



EDUCACIÓN
SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA



**TECNOLÓGICO
NACIONAL DE MÉXICO**

Tecnológico Nacional de México

Centro Nacional de Investigación y Desarrollo
Tecnológico

Tesis de Maestría

Estudio Aeroelástico de un aerogenerador de baja potencia

presentada por
Ing. Ángel Isaí Martínez Córdoba

como requisito para la obtención del grado de
Maestro en Ciencias en Ingeniería Mecánica

Director de tesis
Dr. Rafael Campos Amezcua

Codirector de tesis
Dr. Andrés Blanco Ortega

Cuernavaca, Morelos, México. Octubre de 2024

cenidet[®]
Centro Nacional de Investigación
y Desarrollo Tecnológico

Cuernavaca, Mor., 04/octubre/2024
No. De Oficio: SAC/325/2024
Asunto: Autorización de
impresión de tesis

ÁNGEL ISAI MARTÍNEZ CÓRDOBA
CANDIDATO AL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS
EN INGENIERÍA MECÁNICA
PRESENTE

Por este conducto, tengo el agrado de comunicarle que el Comité Tutorial asignado a su trabajo de tesis titulado "Estudio aerolástico de un aerogenerador de baja potencia", ha informado a esta Subdirección Académica, que están de acuerdo con el trabajo presentado. Por lo anterior, se le autoriza a que proceda con la impresión definitiva de su trabajo de tesis.

Esperando que el logro del mismo sea acorde con sus aspiraciones profesionales, reciba un cordial saludo.

ATENTAMENTE

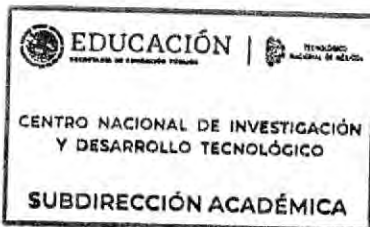
Excelencia en Educación Tecnológica



CARLOS MANUEL ASTORGA ZARAGOZA
SUBDIRECTOR ACADÉMICO

Ccp. Archivo

CMAZ/lmz




Cuernavaca, Mor., 04/octubre/2014
OFICIO No. DIM/133/2024
Asunto: Aceptación de documento de tesis
CENIDET-AC-004-M14-OFICIO

DR. CARLOS MANUEL ASTORGA ZARAGOZA
SUBDIRECTOR ACADÉMICO
PRESENTE


Por este conducto, los integrantes de Comité Tutorial del C. Ángel Isai Martínez Córdoba con número de control M22CE031, de la Maestría en Ciencias en Ingeniería Mecánica, le informamos que hemos revisado el trabajo de tesis de grado titulado "Estudio aerolástico de un aerogenerador de baja potencia" y hemos encontrado que se han atendido todas las observaciones que se le indicaron, por lo que hemos acordado aceptar el documento de tesis y le solicitamos la autorización de impresión definitiva.



Dr. Rafael Campos Amezcua
Director de tesis




Dr. Andrés Blanco Ortega
Codirector de Tesis



Dr. Arturo Abundez Pliego
Revisor 1



Dr. Jorge Colín Ocampo
Revisor 2



Dr. Eladio Martínez Rayón
Revisor 3

Agradecimientos

Dios, tu amor y bondad no tienen fin, me permites sonreír ante todos mis logros que son resultado de tu ayuda, y cuando caigo y me pones a prueba, aprendo de mis errores y me doy cuenta que los pones en frente mío para que mejore como ser humano, y crezca de diversas maneras. Este trabajo de tesis ha sido una gran bendición en todo sentido y te lo agradezco padre, y no cesan mis ganas de decir que es gracias a ti que esta meta se cumplió.

Agradezco al Tecnológico Nacional de México campus CENIDET, por haberme brindado la oportunidad de estudiar en sus aulas del campus de ingeniería mecánica.

A mi esposa que siempre me respaldó en mis decisiones y apoyo durante las adversidades, a mi hijo e hija que son mi gran tesoro, que fueron una motivación más, para cumplir mis metas. Un sincero agradecimiento a Papá y Mamá que siempre han sido un ejemplo de fortaleza y superación. Muchas gracias por todo el apoyo.

A mis hermanos que me ayudan a motivarme para seguir superándome cada día más y ser mejor en cada etapa de mi vida.

A mis suegros que me han apoyado en cada una de mis decisiones un sincero agradecimiento.

A lo largo de mi formación académica y profesional he coincidido con una persona que me ha ayudado a superarme. Principalmente a mi amigo que hice en el CENIDET Josué Hernandez.

Al Dr. Rafael Campos Amezcua por creer en mí y aceptarme como su alumno en maestría, agradezco su tiempo y ayuda. Al Dr. Andrés Blanco Ortega por apoyarme y motivarme a terminar esta meta. A mis sinodales Dr. Jorge Colín Ocampo, Dr. Eladio Martínez Rayón y Dr. Arturo Abundez Pliego, por tomarse el tiempo de leer este trabajo y ser complementado con sus acertados comentarios. Al Dr. Erik Rosado Tamariz por ayudarme a culminar esta etapa. Además, la doctora Luisana Claudio Pacheco, por apoyarme en este trabajo y a los compañeros que conocí en la maestría.

Al Consejo Nacional de Humanidades, Ciencia y Tecnología por la aportación de beca durante el desarrollo de este trabajo.

Mi más sincero agradecimiento a las personas que se tomen el tiempo de leer este trabajo. ¡Muchas gracias!

Dedicatoria

A mi esposa, hijos, papá, mamá, hermanos y suegros.

Índice general

Índice general	3
Índice de figuras	6
Índice de tablas	9
Nomenclatura	10
Resumen	12
1. Introducción	13
2. Estado del Arte	15
2.1. Análisis de datos	15
2.2. Importancia de la turbulencia en la energía eólica	19
2.3. Aeroelasticidad en aerogeneradores	21
2.4. Fatiga en aerogeneradores	23
2.5. Conclusiones del estado del arte	25
2.6. Definición del problema	26
2.7. Hipótesis	26
2.8. Objetivo general	26
2.8.1. Objetivos específicos	26
2.9. Justificación del problema	26
2.10. Alcance y limitaciones	27
3. Marco Teórico	28
3.1. Características del viento	28
3.1.1. Circulación atmosférica del viento	29
3.1.2. Estimación de recurso eólico	30
3.1.3. Análisis estadístico de datos de viento	31
3.2. Aerodinámica de los Aerogeneradores	31
3.2.1. Disco actuador Rankine-Froude	32
3.2.2. Teoría del elemento del aspa	35
3.2.3. Curvas características de un aerogenerador	39
3.3. Análisis aeroelástico	40

3.3.1.	Condiciones de viento según la norma IEC 61400-2	42
3.3.2.	Condiciones normales de viento	42
3.3.3.	Condiciones extremas del viento	43
3.3.4.	Ráfaga extrema de funcionamiento (EOG)	43
3.3.5.	Modelo de turbulencia extrema (ETM)	43
3.3.6.	Cambios de dirección extrema (EDC)	44
3.3.7.	Ráfaga extrema con cambios de dirección (ECD)	44
3.4.	Diseño y pruebas de turbinas eólicas	44
3.4.1.	Elementos principales de aerogeneradores modernos	44
3.4.2.	Procedimientos de diseño	45
3.4.3.	Descripción de los casos de carga	47
4.	Metodología	53
4.1.	Análisis de datos de series temporales de velocidad de viento	54
4.1.1.	Instrumentos de medición	54
4.2.	Análisis aerodinámico basado en el método BEM, para el diseño aerodinámico de un aspa y estimación de características aerodinámicas del rotor	56
4.2.1.	Diseño de un rotor	57
4.3.	Selección y definición de los casos de carga para caracterizar el comportamiento del aerogenerador durante su vida útil, bajo diferentes escenarios de diseño DLC's(Desing Load Cases).	58
4.4.	Cálculo de cargas sobre elementos principales (Aspas).	59
4.4.1.	Mediante el metodo de cargas simplificadas (SLM)	59
4.4.2.	Descripción de casos de carga:	60
4.4.3.	Análisis para encontrar las cargas mediante código aeroelástico	60
4.5.	Análisis de fatiga para encontrar el daño en las aspas del aerogenerador considerando las series temporales de velocidad de viento	62
4.5.1.	Modelos de daño en aspas	63
5.	Resultados y Discusión	65
5.1.	Análisis de serie temporal del Istmo de Tehuantepec	65
5.1.1.	Resultados análisis de datos	66
5.2.	Análisis diseño de un rotor: turbina de viento 400 W	70
5.2.1.	Cálculo de polares en perfiles aerodinámicos	71
5.3.	Análisis de caso de carga de diseño de un aerogenerador utilizando el método simplificado	74
5.3.1.	Resultados de escenario de diseño A	75
5.3.2.	Resultados de escenario de diseño B	75
5.3.3.	Resultados de escenario de diseño C	75
5.3.4.	Resultados de escenario de diseño D	76
5.3.5.	Resultados de escenario de diseño E	76
5.3.6.	Resultados de escenario de diseño F	76
5.3.7.	Resultados de escenario de diseño H	76

5.3.8. Resultados análisis aeroelástico	77
5.3.9. Análisis estático estructural y de fatiga	84
5.3.10. Resultados análisis estático estructural	88
5.3.11. Resultados análisis de fatiga y daño en las aspas	91
Conclusiones	94
Bibliografía	94

Índice de figuras

2.1.	Ubicación de la Ventosa [1].	15
2.2.	Velocidad promedio mensual la Venta [1].	16
2.3.	Distribución de frecuencia de la velocidad del viento [1].	16
2.4.	Distribución de la velocidad del viento a partir de datos observados, PDF Weibull y PDF Weibull&Weibull [1].	17
2.5.	Extrapolación de datos de viento a 60 m y PDF Weibull&Weibull [2].	17
2.6.	Fotografía del mástil de celosía de 43 m de altura, ubicado en La Ventosa, Oaxaca [5].	18
2.7.	ZephIR LIDAR 300 (izquierda) y anemómetro ultrasónico 3D Gill Wind-Master (derecha) [5].	18
2.8.	Medidas estadísticas de los dos anemómetros ultrasónicos (1 Hz): LIDAR † (0,06 Hz) y datos extrapolados ‡ (1 Hz) [5].	19
2.9.	Momento de flexión de una aspa, modo flapwise [16].	20
2.10.	Prueba experimental, análisis de vibraciones en la torre de un aerogenerador de baja potencia [22].	21
2.11.	Código FAST desarrollado por NREL [24].	22
2.12.	Simulación CFD [30].	22
2.13.	Método 1D por FEM [31].	23
2.14.	Dato de entrada para una simulación aeroelástica serie temporal velocidad del viento.	24
2.15.	Serie temporal momento de flexión simulado en FAST, para condiciones de viento clase III [39].	24
3.1.	Vientos de superficie de circulación mundial [40].	28
3.2.	Triángulo de fuerzas y velocidades que describen el viento geostrófico [41].	29
3.3.	Comportamiento del viento diurno y nocturno en valle de montaña considerando circulación terciaria [41].	29
3.4.	Función de densidad de probabilidad de Weibull [42].	31
3.5.	Modelo de disco actuador [43].	32
3.6.	Fuerzas sobre un perfil [44].	35
3.7.	Triángulo de fueras y velocidades para una sección de aspa [44].	38
3.8.	Curva de potencia típica de un aerogenerador con base a la velocidad de arranque, nominal y de paro [45].	39
3.9.	Triángulo de fuerzas que componen la aeroelasticidad [53].	40

3.10. Principales partes de un aerogenerador de eje horizontal [45].	45
4.1. Anemómetro ultrasónico 3D Gill WindMaster [5].	54
4.2. Distribuciones de frecuencias de velocidad del viento a partir de diferentes mediciones de datos y datos extrapolados en La Ventosa, Oaxaca, México [5].	55
4.3. Intensidad de turbulencia, σ/A , variación a través de las alturas medidas: 17,5 y 40 m [5].	55
4.4. Serie temporal sintética del viento realizada con el software Aerodyn, con los datos encontrados a partir del análisis de medición experimental. . . .	56
4.5. Triángulo de velocidades en el plano de un rotor [52].	57
4.6. Geometría de un aspa.	58
4.7. Dato de entrada para la simulación aeroelástica inciso (a) velocidad del viento, para encontrar el momento estocástico como se muestra en la figura (b).	61
4.8. Ejemplo de carga de fatiga.	62
4.9. Metodología.	64
5.1. Serie temporal anual diezminutal de la Venta, Oaxaca, México.	65
5.2. Función de densidad Weibull.	66
5.3. Modelo Weibull vs Modelo Weibull&Weibull.	67
5.4. comparación de perfiles	67
5.5. Cantidad de datos medidos en una velocidad de 0 a 1 m/s.	68
5.6. Cantidad de datos medidos en una velocidad de 18 a 19 m/s.	68
5.7. Serie sintética de velocidad del viento nominal, con una intensidad de turbulencia del 16.77%.	69
5.8. Turbina de viento 400 W y 1.40 m de diámetro de rotor.	70
5.9. comparación de perfiles	70
5.10. Datos de entrada para el diseño de un rotor.	71
5.11. comparación de polares perfil NACA 4412 D. Wood et al,.	71
5.12. Coeficiente de sustentación vs ángulo de ataque.	72
5.13. Coeficiente de potencia.	72
5.14. Perfiles a diferentes distancias para realizar el diseño del rotor.	73
5.15. Diseño final de un rotor.	73
5.16. Comparación de campos de viento de acuerdo a la intensidad de turbulencia.	77
5.17. Campo de viento considerando capa límite y un campo de viento de 3m por 3m.	78
5.18. Serie sintética de velocidad de viento, generada por del campo de viento.	79
5.19. Sistema de referencia del aspa, con la dirección de fuerzas y momentos a los que están expuestas las aspas de un aerogenerador.	79
5.20. Serie sintética de velocidad de viento, generada por del campo de viento.	80
5.21. Simulación de viento que incide en las aspas de un aerogenerador.	80
5.22. Resultado de la simulación aeroelástica momento flapwise del aspa 1.	81

5.23. Resultado de la simulación aeroelástica momento flapwise del aspa 2.	81
5.24. Resultado de la simulación aeroelástica momento flapwise del aspa 3.	82
5.25. Serie sintética de momentos, generada por del campo de viento.	82
5.26. Discrepancia de valores de la simulación aeroelástica vs SLM.	83
5.27. Comportamiento del aerogenerador después de que el viento incide en las aspas.	84
5.28. Aspa de 60 cm, importada a SolidWorks, para hacerla compatible con el software ANSYS.	85
5.29. Aerogenerador de baja potencia de eje horizontal, diseñado en SolidWorks.	85
5.30. Geometría de aspa importada de SolidWorks a Ansys.	86
5.31. Propiedades estructurales fibra de vidrio, que se consideran para el aspa.	86
5.32. Propiedades térmicas de la fibra de vidrio, que se consideran para el aspa.	86
5.33. Curva S-N de la fibra de vidrio y resistencia máxima a la tracción.	87
5.34. Aspa fijada, para posteriormente colocar la fuerza que causara el momento.	87
5.35. Fuerza en la punta del aspa de 300 N.	87
5.36. Aspa con malla estructurada.	88
5.37. Deformación total del aspa con una fuerza de 300 N.	88
5.38. Esfuerzo equivalente del aspa usando Von-Mises.	89
5.39. Esfuerzo máximo principal.	89
5.40. Historial de carga exportado de FAST a Ansys.	91
5.41. Análisis de fatiga porcentaje de daño del 1.43 %.	91
5.42. Porcentaje total de daño 9.20 %.	92
5.43. Porcentaje total de daño 5.7 %	92

Índice de tablas

3.1. Clasificación de la circulación de viento secundaria y terciaria.	30
3.2. Parámetros básicos de la intensidad de turbulencia [47].	46
4.1. Casos de carga de un aerogenerador según IEC 61400-2.	59
5.1. Valores estadísticos promedio medidos en cada intervalo de velocidades.	69
5.2. Hoja de cálculo para el modelo de carga simple [52].	74
5.3. Caso de carga A. Carga de fatiga en palas.	75
5.4. Caso de carga A. Carga de fatiga en el eje del rotor.	75
5.5. Caso de carga B. Carga última en el eje y pala.	75
5.6. Caso de carga C. Error de orientación en las palas.	75
5.7. Caso de carga D. Máximo empuje en el eje.	76
5.8. Caso de carga E. Velocidad rotacional máxima.	76
5.9. Caso de carga F. Corto circuito en la conexión de carga.	76
5.10. Caso de carga H. Condiciones de viento extremo.	76
5.11. Datos de entrada para el módulo Aerodyn.	77
5.12. Deformación por cada intervalo, simulación estática estructural.	90
5.13. Resultados del impacto a la fatiga del aspa de un aerogenerador, considerando Weibull modal y bimodal.	93

Nomenclatura

Letras latinas

- A - Área [m^2]
 A_1 - Parámetro de escala de la turbulencia [-]
 A_{proj_B} - Área de la pala en forma de planta
 a - Factor de inducción axial [-]
 a'' - Factor de inducción tangencial [-]
 B - Número de aspas [-]
 c - Factor de escala de la distribución Weibull [m/s]
 c - Cuerda del álabe [cm]
 C_d - Coeficiente de arrastre de la pala [-]
 CF - Factor de planta [-]
 C_l - Máximo coeficiente de sustentación en la pala [-]
 C_p - Coeficiente de potencia de un sistema eólico [-]
 C_T - Coeficiente de empuje [-]
 D - Fuerza de arrastre [N]
 D_1 - Diámetro del rotor [-]
 E - Modulo de elasticidad [kN/m^2]
 EAP - Energía anual producida [kWh/año]
 f_p - Fuerza de Coriolis [N]
 $F_{x_{eje}}$ - Empuje en el eje [N]
 F_{Z_B} - Fuerza centrífuga en la raíz de la pala [N]
 G - Factor corto circuito [-]
 $Gearbox$ - Relación de caja de cambios [-]
 g - Gravedad [m/s^2]
 h_{ref} - Altura de referencia [m]
 I - Intensidad de turbulencia [-]
 I_B - Segundo momento de inercia de cada pala [m^2]
 I_{ref} - Intensidad de turbulencia del sitio [-]
 J_B - Momento de inercia [kg/m^2]
 k - Factor de la distribución Weibull [-]
 L - Fuerza de sustentación
 L_{rb} - Distancia del rotor al primer cojinete [m]
 L_{rt} - Distancia del rotor al eje de orientación [m]
 m - Masa [Kg]
 m_r - Masa del rotor con tres palas y el hub [kg]
 M_{brake} - Par de freno [Nm]
 M_{eje} - Momento del eje [Nm]
 M_{Y_B} - Momento de flexión aleteo en el eje Y [Nm]
 N_{crit} - Factor de amplificación crítico [-]
 n_{max} - Velocidad máxima del rotor [rpm]
 n_{desing} - Velocidad de diseño del rotor [rpm]
 P - Potencia de una turbina eólica [W]

P_{desing} - Potencia de diseño [kW]
 P_w - Potencia instantánea del viento [W]
 Q - Torque aplicado sobre el rotor [Nm]
 R - Radio de curvatura de la trayectoria de partículas en el aire [m]
 R - Radio del aspa [m]
 R_{cog} - Distancia del centro de gravedad [m]
 T - Empuje aplicado sobre el rotor [N]
 t - Tiempo [s]
 U - Velocidad del viento [m/s]
 U_g - Viento geostrofico [m/s]
 U_{gr} - Viento de gradiente [m/s]
 u_{50} - Velocidad de viento extrema con una ocurrencia cada 50 años [m/s]
 u_z - Ley de potencia [-]
 \bar{u} - Velocidad promedio del viento [m/s]
 u_{50} - Velocidad de viento extrema con una ocurrencia cada 50 años [m/s]
 V - Velocidad [m/s]
 V_{ave} - Velocidad media del viento [m/s]
 V_{eg} - Cambios de dirección extrema de viento [-]
 V_{cg} - Ráfaga extrema con cambios de dirección [m/s]
 V_{hub} - Ráfaga a la altura del cubo [m/s]
 V_{ref} - Velocidad de viento de referencia
 $W_{yaw_{max}}$ - Sistema de orientación [-]
 z - Altura del cubo del aerogenerador [m]
 z_{ref} - Altura de referencia [m]
 z_0 - Rugosidad del terreno [mm]

Letras griegas

∂p - Diferencial de presión [-]
 σ_{eq} - Esfuerzo equivalente [M_{pa}]
 σ_1 - Desviación estándar [-]
 λ_r - Velocidad tangencial en una seccion del álabe [-]
 λ - Velocidad tangencial [-]
 ρ - Densidad [kg/m^3]
 ϕ - Ángulo de la velocidad relativa del viento [°]
 θ_T - Ángulo de torsión del elemento del aspa [°]
 θ_p - Ángulo de pitch de un elemento de aspa [°]
 $n_{overall}$ - Eficiencia global de la máquina [-]
 n_{gen} - Eficiencia del generador eléctrico [-]
 α - Exponente del perfil de potencia [-] y ángulo de ataque de un perfil [°]
 w - Velocidad de rotación de la estela [rpm]
 ω - Velocidad de rotación del rotor [rpm]
 θ_e - Amplitud de cambio de dirección extrema del viento [-]

Resumen

Se evaluó el impacto del comportamiento del viento en las aspas de un aerogenerador de baja potencia, con respecto los esfuerzos máximos/mínimos y de fatiga. Para ello, se comenzó con un análisis de datos de velocidad de viento. Se analizó una serie temporal con las siguientes características: se utilizó una base de datos medidos de la región del Istmo de Tehuantepec, donde se utilizaron dos anemómetros ultrasónicos 3D, los datos se midieron y registraron a una frecuencia de 1 Hz para caracterizar el viento, desde septiembre de 2017 hasta julio de 2018. Obteniendo, las principales medidas estadísticas como velocidad del viento, desviación estándar, intensidad de turbulencia, velocidad máxima y mínima. La principal aportación de este análisis de datos es obtener el impacto de la intensidad de turbulencia en la estructura de las turbinas eólicas. A partir de este análisis, se construyó un histograma de frecuencias de velocidad de viento, para de esta manera ajustar el histograma a la función de densidad de probabilidad Weibull, donde Jaramillo establece que en esta región el comportamiento del viento es atípico y considera que se debe ajustar con una Weibull bimodal.

Para este análisis, se realizó el diseño aerodinámico con base a la metodología de D. Wood. Donde, se utilizó la teoría del rotor óptimo, utilizando el perfil propuesto por literatura NACA 4412, comportándose con un coeficiente de sustentación alto a un número de Reynolds de 42000, que permitió extraer toda la energía cinética posible. El rotor se diseñó para optimizar la extracción de energía de 400 W, tomando en cuenta que el aspa tiene un acabado perfecto y se desprecian las rugosidades.

Se realizó el estudio aeroelástico de las palas de un aerogenerador, dicho estudio se concentró en analizar la interacción fluido estructura sobre la pala de un aerogenerador. Este análisis se desarrolló mediante simulación numérica, con el módulo FAST, para así calcular las fuerzas y momentos de operación. Los resultados obtenidos en el software FAST fueron importados a ANSYS Student, con ello se realizó un análisis de fatiga y esfuerzo máximo, considerando el aspa sólida con material de fibra de vidrio. Además, se evaluó con base a los modelos matemáticos propuestos por la norma IEC-61400-2 requisitos de diseño, para la determinación de las cargas que actúan en las aspas de un aerogenerador. Se evaluó el caso de carga operación normal, siendo el único caso que está expuesto a fatiga y esfuerzos últimos. Una vez obtenidas las cargas aerodinámicas sobre el rotor del aerogenerador, se realizó el análisis simplificado de fatiga, mediante la teoría de Palmgren-Miner, para realizar el estudio de fatiga de un aspa del aerogenerador, se contemplo el análisis de datos que permitió que se realizará un análisis de fatiga y esfuerzos máximos con datos de velocidad del viento medidos experimentalmente, adicionar que en esta zona se contempla un Weibull bimodal y se utilizó el planteamiento para de esta manera evaluar fatiga con Weibull modal y bimodal.

Los resultados mostraron que el patrón del viento bimodal en la región del Istmo de Tehuantepec, si bien no afecta en el sector energético, pero en términos de fatiga presenta una agresividad en las aspas cuantificada donde, para términos de Weibull modal presenta un daño del 20 % y en Weibull bimodal el 40 %.

Capítulo 1

Introducción

Los estudios de evolución y tendencia en los aerogeneradores instalados en la región del Istmo de Tehuantepec demuestran que, las aspas son un tema de interés debido a que presentan problemas en su operación. La principal causa de fallo es el comportamiento atípico del viento en esta zona [1-5]. La motivación de este estudio nace a la gran cantidad de aerogeneradores que se encuentran instalados en esta región, en particular el estado de Oaxaca produce el 37% de energía eólica a nivel nacional teniendo una capacidad instalada de 2,758 MW.

Los aerogeneradores se clasifican en gran potencia y baja potencia, si bien, el desarrollo de este trabajo está enfocado en baja potencia, que pueden producir energía eléctrica de 5 kW hasta 850 kW. Estos se pueden instalar en entornos urbanos, así como en sistemas alejados a la red eléctrica. Los aerogeneradores de baja potencia se definen formalmente como aquellos que tienen un área de barrido inferior a 200 m^2 lo que equivale a una longitud de pala inferior a 45.8 m [6-8].

Existe evidencia que los aerogeneradores son una de las principales fuentes de energía eléctrica, en la que se demuestra que el principal objetivo desde un inicio fue el incremento hacia gran potencia, pero la evolución de los aerogeneradores de baja potencia no se queda atrás la principal finalidad es llevar energía eléctrica a entornos rurales, urbanos y ciudades inteligentes. Los primeros aerogeneradores de baja potencia han sido estudiados en universidades europeas, inglesas y danesas, debido a que su historia con los molinos de viento conlleva a desarrollar mejores tecnologías en los aerogeneradores [8-12].

Una de las principales maneras de mejorar esta tecnología es, realizar un análisis aeroelástico el cual contempla velocidad del viento, aerodinámico y respuesta estructural. Los primeros diseños de aerogeneradores contemplan un método simple el cual es cargas simplificadas, que se centra en encontrar las cargas principales que actúan en el sistema, si bien esta respuesta sobrestima la estructura y un análisis aeroelástico contempla más variables a lo cual tendrá una respuesta eficiente para un diseño estructural [13-22]. Si bien el estudio aeroelástico surge para aerogeneradores de gran potencia pero, diferentes investigadores comenzaron a realizar simulación aeroelástica en baja potencia comparándolo con el método cargas simplificadas y experimental, lo cual, llevo a la validación de simulación aeroelástica en baja potencia [23-29].

Para la simulación numérica se utilizó open FAST utilizado por NREL, para la simulación de aerogeneradores. La principal entrada es el viento el cual, genera las cargas aerodinámicas en las aspas. De acuerdo con la norma IEC 61400 [47], se realizó la evaluación del aerogenerador con el método de cargas simplificadas para encontrar las cargas principales que actúan, considerando los vientos de la región del Istmo y compararlo con la simulación aeroelástica. Para esta simulación se realizó el diseño aerodinámico del rotor en QBlade, basado en el método BEM, siguiendo la metodología propuesta de D. Wood [52]. Se considera para el diseño un factor de amplificación perfecto, dando a entender que el perfil no tiene rugosidades por lo cual, la adherencia del viento tiene un mejor comportamiento, en la realidad y por fabricación esto no se puede obtener, pero para realizar el diseño del rotor se debe considerar.

Como se establece en la literatura se debe tener el diseño del rotor para poder generar la simulación en FAST, la condición de entrada fue que se generó un campo de viento, con los valores encontrados en las series de velocidad del viento del Istmo dando como resultado cargas de operación del aerogenerador. Este trabajo está limitado a un solo caso de carga (operación normal), donde se encuentran los momentos flapwise y edwise como lo realizó D. Evans [9]. Además, se realizó un análisis de fatiga y estático, encontrando deformaciones máximas y el daño de una sola aspa del aerogenerador. Para esta evaluación se utilizó el comportamiento del viento, primeramente con Weibull modal y posterior con Weibull bimodal, reportados en literatura por Jaramillo [1] y analizados en esta tesis. El resultado final fue que en el análisis estático la discrepancia es mínima, pero con Weibull bimodal y en términos de fatiga el daño es del 40 %, con una diferencia a Weibull modal del 15 %. Si bien los aerogeneradores no fallan en una respuesta estructural con este caso de carga pero se debe tener en cuenta que faltan 9 casos de carga los cuales deben ser analizados a detalle como el caso de carga operación normal que se desarrollo en esta tesis.

Capítulo 2

Estado del Arte

2.1. Análisis de datos

Para decidir el lugar adecuado para instalar un parque eólico, así como para seleccionar un modelo de turbina eólica adecuado, es necesario llevar a cabo una cuidadosa evaluación del recurso energético eólico. Se debe realizar un estudio de viabilidad basado en los datos de viento registrados de acuerdo con las mejores prácticas. Además, se prestará especial atención a la reducción estadística de estos datos de velocidad del viento. En México existe una región conocida como "La Ventosa" su ubicación se muestra en la figura 2.1, donde se estima que se podrían instalar alrededor de 2000 MW de plantas de energía eólica. La Ventosa ha sido delimitada por el primer nivel topográfico de 100 m sobre el nivel del mar, comenzando cerca del puerto de Salina Cruz y terminando cerca de la frontera entre Oaxaca y Chiapas [1].



Figura 2.1. Ubicación de la Ventosa [1].

La Ventosa es una llanura costera, formada por mucho terreno llano, por lo que es fácil encontrar sitios óptimos para la instalación de turbinas eólicas. En esta región, la velocidad del viento tiende a disminuir hacia el oeste-suroeste, pero se pueden encontrar varias áreas donde la velocidad promedio anual del viento es de 7 m/s o más como se observa en la figura 2.2. En un trabajo anterior[1], se demostró que la distribución de frecuencia de la velocidad del viento en dicha región no puede modelarse mediante una función de distribución de probabilidad típica de Weibull (PDF). Por ello, Jaramillo [1] propone modelar una Weibull bimodal a partir de la Weibull modal.

