

UNIVERSIDAD DE CIENCIAS Y ARTES DE CHIAPAS

**INSTITUTO DE INVESTIGACIÓN E INNOVACIÓN EN ENERGÍAS
RENOVABLES**

**DOCTORADO EN MATERIALES Y SISTEMAS ENERGÉTICOS
RENOVABLES**

TESIS

**DISEÑO OPTIMIZADO DE LAS PALAS DE
AEROGENERADORES**

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE

DOCTOR EN MATERIALES Y SISTEMAS

ENERGÉTICOS RENOVABLES

PRESENTA

JOSÉ RAFAEL DORREGO PORTELA

DIRECTOR: DR. PASCUAL LÓPEZ DE PAZ

CO-DIRECTOR: DR. ORLANDO LASTRES DANGUILLECOURT



Tuxtla Gutiérrez, Chiapas

Septiembre de 2022.



UNIVERSIDAD DE CIENCIAS Y ARTES DE CHIAPAS

SECRETARÍA ACADÉMICA

DIRECCIÓN DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

Tuxtla Gutiérrez, Chiapas a 06 de septiembre de 2022

Oficio No. SA/DIP/650/2022

Asunto: Autorización de Impresión de Tesis

C. José Rafael Dorrego Portela
Candidato al Grado de Doctor en Materiales y
Sistemas Energéticos Renovables
Instituto de Investigación e Innovación en Energías Renovables
UNICACH
P r e s e n t e

Con fundamento en la opinión favorable emitida por escrito por la Comisión Revisora que analizó el trabajo terminal presentado por usted, denominado **Diseño optimizado de las palas de aerogeneradores** cuyos Directores de tesis son el Dr. Pascual López de Paz y Dr. Orlando Lastres Danguillecourt, quienes avalan el cumplimiento de los criterios metodológicos y de contenido; esta Dirección a mi cargo autoriza la impresión del documento en cita, para la defensa oral del mismo, en el examen que habrá de sustentar para obtener el **Grado de Doctor en Materiales y Sistemas Energéticos Renovables**.

Es imprescindible observar las características normativas que debe guardar el documento impreso, así como realizar la entrega en esta Dirección de un ejemplar empastado.

ATENTAMENTE
"POR LA CULTURA DE MI RAZA"

DRA. CAROLINA ORANTES GARCÍA
DIRECTORA



DIRECCIÓN DE INVESTIGACIÓN
Y POSGRADO

C.c.p. Dr. Pascual López de Paz, Director Instituto de Investigación e Innovación en Energías Renovables, UNICACH. Para su conocimiento.
Dr. Héber Vilchis Bravo, Coordinador del Posgrado, Instituto de Investigación e Innovación en Energías Renovables, UNICACH. Para su conocimiento.
Archivo/minutario.

RJAG/COG/eco/igp/gtr



CONTENIDO

Glosario	6
Índice de Tablas	8
Índice de Figuras	9
RESUMEN	10
DEDICATORIA	12
AGRADECIMIENTOS	13
CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN	14
1.1.1. De acuerdo a la disposición del rotor	16
1.1.2. De acuerdo a la potencia de diseño	17
1.2. Antecedentes	18
1.2.1. Diseño aerodinámico	18
1.2.2. Modelos de diseño estructural	21
1.2.3. Software	22
1.3. Planteamiento del problema	24
1.4. Justificación	24
1.5. Hipótesis	24
1.6. Objetivos	25
1.6.1. Objetivo general	25
1.6.2. Objetivos específicos	25
CAPÍTULO 2: FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA	26
2.1 Evaluación del recurso eólico	26
2.1.1 Modelos para el perfil vertical del viento	26
2.1.1.1 Perfil logarítmico	27
2.1.1.2 Ley de potencia	28
2.1.2 Velocidad media del viento	29
2.1.3 Intensidad de turbulencia	30
2.1.4 Distribución de la velocidad del viento	31
2.1.4.1 Métodos para estimar los parámetros de Weibull	32
2.1.5 Condiciones extremas del viento	34
2.1.5.1 Velocidad extrema del viento (MVEV)	35
2.1.5.2 Ráfaga extrema de operación (REO)	35
2.1.5.3 Cambio extremo de dirección (CED)	36
2.1.5.4 Ráfaga coherente extrema (RCE)	36

2.1.5.5	Ráfaga coherente extrema con cambio de dirección (RCECD)	37
2.1.6	Potencia media generada por un aerogenerador	37
2.2	Modelo de dimensionado de la pala	38
2.2.1	Selección de las velocidades de diseño	38
2.2.2	Selección del perfil aerodinámico	39
2.2.3	Geometría de la pala	43
2.2.4	Método del Momento del Elemento de la Pala (BEM)	44
2.2.5	Análisis de ruido	49
2.3	Métodos de análisis estructural de las palas de aerogeneradores	50
2.3.1	Modelo Simplificado de Carga (MSC)	51
2.3.1.1	Casos de Carga del MSC	51
2.3.1.2	Cálculo de Esfuerzos Equivalentes	54
2.3.1.3	Esfuerzos admisibles en el diseño de la pala de aerogeneradores	55
2.3.1.4	Falla de la pala del aerogenerador debido a la fatiga	55
2.3.2	Deflexión de la pala debido a cargas aerodinámicas	56
2.3.3	Estructura interna de la pala	56
2.3.4	Materiales utilizados en el diseño y fabricación de palas	59
CAPÍTULO 3: METODOLOGÍA		61
3.1	Análisis del recurso eólico	61
3.1.1	Condiciones normales del viento	62
3.1.2	Condiciones extremas del viento	64
3.1.3	Validación del modelo de clima de viento	65
3.2	Modelo de dimensionado de la pala	66
3.2.1	Velocidades de diseño	66
3.2.2	Dimensionado de la pala	66
3.2.3	Validación del modelo de dimensionado	68
3.2.4	Análisis de ruido	69
3.2.5	Validación del análisis de ruido	69
3.3	Modelo de análisis estructural de la pala	70
3.3.1	Análisis estructural mediante el MSC	71
3.3.1.1	Cálculo de los casos de carga	71
3.3.1.2	Cálculo de los esfuerzos equivalentes	72
3.3.1.3	Resultado del MSC (Seguridad en el diseño)	73
3.3.2	Validación del análisis estructural mediante el MSC	76
3.3.3	Análisis estructural con fuerzas aerodinámicas	77

3.3.4 Validación de los modelos con los resultados experimentales	77
3.3.4.1 Método para el análisis y simulación por elementos finitos	77
3.3.4.2 Pruebas experimentales a la pala	78
CAPÍTULO 4: ANÁLISIS DE RESULTADOS	80
4.1 Análisis del Recurso Eólico	81
4.2 Análisis del modelo dimensionado de la pala	83
4.2.1 Velocidades de diseño	83
4.2.2 Selección de los perfiles aerodinámicos	83
4.2.3 Dimensionado de la pala	85
4.2.4 Análisis de ruido	87
4.3 Modelo de análisis estructural de la pala	89
4.3.1 Análisis estructural mediante el MSC	89
4.3.2 Análisis estructural mediante el método de los elementos finitos	94
4.3.2.1 Distribución de materiales en la pala	94
4.3.2.2 Distribución de las fuerzas aerodinámicas	97
4.3.2.3 Simulación de deflexión aplicando las fuerzas aerodinámicas	98
4.3.2.4 Simulación de deflexión aplicando las cargas críticas del MSC	100
4.4 Validación de los modelos con los resultados experimentales	101
4.4.1 Recurso eólico	101
4.4.2 Dimensionado de la pala	103
4.4.3 Análisis estructural de la pala	104
4.4.3.1 Dimensionado de la pala (longitud 1.7 m)	104
4.4.3.2 Distribución de materiales en la pala (longitud 1.7 m)	107
4.4.3.3 Distribución de las fuerzas en la pala	108
4.5 Análisis experimental de la deflexión de la pala	110
CONCLUSIONES	113
RECOMENDACIONES	115
BIBLIOGRAFÍA	116
ANEXOS	125

Glosario

A	Área del rotor [m ²]
A_{proy}	Área proyectada de la pala en un plano perpendicular a la dirección del viento [m ²]
a	Coeficiente de inducción axial [-]
\hat{a}	Coeficiente de inducción tangencial [-]
B	Numero de palas [-]
C_p	Coeficiente de potencia [-]
C_l	Coeficiente de sustentación [-]
C_d	Coeficiente de arrastre [-]
C_n	Coeficiente de la fuerza normal [-]
C_t	Coeficiente de la fuerza tangencial [-]
C_T	Coeficiente de empuje [-]
C	Cuerda del perfil aerodinámico [m]
c	Parámetro de escala de la función de distribución de Weibull [m/s]
dT	Fuerza de empuje sobre la sección de la pala [N]
dQ	Torque sobre la sección de la pala [Nm]
$f(V)$	Función de densidad de probabilidad de Weibull
$F(V)$	Función de distribución de Weibull
F_L	Fuerza de sustentación [N]
F_D	Fuerza de arrastre [N]
F_N	Fuerza normal [N]
F_T	Fuerza tangencial [N]
F	Factor de pérdida de punta de Prandtl [-]
ΔF_{zB}	Fuerza sobre la raíz de la pala, en dirección a lo largo de la pala [N]
ΔF_{x-eje}	Fuerza axial sobre el eje [N]
f_k	Resistencia máxima del material [MPa]
IT	Intensidad de Turbulencia [%]
IT_r	Intensidad de turbulencia representativa [%]
IT_{Bin}	Intensidad de turbulencia media del Bin [%]
IT_{P90}	Intensidad de turbulencia representativa (Norma IEC 61400-1) [%]
k	Parámetro de forma de la función de distribución de Weibull [-]
M_{x-eje}	Momento de torsión del eje del rotor [Nm]
ΔM_{xB}	Momentos de flexión en la raíz de la pala en la dirección de rotación [Nm]
ΔM_{yB}	Momentos de flexión en la raíz de la pala en la dirección del viento [Nm]
P_n	Potencia nominal del aerogenerador [W]
\bar{P}	Potencia media disponible en el viento [W]
Q_d	Torque de diseño [Nm]
R	Radio del rotor [m]
Re	Número de Reynolds [-]
SPL_{tot}	Niveles de presión sonora total [dB]
SPL_p	Nivel de presión sonora producido por el lado de presión del perfil [dB]
SPL_s	Nivel de presión sonora producido por el lado de succión del perfil [dB]
SPL_α	Nivel de presión sonora producido por debido a la separación stall [dB]
SPL	Nivel de presión sonora [dB]
SWL_{ref}	Niveles de potencia sonora de referencia [dB]

T	Tiempo característico de la ráfaga [s]
t	Tiempo [s]
V_h	Velocidad del viento a la altura de referencia [m/s]
V_{hub}	Velocidad del viento a la altura del buje [m/s]
V_m	Velocidad media del viento [m/s]
V_{e50}	Velocidad extrema del viento con periodo de recurrencia de 50 años [m/s]
V_{e1}	Velocidad extrema del viento con periodo de recurrencia de 1 año [m/s]
V_{ref}	Velocidad de referencia del viento promediada durante 10 min [m/s]
V_{gustN}	Magnitud mayor de ráfaga con un periodo de recurrencia esperado de N años [m/s]
$V(h)$	Velocidad del viento a la altura h [m/s]
V_{cg}	Magnitud de la ráfaga coherente extrema [m/s]
V_i	Velocidad de inicio de generación [m/s]
V_n	Velocidad nominal del viento [m/s]
V_s	Velocidad de salida de generación [m/s]
V_{m10}	Velocidad media del viento en intervalos de 10 minutos [m/s]
V_{Bin}	Velocidad del centro del Bin [m/s]
V_d	Velocidad de diseño [m/s]
V_r	Velocidad relativa del viento [m/s]
α	Angulo de ataque [°]
α_r	Exponente de rugosidad del terreno [-]
β	Parámetro del modelo de ráfaga extrema de operación y cambio extremo de dirección [°]
β_{mr}	Parámetro del modelo de ráfaga extrema de operación y cambio extremo de dirección [-]
η_m	Eficiencia mecánica [-]
η_e	Eficiencia eléctrica [-]
η_T	Eficiencia total del sistema [-]
θ	Angulo de torsión [°]
θ_{eN}	Cambio extremo de dirección con un periodo de recurrencia de N años [°]
λ_d	Velocidad específica de diseño [-]
λ_r	Velocidad específica local [-]
Λ_1	Parámetro de escala de turbulencia [m]
ν	Viscosidad cinemática [m ² /s]
ρ	Densidad del aire [kg/m ³]
σ_{V10}	Desviación estándar del viento en intervalos de 10 minutos [m/s]
$\sigma_{IT_{Bin}}$	Desviación estándar de la intensidad de turbulencia del Bin [m/s]
σ	Solidez [-]
σ_{eqB}	Esfuerzos equivalentes [MPa]
σ_{adm}	Esfuerzos permisibles o admisibles del material [MPa]
σ_V	Desviación estándar [m/s]
σ_1	Desviación estándar de la velocidad longitudinal del viento [m/s]
$\omega_{m,o}$	Velocidad máxima de orientación [rad/s]
φ	Angulo de flujo [°]
Ω	Velocidad angular del rotor [rpm]

Índice de Tablas

Capítulo 1

Tabla 1.1. Clasificación de los aerogeneradores por su potencia de diseño.

Capítulo 2

Tabla 2.1. Clase y longitud de rugosidad según el tipo de terreno.

Tabla 2.2. Valores de exponente de rugosidad.

Capítulo 4

Tabla 4.1. Características de la estación M04 CERTE.

Tabla 4.2. Velocidades medias mensuales y anual en el sitio de instalación.

Tabla 4.3. Condiciones normales del viento.

Tabla 4.4. Condiciones extremas del viento.

Tabla 4.5. Velocidades de diseño.

Tabla 4.6. Parámetros geométricos de los perfiles seleccionados.

Tabla 4.7. Datos geométricos de la pala del aerogenerador de 10kW.

Tabla 4.8. Esfuerzos aerodinámicos que actúan en el rotor eólico (3 palas).

Tabla 4.9. Niveles de presión sonora propagados en el medio ambiente

Tabla 4.10. Validación de los niveles de presión sonora de los modelos de predicción y el aerogenerador a 8 m de distancia.

Tabla 4.11. Datos de entrada del MSC.

Tabla 4.12. Parámetros del MSC.

Tabla 4.13. Factores de seguridad del MSC.

Tabla 4.14. Fuerzas y momentos por cada caso de carga del MSC.

Tabla 4.15. Fuerzas y momentos críticos del MSC.

Tabla 4.16. Esfuerzos equivalentes.

Tabla 4.17. Resultados del MSC.

Tabla 4.18. Distribución de capas de material en el extradós e intradós.

Tabla 4.19. Espesores y orientación de las capas de material compuesto (intradós y extradós).

Tabla 4.20. Espesores y orientación de materiales en el alma de la viga.

Tabla 4.21. Espesores y orientación de materiales en las alas de la viga.

Tabla 4.22. Resumen de la deflexión y esfuerzo principal máximo en la pala.

Tabla 4.23. Resumen de la deflexión y esfuerzo principal máximo en la pala con el MSC.

Tabla 4.24. Velocidades medias mensuales a la altura de referencia.

Tabla 4.25. Velocidades medias a diferentes alturas.

Tabla 4.26. Comparación de las condiciones normales del viento.

Tabla 4.27. Comparación de los datos geométricos de la pala.

Tabla 4.28. Datos geométricos de la pala (1.7 m de longitud).

Tabla 4.29. Esfuerzos aerodinámicos que actúan en una pala y en el rotor eólico (3 palas).

Tabla 4.30. Distribución de capas de material en el extradós e intradós de la pala (1.7 m de longitud).

Tabla 4.31. Resumen de la deflexión y esfuerzo principal máximo en la pala (1.7 m de longitud).

Tabla 4.32. Posición y pesos en cada sección de la pala.

Tabla 4.33. Pruebas experimentales de deflexión a la pala (1.7 m de longitud).

Tabla 4.34. Comparación de la deflexión en la pala.

Índice de Figuras

Capítulo 1

Figura 1.1 Componentes principales de un aerogenerador [2].

Figura 1.2. Coeficiente de potencia para diferentes configuraciones en el número de palas [4].

Figura 1.3. Disposición del rotor: a) barlovento y b) Sotavento [4].

Capítulo 2

Figura 2.1. Capa límite atmosférica [29].

Figura 2.2. Curva de potencia de un aerogenerador [43].

Figura 2.3. Parámetros geométricos de un perfil aerodinámico.

Figura 2.4. Secciones de la pala [60].

Figura 2.5. Fuerzas y velocidades sobre el perfil [75].

Figura 2.6. Estructura interna de la pala: a) Con una viga interna, b) Con dos vigas internas, c) Hueca (Sin viga o Shell)

Capítulo 3

Figura 3.1. Estructura de la metodología para el diseño de la pala.

Figura 3.2. Método para el análisis de las velocidades en condiciones normales.

Figura 3.3. Método para el análisis de las velocidades en condiciones extremas.

Figura 3.4. Método para el dimensionado de la pala utilizando el BEM.

Figura 3.5. Método para el cálculo de los casos de carga del MSC.

Figura 3.6. Método para el cálculo de los esfuerzos equivalentes del MSC.

Figura 3.7. Método para el análisis de los resultados del MSC.

Figura 3.8. Arreglo de las pruebas experimentales a la pala.

Capítulo 4

Figura 4.1. Geometría de los perfiles: a) Perfiles originales, b) Perfil modificado en borde de salida.

Figura 4.2. Dibujo de la pala en el software de diseño.

Figura 4.3. Comparación de los resultados numéricos y experimentales para los niveles de presión sonora del aerogenerador en funcionamiento.

Figura 4.4. Distribución de las fuerzas aerodinámicas en la pala del aerogenerador de 10 kW.

Figura 4.5. Distribución momento de flexión en la dirección del viento.

Figura 4.6. Deflexión de la pala bajo la acción de las fuerzas aerodinámicas: a) Pala hueca, b) Pala con una viga.

Figura 4.7. Esfuerzo principal máximo de la pala aplicando las fuerzas aerodinámicas: a) hueca, b) una viga.

Figura 4.8. Deflexión de la pala bajo la acción del momento de flexión en la dirección del viento (Caso de carga H): a) hueca, b) una viga.

Figura 4.9 Esfuerzo principal máximo de la pala bajo la acción del momento de flexión en la dirección del viento (Caso de carga H).

Figura 4.10. Perfil aerodinámico Wortmann FX 63-137: a) Perfil original, b) Perfil escalado.

Figura 4.11. Dibujo de la pala de 1.7 m de longitud.

Figura 4.12. Distribución de las fuerzas aerodinámicas en la pala de 1.7 m de longitud.

Figura 4.13. Deflexión de la pala bajo la acción de las fuerzas aerodinámicas.

Figura 4.14. Esfuerzo principal máximo de la pala bajo la acción de las fuerzas aerodinámicas.

Figura 4.15 Deflexión en cada sección y posición de los perfiles en la pala.

RESUMEN

En esta investigación se desarrolló una metodología de diseño de palas de aerogeneradores de baja potencia, combinando elementos de los análisis del recurso eólico, aerodinámico y estructurales. La misma fue implementada en un código programado en Matlab, donde la sección del análisis del clima de viento está dedicada a determinar las características normales y extremas del viento, a partir de las cuales se determina la velocidad del viento nominal de diseño (óptima) que garantiza la máxima extracción de energía. Para el diseño aerodinámico se desarrolló el método del elemento de la pala (BEM) a partir del cual se determinó la geometría de la pala, así como las fuerzas y momentos que actúan sobre cada sección de la misma. Para el diseño estructural se desarrolló el modelo de carga simple (MSC) y un modelo de elemento finito de una viga usando la teoría de vigas de Timochenko para determinar las deflexiones debido a las fuerzas de empuje sobre cada sección de la pala.

Para validar la metodología desarrollada se diseñó y manufacturó una pala, y se realizaron análisis de las deflexiones de la misma mediante análisis y simulación por elementos finitos. Los resultados fueron comparados con pruebas experimentales realizadas en un banco de pruebas, ubicado en la Universidad del Istmo. La desviación obtenida entre ambos métodos fue de 3.52 %, y un 4.97 % con respecto al código del análisis estructural.

Como resultado de la investigación fue desarrollada una metodología para el diseño de palas de aerogeneradores, que fue implementada en un código abierto de MATLAB, y que puede ser considerada una herramienta muy útil para diseñar y analizar las palas de aerogeneradores, combinando análisis del recurso eólico, análisis aerodinámico, emisión de ruido y análisis estructural en un mismo estudio. Esto contribuye positivamente al proceso de conocimiento de diseño y análisis de palas de aerogeneradores y por tanto a la mejora continua del diseño de aerogeneradores de baja potencia.

Palabras clave: Diseño de palas, recurso eólico, diseño aerodinámico, fuerzas de empuje, método del elemento de la pala.

ABSTRACT

In this research a design methodology for low power wind turbine blades was developed, combining elements of wind resource, aerodynamic and structural analysis. It was implemented in a code programmed in Matlab, where the wind climate analysis section is dedicated to determining the normal and extreme wind characteristics, from which the nominal (optimal) design wind speed that guarantees the maximum energy extraction is determined. For the aerodynamic design, the blade element method (BEM) was developed, from which the blade geometry was determined, as well as the forces and moments acting on each section of the blade. For the structural design, the simple load model (SLM) and a finite element model of a beam were developed using Timochenko's beam theory to determine the deflections due to the thrust forces on each blade section.

To validate the methodology developed, a blade was designed and manufactured, and its deflections were analyzed by means of finite element analysis and simulation. The results were compared with experimental tests carried out on a test bench located at the Universidad del Istmo. The deviation obtained between both methods was 3.52 %, and 4.97 % with respect to the structural analysis code.

As a result of the research, a methodology for the design of wind turbine blades was developed and implemented in an open MATLAB code, which can be considered a very useful tool for the design and analysis of wind turbine blades, combining wind resource analysis, aerodynamic analysis, noise emission and structural analysis in the same study. This contributes positively to the knowledge process of wind turbine blade design and analysis and therefore to the continuous improvement of low power wind turbine design.

Keywords: Blade design, wind resource, aerodynamic design, thrust forces, blade element method.

DEDICATORIA

Este trabajo está dedicado a mis abuelos, mis hijos, mi esposa, mis padres, hermanos y a mis compañeros cubanos y mexicanos.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mis hijos y esposa por su apoyo y buenos consejos los cuales me han dado la fuerza necesaria para seguir avanzando en mi desarrollo profesional.

También agradezco a los directores de esta tesis, el Dr. Pascual López De Paz y Dr. Orlando Lastres Danguillecourt y a los integrantes del comité revisor el Dr. Guillermo Rogelio Ibáñez Duharte, Dra. Liliana Hechavarría Difur y el Dr. Neín Farrera Vázquez, por su apoyo en el desarrollo de este trabajo. En especial quiero agradecer al Dr. Orlando Lastres Danguillecourt, por su amistad, aporte y motivación en el desarrollo del proyecto de tesis.

Agradezco a los profesores del programa de Doctorado en Materiales y Sistemas Energéticos Renovables de la Universidad de Ciencias y Artes de Chiapas y de la División de Estudios de Posgrado de la Universidad del Istmo, por su apoyo y colaboración.

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN

Los aerogeneradores son tecnologías que convierten la energía cinética del viento en energía mecánica y posteriormente en electricidad. El primer elemento conversor de energía en un aerogenerador es el rotor eólico, que está constituido por el conjunto de componentes que giran fuera de la góndola (eje, buje y palas) (Figura 1.1), y es el encargado de convertir la energía cinética del viento en energía mecánica [1].

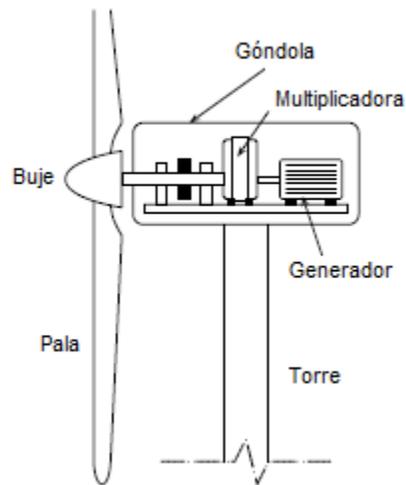


Figura 1.1. Componentes principales de un aerogenerador [2].

El diseño de las palas se realiza mediante una combinación de los objetivos del diseño aerodinámico (*Maximizar la energía anual producida para una distribución de velocidad del viento dada y Maximizar la eficiencia de conversión de la energía (coeficiente de potencia, C_p)*) y los objetivos del diseño estructural (*Minimizar el efecto de la fatiga y garantizar la resistencia a cargas extremas, Minimizar el peso y el costo y Evitar que las palas trabajen en condiciones de resonancia y que estas colisionen con la torre*), aunque los mismos a veces entren en conflictos entre sí.

1.1. Clasificación de los aerogeneradores de eje horizontal

Para la conversión de la energía cinética del viento en energía mecánica de rotación en un aerogenerador, se hace uso de la sustentación para generar la fuerza capaz de hacer girar el rotor, este caso corresponde a los aerogeneradores donde el eje de rotación se encuentra paralelo a la dirección del viento incidente. A estos tipos de aerogeneradores se les suele llamar *de eje horizontal*, donde la velocidad de rotación del rotor sigue una relación inversa al número de sus palas, clasificándose en aerogeneradores *lentos* y aerogeneradores *rápidos*. Otra clasificación de los aerogeneradores de acuerdo a la posición de su eje de rotación son los que hacen uso del arrastre para generar la fuerza capaz de hacer girar el rotor. En este caso la configuración el eje de rotación se encuentra perpendicular a la dirección del viento incidente y se conocen como aerogeneradores *de eje vertical*.

Los *aerogeneradores lentos* presentan las siguientes características: Solidez elevada (relación entre el área que describe el rotor y el área efectiva de las palas) debido al número de palas las cuales pueden variar de 6 a 24, par de arranque elevado, baja velocidad de giro y una baja velocidad específica de diseño (relación entre la velocidad del viento incidente y la velocidad lineal en la punta de la pala). Estas características hacen que la aplicación fundamental haya sido tradicionalmente el bombeo de agua. No se utilizan en aplicaciones de generación de energía eléctrica debido a su bajo régimen de giro.

En el caso de los *aerogeneradores rápidos*, el número de palas varía de 1 a 5, presentan baja solidez, bajo par de arranque, altas velocidades de giro (en la mayoría de las aplicaciones, es suficiente para hacer girar el rotor durante el proceso de conexión) y altas velocidades específicas de diseño (6 a 8). Estas características hacen que la aplicación fundamental de estos tipos de aerogeneradores sea la generación de energía eléctrica.

Los aerogeneradores que utilizan 3 palas logran mejor estabilidad estructural y aerodinámica, menor emisión de ruido y mayor rendimiento energético frente a los aerogeneradores de 1 y 2 palas. El incremento del coeficiente de potencia de los aerogeneradores de dos palas con respecto a una pala es de un 10 %; de tres palas con respecto a dos es de un 3 % - 4 % y de tres palas a cuatro es solo de 1 %. En la Figura 1.2, se puede observar el comportamiento del coeficiente de potencia para diferentes configuraciones.

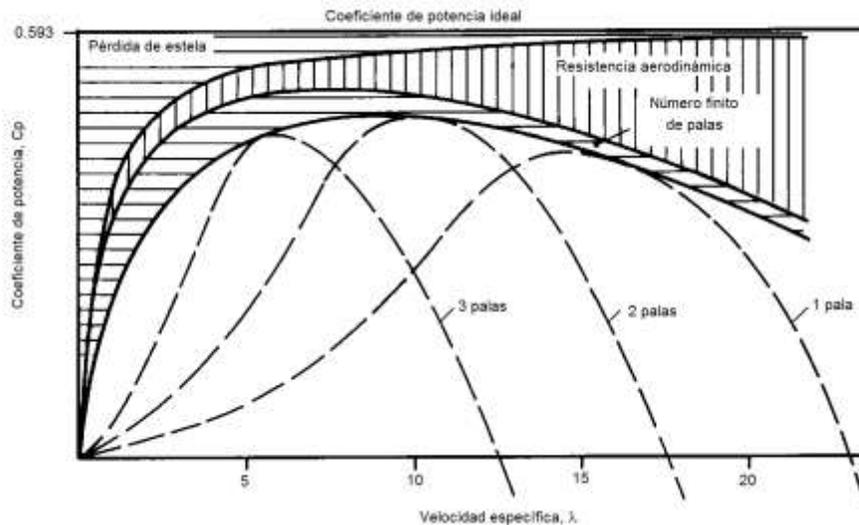


Figura 1.2. Coeficiente de potencia para diferentes configuraciones en el número de palas [4].

1.1.1. De acuerdo a la disposición del rotor

De acuerdo a la disposición del rotor con relación a la dirección del viento incidente, los aerogeneradores de eje horizontal se pueden clasificar en: Aerogenerador con rotor a **barlovento** (aguas arriba), donde el viento incide primero sobre el rotor y después sobre la torre. Estos aerogeneradores necesitan un sistema de orientación activo o pasivo que mantenga el plano de giro del rotor perpendicular a la dirección del viento. En su diseño es recomendable introducir un ángulo de inclinación entre la base de la góndola y el eje de baja velocidad del rotor, esto con el objetivo de que las palas no choquen con la torre.

Cuando el viento incide primero con la torre y góndola y después sobre el rotor se conoce como aerogenerador con rotor a **sotavento** (aguas abajo), estos pueden ser construidos sin un mecanismo de orientación, debido a que en el diseño se introduce un ángulo de conicidad entre el plano de rotación y el eje longitudinal de la pala, que hace que la góndola siga al viento pasivamente, además de que las fuerzas centrífugas originadas en la pala contrarresten los esfuerzos aerodinámicos de empuje. Un inconveniente en esta configuración es la fluctuación de la potencia eólica y fatiga en los materiales, debido a los efectos de sombra de la torre ya que al pasar las palas por la torre no transmite par aerodinámico [5].

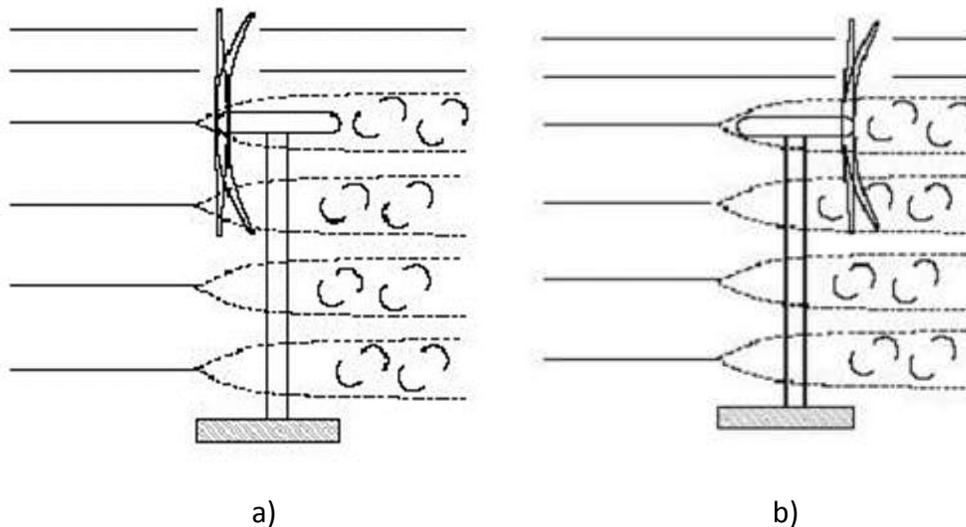


Figura 1.3. Disposición del rotor: a) Barlovento y b) Sotavento [4].

1.1.2. De acuerdo a la potencia de diseño

En cuanto a la clasificación de los aerogeneradores por su potencia de diseño, el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL), la Asociación Europea de Energía Eólica (EWEA) y el Grupo de Tecnología Intermedia de Desarrollo (ITDG), establecen diferentes rangos de potencia para su clasificación como se observa en la Tabla 1.1.

Otra clasificación se encuentra en [5], donde se define un aerogenerador de pequeña potencia cuando el área de barrido del rotor es menor de 200 m², correspondiendo aproximadamente a un aerogenerador de 65 kW de potencia.

Tabla 1.1. Clasificación de los aerogeneradores por su potencia de diseño.

Potencia	Diámetro del rotor (m)	ITDG Reino Unido	NREL Estados Unidos	EWEA Europa
50 W – 2 kW	<3	Micro		
<3 kW				Micro
<10 kW			Pequeño	
3 kW - 30 kW				Pequeño
2 kW - 40 kW	3 - 12	Pequeño		
10 kW - 250 kW			Intermedio	
40 kW - 999 kW	12 - 45	Mediano		

200 kW – 1.5 MW				Grande
250 kW – 2 MW			Grande	
>1 MW	45 >	Grande		
>1.5 MW				Mega

1.2. Antecedentes

El diseño de las palas es de suma importancia para el rendimiento del rotor. El mismo se debe realizar mediante la combinación de tres estudios: el análisis del recurso eólico en el sitio de instalación; el estudio aerodinámico que garantice el máximo aprovechamiento de la energía del viento; y un estudio estructural que garantice un adecuado desempeño estructural de la pala.

A continuación, se describen algunos de los trabajos publicados en los últimos años relacionados con los modelos aerodinámicos y estructurales utilizados en el diseño de las palas de los aerogeneradores, así como los softwares que se utilizan en estos estudios.

1.2.1. Diseño aerodinámico

En el trabajo de Fernández [6], se presenta un diseño aerodinámico de un aerogenerador de eje horizontal, usando la teoría del momento del elemento de la pala, por sus siglas en inglés BEM (Blade Element Momentum). Con base a condiciones ideales se optimizó el diseño de la pala, estas condiciones establecieron la geometría de la pala. Los datos utilizados para el diseño son: radio del rotor, velocidad de viento a la altura de buje, velocidad de rotación del rotor, número de palas del aerogenerador y tipo de perfil aerodinámico. Para el caso del diseño, se presentó un sistema de control pasivo con pérdida aerodinámica. El tipo de perfil que se utilizó fue el NACA 4412, aconsejando un buen perfil desde el punto de vista aerodinámico y constructivo.

En aspectos generales, el diseño de palas es un sistema que involucra varias etapas, por ejemplo, Scappatici et al. [7], detallan el diseño de un aerogenerador de pequeña potencia para la obtención de la máxima eficiencia, partiendo de la selección de perfiles para la optimización del comportamiento aerodinámico y estructural. Además, presentan de

manera esquematizada los pasos para el diseño de un aerogenerador con la aplicación de la teoría BEM. Para mejorar el proceso de fabricación y conseguir bajo costo, Tahani et al. [8], presentaron un diseño aerodinámico de un aerogenerador mediante la teoría BEM. Ellos aportan un método de linealización de la cuerda con el propósito de facilitar la manufactura. Asimismo, examinaron 5 perfiles aerodinámicos no lineales, determinando sus características aerodinámicas con el software XFOIL.

Lee y Bai [9], realizaron un estudio del rendimiento aerodinámico de dos tipos diferentes de palas de aerogeneradores de eje horizontal (HAWT). Uno es un típico diseño por la teoría del BEM; el otro es con la longitud de la cuerda constante y sin torsión. El propósito de este estudio es investigar el incremento del rendimiento del primero mediante experimentos y simulaciones numéricas. Se realizaron experimentos de túnel de viento para medir los coeficientes de potencia de ambos modelos. Para la visualización del campo de flujo, también se realizaron simulaciones numéricas bajo las condiciones de operación de varias velocidades del viento. Las simulaciones resultan ser consistentes con los datos experimentales. Tanto la simulación como la medición indicaron que el coeficiente de potencia máxima de la pala con el diseño BEM se incrementó en más del 50 %.

Entre tanto, Thumthae [10], realizó el diseño de un aerogenerador de eje horizontal de 300 kW y velocidad variable. Las longitudes de las cuerdas, los ángulos de paso de la pala y las velocidades de rotación se fueron cambiando de forma independiente para lograr una máxima producción de energía. Para validar los cálculos realizados con el BEM se utilizó la dinámica de fluidos computacional (CFD). Se pudo comprobar que los resultados del CFD concuerdan bien con los resultados de los cálculos del BEM, por lo que se demostró que el BEM es un método confiable para el diseño óptimo de una pala.

Por su parte, Lanzafame et al. [11], desarrollaron un código basado en el método BEM, obteniendo como resultados la curva de potencia del rotor y la producción anual de energía. Además, compararon los resultados experimentales en el túnel de viento y los cálculos CFD 3D, concluyendo que los resultados son confiables utilizando la teoría BEM.

Breton [12], plantea que la comprensión del retardo en el desprendimiento del flujo en los aerogeneradores todavía está incompleta y un modelado correcto de esa fenómeno resulta de los efectos de la rotación tridimensionales, es esencial para hacer simulaciones

confiables en aerogeneradores sobre la base de datos bidimensionales de la superficie aerodinámica, como con el método del elemento de la pala. Se realizó un estudio que abordó ese fenómeno y se probaron seis modelos existentes destinados a corregir los efectos del retardo en el desprendimiento del flujo. Para este propósito, los modelos se implementan en un esquema de vórtice de estela prescrito por una línea de sustentación. Las fuerzas a lo largo de la pala, así como el momento de flexión en la raíz y la potencia en una configuración de flujo frontal, se predicen en base a estos modelos, y se comparan con los datos del túnel de viento del experimento del aerogenerador Fase VI en el Laboratorio Nacional de Energía Renovable de Estados Unidos.

En el trabajo de Chattot [13], se realizó una mejora al método de vórtice para tener en cuenta la flexibilidad de la pala, que es una fuente potencial de inestabilidad en el flujo que pasa por el rotor del aerogenerador. El código ha sido validado previamente bajo el supuesto de palas rígidas. El método aerodinámico se basa en el modelo Goldstein, que distribuye la vorticidad del flujo en superficies rígidas helicoidales definidas de manera única por los parámetros de flujo (relación de velocidad de punta y potencia promedio extraída por el rotor) y la geometría de la pala (radio máximo y longitud de la raíz). La estructura se trata como una viga con grados de libertad en flexión y torsión. Las altas velocidades de giro de las palas del aerogenerador son responsables de las velocidades inducidas en el plano del rotor, así como fuera del mismo. Se ha demostrado que un análisis modal es el enfoque más preciso y eficiente para un acoplamiento de las ecuaciones estructurales y aerodinámicas.

