



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Diseño de un rotor eólico de eje
vertical para autoabastecimiento
en Sisal, Yucatán**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Mecánico

P R E S E N T A

Miguel Andrés Barrios García

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Héctor Miguel Aviña Jiménez



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2026



**PROTESTA UNIVERSITARIA DE INTEGRIDAD Y
HONESTIDAD ACADÉMICA Y PROFESIONAL
(Titulación con trabajo escrito)**



De conformidad con lo dispuesto en los artículos 87, fracción V, del Estatuto General, 68, primer párrafo, del Reglamento General de Estudios Universitarios y 26, fracción I, y 35 del Reglamento General de Exámenes, me comprometo en todo tiempo a honrar a la institución y a cumplir con los principios establecidos en el Código de Ética de la Universidad Nacional Autónoma de México, especialmente con los de integridad y honestidad académica.

De acuerdo con lo anterior, manifiesto que el trabajo escrito titulado DISEÑO DE UN ROTOR EOLICO DE EJE VERTICAL PARA AUTOABASTECIMIENTO EN SISAL, YUCATAN que presenté para obtener el título de INGENIERO MECÁNICO es original, de mi autoría y lo realicé con el rigor metodológico exigido por mi Entidad Académica, citando las fuentes de ideas, textos, imágenes, gráficos u otro tipo de obras empleadas para su desarrollo.

En consecuencia, acepto que la falta de cumplimiento de las disposiciones reglamentarias y normativas de la Universidad, en particular las ya referidas en el Código de Ética, llevará a la nulidad de los actos de carácter académico administrativo del proceso de titulación.

Barrios

MIGUEL ANDRES BARRIOS GARCIA

Número de cuenta: 317150047

Agradecimientos

A mi madre, por su amor incondicional y por enseñarme el valor de la constancia. A mi padre, por todo el apoyo a lo largo de mi vida. A mis hermanos, que han sido una inspiración, y a toda mi familia.

A mis amigos, que me han acompañado y aconsejado a lo largo de mi vida.

A mi asesor y al grupo IIDEA, por brindarme el apoyo y la motivación para realizar este trabajo.

Índice

Resumen	1
Introducción	2
Capítulo I. Energía eólica.....	3
Introducción.....	3
Energía eólica.....	3
Energía eólica en México	4
Energía en la península de Yucatán	5
Caracterización del viento en Sisal, Yucatán	7
Conclusión.....	10
Capítulo II. Fundamentos teóricos	11
Introducción.....	11
Turbinas eólicas	11
Turbinas eólicas de eje vertical.....	14
Fundamentos de simulación y análisis computacional	23
Conclusión.....	34
Capítulo III. Diseño	36
Introducción.....	36
Datos de sitio	36
Requisitos y parámetros de operación.....	37
Parámetros de diseño.....	37
Selección de materiales	39
Diseño mecánico y estructural.....	41
Conclusión.....	42
Capítulo IV. Evaluación computacional.....	43

Introducción.....	43
QBlade	43
Análisis por elemento finito.....	47
Conclusión.....	55
Capítulo V. Construcción	56
Introducción.....	56
Álabes.....	56
Estructura central	57
Rotor	58
Ensamble	59
Conclusión.....	59
Capítulo VI. Discusión.....	61
Capítulo VII. Conclusiones	64
Referencias	66
Anexo.....	70