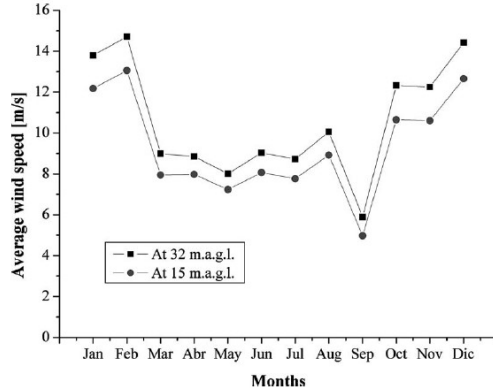


Figura 2.2. Velocidad promedio mensual la Venta [1].

En la figura 2.3, se muestra la dirección del viento en un histograma donde la frecuencia de velocidades menor a 2 m/s son mayor al 50 %, pero lo importante radica donde la velocidad de 12 a 16 m/s tiene una mayor frecuencia, esto es importante ya que los aerogeneradores a esta velocidad pueden dar el máximo en la producción de energía, por ello esta zona es la número uno en producción de energía eólica a nivel México, pero a la vez el comportamiento del viento se muestra atípico, no como comúnmente se comporta el viento en piases como Europa.

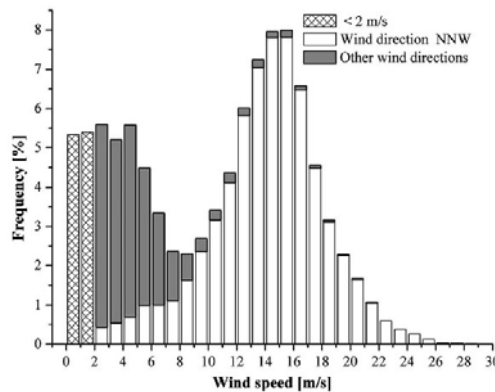


Figura 2.3. Distribución de frecuencia de la velocidad del viento [1].

Esta figura 2.4 muestra que, la distribución de dos parámetros de Weibull no se ajusta a los datos reales del viento. El PDF de Weibull&Weibull [1] es un modelo estadístico adecuado para describir la frecuencia de la velocidad del viento en La Ventosa.

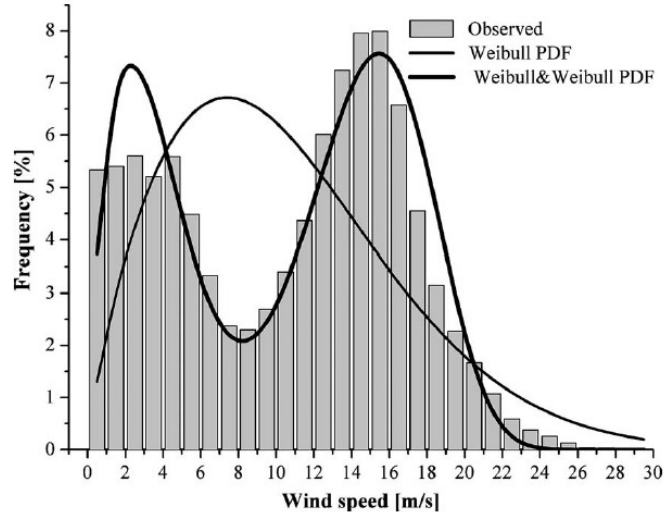


Figura 2.4. Distribución de la velocidad del viento a partir de datos observados, PDF Weibull y PDF Weibull&Weibull [1].

Teniendo en cuenta los datos anuales de viento, la figura 2.5, muestra extrapolación de los datos del viento a 60 m sobre el nivel del suelo y su correspondiente PDF Weibull&Weibull [2].

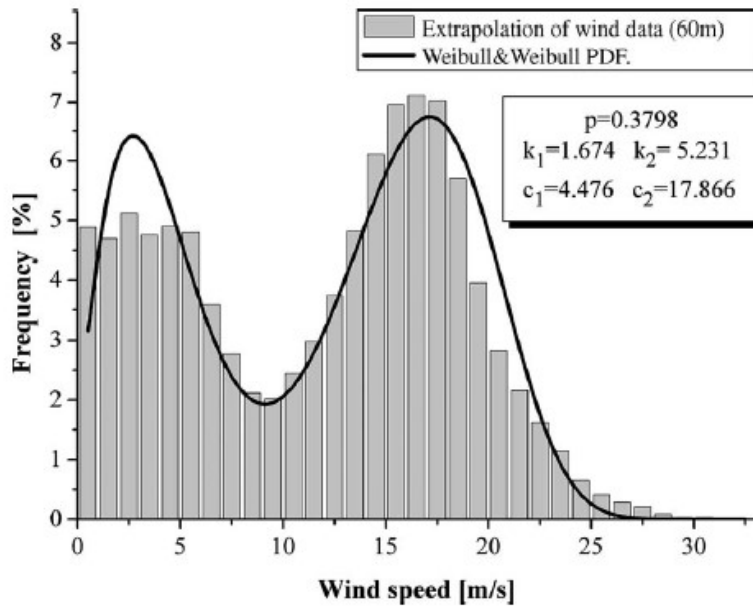


Figura 2.5. Extrapolación de datos de viento a 60 m y PDF Weibull&Weibull [2].

Desde junio del año 2000, el Instituto de Investigaciones Eléctricas [3-4]. (Instituto de Investigaciones Eléctricas, IIE) ha estado registrando datos de velocidad del viento desde la estación La Venta. Se utiliza la base de datos a la que se tiene acceso, en la cual, las campañas de medición se realizaron en La Ventosa, en la región del Istmo de Tehuantepec, Oaxaca, México.



Figura 2.6. Fotografía del mástil de celosía de 43 m de altura, ubicado en La Ventosa, Oaxaca [5].

En la figura 2.6 se marca la ubicación de la Ventosa y se muestra el mástil de celosía de 40 m de altura donde se instalaron dos anemómetros ultrasónicos 3D Gill WindMaster (ver figura 2.7). El Istmo es de especial interés porque está situado cerca de una corriente oceánica inusualmente cálida, que, combinada con el gradiente de temperatura y presión de la zona, da como resultado un fuerte viento del norte, que se traduce en turbulencias y ráfagas de alto nivel. La importancia de realizar mediciones de velocidad de viento es conocer el comportamiento del mismo en esta región para así, de esta manera, considerar datos estadísticos para realizar un análisis aeroelástico con condiciones de viento reales de operación de los aerogeneradores instalados en esta zona.



Figura 2.7. ZephIR LIDAR 300 (izquierda) y anemómetro ultrasónico 3D Gill WindMaster (derecha) [5].

Las mediciones se obtuvieron en dos elevaciones utilizando un anemómetro 3D de precisión Gill WindMaster: 17.5 y 40 m sobre el nivel del suelo. Ambos anemómetros ofrecen salidas a 20 Hz (32 Hz opcional) de temperatura, presión y los tres componentes de la velocidad del viento. Los datos se midieron y registraron a una frecuencia de 1 Hz para caracterizar la turbulencia del viento, desde septiembre de 2017 hasta julio de 2018.

Un resumen de los datos mostrados se presenta en la figura 2.8 donde se muestran las estadísticas de velocidad del viento de los anemómetros, el LIDAR y los datos extrapolados. El valor máximo de velocidad del viento corresponde al equipo LIDAR, que realiza mediciones a mayor altura; es de unos 40 m/s con un valor medio aproximado de 9 m/s.

Equipo	Altura (m)	Variable	Significar	Mediana	Dakota del Sur	Mínimo	Máximo
Anemómetro 1	17,5	U_{∞} (EM)	7.21	6.68	4.51	0.0	38.38
Anemómetro 2	40	U_{∞} (EM)	8.30	7.69	4.10	0.0	41.760
LIDAR	75 [†]	U_{∞} (EM)	9.05	8.301	5.28	0,46	40.062
Extrapolado	75 [‡]	U_{∞} (EM)	9.70	8.63	6.29	0.0	61,66

Figura 2.8. Medidas estadísticas de los dos anemómetros ultrasónicos (1 Hz): LIDAR [†] (0,06 Hz) y datos extrapolados [‡] (1 Hz) [5].

2.2. Importancia de la turbulencia en la energía eólica

En la energía eólica, la turbulencia es un proceso de transporte intrínseco a la capa límite atmosférica que afecta el rendimiento energético de una turbina eólica. Las fluctuaciones del viento inducen cargas inestables en las palas de las turbinas eólicas, lo que puede provocar fluctuaciones en la producción de energía eléctrica, así como problemas estructurales y del tren de transmisión. Además, la turbulencia atmosférica en el flujo entrante induce inestabilidad alrededor de la superficie que conduce a la propagación del sonido [6].

La potencia media disponible en términos de intensidad de turbulencia y velocidad media del viento se calcula mediante [7]:

$$P_w = \frac{1}{2} \rho A (1 + 3I^2) V^3 \quad (2.1)$$

dónde ρ es la densidad del aire, I es la intensidad de la turbulencia y A es el área barrida del rotor. La ecuación (2.1) sugiere un incremento en la potencia disponible como resultado de la turbulencia inherente en el flujo del viento.

La rugosidad del terreno, los gradientes verticales de temperatura y los efectos de la orografía son factores que determinan la turbulencia y los niveles esperados de producción

de energía. La turbulencia es un factor importante a considerar cuando se determinan las magnitudes de carga inestable en las palas, así como los niveles generales de vibración en los elementos mecánicos de la turbina eólica. Una técnica común para caracterizar la turbulencia del viento en una serie temporal de velocidad del viento es asumir que los fenómenos se distribuyen normalmente. Las series temporales de velocidad del viento comúnmente se muestrean a 1 Hz y se registran en tiempos promedio más largos, donde también se calcula la desviación estándar correspondiente. Por lo tanto, la intensidad de la turbulencia puede estimarse como la relación entre la desviación estándar σ y la velocidad media \bar{V} para el mismo período de tiempo.

$$I = \frac{\sigma}{\bar{V}} \quad (2.2)$$

La potencia de salida depende de la estabilidad atmosférica, que afecta los perfiles de velocidad media del viento, dirección del viento y turbulencia a través del disco actuador [8-9].

Se ha demostrado que la producción de potencia puede sobrestimarse en aproximadamente un 10 % sin considerar el efecto de turbulencia [10-11]. De lo contrario, la turbulencia del viento contribuye considerablemente a la fatiga de los elementos principales de la turbina eólica, en la figura 2.9, se puede apreciar el comportamiento del momento flapwise de un asa de un aerogenerador, debido a la intensidad de turbulencia y al viento estocástico este momento es el más crítico debido a que es perpendicular al empuje axial que causa el viento [12-16].

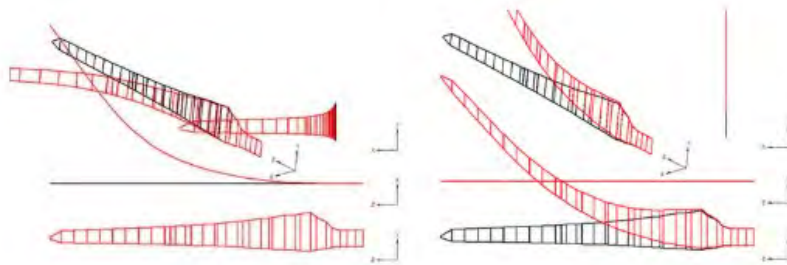


Figura 2.9. Momento de flexión de una asa, modo flapwise [16].

La intensidad de la turbulencia es una de las principales fuentes de daño estructural a las turbinas eólicas, y también tiene un papel activo en las fuerzas y momentos flectores que actúan sobre su estructura [17], por lo que la intensidad de la turbulencia debe considerarse en el diseño de la turbina eólica.

Aunque no todas las escalas de turbulencia afectan la producción de energía [18] o la estructura de la turbina eólica [19], las características espectrales de turbulencia son un aspecto importante para estudiar las características del viento en esta ubicación específica para determinar posibles fuentes de falla. Por lo tanto, comprender y cuantificar la respuesta de la turbina a las diferentes escalas de turbulencia atmosférica son requisitos previos críticos para mejorar el diseño de las turbinas eólicas [20]. Por ello, el considerar la intensidad de turbulencia para el análisis aerostático podrá predecir el daño estructural aproximado en las palas de un aerogenerador.

2.3. Aeroelasticidad en aerogeneradores

Se han realizado diferentes investigaciones enfocadas a un análisis aeroelástico, implementado en aerogeneradores de gran potencia, así como en aerogeneradores de baja potencia. Por ejemplo, Cummings R. *et al.* [21], analizaron la estructura de un aerogenerador (torre, eje y palas), mediante el software de acceso libre OpenFAST para calcular las cargas aerodinámicas, posteriormente por un análisis mediante elemento finito se encuentran los esfuerzos y deformaciones a las que están sometidas las partes principales de un aerogenerador.

Castellani *et al.* [22-23], realizaron un análisis experimental y numéricamente, estudiando el comportamiento de una turbina de viento de eje horizontal con un diámetro de rotor equivalente a $2m$, y una potencia máxima de $3kW$. La simulación aeroelástica fue realizada usando el software OpenFAST [24], como se muestra en la figura 2.10 las pruebas experimentales fueron hechas en un túnel de viento considerando la capa límite atmosférica, para encontrar los modos de vibrar de la torre del aerogenerador. Los resultados mostraron que un análisis numérico es crucial para un aerogenerador.



Figura 2.10. Prueba experimental, análisis de vibraciones en la torre de un aerogenerador de baja potencia [22].

Evans *et al.* [25-26], desarrollaron la simulación numérica en el software OpenFAST, incluyendo la aerodinámica del rotor, la estructura de las aspas y la torre. Wenfeng G. *et al.* [27], realizaron un modelo matemático para turbinas de viento igual a $10 kW$, de esta manera realizan los cálculos aeroelásticos usando el software OpenFAST, así verificaron las ecuaciones bajo diferentes escenarios de viento. Así mismo, Wang *et al.* [28], por las corrientes turbulentas del viento en las palas de los aerogeneradores se introducen efectos aeroelásticos, de esta manera da el paso al estudio de las cargas aerodinámicas mediante CFD (Dinámica de Fluidos Computacional) y un análisis estático estructural mediante FEM 1D.

En la figura 2.11, se muestra una imagen ilustrativa del software FAST, este ha sido utilizado por diferentes autores, donde han encontrado resultados precisos y condiciones de operación del aerogenerador, lo que da como resultado esfuerzos máximos y mínimos que puede soportar un aerogenerador. De esta manera, se aportan condiciones reales a las que opera un aerogenerador de baja y gran potencia.

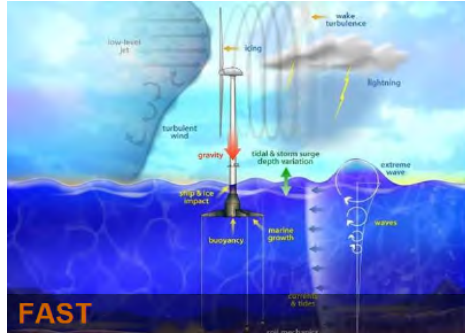


Figura 2.11. Código FAST desarrollado por NREL [24].

Díaz Pacheco *et al.* [29], establecieron que la aeroelasticidad en las palas de un aerogenerador es importante de analizar para estimar su vida útil, por tal motivo desarrolló un modelo numérico en Focus 6 que le permite analizar la aerodinámica y respuesta estructural de un aerogenerador basándose en los criterios de diseño de la norma *IEC-61400-2* obteniendo resultados precisos en las deformaciones y tensiones máximas que puede soportar una pala de 6m. Como se muestra en la figura 2.12 Wang *et al.* [30], realizó un modelo aeroelástico, las cargas aerodinámicas se pueden calcular mediante el método BEM y su respuesta estructural puede realizarse mediante el modelo FEM 1D. De esta manera, analizó las cargas de tensión, torsión y deformación por cortante.

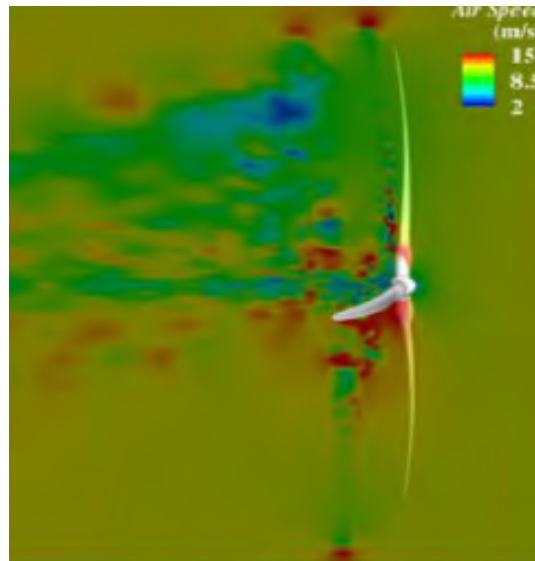


Figura 2.12. Simulación CFD [30].

Sabiendo que hay cuatro modelos para el cálculo de fuerzas aerodinámicas, Haug E. *et al.* [31], utilizaron para calcular las fuerzas aerodinámicas, el modelo BEM, dando resultados precisos de dichas fuerzas, para el método estructural utilizaron el método 1D por FEM, dando como resultado las deformaciones y deflexiones de las palas de un aerogenerador, pudiendo de esta manera obtener los esfuerzos máximos y mínimos soportados por las palas como se muestra en la figura 2.13.



Figura 2.13. Método 1D por FEM [31].

Así, Chou Rodríguez *et al.* [32], realizaron un análisis aeroelástico, las fuerzas aerodinámicas se calculan por el método BEM, y para hacer la verificación utiliza CFD. Obteniendo principalmente cargas aerodinámicas, posteriormente realizaron un análisis por elementos finitos de la pala y finalmente una serie de iteraciones con el software MATLAB, pudiendo de esta manera realizar la interacción fluido-estructura y dar a conocer el comportamiento aeroelástico de una pala. Los resultados mostraron que las altas velocidades de viento provocan que la pala presente inestabilidad y pueda fallar, las vibraciones a velocidad nominal no afectan la pala de un aerogenerador.

2.4. Fatiga en aerogeneradores

Se sabe que las turbinas eólicas son críticas en términos de fatiga, ya que es probable la falla de los componentes ocurra por la acumulación de daños por fatiga, en lugar de por la aplicación de cargas últimas. Los daños por fatiga en turbinas eólicas han sido objeto de numerosos estudios y son un campo relativamente complejo debido a la naturaleza de cargas aerodinámicas, las complejas propiedades y mecanismos de fatiga de los materiales compuestos y dificultades para medir con precisión la carga en servicio. [33-35] Las palas son el tema de mayor interés, ya que son críticas para el funcionamiento de la turbina, están expuestas a una variedad de casos de carga y, por lo general, su producción es costosa.

Las metodologías típicas para evaluar la fatiga de las palas de turbinas eólicas incluyen

medir experimentalmente o simular (mediante códigos aeroelásticos). En particular para realizar la simulación aeroelástica se utiliza OpenFAST. Como se muestra en la figura 2.14, una serie temporal de velocidad de viento que da como respuesta cargas a las que esta sometida las palas de la turbina, estas magnitudes pueden usarse como entrada para una simulación aerolástica y posteriormente realizar un análisis de fatiga o estático estructural de las aspas de un aerogenerador.

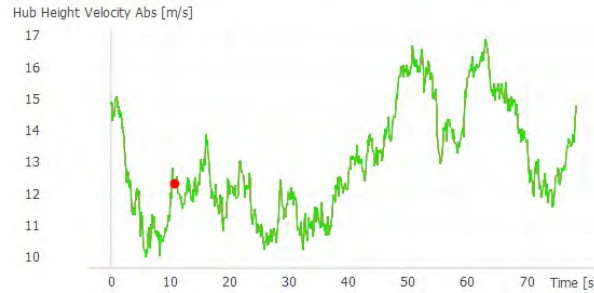


Figura 2.14. Dato de entrada para una simulación aeroelástica serie temporal velocidad del viento.

En la figura 2.15, se presenta una simulación utilizando open FAST, para encontrar las cargas de operación en las palas de un aerogenerador, de la misma manera se compara con el método de cargas simplificadas donde se demuestra que el evaluar mediante el método simplificado puede sobrestimar el diseño de las aspas de un aerogenerador. Las turbinas eólicas pequeñas pueden incluso experimentar un orden de magnitud de más ciclos de fatiga que las turbinas eólicas de gran potencia, debido a sus velocidades de rotación más altas [36]. Como consideración final las turbinas pequeñas a menudo están ubicadas dentro del entorno urbano y expuestas a condiciones de viento de entrada altamente turbulentas [37-38]. Esto ha dado lugar a los factores de capacidad inferiores a los ideales [38] y a una serie de fallos estructurales públicos, como el que se detalla en [39]. Mejorar la confiabilidad estructural de palas mitigará los riesgos de seguridad y aumentará los factores de disponibilidad.

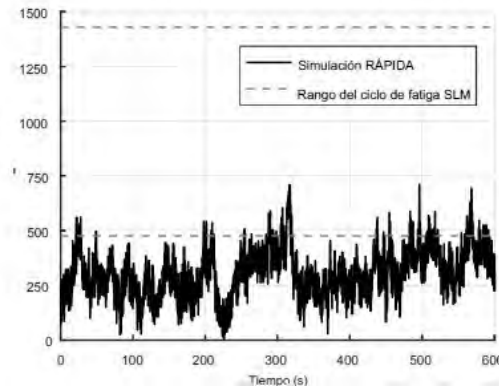


Figura 2.15. Serie temporal momento de flexión simulado en FAST, para condiciones de viento clase III [39].

2.5. Conclusiones del estado del arte

Como lo establece la literatura y expertos en el tema, el cálculo de las cargas principales que pueden afectar un aerogenerador son importantes como datos de entrada para el diseño de aerogeneradores. Tomar en cuenta condiciones de viento para encontrar las cargas reales que afectan las partes principales de un aerogenerador es lo que lleva al estudio profundo de este tema. Considerar datos reales de viento de cada zona en particular hace que varíen los resultados pero lo importante radica en encontrar las condiciones de operación de dichos elementos mecánicos y estructurales y así poder llegar a un diseño óptimo de un aerogenerador. Los aerogeneradores de baja potencia tiene un reto significativo ya que estos funcionan a velocidades altas de viento, por lo que la turbulencia juega un papel importante en su desempeño, considerar modelos de turbulencia es un reto para su comportamiento. Por ello, al realizar un estudio aeroelástico se deben considerar las: fuerzas aerodinámicas y la respuesta estructural dinámica. El resultado que se obtiene es básicamente las cargas principales de operación de los principales elementos de un aerogenerador, a saber, aspas, eje y torre.

Utilizar técnicas aerodinámicas como el método BEM, puede llegar a ser útil para diseños preliminares. Por otro lado, para el cálculo estructural, se toma en cuenta la respuesta dinámica.

Las cargas dinámicas pueden ser calculadas mediante un análisis FEM 1D. Al realizar un código aeroelástico, que combina métodos aerodinámicos y estructurales, se obtiene como resultado esfuerzos máximos y mínimos en la estructura, bajo diferentes escenarios de diseño, que emulan el proceso estocástico que caracteriza el comportamiento del viento.

Muchos autores utilizan el método BEM a base del software QBlade como una herramienta numérica que permite realizar un análisis numérico de un aerogenerador, considerando la aerodinámica, turbulencia del viento y los esfuerzos últimos sobre la estructura.

Finalmente, se debe tener cuidado al evaluar la vida útil previstas a través del método de cargas simplificadas para no sobrediseñar los componentes. Por ello, muchos autores comparan el método SLM con el método aeroelástico, para así, determinar las cargas de diseño de los elementos principales de un aerogenerador, con la finalidad de no excederse al diseñar los componentes. Cabe mencionar que uno de los principales retos de estos códigos aeroelásticos es la curva lenta de aprendizaje debido a que los códigos no son amigables con el usuario, esto se debe a su uso de acceso libre.

2.6. Definición del problema

Los aerogeneradores instalados en la región del Istmo de Tehuantepec han presentado diferentes tipos de fallas, debido a las intensidades de turbulencias altas provocando cargas agresivas en las partes principales de un aerogenerador.

2.7. Hipótesis

El comportamiento atípico del viento puede llegar a impactar la vida útil de los elementos principales de un aerogenerador, a diferencia de lo que se observa desde el punto de vista energético, cuando se cuantifica la producción de energía anual.

2.8. Objetivo general

Realizar un análisis aeroelástico de un aerogenerador de baja potencia, para determinar cargas sobre las aspas de un aerogenerador.

2.8.1. Objetivos específicos

1. Analizar una base de datos de velocidad del viento de la región del Istmo de Tehuantepec Oaxaca, para considerar condiciones locales de viento.
2. Diseñar aerodinámicamente un rotor de baja potencia.
3. Definir los casos de carga de diseño a partir de la norma IEC-61400-2.
4. Determinar las cargas principales implementando el método de cargas simplificadas.
5. Realizar un análisis aeroelástico de un aerogenerador.

2.9. Justificación del problema

Para realizar un diseño y construcción de aerogeneradores de gran y baja potencia, es necesario evaluar la turbina mediante un análisis aeroelástico, experimental o método de cargas simplificadas con la finalidad de encontrar las cargas principales durante su vida útil. El objetivo de evaluar el aerogenerador mediante uno de estos métodos es estimar las cargas a las que opera un aerogenerador, con datos de entrada de una serie temporal de viento. Teniendo las condiciones de frontera se puede realizar un diseño estructural para determinar las geometrías de los elementos.

El análisis de esfuerzos y deformaciones se puede realizar en diferentes programas comerciales, pero antes de pasar al diseño y comportamiento estructural, se deben conocer las cargas principales.

2.10. Alcance y limitaciones

Limitaciones: se realizará un análisis aeroelástico de un aerogenerador de baja potencia, considerando un solo caso de carga.

Alcances: con el análisis aeroelástico se tendrá como resultado las cargas en las palas de un aerogenerador de baja potencia. Con las cargas encontradas se realiza un análisis de fatiga del caso de carga A: operación normal.

Capítulo 3

Marco Teórico

3.1. Características del viento

Existen cuatro fuerzas atmosféricas: fuerza de Coriolis causada por la rotación de la tierra, fuerzas de inercia debidas al movimiento circular a gran escala y fuerzas de fricción en la superficie de la tierra, en la figura 3.1 se muestran vientos del oeste, noroeste, sureste y oriente que causan vientos de circulación mundial.

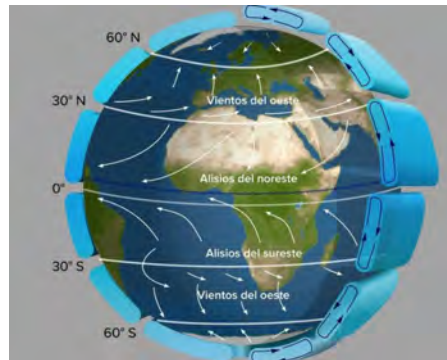


Figura 3.1. Vientos de superficie de circulación mundial [40].

La fuerza de presión sobre el aire se caracteriza por, la densidad ρ , diferencial de presión ∂p y la dirección ∂n .

$$F_p = \frac{-1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial n} \quad (3.1)$$

La fuerza de Coriolis (por unidad de masa), F_c , una fuerza (ficticia) causada por mediciones con respecto a un marco de referencia giratorio (la tierra), se expresa como:

$$F_c = fU \quad (3.2)$$

En la figura 3.2 se muestran las variables a utilizar para encontrar la ecuación 3.2, donde U es la velocidad del viento y f es el parámetro de Coriolis, que depende de la velocidad y la latitud del viento. La dirección de la fuerza de Coriolis es perpendicular a

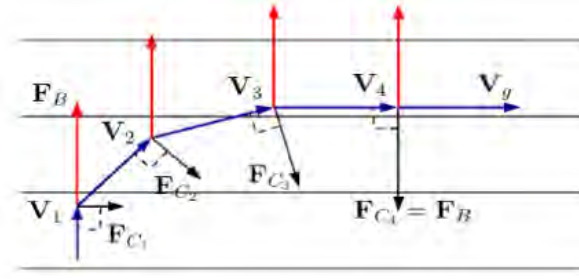


Figura 3.2. Triangulo de fuerzas y velocidades que describen el viento geostrofico [41].

la dirección del movimiento del aire. La resultante de estas dos fuerzas, llamada viento geostrofico, tiende a ser paralela a las isobaras.

La magnitud del viento geostrofico, U_g , es una función del equilibrio de fuerzas y está dado por:

$$U_g = \frac{-1}{f\rho} \frac{\partial p}{\partial n} \quad (3.3)$$

Existe un caso idealizado ya que la presencia de áreas de alta y baja presión hace que las isobaras se curven. Esto impone una fuerza adicional sobre el viento, una fuerza centrífuga. El viento resultante llamado viento de gradiente está dado por la siguiente ecuación:

$$\frac{U_{gr}}{R} = U_{gr} - \frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial n} \quad (3.4)$$

Donde R es el radio de curvatura de la trayectoria de las partículas del aire y sustituyendo:

$$U = U_{gr} + \frac{U_{gr}^2}{fR} \quad (3.5)$$

3.1.1. Circulación atmosférica del viento

Se muestran ejemplos de circulación terciaria, como vientos de valle y de montaña en la figura 3.3, donde durante el día, el aire más cálido de la ladera de la montaña se eleva y reemplaza al aire frío más pesado que se encuentra sobre ella. La comprensión de estos patrones de viento y otros efectos locales es importante para la evaluación de sitios potenciales de energía eólica.

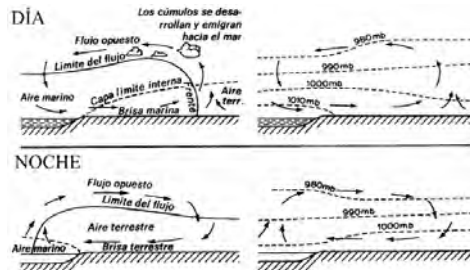


Figura 3.3. Comportamiento del viento diurno y nocturno en valle de montaña considerando circulación terciaria [41].

La superficie de la tierra varía constantemente, con grandes océanos y masas de tierra. Estas diferentes superficies pueden afectar el flujo del aire debido a las variaciones de los campos de presión, la absorción de la radiación solar y la cantidad de humedad disponible. La circulación atmosférica se puede dividir en circulación secundaria y terciaria como se muestra en la tabla 3.1.

Tabla 3.1. Clasificación de la circulación de viento secundaria y terciaria.