Qiu et al. [14], propusieron un método de simulación numérica inestable para predecir las cargas aerodinámicas inestables de los aerogeneradores de eje horizontal durante las operaciones en condiciones de guiñada y cabeceo. Este método incluye un método de línea de sustentación no lineal para calcular las cargas aerodinámicas en las palas y un método de vórtice libre con precisión de tiempo para simular la estela. Para mejorar la propiedad de convergencia en el método de línea de sustentación, desarrolló un algoritmo iterativo basado en el método Newton-Raphson.

Dhert et al. [15], implementaron una optimización basada en la dinámica de fluidos computacionales (CFD) para permitir mayores ganancias en el rendimiento y reducir las

incertidumbres del modelo. Se presenta un marco de optimización de forma aerodinámica que consiste en una solución de las ecuaciones de Navier-Stokes promediadas RANS (Reynolds-Averaged Navier Stokes) acoplado a un algoritmo de optimización. Para demostrar la efectividad del enfoque propuesto, se maximizó el torque de la pala de la turbina eólica NREL VI con respecto a las variables de diseño de inclinación, torsión y forma del perfil aerodinámico al tiempo que se restringía el espesor de la pala.

Del análisis de las publicaciones revisada se observa una tendencia a seguir utilizando el método de BEM como elemento básico del diseño aerodinámico vinculado a los otros modelos de pérdidas que hacen el diseño más apegado a la realidad.

1.2.2. Modelos de diseño estructural

Stanciu et al. [16], analizaron los materiales utilizados en el desarrollo y la construcción de elementos del rotor de un aerogenerador de baja potencia, mediante el estudio de una pala de material compuesto de 1.5 m de longitud y del perfil NACA 2412, identificando las zonas de riesgo mediante el análisis estático teniendo en cuenta los valores máximos de la tensión normal y tangencial. Optimizó estructuralmente las áreas expuestas a cargas combinadas, empleando el Análisis de Elementos Finitos, encontrando que el aumento y la orientación de las capas de fibra de vidrio en zonas de riesgo y su reducción del espesor de fibra en la punta de la pala conduce al aumento de cargas estáticas y dinámicas.

Montesano et al. [17], desarrollaron un modelo multiescala para predecir la degradación estructural de las palas de un aerogenerador acoplándolo dentro de un software comercial de Elementos Finitos para evaluar la evolución de la degradación estructural y la rigidez en la estructura de la pala. Realizaron además un estudio paramétrico de las palas proporcionando información para la optimización de los diseños de laminado de la fibra de vidrio. Los resultados de la simulación cuasiestáticos y de fatiga demostraron la capacidad del modelo para predecir la evolución de la degradación estructural en las regiones críticas de la pala.

Fagan et al. [18], presentaron un modelo de un material basado en los criterios de fallo fenomenológicos Puck para la falla de las fibras de vidrio y materiales compuestos poliméricos reforzados con fibras de carbono. Aplicaron en el modelo 3D una subrutina para

los elementos de la cáscara, utilizando un submodelo para el análisis detallado de las regiones de más alto esfuerzo en las palas. El modelo del material se incorporó una metodología para el diseño y análisis de las palas de los aerogeneradores. La metodología emplea un proceso iterativo de diseño con respecto a una serie de criterios de fallas para garantizar un rendimiento óptimo estructural. Determinaron las fuerzas que actúan sobre las palas mediante la teoría del BEM para un número de condiciones de funcionamiento del Aerogenerador. Los resultados de la metodología se validaron con el diseño de un aerogenerador de eje horizontal.

Jeong et al. [19], realizaron una investigación sobre la variación de las cargas del viento sobre el comportamiento de las palas de un aerogenerador como resultado de la operación en condiciones de flujo turbulento y cizalladura. Además, para validar los métodos actuales, se hicieron comparaciones de los resultados aerodinámicos entre el método de BEM y los resultados numéricos de los estudios anteriores aplicados a un aerogenerador de 5 MW del Laboratorio Nacional de Energía Renovable para análisis de interacción fluido-estructura. A partir de las simulaciones numéricas, se pudo determinar que se producen cargas del viento desfavorables y deformaciones de las palas debido al flujo cizallado y turbulento.

De las publicaciones descritas se observa una tendencia al uso cada vez más frecuente del método de elementos finitos para el análisis estructural de las palas usando los modelos aerodinámicos para la determinación de los esfuerzos.

Del análisis anterior se desprende que la optimización en el diseño de las palas de los aerogeneradores requiere de una combinación del análisis del recurso eólico, el diseño aerodinámico y estructural, determinando las variables adecuadas que permitan a las palas ser lo más eficiente tanto aerodinámica como estructuralmente posible.

1.2.3. Software

A continuación, se presenta un resumen de los principales softwares disponible utilizados en el diseño de rotores eólicos de baja potencia:

- Harp Opt (Horizontal Axis Rotor Performance Optimization) [20]: Es una herramienta para la optimización del rotor de aerogeneradores. Utiliza un algoritmo genético multiobjetivo y el modelo de la teoría de momento y elemento de pala para

diseñar rotores de aerogeneradores. Utiliza el algoritmo genético de MATLAB para realizar esta optimización, y el código de la teoría BEM para predecir los parámetros de rendimiento del rotor. El objetivo de optimización principal es maximizar la producción anual de energía del aerogenerador. Algunos trabajos utilizando esta herramienta se presentan en [21-22]

- Software Zeus V2.0: Software de diseño y simulación de rotores de turbinas eólicas de baja potencia. En [23] se presente el método iterativo de cálculo, implementado en el software de diseño. La aplicación del método permite obtener la forma óptima de la pala que satisface los requerimientos energéticos con el rendimiento máximo posible, según el valor establecido de velocidad media de viento. Permite graficar curvas de potencia, rendimiento, torque o fuerza axial en función de la velocidad de rotación, y de sus valores máximos en función del radio del rotor, cuerda y el número de palas.
- AeroDyn: Es un módulo de un software de aerodinámica para ser utilizado por los diseñadores de aerogeneradores de eje horizontal. El mismo puede conectarse con varios paquetes de software de análisis dinámico como el FAST, ADAMS, SIMPACK y FEDEM para el análisis aeroelástico de modelos de aerogeneradores [24].
- QBlade: Es un software de diseño de aerogeneradores (de eje horizontal y vertical), distribuido bajo licencia GPL (Licencia Publica General). La integración de la funcionalidad XFOIL/XFLR5 permite seleccionar y diseñar perfiles aerodinámicos personalizados y calcular sus polares de rendimiento e integrarlos directamente en el diseño y la simulación de un rotor del aerogenerador. El software es especialmente adecuado para la enseñanza, ya que proporciona un diseño práctico y capacidades de simulación para el diseño de rotores y muestra todas las relaciones fundamentales de los conceptos de diseño y el rendimiento de la turbina de una manera fácil e intuitiva. Algunos trabajos utilizando el software se presentan en [25-27].

Como se puede observar los softwares disponibles son códigos cerrados, por lo que no permiten modificar el algoritmo de cálculo, no brindan información del procedimiento de diseño implementado en su programación y algunos de ellos no

vinculan el análisis del recurso eólico, aerodinámico y estructural de forma integrada.

1.3. Planteamiento del problema

Los softwares de diseños de rotores eólicos de baja potencia, disponibles en el mercado y libres, son de códigos cerrados lo cual limita el conocimiento del proceso de diseño y el desarrollo del análisis, trayendo como consecuencia limitación en la universalización del conocimiento y ralentización en el desarrollo de la tecnología. Además, por lo general no realizan la optimización del acoplamiento del clima de viento y el diseño estructural de forma integral, dejando este análisis a criterio del diseñador.

1.4. Justificación

Esta investigación es necesaria para avanzar en la universalización del conocimiento y agilizar el desarrollo de la tecnología de los aerogeneradores. Un código abierto permite la interacción y desarrollo continuo del software facilitando la colaboración y el intercambio de conocimiento.

Este trabajo es de gran importancia porque aporta una metodología científica que incorpora un análisis integral en el proceso de diseño de las palas de aerogeneradores de baja potencia que garantiza la máxima eficiencia y fiabilidad del diseño. Brindando al usuario la información teórica y los métodos utilizados, permitiendo el aprendizaje y el desarrollo continuo del método. En lo tecnológico aporta una herramienta de diseño (Software) que facilita el cálculo y análisis, mejorando la calidad del diseño.

1.5. Hipótesis

Al implementar una metodología a partir de un código libre y abierto para la optimización del diseño de las palas de aerogeneradores que involucre el análisis del recurso eólico, aerodinámico y estructural se dispondrá de una herramienta integral que garantiza el conocimiento del proceso de diseño y el desarrollo del análisis, permitiendo la mejora continua en el diseño de aerogeneradores de baja potencia, así como su impacto científico, tecnológico, social y ambiental.

1.6. Objetivos

1.6.1. Objetivo general

Desarrollar e implementar una metodología de diseño, mediante la combinación del análisis del recurso eólico, aerodinámico y estructural, para optimizar el rendimiento y resistencia de las palas de los aerogeneradores de baja potencia.

1.6.2. Objetivos específicos

- Determinar el modelo del clima de viento para la obtención de los parámetros del rotor eólico que maximizan la extracción de energía.
- Desarrollar el modelo de dimensionado de la pala mediante el análisis aerodinámico y de la emisión del ruido.
- Desarrollar el modelo de análisis estructural de la pala a partir del modelo aerodinámico.
- Realizar pruebas para la validación de los modelos: clima de viento, aerodinámico, ruido y estructural.

CAPÍTULO 2: FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

A continuación, se presentan los fundamentos teóricos en los cuales se sustenta esta investigación para dar cumplimiento a los objetivos propuestos.

2.1 Evaluación del recurso eólico

Para desarrollar proyectos eólicos en un sitio determinado es importante conocer el régimen de viento característico en esa zona, siendo indispensable contar con series de tiempo de los registros de velocidad y dirección del viento. Los datos de la climatología del viento pueden obtenerse a través de datos del viento de las estaciones meteorológicas instaladas en el sitio de instalación o en otros casos con datos de estaciones meteorológicas cercanas al sitio de instalación que pueden brindar una mejor comprensión de los espectros de viento disponibles en el sitio de instalación y así poder estimar el potencial eólico del sitio.

Una vez que los datos sean validados, pueden ser analizados para generar una variedad de estadísticas que ayudaran a caracterizar el recurso en el sitio de instalación. Como el viento es un fenómeno aleatorio, su tratamiento se hace en forma estadística, siendo las más comunes la velocidad media, dirección, varianza, desviación estándar e intensidad de turbulencia entre otras [28].

2.1.1 Modelos para el perfil vertical del viento

Uno de los fenómenos significativos en la evaluación del recurso eólico y en el diseño de los aerogeneradores es el incremento de la velocidad del viento con la altura, tal como se muestra en la Figura 2.1. Esto se debe a que el viento a baja altura es frenado por la rugosidad de la superficie de la tierra y por los obstáculos. Esta variación en la velocidad del viento con la altura sobre el suelo se suele llamar perfil vertical del viento. Para modelar el perfil vertical de la velocidad del viento existen dos métodos generales, el método de perfil logarítmico y el método de ley de potencia [29].

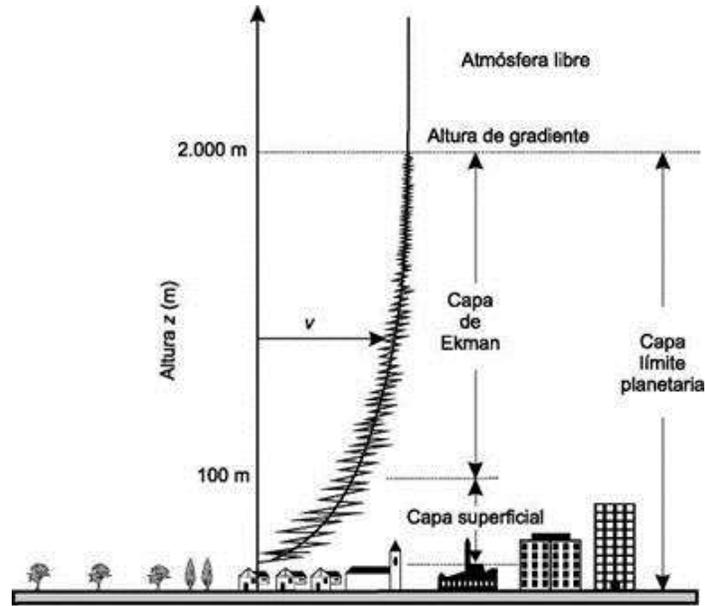


Figura 2.1. Capa límite atmosférica [30].

2.1.1.1 Perfil logarítmico

El *modelo de perfil logarítmico* se ha usado comúnmente para estimar la velocidad del viento a una altura deseada (V_h), si se cuenta con una velocidad del viento a una altura dada (V_{h1}) y se obtiene utilizando la siguiente ecuación:

$$V_h = V_{h1} \frac{\ln\left(\frac{h}{Z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_{h1}}{Z_0}\right)} \quad (2.1)$$

donde Z_0 es la longitud de rugosidad siendo un parámetro que caracteriza a la rugosidad del terreno (Tabla 2.1), [30].

Tabla 2.1. Clase y longitud de rugosidad según el tipo de terreno.

Clase de rugosidad	Longitud de rugosidad, Z_0 [m]	Tipo de terreno
0	0.0002	Agua
0.5	0.0024	Terreno muy abierto con superficies muy llanas, como cemento, o césped cortado
1.0	0.03	Cultivos abiertos sin hileras de arbustos entre medio y con edificaciones esporádicas. Colinas suaves.
1.5	0.055	Cultivos con edificaciones e hileras de árboles (8 m de altura) con distancia de 1250 m entre sí.

2.0	0.10	Cultivos con edificaciones e hileras de árboles (8 m de altura) con distancia de 500 m entre sí.
2.5	0.20	Cultivos con muchas granjas, vegetación abundante o hileras de árboles (8 m de altura) cada 250 m.
3.0	0.40	Pueblos, pequeñas ciudades, campos con altas o muchas hileras de árboles, bosque y terreno complejo.
3.5	0.80	Grandes ciudades, terrenos muy complejos.
4.0	1.60	Ciudades muy grandes, terreno de alta montaña.

Para aerogeneradores cuya altura de eje es 60 m o mayor, es necesario considerar la longitud de rugosidad de hasta unos 15 km de la torre. Si en el lugar hay edificaciones, también se puede calcular Z_0 , según ecuación 2.2.

$$Z_0 = 0.5h^2b \frac{n}{A} \quad (2.2)$$

donde h es la altura, b es el ancho, n es el número de edificios y A es el área en la que todos los edificios están situados.

2.1.1.2 Ley de potencia

El otro modelo utilizado para obtener el perfil vertical de viento es el *Modelo de la ley de potencia*, propuesto por Hellmann en 1915. Con este modelo se estima la velocidad del viento a una determinada altura con base en datos medidos a una altura dada, ecuación 2.3.

$$V_h = V_{h_1} \left(\frac{h}{h_1} \right)^{\alpha_r} \quad (2.3)$$

donde α_r es el exponente de rugosidad del terreno (tabla 2.2), también se puede obtener mediante la Ecuación 2.4, [31] y a partir de mediciones realizadas en una misma torre anemométrica conociendo dos niveles de medición, ecuación 2.5.

Tabla 2.2. Valores de exponente de rugosidad.

Clase de rugosidad	Longitud de rugosidad, Z_0 [m]	α_r
0	0.0002	0.1
1	0.03	0.15
2	0.1	0.2
3	0.4	0.3

$$\alpha_r = \frac{0.37 - 0.088 \ln V_r}{1 - 0.088 \ln\left(\frac{h_r}{10}\right)} \quad (2.4)$$

$$\alpha_r = \frac{\ln\left(\frac{V_r}{V_h}\right)}{1 - 0.088 \ln\left(\frac{h_r}{h}\right)} \quad (2.5)$$

2.1.2 Velocidad media del viento

La velocidad media del viento del periodo a evaluar (ecuación 2.6), representa el promedio de las velocidades del viento durante un intervalo de tiempo específico (meses, años, etc.); para una evaluación precisa del potencial eólico en el sitio de instalación, es recomendable intervalos de 10 minutos tomando datos cada 1 segundo con el cual se calcula la producción de energía y para el cálculo de la turbulencia se recomienda intervalos de 3 segundos [32].

$$V_m = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_{i10} \quad (2.6)$$

donde, n es el número total de datos de velocidad del viento medidos (distintos de cero) y V_{i10} son las velocidades medias de intervalos de 10 minutos.

La desviación estándar (σ_V), nos brinda información sobre variabilidad de las velocidades del viento en un conjunto dado de datos de viento (desviación de las velocidades individuales del valor medio). La desviación estándar de la distribución se obtiene por la siguiente ecuación:

$$\sigma_V = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (V_{i10} - V_m)^2}{n}} \quad (2.7)$$

A veces los datos del viento se agrupan en forma de distribución de frecuencia para una mejor comprensión de la variabilidad del viento, para esto se utiliza el método de Bin el cual consiste en agrupar en intervalos de datos (Bin) de velocidad de viento y de esta forma se obtienen los valores medios de cada Bin de la variable analizada (frecuencia relativa,

intensidad de turbulencia, tiempo, etc.). En la Norma IEC 61400-1, establece el ancho del Bin en 0.5 m/s con centros en enteros y valores medios entre enteros consecutivos.

2.1.3 Intensidad de turbulencia

La turbulencia del viento, definida como fluctuaciones rápidas en la velocidad y dirección del viento, tiene un impacto significativo en la potencia disponible del viento, así como en las cargas de fatiga sobre el aerogenerador. La intensidad de la turbulencia (Ecuación 2.8), es la medida más básica de la turbulencia, y se define como la relación entre la desviación estándar (Ecuación 2.10) y la velocidad media del viento (Ecuación 2.9) en intervalos de 10 minutos. La intensidad de la turbulencia cambia con la velocidad media del viento, con la rugosidad superficial, con la estabilidad atmosférica y con las características topográficas del sitio de instalación del aerogenerador [33].

$$IT = \frac{\sigma_{V10}}{V_{m10}} \quad (2.8)$$

$$V_{m10} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i \quad (2.9)$$

$$\sigma_{V10} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (V_i - V_{m10})^2}{n}} \quad (2.10)$$

Donde: V_{m10} y σ_{V10} , son la velocidad media y desviación estándar del viento en intervalos de 10 minutos.

La intensidad de turbulencia representativa es igual al percentil 90 de los valores de intensidad de turbulencia, para determinar el índice de turbulencia representativo de cada Bin, se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$IT_r = IT_{Bin} + 1.28 * \sigma_{IT_{Bin}} \quad (2.11)$$

$$\sigma_{IT_{Bin}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (IT_i - IT_{Bin})^2}{n}} \quad (2.12)$$

Donde: IT_r es la intensidad de turbulencia representativa, IT_{Bin} es la intensidad de turbulencia media del Bin, $\sigma_{IT_{Bin}}$ es la desviación estándar de la intensidad de turbulencia del Bin y IT_i es la intensidad de turbulencia de 10 minutos.

El modelo normal de turbulencia (NTM) descrito en la norma IEC 61400-1 (tercera edición) establece la ecuación 2.13, para el cálculo de la intensidad de turbulencia representativa en función de la velocidad del viento por Bin y la intensidad de turbulencia de referencia estandarizadas por categorías. De lo anterior se obtienen las curvas normalizadas por categoría (Anexo A).

$$IT_{P90} = \frac{I_{ref}(0.75V_{Bin}+5.6)}{V_{Bin}} \quad (2.13)$$

Donde: IT_{P90} es la intensidad de turbulencia representativa, I_{ref} es la Intensidad de turbulencia de referencia establecida en la norma por categoría y V_{Bin} es la velocidad del centro del Bin.

2.1.4 Distribución de la velocidad del viento

Se ha demostrado que la **distribución de Weibull** (distribución de probabilidad continua) ofrece una buena representación de la variación en la velocidad media del viento por hora durante un año en muchos sitios de instalación, es la más empleada para la estimación de la energía eólica y está definida por dos parámetros: de forma (adimensional) que define la forma de la distribución (k) y el de escala (c) que define cuan dispersa se encuentra la distribución (m/s) [38].

En la mayoría de los casos los valores de k están comprendidos entre 1.3 y 4.3, por ello cuando no se dispone de muchos datos se acepta la simplificación de hacer $k = 2$ con lo que la distribución resultante es la de Rayleigh, siendo un caso especial de la distribución de Weibull; aunque para velocidades del viento por debajo de 4 m/s la misma presenta poca precisión y es mejor no usarla.

En la distribución de Weibull, las variaciones en la velocidad del viento se caracterizan por las siguientes funciones:

- **Función de densidad de probabilidad** $f(V)$, que indica la fracción de tiempo (o probabilidad) para la cual el viento se encuentra a una velocidad V . Está dada por la siguiente ecuación:

$$f(V) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k} \quad (2.14)$$

- **Función de distribución** de la velocidad (V) la cual nos indica probabilidad de que la velocidad del viento es igual o menor que V . Por lo tanto, la distribución acumulativa ($F(V)$) es la integral de la función de densidad de probabilidad:

$$F(V) = p(V \leq V_i) = \int_0^V f(V)dV = 1 - e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k} \quad (2.15)$$

Si se desea estimar el tiempo durante el cual el viento se encuentra dentro de un cierto intervalo de velocidad, se determinan las diferencias de probabilidades acumulativas correspondientes a esas velocidades:

$$F(V) = p(V_1 \leq V \leq V_2) = \int_{V_1}^{V_2} f(V)dV = e^{-\left(\frac{V_1}{c}\right)^k} - e^{-\left(\frac{V_2}{c}\right)^k} \quad (2.16)$$

Y si se desea conocer las posibilidades de viento extremo en un sitio determinado con el objetivo de diseñar el aerogenerador y que pueda soportar las cargas máximas probables, se puede utilizar la siguiente ecuación:

$$F(V) = p(V \geq V_1) = \int_{V_1}^{\infty} f(V)dV = e^{-\left(\frac{V_1}{c}\right)^k} \quad (2.17)$$

2.1.4.1 Métodos para estimar los parámetros de Weibull

Los valores k y c , brindan información aproximada sobre si el sitio de instalación de aerogeneradores es adecuado o si debe excluirse por completo, esto significa que la variación de la velocidad media del viento alrededor del valor medio anual es pequeña ya que k es mayor. Por otro lado, c muestra qué tan ventoso es un lugar, es decir, qué tan alta es la velocidad media anual del viento (su valor es cercano a la velocidad media anual). Existen varios métodos para estimar los parámetros de Weibull, siendo los más utilizados [39-42]:

- **Método de Máxima Probabilidad (MMP)**

El MMP es uno de los más utilizado para estimar los parámetros de distribución de Weibull, el mismo es una expresión matemática conocida como una función de probabilidad de los datos de velocidad del viento en formato de serie temporal. El parámetro de forma (ecuación 2.18), se resuelve mediante iteraciones numéricas, utilizando el método de Newton-Raphson, y para determinar el parámetro de escala se utiliza la ecuación 2.19:

$$k = \left(\frac{\sum_{i=1}^n V_i^k \ln(V_i)}{\sum_{i=1}^n V_i^k} - \frac{\sum_{i=1}^n \ln(V_i)}{n} \right)^{-1} \quad (2.18)$$

$$c = \left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i^k \right)^{\frac{1}{k}} \quad (2.19)$$

donde, n es el número total de datos de velocidad del viento medidos distintos de cero y V_i es la velocidad del viento registradas en ese intervalo de tiempo.

Cuando los datos de velocidad del viento están disponibles en formato de distribución de frecuencia, se puede aplicar una variación del método de máxima probabilidad. Los parámetros de Weibull se estiman utilizando las siguientes dos ecuaciones.

$$k = \left(\frac{\sum_{i=1}^n V_i^k \ln(V_i) f(V_i)}{\sum_{i=1}^n V_i^k f(V_i)} - \frac{\sum_{i=1}^n \ln(V_i) f(V_i)}{f(V \geq 0)} \right)^{-1} \quad (2.20)$$

$$c = \left(\frac{1}{f(V \geq 0)} \sum_{i=1}^n V_i^k f(V_i) \right)^{\frac{1}{k}} \quad (2.21)$$

donde, $f(V_i)$ es la frecuencia con la que la velocidad del viento se encuentra dentro del intervalo i y $f(V \geq 0)$ que es la probabilidad de que la velocidad del viento sea igual o mayor que cero.

- **Método de los Momentos (MM)**

El MM se puede usar como una alternativa al método de máxima probabilidad, en este caso, los parámetros k y c se pueden determinar utilizando las siguientes ecuaciones:

$$V_m = c \Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right) \quad (2.22)$$

$$\sigma_V = c \sqrt{\Gamma \left(1 + \frac{2}{k} \right) - \Gamma^2 \left(1 + \frac{1}{k} \right)} \quad (2.23)$$

Un caso especial del método del momento es el conocido método empírico, en el cual los parámetros de Weibull están dados por las ecuaciones que se muestran a continuación:

$$k = \left(\frac{\sigma_V}{V_m} \right)^{-1.086} \quad (2.24)$$

$$c = \frac{V_m}{\Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right)} \quad (2.25)$$

- **Método del Factor de Patrón de Energía (MFPE)**

Este método MFPE, utiliza la media de los cubos de velocidad del viento y el cubo de la velocidad media del viento para calcular el factor de patrón de energía (E_{pf}) y luego los parámetros de Weibull, utilizando las siguientes ecuaciones:

$$E_{pf} = \frac{V_m^3}{(V_m)^3} \quad (2.26)$$

$$k = 1 + \frac{3.69}{(E_{pf})^2} \quad (2.27)$$

$$c = \frac{V_m}{\Gamma\left(1+\frac{1}{k}\right)} \quad (2.28)$$

Una vez aplicados estos métodos y determinados los parámetros de Weibull se debe analizar cuál es el que más se aproxima a los datos reales. Existen varios métodos estadísticos para comprobar el que más se ajusta dentro de los que se encuentran [43]: Raíz del Error Cuadrático Medio ($RMSE$, por sus siglas en inglés, Root Mean Square Error), ecuación 2.29; Coeficiente de correlación múltiple al cuadrado, (R^2) (análisis de varianza) ecuación 2.30 y Chi-cuadrado (χ^2), ecuación 2.31.

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - x_i)^2} \quad (2.29)$$

$$R^2 = \frac{\sum_{i=1}^N (x_i - y_i)^2 - \sum_{i=1}^N (y_i - x_i)^2}{\sum_{i=1}^N (y_i - z_i)^2} \quad (2.30)$$

$$\chi^2 = \frac{\sum_{i=1}^N (y_i - x_i)^2}{N - n} \quad (2.31)$$

donde x_i es el i ésimo valor de los datos estimados con la distribución de Weibull, y_i es el i ésimo valor de la probabilidad de los datos reales, z_i es el valor promedio de los datos reales, N es el número de observaciones y n es el número de constantes (dos para este caso). La selección del método que presenta la mejor estimación de los parámetros de Weibull, es el que presente menor valor en el caso de χ^2 y $RMSE$ y el mayor valor para R^2 .

2.1.5 Condiciones extremas del viento

Además de las condiciones normales del viento (ocurren frecuentemente durante la operación normal del aerogenerador) es necesario considerar las condiciones extremas del

viento [44], las cuales se utilizan para determinar las cargas extremas del viento sobre el aerogenerador, las mismas son pocas frecuentes y pueden ocurrir con periodos de recurrencia de 1 o 50 años. Estas condiciones incluyen las velocidades pico del viento debido a tormentas y cambios rápidos en la velocidad y dirección del viento. Los modelos utilizados son los siguientes:

2.1.5.1 Velocidad extrema del viento (MVEV)

La velocidad extrema del viento, V_{e50} , con un periodo de ocurrencia de 50 años, y la velocidad extrema del viento, V_{e1} , con un período de recurrencia de 1 año, en ráfagas de 3 s de duración se establecen en función de la velocidad de referencia del viento, V_{ref} (la norma, establece que la relación $V_{ref}/V_m = 5$ y se obtienen mediante las siguientes ecuaciones:

$$V_{e50}(h) = 1.4V_{ref} \left(\frac{h}{h_{hub}} \right)^{0.11} \quad (2.32)$$

$$V_{e1} = 0.75V_{e50}(h) \quad (2.33)$$

donde h_{hub} es la altura desde el nivel del suelo hasta el centro del rotor y 1.4 es el factor de ráfaga a la altura del centro del rotor.

2.1.5.2 Ráfaga extrema de operación (REO)

La magnitud de la ráfaga a la altura del buje (V_{gustN}) para un período de recurrencia de N años es determinada mediante la siguiente ecuación:

$$V_{gustN} = \beta_{mr} \left(\frac{\sigma_1}{1+0.1\left(\frac{D}{\Lambda_1}\right)} \right) \quad (2.34)$$

donde σ_1 es la desviación estándar típica, D es el diámetro del rotor, β_{mr} es un parámetro del modelo de ráfaga extrema de operación ($\beta_{mr} = 4.8$, para un periodo de recurrencia de 1 año y $\beta = 6.4$ para un periodo de recurrencia de 50 años) y Λ_1 el parámetro de escala de turbulencia que se tiene un valor de:

$$\Lambda_1 = \begin{cases} 0.7h_{hub} & h_{hub} < 30m \\ 21m & h_{hub} \geq 30m \end{cases} \quad (2.35)$$

La velocidad del viento para un período de recurrencia de N años se determina utilizando la siguiente ecuación:

$$V(t) = \begin{cases} V(h) - 0.37V_{gustN} \text{sen}(3\pi t/T)(1 - \cos(2\pi t/T)) & 0 \leq t \leq T \\ V(h) & t > T; t < 0 \end{cases} \quad (2.36)$$

donde $T = 10.5$ s para $N=1$ y $T = 14$ s para $N=50$

2.1.5.3 Cambio extremo de dirección (CED)

La magnitud del cambio extremo de dirección, (θ_e) el cual se limita en un intervalo de $\pm 180^\circ$ se calcula utilizando la siguiente ecuación:

$$\theta_{eN}(t) = \pm \beta_{mr} \arctan \left(\frac{\sigma_1}{V_h \left(1 + 0.1 \left(\frac{D}{\lambda_1} \right) \right)} \right) \quad (2.37)$$

El transitorio del cambio extremo de dirección, viene dado por:

$$\theta_N(t) = \begin{cases} 0^\circ & t < 0 \\ 0.5\theta_{eN}(1 - \cos(\pi t/T)) & 0 \leq t \leq T \\ \theta_{eN} & t > T \end{cases} \quad (2.38)$$

donde $T = 6$ s que es la duración del cambio transitorio de dirección extrema. El signo debe seleccionarse de modo que se produzca la peor carga transitoria. Al final del cambio transitorio de dirección se supone que la dirección permanece invariable.

2.1.5.4 Ráfaga coherente extrema (RCE)

Para diseños de aerogeneradores pequeños de las clases normalizadas, se debe asumir una ráfaga coherente extrema con una magnitud de $V_{ce} = 15$ m/s. La velocidad del viento se debe definir con las siguientes relaciones:

$$V(h, t) = \begin{cases} V(h) & t \leq 0 \\ V(h) + 0.5V_{cg} (1 - \cos(\pi t/T)) & 0 \leq t \leq T \\ V(h) + V_{cg} & t \geq T \end{cases} \quad (2.39)$$

donde $T = 10$ s el cuál es el tiempo que tarda la ráfaga en alcanzar su máxima velocidad.

2.1.5.5 Ráfaga coherente extrema con cambio de dirección (RCECD)

En este caso, se debe asumir que el aumento de la velocidad del viento ocurre simultáneamente con el cambio de dirección, θ_{cg} , se define con la siguiente ecuación:

$$\theta_{ce}(V_{hub}) = \begin{cases} 180^\circ & V_{hub} < 4 \frac{m}{s} \\ \frac{720^\circ}{V_{hub}} & 4 \text{ m/s} \leq V_{hub} \leq V_{ref} \end{cases} \quad (2.40)$$

El cambio simultáneo de la dirección viene entonces dado por:

$$\theta(t) = \begin{cases} 0 & t \leq 0 \\ \pm 0.5\theta_{ce} (1 - \cos(\pi t/T)) & 0 \leq t \leq T \\ \pm\theta_{cg} & t \geq T \end{cases} \quad (2.41)$$

2.1.6 Potencia media generada por un aerogenerador

La generación de energía de un aerogenerador en un sitio determinado depende de las características de la velocidad del viento y de la curva de potencia del mismo (Figura 2.2). La curva de potencia de un aerogenerador está definida por tres velocidades: Velocidad de inicio de generación (V_i), la velocidad nominal (V_n) donde el aerogenerador alcanza su potencia eléctrica nominal y la velocidad de salida (V_s) donde el aerogenerador por seguridad y protección es obligado a dejar de entregar energía.

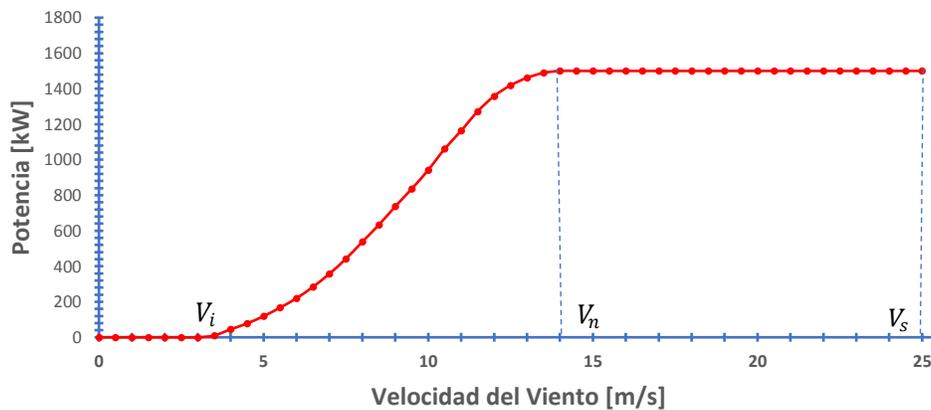


Figura 2.2. Curva de potencia de un aerogenerador [45].

La potencia media producida por el aerogenerador se obtiene de la siguiente ecuación:

$$\bar{P} = \int_{V_i}^{V_s} P(V) f(V) dV \quad (2.42)$$

donde, $f(V)$, representa la función de probabilidad de Weibull y $P(V)$ la curva de potencia del aerogenerador.

La función $P(V)$ se puede escribir como:

$$P(V) = \begin{cases} 0 & V < V_i \\ \frac{1}{2} \rho A V^3 C_p \eta_m \eta_e & V_i \leq V < V_n \\ \frac{1}{2} \rho A V^3 C_p \eta_m \eta_e & V_n \leq V < V_s \\ 0 & V < V_s \end{cases} \quad (2.43)$$

donde, ρ es la densidad del aire (kg/m^3), η_m es la eficiencia mecánica, η_e es la eficiencia eléctrica, A es el area del rotor y C_p es el coeficiente de potencia.

Entonces, la ecuación de la potencia media se puede escribir:

$$\bar{P} = \int_{V_i}^{V_n} \frac{1}{2} \rho A C_p V_n^3 \eta_m \eta_e f(V) dV + P_n \int_{V_n}^{V_s} \frac{1}{2} \rho A C_p V_n^3 \eta_m \eta_e f(V) dV \quad (2.44)$$

2.2 Modelo de dimensionado de la pala

2.2.1 Selección de las velocidades de diseño

El acoplamiento del clima del viento con el diseño del rotor de un aerogenerador se logra seleccionando la velocidad de diseño con la que se obtenga la máxima producción de energía del aerogenerador en el sitio en específico. Existe varios métodos para la obtención de la velocidad de diseño (V_d), uno de ellos es reportado en [46], donde se realiza un proceso de optimización buscando la velocidad de diseño que optimiza la potencia media (ecuación 2.45):

$$\bar{P} = \frac{P_n}{V_d^3} \int_{V_i}^{V_n} V^3 f(V) dV \quad (2.45)$$

Otro de los métodos se presenta en [47], donde la velocidad que contribuye a la máxima energía se obtiene de la siguiente ecuación:

$$V_d = V_{ME} = c \left(\frac{k+2}{k} \right)^{\frac{1}{k}} \quad (2.46)$$

En [48] se desarrolla otro método para determinar la velocidad de diseño (ecuación 2.47), donde se utilizan los rangos de valores de k de la distribución de Weibull.

$$V_d = \begin{cases} (-k + 3.1)c \Rightarrow k(1.4 - 1.8) \\ (1.3)c \Rightarrow k(1.8 - 2.0) \\ (-k + 3.3)c \Rightarrow k(2.0 - 2.1) \\ (1.2)c \Rightarrow k(2.1 - 2.4) \\ (-k + 3.6)c \Rightarrow k(2.4 - 2.5) \\ (1.1)c \Rightarrow k(2.5 - 3.0) \end{cases} \quad (2.47)$$

Si no se cuenta con datos del recurso eólico en el sitio de instalación [49] utiliza para el cálculo de la velocidad de diseño la siguiente expresión:

$$V_d = 1.4V_m \quad (2.48)$$

Donde V_m es la velocidad media del viento de acuerdo a la clase de aerogenerador descrito en la norma IEC-61400-2 y 1.4 es un factor de corrección.

2.2.2 Selección del perfil aerodinámico

El diseño de las palas es un compromiso entre consideraciones aerodinámicas y estructurales. Las consideraciones aerodinámicas generalmente dominan el diseño de los dos tercios de la pala, mientras que las consideraciones estructurales son más importantes para el diseño del tercio de la pala.

Las palas modernas se pueden dividir en tres zonas principales clasificadas por su función aerodinámica y estructural [50-51]:

- **Zona de la raíz de la pala:** Se extiende hasta 1/3 de la longitud de la pala y se concentra hasta 1/2 de la masa total de la pala. Es una zona de baja velocidad relativa del viento debido a radio de rotor relativamente pequeño. La baja velocidad del viento conduce a una disminución de la sustentación aerodinámica lo que conduce a longitudes de cuerda mayores. El problema de la baja sustentación se ve agravado por la necesidad de utilizar en esta sección perfiles aerodinámicos gruesos (alto espesor relativo) para mejorar la integridad estructural en esta sección.
- **Zona media de la pala:** Es una zona aerodinámicamente significativa, generalmente ubicada desde 1/3 de la longitud de la pala hasta la zona de la punta y es donde domina las consideraciones aerodinámicas, por lo que se necesitan perfiles aerodinámicos con alta eficiencia aerodinámica (máxima relación C_l/C_d). En esta

sección se utilizan perfiles aerodinámicos con menor espesor relativo (distancia entre el intrados y el extradós).

