Donde v_r , L y α están en función de r (distancia de la sección del álabe al eje de rotación) y, C_L y C_D en función de α .

De igual manera se tiene que el empuje ($Thrust$) es:

$$Thrust = \frac{\rho}{2} \int_0^R v_r^2 L (C_L \cos(\alpha) + C_D \sin(\alpha)) r dr \quad (Ecuación 15)$$

El cual se convierte en una carga dinámica estructural que debe ser considerada en el diseño mecánico.

Para obtener la potencia de salida (P_t) se utiliza la siguiente ecuación [41]:

$$P_t = C_t \omega_t \quad (Ecuación 16)$$

Para obtener el C_p se divide la potencia de salida por la potencia total contenida en el viento la cual se calcula con la (Ecuación 1) utilizando un $C_p = 1.0$.

$$C_p = \frac{P_t}{P_w} \quad (Ecuación 17)$$

3.2 Teoría de Momento de Elemento de Álabe (BEMT)

La teoría de momento de elemento de álabe es un método ampliamente utilizado y rápido en aplicaciones aerodinámicas y aeroelásticas de aerogeneradores. Por medio de este método se puede calcular rápidamente las fuerzas aerodinámicas que actúan sobre el álabe dividiéndolo en un número de secciones finitas de longitud dr y analizarlas independientemente [42][43][44].

El método BEMT trata el rotor giratorio como un disco accionador que combina la teoría del elemento de álabe y la teoría del momento unidimensional en las direcciones tangencial y axial del rotor. Los factores de inducción tangencial y axial del rotor, que describen el cambio de velocidad del flujo de aire, se introducen en el método de impulso

unidimensional para calcular el empuje del viento y el par de motivación del rotor. El método BEMT separa el álabe en varios elementos e ignora la influencia mutua entre dos elementos adyacentes. Las cargas aerodinámicas en cada elemento dependen de sus características locales de perfil aerodinámico, es decir, los coeficientes de sustentación y arrastre [45].

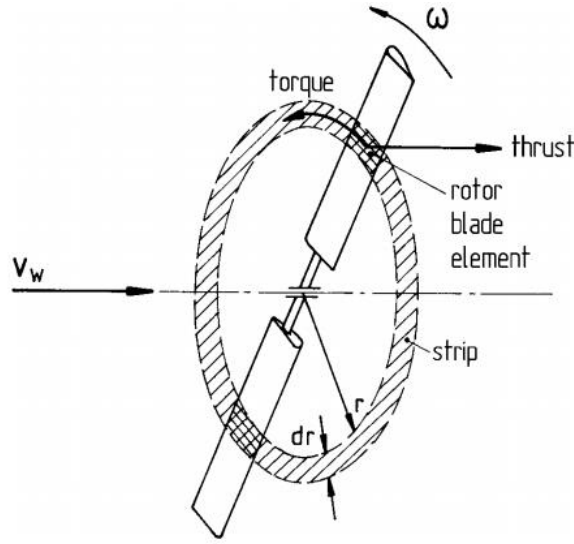


Figura 8: En la figura se muestra un ejemplo de BEMT [39].

En base a la ecuación 13 se puede obtener lo siguiente:

$$C_t = \frac{\rho}{2} \sum_{k=1}^n v_r^2 L (C_L \sin(\alpha) - C_D \cos(\alpha)) r dr \quad (\text{Ecuación 18})$$

Donde n es un número finito de elementos en los cuales se divide el álabe, dr es $\frac{R}{n}$ y r es $k * dr$.

3.3 Método De Elemento Finito (FEM)

El método de elementos finitos es un método de investigación poderoso y confiable utilizado en la etapa de diseño inicial de productos y aplicaciones [46].

La idea básica en el método de elementos finitos es encontrar la solución de un problema complicado reemplazándolo por uno más simple. Dado que el problema real es

reemplazado por uno más simple para encontrar la solución, podremos encontrar solo una solución aproximada en lugar de la solución exacta. Las herramientas matemáticas existentes no serán suficientes para encontrar la solución exacta (y en ocasiones, incluso una solución aproximada) de la mayoría de los problemas prácticos. Por lo tanto, a falta de otro método conveniente para encontrar incluso la solución aproximada de un problema dado, debemos preferir el método de elementos finitos. Además, en el método de elementos finitos, a menudo será posible mejorar o refinar la solución aproximada gastando más esfuerzo computacional [47].

Aunque el método se ha utilizado ampliamente en el campo de la mecánica estructural, se ha aplicado con éxito para resolver varios otros tipos de problemas de ingeniería, como la conducción de calor, la dinámica de fluidos, el flujo de filtración y los campos eléctricos y magnéticos. Estas aplicaciones incitaron a los matemáticos a utilizar esta técnica para la solución de valores límites complicados y otros problemas. De hecho, se ha establecido que el método se puede usar para la solución numérica de ecuaciones diferenciales ordinarias y parciales. La aplicabilidad general del método de elementos finitos se puede ver al observar las fuertes similitudes que existen entre varios tipos de problemas de ingeniería [47].

3.3.1 Descripción General.

En el método de elementos finitos, el continuo real o cuerpo de la materia, como un sólido, líquido o gas, se representa como un conjunto de subdivisiones llamadas elementos finitos. Se considera que estos elementos están interconectados en uniones específicas llamadas nodos o puntos nodales. Los nodos generalmente se encuentran en los límites del elemento donde se considera que los elementos adyacentes están conectados. Como no se conoce la variación real de la variable de campo (por ejemplo, desplazamiento, tensión, temperatura, presión o velocidad) dentro del continuo, suponemos que la variación de la variable de campo dentro de un elemento finito puede aproximarse mediante una función simple. Estas funciones aproximadas (también llamadas modelos de interpolación) se definen en términos de los valores de las variables de campo en los nodos. Cuando se escriben las ecuaciones de campo (como las

ecuaciones de equilibrio) para todo el continuo, las nuevas incógnitas serán los valores nodales de la variable de campo. Al resolver las ecuaciones de campo, que generalmente están en forma de ecuaciones matriciales, se conocerán los valores nodales de la variable de campo. Una vez que se conocen, las funciones de aproximación definen la variable de campo a lo largo del conjunto de elementos [47].

3.3.2 Método.

La solución de un problema continuo general mediante el método de elementos finitos siempre sigue un proceso ordenado paso a paso. Con referencia a los problemas estructurales estáticos, el procedimiento paso a paso se puede establecer de la siguiente manera:

Paso 1: Discretización de la estructura.

El primer paso en el método de elementos finitos es dividir la estructura o región de solución en subdivisiones o elementos. Por lo tanto, la estructura se modelará con elementos finitos adecuados. El número, tipo, tamaño y disposición de los elementos se decidirá.

Paso 2: Selección de un modelo de interpolación o desplazamiento adecuado

Como la solución de desplazamiento de una estructura compleja bajo cualquier condición de carga especificada no puede predecirse con exactitud, suponemos que hay una solución adecuada dentro de un elemento para aproximar la solución desconocida. La solución supuesta debe ser simple desde un punto de vista computacional, pero debe satisfacer ciertos requisitos de convergencia. En general, la solución o el modelo de interpolación se toma en forma de un polinomio.

Paso 3: Derivación de matrices de rigidez de elementos y vectores de carga.

A partir del modelo de desplazamiento supuesto, la matriz de rigidez $[K^{(e)}]$ y el vector de carga $\vec{P}^e$ del elemento e se derivarán utilizando condiciones de equilibrio o un principio variacional adecuado.

$$[K]\underline{\vec{\Phi}} = \underline{\vec{P}} \quad (\text{Ecuación 19})$$

donde $[K]$ es la matriz de rigidez ensamblada, $\underline{\vec{\Phi}}$ es el vector de desplazamientos nodales, y $\underline{\vec{P}}$ es el vector de fuerzas nodales para la estructura completa.

Paso 4: Solución para los desplazamientos nodales desconocidos

Las ecuaciones de equilibrio global deben modificarse para tener en cuenta las condiciones de frontera del problema. Después de la incorporación de las condiciones de contorno, las ecuaciones de equilibrio se pueden expresar como

$$[K]\vec{\Phi} = \vec{P} \quad (\text{Ecuación 20})$$

Para problemas lineales, el vector 0 se puede resolver muy fácilmente. Sin embargo, para problemas no lineales, la solución debe obtenerse en una secuencia de pasos, con cada paso involucrando la modificación de la matriz de rigidez $[K]$ y / o del vector de carga $\vec{P}$.

Paso 5: Cálculo de las tensiones y tensiones de los elementos.

A partir de los desplazamientos nodales conocidos $\vec{\Phi}$, si es necesario, las tensiones y tensiones de los elementos se pueden calcular utilizando las ecuaciones necesarias de mecánica sólida o estructural.

3.4 Introducción a ANSYS

ANSYS es un paquete de modelado de elementos finitos de propósito general para resolver numéricamente una gran variedad de problemas mecánicos. Estos problemas incluyen análisis estructurales estáticos / dinámicos (tanto lineales como no lineales), transferencia de calor y problemas de fluidos, así como problemas acústicos y electromagnéticos. En general, una resolución de elementos finitos puede ser interrumpida en los siguientes estadios [48].

- 1) Preprocesamiento: definir el problema Los principales pasos en el preprocesamiento son (i) definir puntos clave / líneas / áreas / volúmenes, (ii) definir el tipo de elemento y las propiedades materiales / geométricas, y (iii) líneas / áreas / volúmenes de malla según sea necesario. La cantidad de detalles requeridos dependerá de la dimensionalidad del análisis, es decir, 1D, 2D, axisimétrico y 3D.
- 2) Solución: asignando cargas, restricciones y resolviendo Aquí, es necesario especificar las cargas (punto o presión), las restricciones (traslacional y rotacional), y finalmente resolver el conjunto resultante de ecuaciones.
- 3) Postprocesamiento: procesamiento posterior y visualización de los resultados En esta etapa, uno puede desear ver (i) listas de desplazamientos nodales, ii) fuerzas y momentos de los elementos, (iii) gráficos de deflexión y (iv) diagramas de contorno de esfuerzos o mapas de temperatura.

3.4.1 Análisis CFD

Además del análisis BEMT hay otros métodos para calcular el rendimiento de un aerogenerador, uno de estos es la dinámica de fluidos computacional (CFD). Dado que se espera que los modelos aerodinámicos de baja fidelidad como la teoría BEM sigan siendo el método de elección para los cálculos de carga industrial en el futuro previsible, los modelos numéricos de mayor fidelidad como la dinámica de fluidos computacional (CFD) se utilizan cada vez más para investigar fenómenos aerodinámicos relevantes para rotores grandes. El CFD consiste en la solución numérica de las ecuaciones de

control diferenciales de los flujos de fluidos con la ayuda de computadoras [49][50][51][52] .

En el mercado hay una gran variedad de software para resolver estos cálculos, uno de ellos es ANSYS 19 CFX.

CAPÍTULO IV: METODOLOGÍA

Se presenta en este capítulo la hipótesis, el sujeto de la investigación y la metodología usada para el desarrollo de la investigación.

4.1 Hipótesis

Con la selección correcta del perfil alar y un diseño optimizado para las fuerzas que actúan sobre el álabe se puede mejorar el coeficiente de generación de potencia de un aerogenerador de baja potencia.

4.2 Sujeto de Investigación

El sujeto de investigación es un álabe que opere de forma óptima en un aerogenerador de baja potencia.

4.3 Metodología

- Estudio del estado del arte de aerogeneradores.
- Estudio del estado del arte de perfiles alares.
- Seleccionar los perfiles alares a los que se les hará el análisis teórico.
- Investigación sobre modelado matemático
- Investigación sobre herramientas de software para diseño y simulación
- Programación del modelo matemático para el cálculo del diseño
- Diseño y modelado del álabe
- Simulación aerodinámico
- Simulación estructural
- Construcción de la gráfica de potencia en base al análisis aerodinámico
- Simulación energético
- Conclusiones

4.4 Modelo Matemático

Para realizar el programa que se encarga de la resolución de las ecuaciones se utilizará el software matemático “Wolfram Mathematica”. En la Figura 9 se muestra un diagrama de flujo el cual indica la secuencia utilizada por el programa para calcular la geometría del álabe. El programa hará uso de parámetros de diseño de entrada mostrados en la Tabla 1, así como los datos aerodinámicos.

Tabla 1: Parámetros de diseño.

Parámetro	Unidad	Descripción
v_w	m/s	Velocidad nominal del viento
RPM	rpm	Revoluciones por minuto nominal del generador eléctrico
Z	-	Número de álabes
N_r	-	Numero de costillas (secciones del álabe)
P_d	W	Potencia de salida deseada a velocidad nominal del viento

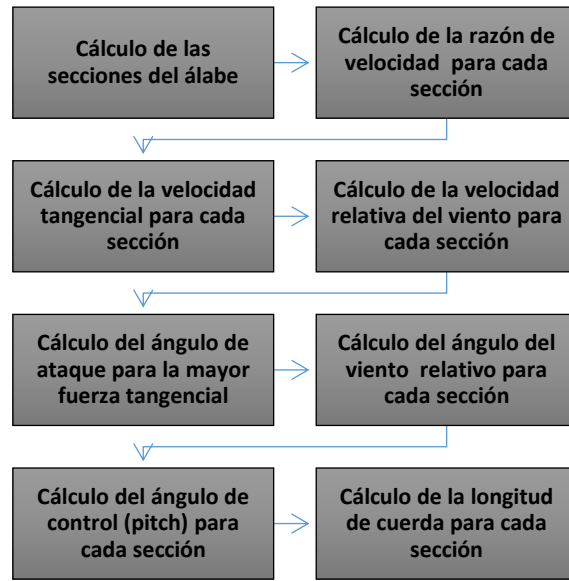


Figura 9: Diagrama de flujo que indica la secuencia utilizada por el programa en Wolfram Mathematica para calcular los parámetros de la geometría del álabe.

Tabla 2: Valores de salida

Valor	Unidad	Descripción
R	m	Radio para cada sección o costilla
β	$^{\circ}$	Ángulo de control (pitch) para cada sección
l	m	Longitud de cuerda para cada sección

4.5 Análisis Aerodinámico-Estructural

Para obtener los resultados aerodinámicos del álabe se hará un análisis dinámico de fluidos computacional (CFD). Con los resultados de presiones aerodinámicas en la superficie del álabe se hará un análisis estructural.