Circulación secundaria	Circulación terciaria
Huracanes	Brisas de tierra y mar, vientos de valle y montaña
Circulación monzonica	Vientos secos a alta temperatura
Ciclones extra tropicales	Tormentas electricas, tornados

3.1.2. Estimación de recurso eólico

La fuente original de la energía renovable contenida en el recurso eólico de la tierra es el sol. Los vientos globales son causados por diferencias de presión en la superficie de la tierra debido al calentamiento desigual de la tierra por radiación solar. Las variaciones espaciales de transferencia de calor a la atmósfera terrestre crean variaciones en el campo de presión atmosférica que hacen que el aire se mueva de alta a baja presión. Hay una fuerza de gradiente de presión en la dirección vertical, pero esto generalmente se cancela por la fuerza gravitatoria hacia abajo. Así, los vientos soplan predominantemente en el plano horizontal, respondiendo a gradientes de presión horizontal. Utilizando estimaciones de los recursos eólicos regionales, se puede estimar el potencial de producción de energía eléctrica.

- Potencial meteorológico: esto es equivalente al recurso eólico disponible.
- Potencial del sitio: se basa en el potencial meteorológico, pero está restringido a aquellos sitios que están geográficamente disponibles para la producción de energía.
- Potencial técnico: se calcula a partir del potencial del sitio, teniendo en cuenta la tecnología disponible.

El potencial de la energía eólica se puede estimar de la siguiente manera:

$$\frac{dm}{dt} = \rho AU \quad (3.6)$$

Energía cinética por unidad de tiempo:

$$\frac{E_c}{t} = \frac{1}{2} \frac{mv^2}{t} \quad (3.7)$$

Energía eólica por unidad de área, conocida como densidad de potencia:

$$\frac{P}{A} = \frac{1}{2} \rho U^3 \quad (3.8)$$

3.1.3. Análisis estadístico de datos de viento

El análisis estadístico se puede utilizar para determinar el potencial de energía eólica de un sitio determinado y para estimar la producción de energía de una turbina eólica instalada en dicho sitio. Estos análisis han sido propuestos por autores como Justus (1978), Johnson (1985) y Rohatgi y Nelson (1994). Existen dos funciones de probabilidad de uso común, en el análisis de datos de viento: (1) Rayleigh y (2) Weibull. La distribución de Rayleigh utiliza un parámetro: la velocidad media del viento. La distribución de Weibull se basa en dos parámetros y, por lo tanto, puede representar mejor una variedad más amplia de regímenes de viento. Tanto la distribución de Rayleigh como la de Weibull se denominan distribuciones "sesgadas" porque se definen solo por valores mayores que 0.

Distribución Weibull

El uso de la función de densidad de probabilidad Weibull requiere el conocimiento de dos parámetros k , como se ilustra en la figura 3.4 un factor de forma y c , un factor de escala. La función de densidad de probabilidad de Weibull y la función de distribución están dadas por:

$$P(U) = \left(\frac{k}{c}\right)\left(\frac{U}{c}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{U}{c}\right)^k\right) \quad (3.9)$$

Una función de densidad de probabilidad de Weibull, para varios valores de k . Como se muestra en la figura 3.4, como el valor de k aumenta, la curva tiene un pico más pronunciado, lo que indica que hay menos variación de la velocidad del viento.

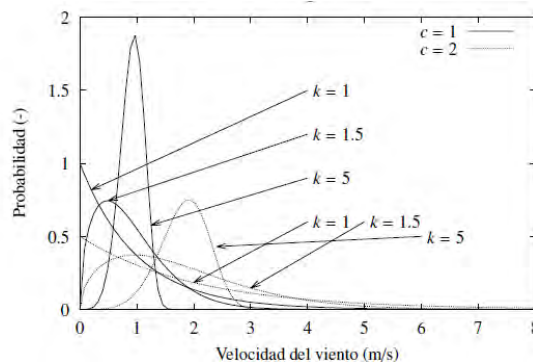


Figura 3.4. Función de densidad de probabilidad de Weibull [42].

3.2. Aerodinámica de los Aerogeneradores

La física de las turbinas de viento es demasiado compleja. El viento, al ser un fenómeno estocástico cambia de velocidad y de dirección constante. Además al considerar la capa límite atmosférica, el aerogenerador está expuesto a diferentes velocidades en diferentes

alturas. Para evaluar el comportamiento aerodinámico y estructural de las aspas se pueden seguir diferentes metodologías, por ejemplo un análisis de mecánica de fluidos computacional.

3.2.1. Disco actuador Rankine-Froude

La primer simplificación de la interacción del flujo de aire con un aerogenerador es un simple modelo unidimensional. Este modelo se puede usar para determinar la potencia de un rotor, el empuje que el viento ejerce sobre este y el efecto que se tendrá en el campo de velocidades. El modelo del Disco actuador Rankine-Froude, se basa en la teoría del momento lineal. El rotor se representa mediante un disco actuador, el cual, crea una discontinuidad en la presión estática. Este disco actuador, está inmerso en un tubo de corriente, que delimitará las fronteras del volumen de control junto con dos secciones transversales del tubo de corriente, una antes de pasar por el disco y otra después de este.

El modelo del disco actuador considera las siguientes suposiciones (Manwell et al., 2010):

- El viento es un flujo homogéneo, no transitorio y tiene una sola dirección (perpendicular al rotor).
- El aire es un fluido incompresible e irrotacional.
- Tanto el flujo, como el empuje ocasionado por el mismo, son uniformes a través del disco. Además, el flujo es uniforme en las fronteras del volumen de control.
- La presión estática mucho antes y mucho después del disco actuador, es decir, en las fronteras, es la misma y equivale a la presión atmosférica.

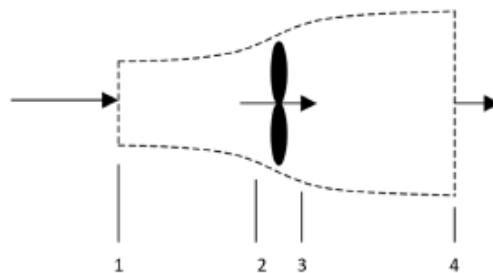


Figura 3.5. Modelo de disco actuador [43].

Para que el rotor de un aerogenerador sea representado como un disco actuador, el rotor debería tener un número infinito de aspas sin arrastre por fricción girando a una velocidad de punta mucho mayor que el flujo de entrada. La figura 3.5 presenta un esquema de esta teoría. Se distinguen cuatro puntos, uno a la entrada, uno antes y uno después del disco y el último a la salida del volumen de control. La velocidad en el

punto 1 es constante, sin embargo conforme se acerca al disco, esta va disminuyendo hasta que, después de atravesarlo se vuelve constante otra vez. Al conservarse la masa, se afirma que el cambio de esta, dentro del volumen de control debe ser igual al flujo neto de masa fuera del volumen de control, expresada matemáticamente considerando las simplificaciones del modelo de disco actuador, se puede escribir como:

$$u_1 A_1 = u_2 A_2 = u_3 A_3 = u_4 A_4 \quad (3.10)$$

donde u_1 y A_1 son la velocidad y el área en cada estación. Dada la suposición del disco actuador, u_2 es igual a u_3 , por lo que necesariamente A_2 es igual a A_3 . La conservación del momento lineal, afirma que la velocidad instantánea de cambio del momento lineal en el volumen de control más el flujo neto de impulso lineal fuera del volumen de control debe ser igual a la suma de las fuerzas de presión netas y la fuerza corporal neta ejercida por el entorno en el volumen de control. Aplicando la ley de conservación lineal en la dirección axial del flujo, y tomando en cuenta todas las suposiciones de la teoría del disco actuador se simplifica a:

$$T = \rho A_1 u_2^2 - \rho A_4 u_4^2 = \dot{m}(u_1 - u_4) \quad (3.11)$$

donde, T es el empuje neto aplicado sobre el disco actuador y ρ es la densidad del aire. Este empuje sobre el disco, también se puede calcular mediante el diferencial de presión entre las estaciones 2 y 3 multiplicadas por el área del disco.

$$T = (P_2 - p_3)A \quad (3.12)$$

Aplicando la ecuación de Bernoulli entre los puntos 1-2 y 3-4, se puede obtener una expresión para la diferencia de presiones del disco actuador.

$$P_1 + \frac{1}{2}\rho u_1^2 = P_2 + \frac{1}{2}\rho u_2^2 = P_3 + \frac{1}{2}\rho u_3^2 = P_4 + \frac{1}{2}\rho u_4^2 = P_2 - P_3 = \frac{1}{2}\rho(u_1^2 - u_4^2) \quad (3.13)$$

Sustituyendo la ecuación 3.13 en la expresión 3.12 e igualando con la ecuación 3.11, se puede encontrar una expresión para la velocidad en el plano del rotor (recordando que $\dot{m} = \frac{1}{2}\rho A u_2$)

$$\dot{m}(u_1 - u_4) = \left(\frac{1}{2}\rho(u_1^2 - u_4^2)\right)A \rightarrow u_2 = \frac{u_1 + u_4}{2} \quad (3.14)$$

Se llega a la conclusión que la velocidad en el rotor será el promedio de la velocidad de entrada y la velocidad de salida. En el análisis del disco actuador, la única variable conocida es la velocidad a la entrada, las demás variables hasta ahora se desconocen. Se define un factor de inducción axial que representa la fricción de decremento de la velocidad entre el flujo libre y el plano del rotor.

$$a = \frac{u_1 - u_2}{u_1} \quad (3.15)$$

A partir de la ecuación 3.15 se pueden encontrar u_2 y u_4 .

$$u_2 = u_1(1 - a) \quad (3.16)$$

$$u_4 = u_1(1 - 2a) \quad (3.17)$$

Así pues, la velocidades sobre el rotor y a la salida del disco actuador dependen únicamente de la velocidad a la entrada y de este factor de inducción axial. Conforme el factor de inducción crece desde cero, la velocidad pasando el rotor va disminuyendo. Si $a = 0.5$, la velocidad del viento ha llegado a cero detrás del rotor, por lo cual esta teoría ya no es aplicable. Sustituyendo u_4 de la ecuación 3.15, el empuje se puede definir como:

$$T = \frac{1}{2}\rho Au_1^2 4a(1 - a) \quad (3.18)$$

La potencia extraída del viento por el rotor, P , es el producto de la fuerza de empuje (3.18) y la velocidad del viento en el plano del rotor (3.15), lo cual se reduce a:

$$P = \frac{1}{2}\rho Au_1^3 4a(1 - a)^2 \quad (3.19)$$

Como se vio anteriormente, es más común el uso del coeficiente de potencia, el cual se define como la fracción de potencia que extrae el rotor del total de potencia disponible:

$$C_p = \frac{P}{\frac{1}{2}\rho Au_1^3} = 4a(1 - a)^2 \quad (3.20)$$

EL coeficiente de potencia maximo, $C_{p,max}$, conocido como límite de Betz, se puede encontrar derivando la ecuación 3.20 con respecto al factor de inducción axial a , e igualando a cero. Respectivamente pa a :

$$\frac{\partial C_p}{\partial a} = 4(1 - 3a^2) = 0 \rightarrow a = \frac{1}{3} \quad (3.21)$$

Sustituyendo este resultado en la ecuación 3.20, el límite de Betz es:

$$C_{p,max} = \frac{16}{27} \approx 0.59 \quad (3.22)$$

Como se menciona anteriormente, este modelo idealizado no es valido para factores de inducción axial mayores a 0.5. En la práctica, este factor de inducción se acerca mucho e incluso mayor a 0.5, lo cual complica los patrones de flujo que no son representados en este modelo. El límite de Betz, es el coeficiente de potencia máximo teórico. En la realidad hay tres factores que afectan este valor:

- Rotación de estela causada por el giro del rotor
- Número finito de aspas
- Flujo viscoso que causa que el arrastre aerodinámico no sea cero

Este análisis unidimensional es simple, pero no describe la verdadera naturaleza del flujo que pasa a través del aerogenerador, sin embargo, es útil para entender algunos conceptos básicos de la operación de la turbina eólica. Si el rotor extrae potencia del viento, su velocidad deberá disminuir conforme atraviere las aspas. Extraer toda la potencia disponible del viento es teóricamente imposible (Manwell et al., 2010).

3.2.2. Teoría del elemento del aspa

Hasta ahora, se han analizado las fuerzas ejercidas sobre el rotor (Torque empuje) aplicando los principios de conservación de masa y momento sobre volúmenes de control anulares rodeando el flujo. Este análisis comúnmente conocido como teoría de momento. Únicamente con esta teoría no es posible conocer el empuje dT , y el Torque dQ , en alguna posición específica sobre el rotor (r), incluso si conocemos la densidad del aire, la velocidad a la entrada del tubo de corriente y la velocidad de rotación del rotor. Todas estas expresiones dependen de los factores de inducción definidos previamente. El flujo también estará influenciado por las características de las aspas del rotor, como la forma del perfil y la distribución del ángulo de torsión. El análisis que usa las propiedades del aspa para determinar las fuerzas ejercidas sobre el rotor por el flujo se conoce como teoría de elemento del aspa. Algunas suposiciones que toma esta teoría (Manwell et al., 2010):

1. No hay interacción aerodinámica entre los elementos
2. Las fuerzas ejercidas sobre los elementos del aspa por el flujo de viento son determinadas únicamente por las características en dos dimensiones de la sustentación y el arrastre de la forma del elemento del aspa y la orientación relativa del flujo de viento.

Las fuerzas que un fluido ejerce sobre cualquier objeto son debidas a la presión y a esfuerzos viscosos. Sobre la superficie superior de los perfiles aerodinámicos, la presión es menor que la del flujo, lo cual succiona el perfil hacia arriba, en dirección perpendicular al del flujo de entrada. En la superficie inferior es mayor lo cual el empuja el perfil hacia arriba, en dirección normal al flujo. Los componentes de la distribución de presiones paralelas al flujo de entrada tienden a disminuir la velocidad del flujo debido a los esfuerzos viscosos.

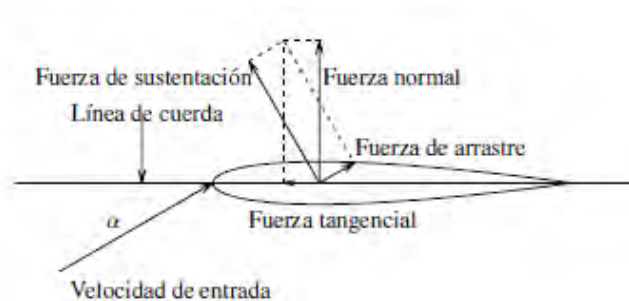


Figura 3.6. Fuerzas sobre un perfil [44].

Sobre un perfil aerodinámico, las resultantes de estas fuerzas se resuelven usualmente en dos fuerzas y un momento. La componente neta de la fuerza actuando perpendicularmente al flujo de entrada se conoce como fuerza de sustentación (dF_L) y la componente neta de la fuerza actuando paralelamente al flujo se conoce como fuerza de arrastre (dF_D). El momento neto, conocido como momento de pitch, se define comúnmente sobre un eje normal a la sección cruzada del perfil, localizada a un cuarto de la distancia desde el borde de ataque hasta el borde de salida. La distribución de ambos lados del perfil contribuye a la fuerza de sustentación. El arrastre, tendrá contribuciones de la distribución de presiones y los esfuerzos viscosos. Como alternativa a las fuerzas de sustentación y arrastre, el análisis se hace comúnmente con las fuerzas normal (dF_N) y tangencial (dF_T). La fuerza normal es la componente neta de la fuerza actuando normal a la cuerda y la fuerza tangencial es la componente neta de la fuerza actuando paralelamente a la cuerda. Para cualquier condición de flujo, las relaciones entre las fuerzas de sustentación y arrastre y las fuerzas normales y tangenciales son puramente vectoriales y determinadas por el ángulo de ataque del flujo de entrada. El ángulo de ataque, α , se define como el ángulo entre el flujo de entrada y la cuerda del perfil. Estas características se resumen en la figura 3.6. Las relaciones vectoriales entre las fuerzas son:

$$dF_N = dF_L \cos\alpha + dF_D \sin\alpha \quad (3.23)$$

$$dF_T = dF_L \sin\alpha - dF_D \cos\alpha \quad (3.24)$$

Las fuerzas resultantes normalmente se caracterizan por coeficientes adimensionales. Los coeficientes de sustentación C_L y arrastre C_D se definen como:

$$C_L = \frac{\frac{dF_L}{dr}}{\frac{1}{2}\rho U_{rel}^2 c} \quad (3.25)$$

$$C_D = \frac{\frac{dF_D}{dr}}{\frac{1}{2}\rho U_{rel}^2 c} \quad (3.26)$$

donde U_{rel} es la velocidad del flujo de viento relativo al perfil y c es la longitud a la cuerda del perfil. En la teoría del elemento del asa, las fuerzas de sustentación y arrastre por unidad de longitud empleadas en estas ecuaciones, se pueden pensar como las fuerzas diferenciales actuando sobre cada elemento de asa divididas por la longitud diferencial del elemento dr . Estos coeficientes adimensionales describen cuantitativamente cómo el flujo que pasa sobre un perfil aerodinámico ejerce fuerzas sobre él. Estos coeficientes dependen estrechamente de la forma del perfil y el ángulo de ataque y de menor forma del tamaño del perfil y de la velocidad relativa del flujo de entrada. La dependencia de

los coeficientes al tamaño del perfil y a la velocidad relativa generalmente se cuantifican usando el número de Reynolds definido como la división de las fuerzas inerciales y viscosas:

$$Re = \frac{\rho U_{relc}}{\mu} \quad (3.27)$$

donde, μ es la viscosidad del fluido. Para cualquier perfil aerodinámico, los coeficientes de sustentación y arrastre se presentan típicamente en forma de tablas para diferentes ángulos de ataque. Los coeficientes aerodinámicos se pueden obtener a través de experimentos en túneles de viento donde las condiciones del flujo son controladas cuidadosamente para aproximarse a un flujo en dos dimensiones. Otra forma de obtener los coeficientes es a través de métodos numéricos, en específico el método de paneles ha sido ampliamente probado e incluso programado en diferentes software como xFoil. Los coeficientes aerodinámicos generalmente no están disponibles para ángulos de ataque más allá del ángulo de desprendimiento. Esto es desafortunado para un aerogenerador, pues se puede llegar a trabajar en este régimen, especialmente bajo fuertes vientos. En la región posterior al ángulo de desprendimiento el perfil se comienza a comportar como una placa plana determinada. (Manwell et al., 2010). Con esta suposición, se han desarrollado modelos que extrapolan los coeficientes a un rango de 360° de potenciales ángulos de ataque. El modelo más popular fue desarrollado por Viterna-Corrigan que propusieron las siguientes ecuaciones:

$$C_L = A_1 \sin(2\alpha) + A_2 \frac{\cos^2(\alpha)}{\sin(\alpha)} \quad (3.28)$$

$$C_D = B_1 \sin(2\alpha) + B_2 \frac{\cos^2(\alpha)}{\sin(\alpha)} \quad (3.29)$$

El diferencial de la fuerza de empuje dT y el diferencial del torque dQ , actuando sobre cada elemento, como lo describe la teoría de elemento de aspa, se pueden encontrar analizando la geometría de la figura 3.7. En esta figura, el aspa se especifica como propagándose hacia la izquierda como resultado de la rotación del aspa,. Se definen los siguientes ángulos:

- $\theta_p, 0$ Es el ángulo de pitch relativo a una posición de cero torsión.
- θ_T Es el ángulo local de torsión del aspa (es función del radio y no cambia con el tiempo)
- θ_p Es el ángulo pitch de la sección, es el ángulo entre la cuerda y el plano de rotación.
- α Es el ángulo de ataque (entre la cuerda y velocidad relativa)
- ϕ Es el ángulo de la velocidad relativa del viento para ajustarse a diferentes condiciones de operación (solo para turbinas reguladas por el pitch), pero es constante a lo largo de la envergadura del aspa. El viento relativo es la suma vectorial de la

velocidad de la sección del aspa, Ω_r , y la velocidad angular inducida en las aspas, $\frac{w r}{2}$, es decir.

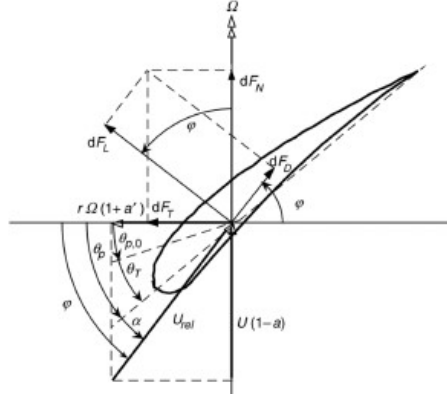


Figura 3.7. Triángulo de fuerzas y velocidades para una sección de aspa [44].

$$\Omega_r + \left(\frac{wr}{2}\right) = \Omega_r + \Omega a' r = \Omega_r(1 + a') \quad (3.30)$$

La velocidad relativa será (sustituyendo las expresiones 3.15 y 3.30)

$$u_{rel} = \sqrt{[u_1(1 - a)]^2 + [\Omega_r(1 + a')]^2} \quad (3.31)$$

A partir de la figura 3.7, se pueden obtener las siguientes relaciones:

$$\tan\phi = \frac{u_1(1 - a)}{\Omega_r(1 + a')} = \frac{1 - a}{\lambda_r(1 + a')} \quad (3.32)$$

$$\sin\phi = \frac{u_1(1 - a)}{u_{rel}} \rightarrow u_{rel} = \frac{u_1(1 - a)}{\sin\phi} \quad (3.33)$$

$$\cos\phi = \frac{\Omega_r(1 + a')}{u_{rel}} \rightarrow u_{rel} = \frac{\Omega_r(1 + a')}{\cos\phi} \quad (3.34)$$

Las expresiones 3.23 ahora no dependen del ángulo de ataque α , si no del ángulo relativo de la velocidad del viento ϕ , además si reemplazamos los coeficientes de la expresión 3.25 y 3.26:

$$dF_N = \frac{1}{2}\rho u_{rel}^2 c(C_L \cos\phi + C_D \sin\phi) dr \quad (3.35)$$

$$dF_T = \frac{1}{2}\rho u_{rel}^2 c(C_L \sin\phi + C_D \cos\phi) dr \quad (3.36)$$

Si el rotor tiene B aspas, la fuerza normal total sobre la sección a la distancia r , desde el centro es:

$$dF_N = B \frac{1}{2} \rho u_{rel}^2 c C_L \cos \phi + C_D \sin \phi dr \quad (3.37)$$

El diferencial de torque debido a la fuerza tangencial, operando a una distancia R , desde el centro es:

$$dQ = BrdF_T \quad (3.38)$$

por lo tanto:

$$dQ = B \frac{1}{2} \rho u_{rel}^2 cr C_L \sin \phi - C_D \cos \phi dr \quad (3.39)$$

El efecto de arrastre es disminuir el torque y por lo tanto, la potencia.

3.2.3. Curvas características de un aerogenerador

Cada turbina tiene una curva de potencia característica, como se muestra en la figura 3.8. A partir de la curva es posible predecir la producción de energía de un aerogenerador sin tener en cuenta los detalles técnicos de sus diversos componentes. El rendimiento de un aerogenerador determinado se puede relacionar con tres puntos clave con respecto a la velocidad:

- Velocidad inicial: velocidad mínima del viento a la que la máquina entrega potencia útil.
- Velocidad nominal del viento: velocidad del viento a la que se alcanza la potencia nominal (generalmente potencia máxima de salida del generador eléctrico).
- Velocidad de corte: velocidad máxima del viento a la que se permite que la turbina entregue energía (generalmente limitada por el diseño de ingeniería y la restricción de seguridad).

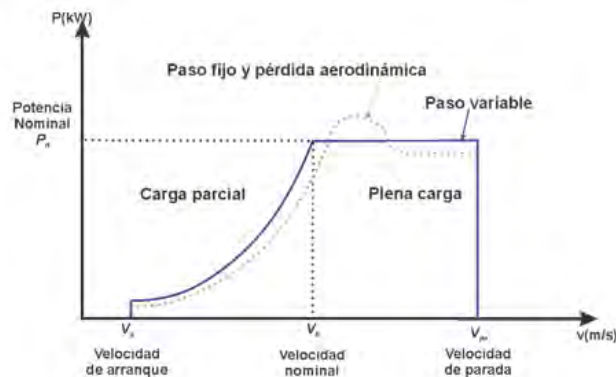


Figura 3.8. Curva de potencia típica de un aerogenerador con base a la velocidad de arranque, nominal y de paro [45].

3.3. Análisis aeroelástico

La aerolasticidad se define como la ciencia que estudia la interacción entre las fuerzas inerciales, elásticas y aerodinámicas. Fue definida por Arthur Collar en 1947 y se ha utilizado para el estudio de estructuras expuestas a corrientes de aire como lo son los puentes, edificios, aviones y en nuestro caso, turbinas de viento. Las cargas elásticas son debidas a las rigideces de la estructura, las inerciales debido a la masa y las aerodinámicas debidas a la interacción con el viento. Para aerogeneradores se consideran también de las acciones del control, tal como se muestra en la Figura 3.9.



Figura 3.9. Triángulo de fuerzas que componen la aeroelasticidad [53].

Se sabe que en mecánica, las cargas son fuerzas o momentos aplicados externamente a toda la turbina o a cualquiera de los componentes considerados por separado; los cuales, deben estar diseñados para dos tipos de cargas:

1. Cargas extremas (Ultimate Loads): se refieren a las cargas máximas probables, multiplicadas por el factor de seguridad.
2. Cargas de fatiga (Fatigue Loads): se refieren a la capacidad del componente para resistir un número esperado de ciclos de magnitud posiblemente variable.

Estas cargas además, se pueden clasificar en las siguientes categorías:

- Cargas estacionarias: incluyen las debidas a la velocidad media del viento, las fuerzas centrífugas en las palas debido a la rotación, el peso de la máquina en la torre, etc.
- Cargas cíclicas: surgen debido a la rotación del rotor. La carga periódica más básica es la experimentada en las raíces de las aspas debido a la gravedad. Otras cargas surgen de la naturaleza del viento (capa límite), vientos cruzados (error de orientación), vientos verticales, velocidad del sistema de orientación, sombra de la torre, etc.

- Cargas estocásticas: se deben a la turbulencia del viento. Variaciones rápidas en la velocidad del viento causa variaciones rápidas en las fuerzas aerodinámicas sobre las aspas.
- Cargas transitorias: ocurren ocasionalmente y durante cortos periodos de tiempo. Las cargas más comunes son las asociadas con el arranque y el paro. Otras cargas surgen de ráfagas de viento repentinas, cambios en la dirección del viento, o movimientos del ángulo de pitch.
- Cargas inducidas por resonancia: surgen como resultado de que alguna parte de la estructura se excita en una de sus frecuencias naturales. El diseñador intenta evitar la posibilidad de que eso suceda, pero la turbulencia inevitablemente excita alguna respuesta resonante.

La Norma IEC 61400-2 es considerada como fundamental en el proceso de diseño de aerogeneradores de baja potencia. Su propósito es especificar requerimientos de diseño para asegurar la integridad de la ingeniería del aerogenerador y para proveer cierto nivel de protección contra posibles daños provocados por diferentes escenarios a los que se enfrente durante su vida útil. De acuerdo a la Norma IEC 61400-2, el proceso de incorporar las cargas dentro del proceso de diseño consiste en lo siguiente:

1. Determinar un rango de condiciones de viento de diseño.
2. Especificar diseños de carga de interés, incluyendo condiciones de viento operacionales y extremos.
3. Calcular las cargas de los Casos de Carga de Diseño (DLC)
4. Verificar que los esfuerzos debidos a las cargas sean aceptables.

Los códigos de computadora juegan un papel importante en el proceso general de diseño. Se utilizan para especificar y evaluar el diseño de subcomponentes del aerogenerador completo en si mismo. Se requieren modelos de:

1. Flujo turbulento y otras condiciones atmosféricas que pueden ser de importancia. Los valores de entrada de este modelo son resultado de la evaluación del recurso eólico en el sitio donde se desea instalar la máquina.
2. Generación de las fuerzas aerodinámicas y la respuesta dinámica de las aspas y la estructura. Utiliza los valores de la geometría del aspa, así como la masa y rigideces del diseño estructural.
3. La conversión de las cargas en esfuerzos, fatiga y otras variantes de interés. Es un posprocesamiento a los resultados de modelos anteriores.

Los códigos utilizados en el diseño de aerogeneradores se pueden clasificar en 2 grupos, de acceso libre y comerciales. Estos códigos pueden ser independientes, autónomos o

múltiples, incluidos en un solo código. Para el análisis de viento se utiliza el código Turbisim y Aerodyn, así como Qblade códigos de acceso libre para simulación aeroelástica.

Las metodologías típicas para evaluar la vida de las palas de turbinas eólicas incluyen medir o simular mediante códigos aeroelásticos la carga en servicio. De esta manera simular estas cargas, es mediante un análisis de viento por series temporales. Para poder simular el campo de viento se debe tener una base de datos para alimentar el modulo Aerodyn, este es una biblioteca de software aerodinámica para uso de diseños de aerogeneradores. Diseñado para interactuar con varios paquetes de software de análisis dinámico. Por ejemplo FAST software de acceso libre para el análisis aeroelástico de aerogeneradores [54]. Este software fue desarrollado por Greg Hayman, Rick Damiani, Bonnie Jonkman, Jason Jonkman y Robynne Murray de NREL [55]. Teoría apoyada por Jason Jonkman de NREL.

3.3.1. Condiciones de viento según la norma IEC 61400-2

Los regímenes de viento, en cargas y seguridad, se subdividen en condiciones normales de viento, presentándose frecuentemente en la fase de operación normal del aerogenerador, y en condiciones extremas de viento, las cuales son definidas como teniendo una ocurrencia de uno o cincuenta años. En todos los casos, se considera una inclinación de la dirección de viento con respecto al plano horizontal de 8° . Este ángulo de inclinación de la dirección de viento es constante, por lo que varía con la altura. La expresión turbulento, indica variaciones de la velocidad del viento a partir de promedios de viento de 10 minutos. El modelo de turbulencia debe incluir los efectos de la variación de velocidad de viento, de los cortantes, y la dirección del viento. Las tres componentes vectoriales de la velocidad de viento turbulento son definidos como:

- Longitudinal: a lo largo de la dirección de la velocidad media del viento.
- Lateral: horizontal y perpendicular a la dirección longitudinal.
- Ascendente: perpendicular a las direcciones longitudinal y lateral.

3.3.2. Condiciones normales de viento

Distribución de velocidad del viento Es importante para el diseño de aerogeneradores, ya que esta determina la frecuencia de ocurrencia de las condiciones individuales de carga para las situaciones normales de diseño. Los valores promedio de la velocidad del viento, en un intervalo de 10 minutos, debe seguir una distribución de Rayleigh en la altura del cubo.

