



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE QUERÉTARO
FACULTAD DE QUÍMICA
FACULTAD DE INGENIERÍA

MAESTRÍA EN CIENCIAS DE LA ENERGÍA

**ANÁLISIS DE LA GENERACIÓN DE POTENCIA EN TURBINAS
EÓLICAS PEQUEÑAS CON ASPAS CON PERFIL DEFORMABLE**

TESIS

QUE COMO PARTE DE LOS REQUISITOS PARA OBTENER EL GRADO DE

MAESTRO EN CIENCIAS DE LA ENERGÍA

PRESENTA

ING. AZAEL SADI DURÁN CASTILLO

DIRIGIDO POR:

DR. JUAN CARLOS A. JÁUREGUI CORREA

Santiago de Querétaro, Querétaro, Noviembre, 2021



Universidad Autónoma de Querétaro

Facultad de Química

Maestría en Ciencias de la Energía

Análisis de la generación de potencia en turbinas eólicas pequeñas con
aspas con perfil deformable

TESIS

Que como parte de los requisitos para obtener el Grado de

Maestro en Ciencias de la Energía

Presenta

Ing. Azael Sadi Durán Castillo

Dirigido por:

Dr. Juan Carlos A. Jáuregui Correa

SINODALES

Dr. Juan Carlos A. Jáuregui Correa
Presidente

Firma

Dr. José Santos Cruz
Secretario

Firma

Dr. Manuel Toledano Ayala
Vocal

Firma

Dr. Jesús Alejandro Franco Piña
Suplente

Firma

Dr. Francisco Javier de Moure Flores
Suplente

Firma

Dra. Silvia Lorena Amaya Llano
Director de la Facultad

Dra. Ma. Guadalupe Flavia Loarca Piña
Director de Investigación y Posgrado

Centro Universitario, Querétaro, Qro.
Noviembre 2021
México

A Dios que nunca nos abandona; a mi esposa, por todo su apoyo, su amor, sus palabras de aliento y paciencia, que sin ella no hubiera realizado esta maestría; y a mi padre†, mi madre y mis hermanas que siempre me han apoyado.

Agradecimientos

Quisiera expresar mi gratitud a:

A la Universidad Autónoma de Querétaro por darme la oportunidad de realizar este posgrado. Además, quiero agradecer a CONACYT por el apoyo económico que necesite durante estos dos años.

Al Dr. Francisco De Moure Flores por la oportunidad que me brindó para realizar este posgrado.

Al Dr. Juan Carlos A. Jáuregui Correa gracias por su guía, todo su gran apoyo y facilidades para el desarrollo del proyecto de esta tesis y de la misma manera al Ing. José Luis Rodríguez.

A los integrantes de mi sínodo y a todos mis profesores por compartir su conocimiento.

A todos mis compañeros que se volvieron amigos durante los dos años la maestría.

A toda mi familia de sangre y de ley que siempre estuvieron pendientes de mí.

A mi esposa por su incondicional apoyo, amor, comprensión y palabras de aliento durante estos dos años.

ÍNDICE

ÍNDICE	5
Índice de Tablas	7
Índice de Figuras.....	7
Índice de Graficas	9
Resumen	12
Abstract	13
1. Introducción.....	15
1.1. Justificación	16
1.2. Descripción del problema.....	19
2. Antecedentes	27
2.1. Clasificación de turbinas eólicas.....	27
2.2. Subsistemas.....	28
2.3. Diseño de aspas inteligentes.....	36
2.4. Fundamentación teórica	38
2.4.1. Potencia disponible del viento.....	38
2.4.2. Perfil aerodinámico.....	39
2.4.3. Clasificación NACA de 4 dígitos modificada.....	43
2.4.4. Flujo sobre un perfil aerodinámico.....	46
2.4.5. Ecuaciones gobernantes de la capa límite y de cierre	49
2.4.6. Acoplamiento viscoso/no viscoso.....	54
2.4.7. Solución de Newton.....	55
2.4.8. Corrección de compresibilidad.....	56
2.4.9. Extrapolación de las polares a 360°.....	56
2.4.10. Coeficiente de sustentación (C_L).....	57
2.4.11. Función de potencial de flujo de sustentación ϕ	58
2.4.12. Función ψ - flujo totalmente separado en un plato delgado curvo.....	59
2.4.13. Coeficiente de arrastre (C_D).....	60
2.4.14. Teoría del Momentum del Elemento del Aspa.....	61
2.4.15. Perdida en la punta.....	64
2.4.16. Calculo del coeficiente de potencia.....	65
2.4.17. Control de potencia	65

2.4.17.1. Control pasivo de pérdida	65
2.4.17.2. Control activo de ángulo de paso.....	66
2.4.17.3. Control pasivo de ángulo de paso.....	66
2.4.17.4. Control activo de pérdida	66
2.4.18. Recurso eólico disponible en la UAQ, campus Aeropuerto.....	67
2.4.19. Energía anual producida	68
2.5. Hipótesis.....	69
2.6. Objetivos	70
2.6.1. Objetivos específicos	70
3. Metodología	71
3.1. Simulación en QBlade®	77
3.2. Simulación en Ansys®.....	82
4. Resultados y discusión	85
4.1. Calculo de coeficientes de sustentación y arrastre en QBlade® y Ansys®	85
4.2. Calculo de coeficientes de potencia y potencia en QBlade®	95
4.3. Calculo del coeficiente de empuje y momento flector	103
4.4. Calculo de la energía generada en la UAQ campus Aeropuerto.....	105
5. Conclusiones.....	112
6. Bibliografía.....	114

Índice de Tablas

Tabla 1. Clasificación de turbinas eólicas por tamaño. (IEC61400-2, 2013).....	28
Tabla 2. Valores de λ_{11} respecto a la ubicación del espesor máximo.	45
Tabla 3. Geometría del aspa real.....	73
Tabla 4. Geometría del aspa a simular.	79
Tabla 5 Relaciones máxima entre coeficientes de sustentación y arrastre QBlade®	86
Tabla 6. Relaciones máximas entre coeficientes de sustentación y arrastre obtenidos en Ansys®.....	90
Tabla 7 Relación de los coeficientes de sustentación y arrastre máximos obtenidos por QBlade®.....	94
Tabla 8. Coeficientes de potencia y potencia generada en las diferentes velocidades del viento y posiciones de las levas.	97
Tabla 9 Angulo de ataque a la máxima relación de coeficiente sustentación y de arrastre.	99
Tabla 10. Posición de leva, ángulo de paso a diferentes velocidades de viento para una producción de potencia máxima	108
Tabla 11. Energía anual producida por la turbina eólica pequeña.....	109

Índice de Figuras

Figura 1 Deformación del perfil aerodinámico como una función del desplazamiento de la cuerda (Jauregui et al., 2020).	20
Figura 2. Disposición de las levas a lo largo del aspa.....	20
Figura 3 Detalle del mecanismo de leva dentro del aspa.....	21
Figura 4. Ubicación de los puntos de medición en la superficie de baja presión	21
Figura 5. Ubicación de los puntos de medición en la superficie de alta presión	22
Figura 6. Varios tipos de turbinas eólicas de eje vertical (Tong, 2010).....	27
Figura 7. Turbinas eólicas de eje horizontal por número de aspas. (Manwell et al., 2010).....	28
Figura 8. Nariz.....	28
Figura 9. Buje.....	29
Figura 10. Aspa.....	29
Figura 11. Góndola.....	30

Figura 12. Eje de la turbina.....	30
Figura 13. Eje del generador.....	31
Figura 14. Caja de engranes.....	31
Figura 15. Freno.....	32
Figura 16. Torre.....	32
Figura 17. Cimentación.....	33
Figura 18. Control de orientación.....	33
Figura 19. Control de ángulo de paso.....	34
Figura 20. Sistema de refrigeración.....	34
Figura 21. Sistema eléctrico.....	34
Figura 22. Flujo de aire a través de un disco (Manwell et al., 2010).....	38
Figura 23. Nomenclatura del perfil aerodinámico (Manwell et al., 2010).....	40
Figura 24. Distribución de fuerzas aerodinámicas en un perfil aerodinámico (DNV/Riso, 2002).....	40
Figura 25. Fuerzas y momentos en un perfil aerodinámico (Miley, 1982).....	41
Figura 26. Nomenclatura NACA Modificada.....	44
Figura 27. Efectos favorables (decremento) y adversos (incremento) del gradiente de presión sobre la capa límite (Miley, 1982).....	47
Figura 28. División de un flujo en dos regiones: (1) la capa límite viscosa delgada adyacente a la superficie del perfil y (2) el flujo no viscoso afuera de la capa límite (Anderson et al., 2010).....	49
Figura 29. Localización de las variables de la capa límite. (Mark Drela & Giles, 1987)	54
Figura 30. Extensión de la curva aerodinámica (polar) del coeficiente de sustentación (C_L) (Montgomerie, 2004).....	57
Figura 31. Cantidades geométricas para determinar C_{D90} . (Montgomerie, 2004).....	60
Figura 32 Esquema de los elementos del aspa (Manwell et al., 2010).....	62
Figura 33 Geometría del aspa para análisis de una turbina eólica horizontal (Manwell et al., 2010).....	63
Figura 34. Molde superior del aspa prototipo.....	71
Figura 35. Molde Superior del aspa prototipo.....	72
Figura 36 Localización de los puntos de medición de la superficie de alta presión.....	72
Figura 37 Localización de los puntos de medición de la superficie de baja presión.....	73
Figura 38. Ingreso de perfiles aerodinámicos.....	78

Figura 39. Cálculo de los coeficientes de sustentación y arrastre (Polars).....	78
Figura 40 Extrapolación a 360°.....	79
Figura 41. Modelado del aspa.....	80
Figura 42. Simulación del rotor.....	81
Figura 43. Cálculo de multi-variables.....	81
Figura 44. Simulación de la Turbina.....	82
Figura 45 Modelado del perfil aerodinámico.....	82
Figura 46. Mallado del fluido.....	83
Figura 47. Detalle de mallado.....	83
Figura 48 Pantalla de configuración.....	84
Figura 49. Pantalla diferentes parámetros para el cálculo de polares.....	84
Figura 50. Contornos de presión del perfil NACA modificado 4638 72.....	87
Figura 51. Contorno de velocidad del perfil NACA modificado 4638 72.....	88
Figura 52. Líneas de velocidad del perfil NACA modificado 4638 72.....	88
Figura 53. Contornos de presión del perfil NACA modificado 1520 42.....	89
Figura 54. Contorno de velocidad del perfil NACA modificado 1520 42.....	89
Figura 55. Líneas de velocidad del perfil NACA modificado 1520 42.....	89

Índice de Graficas

Grafica 1. Tendencia de generación de energía eléctrica a nivel mundial (ENERDATA, 2019).....	15
Grafica 2. Emisiones de CO2 procedentes de la combustión: tendencia mundial (IEA, 2020a).....	16
Grafica 3. Desplazamiento de la superficie superior de la primera leva.....	22
Grafica 4. Desplazamiento de la superficie inferior de la primera leva.....	23
Grafica 5. Desplazamiento de la superficie superior de la segunda leva.....	23
Grafica 6. Desplazamiento de la superficie inferior de la segunda leva.....	23
Grafica 7. Desplazamiento de la superficie superior de la tercera leva.....	24
Grafica 8. Desplazamiento de la superficie inferior de la tercera leva.....	24
Grafica 9. Desplazamiento de la superficie superior de la cuarta leva.....	24
Grafica 10. Desplazamiento de la superficie inferior de la cuarta leva.....	25

Grafica 11. Desplazamiento de la superficie superior de la quinta leva.....	25
Grafica 12. Desplazamiento de la superficie inferior de la quinta leva.....	25
Grafica 13. Coeficientes de sustentación (izquierda) y arrastre (derecha) para el perfil simétrico NACA 0012 (Miley, 1982).	42
Grafica 14. Curvas típicas con control de potencia por pérdida y por paso (Tong, 2010).	67
Grafica 15. Histograma de velocidades del viento UAQ Campus Aeropuerto	68
Grafica 16 Desplazamiento de la superficie superior en la primera leva.	74
Grafica 17 Desplazamiento de la superficie inferior en la primera leva.	74
Grafica 18 Desplazamiento de la superficie superior en la segunda leva.....	75
Grafica 19 Desplazamiento de la superficie inferior en la segunda leva.....	75
Grafica 20 Desplazamiento de la superficie superior en la tercera leva	75
Grafica 21 Desplazamiento de la superficie inferior en la tercera leva.	76
Grafica 22 Desplazamiento de la superficie superior en la cuarta leva	76
Grafica 23 Desplazamiento de la superficie inferior en la cuarta leva.	76
Grafica 24 Desplazamiento de la superficie superior en la quinta leva.....	77
Grafica 25 Desplazamiento de la superficie inferior en la quinta leva.....	77
Grafica 26 Coeficiente de sustentación y arrastre (polares) posición leva 0°	85
Grafica 27. Coeficiente de sustentación y arrastre (polares) posición leva 0° Ansys®.....	87
Grafica 28. Comparación de los resultados de las simulaciones de los Coeficiente de sustentación y arrastre del perfil 4534	91
Grafica 29. Comparación de los resultados de las simulaciones de los Coeficiente de sustentación y arrastre del perfil 2520	91
Grafica 30 Coeficiente de sustentación y arrastre (polares) posición leva 30°	91
Grafica 31 Coeficiente de sustentación y arrastre (polares) posición leva 45°	92
Grafica 32 Coeficiente de sustentación y arrastre (polares) posición leva 60°	92
Grafica 33 Coeficiente de sustentación y arrastre (polares) posición leva 90°	93
Grafica 34 Relación de los coeficientes de sustentación y arrastre máximos obtenidos en QBlade®.....	94
Grafica 35 Coeficiente de potencia (Cp) y potencia (W) a 0° de la leva.	95
Grafica 36 Coeficiente de potencia (Cp) y potencia (W) a 30° de la leva	95
Grafica 37 Coeficiente de potencia (Cp) y potencia (W) a 45° de la leva	96
Grafica 38 Coeficiente de potencia (Cp) y potencia (W) a 60° de la leva	96
Grafica 39 Coeficiente de potencia (Cp) y potencia (W) a 90° de la leva	97

Grafica 40 Potencia generada vs TSR a 6 m/s	98
Grafica 41. Angulo de ataque a la máxima relación de coeficiente sustentación y de arrastre.....	99
Grafica 42. Potencia vs ángulo de paso y posición de leva a 1 m/s del viento.....	100
Grafica 43. Potencia vs ángulo de paso y posición de leva a 2 m/s del viento.....	100
Grafica 44. Potencia vs ángulo de paso y posición de leva a 3 m/s del viento.....	101
Grafica 45. Potencia vs ángulo de paso y posición de leva a 4 m/s del viento.....	101
Grafica 46. Potencia vs ángulo de paso y posición de leva a 5 m/s del viento.....	102
Grafica 47. Potencia vs ángulo de paso y posición de leva a 6 m/s del viento.....	102
Grafica 48. Potencia vs ángulo de paso y posición de leva a 7 m/s del viento.....	103
Grafica 49. Potencia vs ángulo de paso y posición de leva a 8 m/s del viento.....	103
Grafica 50. Coeficiente de empuje vs velocidad del viento (m/s).....	104
Grafica 51. Momento flector (Nm) vs velocidad del viento (m/s).....	104
Grafica 52. Generación de potencia, posición de la leva 0° y diferentes ángulos de paso.....	105
Grafica 53. Generación de potencia, posición de la leva 30° y diferentes ángulos de paso.....	106
Grafica 54. Generación de potencia, posición de la leva 45° y diferentes ángulos de paso.....	106
Grafica 55. Generación de potencia, posición de la leva 60° y diferentes ángulos de paso.....	107
Grafica 56. Generación de potencia, posición de la leva 90° y diferentes ángulos de paso.....	107
Grafica 57. Histograma de las velocidades de viento.....	108
Grafica 58. Grafica de potencia máxima generada de la turbina eólica.....	109

Resumen

Las turbinas eólicas generan energía eléctrica convirtiendo la energía cinética del viento en movimiento rotacional; como la velocidad del viento no es constante (ráfagas) tampoco generación de potencia, a diferencia de los sistemas tradicionales en donde ésta es constante, este es uno de los principales retos de las turbinas eólicas. Algunas estrategias para aumentar la eficiencia y reducir las fuerzas sobre las aspas de las turbinas: diseño de aspas con mejores perfiles aerodinámicos, sistemas de control, generadores más eficientes, etcétera. Este trabajo, analiza el comportamiento (polares, eficiencia y generación de potencia) de una turbina eólica pequeña, con un aspa prototipo de 3.1m de longitud con perfil deformable (controlable). El aspa tiene una superficie flexible y un mecanismo de leva excéntrica que modifica el perfil aerodinámico en cinco secciones, se midieron las superficies desde el desplazamiento cero hasta el desplazamiento total de la leva. Se determinaron los coeficientes de sustentación y arrastre para los diferentes perfiles aerodinámicos obtenidos al deformar el aspa mediante el uso de XFOIL y CFD (Ansys®), así como el rendimiento y potencia generada del aspa mediante el método BEM (QBlade®). La energía máxima anual calculada de la turbina eólica emplazada en la UAQ campus Aeropuerto sería de 10,131.319kWh que alimentaría 11.29 hogares por año de consumo básico. La eficiencia de la turbina eólica mostro un aumento, en la posición de la leva en 30°, de solo 0.3%, pero una disminución del momento flector medio de hasta aproximadamente un 6% sugiere que el rotor de la turbina flexible presentado en este trabajo puede utilizarse para reducir las cargas extremas y de fatiga en las turbinas eólicas.

Palabras clave: Energía eólica, perfil deformable, eficiencia, turbina eólica.

Abstract

Wind turbines generate electrical energy by converting the kinetic energy of the wind into rotational motion; as the wind speed is not constant (gusts), neither is the power generation, unlike traditional systems where it is constant, this is one of the main challenges for wind turbines. Some strategies to increase efficiency and reduce forces on the turbine blades: blade design with better aerodynamic profiles, control systems, generators that are more efficient, etc. This work analyzes the behavior (polars, efficiency and power generation) of a small wind turbine, with a prototype blade of 3.1m in length with a deformable (controllable) profile. The blade has a flexible surface and an eccentric cam mechanism that modifies the aerodynamic profile in five sections; the surfaces were measured from zero displacement to full cam displacement. The lift and drag coefficients were determined for the different aerodynamic profiles obtained by deforming the blade using XFOIL and CFD (Ansys®), as well as the performance and power generated by the blade using the BEM method (QBlade®). The maximum annual energy calculated from the wind turbine, located at the UAQ Airport campus, would be 10,131.319kWh, which would power 11.29 homes per year of basic consumption. The efficiency of the wind turbine showed an increase, in the cam position by 30°, of only 0.3%, but a decrease in the mean bending moment of up to about 6% suggests that the flexible turbine rotor presented in this work can be used to reduce extreme loads and fatigue in wind turbines.

Keywords: Wind energy, deformable profile, efficiency, wind turbine.

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD DE ESTUDIANTE:

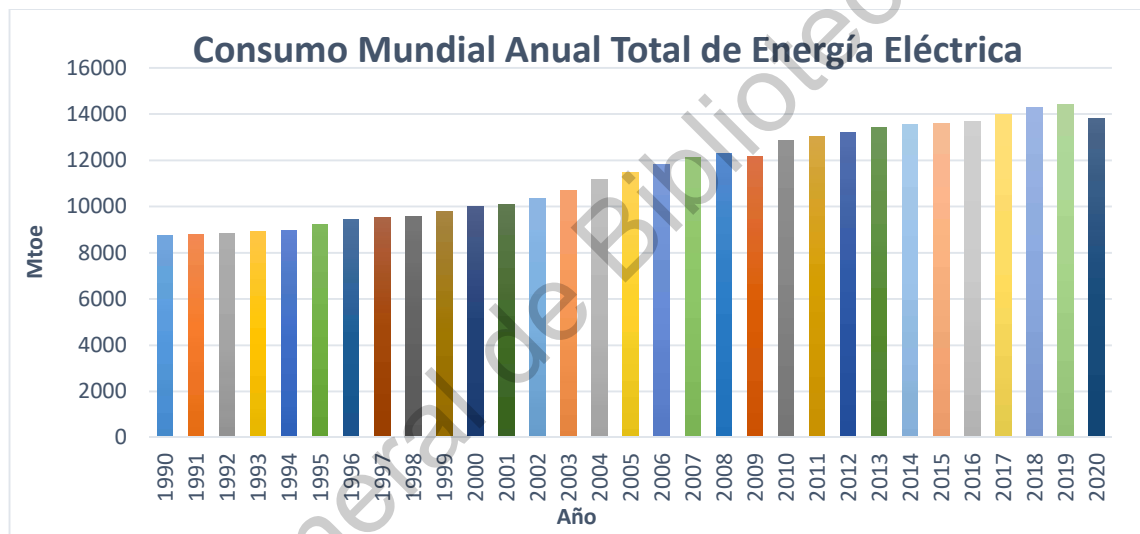
Declaro que los datos propios obtenidos en esta investigación fueron generados durante el desarrollo de mi trabajo de tesis de forma ética y que reporto detalles necesarios para que los resultados de esta tesis sean reproducibles en eventuales investigaciones futuras.

Finalmente, este manuscrito de tesis es un trabajo original en el cual se declaró y dio reconocimiento a cualquier colaboración o cita textual presentadas en el documento.

Dirección General de Bibliotecas UAG

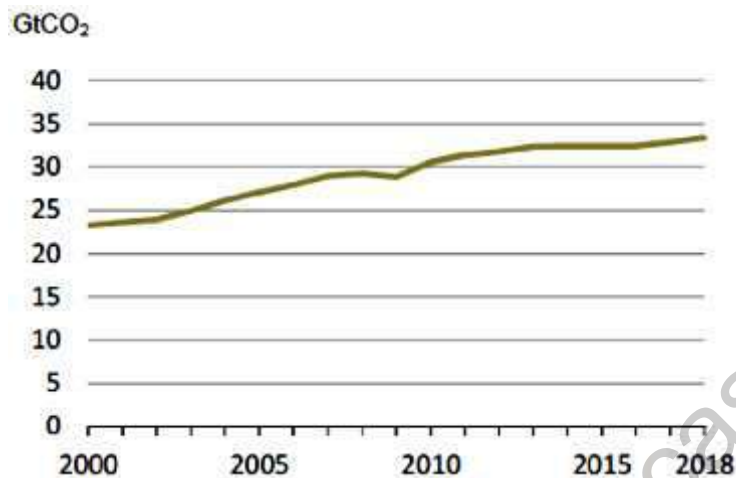
1. Introducción.

En las últimas décadas la demanda de energía eléctrica en el mundo ha ido en aumento, con excepción de 2020, donde el consumo eléctrico mundial disminuyó un 1.1 %, entre 1974 y 2017 creció un promedio anual de 3.3%, en 2018 la generación creció un 3.9% más que en 2017, la mayor parte de producción de la energía eléctrica es en base a fuentes de energía no renovables como los son el carbón o los derivados del petróleo, en 2018 el 66.3% de la generación de la energía eléctrica mundial ha sido a base combustibles fósiles (IEA, 2020b).



Grafica 1. Tendencia de generación de energía eléctrica a nivel mundial (ENERDATA, 2019)

Las emisiones globales de dióxido de carbono (CO₂) de la combustión de combustibles crecieron un 0.5% en 2018, como se observa en la Grafica 2. La generación de electricidad sigue siendo el mayor impulsor de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), la generación de electricidad/calor y transporte produce dos terceras partes del total de las emisiones de CO₂ y fueron igualmente responsables de casi todo el crecimiento global de las emisiones desde 2010 (IEA, 2020a).



Grafica 2. Emisiones de CO₂ procedentes de la combustión: tendencia mundial (IEA, 2020a)

Todo esto ha producido el problema del calentamiento global, uno de los convenios que las naciones han emprendido para combatir esto es el Acuerdo de París, cuyo objetivo central es mantener el aumento de la temperatura mundial en este siglo por debajo de los 2 grados centígrados por encima de los niveles preindustriales, y proseguir los esfuerzos para limitar aún más el aumento de la temperatura a 1.5 grados centígrados. Además, el acuerdo tiene por objeto aumentar la capacidad de los países para hacer frente a los efectos del cambio climático y lograr que las corrientes de financiación sean coherentes con un nivel bajo de emisiones de gases de efecto invernadero y una trayectoria resistente al clima (Paris Agreement, 2015).

1.1. Justificación

De la misma manera la demanda de energía eléctrica en México aumenta año con año, la mayor parte de la energía eléctrica generada se obtiene a partir de fuentes no renovables de origen fósil, en 2019 fue el 91.87% (SENER, 2019), esto aunado al déficit de producción de hidrocarburos, durante los últimos diez años, la producción ha caído a un ritmo acelerado del 4.03% en promedio, de 2018 al 2019 hubo una disminución del 1.11% (SENER, 2019). Y atendiendo los compromisos de México en el acuerdo de París, los compromisos no condicionados, se centran en

reducir el 22% de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y 51% de las emisiones de carbono negro al año 2030 respecto al escenario tendencial (business-as-usual, BAU) y los compromisos condicionados: se centra en apoyar a reducir hasta en un 36% las emisiones de GEI y 70% de las emisiones de carbono negro al año 2030 respecto al escenario BAU (SEMARNAT, 2020). Por tal motivo, se ha implementado la búsqueda de fuentes alternas de energía, las llamadas energías renovables.

El termino energía renovable se refiere a las energías primarias que se consideran inagotables en términos de dimensiones humanas (tiempo). Son generados continuamente por las fuentes de energía, energía solar, energía geotérmica y energía de las mareas. La energía producida dentro del sol es responsable de una multitud de otras energías renovables (como la eólica y la energía hidroeléctrica), así como de los portadores de energía renovable (como los biocombustibles sólidos o líquidos). El contenido energético de los residuos solo puede denominarse renovable si no es de origen fósil (por ejemplo, residuos domésticos orgánicos, residuos de la industria de procesamiento de alimentos) (Kaltschmitt et al., 2007).

Debido a la necesidad de abastecer a la sociedad de energía eléctrica de manera más sustentables, la energía eólica ofrece una solución para satisfacer dicha demanda, ya sea para un hogar, una comunidad o un poblado pequeño que estén en ubicaciones remotas y que no tenga acceso a la red de distribución eléctrica nacional, o bien en las turbinas eólica de elevadas potencias para abastecer zonas urbanas.

La generación de energía eléctrica por medio de la energía eólica se ha vuelto económicamente competitiva en las ubicaciones más favorables en comparación con fuentes de energía convencionales (Ragheb, 2017). La industria de la energía eólica está aumentando la contribución energética global frente a la contribución de los combustibles fósiles (M. Hansen, 2008).

La tecnología en la energía eólica es una de las tecnologías que desde finales del siglo XIX ha mantenido un avance y desarrollo de manera constante, que en las últimas décadas ha tenido un repunte sobresaliente en la pequeña, mediana y gran escala, tanto para instalaciones en tierra como para instalaciones en el mar.

De acuerdo al análisis energético realizado por la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA por sus siglas en inglés), la energía eólica representa una gran oportunidad tanto en el norte como en el sur de México, con el potencial de producir 92 TWh de electricidad por año para 2030. Casi todo esto se derivaría de la energía eólica terrestre. En el contexto de la capacidad de energía eólica instalada total del país de 1.7 GW en 2013, un total de 30 GW en 2030 requeriría una tasa de instalación anual promedio de 1.7 GW (IRENA, 2015).

Las áreas adecuadas para aplicaciones de energía rural están muy extendidas por todo México (Schwartz & Elliott, 1995). México parece tener un gran potencial eólico ya que casi todo el país tiene más de 1700 h de viento útil ($> 3\text{m/s}$) al año. La velocidad media anual del viento y el número medio anual de horas útiles de viento ($> 3\text{m/s}$) están linealmente correlacionados (90.3%). Todo el país tiene capacidad para producir más de 2.000 kW anuales de energía eléctrica por aerogenerador instalado (excepto en el Estado de Chiapas); de hecho, esta cifra es superior a 5.000 kW anuales en todos los 31 estados de México, excepto en seis (Hernández-Escobedo et al., 2010).

El aprovechamiento de este potencial eólico para las áreas rurales se puede obtener mediante el uso de turbinas eólicas pequeñas, pero desafortunadamente la velocidad del viento no es siempre constante (ráfagas), esta turbulencia ambiental y la variación de la dirección del viento tienen impactos significativos en la producción de energía particularmente importante para las turbinas eólicas más pequeñas (Bertényi et al., 2010), los niveles elevados de turbulencia pueden resultar en una menor producción de energía eólica y mayores tensiones mecánicas en los componentes de la turbina (Riziotis & Voutsinas, 2000)

Por todo lo anterior a México, lo convierte un excelente candidato para el aprovechamiento de la energía eólica a pequeña y mediana escala en toda la extensión de la república mexicana, así como es de interés el análisis de turbinas eólicas pequeñas que tengan las capacidad de adaptarse a vientos poco estables para su aprovechamiento en la generación de energía y que sufran menores tensiones en las aspas de la turbina para alargar la vida útil de la misma, es por este motivo que este trabajo se centrará en turbina eólica de pequeña escala.

1.2. Descripción del problema

Las turbinas eólicas son máquinas que convierten la energía cinética del viento en energía mecánica y a su vez en energía eléctrica, por lo que, la energía eléctrica obtenida no sólo depende de la velocidad del viento sino también de la eficiencia de la misma. Es por esto, que es prioridad el diseño de turbinas eólica más eficientes en sus diferentes partes.

En una turbina eólica existen diversas partes que las componen, la primera de ellas son las aspas, es una pieza clave en la transformación de la energía cinética del viento en energía mecánica de rotación, consecuentemente en energía eléctrica. El desarrollo y avance de las turbinas eólica está relacionado con un diseño confiable, robusto y rentable de las aspas de la turbina y de los sistemas de control lo cuales garanticen el correcto funcionamiento y la mayor eficiencia de las mismas.

El funcionamiento de una turbina eólica se basa principalmente en el viento que circula a través de la superficie de las aspas, que están diseñadas analógicamente a las alas de un avión, el cual tiene una forma específica, que produce un aumento de la velocidad del viento en uno de los lados del aspa, provocando una baja presión en comparación del lado opuesto del perfil del aspa, creando una diferencia de presiones, en consecuencia, una fuerza llamada de sustentación (lift) aerodinámica.

En la Facultad de Ingeniería de la Universidad Autónoma de Querétaro se desarrolló el diseño de un aspa con perfil deformable, que tiene como base la deformación de un elemento elástico que representa la línea de la cuerda del perfil que sigue una

tendencia polinómica de tercer orden, este sigue la forma del perfil de las familias NACA de cuatro dígitos. El desplazamiento vertical de las superficies del perfil es equivalente a desplazar la línea de cuerda del perfil en la dirección vertical como se muestra en la Figura 1. El desplazamiento vertical de las superficies inferior y superior del perfil se logra conectando las bielas instaladas a lo largo de la línea de cuerda elástica.

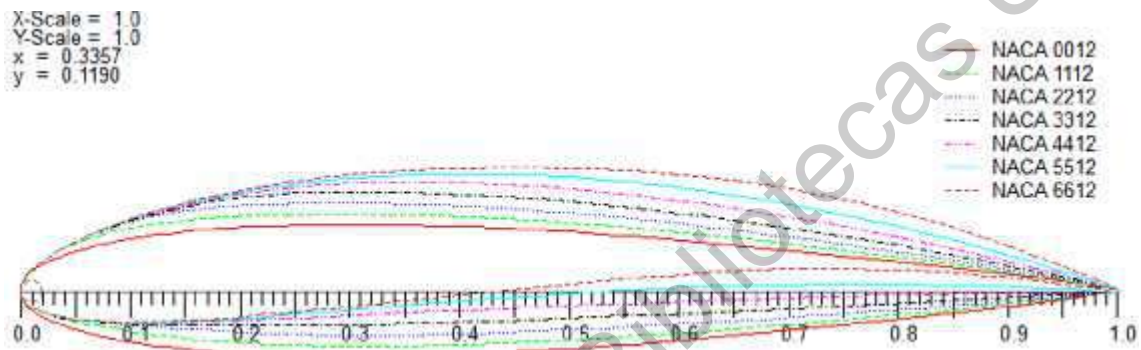


Figura 1 Deformación del perfil aerodinámico como una función del desplazamiento de la cuerda (Jauregui et al., 2020).

Se fabricó el aspa prototipo de 3.1 m de largo reforzada con una fibra de vidrio flexible y resistente, con cinco muelles, las bielas ubicadas en separaciones uniformes a lo largo del aspa, como se muestra en la Figura 2. El mecanismo de leva se compone de un eje a lo largo en dirección longitudinal del aspa y la leva excéntrica deforma el muelle ver Figura 3. Las superficies del perfil están hechas de un compuesto de fibra de vidrio flexible, y una leva excéntrica que desplaza la línea de cuerda elástica (Jauregui et al., 2020).

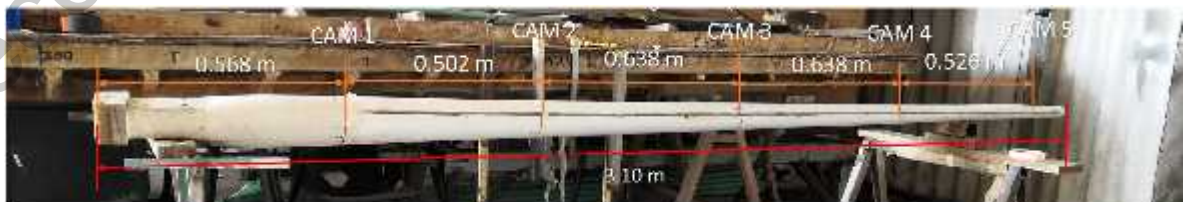


Figura 2. Disposición de las levas a lo largo del aspa.

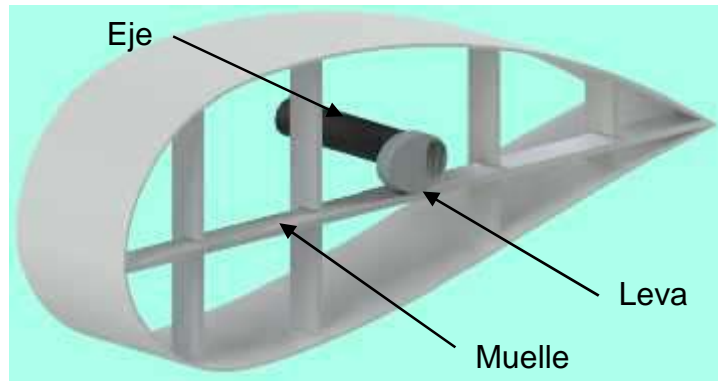


Figura 3 Detalle del mecanismo de leva dentro del aspa.