Para realizar la simulación se hará uso del paquete de software ANSYS 19 Workbench. En la Figura 10 se muestra la hoja de trabajo de workbench, el cual es un diagrama de flujo del proceso de simulación.

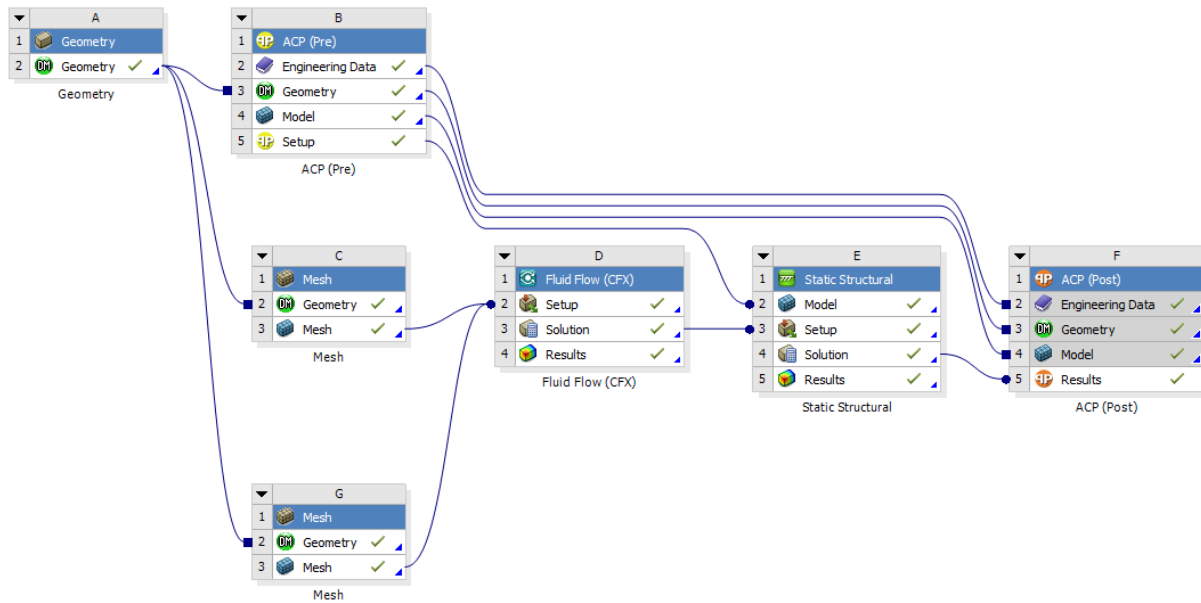


Figura 10: En la figura se muestra un diagrama de flujo de la simulación de elemento finito, utilizado por Workbench ANSYS 19 para un análisis aerodinámico-estructural a un álabe fabricado con material compuesto.

Módulo A: El módulo A es el encargado de la preparación de todas las geometrías involucradas en el análisis aerodinámico y estructural.

Módulo B: El módulo B es el sistema de análisis ACP (Pre) el cual se encarga de establecer los laminados de material compuesto, las orientaciones y, los materiales de la matriz (resina) y del refuerzo (fibra).

Módulos C y G: Estos módulos se encargan de realizar el mallado de la geometría, necesarios para el análisis de elemento finito, en él se introducen las características de tamaño de los elementos de la malla, así como el tipo de análisis en el cual se utilizará dicha malla.

Módulo D: Módulo encargado del análisis de fluidos computacional, en el cual se introducen los parámetros de la velocidad de viento, presión atmosférica, velocidad de rotación del rotor y número de iteraciones para el cálculo.

Módulo E: Con los datos obtenidos del análisis de fluidos, este módulo se encarga del análisis estructural a un álabe construido con material compuesto, información dada por el módulo ACP (Pre), los datos de carga estructural son importados del módulo CFX, también se le indica el anclaje y los tipos de análisis a realizar.

Módulo F: Es el sistema de análisis ACP (Post) encargado de desplegar la información del análisis estructural hecho al álabe de laminados de material compuesto así como calcular el factor de falla en cada punto del mallado en base al criterio de fallas indicado.

4.6 Análisis Energético

Con los datos resultantes del análisis aerodinámico, se calculará una curva de generación de potencia para caracterizar el comportamiento energético del aerogenerador. Con esta curva se realizará una simulación energética con el software TRNSys. En la Figura 11 se muestra el diagrama de flujo del proceso de simulación que utilizará el software.

Primeramente se establece el clima en el cual se hará la simulación, del cual se obtendrá la información de velocidad del viento, presión atmosférica, temperatura, etc. La información pasará al Type90 (HLD), el cual hará uso de la curva de potencia del aerogenerador incluida en un archivo de texto, para simular la generación de energía. Ésta será acumulada con ayuda del Type24. Con ayuda del Type65c se podrá hacer un despliegue de la información en forma de gráfica y archivos de datos, de esta forma hacer un análisis y obtener conclusiones.

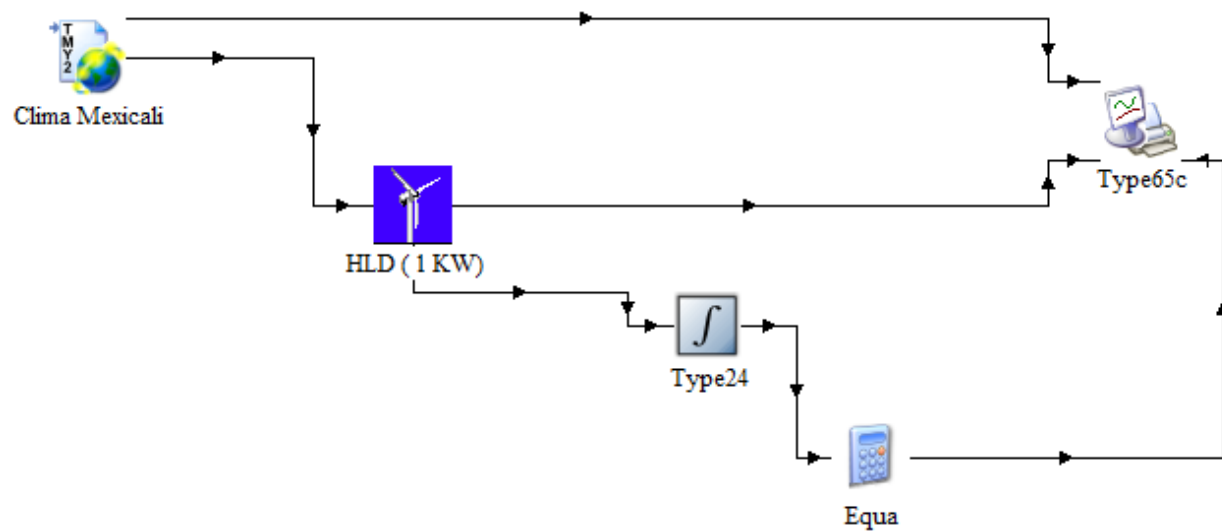


Figura 11: La figura muestra un diagrama de conexiones de los Types utilizados por TRNSys para la simulación de un aerogenerador, en el cual introduce la información del clima de un cierto periodo de tiempo a un aerogenerador, el cual debe especificarse su curva en un archivo externo, la salida del aerogenerador es desplegado en pantalla por el Type65c.

CAPÍTULO V: DESARROLLO Y RESULTADOS

5.1 Resumen

En esta sección se presentan los resultados obtenidos en el desarrollo de la investigación: selección de perfil alar, resultados teóricos/analíticos, resultados de diseño estructural, resultados de simulación aerodinámica, resultados simulación estructural, y resultados de simulación energética.

Para los resultados teóricos-analíticos se muestran los parámetros de diseño considerados basados en el estudio del estado del arte. Además se incluyen los parámetros de diseño calculados por medio del modelo matemático. Por último se muestran los resultados obtenidos de los cálculos de la potencia y eficiencia del diseño analítico.

Con los resultados analíticos se selecciona un perfil alar para su diseño estructural con una herramienta de diseño asistido por computadora (CAD).

En la sección de resultados de simulación se muestran los datos obtenidos en la simulación aerodinámica-estructural del diseño previamente hecho y la simulación energética utilizando la curva aproximada con los resultados aerodinámicos.

5.2 Planteamiento del Problema

Se requiere diseñar un aerogenerador de baja potencia con alto coeficiente de potencia (CP), por lo tanto es importante definir parámetros de diseño, como es la capacidad de generación, recurso eólico promedio al cual trabajará, los perfiles alares candidatos, y materiales.

5.3 Propuestas de Parámetros

Primeramente se presenta la tabla de los parámetros iniciales en el diseño de los álabes (Tabla 2).

Tabla 3: Parámetros de entrada

Parámetro	Valor	Unidad	Descripción
v_w	10	m/s	Velocidad nominal del viento
RPM	200	rpm	Velocidad angular nominal del generador eléctrico
Z	3	-	Número de álabes
N_r	20	-	Numero de costillas (secciones del álabe)
P_d	5000	W	Potencia de salida deseada a velocidad nominal del viento

5.4 Resultados Teóricos-Analíticos

5.4.1 Selección de Perfiles Alares

Los Álabes seleccionados fueron el “A18”, el “BW3”, el “NACA63A210” y el “NACA4415”, ya que estos son usados para aerogeneradores de forma comercial. Los primeros dos son perfiles delgados utilizados en aerogeneradores de baja potencia, en cambio los otros dos son perfiles gruesos utilizados en grandes aerogeneradores.

En la figura 9 y 10 se presenta la gráfica del coeficiente de sustentación aerodinámica (C_L) y el coeficiente de arrastre (C_D) respectivamente en función del ángulo de ataque del viento para los perfiles alares NACA4415, NACA63A210, BW3 y A18.

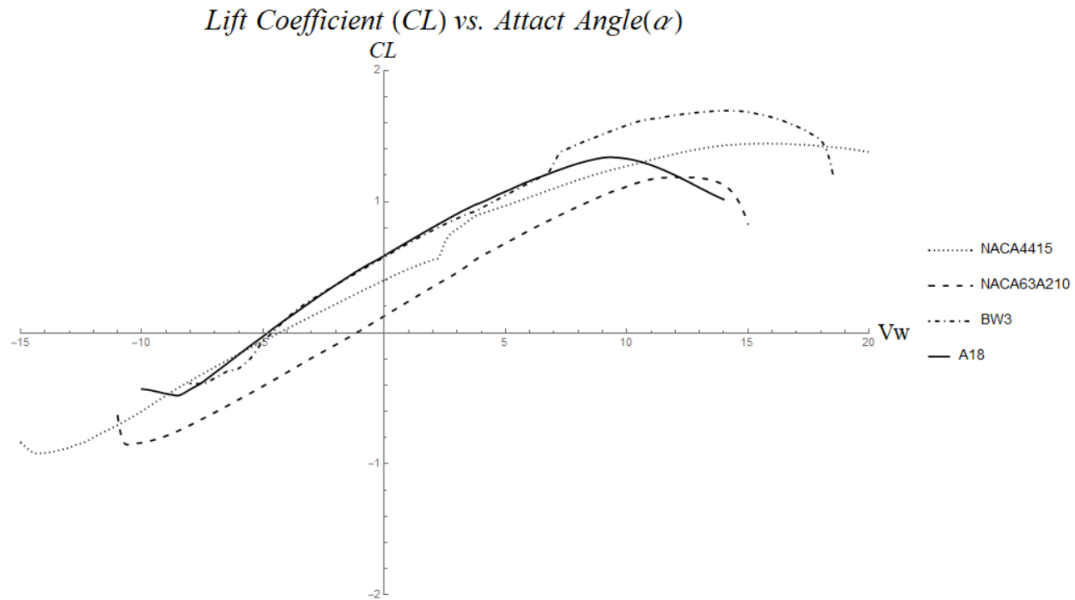


Figura 12: En esta gráfica se muestra el coeficiente de sustentación aerodinámica (C_L) en función del ángulo de ataque para los perfiles NACA4415, NACA63A210, BW3 y A18 según The UIUC Airfoil Data Site[<https://m-selig.ae.illinois.edu/ads.html>].

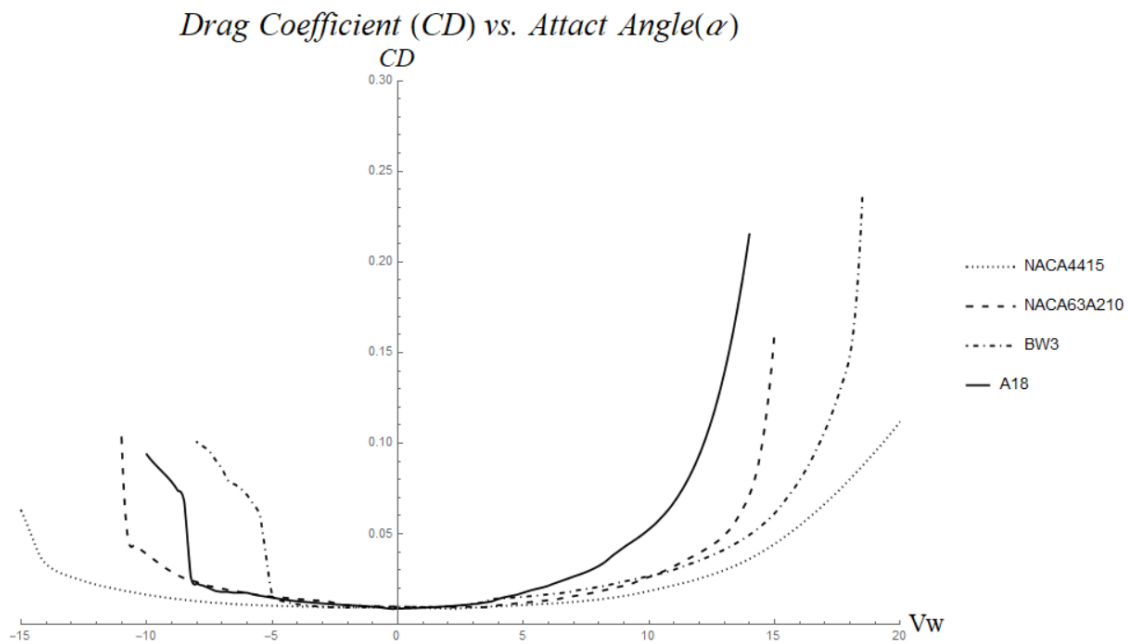


Figura 13: En esta gráfica se muestra el coeficiente de arrastre aerodinámico (C_D) en función del ángulo de ataque para los perfiles NACA4415, NACA63A210, BW3 y A18 según The UIUC Airfoil Data Site[<https://m-selig.ae.illinois.edu/ads.html>].