Modelo del perfil normal del viento (NWP) El perfil del viento, $u(z)$, indica la velocidad promedio del viento en función de la altura z , a partir del suelo. El perfil de la velocidad del viento está dado por la ley exponencial.

Modelo de turbulencia normal (NTM) Para el modelo de turbulencia normal, el valor representativo de la desviación estándar de la turbulencia, σ_1 debe ser dado por el cuantil a 90 % por la velocidad de viento dada a la altura del cubo:

$$\sigma_1 = I_{ref}(0.75v_{hub} + b); b = 5.6 \quad (3.40)$$

3.3.3. Condiciones extremas del viento

Las condiciones de viento extremo comprenden los eventos del cortante del viento, así como la velocidad máxima del viento ocasionadas por las tormentas y cambios bruscos de la velocidad y de la dirección del viento.

Modelo de velocidad extrema del viento (EWM) En el modelo de velocidad de viento turbulento extremo, las velocidades promedio de viento extremo, en 10 minutos, en función de z con períodos de ocurrencia de 50 años y 1 año, respectivamente, están dadas por:

$$v_{50}(z) = V_{ref}\left(\frac{z}{z_{hub}}\right)^{0.11} \quad (3.41)$$

$$v_1(z) = 0.8v_{50}(z) \quad (3.42)$$

La desviación estándar de la turbulencia longitudinal es:

$$\sigma_1 = 0.11v_{hub} \quad (3.43)$$

3.3.4. Ráfaga extrema de funcionamiento (EOG)

La amplitud de la ráfaga a la altura del cubo, V_{hub} , está dada por la siguiente relación:

$$V_{hub} = \min(1.35(v_{el} - v_{hub}); 3.3\left(\frac{\sigma_1}{1 + 0.1}\left(\frac{D}{A_1}\right)\right)) \quad (3.44)$$

En donde, σ_1 está dada por la ecuación 4.77, A_1 es el parámetro de la escala de turbulencia dada la ecuación 4.79 y D es el diámetro del rotor.

$$A = 0.7_z \text{ para } z < 60m \quad A = 42m \text{ para } z > 60m \quad (3.45)$$

3.3.5. Modelo de turbulencia extrema (ETM)

El modelo de turbulencia extrema utiliza el modelo de perfil normal de viento y una desviación estándar de la turbulencia longitudinal dada por.

$$\sigma_1 = cI_{ref}\left(0.0078\left(\frac{V_{ave}}{c} + 3\right)\left(\frac{V_{hub}}{c} - 4\right) + 10\right); \quad (3.46)$$

3.3.6. Cambios de dirección extrema (EDC)

La amplitud de cambio de dirección extrema, θ_e , es calculada a partir de la siguiente ecuación:

$$\theta_e = + - \arctan \frac{\sigma 1}{V_{hub}(1 + 0.1(\frac{D}{\theta A_1}))} \quad (3.47)$$

3.3.7. Ráfaga extrema con cambios de dirección (ECD)

La ráfaga extrema con cambios de dirección debe de tener una magnitud de:

$$V_{cg} = 15m/s \quad (3.48)$$

Todos estos modelos son utilizados para realizar una simulación aeroelástica completa de un aerogenerador, en esta tesis solo se utilizaron dos modelos el primero es modelo de turbulencia normal y modelo de turbulencia extrema, los modelos se implementan en el software Qblade utilizando el módulo Turbisim para generar los campos de viento.

3.4. Diseño y pruebas de turbinas eólicas

El proceso de diseño de una turbina eólica implica el ensamblaje conceptual de una gran cantidad de componentes mecánicos y eléctricos en una máquina que puede convertir la energía fluctuante del viento en una forma útil. Este proceso está sujeto a una serie de limitaciones, pero las fundamentales implican la viabilidad económica potencial del diseño. Idealmente una turbina eólica debería producir energía a un menor costo que sus competencias, que suelen ser combustibles derivados del petróleo, gas natural, energía nuclear u otras energías renovables.

3.4.1. Elementos principales de aerogeneradores modernos

El diseño más común de aerogenerador, es el de eje horizontal (HAWT). Es decir, el eje de rotación es paralelo al suelo. Los rotores generalmente se clasifican de acuerdo con la orientación del rotor (a barlovento o sotavento). Los principales componentes de un aerogenerador de eje horizontal se pueden observar en la figura 3.10:

- El rotor, formado por las palas y el cubo.
- El tren de potencia, que incluye las partes giratorias de la turbina eólica (excluyendo el rotor); ejes, caja de engranes, acoplamientos, un freno mecánico y generador.
- La góndola y el bastidor principal, incluida la carcasa del aerogenerador, la bancada y el sistema de orientación.

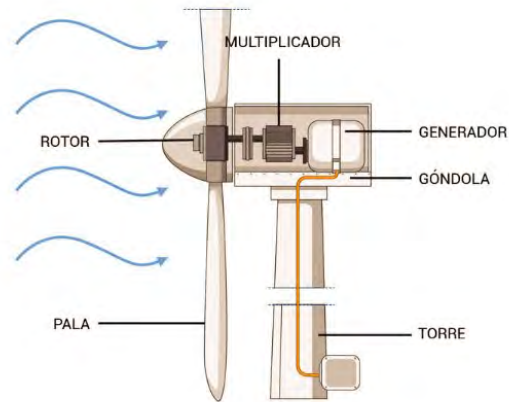


Figura 3.10. Principales partes de un aerogenerador de eje horizontal [45].

- La torre y la cimentación y el sistema de control.
- Sistema eléctrico, cables, transformadores y, posiblemente, convertidores de potencia electrónicos.

3.4.2. Procedimientos de diseño

Hay una serie de enfoques que se pueden tomar para el diseño de turbinas eólicas, y hay muchas cuestiones que se deben considerar. Los pasos clave de diseño incluyen lo siguiente:

- Determinar la aplicación.
- Revisar la experiencia previa.
- Estimar cargas preliminares.
- Desarrollar un sistema tentativo.
- Predecir el rendimiento.
- Evaluar el diseño.
- Prototipo de prueba.

Determinar la aplicación: la aplicación será un factor importante al elegir el tamaño de la turbina, el tipo de generador que tiene, el método de control, cómo se instalará y operará [46].

Revisar la experiencia previa: una lección general que se ha aprendido de cada proyecto exitoso es que la turbina debe diseñarse de tal manera que la operación, el mantenimiento y el servicio se puedan realizar de manera segura y sencilla.

Estimar cargas preliminares: es necesario realizar una estimación preliminar de las cargas que la turbina debe poder soportar. Estas cargas servirán como entradas para

el diseño de los componentes individuales. La estimación de cargas en esta etapa puede involucrar 'reglas generales' o herramientas simples de análisis de computadora. Estas estimaciones se mejoran a lo largo de la fase de diseño a medida que se especifican los detalles del diseño.

En esta etapa es importante tener en cuenta todas las cargas que la turbina final deberá poder soportar. Este proceso se puede facilitar consultando los estándares de diseño recomendados. Estos incluirán las condiciones ambientales externas, como la velocidad máxima esperada del viento y los requisitos funcionales. Estas condiciones se utilizan en la estimación preliminar de cargas, así como en estimaciones más detalladas más adelante en el proceso. Los aerogeneradores se clasifican debido a su clase por las condiciones externas particulares definidas para las clases I, II Y III no pretenden cubrir condiciones en el mar ni condiciones de viento experimentadas en tormentas tropicales como huracanes. Tales condiciones pueden requerir un diseño de aerogenerador de clase S.

La vida útil de las turbinas eólicas de clase 1A A IIIC, será al menos de 20 años. En el caso de los aerogeneradores de clase S, el fabricante deberá, en la documentación de diseño, describir los modelos utilizados y valores de los parámetros de diseño.

Tabla 3.2. Parámetros básicos de la intensidad de turbulencia [47].

Clases de turbinas de viento	I	II	III
Velocidad de referencia (m/s)	50	42.5	37.5
A I_{ref} (-)		0.16	
B I_{ref} (-)		0.14	
C I_{ref} (-)		0.12	

Nota: Existen casos especiales que dependen de los diseñadores

De acuerdo a las condiciones del viento el diseño estructural juega un papel importante en la integridad de los componentes de la estructura del aerogenerador se verificará y se determinará un nivel de seguridad aceptable. La resistencia última a la fatiga de estructuras los miembros deben ser verificados por cálculos y/o pruebas para demostrar la integridad estructural de un aerogenerador con el nivel de seguridad adecuado.

Con base a la norma IEC 61400-2 los requisitos técnicos y de ingeniería para garantizar la seguridad de los elementos estructurales, mecánicos, los sistemas eléctricos y de control de la turbina eólica, requisitos se aplica al diseño, fabricación instalación y manuales para operación y mantenimiento de una turbina eólica y el proceso de gestión de calidad asociado. Además, los procedimientos de seguridad, que se han establecido en las distintas prácticas que se utilizan en la instalación. Por ello es importante considerar los casos de carga de diseño propuestos por la norma IEC 61400-2 [47], puede considerarse como el estándar fundamental de diseño de turbinas eólicas. Su propósito es especificar requisitos de diseño para garantizar la integridad de ingeniería de la turbina eólica y para proporcionar un nivel apropiado de protección contra daños por todos los peligros durante la vida útil planificada. De acuerdo con IEC 61400-2, el proceso de incorporación de cargas en el proceso de diseño consiste en lo siguiente:

1. Determinar un rango de condiciones de viento de diseño.

2. Especificar los casos de carga de diseño de interés, incluidas las condiciones de operación y viento extremo.
3. Calcular las cargas para los casos de carga.
4. Verificar que los esfuerzos debidos a las cargas sean aceptables.

El propósito de la norma IEC 61400-2 es proporcionar los requerimientos de diseño apropiado de protección contra los esfuerzos últimos y cargas por fatiga. Esta norma se ocupa de todos los subsistemas de las turbinas eólicas, como el control y la protección, mecanismos, sistemas eléctricos internos, sistemas mecánicos y estructuras de soporte. Para realizar el diseño de un aerogenerador es necesario definir los casos de carga. Los casos de carga se basan en los distintos estados operativos de la turbina, ya que se ven afectados por las condiciones del viento el cual se clasifica por parámetros de turbulencia como se muestra en la tabla 3.2.

3.4.3. Descripción de los casos de carga

Como ya se mencionó anteriormente la norma IEC61400-2 prevé la utilización de modelo estructural para predecir las cargas de diseño. Este es utilizado para determinar las cargas en un rango de velocidades de viento, considerando las condiciones de turbulencia y otras condiciones particulares del viento y de diseño. Los aerogeneradores son afectados por las condiciones ambientales, eléctricas que pueden perturbar su carga, su durabilidad y funcionamiento. Los parámetros ambientales, eléctricos y de suelo deben ser considerados durante el diseño del aerogenerador con el propósito de garantizar un nivel adecuado de seguridad y fiabilidad. Las condiciones ambientales se dividen, en condiciones de viento y otras condiciones ambientales menores. Las eléctricas derivan en la red de alimentación eléctrica. Las de suelo tienen una importancia significativa en el diseño de la cimentación del aerogenerador. Las condiciones externas se subdividen en vientos extremos y vientos atípicos. A lo cual en esta descripción se analizan los casos de carga señalados por la norma que considera para el diseño preliminar de aerogeneradores.

Caso de carga A, operación normal: la carga de diseño para el aerogenerador en operación es considerada carga de fatiga, debido a que el aerogenerador se encuentra expuesto a fuerzas inerciales y la gravedad. Por ello se considera que la carga de fatiga en el álabe se produce en la superficie de la unión raíz-cubo. Las tensiones calculadas son la combinación de la carga centrífuga en el aspa (F_{ZB}), la cual está afectada por la masa del rotor (m_B), la distancia del centro de gravedad del aspa a la unión raíz-cubo (R_{cog}) y por último la velocidad rotacional del rotor ($w_{ndesign}^2$).

$$F_{ZB} = 2m_B R_{cog} w_{ndesign}^2 \quad (3.49)$$

$$M_{x_B} = \frac{Q_{design}}{B} + 2m_B g R_{cog} \quad (3.50)$$

$$M_{yB} = \frac{\lambda_{design} Q_{design}}{B} \quad (3.51)$$

Además, las aspas del aerogenerador están expuestas a dos momentos principales (flapwise (M_{xB}) y edwise (M_{yB})), que son afectados por el torque (Q_{design}), el numero de aspas (B), la masas de las aspas (m_B), la gravedad, la distancia del centro de gravedad del aspa (R_{cog}) y la velocidad de punta para el momento edwise (λ_{design}).

$$F_{x_{eje}} = \frac{3 \lambda_{design} Q_{design}}{2 R} \quad (3.52)$$

$$M_{x_{eje}} = Q_{design} + 2m_r g e_r \quad (3.53)$$

$$M_{eje} = 2m_r g L_{rb} + \frac{R}{6} F_{x_{eje}} \quad (3.54)$$

Donde $e_r = 0.005 R$, a menos que a través de los documentos de diseño se pueda probar que un valor menor es razonable. La carga de fatiga en el eje del rotor se considerará en el eje del rotor en el primer cojinete (L_{rb}). El rango de la tensión se calculará a partir de la combinación de los de carga de empuje $F_{x_{eje}}$, el momento de torsión $M_{x_{eje}}$ y el momento de flexión M_{eje} . También se considera la masa del rotor (m_r) y el radio (R).

Caso de carga B orientación: para este caso de carga, las cargas últimas (fuerzas y momentos giroscópicos) se calcularán suponiendo la velocidad de guiñada máxima. Para un sistema de orientación pasivo, la tasa de orientación máxima viene dada por suposiciones a base de literatura [52] y se expresa como:

$$w_{yawmax} = 3 - 0.01(\pi R^2 - 2) \quad (3.55)$$

Para todas las turbinas con un área de barrido del rotor de menos $2 m^2$, la tasa máxima de orientación será 3 rad/s. Si se espera que la tasa de guiñada máxima ocurra bajo condiciones especiales tales como orientación de emergencia a una velocidad más alta de orientación activa, se medirá bajo esas condiciones. Las cargas debidas al momento flector M_{YB} sobre el álabe que considera los parámetros siguientes: la masa del aspa (m_B), el sistema de orientación máximo (w_{yawmax}^2), la distancia de la torre el aerogenerador (L_{rt}), el momento de inercia del aspa (I_B) y la fuerza de empuje en el eje ($F_{x_{eje}}$).

$$M_{YB} = m_B w_{yawmax}^2 L_{rt} R_{cog} + 2w_{yawmax} I_B w_{n_{design}} + \frac{R}{9} F_{x_{eje}} \quad (3.56)$$

Caso de carga C error de guiñada: todas las turbinas funcionan con cierto error de guiñada. En este caso se supone un error de guiñada de 30° . El momento de flexión en forma de aleta causado por el error de guiñada que a diferencia de la ecuación 3.47 se ve afectado por el coeficiente de sustentación (Cl_{max}), el area proyectada del aspa (A_{proj}) y la velocidad tangencial (λ_{design}). Que viene dado por la ecuación:

$$M_{Y_B} = \frac{1}{8}\rho A_{proj_B} C_{l_{max}} R^3 w_{n_{Diseo}}^2 \left[1 + \left(\frac{4}{3\lambda_{Diseo}} + \frac{1}{2} + \frac{1}{\lambda_{diseo}}\right)^2\right] \quad (3.57)$$

Si no se dispone de datos sobre el coeficiente de sustentación máximo, $C_{l_{max}}$, se utilizará un valor de 2.0.

Caso de carga D empuje máximo: el aerogenerador puede estar expuesto a cargas de empuje en el rotor. La carga de empuje actúa paralelamente al eje del rotor y tiene un valor máximo dado por:

$$F_{x_{eje}} = C_T 0.5 \rho (2.5 V_{ave})^2 \pi R^2 \quad (3.58)$$

Donde C_T es el coeficiente de empuje, igual a 0.5. sin embargo, se debe tener precaución con aerogeneradores que operan a altas velocidades de rotación promedio a $2.5 V_{ave}$, donde puede ser un C_T de $8/9$ más apropiado

Caso de carga E velocidad máxima de la rotación: la carga centrífuga en la raíz del álabe F_{z_B} y el momento flector del eje M_{eje} debido a la carga centrífuga y el desequilibrio del rotor se calcularán a partir de las siguientes ecuaciones. La velocidad máxima del rotor n_{max} se obtendrá mediante mediciones como se escribe en:

$$F_{z_B} = m_B w^2 n_{max} R_{cog} \quad (3.59)$$

$$M_{eje} = m_r g L_{rb} + m_r e_r w^2 n_{max} L_{rb} \quad (3.60)$$

Caso de carga F corto circuito en la conexión de carga: en el caso de un corto eléctrico directo en la salida del SWT o corto interno en el generador, se crea un gran momento sobre el eje del rotor debido al par de cortocircuito del alternador. En ausencia de valores probados más precisos, dos veces el Q_{desing} debe ser tomado como el par de cortocircuito que actúa sobre el eje del generador.

$$M_{x_{eje}} = G Q_{Diseo} \quad (3.61)$$

En ausencia de valores probados más precisos, G será de 2.0

$$M_{x_B} = \frac{M_{x_{eje}}}{B} + m_B g R_{cog} \quad (3.62)$$

Caso de carga G apagado (frenado): en el caso de aerogeneradores con sistema de frenado mecánico o eléctrico en el tren de potencia, el momento de frenado puede ser mayor que el momento máximo de conducción. En estos casos, el momento de frenado M_{freno} , derivado de ensayos o cálculos, se utilizará en el diseño cálculos de SWT. Se supone el par máximo del eje es igual al freno más el par de diseño (suponiendo así que el freno se aplica mientras el aerogenerador todavía entrega par de diseño.)

$$M_{x_{eje}} = M_{freno} + Q_{Diseo} \quad (3.63)$$

$$M_{x_B} = \frac{M_{x_{eje}}}{B} + m_B g R_{cog} \quad (3.64)$$

Caso de carga H carga de viento extremo: en este caso de carga, la turbina eólica está funcionando según la intención del diseño durante condiciones de viento extremo. Las cargas sobre las partes expuestas del SWT se calcularán asumiendo la velocidad del viento de V_{e50} . Para las turbinas que estarán estacionadas, el momento de flexión de la raíz de la pala fuera del plano está dominado por arrastre y por lo tanto, definido como:

$$M_{y_B} = C_d \frac{1}{4} \rho V_{e50}^2 A_{proj_B} R \quad (3.65)$$

Dónde C_d es el coeficiente de arrastre y se tomará como 1.5 y A_{proj_B} es el área en planta de la pala. Para turbinas que tiene su rotor girando a V_{e50} se espera que, en algún lugar del CL_{max} del rotor se producirá en una de las palas debido a las variaciones del viento. Así la hoja el momento flector de la raíz es:

$$M_{y_B} = C_{l_{max}} \frac{1}{6} \rho V_{e50}^2 A_{proj} B \quad (3.66)$$

Si no se dispone de datos sobre CL_{max} , se utilizará un valor de 2.0 para la carga de empuje, para un rotor estacionado, la carga de empuje del eje se calcula según la ecuación:

$$F_{x_{eje}} = B C_d \frac{1}{2} \rho V_{e50}^2 A_{proj} B \quad (3.67)$$

Para un rotor giratorio, la fuerza de empuje bien dada por:

$$F_{x_{eje}} = 0.17 A_{proj} B \lambda_{e50}^2 \rho V_{e50}^2 \quad (3.68)$$

Donde λ_{e50} es la relación de velocidad de punta en V_{e50} , que, si no se conoce, se puede estimar mediante:

$$\lambda_{e50} = \frac{n_{max} \pi R}{30 V_{e50}} \quad (3.69)$$

La fuerza de arrastre o sustentación sobre la torre y la góndola también deben tenerse en cuenta. La ecuación se utilizará para calcular esas fuerzas. Para torres independientes, el momento flector máximo ocurrirá en la base de la torre. Para torres arriostradas, el momento flector máximo se producirá en el arrastramiento superior fijación de alambre, la carga para cada componente viene dada por:

$$F = C_f \frac{1}{2} \rho V_{e50}^2 A_{proj} \quad (3.70)$$

dónde C_f es el coeficiente de fuerza y A_{proj} es el área componente sobre un plano perpendicular a la dirección del viento. De las cargas en los componentes individuales, las cargas de pala, eje y torre deben ser calculadas.

Caso de carga J transporte, montaje, mantenimiento y reparación: el fabricante deberá considerar las cargas en el sistema de la turbina causadas por el transporte, montaje, instalación, mantenimiento y reparación del sistema. Ejemplos de tales cargas son:

- Cargas por gravedad en la turbina durante el transporte en una posición diferente a la vertical.
- Cargas causadas por herramientas especiales de instalación.
- Cargas de viento durante la instalación o el mantenimiento.
- Cargas introducidas al izar la turbina o el mantenimiento.
- Cargas en una torre durante el montaje.
- Carga sobre una estructura de soporte al escalarla.
- Como ejemplo, la ecuación para calcular las cargas durante la elevación de la torre se muestra a continuación.

$$M_{torre} = 2(m_{torre} + \frac{m_{gon}}{2})gL_{tt} \quad (3.71)$$

Donde M_{torre} es el momento de flexión de la torre en el punto de fijación del punto de elevación [Nm]; m , torre top es la masa de la góndola y el rotor combinados [kg]; movehang es la masa de la torre entre el punto de elevación y la parte superior de la torre [kg] y L_{tt} es la distancia entre el punto de elevación y la parte superior de la torre [m] la ecuación se basa en los siguientes supuestos:

- El factor de amplificación dinámica es 2.
- El centro de gravedad de la turbina está a lo largo del eje del rotor.
- El rotor está estacionado.

Cálculos de tensión y factores de seguridad: las cargas calculadas se deben convertir en componentes equivalentes a los niveles de tensión, para comparar con el límite de tensión permisible del material. Los niveles de estrés equivalentes deben tener en cuenta una serie de factores clave:

- Variaciones de tensión dentro del componente.

- Concentraciones de tensión.
- El tamaño y la dirección de la carga o tensión resultante.
- Variaciones en las dimensiones y el espesor de los componentes.
- Tratamiento superficial de componentes.
- Tipo de carga en el componente.
- Efecto de fabricación en los componentes, como soldadura, mecanizado, etc.

Equivalente de tensión dado por la norma IEC61400-2

Se calculan los niveles equivalentes en la raíz de pala rectangular, para carga axial:

$$G_{z_B} = \frac{F_{z_B}}{A_B} \quad (3.72)$$

Para torsión:

$$G_{m_B} = \frac{M_{x_B}}{w_{x_B}} + \frac{M_{y_B}}{w_{y_B}} \quad (3.73)$$

Los factores de seguridad y la resistencia última del material determinan la resistencia permisible:

$$\sigma_d = \frac{f_k}{\gamma_m \gamma_f} \quad (3.74)$$

Para que el diseño de un componente en particular se considere seguro, entonces, el equivalente de tensión del componente debe ser menor que el material permitido límite de tensión, es decir:

$$\sigma_{eq} < \sigma_d \quad (3.75)$$

Desarrollar un diseño tentativo: debe ser capaz de soportar fácilmente cualquier carga que pueda encontrarse durante el funcionamiento normal. El daño por fatiga surge de niveles de estrés fluctuantes, que pueden ocurrir de manera periódica a frecuencias proporcionales a la velocidad del rotor, de manera estocástica (aleatoria) o como resultado de cargas transitorias.

- Cargas constantes y estocásticas (debido a la turbulencia)
- Cargas invariantes en el tiempo no asociadas con la rotación.
- Cargas invariantes en el tiempo asociadas con la rotación, como la fuerza centrífuga.
- Cargas debidas al arranque y parada.
- Cargas estocásticas (debido a la turbulencia)

Capítulo 4

Metodología

A lo largo de este capítulo, explicaremos el desarrollo de un análisis aeroelástico de una turbina de viento de eje horizontal, de baja potencia. El análisis aeroelástico sirve para la estimación de las cargas que actúan en el rotor, de esta manera se pueden estimar el impacto de la variabilidad de las ocurrencias de la velocidad de viento en la vida útil de las aspas. Para el comienzo de este trabajo, se empezó con la parte del análisis de datos. Donde se consideró: Análisis de datos de velocidad de viento, velocidad promedio, velocidad máxima, desviación estándar e intensidad de turbulencia. El análisis aerodinámico se basó en el método BEM, para encontrar principalmente los coeficientes aerodinámicos: empuje, torque, coeficiente de potencia y diseñar un rotor de baja potencia con un perfil naca 4412. También se definieron de los escenarios de diseño, y de los DLC's (Casos de carga de diseño), donde se seleccionó el escenario de diseño A, caso de carga **operación normal** donde se estimaron las cargas sobre los elementos principales del aerogenerador en este caso solo se analizaron las aspas. Considerando el comportamiento típico de la función modal de Weibull y el comportamiento bimodal atípico de la región de la ventosa. Para así, obtener los esfuerzos y deformaciones utilizando MEF. Y por último se realizó el análisis de fatiga utilizando el método simplificado Palmgren-Mines [56].

Es importante enfatizar que la parte de análisis de datos es la continuación de un trabajo de campo previo, en donde se instalaron dos anemómetros sónicos 3D en una torre de 40 metros. Se construyó una base de datos de variables meteorológicas con una frecuencia de muestreo de 1 HZ y una frecuencia de almacenamiento de periodos diez-minutales.

La metodología consta de 5 etapas, las cuales son:

1. Análisis de datos de series temporales de velocidad de viento.
2. Análisis aerodinámico basado en el método BEM, para el diseño aerodinámico de un aspa y estimación de características aerodinámicas del rotor.
3. Selección y definición de los casos de carga para caracterizar el comportamiento del aerogenerador durante su vida útil, bajo diferentes escenarios de diseño DLC's (Desing Load Cases).

4. Cálculo de cargas sobre elementos principales (Aspas).
 - Método de cargas simplificadas
 - FEM
5. Análisis de fatiga para encontrar el daño en las aspas del aerogenerador considerando las series temporales de velocidad de viento.

Dichas partes mencionadas son explicadas a detalle, con la finalidad de dar a conocer los pasos que se utilizaron para llegar a un resultado en cada parte de la metodología. En la figura 4.9 se observa la metodología que se empleó para el desarrollo del proyecto.

4.1. Análisis de datos de series temporales de velocidad de viento

Para realizar la recolección de datos de la zona del Istmo de Tehuantepec, Villalobos et al. [5], realizaron una campaña de medición experimental donde la principal aportación fue caracterizar la intensidad de turbulencia de esta zona y compararla con los valores considerados por la norma IEC-61400-2. Sin embargo, en la zona del Istmo de Tehuantepec se observó que la intensidad de turbulencia es superior al 16 %, superando los datos propuestos por la norma para el diseño de aerogeneradores, ver Tabla 3.2.

4.1.1. Instrumentos de medición

Las mediciones se obtuvieron a dos alturas utilizando un anemómetro 3D se colocaron a 17.5 y 40 m sobre el nivel del suelo. Ambos anemómetros miden salidas de temperatura, presión y los tres componentes de la velocidad del viento. Los datos se midieron y registraron a una frecuencia de 1 Hz para caracterizar la turbulencia del viento, desde septiembre de 2017 hasta julio de 2018.



Figura 4.1. Anemómetro ultrasónico 3D Gill WindMaster [5].

La figura 4.2 muestra las distribuciones de frecuencia de la velocidad del viento para los datos anemométricos.

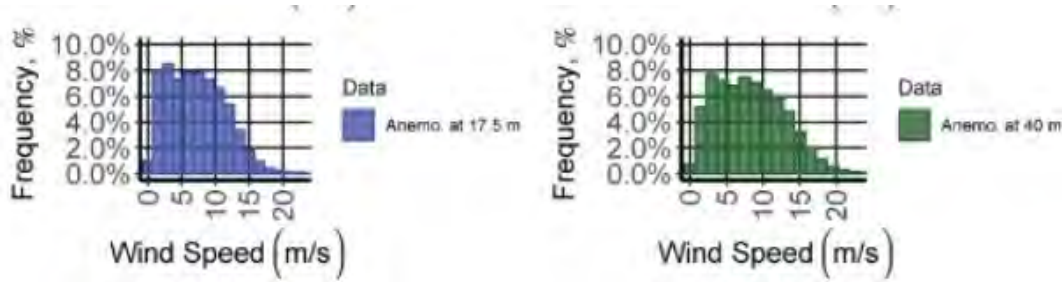


Figura 4.2. Distribuciones de frecuencias de velocidad del viento a partir de diferentes mediciones de datos y datos extrapolados en La Ventosa, Oaxaca, México [5].

Como se mencionó anteriormente, lo que se busca es caracterizar la intensidad de turbulencia de esta zona, la cual se debe comparar con la intensidad de turbulencia propuesta por la norma, para de esta manera generar un diseño eficiente aerodinámica mente y factible. La turbulencia del viento, siempre presente, es el parámetro que impulsa este trabajo, ya que los cambios rápidos inevitables en la dirección del viento producen cargas inestables y cíclicamente variables tan pronto como golpean el rotor. La figura 4.3 presenta el impacto de la turbulencia que se comprobó que afecta a la vida útil del aspa en daño por fatiga, donde se observa que a velocidades bajas la intensidad de turbulencia es mayor que a intensidades de turbulencia altas.

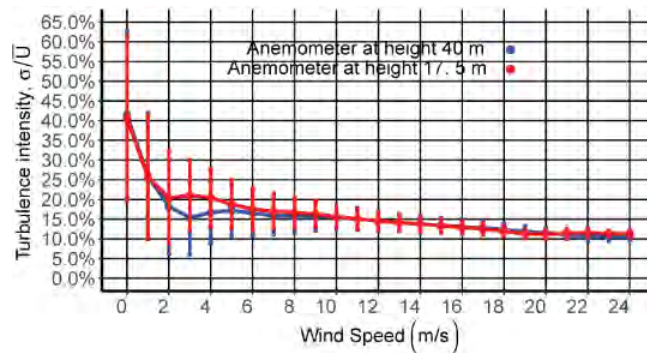


Figura 4.3. Intensidad de turbulencia, σ/U , variación a través de las alturas medidas: 17,5 y 40 m [5].