- **Zona de la punta:** Es una sección aerodinámicamente crítica, la eficiencia aerodinámica del perfil aumentará. Por lo tanto, se utilizan perfiles aerodinámicos delgados y geometrías de punta especialmente diseñadas para reducir el ruido y las pérdidas aerodinámicas.

Los espesores relativos en función de la cuerda para estas zonas según recomendación de [52], son los siguientes:

- Rotores rígidos: 26-16%
- Rotores flexibles: 21-11%
- Rotores para aerogeneradores de pequeña potencia: 16-10 %

Las propiedades aerodinámicas de los perfiles utilizados en el diseño de las palas de los aerogeneradores son de gran importancia en la eficiencia del rotor, siendo el parámetro más importante la relación entre el coeficiente de sustentación (C_l) y el de arrastre (C_d).

En la figura 2.3, se pueden observar los parámetros geométricos de un perfil aerodinámico:

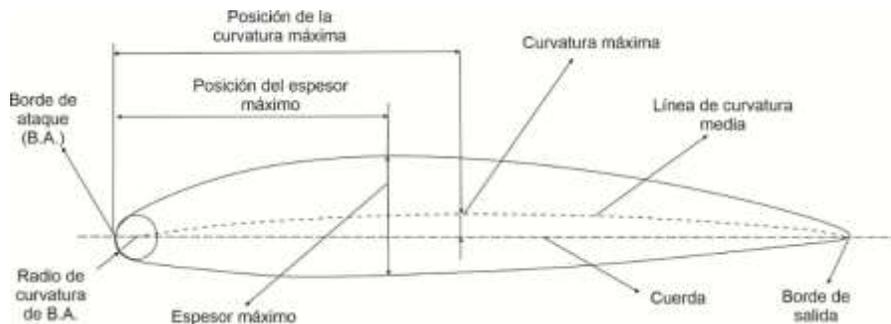


Figura 2.3. Parámetros geométricos de un perfil aerodinámico.

- **Cuerda:** Línea que une el borde de ataque con el borde de salida. Todos los parámetros geométricos del perfil están relacionados en forma de % de la cuerda.
- **Extradós:** Parte del contorno del perfil sobre la cuerda. El extradós es el más convexo y se conoce también como zona de succión.
- **Intradós:** Parte del contorno del perfil bajo la cuerda. Es el menos convexo, pudiendo llegar a ser cóncavo, se conoce también como zona de presión.

- **Borde de ataque o borde de entrada de flujo:** Borde enfrentado a la corriente, redondeado y de forma lisa y suave. Esta forma permite al perfil actuar con elevado rendimiento a distintos ángulos de orientación a la corriente.
- **Borde de fuga o borde de salida de flujo:** Un borde en el extremo de sotavento, afilado. Esta forma tiene por objeto evitar que la corriente le rodee, salvo con un desprendimiento intenso. Dirige la corriente y permite reducir la resistencia al avance.
- **Línea de curvatura media:** Es la línea media entre el extradós y el intradós. Si la Línea de curvatura media pasa por encima de la cuerda se dice que la curvatura es positiva, si pasa por debajo es negativa y de doble curvatura si pasa en un tramo por debajo y en otro por arriba.
- **Curvatura máxima:** Es la distancia máxima entre la línea de curvatura media y la línea de cuerda. La curvatura máxima usada va de cero (perfil simétrico) a un 15% de la cuerda.
- **Posición de la curvatura máxima:** Distancia desde el borde de ataque a la curvatura máxima del perfil, suele estar ente el 25 % al 50 % de la cuerda.
- **Espesor máximo:** Es la distancia máxima entre la superficie superior e inferior (extradós e intradós).
- **Posición del espesor máximo:** Distancia desde el borde de ataque hasta el espesor máximo.
- **Radio del borde de ataque:** Es el radio de un círculo que es tangente al extradós e intradós y está ubicado en la línea de curvatura media.

Los coeficientes aerodinámicos C_l y C_d , dependen de la geometría del perfil, la rugosidad superficial, el ángulo de ataque (α) y el número de Reynolds (ecuación 2.49) y se obtienen en pruebas en túnel de viento o en simulaciones computacionales. Para ese fin se requiere de códigos que tengan la capacidad de predecir con precisión el rendimiento del perfil aerodinámico, tanto en condiciones de superficies del perfil limpia y con rugosidad provocada por condiciones ambientales.

$$Re = \frac{V_r C}{\nu} \quad (2.49)$$

Donde V_r es la velocidad relativa del viento, C es la cuerda del perfil y ν la viscosidad cinemática.

En la actualidad la mayoría de los perfiles aerodinámicos se diseñan o se evalúan utilizando códigos que utilizan la teoría de paneles de vórtices acoplada a una solución de la capa límite, el código más popular es XFOIL, desarrollado por [53], ya que es rápido, relativamente fácil de usar y sus predicciones en la zona de estancamiento y para espesores relativos alto, son muy parecidas a las pruebas experimentales en túnel de viento.

Un derivado de XFOIL, es el RFOIL el cual fue desarrollado en la Universidad Técnica de Delft, el Laboratorio Aeroespacial Nacional (NLR) y por el Centro de Investigación de Energía de Holanda (ECN). Este código presenta una mejor convergencia alrededor del coeficiente de sustentación máximo además de otras mejoras en comparación al XFOIL.

Una alternativa a los códigos de paneles como XFOIL y RFOIL es el uso de dinámica de fluidos computacional (CFD), también llamados códigos Navier-Stokes. Este tipo de método resuelve numéricamente las ecuaciones de Navier-Stokes no lineales.

Varios centros de investigación, universidades y empresas del sector eólico se dieron a la tarea de diseñar nuevos perfiles aerodinámicos para ser utilizado en el diseño de aerogeneradores, debido a que la gran mayoría de los que se encontraban reportados en la literatura fueron diseñados para su uso en el sector aeronáutico. Algunas familias de perfiles que se utilizan en la actualidad son las siguientes: NACA (National Advisory Committee for Aeronautics, antecesora de la NASA), NREL (National Renewable Energy Laboratory and Airfoils, Incorporated), DU airfoil (Delft University of Technology) y RISOE (Technical University of Denmark), entre otras.

Para la selección de los perfiles aerodinámicos no existe una metodología en específico [54-57], pero si criterios implementados por empresas y centros de investigación que se dedican al diseño de aerogeneradores. Algunos de los criterios a tomar en consideración son los siguientes:

- Mayor valor de la relación entre los coeficientes C_l/C_d , con el objetivo de aumentar el rendimiento aerodinámico.

- Pendiente suave en la gráfica C_l/C_d vs ángulo de ataque (α)
- $C_{l,max}$ estable en zona de desprendimiento de flujo.
- $C_{l,max}$ limitado en estaciones cercanas a la punta (control de la potencia).
- Poca sensibilidad a la suciedad en la superficie.
- Cambio monótono en las propiedades aerodinámicas al cambiar el espesor.
- Manufacturabilidad.
- Poco ruido.

2.2.3 Geometría de la pala

Utilizando la ecuación 2.50, se puede determinar el área del rotor y con ella el radio del rotor:

$$P_n = \frac{1}{2} \rho A V_d^3 \eta_T = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 V_d^3 \eta_T \Rightarrow R = \sqrt{\frac{2P_n}{\rho \pi V_d^3 \eta_T}} \quad (2.50)$$

Las palas están compuestas por secciones de forma de perfil aerodinámico y según consideraciones de algunos diseñadores el primer perfil se sitúa dentro del 15-20 por ciento del radio del rotor. Una de las formas para determinar las longitudes de cada sección de la pala (Figura 2.4), es la siguiente: r_1 corresponde a la sección del centro del buje a la primera sección de la parte cilíndrica o rectangular según el diseño, se recomienda el 3 % del radio del rotor ($r_1 = 0.03R$); r_2 corresponde a la longitud de la sección cilíndrica o rectangular, se recomienda el 5-6 % del radio del rotor ($r_2 = 0.05R$); r_3 corresponde a la longitud desde la sección cilíndrica o rectangular hasta el primer perfil, se recomienda del 7-10 % del radio del rotor ($r_3 = 0.10R$); r_4 corresponde a la longitud efectiva de la pala y es donde se encuentran distribuidos los perfiles aerodinámicos, se recomienda $r_4 = R - (r_1 + r_2 + r_3 + r_5)$ y r_5 que es la longitud de la punta, está en algunos casos puede llegar hasta un 3 % del radio del rotor.

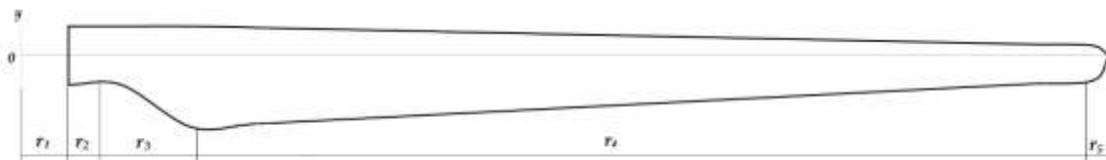


Figura 2.4. Secciones de la pala [59].

La sección r_4 , la cual corresponde a la zona de distribución de perfiles aerodinámicos se puede dividir en varias secciones (10, 20 o más secciones en dependencia de la longitud de la pala y criterio del diseñador), por lo que la ubicación de cada sección se puede determinar utilizando la siguiente ecuación:

$$r_i = (r_1 + r_2 + r_3) + i \left(\frac{r_4}{N} \right) \quad (2.51)$$

Donde: i es el número de secciones ($i = 0, 1, 2, 3, 4 \dots N - 1, N$) y N es la cantidad de secciones a la que se desea dividir la pala.

2.2.4 Método del Momento del Elemento de la Pala (BEM)

Existen principalmente tres métodos aerodinámicos para el diseño del rotor de aerogeneradores [58-68]: Momento del elemento de la pala, por sus siglas en inglés BEM (Blade Element Momentum), Estela de Vórtices y la Dinámica de Fluidos Computacional, por sus siglas en inglés CFD (Computational Fluid Dynamics).

Estos métodos basan sus análisis según la zona de estudio del aerogenerador, las cuales se dividen en: zona local (abarca el flujo de aire más próximo a las superficies de la pala, la góndola y la torre) y zona global (engloba el viento incidente desde varios diámetros de distancia, aguas arriba del rotor, hasta la estela, aguas abajo).

El BEM [69-75] es una combinación de la teoría de la cantidad de movimiento y la teoría del elemento de la pala. Propuesto por Glauert en 1935, divide a la pala en un número de elementos independientes desde la raíz hasta la punta de pala. La velocidad inducida por la estela en cada elemento se determina realizando un balance de cantidad de movimiento axial y angular para un volumen de control anular que contenga al elemento de la pala. Las fuerzas aerodinámicas se calculan utilizando coeficientes de sustentación (C_l) y arrastre (C_d) en 2D, provenientes de códigos de diseños visto anteriormente, reportes o ensayos en túnel del viento. Debido a estas simplificaciones el método básico BEM sufre la siguiente limitación: Es un método estático 2-D, por tanto, no admite transitorios tanto en la zona global como en la zona local y no tiene en cuenta ni el número de palas ni la dimensión finita de estas. Es un método simple, rápido (1seg-1minutos), por lo que es apto para el diseño [76]. Para poder obtener buenos resultados es necesario aplicar dos correcciones al algoritmo. El primero se llama factor de pérdida de punta de Prandtl, que corrige la

suposición de un número infinito de palas y la segunda corrección se llama corrección de Glauert.

Un análisis de la figura 2.5 permite deducir con mayor facilidad la relación entre la velocidad relativa (V_r), el ángulo de flujo (φ), la velocidad del viento normal al plano del rotor $V(1 - a)$ y la velocidad inducida angular de la pala $\Omega r(1 - \acute{a})$ las cuales se expresan en las ecuaciones 2.52, 2.53 y 2.54, que al ser multiplicadas las ecuaciones 2.52 y 2.53, se obtiene la ecuación 2.56. Por otro lado, al despejar la V_r , en la ecuación 2.52 y se eleva al cuadrado se obtiene la ecuación 2.57.

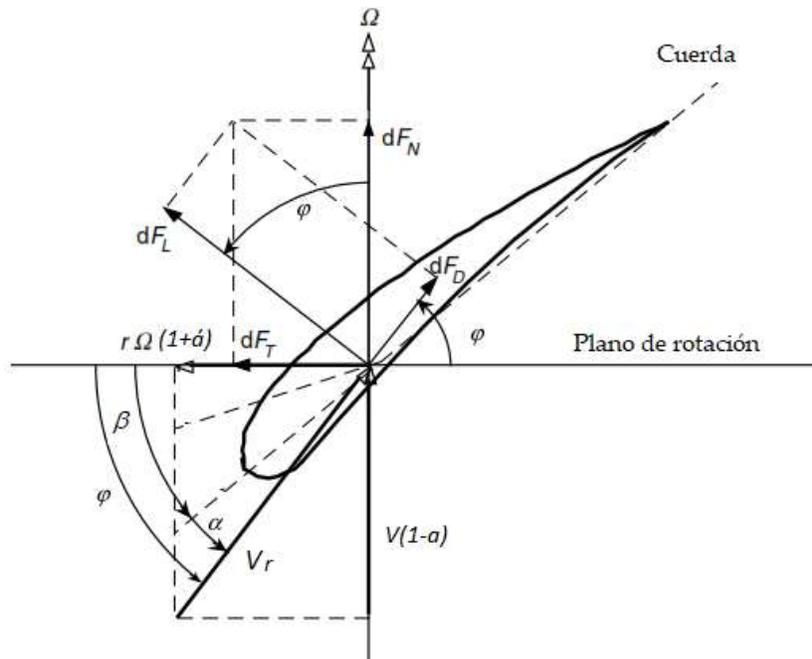


Figura 2.5. Fuerzas y velocidades sobre el perfil [77].

$$\text{sen}(\varphi) = \frac{V(1-a)}{V_r} \quad (2.52)$$

$$\text{cos}(\varphi) = \frac{\Omega r(1+\acute{a})}{V_r} \quad (2.53)$$

$$\text{tan}(\varphi) = \frac{V(1-a)}{\Omega r(1+\acute{a})} \Rightarrow \varphi = \arctan \frac{V(1-a)}{\Omega r(1+\acute{a})} = \arctan \frac{(1-a)}{\lambda r(1+\acute{a})} \quad (2.54)$$

Donde: λr representa la velocidad específica local que se obtiene de la siguiente ecuación:

$$\lambda r = \lambda d \frac{r}{R} = \left(\frac{\Omega r}{V} \right) \frac{r}{R} \quad (2.55)$$

Donde: λd es la velocidad específica de diseño

$$V_r^2 = \frac{V(1-a)\Omega r(1+a)}{\text{sen}(\varphi)\text{cos}(\varphi)} \quad (2.56)$$

$$V_r^2 = \frac{V^2(1-a)^2}{\text{sen}^2(\varphi)} \quad (2.57)$$

Al analizar la figura 2.5, se puede deducir que el ángulo de flujo se puede obtener mediante la suma de los ángulos de ataque (α) y de torsión (θ), expresado en la siguiente ecuación:

$$\varphi = \alpha + \theta \quad (2.58)$$

Las fuerzas generadas sobre el perfil son la fuerza de arrastre o Drag (dF_D) y la fuerza sustentación o Lift (dF_L), las cuales son paralela y perpendicular a la dirección de la V_r , se obtienen mediante las ecuaciones 2.59 y 2.60.

$$dF_L = \frac{1}{2} \rho C_l V_r^2 C dr \quad (2.59)$$

$$dF_D = \frac{1}{2} \rho C_d V_r^2 C dr \quad (2.60)$$

La suma de las proyecciones de ambas fuerzas sobre el eje de plano del rotor forma la fuerza tangencial (dF_T), mientras que la suma de sus proyecciones sobre el eje perpendicular al plano del rotor forma la fuerza normal (dF_N), ecuaciones 2.61 y 2.62.

$$dF_N = dF_L \text{cos}\varphi + dF_D \text{sen}\varphi \quad (2.61)$$

$$dF_T = dF_L \text{sen}\varphi - dF_D \text{cos}\varphi \quad (2.62)$$

Del análisis de los vectores, se puede relacionar el coeficiente normal y tangencial como función de C_l y C_d mediante las Ecuaciones 2.63 y 2.64.

$$C_n = C_l \text{cos}\varphi + C_d \text{sen}\varphi \quad (2.63)$$

$$C_t = C_l \text{sen}\varphi - C_d \text{cos}\varphi \quad (2.64)$$

Según la teoría del elemento de la pala, la fuerza normal total sobre la sección a una distancia (r) del centro del buje, considerando que el rotor cuenta con un número de palas (B), se obtiene utilizando la siguiente ecuación:

$$dT = BF_N dr = B \frac{1}{2} \rho V_r^2 C_n c dr \quad (2.65)$$

El torque debido a la fuerza tangencial que opera a una distancia, r , del centro del buje es dado por:

$$dQ = BF_T r = B \frac{1}{2} \rho r V_r^2 C_t c dr \quad (2.66)$$

La potencia que opera a una distancia, r , del centro del buje es dado por:

$$dP = \Omega dQ = \Omega B \frac{1}{2} \rho V_r^2 C_t c r dr \quad (2.67)$$

Al sustituir las ecuaciones 2.56 y 2.57 en la ecuación 2.65 y 2.66, se obtienen las ecuaciones 2.68 y 2.69.

$$dT = B \frac{1}{2} \rho \frac{V^2(1-a)^2}{\text{sen}^2 \varphi} C_n c dr \quad (2.68)$$

$$dQ = B \frac{1}{2} \rho \frac{V(1-a)\Omega r(1+\acute{a})}{\text{Sen}(\varphi)\text{Cos}(\varphi)} C_t c r dr \quad (2.69)$$

Al sustituir la ecuación 2.69 en 2.67, se obtiene la ecuación 2.70.

$$dP = \Omega B \frac{1}{2} \rho \frac{V(1-a)\Omega r(1+\acute{a})}{\text{Sen}(\varphi)\text{Cos}(\varphi)} C_t c r dr \quad (2.70)$$

Por otro lado, de acuerdo con la teoría del momento, el empuje, torque aerodinámico y potencia están definidos por las ecuaciones 2.71 y 2.72.

$$dT = 4\pi\rho r V^2 a(1-a) dr \quad (2.71)$$

$$dQ = 4\pi\rho r^3 \Omega V \acute{a}(1-a) dr \quad (2.72)$$

Para la obtención de las ecuaciones básicas del BEM se combinan las ecuaciones de la fuerza de empuje y torque, obtenidas de las teorías del Momento y Elemento de la pala: Para el factor de inducción axial (a), se combinan las ecuaciones 2.68 y 2.71 y para el caso del factor de inducción tangencial (\acute{a}), se igualan las ecuaciones 2.69 y 2.72), obteniéndose las siguientes ecuaciones:

$$a = \frac{1}{1 + \left[\frac{4\text{sen}^2 \varphi}{(\sigma C_N)} \right]} \quad (2.73)$$

$$\acute{a} = \frac{1}{1 + \left[\frac{4\text{sen} \varphi \text{cos} \varphi}{(\sigma C_T)} \right]} \quad (2.74)$$

Donde: σ , es la solidez del rotor, definida por la siguiente ecuación:

$$\sigma(r) = \frac{C(r)B}{2\pi r} \quad (2.75)$$

Este es en principio el método BEM, debido a las suposiciones que se toman en cuenta en el método y con el objetivo de obtener buenos resultados se aplican dos correcciones al algoritmo. El primero es el factor de pérdida de punta de Prandtl, que corrige la suposición de un número infinito de palas.

Al considerar en la teoría del momento que el viento incidente es uniforme en cualquier superficie perpendicular a los volúmenes anulares de control, se desprecia el efecto de la presencia de espacios entre las palas del rotor, es decir considera un número infinito de palas. Debido a este efecto se presenta en el rotor una disminución del torque y de la potencia que el rotor puede captar de la corriente de viento. Para aproximar más a la realidad nuestro modelo es necesario agregar un factor, denominado factor de corrección de Prandtl (F), definido en la ecuación 2.76, el cual es añadido a las ecuaciones 2.73 y 2.74, obteniéndose las ecuaciones de los coeficientes de inducción axial (ecuación 2.77) y tangencial (ecuación 2.78):

$$F = \frac{2}{\pi} \cos^{-1} \left(e^{-\frac{B}{2r} \frac{R-r}{\sin\phi}} \right) \quad (2.76)$$

$$a = \frac{1}{1 + \left[\frac{4F \sin^2\phi}{\sigma C_N} \right]} \quad (2.77)$$

$$\dot{a} = \frac{1}{1 + \left[\frac{4F \sin\phi \cos\phi}{\sigma C_T} \right]} \quad (2.78)$$

La segunda corrección utilizada es la de Glauert y es una relación empírica entre el coeficiente de empuje (C_T) y el factor de inducción axial (a).

Cuando a ocupa valores mayores a 0.2-0.4, el coeficiente de empuje desarrollado anteriormente deja de ser válido debido a que la velocidad del viento en la estela tiende a cero, por lo que se emplea la ecuación 2.79. También se puede utilizar la ecuación 2.80, si consideramos el valor de $a_c = 0.2$.

$$C_T = \begin{cases} 4a(1-a)F & a \leq \frac{1}{3} \\ 4a1 - \frac{1}{4}(5-3a)aF & a > \frac{1}{3} \end{cases} \quad (2.79)$$

$$C_T = \begin{cases} 4a(1-a)F & a \leq a_c \\ 4(a_c^2 + (1-2a)a)F & a > a_c \end{cases} \quad (2.80)$$

Si $a \leq a_c$, entonces el coeficiente de inducción axial se determina por la ecuación 2.77 y si $a > a_c$, entonces se determina por la ecuación 2.81.

$$a = \frac{1}{2} \left[2 + K(1 - 2a_c) - \sqrt{(K(1 - 2a_c) + 2)^2 + 4(Ka_c^2 - 1)} \right] \quad (2.81)$$

Donde: $K = \frac{4F \text{sen}^2 \varphi}{\sigma C_N}$

En [78] se realiza un análisis para obtener la forma optimizada de la pala de un aerogenerador, en el mismo se utiliza un análisis para un rotor con rotación de la estela. Se considera la optimización utilizando la ecuación del coeficiente de potencia (asumiendo que $C_d = 0$ y $F = 1$), ecuación 2.82. Tomando la derivada parcial de la parte de la integral de la ecuación e igualando a cero, se obtiene la ecuación de la cuerda (ecuación 2.83).

$$C_p = 8/\lambda^2 \int_{\lambda_h}^{\lambda} \text{sen}^2 \varphi (\cos \varphi - \lambda_r \text{sen} \varphi) (\text{sen} \varphi + \lambda_r \cos \varphi) d\lambda_r \quad (2.82)$$

$$C = \frac{8\pi r}{BC_l} (1 - \cos \varphi) \quad (2.83)$$

2.2.5 Análisis de ruido

Un punto importante en el diseño de las palas de los aerogeneradores es la emisión de ruido y su propagación en el funcionamiento, existen varios mecanismos de emisión de ruido aerodinámico en un aerogenerador dentro de los cuales se pueden citar: Desprendimiento de la capa límite turbulenta en el borde de salida del perfil aerodinámico (también está incluido el ruido debido a la separación de la capa límite (stall), desprendimiento de vórtices de capa límite laminar en el borde de salida, formación de vórtice en la punta de la pala, entre otros.

Para predecir los niveles de presión sonora total (SPL_{tot}) debido al desprendimiento de la capa límite turbulenta en el borde de salida del perfil aerodinámico se utiliza el modelo clase II y dentro de este el propuesto por Brooks, Pope y Marcolini (BPM) [79]:

$$SPL_{tot} = 10 \cdot \log(10^{SPL_{\alpha}/10} + 10^{SPL_s/10} + 10^{SPL_p/10}) \quad (2.84)$$

Donde: SPL_p es el nivel de presión sonora producido por el lado de presión del perfil aerodinámico, SPL_s es el nivel de presión sonora producido por el lado de succión del perfil aerodinámico y SPL_α es el nivel de presión sonora producido por a la separación de la capa limite.

En [80], se puede observar el procedimiento para determinar estos parámetros y los modelos para determinar niveles de presión sonora emitidos por los demás mecanismos de emisión como es el caso de la formación de vórtice en la punta de la pala donde se utiliza el modelo propuesto por Brooks y Marcolini (BM).

Un modelo simple para determinar la propagación del sonido en campo libre es el modelo de propagación esférica considerando únicamente la atenuación del ruido causada por la divergencia geométrica. En este caso, se considera una fuente puntual y se desprecian los efectos de la superficie terrestre, los efectos del clima y los obstáculos, entre otros. Para poder determinar la propagación el nivel de presión sonora (ecuación 2.85) en un receptor que se encuentra a una cierta distancia del aerogenerador es necesario determinar los niveles de potencia sonora de referencia (ecuación 2.86), a ciertas velocidades [81-82].

$$SPL = SWL_{ref} - 11 - 20 \log(r) \quad (2.85)$$

$$SWL_{ref} = GM - \log_{10} r_{ref}^2 + 11 \quad (2.86)$$

Donde GM es la media geométrica de las medidas del nivel de presión sonora, que se define como la raíz enésima del producto de n términos, r_{ref} es la distancia de referencia que para este caso es igual a 1 m y r es la distancia de propagación.

2.3 Métodos de análisis estructural de las palas de aerogeneradores

Los métodos de análisis estructural que se desarrolla en este trabajo y que serán implementado en un código de diseño de palas, lo enfocaremos en determinar la seguridad del diseño de la pala del aerogenerador, mediante el desarrollo del Modelo Simplificado de Carga (MSC), y el modelo para determinar la deflexión de la pala debido a cargas aerodinámicas.

2.3.1 Modelo Simplificado de Carga (MSC)

El MSC hace uso de ecuaciones, que permiten obtener las fuerzas y momentos, y tener un diseño preliminar de los elementos del aerogenerador, pero cabe mencionar que este método ofrece un diseño robusto, con factores de seguridad sobredimensionados, brindando mayor seguridad al sistema. Este método es explicado con más detalle en la norma IEC 61400-2 y en [83].

2.3.1.1 Casos de Carga del MSC

Los casos de carga (abarcaremos solamente los casos de carga en las palas) se describen a continuación:

1. Caso A: Operación Normal

La carga de diseño para la "operación normal" es una carga de fatiga. El caso de carga asume una carga de fatiga de rango constante para la pala, estos rangos se presentan a continuación. Los rangos se deben considerar en la evaluación de la fatiga como valores pico a pico. Los valores medios de los rangos de cargas se pueden ignorar.

- Fuerza centrífuga en la raíz de la pala se obtiene utilizando la siguiente ecuación:

$$\Delta F_{zB} = 2m_B R_{cg} \Omega_d^2 \quad (2.87)$$

- Momento de flexión de la raíz: En la dirección de rotación o en el plano de rotación (ecuación 2.88) y en la dirección del viento o fuera del plano de rotación (ecuación 2.89).

$$\Delta M_{xB} = \frac{Q_d}{B} + 2m_B g R_{cg} \quad (2.88)$$

$$\Delta M_{yB} = \frac{\lambda_d Q_d}{B} \quad (2.89)$$

El torque de diseño del eje (Q_d), se puede obtener utilizando siguiente ecuación:

$$Q_d = \frac{30P_d}{\eta\pi\Omega_d} \quad (2.90)$$

La eficiencia (η) del sistema se obtiene de la ecuación:

$$\eta = \left\{ \begin{array}{ll} (0.6 + 0.005P_d) \rightarrow P_d < 20kW \\ 0.7 \rightarrow P_d < 20kW \end{array} \right\} \quad (2.91)$$

2. Caso de carga B: Orientación

Para este caso de carga, las cargas de ruptura (fuerzas y momentos giroscópicos) se deben calcular asumiendo la velocidad máxima de orientación que ocurre con la velocidad de rotación. El momento máximo de flexión en la raíz de la pala se determina con la ecuación 2.92.

$$M_{yB} = m_B \omega_{m,o}^2 L_{rt} R_{cog} + 2\omega_{m,o} I_B \Omega_d + \frac{R}{9} \Delta F_{x-eje} \quad (2.92)$$

Donde la fuerza axial sobre el eje se puede determinar con la siguiente ecuación:

$$\Delta F_{x-eje} = \frac{3 \lambda_d Q_d}{2 R} \quad (2.93)$$

La máxima velocidad de orientación se puede obtener de la siguiente ecuación:

$$\omega_{m,o} = \left\{ \begin{array}{l} 3 - 0.01(A_{proy} - 2) \rightarrow A_{proy} > 2m^2 \\ 3 \rightarrow A_{proy} \leq 2m^2 \end{array} \right\} \quad (2.94)$$

3. Caso de carga C: Error de orientación

La mayoría de aerogeneradores funcionan con un cierto error de orientación. En este caso de carga, se asume que el error de orientación es de 30° . El momento de flexión en la dirección del viento o fuera del plano de rotación causado por el error de orientación (se puede asumir $C_{l,max} = 2.0$) se obtiene utilizando la ecuación 2.95:

$$M_{yB} = \frac{1}{8} \rho A_{proy} C_{l,max} R^3 \Omega_d^2 \left[1 + \frac{4}{3\lambda_d} + \left(\frac{1}{\lambda_d} \right) \right] \quad (2.95)$$

4. Caso de carga E: Velocidad de rotación máxima

La fuerza centrífuga sobre las palas y especialmente en la raíz de la pala puede llegar a ser altas a altas velocidades de rotación. La fuerza centrífuga en la raíz de la pala se obtiene utilizando la siguiente ecuación:

$$F_{zB} = m_B \Omega_{max}^2 R_{cog} \quad (2.96)$$

5. Caso de carga F: Cortocircuito en la conexión de carga

En el caso de un cortocircuito eléctrico en la salida del aerogenerador o de un corto interno en el generador, se crea un momento alto alrededor del eje del rotor debido al par de

torsión del cortocircuito del generador. En ausencia de algún valor que pruebe ser más exacto, se debe tomar el doble del torque de diseño como el par de torsión del cortocircuito que actúa en el eje del generador, el momento de flexión en la raíz de la pala en dirección al plano de rotación se obtiene de la siguiente ecuación:

$$M_{xB} = \frac{M_{x-eje}}{B} \quad (2.97)$$

6. Caso de carga G: Parado o Frenado

En este caso de carga el aerogenerador cuenta con un sistema de frenado mecánico o eléctrico en la transmisión, el momento de frenado puede ser mayor que el momento máximo de accionamiento. El momento de flexión en la raíz en la dirección de rotación se determina por la ecuación 2.98.

$$M_{xB} = \frac{M_{x-eje}}{B} m_B g R_{cog} \quad (2.98)$$

7. Caso de carga H: Carga del viento con aerogenerador parado

En este caso de carga, el aerogenerador está estacionado de manera normal. Las cargas en las partes expuestas del aerogenerador se deben calcular asumiendo una velocidad del viento igual a V_{e50} . Para los aerogeneradores que se encuentran parados, el momento de flexión en la base de la pala fuera del plano está determinado por el arrastre (se asume $C_d = 1.5$) y se obtiene a través de la siguiente ecuación:

$$M_{yB} = \frac{1}{4} C_d \rho V_{e50}^2 A_{proy} R \quad (2.99)$$

También considerando al aerogenerador girando a una V_{e50} , se espera que se obtenga un coeficiente de sustentación máximo (se puede asumir $C_{l,max} = 2.0$), entonces se puede determinar el momento de flexión en la base de la pala fuera del plano utilizando la siguiente ecuación:

$$M_{yB} = \frac{1}{6} C_{l,max} \rho V_{e50}^2 A_{proy} R \quad (2.100)$$

8. Caso de carga I: Carga del viento con aerogenerador parado con exposición máxima

En el caso de una falla en el mecanismo de orientación, el aerogenerador puede estar expuesto al viento que proviene de todas direcciones. De este modo, para propósitos de

diseño, se deben calcular las fuerzas en las palas, la góndola, la torre y la veleta (si aplica) del aerogenerador para todas las exposiciones posibles, incluyendo los vientos desde el frente, el lado, y la parte posterior del rotor.

La carga en cada componente está determinada por la siguiente ecuación:

$$F = \frac{1}{2} C_f \rho V_{ref}^2 A_{proy} \quad (2.101)$$

Se puede asumir valores de 1.5 a 2 para el coeficiente de fuerza (C_f)

2.3.1.2 Cálculo de Esfuerzos Equivalentes

Las fuerzas y momentos individuales en cada caso de carga se combinan para obtener los esfuerzos equivalentes finales (ecuación 2.102), en los componentes que soportan la carga (en este trabajo se analizará la raíz de la pala).

$$\sigma_{eqB} = \sigma_{zB} + \sigma_{MB} \quad (2.102)$$

Donde: σ_{eqB} es el esfuerzo equivalente para cada caso de carga, σ_{zB} (ecuación 2.103) es el esfuerzo individual para la fuerza axial que para este caso es el mismo para los dos casos de la forma de la raíz y σ_{MB} es el esfuerzo individual para la flexión en cada caso de carga en este caso si la raíz es cilíndrica se utiliza la ecuación 2.104 y si es rectangular se puede determinar por la ecuación 2.105.

$$\sigma_{zB} = \frac{F_{zB}}{A_B} \quad (2.103)$$

Donde: F_{zB} es la fuerza sobre la raíz de la pala en la dirección z y A_B es el área transversal de la raíz del aspa.

$$\sigma_{MB} = \frac{\sqrt{M_{xB}^2 + M_{yB}^2}}{W_B} \quad (2.104)$$

$$\sigma_{MB} = \frac{M_{xB}}{W_{xB}} + \frac{M_{yB}}{W_{yB}} \quad (2.105)$$

Donde: M_{xB} y M_{yB} son los momentos de flexión de la raíz de la pala en la dirección fuera del plano de rotación (eje x) y en el plano de rotación (eje z), W_B es el modulo de sección de la raíz de la pala, W_{xB} y W_{yB} son los módulos de la sección de la raíz en la dirección de los ejes x y y.

2.3.1.3 Esfuerzos admisibles en el diseño de la pala de aerogeneradores

Los esfuerzos permisibles o admisibles (σ_{adm}) de los materiales empleados en el diseño de las palas de los aerogeneradores (ecuación 2.106), se obtienen de la relación entre la máxima resistencia del material de la pala (f_k), la cual se determina en experimentos que se realizan con el objetivo de caracterizar sus principales propiedades mecánicas, y factores de seguridad (norma IEC 61400-2) debido a la incertidumbre en el proceso de estimación de la carga utilizando un cálculo sencillo [84-85]: para cargas de fatiga de $\gamma_{ff} = 1$ y para cargas de rotura $\gamma_{fr} = 3$ y para el caso de los materiales con caracterización mínima, la resistencia a la fatiga del material $\gamma_{fm} = 10$ y cargas de rotura del material $\gamma_{rm} = 3$.

$$\sigma_{adm} = f_k / \gamma_{fr} \gamma_{rm} \quad (2.106)$$

2.3.1.4 Falla de la pala del aerogenerador debido a la fatiga

La norma IEC 61400-2, recomienda el uso de la regla de Miner (ecuación 2.107) para predecir la vida de los componentes ante una un espectro temporal de cargas. La misma es una regla para calcular el daño acumulado por un componente debido a un historial de cargas [86].

$$Daño = \sum_i \frac{n_i}{N(\gamma_{fm} \gamma_{rm} S_i)} \quad (2.107)$$

Donde: n_i es el número de ciclos de fatiga en el intervalo i del espectro de carga característico (ecuación 2.108), S_i es el nivel de tensión de los ciclos de fatiga incluyendo los efectos de los niveles de tensión tanto medios como cíclicos, N es el número de ciclos hasta la falla en función de la tensión

$$n = \frac{B \Omega_d T_d}{60} \quad (2.108)$$

Donde: T_d es la vida de diseño del aerogenerador en segundos

Según la regla de Miner, un componente fallará si el daño durante la vida útil del componente alcanza la unidad.

2.3.2 Deflexión de la pala debido a cargas aerodinámicas

Para determinar los esfuerzos y deformaciones de las palas de un aerogenerador debido a las cargas aerodinámicas, se implementa el modelo de vigas que utiliza la teoría de Timochenko [87-92]. Este método idealiza la viga en una dimensión debido a que la longitud del largo de la viga es mayor que las otras dos y aunque no ofrece buen nivel de detalle y precisión en sus cálculos, son válidos cuando se experimentan pequeñas deformaciones.

De forma general para este caso se utilizó la matriz de un elemento finito de viga para deformaciones transversales (ecuación 2.109), debido a que la pala está sometida a cargas transversales. La pala se divide en varias secciones en dependencia de su longitud. La matriz global del sistema se determina utilizando la ecuación (ecuación 2.110) y la matriz de fuerza global se obtiene de la ecuación 2.111:

$$K = \begin{bmatrix} \frac{AGk}{l} E & \frac{AGk}{2} & -\frac{AGk}{l} & \frac{AGk}{2} \\ \frac{AGk}{2} & \frac{EI}{l} + \frac{1}{3} AGkl & -\frac{1}{2} AGk & -\frac{EI}{l} + \frac{1}{6} AGkl \\ -\frac{AGk}{l} & -\frac{1}{2} AGk & \frac{AGk}{l} & -\frac{1}{2} AGk \\ \frac{AGk}{2} & -\frac{EI}{l} + \frac{1}{6} AGkl & -\frac{1}{2} AGk & \frac{EI}{l} + \frac{1}{3} AGkl \end{bmatrix} \quad (2.109)$$

Donde: A es el área de la sección, G es el módulo a cortante, E es el módulo de elasticidad, k es el factor de corrección a cortante, I es el momento de inercia y l la longitud de la sección

$$K = \sum_{e=1}^n K^{(e)} \quad (2.110)$$

$$F = \sum_{e=1}^n f^{(e)} \quad (2.111)$$

La ecuación que rige el comportamiento estático de la viga se obtiene de la siguiente ecuación:

$$f = Kd \quad (2.112)$$

Donde d es el desplazamiento nodal.

2.3.3 Estructura interna de la pala

Unos de los objetivos en el diseño de las palas de los aerogeneradores y que deben satisfacer los requerimientos estructurales son los siguientes: Resistir cargas extremas y de

fatiga, limitar deflexiones de punta de pala para evitar la colisión entre la pala y la torre, evitar resonancias y minimizar el peso y costo.