5.4.2 Resultados De Diseño

Los primeros cálculos del diseño arrojan los siguientes resultados (Tabla 4).

Tabla 4: Cálculos Comunes

Resultado	Valor	Unidad	Descripción
R	2.5	m	Radio del rotor
λ_d	5.24	-	Razón de velocidad de la punta (tip speed ratio)

Incorporando las características aerodinámicas de cada perfil alar se obtienen los siguientes resultados (Tabla 5).

Tabla 5: Resultados de Diseño Preliminares

Perfil	Resultado	Valor	Unidad	Descripción
A18	l	0.0428	m	Longitud de cuerda promedio
	Re	40203	-	Número de Reynolds
	β_m	5.7991	$^\circ$	Ángulo de “pitch” medio
BW3	l	0.0247	m	Longitud de cuerda promedio
	Re	31776	-	Número de Reynolds
	β_m	2.2295	$^\circ$	Ángulo de “pitch” medio
NACA63A210	l	0.04843	m	Longitud de cuerda promedio
	Re	45409	-	Número de Reynolds
	β_m	3.2039	$^\circ$	Ángulo de “pitch” medio
NACA4415	l	0.0397	m	Longitud de cuerda promedio
	Re	37278	-	Número de Reynolds
	β_m	0.8799	$^\circ$	Ángulo de “pitch” medio

Continuando con el diseño de los álabes se obtuvieron las secciones del álabe así como el ángulo de “pitch” y la longitud de cuerda para cada una, estos datos se pueden observar en la Figura 14 y Figura 15 respectivamente.

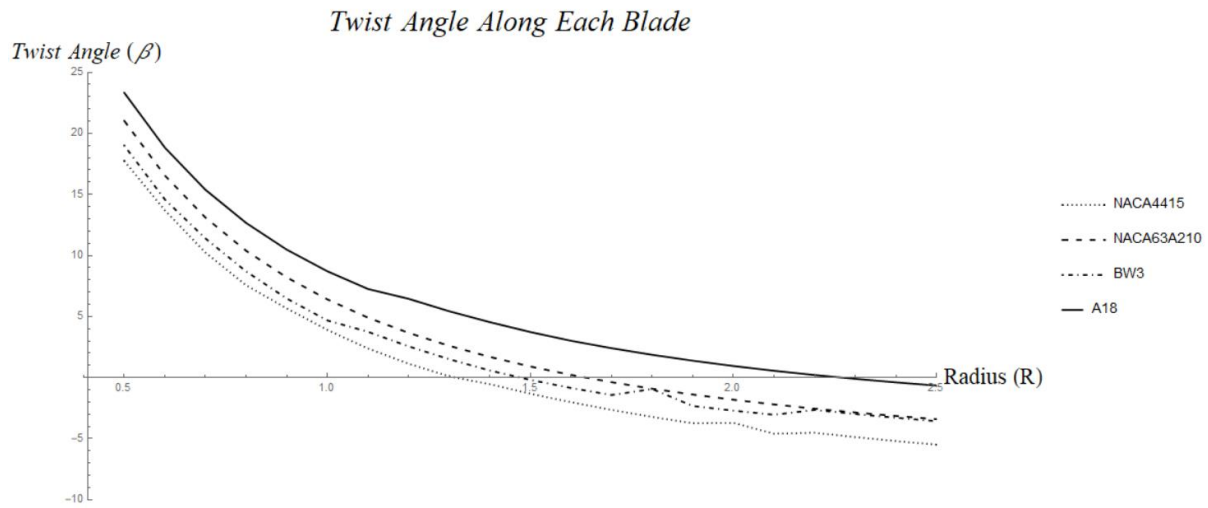


Figura 14 : En esta gráfica se presentan los ángulos de torsión ideales para cada sección a lo largo del álabe para los perfiles alares NACA4415, NACA63A210, BW3 y A18.

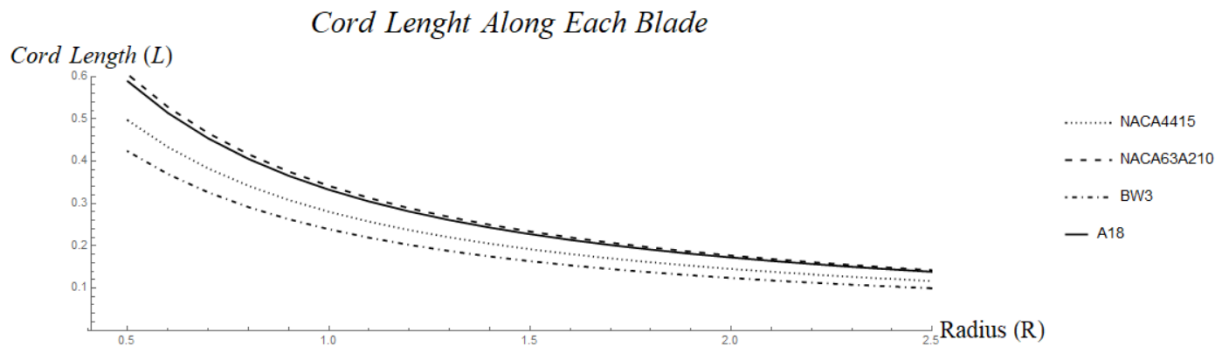


Figura 15: En esta gráfica se presentan la longitud de cuerda para cada sección a lo largo del álabe para los perfiles alares NACA4415, NACA63A210, BW3 y A18.

Con esta información geométrica se hizo una estimación analítica de la potencia para cada perfil. Esto se puede observar en la Figura 16 y Figura 17, en la tabla.

Tabla 6: Coeficiente de potencia para cada perfil alar

Perfil Alar	CP
NACA4415	0.48995849402775377
NACA63A210	0.4793770547307239
BW3	0.4949277029280388
A18	0.5239268703709133

El perfil alar que presenta el mayor CP para la velocidad del viento de diseño el A18 por lo tanto éste es el seleccionado. Sin embargo el que presenta un mayor rango de trabajo sin deteriorar su CP en el perfil a alar NACA4415, si se busca estabilidad en la generación se pudiera considerar éste.

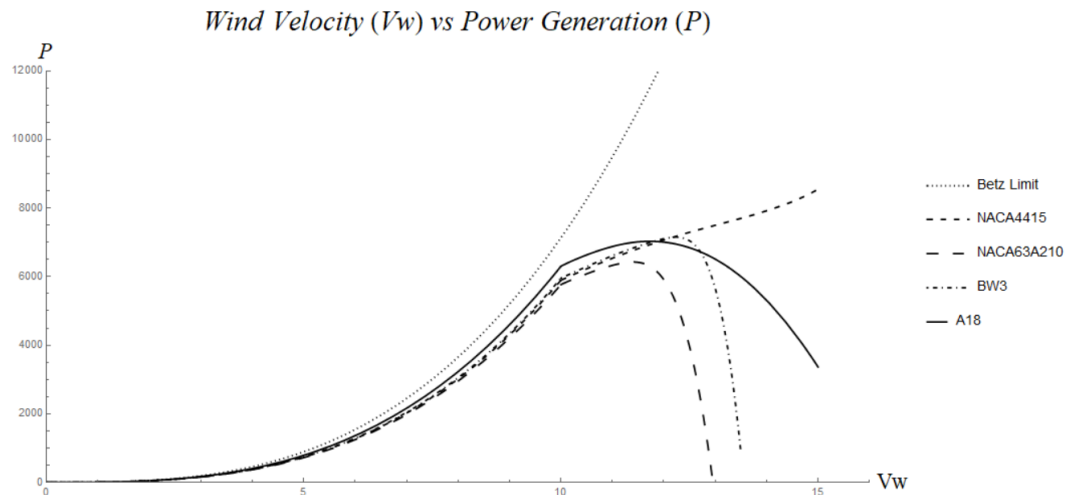


Figura 16: En esta gráfica se muestra la generación de potencia en relación a la velocidad del viento para cada perfil alar, además se indica el límite de Betz.

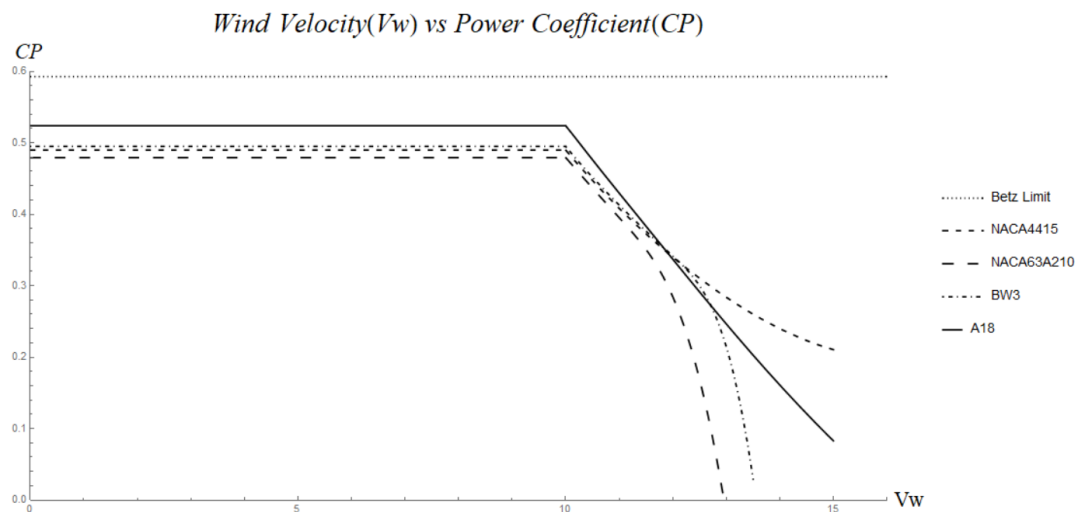


Figura 17: En la gráfica se muestra el coeficiente de conversión de potencia contra la velocidad del viento para cada perfil alar, además se incluye la constante de Betz.

En la Tabla 7 se muestra los datos para construir la geometría para el álabe con perfil alar A18.

Tabla 7: Secciones del Álabe

No. de Sección	Distancia del Centro (R)	Longitud de Cuerda (l)	Ángulo de "Pitch" (β)
1	0.5	0.588509	23.32423
2	0.6	0.513575	18.82928
3	0.7	0.453622	15.3776
4	0.8	0.405137	12.66704
5	0.9	0.365401	10.47758
6	1	0.33239	8.707242
7	1.1	0.304615	7.258172
8	1.2	0.280969	6.453597
9	1.3	0.260627	5.435476
10	1.4	0.242959	4.541206
11	1.5	0.227483	3.730816
12	1.6	0.213824	3.015977
13	1.7	0.201685	2.406323
14	1.8	0.19083	1.865248
15	1.9	0.181068	1.382472
16	2	0.172244	0.949728
17	2.1	0.16423	0.560319
18	2.2	0.156922	0.208802
19	2.3	0.15023	-0.10172
20	2.4	0.144081	-0.39002

Con la información de la geometría se calculó la potencia de salida a la velocidad nominal del viento y el factor de conversión de potencia para los dos tipos de álabes (recto y optimizado).

Con los datos preliminares se calculó el factor de potencia para un hipotético álabe recto con perfil alar A18:

$$C_p = 0.238$$

Con los datos de la tabla 5 se calculó el factor de potencia para el álabe geoméricamente optimizado con perfil alar A18:

$$C_p = 0.5239$$

De igual manera se calcularon las fuerzas que actúan sobre el álabe (Figura 18).

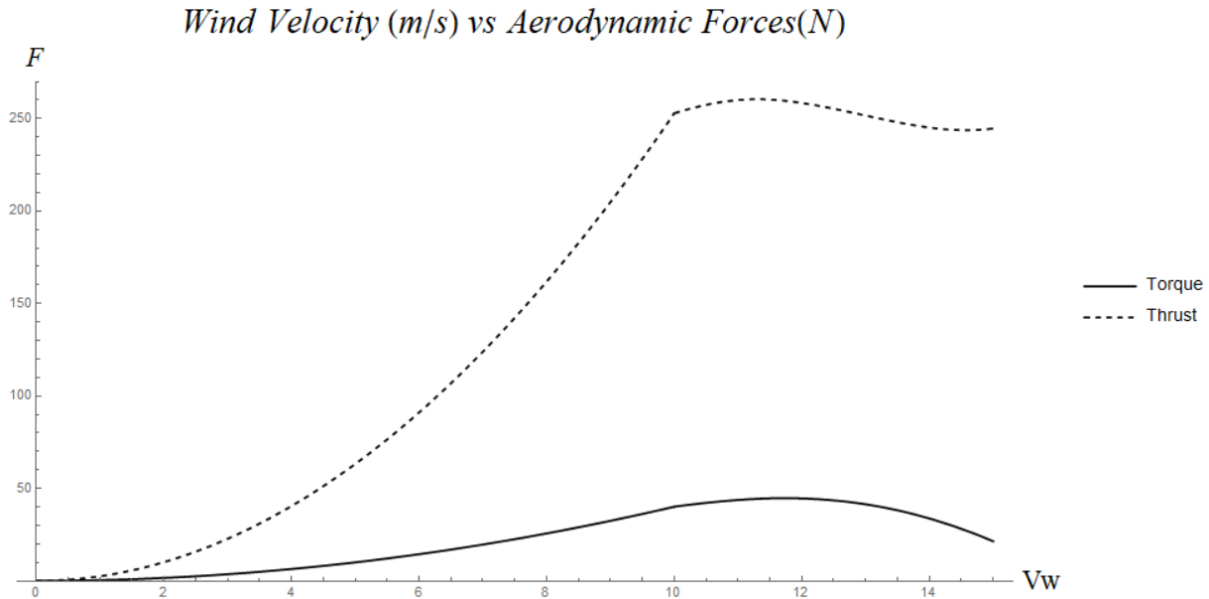


Figura 18: La gráfica las fuerzas aerodinámicas que actúan sobre el álabe, la línea continua indica el torque el cual se convertirá en la potencia de salida, y la línea puntead indica el empuje el cual se convertirá en carga estructural.