Una vez que se conocen las variables estadísticas, se procede a realizar las series temporales sintéticas de viento utilizando el módulo Aerodyn. El campo de viento que se utilizará como variable de entrada para el análisis estructural, se obtuvo a partir de las medidas estadísticas de los datos nanométricos, a saber: está alimentado de:

- Intensidad de turbulencia, I
- Velocidad promedio, V_{prom}
- Velocidad máxima, V_{max}
- Desviación estándar, σ_s

En la figura 4.4 se observa el comportamiento del viento generado a partir de los datos reales de medición de la región del Istmo de Tehuantepec, dicha velocidad es el dato de entrada para la simulación aeroelástica.

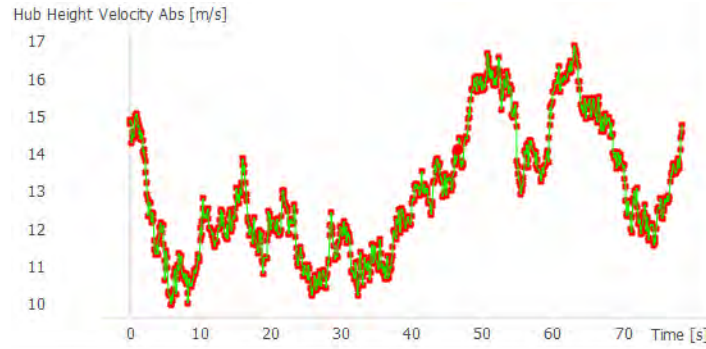


Figura 4.4. Serie temporal sintética del viento realizada con el software Aerodyn, con los datos encontrados a partir del análisis de medición experimental.

4.2. Análisis aerodinámico basado en el método BEM, para el diseño aerodinámico de un aspa y estimación de características aerodinámicas del rotor

El método BEM (Blade Element Moment) combina dos teorías sobre el funcionamiento de un aerogenerador. La primera teoría, consiste en aplicar la teoría del momentum unidimensional sobre un disco actuador inmerso en un tubo de corriente. El segundo método, es la teoría del elemento de pala, que define los eventos aerodinámicos locales que ocurren sobre los perfiles aerodinámicos que componen una pala.

La teoría del elemento de pala examina las fuerzas aerodinámicas generadas por el perfil aerodinámico y las secciones a lo largo de la pala (Bukala et al., 2015, Ingram, 2017, Esfahanian et al., 2013). Entonces, se pueden obtener series de ecuaciones utilizando estos dos métodos, que pueden ser resueltas de forma iterativa. En el método BEM, se utilizan los factores de inducción axial (a) y tangencial (a'), los cuales son resueltos en forma iterativa. Estas variables se pueden definir de la siguiente manera (Manwell et al., 2009, Burton et al., 2001):

$$a = \frac{1}{\frac{4\sin^2\phi}{\sigma C_N} + 1} \quad (4.1)$$

$$a' = \frac{1}{\frac{4\cos^2\phi}{\sigma C_N} - 1} \quad (4.2)$$

donde, ϕ es el ángulo de entrada, C_T y C_N es el coeficiente de fuerza tangencial y normal, respectivamente; σ es la solidez que se define como la relación entre el área en

planta de las palas y el área de barrido (Hansen, 2015, Bortolotti et al., 2022, Bontempo, & Manna, 2020), se puede expresar de la siguiente manera:

$$\sigma = \frac{cB}{2\pi R} \quad (4.3)$$

donde, c es longitud de la cuerda, B es el número de palas, y R es el radio del disco actuador. Los coeficientes de fuerza tangencial (C_T) y normal (C_N) en aerogeneradores se pueden calcular de la siguiente manera:

$$C_T = C_l \sin\phi - C_D \cos\phi \quad (4.4)$$

$$C_N = C_l \cos\phi - C_D \sin\phi \quad (4.5)$$

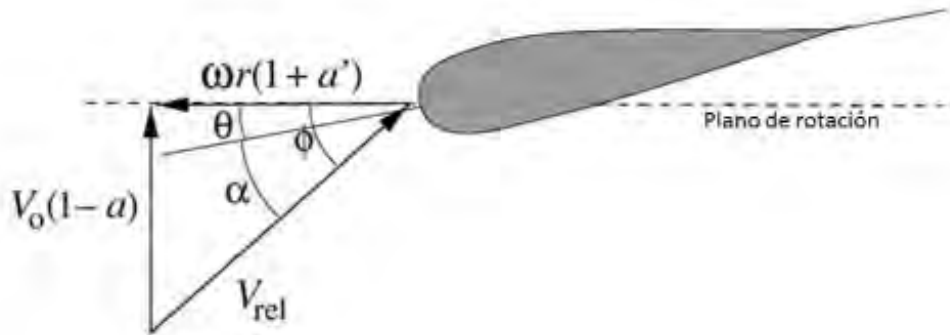


Figura 4.5. Triángulo de velocidades en el plano de un rotor [52].

En la figura 4.5, se muestra el componente de velocidad en el plano del rotor, donde α es un ángulo de la pala, θ_p es un ángulo de paso de la pala, θ es la combinación de ambos, del ángulo de giro β y el ángulo pitch θ_p .

$$\theta = \theta_p + \alpha \quad (4.6)$$

El ángulo de ataque, α definido, entre la línea de cuerda del perfil aerodinámico y la velocidad relativa del viento, se deduce utilizando la siguiente ecuación:

$$\alpha = \phi - \theta \quad (4.7)$$

A partir del ángulo de ataque, se obtienen los coeficientes aerodinámicos de sustentación y arrastre del perfil y, posteriormente se puede obtener las curvas polares.

4.2.1. Diseño de un rotor

El diseño geométrico de un aspa, se define con cuatro características, a saber:

1. Envergadura, R

2. Cuerda, c
3. Torcimiento, T
4. perfil aerodinámico

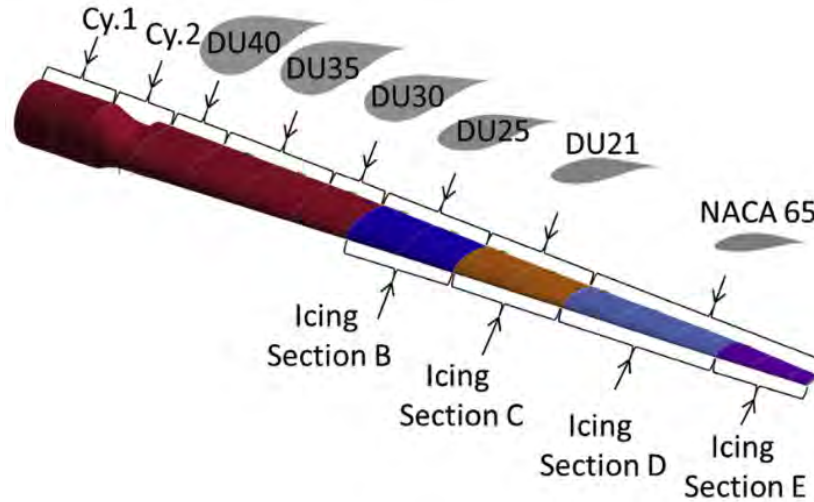


Figura 4.6. Geometría de un aspa.

Es importante señalar el diámetro de rotor, la velocidad de punta, el ángulo de viento relativo y cuerda debe de calcularse con las siguientes ecuaciones.

$$\lambda_r = \lambda \left(\frac{r}{R} \right) \quad (4.8)$$

donde: λ_r = Relación de velocidad local (sección)

λ = Relación de velocidad de punta de aspa

Para calcular el ángulo relativo del viento se utiliza la siguiente ecuación:

$$\theta = \left(\frac{2}{3} \right) \arctan \left(\frac{1}{\lambda_r} \right) \quad (4.9)$$

Mediante la siguiente ecuación se puede calcular la cuerda:

$$c = \frac{8\pi r}{B} Cl \quad (4.10)$$

4.3. Selección y definición de los casos de carga para caracterizar el comportamiento del aerogenerador durante su vida útil, bajo diferentes escenarios de diseño DLC's (Desing Load Cases).

La norma IEC 61400-2 se considera el estándar fundamental de diseño de aerogeneradores de baja potencia. Se centra en especificar los requisitos de diseño para garantizar la

integridad de ingeniería del aerogenerador y para proporcionar un diseño viable desde el punto de vista de costo/beneficio. Se debe considerar que cumpla las características establecidas por la norma para que no presente fallos en su operación, pero que el diseño sea lo más esbelto posible. Esta norma se ocupa de los principales subsistemas de las turbinas eólicas, como el control y la protección, sistemas eléctricos internos, sistemas mecánicos y estructuras de soporte. Para realizar el diseño de un sistema conversor de energía eólica que considere el comportamiento estocástico del viento, es necesario definir los casos de carga. Estos se basan en los distintos estados operativos de la turbina, ya que se ven afectados por las condiciones del viento y posibles fallas eléctricas o del sistema de control de acuerdo con IEC 61400-2, el proceso de incorporación de cargas en el proceso de diseño consiste en lo siguiente:

1. Determinar un rango de condiciones de viento de diseño.
2. Especificar los casos de carga de diseño de interés, incluidas las condiciones de operación y viento extremo.

De acuerdo con la norma, en la Tabla 4.1 se muestran los 10 casos de carga de diseño. En este trabajo, se considera el caso de carga de diseño A, correspondiente al escenario de producción normal. Esto porque según la misma norma, este es el único caso que se considera para el análisis de fatiga.

Tabla 4.1. Casos de carga de un aerogenerador según IEC 61400-2.

Escenario de Diseño	Caso de Carga	Descripción	Tipo de análisis
Producción de energía	A	Normal operación	Fatiga
Producción de energía	B	Orientación	Último
Producción de energía	C	Error de orientación	Último
Producción de energía	D	Máximo empuje	Último
Producción de energía	E	Velocidad máxima de rotación	Último
Producción de energía	F	Corto en la conexión de carga	Último
Frenado	G	Parada de frenado	Último
Estacionada al ralentí o parada	H	Carga de viento estacionada	Último
Estacionada en condiciones de falla	I	Exposición máxima de viento estacionado	Último
Transporte, ensamble y mantenimiento	J	Indicación por el fabricante	Último

4.4. Cálculo de cargas sobre elementos principales (Aspas).

4.4.1. Mediante el metodo de cargas simplificadas (SLM)

El SLM propuesto por el estándar IEC 61400-2 para turbinas eólicas pequeñas. Fue desarrollado como una alternativa al complejo y costoso modelo aeroelástico, que se

realiza habitualmente para aerogeneradores de gran escala. La principal ventaja del SLM, es que los resultados se obtienen rápidamente, pero su desventaja radica en los altos factores de seguridad (D. Wood, 2011).

4.4.2. Descripción de casos de carga:

Caso A. Operación normal. Fuerzas y momentos en las aspas: El caso A se enfoca en un análisis del comportamiento del aerogenerador, considerando cargas variables (fatiga) dando como resultado un daño que se produce en los elementos mecánicos, que se evalúa empleando la ecuación (4.11), y considera el efecto de la fuerza centrífuga ejercida en las aspas del aerogenerador. Las ecuaciones fueron descritas en la sección 3.4.3.

$$F_{ZB} = 2m_B R_{cog} \omega^2 \quad (4.11)$$

Para determinar el momento en las aspas, se debe considerar el número de aspas del aerogenerador, así como su masa y torque, como se muestra en la siguiente ecuación.

$$M_{xB}) = \frac{Q_{Dis}}{N + 2m_B g R_{cog}} \quad (4.12)$$

Se utiliza la ecuación (4.13) para calcular el momento en las aspas, considerando la variable de velocidad de punta.

$$M_{yB} = \frac{\lambda_{Dis} \cdot Q_{Dis}}{N} \quad (4.13)$$

La carga de fatiga se considerará en el eje del rotor en el primer cojinete (más cercano al rotor). El rango de la tensión se calculará a partir de la combinación de los de carga de empuje, el momento de torsión y el momento de flexión.

Se utiliza la ecuación (4.14) para calcular la fuerza que actúa sobre el eje del rotor.

$$F_x = \frac{3}{2} \frac{\lambda_{Dis}}{.} Q_{Dis} R \quad (4.14)$$

Se utiliza la ecuación (4.15) se puede calcular el momento de torsión que se está ejerciendo en el eje.

$$M_x = Q_{Dis} + 2m_r g e_r \quad (4.15)$$

Para finalizar el cálculo de fuerzas y momentos se emplea la ecuación (4.16) para calcular el momento flector en el eje.

$$M_{eje} = 2m_r g L_{rb} \frac{R}{6} f_x \quad (4.16)$$

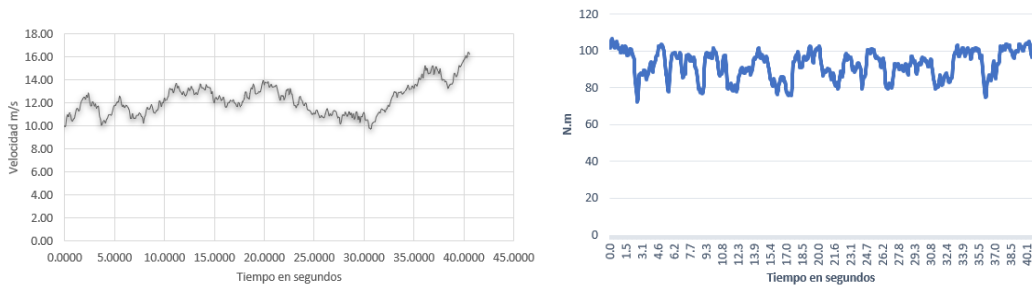
4.4.3. Análisis para encontrar las cargas mediante código aero-elástico

De acuerdo a la norma IEC-61400-2, existen diferentes clases de aerogeneradores, que se caracterizan por la intensidad de turbulencia de la zona donde se desea instalar el

aerogenerador. Por ello, se debe tomar en cuenta el análisis de datos de viento debido a que el empuje axial es la principal fuerza generada por el viento y diferentes autores confirman que se debe tomar en cuenta el impacto del viento en las aspas. Si bien para este desarrollo, se debe tomar en cuenta que existen diferentes programas para realizar su simulación aeroelástica, en este caso utilizamos FAST, código abierto desarrollado por NREL y utilizado para la simulación de aerogeneradores. El programa FAST, donde se realizaron las simulaciones considera:

- Velocidad promedio
- Rugosidad del sitio
- intensidad de turbulencia
- Ley de potencia
- Campo de viento
- Modelo de turbulencia normal
- Clase de viento según la norma IEC 61400-2
- Desviación estándar

Los datos que se generaron en la serie temporal se introducen al modulo FAST, de esta manera se realizó la simulación del campo de viento y poder encontrar las cargas a las que se encuentra sometido el aerogenerador durante su operación. Con los momentos que se muestran en la figura 4.7 inciso (b) son los datos de entrada para evaluar la vida útil a fatiga y respuesta a esfuerzos máximos. En la figura 4.7 inciso (a) se observa el comportamiento del viento como dato de entrada para encontrar los momentos de las aspas del aerogenerador.



(a) Serie sintetica de datos de velocidad de viento como dato de entrada para la simulación aeroelástica.

(b) Momento flapwise del aspa 2.

Figura 4.7. Dato de entrada para la simulación aeroelástica inciso (a) velocidad del viento, para encontrar el momento estocástico como se muestra en la figura (b).

En la figura 4.7, se muestran los momentos del aspa provocados por el comportamiento del viento, que servirán como datos de entrada para el análisis de fatiga.

4.5. Análisis de fatiga para encontrar el daño en las aspas del aerogenerador considerando las series temporales de velocidad de viento

En términos generales, fatiga describe la degradación de las propiedades de un material, cuando se somete a cargas dinámicas. El fallo de una estructura es causado por una carga estática se presenta cuando el material alcanza su límite de deformación. Sin embargo, el 90 % de las fallas de un aerogenerador se presentan con cargas dinámicas. Por lo general, después de un determinado número de ciclos de carga, el material falla sin alcanzar el límite máximo de tensión o deformación, a esta carga se la conoce como carga de fatiga.

Cada material tiene su respectivo diagrama S-N, que describe el número máximo de ciclos de carga, (N), que puede resistir el material hasta su falla, a una tensión máxima o deformación máxima, (S o σ). Para obtener los diagramas S-N, se deben realizar varias pruebas a estructuras del mismo material y especificaciones geométricas a distintos niveles de cargas, hasta obtener la ruptura del material. Por lo cual, obtener los diagramas S-N es muy costoso y difícil de producir las condiciones de pruebas para cada experimento. Debido a que cada material tiene su curva S-N, se tomó de la literatura la fibra de vidrio [56] donde ya se caracterizó la curva S-N. Diferentes autores se centran en el comportamiento a la fatiga realizando pruebas experimentales para caracterizar la curva S-N [56]. La geometría del aspa se considera sólida para simplificar la evaluación. Para evaluar las cargas de fatiga se representa mediante una curva sinusoidal como se muestra en la figura 4.8. Este trabajo no se centra en evaluar y caracterizar la curva S-N, se utilizó la curva S-N de fibra de vidrio biaxial, donde se evaluaron las cargas encontradas con el análisis aeroelástico para cada número de ocurrencia evaluando el daño a la fatiga considerando el comportamiento Weibull modal y bimodal.

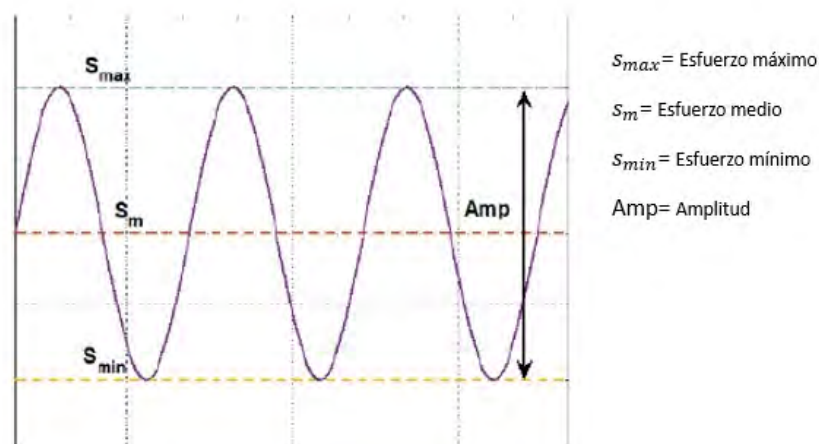


Figura 4.8. Ejemplo de carga de fatiga.

4.5.1. Modelos de daño en aspas

Los modelos de predicción de vida de aspas se clasifican en 2 grupos: modelos para cargas de fatiga de amplitud constante y modelos para cargas de fatiga de amplitud variable. Debido a la naturaleza estocástica de la velocidad de viento, la carga de fatiga en las aspas del aerogenerador es de amplitud variable. Con estos modelos se calculó un parámetro adimensional de daño, que se relaciona al daño acumulado dado una carga de fatiga.

El modelo de daño acumulado lineal de Palmgren-Miner (PM) es ampliamente usado para el análisis de cargas de fatiga de amplitud variable de materiales [56]. Además, este modelo es el estándar en la comparación con otras investigaciones para cargas de fatiga de amplitud variable. A este modelo también se lo conoce como la regla de Miner que está definida por [56]:

$$D = \sum_i \frac{n_i}{N_i} \quad (4.17)$$

donde:

D: es el daño acumulado.

n_i : número de ciclos de carga para una acción determinada.

N_i : número de ciclos de carga permitidos para una acción determinada.

El modelo PM considera el valor inicial del parámetro de daño igual a cero. Además, este modelo según [56], es el modelo de daño más conservador para aplicaciones de energía eólica de gran y pequeña potencia.

para aerogeneradores tanto de pequeña como de gran escala.

Otro de los parámetros que se necesita para el cálculo del daño utilizando la regla de Miner, es el número de ciclos de cargas permitidos por una acción o un esfuerzo sobre un material (N_i). Según [57], el método recomendado para el cálculo de N_i es por medio del método de Goodman. Para este método se necesita de la pendiente del diagrama obtenido [58].

Los diagramas S-N que se consideraron son de fibra de vidrio para evaluar la fatiga considerando las cargas obtenidas del análisis aeroelástico. Los datos son tomados de literatura [56], ya que los diagramas se obtienen mediante pruebas experimentales.

Los componentes de la turbina están diseñados considerando dos tipos de cargas:

- Cargas extremas (Ultimate loads): Se refieren a las cargas máximas probables, multiplicadas por su factor de seguridad.
- Cargas de fatiga (Fatigue loads): Se refiere a la capacidad del componente para resistir un número esperado de ciclos de magnitud posiblemente variable.

Las dos cargas han sido evaluadas en este trabajo con la condición de entrada que fue el viento, en sus dos vertientes Weibull modal y bimodal.

En la figura 4.9 se muestra la metodología que se propuso para el desarrollo de este trabajo de investigación, comenzando con el análisis de datos para encontrar el comportamiento del viento, se realizó el diseño del rotor a base del método BEM, encontrar los escenarios de diseño a los que está expuesto el aerogenerador, limitar a un solo escenario el cual fue operación normal, posteriormente encontrar las principales cargas en las aspas, mediante el método de cargas simplificadas, y finalmente se realizó la simulación aeroelástica con condiciones de entrada de viento de la región del Istmo. Además, se comparó los resultados de daño por fatiga considerando un comportamiento típico de Weibull y el comportamiento real de esta zona que se observa una bimodalidad ver figura 5.2.

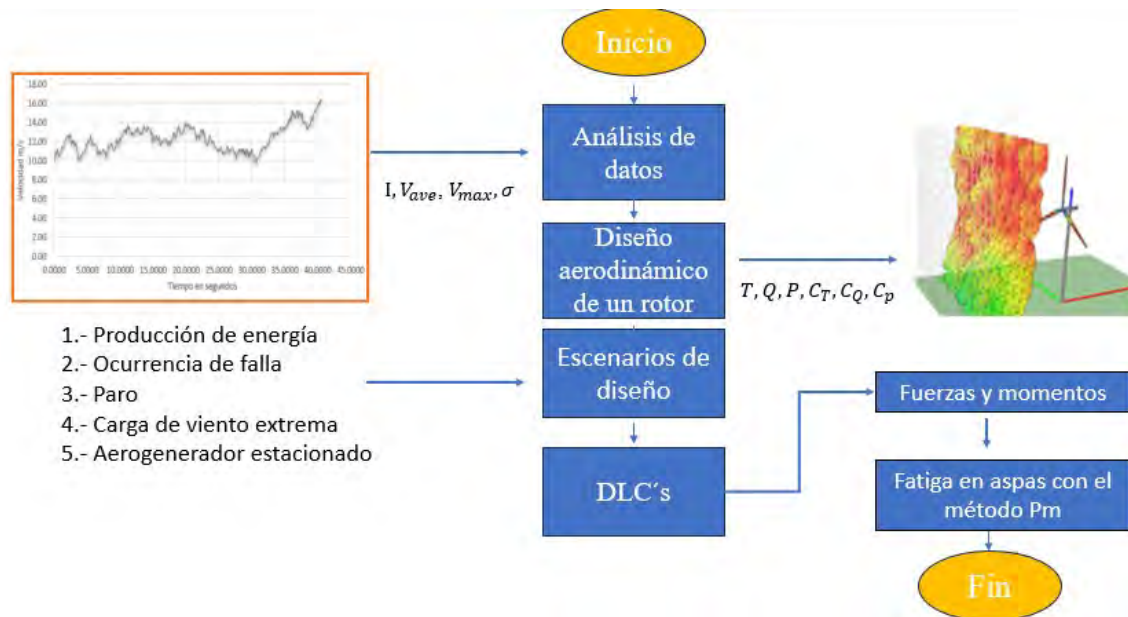


Figura 4.9. Metodología.

Capítulo 5

Resultados y Discusión

5.1. Análisis de serie temporal del Istmo de Tehuantepec

Se realizó un análisis de una serie temporal para conocer el comportamiento del viento a diferentes alturas 17.5 y 40 m, en la región del Istmo de Tehuantepec. Los datos que se muestran a continuación superan los señalados por la norma IEC-61400-2 [47] superando la intensidad de turbulencia mayor a 16 %. Para ello se realizó la medición en intervalos con una frecuencia de muestreo de un segundo y un almacenamiento de 10 minutos durante un año, según López Villalobos *et al* [48]. Obteniendo una serie temporal de velocidad de viento de 52560 datos, ver figura 5.1.

La serie muestra los datos en función de tiempo y se encontró una velocidad mínima de 0 *m/s* y una velocidad máxima de 25.5 *m/s*.

En la figura 5.1 podemos observar el comportamiento anual de la velocidad de viento, con estos datos podemos observar que los vientos en esta zona superan los datos referidos por la norma para el diseño de aerogeneradores.

Se utilizó el software *R* [49], programa estadístico de acceso libre, para realizar el análisis de las diferentes velocidades de viento en esta zona, se engloban los 12 meses en los cuales se midió, con la finalidad de encontrar la velocidad promedio, velocidad máxima,

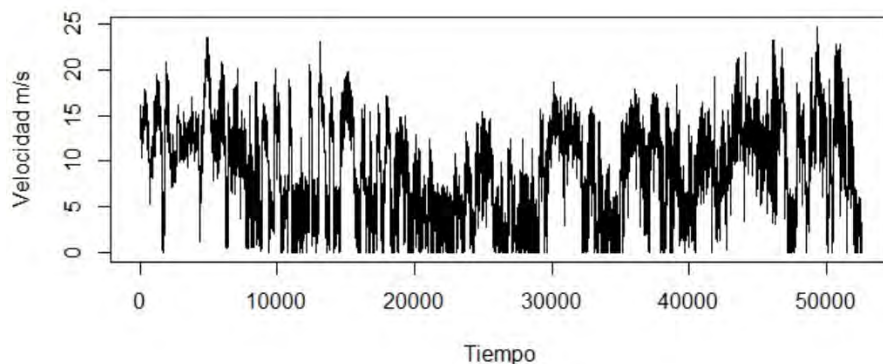


Figura 5.1. Serie temporal anual diezminutal de la Venta, Oaxaca, México.

velocidad mínima, desviación estándar e intensidad de turbulencia. La finalidad de construir una serie temporal con datos reales de velocidad del viento es conocer variables estadísticas, que nos permite caracterizar el comportamiento del viento.

5.1.1. Resultados análisis de datos

Los valores se cuantifican en tablas encontrando velocidades máximas y mínimas de esta zona, si bien estos valores son importantes pero este trabajo se centra en conocer los histogramas y curva Weibull para así poder realizar un análisis de fatiga. Dicho análisis se sustenta con el trabajo de Jaramillo [1], donde se evaluó la cantidad energética con un Weibull bimodal, y este trabajo contempla la fatiga en Weibull modal y Weibull bimodal. Es importante mencionar que el estudio de datos de velocidad del viento es la condición de entrada de un análisis aeroelástico, la literatura muestra varios análisis del comportamiento del viento de la región del Istmo de Tehuantepec es atípico [50-51], donde se constata comportamiento bimodal Weibull, se utilizó la ecuación 3.12, donde el parámetro de forma y escala fueron ajustados acuerdo a la velocidad de los datos medidos de velocidad de viento. A diferencia del comportamiento modal, en caso bimodal se observa dos frecuencias máximas a diferente velocidad, en lugar de una solo frecuencia máxima para una sola velocidad, como es en la caso de Weibull modal.

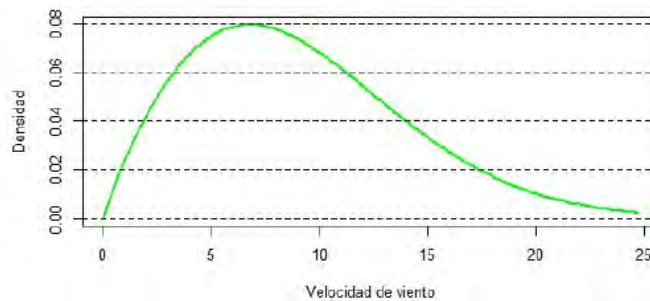
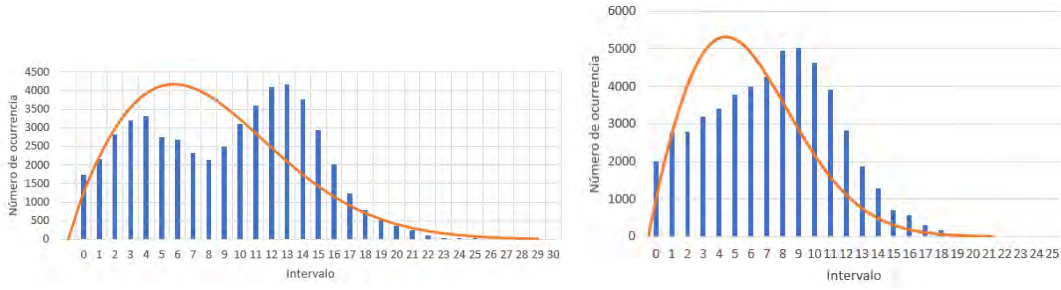


Figura 5.2. Función de densidad Weibull.

En la figura 5.2, solo se observa el diagrama Weibull, el cual es una función de ajuste de datos, pero en la figura 5.3 podemos observar que los intervalos evaluados de 0 a 30 quedarían fuera de la zona si evaluamos con un comportamiento Weibull. Jaramillo et al., [1], afirmó que el comportamiento de la región del Istmo es bimodal donde propone un comportamiento Weibul-Weibull. Se encontró que el comportamiento bimodal no afecta en el sector energético del aerogenerador pero se desconoce el impacto de este comportamiento, desde el punto de vista estructural. Esto justifica el presente trabajo de investigación.

Además, en la figura 5.3 en el inciso (a), se puede observar el comportamiento del viento ajustado a un comportamiento Weibull, a diferencia del (b) se, observa que dentro de una función Weibull se ajustan los datos de velocidad de viento. En el inciso(a) se afirma que dos frecuencias son de diferente magnitud en función de la velocidad, una a mayor velocidad que otra, con ello se indica que los vientos en Oaxaca, México son sumamente agresivos para los aerogeneradores que se encuentran ubicados en esta zona, por ello, la importancia del análisis de viento de esta región.

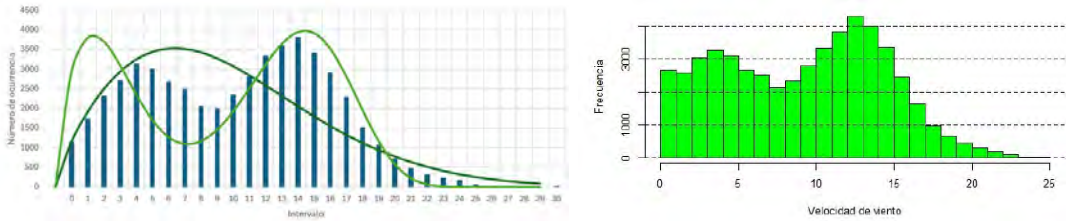


(a) Ajuste de Weibull modal en una región que se ajusta con Weibull&Weibull. (b) Modelo Weibull ciudad Iextepec, Oaxaca.