Las palas de los aerogeneradores están conformadas por dos secciones, una es la parte superior que se le denomina extradós o lado de succión y la parte inferior o intradós que también se le conoce como lado de presión. El viento al actuar sobre las palas provoca una deflexión fuera del plano de rotación (flapwise), y en plano de rotación (edgewise), esta última provocada fundamentalmente por fuerzas de rotación y la carga de gravedad producida por el peso de la pala que es una fuente significativa de daño por fatiga para las palas de aerogenerador de mediana y gran potencia. En el caso de aerogeneradores de baja potencia presenta mayor importancia las cargas que provocan una deflexión fuera del plano de rotación además de considerar los efectos giroscópicos [93]. Estas cargas producidas por la acción del viento sobre las palas del rotor, provocan una flexión permanente de las palas y una flexión por fatiga debido a las variaciones naturales en la velocidad del viento.

La acción del viento sobre la pala somete al laminado utilizado en el intradós a cargas cíclicas de tensión-tensión y al extradós a cargas cíclicas de compresión-compresión. Los laminados de la sección delantera (borde de ataque) y trasera del perfil (borde de salida) que soportan los momentos de flexión debido al efecto de las cargas gravitacionales se someten a cargas de tensión-compresión. Algunas de las estructuras internas más utilizadas en el diseño de palas de aerogeneradores pueden observarse en la figura 2.6 (siendo el caso *a* y *c* los que serán utilizadas en este trabajo).

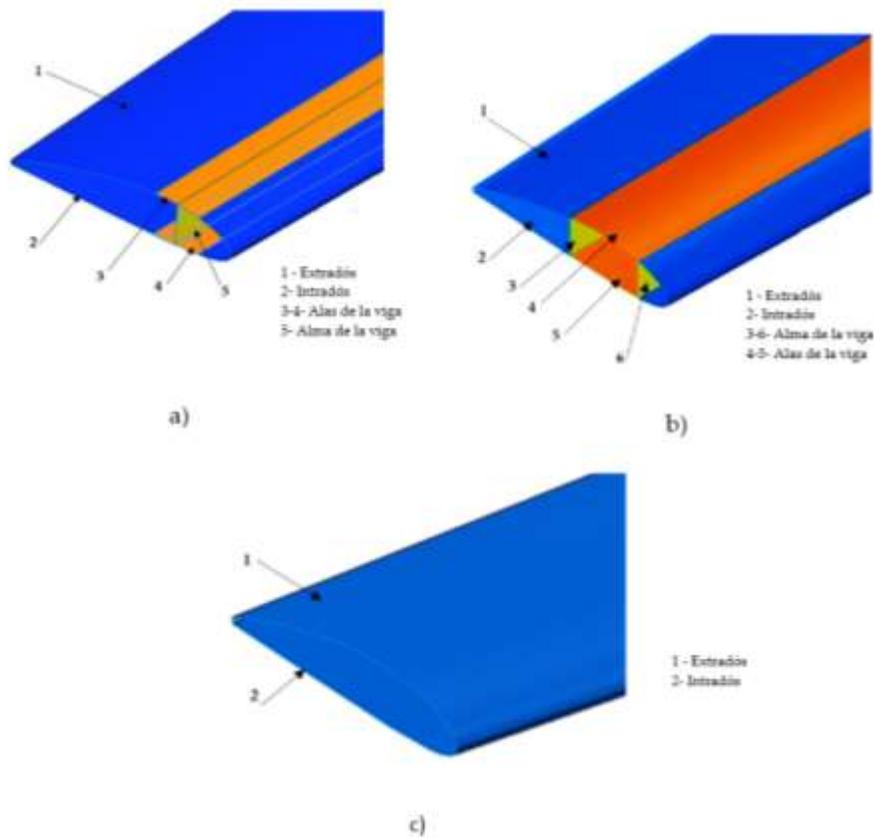


Figura 2.6. Estructura interna de la pala: a) Con una viga interna, b) Con dos vigas internas. c) Hueca (Sin viga o Shell)

Para la pala con una viga interna (figura 2.6a), se ubica el alma de la viga al 25 % de la cuerda y en algunos diseños en la posición del máximo espesor del perfil con el objetivo de aumentar la rigidez de la sección en la dirección fuera del plano de rotación y soportar esfuerzos tangenciales debido a fuerzas cortantes y momentos torsionales al. Tanto en la parte superior como la inferior del perfil se aplica un refuerzo que corresponden con las alas de la viga y se colocan desde el 15 al 45 % de la cuerda, que es la sección con mayor espesor del perfil [94-96], en algunos perfiles la sección de mayor espesor puede encontrarse entre el 15 % al 50 % [97] y del 20 % al 45 % de la cuerda [98], las mismas soportan los esfuerzos normales debido a momentos flectores fuera del plano de rotación y esfuerzos cortantes debido a momentos torsionales y comúnmente están conformadas por un laminado de tipo unidireccional. En la figura 2.6b), se ubican las dos almas de la viga en el 15 y 45 % de la cuerda o en el 15 y 50 % de la cuerda, y las alas de la viga se ubican desde el 15 al 45 % o desde el 15 al 50 % de la cuerda.

En condiciones extremas en una pala pueden producirse deflexiones entre un 10 % a 13 % del radio de la pala [99-101]. Las deflexiones en la punta de la pala aceptables en el funcionamiento bajo cargas extremas de un aerogenerador son del 50 % (si las deflexiones se determinan mediante un análisis cuasi estático) y un 70 % (si el análisis de la deflexión se determina a partir de simulaciones aeroelásticas) de la distancia entre la punta de la pala y el diámetro exterior de la torre [102], por lo cual se debe considerar para evitar que las palas colisionen con la torre.

2.3.4 Materiales utilizados en el diseño y fabricación de palas

Los materiales utilizados en el diseño de las palas del rotor de un aerogenerador deben combinar sus propiedades estructurales con el objetivo de garantizar los siguientes requisitos centrados en la rigidez, la densidad y la fatiga:

- Alta rigidez del material para mantener un rendimiento aerodinámico óptimo,
- Baja densidad para reducir las fuerzas de gravedad,
- Vida útil prolongada para reducir la degradación del material.

Los materiales compuestos utilizados en el diseño de las palas de los aerogeneradores son una combinación de una matriz polimérica reforzada con fibra de vidrio o de carbón. Las fibras ofrecen la resistencia y rigidez necesario al material compuesto, dentro de las fibras de vidrio más utilizadas son la clase E y S, siendo la fibra de vidrio E el refuerzo estructural preferido debido a la combinación de rendimiento mecánico, resistencia a la corrosión y bajo costo. Las fibras de vidrio se pueden encontrar en tres arreglos: unidireccional (0° o 90°), bidireccional $\pm 45^{\circ}$ o y tridireccional ($\pm 45^{\circ}/0^{\circ}$ o $90^{\circ}/\pm 45^{\circ}$). La matriz ofrece la cohesión y transmisión de carga al material compuesto y dentro de las más utilizada se encuentran la resina epoxi [103], ya que presenta mayor resistencia, pequeñas modificaciones en el curado, mejor adherencia a las fibras, etc. Los espesores de la combinación de la resina y la fibra de vidrio para el caso de fibras uniaxiales es de 0.7 mm, la biaxial 0.88 mm y triaxial de 0.88 mm [104].

Otros materiales utilizados son los adhesivos los cuales se utilizan para unir las secciones del intradós y extradós en el borde de ataque y salida del perfil. También se utilizan los recubrimientos los cuales protegen la superficie de la pala de la humedad, intemperie y dan

un acabado superficial a la pala lo cual es importante para garantizar criterios aerodinámicos implementados en el diseño aerodinámico de la pala.

En el anexo B, se puede observar de forma general las propiedades estructurales de los materiales compuestos más utilizados en el diseño de las palas de los aerogeneradores.

CAPÍTULO 3: METODOLOGÍA

En este capítulo se presenta la metodología propuesta para lograr el diseño optimizado de la pala para un aerogenerador de baja potencia (Figura 3.1). La misma se complementa con un código de programación desarrollado en MATLAB.

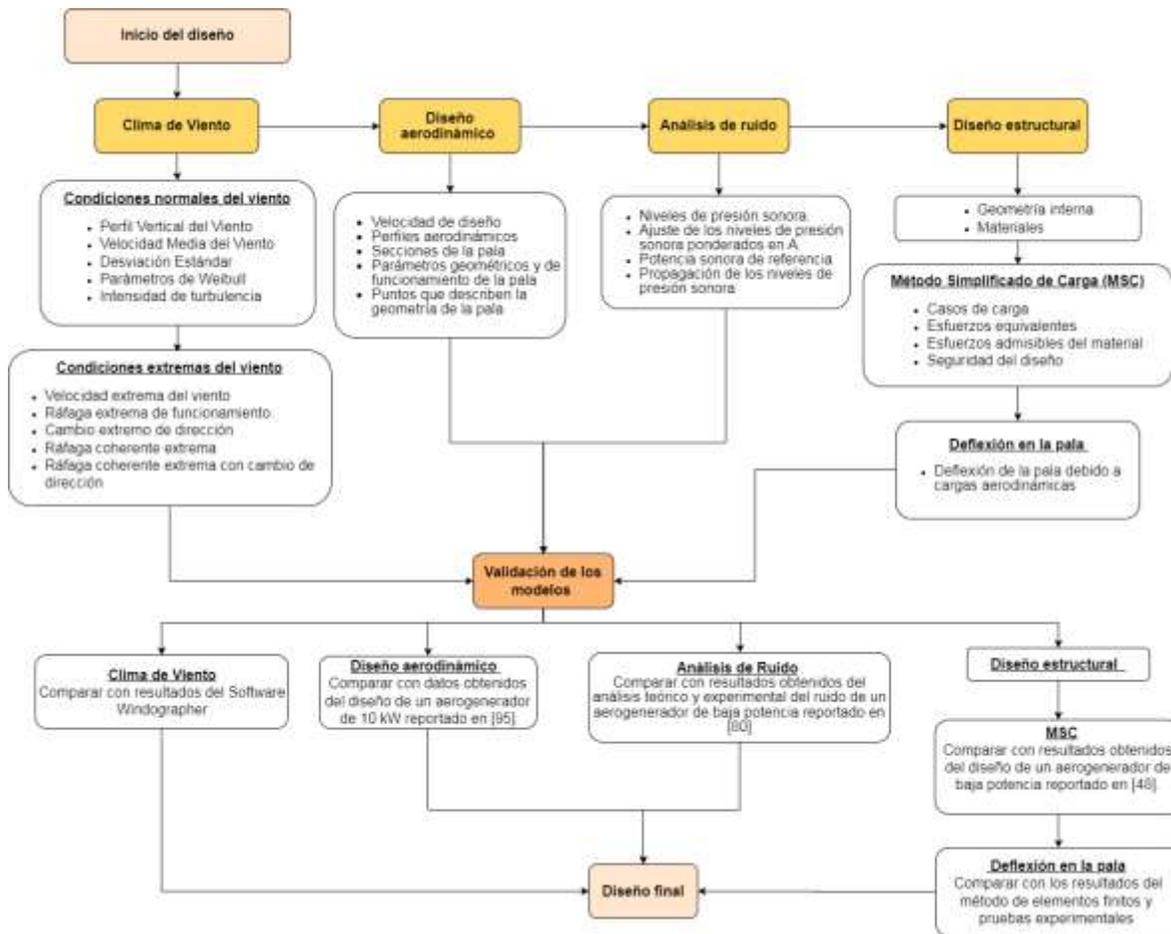


Figura 3.1. Estructura de la metodología para el diseño de la pala.

3.1 Análisis del recurso eólico

Para el análisis del recurso eólico se utilizan datos registrados en las torres anemométricas como parte de un proyecto en específico o también como parte proyecto del Atlas Eólico Mexicano. Si no se cuenta con los datos antes mencionados, se pueden utilizar las series de datos de reanálisis (proceso que utiliza un sistema de asimilación de datos, para proporcionar un re-procesamiento coherente de observaciones meteorológicas): MERRA-2

(Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications) y ERA-5, así como ficheros GWC (Generalized Wind Climate) generados por el Atlas Eólico Global en cada uno de los sitios seleccionados para el diseño del aerogenerador.

El MERRA 2 es un modelo producido por la Global Modeling and Assimilation Office (GMAO) de la NASA, que ofrece datos de reanálisis y utiliza la versión 5.12.4 del Goddard Earth Observing System (GEOS-5.12.4), que genera datos en una red de latitud y longitud con una resolución de 0.50 X 0.6250, en 72 niveles desde la superficie hasta los 0.01 hPa [105-107]. El ERA 5, desarrollado por el European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF), fue liberado en julio del 2017 e incluye datos desde 1950; con una resolución horizontal de 0.250 X 0.250 y 137 niveles desde la superficie hasta los 0.01 hPa [108-113]. Los ficheros GWC, los mismos pueden ser descargados de forma gratuita desde el Global Wind Atlas 3.0 (GWA) [114]. El GWA es una aplicación basada en la web, de libre acceso, que ayuda a identificar sitios ventosos y realizar cálculos preliminares de producción de energía en cualquier lugar del mundo. Ofrece ficheros GWC de cualquier localidad a cinco alturas: 10 m, 50 m, 100 m, 150 m y 200 m, los cuales contienen información sobre el clima de viento una vez que los efectos de orografía y rugosidad superficial han sido removidos; por ello se dice que son independientes del sitio, es decir, generalizados.

En este análisis se desarrolla el procedimiento para el análisis del viento en condiciones normales y extremas.

3.1.1 Condiciones normales del viento

Para el análisis de las condiciones normales del viento se realiza el siguiente procedimiento:

- Con la base de datos a diferentes alturas y utilizando las ecuaciones del perfil vertical del viento (2.1-2.5), se genera una base de datos a la altura de referencia (altura del buje del rotor).
- Utilizando la nueva base de datos se obtienen las velocidades medias del viento (ecuación 2.6) a las diferentes alturas. Y con la ecuación 2.7 se determina la

desviación estándar de las variaciones de la velocidad del viento con respecto a la velocidad media del viento.

- Utilizando las ecuaciones 2.9 y 9.10 se determinan la velocidad media y la desviación estándar del viento en intervalos de 10 minutos, los cuales se sustituyen en la ecuación 2.8 y se determina la intensidad de turbulencia en intervalos de 10 minutos.
- Utilizando la ecuación 2.12 se determina la desviación estándar de la intensidad de turbulencia del Bin y sustituyéndola en la ecuación 2.11 se obtiene la intensidad de turbulencia representativa de cada Bin.
- Utilizando la ecuación 2.13 se determina la intensidad de turbulencia representativa del Bin 15 (la intensidad de referencia se encuentra establecida en la norma IEC 61400-1 por categoría).
- Utilizando las ecuaciones 2.18-2.28, se estiman los parámetros de forma (k) y de escala (c) de la distribución de Weibull. Para comprobar cuál de los métodos es el que más se ajusta a los datos medidos se utilizan las ecuaciones 2.29-2.31.
- Utilizando las ecuaciones 2.14-2.17, se determinan la función de densidad de probabilidad (Weibull) que nos indica la fracción del tiempo para la cual el viento está a una velocidad dada, las probabilidades de que la velocidad del viento se encuentre igual o menor, en un intervalo y mayor o igual que cierta velocidad.

En la Figura 3.2, se puede observar el diagrama de flujo para el cálculo de las velocidades en condiciones normales, el cual es implementado en un algoritmo en Matlab®.

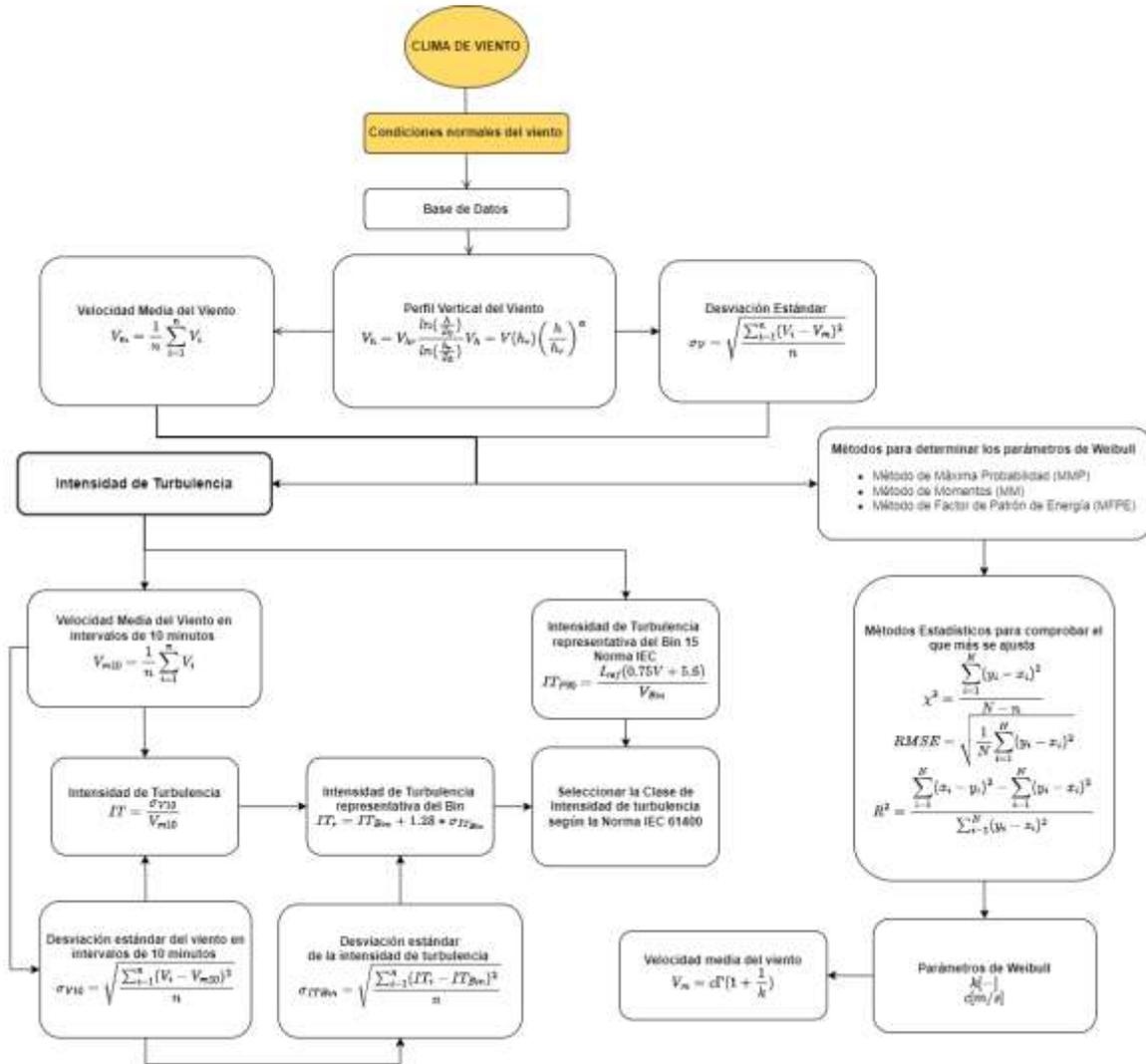


Figura 3.2. Método para el análisis de las velocidades en condiciones normales.

3.1.2 Condiciones extremas del viento

Para el análisis de las condiciones extremas del viento se utiliza el siguiente procedimiento:

- Utilizando las ecuaciones 2.32-2.33, se determinan las velocidades extremas del viento en períodos de recurrencias de 50 y 1 año.
- Las ráfagas extremas de operación o funcionamiento a la altura del buje se obtienen mediante las ecuaciones 2.34-2.36.
- El cambio extremo de dirección se determina utilizando las ecuaciones 2.37 y 2.38.
- Utilizando la ecuación 2.39, se determina la ráfaga coherente extrema.

- Calcular la ráfaga coherente extrema con cambio de dirección utilizando las ecuaciones 2.40 y 2.41.

En la Figura 3.3, se puede observar un método implementado en Matlab, para el cálculo de las velocidades en condiciones extremas.

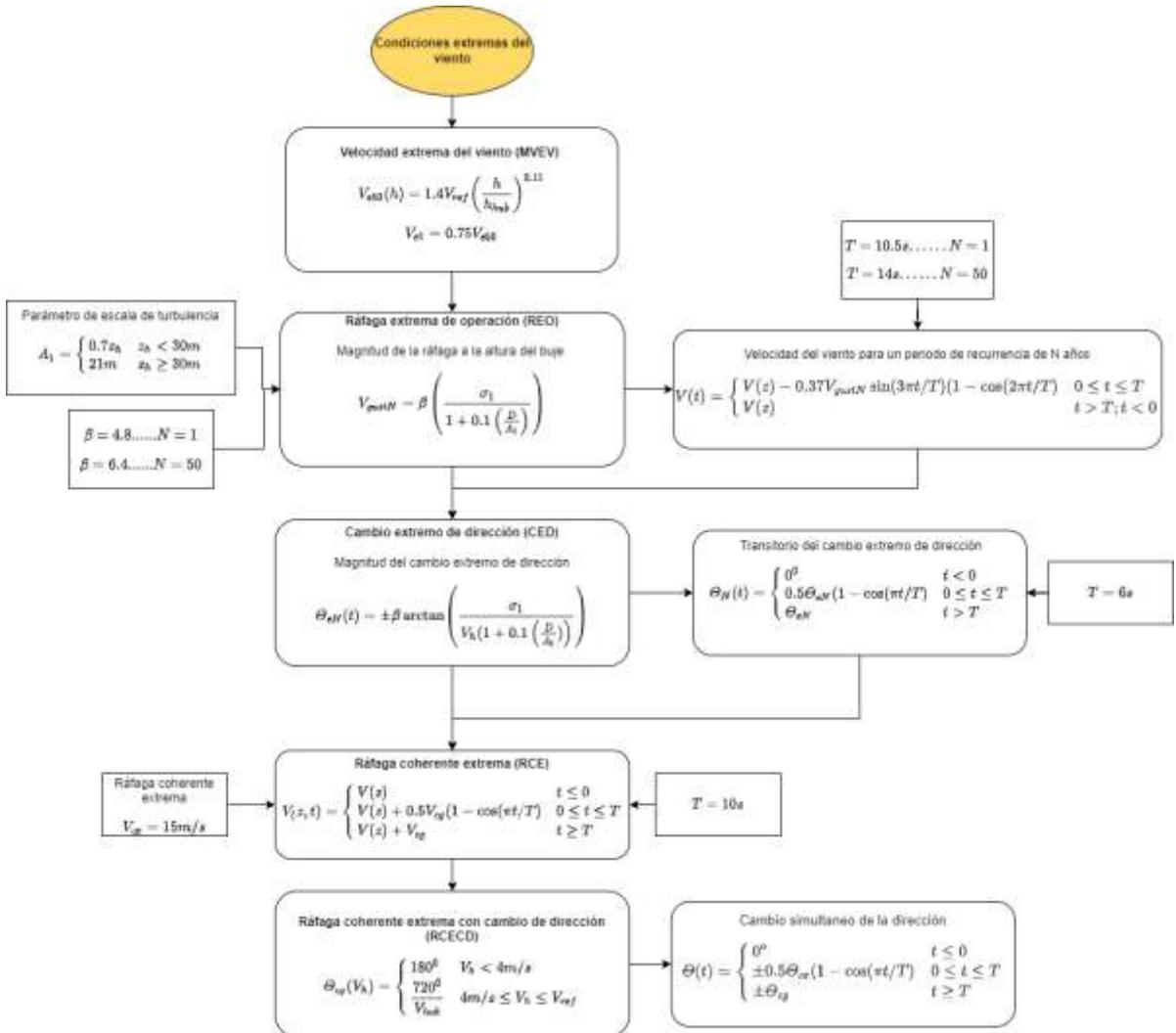


Figura 3.3. Método para el análisis de las velocidades en condiciones extremas.

3.1.3 Validación del modelo de clima de viento

El procedimiento para la **validación del modelo de clima de viento** es el siguiente:

- Selección de la base de datos
- Se procesan los datos en el código
- Se procesan los datos en el Windographer

- Se comparan los resultados y se obtienen el error.

3.2 Modelo de dimensionado de la pala

El primer punto en el diseño y optimización de la pala (utilizando el BEM), es seleccionar la velocidad de diseño que maximice la energía del sistema y así lograr el correcto acoplamiento del clima del viento con el rotor eólico. El procedimiento para realizar el dimensionado de la pala es el siguiente:

3.2.1 Velocidades de diseño

Mediante las ecuaciones 2.45 se obtiene la velocidad de diseño (V_d) que optimiza la potencia media, mediante las ecuaciones 2.46 2.47, se determinan las velocidades que más contribuyen a la máxima energía del sistema y la más probable, en los dos casos se utilizan los parámetros de Weibull obtenidos en el análisis de las condiciones normales del viento. Si se utilizan las velocidades medias descritas en la norma IEC 61400-2 (muchos autores consideran utilizar para aerogeneradores de baja potencia, la definida para la Clase III), se utiliza la ecuación 2.48.

3.2.2 Dimensionado de la pala

El procedimiento para el dimensionado de la pala utilizando el BEM, es el siguiente:

1. Obtener los siguientes datos de entradas: Velocidad específica de diseño (λ_d), viscosidad cinemática (ν), velocidad angular de diseño (Ω_d), densidad del aire (ρ), potencia nominal (P_n), eficiencia eléctrica (η_e), y el coeficiente de potencia (C_p).
2. Determinar el radio del rotor utilizando la ecuación 2.50.
3. Seleccionar el perfil aerodinámico: Se recomienda utilizar un solo perfil para palas menores a 3 m y para palas mayores se puede utilizar más perfiles, los cuales pueden ser de una familia o varias familias. Para la selección del mismo se debe tomar en cuenta las consideraciones descritas en el capítulo 2. Los datos de salida del análisis del perfil son α , C_l y C_d donde se obtenga la máxima eficiencia (C_l/C_d).
4. Obtener las secciones de la pala, recomendándose utilizar las siguientes dimensiones: La ubicación del primer perfil se encuentra entre un 15 a 20 % del radio

(se recomienda un 18 %) , la longitud del centro del buje a la raíz de la pala a un 3 % del radio, la longitud de la sección cilíndrica igual a 5% del radio, longitud de la sección de transición a un 10 % del radio, en la sección de ubicación de los perfiles un 84% (puede variar en función del % seleccionado en la ubicación del primer perfil) del radio y para la punta un 3 % del radio.

5. Iniciar el proceso iterativo asumiendo los siguientes valores de los coeficientes de inducción axial y tangencial: $a = 1/3$ y $\hat{a} = 0$.
6. Determinar el ángulo de flujo (φ) utilizando la ecuación 2.54.
7. Obtener el ángulo de torsión (β), utilizando la ecuación 2.58.
8. Calcular la velocidad relativa del viento (V_r) utilizando las ecuaciones 2.52 o 2.53.
9. Determinar la solidez del rotor mediante la ecuación 2.75.
10. Calcular la cuerda (C) del perfil a través de la ecuación 2.83.
11. Calcular el número de Reynolds (Re), utilizando la ecuación 2.49 y los valores de la V_r y C (calculados en 8 y 10).
12. Determinar los nuevos valores de a , C_l , C_d , donde la relación C_l/C_d es máxima (el código presenta una opción de vincularse al Xfoil, utilizando el número de Reynolds y el perfil seleccionado).
13. Calcular el factor de corrección de Prandtl (F) utilizando la ecuación 2.76.
14. Determinar los valores de los coeficientes C_n (ecuación 2.63) y C_t (2.64).
15. Determina el coeficiente de inducción axial (a) utilizando la ecuación 2.77 (si los valores de $a \leq 0.2$). Si $a > 0.2$, entonces se determina utilizando la ecuación 2.81. El coeficiente de inducción tangencial (\hat{a}), se determina mediante la ecuación 2.78.
16. Determinar la diferencia entre el coeficiente de inducción axial (a) anterior y el calculado en el punto anterior. Si la diferencia no es igual o mayor a un nivel de tolerancia (1×10^{-4}), entonces se procede a repetir el proceso iniciando en el punto 6. Si la diferencia es igual o mayor a un nivel de tolerancia, entonces se determina la fuerza de empuje, torque y coeficiente de potencia, además de los siguientes parámetros geométricos de cada sección de la pala: radio local, velocidad específica local, ángulo de flujo, ángulo de torsión y la cuerda termina el proceso para la

primera sección, procediéndose a realizar el mismo para para las demás secciones en las que se divide la pala.

En la Figura 3.4, se puede observar el procedimiento para dimensionado de la pala.

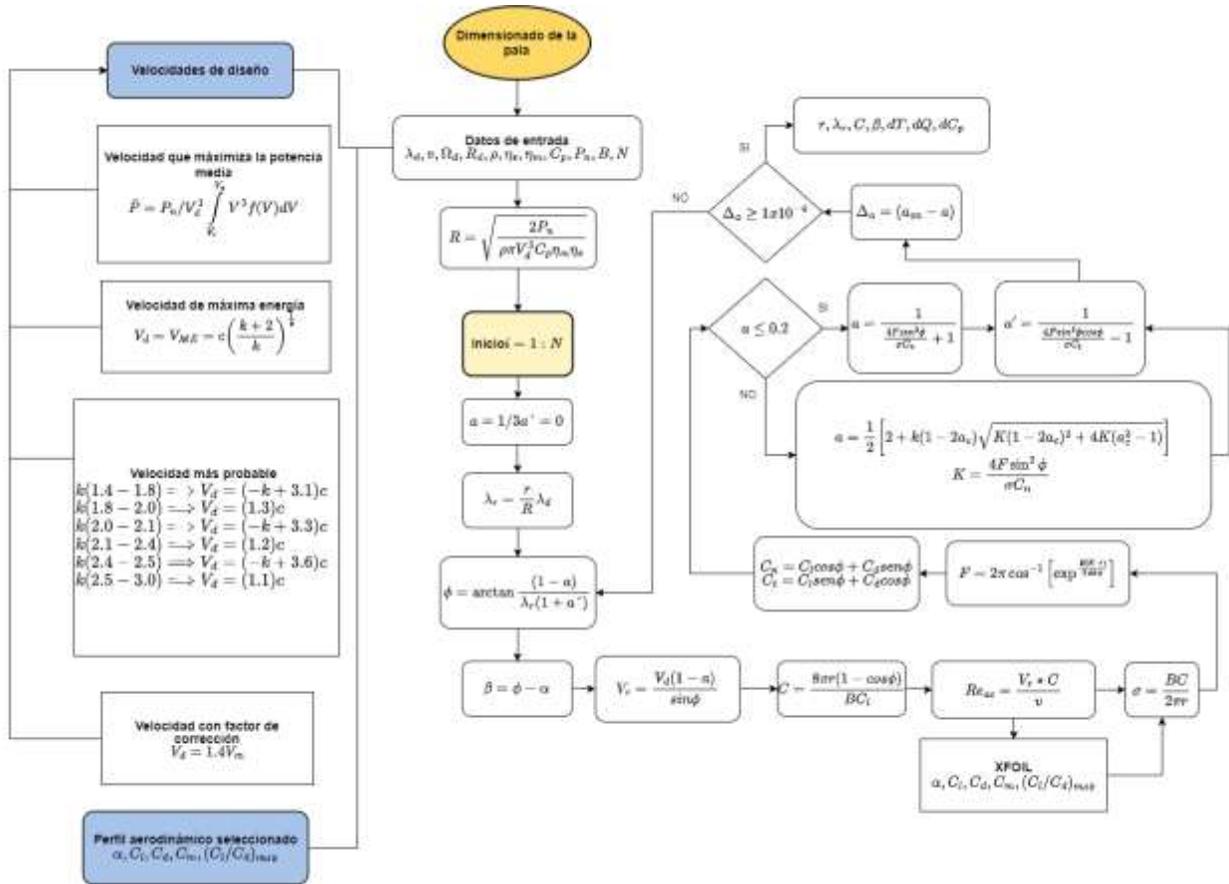


Figura 3.4. Método para el dimensionado de la pala utilizando el BEM.

3.2.3 Validación del modelo de dimensionado

El procedimiento para la validación del modelo de dimensionado de la pala es el siguiente:

- Selección de un artículo de diseño de un rotor de un aerogenerador de 10 kW [95]
- Extracción de los datos de diseño
- Corrida del código con los datos de diseño extraídos del artículo
- Comparación de los resultados y determinación del error.

3.2.4 Análisis de ruido

El procedimiento para el análisis de ruido se encuentra explicado en [81], de forma general se realizan los siguientes pasos:

1. Obtener los datos de entrada descritos en [80]: Velocidades a evaluar (según norma un rango de 5 a 10 m/s), parámetros del dimensionado de la pala como son: posición, cuerda, velocidad relativa y número de Reynolds y número de Mach, entre otros.
2. Seleccionar los niveles de presión sonora para los distintos mecanismos de emisión de ruido y sus métodos de solución.
3. Ajuste de los niveles de presión sonora ponderados en A con el objetivo de ajustar la escala de frecuencias de los niveles de presión sonora a la respuesta en frecuencias (promedio) del oído humano.
4. Cálculo de los niveles de potencia sonora de referencia.
5. Cálculo de la propagación de los niveles de presión sonora.

3.2.5 Validación del análisis de ruido

Para la validación del método de análisis de ruido se utilizó un procedimiento desarrollado en [80]. El método se validó con pruebas experimentales, para la medición de los niveles de presión sonora, se caracterizó espacial y temporalmente el área de estudio, siguiendo las recomendaciones descritas por [115] y recomendadas por la norma IEC 61400-11. Las mediciones del nivel de presión sonora se realizan durante el día para varias condiciones meteorológicas. En todos los casos, se observan las variaciones significativas en la velocidad del viento en el momento de la medición.

En una primera instancia se realizan mediciones del ruido emitido por el aerogenerador, incluyendo el ruido ambiental de fondo [116]. En una segunda etapa, se mide el ruido de fondo en condiciones ambientales similares y con el aerogenerador frenado, $\Omega = 0$ rpm.

Para las mediciones se utilizaron los instrumentos, sonómetro EXTECH EN300, con micrófono Electret de 1/2 pulgada, escala de medida de 35 a 130 dB, automático escala; resolución de 0,1 dB; frecuencia de respuesta de 3,5 a 8000 Hz. La precisión del sonómetro

cumple con la norma IEC 61400-2: ponderación A, respuesta rápida y para las mediciones de velocidad del viento y temperatura se utilizó el anemómetro portátil UNI-T UT361/362.

Para realizar las mediciones se siguen los siguientes pasos:

- Selección del sitio de medición apropiado donde la presencia de obstáculos sea mínima.
- Instalación de los instrumentos de medición a las distancias recomendadas por la norma IEC 61400-11.
- Se capturan datos instantáneos cada 5 min, de: Nivel de presión sonora del medio ambiente (SPL_f) y niveles de presión sonora del aerogenerador en funcionamiento y del medio ambiente ($SPL_{af,f}$); velocidad del viento; la temperatura; presión; humedad relativa; y el momento de la medición. Estas mediciones se realizan durante aproximadamente un mes en horario diurno. Las mediciones se realizan a una altura de la torre de 3 metros y separados a 8 metros del aerogenerador en la dirección predominante del viento a sotavento.
- Finalmente, se generan bases de datos con la información recolectada. Como ejemplo, datos medidos del nivel de presión del sonido del medio ambiente en un periodo aproximado de tres horas y nivel de presión sonora del aerogenerador en funcionamiento y del medio ambiente.

3.3 Modelo de análisis estructural de la pala

Una vez desarrollado el análisis del recurso eólico y el dimensionado de la pala se procede a realizar un análisis estructural con el objetivo de verificar si el diseño de la pala en las condiciones eólicas del sitio de instalación es capaz de resistir la acción de las fuerzas y momentos que actúan sobre ella. El primer análisis se refiere al modelo simplificado de carga (MSC) y el segundo al modelo de elemento finito de una viga usando la teoría de vigas de Timochenko. Los dos modelos son implementados en el código de diseño programado en Matlab

3.3.1 Análisis estructural mediante el MSC

En este análisis se obtienen las fuerzas y momentos para cada caso de carga, las fuerzas y momentos críticos de los casos de carga, los esfuerzos equivalentes y como resultado se determina si el diseño propuesto es seguro desde el punto de vista estructural.

El procedimiento que se debe seguir para el MSC es el siguiente:

3.3.1.1 Cálculo de los casos de carga

Para el cálculo de los casos de carga del MSC se necesitan los siguientes datos de entrada: Potencia de diseño o nominal (P_d), velocidad de rotación de diseño (Ω_d), velocidad de rotación máxima (Ω_{max}), velocidad de diseño (V_d), máxima velocidad de orientación ($\omega_{m,o}$), masa de la pala (m_B), distancia entre el centro del buje al centro de gravedad de la pala (R_{cg}), área proyectada de la pala (A_{pry}), aceleración de la gravedad (g), velocidad específica de diseño (λ_d), distancia entre el centro del rotor y el eje de orientación (L_{rt}), radio del rotor (R), velocidad extrema del viento con recurrencia de 50 años (V_{e50}), velocidad de referencia (V_{ref}) y el momento de inercia de la masa de la pala alrededor del eje en la dirección del viento en la raíz de la pala (I_B).

El procedimiento para el cálculo en cada caso de carga es el siguiente:

- Caso de carga A (Operación Normal): La Fuerza centrífuga en la raíz de la pala (ecuación 2.87), momento de flexión de la raíz en la dirección de rotación (ecuación 2.88) y momento de flexión de la raíz en la dirección del viento (ecuación 2.89). El torque de diseño (ecuación 2.90) y la eficiencia (ecuación 2.91).
- Caso de carga B (Orientación): Momento de flexión en la dirección del viento (ecuación 2.92). La fuerza axial sobre el eje (ecuación 2.93) y la máxima velocidad de orientación (ecuación 2.94).
- Caso de carga C (Error de orientación): El momento de flexión en la dirección del viento o fuera del plano de rotación causado por el error de orientación momento de flexión en la dirección del viento (ecuación 2.95). Se puede asumir según la norma $Cl_{max} = 0.2$.

- Caso de carga E (Velocidad de rotación máxima): La Fuerza centrífuga en la raíz de la pala (ecuación 2.96).
- Caso de carga F (Cortocircuito en la conexión de carga): El momento de flexión en la raíz de la pala en dirección al plano de rotación (ecuación 2.97).
- Caso de carga G (Parado o Frenado): El momento de flexión en la raíz de la pala en la dirección de rotación (ecuación 2.98).
- Caso de carga H (Carga del viento con aerogenerador parado): El momento de flexión en la base de la pala fuera del plano de rotación debido al arrastre (ecuación 2.99) y debido al coeficiente de sustentación máximo (ecuación 2.100).
- Caso de carga I (Carga del viento con aerogenerador parado con exposición máxima): La fuerza en las palas debido a que el aerogenerador se encuentre parado con exposición máxima (ecuación 2.101).