Los desplazamientos verticales se midieron en la localización de las levas excéntricas, en las superficies de baja presión (superior) (ver Figura 4) y alta presión (inferior) (ver Figura 5) del perfil aerodinámico, y en siete puntos a lo ancho de ambas superficies, en las diferentes posiciones de giro de las levas, 0, 30°, 45°, 60° y 90°.



Figura 4. Ubicación de los puntos de medición en la superficie de baja presión

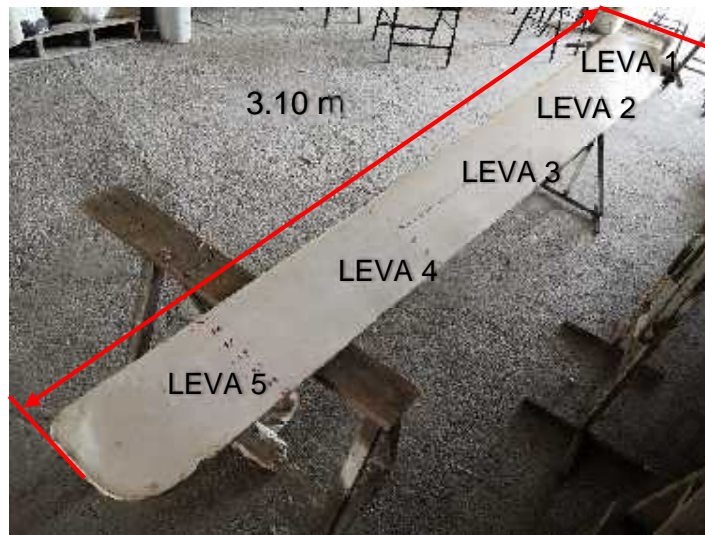
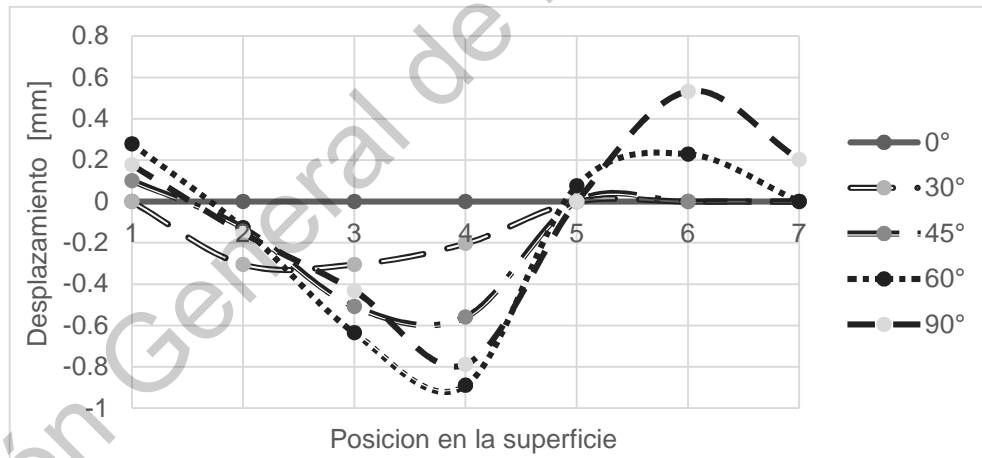
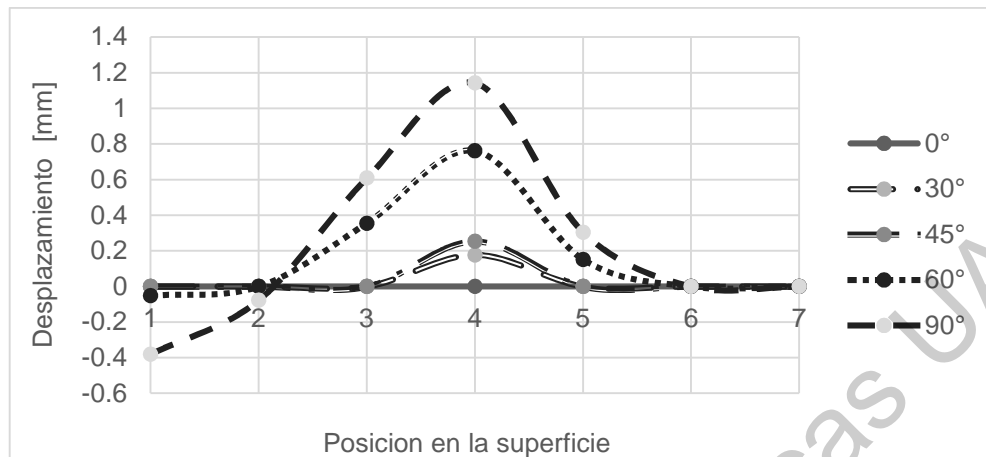


Figura 5. Ubicación de los puntos de medición en la superficie de alta presión

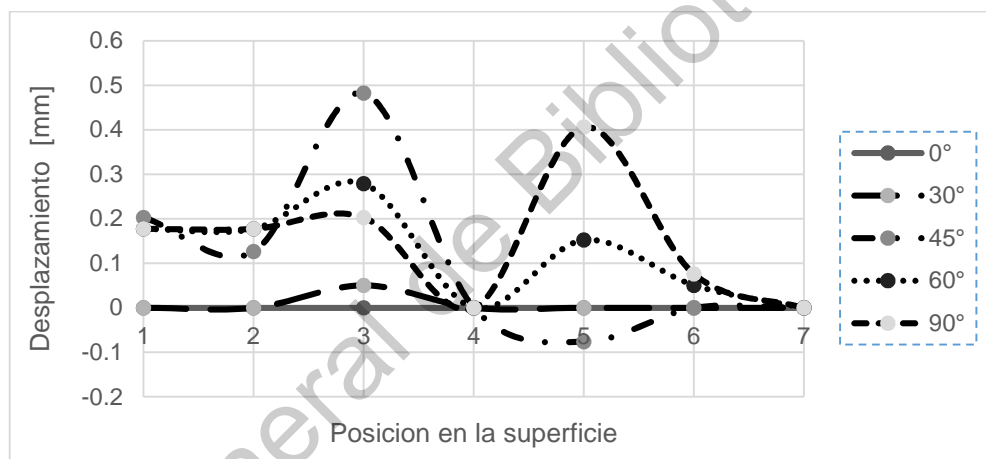
Las mediciones obtenidas están graficadas de la Grafica 3 a la Grafica 9, mostradas a continuación.



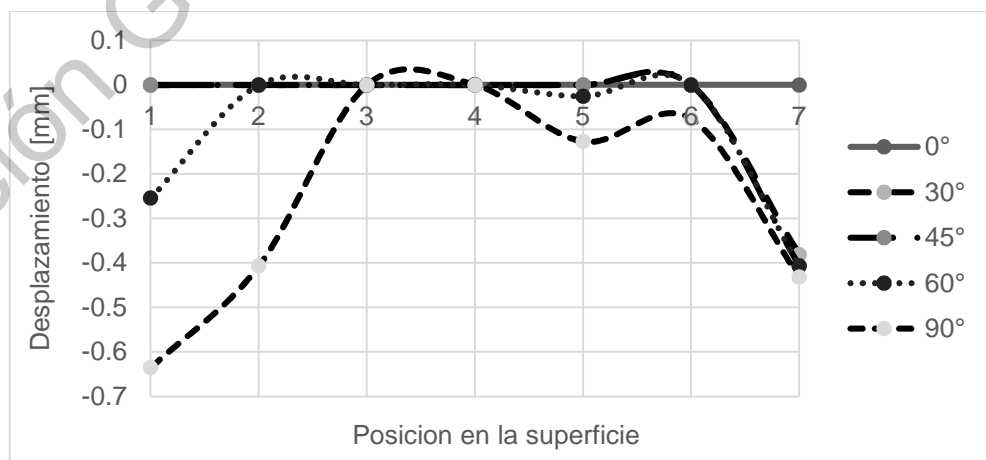
Grafica 3. Desplazamiento de la superficie superior de la primera leva.



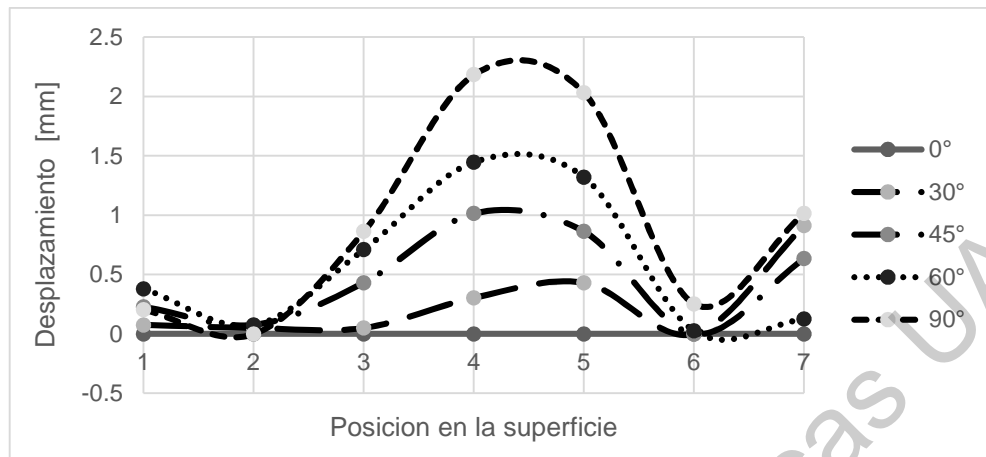
Grafica 4. Desplazamiento de la superficie inferior de la primera leva



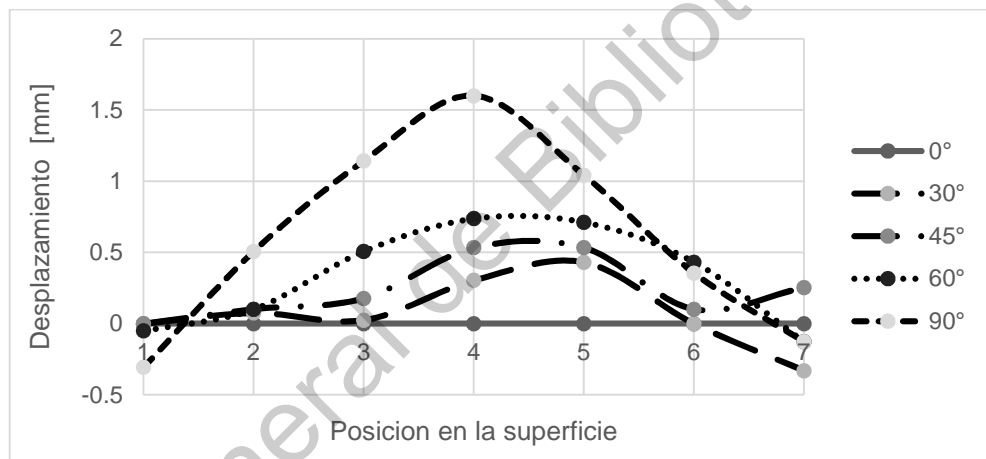
Grafica 5. Desplazamiento de la superficie superior de la segunda leva.



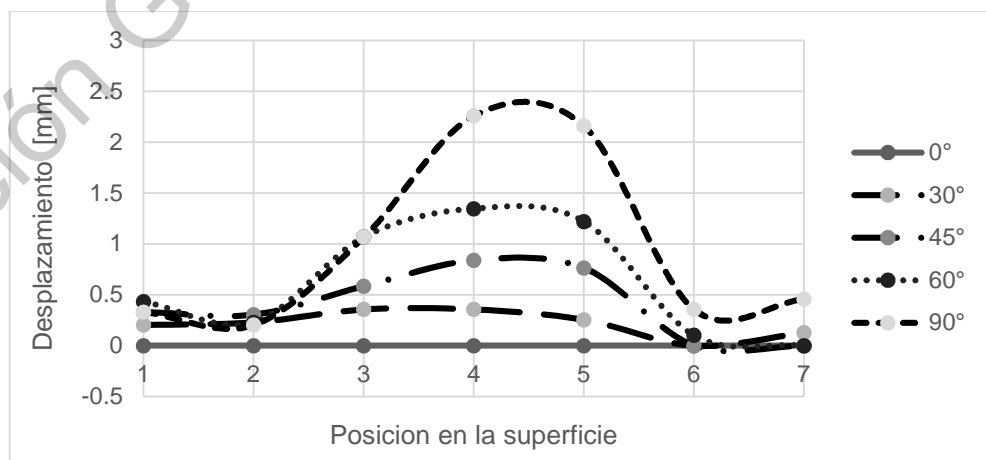
Grafica 6. Desplazamiento de la superficie inferior de la segunda leva



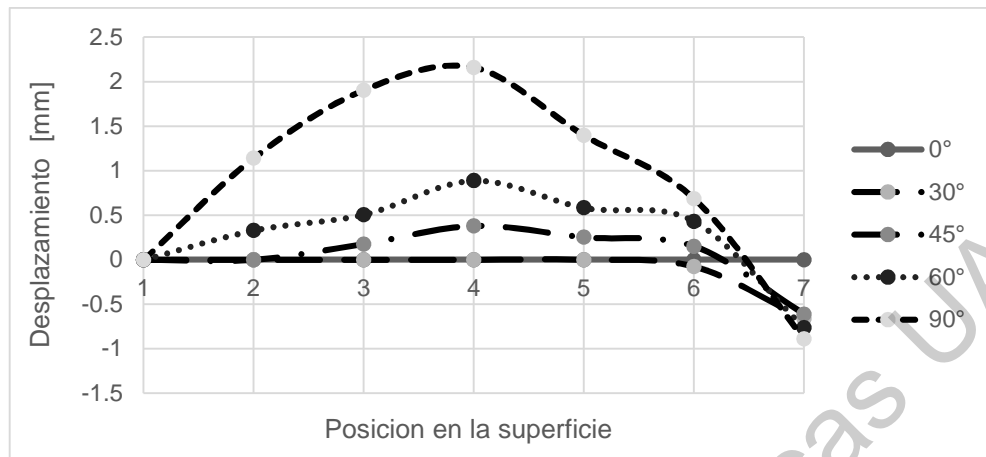
Grafica 7. Desplazamiento de la superficie superior de la tercera leva.



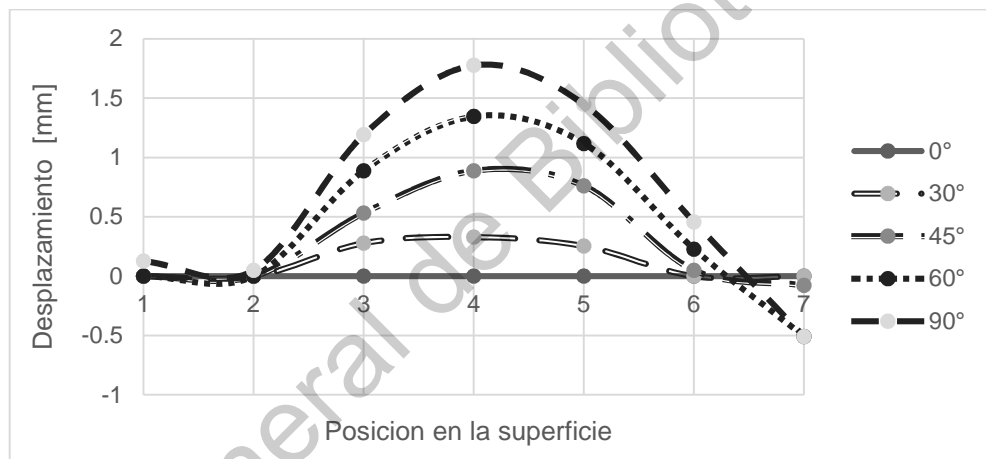
Grafica 8. Desplazamiento de la superficie inferior de la tercera leva



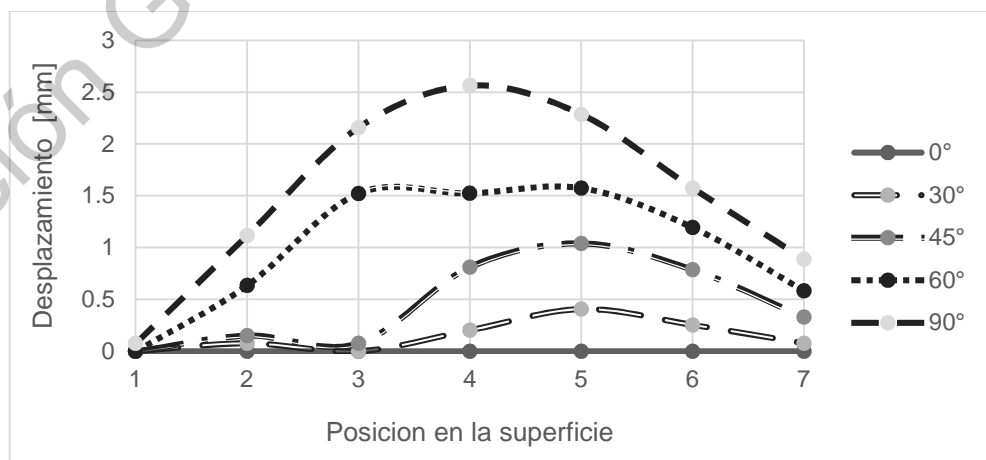
Grafica 9. Desplazamiento de la superficie superior de la cuarta leva.



Grafica 10. Desplazamiento de la superficie inferior de la cuarta leva



Grafica 11. Desplazamiento de la superficie superior de la quinta leva.



Grafica 12. Desplazamiento de la superficie inferior de la quinta leva

Se encontró que no fue posible describir perfectamente la tendencia polinómica de tercer orden de la cuerda, como resultado de esto, no se pudo obtener que la superficie del perfil aerodinámico del aspa prototipo se ajustara de manera exacta al perfil aerodinámico NACA, observándose pequeñas deformaciones locales.

Debido a todo lo anterior, es necesario analizar el efecto de las pequeñas deformaciones locales en el fenómeno de capa límite en la superficie del perfil aerodinámico, que podrían provocar una variación en las presiones sobre la superficie del perfil, y resultar en la separación del flujo de la superficie del perfil causando una condición de pérdida, y por consiguiente un decremento en la relación de los coeficientes de sustentación y de arrastre del aspa con perfil deformable; mediante la simulación asistida por computadora con el software QBlade® (Marten & Wendler, 2013), el cual utiliza el código XFOIL (M. Drela, 1989) y el software Ansys que se basa en la Dinámica de Fluidos Computacionales (CFD, por sus siglas en inglés); que afectaría primeramente en el coeficiente de potencia (eficiencia) del rotor, en segundo lugar, el momento y las fuerzas de empuje producto del flujo del aire sobre el perfil aerodinámico del aspa, y finalmente, en la generación de energía eléctrica de la turbina eólica pequeña, determinados mediante la teoría del momento del elemento del aspa (BEM), integrada en el software QBlade® (Marten & Wendler, 2013),.

2. Antecedentes

2.1. Clasificación de turbinas eólicas

Las turbinas eólicas se pueden clasificar de la siguiente manera:

Configuración del eje de rotación del rotor (Tong, 2010).

1. Eje vertical

- a. Darrius
- b. Sabonius
- c. Solarwind
- d. Helical
- e. Noguchi
- f. Maglev
- g. Cochrane

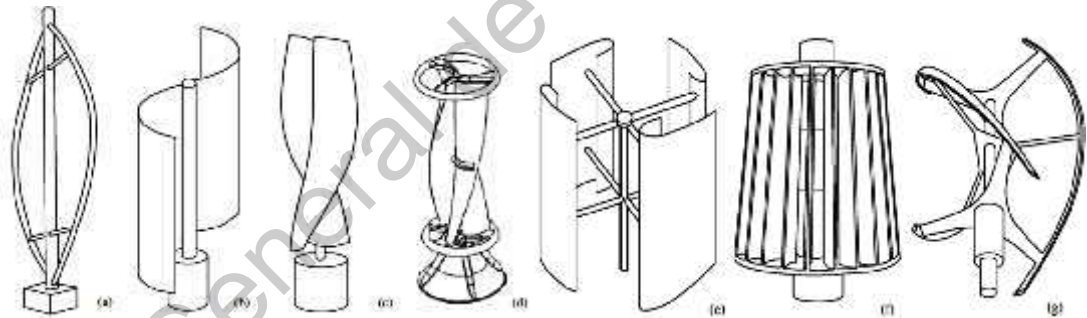


Figura 6. Varios tipos de turbinas eólicas de eje vertical (Tong, 2010).

2. Eje Horizontal

- a. Numero de aspas
 - i. Uni-aspas
 - ii. Dos aspas
 - iii. Tres aspas
 - iv. Multi-aspas

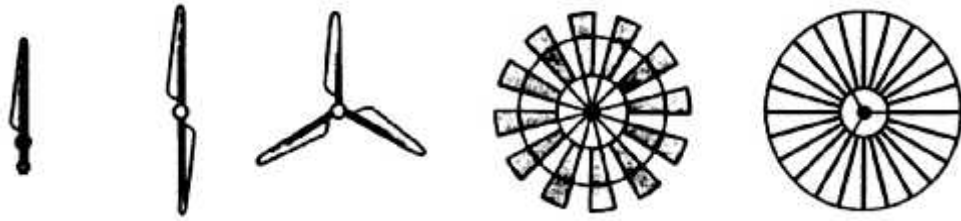


Figura 7. Turbinas eólicas de eje horizontal por número de aspas. (Manwell et al., 2010)

b. Tamaño

Tabla 1. Clasificación de turbinas eólicas por tamaño. (IEC61400-2, 2013)

Escala	Diámetro del área de barrido	Rango de potencia
Micro	Menos de 3 m	50 W a 2 kW
Pequeña	3 m a 12 m	2 kW a 40 kW
Mediana	12 m a 45 m	40 kW a 999 kW
Grande	46 m y mayores	Más de 1.0 MW

2.2. Subsistemas

Las turbinas eólicas están compuestas por diferentes subsistemas como son:

1. Rotor

- a. Nariz (Spinner), o también conocido como cono de nariz, está configurado para montarse en el buje de una turbina eólica al que están conectadas las aspas del rotor.



Figura 8. Nariz.

- b. Buje (Hub), es el componente que conecta las aspas con el eje principal y, en última instancia, con el resto del tren de transmisión. El buje transmite y debe soportar todas las cargas generadas en las aspas.



Figura 9. Buje.

- c. Aspas (Blade), son los componentes más fundamentales del rotor. Son los dispositivos que convierten la fuerza del viento en el par necesario para generar energía útil.



Figura 10. Aspa.

2. Góndola (Nacelle), es el alojamiento de los componentes principales del aerogenerador (a excepción del rotor). Incluye el marco principal y la cubierta de la góndola.



Figura 11. Góndola.

3. Tren de potencia (Power train)

- a. Eje de turbina (Turbine Shaft), consta de la serie de componentes mecánicos y eléctricos necesarios para convertir la potencia mecánica recibida del buje del rotor en potencia eléctrica.



Figura 12. Eje de la turbina.

- b. Eje del generador (Generator shaft), es parte del tren de potencia que une la caja de engranes con el generador eléctrico.



Figura 13. Eje del generador.

- c. Caja de engranes (Gearbox), aumenta la velocidad de rotación del eje de la turbina a la velocidad requerida para que el generador produzca energía CA a frecuencias de 50 o 60 Hz



Figura 14. Caja de engranes.

- d. Freno (Rotor brake), se emplean típicamente para la parada normal del rotor o para mantener el rotor en su lugar después de que se haya detenido.



Figura 15. Freno.

4. Torre (Tower), sirve para elevar el conjunto de la góndola del rotor en el aire.



Figura 16. Torre.

5. Cimentación (Foundation), debe ser suficiente para mantener la turbina en posición vertical y estable en las condiciones de diseño más extremas. En la mayoría de los sitios, los cimientos se construyen como una plataforma de hormigón armado.



Figura 17. Cimentación.

6. Control y Seguridad

- a. Orientación (Yaw), sistema de control que permite que para que la góndola pueda girar y mantener el eje del rotor correctamente alineado con el viento



Figura 18. Control de orientación.

- b. Paso (Pitch), logra la limitación de potencia por encima de la velocidad del viento nominal al girar toda o parte de cada aspa alrededor de su eje en la dirección que reduce el ángulo de ataque y, por lo tanto, el coeficiente de sustentación.



Figura 19. Control de ángulo de paso.

- c. Refrigeración (Cooling), sistema que permite el flujo de algún refrigerante para disminuir la temperatura de operación de los sistemas internos de la góndola.



Figura 20. Sistema de refrigeración.

- 7. Eléctrico, es el sistema que convierte la potencia mecánica rotacional en potencia eléctrica.

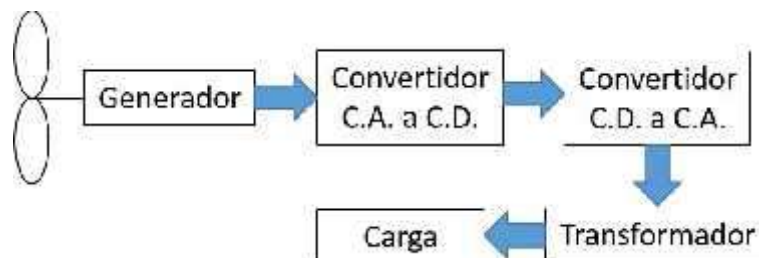


Figura 21. Sistema eléctrico.

De los subsistemas más importantes es el subsistema del rotor, y específicamente las aspas es de los componentes más importantes ya que es el primer elemento que interactúa en la primera etapa de transformación de la fuente de energía que es el viento.

Las aspas de las turbinas eólica de eje horizontal modernas se han diseñado utilizando "familias" de perfil aerodinámico (A. C. Hansen & Butterfield, 1993). Un catálogo de datos de perfiles aerodinámicos con estos números Reynolds "bajos" fue compilado por Miley (1982).

En los 1970's y principios de los 1980's, se eligieron los perfiles aerodinámicos que usaba la industria aeronáutica, ya que en los aviones tenían aplicaciones similares. Los perfiles de aviación como el NACA 44xx y el NACA 230xx (Abbott & Von Doenhoff, 1959) eran opciones populares de perfil aerodinámico porque tenían coeficientes de elevación máximos altos, bajo momento de paso y un arrastre mínimo bajo.

La clasificación NACA tiene perfiles de series de 4, 5 y 6 dígitos. Para las turbinas eólica, generalmente se usaron series de cuatro dígitos. El primer número entero indica el valor máximo de la ordenada media de la línea de inclinación en porcentaje de la cuerda. El segundo entero indica la distancia desde el borde de ataque hasta la curvatura máxima en décimas de la cuerda. Los dos últimos enteros indican el grosor máximo de la sección en porcentaje de la cuerda.

A principios de la década de 1980, el perfil NASA LS (1) MOD fue elegida por diseñadores estadounidenses y británicos por su reducida sensibilidad a la rugosidad del borde de ataque, en comparación con las superficies aerodinámicas de las series NACA 44xx y NACA 230xx. (Tangier et al., 1990). Los diseñadores daneses de aerogeneradores comenzaron a utilizar el NACA 63 (2) -xx en lugar de los perfiles NACA 44xx por las mismas razones.

Los criterios de selección de los perfiles aerodinámicos y los diseños de los perfiles y aspas de las turbinas eólicas han tenido que cambiar para lograr un rendimiento

alto y confiable. Uno de los códigos más utilizados en ingeniería de energía eólica fueron desarrollados por Eppler y Somers (1980). Otros fueron XFOIL y RFOIL (Timmer & Van Rooij, 2003) y PROFOIL (Selig & Tangler, 1995). Estos códigos combinan una variedad de técnicas para optimizar las características de la capa límite y las formas de la superficie aerodinámica para lograr criterios de rendimiento específicos.

Utilizando el código Eppler (Eppler & Somers, 1980), los investigadores del Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL, por sus siglas en inglés) han desarrollado "familias de propósito especial" de perfiles aerodinámicos para tres clases diferentes de turbinas eólicas (la clasificación designada por SERI de perfiles aerodinámicos) (Spera, 2009). La serie S han sido probados en aspas de 8 m de largo y han demostrado ser relativamente insensibles a la rugosidad de la superficie del borde de ataque y contribuyeron a aumentar la producción de energía anual (Tangier et al., 1990). Los códigos XFOIL y RFOIL se usaron en la Universidad Tecnológica de Delft (DUT, por sus siglas en inglés) durante la década de 1990 para diseñar una serie de perfiles específicos para aplicaciones de turbinas eólicas (Timmer & Van Rooij, 2003).

Las turbinas eólicas más grandes que se construyeron a fines de la década de 1990 requirieron superficies de sustentación aún más gruesas para la resistencia estructural. En la última mitad de la década de 1990 y en 2000, la Universidad Tecnológica de Delft abordó estos problemas mediante el uso de una versión actualizada de XFOIL - RFOIL - para diseñar una serie de perfiles gruesos para aerogeneradores que cumplieran con sus criterios de diseño mientras operaban en el campo en la porción interna del aspa (Timmer & Van Rooij, 2003).

2.3. Diseño de aspas inteligentes

Actualmente, un amplio sector de investigación ha sugerido el uso de técnicas de aspas inteligentes en turbinas eólicas. Existen dos aspectos principales:

Las estructuras rígidas que cambian la geometría aerodinámica a través de alerones o aletas de borde posterior y de ataque (Feszty et al., 2004) (Krzysiak & Narkiewicz, 2006) (Gerontakos & Lee, 2007, 2006) (D. G. Wilson et al., 2009) (Lackner & Van Kuik, 2010) (Fischer et al., 2012) (Zhang et al., 2013).

Las estructuras deformables con superficies flexible y continuas con características particulares. Estas estructuras deformables han mostrado importantes ventajas en diferentes estudios (Gandhi & Anusonti-Inthra, 2008) (Finistauri & Xi, 2009) (Puterbaugh & Beyene, 2011) (Woods et al., 2014) (Nejadkhaki & Hall, 2017). Las tecnologías de transformación se utilizan debido a los cambios en los coeficientes de elevación y arrastre para mejorar la eficiencia aerodinámica y la reducción de carga, la adaptación de su forma permite mejorar el rendimiento de la turbina eólica (Cavens, 2015).

En trabajos recientes se han propuesto varias soluciones, por ejemplo: un mecanismo en el que dos actuadores mueven un enlace y deforma el perfil de la superficie de sustentación (Aguirrebeitia et al., 2013); un mecanismo flexible para ajustar una sección del aspa (Yang, W., Yang, J., Wang, J., Yang, J., Xu, S., & Ling, 2012). Sin embargo, este diseño tiene muchos elementos internos que reducen la confiabilidad del sistema; se desarrolló un concepto basado en actuadores y resortes de compensación para modificar el perfil de la superficie de sustentación (Brailovski et al., 2010); así también se presentó el diseño de un aspa inteligente (Pechlivanoglou, 2012). Esta hoja fue desarrollada en la Universidad Técnica de Berlín, e incluye la mayoría de los sistemas discutidos anteriormente. Franco et al. presentó un método para optimizar la eficiencia de las aspas de la turbina eólica y demostró la aplicabilidad del concepto de transformación de la forma para aplicaciones prácticas (Franco et al., 2015) (Franco et al., 2017). Específicamente, desarrollaron un mecanismo para deformar el perfil de un aspa de turbina eólica. Su diseño considera que la longitud de la cuerda permanece constante; por lo tanto, incluyeron un mecanismo deslizante para ajustar la longitud del perfil. Su dispositivo tiene dos actuadores; uno para deformar el borde de ataque y el segundo para

curvar el borde de salida. Las propiedades elásticas del aspa se incorporaron en el diseño seleccionando materiales con diferentes módulos elásticos.

2.4. Fundamentación teórica

En este capítulo se presenta el marco teórico de los temas relacionados con el cálculo del comportamiento aerodinámico de las aspas de una turbina eólica y su efecto en el coeficiente de potencia y la potencia generada.

2.4.1. Potencia disponible del viento.

Uno de los parámetros más importantes para determinar la energía eléctrica obtenida de los recursos basados en el viento es la velocidad del viento. La ecuación general que relaciona la energía eólica con el área barrida, la velocidad del viento y la densidad del aire es (Manwell et al., 2010):

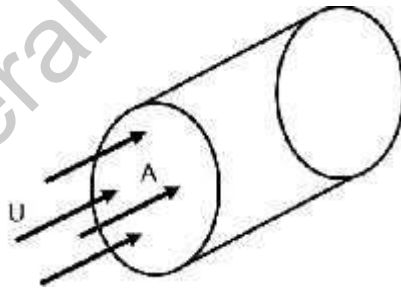


Figura 22. Flujo de aire a través de un disco (Manwell et al., 2010).

$$P_v = \frac{1}{2} \rho U^3 \quad (1)$$

Donde:

ρ : densidad del viento [Kg/m³].

A : área de la sección transversal [m].

U : velocidad del viento [m/s]

Una turbina eólica obtiene energía a partir del movimiento de una masa de aire que circula a través de un área determinada. El desempeño del rotor de una turbina a menudo se caracteriza por el coeficiente de potencia C_P (Manwell et al., 2010):

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

El coeficiente de potencia no dimensional representa la fracción de potencia en el viento que es extraída por el rotor (Manwell et al., 2010). El coeficiente de potencia máximo teórico $C_{P,m}$ es de $16/27 = 0.5926$ llamado límite de Betz (1926).

Note que la eficiencia general de una turbina eólica es función del coeficiente de potencia del rotor y de la eficiencia mecánica, incluyendo la eléctrica, de una turbina eólica (Manwell et al., 2010).

2.4.2. Perfil aerodinámico.

Las superficies aerodinámicas son estructuras con formas geométricas específicas que se utilizan para generar fuerzas mecánicas debido al movimiento relativo de la superficie aerodinámica y un fluido circundante. Las aspas de la turbina eólica utilizan superficies aerodinámicas para desarrollar potencia mecánica. Las secciones transversales de las aspas de la turbina eólica tienen la forma de perfiles aerodinámicos. El ancho y la longitud del aspa son funciones del rendimiento aerodinámico deseado, la potencia máxima deseada del rotor, las propiedades asumidas de la superficie aerodinámica y las consideraciones de resistencia. Antes de que se expliquen los detalles de la producción de energía de las turbinas eólicas, deben discutirse los conceptos aerodinámicos relacionados con las superficies de sustentación (Manwell et al., 2010).

Las partes que caracterizan los perfiles aerodinámicos son:

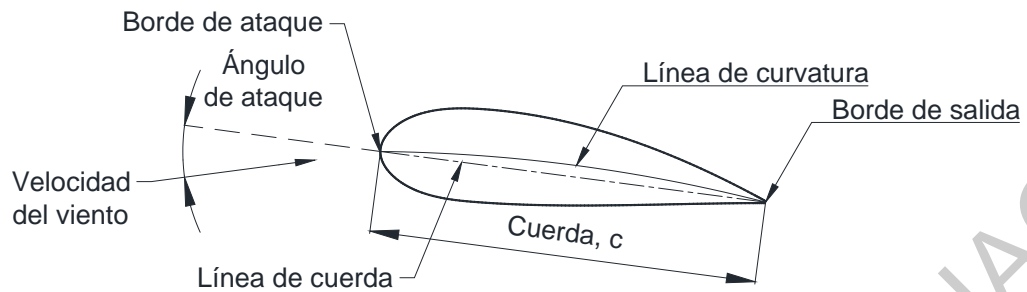


Figura 23. Nomenclatura del perfil aerodinámico (Manwell et al., 2010).