Índice de figuras

Figura 1. Mapa de horas útiles en México [8].	4
Figura 2. Regiones del sistema eléctrico nacional [10].	6
Figura 3. Zonas de alto potencial eólico en México [13].	6
Figura 4. Parque eólico en Dzilam de Bravo, Yucatán, México.	7
Figura 5. Rosa de los vientos en Sisal, Yucatán, a 50 m [16].	8
Figura 6. Velocidad del viento a diferentes horas en tierra y en mar adentro en Dzilam de Bravo (P1 y P2), Progreso (P3 y P4), y Sisal (P5 y P6). Donde el color azul corresponde a ubicaciones mar adentro y el café en tierra [16].	8
Figura 7. Velocidad del viento durante el año en tierra y mar adentro en Dzilam de Bravo (P1 y P2), Progreso (P3 y P4), y Sisal (P5 y P6). Donde el color azul corresponde a ubicaciones mar adentro y el café en tierra[16].	9
Figura 8. Distribución de probabilidad de la velocidad del viento basada en histogramas[16].	9
Figura 9. Turbinas eólicas: de eje horizontal (izquierda) y de eje vertical (derecha) [20].	12
Figura 10. Tipos de turbinas eólicas de eje vertical: a)Savonius, b)Darrieus, c)Darrieus H-Rotor, d)Álabes helicoidales, e)En forma de V [22].	13
Figura 11. Izquierda, vista isométrica de una VAWT típica; Derecha, plano 2D que muestra las fuerzas aerodinámicas, velocidades y ángulo de incidencia que actúan en una VAWT [27].	15
Figura 12. Variación del a) ángulo de ataque b) velocidad relativa del perfil del álabe en función del ángulo azimutal, para diferentes valores de TSR [27].	16
Figura 13. Fuerzas aerodinámicas que actúan sobre un álabe de una VAWT [27].	17
Figura 14. Velocidad de rotación del rotor eólico de eje vertical en función de la velocidad del viento en el túnel de viento [31].	21
Figura 15. Comparación de los perfiles estudiados con diferente espesor [32].	21
Figura 16. Coeficiente de potencia en función del espesor [32].	22
Figura 17. Comparación del coeficiente de potencia a diferentes valores de TSR para los tres perfiles estudiados [32].	22
Figura 18. Diagrama de flujo desarrollado para el análisis de una turbina eólica de eje vertical en QBlade.	23
Figura 19. Elemento diferencial de volumen considerado para el equilibrio interno [38].	25
Figura 20. Deformación de un elemento diferencial OACB [38].	26

Figura 21. Ensamble final del rotor eólico de eje vertical.....	41
Figura 22. NACA 0018.	43
Figura 23. C_l vs θ para un número de Reynolds de 50 000 a 1 000 000.	44
Figura 24. C_l vs θ extrapolados para un número de Reynolds de 50 000 a 1 000 000.	44
Figura 25. Rotor eólico de eje vertical, vista isométrica.	45
Figura 26. C_p vs TSR.	46
Figura 27. Potencia [W] vs Velocidad del viento [m/s] para diferentes rpm.	46
Figura 28. Conversión de sólidos tridimensionales a elementos bidimensionales (superior) y unidimensionales (inferior).	48
Figura 29. Discretización del rotor. A la izquierda, vista isométrica de la base del rotor. A la derecha (de arriba hacia abajo) detalle de malla en el ensamble de los álabes; solera en ángulo recto; malla tridimensional del perfil NACA 0018.	49
Figura 30. Restricción de los nodos en la base.	50
Figura 31. Desplazamiento máximo por flexión en los álabes y los brazos de soporte en milímetros bajo carga gravitacional.	51
Figura 32. Distribución de esfuerzos de von Mises en los brazos de soporte (superior izquierda), ángulo recto (superior derecha) y la base (inferior) en MPa bajo carga gravitacional.....	52
Figura 33. Desplazamiento máximo en los álabes del rotor en milímetros, vista isométrica (izquierda) y vista lateral (derecha) en milímetros bajo carga inercial centrífuga.....	53
Figura 34. Distribución de esfuerzos de von Mises en los brazos de soporte (izquierda) y en la solera en ángulo recto (derecha) en MPa bajo carga inercial centrífuga.....	54
Figura 35. Desplazamiento máximo en el aspa del rotor en milímetros bajo carga combinada.	54
Figura 36. Distribución de esfuerzos de von Mises en MPa bajo carga combinada a 150 rpm: uniones de la estructura central (izquierda) y solera en ángulo recto (derecha).....	55
Figura 37. Perfil NACA 0018 en madera.	56
Figura 38. Perfiles NACA 0018 sobre el larguero (izquierda) y ensamble del álabe completo (derecha).	57
Figura 39. Estructura central eólico.	58
Figura 40. Ensamble del eje principal y rodamiento del rotor.	58
Figura 41. Ensamble final del rotor eólico de eje vertical.....	59