5.5 Modelado 3D

Con la información mostrada en la tabla 5 y la geometría del perfil alar A18 (Figura 19), se hizo el modelado 3D utilizando la herramienta CATIA V5R21 (Figura 20).

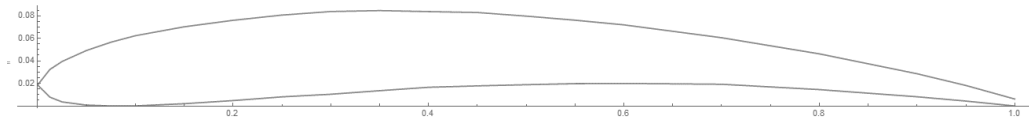


Figura 19: En la figura se muestra la geometría del perfil alas A18

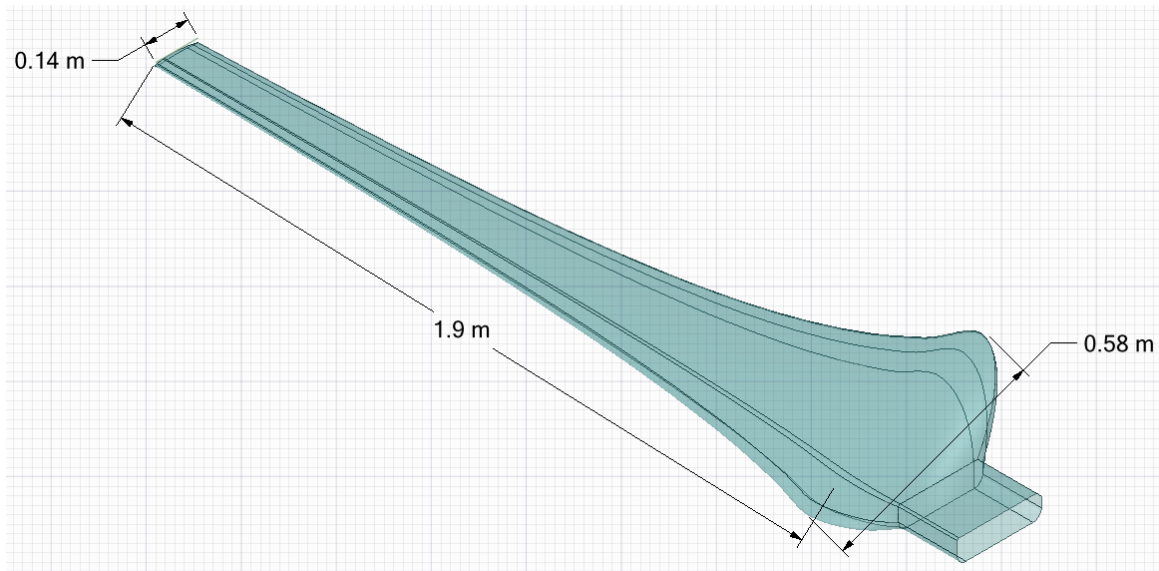


Figura 20: Modelado 3D del álabes con torsión y perfil alar A18 realizado con ayuda de herramientas CAD.

5.6 Resultados de la Simulación

5.6.1 Simulación Aerodinámica-Estructural

Para realizar las simulaciones en ANSYS es necesario establecer las geometrías que se involucran en el análisis. Para el análisis aerodinámico se necesita el rotor y un volumen llamado estator que representa al fluido.

El rotor consta de un volumen cilíndrico de 2.6 m de radio y 0.26 m de altura que representa el barrido de los álabes al girar de tipo “Add Frozen”, al centro hay una substracción de volumen con forma de los tres álabes unidos en el centro rotados a 120° uno con respecto al otro. El estator consta de un volumen cúbico de 5 m de arista tipo “Add Frozen” y al centro una substracción cilíndrica de iguales dimensiones que el rotor. En la *Figura 21* se pueden observar el estator y el rotor.

En el caso del análisis estructural es necesario el laminado de material compuesto el cual se construye en base a un modelo de superficie del álabes. En la *Figura 22* se puede ver el modelo de superficie del álabes.

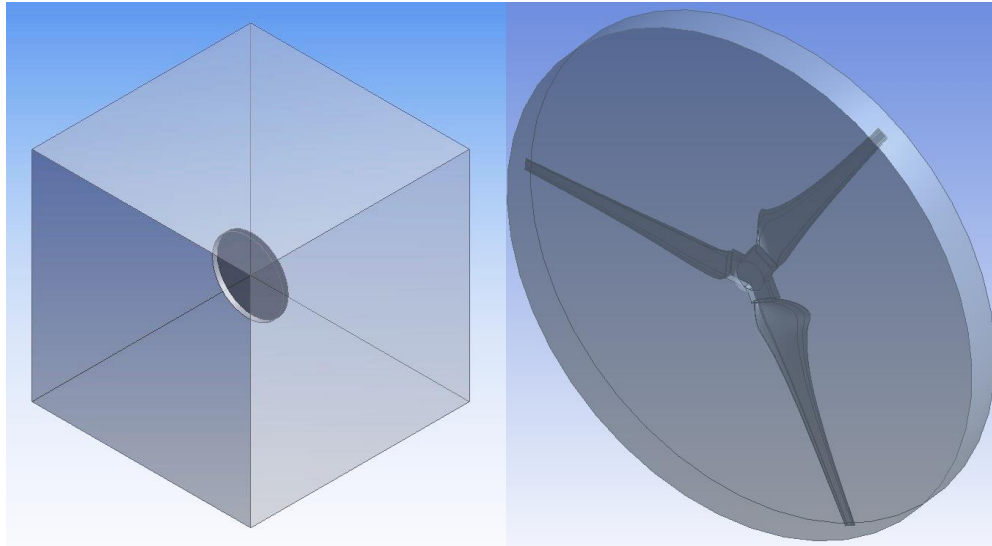


Figura 21: En la figura de la izquierda se tiene el estator, en el cual se introducen los parámetros del fluido, en este caso es aire a una velocidad V y una presión P . En la figura de la derecha se tiene el rotor el cual estará girando dentro del estator a una velocidad angular W .

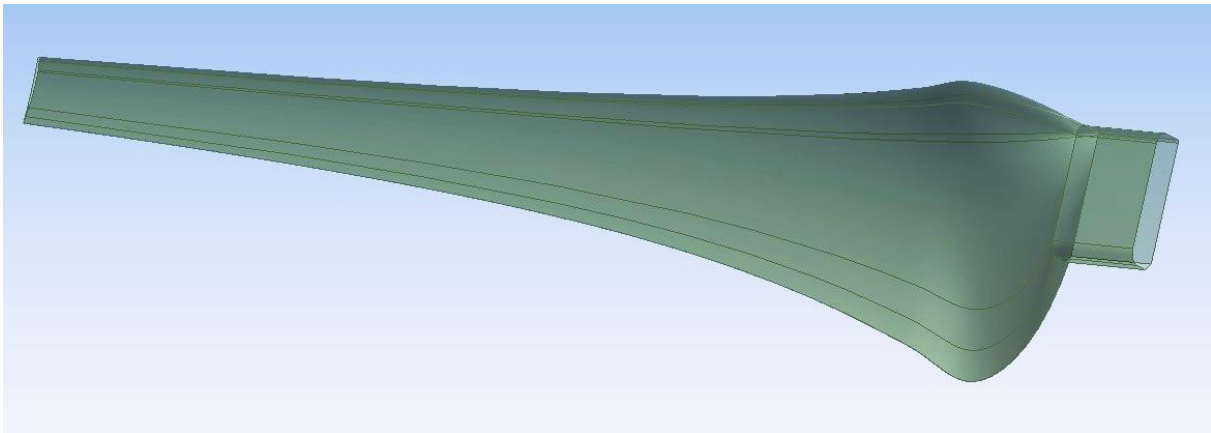


Figura 22: En la figura se muestra la geometría de superficies del álabe, esta geometría es necesaria en la elaboración de los laminados de material compuesto.

5.6.1.1 Análisis Aerodinámico:

Para continuar con el análisis aerodinámico se necesita crear las mallas del estator y del rotor. Los parámetros introducidos en ANSYS se muestran en la *Tabla 8: Parámetros para la creación del mallado para el estator y el rotor*.. En la Figura 23 se muestran las mallas del estator y el rotor ya listas.

Tabla 8: Parámetros para la creación del mallado para el estator y el rotor.

Parámetros	Estator	Rotor
Patch Conforming Method	Tetrahedrons	Tetrahedrons
Physics Preference	CFD	CFD
Solver Preference	CFX	CFX
Size Function	Curvature	Curvature
Max Face Size	500.0 mm	50.0 mm
Growth Rate	5.0	5.0
Min Size	5.0 mm	0.50 mm

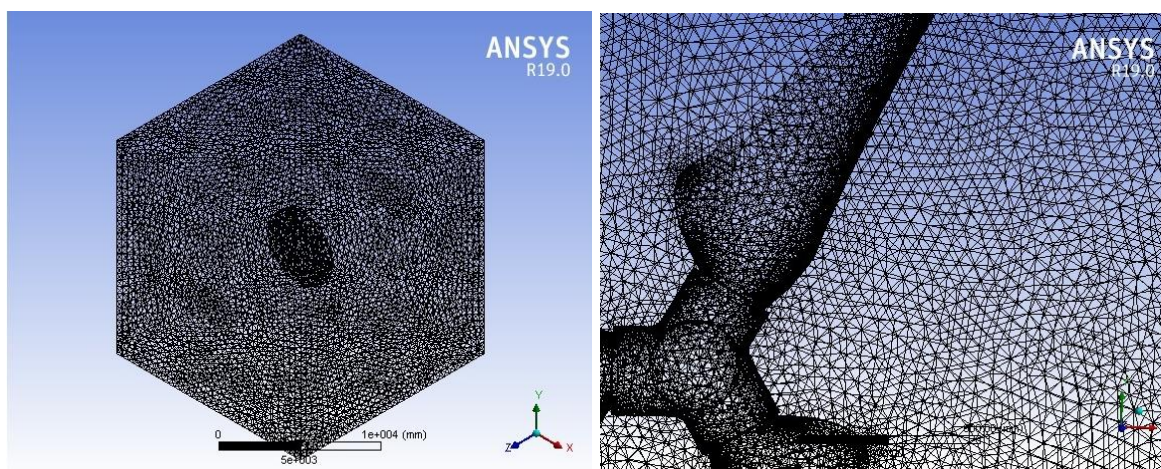


Figura 23: En la figura se muestra la malla del estator a la izquierda y el rotor a la derecha, éstas son utilizadas para el análisis aerodinámico de elemento finito.

Posteriormente se establecieron dos parámetros de inicio para cada una de las corridas, velocidad del viento, RPM del rotor, y presión de 1 atm.

Para determinar la velocidad del viento se estableció una distribución de a partir de 3 m/s hasta 22 m/s incluyendo 10 m/s que es la velocidad de diseño.

Para determinar las RPM del rotor se calcularon con la ayuda el TSR (λ) para cada velocidad de viento (V_w) establecida previamente. Los datos de muestran en la Tabla 9:

En la tabla se muestran los parámetros de inicio para cada una de las corridas de la simulación aerodinámica.

Tabla 9: En la tabla se muestran los parámetros de inicio para cada una de las corridas de la simulación aerodinámica.

No. de Corrida	Velocidad del viento (m/s)	Revoluciones por minuto (RPM)	CP medido
1	3.00	60	0.2876
2	4.70	95	0.4170
3	6.50	130	0.4753
4	8.25	165	0.5019
5	10.00	200	0.5060
6	14.00	200	0.4001
7	18.00	200	0.1436
8	22.00	200	0.1012

Con los datos obtenidos de la simulación se calculó la curva característica del aerogenerador y la curva del CP vs V_w .

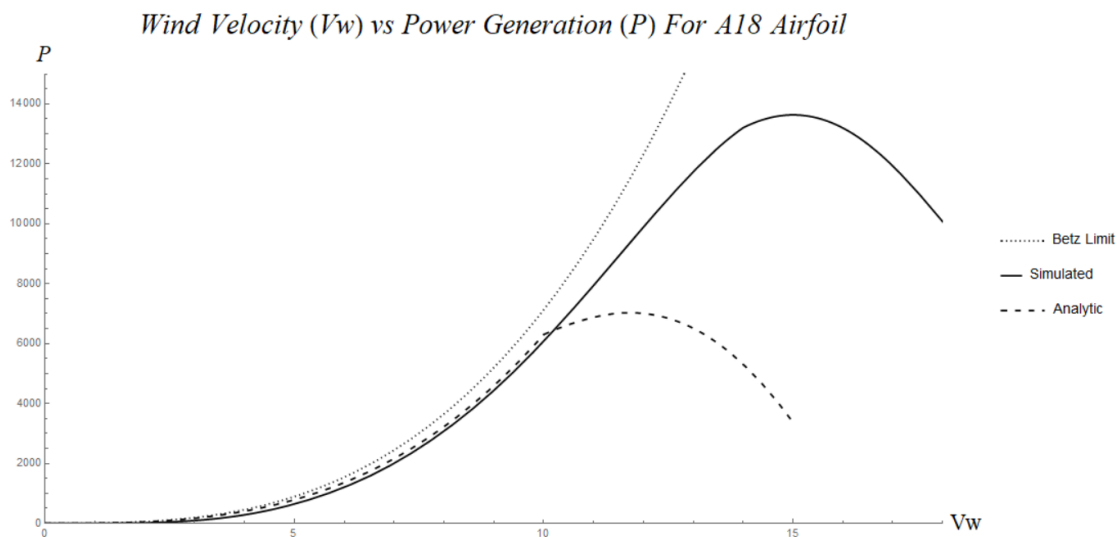


Figura 24: En la figura se muestra la curva característica del aerogenerador (línea continua) obtenía por medio de la simulación, la línea punteada representa el límite de Betz y la línea de rayas es la curva obtenida analíticamente.