-) Borde de ataque: es el borde que primero interactúa con el viento.
-) Borde de salida: es el borde que al final interactúa con el viento.
-) Cuerda: distancia entre el borde de ataque y el borde de salida.
-) Línea de la cuerda: línea recta que une el borde de salida y el borde de ataque.
-) Angulo de ataque (α): es el ángulo entre la dirección del viento y la línea de la cuerda.
-) Línea de curvatura: es la línea que está a la mitad de la distancia entre el lado de arriba y abajo.

El viento que circula por ambas caras del aspa, las cuales tienen perfiles geométricos distintos, crean un área de diferencia de presión en la cara superior respecto a la presión en la cara inferior. (Manwell et al., 2010):

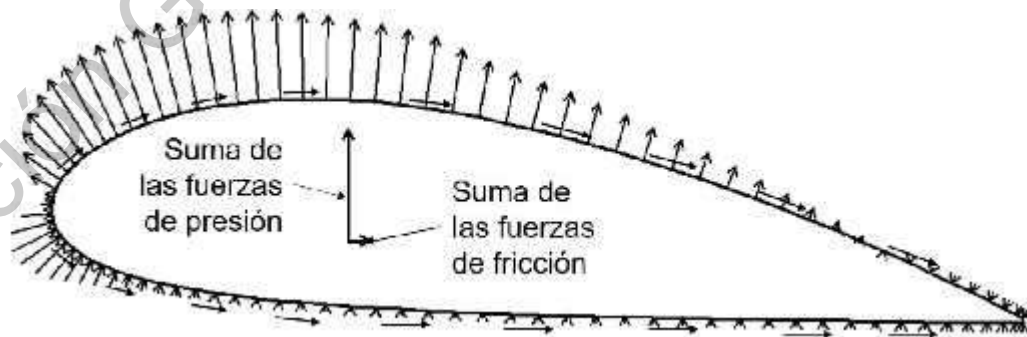


Figura 24. Distribución de fuerzas aerodinámicas en un perfil aerodinámico (DNV/Riso, 2002)

La fuerza resultante F a partir del flujo sobre el aspa se produce de integrar las fuerzas de presión y las fuerzas de fricción.

La fuerza resultante F se descompone en componentes en fuerza de sustentación (lift) y fuerza de arrastre (drag), como se muestra en la Figura 25. Tanto la fuerza de elevación como la de arrastre depende del ángulo de ataque.

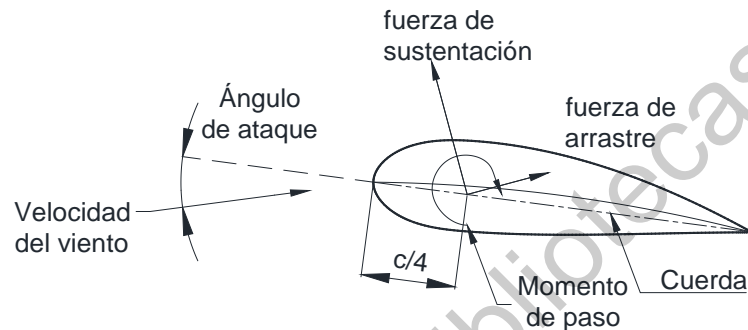


Figura 25. Fuerzas y momentos en un perfil aerodinámico (Miley, 1982).

-) fuerza de sustentación: es la fuerza producida perpendicular a la dirección del viento,
-) fuerza de arrastre: es la fuerza producida paralela a la dirección del viento,
-) momento de paso: momento producido en un eje perpendicular a la sección transversal del perfil aerodinámico.

Los coeficientes de sustentación y arrastres se definen como:

$$C_l = \frac{L/t}{\frac{1}{2}\rho U^2 c} \quad (3)$$

$$C_d = \frac{D/t}{\frac{1}{2}\rho U^2 c} \quad (4)$$

Donde:

ρ : densidad del viento [Kg/m^3].

A : área de la sección transversal [m^2].

U : velocidad del viento [m/s]

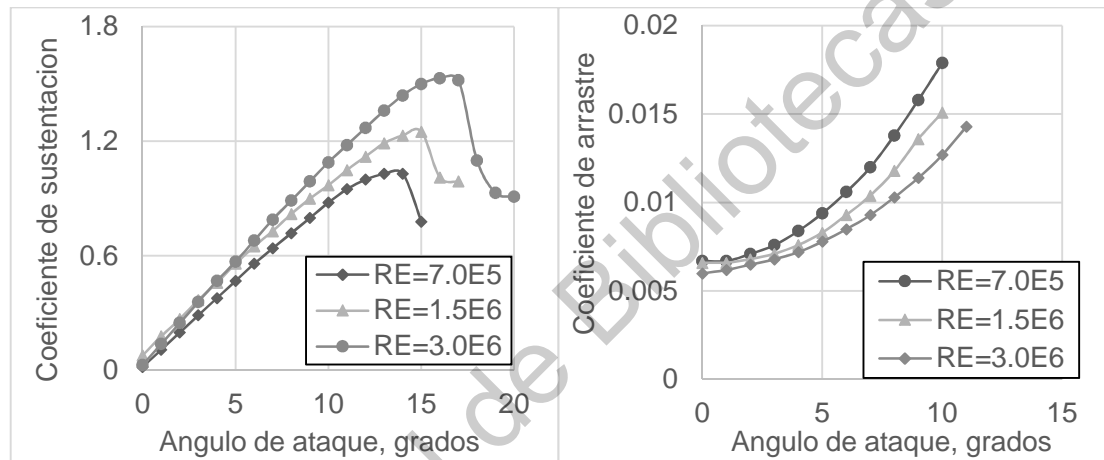
c : longitud de la cuerda

L : fuerza de sustentación

D : fuerza de arrastre

l : longitud del perfil

Los coeficientes de sustentación y de arrastre son función del ángulo de entrada, del perfil aerodinámico y del número de Reynolds como se muestra en la Grafica 13.



Grafica 13. Coeficientes de sustentación (izquierda) y arrastre (derecha) para el perfil simétrico NACA 0012 (Miley, 1982).

El parámetro adimensional más importante para definir las características del flujo de un fluido es el número de Reynolds, se calcula con la siguiente ecuación (Manwell et al., 2010):

$$R = \frac{U}{\nu} = \frac{\rho}{\mu} \quad (5)$$

Donde:

ν : es la viscosidad cinemática, $\nu = \mu/\rho$.

μ : es la viscosidad del fluido.

L : es la longitud que caracteriza la escala del flujo, en nuestro caso es la cuerda.

Asumiendo un flujo local en 2D pasando sobre un perfil aerodinámico los coeficientes C_l y C_d son funciones de: α es el ángulo de ataque definido como el ángulo entre la línea de la cuerda y la dirección de U velocidad del viento; R es el número de Reynolds basado en la cuerda y U . Para una turbina eólica y una aeronave de movimiento lento, los coeficientes de elevación, arrastre y momento son solo funciones de α y R . La dependencia del número de Reynolds está relacionada con el punto en el perfil aerodinámico, donde ocurre la transición de la capa límite del flujo laminar al turbulento (M. Hansen, 2008).

El nivel general del coeficiente de arrastre aumenta al disminuir el número de Reynolds y por debajo de un número crítico de Reynolds de aproximadamente 200,000, la capa límite permanece laminar, lo que provoca un fuerte aumento en el coeficiente. El efecto sobre el coeficiente de elevación está relacionado en gran medida con el ángulo de ataque en el que se produce el desprendimiento. A medida que aumenta el número de Reynolds, también lo hace el ángulo de pérdida y, debido a que el coeficiente de elevación aumenta linealmente con el ángulo de ataque por debajo de la pérdida, el valor máximo del coeficiente de sustentación también aumenta (Burton et al., 2011).

2.4.3. Clasificación NACA de 4 dígitos modificada.

Los perfiles de la serie modificada de 4 dígitos se designan con un número de 4 dígitos seguido de un guion y un número de 2 dígitos (como NACA 0012-63). Los dos primeros dígitos son cero para un perfil aerodinámico simétrico y los dos segundos dígitos indican la relación grosor-cuerda. El primer dígito después del guion es un número de índice de radio del borde de ataque, y el segundo es la ubicación del espesor máximo en décimas de cuerda por detrás del borde de ataque.

NACA mpxx ad

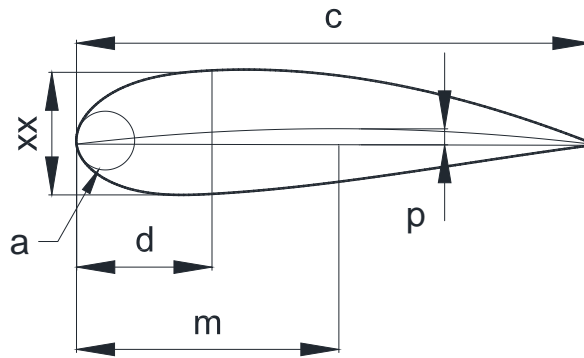


Figura 26. Nomenclatura NACA Modificada

La ecuación de diseño para la familia de perfiles aéreos de 4 dígitos se modificó para mantener la misma forma básica, pero se podían realizar variaciones en el radio del borde de ataque y en la ubicación del espesor máximo en función de la cuerda. Los ordenamientos para estos perfiles aéreos se determinan a partir de las siguientes ecuaciones:

$$y_{\text{I}} = \frac{y}{c} = a_0 \sqrt{\frac{x}{c}} + a_1 \left(\frac{x}{c}\right) + a_2 \left(\frac{x}{c}\right)^2 + a_3 \left(\frac{x}{c}\right)^3 \quad (6)$$

desde el borde de ataque hasta el espesor máximo, y

$$y_{\text{II}} = \frac{y}{c} = a_0 + a_1 \left(1 - \frac{x}{c}\right) + a_2 \left(1 - \frac{x}{c}\right)^2 + a_3 \left(1 - \frac{x}{c}\right)^3 \quad (7)$$

desde el espesor máximo hasta el borde de salida.

Las constantes de estas ecuaciones (para $t/c = 0.20$) pueden determinarse a partir de las siguientes condiciones de contorno:

Ordenada máxima:

$$\frac{x}{c} = m \quad \frac{y}{c} = 0.10 \quad \frac{dy}{dx} = 0 \quad (8)$$

Radio del borde de ataque:

$$\frac{x}{c} = 0 \quad R = \frac{a_0^2}{2} \quad (9)$$

Radio de curvatura en el espesor máximo:

$$\frac{x}{c} = m \quad R = \frac{(1-m)^2}{2d_1(1-m)-0.5} \quad (10)$$

Ordenada en el borde de salida:

$$\frac{x}{c} = 1.0 \quad \frac{y}{c} = d_c = 0.002 \quad (11)$$

Magnitud del ángulo del borde de salida:

$$\frac{x}{c} = 1.0 \quad \frac{d}{d} = d_1 = f(m) \quad (12)$$

Así, la ordenada, la pendiente y el radio de curvatura máximos de las dos porciones de la superficie coinciden en $x/c = m$. Los valores de d_1 se han elegido, para evitar las inversiones de curvatura y se indican en la Tabla 2:

Tabla 2. Valores de d_1 respecto a la ubicación del espesor máximo.

m	d_1
0.2	0.200
0.3	0.234
0.4	0.315
0.5	0.465
0.6	0.700

Para el cálculo de la línea media combada se utiliza las siguientes ecuaciones:

$$y_c = \begin{cases} \frac{m}{p^2} \left(2p \left(\frac{x}{c} \right) - \left(\frac{x}{c} \right)^2 \right), & 0 \leq x \leq p \\ \frac{m}{(1-p)^2} \left((1-p) + 2p \left(\frac{x}{c} \right) - \left(\frac{x}{c} \right)^2 \right), & p \leq x \leq c \end{cases} \quad (13)$$

Para el cálculo del perfil combado se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$\begin{cases} x_U = x - y_t \sin(\theta) & y_U = y_c + y_t \sin(\theta) \\ x_L = x + y_t \sin(\theta) & y_L = y_c + y_t \sin(\theta) \end{cases} \quad (14)$$

$$\theta = \arctan \frac{d}{a} \quad (15)$$

2.4.4. Flujo sobre un perfil aerodinámico.

Los coeficientes de sustentación y arrastre de un perfil aerodinámico son generados por la variación de presión sobre la superficie del perfil y la fricción entre el aire y el perfil (Manwell et al., 2010).

A medida que el flujo de aire acelera alrededor de borde de ataque, la presión disminuye, resultando en un gradiente de presión negativo. A medida que el flujo de aire se acerca al borde de salida, desacelera y la presión en la superficie aumenta, lo que resulta en un gradiente de presión positiva (Manwell et al., 2010).

La fuerza de arrastre es el resultado de la distribución de la presión sobre el perfil y la fricción entre el flujo de aire y el perfil. El componente de la distribución de la presión neta en la dirección del flujo del aire resultante en el arrastre debido a la presión. El arrastre debido a la fricción es una función de la viscosidad del fluido y la energía disipada en el campo de flujo (Manwell et al., 2010).

El arrastre también causa el desarrollo de dos diferentes regiones de flujo: la capa límite y otra lejos de la superficie del perfil. En la capa límite, la velocidad aumenta desde cero en la superficie al flujo libre de fricción fuera de la capa límite. La capa límite de un aspa de turbina eólica puede variar en grosor desde un milímetro a decenas de centímetros (Manwell et al., 2010).

El flujo en la capa límite puede ser laminar (suave y estable) o turbulento (irregular con vórtices tridimensionales). En el borde de ataque del perfil, el flujo es laminar. Usualmente en algún punto aguas abajo, el flujo en la capa límite se vuelve turbulento por la interacción entre la viscosidad y la fuerza inercial no lineal causa una "transición" al caos, flujo turbulento. La capa límite laminar resulta en fuerzas de fricción más bajas que las de capa límite turbulento (Manwell et al., 2010).

El gradiente de presión del flujo tiene un efecto significativo en la capa límite, como se ilustra en la Figura 27. Ese gradiente de presión puede ser un gradiente de presión favorable (positivo en la dirección del flujo) o un gradiente de presión adverso (contra el flujo). El flujo en la capa límite se acelera o desacelera por el gradiente de

presión. En la capa límite, el flujo también se ralentiza por la fricción de la superficie. Por lo tanto, en un gradiente de presión adverso y con la ayuda de la fricción de la superficie, el flujo en la capa límite puede detenerse o puede invertir la dirección. Esto da como resultado que el flujo se separe del perfil aerodinámico, causando una condición llamada pérdida. Las capas límite que ya han pasado al flujo turbulento son menos sensibles a un gradiente de presión adverso que las capas límite laminares, pero una vez que la capa límite laminar o turbulenta se ha separado del perfil aerodinámico, la sustentación cae. Un perfil solo puede producir sustentación eficientemente siempre que la distribución de presión superficial puede ser soportada por la capa límite (Miley, 1982).

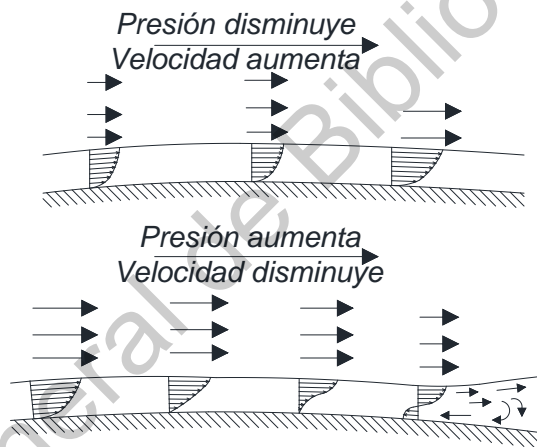


Figura 27. Efectos favorables (decremento) y adversos (incremento) del gradiente de presión sobre la capa límite (Miley, 1982).

Es importante distinguir los efectos de la turbulencia en la atmósfera de la turbulencia en la capa límite del perfil aerodinámico. Los perfiles aerodinámicos de la turbina eólica operan en la capa límite planetaria turbulenta, pero la escala de las fluctuaciones turbulentas en la atmósfera es mucho mayor que la escala de la turbulencia en la capa límite de una superficie del perfil de la turbina eólica. El flujo en la capa límite solo es sensible a las fluctuaciones en el orden del tamaño de la capa límite en sí. Por lo tanto, la turbulencia atmosférica no afecta directamente a la capa límite de la superficie aerodinámica. Puede afectarlo indirectamente al

cambiar los ángulos de ataque, lo que cambiará los patrones de flujo y las distribuciones de presión sobre la superficie del aspa (Manwell et al., 2010).

Los flujos a altos números de Reynolds son mucho más fáciles de tratar mediante el acoplamiento de la capa límite, como mostró Prandtl en 1904 por primera vez. Las capas viscosas, tanto laminares como turbulentas, son muy delgadas. Definiremos el espesor δ de la capa límite como el lugar geométrico de los puntos donde la velocidad u paralela a la placa alcanza el 99 por 100 del valor de la velocidad exterior U (White, 2010).

En este trabajo se utilizará la herramienta XFOIL (M. Drela, 1989), integrado en el software QBlade® (Marten & Wendler, 2013), para determinar los coeficiente de sustentación (C_l) y el coeficiente de arrastre (C_d) que se basa en el método de panel vorticidad lineal no viscoso (Mark Drela & Giles, 1987) con una corrección de compresibilidad de Karman-Tsien para modos directos y mixtos inversos.

Si los coeficientes de elevación y arrastre $C_l(u)$ y $C_d(u)$ son conocidos para los perfiles aerodinámicos aplicados a lo largo del aspa, es fácil calcular la distribución de las fuerzas. Las cargas globales como la potencia de salida y los momentos de flexión de la raíz de las aspas se determinan integrando esta distribución a lo largo de la longitud del aspa. Es posible usar el método de momento de elemento de aspa o el método de vórtice para calcular las velocidades inducidas y las cargas sobre una turbina eólica (M. Hansen, 2008).

En el diseño de rotores usualmente se usan los coeficientes en dos dimensiones, determinados por un rango de ángulos de ataque y el número de Reynolds (Manwell et al., 2010). Los coeficientes de sustentación en dos dimensiones son definidos mediante el siguiente método.

2.4.5. Ecuaciones gobernantes de la capa límite y de cierre

La velocidad de un fluido que fluye a través de un cuerpo estacionario cambia rápidamente de velocidad cero en la superficie a su valor en el cuerpo del fluido libre (excepto para gases de muy baja presión, cuando la trayectoria libre media de las moléculas de gas es grande en relación con el cuerpo). En esa región estrecha, el gradiente de velocidad puede ser tan grande que, incluso si la viscosidad del fluido es pequeña, las fuerzas viscosas pueden ser del mismo orden que las fuerzas de inercia. Esa región se llama región límite, y la capa de fluido afectado se llama capa límite. Allí, debido a que los gradientes perpendiculares a la superficie son mucho más grandes que los gradientes paralelos a la superficie, algunos de los términos en las ecuaciones de Navier-Stokes pueden ser despreciados, lo que simplifica considerablemente las ecuaciones. Sobre esta base, Prandtl, en 1904, propuso su teoría de la capa límite. Según esa teoría, el campo de flujo se puede separar en dos regiones: el flujo principal, no viscoso, y la región límite descrita por las ecuaciones simplificadas de momento y energía, llamadas ecuaciones de capa límite (Cebeci, 2013).

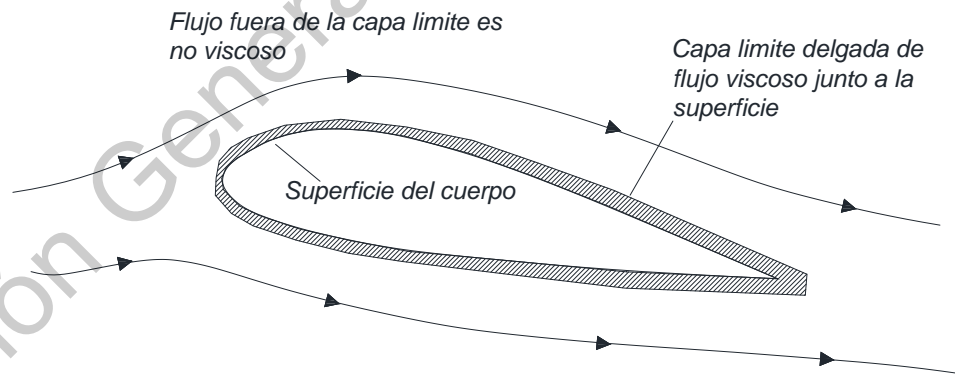


Figura 28. División de un flujo en dos regiones: (1) la capa límite viscosa delgada adyacente a la superficie del perfil y (2) el flujo no viscoso afuera de la capa límite (Anderson et al., 2010).

En el código XFOIL (M. Drela, 1989), la formulación viscosa emplea las siguientes ecuaciones de parámetros de forma de energía cinética y momento integral compresible estándar. La coordenada del sentido de la corriente es ξ :

$$\frac{d}{d} + (2 + H - M_e^2) \frac{\theta}{u_e} \frac{du_e}{d} = \frac{C_f}{2} \quad (16)$$

$$\theta \frac{dH^*}{d} + (2H^{**} + H^*(1 - H)) \frac{\theta}{u_e} \frac{du_e}{d} = 2C_D - H^* \frac{C_f}{2} \quad (17)$$

Donde:

C_D = coeficiente de disipación, $(1/\rho_e u_e^3) \int \tau(\theta/d) d$

C_f = coeficiente de fricción de superficie, $2\tau_w / \rho_e u_e^3$

H = parámetro de forma, δ^*/θ

H^* = parámetro de energía cinética de forma, θ^*/θ

H^{**} = parámetro de densidad de forma, δ^{**}/θ

M_e = numero Mach en el borde de la capa límite

u = velocidad principal en dirección x

u_e = velocidad en el borde de la capa límite

δ^* = espesor de desplazamiento, $\int [1 - (\rho/\rho_e u_e)] d$

δ^{**} = espesor de densidad, $\int (u/u_e)[1 - (\rho/\rho_e)] d$

ξ, η = coordenadas de capa de corte delgada

θ = espesor de momentum, $\int (\rho/\rho_e u_e)[1 - (u/u_e)] d$

ρ = densidad

ρ_e = densidad en el borde de la capa límite

τ = esfuerzo cortante

Se usa una ecuación de velocidad para el coeficiente de esfuerzo cortante máximo C_{t1} , se utiliza para tener en cuenta las desviaciones del coeficiente de disipación de la capa externa C_D del valor de equilibrio local (Green et al., 1977).

$$\frac{\delta}{C_{T E}} \frac{dC_{T E}}{d} = 5.6(C_{T E}^{1/2} - C_{T E}^{1/2}) + 2\delta \left\{ \frac{4}{3\delta^*} \left[\frac{C_f}{2} - \left(\frac{H_K - 1}{6.7 H_K} \right)^2 \right] - \frac{\theta}{u_e} \frac{du_e}{d} \right\} \quad (18)$$

Donde:

δ = espesor de la capa límite

$C_{T E}$ = coeficiente de esfuerzo cortante, $\tau_w / \rho_e u_e^2$

$C_{T E}$ = coeficiente de esfuerzo c3rtate en el equilibrio.

H_K = parámetro de cinemática de forma, $\int [1 - (u/u_e)] d \div \int (u/u_e)[1 - (u/u_e)] d$

En las regiones laminares, las ecuaciones de retardo de esfuerzo cortante (6) se reemplazan por una ecuación de velocidad que modela el crecimiento de la amplitud \bar{n} de la onda de Tollmien-Schlichting más amplificada.

$$\frac{d\bar{n}}{d} = \frac{d\bar{n}}{dR_\theta} (H_K) \frac{dR_\theta}{d} (H_K, \theta) \quad (19)$$

Donde

\bar{n} = variable de amplificación de turbulencia de transición.

R_θ = número de Reynolds de espesor de momentum, $\rho_e u_e \theta / \mu_e$

μ_e = viscosidad del borde de la capa límite.

La relación empírica $d\bar{n} / dR_\theta (H_K)$ es una correlación de las tasas de crecimiento espacial calculadas a partir de soluciones a la ecuación de Orr-Sommerfeld , y $dR_\theta / d (H_K, \theta)$ se obtiene de las propiedades de la familia de perfiles Falkner-Skan. El punto de transición se define por la ubicación donde \bar{n} alcanza un valor crítico especificado por el usuario \bar{n}_c . Este parámetro en la práctica se utiliza para representar el nivel de perturbación de fondo y tiene un efecto bastante dramático en el rendimiento de la superficie aerodinámica de bajo número de Reynolds (M. Drela, 1989).

Las variables fundamentales de gobierno por las ecuaciones de la capa límite se eligen para ser θ , δ^* y C_f . En regiones laminares, las variables de amplificación \bar{n} reemplazan a C_f . Además, u_e está presente como una variable desconocida externa que se relacionará con las soluciones viscosas globales a través del flujo externo no viscoso. Por lo tanto, solo es una variable intermedia conveniente y no constituye una variable desconocida adicional. Para cerrar las ecuaciones integrales de capa límite (4), (5) y (6), las variables auxiliares se definen en términos de θ , δ^* , C_f , u_e o sus combinaciones adecuadas con las siguientes dependencias funcionales (M. Drela, 1989).

La definición de H_K para flujos adiabáticos en aire (L. Whitfield, 1978):

$$H_K = H_K(H, M_e) = \frac{H-0.2}{1+0.1} \frac{M_e^2}{M_e^2} \quad (20)$$

Para cierre laminar (Mark Drela & Giles, 1987):

$$\begin{aligned} H^* = H^*(H_K, M_e, R_\theta) &= 1.515 + 0.076 \frac{(4-H_K)^2}{H_K}, \quad H_K < 4 \\ &= 1.515 + 0.076 \frac{(4-H_K)^2}{H_K}, \quad H_K > 4 \end{aligned} \quad (21)$$

$$\begin{aligned} R_\theta \frac{C_f}{2} &= -0.067 + 0.01977 \frac{(7.4-H_K)^2}{H_K-1}, \quad H_K < 7.4 \\ &= -0.067 + 0.022 \left(1 - \frac{1.4}{H_K-6}\right)^2, \quad H_K > 7.4 \end{aligned} \quad (22)$$

$$\begin{aligned} R_\theta \frac{2C_D}{H^*} &= 0.207 + 0.00205(4-H_K)^{5.5}, \quad H_K < 4 \\ &= 0.207 + 0.003 \frac{(H_K-4)^2}{(1+0.0(H_K-4)^2)}, \quad H_K > 4 \end{aligned} \quad (23)$$

$$H^{**} = H^{**}(H_K, M_e) = \left(\frac{0.0}{H_K-0.8} + 0.251\right) M_e^2 \quad (24)$$

Para cierre turbulento (Mark Drela & Giles, 1987):

$$F_c C_f = C_f(H_K, M_e, R_\theta) = 0.3e^{-1.3 H_K} \left[1 - \left(\frac{R_\theta}{F_c} \right) \right]^{-1.7 - 0.3 H_K} + 0.00011 \left[\tanh \left(4 - \frac{H_K}{0.8} \right) - 1 \right] \quad (25)$$

Donde

$$F_c = (1 + 0.2M_e^2)^{1/2} \quad (26)$$

$$H_K = 1.505 + \frac{4}{R_\theta} + \left(0.165 - \frac{1.6}{R_\theta^{1/2}} \right) \frac{(H_0 - H_K)^{2.0}}{H_K}, H_K < H_c$$

$$= 1.505 + \frac{4}{R_\theta} + (H_K - H_0)^2 \left(\frac{0.0}{H_K} + \frac{0.0}{(H_K - H_0 + 4/1) (R_\theta)^2} \right), H_K > H_c \quad (27)$$

Donde

$$H_c = 4, R_\theta < 400$$

$$= 3 + \frac{4}{R_\theta}, R_\theta > 400 \quad (28)$$

$$U_s = U_s(H^*, H, H_K) = \frac{H^*}{2} \left(1 - \frac{4 H_K - 1}{3 H} \right) \quad (29)$$

$$C_{T_i} = C_{T_i}(H^*, H, H_K, U_s) = H^* \frac{0.0}{1 - U_s} \frac{(H_K - 1)^2}{H_K^2 H} \quad (30)$$

$$C_D = \frac{C_f}{2} U_s + C_{T_i} (1 - U_s) \quad (31)$$

La estela se trata como una capa viscosa, de modo que solo una variable θ y una δ^* está presente en cada estación de estela, con las siguientes condiciones iniciales en el borde posterior (M. Drela, 1989).

$$\theta_w = \theta_u + \theta_{ll} \quad \delta_w^* = \delta_u^* + \delta_{ll}^* + h_l \quad (32)$$

Esto produce un cuerpo de desplazamiento continuo incluso con un borde posterior romo de espesor h_l . El coeficiente cortante de estela inicial se toma como el promedio ponderado θ de los valores de superficie superior e inferior (M. Drela, 1989).

$$C_T = \frac{C_{i,u} \theta_u + C_{i,l} \theta_{ll}}{\theta_u + \theta_{ll}} \quad (33)$$

Se incorporan correcciones menores adicionales para el caso del borde posterior como para explicar mejor el "arrastre base" (M. Drela, 1989).

Las ecuaciones de gobernantes se discretizan utilizando diferencias centrales de dos puntos (es decir, la regla trapezoidal). Las variables de capa límite θ , δ^* y C_f o \bar{n} y u_e se definen para ubicarse en los nodos del panel. Por lo tanto, cada panel aerodinámico y estela tiene tres ecuaciones no lineales acopladas asociadas (M. Drela, 1989).

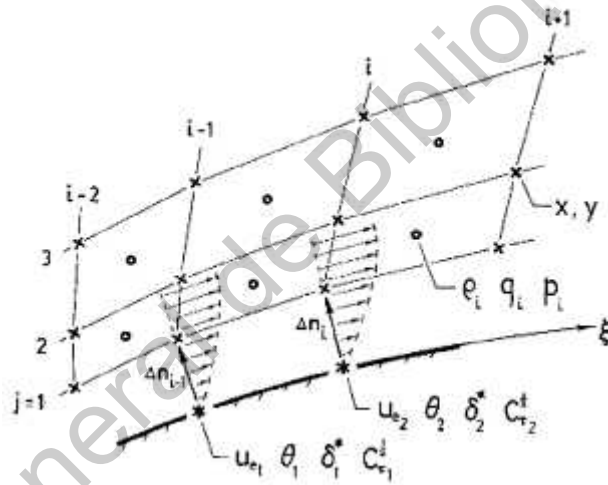


Figura 29. Localización de las variables de la capa límite. (Mark Drela & Giles, 1987)

2.4.6. Acoplamiento viscoso/no viscoso.

$$u_{e_i} = u_{j_i} + \sum_{j=1}^{N+N_w} d_{ij}^{-1} m_j \quad ; 1 \leq i \leq N + N_w \quad (34)$$

Esta expresión muy general proporciona la solución de flujo potencial sobre el perfil aerodinámico para cualquier distribución de defecto de masa en el perfil aerodinámico y la estela. La distribución de velocidad del borde "no viscoso" u_{j_i} y la matriz de influencia de masa d_{ij} se determinan de manera única por la geometría del perfil/estela y el ángulo de ataque de flujo libre, y se determinan

independientemente de la solución viscosa (las posiciones del nodo de estela se determinan integrando una trayectoria de línea de corriente no viscosa desde el punto medio del panel del borde posterior). Es importante tener en cuenta que d_i encarna el efecto del m_j local cerca del borde de salida en la distribución global de $u_{e,i}$ a través de su efecto en la condición de Kutta. Este efecto "indirecto" es bastante significativo para flujos con un número bajo de Reynolds, especialmente cerca de la pérdida o si se produce una burbuja de separación cerca del borde posterior (M. Drela, 1989).

2.4.7. Solución de Newton.

Como (32) es una expresión explícita para $u_{e,i}$ en términos de las variables de la capa límite, se cierran las ecuaciones discretas de la capa límite (4-7). Este sistema no lineal, ahora se vuelve elíptico por la influencia de masa global en u_e , se resuelve mediante un método de Newton completo (M. Drela, 1989).

Las variables de Newton se definen como $\delta\theta_i$, δm_i y ya sea $\delta\tilde{n}_i$ o δC_T , dependiendo de si la estación i es laminar o turbulenta. El sistema Newton por lo tanto tiene la siguiente forma (M. Drela, 1989).

$$\left[J_i \right] \begin{Bmatrix} \delta\theta_j \\ \delta m_j \\ \delta\tilde{n}_j, \delta C_T \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} -R_i \end{Bmatrix} \quad ; 1 \leq i \leq N + N_w \quad (35)$$

La elección específica de δ en lugar de δ^* como una de las variables de Newton se realiza en aras de la eficiencia, ya que en el primer caso solo las columnas δm_j en J_i están llenas. Las columnas de las otras variables δ , δC_T y $\delta\tilde{n}$ tienen entradas solo cerca de la diagonal. Por lo tanto, resolver el sistema Newton (33) requiere solo aproximadamente 1/3 de tiempo que un sistema completo del mismo tamaño. Se utiliza un solucionador personalizado para aprovechar al máximo esta característica (M. Drela, 1989).

2.4.8. Corrección de compresibilidad.

En la corrección de Karman-Tsien (Shapiro, 1954), la velocidad compresible q y el coeficiente de presión C_p en una superficie aerodinámica en flujo compresible pueden determinarse aproximadamente a partir de los valores de flujo incompresible q_{i1} , $C_{p i1}$ por:

$$C_p = \frac{C_{p i1}}{\beta + \lambda(1 + \beta)C_{p i1} / \bar{z}} \quad (36)$$

$$q = \frac{q_{i1} (1 - \lambda)}{1 - \lambda(q/q_{\infty})_{i1}^2} \quad (37)$$

Donde

$$\beta = \sqrt{1 - M_{\infty}^2} \text{ y } \lambda = M_{\infty}^2 / (1 + \beta)^2 \quad (38)$$

Todos los cálculos se realizan suponiendo que la vorticidad de la superficie del perfil representa la velocidad incompresible q_{i1} . Las ecuaciones anteriores se usan solo para definir el C_p compresible real para los cálculos de elevación y momento, y junto con la expresión (32) para determinar la u_e compresible real vista en la capa límite. La formulación de la capa límite ya es válida para flujos compresibles y no requiere correcciones (M. Drela, 1989).