Índice de tablas

Tabla 1. Datos climáticos en Sisal, Yucatán.....	36
Tabla 2. Resumen de los parámetros aerodinámicos calculados para el diseño de los álabes.	39
Tabla 3. Propiedades mecánicas del acero ASTM A36 [45], aluminio 6061 T6 [46] y madera de pino [47]	40
Tabla 4. Parámetros de diseño del rotor eólico de eje vertical.....	45

Índice de ecuaciones

(2.1) Velocidad tangencial.....	15
(2.2) Velocidad relativa en el álabe	15
(2.3) Fuerza normal en el perfil.....	16
(2.4) Fuerza tangencial en el álabe	16
(2.5) Fuerza tangencial promedio en el álabe.....	16
(2.6) Torque producido por una VAWT	17
(2.7) Potencia mecánica producida por una VAWT.....	17
(2.8) Número de Reynolds.....	17
(2.9) Tip speed ratio.....	17
(2.10) Relación de aspecto	18
(2.11) Solidez	18
(2.12) Coeficiente de momento.....	18
(2.13) Coeficiente de potencia.....	18
(2.14) Coeficiente de arrastre.....	19
(2.15) Coeficiente de sustentación.....	19
(2.16) Simetría del tensor de esfuerzos de Cauchy.....	25
(2.17) Ecuación de equilibrio.....	25
(2.18) Componentes del campo de desplazamiento	26
(2.19) Deformación normal en el eje x	27
(2.20) Deformación normal en el eje y.....	27
(2.21) Desarrollo de la deformación por cortante en el plano xy	27

(2.22) Defromación por cortante en el plano xy	27
(2.23) Ecuación de esfuerzo deformación para el caso 3D	27
(2.24) Matriz de elasticidad	28
(2.25) Condiciones de frontera de tipo desplazamiento.....	28
(2.26) Suma de fuerzas en el eje x bajo una fuerza externa.....	28
(2.27) Condiciones de frontera de tipo fuerza en el eje x	28
(2.28) Condiciones de frontera de fuerza en el eje y.....	29
(2.29) Energía potencial de un sólido elástico	29
(2.30) Energía potencial mínima en equilibrio en términos de los desplazamientos	29
(2.31) Energía de deformación.....	29
(2.32) Desarrollo de la energía de deformación.....	29
(2.33) Trabajo por fuerzas externas.....	29
(2.34) Energía potencial del sólido	30
(2.35) Interpolación mediante funciones de forma.....	30
(2.36) Ensamble de la energía potencial total	30
(2.37) Energía potencial de un elemento	30
(2.38) Vector de deformación en términos del vector de desplazamientos nodales.....	31
(2.39) Matriz de deformación de desplazamiento	31
(2.40) Ecuación constitutiva del elemento	31
(2.41) Energía potencial en términos de los desplazamientos nodales	32
(2.42) Energía potencial total	32
(2.43) Energía potencial del sólido en términos de los grados de libertad nodales.....	32
(2.44) Condición de equilibrio del sistema	33
(2.45) Desarrollo de la condición de equilibrio	33
(2.46) Ensamble de la matriz de rigidez y vectores de fuerza.....	33
(2.47) Ensamble de la matriz de rigidez y vectores de fuerza en forma compacta	33
(2.48) Ecuación matricial de equilibrio global.....	34
(3.1) Ecuación de estado para un gas ideal.....	36
(3.2) Potencia nominal.....	37
(3.3) Potencia disponible en el viento	38

(3.4) Potencia mecánica.....	38
(3.5) Radio mínimo del rotor.....	38
(3.6) Longitud de cuerda del perfil NACA 0018.....	38

Siglas

Siglas	Expresión
CAD	Diseño asistido por computadora
CFE	Comisión Federal de Electricidad
DMS	<i>Double steamtube method</i>
EMA	Estación Meteorológica Automática
HAWT	Turbina eólica de eje horizontal
HL	Hora local
IIDEA	Instituto de Ingeniería Desalación y Energías Alternas
NACA	<i>National Advisory Committee for Aeronautics</i>
NREL	Laboratorio Nacional de Energías Renovables de Estados Unidos de América
PRODESEN	Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional
PTR	Perfil tubular rectangular
QLLT	<i>Qblade lifting line theory</i>
SEMARNAT	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales
UNAM	Universidad Nacional Autónoma de México
VAWT	Turbina eólica de eje vertical