3.3.1.2 Cálculo de los esfuerzos equivalentes

Para el cálculo de los esfuerzos equivalentes se requieren de los siguientes datos de entrada: Área de sección transversal de la raíz de la pala ($A_{r,B}$), módulo de la sección en el eje x para la pala, (W_{xB}), módulo de la sección y para la pala (W_{yB}), módulo de la sección para la pala (W_B), diámetro interior de la raíz de la pala ($D_{i,r}$), diámetro exterior de la raíz de la pala ($D_{e,r}$), espesor de la raíz de la pala (t), momento de inercia de la sección respecto al eje x (I_{xx}), momento de inercia de la sección respecto al eje y (I_{yy}), distancia desde el centroide de la pala hasta el punto de máxima tensión ($c_x = D_{e,r}/2$), módulo de la sección x de la pala ($W_{xB} = I_{xx}/c_{xB}$), módulo de la sección y de la pala ($W_{yB} = I_{yy}/c_{yB}$), módulo de la sección de la pala ($W_B = 2I_{xx}/D_{e,r}$), además de los datos de salida del punto anterior.

El procedimiento para el cálculo de los esfuerzos equivalentes es el siguiente:

- Seleccionar la forma de la raíz de la pala: Circular (R_C) o rectangular (R_R).
- Calcular los esfuerzos individuales (ecuación 2.103) para la fuerza axial (en la dirección del eje z de la pala), en los siguientes casos de carga: A, E y H.
- Calcular los esfuerzos individuales (ecuación 2.104, si la raíz es circular y ecuación 2.105, si la raíz rectangular) para la flexión en los siguientes casos de carga: A, B, C, E, F, G y H.
- Determinar los esfuerzos equivalentes (ecuación 2.102) para cada caso de carga.

3.3.1.3 Resultado del MSC (Seguridad en el diseño)

Los datos de entrada para la verificación del diseño son los siguientes: Vida de diseño del aerogenerador en segundos (T_d), velocidad de rotación de diseño (Ω_d), número de palas (B), número de ciclos al fallo en función del esfuerzo (N), factor de seguridad para cargas de fatiga (γ_{ff}), factor de seguridad para cargas de rotura (γ_{fr}), factor de seguridad parcial de la resistencia a la fatiga del material de la pala (γ_{fm}), factor de seguridad parcial de las cargas de rotura del material de la pala (γ_{rm}), máxima resistencia del material de la pala (f_k).

Para determinar la seguridad en el diseño se debe realizar el siguiente procedimiento:

- Calcular el esfuerzo admisible del material de la pala (ecuación 2.106).
- Comprobar el esfuerzo admisible (σ_{adm}) del material con el esfuerzo equivalente de cada caso de carga (σ_{eqB}):
 - ✓ Si se cumple la siguiente condición $\sigma_{adm} \geq \sigma_{eqB}$, entonces el diseño es seguro.
 - ✓ Si se cumple la siguiente condición $\sigma_{adm} \leq \sigma_{eqB}$, entonces el diseño no es seguro.
- Calcular el número de ciclos de fatiga (n), utilizando la ecuación 2.108
- Calcular el daño acumulado utilizando la ecuación 2.107, si el daño es menor o igual a uno ($D \leq 1$) entonces el diseño es seguro.

En la figura 3.5, 3.6 y 3.7, se pueden observar el método para el cálculo de los casos de carga del MSC, esfuerzos equivalentes y los resultados de la seguridad del diseño.

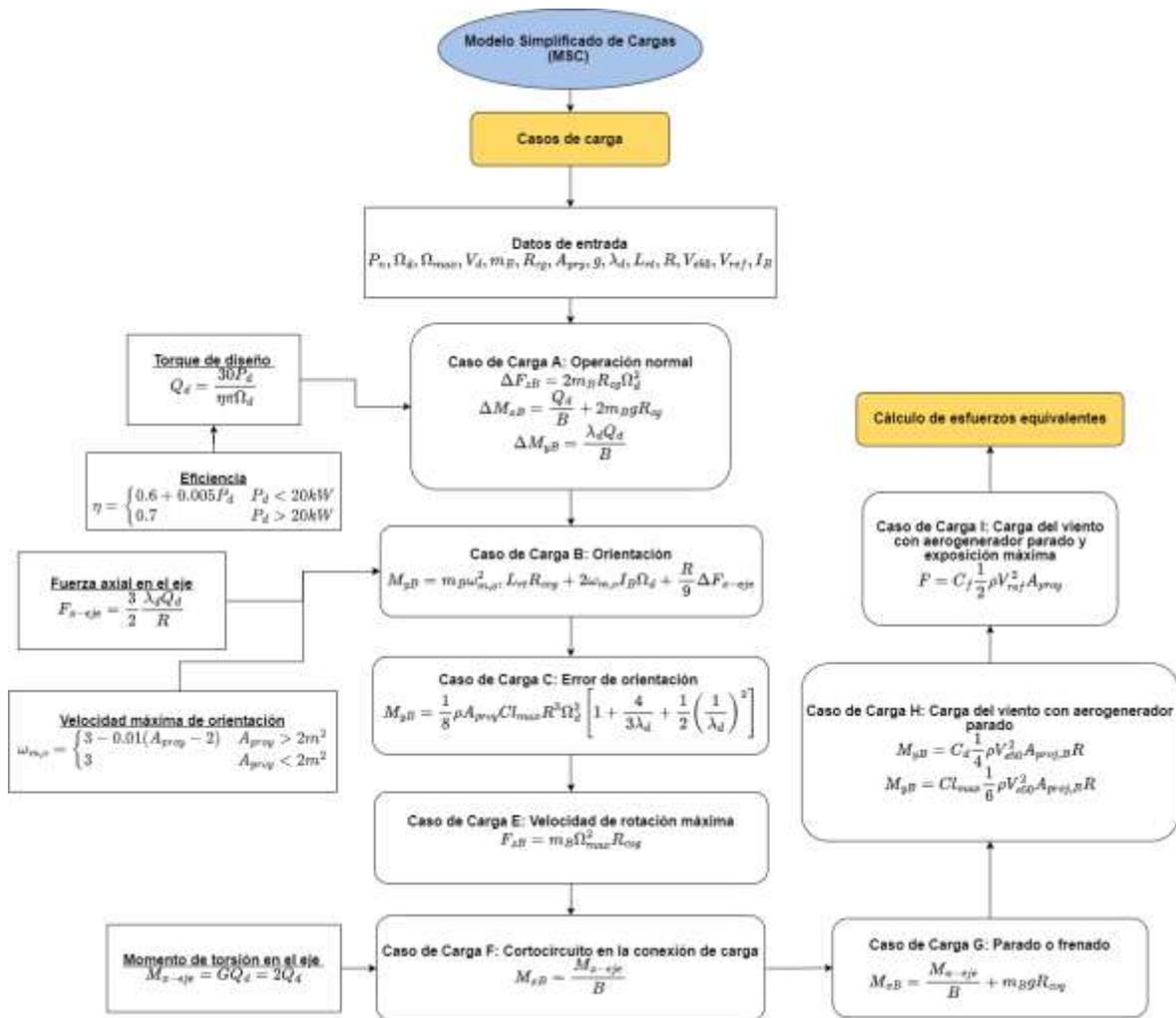


Figura 3.5. Método para el cálculo de los casos de carga del MSC.

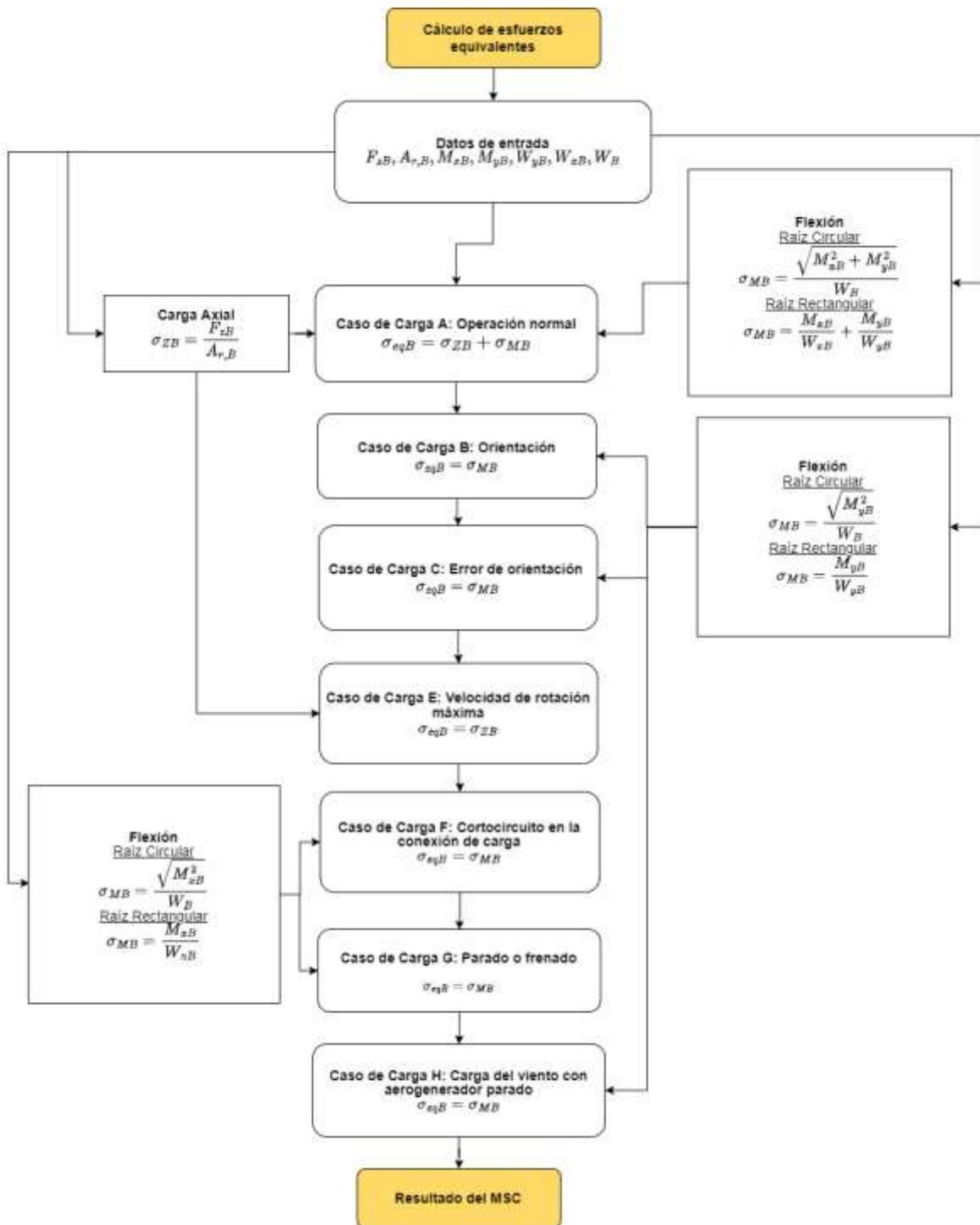


Figura 3.6. Método para el cálculo de los esfuerzos equivalentes del MSC.

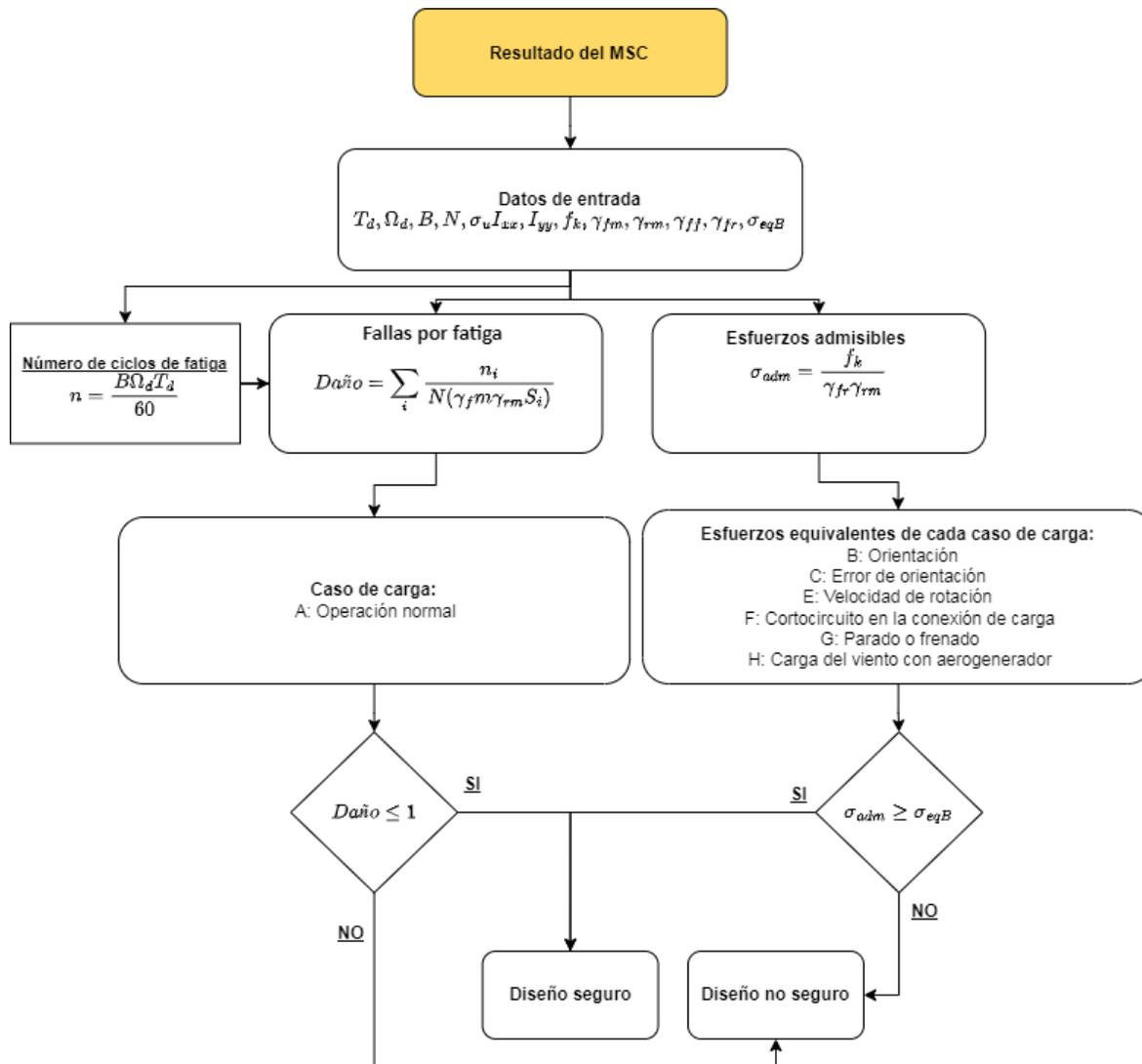


Figura 3.7. Método para el análisis de los resultados del MSC.

3.3.2 Validación del análisis estructural mediante el MSC

Para la validación del análisis estructural mediante el MSC, se utilizó el procedimiento descrito en [48], en el cual se diseñó de un aerogenerador de 500 W. Los pasos realizados en la validación fueron los siguientes:

- Extracción de los datos de entradas del diseño del aerogenerador de 500 W.
- Corrida del código con los datos de diseño extraídos.
- Comparación de los resultados y determinación del error.

3.3.3 Análisis estructural con fuerzas aerodinámicas

Para el análisis estructural se utiliza el modelo de elemento finito de una viga usando la teoría de vigas de Timochenko, y el procedimiento para implementarlo en un código programado en Matlab es el siguiente [117]:

- Utilizar los siguientes datos de entrada: Área de la sección (A), módulo a cortante (G), Modulo de Young (E), factor de corrección a cortante (k), momento de inercia (I), longitud de la sección (l), cuerda de cada sección (C), ángulo de paso o torsión (β), coeficiente de poisson (ν), número de elementos (N) y fuerzas aerodinámicas en cada sección (dT), rigidez axial (EA), rigidez en el plano de rotación (EI_y) y rigidez fuera del plano de rotación (EI_x).
- Obtención de la matriz de rigidez y el vector fuerza de cada elemento.
- Ensamblar las matrices y vectores en una matriz y vector global.
- Incorporar las condiciones de frontera al ensamble total.
- Obtención de las deflexiones en la pala.

3.3.4 Validación de los modelos con los resultados experimentales

Para validar el modelo de análisis estructural (*debido a las fuerzas aerodinámicas sobre cada sección de la pala*), se comparan las deflexiones generadas a través del código con las deflexiones obtenidas mediante análisis y simulación por elementos finitos, y con pruebas experimentales realizadas en el banco de pruebas de palas del Laboratorio de Energía Eólica de la Universidad del Istmo.

3.3.4.1 Método para el análisis y simulación por elementos finitos

El procedimiento para el análisis de la pala es el siguiente:

1. Selección de la geometría de la pala: Como resultado el proceso de dimensionado de la pala implementado en el código de diseño se obtienen los puntos que describen la geometría de las secciones de la pala (los puntos ya se encuentran

escalados en la cuerda, ángulo de torsión y posición radial de las secciones en la que se dividió la pala, Anexo 1).

2. Definición del material compuesto a utilizar en el diseño.
3. Diseño de la pala con las estructuras internas y división de la pala en secciones (extradós, intradós y secciones de perfil a perfil), esto con el objetivo de distribuir las capas de material compuesto seleccionado.
4. Análisis y simulación por elementos finitos, se emplea el siguiente procedimiento:
 - a) Distribución de las capas de material compuesto a utilizar en la pala.
 - b) Selección de la ubicación del tipo de soporte a utilizar (El soporte fijo en la raíz de la pala)
 - c) Aplicación de las fuerzas en cada sección de la pala.
 - d) Deformación direccional y esfuerzo principal máximo de la pala.

3.3.4.2 Pruebas experimentales a la pala

Las pruebas experimentales a la pala se realizan en el banco de pruebas estructurales de palas de aerogeneradores, ubicado en el Laboratorio de Energía Eólica, de la Universidad del Istmo (figura 3.8). El banco cuenta con una estructura metálica para la sujeción de la pala con un sistema óptico para la medida de las deflexiones y balanza para la calibración de la distribución de los pesos. La instrumentación detallada y el procedimiento para las pruebas se realizaron utilizando la metodología implementada en la tesis de maestría “Desarrollo de un sistema de medición de deflexión y torsión para palas de aerogeneradores” desarrollada por el M.C. Eduardo Torres Moreno.



Figura 3.8. Arreglo de las pruebas experimentales a la pala.

Una vez construida la pala se procede a realizar las pruebas experimentales y los resultados se comparan con los de la deflexión obtenidos mediante el código de diseño y también con los resultados del análisis y simulación por elementos finitos. El procedimiento para el experimento es el siguiente:

1. Colocación de la raíz de la pala en el banco de pruebas, la pala debe presentar una correcta sujeción para evitar desplazamientos que pueden provocar errores en las mediciones.
2. Aplicación de las cargas obtenidas en el modelo de dimensionado de la pala (en este punto se utiliza una báscula digital para la calibración de los pesos requeridos en cada sección).
3. Obtención de las deflexiones en cada sección de la pala, utilizando el sistema óptico implementado en el banco de pruebas.

CAPÍTULO 4: ANÁLISIS DE RESULTADOS

En el capítulo anterior se definieron los métodos a seguir para el diseño de la pala de un aerogenerador de baja potencia. A continuación, se muestran los resultados obtenidos al aplicar los métodos desarrollados a una pala.

Como primer punto se presentan los resultados del estudio del recurso eólico, que para este diseño se utilizó la base de datos del Atlas Eólico de México, también se muestra el resultado de la velocidad de diseño que maximiza la potencia media del viento. Como segundo punto se muestran los resultados del diseño y optimización de la pala aplicando el BEM y los ficheros de las geometrías de la pala que podrán ser exportados a un software de diseño. En tercer lugar, se presentan resultados del análisis estructural de la pala por el MSC, donde se cuantifica la seguridad del diseño para cada caso de carga.

Para la validación del código estructural se construyó una pala de radio 1.7 m para un aerogenerador de 1.5 kW. También como ya se había realizado el análisis y simulación de la pala del aerogenerador de 10 kW (radio 3.245 m) utilizándose dos configuraciones (pala hueca y con una viga), se optó por incluirla en esta investigación como parte de la viabilidad del uso de estructuras internas para la disminución de las deflexiones en las palas.

Por último, se muestran los resultados de las deflexiones debido a las fuerzas aerodinámicas realizando pruebas experimentales de la pala del aerogenerador de 1.5 kW del análisis y simulación por elementos finitos, las cuales fueron comparadas con los resultados de la deflexión de la pala implementados en el código.

Para las palas del aerogenerador de 10 kW (hueca y con una viga) se aplicó el procedimiento del código para su diseño y cálculo de esfuerzos, estos resultados fueron utilizados en el método de elementos finitos para determinar las deflexiones de la pala y los resultados se validaron con los valores típicos publicados en [29-30]. A continuación, se detallan cada uno de los resultados obtenidos.

4.1 Análisis del Recurso Eólico

Para determinar las velocidades en condiciones normales y extremas del viento se utilizan los datos registrados en la torre anemométrica del Atlas Eólico Mexicano M04 CERTE (Tabla 4.1).

Tabla 4.1. Características de la estación M04 CERTE.

Datos	Valores
Nombre	M04 CERTE
Longitud	94 °57' 19.51" O
Latitud	16 °32' 43.30" N
Elevación sobre el nivel del mar	31 m
Altura de medición	20, 40, 60 ,80 m
Fecha de inicio	23/11/2017 19:30
Intervalo de tiempo	10 minutos
Densidad del aire a 15 m	1.13 kg/m ³
Clase de Rugosidad	1.5

Aplicando el código de la metodología del recurso eólico en la sección del análisis de las velocidades en condiciones normales se obtienen los siguientes valores de la velocidad media mensual y anual (tabla 4.2), para las diferentes alturas de medición y la de referencia (18 m).

Tabla 4.2. Velocidades medias mensuales y anual en el sitio de instalación.

Meses	Altura [m]				
	18	20	40	60	80
	Velocidades medias [m/s]				
Enero	12.23	12.40	14.25	15.17	15.90
Febrero	7.67	7.78	8.91	9.48	9.95
Marzo	7.04	7.15	8.21	8.75	9.16
Abril	6.81	6.91	7.92	8.43	8.83
Mayo	5.43	5.50	6.28	6.67	6.98
Junio	3.94	4.01	4.56	4.77	4.95
Julio	7.82	7.94	9.20	9.83	10.34
Agosto	6.76	6.86	7.97	8.52	8.96
Septiembre	5.38	5.47	6.34	6.78	7.13
Octubre	5.78	5.88	6.85	7.37	7.77
Noviembre	8.20	8.32	9.65	10.30	10.81
Diciembre	8.70	8.83	10.23	10.91	11.43
Anual	7.15	7.25	8.36	8.91	9.35

En la Tabla 4.3, podemos observar los valores de los parámetros de Weibull, velocidad media, desviación estándar y la intensidad de turbulencia, obtenidas de la metodología para el cálculo en las condiciones normales del viento.

Tabla 4.3. Condiciones normales del viento.

Descripción		Alturas [m]					Unidad
		18	20	40	60	80	
Parámetros de Weibull	k	1.77	1.79	1.79	1.80	1.81	[-]
	c	8.03	8.16	9.41	10.03	10.52	[m/s]
Velocidad media (V_m)		7.15	7.26	8.37	8.92	9.36	[m/s]
Desviación estándar de la velocidad (σ_{V15})	Bin 15	1.48	1.47	1.44	1.44	1.46	[m/s]
Intensidad de turbulencia media (IT_{15})		0.207	0.203	0.172	0.161	0.156	[%]
Desviación estándar de la intensidad de turbulencia ($\sigma_{IT_{15}}$)		0.023	0.024	0.027	0.028	0.028	[m/s]
Intensidad de turbulencia representativa (IT_{r15})		0.236	0.234	0.207	0.196	0.192	[%]
Categoría de las categorías turbulencia		S				A	[-]

En la tabla 4.4 se muestran los resultados de las velocidades extremas del viento que serán utilizadas en el modelo estructural en específico en el análisis del MSC, donde en los diferentes casos de carga se utilizan los valores de la velocidad extrema (1 año y 50 años).

Tabla 4.4. Condiciones extremas del viento.

Descripción		Cantidad	Unidad
Velocidad de referencia (V_{ref})		35.75	[m/s]
Velocidades extremas a la altura del buje	Período de recurrencia de 50 años (V_{e50})	50.05	
	Período de recurrencia de 1 año (V_{e1})	37.54	
Velocidad de la ráfaga extrema de viento a la altura del buje del (REO) con período de recurrencia de 50 años		38.18	
Velocidad máxima de la ráfaga coherente extrema de viento a la altura del buje del (RCE)		36.45	

Algunos resultados del análisis del recurso eólico también se pueden observar en el anexo C.

4.2 Análisis del modelo dimensionado de la pala

Para el acoplamiento entre el clima del viento y el rotor eólico descrito en la metodología de dimensionado de la pala, como primer paso se determina la velocidad nominal de diseño a la altura del buje del aerogenerador.

4.2.1 Velocidades de diseño

Utilizando el procedimiento descrito en la Figura 3.4, se determina la velocidad de diseño a utilizar en el dimensionado de la pala. En la tabla 4.5 se pueden observar las velocidades de diseño obtenidas por los diferentes métodos a la altura de referencia (18 m).

Tabla 4.5. Velocidades de diseño.

Descripción		Cantidad	Unidad
Parámetros de Weibull	k	1.77	[-]
	c	8.03	[m/s]
Velocidad media del viento (V_m)		7.15	[m/s]
Velocidades de diseño	$V_d = \text{Maximiza } (\bar{P})$	10.25	[m/s]
	$V_d = (3.1 - k)c$	9.5	[m/s]
	$V_d = V_{ME} = c \left(\frac{k+2}{k} \right)^{\frac{1}{k}}$	12.3	[m/s]
	$V_d = 1.4(V_m)$	10.0	[m/s]

4.2.2 Selección de los perfiles aerodinámicos

En este diseño y debido a que es una pala de pequeña longitud, se recomienda utilizar una sola familia de perfil aerodinámico, el cual cumpla con los criterios de selección utilizado para la zona aerodinámica y realizar un escalado del espesor relativo del mismo perfil que se adapte a las condiciones estructurales y dinámicas.

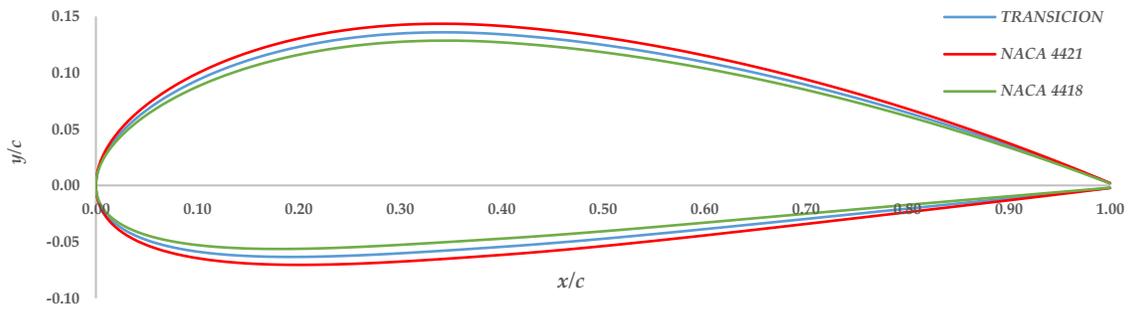
Para la selección de los perfiles aerodinámicos se utilizan los criterios descritos en el capítulo 3 y se analizan dos de las familias de perfiles más utilizadas en el diseño de palas como es el caso de la NACA y DU, dentro de ellas se utiliza para la zona estructural el NACA

4421 y el DU-91-W2-250; y para la zona aerodinámica el NACA 4418 y el DU-96-W-180. Una vez aplicado los criterios de selección de perfiles aerodinámicos se seleccionó la familia NACA para este diseño los cuales pueden ser observados en la tabla 4.6:

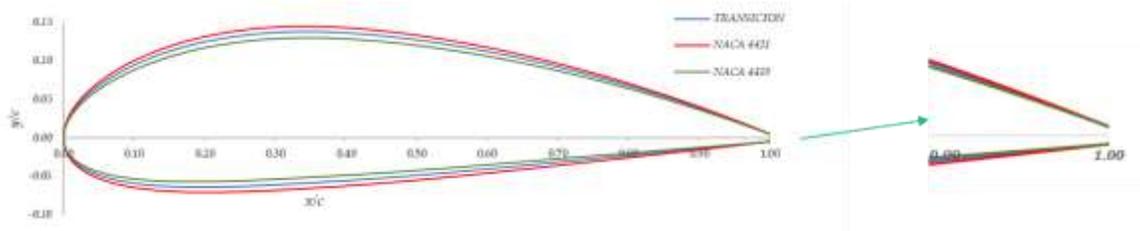
Tabla 4.6. Parámetros geométricos de los perfiles seleccionados.

Zona estructural: NACA 4421		
Espesor máximo	21.00	% de la cuerda
Ubicación del espesor máximo	29.10	
Máxima curvatura	4.00	
Posición de la máxima curvatura	39.50	
Zona de Transición		
Espesor máximo	19.50	% de la cuerda
Ubicación del espesor máximo	29.30	
Máxima curvatura	4.00	
Posición de la máxima curvatura	39.70	
Zona aerodinámica: NACA 4418		
Espesor máximo	18.00	% de la cuerda
Ubicación del espesor máximo	29.10	
Máxima curvatura	4.00	
Posición de la máxima curvatura	39.50	

En la figura 4.1 a, se puede observar la geometría de los perfiles utilizados en el diseño y en la 4.1 b, la modificación realizada en el borde de salida (escalado en el eje y) con el objetivo de facilitar la manufactura.



a)



b)

Figura 4.1. Geometría de los perfiles: a) Perfiles originales, b) Perfil modificado en borde de salida.

4.2.3 Dimensionado de la pala

Utilizando los siguientes datos de entrada: $V_d = 10.25 \text{ m/s}$, $P_n = 10000 \text{ W}$, $\Omega_d = 225 \text{ rpm}$, $\rho = 1.225 \text{ kg/m}^3$, $\eta_e = 0.9$, $\lambda_d = 7$, $B = 3$ y $C_p = 0.43$ y la metodología para el dimensionado de la pala se obtienen los parámetros geométricos de la pala (radio local, cuerda y ángulo de torsión), los cuales pueden ser observados en la tabla 4.7 y en la tabla 4.8, se muestran los esfuerzos aerodinámicos en cada posición del perfil aerodinámico del rotor eólico.

Tabla 4.7. Datos geométricos de la pala del aerogenerador de 10 kW.

Radio [m]	Cuerda [m]	Angulo de torsión [°]	Perfil
0.099	0.162	0.00	CIRCULAR
0.198	0.162	0.00	
0.527	0.203	8.35	NACA4421
0.715	0.194	7.75	
0.902	0.185	7.15	TRANSICIÓN
1.090	0.176	6.56	
1.277	0.167	5.96	NACA424418
1.464	0.158	5.36	
1.652	0.149	4.77	

1.839	0.141	4.17	
2.026	0.132	3.58	
2.214	0.123	2.98	
2.401	0.114	2.38	
2.589	0.105	1.79	
2.776	0.096	1.19	
2.963	0.087	0.60	
3.151	0.078	0.00	
3.245	0.004	0.00	

Tabla 4.8. Esfuerzos aerodinámicos que actúan en el rotor eólico (3 palas).

Posición	Fuerza de Empuje [N]	Torque Axial (Flap) [Nm]	Torque tangencial [Nm]	Potencia [W]	Coefficiente de potencia
Sección 1 (0.621 m)	34.76	21.59	9.07	213.75	0.009
Sección 2 (0.809 m)	47.48	38.39	12.94	304.81	0.013
Sección 3 (0.996 m)	60.16	59.92	16.75	394.60	0.017
Sección 4 (1.184 m)	72.83	86.19	20.52	483.41	0.021
Sección 5 (1.371 m)	85.47	117.14	24.26	571.54	0.025
Sección 6 (1.558 m)	98.10	152.85	27.98	659.19	0.029
Sección 7 (1.746 m)	110.72	193.27	31.68	746.46	0.032
Sección 8 (1.933 m)	123.33	238.33	35.37	833.40	0.036
Sección 9 (2.120 m)	135.88	288.07	39.04	919.88	0.040
Sección 10 (2.308 m)	148.33	342.26	42.67	1005.46	0.044
Sección 11 (2.495 m)	160.44	400.29	46.21	1088.71	0.047
Sección 12 (2.683 m)	171.61	460.35	49.47	1165.51	0.051
Sección 13 (2.870 m)	180.12	516.86	51.95	1224.11	0.053
Sección 14 (3.057 m)	181.05	553.47	52.25	1231.09	0.053
Sección 15 (3.198 m)	159.65	510.56	46.09	1086.06	0.047
Rotor	1769.94	3979.54	506.24	11927.97	0.518

Como datos de salidas el código de diseño (tabla 4.7) y utilizando los puntos que describen la geometría de los perfiles (.dat), se generan los perfiles de cada sección de la pala, los cuales se guardan con extensión .txt (Anexo D) y en la figura 4.2 se observa el dibujo de la pala realizado en un software de diseño.

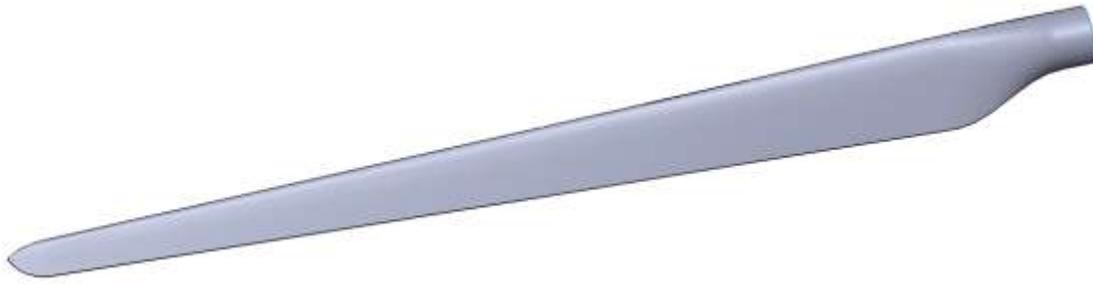


Figura 4.2. Dibujo de la pala en el software de diseño.

4.2.4 Análisis de ruido

Para comprobar el modelo de análisis de ruido se procedió a localizar un aerogenerador comercial instalado, se seleccionó el aerogenerador RTO1000 de 1 kW de potencia nominal y 2 m de diámetro del rotor, instalado en el Centro Comunitario Bioclimático Ejidal La Venta, Oaxaca, México. Se realizó el diseño del rotor eólico con el código desarrollado utilizando el mismo perfil aerodinámico de la pala del aerogenerador. Se obtuvieron los resultados del diseño incluido los niveles de presión sonora calculados por los modelos BPM y BM y propagados según el modelo de propagación esférica, como se muestra en la ecuación 2.82, a 8, 10 y 20 m de distancia del aerogenerador (tabla 4.9).

Tabla 4.9. Niveles de presión sonora propagados en el medio ambiente.

Velocidades del viento [m/s]	Distancia de propagación [m]			
	1	8	10	20
	Niveles de presión sonora [dB (A)]			
5	78.0	59.9	58.0	51.9
6	80.0	62.0	60.0	53.9
7	81.0	63.0	61.0	54.9
8	81.9	63.9	61.9	55.8
9	82.2	64.1	62.2	56.1
10	82.2	64.1	62.2	56.1

Cuando se dispuso de los valores de emisión calculados con los modelos de predicción, se compararon con los datos experimentales, ya que no se disponía de los valores de ruido del aerogenerador en funcionamiento, no era posible cancelar los niveles de presión sonora de fondo. Por esta causa se restaron los valores medidos de los niveles de presión sonora de

fondo a los valores de los niveles de presión sonora del aerogenerador en funcionamiento y del medio ambiente mediante una resta de decibelios, obteniendo así los valores de los niveles de presión sonora del aerogenerador en funcionamiento.

En la Figura 4.3 se muestran los datos obtenidos de las medidas experimentales de los niveles de presión sonora del aerogenerador en funcionamiento a la distancia correspondiente establecida por la norma IEC 61400-11, que es de 8 m, así como los niveles de presión sonora de los modelos BPM y BM.

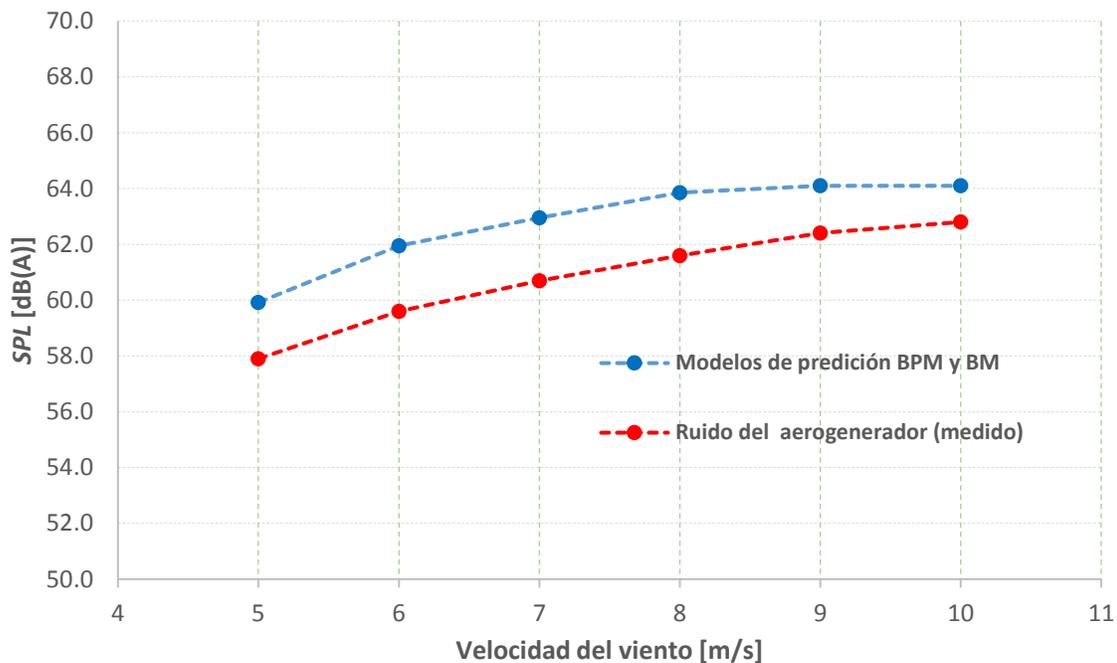


Figura 4.3. Comparación de los resultados numéricos y experimentales para los niveles de presión sonora del aerogenerador en funcionamiento.