2.4.9. Extrapolación de las polares a 360°.

Usualmente las curvas aerodinámicas de C_l , C_d , y C_m versus el ángulo de ataque se representa en un intervalo angular extendido desde -5 a +20 grados. En simulaciones del desempeño de las turbinas eólicas hay una necesidad de extender las normalmente disponibles tablas aerodinámicas a un rango total de 360 grados. Para este propósito, en otros ángulos de ataque (AoA), el flujo se comporta aproximadamente como para una placa delgada y estancada. Se utiliza una función

de mezcla en la región de transición entre la línea recta de flujo potencial y la curva de placa plana (Montgomerie, 2004).

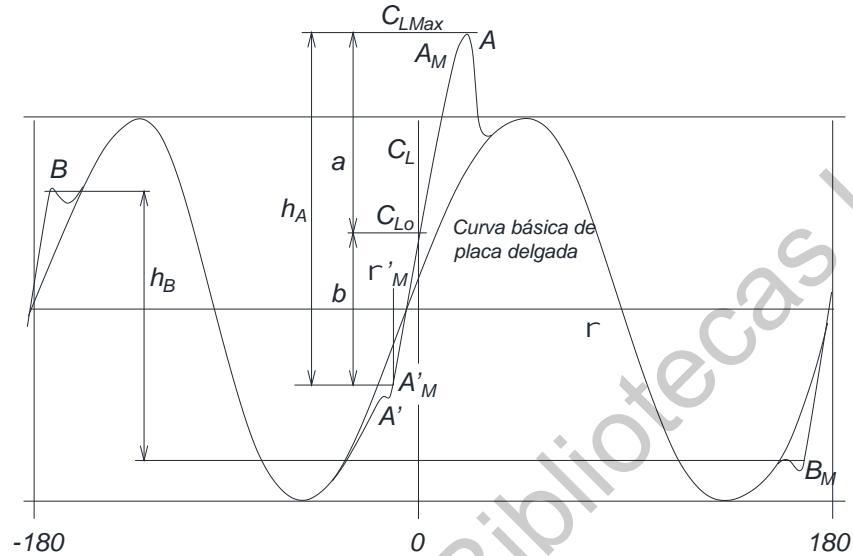


Figura 30. Extensión de la curva aerodinámica (polar) del coeficiente de sustentación (C_L) (Montgomerie, 2004).

2.4.10. Coeficiente de sustentación (C_L).

Para el cálculo de las polares del coeficiente de sustentación extendidas se sigue el siguiente procedimiento:

Procedimiento de cálculo del lado positivo (Montgomerie, 2004).

1. Calcular el incremento $\alpha_1 = \frac{C_{Lm} - C_L(\alpha)}{C_{L\alpha}} + \Delta\alpha_m$ (39)

2. Determinar $C_{L1} = C_{Lm}$ (40)

3. Calcular el incremento $\alpha_2 = \alpha_1 + 15$ (41)

4. Determinar $C_{L2} = s(\alpha_2) + 0.03$ (42)

Procedimiento de cálculo del lado negativo.

1. Calcular el decremento $\alpha_1 = \frac{C_{Lm} - C_L(\alpha)}{C_{L\alpha}} - \Delta\alpha_m$ (43)

2. Determinar $C_{L1} = C_{Lm}$ (44)

$$3. \text{ Calcular el decremento } \alpha_2 = \alpha_1 - 15 \quad (45)$$

$$4. \text{ Determinar } C_{L,2} = s(\alpha_2) - 0.03 \quad (46)$$

Donde

α = incremento del coeficiente de sustentación

α_m = valor del ángulo de ataque donde C_L es mínimo

$C_{L,m}$ = C_L máximo típicamente a 16 grados

$C_{L,m}$ = C_L mínimo típicamente a -14 grados

s = valor de la función de sustentación de plato delgado

2.4.11. Función de potencial de flujo de sustentación t .

La función de potencial de flujo de sustentación será asumida como una línea recta obtenida de la siguiente expresión (Montgomerie, 2004).

$$t = C_{L,\alpha} \quad n = C_L(0) + C_{L,\alpha}\alpha \quad (47)$$

Donde la inclinación $C_{L,\alpha}$ se obtiene de los puntos cerca de $\alpha = 0$ en la curva básica dada si la curva puede ser vista en dos dimensiones.

$$C_{L,\alpha} = \frac{d C_L}{d \alpha} \quad (48)$$

Donde

$C_L(0)$ = coeficiente de sustentación en el ángulo 0

$C_{L,\alpha}$ = coeficiente de sustentación que interseca con ángulo α

α = ángulo de ataque

2.4.12. Función s - flujo totalmente separado en un plato delgado curvo.

El método completo se puede resumir como sigue (Montgomerie, 2004):

1. Cálculo de ángulo de manipulación $\delta_1 = 57.6 C_{L,9} \sin \alpha$ (49)

2. Cálculo de ángulo de manipulación $\delta_2 = \alpha_0 \cos \alpha$ (50)

3. Determinación del ángulo de modificación $\beta = \alpha - \delta_1 - \delta_2$ (51)

4. Determinación del punto $A = 1 + \frac{C_L(0)}{s} \cos \alpha$ (52)

5. Cálculo del valor de la función de sustentación de plato delgado

$$s = A C_{D,9} \sin \beta \cos \beta \quad (53)$$

Donde:

δ_1, δ_2 = ángulo de manipulación del plato delgado

β = ángulo de modificación de sustentación del plato delgado

A = punto en $C_L(0)$ contra el ángulo de ataque

α_0 = ángulo de ataque donde $C_L = 0$

$C_{L,9}$ = coeficiente de sustentación a 90 grados del ángulo de ataque, usualmente +0.08

$C_{D,9}$ = coeficiente de arrastre a 90 grados del ángulo de ataque.

El coeficiente de arrastre a 90 grados se calcula de la siguiente manera (Montgomerie, 2004):

$$C_{D,9} = C_{D,2D} \left[1 - \left(\frac{\Delta-y}{s} \right)^n \right] \quad (54)$$

$$n = \frac{C_{D,2D}}{C_{D,2D} - C_{D,3D}} \quad (55)$$

$$s = k c \quad (56)$$

$$k = \frac{1 - e^{-2 c/l}}{2c/l} \quad (57)$$

Donde

$C_{D,2D}$ = coeficiente de arrastre valido para un flujo en 2D.

$C_{D,3D}$ = coeficiente de arrastre valido para un flujo en 3D

s, y, b, c = son definidos en la Figura 31.

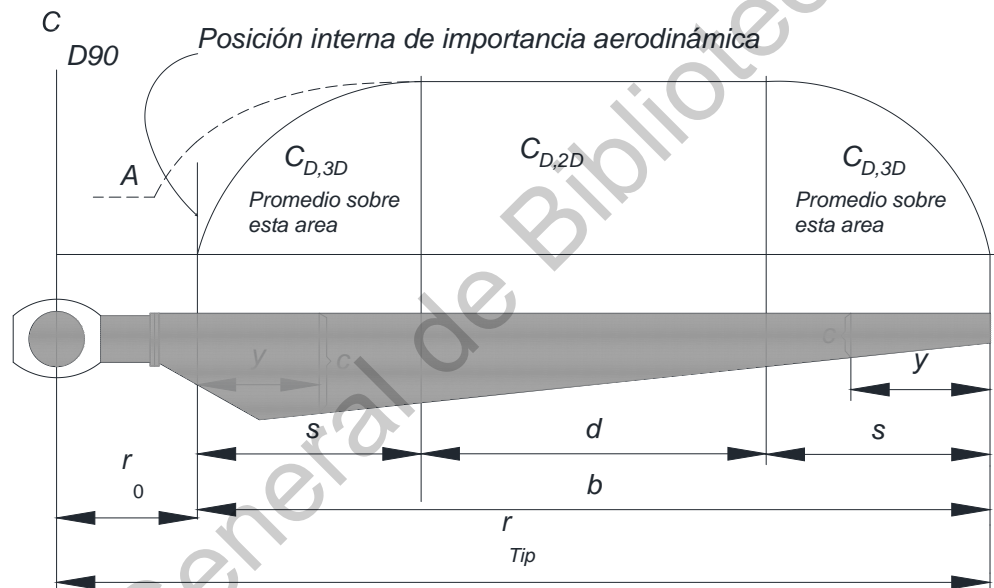


Figura 31. Cantidades geométricas para determinar $C_{D,90}$. (Montgomerie, 2004)

2.4.13. Coeficiente de arrastre (C_D).

En síntesis, el método de cálculo puede expresarse como sigue (Montgomerie, 2004):

- Determine α
- Use el valor correspondiente del flujo potencial C_{L_i} y reste el valor de C_{L_i} para conseguir ΔC_{L_i} .

- c) De la extrapolación de la curva ΔC_D contra ΔC_L , obtienes ΔC_D
- d) Sume el valor estimado de la fricción C_{Df} , esto es $C_{Df} = 0.006$ alrededor de $\alpha = 0$ y $C_{Df} = 1.25(t/c)^2$ alrededor de $\alpha = 180$ con un rango arbitrario entre ellos. Defina $C_{De} = \Delta C_D + C_{Df}$
- e) El valor final de arrastre es obtenido usando la función f de la ecuación:

$$C_D = f C_{De} + (1 + f) C_{D,ind} \quad (58)$$

Donde

$f =$ función de transición para interpolación de C_L , $\frac{1}{1 + K \Delta \alpha^4}$

2.4.14. Teoría del Momentum del Elemento del Aspa.

Las fuerzas sobre las aspas de un aerogenerador también pueden expresarse en función de los coeficientes de sustentación y resistencia y del ángulo de ataque. Como se muestra en la Figura 32, para este análisis se supone que la pala está dividida en N secciones (o elementos). Además, se han hecho las siguientes suposiciones:

-) No hay interacción aerodinámica entre los elementos (por tanto, no hay flujo radial).
-) Las fuerzas sobre las palas están determinadas únicamente por las características de sustentación y resistencia de la forma aerodinámica de las palas.

Considere un aspa dividida en N elementos como se muestra en la Figura 32. Cada uno de los elementos de la hoja experimentará un flujo ligeramente diferente, ya que tienen una velocidad de rotación diferente (Ωr), una longitud de cuerda diferente (c) y un ángulo de torsión diferente (φ). La teoría de los elementos del aspa implica dividir el aspa en un número suficiente (generalmente entre diez y veinte) de elementos y calcular el flujo en cada uno. Las características generales de

rendimiento se determinan mediante la integración numérica a lo largo del tramo del aspa.

Al analizar las fuerzas sobre la sección de las palas, hay que tener en cuenta que las fuerzas de sustentación y resistencia son perpendiculares y paralelas, respectivamente, a un viento efectivo o relativo. El viento relativo es el vector suma de la velocidad del viento en el rotor y la velocidad del viento debido a la rotación del aspa.

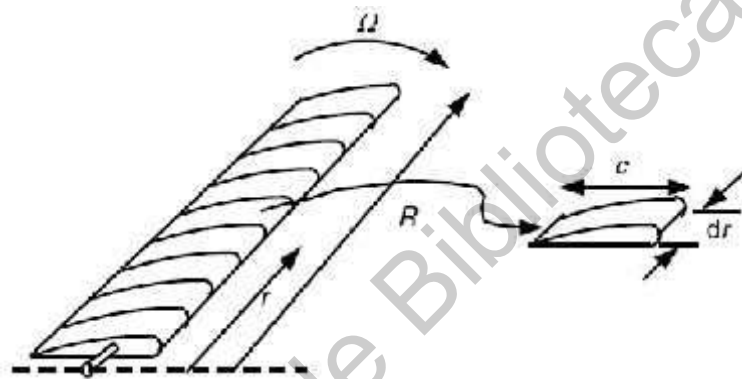


Figura 32 Esquema de los elementos del aspa (Manwell et al., 2010).

Las relaciones de las diversas fuerzas, ángulos y velocidades en el aspa, mirando hacia abajo desde la punta del aspa, se muestran en la Figura 33

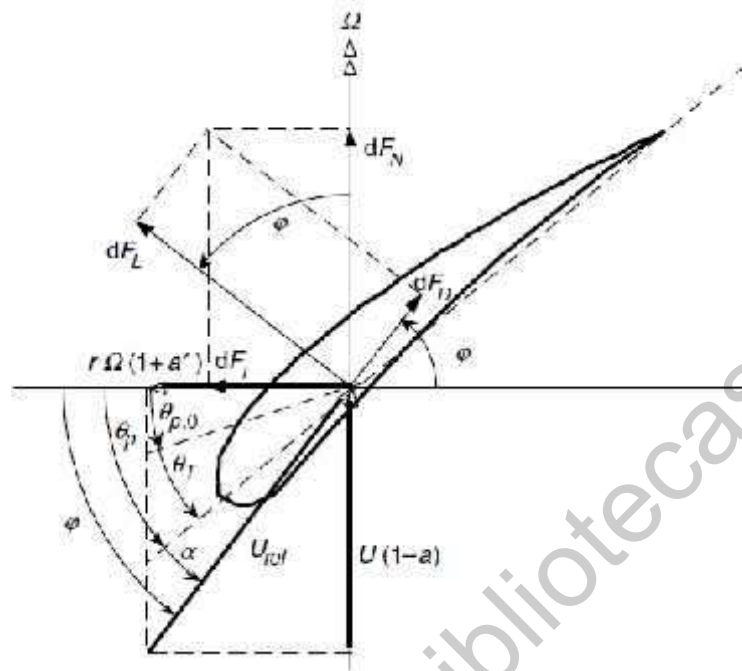


Figura 33 Geometría del aspa para análisis de una turbina eólica horizontal (Manwell et al., 2010).

Donde:

$U(1 - a)$: velocidad del viento en las aspas

U_r : velocidad relativa del viento

$r\Omega(1 + a')$: velocidad del viento debido a la rotación del aspa.

d_D : variación de la fuerza de arrastre

d_L : variación de la fuerza de sustentación.

d_N : variación de la fuerza normal.

d_T : variación de la fuerza tangencial.

θ_p : ángulo de paso de la sección.

$\theta_{p,0}$: ángulo de paso del aspa

θ_T : ángulo de torsión de la sección.

α : ángulo de ataque.

$\varphi = \theta_p + \alpha$: ángulo de la velocidad relativa.

De la figura, se puede determinar las siguientes relaciones:

$$d_L = C_l \frac{1}{2} \rho U_r^2 c d \quad (59)$$

$$d_D = C_d \frac{1}{2} \rho U_r^2 c d \quad (60)$$

$$d_N = d_L \cos \varphi + d_D \sin \varphi \quad (61)$$

$$d_T = d_L \sin \varphi - d_D \cos \varphi \quad (62)$$

Si el rotor tiene B número de aspas, la fuerza normal total en la sección a una distancia, r , del centro es:

$$d_N = \frac{1}{2} B \rho U_r^2 (C_l \cos \varphi + C_d \sin \varphi) c \quad (63)$$

Y el torque debido a la fuerza tangencial a una distancia, r , del centro es dado por:

$$d = \frac{1}{2} B \rho U_r^2 (C_l \cos \varphi - C_d \sin \varphi) c \quad (64)$$

Note que el efecto del arrastre es decrecer el torque y por lo tanto la potencia, pero incrementa la carga de empuje.

2.4.15. **Perdida en la punta**

Debido a que la presión en el lado de succión de un aspa es menor que en el lado de presión, el aire tiende a fluir alrededor de la punta desde la superficie inferior a la superior, lo que reduce la elevación y, por lo tanto, la producción de energía cerca de la punta. Este efecto es más notable con aspas más anchas.

Se han sugerido varios métodos para incluir el efecto de la pérdida de la punta. El enfoque más sencillo de utilizar es el desarrollado por Prandtl (De Vries, 1979). De acuerdo con este método, se debe introducir un factor de corrección, F , en las ecuaciones discutidas anteriormente. Este factor de corrección es función del

número de aspas, el ángulo de viento relativo y la posición en el aspa. Basado en el método de Prandtl:

$$F = \left(\frac{2}{\pi}\right) \cos^{-1} \left[\exp \left(- \left\{ \frac{(B/2)[1-(r/R)]}{(r/R)S} \right\} \right) \right] \quad (65)$$

donde se supone que el ángulo resultante de la función coseno inversa está en radianes. Si la función coseno inversa está en grados, entonces el factor inicial, $2/\pi$, se reemplaza por $1/90$. Tenga en cuenta también que F siempre está entre 0 y 1. Este factor de corrección de pérdida de punta caracteriza la reducción de las fuerzas en un radio r a lo largo de la hoja que se debe a la pérdida de punta en el extremo de la aspa.

2.4.16. Cálculo del coeficiente de potencia.

La contribución de potencia de cada sección es:

$$dP = \Omega \quad (66)$$

Usando las ecuación 2, 62 y 64 y tras un poco de álgebra, el coeficiente de potencia global del rotor puede ser calculado a partir de la siguiente ecuación (Wilson & Lissaman, 1974):

$$C_p = \frac{8}{\lambda^2} \int_{\lambda R}^{\lambda} \lambda_r^3 a' (1-a) \left(1 - \frac{c_D}{c_L} \cot(\varphi) \right) d r \quad (67)$$

2.4.17. Control de potencia

2.4.17.1. Control pasivo de pérdida

La forma más simple de control de potencia es el control pasivo de pérdida, que hace uso de la reducción posterior a la pérdida en el coeficiente de elevación y el aumento asociado en el coeficiente de arrastre para colocar un límite en la potencia de salida a medida que aumenta la velocidad del viento, sin la necesidad de ningún cambio en la geometría del aspa. El paso de las aspas fijas se elige de modo que la turbina alcance su potencia máxima o nominal a la velocidad del viento deseada. Las máquinas con regulación de pérdida sufren la desventaja de las incertidumbres

en el comportamiento aerodinámico después de la pérdida, lo que puede resultar en una predicción inexacta de los niveles de potencia y cargas de las aspas a la velocidad del viento nominal y superior.

2.4.17.2. Control activo de ángulo de paso

El control de paso activo logra la limitación de potencia por encima de la velocidad del viento nominal al girar toda o parte de cada aspa alrededor de su eje en la dirección que reduce el ángulo de ataque y, por lo tanto, el coeficiente de elevación, un proceso conocido como desvanecimiento del aspa. Los principales beneficios del control de paso activo son una mayor captura de energía, la facilidad de frenado aerodinámico que proporciona y la reducción de las cargas extremas en la turbina cuando se apaga.

2.4.17.3. Control pasivo de ángulo de paso

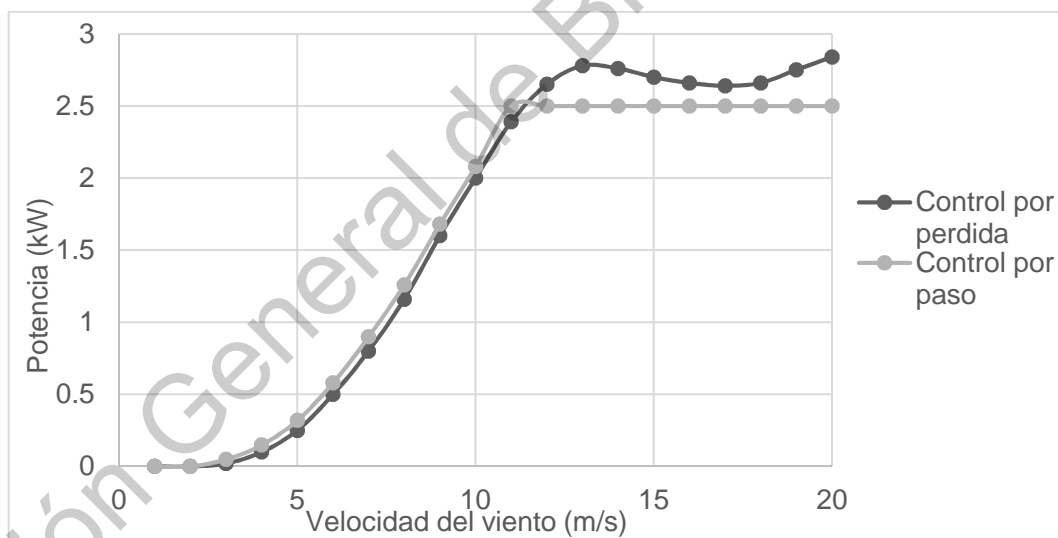
Una alternativa atractiva al control activo del paso de las palas para limitar la potencia es diseñar el aspa y/o su montaje de cubo para que giren bajo la acción de cargas en las aspas con el fin de lograr los cambios de paso deseados a velocidades de viento más altas. Desafortunadamente, aunque el principio es fácil de enunciar, es difícil lograrlo en la práctica, porque la variación requerida en la torsión del aspa con la velocidad del viento generalmente no coincide con la variación correspondiente en la carga del aspa. En el caso de las turbinas eólicas independientes, la optimización del rendimiento energético no es el objetivo clave, por lo que a veces se adopta el control de paso pasivo, pero el concepto aún no se ha utilizado para muchas máquinas conectadas a la red.

2.4.17.4. Control activo de pérdida

El control de pérdida activa logra una limitación de potencia por encima de la velocidad nominal del viento al inclinar las aspas inicialmente a la pérdida, es decir, en la dirección opuesta a la empleada para el control de inclinación activo, y por lo tanto a veces se lo conoce como control de inclinación negativo. Sin embargo, a

velocidades de viento más altas, generalmente es necesario inclinar las aspas hacia atrás para mantener la potencia nominal.

Una ventaja significativa del control activo de pérdida es que la aspa permanece esencialmente estancada por encima de la velocidad nominal del viento, de modo que el corte por ráfagas da como resultado fluctuaciones cíclicas mucho más pequeñas en las cargas del aspa y la potencia de salida. Se ha encontrado que solo se requieren pequeños cambios de ángulo de paso para mantener la salida de potencia nominal, por lo que las velocidades de paso no necesitan ser tan grandes como para el control de p positivo. Además, el frenado aerodinámico completo requiere ángulos de inclinación de solo aproximadamente -20° , por lo que el recorrido del mecanismo de inclinación se reduce mucho en comparación con el control de inclinación positivo.



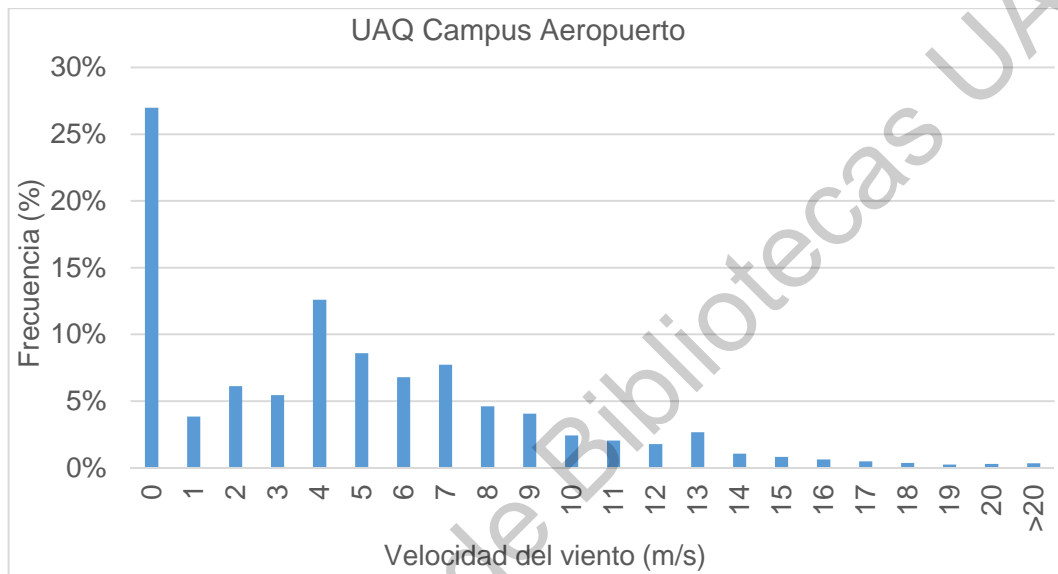
Grafica 14. Curvas típicas con control de potencia por pérdida y por paso (Tong, 2010).

2.4.18. Recurso eólico disponible en la UAQ, campus Aeropuerto.

Se recabaron los datos de las mediciones de las características del viento de la estación meteorológica de los últimos 4 años, ubicada en la UAQ, campus aeropuerto, vía a Chichimequillas s / n, Ejido Bolaños, Querétaro, Qro. C.P. 76140.

La ubicación geográfica 20 37'24.1" Norte y 100 22'06.0" Oeste y una altitud de 1969 m.s.n.m. y a una altura de 18 m.

La velocidad promedio anual es 4.36 m/s, en un rango de velocidad medido de 0 a 33 m/s. En la Grafica 15 se muestra el histograma de velocidades.



Grafica 15. Histograma de velocidades del viento UAQ Campus Aeropuerto

2.4.19. Energía anual producida

Conociendo la curva de potencia, así como la distribución de velocidades de viento, se puede calcular la energía anual producida por la turbina eólica pequeña.

La energía anual producida para cada velocidad se calcula con la siguiente expresión (Letcher, 2017):

$$E_a = \sum_{v_c}^v P(v) * f(v) * 8760 \quad (68)$$

Donde:

E_a : energía anual producida kWh

$P(v)$: potencia a la velocidad v_i (kW)

$f(v)$: frecuencia de la velocidad del viento (v_i).

2.5. Hipótesis

Las discrepancias y deformaciones no deseables al modificar el perfil aerodinámico de las aspas controlables de una turbina eólica no afectan de manera considerable las relaciones de las fuerzas de elevación y arrastre, lo que ofrecerá una mayor generación de energía eléctrica en una turbina eólica con aspas con perfil aerodinámico deformable en comparación con una turbina eólica con aspas con perfil aerodinámico fijo.

Dirección General de Bibliotecas UAO

2.6. Objetivos

Determinar los efectos de las discrepancias y deformaciones no deseables al modificar el perfil aerodinámico de las aspas controlables en las relaciones de las fuerzas de elevación y arrastre, y en la generación de energía eléctrica en una turbina eólica.

2.6.1. Objetivos específicos

Los objetivos específicos son los siguientes:

-) Determinar la relación de velocidad de punta óptima.
-) Determinar la velocidad de rotación óptima del rotor.
-) Determinar los efectos de las discrepancias y las deformaciones locales (no deseables) al deformar el perfil de un aspa una turbina eólica pequeña sobre los coeficientes de sustentación y arrastre.
-) Determinar los efectos de las discrepancias y las deformaciones locales (no deseables) al deformar el perfil de un aspa de una turbina eólica pequeña sobre el coeficiente de potencia.
-) Determinar los efectos de las discrepancias y las deformaciones locales (no deseables) al deformar el perfil de un aspa de una turbina eólica pequeña sobre la potencia generada.
-) Determinar los efectos de las discrepancias y las deformaciones locales (no deseables) al deformar el perfil de un aspa de una turbina eólica pequeña sobre el momento de flexión y las fuerzas de empuje.

3. Metodología

En este capítulo se presenta la metodología aplicada para el cálculo de los coeficientes de sustentación y arrastres, así como de los coeficientes de potencia de la turbina y la potencia generada por la turbina eólica.

El procedimiento para el desarrollo de este proyecto fue el siguiente: se midió el molde del aspa para determinar los perfiles aerodinámicos que componen cada una de las secciones del aspa, ver Figura 34 y Figura 35.



Figura 34. Molde superior del aspa prototipo.



Figura 35. Molde Superior del aspa prototipo.

De la misma manera se midieron los desplazamientos de la superficie del aspa en los puntos mostrados en las imágenes en las posiciones a 30° , 45° , 60° y 90° de giro de la leva.



Figura 36 Localización de los puntos de medición de la superficie de alta presión.

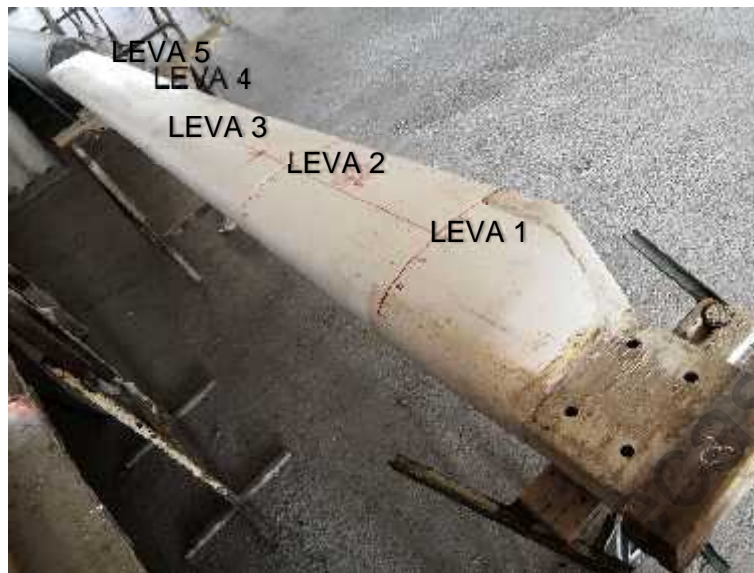


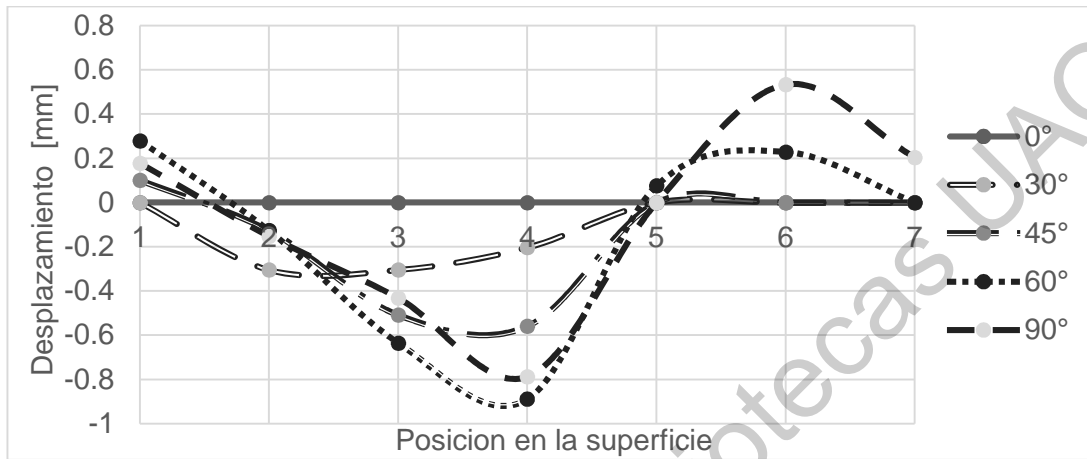
Figura 37 Localización de los puntos de medición de la superficie de baja presión.

Los perfiles determinados se enumeran en la Tabla 3

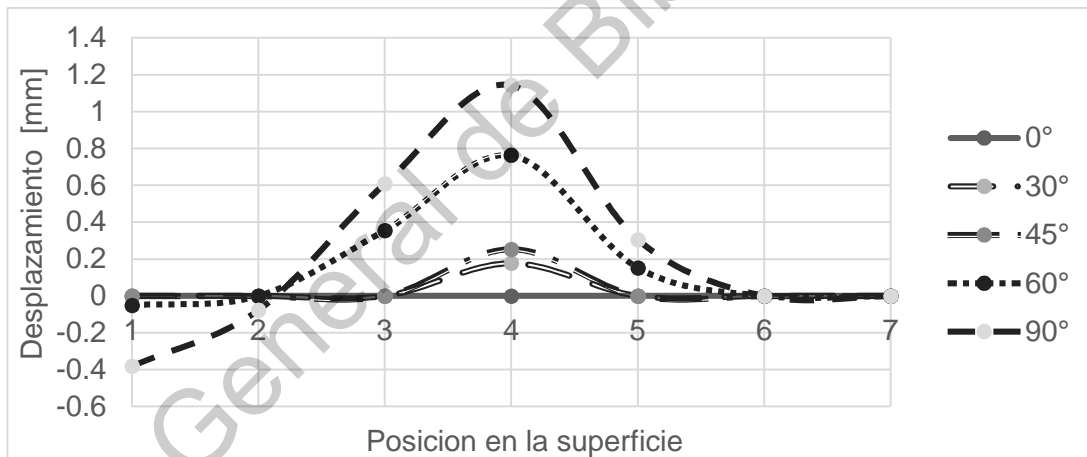
Tabla 3. Geometría del aspa real.

Sección	Posición (m)	Perfil (NACA Modificada)	Cuerda (mm)	Angulo de torsión(°)
	0.000	Rectangular	220	0
	0.195	Rectangular	220	0
Base 1	0.400	4638 2604	332	13.42
Base 2	0.440	4638 2604	335	14.92
Leva 1	0.568	4634 2604	328	13.44
Leva 2	1.070	4530 2604	307	7.71
Base 3	1.230	4530 2604	301	5.86
Base 4	1.500	4529 2604	289	5.02
Leva 3	1.708	4528 2604	280	4.37
Leva 4	2.346	3524 2604	252	2.37
Leva 5	2.872	2520 2604	231	0.72
Base 5	3.000	1520 2604	226	0.31
Base 6	3.100	1520 2604	223	0.00

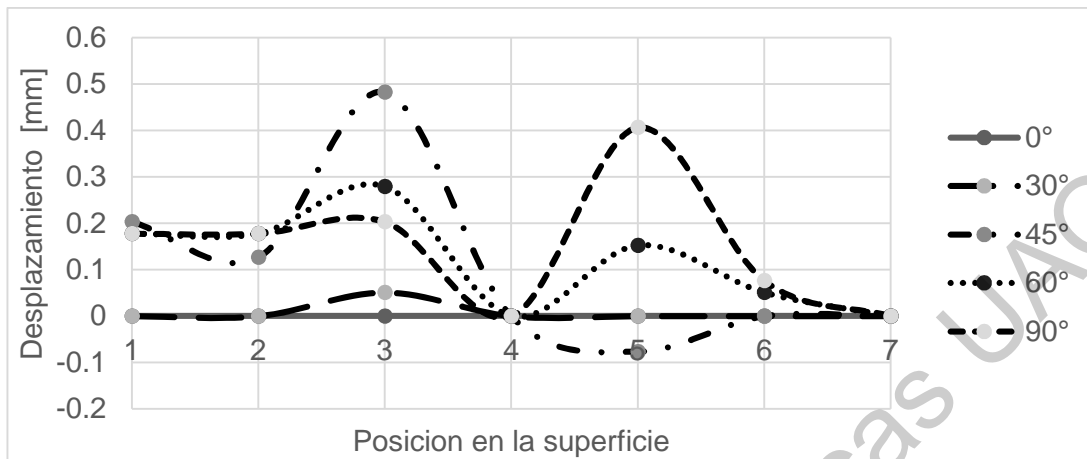
Los resultados de las mediciones de los desplazamientos se muestran en las gráficas siguientes:



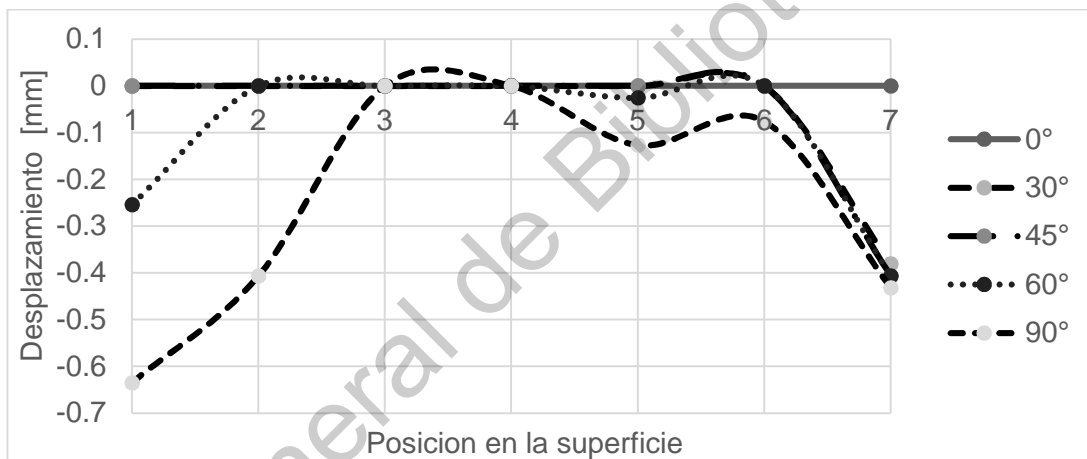
Grafica 16 Desplazamiento de la superficie superior en la primera leva.