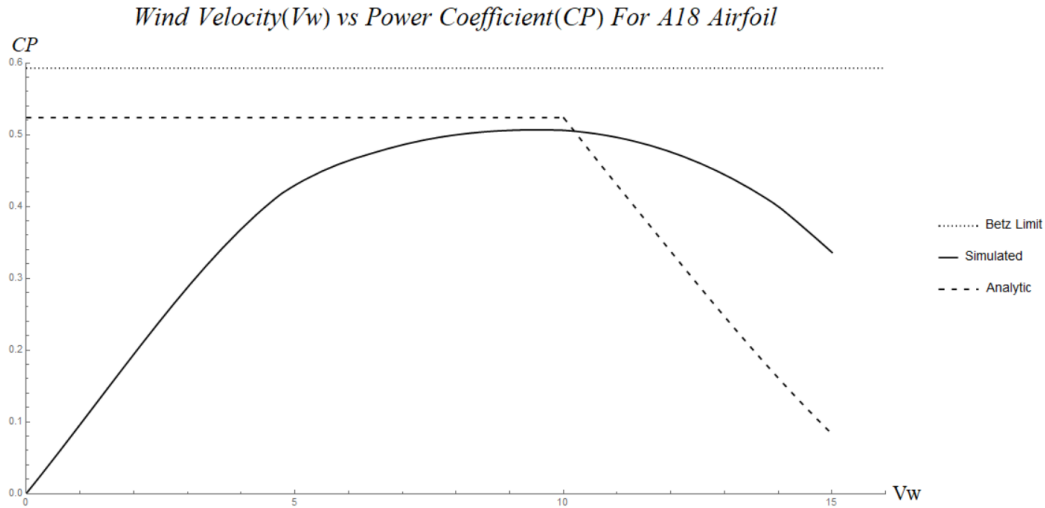


Figura 25: En la gráfica se muestra el coeficiente de potencia (C_P) contra la velocidad del viento (V_w). La línea punteada representa el límite de Betz, la línea de rayas es el C_P obtenido analíticamente y la línea continua es el C_P obtenido por medio de la simulación.

5.6.1.2 Análisis Estructural:

Con el fin de realizar el análisis estructural se hizo una corrida del análisis aerodinámico con una velocidad de viento límite a 40 m/s para así obtener la máxima presión a soportar por el álabe.

En la Figura 26 se muestran los datos de presión ejercida por el viento sobre la superficie de álabe, los cuales son importados por el bloque “Static Structural” para utilizarlos como carga estructural.

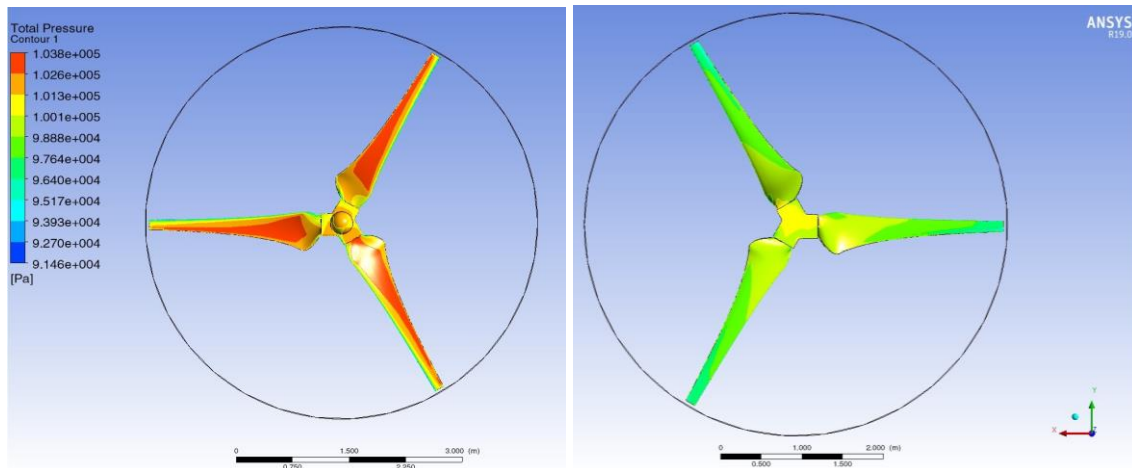


Figura 26: En la figura se muestra la presión (Pascales) ejercida por el viento sobre la superficie del álabe.

Antes de iniciar el análisis estructural se necesita establecer los laminados de material compuesto. Se propuso el material “Epoxy E-Glass Wet” el cual es una matriz de fibra de vidrio y resina epoxi, los datos se muestran en la *Tabla 10: Propiedades de elasticidad ortotrópica del material “Epoxy E-Glass Wet”*.. Se propuso laminados con orientaciones a 0°, 90°, 45° y -45° para contar con características semejantes a materiales isotrópicos.

El espesor se dividió en cuatro zonas: en la primera zona (punta) de 5 mm, la segunda zona (medio) con 8 mm, la tercer zona (central) con 12 mm y la zona de sujeción con 14mm. La *Figura 27* se muestra la distribución de espesor.

Con esta información se realizó el laminado y junto a la información de presiones se prosiguió con el análisis estructural calculando el máximo esfuerzo principal y la deformación total. En la *Figura 28* se muestra los resultados de dicho análisis.

Tabla 10: Propiedades de elasticidad ortotrópica del material “Epoxy E-Glass Wet”.

Propiedad	Valor	Unidad
Módulo de Young X	35000	Mpa
Módulo de Young Y	9000	Mpa
Módulo de Young Z	9000	Mpa
Coeficiente de Poisson XY	0.28	-
Coeficiente de Poisson YZ	0.40	-
Coeficiente de Poisson XZ	0.28	-

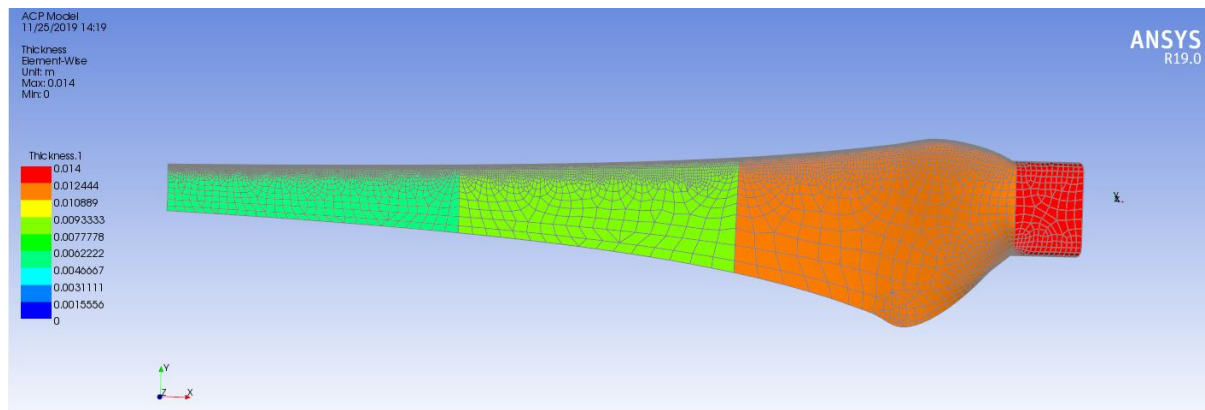


Figura 27: En la Figura se muestra la distribución de espesor de los laminados a lo largo del álab.

Para terminar el módulo de ACP (Post) importó los resultados del análisis estructural para así calcular la falla con el criterio de máximo esfuerzo principal y Tsai-Wu. En la *Figura 29* se muestra los resultados de este análisis.

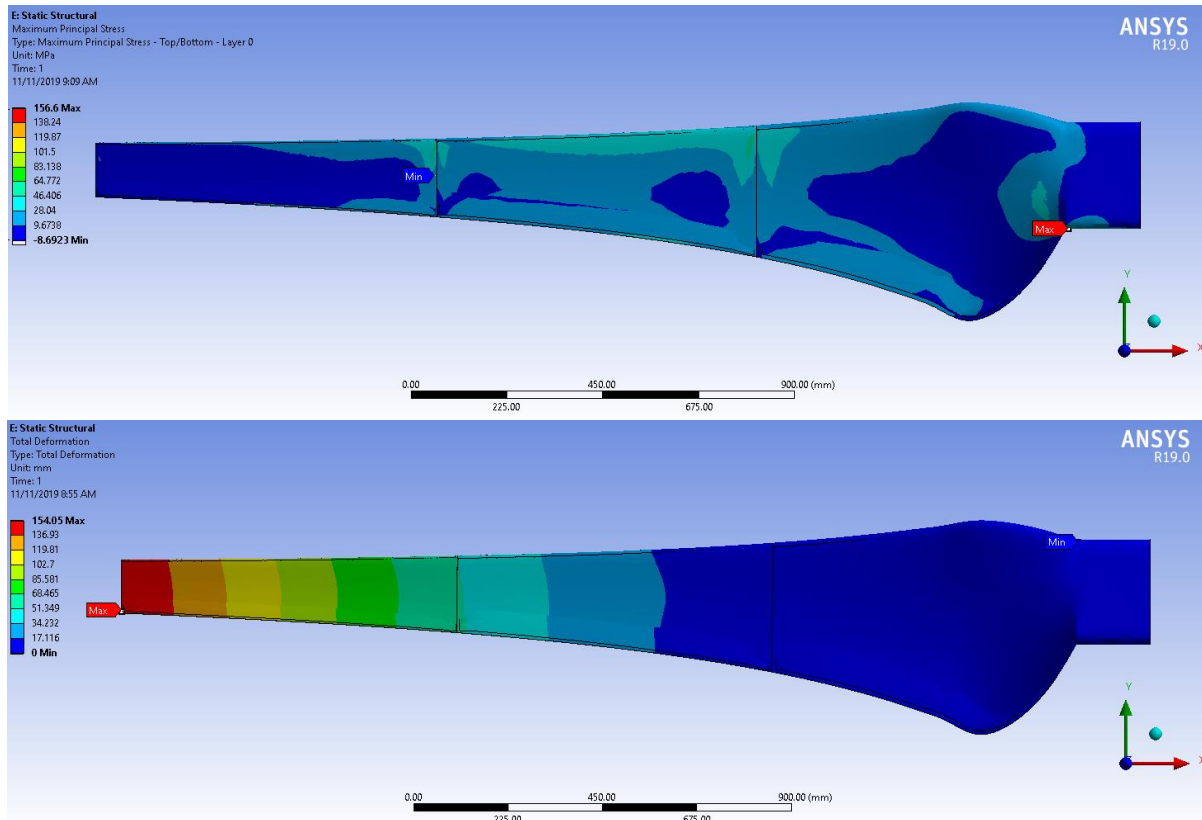


Figura 28: En las figuras se muestra el resultado del análisis estructural. La figura superior muestra el máximo esfuerzo principal y la figura inferior muestra la deformación total.

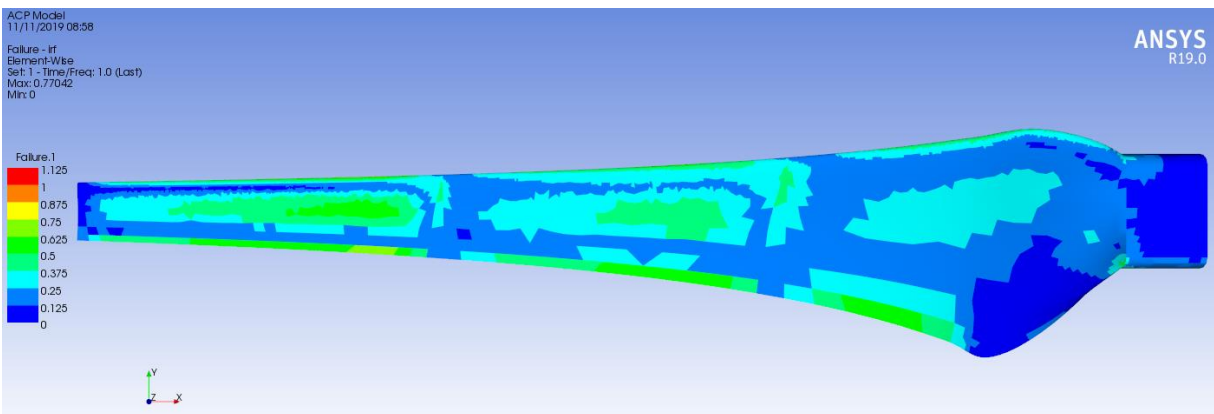


Figura 29: En la figura se muestra el factor de falla en base al criterio del máximo esfuerzo principal y de Tsai-Wu, con un máximo de 0.77.

5.6.2 Análisis Energético:

Para la realización de la simulación energética se utilizó los datos de la curva del aerogenerador obtenidos en la simulación aerodinámica (Figura 24), además de los datos del clima de Mexicali BC.

Se hizo la simulación para cada mes del año, se calculó la potencia instantánea generada y la acumulada. Estos datos se muestran de la Figura 30 a la Figura 41. De igual manera se hizo una simulación general anual, los datos se muestran en la Figura 42.