Figura 5.3. Modelo Weibull vs Modelo Weibull&Weibull.

También en la figura 5.4 inciso (a) se observa que el modelo Weibull modal no se ajusta a la velocidad de viento como el inciso (b). Siguiendo la metodología de Jaramillo [1], la cual consiste en usar el modelo con la ecuación 5.1. Se realizó en modelo Weibull&Weibull, el cual se centra en la ecuación Weibull mejorando los parámetros de forma y escala los valores empleados fueron para $k = 1.64$ & 5.232 y $c = 4.034$ & 16.09 .

$$P(U) = \left(\frac{k}{c}\right)\left(\frac{U}{c}\right)exp\left(-\left(\frac{U}{c}\right)^k\right) + \left(\frac{k}{c}\right)\left(\frac{U}{c}\right)exp\left(-\left(\frac{U}{c}\right)^k\right) \quad (5.1)$$



(a) Modelo Weibull&Weibull bimodalidad (b) Histograma de intervalos medidos a una altura de 17.5 m.

Figura 5.4. comparación de perfiles

Es importante mencionar que de los intervalos medidos en el histograma se generó una serie sintética, con valores estadísticos de comportamiento del viento como se observa en la figura 5.4 el inciso (b) se toman el numero de ocurrencias de la velocidad de viento. En el inciso (a) de la figura 5.4 se observa el ajuste Weibull bimodal, para de esta manera justificar el comportamiento atípico del viento en esta región. Lo importante de haberse realizado este ajuste Weibull es para ver la discrepancia en resultados de fatiga de Weibull modal y bimodal. Es de suma importancia considerar el número de ocurrencia de las velocidades tanto para el sector energético como para valores de fatiga, se sabe que el principal fallo de los aerogeneradores está dado por la fatiga, se consideró la forma modal y bimodal para así establecer el porcentaje de daño y resultados acertados con velocidades características de este sitio, que serán evaluados con los intervalos de velocidad de la figura 5.4 histograma de intervalos medidos.

En la tabla 5.1, se muestra el número de ocurrencia de cada velocidad de viento, con un ancho de 1 m/s de 0 a 25 m/s. Este número de ocurrencias fue utilizado para el análisis de fatiga, pero como se mencionó anteriormente de cada intervalo de velocidades se calculan variables estadísticas que servirán como datos de entrada al Software QBlade para así generar una serie sintética con datos reales de velocidad de viento.

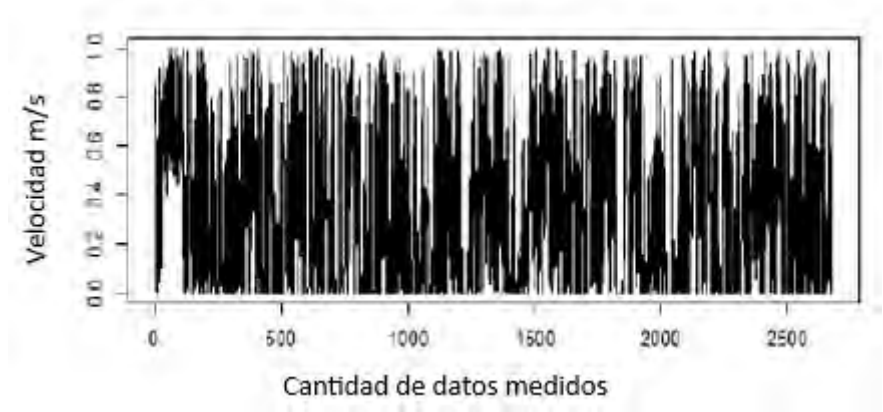


Figura 5.5. Cantidad de datos medidos en una velocidad de 0 a 1 m/s.

Como se muestra en la figura 5.5 y 5.6, se graficó la cantidad de veces que la velocidad de 0 a 1 m/s se repite. De esta manera se realizó el cálculo para cada intervalo de velocidad hasta llegar a la velocidad de 25 m/s. Se utilizó el software R, con la finalidad de conocer la intensidad de turbulencia, desviación estándar y velocidad promedio, de cada intervalo de velocidad para posterior realizar el campo de viento que simuló las cargas que ejerce dicho viento en las aspas de un aerogenerador de baja potencia. Se observa que a una velocidad de 1 m/s tiene una mayor ocurrencia que a una velocidad de 18 a 19 m/s en la figura 5.6 se observa una ocurrencia de 652, la discrepancia de datos en velocidad es del doble esto puede afectar en términos de fatiga y es lo que se busca en este trabajo cuantificar el daño a la fatiga.

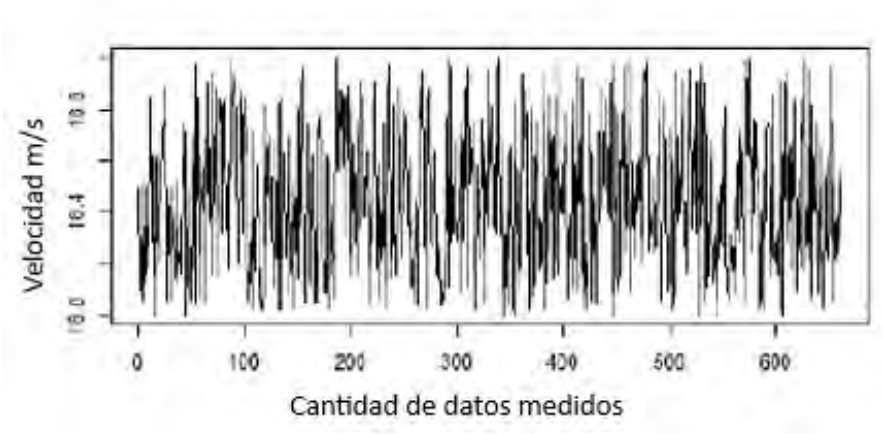


Figura 5.6. Cantidad de datos medidos en una velocidad de 18 a 19 m/s.

Tabla 5.1. Valores estadísticos promedio medidos en cada intervalo de velocidades.

Intervalo [m/s]	Velocidad [m/s]	intensidad de Turbulencia [%]	Número de Ocurrencia
0-1	0.34	62.40	2674
1-2	0.48	60	2580
2-3	1.52	45	3054
3-4	3.52	32	3268
4-5	4.47	25	3107
5-6	5.49	22	2652
6-7	6.48	20	2504
7-8	7.48	18	2132
8-9	8.5	17	2337
9-10	9.52	18	2781
10-11	10.5	17	3329
11-12	11.5	16.77	3807
12-13	12.5	16.30	4318
13-14	13.5	15	4006
14-15	14.5	14.88	3356
15-16	15.46	14.27	2444
16-17	16.45	13.44	1627
17-18	17.46	13.26	956
18-19	18.45	13.20	652
19-20	19.45	12.85	418
20-21	20.46	12.58	287
21-22	21.43	12.59	176
22-23	22.42	12.57	78
23-24	23.26	12.43	14
24-25	24.4	12.59	2

En la tabla 5.1 se pueden observar la velocidad promedio e intensidad de turbulencia y numero de ocurrencia evaluados en los intervalos de velocidad de 0 a 25 m/s, a partir de estos datos, se construyeron series sintéticas similares a cada serie temporal real. De cada intervalo se realizó una serie sintética y poder de esta manera estimar las cargas principales mediante el software QBlade. En la figura 5.11, se presenta a titulo de ejemplo el intervalo a una velocidad de 11 a 12 m/s, una turbulencia de 16.77 % y una velocidad promedio de 15.46 para poder realizar la serie sintética con valores medidos de la región del Istmo.

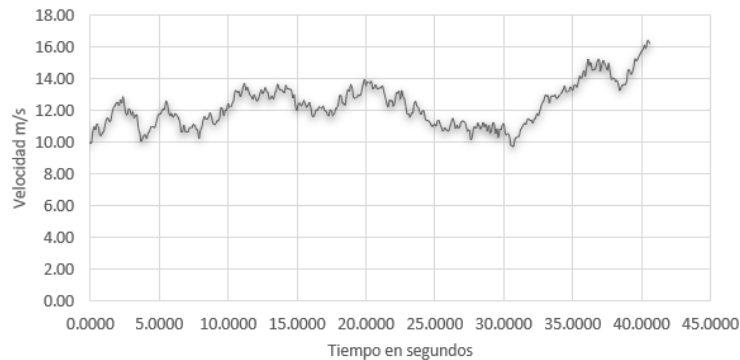


Figura 5.7. Serie sintética de velocidad del viento nominal, con una intensidad de turbulencia del 16.77 %.

5.2. Análisis diseño de un rotor: turbina de viento 400 W

En esta sección se analiza el diseño aerodinámico de un rotor de aerogenerador de baja potencia. El análisis se realizó utilizando QBlade basado en el método BEM y elemento del aspa. Siguiendo la metodología reportada en literatura por D. Wodd [52]. Recordar que una turbina de viento consiste en aprovechar la máxima cantidad de viento posible a través de su rotor, con la finalidad de convertir la energía cinética en energía eléctrica. En la figura 5.11 se observa la turbina de viento que se evaluó en este trabajo, dicha turbina es de baja potencia y se emplea el método BEM para desarrollar el diseño aerodinámico de un rotor, que se presenta en la sección 3.2.1, las ecuaciones fueron presentadas en el marco teórico y son las mismas que se utilizaron para evaluar la turbina.

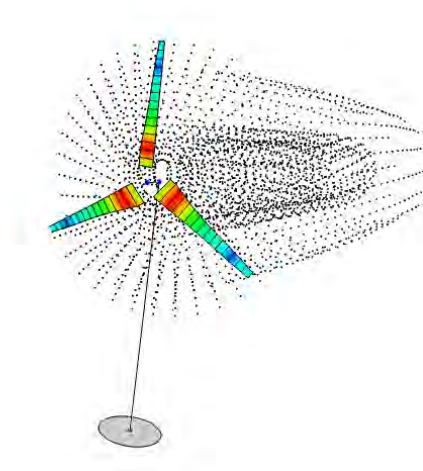


Figura 5.8. Turbina de viento 400 W y 1.40 m de diámetro de rotor.

Diseño del álabe de una turbina eólica

El diseño comienza desde la selección de perfiles aerodinámicos hasta obtener el coeficiente de potencia del aerogenerador. Para llegar hasta el diseño del rotor del aerogenerador se comprobó primeramente los coeficientes aerodinámicos como lo es la sustentación, arrastre, con datos publicados.

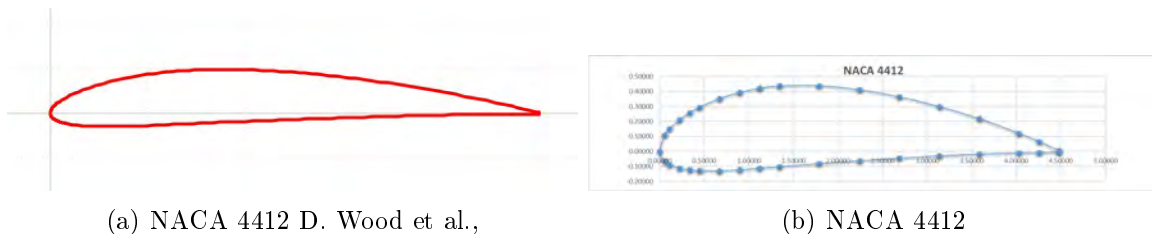


Figura 5.9. comparación de perfiles

El rotor se diseñó con un solo perfil, quiere decir que no cambiará el perfil en cada sección, solo la cuerda. Los diseños de perfiles deben ser a criterio del diseñador y de acuerdo a la zona de operación del aerogenerador, como se menciona anteriormente todos los cálculos aerodinámicos y de diseño se realizaron en QBlade. En la figura 5.9 a lado izquierdo se observa el perfil aerodinámico que propuso D. Wood y del lado derecho se muestra el perfil generado con la tabla que se muestra en la figura 5.10, que fueron calculados de acuerdo a las ecuaciones de la sección 4.2.

ÁLABE DE LA TURBINA					
No.	r(m)	λ_r	φ	θ_p	c
1	2	0.23	51.24	47.24	4.48
2	4	0.47	43.32	39.32	6.52
3	6	0.70	36.67	32.67	7.11
4	8	0.93	31.32	27.32	6.97
5	10	1.17	27.07	23.07	6.55
6	12	1.40	23.69	19.69	6.05
7	14	1.63	20.98	16.98	5.56
8	16	1.87	18.79	14.79	5.10
9	18	2.10	16.98	12.98	4.69
10	20	2.33	15.47	11.47	4.33
11	22	2.57	14.19	10.19	4.02
12	24	2.80	13.10	9.10	3.74
13	26	3.03	12.16	8.16	3.49
14	28	3.27	11.35	7.35	3.28
15	30	3.50	10.63	6.63	3.08
16	32	3.73	10.00	6.00	2.91
17	34	3.97	9.43	5.43	2.75

Figura 5.10. Datos de entrada para el diseño de un rotor.

5.2.1. Cálculo de polares en perfiles aerodinámicos

Continuando con el diseño del rotor aerodinámico se debe evaluar a diferentes número Reynolds el perfil NACA. Lo que se busca principalmente es obtener la mayor fuerza posible de sustentación y tener la fuerza menor de arrastre.

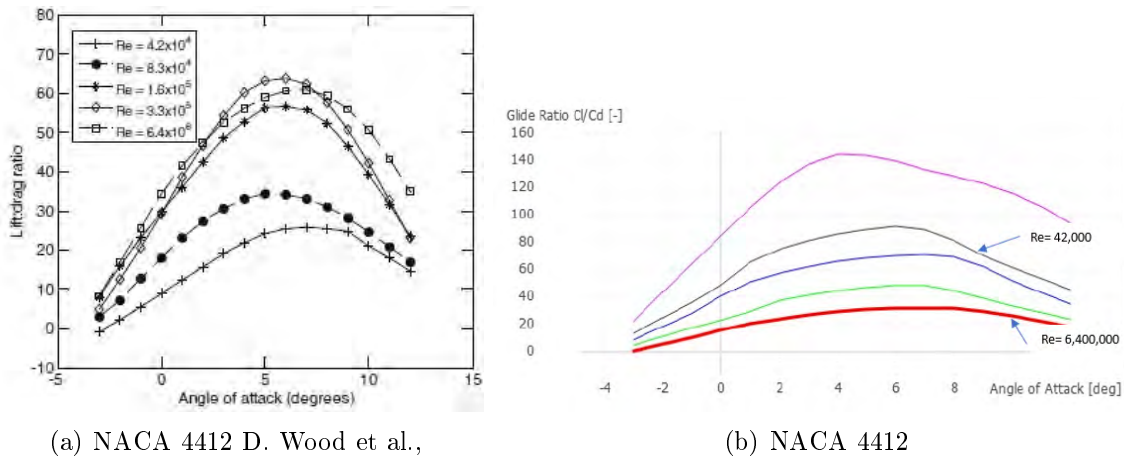


Figura 5.11. comparación de polares perfil NACA 4412 D. Wood et al.,

En la figura 5.11, se comparan el perfil NACA 4412 evaluado a diferente número de Reynolds con datos publicados en la literatura. La figura del inciso (b) demuestra que el perfil tiene un comportamiento óptimo a 42,000, comportándose de la misma manera a los datos publicados de la figura (a).

N_{crit} , abreviatura de factor de amplificación crítica, es un parámetro utilizado para controlar la transición entre flujo laminar y turbulento sobre la superficie del perfil aerodinámico y afecta significativamente en el coeficiente de sustentación de un perfil aerodinámico. Se utilizó un factor de amplificación para el diseño del rotor de 9 estipulando que se omiten las rugosidades del material. Para ello, se deben realizar ajustes en la simulación numérica y no se debe considerar es el tema de rugosidades el saber como se adhiere el flujo a un perfil aerodinámico es de suma importancia, ese ajuste de rugosidades se describe posteriormente y se propuso por [60].

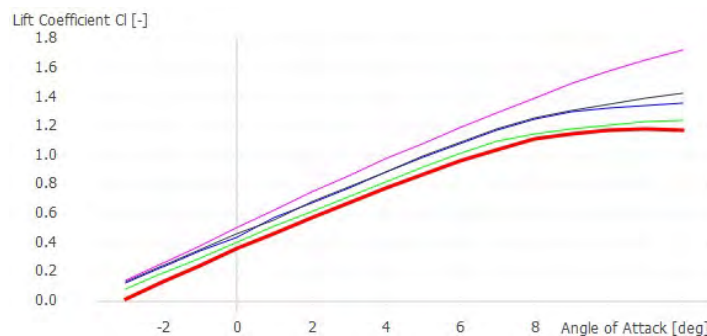


Figura 5.12. Coeficiente de sustentación vs ángulo de ataque.

En la figura 5.12 se puede observar que el comportamiento del coeficiente de sustentación donde el comportamiento es estable se llegó a la conclusión que afecta de manera grave el valor de número crítico establecido para cada número de Reynolds y teniendo una utilidad de extraer la mayor energía posible del viento.

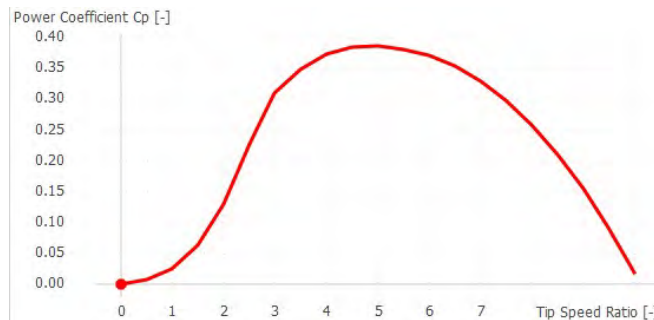


Figura 5.13. Coeficiente de potencia.

Con un número de Reynolds de 42,000, demuestra la curva de potencia que tuvo un buen desempeño con viento bajo. Se define en la IEC62400-2 como el viento medio más bajo 3.5 m/s velocidad a la altura del buje a la que el aerogenerador produce energía ver figura 5.13.

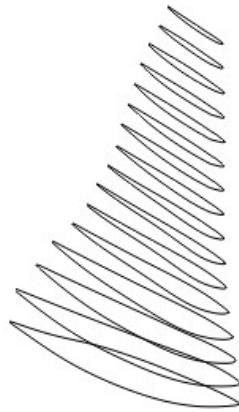


Figura 5.14. Perfiles a diferentes distancias para realizar el diseño del rotor.

Se observa el diseño de la distribución de los perfiles a diferentes distancias en la figura 5.14, de esta manera se realizó el diseño del rotor de un aerogenerador de baja potencia así como de gran potencia.

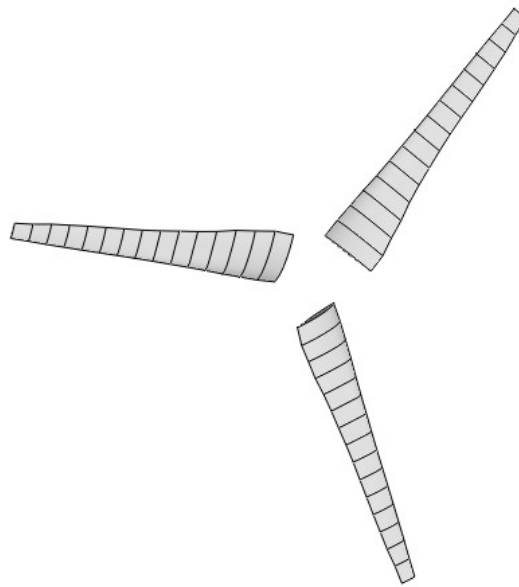


Figura 5.15. Diseño final de un rotor.

En la figura 5.15, se puede observar el rotor aerodinámico que se realizó con el perfil NACA 4412, el cual se realizó empleando el método BEM, con los datos de la figura 5.13. Este rotor aerodinámico se evaluó, con los datos de velocidad del viento de la región del Istmo usando el método cargas simplificadas, simulación aeroelástica con respuesta a fatiga y estática estructural.

5.3. Análisis de caso de carga de diseño de un aerogenerador utilizando el método simplificado

Se describe una evaluación del rotor de tres palas de 500 W y 1.20 m de diámetro. Los casos de carga que se muestran en la tabla 4.1 son desarrollados a detalle con la finalidad de estimar las cargas principales para cada situación de diseño. El interés del desarrollo del método simplificado es comparar los resultados con el método aeroelástico.

Tabla 5.2. Hoja de cálculo para el modelo de carga simple [52].

Descripción	Valor	Unidades	Símbolo
Densidad	1.225	kg/m^3	ρ
Gravedad	9.81	m/s^2	g
Velocidad de viento de referencia	37.5	m/s	V_{ref}
Velocidad media del viento	7.5 m/s	m/s	V_{ave}
Número de palas	3	Na	B
Radio de punta de pala	0.97	m	R
Área de pala en forma de planta	0.23	m^2	A_{projB}
Coefficiente de arrastre de la pala	1.5	Na	C_d
Máximo coeficiente de sustentación en la pala	2.0	Na	C_l
Coefficiente de empuje	0.5	Na	C_T
Velocidad máxima del rotor	1000	rpm	n_{max}
Velocidad de diseño del rotor	700	rpm	n_{design}
Segundo momento de inercia de cada pala	0.06	Kgm^2	I_B
Masa de pala & 0.40	m^2	m_B	
Masa de rotor con tres palas y el hub	3.98	m^2	m_r
Distancia de centro de gravedad	0.37	m	R_{cog}
Distancia del rotor al primer cojinete	0.02	m	L_{rb}
Distancia del rotor al eje de orientación	0.21	m	L_{rt}
Relación de caja de cambios	1.0	Na	$Gearbox$
Par de freno	0.0	Nm	M_{Brake}
Potencia de diseño	0.50	kW	P_{design}
Factor corto circuito	2.0	n/a	G

La tabla 5.3 contiene todos los datos de entrada que se necesitan para realizar un análisis de cargas simplificadas, como ya se sabe se utilizó un aerogenerador de baja potencia 0.5 kW , utilizando la metodología de D. Wood [52], debido a que es un trabajo completamente teórico.

Con los datos de entrada, y las ecuaciones descritas en el marco teórico 3.49 a 3.75, se encuentran los momentos en los componentes de la turbina de viento, bajo sus situaciones de diseño, se sabe que se cuenta con 10 casos de carga propuestos por la norma IEC-61400-2 [47], algunos casos son despreciados debido a que la turbina está limitada para realizar dichos casos de carga no mencionados.

5.3.1. Resultados de escenario de diseño A

En las siguientes tablas se muestran los resultados que se obtuvieron mediante el método SLM del escenario de diseño A, el cual comprende las palas y el eje, mencionado anteriormente el único caso de fatiga que presenta el aerogenerador.

Tabla 5.3. Caso de carga A. Carga de fatiga en palas.

Ecuación	Descripción en palas	SLM	Unidades	Símbolo
(IEC21)	Fuerza centrífuga (Z_{eje})	1629.23	N	F_{Zb}
(IEC22)	Adelanto-retraso momento de flexión (X_{eje})	283	Nm	M_{xB}
(IEC23)	Aleteo momento de flexión (Y_{eje})	645	Nm	M_{yB}

Tabla 5.4. Caso de carga A. Carga de fatiga en el eje del rotor.

Ecuación	Descripción en el eje	SLM	Unidades	Símbolo
(IEC24)	Empuje en el eje (X_{eje})	118.55	N	F_{X-eje}
(IEC25)	Momento del eje sobre el (X_{eje})	170.70	Nm	M_{x-eje}
(IEC26)	Momento del eje	195.20	Nm	M_{eje}

5.3.2. Resultados de escenario de diseño B

Para este caso se consideraron las cargas últimas, que se calculan asumiendo la velocidad máxima de orientación.

Tabla 5.5. Caso de carga B. Carga última en el eje y pala.

Ecuación	Descripción en el eje	SLM	Unidades	Símbolo
(IEC28)	Adelanto-retraso, momento de flexión en la raíz (Y_{eje})	230.83	Nm	M_{YB}
(IEC29,30)	Momento flector en el eje	290.81	Nm	M_{eje}

5.3.3. Resultados de escenario de diseño C

Casi todos lo aerogeneradores funcionan con cierto error de orientación. Para este caso se considero un error de 30°.

Tabla 5.6. Caso de carga C. Error de orientación en las palas.

Ecuación	Descripción en el eje	SLM	Unidades	Símbolo
(IEC31)	Momento flector de la raíz (flapwise) (X_{eje})	422.82	Nm	M_{YB}

5.3.4. Resultados de escenario de diseño D

Los aerogeneradores comúnmente están expuestos a cargas de empuje en el rotor, la carga de empuje actúa paralelamente al eje del rotor.

Tabla 5.7. Caso de carga D. Máximo empuje en el eje.

Ecuación	Descripción en el eje	SLM	Unidades	Símbolo
(IEC29,32)	Máximo empuje en el eje	318.25	N	$F_{X_{eje}}$

5.3.5. Resultados de escenario de diseño E

La causa de este escenario de diseño es la carga centrífuga en la raíz del álabe y al momento flector debido a la carga centrífuga y el desequilibrio del rotor.

Tabla 5.8. Caso de carga E. Velocidad rotacional máxima.

Ecuación	Descripción en el eje	SLM	Unidades	Símbolo
(IEC33)	Fuerza centrífuga en el rotor de la pala (Z_{eje})	1662.48	N	F_{Z_B}
(IEC34)	Momento de flexión en el eje (X_{eje})	350.70	Nm	M_{eje}

5.3.6. Resultados de escenario de diseño F

En el caso de un corto circuito o corto interno en el generador, se crea un gran momento sobre el eje del rotor debido al par de cortocircuito del alternador.

Tabla 5.9. Caso de carga F. Corto circuito en la conexión de carga.

Ecuación	Descripción en el eje	SLM	Unidades	Símbolo
(IEC35)	Momento de flexión en el eje	220.64	Nm	$M_{X_{eje}}$
(IEC36)	Momento de flexión de la raíz adelanto-retraso (X_{eje})	195.55	Nm	M_{X_B}

5.3.7. Resultados de escenario de diseño H

La turbina eólica esta funcionando durante condiciones de viento extremo.

Tabla 5.10. Caso de carga H. Condiciones de viento extremo.

Ecuación	Descripción en el eje	SLM	Unidades	Símbolo
(IEC35)	Momento de flexion en la raíz en forma de aleteo	283.71	Nm	$M_{Y_{eje}}$
(IEC36)	Máximo empuje en el eje	1754.89	N	$F_{X_{eje}}$

Los escenarios de diseño faltantes no se consideraron debido a que los datos de mantenimiento de una turbina están dados por el fabricante y en el caso de frenado el aerogenerador no cuenta con un sistema de frenado a base de freno mecánico. Por esta razón no se consideraron los dos escenarios de diseño faltantes.

5.3.8. Resultados análisis aeroelástico

Los datos de velocidad promedio, intensidad de turbulencia fueron calculados en R, el tipo de viento se encuentra en literatura (IEC), así como la clase de turbina que se evaluó y el caso de carga de diseño. En la tabla 5.11 se muestra a manera de ejemplo un intervalo de velocidad, para de esta manera realizar en análisis aeroelástico.

Tabla 5.11. Datos de entrada para el módulo Aerodyn.

Velocidad promedio	Tipo de viento	DLC	Rugosidad del sitio	Turbulencia	Clase de turbina
13 m/s	NTM	IEC-61400-1	0.01	19%	A

El comportamiento del viento se ha calculado de manera numérica en los ejes: x,y,z, para de esta manera poder encontrar las cargas en aspas de un aerogenerador. La base de datos a la cual se tiene acceso muestra en el análisis que la intensidad de turbulencia es del 19 %, superando la propuesta por la norma IEC61400-2.

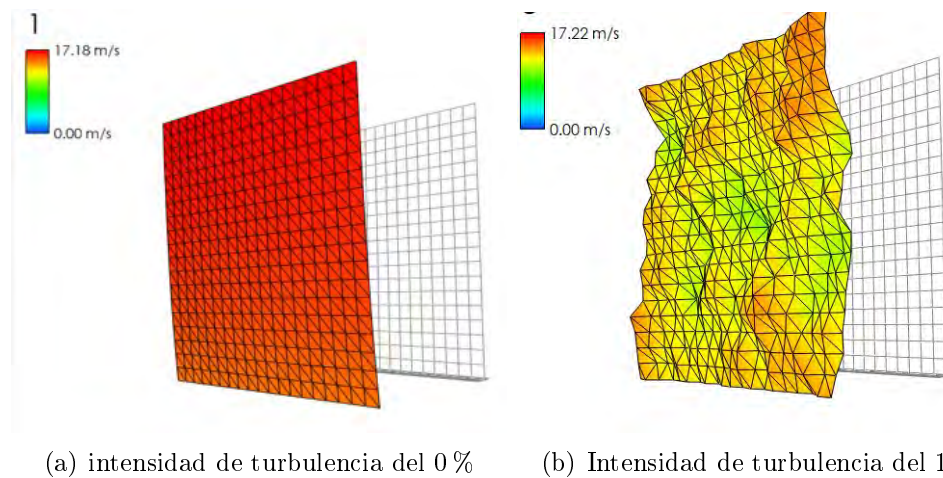


Figura 5.16. Comparación de campos de viento de-acuerdo a la intensidad de turbulencia.

En la figura 5.16 en el inciso (a) se puede observar un campo de viento que cuando no existe turbulencia el comportamiento se puede considerar de cierta manera perfecto, por literatura [59], se sabe que no existe una velocidad del viento sin turbulencia. En comparación con el inciso (b) se puede observar un campo de viento con turbulencia del 15 %. La simulación que se presenta es el cuadro de viento donde los datos de entrada fueron datos estadísticos de velocidad de viento los cuales fueron medidos experimentalmente. En la figura 5.6 inciso (b) podemos ver la intensidad de turbulencia que se presenta en esta región, si bien la intensidad de turbulencia de referencia del sitio es del 19 % y en la simulación numérica arroja que es superior por lo cual basados en la norma IEC 61400-2, las turbinas de esta región deben ser diseñadas como clases especial. Se muestra una turbulencia del 19 %, la cual es extrema, en esta región supera un 5 % de turbulencia para el diseño de aerogeneradores recomendado por la norma IEC 61400-2 [47]. No se establece que este fenómeno cause el fallo de los aerogeneradores pero si un porcentaje de daño a las aspas de interés que se analizó y se muestran los resultados en la tabla 5.17.