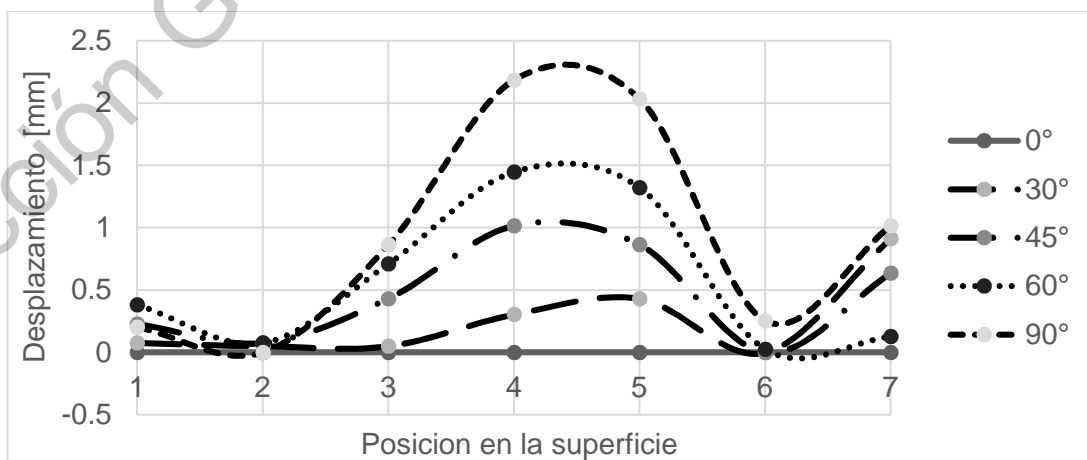
Grafica 17 Desplazamiento de la superficie inferior en la primera leva.



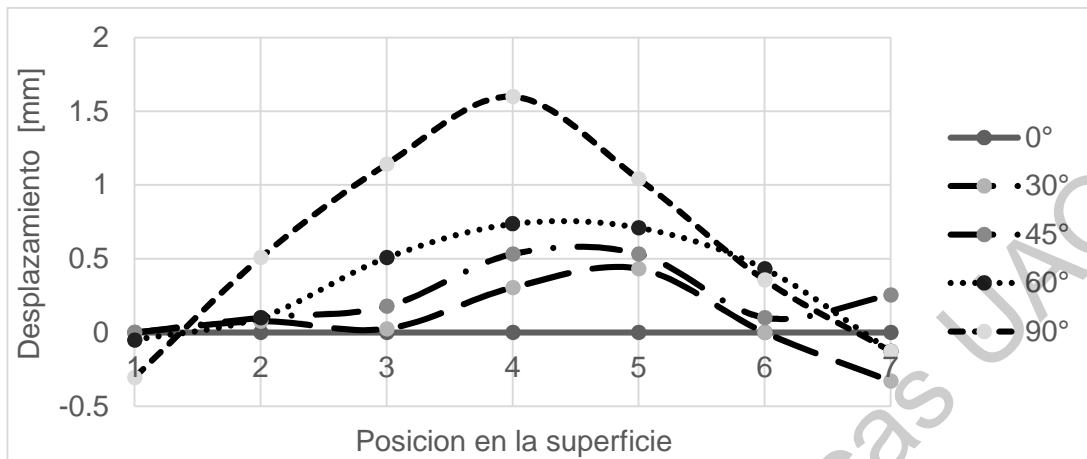
Grafica 18 Desplazamiento de la superficie superior en la segunda leva



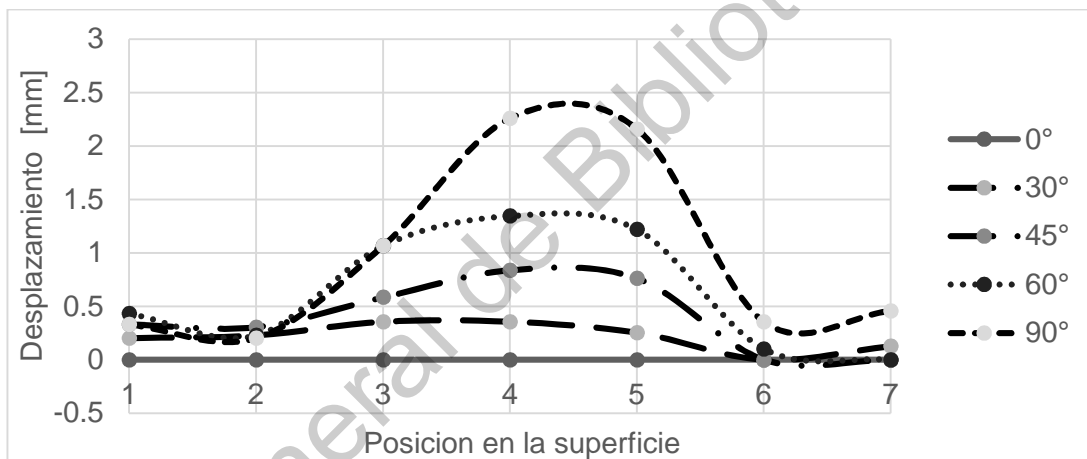
Grafica 19 Desplazamiento de la superficie inferior en la segunda leva.



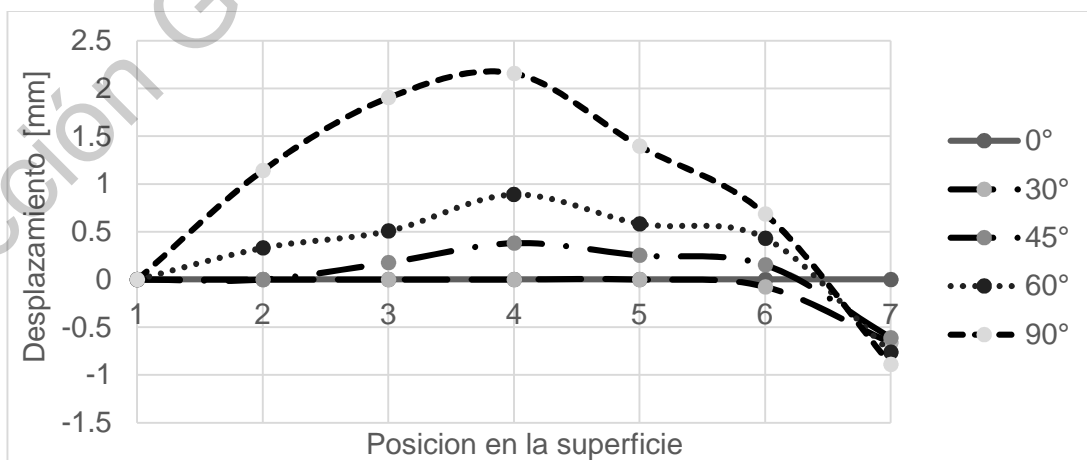
Grafica 20 Desplazamiento de la superficie superior en la tercera leva



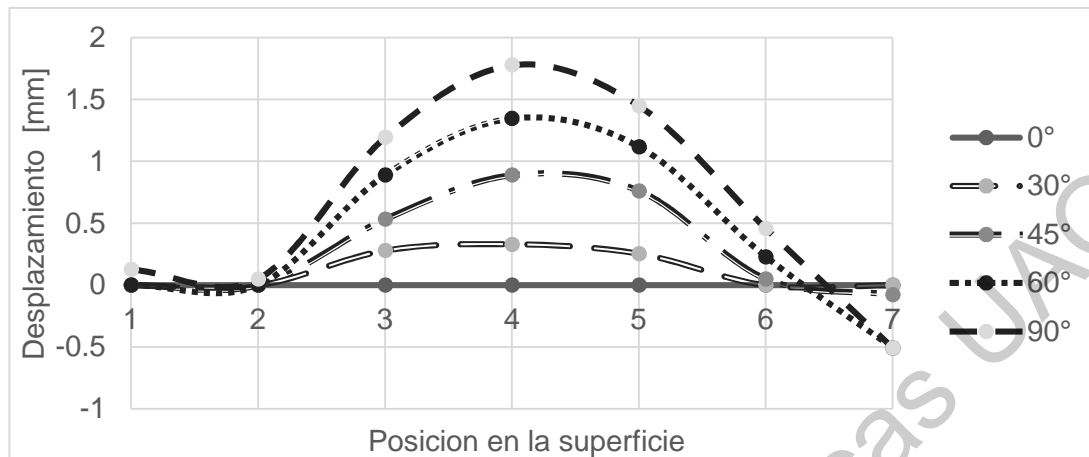
Grafica 21 Desplazamiento de la superficie inferior en la tercera leva.



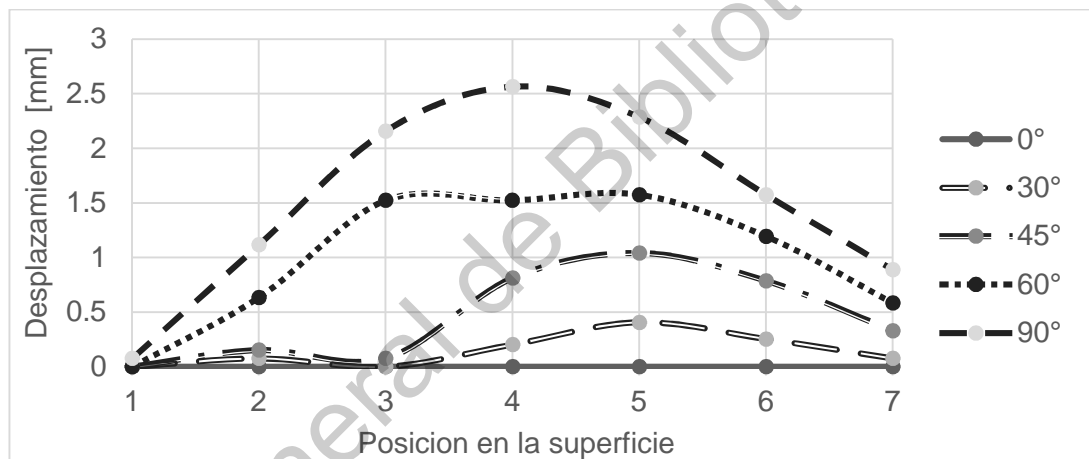
Grafica 22 Desplazamiento de la superficie superior en la cuarta leva



Grafica 23 Desplazamiento de la superficie inferior en la cuarta leva.



Gráfica 24 Desplazamiento de la superficie superior en la quinta leva



Gráfica 25 Desplazamiento de la superficie inferior en la quinta leva.

Se integraron estos desplazamientos en los perfiles aerodinámicos en cada uno de las secciones en donde se ubican las levas y se interpolaron los desplazamientos en las secciones intermedias, en la base y la punta del aspa no existieron desplazamientos.

3.1. Simulación en QBlade®

La simulación en QBlade® (Marten & Wendler, 2013) se realizó de la siguiente manera, el primer paso es ingresar los perfiles aerodinámicos

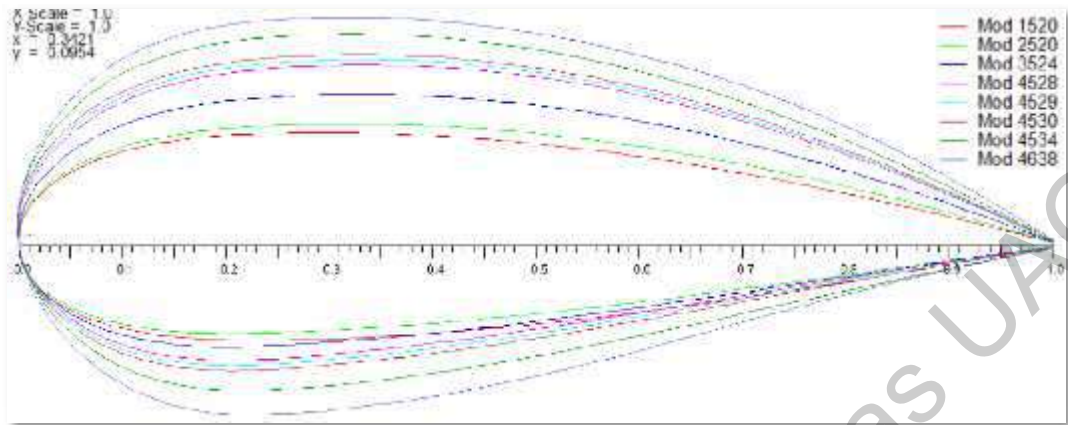


Figura 38. Ingreso de perfiles aerodinámicos

El segundo paso es determinar los coeficientes de sustentación y arrastre (polares) en cada una de las posiciones de las levas. Con las siguientes características del aire: densidad a 2000 msnm de $1.007 \text{ (kg/m}^3\text{)}$, viscosidad dinámica a 20C de $1.819 \times 10^{-5} \text{ k s/m}^2$, velocidad de viento de $0 - 8 \text{ m/s}$ que representan el 85% de velocidades en el lugar, lo que nos da como resultado un número de Reynolds de 443000

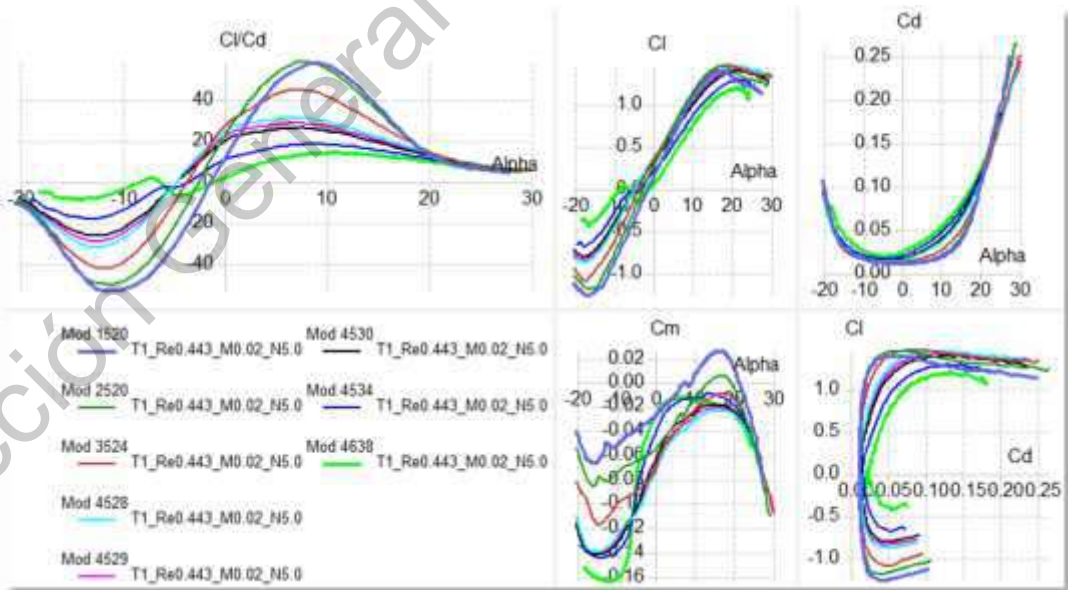


Figura 39. Cálculo de los coeficientes de sustentación y arrastre (Polars)

El tercer paso a seguir es extrapolar las polares a los 360° para cubrir todos los ángulos de ataque del perfil.

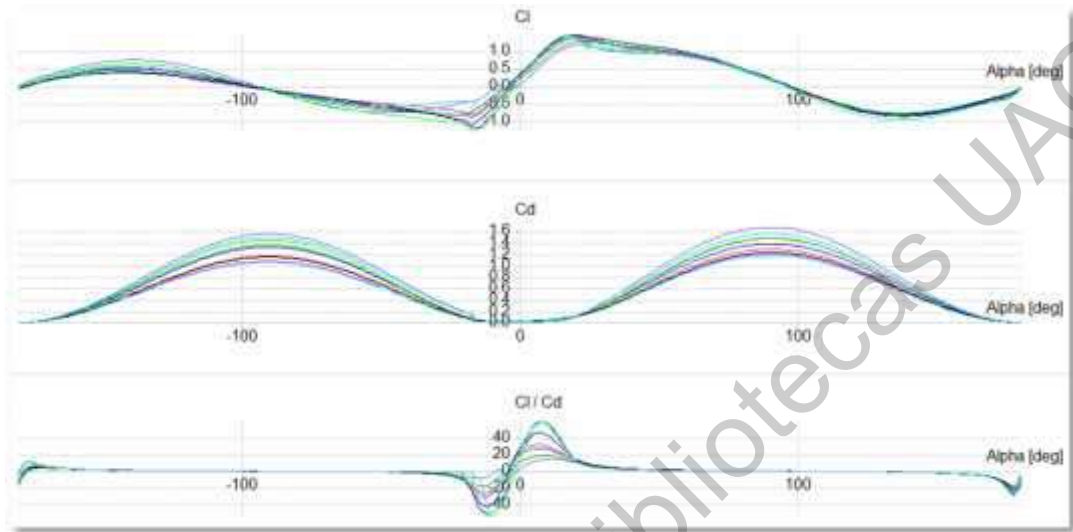


Figura 40 Extrapolación a 360°

El cuarto paso es modelar el aspa con las dimensiones mostradas en la Tabla 4. El software no tiene la capacidad de simular un perfil cuadrado, por lo que se simula un perfil redondo con un coeficiente de arrastre constante de 1.2. En la siguiente tabla se enumera los datos ingresados.

Tabla 4. Geometría del aspa a simular.

	Posición (m)	Perfil (NACA Modificada)	Cuerda (m)	Angulo (°)
	0.000	Circular	0.220	0
	0.195	Circular	0.220	0
Base 1	0.400	4638 72	0.332	13.42
Base 2	0.440	4638 72	0.335	15.00
Leva 1	0.568	4634 72	0.328	13.44
Leva 2	1.070	4530 62	0.307	7.71
Base 3	1.230	4530 62	0.301	5.86
Base 4	1.500	4529 62	0.289	5.02
Leva 3	1.708	4528 52	0.280	4.37
Leva 4	2.346	3524 52	0.252	2.37

Leva 5	2.872	2520 42	0.231	0.72
Base 5	3.000	1520 42	0.226	0.31
Base 6	3.100	1520 42	0.223	0.00

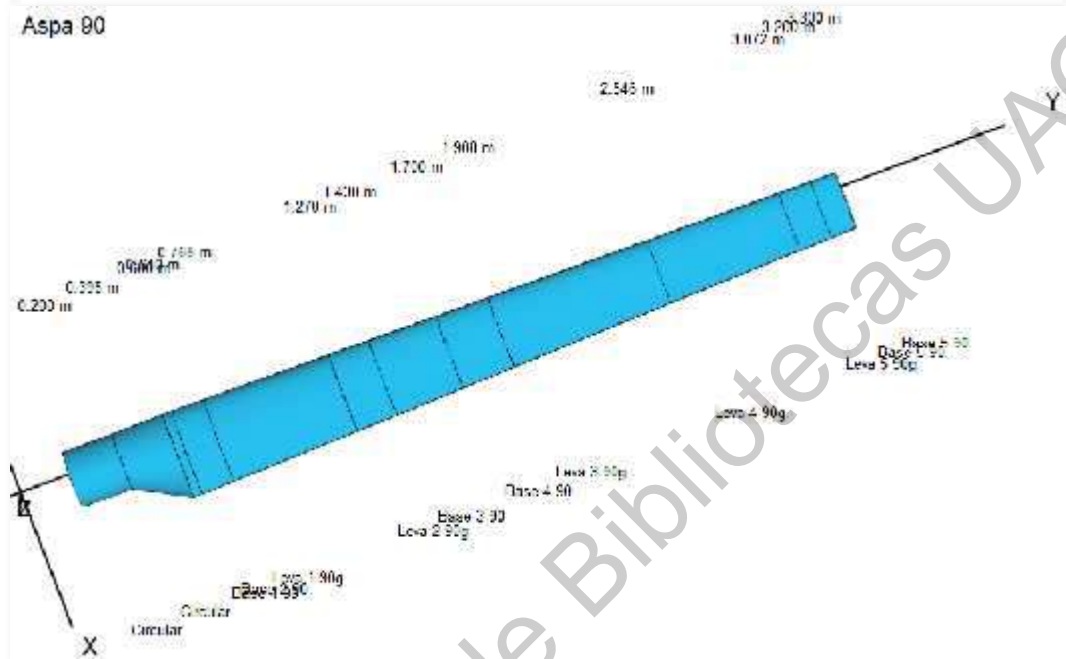


Figura 41. Modelado del aspa.

El quinto paso es calcular los coeficientes de potencia versus la velocidad de rotación del rotor (rpm), así como, la potencia obtenida versus la relación de velocidad en la punta (tsr), a diferentes velocidades del viento, de 1 a 8 m/s con incrementos de 1, también la relación de las fuerzas de sustentación y arrastre a lo largo del aspa en las diferentes relaciones de velocidad de la punta (tsr), de 1 a 11 con incrementos de 0.1.

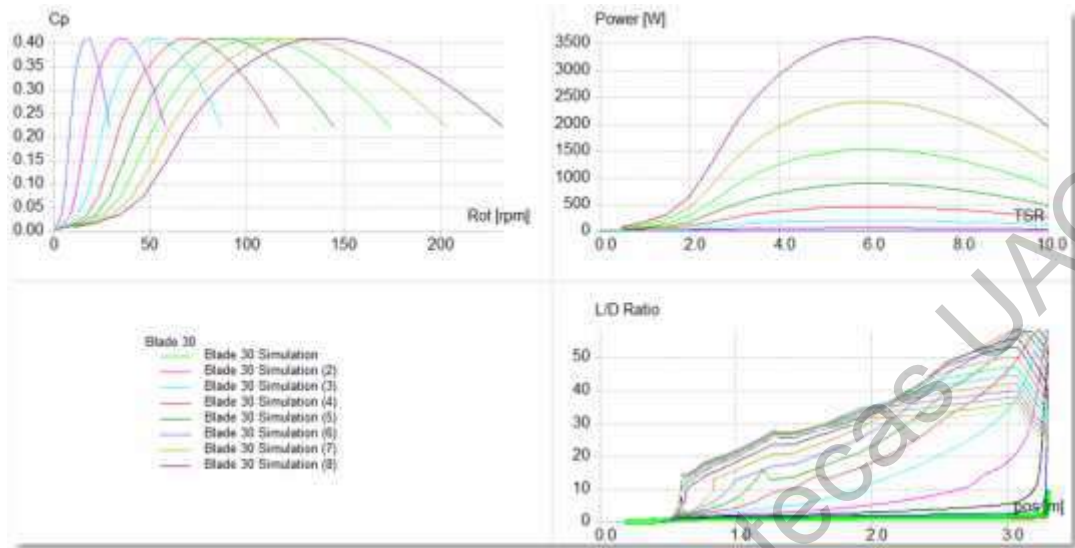


Figura 42. Simulación del rotor.

El sexto paso es hacer el cálculo de multi-variables donde se considera el rango de velocidad de 0 a 8 m/s, rango de velocidad de rotación de 0 a 160 rpm, y con el rango de ángulo de paso de -5° a 5° .

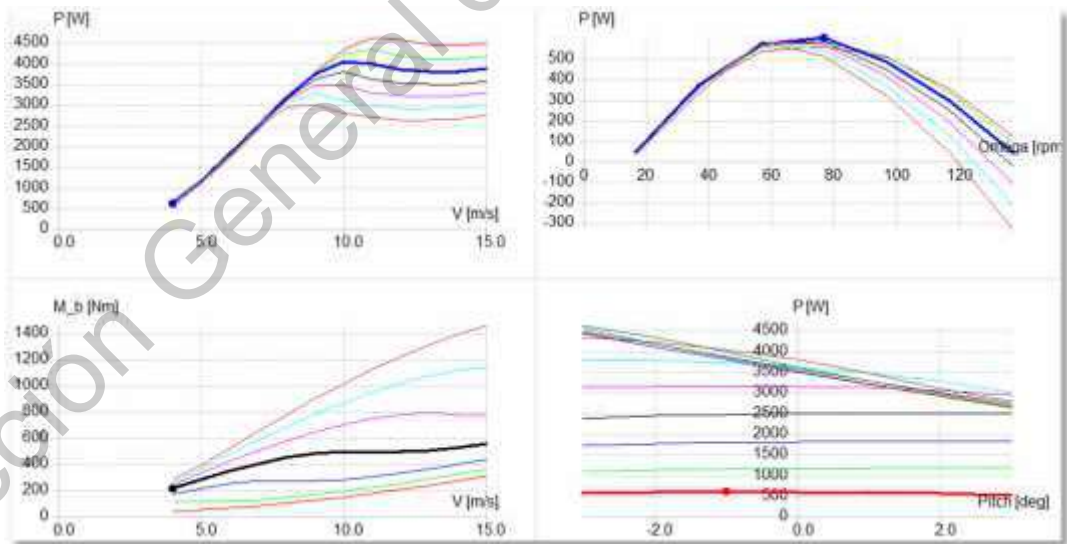


Figura 43. Cálculo de multi-variables.

Como paso final se realiza el cálculo de la generación de potencia de la turbina a diferentes ángulos de paso (-5° a 15°), para determinar el tipo de control de potencia de la misma, por pérdida (stall) o por cambio de ángulo de paso (pitch).

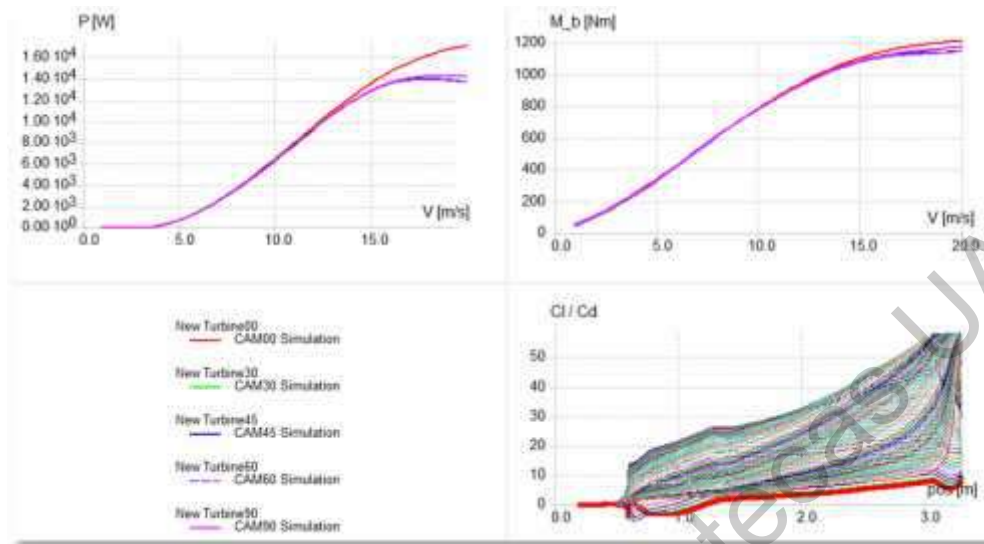


Figura 44. Simulación de la Turbina.

3.2. Simulación en Ansys®.

El cálculo de los polares con la ayuda del software Fluent-Ansys®, se realizó siguiendo los pasos que a continuación enumeramos:

El primer paso es modelar el perfil aerodinámico y el volumen del fluido. Se estableció un parámetro para variar el ángulo de ataque del perfil aerodinámico para obtener las polares.

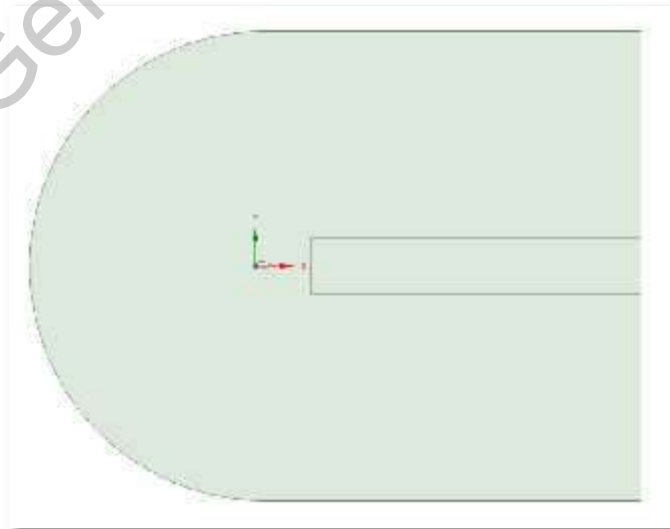


Figura 45 Modelado del perfil aerodinámico.

El segundo paso es realizar el mallado del fluido, considerando un mallado más fino en la cercanía al perfil aerodinámico esto para capturar con mayor precisión el cálculo de las fuerzas de sustentación y arrastre, como se muestra en la Figura 47.

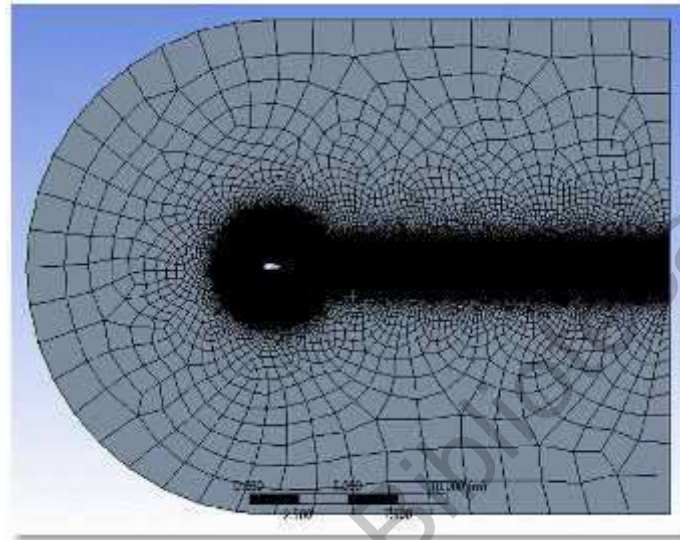


Figura 46. Mallado del fluido.

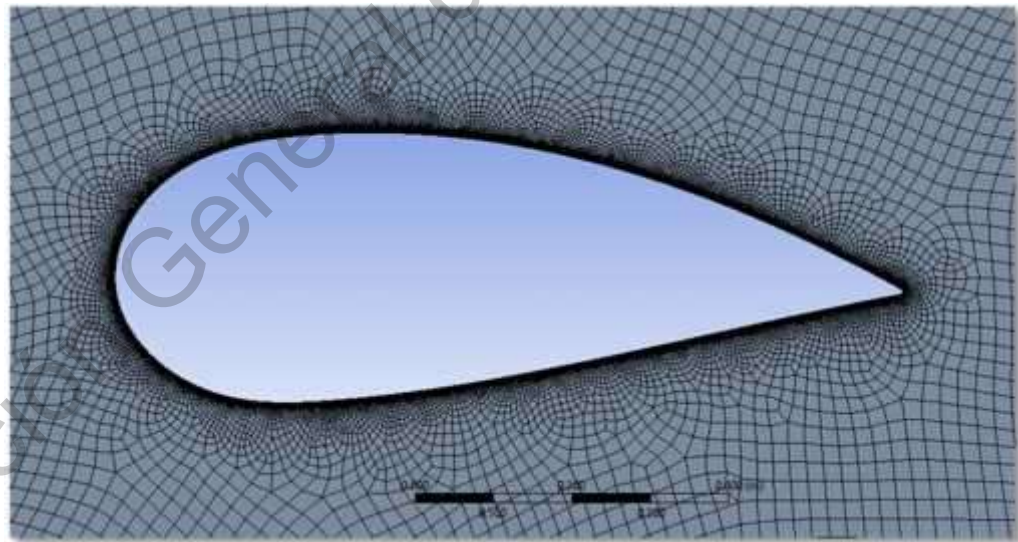


Figura 47. Detalle de mallado.

El tercer paso es introducir el mallado en el apartado de la configuración donde se determinan el modelo de análisis, en este caso se seleccionó el modelo k-epsilon, realizable con la opción activada de tratamiento de pared mejorado, las

características del fluido, densidad a 2000 msnm de $1.007 \text{ (kg/m}^3\text{)}$, viscosidad dinámica a 20°C de $1.819 \times 10^{-5} \text{ k s/m}^2$, las condiciones del fluido, velocidad de viento de 8 m/s , lo que nos da un número de Reynolds de 443000 , y las condiciones de frontera, presión atmosférica.

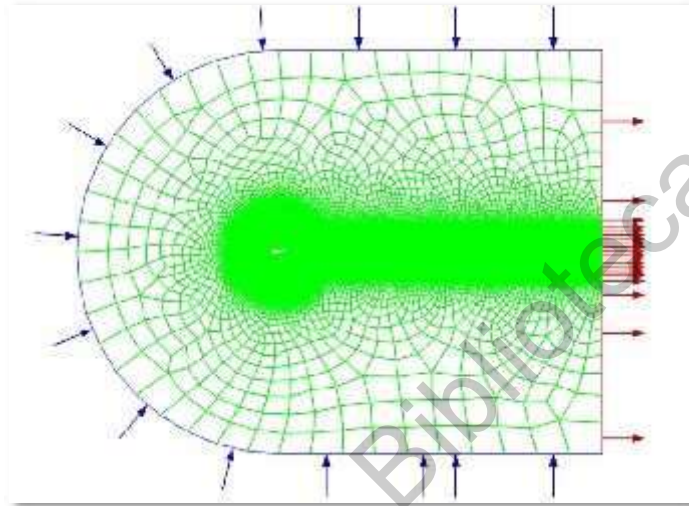


Figura 48 Pantalla de configuración.