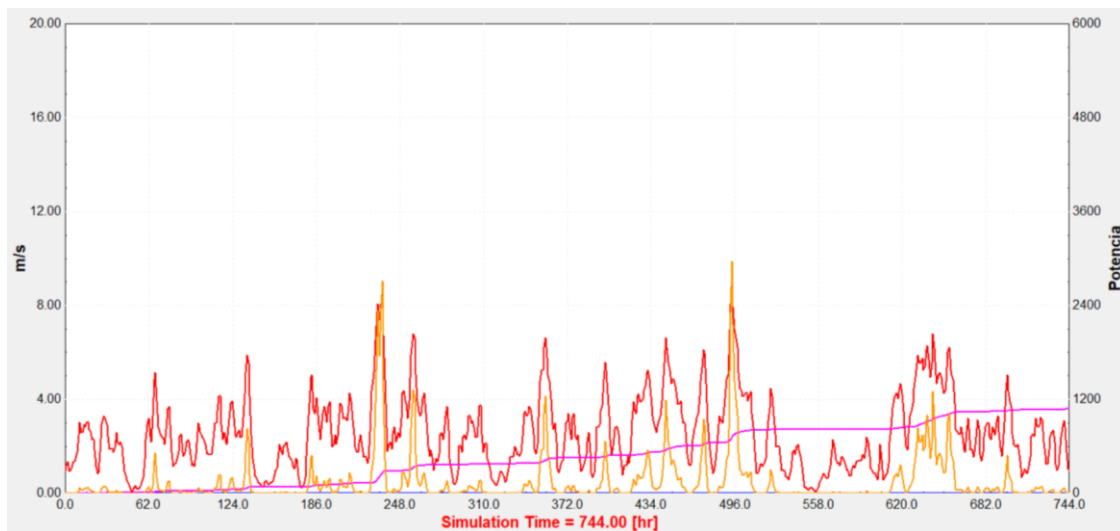


Figura 30: En la figura se muestran las gráficas de la velocidad del viento (línea roja) en m/s, la potencia generada (línea naranja) en Watts, y la potencia acumulada (línea rosa) en Wh x 100 para el mes de enero.

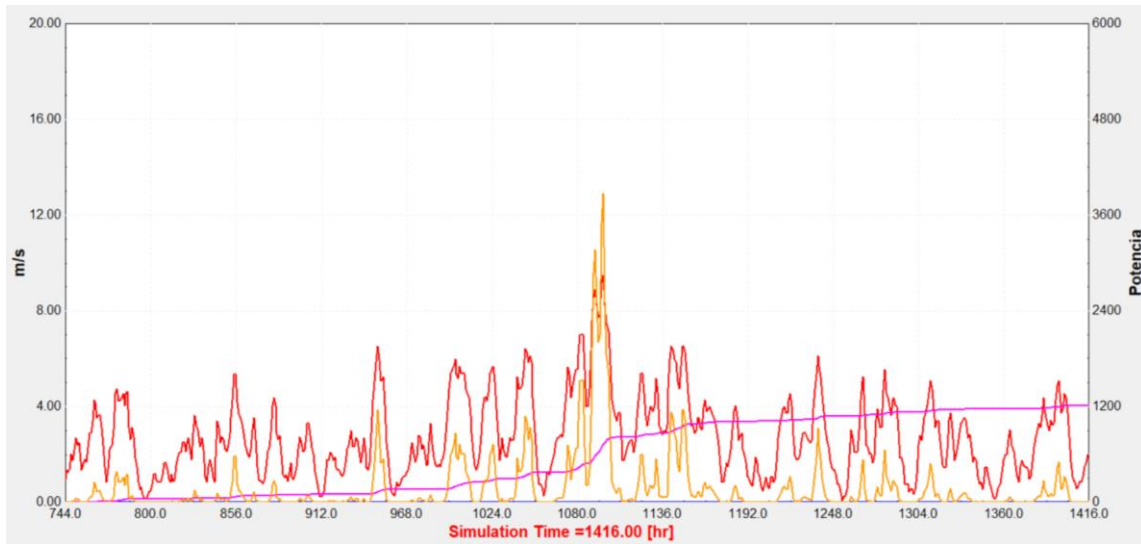


Figura 31: En la figura se muestran las gráficas de la velocidad del viento (línea roja) en m/s, la potencia generada (línea naranja) en Watts, y la potencia acumulada (línea rosa) en Wh x 100 para el mes de febrero.

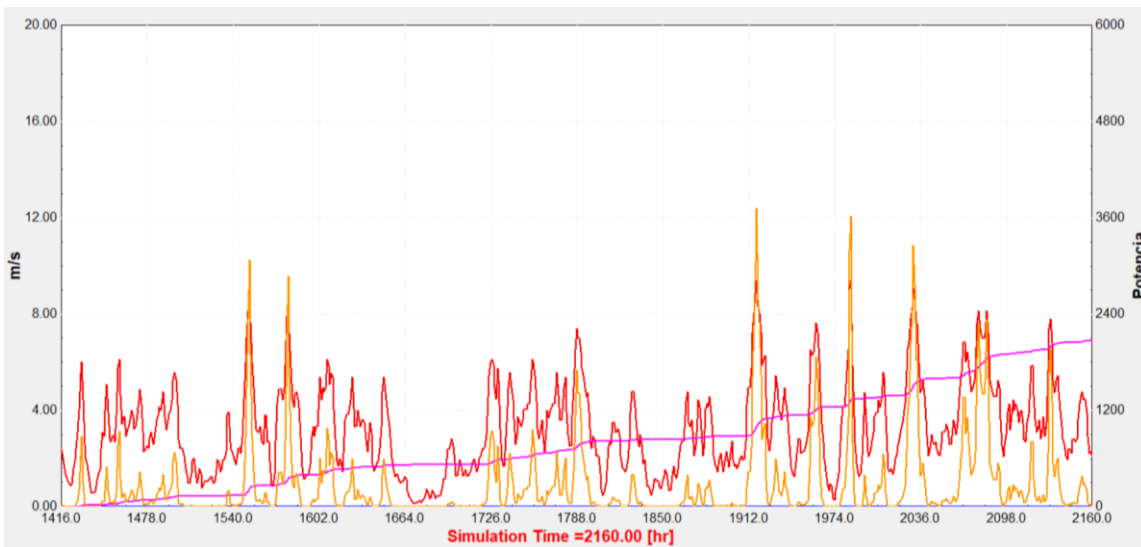


Figura 32: En la figura se muestran las gráficas de la velocidad del viento (línea roja) en m/s, la potencia generada (línea naranja) en Watts, y la potencia acumulada (línea rosa) en Wh x 100 para el mes de marzo.

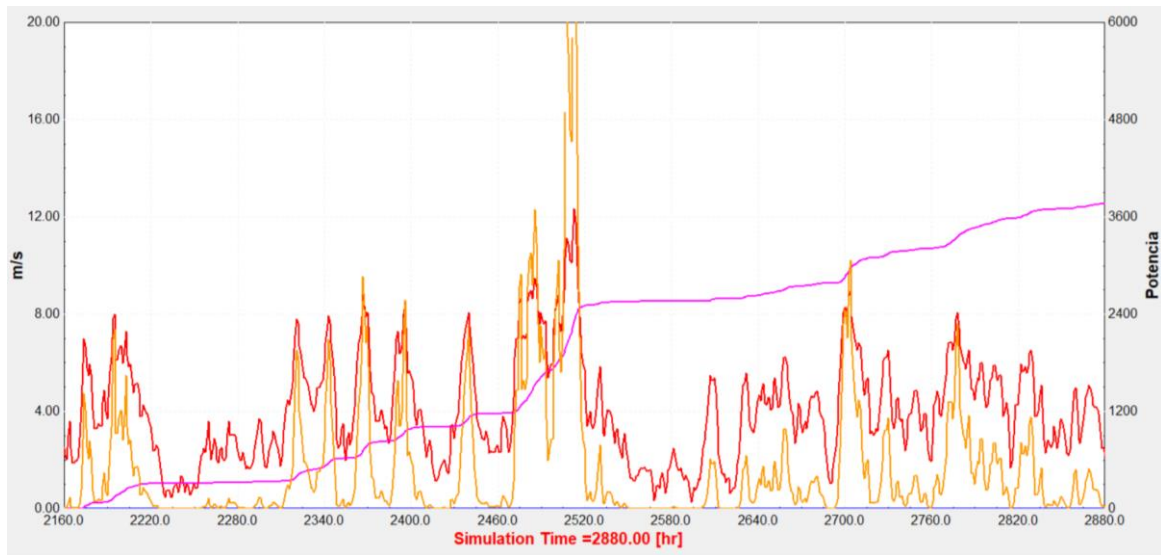


Figura 33: En la figura se muestran las gráficas de la velocidad del viento (línea roja) en m/s, la potencia generada (línea naranja) en Watts, y la potencia acumulada (línea rosa) en Wh x 100 para el mes de abril.

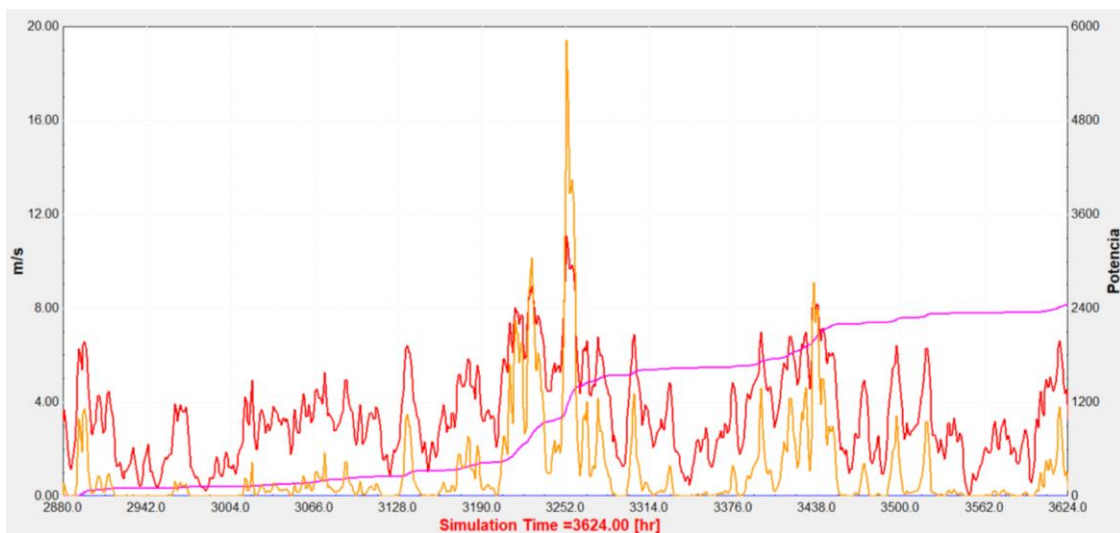


Figura 34: En la figura se muestran las gráficas de la velocidad del viento (línea roja) en m/s, la potencia generada (línea naranja) en Watts, y la potencia acumulada (línea rosa) en Wh x 100 para el mes de mayo.

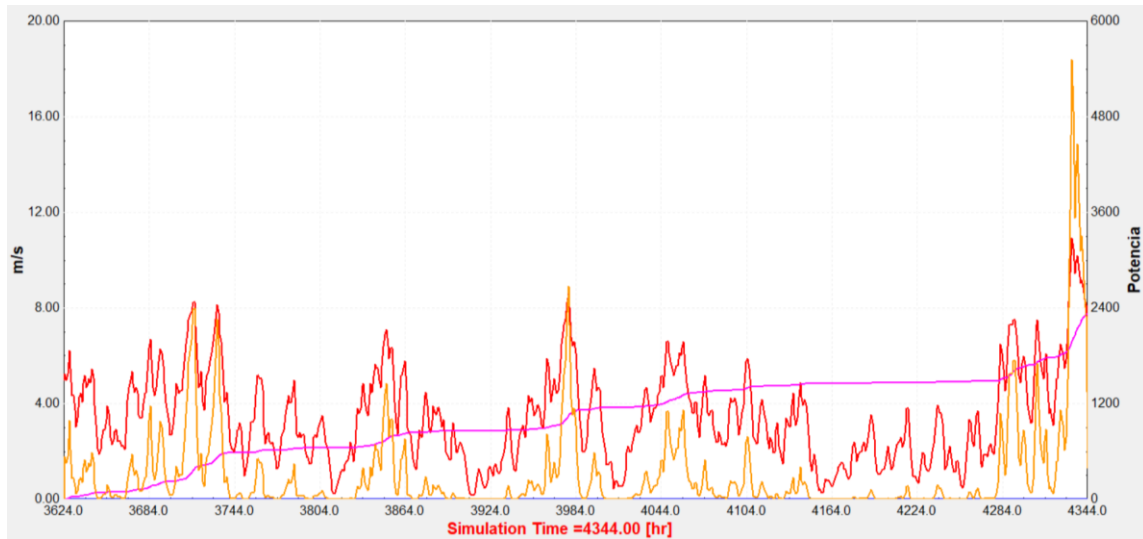


Figura 35: En la figura se muestran las gráficas de la velocidad del viento (línea roja) en m/s, la potencia generada (línea naranja) en Watts, y la potencia acumulada (línea rosa) en Wh x 100 para el mes de junio.

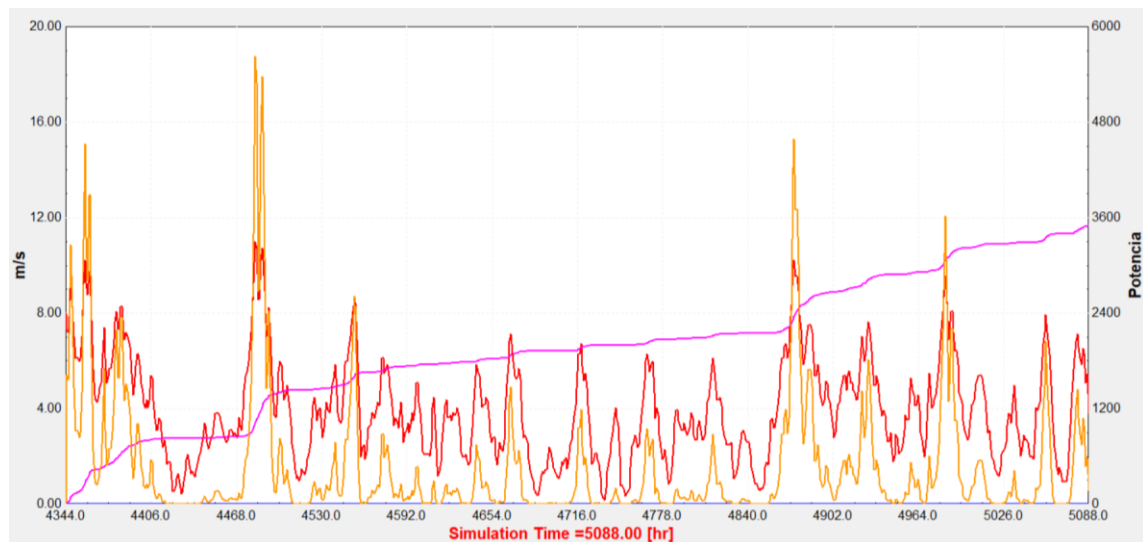


Figura 36: En la figura se muestran las gráficas de la velocidad del viento (línea roja) en m/s, la potencia generada (línea naranja) en Watts, y la potencia acumulada (línea rosa) en Wh x 100 para el mes de julio.