Nomenclatura

	Descripción	Unidades
α	Ángulo de ataque	$^{\circ}$
θ	Posición azimutal del rotor	$^{\circ}$
μ	Viscosidad dinámica	$Pa \cdot s$
ρ	Densidad del aire	$\frac{kg}{m^3}$
ν	Coefficiente de Poisson	-
Ω	Velocidad angular	$\frac{rad}{s}$
Γ	Solidez	-
T	Torque	$N \cdot m$
A	Área frontal del rotor	m^2
AR	Relación de aspecto	-
c	Longitud de Cuerda	m
C_d	Coefficiente de arrastre	-
C_l	Coefficiente de sustentación	-
C_p	Coefficiente de potencia	-
C_t	Coefficiente de momento	-
d	Diámetro del rotor	m
E	Módulo de elasticidad	Pa
F_d	Fuerza de arrastre	N
F_l	Fuerza de sustentación	N
F_t	Fuerza tangencial	N
F_{ta}	Fuerza tangencial promedio	N
G	Módulo de corte	Pa
h	Altura del rotor	m
N	Número de álabes	-
P	Potencia mecánica	W
P_{∞}	Potencia el viento de corriente libre	W
P_a	Presión atmosférica a nivel del mar	$101\,325\ Pa$
r	Radio del rotor	m

R	Constante del gas ideal para el aire	$287 \frac{J}{kg \cdot K}$
R_e	Numero de Reynolds	-
T	Temperatura	K
Ta	Torque en la corriente libre	$N \cdot m$
TSR	Relación de velocidad de punta	-
U	Velocidad del viento libre	$\frac{m}{s}$
V	Velocidad tangencial	$\frac{m}{s}$

Resumen

En el presente trabajo se desarrolló el diseño y la construcción de un prototipo de rotor eólico de eje vertical para Sisal, Yucatán. El diseño se dividió en dos etapas; por una parte, el aerodinámico, que comprende las relaciones geométricas de altura, diámetro, perfil aerodinámico, longitud de cuerda y número de álabes. Y por otra, el diseño mecánico y estructural, que abarca la disposición general de los componentes.

Las relaciones geométricas del rotor se definieron con base en la literatura, mientras que el diseño mecánico fue un proceso iterativo hasta obtener el diseño final. Para evaluar el diseño aerodinámico se utilizó el programa QBlade, el cual permitió estimar el rendimiento teórico de la turbina. Finalmente, para evaluar la integridad de la estructura, se utilizó el paquete de simulación por análisis de elemento finito Altair HyperWorks, en donde se realizaron tres análisis, el primero considero únicamente el propio peso inducido por la gravedad, el segundo una velocidad angular constante y el tercero un análisis combinando de ambos escenarios.

El desarrollo y la investigación en este proyecto presentan un esquema para el diseño de rotores eólicos de eje vertical, así como promover la implementación de estas turbinas en zonas donde la dirección del viento es errática y turbulenta. El alcance del presente trabajo se centró exclusivamente en el diseño y construcción del rotor eólico. Por lo que, la instrumentación, pruebas de desempeño en campo y la integración mecánica con el generador eléctrico quedan para etapas posteriores.

El diseño propuesto consiste en un rotor de eje vertical tipo Darrieus de tres álabes con perfil simétrico NACA 0018, una solidez de 0.2 y una relación altura radio de 2.6. Las dimensiones nominales del aerogenerador comprenden un radio de 1 m, una altura de 2.6 m y una longitud de cuerda de 200 mm.

Se obtuvo la curva del coeficiente de potencia contra TSR, proporcionando un valor máximo de 0.451 a un TSR de 2.75, así mismo se obtuvo la curva de potencia contra la velocidad del viento. El análisis estructural proporciono el esfuerzo máximo, para el caso de esfuerzo combinado se obtuvo un esfuerzo máximo de 141 MPa en la solera en ángulo recto.

Introducción

La seguridad energética en regiones costeras representa un desafío crítico, especialmente en zonas donde la energía eléctrica depende de suministros vulnerables. En el caso de Sisal, y el de toda la península, la generación de energía eléctrica es a base de gas; sin embargo, las fluctuaciones en el suministro provocan apagones constantes en la región. Ante este escenario, surge la necesidad de explorar fuentes de energías que permitan satisfacer las necesidades esenciales, considerando los recursos renovables de la región.