Se configuro el cálculo a diferentes ángulos de ataque para determinar las gráficas polares.

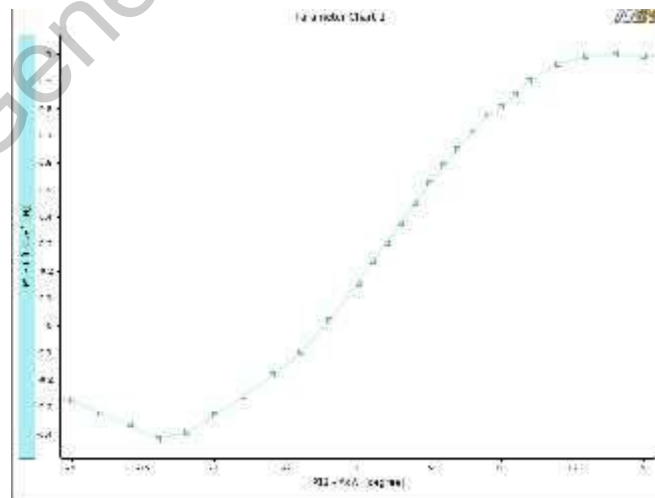


Figura 49. Pantalla diferentes parámetros para el cálculo de polares.

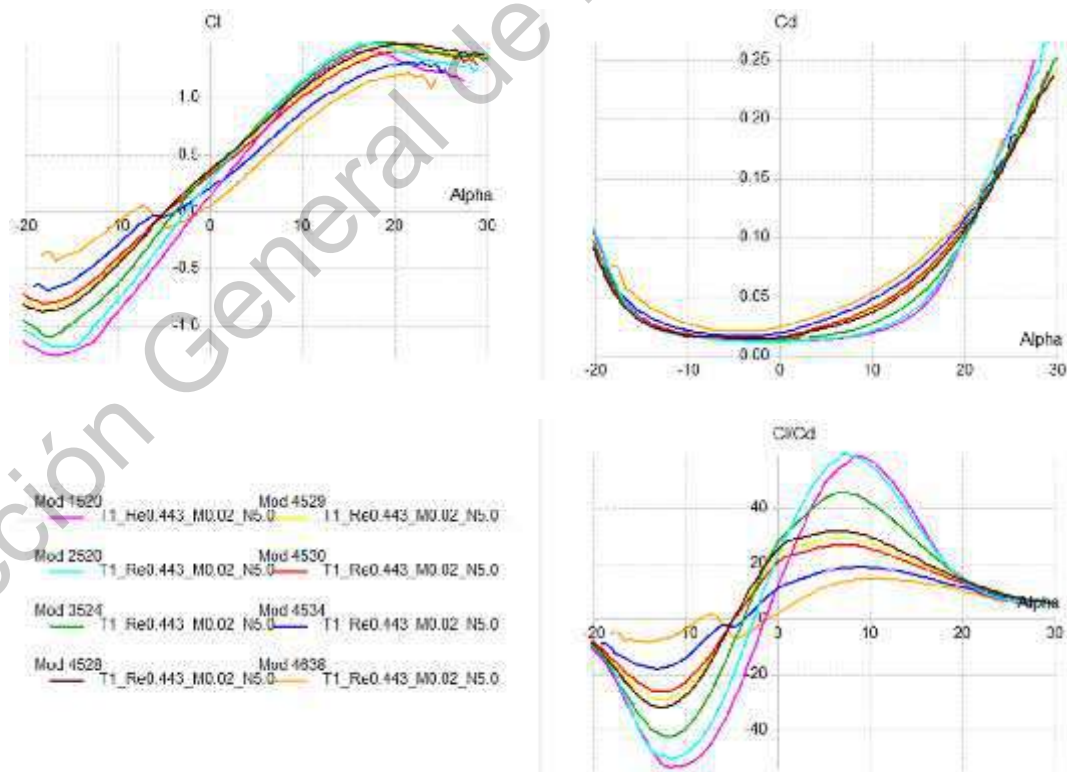
Este proceso se realizó para cada una de las posiciones de la leva ($30, 45, 60, 90^\circ$).

4. Resultados y discusión

En este capítulo se presenta los resultados de los coeficientes de sustentación y arrastre de los perfiles que componen las diferentes secciones del aspa, así como los coeficientes de potencia del rotor y de la potencia generada por la turbina eólica en las distintas posiciones de las levas. Se realiza un análisis de la mejor combinación de ángulo de paso y ángulo de posición de la leva para una mayor generación de potencia.

4.1. Calculo de coeficientes de sustentación y arrastre en QBlade® y Ansys®

Los coeficientes de sustentación y arrastre obtenidos de la simulación en el software QBlade® para la posición de la leva a 0° es el siguiente:



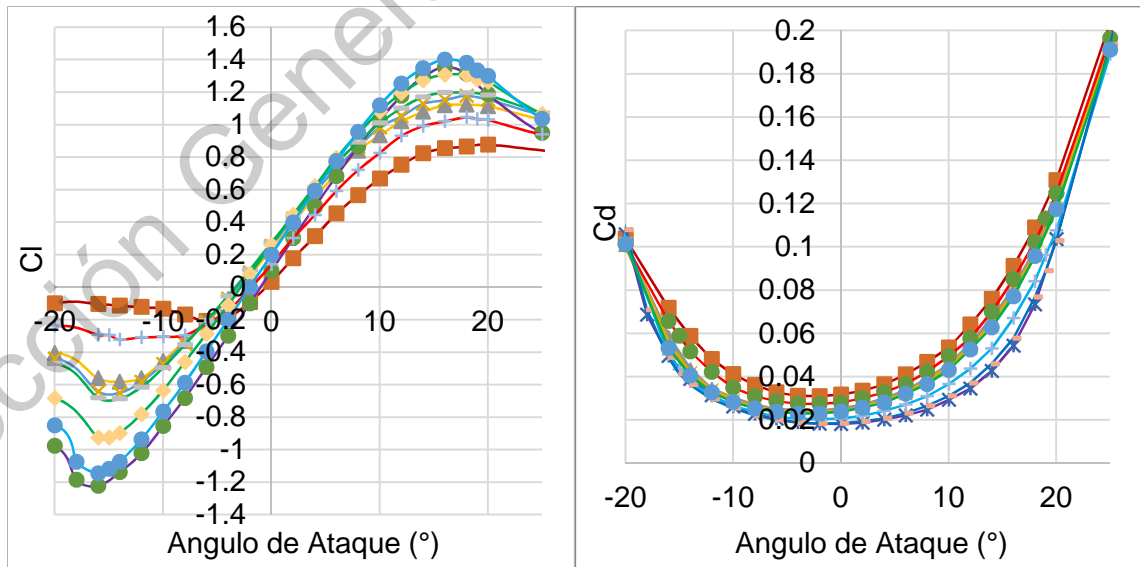
Grafica 26 Coeficiente de sustentación y arrastre (polares) posición leva 0°.

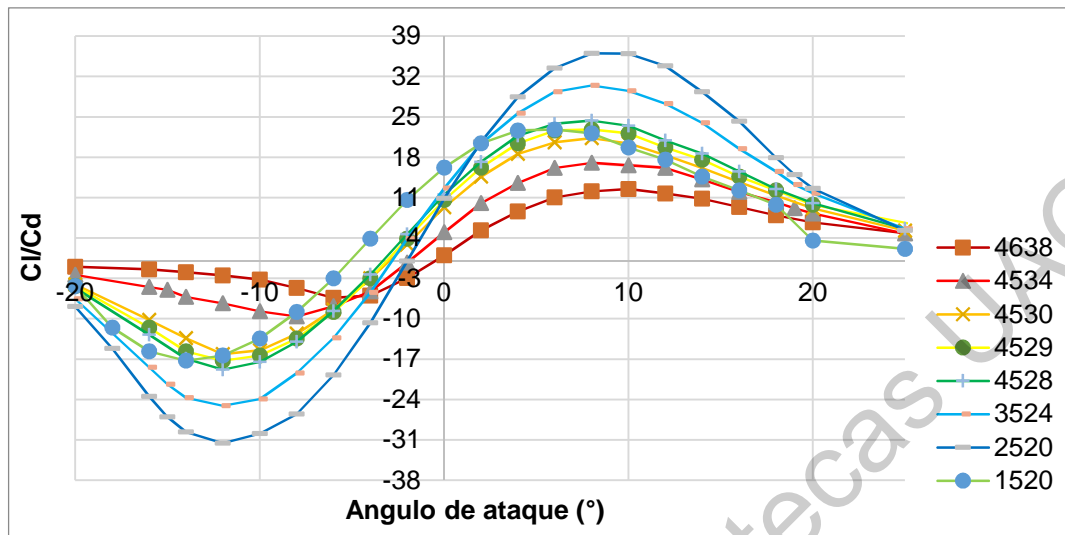
La relación máxima de los coeficientes de sustentación y arrastres junto con sus ángulos en los que ocurren se muestra en la Tabla 5

Tabla 5 Relaciones máxima entre coeficientes de sustentación y arrastre QBlade®

	Posición (mm)	Perfil (NACA Def)	Cl/Cd Max 0°	AoA 0° (°)
Base 1	400	4638 72	14.314	10.5
Base 2	440	4638 72	14.314	10.5
Leva 1	568	4534 72	18.441	9
Leva 2	1070	4530 62	26.238	7.5
Base 3	1230	4530 62	26.238	7.5
Base 4	1500	4529 62	28.602	7
Leva 3	1708	4528 52	31.180	6.5
Leva 4	2346	3524 52	44.918	7.5
Leva 5	2872	2520 42	58.558	7.5
Base 5	3000	1520 42	58.038	8.5
Base 6	3100	1520 42	58.038	8.5

Los coeficientes de sustentación y arrastre obtenidos de la simulación en el software Ansys® para la posición de la leva a 0° es el siguiente





Grafica 27. Coeficiente de sustentación y arrastre (polares) posición leva 0° Ansys®

De la Figura 50 a la Figura 55 se muestran los contornos de presión, de velocidad y las líneas de velocidad de los perfiles en los ángulos de ataque en donde ocurre la máxima relación entre el coeficiente de sustentación y arrastre. Su forma describe un comportamiento típico de este tipo de perfiles aerodinámicos, en los contornos de perfil de presión (Figura 50 y Figura 53) se observa la zona de baja presión en la línea superior del perfil y la zona de alta presión en la línea inferior, así como en el borde de ataque del perfil.

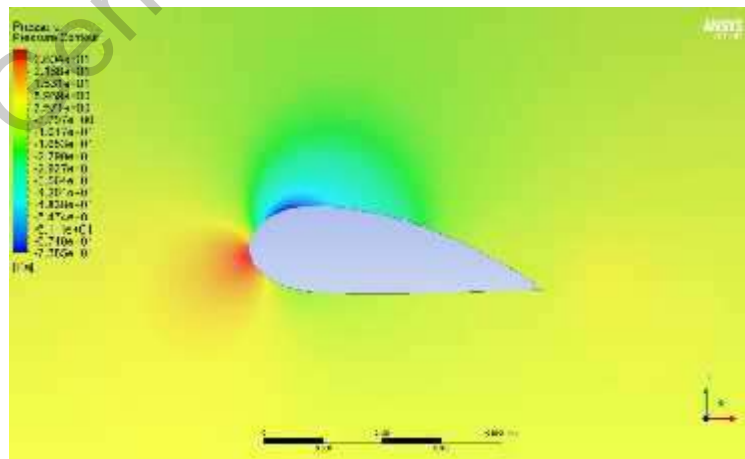


Figura 50. Contornos de presión del perfil NACA modificado 4638 72.

En los contornos de velocidad (Figura 51 y Figura 54) se observa la zona de máxima velocidad en la línea superior del perfil y la zona de baja velocidad en la línea inferior del perfil.

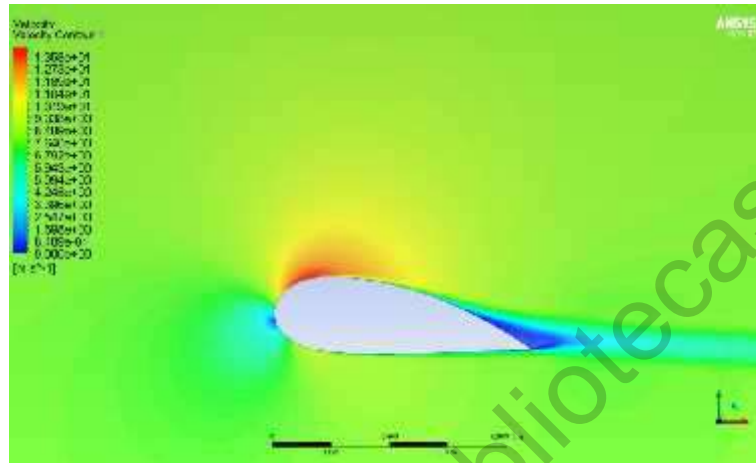


Figura 51. Contorno de velocidad del perfil NACA modificado 4638 72.

En las líneas de flujo (Figura 52 y Figura 55) se observa la zona de creación de remolinos en el área posterior de la línea superior en el borde de salida del perfil.

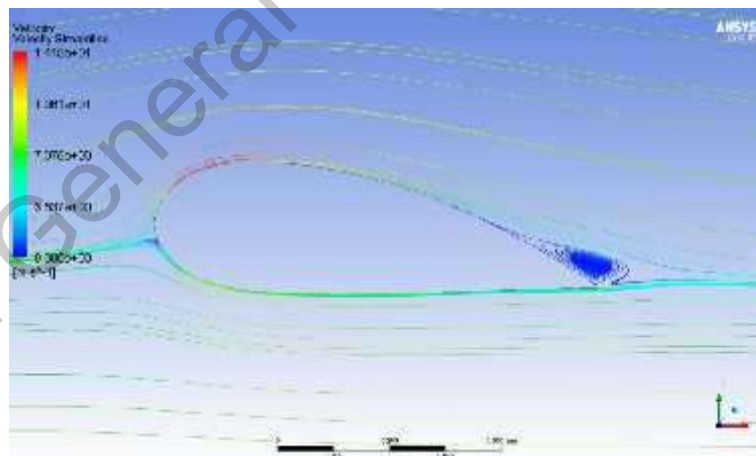


Figura 52. Líneas de velocidad del perfil NACA modificado 4638 72.

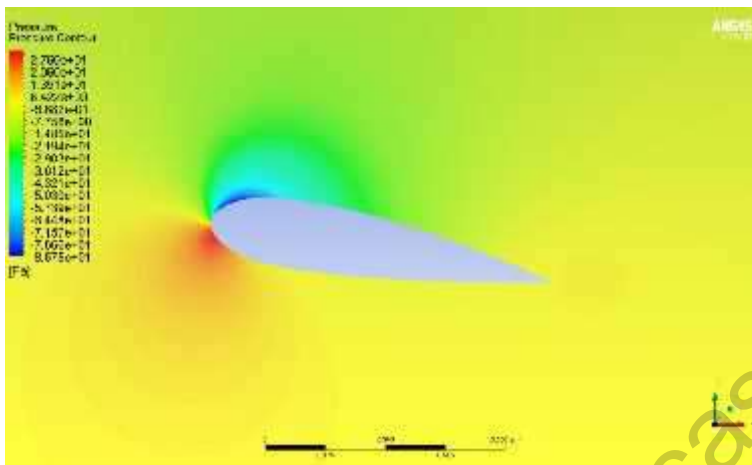


Figura 53. Contornos de presión del perfil NACA modificado 1520 42.

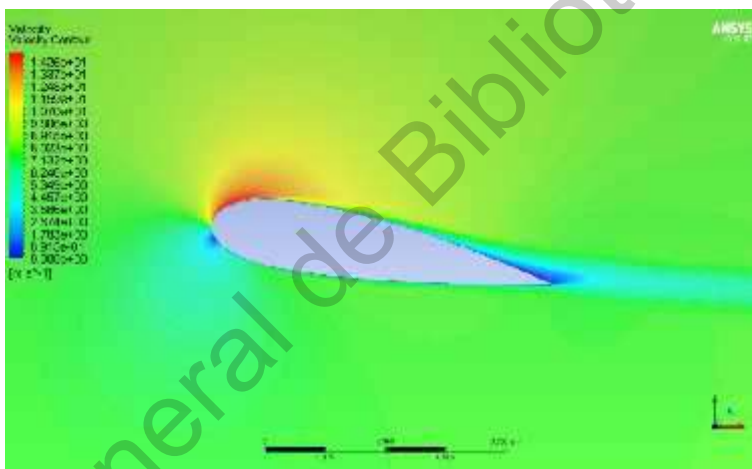


Figura 54. Contorno de velocidad del perfil NACA modificado 1520 42.

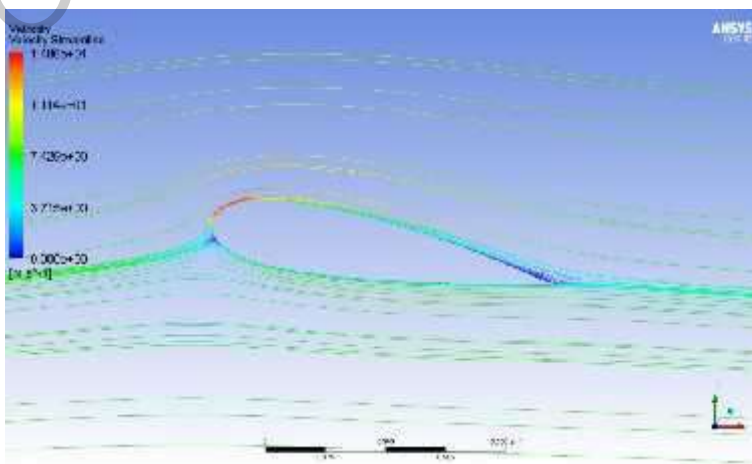


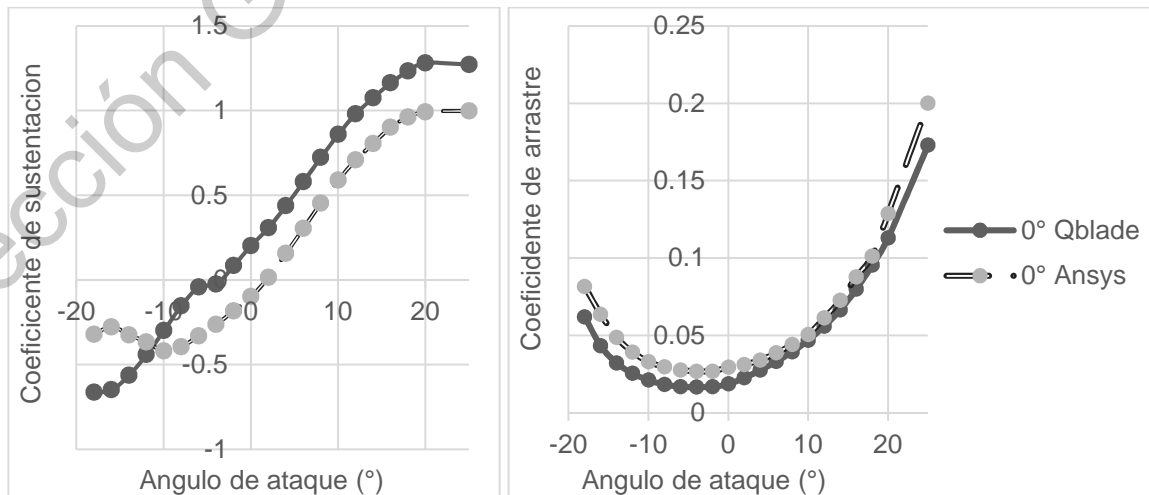
Figura 55. Líneas de velocidad del perfil NACA modificado 1520 42.

La relación máxima de los coeficientes de sustentación y arrastres junto con sus ángulos en los que ocurren obtenidos con Ansys® se muestra en la Tabla 6.

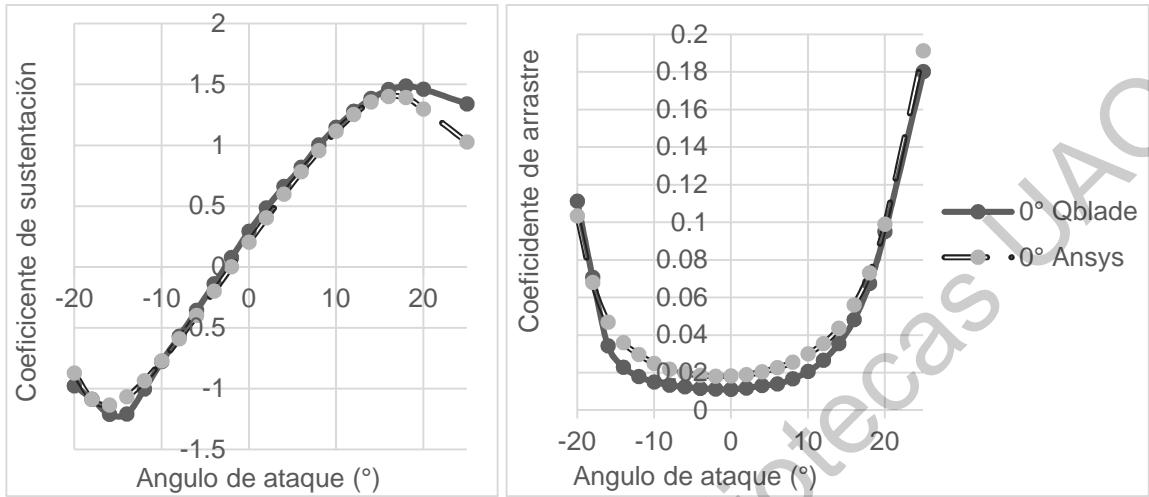
Tabla 6. Relaciones máximas entre coeficientes de sustentación y arrastre obtenidos en Ansys®

	Posición (m)	Perfil (NACA Def)	Cl/Cd Max 0°	AoA 0° (°)
Base 1	0.400	4638 72	14.854	9.5
Base 2	0.440	4638 72	14.854	9.5
Leva 1	0.568	4534 72	18.337	8.5
Leva 2	1.070	4530 62	23.775	8
Base 3	1.230	4530 62	23.775	8
Base 4	1.500	4529 62	25.726	8
Leva 3	1.708	4528 52	27.365	7.5
Leva 4	2.346	3524 52	33.665	8
Leva 5	2.872	2520 42	39.174	9
Base 5	3.000	1520 42	35.209	10
Base 6	3.100	1520 42	35.209	10

Comparando las gráficas de sustentación y arrastre obtenidos de las dos simulaciones se observó que en perfiles de mayores espesores existen mayor discrepancia entre los valores del coeficiente de sustentación como se muestra en las gráficas, Grafica 28 y Grafica 29

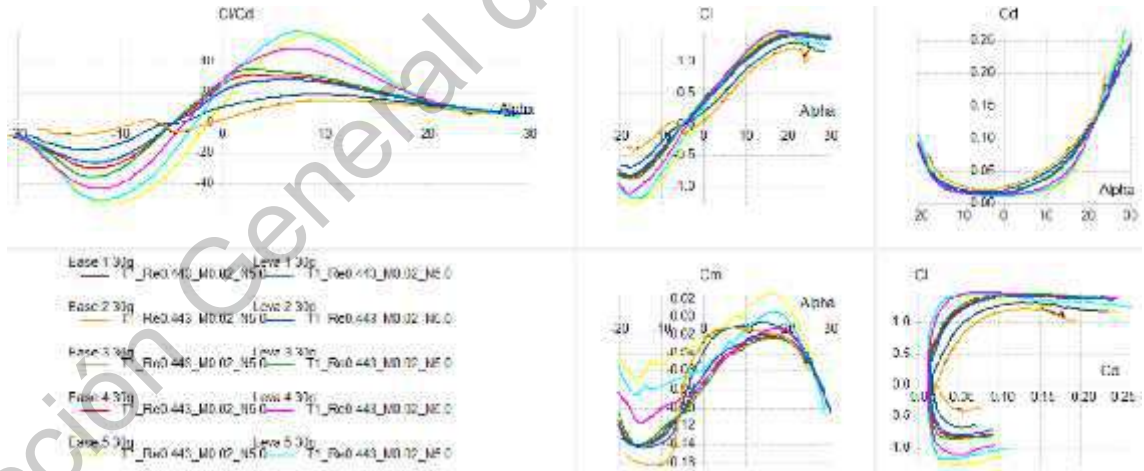


Grafica 28. Comparación de los resultados de las simulaciones de los Coeficiente de sustentación y arrastre del perfil 4534



Grafica 29. Comparación de los resultados de las simulaciones de los Coeficiente de sustentación y arrastre del perfil 2520

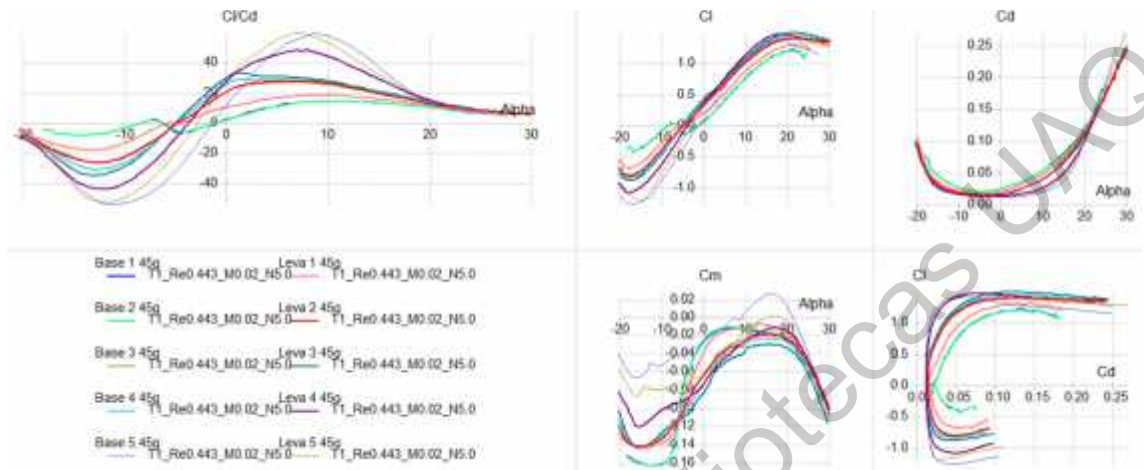
De la Grafica 30 a la Grafica 33 nos muestran los resultados de los coeficientes de sustentación y arrastre en las diferentes posiciones de la leva, a 30°, 45°, 60° y 90°.



Grafica 30 Coeficiente de sustentación y arrastre (polares) posición leva 30°

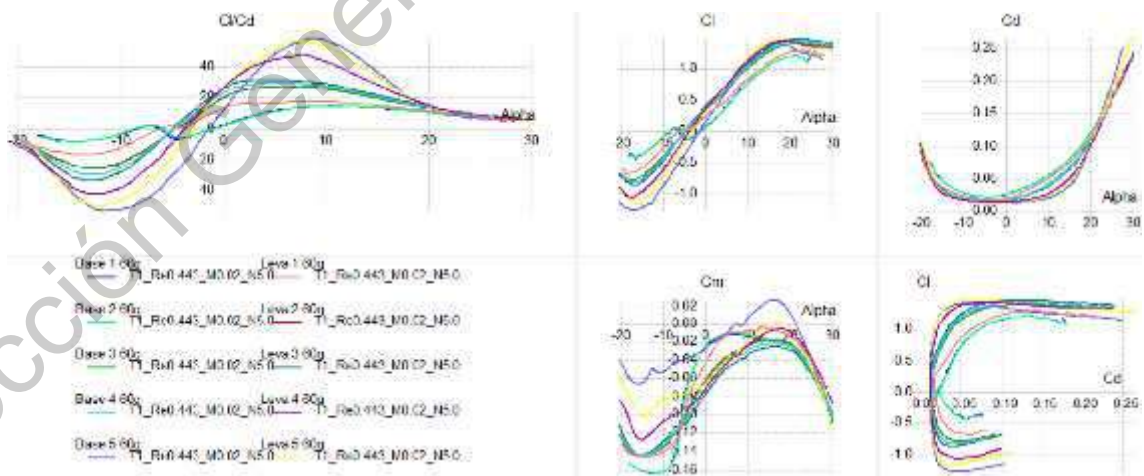
En la Grafica 30 se muestra los resultados de los coeficientes de sustentación y arrastre obtenidos al simular el aspa con las posiciones: de la leva a 30°, se observa un aumento en la relación máxima del coeficiente de sustentación y arrastre en los perfiles ubicados en las posiciones: 1.070m, 1.230m, 1.500m, 1.708m, 2.346m y

2.872m de la base del aspa, esto, con respecto al aspa con la posición de leva de 0°.



Grafica 31 Coeficiente de sustentación y arrastre (polares) posición leva 45°

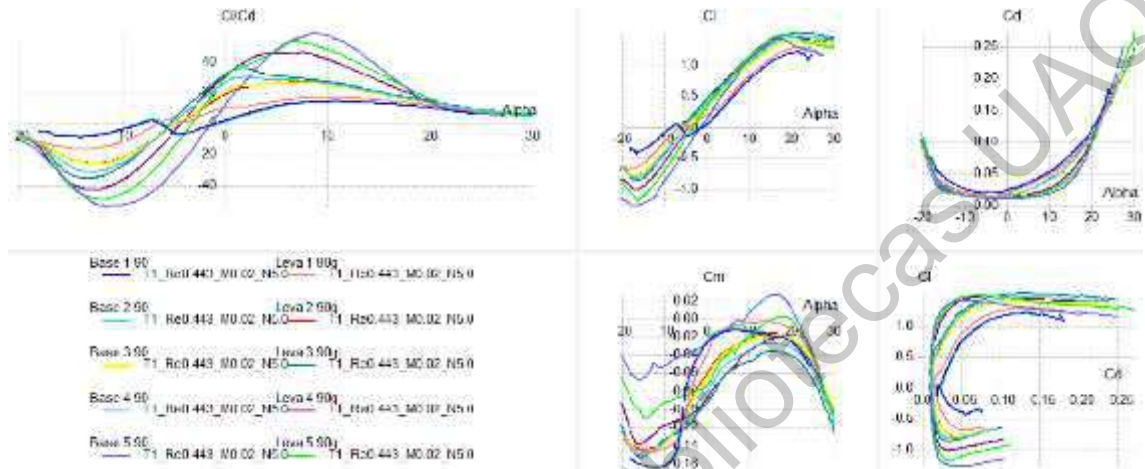
En la Grafica 31 se muestran los resultados de los coeficientes de sustentación y arrastre obtenidos al simular el aspa con la posición de la leva a 45°, se observa un aumento en la relación máxima del coeficiente de sustentación y arrastre en los perfiles ubicados en las posiciones: 1.070m, 1.230m, 1.708m, 2.346m y 2.872m de la base del aspa, esto, con respecto al aspa con la posición de leva de 0°.



Grafica 32 Coeficiente de sustentación y arrastre (polares) posición leva 60°

En la Grafica 32 se muestran los resultados de los coeficientes de sustentación y arrastre obtenidos al simular el aspa con la posición de la leva a 60°, se observa un

aumento en la relación máxima del coeficiente de sustentación y arrastre en los perfiles ubicados en las posiciones: 1.070m, 1.230m, 1500m, 1.708m y 2.346m de la base del aspa, esto, con respecto al aspa con la posición de leva de 0°.



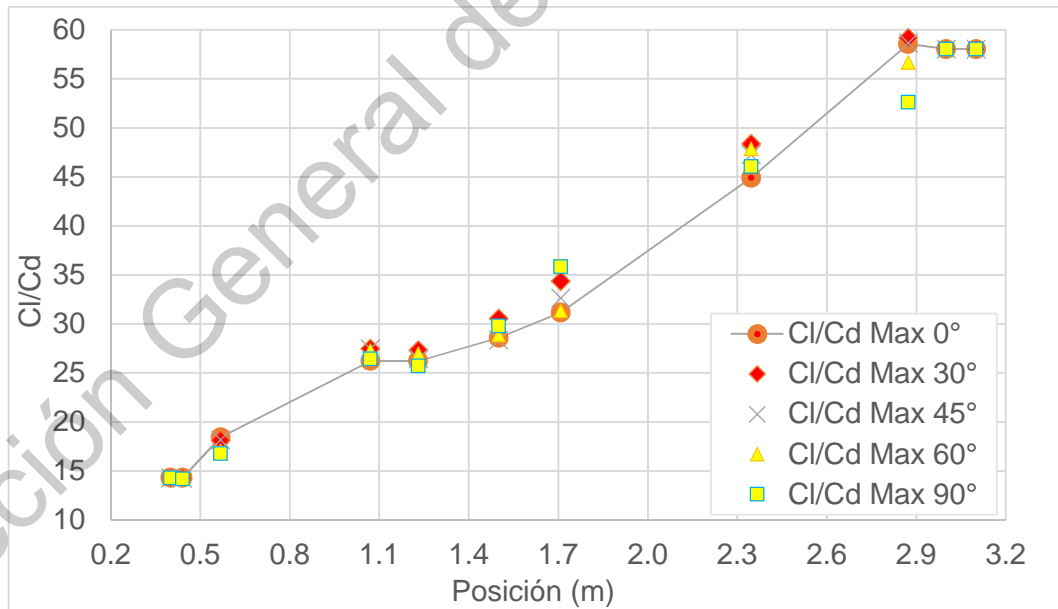
Grafica 33 Coeficiente de sustentación y arrastre (polares) posición leva 90°

En la Grafica 33 se muestran los resultados de los coeficientes de sustentación y arrastre obtenidos al simular el aspa con la posición de la leva a 90°, se observa un aumento en la relación máxima del coeficiente de sustentación y arrastre en los perfiles ubicados en las posiciones: 1.070m, 1500m, 1.708m y 2.346m de la base del aspa, esto, con respecto al aspa con la posición de leva de 0°.

En la Tabla 7 y en la Grafica 34 se resumen los resultados de la relación máxima de los coeficientes de sustentación y arrastre en las diferentes posiciones de las levass. En la gráfica se observa la variación de la relación de los coeficientes de sustentación y arrastre, en las diferentes posiciones de las levass.

Tabla 7 Relación de los coeficientes de sustentación y arrastre máximos obtenidos por QBlade®.