La capa límite se utilizó para poder identificar el comportamiento del viento en las aspas del aerogenerador, el campo de viento debe estar dimensionado acorde a la altura del aerogenerador considerando el mástil y la punta máxima de álabe, este ajuste sirvió para poder realizar la simulación en FAST. Si este ajuste no se realiza las cargas que se generan en las aspas son erróneas, es por ello, que se considero capa límite y el ajuste del campo de viento acorde a el área de barrido del rotor que se diseño. En la figura 5.17, el campo de viento cuenta con capa límite, el campo de viento, es cuadrado. Las dimensiones son 3m de cada lado respectivamente con la finalidad de considerar cambios de velocidad de viento sin despreciar la turbulencia. Este fenómeno es de vital importancia considerarlo debido a que en cualquier lugar que se instale un aerogenerador siempre estará expuesto a la capa límite, pero las condiciones de la capa límite cambiaran de acuerdo a la zona.

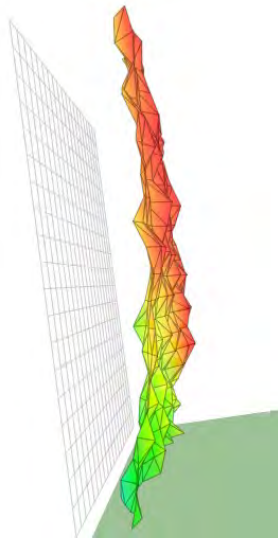
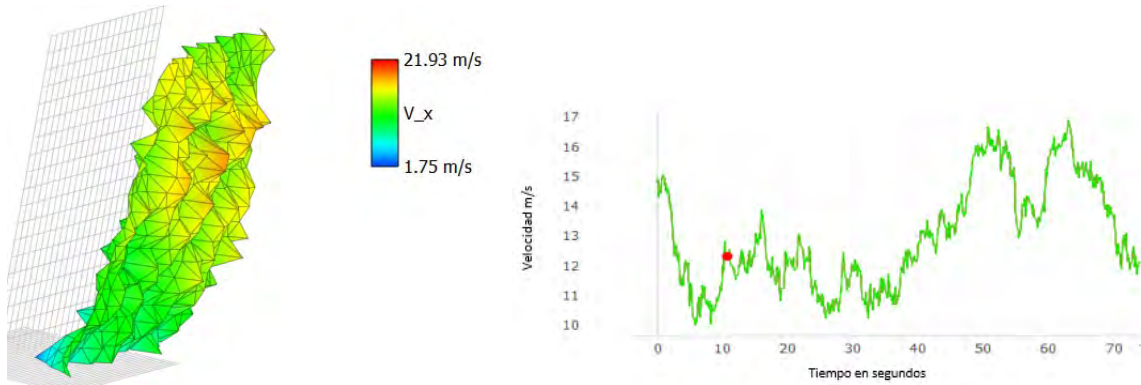


Figura 5.17. Campo de viento considerando capa límite y un campo de viento de 3m por 3m.

Acorde a lo que propone Taylor se generó el campo de viento considerando como el máximo empuje en el rotor. La finalidad de la figura 5.17, es mostrar el comportamiento del viento. Este sera el causante de las cargas estocásticas que chocaran con las aspas del aerogenerador. Se puede observar una rugosidad extrema, esta es causante por la turbulencia, únicamente se utiliza la velocidad que causa el empuje para realizar la simulación en FAST.

La velocidad que se muestra en la figura 5.18, considera el comportamiento del viento estocástico que genera el campo de viento de la figura 5.16 inciso (b), los datos graficados de la figura 5.18 inciso (b) son realizados en un modulo Aerodyn complemento del software FAST. Se debe considerar el tiempo de simulación que es de 75 segundos a una velocidad máxima 21 m/s y una mínima de 1.75 m/s . Una vez que se tiene el comportamiento del viento provocado por la turbulencia y extremas velocidades se realiza la simulación aeroelástica que se muestra en la figura 5.23.



(a) Intensidad de turbulencia 19%, en eje (b) Velocidad inducida en el eje del rotor de un aerogenerador.

Figura 5.18. Serie sintética de velocidad de viento, generada por del campo de viento.

Para complementar el análisis aeroelástico, se procedió a calcular los momentos que ejercen las aspas del aerogenerador. Como se ha mencionado anteriormente en este trabajo solo se contemplo el caso de carga operación normal y solamente se calcularon los momentos máximos ejercidos en el aspa (flapwise).

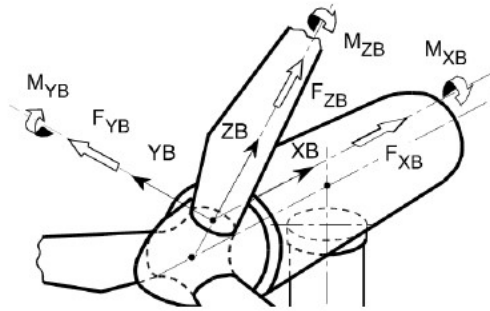
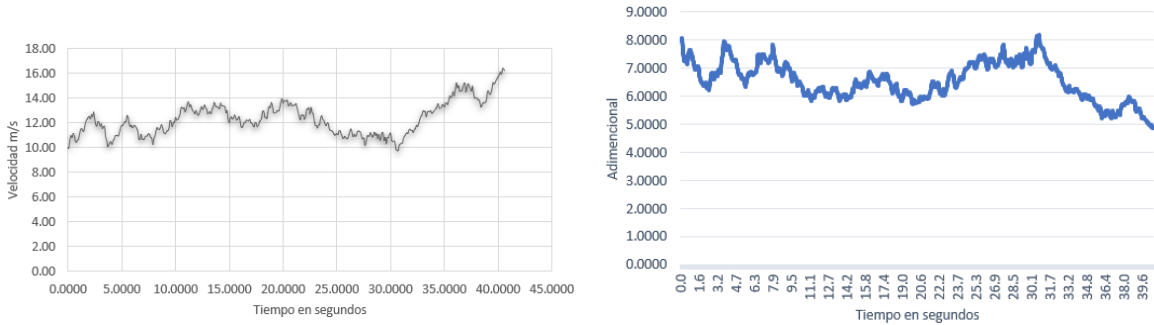


Figura 5.19. Sistema de referencia del aspa, con la dirección de fuerzas y momentos a los que están expuestas las aspas de un aerogenerador.

Se realizó un simulación aeroelástica, con la velocidad nominal del rotor, el tiempo de simulación está limitado a 40 segundos, y las cargas se comportaron acorde al comportamiento de la velocidad que se muestra en la figura 5.20, este comportamiento de viento tiene las características mencionadas anteriormente como son: intensidad de turbulencia, rugosidad, velocidad promedio, desviación estándar, estabilidad, altura del aerogenerador, modelo espectral y se simula mediante el código Aerodyn.

En la figura 5.20, se muestra la relación de velocidad de punta en el inciso (a) se muestra una serie sintética de velocidad de viento, que es la entrada para la simulación aeroelástica, la cual va relacionada con la velocidad de punta del rotor ver inciso (b). La velocidad de punta se establece entre los 7 y 8.5 número adimensional, donde el aerogenerador está trabajando en su mejor condición.



(a) Serie sintetica de velocidad que se considera como dato de entrada para realizar el análisis ae-roelástico.
 (b) Serie sintetica de la relación de velocidad de punta.

Figura 5.20. Serie sintética de velocidad de viento, generada por del campo de viento.

En la figura 5.21 se muestra como el campo de viento debe contemplar todo el aerogenerador debido que a cuando se realizó la simulación el viento que insidido en las aspas fue el máximo y así se pudo conocer la carga a la cual está sometida el aerogenerador, con los datos de entrada, generados con los campos de viento, se evaluó sin sistema pich debido que los aerogeneradores de baja potencia no cuentan con este sistema, pero en aerogeneradores de gran potencia se debe contemplar.

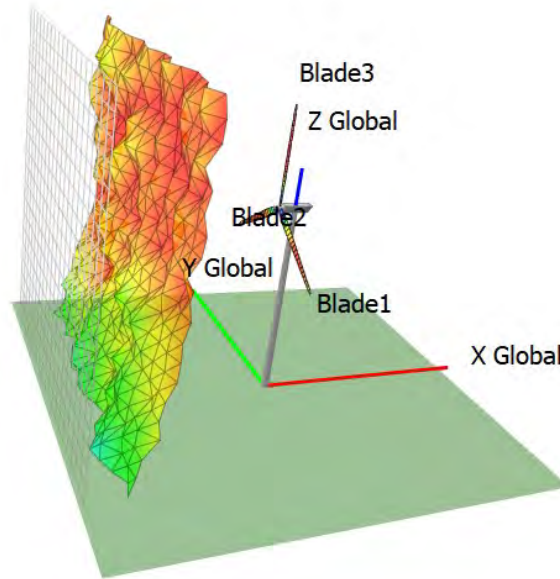


Figura 5.21. Simulación de viento que incide en las aspas de un aerogenerador.

En la figura 5.22 se muestra el momento en aspa 1, donde el tiempo de simulación es de 40 segundos, se utilizo la velocidad inducida en el eje x de la figura 4.39. Con esta velocidad el mayor momento que se presenta es de 140 N y el menor de 85 N. De tal manera que el momento flapwise en el aspa uno es el de mayor interés.

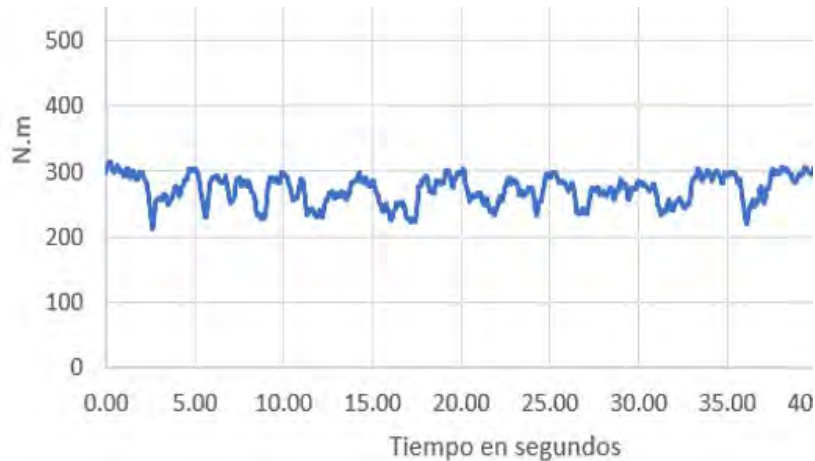


Figura 5.22. Resultado de la simulación aeroelástica momento flapwise del aspa 1.

En la figura 5.22 se muestra el momento en aspa 2, tiempo de 40 segundos, usando la velocidad inducida en el eje X de la serie temporal mostrada anteriormente, se realiza la simulación aeroelástica de las tres aspas con la finalidad de encontrar la aspa que está expuesta a la mayor carga. Si bien el trabajo se limito a solo evaluar la fatiga y estructura de una sola aspa pero lo recomendable es evaluar cada a aspa bajo dichas condiciones.

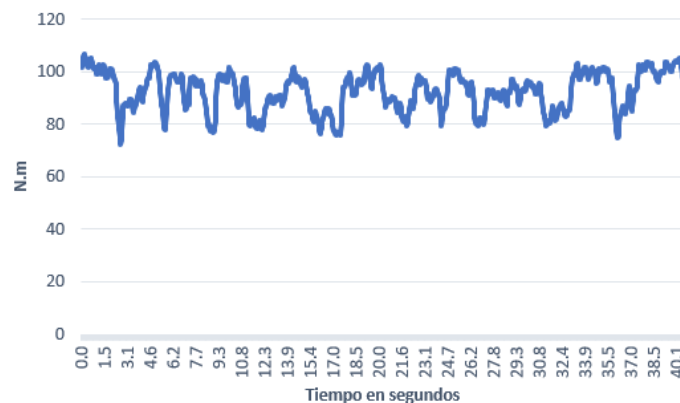


Figura 5.23. Resultado de la simulación aeroelástica momento flapwise del aspa 2.

En la figura 5.23 se muestra el momento en aspa 3, tiempo de 40 segundos, usando la velocidad inducida en el eje X de la serie temporal mostrada anteriormente. Si bien es la que está expuesta a una carga menor pero cuando se considera el caso de carga operación normal, esta aspa puede ser la que este expuesta a una mayor carga pero con otro caso de carga recordar que son 10 casos de carga y solo se está evaluando un caso de carga.

El análisis aeroelástico de las aspas sirve como dato de entrada para realizar un análisis de fatiga ya que se menciona en literatura que es una de las razones frecuentes por la cual tienen fallas, por ello, el encontrar cargas, momentos y fuerzas a las que se encuentran sometidas es de vital importancia. Los momentos de las aspas están calculados en cada

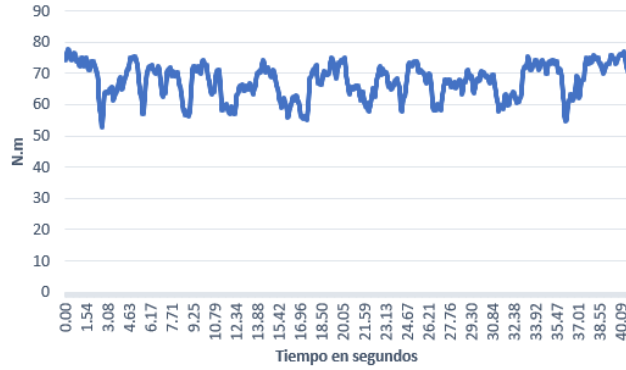
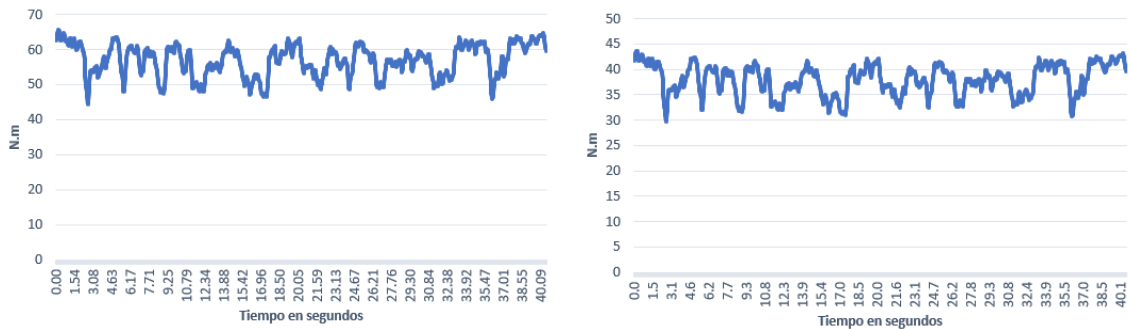


Figura 5.24. Resultado de la simulación aeroelástica momento flapwise del aspa 3.

segundo y en la gráfica de velocidades mostrada en la figura 5.24 indica que la aspa 1 cuenta con el mayor momento flapwise, por lo que se analizó la aspa número 1 para fatiga.

Las aspas del aerogenerador están sometidas a dos momentos, en el caso de carga operación normal, en las figuras anteriores se muestra el momento flapwise de cada aspa, pero es necesario saber el comportamiento del momento edwise, para evaluar su comportamiento y analizar el de mayor magnitud que pueda afectar las aspas.



(a) Resultado de la simulación aeroelástica momento edwise del aspa 1. (b) Resultado de la simulación aeroelástica momento edwise del aspa 2.

Figura 5.25. Serie sintética de momentos, generada por del campo de viento.

En la figura 5.25 se muestra el segundo momento en aspa 2, siguiendo la metodología de Evans [9], el momento de mayor interés para el caso de carga operación normal está dado por el flapwise en el aspa uno, donde podemos descartar el momento edwise y se evaluó a una respuesta estructural y a fatiga el aspa uno. Considerando el Weibull modal y bimodal.

La figura 5.25 inciso (a,b) representan el segundo momento que se presenta en las aspas de un aerogenerador, dichos momentos son relevantes para considerar un diseño, debido a que se encuentra a cargas estocásticas inducidas por el viento se deben considerar las cargas máximas, de esta manera se puede dar una carga de diseño considerando los datos de velocidad de viento medidos en la zona del Istmo.

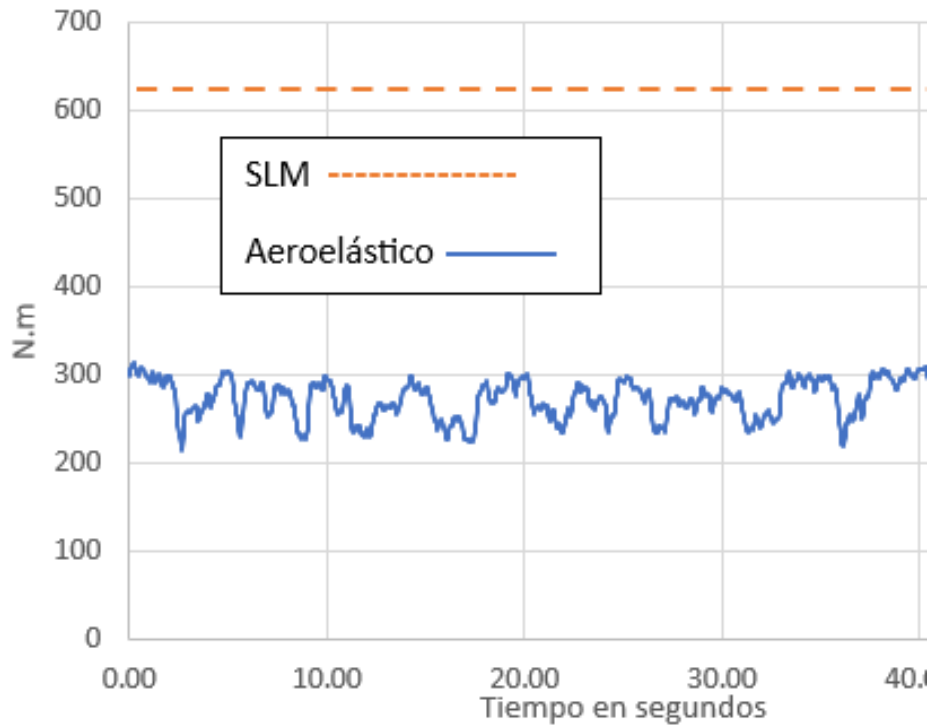


Figura 5.26. Discrepancia de valores de la simulación aeroelástica vs SLM.

En la figura 5.26, se puede observar como el método de cargas simplificadas sobrestima el diseño las aspas de un aerogenerador, lo que se busca con el método aeroelástico es que sea eficiente, los costes de fabricación disminuyan y brindar factores de seguridad confiables para su operación. Sin embargo, la simulación aeroelástica es de lento aprendizaje debido a que los códigos no son amigables, el método cargas simplificadas que considera velocidad promedio como dato de entrada, da un rango a considerar para su diseño y es usado por diferentes investigadores como prueba rápida para un posible diseño de aerogeneradores de baja potencia.

5.3.9. Análisis estático estructural y de fatiga

Con la simulación aeroelástica, se obtuvieron las cargas de operación de un aerogenerador sometido a velocidades de viento de la Venta, recordar que existen 10 casos de carga. Para propósito de este trabajo se considera únicamente el caso de carga A (operación normal), es el que se evaluó mediante el análisis de fatiga. Evans [26] afirmó que la fatiga es uno de los casos de interés en las palas de los aerogeneradores, para ello se encuentran dos momentos en el aspa debido a la operación normal del aerogenerador (flapwise y edgewise), en la simulación aeroelástica se encuentran los dos momentos pero únicamente se evaluó un aspa con el momento de mayor magnitud el cual es flapwise. En la figura 5.27 se puede observar como en las puntas el viento provoca un mayor empuje, dicho empuje genera un momento máximo en la raíz de las aspas.

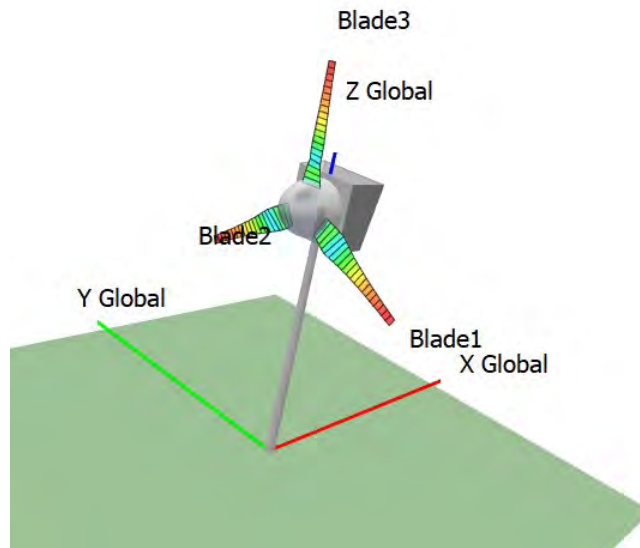


Figura 5.27. Comportamiento del aerogenerador después de que el viento incide en las aspas.

Para comenzar con la simulación de fatiga, primeramente se paso el aerogenerador por un análisis aeroelástico, en la figura 5.21 se observo como el comportamiento del viento golpea en las aspas del aerogenerador realizada en el software QBlade. Las aspas del aerogenerador son de 60 cm.

Debido a que el análisis de fatiga se realizó en Ansys, y en QBlade las aspas no son geometrías solidas se opta por importar los perfiles a SolidWorks y así se generó la geometría del aspa y del aerogenerador.

Este procedimiento ha sido todo un reto debido a que se importan coordenadas de los perfiles aerodinámicos, se trabaja y se ajusta la geometría, considerando que el aspa cuenta con torcimiento debido al diseño aerodinámico basado en el método BEM, y realizado en QBlade.

Como se menciono anteriormente, se diseño el rotor primeramente en QBlade y luego se generó la geometría en SolidWorks como se muestra en la figura 5.28, de esta manera, se pudo proceder a realizar el análisis de fatiga en Ansys. En literatura los aerogeneradores de baja potencia están fabricados de fibra de vidrio por ello, se emplea utilizar fibra de vidrio como material para el análisis estructural y de fatiga.



Figura 5.28. Aspa de 60 cm, importada a SolidWorks, para hacerla compatible con el software ANSYS.

De la misma manera se generó todo el rotor del aerogenerador, y también se realizó su torre y complementos como se observa el figura 5.29, para realizar este diseño se contemplo el perfil NACA 4412 utilizados en el diseño del rotor en QBlade, recordar que el diseño de este aerogenerador está optimizado, donde sus aspas captaran toda la energía posible, manteniendo el límite de Betz a un 0.6 %. La importancia de pasar el diseño a SolidWorks es tener compatibilidad de geometrías con ANSYS student y realizar la simulación a fatiga y estática estructural.



Figura 5.29. Aerogenerador de baja potencia de eje horizontal, diseñado en SolidWorks.

Una vez que se tiene el diseño en SolidWorks, se importó la geometría a Ansys, de tal manera se procedió a realizar la simulación únicamente de una sola aspa, se evaluó en términos de fatiga y también la tensión principal máxima. En la figura 5.30 se puede observar la geometría a Ansys, cabe mencionar que se utilizó una versión estudiantil y está limitada para hacer una simulación más eficiente.

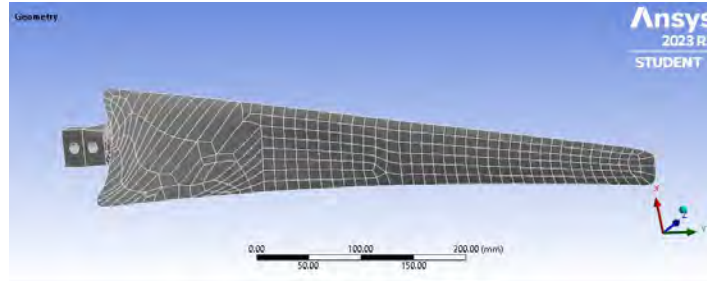


Figura 5.30. Geometría de aspa importada de SolidWorks a Ansys.

Las aspas de un aerogenerador de baja potencia pueden ser de diferentes materiales, anteriormente se utilizaba madera para su fabricación pero investigadores y empresas han optado por realizar las aspas de fibra de vidrio, en la figura 5.31 se describen, los componentes del material, la cual fue fibra de vidrio para simular el aspa, considerándose como solida, la curva S-N, es fundamental para el análisis de fatiga, por ello de esta manera se carga la curva en Ansys para poder cargar el material, debido a ello se cargaron sus propiedades estructurales.

Structural	
▼ Isotropic Elasticity	
Derive from	Young's Modulus and Poisson's Ratio
Young's Modulus	73000 MPa
Poisson's Ratio	0.22
Bulk Modulus	43452 MPa
Shear Modulus	29918 MPa
Isotropic Secant Coefficient of Thermal Expansion	5e-06 1/°C

Figura 5.31. Propiedades estructurales fibra de vidrio, que se consideran para el aspa.

De la misma manera se cargaron las propiedades térmicas del material, en la figura 5.32 se observa que es un material isotrópico estableciendo que sus propiedades mecánicas y térmicas son iguales en todas las direcciones considerar el material isotrópico es fundamental para poder realizar la simulación, ya que Ansys no permite realizar análisis sin antes cargar todas las condiciones de entrada.

Thermal	
Isotropic Thermal Conductivity	0.00127 W/mm·°C
Specific Heat Constant Pressure	8.02e+05 mJ/kg·°C

Figura 5.32. Propiedades térmicas de la fibra de vidrio, que se consideran para el aspa.

Es importante saber la resistencia máxima a la tracción, se debe conocer esta propiedad del material, en la figura 5.33 se puede observar la curva S-N y resistencia máxima, datos que son necesarios para poder realizar el análisis de fatiga, la curva es característica de la fibra de vidrio, pero cabe mencionar que se tomaron datos de pruebas experimentales ya publicadas [46], debido a la complejidad de conocer el comportamiento esfuerzo vida de un material compuesto. La curva se genero en el programa R, y posteriormente los valores se cargaron a ANSYS.

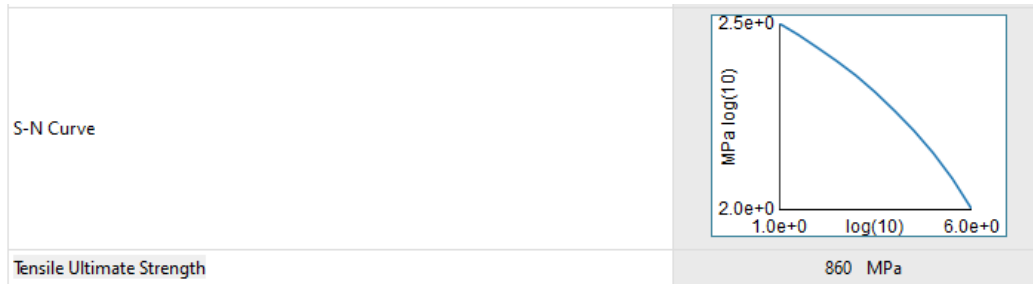


Figura 5.33. Curva S-N de la fibra de vidrio y resistencia máxima a la tracción.

Una vez que el material esta cargado se procedió a poner la carga que estará actuando sobre el aspa de forma distribuida, así como fijar el aspa del aerogenerador que se esta modelando como una viga.

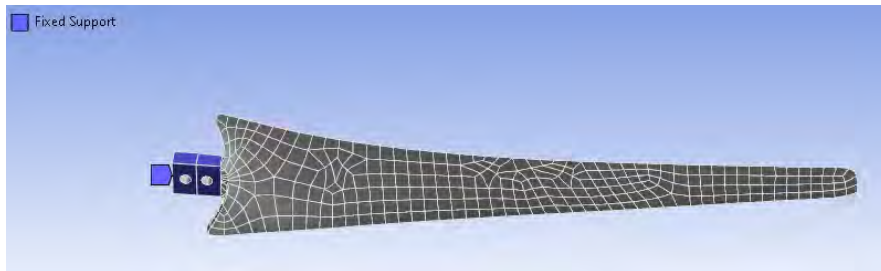


Figura 5.34. Aspa fijada, para posteriormente colocar la fuerza que causara el momento.

En la figura 5.34 se puede observar que el aspa se fija en el extremo izquierdo, el valor de la carga encontrado en el análisis aeroelástico al que está sometido el aerogenerador en el intervalo 25 es de 300 N, como en la figura 5.35.

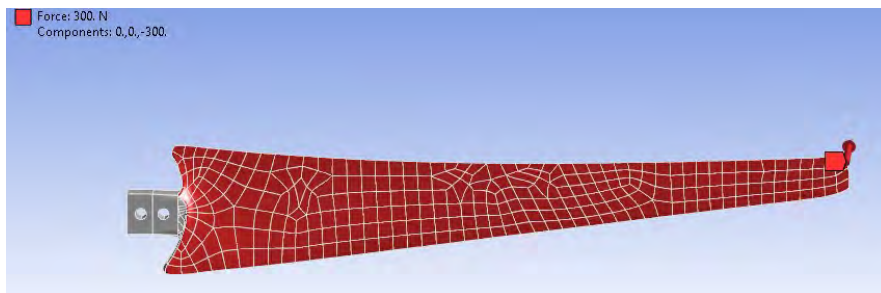


Figura 5.35. Fuerza en la punta del aspa de 300 N.

Se procedió a realizar el mallado del aspa, en el cual no se hace convergencia de mallado, solo se ajusto la estructura de malla con el número de elementos y nodos teniendo un total de 105306 nodos y 57225 elementos, como se muestra en la figura 5.36, estableciendo una malla estructurada donde cada nodo interior es compartido por el mismo número de elementos.

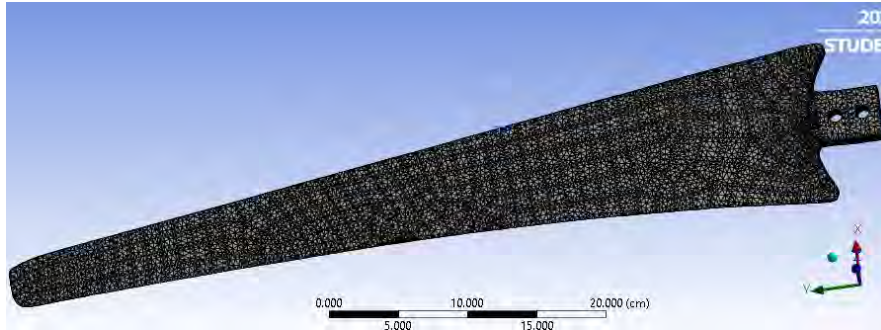


Figura 5.36. Aspa con malla estructurada.