La Tabla 4.10 muestra los valores de regresión y extrapolación lineal obtenidos de las mediciones y los compara con los valores calculados de los niveles de presión sonora emitidos por un aerogenerador, como se muestra en la Figura 4.3. Podemos ver en esta tabla el error relativo entre los valores, donde el error no supera el 3.8 %, correspondiendo el mayor error a una velocidad del viento de 6 m/s.

Tabla 4.10. Validación de los niveles de presión sonora de los modelos de predicción y el aerogenerador a 8 m de distancia.

Velocidades del viento [m/s]	Niveles de Presión Sonora (<i>SPL</i>) [dB (A)]		Error [%]
	Análisis experimental aerogenerador	Análisis Teórico aerogenerador	
5	57.9	59.9	3.4
6	59.6	62.0	3.8
7	60.7	63.0	3.6
8	61.6	63.9	3.5
9	62.4	64.1	2.7
10	62.8	64.1	2.0
Promedio del error [%]			3.2

4.3 Modelo de análisis estructural de la pala

En el modelo de análisis estructural de la pala se realiza como primer punto un análisis mediante el MSC, donde se determina si el diseño propuesto es seguro además se obtienen las fuerzas y momentos críticos del MSC, los cuales son utilizados al igual que las fuerzas aerodinámicas obtenidas en el método BEM en el análisis estructural mediante el método de elementos finitos.

4.3.1 Análisis estructural mediante el MSC

Los datos de entrada para el desarrollo del MSC, se pueden observar en la tabla 4.11 y en la tabla 4.12 los parámetros calculados a partir de los datos de entrada.

Tabla 4.11. Datos de entrada del MSC.

Descripción	Valor	Unidad	Simbología
Densidad del aire	1.225	kg/m^3	ρ
Gravedad	9.81	m/s^2	g
Velocidad media anual	7.15	m/s	V_m
Velocidad de referencia	36.55	m/s	V_{ref}
Número de aspas	3	-	B
Radio del aspa	3.245	m	R
Área proyectada de la pala	0.44	m^2	A_{pry}
Coefficiente de arrastre	1.5	-	C_d
Coefficiente de sustentación máximo	2.0	-	$C_{l,max}$
Coefficiente de fuerza de empuje máximo	0.89	-	C_T
Velocidad de rotación del rotor de diseño	225	rpm	Ω_d

Velocidad de rotación máxima (1.2 Velocidad de diseño del rotor)	270	<i>rpm</i>	Ω_{max}
Momento de inercia de la pala	14.6	<i>kgm²</i>	I_B
Masa simple de la pala	15.18	<i>kg</i>	m_B
Masa del rotor (Pala + buje)	135.18	<i>kg</i>	m_r
Distancia del centro de gravedad del aspa al eje del rotor	0.980	<i>m</i>	R_{cg}
Distancia entre el centro del rotor y el primer rodamiento	0.125	<i>m</i>	L_{rb}
Distancia entre el centro del rotor y el eje de orientación	0.980	<i>m</i>	L_{rt}
Factor de multiplicación (1 si no cuenta con caja de transmisión)	0	-	
Entre "Y" si el freno está a alta velocidad de la caja de transmisión, de lo contrario "N"	N	-	
Par de frenado	103.05	<i>Nm</i>	M_{fre}
Potencia de diseño	10	<i>kW</i>	P_d
Factor de par de cortocircuito	2	-	G
"Y" si las palas están estacionarias en el frenado de lo contrario "N"	Y		
Área proyectada de la góndola	7.19	<i>m²</i>	$A_{pry,g}$
Área proyectada de la torre	3.35	<i>m²</i>	$A_{pry,t}$
Velocidad del rotor en el freno	67.5	<i>rpm</i>	
Descripción	Valores	<i>Unidad</i>	<i>Simbología</i>
Diámetro exterior de la raíz de la pala	0.151	<i>m</i>	$D_{e,r}$
Espesor de la raíz	0.013	<i>m</i>	t
Diámetro interno de la raíz de la pala	0.124	<i>m</i>	$D_{i,r}$
Área transversal de la raíz de la pala	0.006	<i>m²</i>	$A_{r,B}$
Momento de inercia de la sección respecto al eje x	0.0000138	<i>m⁴</i>	I_{xx}
X distancia desde el centroide de la pala hasta el punto de tensión máximo	0.076	<i>m</i>	c_{xB}
Momento de inercia de la sección respecto al eje y	0.0000138	<i>m⁴</i>	I_{yy}
Y desde el centroide de la pala hasta el punto de tensión máximo	0.076	<i>m</i>	c_{yB}
Módulo de sección x de la pala	0.0002	<i>m³</i>	W_{xB}
Módulo de sección y de la pala	0.0002	<i>m³</i>	W_{yB}
Módulo de la sección de la pala	0.0002	<i>m³</i>	WB
Máxima resistencia del material para la pala	180	<i>MPa</i>	f_k
Vida de diseño de la turbina	6.31E+08 (25 Años)	<i>s</i>	T_d
Número de ciclos de fatiga (IEC 48)	7.10E+09	-	n_i
Número de ciclos al fallo en función del esfuerzo (eje)	6.00E+08	-	N_e
Número de ciclos al fallo en función del esfuerzo (pala)	5.00E+06	-	N_B

Tabla 4.12. Parámetros del MSC.

Descripción	Valor	Unidad	Símbolo
Velocidad de diseño	10.46	<i>m/s</i>	V_d
Velocidad extrema del viento de 50 años	51.17	<i>m/s</i>	V_{e50}
Relación de velocidad específica extrema de punta de 50 años	1.68	-	λ_{e50}
Relación de velocidad de punta de diseño	6.8	-	λ_d
Eficiencia del tren de transmisión	1.000	-	η_t
Par de diseño	424.41	<i>Nm</i>	Q_d
Área proyectada (zona de barrido del aerogenerador)	28.92	<i>m²</i>	A_{proy}
Velocidad de rotación del rotor	23.56	<i>rad/s</i>	ω_d
Velocidad máxima del rotor	28.27	<i>rad/s</i>	ω_m
Velocidad máxima de orientación	0.05	<i>rad/s</i>	$\omega_{m,o}$
Excentricidad del centro de masa del Rotor	0.02	<i>m</i>	e_r
Par de freno efectivo	103.05	<i>Nm</i>	M_{fre}
Coeficiente de fuerza del aspa	2	-	$C_{f,B}$
Coeficiente de fuerza de la góndola	1.5	-	$C_{f,G}$
Coeficiente de fuerza de la torre	1.5	-	$C_{f,t}$

En la siguiente tabla se pueden observar los factores de seguridad parciales para la carga de fatiga y carga final; los factores de seguridad parcial para el material en dependencia de la caracterización del material. También la resistencia de los materiales y las cargas de los materiales con factor de seguridad.

Tabla 4.13. Factores de seguridad del MSC.

Descripción	Valor	Simbología
Factor de seguridad parcial		
Factor de seguridad parcial para cargas de fatiga	1.0	γ_{ff}
Factor de seguridad parcial para cargas finales	3.0	γ_{fr}
Factor de seguridad parcial para el material de la pala		
<i>Caracterización completa del material</i>		
Factor de seguridad parcial de la resistencia a la fatiga del material	1.25	γ_{fm}
Factor de seguridad parcial de la fuerza de rotura del material	1.1	γ_{rm}
<i>Sin caracterización completa del material</i>		
Factor de seguridad parcial de la resistencia a la fatiga del material	10	γ_{fm}
Factor de seguridad parcial de la fuerza de rotura del material	3	γ_{rm}
Resistencia de materiales (con factores de seguridad)		
Descripción	Valores	Unidad
Resistencia máxima para el material del aspa (IEC 46)	54.55	MPa
Carga de los materiales (con factores de seguridad)		

Descripción	Valores	Unidad	Simbología
Nivel de esfuerzo del aspa	8.68	MPa	S_{iB}
Nivel de esfuerzo del aspa asociado	10.85	MPa	
Número de ciclos hasta el fallo en este estrés	9.81E+15	-	N_B
Nivel de esfuerzo del eje	16.233	MPa	S_{ieje}
Nivel de esfuerzo del eje asociado	162.332	MPa	N_{eje}
Número de ciclos hasta el fallo en este estrés	Inf.	-	

Los datos mostrados en las tablas 4.11 hasta la 4.13, son datos iniciales para poder desarrollar el análisis del MSC.

Al aplicar el procedimiento descrito en la figura 3.5, se obtienen las fuerzas y momentos por cada caso de carga (tabla 4.14) y en la tabla 4.15 se pueden observar las fuerzas y momentos críticos de los casos de carga (datos de entrada para el análisis estructural mediante el método de elemento finito).

Tabla 4.14 Fuerzas y momentos por cada caso de carga del MSC.

Caso de carga A – Carga de fatiga en la pala			
Descripción	Valor	U	Símbolo
Fuerza centrífuga en la raíz de la pala (eje z)	16517.7	N	ΔF_{zB}
Momentos de flexión de la raíz en la dirección de rotación (eje x)	433.3	Nm	ΔM_{xB}
Momentos de flexión en la en la dirección del viento (eje y)	966.9	Nm	ΔM_{yB}
Caso de carga B: Orientación			
Momento de flexión en la dirección del viento ocasionado por la orientación (eje y)	516.2	Nm	M_{yB}
Caso de carga C: Error de orientación			
Momento de flexión en la dirección del viento ocasionado por el error en la orientación (eje y)	2502.1	Nm	M_{yB}
Caso de carga E: Velocidad rotacional máxima			
Fuerza centrífuga para la pala (eje-z)	11892.8	N	F_{zB}
6. Caso de carga F: Cortocircuito en la conexión de carga			
Momento de flexión en la raíz de la pala (eje-x)	428.9	Nm	M_{xB}
7. Caso de carga G: Parada (frenado)			
Momento de flexión en la raíz en la dirección de rotación (eje-x)	321.8	Nm	M_{xB}
8. Caso de carga H: Carga extrema del viento con aerogenerador parado			
Momentos de flexión en la en la dirección del viento (eje y)	1594.8	Nm	M_{yB}
9. Caso de carga I: Carga del viento con aerogenerador parado con exposición máxima			
Fuerza de empuje en la pala	715.1	N	F

Tabla 4.15 Fuerzas y momentos críticos del MSC.

Descripción	Valor	Unidad
Caso de carga A – Carga de fatiga en la pala		
Fuerza centrífuga en la raíz de la pala (eje z)	3591.0	N
Caso de carga H: Carga extrema del viento con aerogenerador parado		
Momentos de flexión en la dirección del viento (eje y)	1594.8	Nm
Caso de carga I: Carga del viento con aerogenerador parado con exposición máxima		
Fuerza de empuje sobre la pala	715.1	N

Una vez obtenidos los valores de cada caso de carga se procedió a calcular los esfuerzos equivalentes (tabla 4.16), utilizando el procedimiento descrito en la figura 3.6.

Tabla 4.16 Esfuerzos equivalentes

Descripción	Esfuerzo Equivalente [MPa]
Raíz "C" para circular, "R" para rectangular	C
Caso de carga A – Carga de fatiga en la pala	
Palas	8.68
Caso de carga B – Carga en la pala durante la orientación	
Palas	2.83
Caso de carga C – Carga en la pala durante error en la orientación	
Palas	13.7
Caso de carga E – Máxima velocidad de rotación	
Palas	2.07
Caso de carga F – Carga debido al cortocircuito en la conexión	
Palas	2.35
Caso de carga G – Paro por frenado	
Palas	1.76
Caso de carga H – Carga extrema de viento	
Palas	8.74

El análisis del MSC concluye con la comparación de esfuerzos límites del material y los esfuerzos equivalentes de cada caso de carga (tabla 4.15), si el esfuerzo límite del material es inferior al esfuerzo equivalente entonces el diseño realizado es seguro, en caso contrario se debe realizar un rediseño de la misma. Los resultados obtenidos al aplicar el MSC pueden ser observados en la tabla 4.17.

Tabla 4.17 Resultados del MSC.

Caso de carga A – Carga de fatiga en la pala			
	Límite de daños por fatiga	Límite de daños por fatiga	Conclusión
Palas	1	Vida infinita	Seguro
Caso de carga B – Carga en la pala durante la orientación			
	Esfuerzo límite del material (MPa)	Esfuerzo equivalente (MPa)	Conclusión
Palas	54.55	2.83	Seguro
Caso de carga C – Carga en la pala durante error en la orientación			
	Esfuerzo límite del material (MPa)	Esfuerzo equivalente (MPa)	Conclusión
Palas	54.55	13.72	Seguro
Caso de carga E – Máxima velocidad de rotación			
	Esfuerzo límite del material (MPa)	Esfuerzo equivalente (MPa)	Conclusión
Palas	54.55	2.07	Seguro
Caso de carga F – Carga debido al cortocircuito en la conexión			
	Esfuerzo límite del material (MPa)	Esfuerzo equivalente (MPa)	Conclusión
Palas	54.55	2.35	Seguro
Caso de carga G – Paro por frenado			
	Esfuerzo límite del material (MPa)	Esfuerzo equivalente (MPa)	Conclusión
Palas	54.55	1.76	Seguro
Caso de carga H – Carga extrema de viento			
	Esfuerzo límite del material (MPa)	Esfuerzo equivalente (MPa)	Conclusión
Palas	54.55	8.74	Seguro

Al analizar la tabla 4.17, se puede observar que el diseño propuesto es *seguro* en todos los casos de carga.

4.3.2 Análisis estructural mediante el método de los elementos finitos

En este punto se realiza un análisis estructural mediante el método de los elementos finitos donde se utiliza el procedimiento descrito en la figura 3.9 para determinar las deflexiones y esfuerzos en la pala debido a las fuerzas aerodinámicas para la pala hueca y con una viga.

4.3.2.1 Distribución de materiales en la pala

Los materiales utilizados en este ejemplo es la fibra de vidrio tridireccional para el intradós y extradós; la fibra bidireccional para el alma de la viga y la fibra unidireccional para las alas

de las vigas [118]. En la tabla 4.18, se puede observar la distribución de las capas de material en el extradós e intradós en la pala hueca y pala con una viga.

Tabla 4.18. Distribución de capas de material en el extradós e intradós.

Perfiles	Distribución														Espesor [mm]
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
Sujeción	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	9.8
	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	9.8
Naca 4421	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	9.8
	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X				7.7
	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X				7.7
Transición	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X				7.7
Naca 4418	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X				7.7
	X	X	X	X	X	X	X	X							5.6
	X	X	X	X	X	X	X	X							5.6
	X	X	X	X	X	X	X	X							5.6
	X	X	X	X	X	X	X	X							5.6
	X	X	X	X	X	X									4.2
	X	X	X	X	X	X									4.2
	X	X	X	X	X	X									4.2
	X	X	X												2.1
	X	X	X												2.1
	X	X	X												2.1

Las casillas marcadas con X identifican las cantidades de capas de fibras aplicadas a cada sección, para este caso se colocaron las siguientes capas:

- 3 capas desde la raíz hasta la punta
- 3 capas desde la raíz hasta el perfil 12
- 2 capas desde la raíz hasta el perfil 9
- 3 capas desde la raíz hasta el perfil 5
- 3 capas desde la raíz hasta el perfil 1

Para el caso del intradós y extradós de la pala hueca y pala con una viga, se utilizaron igual número de capas e iguales espesores y orientaciones del material compuesto por capa. En la tabla 4.19 se observa la distribución espesores y orientación de las capas

Tabla 4.19. Espesores y orientación de las capas de material compuesto (intradós y extradós).

Capas	Material	Espesor (mm)	Orientación [°]
1	Fibra tridireccional	0.88	45
2		1.76	-45
3		2.64	0
4		3.52	45
5		4.40	-45
6		5.28	0
7		6.16	45
8		7.04	-45
9		7.92	0
10		8.80	45
11		9.68	-45
12		10.56	0
13		11.44	45
14		12.32	-45

En las tablas 4.20 y 4.21 se muestran los espesores y orientación de materiales en el alma y alas de la viga en la pala con una viga.

Tabla 4.20. Espesores y orientación de materiales en el alma de la viga.

Capas	Material	Espesor (mm)	Orientación [°]
1	Fibra bidireccional	0.70	45
2		1.40	-45
3		2.10	45
4		2.80	-45
5		3.50	45
6		4.20	-45
7		4.90	45
8		5.60	-45
9		6.30	45
10		7.00	-45
11		7.70	45
12		8.40	-45
13		9.10	45
14		9.80	-45
15		10.50	45

Tabla 4.21. Espesores y orientación de materiales en las alas de la viga.

Capas	Material	Espesor (mm)	Orientación [°]
1	Fibra Unidireccional	0.77	0
2		1.54	0
3		2.31	0
4		3.08	0
5		3.85	0
6		4.62	0
7		5.39	0
8		6.16	0
9		6.93	0
10		7.70	0

4.3.2.2 Distribución de las fuerzas aerodinámicas

En la figura 4.4, se puede observar las fuerzas de empuje (tabla 4.8), aplicadas en cada sección de la pala. Es bueno aclarar que estos valores deben ser divididos por 3 ya que los resultados de la tabla son referentes al rotor (tres palas).

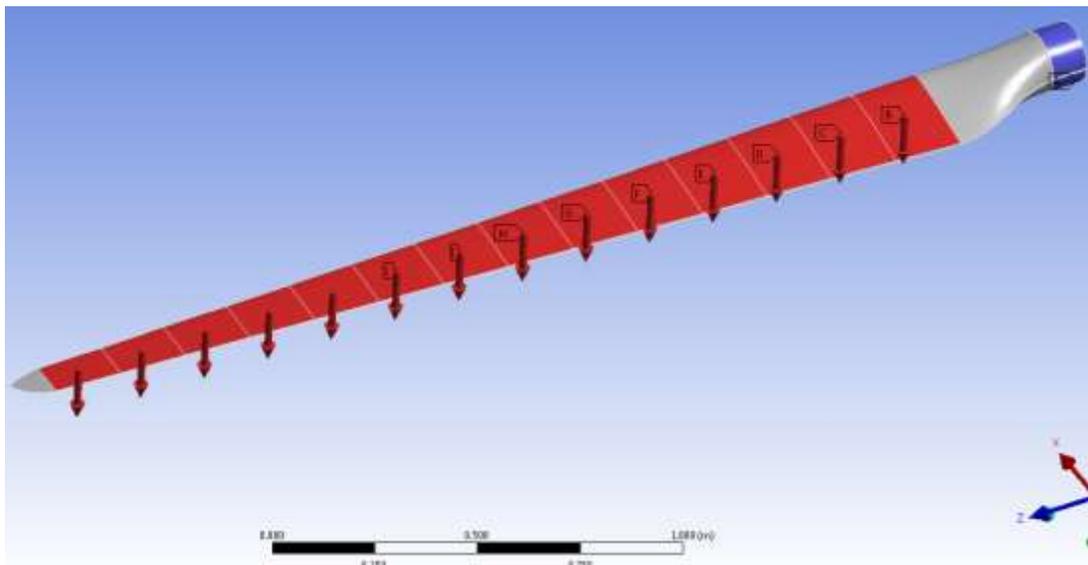


Figura 4.4. Distribución de las fuerzas aerodinámicas en la pala del aerogenerador de 10 kW.

En la figura 4.5, se puede observar Momentos de flexión en la dirección del viento (eje y) del Caso de carga H: Carga extrema del viento con aerogenerador parado (tabla 4.15).

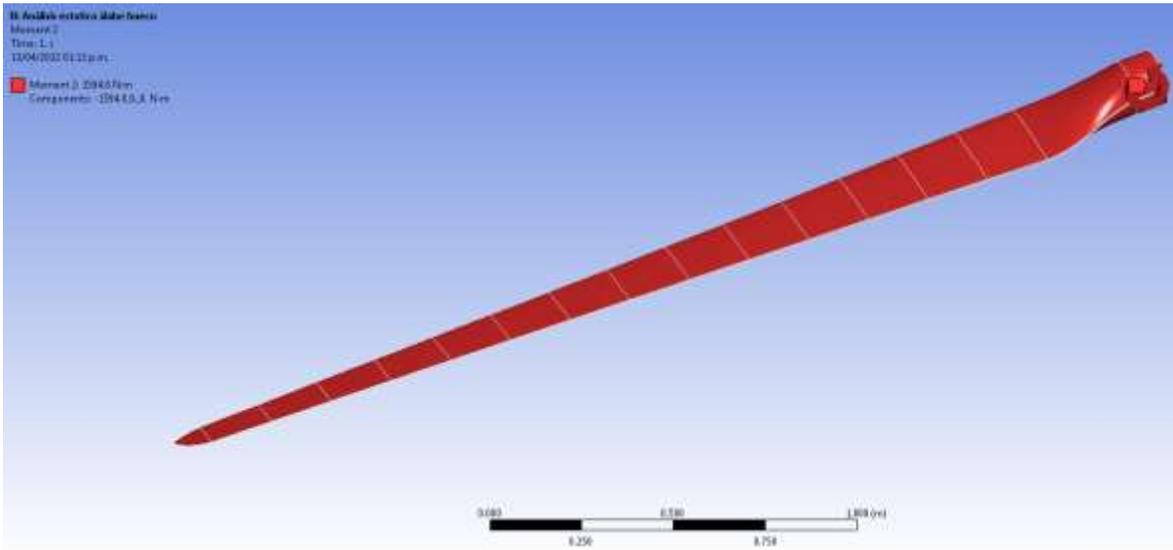


Figura 4.5. Distribución del momento de flexión en la dirección del viento.

4.3.2.3 Simulación de deflexión aplicando las fuerzas aerodinámicas

En la figura 4.6 a y b, se pueden observar las deflexiones de la pala aplicando las fuerzas aerodinámicas en las dos configuraciones (pala hueca y con una viga).

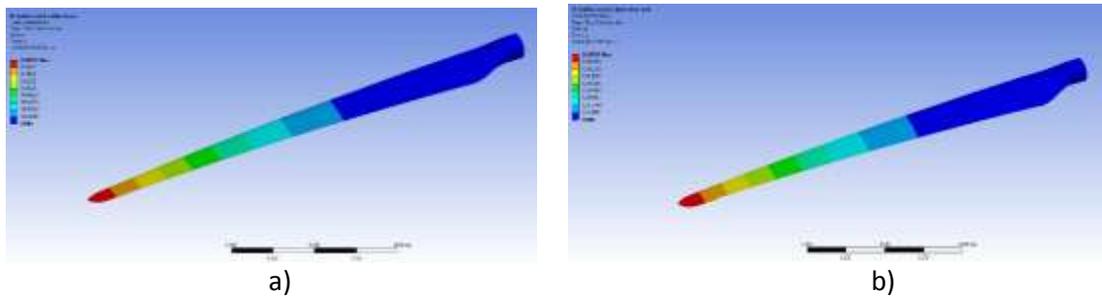


Figura 4.6. Deflexión de la pala bajo la acción de las fuerzas aerodinámicas: a) hueca, b) una viga.

Y en la figura 4.7, se pueden observar los esfuerzos principales en la pala hueca aplicando las fuerzas aerodinámicas.

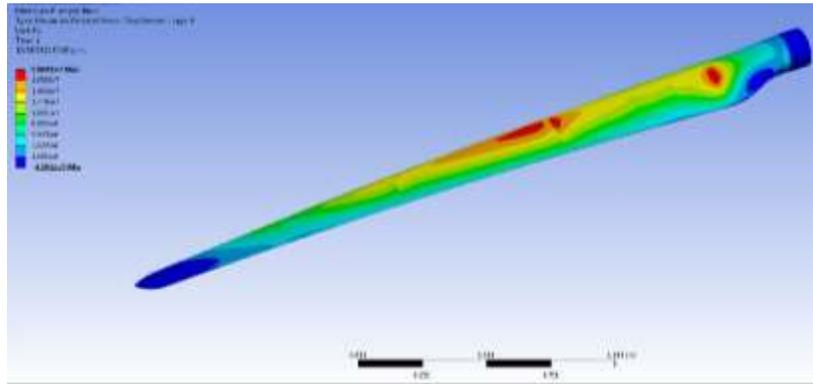


Figura 4.7 Esfuerzo principal máximo de la pala hueca aplicando las fuerzas aerodinámicas

En la tabla 4.22, se puede observar un resumen de la deflexión (para el rango de deflexión seleccionado) y esfuerzo principal de la pala, utilizando las fuerzas aerodinámicas.

Tabla 4.22. Resumen de la deflexión y esfuerzo principal máximo en la pala.

Descripción	Configuración		Unidad
	Hueca	Una viga	
Deflexión			
Radio del rotor	3.245		[m]
Rango de deflexión	10 % (0.324)- 13 % (0.422)		[m]
Deflexión en la punta de la pala	0.189	0.107	[m]
Relación deflexión-radio	5.8	3.3	[%]
Esfuerzo principal (Pala hueca)			
Esfuerzo límite del material	54.55		[MPa]
Esfuerzo principal máximo	18.7		[MPa]

En la misma se puede observar que la deflexión obtenida al aplicar las fuerzas de empuje sobre cada sección para la pala hueca representa un 5.8 % con relación al radio del rotor y para la pala con una Viga un 3.3 %, encontrándose ambos por debajo del rango de deflexión propuesto (10 % a 13 % del radio del rotor).

Como conclusión de este punto podemos señalar la viabilidad del uso de una estructura interna para la pala con el objetivo de disminuir las deflexiones, en este diseño se logró disminuir la deflexión en un 56.6 %. Para el caso del esfuerzo principal, los valores se encuentran por debajo del esfuerzo admisible del material.

4.3.2.4 Simulación de deflexión aplicando las cargas críticas del MSC

En la figura 4.8, se observa las deflexiones en la pala aplicando el momento de flexión en la dirección del viento para la pala hueca y con una viga, y en la figura 4.9, se muestran los esfuerzos principales máximos para la pala hueca.

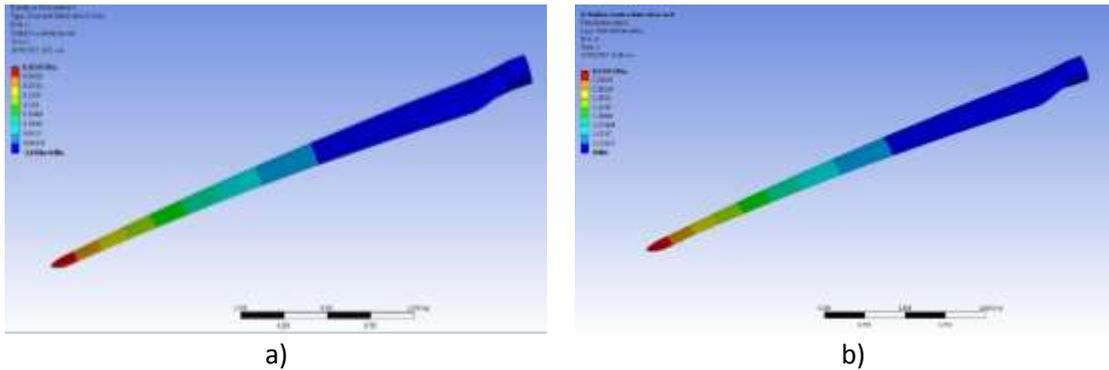


Figura 4.8. Deflexión de la pala bajo la acción del momento de flexión en la dirección del viento (Caso de carga H): a) hueca, b) una Viga.

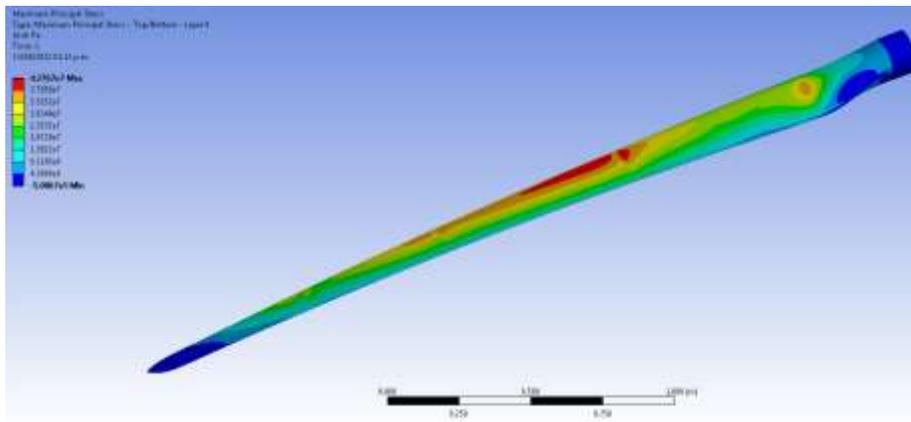


Figura 4.9. Esfuerzo principal máximo de la pala hueca bajo la acción del momento de flexión en la dirección del viento (Caso de carga H).

En la tabla 4.23, se muestra la deflexión (para el rango de deflexión seleccionado) y esfuerzo principal de la pala.

Tabla 4.23. Resumen de la deflexión y esfuerzo principal máximo en la pala con el MSC.

Descripción	Configuración		Unidades
	Hueca	Una viga	
Deflexión			
Radio del rotor	3.245		[m]
Rango de deflexión	10 % (0.324)- 13 % (0.422)		[m]
Deflexión en la punta de la pala	0.415	0.234	[m]

Relación deflexión-radio	12.8	7.2	[%]
Esfuerzo principal (Pala hueca)			
Esfuerzo límite del material	54.55		[MPa]
Esfuerzo principal máximo	42.8		[MPa]

Como se puede observar en la tabla 4.23 la deflexión en la punta de la pala es de 12.8 % con respecto al radio del rotor (pala hueca), encontrándose por debajo del límite superior del rango seleccionado, y el esfuerzo principal es de 42.8 MPa encontrándose por debajo del esfuerzo admisible del material, por lo que se considera el diseño seguro desde el punto de vista de las deflexiones y esfuerzos principales.

4.4 Validación de los modelos con los resultados experimentales

Para validar los resultados del código se realizó una comparación con los softwares que se utilizan en cada sección: Para el análisis del recurso eólico se comparan los resultados con los resultados del Windographer versión 5.0.5. Para el dimensionado de la pala se compararon los resultados con los datos obtenidos del diseño de un aerogenerador de 10 kW reportado en [95], y para el análisis estructural se realizaron comparaciones mediante el análisis y simulación por elementos finitos y pruebas experimentales realizadas a una pala (debido a la poca disponibilidad de los materiales para la manufactura de la pala propuesta, en el diseño se optó por realizar el diseño y manufactura de una pala de menor longitud (1.7 m) y con una configuración hueca.

4.4.1 Recurso eólico

En la tabla 4.24, se observan las velocidades medias mensuales obtenidas con el código y el software Windographer, a la altura de referencia (18 m).

Tabla 4.24 Velocidades medias mensuales a la altura de referencia.

Meses	Velocidad media [m/s]		Error (%)
	Código	Windographer	
Enero	12.234	12.234	0.00
Febrero	7.666	7.666	
Marzo	7.036	7.036	
Abril	6.812	6.812	
Mayo	5.425	5.425	

Junio	3.943	3.943
Julio	7.819	7.819
Agosto	6.759	6.759
Septiembre	5.384	5.384
Octubre	5.776	5.776
Noviembre	8.199	8.199
Diciembre	8.696	8.696
Anual	7.151	7.151

De acuerdo al perfil vertical del viento y las velocidades medias de la base de datos de la estación, se puede observar en la tabla 4.25, que la velocidad del viento tiende a aumentar con la altura sobre el suelo como es característico del comportamiento del viento con la altura.

Tabla 4.25. Velocidades medias a diferentes alturas.

Altura [m]	Velocidad media [m/s]		Error [%]
	Código	Windographer	
80	9.357	9.357	0.00
60	8.921	8.921	
40	8.370	8.370	
20	7.259	7.259	
18	7.151	7.151	

En la tabla 4.26, se observan los valores de los parámetros de Weibull, velocidad media y la intensidad de turbulencia para el Bin 15, a la altura de referencia (18 m), obtenido utilizando el código y el Windographer.

Tabla 4.26. Comparación de las condiciones normales del viento.

Descripción		Código	Windographer	Error (%)	Unidad
Parámetros de Weibull	k	1.772	1.772	0.00	[-]
	c	8.032	8.032		[m/s]
Velocidad media (V_m)		7.151	7.151		[m/s]
Desviación estándar de la velocidad, ($\sigma_{V_{15}}$)		1.48	1.48		[m/s]
Intensidad de turbulencia media, (IT_{15})		0.207	0.207		[%]
Desviación estándar de la intensidad de turbulencia, ($\sigma_{IT_{15}}$)		0.023	0.023		[m/s]
Intensidad de Turbulencia representativa, (IT_{r15})		0.236	0.236		[%]

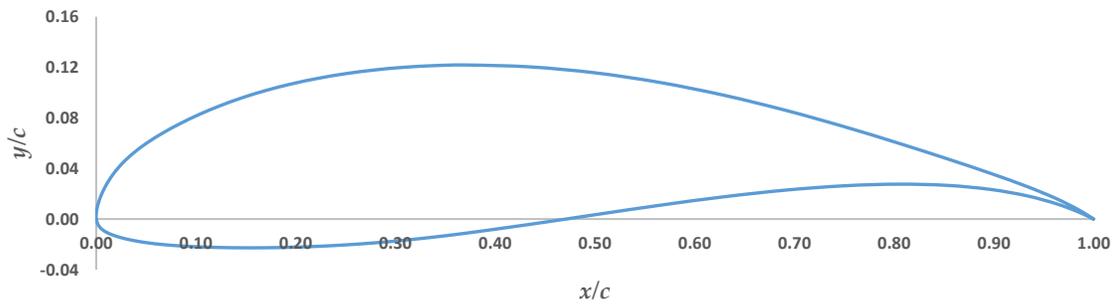
Como se observa en la tabla 4.27, los valores de las posiciones del radio local para la ubicación del primer perfil presentan un error del 0.01 % y para el caso de la longitud de la sección cilíndrica y el diámetro en los dos diseños coinciden. Al analizar la dimensión de las cuerdas y el ángulo de torsión en cada sección de la pala se observa que las mismas presentan una pequeña diferencia debido principalmente a la posición de la linealización de estos dos parámetros, lo que explica el error típico obtenido. Por lo que se puede concluir que el método desarrollado en el código presenta resultados correctos de dimensionado de la pala, además es bueno señalar que el código presenta la posibilidad de variar las dimensiones de los parámetros geométricos de la pala, dependiendo de cada diseñador en específico.

4.4.3 Análisis estructural de la pala

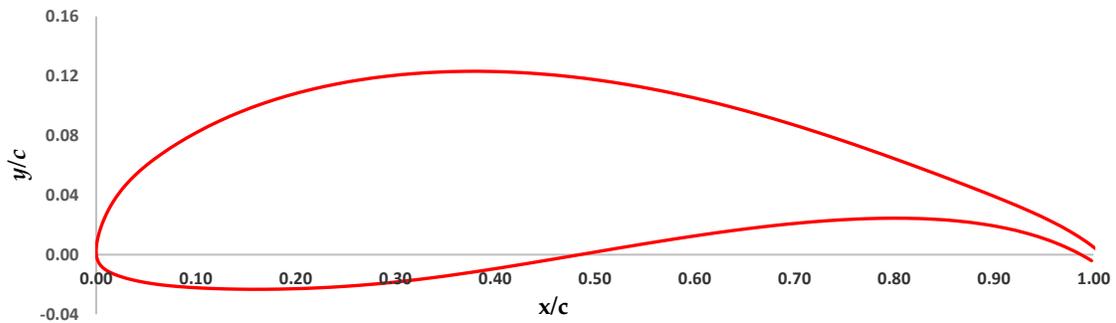
Para validar el análisis estructural y debido a la poca disponibilidad de los materiales para la manufactura de la pala propuesta en el diseño se optó por realizar el diseño y manufactura de una pala de menor longitud (1.7 m) y con una configuración hueca.

4.4.3.1 Dimensionado de la pala (longitud 1.7 m)

Los datos para el dimensionado de la pala son los siguientes: Velocidad específica de diseño ($\lambda_d = 6$), viscosidad cinemática (ν), velocidad angular de diseño (Ω_d), densidad del aire (ρ), potencia nominal ($P_n = 1.5 \text{ kW}$), eficiencia eléctrica ($\eta_e = 0.9$), coeficiente de potencia ($C_p = 0.45$), velocidad de diseño ($V_d = 8.4 \text{ m/s}$). El perfil aerodinámico utilizado es el Wortmann FX 63-137 que presenta un espesor máximo de 13.7 % ubicado al 30.9 % de la cuerda y su curvatura máxima es de 5.8 % en el 56.5 % de la cuerda (figura 4.10a). En la Figura 4.10b, se muestra el perfil con escalado en el borde de salida con el objetivo de facilitar su manufactura.



a)



b)

Figura 4.10. Perfil aerodinámico Wortmann FX 63-137: a) Perfil original, b) Perfil escalado.

Como datos de salidas del código se obtuvieron entre otros, son los siguientes: radio del rotor ($R = 1.7 \text{ m}$), total de divisiones de la sección de perfiles aerodinámicos ($\Delta_r = 10$), longitud del centro del buje al primer perfil ($I = 20\%$) y en cada sección se determinaron la cuerda (C), ángulo de torsión (θ), posición de cada sección de la geometría de la pala, los cuales pueden ser observados en la tabla 4.28 y en la tabla 4.29 se muestran los valores de la fuerza axial, torque del flap, fuerza tangencial, torque tangencial para cada sección de una la pala y el rotor.

Tabla 4.28. Datos geométricos de la pala (1.7 m de longitud).

Radio [m]	Cuerda [m]	Angulo de torsión [°]	Perfil
0.051	0.085	0.0	Rectangular
0.171	0.085	0.0	
0.340	0.174	21.0	
0.510	0.157	13.4	
0.680	0.140	8.9	
0.850	0.122	6.2	
1.020	0.105	4.6	

1.190	0.088	3.5	FX63-137
1.360	0.071	2.4	
1.530	0.054	1.5	
1.615	0.045	1.2	
1.700	0.036	1.1	

Tabla 4.29. Esfuerzos aerodinámicos que actúan en una pala y en el rotor eólico (3 palas).