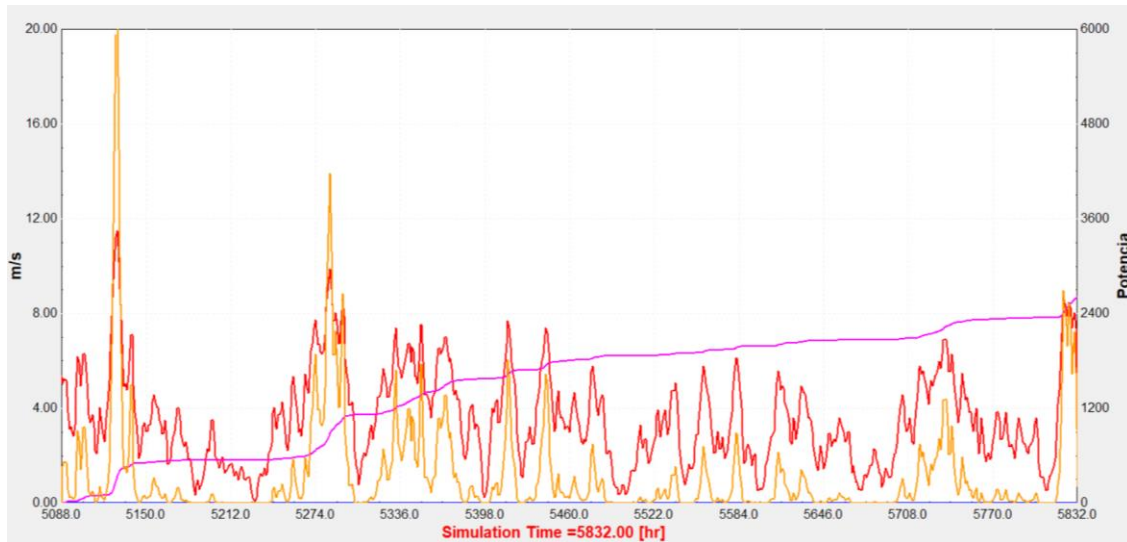


Figura 37: En la figura se muestran las gráficas de la velocidad del viento (línea roja) en m/s, la potencia generada (línea naranja) en Watts, y la potencia acumulada (línea rosa) en Wh x 100 para el mes de agosto.

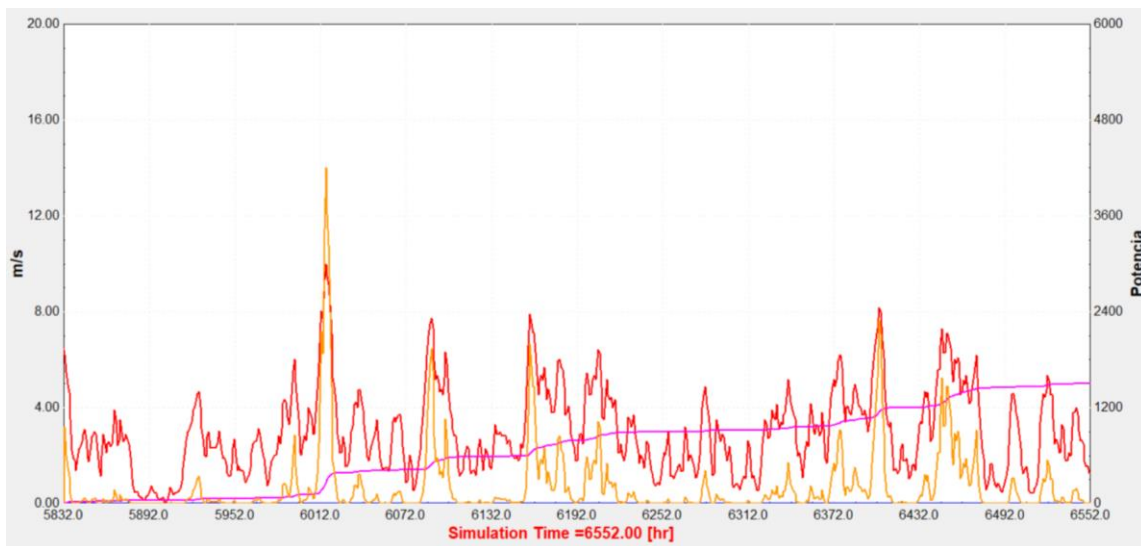


Figura 38: En la figura se muestran las gráficas de la velocidad del viento (línea roja) en m/s, la potencia generada (línea naranja) en Watts, y la potencia acumulada (línea rosa) en Wh x 100 para el mes de septiembre.

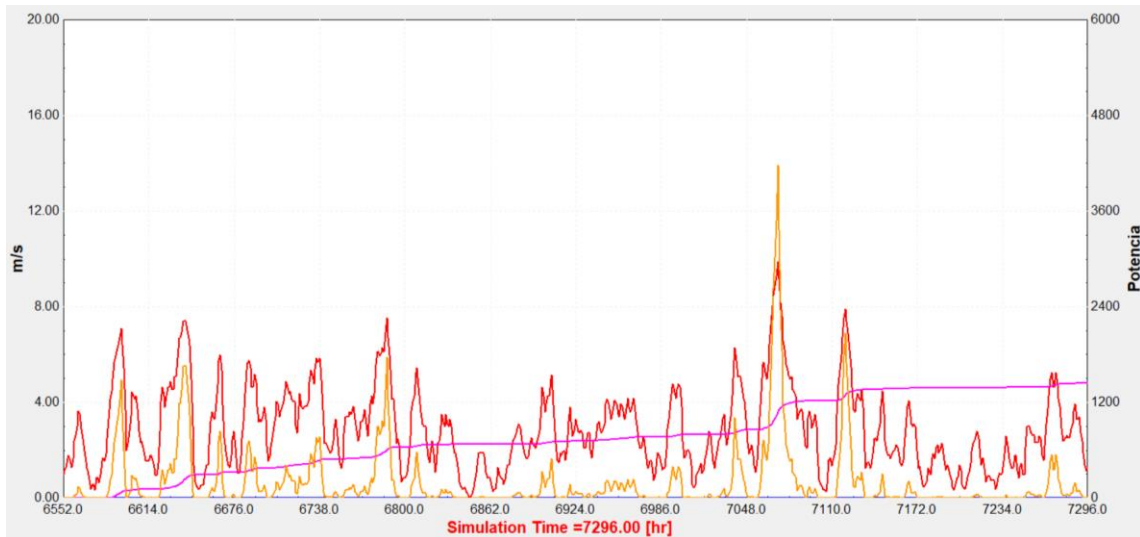


Figura 39: En la figura se muestran las gráficas de la velocidad del viento (línea roja) en m/s, la potencia generada (línea naranja) en Watts, y la potencia acumulada (línea rosa) en Wh x 100 para el mes de octubre.

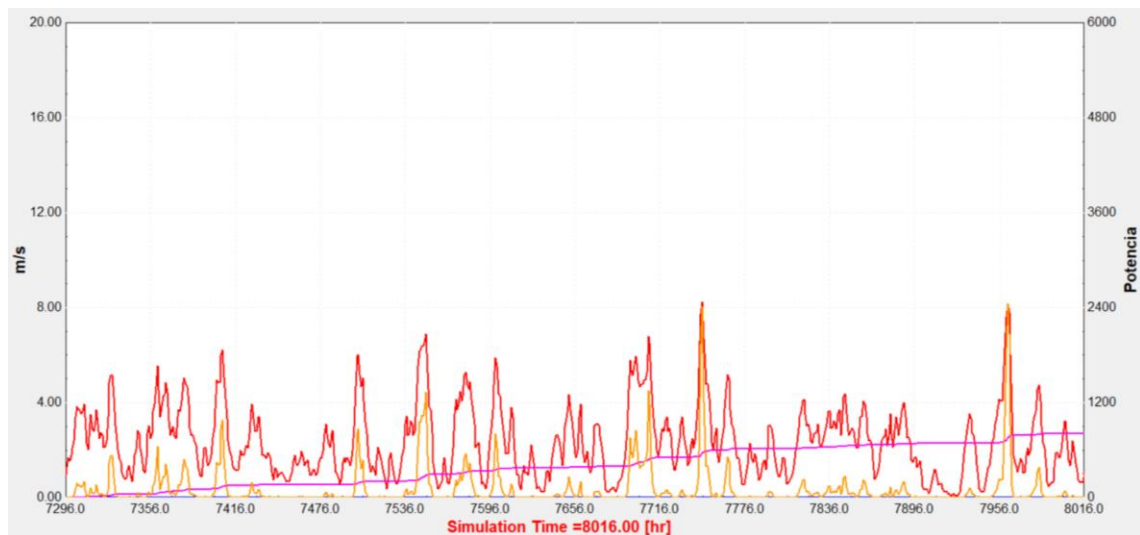


Figura 40: En la figura se muestran las gráficas de la velocidad del viento (línea roja) en m/s, la potencia generada (línea naranja) en Watts, y la potencia acumulada (línea rosa) en Wh x 100 para el mes de noviembre.

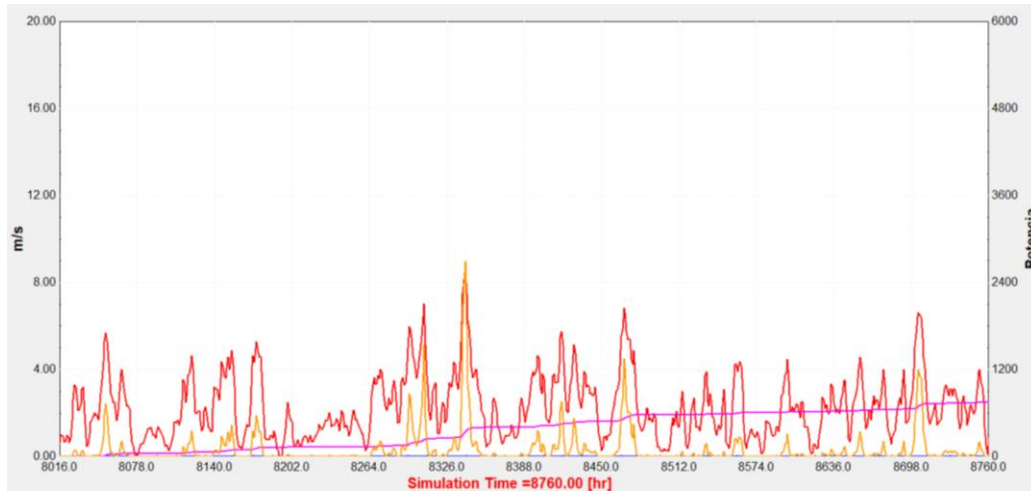


Figura 41: En la figura se muestran las gráficas de la velocidad del viento (línea roja) en m/s, la potencia generada (línea naranja) en Watts, y la potencia acumulada (línea rosa) en Wh x 100 para el mes de diciembre.

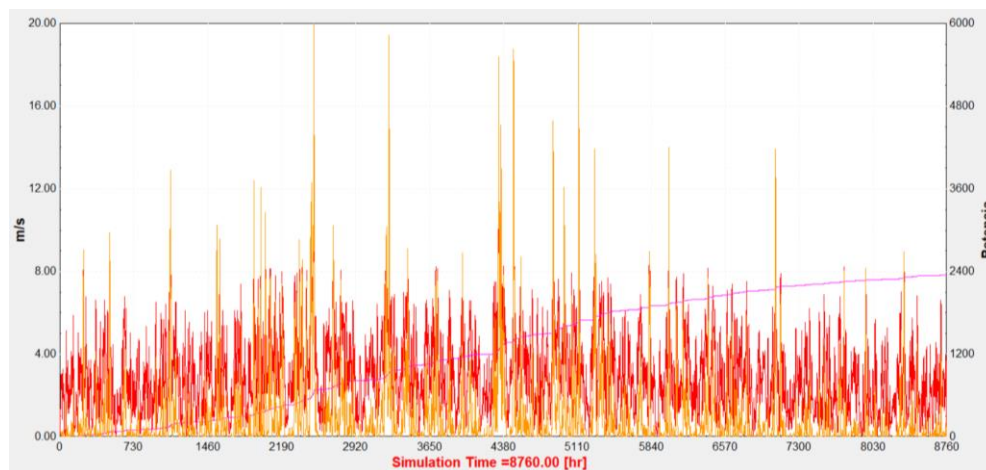


Figura 42: En la figura se muestran las gráficas de la velocidad del viento (línea roja) en m/s, la potencia generada (línea naranja) en Watts, y la potencia acumulada (línea rosa) en kWh para un año.

Los datos nos muestran que debajo de velocidades de viento de 3 m/s no hay generación de potencia, en cambio se obtienen buenos resultados para velocidades alrededor de 10 m/s con generación de 4.8 k. También se observa que los meses de mayor generación son abril y junio con 380 kW/h y 350 kW/h respectivamente. Y Los meses de menor generación fueron noviembre y diciembre con 75 kW/h aproximadamente.

CAPÍTULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En este trabajo de investigación se diseñó un álabe para un aerogenerador de baja potencia con un coeficiente de conversión de potencia (CP) superior a 0.5 que se considera alto para esta categoría. Para lograrlo la investigación se dividió en dos etapas, diseño y simulaciones.