5.3.10. Resultados análisis estático estructural

Realizando la simulación estática estructural del aspa del aerogenerador con la carga de 300 N. Se obtuvo una deformación total de 6.6 cm, como se ve en la figura 5.37. Se pudo observar que el aerogenerador con cargas extremas en el caso de operación normal no presentara falla, debido a que la fuerza que genera la velocidad máxima es soportada por el material y el diseño del aspa, por ello la razón de haber realizado un análisis de fatiga. Para poder evaluar su vida útil y daño.

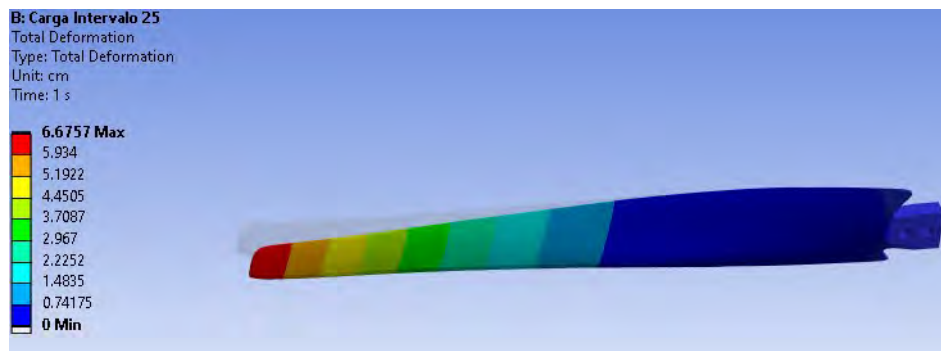


Figura 5.37. Deformación total del aspa con una fuerza de 300 N.

Si bien es importante realizar una teoría de falla, en este caso se utilizó Von-Mises para evaluar el esfuerzo equivalente del aspa del aerogenerador. Se observa que el límite de tensión Von-Mises no es igual al límite de tensión, por lo cual, la fibra de vidrio tiene un comportamiento positivo ante la carga de 300 N.

La cual, es la de mayor magnitud en términos estáticos estructurales el aspa del aerogenerador tendrá un buen comportamiento a las cargas que generan los agresivos vientos la Venta Oaxaca, México. En la figura 5.38 se observo el esfuerzo equivalente del aspa,

se ha reportado en literatura anteriormente que el efecto en aerogeneradores de baja potencia la respuesta estructural estática está dada en la zona $\frac{3}{4}$ del aspa, en la figura 5.38 se observa que el esfuerzo equivalente del aspa usando Von-Mises, se utiliza esta teoría debido a que la tensión genera la misma energía de distorsión, ciertamente se observa que el mayor esfuerzo está dado en la zona $\frac{3}{4}$. La finalidad de realizar la simulación estática es poder analizar el comportamiento del aspa bajo las condiciones de viento reales de la zona del Istmo de Tehuantepec si bien se ha propuesto evaluar el aspa bajo condiciones del comportamiento del viento bimodal y modal.

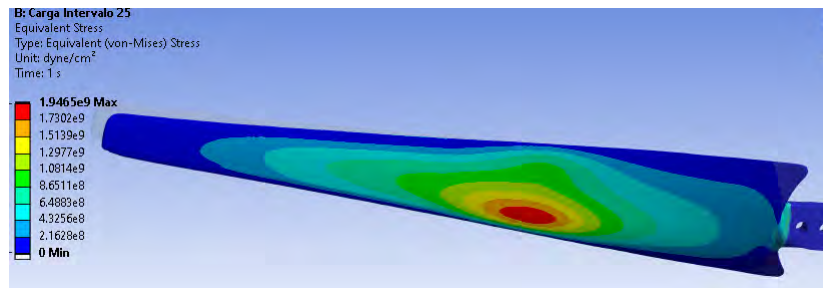


Figura 5.38. Esfuerzo equivalente del aspa usando Von-Mises.

Se puede observar que entre el esfuerzo equivalente y el esfuerzo principal máximo no existe mucha diferencia, pero para un diseño de ingeniería y con datos de entrada con los vientos de la Venta Oaxaca, se debe considerar el esfuerzo máximo equivalente ya que es mayor al principal máximo.

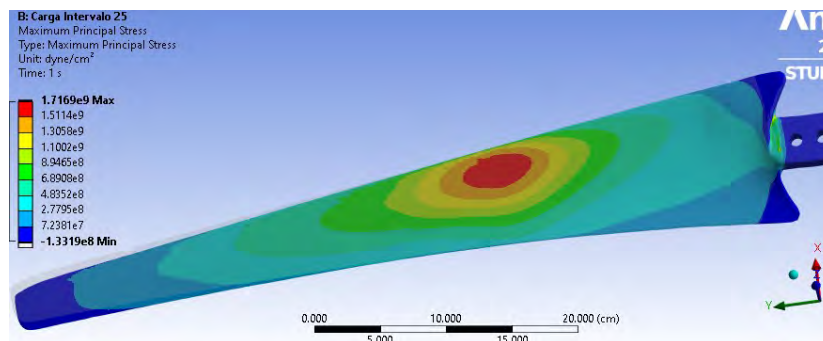


Figura 5.39. Esfuerzo máximo principal.

Para el análisis estático, se utilizó el modelo Weibull bimodal, de esta misma manera se hace el análisis Weibull modal, en la tabla 4.25 se estipulan los números de ocurrencia y las velocidades en cada intervalo el cual se está presentando en el análisis del intervalo 25. A manera de resultados se presenta un solo análisis de 25 simulaciones que se realizaron para el análisis estático. Considerando que las aspas del aerogenerador están sometidas a 10 casos de carga diferentes, en el cual el caso de carga operación normal en el análisis estático no presenta un daño significativo del aspa, pero eso no puede afirmar que uno de los nueve casos restantes haga fallar el aerogenerador por casos de carga últimos a tensión.

Tabla 5.12. Deformación por cada intervalo, simulación estática estructural.

Intervalo	V_{prom}	Turbulencia %	δ cm
1	0.34	62.40	0.28
2	0.48	60	0.35
3	1.52	45	0.43
4	3.52	32	0.51
5	4.47	25	0.57
6	5.49	22	0.53
7	6.48	20	0.71
8	7.48	18	0.77
9	8.5	17	0.89
10	9.52	18	0.93
11	10.5	17	1.00
12	11.5	16.77	1.10
13	12.5	16.30	1.40
14	13.5	15	1.78
15	14.5	14.88	2.0
16	15.46	14.27	2.13
17	16.45	13.44	2.33
18	17.46	13.26	2.53
19	18.45	13.20	2.61
20	19.45	12.85	2.67
21	20.46	12.58	3.11
22	21.43	12.59	3.46
23	22.42	12.57	3.77
24	23.26	12.43	5.22
25	24.4	12.59	6.67

5.3.11. Resultados análisis de fatiga y daño en las aspas

El historial que se muestra en la figura 5.40 representa las cargas fluctuantes a las cuales está sometido el aerogenerador con una velocidad de viento nominal y una intensidad de turbulencia del 16.77%. Adicional que los datos son tratados en R y posteriormente se exportan ANSYS, para de esta manera trabajar con cargas dinámicas.

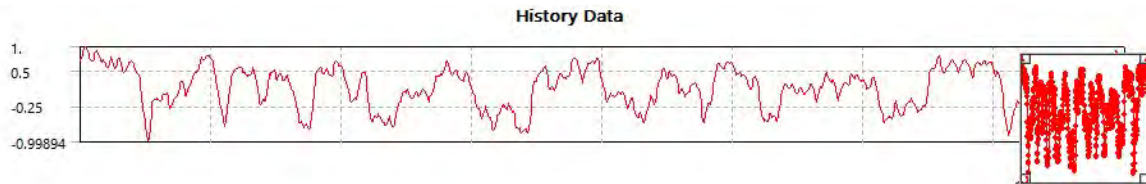


Figura 5.40. Historial de carga exportado de FAST a Ansys.

Para poder realizar el análisis de fatiga se debe exportar la carga extraída del análisis aeroelástico realizado en FAST a Ansys, pero se debe convertir en una serie unitaria como se muestra en la figura 5.40, para poder realizar la simulación de fatiga, se utiliza el número de ocurrencia de la tabla 5.1 donde se evaluó la fatiga de las aspas del aerogenerador, el material que se utiliza es fibra de vidrio las propiedades han sido descritas anteriormente, la carga al igual es de 300 N y así mismo se realizan las 25 simulaciones de los intervalos mostrados en la tabla 5.1. El historial que se muestra en la figura 5.40 representa las cargas fluctuantes a las cuales está sometido el aerogenerador con una velocidad de viento nominal y una intensidad de turbulencia del 16.77%. Adicional que los datos son tratados en R y posteriormente se exportan ANSYS, para de esta manera trabajar con cargas dinámicas.

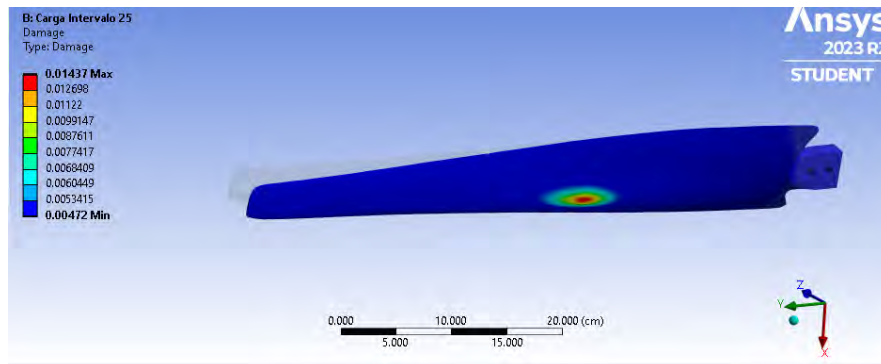


Figura 5.41. Análisis de fatiga porcentaje de daño del 1.43%.

En la figura 5.41 se aprecia el porcentaje de daño a fatiga con la carga dinámica de la figura 5.40 de la aspa de un aerogenerador, solo se está evaluando en un intervalo de velocidad nominal pero, la fatiga se evaluó en los 25 intervalos que se muestran en la tabla 5.1 y en la tabla 5.13 se muestran los resultados de daño en el aspa. Los intervalos que se evaluaron son: Weibull modal y Weibull bimodal, en la cual, en cada intervalo se usó una velocidad y número de ocurrencia; se realizó una simulación aeroelástica proporcionando una carga la cual, se da como condición de entrada en el análisis estático y de fatiga en Ansys.

En la figura 5.42 se puede observar el porcentaje total de daño de las 25 simulaciones con el comportamiento de Weibull bimodal. Cabe mencionar que para poder realizar el porcentaje total de daño se evaluaron a fatiga en cada intervalo de velocidad para de esta manera poder llegar al daño total.

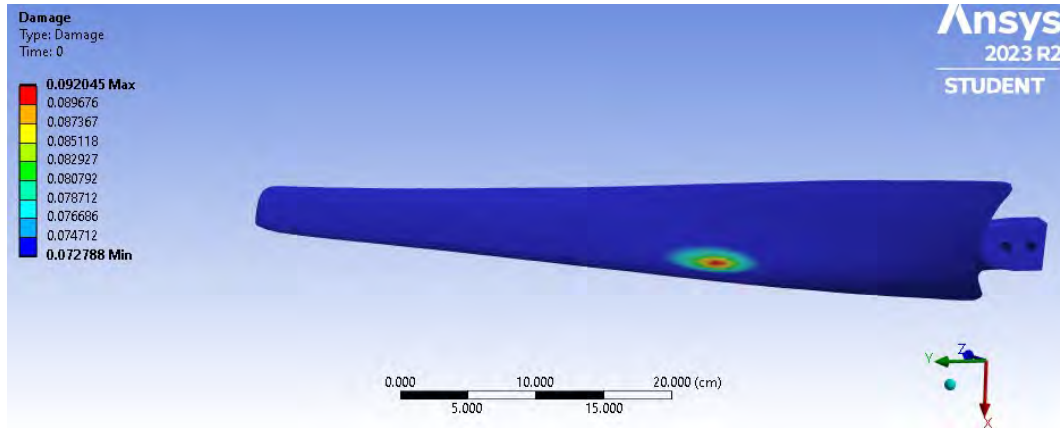


Figura 5.42. Porcentaje total de daño 9.20 %.

Además, se hicieron 25 simulaciones con el número de ocurrencia de velocidades de Weibull, en la figura 5.43 se observa el daño total a la fatiga de una aspa, si bien, el daño en las aspas es del 5.7 % para condiciones de viento Weibull modal pero, la diferencia radica con la figura 5.42 donde, para Weibull bimodal es del 9.20 %. Indicando de esta manera que el daño es significativo para las condiciones de viento de la venta Oaxaca, México.

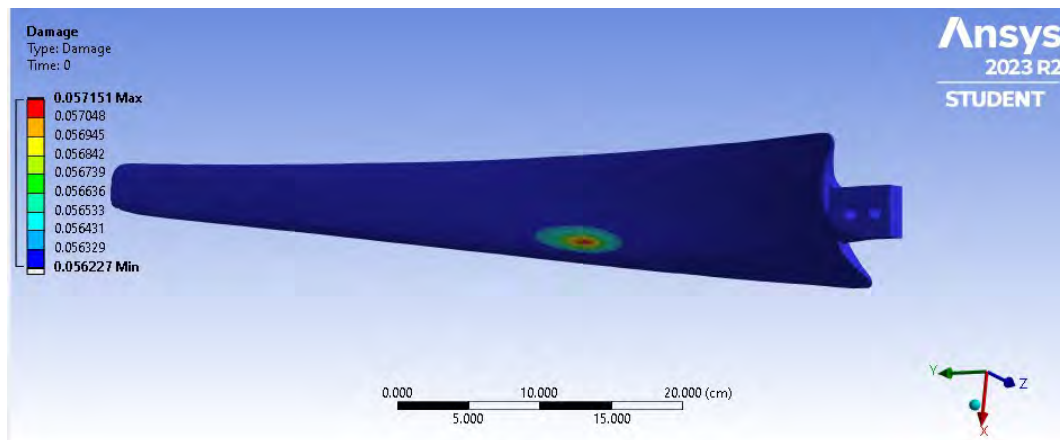


Figura 5.43. Porcentaje total de daño 5.7 %

En la tabla 5.12, se muestran las deformaciones por cada intervalo evaluado, donde se utiliza Weibull modal y bimodal, en el análisis estático la deformación es la misma, debido a que las intensidades de turbulencia no cambian ni el número de ocurrencia, las cargas que provoca cada intervalo de velocidad se calcularon mediante un análisis aeroelástico, las cuales sirvieron como dato de entrada para el análisis estático.

Tabla 5.13. Resultados del impacto a la fatiga del aspa de un aerogenerador, considerando Weibull modal y bimodal.

Intervalo	V_{prom} m/s	Turbulencia \%	Ocurrencia 1	\%fatiga 1	Ocurrencia 2	\%fatiga 2
1	0.34	62.40	2974	1.30	2674	0.60
2	0.48	60	2880	0.90	2580	0.40
3	1.52	45	3154	0.80	3054	0.36
4	3.52	32	3268	0.38	3068	0.30
5	4.47	25	3107	0.35	3007	0.31
6	5.49	22	2652	0.31	2200	0.28
7	6.48	20	2504	0.29	2241	0.23
8	7.48	18	2132	0.25	2000	0.20
9	8.5	17	2337	0.27	2337	0.27
10	9.52	18	2781	0.32	3313	0.39
11	10.5	17	3329	0.39	3029	0.33
12	11.5	16.77	3807	0.44	3807	0.44
13	12.5	16.30	4318	0.50	4500	0.50
14	13.5	15	4006	0.47	3006	0.35
15	14.5	14.88	3356	0.39	2356	0.27
16	15.46	14.27	2444	0.28	1444	0.17
17	16.45	13.44	1627	0.19	900	0.10
18	17.46	13.26	956	0.11	780	0.09
19	18.45	13.20	718	0.08	652	0.07
20	19.45	12.85	418	0.04	370	0.04
21	20.46	12.58	257	0.030	220	0.02
22	21.43	12.59	220	0.41	120	0.011
23	22.42	12.57	190	0.39	50	0.012
24	23.26	12.43	115	0.77	14	0.03
25	24.4	12.59	40	1.43	4	0.07

Donde:

Ocurrencia 1= Weibull bimodal

Ocurrencia 2= Weibull modal

\% fatiga 1= Weibull bimodal

\% fatiga 2= Weibull modal

En la tabla 5.1, se observa la diferencia del número de ocurrencia, esto es debido al ajuste que se realiza empleando el método propuesto por [1], impactando a la respuesta de fatiga en un 40 %. Es de vital importancia considerar los porcentajes por intervalo de velocidad, para realizar un diseño considerando el impacto a la fatiga.

Conclusiones

En este trabajo se realizó un análisis aeroelástico del rotor de un aerogenerador de baja potencia, considerando condiciones del viento de la Venta, perteneciente a la región del Istmo de Tehuantepec, Oaxaca. A partir del análisis de resultados, se logró cuantificar el impacto del comportamiento del viento, Weibull modal y bimodal, en el daño del aspa debido a los esfuerzos por fatiga. Se observó que, en el caso del comportamiento bimodal, se incrementa el daño en las aspas en un 40 % con respecto al comportamiento modal. El efecto del comportamiento modal o bimodal no es evidente cuando el análisis se realiza con respecto a las deformaciones máximas del aspa, o cuando se cuantifica la producción de energía anual del aerogenerador. Si bien, el estudio no es concluyente, ya que las aspas no fallan cuando se analizó el caso de carga de diseño de “Operación Normal”, es necesario incluir los otros Casos de Carga de Diseño que define la Norma IEC 61400-2. Por otro lado, se observa que los rangos de velocidades de viento máximas no necesariamente provocan un mayor daño por fatiga. Por el contrario, los rangos de velocidades bajas, pero con intensidades de turbulencia altas y con un número de ocurrencia mayor, provocan un mayor daño en las aspas. Finalmente, se encontró que el método de cargas simplificadas sobrestima el diseño de los aerogeneradores. Por ejemplo, utilizando este método simplificado se estimó un momento máximo “flapwise” de 645 N.m. Sin embargo, utilizando el método aeroelástico, se encontró un momento “flapwise” de 300 N.m. Esta sobreestimación de los valores del momento es explicada por la simplicidad del modelo, como su nombre lo indica. Lo que sugiere ser más conservador para evitar colapso de la estructura. El análisis aeroelástico considera más variables, lo que permite optimizar el diseño de elementos de los aerogeneradores.

Bibliografía

- [1] Jaramillo, O. A., & Borja, M. A. (2004). Wind speed analysis in La Ventosa, Mexico: a bimodal probability distribution case. *Renewable energy*, 29(10), 1613-1630.
- [2] Jaramillo OA, Borja MA. Wind potential in La Venta, Mexico: an analysis of probability distribution functions. EWEC 2003, Proceedings of European Wind Energy Conference and Exhibition. Madrid (Spain): John Wiley & Sons Ltd; 2003.
- [3] Instituto de Investigaciones Eléctricas. Available from: <http://www.iiie.org.mx/>. 2003.
- [4] Christensen, CJ; Dragt, DJ Precisión de las mediciones de la curva de potencia (M-2632) ; Informe técnico para el Laboratorio Nacional de Risø: Roskilde, Dinamarca, noviembre de 1986.
- [5] Villalobos, et al., Caracterización de la intensidad de turbulencia y energía contenida en ráfagas para aplicaciones en energía eólica.
- [6] Guideline for the Certification of Wind Turbines. (2010). Hamburg. Retrieved from www.gl-group.com/GLRenewables
- [7] Post, N. L., Case, S. W., & Lesko, J. J. (2008). Modeling the variable amplitude fatigue of composite materials: A review and evaluation of the state of the art for spectrum loading. *International Journal of Fatigue*, 30(12), 2064–2086.
- [8] Hedevas, E. Curvas de potencia de las turbinas eólicas que incorporan la intensidad de la turbulencia. *Energía eólica* 2014 , 17 , 173–195.
- [9] Wu, YT; Porté-Agel, F. Efectos de la turbulencia atmosférica en las estelas de las turbinas eólicas: un estudio LES. *Energías* 2012 , 5 , 5340–5362.
- [10] Holtslag, M.; Bierbooms, W.; Van Bussel, G. Estimación de la estabilidad atmosférica a partir de observaciones y corrección de los modelos de cizalladura del viento en consecuencia. *J. Física. Conf. Ser.* 2014 , 555.
- [11] Iungo, GV; Porté-Agel, F. Escaneos volumétricos de estelas de turbinas eólicas

realizadas con tres LiDAR de viento simultáneos bajo diferentes regímenes de estabilidad atmosférica. *J. Física. Conf. Ser.* 2014 , 524 .

[12] Mano, MM; Kelley, Dakota del Norte; Balas, MJ Identificación de la respuesta de las turbinas eólicas a estructuras de flujo de entrada turbulento. En actas de la 4^a Conferencia conjunta de ingeniería de verano sobre fluidos ASME/JSME 2003, Honolulu, Hawaii, EE. UU., 6 a 10 de julio de 2003.

[13] Pacheco, J. A. D., Arriaga, I. H., Canales, A. G., & Alvarado, I. (2017). Diseño, análisis y simulación estructural de un aspa para un aerogenerador de 30 kW. In XXIII Congreso Internacional Anual de la SOMIM (Cuernavaca, Mor., 8-10 noviembre 2017).

[14] Chamorro, LP; Porte-Agel, F. Flujo turbulento dentro y encima de un parque eólico: un estudio en túnel de viento. *Energías* 2011 , 4 , 1916–1936.

[15] Chamorro, L.; colina, C.; Morton, S.; Ellis, C.; Arndt, R.; Sotiropoulos, F. Sobre la interacción entre un flujo turbulento en canal abierto y una turbina de flujo axial. *J. Mecánica de fluidos.* 2013 , 716 , 658–670.

[16] Chamorro, LP; Lee, SJ; Olsen, D.; Millirén, C.; Marr, J.; Arndt, R.; Sotiropoulos, F. Efectos de la turbulencia en una turbina eólica de eje horizontal de 2,5 MW a gran escala en condiciones de estratificación neutra. *Energía eólica* 2015 , 18 , 339–349.

[17] Bertényi, T.; Wickins, C.; McIntosh, S. Captura de energía mejorada mediante seguimiento de ráfagas en el entorno eólico urbano. En Actas de la 48^a Reunión de Ciencias Aeroespaciales de la AIAA, incluido el Foro New Horizons y la Exposición Aeroespacial, Orlando, FL, EE. UU., 4 a 7 de enero de 2010; pag. 1376.

[18] Sutherland H., On the fatigue analysis of wind turbines, Tech. rep., Sandia National Labs., Albuquerque, NM (US); Sandia National Labs., Livermore, CA (US) (1999).

[19] Sutherland H., A summary of the fatigue properties of wind turbine materials, *Wind Energy* 3 (1) (2000) 1–34.

[20] Evans S., P. Clausen, Modelling of turbulent wind flow using the embedded Markov chain method, *Renewable Energy* 81415 (2015) 671–679.

[21] Cummings R., Mason W., Morton S., y McDaniel D. *Applied Computational Aerodynamics: A Modern Engineering Approach.* Cambridge Aerospace Series. Cambridge University Press, (2015). ISBN 9781316240298.

[22] Castellani et al., .^{Ex}perimental and numerical investigation of the effect of blade number on the aerodynamic performance of a small-scale horizontal axis wind turbi-

ne", Alexandria Engineering Journal, vol. 60, no. 4, pp. 3931-3944, (2021). Available: 10.1016/j.aej.2021.02.048

[23] Castellani, .Editorial on the Special Issue Wind Turbine Monitoring through Operation Data Analysis, Energies, vol. 15, no. 10, p. 3664, (2022). Available: 10.3390/en1510

[24] Oliveira, M., Puraca, RC y Carmo, BS (2022). Simulaciones numéricas resueltas por palas de la turbina eólica marina NREL de 5 MW a escala completa: un estudio de la configuración adecuada del solucionador y las estrategias de discretización. *Energía*, 254, 124368.

[25] Evans S., Bradney and P. Clausen, Assessing the IEC simplified fatigue load equations for small wind turbine blades: ¿How simple is too simple, *Renewable Energy*, vol. 127, pp. 24-31, 2018. Available: 10.1016/j.renene (2018).04.041.

[26] Evans, S., Dana, S., Clausen, P., and Wood, D.: A simple method for modelling fatigue spectra of small wind turbine blades, *Wind Energy*, 24, 549–557, 2021.

[27] Wenfeng G, He S, Yan L. Wind tunnel tests of the rime icing characteristics of a straight-bladed vertical axis wind turbine. *Renewable Energy*.

[28] Wang L., R. Quant and A. Kolios, Fluid structure interaction modelling of horizontal-axis wind turbine blades based on CFD and FEA, *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 158, pp. 11-25, 2016. Available: 10.1016/j.jweia.2016.09.006.

[29] Díaz P., J. A. (2017). Design, analysis and structural simulation of a blade for a 30kW-meter wind turbine.

[30] Wang L., R. Quant and A. Kolios, Fluid structure interaction modelling of horizontal-axis wind turbine blades based on CFD and FEA, *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 158, pp. 11-25, 2016. Available: 10.1016/j.jweia.2016.09.006.

[31] Haug, Quant N. (2013). Erstellung eines Windfeldgenerators und einer Schnittstelle für Struktur und Aerodynamik Simulation von Windenergieanlagen.

[32] Rodríguez, R., Martínez Santos, K. E., y Ramírez Roque, R. (2017). Wind energy and wind turbines: comparative study of different variants for the improvement of gear-boxes. *University and Society*, 9(4), 120-127.

[33] Nijssen R., Fatigue life prediction and strength degradation of wind turbine rotor blade composites, TU Delft, Delft University of Technology, 2006.

[34] Evans S., A. KC, D. Bradney, T. Urme, J. Whale, P. Clausen, The suitability of the IEC 61400-2 wind model for small wind 417 turbines operating in the built en-

vironment, *Renew. Energy Environ. Sustain.* 2 (2017) 31. doi:10.1051/rees/2017022

[35] Tabrizi, J. Whale, T. Lyons, T. Urmee, J. Peinke, Modelling the structural loading of a small wind turbine at a 419 highly turbulent site via modifications to the kaimal turbulence spectra, *Renewable Energy* 105 (2017) 288–300.

[36] Encraft, Warwick wind trials final report[Online; accessed 19-July-2008].

[37] Enhar, Safety and reliability of micro wind turbine installations.

[38] Wagner, S.; Bareiss, R.; Guidati, G. Ruido de las turbinas eólicas ; Springer Science & Business Media: Berlín, Alemania, 2012.

[39] Mateo, S.; Philip, GS Avances en energía eólica y tecnología de conversión ; Springer: Berlín, Alemania, 2011; Volumen 20

[40] De Innovación en Energía, CM Documento del Mapa de Ruta Tecnológica Energía eólica en tierra. Disponible en línea: <https://www.gob.mx/sener/documentos/mapas-de-ruta-tecnologica-de-energias-renovables> (consultado el 8 de mayo de 2018).

[41] Wharton, S.; Lundquist, JK La estabilidad atmosférica afecta la captación de energía de las turbinas eólicas. *Reinar. Res. Letón.* 2012 , 7.

[42] Steenburgh WJ, Schultz DM, Colle BA. The structure and evolution of gap outflow over the Gulf of Tehuantepec, Mexico. *Monthly Weather Review* 1998;126:2673–91

[43] SHARPE, David, et al. Manual de energía eólica . Wiley, 2013.

[44] Rehman S, Halawani TO, Husain T. Weibull parameters for wind speed distribution in Saudi Arabia. *Solar Energy* 1994;53:473–9.

[45] Löhner R., Haug E., & Michalski A., Muhammad B., Drego A., Nanjundaiah R., and Zarfam R. Recent advances in computational wind engineering and fluidstructure interaction. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 144:14 – 23, 2015. ISSN 0167- 6105. doi:[http:// dx.doi.org/10.1016/j.jweia.2015.04.014](http://dx.doi.org/10.1016/j.jweia.2015.04.014). Selected papers from the 6th International Symposium on Computational Wind Engineering CWE 2014.

[46] IEC: International Standard: 61400-2 Wind turbines – Part 2: Design requirements for small wind turbines, 2019b

[47] Villalobos, et al., Caracterización de la intensidad de turbulencia y energía contenida en ráfagas para aplicaciones en energía eólica.

- [48] Core Team (2020). R: A language and environment for statistical computing. R Foundation for Statistical Computing, Vienna, Austria. URL <https://www.R-project.org/>.
- [49] Wind data of La Venta, 2003. Available from: <http://genc.iie.org.mx/genc/>.
- [50] Juárez-Hernández, S.; León, G. Energía eólica en el istmo de Tehuantepec: desarrollo, actores y oposición social. *Problemas del desarrollo* 2014 , 45 , 139–162.
- [51] David, W. (2011). *Small Wind Turbines—Analysis, Design, and Application*. Introduction to Wind Turbine Technology.
- [52] Lee, BHK, Price, SJ y Wong, YS (1999). Análisis aeroelástico no lineal de perfiles aerodinámicos: bifurcación y caos. *Progreso en ciencias aeroespaciales* 35 (3), 205-334.
- [53] Jonkman, J. M., & Buhl, M. L. (2005). FAST user's guide (Vol. 365, p. 366). Golden, CO, USA: National renewable energy Laboratory.
- [54] Glaws, A., & King, R. (2022). INN Airfoil Tools. National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO (United States).
- [55] Post, N. L., Case, S. W., & Lesko, J. J. (2008).
- [56] Hamburg. Retrieved from www.gl-group.com/GLRenewables101.
- [57] Asociación Mexicana de Energía Eólica (2021). Informe anual AMDEE 2021.
- [58] Stull, RB (2012). *Introducción a la meteorología de capa límite* (Vol. 13). Springer Science & Business Media.
- [59] Zuazaga Calvo, A. (2019). *Sobre las actuaciones aerodinámicas del perfil SD7003 a bajo número de Reynolds* (Doctoral dissertation, Universitat Politècnica de València).