Posición	Radio [m]	Fuerza axial [N]		Torque Axial (Flap) [Nm]		Fuerza tangencial [N]		Torque tangencial [Nm]	
		1 pala	3palas	1 pala	3palas	1 pala	3palas	1 pala	3palas
Sección 1	0.425	2.74	8.21	0.01	0.04	0.13	0.39	0.13	2.78
Sección 2	0.595	4.11	12.32	2.44	7.33	0.26	0.78	0.13	3.92
Sección 3	0.765	5.51	16.54	4.22	12.65	0.43	1.28	0.29	5.02
Sección 4	0.935	6.69	20.08	6.26	18.77	0.61	1.83	0.52	5.89
Sección 5	1.105	7.79	23.38	8.61	25.84	0.85	2.55	0.87	6.93
Sección 6	1.275	8.70	26.11	11.09	33.28	1.10	3.29	1.30	7.74
Sección 7	1.445	9.40	28.21	13.59	40.77	1.29	3.87	1.75	8.03
Sección 8	1.573	4.86	14.57	7.64	22.92	0.64	1.93	0.98	3.68
Sección 9	1.658	4.84	14.51	8.01	24.04	0.64	1.91	1.03	3.46

Utilizando los datos de salidas el código de diseño (tabla 4.28) y los puntos que describen la geometría de perfiles Wortmann FX 63-137 (.dat), se obtienen las secciones de la pala, las cuales se guardan (extensión .txt) y se genera el dibujo de la pala en el software de diseño utilizado (figura 4.11).

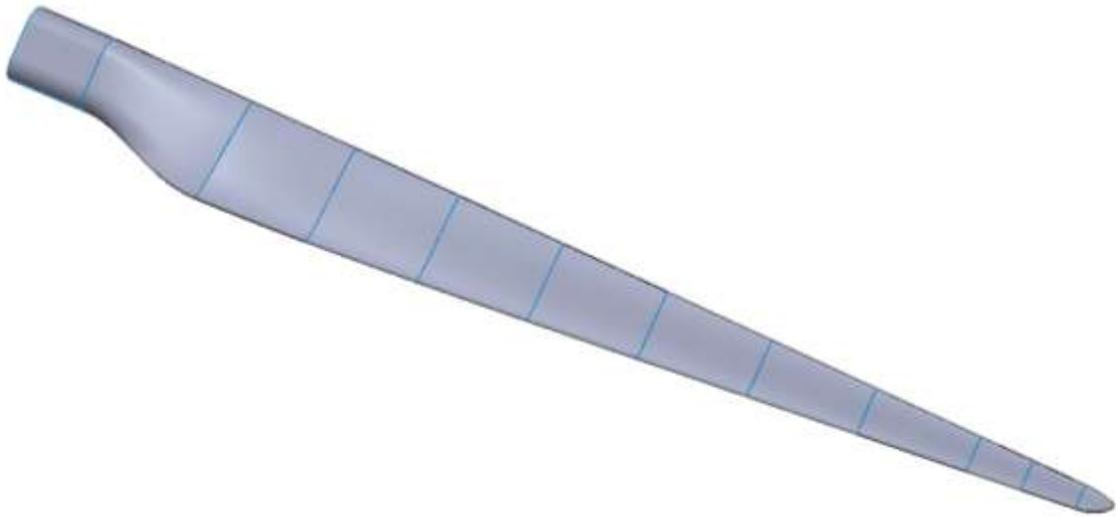


Figura 4.11. Dibujo de la pala de 1.7 m de longitud.

Utilizando el procedimiento descrito en la sección 3.41 se realiza el análisis estructural debido a las fuerzas aerodinámicas sobre cada sección de la pala utilizando el método de elementos finitos.

4.4.3.2 Distribución de materiales en la pala (longitud 1.7 m)

Para este diseño se utilizó como material compuesto la Resina Epoxi reforzada con fibra de vidrio E, unidireccional, con espesor de 0.77 mm. En la tabla 4.30, se puede observar la distribución del material en el extradós e intradós de la pala.

Tabla 4.30. Distribución de capas de material en el extradós e intradós de la pala (1.7 m de longitud).

Perfiles	Capas									Espesor [mm]
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
Raíz	X	X	X	X	X	X	X	X	X	6.3
	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
1	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
2	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
3	X	X	X	X	X	X	X	4.9		
4	X	X	X	X	X	X	X	4.9		
5	X	X	X	X	X	3.5				
6	X	X	X	X	X	3.5				
7	X	X	X	X	X	3.5				
8	X	X	1.4							
9	X	X	1.4							

10	X	X	
11	X	X	

4.4.3.3 Distribución de las fuerzas en la pala

Utilizando los datos mostrados en la tabla 4.27 se procede a realizar la distribución de las fuerzas sobre cada sección de la pala (figura 4.12).

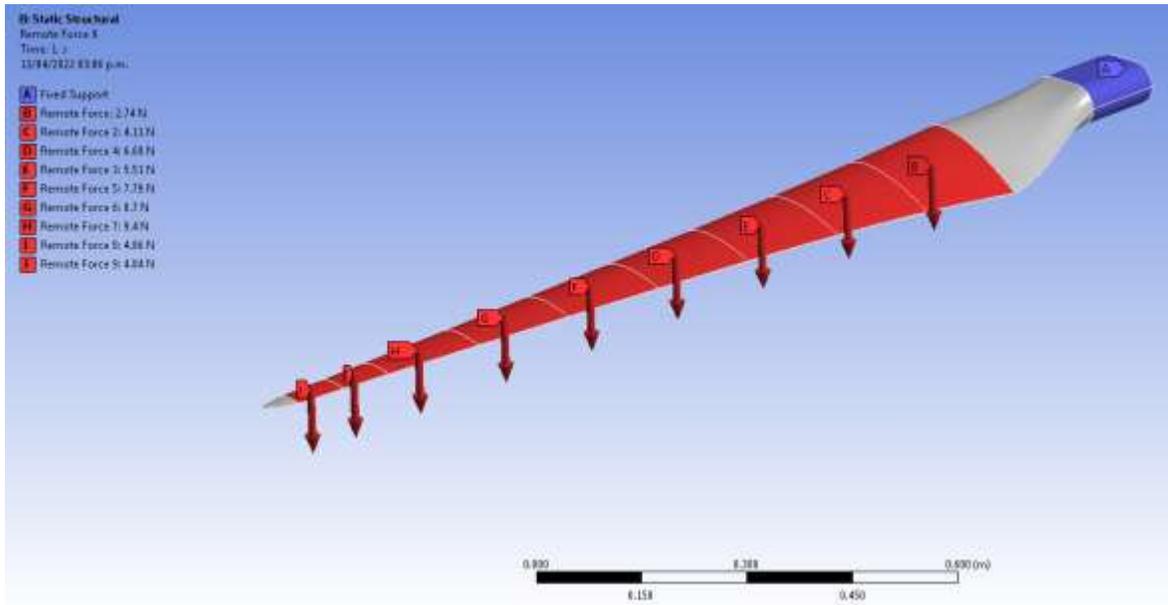


Figura 4.12. Distribución de las fuerzas aerodinámicas en la pala de 1.7 m de longitud.

En las figuras 4.13 y 4.14 se pueden observar la deflexión y esfuerzo principal máximo en la pala aplicando las fuerzas aerodinámicas mostradas en la figura 4.12.

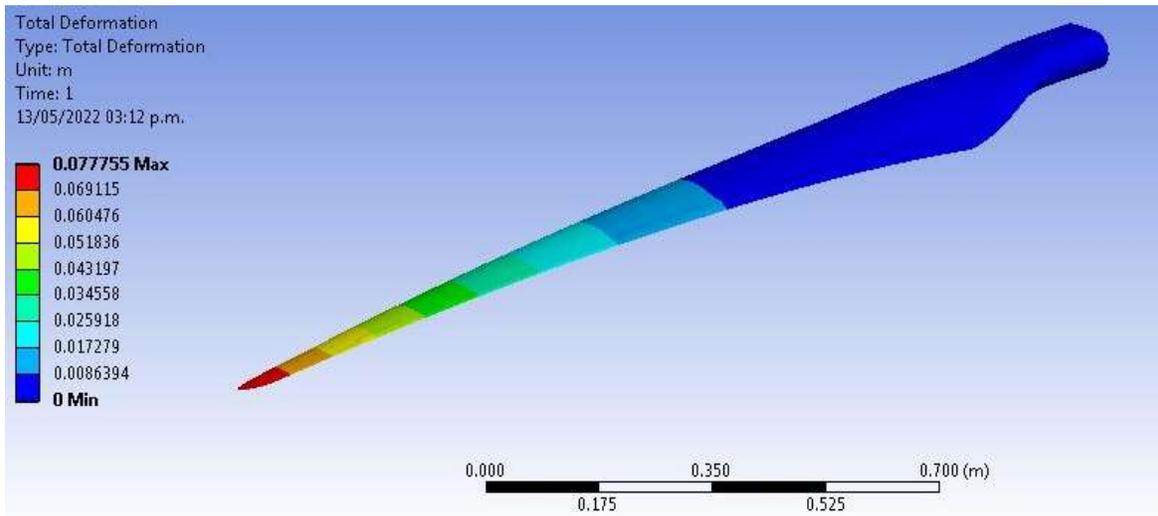


Figura 4.13. Deflexión de la pala bajo la acción de las fuerzas aerodinámicas.

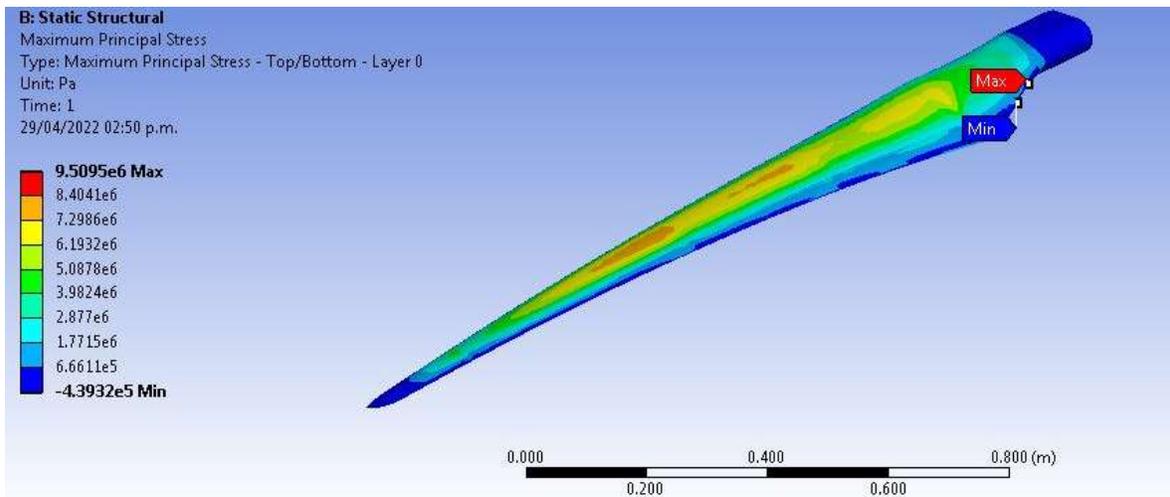


Figura 4.14. Esfuerzo principal máximo de la pala bajo la acción de las fuerzas aerodinámicas.

En la tabla 4.31, se puede observar un resumen de la deflexión (para el rango de deflexión seleccionado) y esfuerzo principal en la pala de longitud 1.7 m, utilizando las fuerzas aerodinámicas.

Tabla 4.31. Resumen de la deflexión y esfuerzo principal máximo en la pala (1.7 m de longitud).

Descripción	Valores	Unidad
Deflexión		
Radio del rotor	1.700	[m]
Rango de deflexión	10 % (0.170) – 13 % (0.221)	[m]
Deflexión en la punta de la pala	0.077	[m]
Relación deflexión-radio	4.53	[%]
Esfuerzo principal (Pala hueca)		
Esfuerzo límite del material	54.55	[MPa]
Esfuerzo principal máximo	9.51	[MPa]

En la misma se puede observar que la deflexión en la punta de la pala (longitud 1.7 m) obtenida al aplicar las fuerzas de empuje sobre cada sección es de 4.53 % con relación al radio del rotor, encontrándose por debajo del rango de deflexión propuesto (10 % a 13 % del radio del rotor). Para el caso del esfuerzo principal, el valor máximo obtenido es de 9.51 MPa encontrándose por debajo del esfuerzo admisible del material (54.55 MPa).

4.5 Análisis experimental de la deflexión de la pala

Las pruebas experimentales a la pala se realizaron en el banco de pruebas estructurales de palas de aerogeneradores, descrito en la sección 3.4.2. Se realizó la conversión de las fuerzas axial (tabla 4.28) de Newton (N) a kilogramo (kg), y se utilizó una báscula digital para la calibración de los pesos requeridos para cada sección. Para obtener las deflexiones en cada sección de la pala se realizaron 4 pruebas, a continuación, se determinó el promedio para obtener las deflexiones en cada sección. En la tabla 4.32, se pueden observar la posición de las secciones y sus respectivos pesos. En la tabla 4.33, se muestran los valores de las deflexiones de las 4 pruebas y el promedio en cada perfil (en este caso las deflexiones son medidas desde la segunda sección).

Tabla 4.32. Posición y pesos en cada sección de la pala.

Posición	Radio [m]	Fuerza Axial [N]	Peso [kg]
Sección 1	0.425	2.738	0.279
Sección 2	0.595	4.105	0.418
Sección 3	0.765	5.512	0.562

Sección 4	0.935	6.693	0.682
Sección 5	1.105	7.794	0.794
Sección 6	1.275	8.702	0.887
Sección 7	1.445	9.404	0.958
Sección 8	1.573	4.858	0.495
Sección 9	1.658	4.835	0.493

Tabla 4.33. Pruebas experimentales de deflexión a la pala (1.7 m de longitud).

Secciones	Radio [m]	Deflexiones [mm]				Deflexiones Promedio [mm]	Error [%]
		P1	P2	P3	P4		
2	0.595	8.593	8.593	8.593	8.593	8.593	0.000
3	0.765	14.667	14.519	14.815	15.111	14.778	1.710
4	0.935	22.222	21.926	22.222	22.519	22.222	1.089
5	1.105	31.556	31.407	31.407	32.000	31.593	0.888
6	1.275	43.556	43.556	43.852	44.444	43.852	0.955
7	1.445	56.593	57.034	57.481	58.074	57.296	1.105
8	1.573	67.556	68.148	68.444	68.741	68.222	0.741
9	1.658	75.852	76.148	76.741	77.037	76.445	0.708
Promedio del error [%]							0.900

Con el objetivo de determinar las deflexiones en cada posición de los perfiles (tabla 4.33), se obtuvo la línea de tendencia de las deflexiones en cada sección de la pala (números en color azul en la figura 4.15) y con ella la ecuación que las caracteriza (Polinomio de quinto grado), determinándose de esta forma las deflexiones en cada posición del perfil (números en color rojo de la figura 4.15).

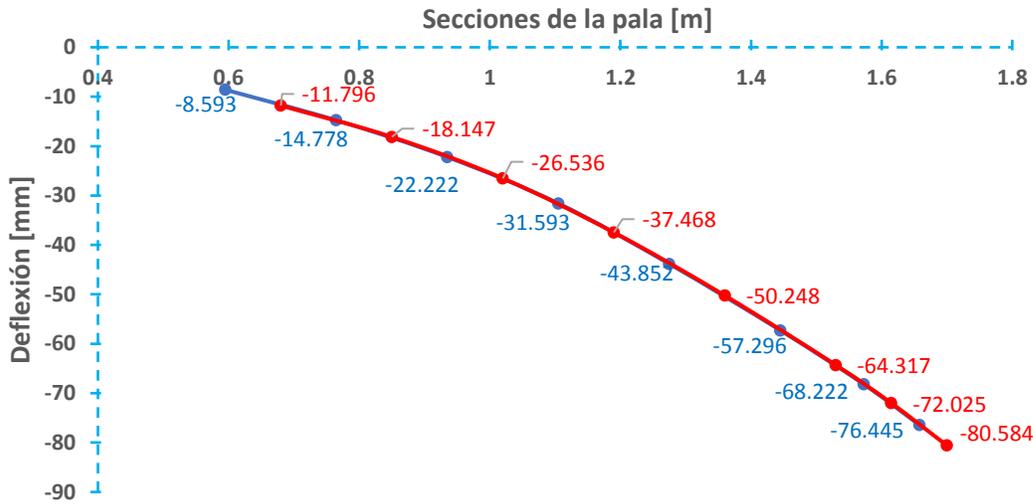


Figura 4.15 Deflexión en cada sección y posición de los perfiles en la pala.

En la tabla 4.34 se observan las deflexiones obtenidas (en la punta de la pala), utilizando el procedimiento desarrollado mediante el análisis y simulación por elementos finitos (MEF), el procedimiento desarrollado en el código (MEFCP) y con las pruebas experimentales. Como se puede notar el error obtenido entre las pruebas experimentales y el procedimiento desarrollado mediante el análisis y simulación por elementos finitos es de 3.52 % [119] y con el procedimiento desarrollado en MEFCP un error de 4.97 %. El error entre el procedimiento desarrollado MEF y el procedimiento desarrollado en MEFCP es de 1.50 %.

Tabla 4.34 Comparación de la deflexión en la pala.

Deflexión [mm]				
Modelo estructural				Pruebas experimentales
MEF	Error [%]	MEFCP	Error [%]	
77.75	3.52	76.58	4.97	80.584

Considerando el rango de deflexión entre el 10 % (170.00 mm) y el 13 % (221.00 mm) del radio del rotor, para el caso del MEF la deflexión observada es de 77.75 mm correspondiendo a un 4.57 % del radio del rotor, para el MEFCP la deflexión obtenida fue de 78.92 mm, correspondiendo a un 4.50 % del rotor y para las pruebas experimentales un 4.74 % del radio del rotor. Como se puede observar en los tres casos la deflexión se encuentra por debajo del rango de deflexión establecido para este diseño.

CONCLUSIONES

Al concluir el proyecto de tesis se dio cumplimiento al objetivo general de “Desarrollar e implementar una metodología de diseño, mediante la combinación del análisis del recurso eólico, aerodinámico y estructural, para optimizar el rendimiento y resistencia de las palas de los aerogeneradores de baja potencia”.

Las principales conclusiones obtenidas son las siguientes:

1. Se desarrolló un código que analiza el clima del viento el cual además de ofrecer la caracterización completa del clima, y la evaluación energética, también aporta los datos necesarios para la determinación de los parámetros óptimos de entrada para el diseño aerodinámico y estructural del aerogenerador. Para la validación de los resultados se utilizó el Software Windographer obteniéndose un error de 0 % en todos los parámetros.
2. Se diseñó e implementó un código para calcular el dimensionado óptimo de la pala del aerogenerador en función de las características del clima eólico del sitio de instalación. Un diseño de este tipo permite maximizar la energía extraída del viento. Para la validación del dimensionado se utilizaron los resultados publicados en [78], obteniéndose un error típico en los radios locales de 0.034 m, las cuerdas de 0.006 m y en los ángulos de torsión de 0.5 grados.
3. Se implementó un código para el análisis de ruido aerodinámico del rotor del aerogenerador el cual cumple con las recomendaciones de la norma IEC 61400-11, mostrando que la mayor contribución de ruido aerodinámico proviene de los vórtices de la punta de la pala. La validación del mismo con un análisis experimental, mostro un error máximo 3.8 %, el cual corresponde a la velocidad de 6 m/s.
4. Se diseñó e implementó un código para realizar el análisis estructural de la pala del aerogenerador aplicando el Modelo Simplificado de Carga (MSC) de acuerdo a la norma IEC61400-2 y el modelo de vigas que utiliza la teoría de Timochenko que determina la deflexión en la pala. Además, se estableció un método para el análisis y la simulación por el método de elementos finitos para determinar la distribución

de la deflexión y de los esfuerzos a lo largo de la pala que garantizan el cumplimiento de la norma IEC61400-2.

5. Se realizó la validación del código que determina la deflexión mediante el procedimiento desarrollado en el código obteniéndose un error del 4.97 %, y en el procedimiento desarrollado mediante el análisis y simulación por elementos finitos se obtuvo un error de 3.52 %, con respecto a los resultados obtenidos en el banco de pruebas de palas de la Universidad del Istmo.

RECOMENDACIONES

Como trabajo futuro, se recomienda incluir al código los siguientes puntos:

- Deflexiones provocadas por el efecto del movimiento giroscópico del rotor.
- Realizar un análisis de fatiga para poder determinar la degradación estructural de la pala.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Rodríguez Amenedo, J. L., Burgos Diaz, J. C., & Arnalte Gómez, S. (2003). *Sistemas eólicos de producción de energía eléctrica*. Rueda.
- [2] Bianchi, F. D., De Battista, H., & Mantz, R. J. (2007). *Wind turbine control systems: principles, modelling and gain scheduling design* (Vol. 19). London: Springer.
- [3] Wu, B., Lang, Y., Zargari, N., & Kouro, S. (2011). *Power conversion and control of wind energy systems*. John Wiley & Sons.
[https://books.google.es/books?hl=es&lr=&id=Jb3e3203npIC&oi=fnd&pg=PR11&dq=Wu,+B.,+Lang,+Y.,+Zargari,+N.,+%26+Kouro,+S.+\(2011\).+Power+conversion+and+control+of+wind+energy+systems.+John+Wiley+%26+Sons.&ots=0Hjo4XE4S5&sig=i02pnQwpAOwY_PqyK9mrjPG0uTk#v=onepage&q=Wu%2C%20B.%2C%20Lang%2C%20Y.%2C%20Zargari%2C%20N.%2C%20%26%20Kouro%2C%20S.%20\(2011\).%20Power%20conversion%20and%20control%20of%20wind%20energy%20systems.%20John%20Wiley%20%26%20Sons.&f=false](https://books.google.es/books?hl=es&lr=&id=Jb3e3203npIC&oi=fnd&pg=PR11&dq=Wu,+B.,+Lang,+Y.,+Zargari,+N.,+%26+Kouro,+S.+(2011).+Power+conversion+and+control+of+wind+energy+systems.+John+Wiley+%26+Sons.&ots=0Hjo4XE4S5&sig=i02pnQwpAOwY_PqyK9mrjPG0uTk#v=onepage&q=Wu%2C%20B.%2C%20Lang%2C%20Y.%2C%20Zargari%2C%20N.%2C%20%26%20Kouro%2C%20S.%20(2011).%20Power%20conversion%20and%20control%20of%20wind%20energy%20systems.%20John%20Wiley%20%26%20Sons.&f=false)
- [4] Hau, E. (2013). *Wind turbines: fundamentals, technologies, application, economics*. Springer Science & Business Media.
[https://books.google.es/books?hl=es&lr=&id=KeNEAAAQBAJ&oi=fnd&pg=PR5&dq=Hau,+E.+\(2013\).+Wind+turbines:+fundamentals,+technologies,+application,+economics.+Springer+Science+%26+Business+Media.&ots=Bd7UE-mak1&sig=-Hx3f3fTE7J_vl1KcjLp5Jh96O8#v=onepage&q=Hau%2C%20E.%20\(2013\).%20Wind%20turbines%3A%20fundamentals%2C%20technologies%2C%20application%2C%20economics.%20Springer%20Science%20%26%20Business%20Media.&f=false](https://books.google.es/books?hl=es&lr=&id=KeNEAAAQBAJ&oi=fnd&pg=PR5&dq=Hau,+E.+(2013).+Wind+turbines:+fundamentals,+technologies,+application,+economics.+Springer+Science+%26+Business+Media.&ots=Bd7UE-mak1&sig=-Hx3f3fTE7J_vl1KcjLp5Jh96O8#v=onepage&q=Hau%2C%20E.%20(2013).%20Wind%20turbines%3A%20fundamentals%2C%20technologies%2C%20application%2C%20economics.%20Springer%20Science%20%26%20Business%20Media.&f=false)
- [5] International Electrotechnical Commission. "International Standard IEC 61400-2 Wind Turbines-Part 2: Small wind turbines". IEC: Geneva, Switzerland (2013).
- [6] Castán Fernández, C. (2012). *Diseño aerodinámico optimizado de un aerogenerador de eje horizontal*. <https://digibuo.uniovi.es/dspace/handle/10651/4101>
- [7] Scappatici, L., Bartolini, N., Castellani, F., Astolfi, D., Garinei, A., Pennicchi, M. (2016). Optimizing the design of horizontal-axis small wind turbines: From the laboratory to market. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 154, 58-68. <https://doi.org/10.1016/j.jweia.2016.04.006>
- [8] Tahani, Mojtaba, et al. "Aerodynamic design of horizontal axis wind turbine with innovative local linearization of chord and twist distributions." *Energy* 131 (2017): 78-91. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.05.033>
- [9] Lee, MH, Shiah, Y-C, Bai, CJ 2016, "Experiments and numerical simulations of the rotor-blade performance for a small-scale horizontal axis wind turbine", *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 149, pp. 17-29. <https://doi.org/10.1016/j.jweia.2015.12.002>.
- [10] Thumthae, Chalothorn. "Optimum Blade Profiles for a Variable-Speed Wind Turbine in Low Wind Area." *Energy Procedia* 75 (2015): 651-657. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.07.478>
- [11] Lanzafame, R., Mauro, S., & Messina, M. (2015). HAWT design and performance evaluation: improving the BEM theory mathematical models. *Energy Procedia*, 82, 172-179. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.12.015>
- [12] Breton, S. P., Coton, F. N., & Moe, G. (2008). A study on rotational effects and different stall delay models using a prescribed wake vortex scheme and NREL phase VI experiment data. *Wind Energy: An International Journal for Progress and Applications in Wind Power Conversion Technology*, 11(5), 459-482. <https://doi.org/10.1002/we.269>

- [13] Chattot, J. J. (2007). Helicoidal vortex model for wind turbine aeroelastic simulation. *Computers & structures*, 85(11-14), 1072-1079. <https://doi.org/10.1016/j.compstruc.2006.11.013>
- [14] Qiu, Y. X., Wang, X. D., Kang, S., Zhao, M., Liang, J. Y. (2014). Predictions of unsteady HAWT aerodynamics in yawing and pitching using the free vortex method. *Renewable Energy*, 70, 93-106. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.03.071>
- [15] Dhert, T., Ashuri, T., & Martins, J. R. (2017). Aerodynamic shape optimization of wind turbine blades using a Reynolds-averaged Navier–Stokes model and an adjoint method. *Wind Energy*, 20(5), 909-926. <https://onlinelibrary.wiley.com/pb-assets/journal-banners/10991824-1607433521070.jpg>
- [16] Domnica, S. M., Ioan, C., Ionut, T. (2016). Structural optimization of composite from wind turbine blades with horizontal axis using finite element analysis. *Procedia technology*, 22, 726-733. <https://doi.org/10.1016/j.protcy.2016.01.031>.
- [17] Montesano, J., Chu, H., Singh, C. V. (2016). Development of a physics-based multi-scale progressive damage model for assessing the durability of wind turbine blades. *Composite Structures*, 141, 50-62. <https://doi.org/10.1016/j.compstruct.2016.01.011>.
- [18] Fagan, E. M., Kennedy, C. R., Leen, S. B., Goggins, J. (2016). Damage mechanics based design methodology for tidal current turbine composite blades. *Renewable Energy*, 97, 358-372. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.05.093>.
- [19] Jeong, M. S., Kim, S. W., Lee, I., Yoo, S. J. (2014). Wake impacts on aerodynamic and aeroelastic behaviors of a horizontal axis wind turbine blade for sheared and turbulent flow conditions. *Journal of Fluids and Structures*, 50, 66-78. <https://doi.org/10.1016/j.jfluidstructs.2014.06.016>.
- [20] National Renewable Energy Laboratory: Software HARP_Opt (Optimizaci3n del rendimiento del rotor del eje horizontal. <https://www.nrel.gov/wind/nwtc/harp-opt.html>
- [21] Richards, P. W., Griffith, D. T., Hodges, D. H. (2017). Aeroelastic design of large wind turbine blades considering damage tolerance. *Wind Energy*, 20(1), 159-170. <https://doi.org/10.1002/we.1997>.
- [22] Khlaifat, N., Altaee, A., Zhou, J., Huang, Y., Braytee, A. (2020). Optimization of a small wind turbine for a rural area: A case study of Deniliquin, New South Wales, Australia. *Energies*, 13(9), 2292. doi:10.3390/en13092292.
- [23] Vitale, A. J., Rossi, A. P. (2008). M3todo Iterativo de C3lculo para Dise1o y Simulaci3n de H3lices de Turbinas E3licas de Peque1a Escala. Su Implementaci3n Mediante el Desarrollo del Software Zeus V2. 0. *Mec3nica Computacional*, (31), 2457-2467. Asociaci3n Argentina de Mec3nica Computacional <http://www.amcaonline.org.ar>.
- [24] National Renewable Energy Laboratory: Biblioteca de Software de aerodin3mica. <https://www.nrel.gov/wind/nwtc/aerodyn.html>
- [25] Alaskari, M., Abdullah, O., Majeed, M. H. (2019, May). Analysis of wind turbine using QBlade software. In *IOP conference series: materials science and engineering* (Vol. 518, No. 3, p. 032020). IOP Publishing. doi:10.1088/1757-899X/518/3/032020.
- [26] Noronha, N. P., & Krishna, M. (2020). Dise1o y an3lisis de aerogeneradores de eje micro horizontal utilizando MATLAB y QBlade. *Revista Internacional de Ciencia y Tecnolog3a Avanzadas*, 29(10S), 8877-85. https://www.researchgate.net/publication/342424744_Design_and_analysis_of_micro_horizontal_axis_wind_turbine_using_MATLAB_and_QBlade?enrichId=rgreq-e1de17b82fbfa1fda1aa14ecee6f2c6-XXX&enrichSource=Y292Z2XJQYWdIOzMOMjQyNDc0NDtBUzo5MDY2NTc3NjQ3NjU2OThAMTU5MzE3NTQ2NDg2Mw%3D%3D&el=1_x_2&_esc=publicationCoverPdf

- [27] Suresh, A., & Rajakumar, S. (2020). Diseño de pequeño aerogenerador de eje horizontal para aplicaciones rurales de baja velocidad eólica. *Materiales hoy: Actas*, 23, 16-22. <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2019.06.008>.
- [28] Brower, M. (2012). *Wind resource assessment: a practical guide to developing a wind project*. John Wiley & Sons. [https://books.google.com.mx/books?hl=es&lr=&id=5dSzcF_cowkC&oi=fnd&pg=PR15&dq=Brower,+M.+\(2012\).+Wind+resource+assessment:+a+practical+guide+to+developing+a+wind+project.+John+Wiley+%26+Sons.&ots=QMaoVKTWXL&sig=Qmybe-HT10mu8h3XFjrO6ZlIGNs#v=onepage&q=Brower%2C%20M.%20\(2012\).%20Wind%20resource%20assessment%3A%20a%20practical%20guide%20to%20developing%20a%20wind%20project.%20John%20Wiley%20%26%20Sons.&f=false](https://books.google.com.mx/books?hl=es&lr=&id=5dSzcF_cowkC&oi=fnd&pg=PR15&dq=Brower,+M.+(2012).+Wind+resource+assessment:+a+practical+guide+to+developing+a+wind+project.+John+Wiley+%26+Sons.&ots=QMaoVKTWXL&sig=Qmybe-HT10mu8h3XFjrO6ZlIGNs#v=onepage&q=Brower%2C%20M.%20(2012).%20Wind%20resource%20assessment%3A%20a%20practical%20guide%20to%20developing%20a%20wind%20project.%20John%20Wiley%20%26%20Sons.&f=false)
- [29] Hau, E. (2013). *Wind turbines: fundamentals, technologies, application, economics*. Springer Science & Business Media. [https://books.google.com.mx/books?hl=es&lr=&id=KeNEAAAQBAJ&oi=fnd&pg=PR5&dq=Hau,+E.,+%26+von+Renouard,+H.+\(2006\).+The+wind+resource.+Wind+Turbines:+Fundamentals,+Technologies,+Application,+Economics,+451-483.&ots=Bd7UFxpdr-&sig=wLeUyfQ0sRSxz_od7Afxoflnc0#v=onepage&q&f=false](https://books.google.com.mx/books?hl=es&lr=&id=KeNEAAAQBAJ&oi=fnd&pg=PR5&dq=Hau,+E.,+%26+von+Renouard,+H.+(2006).+The+wind+resource.+Wind+Turbines:+Fundamentals,+Technologies,+Application,+Economics,+451-483.&ots=Bd7UFxpdr-&sig=wLeUyfQ0sRSxz_od7Afxoflnc0#v=onepage&q&f=false)
- [30] Manwell, J. F., McGowan, J. G., & Rogers, A. L. (2010). *Wind energy explained: theory, design and application*. John Wiley & Sons. [https://books.google.com.mx/books?hl=es&lr=&id=roaTx_Of0vAC&oi=fnd&pg=PR5&dq=Manwell,+J.+F.,+McGowan,+J.+G.,+%26+Rogers,+A.+L.+\(2010\).+Wind+energy+explained:+theory,+design+and+application.+John+Wiley+%26+Sons.&ots=O4VERqkD_9&sig=3ZNvk3eU3z2qoI08C94mMxtrSl8#v=onepage&q=Manwell%2C%20J.%20F.%2C%20McGowan%2C%20J.%20G.%2C%20%26%20Rogers%2C%20A.%20L.%20\(2010\).%20Wind%20energy%20explained%3A%20theory%2C%20design%20and%20application.%20John%20Wiley%20%26%20Sons.&f=false](https://books.google.com.mx/books?hl=es&lr=&id=roaTx_Of0vAC&oi=fnd&pg=PR5&dq=Manwell,+J.+F.,+McGowan,+J.+G.,+%26+Rogers,+A.+L.+(2010).+Wind+energy+explained:+theory,+design+and+application.+John+Wiley+%26+Sons.&ots=O4VERqkD_9&sig=3ZNvk3eU3z2qoI08C94mMxtrSl8#v=onepage&q=Manwell%2C%20J.%20F.%2C%20McGowan%2C%20J.%20G.%2C%20%26%20Rogers%2C%20A.%20L.%20(2010).%20Wind%20energy%20explained%3A%20theory%2C%20design%20and%20application.%20John%20Wiley%20%26%20Sons.&f=false)
- [31] Justus, C. G., & Mikhail, A. (1976). Height variation of wind speed and wind distributions statistics. *Geophysical Research Letters*, 3(5), 261-264. <https://doi.org/10.1029/GL003i005p00261>.
- [32] Mattio, H. F., & Tilca, F. (2014). Para mediciones de velocidad y dirección de viento con fines de generación eléctrica, y medición de potencia eléctrica generada por Aerogeneradores. Instituto Nacional Tecnología Argentina. Retrieved from. chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://argentinaeolica.org.ar/uploads/blog_v1/Recomendaciones%20Para%20Mediciones%20de%20Viento%20Para%20Produccion%20de%20Energia.pdf
- [33] Ren, G., Liu, J., Wan, J., Li, F., Guo, Y., Yu, D. (2018). The analysis of turbulence intensity based on wind speed data in onshore wind farms. *Renewable energy*, 123, 756-766. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.02.080>.
- [34] Hansen, K. S., Larsen, G. C. (2005). Characterising turbulence intensity for fatigue load analysis of wind turbines. *Wind Engineering*, 29(4), 319-329. <https://doi.org/10.1260/030952405774857897>.
- [35] Ismaiel, A. M. M., Yoshida, S. (2018). Study of turbulence intensity effect on the fatigue lifetime of wind turbines. *Evergreen*, 5(1), 25-32.
- [36] Wu, Y. T., Lin, C. Y., Chang, T. J. (2020). Effects of inflow turbulence intensity and turbine arrangements on the power generation efficiency of large wind farms. *Wind Energy*, 23(7), 1640-1655. <https://doi.org/10.1002/we.2507>.
- [37] Kim, D. Y., Kim, Y. H., Kim, B. S. (2021). Changes in wind turbine power characteristics and annual energy production due to atmospheric stability, turbulence intensity, and wind shear. *Energy*, 214, 119051. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.119051>.