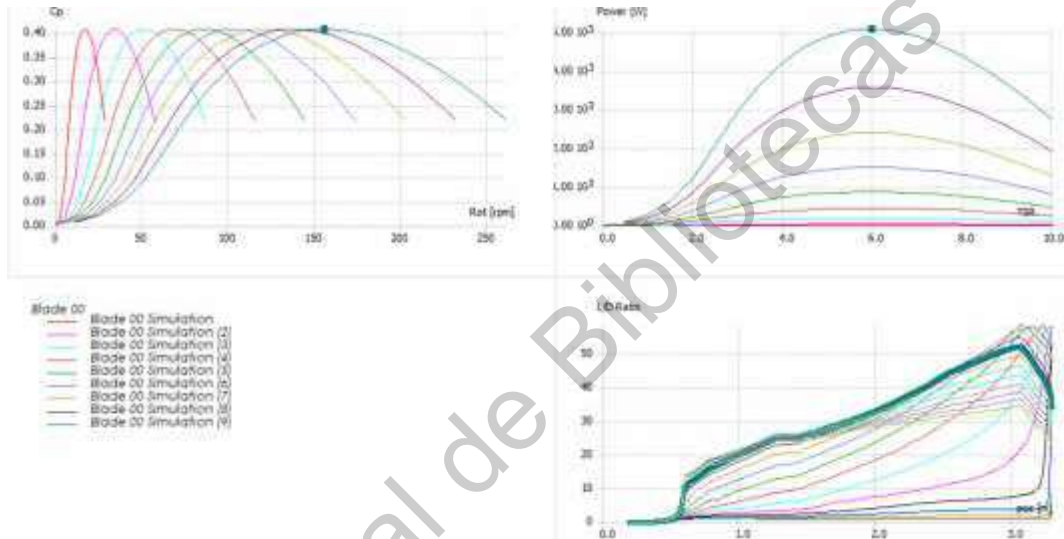
		Posición (m)	Perfil (NACA Def)	Cl/Cd Max 0°	Cl/Cd Max 30°	Cl/Cd Max 45°	Cl/Cd Max 60°	Cl/Cd Max 90°
1	Base 1	0.400	4638 72	14.314	14.314	14.314	14.314	14.314
2	Base 2	0.440	4638 72	14.314	14.296	14.286	14.263	14.205
3	Leva 1	0.568	4534 72	18.441	18.171	18.182	17.086	16.803
4	Leva 2	1.070	4530 62	26.238	27.499	27.448	27.288	26.458
5	Base 3	1.230	4530 62	26.238	27.326	26.482	26.980	25.740
6	Base 4	1.500	4529 62	28.602	30.554	28.393	28.874	29.828
7	Leva 3	1.708	4528 52	31.180	34.386	32.647	31.345	35.866
8	Leva 4	2.346	3524 52	44.918	48.375	47.285	47.873	46.074
9	Leva 5	2.872	2520 42	58.558	59.194	58.687	56.676	52.645
10	Base 5	3.000	1520 42	58.038	58.038	58.038	58.038	58.038
11	Base 6	3.100	1520 42	58.038	58.038	58.038	58.038	58.038



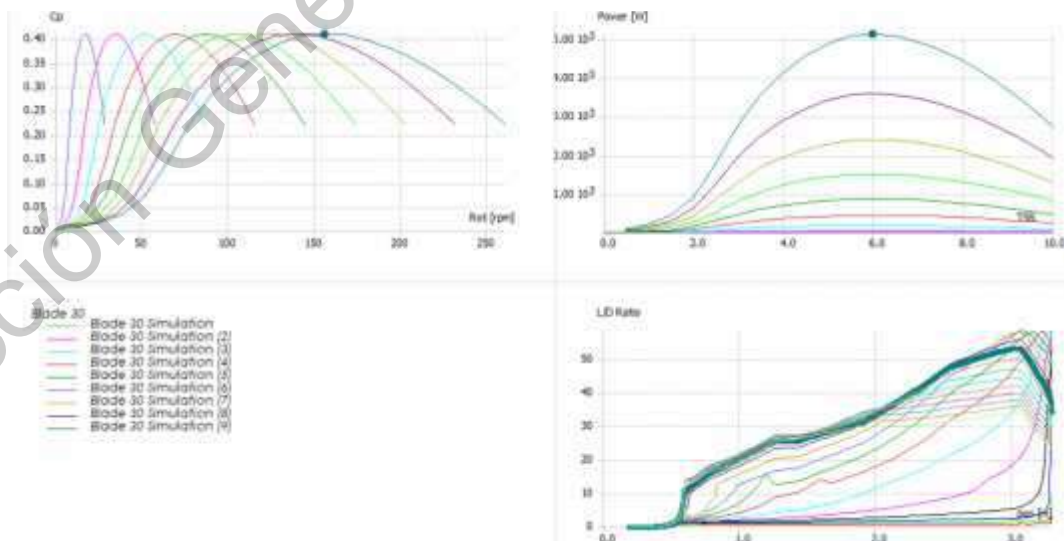
Gráfica 34 Relación de los coeficientes de sustentación y arrastre máximos obtenidos en QBlade®.

4.2. Calculo de coeficientes de potencia y potencia en QBlade®

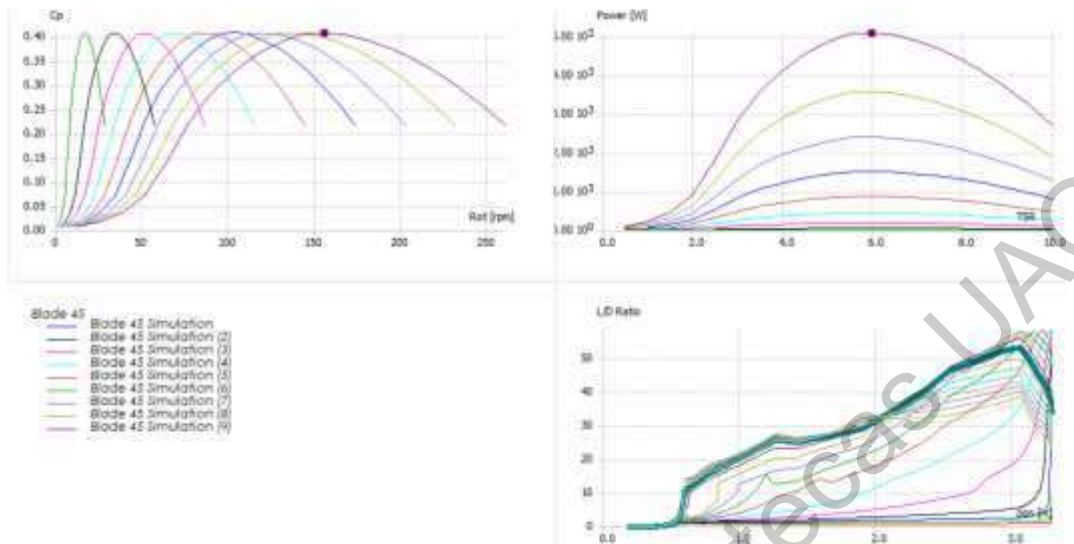
Con los coeficientes de sustentación y arrastre calculados se obtienen los coeficientes de potencia y la velocidad de rotación, así como, la potencia versus la relación de velocidad de punta en un intervalo de 0 a 9 m/s de velocidad del viento. De la Grafica 35 a la Grafica 39 se muestran los resultados de la simulación de los rotores de la turbina eólica pequeña.



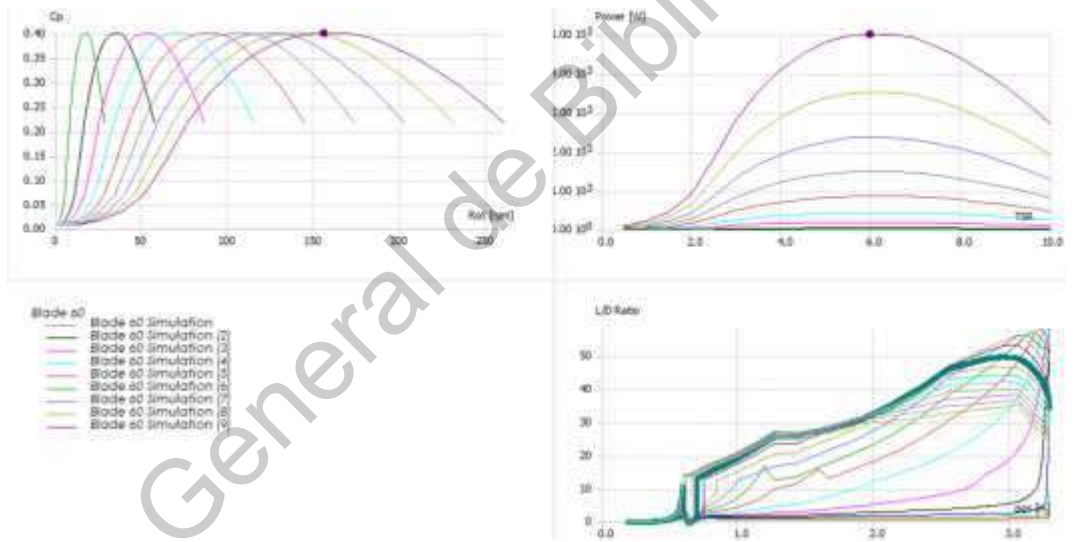
Grafica 35 Coeficiente de potencia (C_p) y potencia (W) a 0° de la leva.



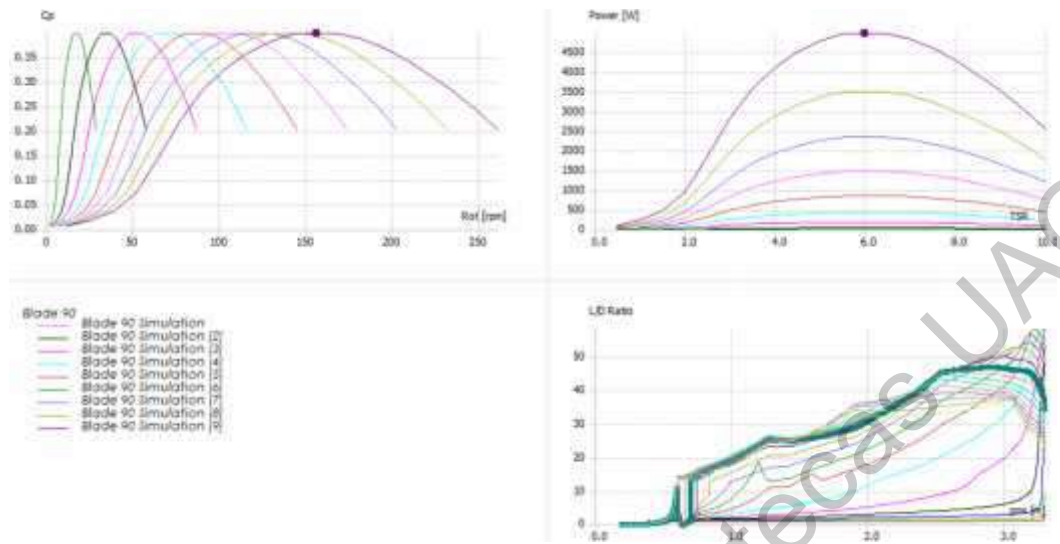
Grafica 36 Coeficiente de potencia (C_p) y potencia (W) a 30° de la leva



Grafica 37 Coeficiente de potencia (C_p) y potencia (W) a 45° de la leva



Grafica 38 Coeficiente de potencia (C_p) y potencia (W) a 60° de la leva

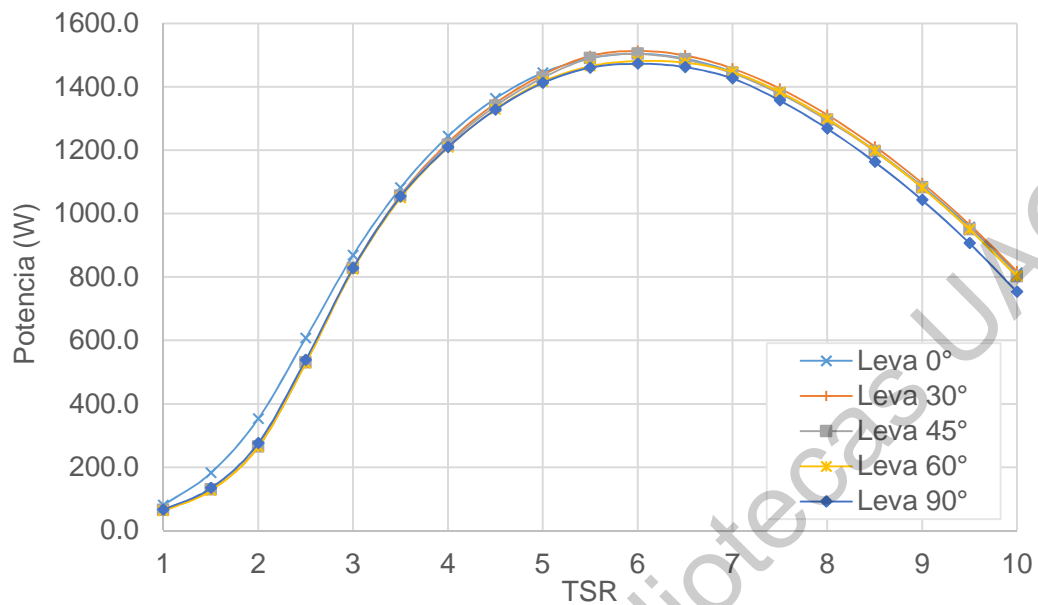


Grafica 39 Coeficiente de potencia (C_p) y potencia (W) a 90° de la leva

En la Tabla 8 se muestra un resumen del coeficiente de potencia en cada posición de las levas y la generación de potencia a diferentes velocidades del viento.

Tabla 8. Coeficientes de potencia y potencia generada en las diferentes velocidades del viento y posiciones de las levas.

		Leva 0°	Leva 30°	Leva 45°	Leva 60°	Leva 90°
Cp		0.407	0.41	0.407	0.401	0.398
Velocidad (m/s)	rpm	Potencia (W)	Potencia (W)	Potencia (W)	Potencia (W)	Potencia (W)
1	17.391	7.143	7.186	7.162	7.146	7.110
2	34.783	57.143	57.491	57.293	57.170	56.883
3	52.174	192.857	194.031	193.364	192.949	191.981
4	69.565	457.144	459.925	458.343	457.361	455.067
5	86.957	892.859	898.291	895.202	893.282	888.802
6	104.35	1542.86	1552.25	1546.91	1543.59	1535.85
7	121.74	2450.00	2464.91	2456.43	2451.17	2438.87
8	139.13	3657.15	3679.40	3666.75	3658.89	3640.53



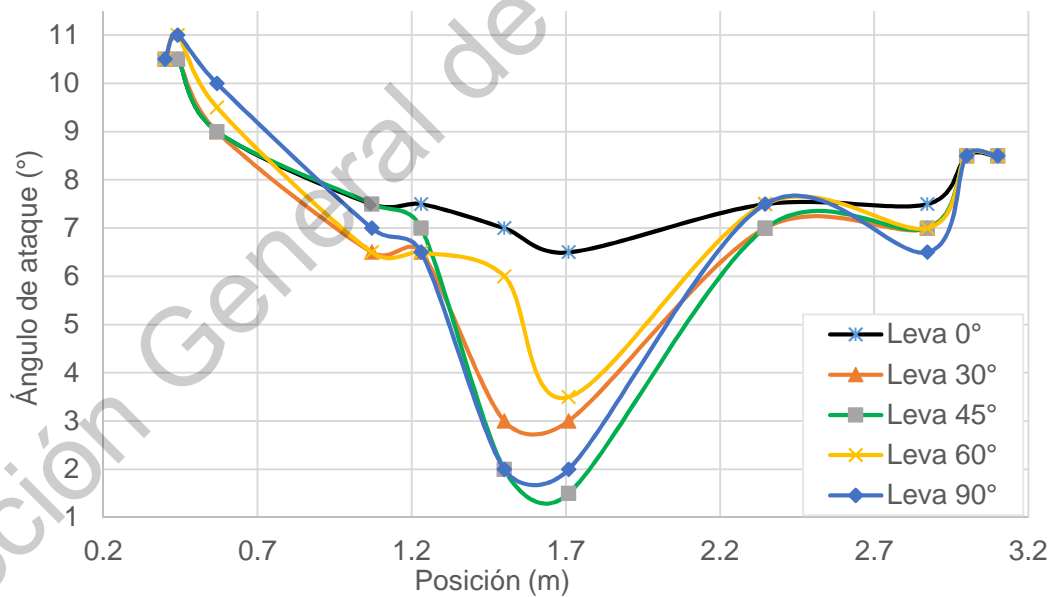
Grafica 40 Potencia generada vs TSR a 6 m/s

Como se observa en la Tabla 8 y la Grafica 40 cuando la leva se ubica en la posición de 30° es cuando se obtiene una mayor generación de potencia a una relación de velocidad de punta (TSR) de 6.

A pesar del aumento en la relación entre el coeficiente de sustentación y de arrastre de los perfiles aerodinámicos en varias de las posiciones a lo largo del aspa como se observa en la Grafica 34, el aumento en el coeficiente de potencia y de la generación de potencia es muy pequeño, cuando la leva está en la posición de 30° de 0.30% con respecto a la leva en posición de 0°. Analizando la Tabla 9 y la Grafica 41 se observa que al cambiar la posición de la leva existe un cambio en el ángulo de ataque en donde ocurre la mayor relación entre el coeficiente de sustentación y de arrastre en los perfiles que componen el aspa, lo que no beneficia la generación de potencia, ya que estos ángulos no coinciden con el ángulo local de paso para que ocurra una relación máxima de los coeficientes de sustentación y arrastre al ángulo de paso del aspa.

Tabla 9 Angulo de ataque a la máxima relación de coeficiente sustentación y de arrastre.

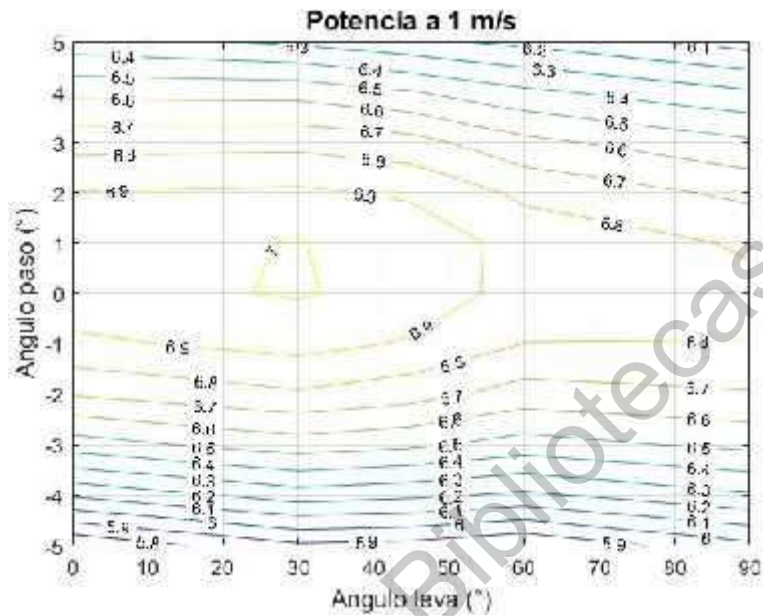
		Posición (m)	Perfil (NACA Def)	Leva 0°	Leva 30°	Leva 45°	Leva 60°	Leva 90°
1	Base 1	0.400	4638 72	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5
2	Base 2	0.440	4638 72	10.5	10.5	10.5	11	11
3	Leva 1	0.568	4534 72	9	9	9	9.5	10
4	Leva 2	1.070	4530 62	7.5	6.5	7.5	6.5	7
5	Base 3	1.230	4530 62	7.5	6.5	7	6.5	6.5
6	Base 4	1.500	4529 62	7	3	2	6	2
7	Leva 3	1.708	4528 52	6.5	3	1.5	3.5	2
8	Leva 4	2.346	3524 52	7.5	7	7	7.5	7.5
9	Leva 5	2.872	2520 42	7.5	7	7	7	6.5
10	Base 5	3.000	1520 42	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5
11	Base 6	3.100	1520 42	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5



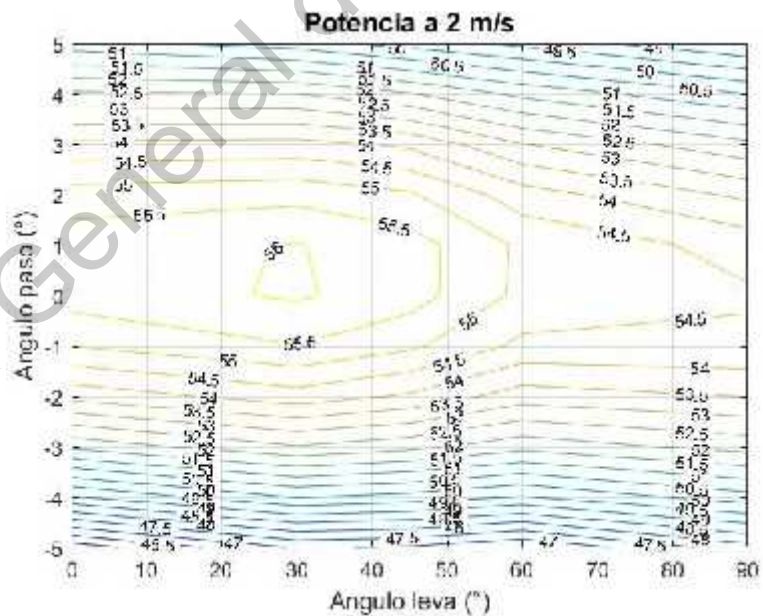
Grafica 41. Angulo de ataque a la máxima relación de coeficiente sustentación y de arrastre.

De la Grafica 42 a la Grafica 49 muestra la variación en la generación de potencia con respecto a la

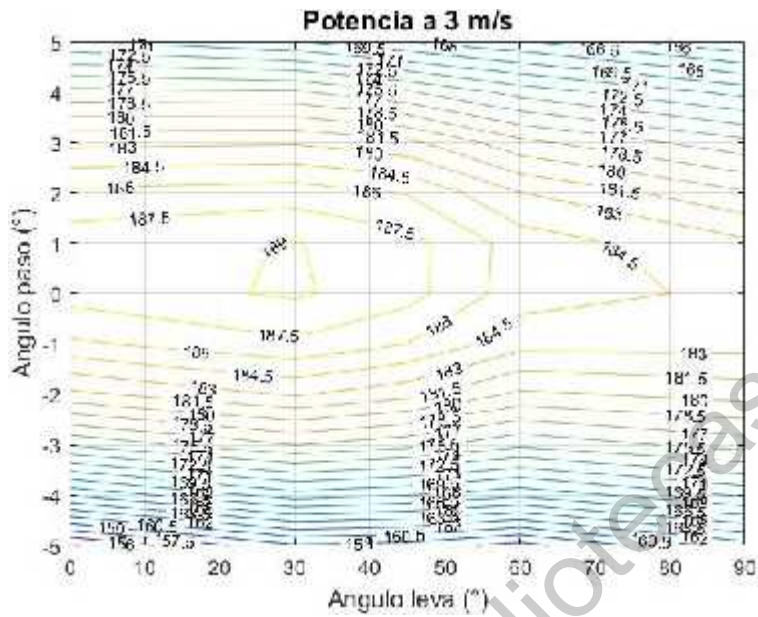
variación del ángulo de paso y la posición de las levas en un rango de velocidad del viento desde 1 a 8 m/s.



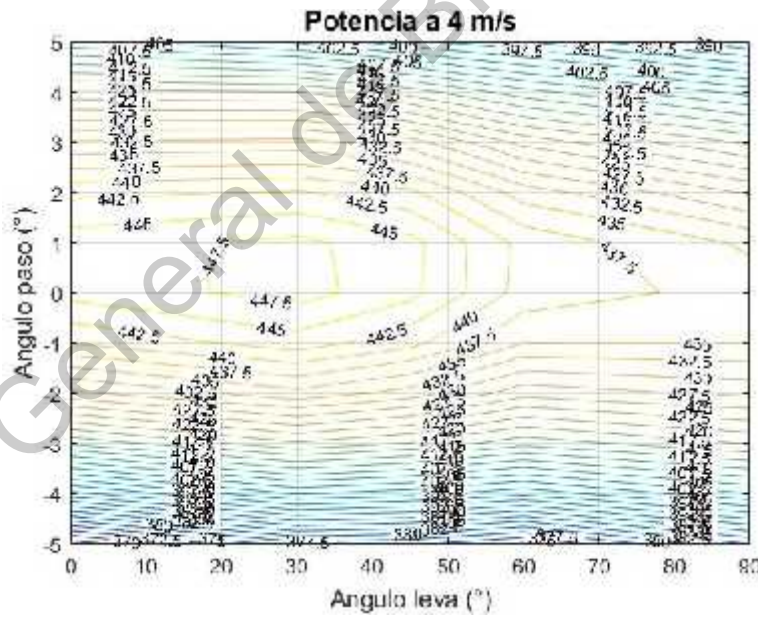
Grafica 42. Potencia vs ángulo de paso y posición de leva a 1 m/s del viento.



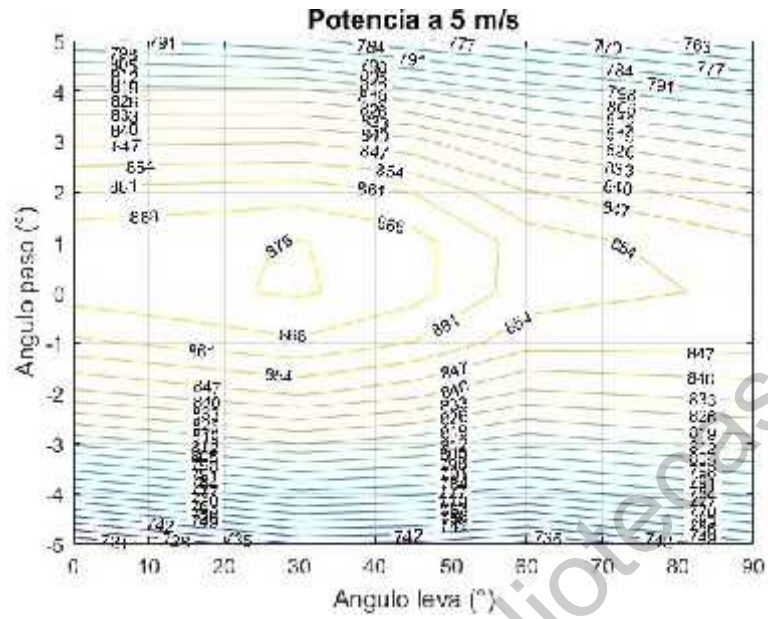
Grafica 43. Potencia vs ángulo de paso y posición de leva a 2 m/s del viento.



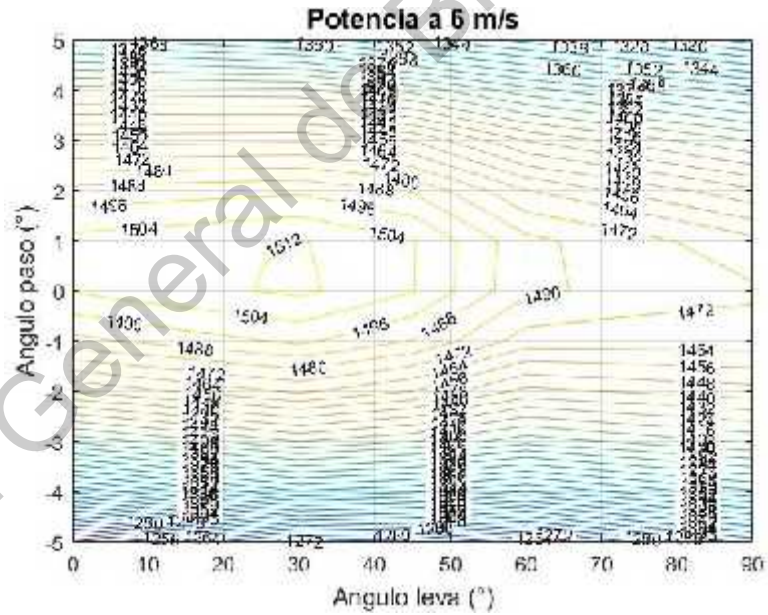
Grafica 44. Potencia vs ángulo de paso y posición de leva a 3 m/s del viento.



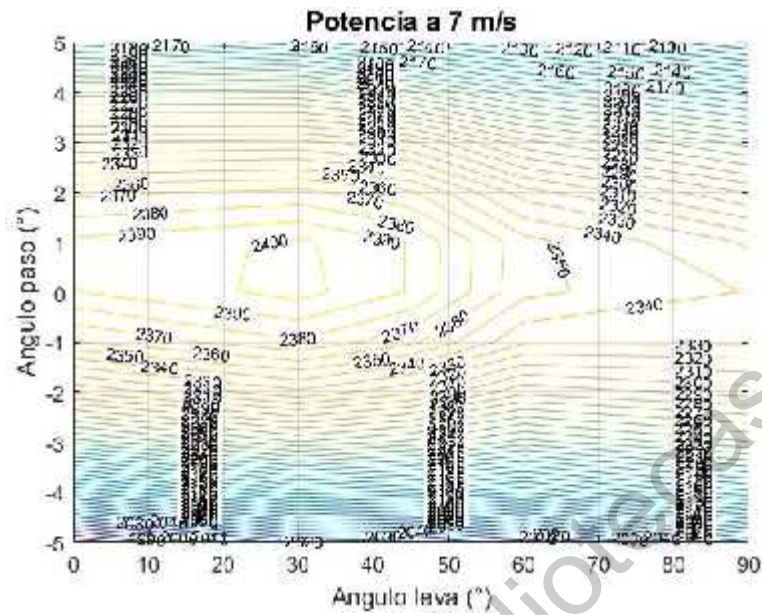
Grafica 45. Potencia vs ángulo de paso y posición de leva a 4 m/s del viento.



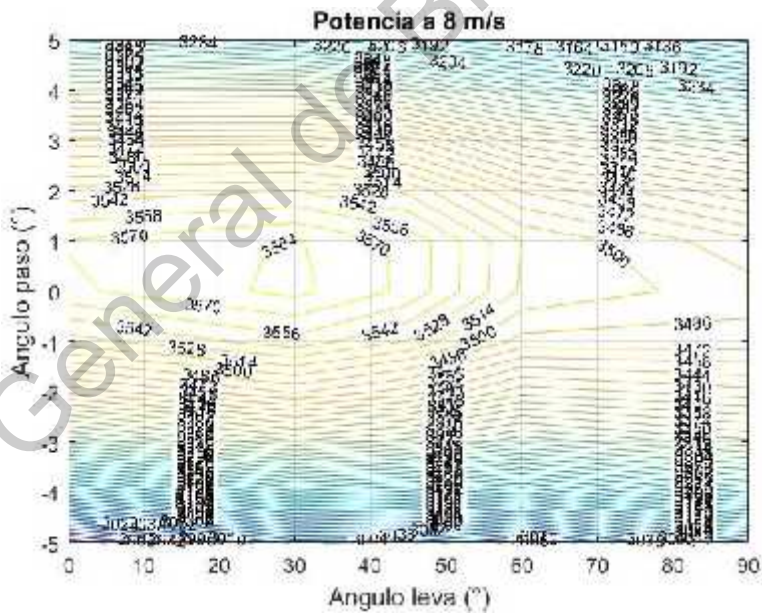
Grafica 46. Potencia vs ángulo de paso y posición de leva a 5 m/s del viento.



Grafica 47. Potencia vs ángulo de paso y posición de leva a 6 m/s del viento.



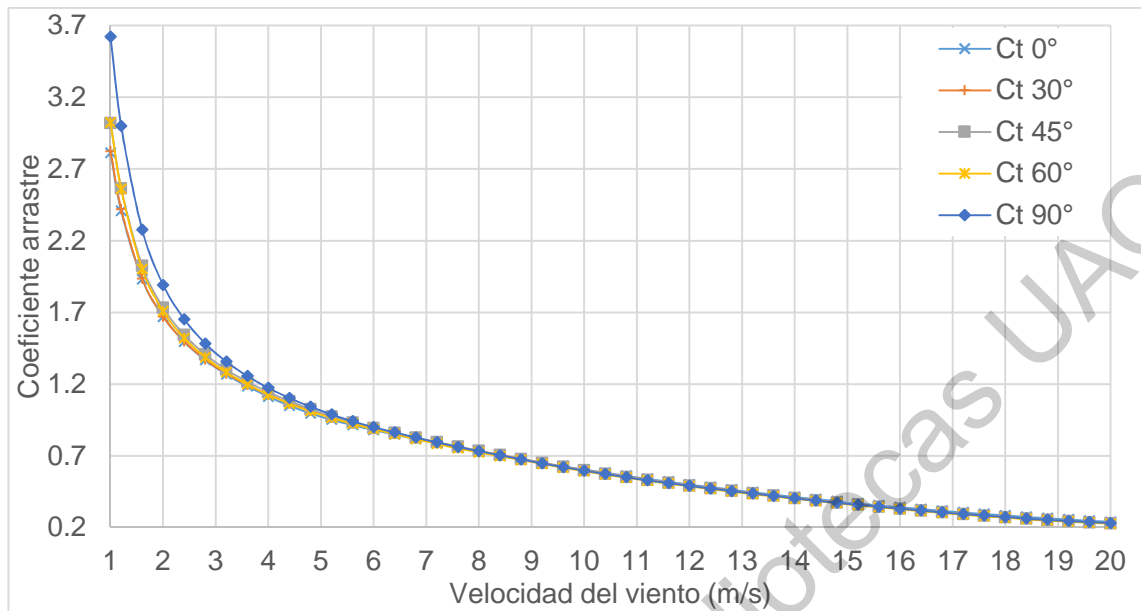
Grafica 48. Potencia vs ángulo de paso y posición de leva a 7 m/s del viento.



Grafica 49. Potencia vs ángulo de paso y posición de leva a 8 m/s del viento.

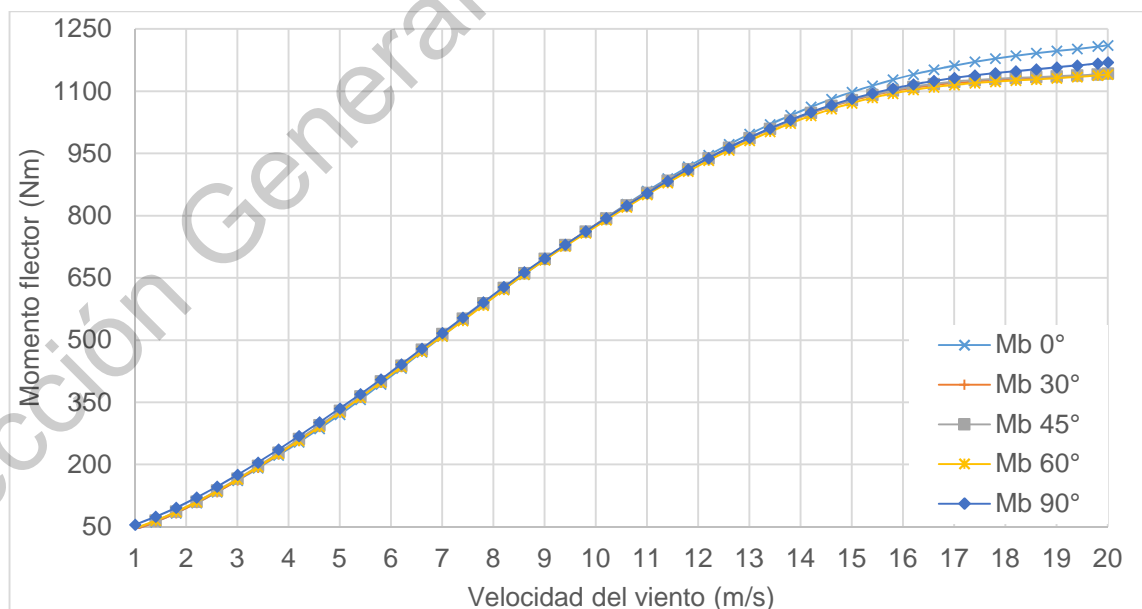
4.3. Calculo del coeficiente de empuje y momento flector

Se calcula el coeficiente de empuje producido por la velocidad del viento debido a las fuerzas de arrastre de los perfiles aerodinámicos a lo largo del aspa.