En la primera parte, el diseño, se propusieron cuatro perfiles alares diferentes utilizados en aerogeneradores comerciales, el A18, el BW3, el NACA63A210 y el NACA4415. Con la información aerodinámica de estos perfiles, concretamente el arrastre aerodinámico (CD) y la sustentación aerodinámica (CL) en función del ángulo de ataque (α), se calcularon las hipotéticas curvas de CP para un aerogenerador de tres álabes de 5 kW de potencia a 10 m/s de velocidad de viento nominal. El mayor CP lo obtuvo el perfil alar A18 con un valor de 0.5239, criterio suficiente para descartar los demás perfiles. La longitud resultante del álabe fue de 2.4 m y una razón de velocidad de la punta (λ_d) de 5.24. Con este perfil y la información geométrica obtenida se construyó el modelo tridimensional del álabe y posteriormente el del aerogenerador.

En la segunda parte se hicieron las simulaciones, aerodinámica, estructural y energética. La primera razón para hacer un análisis aerodinámico fue obtener la curva de CP, introduciendo varias velocidades de viento desde 3 m/s hasta 22 m/s a una presión atmosférica de 1 atm se obtuvieron resultados puntuales para así realizar una interpolación, el resultado obtenido fue un CP de 0.5060 a una velocidad de viento de 10 m/s . La segunda razón fue para obtener información de presiones en la superficie del álabe con una velocidad de viento de 40 m/s a una presión atmosférica de 1 atm la cual fue utilizada como carga en el análisis estructural.

La simulación estructural se hizo para establecer el grosor del laminado de material compuesto para las diferentes secciones del álabe manteniendo un factor de falla bajo el criterio del “Esfuerzo Máximo Principal” y el criterio de “Tsai-Wu”, utilizado en análisis de materiales ortotrópicos. Se hicieron laminados wet-layup de fibra de vidrio y resina epoxi a 0° , 90° , 45° y -45° . La punta obtuvo un espesor de 5 mm , la zona media con un espesor de 8 mm , la zona centro con 12 mm y la zona de sujeción con 14 mm . Estas medidas dieron un máximo de 0.77 como factor de falla, si se buscara disminuir este factor se sugiere incrementar el espesor de la zona correspondiente.

Por último se realizó la simulación energética con motivo de validación para los datos previamente calculados. Se le introdujo a TRNSys el clima de Mexicali y la curva del aerogenerador y se ejecutó una simulación de un año. En ésta muestra que no ha generación de energía para valores de viento menores a 3 m/s , para velocidad de viento de 10 m/s hay una generación de potencia de 4.8 kW y para velocidad de viento de 12 m/s una potencia de 7.5 kW .

ANEXOS

Tabla 11: Tabla de Nomenclaturas.

Símbolo	Descripción
P_t	Potencia de salida del aerogenerador
P_w	Potencia total contenida en el viento
C_p	Coeficiente de potencia
ρ	Densidad del aire ($\approx 1.225 \text{ kg/m}^3$)
R	Radio del rotor
v	Velocidad del viento
λ	Razón de velocidad de la punta
ω_t	Velocidad angular del rotor
rpm	Revoluciones por minuto del rotor
v_u	Velocidad tangencial del rotor
v_r	Velocidad relativa del viento vista por el perfil alar
θ	Ángulo de ataque del viento relativo
α	Ángulo de ataque del perfil alar
β	Ángulo de control o "pitch"
L	Longitud local de cuerda
C_t	Torque mecánico suministrado al rotor
Re	Número de Reynolds

BIBLIOGRAFÍAS

- [1] http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2014/Prospectiva_Energias_Reno_13-2027.pdf
- [2] Yuan-Kang Wu, Huei-Jeng Lin & Jhih-Hao Lin. 2019. Certification and testing technology for small vertical axis wind turbine in Taiwan. Sustainable Energy Technologies and Assessments, Volume 31, pp 34-42, ISSN 2213-1388.
- [3] Energía, S. (2018). **Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional**. Retrieved from <https://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-33462>.
- [4] Secretaría de Energía (SENER). (2013). **Prospectiva de Energías Renovables 2013–2027**, SENER, México.
- [5] KC A, Whale J, Urmee T. (2019). **Urban wind conditions and small wind turbines in the built environment: A review**. Renewable Energy. Volume 131. pp. 268-283. ISSN 0960-1481.
- [6] Tripanagnostopoulos Y, Christodoulou A, Tselepis S, Souliotis M, & Tonui J. K. (2019). **Practical aspects for small wind turbine applications**. Proceedings of International EWEC 2004. London, UK, 22–25 November, 2004.
- [7] Pagnini L, Piccardo G & Repetto M.(2018). **Full scale behavior of a small size vertical axis wind turbine**. Renewable Energy. Volume 127, pp. 41-55, ISSN 0960-1481.
- [8] MacPhee D, Beyene A. 2019. **Performance analysis of a small wind turbine equipped with flexible blades**. Renewable Energy. Volume 132. 2019. Pp. 497-508. ISSN 0960-1481
- [9] Bukala J, Damaziak K, Kroszczyński K, Malachowski J, Szafranski T, Tomaszewski M, Karimi H, Jozwik K, Karczewski M & Sobczak K. (2016). **Small Wind Turbines:**

Specification, Design, and Economic Evaluation. Wind Turbines (Chapter 4).
Rijeka: IntechOpen.

- [10] Battisti L, Benini E, Brighenti A, Dell’Anna S & Raciti Castelli M. (2018). **Small wind turbine effectiveness in the urban environment.** Renewable Energy. Volume 129, Part A. pp 102-113
- [11] Probst O, Martínez J, Elizondo J & Monroy O. (2011). **Small Wind Turbine Technology.** 10.5772/15861. Nídia S. Caetano, Teresa M. Mata, António A. Martins, Manuel Carlos Felgueiras, New Trends in Energy Production and Utilization, In Energy Procedia, Volume 107, 2017, Pages 7-14, ISSN 1876-6102.
- [12] V. Ribé, Environmental Issues Associated with Energy Technologies and Natural Resource Utilization, Editor(s): Dominick A. Dellasala, Michael I. Goldstein, In Encyclopedia of the Anthropocene, Elsevier, 2018, Pages 381-384, ISBN 9780128135761.
- [13] E. Nehrenheim, Introduction to Renewable Energy, In Encyclopedia of the Anthropocene, edited by Dominick A. Dellasala and Michael I. Goldstein, Elsevier, Oxford, 2018, Pages 405-406, ISBN 9780128135761.
- [14] International Energy Agency (IEA). World Energy Outlook. 2012.
- [15] T.L. Acker, S.K. Williams, E.P.N. Duque, G. Brummels, J. Buechler. **Wind resource assessment in the state of Arizona: Inventory, capacity factor, and cost.** Renewable Energy, 32 (9) (2007), pp. 1453-1466.
- [16] YA Kaplan, I.San. Current situation of wind energy in the world and Turkey, green energy conference-VI (IGEC-VI). Eskisehir, Turkey (2011).
- [17] Alejandra Elizondo, Vanessa Pérez-Cirera, Alexandre Strapasson, José Carlos Fernández, Diego Cruz-Cano, Mexico’s low carbon futures: An integrated assessment for energy planning and climate change mitigation by 2050, In Futures, Volume 93, 2017, Pages 14-26, ISSN 0016-3287.
- [18] Energía, S. (2018). **Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional.** Retrieved from <https://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-33462>.

- [19] Posso, F. (2002). *Sistema energético basado en energías alternativas. En Energía y ambiente: pasado, presente y futuro* (pp. 54-73). Venezuela: Universidad de los Andes San Cristobal.
- [20] Yusuf Alper Kaplan, Overview of wind energy in the world and assessment of current wind energy policies in Turkey, In *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 43, 2015, Pages 562-568, ISSN 1364-0321.
- [21] Bartłomiej Igliński, Anna Iglińska, Grzegorz Koziński, Mateusz Skrzatek, Roman Buczkowski, Wind energy in Poland – History, current state, surveys, *Renewable Energy Sources Act, SWOT analysis*, In *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 64, 2016, Pages 19-33, ISSN 1364-0321.
- [22] John K. Kaldellis, D. Zafirakis, The wind energy (r)evolution: A short review of a long history, In *Renewable Energy*, Volume 36, Issue 7, 2011, Pages 1887-1901, ISSN 0960-1481.
- [23] Espejo C. *Las Energías Renovables en la Producción de Electricidad en España*. 2006. Compobell, S.L. Murcia, España. p. 13.
- [24] Álvarez, C. (2006). *Energía Eólica*. Madrid, España: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. p. 11.
- [25] Energy information administration, international energy statistics. (2018) Available at <http://www.eia.doe.gov/> (accessed December 2018).
- [26] Roberto Lacal-Arántegui, Materials use in electricity generators in wind turbines – state-of-the-art and future specifications, In *Journal of Cleaner Production*, Volume 87, 2015, Pages 275-283, ISSN 0959-6526.
- [27] Yoreley Cancino-Solórzano, Antonio J. Gutiérrez-Trashorras, Jorge Xiberta-Bernat, Current state of wind energy in Mexico, achievements and perspectives, In *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 15, Issue 8, 2011, Pages 3552-3557, ISSN 1364-0321.
- [28] Q. Hernández-Escobedo, R. Saldaña-Flores, E.R. Rodríguez-García, F. Manzano-Agugliaro, Wind energy resource in Northern Mexico, In *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 32, 2014, Pages 890-914, ISSN 1364-0321.
- [29] Secretaría de Energía (SENER). *Prospectiva de Energías Renovables 2013–2027*, SENER, México (2013).

- http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2014/Prospectiva_Energias_Reno_13-2027.pdf.
- [30] Plan Anual de Desarrollo Archivístico 2018. Presidencia del Gobierno de México. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/437494/INFORME_ANUAL_PAD_A_SENER_2018.pdf [accessed on-line May 2019].
- [31] Yoreley Cancino-Solórzano, José Pablo Paredes-Sánchez, Antonio José Gutiérrez-Trashorras, Jorge Xiberta-Bernat, The development of renewable energy resources in the State of Veracruz, Mexico, In Utilities Policy, Volume 39, 2016, Pages 1-4, ISSN 0957-1787.
- [32] De Battista, H. (2000). *CONTROL DE LA CALIDAD DE POTENCIA EN SISTEMAS DE CONVERSIÓN DE ENERGÍA EÓLICA*. Argentina: Universidad Nacional de La Plata, Facultad de Ingeniería, Departamento de Electrotecnia. pp. 13-14.
- [33] Abhijit N Roy, Syed Mohiuddin. Design and Fabrication of Vertical Axis Economical wind mill, International Journal on Recent and Innovation Trends in Computing and Communication, Volume 3, Issue 2, Pages 133 - 139, 2014, ISSN: 2321-8169.
- [34] [Aerogeneradores Comerciales] (Noviembre, 2019); <https://www.alibaba.com>.
- [35] M. Jureczko, M. Pawlak, A. Mężyk, Optimisation of wind turbine blades, In Journal of Materials Processing Technology, Volume 167, Issues 2–3, 2005, Pages 463-471, ISSN 0924-0136.
- [36] Toohid Bagherpoor, Li Xuemin, Structural Optimization Design of 2MW Composite Wind Turbine Blade, In Energy Procedia, Volume 105, 2017, Pages 1226-1233, ISSN 1876-6102. Volume 89, 2018, Pages 281-291, ISSN 1364-0321
- [37] N. Dalili, A. Edrisy, R. Carriveau, A review of surface engineering issues critical to wind turbine performance, In Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 13, Issue 2, 2009, Pages 428-438, ISSN 1364-0321.
- [38] Mefteh W. (2018). **Simulation-Based Design: Overview about related works, Mathematics and Computers in Simulation**. Volume 152, Pages 81-97, ISSN 0378-4754.
- [39] Renouard H & Hau E. (2006). **Wind Turbines Fundamentals, Technologies, Application, Economics**. Dipl.-Ing. Frühlingstraße 21 Krailling Germany: Springer.
- [40] https://m-selig.ae.illinois.edu/ads/coord_database.html.

- [41] Rosales P. (2014). **Estudio de un aerogenerador de baja capacidad en condiciones de arranque.** Universidad Autónoma de México. Mexicali, B.C., México.
- [42] C.R. Vogel, R.H.J. Willden, G.T. Houlsby, **Blade element momentum theory for a tidal turbine**, Ocean Engineering, Volume 169, 2018, Pages 215-226, ISSN 0029-8018.
- [43] Mahmuddin F, **Rotor Blade Performance Analysis with Blade Element Momentum Theory**, Energy Procedia, Volume 105, 2017, Pages 1123-1129, ISSN 1876-6102.
- [44] Ma Z, Zeng P & Lei L. **Analysis of the coupled aeroelastic wake behavior of wind turbine.** Journal of Fluids and Structures, Volume 84, 2019, Pages 466-484, ISSN 0889-9746.
- [45] Chizhi Zhang, Hua-Peng Chen, Tian-Li Huang, Fatigue damage assessment of wind turbine composite blades using corrected blade element momentum theory, Measurement, Volume 129, 2018, Pages 102-111, ISSN 0263-2241.
- [46] A. Alghamdi, H. Alharthi,. (2017). Multiscale 3D finite-element modelling of the thermal conductivity of clay brick walls. Construction and Building Materials, 157, 1-9.
- [47] Singiresu S. (2005). The Finite Element Method in Engineering (Fourth Edition). Burlington, United States: Elsevier Science & Technology Books.
- [48] Nakasone, Y. & Yoshimoto, S. (2006). Engineering Analysis With ANSYS Software. Oxford, United Kingdoms: Elsevier Science & Technology Books.
- [49] Dose B, Rahimi H, Herráez I, Stoevesandt B & Peinke J. (2018). **Fluid-structure coupled computations of the NREL 5 MW wind turbine by means of CFD.** Renewable Energy. Volume 129, Part A. pp 591-605. ISSN 0960-1481
- [50] Wu Z, Bangga G & Cao Y. **Effects of lateral wind gusts on vertical axis wind turbines**, Energy, Volume 167, 2019, Pages 1212-1223, ISSN 0360-5442.
- [51] A Mekhail T, Abdel-Fadeel W & Mohammed W. (2015). Experimental and CFD of Designed Small Wind Turbine. International Journal of Scientific and Engineering Research. 6.

- [52] Arteaga-López E, Ángeles-Camacho C & Bañuelos-Ruedas F. (2019). **Advanced methodology for feasibility studies on building-mounted wind turbines installation in urban environment: Applying CFD analysis**. Energy. Volume 167. PP 181-188. ISSN 0360-5442.