- [38] Justus, C. G., Hargraves W. R., Mikhail A. and Graber D. (1978). Methods for estimating wind speed frequency distributions. *Journal of Applied Meteorology*, Volume 17 (3), pp. 350-353. <https://www.jstor.org/stable/26178009>.
- [39] Burton, T., Jenkins, N., Sharpe, D., Bossanyi, E. (2011). *Wind energy handbook*. John Wiley & Sons.
[https://books.google.com.mx/books?hl=es&lr=&id=dip2LwCRCscC&oi=fnd&pg=PT16&dq=Burton,+T.,+Jenkins,+N.,+Sharpe,+D.,+%26+Bossanyi,+E.+\(2011\).+Wind+energy+handbook.+John+Wiley+%26+Sons.&ots=leCJXpLqyb&sig=fe9y5MfzIptFy7zTT6eSjksEdZ8#v=onepage&q=Burton%2C%20T.%2C%20Jenkins%2C%20N.%2C%20Sharpe%2C%20D.%2C%20%26%20Bossanyi%2C%20E.%20\(2011\).%20Wind%20energy%20handbook.%20John%20Wiley%20%26%20Sons.&f=false](https://books.google.com.mx/books?hl=es&lr=&id=dip2LwCRCscC&oi=fnd&pg=PT16&dq=Burton,+T.,+Jenkins,+N.,+Sharpe,+D.,+%26+Bossanyi,+E.+(2011).+Wind+energy+handbook.+John+Wiley+%26+Sons.&ots=leCJXpLqyb&sig=fe9y5MfzIptFy7zTT6eSjksEdZ8#v=onepage&q=Burton%2C%20T.%2C%20Jenkins%2C%20N.%2C%20Sharpe%2C%20D.%2C%20%26%20Bossanyi%2C%20E.%20(2011).%20Wind%20energy%20handbook.%20John%20Wiley%20%26%20Sons.&f=false).
- [40] Mahmood, F. H., Resen, A. K., Khamees, A. B. (2020). Wind characteristic analysis based on Weibull distribution of Al-Salman site, Iraq. *Energy reports*, 6, 79-87. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2019.10.021>.
- [41] Seguro, J. V., Lambert, T. W. (2000). Modern estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy analysis. *Journal of wind engineering and industrial aerodynamics*, 85(1), 75-84. [https://doi.org/10.1016/S0167-6105\(99\)00122-1](https://doi.org/10.1016/S0167-6105(99)00122-1).
- [42] Scerri, E., Farrugia, R. (1996). Wind data evaluation in the Maltese Islands. *Renewable energy*, 7(1), 109-114. [https://doi.org/10.1016/0960-1481\(95\)00097-6](https://doi.org/10.1016/0960-1481(95)00097-6).
- [43] Montgomery, D. C., & Runger, G. C. (2010). *Applied statistics and probability for engineers*. John Wiley & sons.
https://books.google.com.mx/books?hl=es&lr=&id=_f4KrEcNAfEC&oi=fnd&pg=PA1&dq=+Applied+statistics+and+probability+for+engineers.+John+Wiley+%24%5C%26%24+Sons,+2010.&ots=Zzt10io0Vd&sig=zPMMYludfVs7om_wdvagSg9LuPs#v=onepage&q=Applied%20statistics%20and%20probability%20for%20engineers.%20John%20Wiley%20%24%5C%26%24%20Sons%2C%202010.&f=false
- [44] IEC, I. (2013). 61400-2. *Wind Turbines—Part 2: Small Wind Turbines*. IEC: Geneva, Switzerland.
- [45] Jangamshetti, S. H., Rau, V. G. (2001). Normalized power curves as a tool for identification of optimum wind turbine generator parameters. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 16(3), 283-288. DOI: 10.1109/60.937209.
- [46] Santiago, J. A. E., Danguillecourt, O. L., Duharte, G. I., Díaz, J. E. C., Añorve, A. V., Hernandez Escobedo, Q., Perea-Moreno, A. J. (2021). Dimensioning optimization of the permanent magnet synchronous generator for direct drive wind turbines. *Energies*, 14(21), 7106. <https://doi.org/10.3390/en14217106>.
- [47] Mathew, S. (2006). *Wind energy: fundamentals, resource analysis and economics* (Vol. 1). Berlin: Springer. <https://doi.org/10.1007/3-540-30906-3>.
- [48] Geovanni, H., Orlando, L., Oliver, P., Sebastian, P., Rafael, D. J. (2010). An analytical procedure for optimal sizing of wind turbines in different wind regimes. *Journal of Materials Science and Engineering*, 4(2).
<http://www.davidpublisher.com/Public/uploads/Contribute/55ff5d8940740.pdf>.
- [49] Wood, D. (2011). Small wind turbines. In *Advances in wind energy conversion technology* (pp. 195-211). Springer, Berlin, Heidelberg.
https://ia801907.us.archive.org/6/items/David_Wood_Small_Wind_Turbines/David_Wood_Small_Wind_Turbines.pdf.
- [50] Ingram, G. (2011). *Wind turbine blade analysis using the blade element momentum method. version 1.1*. Durham University, Durham.
http://educypedia.karadimov.info/library/wind_turbine_design.pdf.
- [51] Mahmuddin, F. (2017). Rotor blade performance analysis with blade element momentum theory. *Energy Procedia*, 105, 1123-1129. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.477>.

- [52] Snel, H. (2003). Review of aerodynamics for wind turbines. *Wind Energy: An International Journal for Progress and Applications in Wind Power Conversion Technology*, 6(3), 203-211. <https://doi.org/10.1002/we.97>.
- [53] Drela, M. (1989). XFOIL: An analysis and design system for low Reynolds number airfoils. In *Low Reynolds number aerodynamics* (pp. 1-12). Springer, Berlin, Heidelberg. https://doi.org/10.1007/978-3-642-84010-4_1.
- [54] Hansen, A. C., Butterfield, C. P. (1993). Aerodynamics of horizontal-axis wind turbines. *Annual Review of Fluid Mechanics*, 25(1), 115-149. DOI:10.1146/ANNUREV.FL.25.010193.000555.
- [55] Sørensen, J. N. (2016). The general momentum theory. In *General Momentum Theory for Horizontal Axis Wind Turbines* (pp. 43-58). Springer, Cham.
- [56] Hansen, M. O. L., Sørensen, J. N., Voutsinas, S., Sørensen, N., Madsen, H. A. (2006). State of the art in wind turbine aerodynamics and aeroelasticity. *Progress in aerospace sciences*, 42(4), 285-330. <https://doi.org/10.1016/j.paerosci.2006.10.002>.
- [57] Jamieson, P. (2018). Innovation in wind turbine design. John Wiley & Sons. <https://books.google.es/books?hl=es&lr=&id=DudRDwAAQBAJ&oi=fnd&pg=PR15&dq=Jamieson,+Peter,+and+Garrad+Hassan.+Innovation+in+wind+turbine+design.+Vol.+2.+No.+2.4.+Chichester:+Wiley,+2011.&ots=3Qx-FCIph-&sig=4d-Cxdd4aFC-fIMKpGIZtKkEXpU#v=onepage&q&f=false>
- [58] Sorensen, J. N., Shen, W. Z. (2002). Numerical modeling of wind turbine wakes. *J. Fluids Eng.*, 124(2), 393-399. <https://doi.org/10.1115/1.1471361>.
- [59] Bontempo, R., Manna, M. (2020). On the potential of the ideal diffuser augmented wind turbine: an investigation by means of a momentum theory approach and of a free-wake ring-vortex actuator disk model. *Energy Conversion and Management*, 213, 112794. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.112794>.
- [60] Coton, F. N., & Wang, T. (1999). The prediction of horizontal axis wind turbine performance in yawed flow using an unsteady prescribed wake model. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy*, 213(1), 33-43. <https://doi.org/10.1243%2F0957650991537419>.
- [61] Duque, E. P. N. (1999). Navier-Stokes Analysis of Time-Dependent Flows About Wind Turbine. In *Proceedings of the 3rd ASME/JSME joint Fluids Engineering Conference*, July18-23, 1999.
- [62] Jamieson, P. (2018). Innovation in wind turbine design. John Wiley & Sons. [https://books.google.es/books?hl=es&lr=&id=DudRDwAAQBAJ&oi=fnd&pg=PR15&dq=Jamieson,+P.+2018.+Innovation+in+wind+turbine+design.+John+Wiley+%26+Sons.&ots=3Qx-FCIvd4&sig=vskEWcf1wJNAQL-7ttjzQavs-k#v=onepage&q=Jamieson%2C%20P.%20\(2018\).%20Innovation%20in%20wind%20turbine%20design.%20John%20Wiley%20%26%20Sons.&f=false](https://books.google.es/books?hl=es&lr=&id=DudRDwAAQBAJ&oi=fnd&pg=PR15&dq=Jamieson,+P.+2018.+Innovation+in+wind+turbine+design.+John+Wiley+%26+Sons.&ots=3Qx-FCIvd4&sig=vskEWcf1wJNAQL-7ttjzQavs-k#v=onepage&q=Jamieson%2C%20P.%20(2018).%20Innovation%20in%20wind%20turbine%20design.%20John%20Wiley%20%26%20Sons.&f=false)
- [64] Jamieson, P. (2018). Innovation in wind turbine design. John Wiley & Sons. https://books.google.es/books?hl=es&lr=&id=DudRDwAAQBAJ&oi=fnd&pg=PR15&dq=Jamieson,+Peter,+and+Garrad+Hassan.+Innovation+in+wind+turbine+design.+Vol.+2.+No.+2.4.+Chichester:+Wiley,+2011.&ots=3Qx-FCIwd3&sig=eH_sGh7A0wVsTfQ2MLyMiBu54GY#v=onepage&q&f=false
- [65] Tangler, J. L., Somers, D. M. (1995). NREL airfoil families for HAWTs (No. NREL/TP-442-7109). National Renewable Energy Lab., Golden, CO (United States). <https://doi.org/10.2172/10106095>.
- [66] Islam, M. R., Bashar, L. B., Saha, D. K., Rafi, N. S. (2019). Comparison and Selection of Airfoils for Small Wind Turbine between NACA and NREL's S series Airfoil Families. *International Journal of Research in Electrical, Electronics and Communication Engineering*, 4(2), 1-11. DOI: 10.5281/zenodo.3520469.

- [67] Giguere, P., Selig, M. S. (1997). Low Reynolds number airfoils for small horizontal axis wind turbines. *Wind Engineering*, 367-380. <https://www.jstor.org/stable/43749658>.
- [68] Salgado, V., Troya, C., Moreno, G., Molina, J. (2016). Airfoil selection methodology for small wind turbines. *International Journal of Renewable Energy Research*, 6(4), 1410-1415. <https://www.researchgate.net/publication/312041461>.
- [69] Grasso, F. (2014, December). Design of a family of new advanced airfoils for low wind class turbines. In *Journal of Physics: Conference Series* (Vol. 555, No. 1, p. 012044). IOP Publishing. doi:10.1088/1742-6596/555/1/012044.
- [70] Glauert, H. (1935). Airplane propellers. In *Aerodynamic theory* (pp. 169-360). Springer, Berlin, Heidelberg.
https://books.google.com.mx/books?id=aOg_CgAAQBAJ&printsec=frontcover&dq=Airplane+propellers.+In+Aerodynamic+theory&hl=es&sa=X&redir_esc=y#v=onepage&q=Airplane%20propellers.%20In%20Aerodynamic%20theory&f=false
- [71] Ingram, G. (2011). Wind turbine blade analysis using the blade element momentum method. version 1.1. Durham University, Durham. <http://www.dur.ac.uk/g.l.ingram>.
- [72] Hauptmann, S., Bülk, M., Schön, L., Erbslöh, S., Boorsma, K., Grasso, F., Cheng, P. W. (2014, December). Comparison of the lifting-line free vortex wake method and the blade-element-momentum theory regarding the simulated loads of multi-MW wind turbines. In *Journal of Physics: Conference Series* (Vol. 555, No. 1, p. 012050). IOP Publishing. doi:10.1088/1742-6596/555/1/012050.
- [73] Liu, S., Janajreh, I. (2012). Development and application of an improved blade element momentum method model on horizontal axis wind turbines. *International Journal of Energy and Environmental Engineering*, 3(1), 1-10.
http://grantingram.org/download/wind_turbine_design.pdf.
- [74] Hansen, M. (2015). *Aerodynamics of wind turbines*. Routledge.
<https://doi.org/10.4324/9781315769981>
- [75] Nijssen, R. P. L., Brøndsted, P. (2013). Advances in wind turbine blade design and materials: 6. Fatigue as a design driver for composite wind turbine blades. Elsevier Inc. Chapters.
[https://books.google.es/books?hl=es&lr=&id=OQx0DAAAQBAJ&oi=fnd&pg=PP6&dq=Bron%CC%9Cdsted,+P.,+%26+Nijssen,+R.+P.+\(Eds.\).+\(2013\).+Advances+in+wind+turbine+blade+design+and+materials.&ots=mAlaWz396y&sig=AVaWlIKfiFEg8mFeVTUQMjNbt6U#v=onepage&q&f=false](https://books.google.es/books?hl=es&lr=&id=OQx0DAAAQBAJ&oi=fnd&pg=PP6&dq=Bron%CC%9Cdsted,+P.,+%26+Nijssen,+R.+P.+(Eds.).+(2013).+Advances+in+wind+turbine+blade+design+and+materials.&ots=mAlaWz396y&sig=AVaWlIKfiFEg8mFeVTUQMjNbt6U#v=onepage&q&f=false)
- [76] Au, L. T. K., Phan, H. V., Park, H. C. (2017). Comparison of aerodynamic forces and moments calculated by three-dimensional unsteady blade element theory and computational fluid dynamics. *Journal of Bionic Engineering*, 14(4), 746-758. [https://doi.org/10.1016/S1672-6529\(16\)60440-7](https://doi.org/10.1016/S1672-6529(16)60440-7)
- [77] Leishman, J. G. (2011). Aerodynamics of horizontal axis wind turbines. *Advances in Wind Energy Conversion Technology*, 1-69. http://dx.doi.org/10.1007/978-3-540-88258-9_1.
- [78] Hansen, M. O. (2017). Aerodynamics and design of horizontal-axis wind turbines. In *Wind Energy Engineering* (pp. 161-184). Academic Press. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-809451-8.00009-6>
- [79] Brooks, T. F., Pope, D. S., Marcolini, M. A. (1989). Airfoil self-noise and prediction (No. L-16528). <https://ntrs.nasa.gov/api/citations/19890016302/downloads/19890016302.pdf>
- [80] Dorrego, J. R., Ríos, A., Hernandez-Escobedo, Q., Campos-Amezcuca, R., Iracheta, R., Lastres, O., Perea-Moreno, A. J. (2021). Theoretical and Experimental Analysis of Aerodynamic Noise in Small Wind Turbines. *Energies*, 14(3), 727. <https://doi.org/10.3390/en14030727>

- [81] Rogers, A. L., Manwell, J. F., Wright, S. (2006). Wind turbine acoustic noise. Renewable Energy Research Laboratory, Amherst: University of Massachusetts. https://windfarmrealities.org/wp-content/uploads/wfr-docs/rogers_nrel_paper.pdf
- [82] Vers, I.L.; Beranek, L.L. (Eds.) Noise and Vibration Control Engineering; John Wiley & Sons, Inc.: Hoboken, NJ, USA, 2005; ISBN 9780470172568. DOI: 10.12691/ajvd-2-1-4.
- [83] Bao, D., Shang, W., Yao, M. (2017, March). Experimental Study on Noise Test of small Wind Turbine. In 2017 2nd International Conference on Automation, Mechanical Control and Computational Engineering (AMCCE 2017) (pp. 252-257). Atlantis Press. <https://dx.doi.org/10.2991/amcce-17.2017.44>
- [84] Gere, J. M. Mecánica de materiales/por James M. Gere y Barry J. Goodno. https://www.academia.edu/41043468/Mecanica_de_Materiales_7ma_Edici%C3%B3n_James_M_Gere_y_Barry_J_Goodno
- [85] DeWolf, J. T., Mazurek, D. F., P Beer, F., Johnston JR, E. R. (2021). Mecânica dos Materiais-8. McGraw Hill Brasil. [https://books.google.es/books?hl=es&lr=&id=DUAdEAAAQBAJ&oi=fnd&pg=PA66&dq=DeWolf,+J.+T.,+Mazurek,+D.+F.,+P+Beer,+F.,+%26+Johnston+JR,+E.+R.+\(2021\).+Mec%C3%A2nica+dos+Materiais-8.+McGraw+Hill+Brasil.&ots=ObitTYhm8g&sig=8eC8J56njSNzaePxCO-w8JEAIMU#v=onepage&q&f=false](https://books.google.es/books?hl=es&lr=&id=DUAdEAAAQBAJ&oi=fnd&pg=PA66&dq=DeWolf,+J.+T.,+Mazurek,+D.+F.,+P+Beer,+F.,+%26+Johnston+JR,+E.+R.+(2021).+Mec%C3%A2nica+dos+Materiais-8.+McGraw+Hill+Brasil.&ots=ObitTYhm8g&sig=8eC8J56njSNzaePxCO-w8JEAIMU#v=onepage&q&f=false)
- [86] Freebury, G., Musial, W. (2000, January). Determining equivalent damage loading for full-scale wind turbine blade fatigue tests. In 2000 ASME wind energy symposium (p. 50). <https://doi.org/10.2514/6.2000-50>.
- [87] Otero, A. D., Ponta, F. L. (2010). Structural analysis of wind-turbine blades by a generalized Timoshenko beam model. <https://doi.org/10.1115/1.4000596>.
- [88] Llanos Sánchez, A. (2013). Desarrollo y aplicación de un modelo de elementos finitos para cálculo de vigas con materiales compuestos laminados basado en la teoría de Timoshenko. <https://core.ac.uk/download/pdf/41813831.pdf>.
- [89] Cowper, G. R. (1966). The shear coefficient in Timoshenko's beam theory. DOI:10.1115/1.3625046.
- [90] Chan, K. T., Lai, K. F., Stephen, N. G., Young, K. (2011). A new method to determine the shear coefficient of Timoshenko beam theory. Journal of Sound and Vibration, 330(14), 3488-3497. <https://doi.org/10.1016/j.jsv.2011.02.012>.
- [91] Jung, S. N., Kim, S. J. (1994). Aeroelastic response of composite rotor blades considering transverse shear and structural damping. AIAA journal, 32(4), 820-827. <https://doi.org/10.2514/3.12059>.
- [92] Masoud, A. A., Al-Said, S. (2009). A new algorithm for crack localization in a rotating Timoshenko beam. Journal of Vibration and Control, 15(10), 1541-1561. <https://doi.org/10.1177%2F1077546308097272>.
- [93] Dutton, A. G., Bonnet, P. A., Hogg, P., Lleong, Y. L. (2010). Novel materials and modelling for large wind turbine blades. Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy, 224(2), 203-210. <https://doi.org/10.1243%2F09576509JPE858>
- [94] García Vásquez, E. (2021). El efecto del movimiento giroscópico del rotor en las deflexiones de los álabes de un aerogenerador de baja potencia. http://www.unistmo.edu.mx/m_eolica.html
- [95] Forcier, L. C., Sumner, J., Gagnon, T., Charron, J. F., & Joncas, S. (2013). Structural design and validation of a 10 kW wind turbine blade. <https://espace2.etsmtl.ca/id/eprint/8947/1/Joncas%20S%202013%208947%20Structural%20design%20and%20validation%20of.pdf>

- [96] Barnes, R. H., Morozov, E. V., Shankar, K. (2015). Improved methodology for design of low wind speed specific wind turbine blades. *composite structures*, 119, 677-684. <https://doi.org/10.1016/j.compstruct.2014.09.034>
- [97] Veers, P. S., Ashwill, T. D., Sutherland, H. J., Laird, D. L., Lobitz, D. W., Griffin, D. A., Richmond, J. L. (2003). Trends in the design, manufacture and evaluation of wind turbine blades. *Wind Energy: An International Journal for Progress and Applications in Wind Power Conversion Technology*, 6(3), 245-259. <https://doi.org/10.1002/we.90>.
- [98] Griffin, D. A. (2002). Evaluation of design concepts for adaptive wind turbine blades (No. SAND2002-2424). Sandia National Lab.(SNL-NM), Albuquerque, NM (United States); Sandia National Lab.(SNL-CA), Livermore, CA (United States). <https://www.osti.gov/servlets/purl/801399>.
- [99] Burton, T., Jenkins, N., Sharpe, D., Bossanyi, E. (2011). *Wind energy handbook*. John Wiley & Sons. [https://books.google.es/books?hl=es&lr=&id=dip2LwCRCscC&oi=fnd&pg=PT16&dq=Burton,+T.,+Sharpe,+D.,+Jenkins,+N.,+%26+Bossanyi,+E.+\(2001\).+Wind+energy+handbook+\(Vol.+2\).+New+York:+Wiley&ots=leCjXqHtGc&sig=-aRhGotq5YXjbYHJdeIXP4YCDkU#v=onepage&q&f=false](https://books.google.es/books?hl=es&lr=&id=dip2LwCRCscC&oi=fnd&pg=PT16&dq=Burton,+T.,+Sharpe,+D.,+Jenkins,+N.,+%26+Bossanyi,+E.+(2001).+Wind+energy+handbook+(Vol.+2).+New+York:+Wiley&ots=leCjXqHtGc&sig=-aRhGotq5YXjbYHJdeIXP4YCDkU#v=onepage&q&f=false)
- [100] Forcier, L. C., Joncas, S. (2012). Development of a structural optimization strategy for the design of next generation large thermoplastic wind turbine blades. *Structural and Multidisciplinary Optimization*, 45(6), 889-906. DOI 10.1007/s00158-011-0722-z.
- [101] Griffin, D. A. (2004). Blade system design studies volume II: preliminary blade designs and recommended test matrix (No. SAND2004-0073). Sandia National Laboratories (SNL), Albuquerque, NM, and Livermore, CA (United States). <https://doi.org/10.2172/918295>.
- [102] Barbero, E. J. (2010). *Introduction to composite materials design*. CRC press. <https://doi.org/10.1201/9781439894132>.
- [103] Piña, M. J. M., Pacheco, J. A. D., González, A., Arriaga, I. H. Caracterización de los materiales fibra de vidrio unidireccional y triaxial mezclados con resina epóxica utilizados en la fabricación de las aspas de un aerogenerador de 30 kW. http://somim.org.mx/memorias/memorias2019/articulos/A2_93.pdf.
- [104] Eder, M. A., Bitsche, R. D., Belloni, F. (2015). Effects of geometric non-linearity on energy release rates in a realistic wind turbine blade cross section. *Composite Structures*, 132, 1075-1084. <https://doi.org/10.1016/j.compstruct.2015.06.050>
- [105] Gelaro, R., McCarty, W., Suárez, M. J., Todling, R., Molod, A., Takacs, L., Randles, C., Darmenov, A., Bosilovich, M. G., Reichle, R., Wargan, K., Coy, L., Cullather, R., Draper, C., Akella, S., Buchard, V., Conaty, A., da Silva, A., Gu, W., Kim, G. K., ... Zhao, B. (2017). The Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications, Version 2 (MERRA-2). *Journal of climate*, Volume 30(Iss 13), 5419–5454. <https://doi.org/10.1175/JCLI-D-16-0758.1>
- [106] GMAO Office Note No. 9 (Version 1.1), 73 pp, available from <https://gmao.gsfc.nasa.gov/pubs/docs/Bosilovich785.pdf>
- [107] Santos, J., Sakagami, Y., Haas, R., Passos, J., Machuca, M., Radünz, W., Lima, M. (2019, November). Wind speed evaluation of MERRA-2, ERA-interim and ERA-5 reanalysis data at a wind farm located in Brazil. In *Proceedings of the ISES Solar World Congress*. <https://doi:10.18086/swc.2019.45.10>
- [108] Dabar, O. A., Awaleh, M. O., Kirk-Davidoff, D., Olauson, J., Söder, L., & Awaleh, S. I. (2019). Wind resource assessment and economic analysis for electricity generation in three locations of the Republic of Djibouti. *Energy*, 185, 884-894. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.07.107>
- [109] Ruiz, S. A. G., Barriga, J. E. C., & Martínez, J. A. (2021). Wind power assessment in the Caribbean region of Colombia, using ten-minute wind observations and ERA5 data.

- Renewable Energy, 172, 158-176. In Press, Journal Pre-proof.
<https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.03.033>
- [110] Jourdier, B. (2020). Evaluation of ERA5, MERRA-2, COSMO-REA6, NEWA and AROME to simulate wind power production over France. *Advances in Science and Research*, 17, 63-77. <http://doi.10.5194/asr-17-63-2020>
- [111] Tarek, M., Brissette, F. P., Arsenault, R. (2020). Evaluation of the ERA5 reanalysis as a potential reference dataset for hydrological modelling over North America. *Hydrology and Earth System Sciences*, 24(5), 2527-2544. <http://doi.10.5194/hess-2019-316>
- [112] Ramon, J., Lledó, L., Torralba, V., Soret, A., Doblas-Reyes, F. J. (2019). What global reanalysis best represents near-surface winds?. *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*, 145(724), 3236-3251. <http://doi.10.1002/qj.3616>
<https://doi.org/10.1002/qj.3616>
- [113] Sreelakshmi, S., Bhaskaran, P. K. (2020). Wind-generated wave climate variability in the Indian Ocean using ERA-5 dataset. *Ocean Engineering*, 209, 107486..
<https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2020.107486>
- [114] Global Wind Atlas (GWC), 2020. <https://globalwindatlas.info/>
- [115] Lee, H., Lee, D. J. (2020). Low Reynolds number effects on aerodynamic loads of a small-scale wind turbine. *Renewable Energy*, 154, 1283-1293.
<https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.03.097>
- [116] Echeverri-Londoño, C. A., González-Fernández, A. E. (2018). Model for the prediction of noise from wind turbines. *Revista Facultad de Ingeniería Universidad de Antioquia*, (88), 55-65. <https://doi.org/10.17533/udea.redin.n88a06>
- [117] Miranda-Mendoza, C. R., Gutiérrez-Riveraa, M. E., Celaya-Garcíaa, L. D. Análisis de la viga de Timoshenko utilizando el Método del Elemento Finito.
http://somim.org.mx/memorias/memorias2019/articulos/A3_170.pdf
- [118] Garza, V. L. (2021). Diseño y manufactura de álabes de turbinas de viento de eje horizontal de baja capacidad para bajas velocidades de viento.
http://bibliotecavirtual.dgb.umich.mx:8083/xmlui/handle/DGB_UMICH/5511
- [119] Gentry, T. R., Bank, L. C., Chen, J. F., Arias, F., Al-Haddad, T. (2018). Adaptive reuse of FRP composite wind turbine blades for civil infrastructure construction. *Composites in Civil Engineering CICE 2018*. <https://par.nsf.gov/servlets/purl/10097342>

ANEXOS

ANEXO A. Intensidad de turbulencia de referencia estandarizadas por categorías

Category	I_{ref}	Description	Category	I_{ref}
A+	0.18	Very high turbulence	S	> 0.16
A	0.16	High turbulence	A	0.16
B	0.14	Moderate turbulence	B	0.14
C	0.12	Low turbulence	C	0.12

a) b)

Figura A1. Intensidad de turbulencia de referencia por categorías: a) Norma IEC 61400-1 cuarta edición y b) Norma IEC 61400-1 tercera edición.

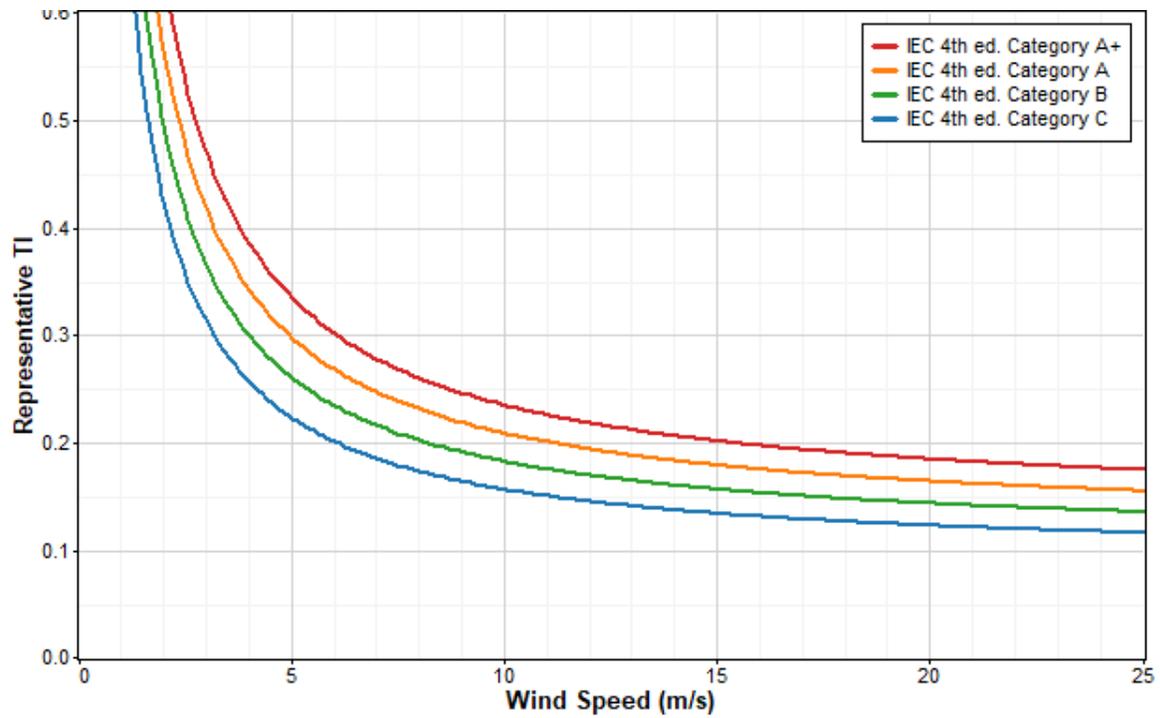


Figura A2. Curvas normalizadas por categoría Norma IEC 61400-1 cuarta edición.

ANEXO B. Propiedades estructurales de los materiales compuestos.

Tabla B1. Propiedades estructurales de los materiales compuestos [97].

Propiedades	Símbolo	Unidades	Fibra de vidrio E-epoxi		
			Uniaxial	Biaxial	Triaxial
Módulo de elasticidad longitudinal	E_{11}	MPa	41 630.00	13 920.00	21 790.00
	E_{22}	MPa	14 930.00	13 920.00	14670.00
	E_{33}	MPa	14 930.00	12 100.00	12100.00
Coeficiente Poisson	ν_{11}	-	0.241	0.533	0.478
	ν_{22}	-	0.268	0.275	0.275
	ν_{33}	-	0.330	0.333	0.333
Módulo de elasticidad al cortante	G_{11}	MPa	5 047.00	1150.00	4538.00
	G_{22}	MPa	5 047.00	4539.00	4538.00
	G_{33}	MPa	5 047.00	4539.00	4538.00
Densidad	ρ	kg/m3	1916.00	1845.00	1845.00

ANEXO C. Resultados del clima de viento generados mediante el código en MATLAB.

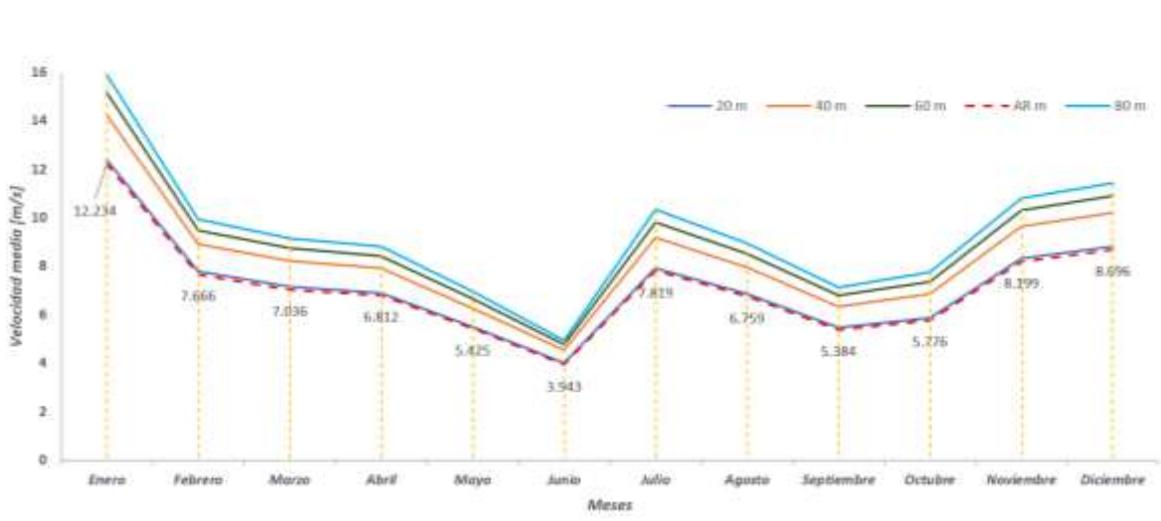


Figura C1. Perfil mensual del viento

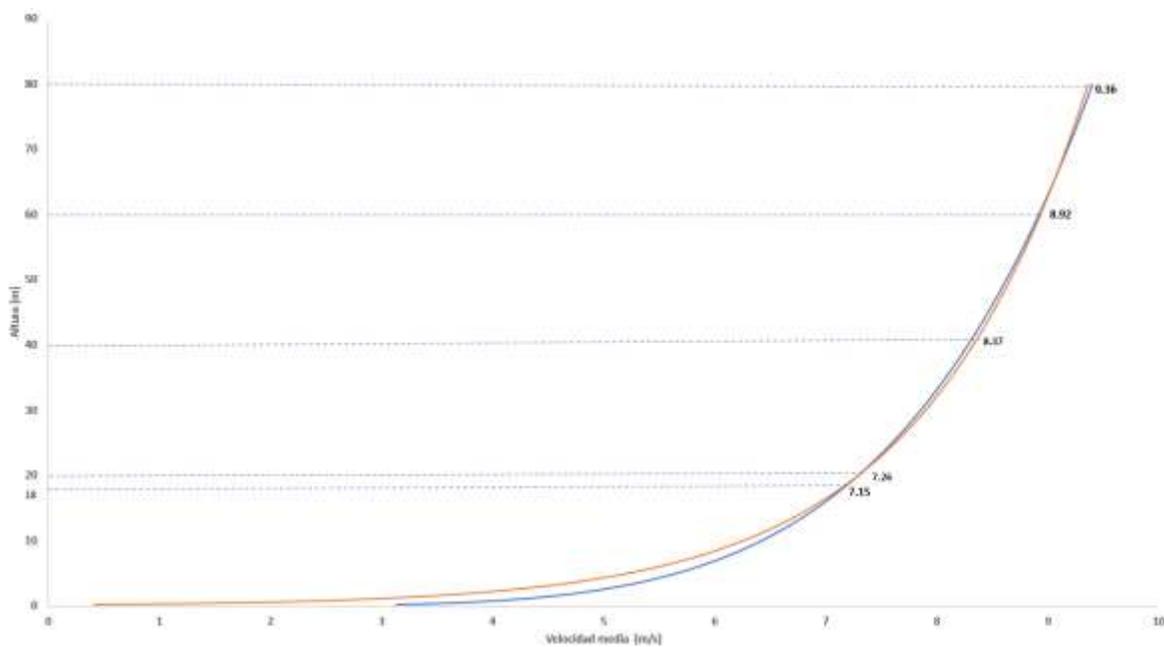


Figura C2. Perfil vertical del viento

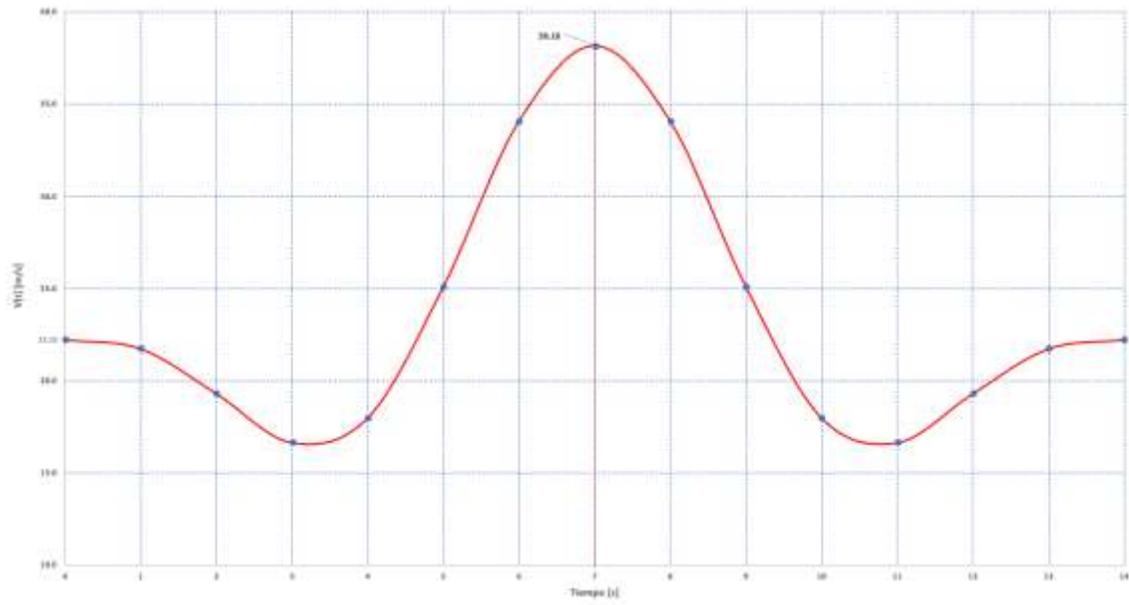


Figura C3. Ráfaga de actuación extrema con un periodo de recurrencia de 50 años.

ANEXO D. Geometría de los perfiles generados mediante el código en MATLAB.



Figura D1 Ficheros con datos geométricos de la pala

Tabla D1 Puntos de la geometría del perfil aerodinámico.

x	y	z	Cont.			Cont.		
-75.689	0.000	92.424	-43.243	62.120	92.424	50.636	-56.257	92.424
-75.571	4.219	92.424	-41.328	63.411	92.424	48.898	-57.773	92.424
-75.221	8.398	92.424	-39.373	64.641	92.424	47.115	-59.237	92.424
-74.764	11.795	92.424	-37.384	65.812	92.424	45.289	-60.645	92.424
-74.224	14.820	92.424	-35.360	66.921	92.424	43.420	-61.995	92.424
-73.611	17.617	92.424	-33.303	67.969	92.424	41.511	-63.290	92.424
-72.928	20.256	92.424	-31.216	68.953	92.424	39.564	-64.525	92.424
-72.180	22.778	92.424	-29.099	69.872	92.424	37.580	-65.701	92.424
-71.369	25.204	92.424	-26.956	70.727	92.424	35.560	-66.815	92.424
-70.495	27.555	92.424	-24.788	71.516	92.424	33.509	-67.867	92.424
-69.560	29.838	92.424	-22.598	72.238	92.424	31.425	-68.857	92.424
-68.564	32.060	92.424	-20.386	72.892	92.424	29.313	-69.782	92.424
-67.509	34.227	92.424	-18.155	73.479	92.424	27.174	-70.644	92.424
-66.393	36.343	92.424	-15.908	73.998	92.424	25.009	-71.438	92.424
-65.220	38.408	92.424	-13.645	74.449	92.424	22.820	-72.166	92.424
-63.991	40.424	92.424	-11.372	74.831	92.424	20.612	-72.828	92.424
-62.702	42.393	92.424	-9.086	75.141	92.424	18.383	-73.423	92.424
-61.360	44.314	92.424	-6.792	75.383	92.424	16.137	-73.948	92.424
-59.962	46.188	92.424	-4.493	75.556	92.424	13.877	-74.405	92.424
-58.512	48.013	92.424	-2.187	75.657	92.424	11.603	-74.794	92.424
-57.007	49.788	92.424	0.118	75.689	92.424	9.320	-75.114	92.424
-55.453	51.515	92.424	2.424	75.650	92.424	7.027	-75.362	92.424
-53.848	53.191	92.424	4.728	75.541	92.424	4.728	-75.541	92.424
-52.194	54.814	92.424	7.027	75.362	92.424	2.424	-75.650	92.424
-50.492	56.385	92.424	9.320	75.114	92.424	0.118	-75.689	92.424
-48.745	57.902	92.424	11.603	74.794	92.424	-2.187	-75.657	92.424
-46.953	59.364	92.424	13.877	74.405	92.424	-4.493	-75.556	92.424
-45.118	60.771	92.424	16.137	73.948	92.424	-6.792	-75.383	92.424