Grafica 50. Coeficiente de empuje vs velocidad del viento (m/s).

La Grafica 50 muestra la variación del coeficiente de arrastre con respecto a la velocidad del viento, en donde, se observa que a bajas velocidades el coeficiente de arrastre es menor cuando la posición de la leva está en 0°.

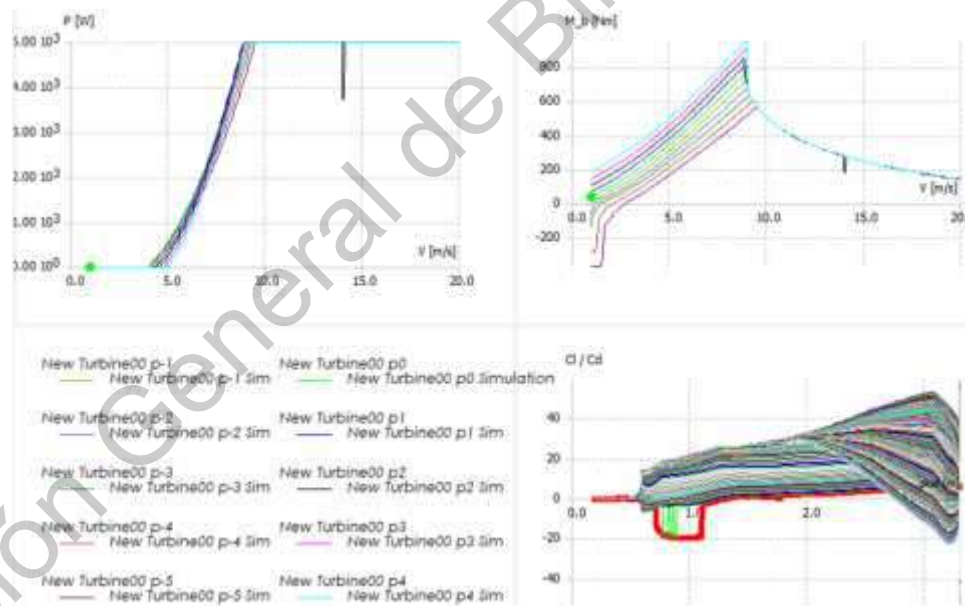


Grafica 51. Momento flector (Nm) vs velocidad del viento (m/s).

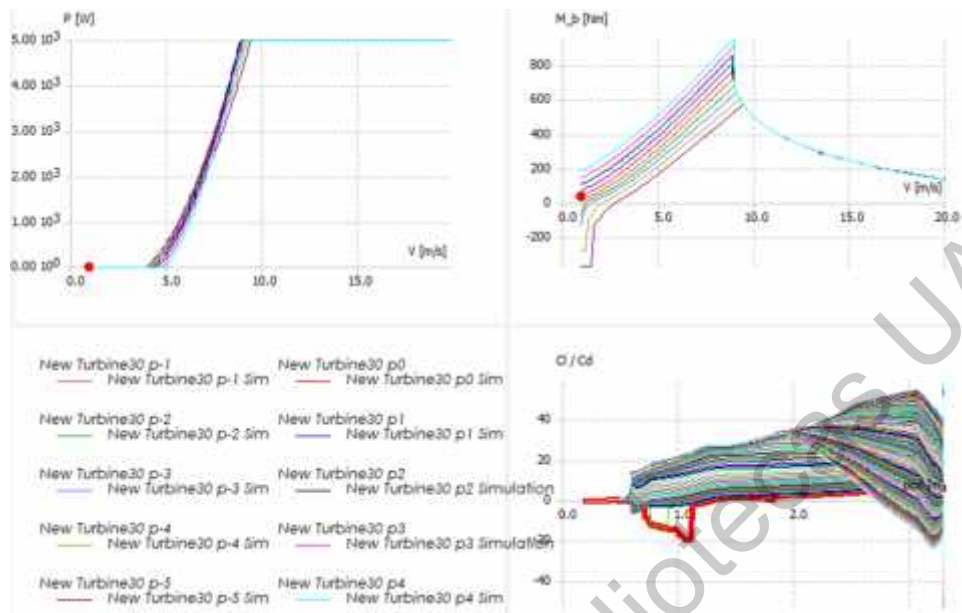
Al observar la Grafica 51 se observa con claridad una disminución del momento flector al modificar el perfil aerodinámico del aspa en velocidades mayores de 10m/s, este llega a ser hasta de un 6% menor en magnitud.

4.4. Calculo de la energía generada en la UAQ campus Aeropuerto

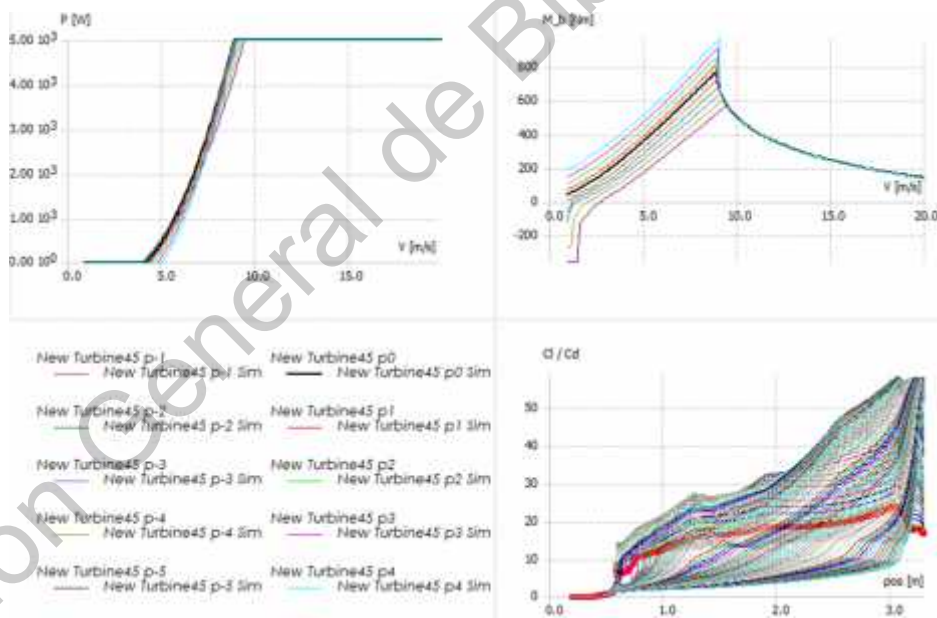
Los resultados del cálculo de la potencia y de la producción anual de potencia por turbina se muestran desde la Grafica 52 a la Grafica 56. Se tomó una velocidad de arranque de 0 m/s, una velocidad de corte de 20 m/s controlado por ángulo de paso, con un generador de 5 kW a una velocidad nominal de rotación de 150 rpm, características del generador con el cual se cuenta actualmente, con una variación del ángulo de paso desde -5° a 4° .



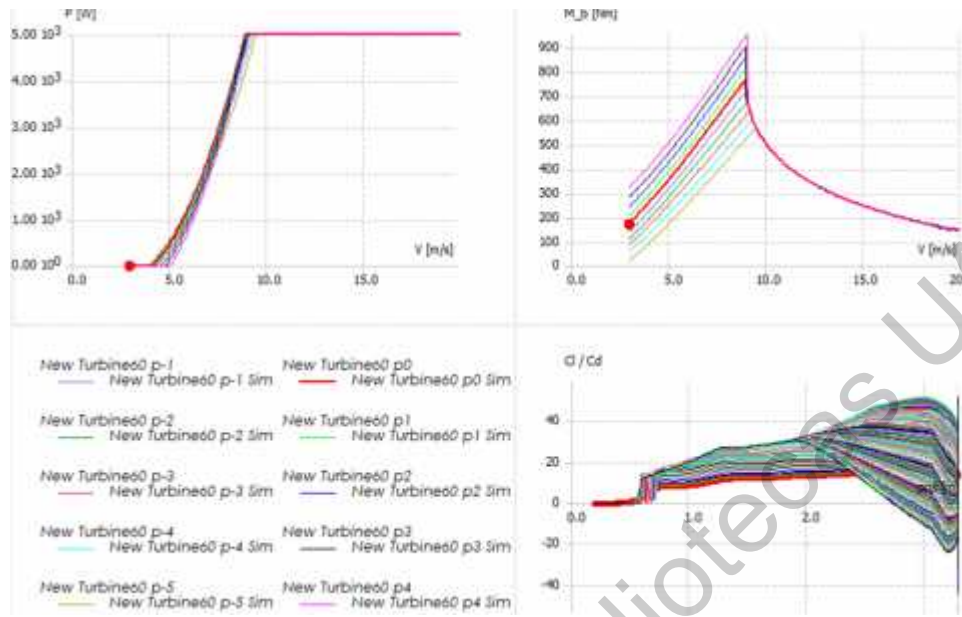
Grafica 52. Generación de potencia, posición de la leva 0° y diferentes ángulos de paso.



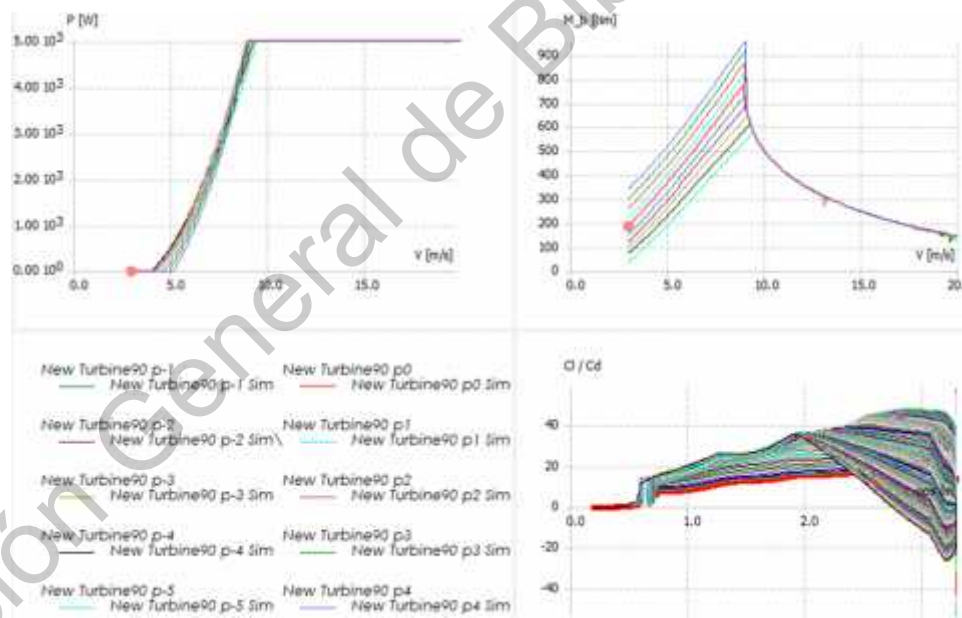
Grafica 53. Generación de potencia, posición de la leva 30° y diferentes ángulos de paso



Grafica 54. Generación de potencia, posición de la leva 45° y diferentes ángulos de paso

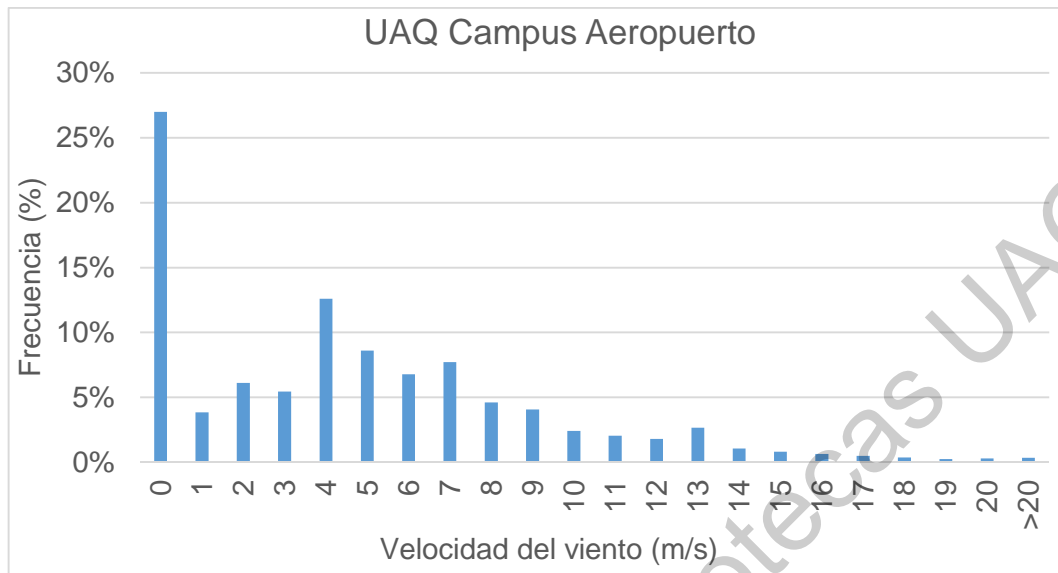


Gráfica 55. Generación de potencia, posición de la leva 60° y diferentes ángulos de paso



Gráfica 56. Generación de potencia, posición de la leva 90° y diferentes ángulos de paso

Se obtuvo las mediciones de las velocidades del viento desde el 2017 en la ubicación de la facultad de Ingeniería Campus Aeropuerto, las cuales se muestran en la Gráfica 57



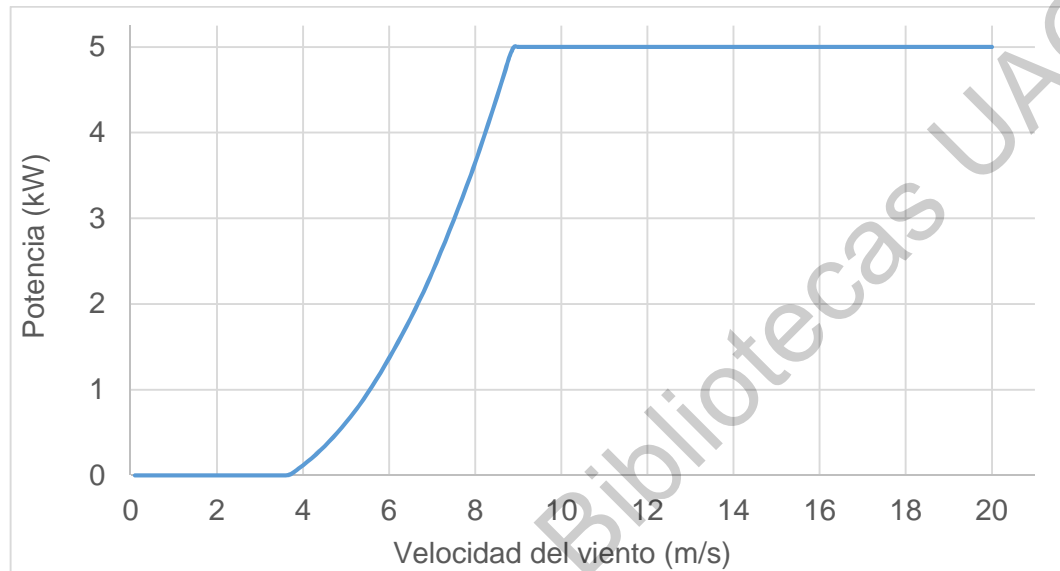
Grafica 57. Histograma de las velocidades de viento.

Analizando, de la Grafica 52 a la Grafica 56, la generación de potencia, se puede obtener la combinación de posición de la leva y ángulo de paso para una producción de potencia máxima en la UAQ Campus Aeropuerto. El resumen de estas combinaciones se muestra en la Tabla 10.

Tabla 10. Posición de leva, ángulo de paso a diferentes velocidades de viento para una producción de potencia máxima

Velocidad del Viento (m/s)	Posición de la leva (°)	Angulo de paso (°)
0.0 - 4.5	0	-2
4.6 - 5.5	45	-3
5.6 - 6.8	30	-2
6.9 - 7.7	30	-1
7.8 - 8.7	30	0
8.8 - 8.9	30	1
8.9 - 20.0	0	0

Con los datos de la Grafica 52 a la Grafica 56 y las combinaciones de la Tabla 10 se puede construir la gráfica de potencia máxima generada por la turbina eólica pequeña.



Grafica 58. Gráfica de potencia máxima generada de la turbina eólica.

Con los datos de la Grafica 57 del histograma de las velocidades del viento y de la Grafica 58 de potencia máxima generada se obtiene la energía anual producida por la turbina eólica pequeña en la ubicación señalada.

Tabla 11. Energía anual producida por la turbina eólica pequeña.

Velocidad del viento (m/s)	Frecuencia	Potencia (W)	Energía producida (kWh)
0 a 4.0	0.5519	0	0
4.1	0.0000	40.2276	0
4.2	0.0096	85.1647	7170.048284
4.3	0.0000	132.053	0
4.4	0.0388	180.89	61437.93474
4.5	0.0000	231.709	0
4.6	0.0000	284.891	0
4.7	0.0000	340.8	0
4.8	0.0000	398.926	0
4.9	0.0357	459.195	143645.9751
5	0.0000	521.612	0

5.1	0.0094	586.216	48411.23661
5.2	0.0284	653.039	162505.1083
5.3	0.0030	722.028	19137.52454
5.4	0.0000	793.091	0
5.5	0.0000	866.402	0
5.6	0.0000	943.723	0
5.7	0.0000	1024.37	0
5.8	0.0270	1107.41	261689.1784
5.9	0.0000	1192.57	0
6	0.0161	1279.64	180063.0351
6.1	0.0000	1369.11	0
6.2	0.0028	1460.75	35893.80883
6.3	0.0207	1554.36	281659.1584
6.4	0.0000	1650.06	0
6.5	0.0000	1747.93	0
6.6	0.0168	1848.09	272383.7006
6.7	0.0027	1950.46	45461.81602
6.8	0.0000	2054.88	0
6.9	0.0182	2163.76	344950.4322
7	0.0000	2277.5	0
7.1	0.0024	2393.52	49360.16044
7.2	0.0133	2511.71	292741.209
7.3	0.0000	2632.51	0
7.4	0.0105	2755.67	253948.660
7.5	0.0019	2880.86	48593.8135
7.6	0.0000	3008.68	0
7.7	0.0181	3138.99	498147.870
7.8	0.0000	3273.68	0
7.9	0.0000	3413.97	0
8	0.0101	3556.76	315146.079
8.1	0.0000	3701.88	0
8.2	0.0000	3848.99	0
8.3	0.0000	3998.03	0
8.4	0.0011	4149.51	41108.934
8.5	0.0000	4302.86	0
8.6	0.0241	4457.56	939721.224
8.7	0.0000	4614.69	0
8.8	0.0045	4777.97	187963.657
8.9	0.0009	4943.54	37443.622
9	0.0000	5000	0
9.1	0.0000	5000	0

9.2	0.0000	5000	0
9.3	0.0006	5000	24674.407
9.4 a 20	0.1280	5000	5608060.574
> 20	0.0000	5000	0
		kWh	10161.319

La generación de energía anual producida sería de 10161.319 kWh, esto es suficiente para alimentar 11.29 hogares al año, en áreas rurales considerando un consumo básico de uso doméstico de 150 kWh bimestrales, de acuerdo a CFE.

Dirección General de Bibliotecas UAQ

5. Conclusiones.

Esta tesis presenta el análisis de la simulación de la generación de potencia de una turbina eólica pequeña de eje horizontal con aspas con perfil deformable en un rango de velocidad del viento de 0 a 8 m/s basado en la teoría de momentum del elemento del aspa (BEM) usando el software QBlade®. El prototipo del aspa es de 3.1 m, está compuesto por 13 secciones y 8 perfiles aerodinámicos diferentes, con un sistema interno para deformación de perfil con una leva que se mueven con un eje a lo largo del aspa.

Se determinaron los valores máximos de la relación entre los coeficientes de sustentación y arrastre (C_l/C_d) y el ángulo de ataque en el cual ocurre esta relación máxima para cada uno de las posiciones de las levas. También se encontró que el desempeño óptimo del rotor de todas las posiciones de las levas ocurre cuando la relación de velocidad de la punta igual a 6.

De acuerdo con los cálculos obtenidos de los coeficientes de potencia y la generación de potencia calculada para cada velocidad se obtuvo un aumento del 0.3% cuando la leva del aspa está en la posición de 30° con respecto al aspa sin modificar, esto cuando la leva está en posición de 0° , al contrario, en la posición de la leva de 60° y 90° este disminuye 0.6% y 0.9% respectivamente. Esto se debe a que el cambio en el ángulo de ataque en donde se presenta la relación máxima de los coeficientes de sustentación y arrastre no beneficia en el aumento del coeficiente de potencia y en la generación de potencia. Los resultados obtenidos para el coeficiente de empuje y el momento flector de las Grafica 50 y Grafica 51 demuestran el beneficio del diseño de aspas flexible ya que podría usarse para mitigar cargas extremas y de fatiga. Según los datos de la simulación, se observó una disminución de hasta aproximadamente el 6% del momento flector.

La energía máxima anual que podría generar la turbina eólica ubicándola en la UAQ campus Aeropuerto sería de 10161.319 kWh, lo que podría suministrar energía para 11.29 hogares por año con un consumo básico de 150 kWh bimestrales.

Como futuro trabajo es necesario un análisis de los esfuerzos y la fatiga para determinar el beneficio de deformar el perfil aerodinámico del aspa en el tiempo de vida de las aspas y del rotor de la turbina eólica, el rediseño del aspa para el aprovechamiento del aumento de la relación del coeficiente de sustentación y arrastre en los perfiles aerodinámicos para un aumento del coeficiente de potencia esto incluye permitir la deformación de la punta y de la posición individual angular de la leva a lo largo del aspa; así como del desarrollo de un modelo de control.

Como producto resultante de este trabajo se publicó un artículo titulado “The Effect of a Flexible Blade for Load Alleviation in Wind Turbines” en la revista *Energies* 2021, 14(16), 4988, publicado el 13 de agosto de 2021 con número DOI: <https://doi.org/10.3390/en14164988>.

6. Bibliografía

- Abbott, I. H., & Von Doenhoff, A. E. (1959). Theory of wing sections: Including a summary of airfoil data. *Press*, 11.
- Aguirrebeitia, J., Plaza, J., Abasolo, M., & Vallejo, J. (2013). General static load-carrying capacity of four-contact-point slewing bearings for wind turbine generator actuation systems. *Wind Energy*, 16(5). <https://doi.org/10.1002/we.1530>
- Anderson, J. D., Ridge, B., York, N., Francisco St Louis, S., & Lumpur, K. (2010). *Fundamentals of Aerodynamics Fifth Edition in SI Units Mc Graw Hill*.
- Bertényi, T., Wickins, C., & McIntosh, S. (2010). Enhanced energy capture through gust-tracking in the urban wind environment. *48th AIAA Aerospace Sciences Meeting Including the New Horizons Forum and Aerospace Exposition*. <https://doi.org/10.2514/6.2010-1376>
- Brailovski, V., Terriault, P., Georges, T., & Coutu, D. (2010). SMA actuators for morphing wings. *Physics Procedia*, 10. <https://doi.org/10.1016/j.phpro.2010.11.098>
- Burton, T., Jenkins, N., Sharpe, D., & Bossanyi, E. (2011). Wind energy handbook, second edition. In *Wind Energy Handbook, Second Edition*. <https://doi.org/10.1002/9781119992714>
- Cavens, W. D. K. (2015). *Design of a blade section featuring passive load alleviation capabilities resulting from variable stiffness morphing structures*. Citeseer.
- Cebeci, T. (2013). Analysis of turbulent flows with computer programs. In *Analysis of Turbulent Flows with Computer Programs*. <https://doi.org/10.1016/C2012-0-02722-6>
- De Vries, O. (1979). Fluid dynamic aspects of wind energy conversion. *AGARDograph*, 243.
- DNV/Riso. (2002). Guidelines for design of wind turbines. In *Wind Engineering* (Vol. 29, Issue 2).
- Drela, M. (1989). XFOIL: an analysis and design system for low Reynolds number airfoils. *Mueller T.J. (Eds). Low Reynolds Number Aerodynamics. Springer, Berlin, Heidelberg*. https://doi.org/10.1007/978-3-642-84010-4_1

- Drela, Mark, & Giles, M. B. (1987). Viscous-inviscid analysis of transonic and low Reynolds number airfoils. *AIAA Journal*, 25(10). <https://doi.org/10.2514/3.9789>
- ENERDATA. (2019). *Consumo energético mundial | Consumo eléctrico | Enerdata*. <https://datos.enerdata.net/electricidad/datos-consumo-electricidad-hogar.html>
- Eppler, R., & Somers, D. M. (1980). Computer program for the design and analysis of low-speed airfoils. In *NASA Technical Memorandum*.
- Feszty, D., Gillies, E. A., & Vezza, M. (2004). Alleviation of airfoil dynamic stall moments via trailing-edge flap flow control. *AIAA Journal*, 42(1). <https://doi.org/10.2514/1.853>
- Finistauri, A. D., & Xi, F. (2009). Type synthesis and kinematics of a modular variable geometry truss mechanism for aircraft wing morphing. *Proceedings of the 2009 ASME/IFTOMM International Conference on Reconfigurable Mechanisms and Robots, ReMAR 2009*.
- Fischer, J., Weinzierl, G., Wagner, J., & Pechlivanoglou, G. (2012). Development of a flexible trailing edge flap and system integration concept for wind turbine blades. *11th German Wind Energy Conference DEWEK*, 7–8.
- Franco, J. A., Jauregui, J. C., Carbajal, A., & Toledano-Ayala, M. (2017). Shape morphing mechanism for improving wind turbines performance. *Journal of Energy Resources Technology, Transactions of the ASME*, 139(5). <https://doi.org/10.1115/1.4036724>
- Franco, J. A., Jauregui, J. C., & Toledano-Ayala, M. (2015). Optimizing wind turbine efficiency by deformable structures in smart blades. *Journal of Energy Resources Technology, Transactions of the ASME*, 137(5). <https://doi.org/10.1115/1.4030445>
- Gandhi, F., & Anusonti-Inthra, P. (2008). Skin design studies for variable camber morphing airfoils. *Smart Materials and Structures*, 17(1). <https://doi.org/10.1088/0964-1726/17/01/015025>
- Gerontakos, P., & Lee, T. (2007). Trailing-edge flap control of dynamic pitching moment. *AIAA Journal*, 45(7). <https://doi.org/10.2514/1.27577>
- Gerontakos, P., & Lee, T. (2006). Dynamic stall flow control via a trailing-edge flap. *AIAA Journal*, 44(3). <https://doi.org/10.2514/1.17263>

- Green, J. E., Weeks, D. J., & Brooman, J. W. F. (1977). Prediction of turbulent boundary layers and wakes in compressible flow by a lag-entrainment method. *NASA STI/Recon Technical Report N, 77(3791)*.
- Hansen, A. C., & Butterfield, C. P. (1993). Aerodynamics of horizontal-axis wind turbines. *Annual Review of Fluid Mechanics, 25(1)*, 115–149.
- Hansen, M. (2008). Aerodynamics of wind turbines, 2nd edition. *Earthscan*.
- Hernández-Escobedo, Q., Manzano-Agugliaro, F., & Zapata-Sierra, A. (2010). The wind power of Mexico. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 14, Issue 9). <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.07.019>
- IEA. (2020a). *CO2 Emissions from fuel combustion: Overview – analysis - IEA*. International Energy Agency, IEA. <https://www.iea.org/reports/co2-emissions-from-fuel-combustion-overview>
- IEA. (2020b). *Electricity information 2019 – analysis - IEA*. International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/electricity-information-overview>
- IEC61400-2. (2013). Wind turbines- Part 2: Small wind turbines. In *IEC* (Vols. IEC61400-2).
- IRENA. (2015). *REmap 2030, renewable energy prospects: Mexico*. www.irena.org/remap
- Jauregui, J., Herbert, F., & Castillo, K. (2020). A shape-morphing subsystem for small wind energy conversion systems. *Proceedings of the ASME Turbo Expo, 12*. <https://doi.org/10.1115/GT2020-16324>
- Kaltschmitt, M., Streicher, W., & Wiese, A. (2007). Renewable energy: Technology, economics and environment. In *Renewable Energy: Technology, and Environment Economics*. <https://doi.org/10.1007/3-540-70949-5>
- Krzysiak, A., & Narkiewicz, J. (2006). Aerodynamic loads on airfoil with trailing-edge flap pitching with different frequencies. *Journal of Aircraft, 43(2)*, 407–418.
- L. Whitfield, D. (1978). Integral solution of compressible turbulent boundary layers using improved velocity profiles. *Final Report, Mar. - Nov. 1977 ARO, Inc., Arnold Air Force Station, TN*.
- Lackner, M. A., & Van Kuik, G. A. M. (2010). The performance of wind turbine smart rotor

control approaches during extreme loads. *Journal of Solar Energy Engineering, Transactions of the ASME*, 132(1). <https://doi.org/10.1115/1.4000352>

Letcher, T. M. (2017). Wind energy engineering: A handbook for onshore and offshore wind turbines. In *Wind Energy Engineering: A Handbook for Onshore and Offshore Wind Turbines*.

Manwell, J. F., McGowan, J. G., & Rogers, A. L. (2010). Wind energy explained: Theory, design and application. In *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*. <https://doi.org/10.1002/9781119994367>

Marten, D., & Wendler, J. (2013). QBlade: an open source tool for design and simulation of horizontal and vertical axis wind turbines. *International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering*, 3(3).

Miley, S. J. (1982). *Catalog of low-reynolds-Number airfoil data for wind-turbine applications*.

Montgomerie, B. (2004). *Methods for root effects, tip effects and extending the angle of attack range to ± 180 deg., with application to aerodynamics for blades on wind turbines and propellers*.

Nejadkhaki, H. K., & Hall, J. F. (2017). A design methodology for a flexible wind turbine blade with an actively variable twist distribution to increase region 2 efficiency. *Proceedings of the ASME Design Engineering Technical Conference, 2A-2017*. <https://doi.org/10.1115/DETC2017-68302>

Pechlivanoglou, G. (2012). Passive and active flow control solutions for wind turbine blades. *PhD Thesis*.

Puterbaugh, M., & Beyene, A. (2011). Parametric dependence of a morphing wind turbine blade on material elasticity. *Energy*, 36(1). <https://doi.org/10.1016/j.energy.2010.10.018>

Ragheb, M. (2017). Economics of wind power generation. In *Wind Energy Engineering: A Handbook for Onshore and Offshore Wind Turbines*. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-809451-8.00025-4>

Riziotis, V. A., & Voutsinas, S. G. (2000). Fatigue loads on wind turbines of different control

- strategies operating in complex terrain. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 85(3). [https://doi.org/10.1016/S0167-6105\(99\)00127-0](https://doi.org/10.1016/S0167-6105(99)00127-0)
- Schwartz, M. N., & Elliott, D. L. (1995). Mexico Wind · Reso Assessm : ent _ Project. *National Renewable Energy Laboratory*, 8040, 3393.
- Selig, M. S., & Tangler, J. L. (1995). Development and application of a multipoint inverse design method for horizontal axis wind turbines. *Wind Engineering*, 19(2).
- SEMARNAT. (2020). *Contribución determinada a nivel nacional*. <https://www.gob.mx/semarnat>
- SENER. (2019). *Balance nacional de energía 2019 | Secretaría de energía | gobierno | gob.mx*. <https://www.gob.mx/sener/documentos/balance-nacional-de-energia-2019>
- Shapiro, A. H. (1954). The dynamics and thermodynamics of compressible fluid flow / by Ascher H. Shapiro. In *New York: Vol. II*.
- Spera, D. A. (2009). Wind turbine technology: Fundamental concepts of wind turbine engineering. *Solar Energy*, 62(2).
- Tangier, J., Smith, B., Jager, D., & Olsen, T. (1990). *Atmospheric performance of the special-purpose SERI thin-airfoil family: Final results*.
- Timmer, W. A., & Van Rooij, R. P. J. O. M. (2003). Summary of the Delft University wind turbine dedicated airfoils. *Journal of Solar Energy Engineering, Transactions of the ASME*, 125(4). <https://doi.org/10.1115/1.1626129>
- Tong, W. (2010). *Wind power generation and wind turbine design*. WIT press.
- Paris Agreement, Conference of the Parties on its twenty-first session 1 (2015).
- White, F. M. (2010). *Fluid mechanics*. <http://10.175.10.18:8080/jspui/handle/123456789/678>
- Wilson, D. G., Berg, D. E., Barone, M. F., Berg, J. C., Resor, B. R., & Lobitz, D. W. (2009). Active aerodynamic blade control design for load reduction on large wind turbines. *European Wind Energy Conference and Exhibition 2009, EWECE 2009*, 1.
- Wilson, R. E., & Lissaman, P. B. S. (1974). Applied aerodynamics of wind power machines. *STIN*, 75(MAY, 1974)), 22669. <https://doi.org/10.4324/9781315793245-89>

Woods, B. K., Bilgen, O., & Friswell, M. I. (2014). Wind tunnel testing of the fish bone active camber morphing concept. *Journal of Intelligent Material Systems and Structures*, 25(7). <https://doi.org/10.1177/1045389X14521700>

Yang, W., Yang, J., Wang, J., Yang, J., Xu, S., & Ling, P. (2012). Experimental investigation on the quasi-steady flow separation behaviors of a variable camber wing. *SCIENTIA SINICA Physica, Mechanica & Astronomica*. <https://engine.scichina.com/publisher/scp/journal/SSPMA/42/5/10.1360/132012-272?slug=abstract>

Zhang, D., Cross, P., Ma, X., & Li, W. (2013). Improved control of individual blade pitch for wind turbines. *Sensors and Actuators, A: Physical*, 198. <https://doi.org/10.1016/j.sna.2013.04.020>

Dirección General de Bibliotecas UJK