La península de Yucatán posee un alto potencial eólico (entre 4,050 y 6,500 horas útiles de viento) que ha sido comprobado por los parques eólicos de Dzilam de Bravo y Tizimín. Actualmente, la generación de energía eólica a gran escala se ha centrado en turbinas de eje horizontal, mientras que las de eje vertical se han limitado a la generación de baja potencia en entornos urbanos. Esto representa un área de oportunidad para adaptar y escalar esta tecnología a zonas costeras para aprovechar el recurso eólico.

En este panorama, el proyecto plantea interrogantes sobre la viabilidad técnica de una turbina eólica de eje vertical: primero, cuáles son los parámetros óptimos para su diseño; segundo, establecer una metodología para la evaluación aerodinámico y estructural del rotor eólico; y, por último, las consideraciones necesarias para la construcción del rotor.

Para dar respuesta, el objetivo principal de este trabajo fue diseñar y construir un rotor eólico de eje vertical, que en futuro proporcione autoabastecimiento, tomando en cuentas las condiciones climáticas en Sisal, Yucatán. El proceso inició con la investigación correspondiente a rotores eólicos de eje vertical, en el cual se encontró la configuración geométrica y la disposición recomendada. Para evaluar el desempeño aerodinámico se utilizó el software QBlade. Mientras que para garantizar la rigidez y resistencia estructural del ensamble se utilizó la simulación por elemento finito en Altair HyperMesh. La construcción se realizó en instalaciones del grupo IIIDEA del Instituto de Ingeniería.

Capítulo I. Energía eólica

Introducción

En el primer capítulo se da un panorama de las fuentes de generación de energía eléctrica en México, con énfasis en el potencial eólico en la península de Yucatán. Asimismo, se presentan los resultados de la investigación desarrollada por el Laboratorio de Ingeniería y Procesos Costeros (LIPC) sobre la caracterización del viento en Sisal, Yucatán; detallando el comportamiento de la velocidad del viento, la dirección y su frecuencia a largo del día y del año.

Energía eólica

La energía eléctrica es el insumo de todos los sectores de un país, por lo que este campo representa el crecimiento económico y social de la nación. Actualmente, este campo desempeña un papel fundamental en la problemática del cambio climático [1], lo que ha provocado el desarrollo de políticas alrededor del mundo que buscan disminuir la emisión de gases de efecto invernadero mediante el impulso de tecnologías que reduzcan la emisión de estos gases [2].

Con la meta de cumplir con los objetivos del Acuerdo de París 2015 y el impulso de estas políticas, se ha incrementado la incorporación de energías renovables en la generación de energía eléctrica [3]. A nivel mundial, 2023 representó el año con el mayor crecimiento en la capacidad instalada de energías renovables, con la incorporación de 473 GW. De esta capacidad instalada, el 86% provino de energías renovables como la energía eólica, que ocupó el segundo lugar como fuente de energía renovable, con una capacidad instalada de 116 GW[4]

La energía eólica transforma la energía cinética del viento, el cual es producto del movimiento del aire en la atmósfera, este movimiento ocurre cuando el aire en la atmósfera se mueve de una región de alta presión a una de baja presión mientras intenta igualar la presión. Esta diferencia de presión dentro de la atmósfera es causada por el cambio en la densidad del aire, resultado del calentamiento desigual de la Tierra por la radiación solar; por lo que el Sol es la energía primaria que impulsa el viento [5].

La inclinación de la tierra provoca que la zona ecuatorial reciba más calor, debido a que los rayos del Sol inciden de forma directa en el ecuador y disminuyen en las zonas polares. Esto crea regiones

de baja presión ubicadas en la región ecuatorial, que reciben aire de las regiones más frías y de mayor presión; mientras que el aire caliente asciende hacia los polos, provocando una circulación entre el ecuador y los polos [5].

La complejidad en la interacción que tienen ambos efectos resulta en que el viento sea impredecible e intermitente. Como consecuencia, a veces se tendrá viento y a veces no, por lo que lo importante en proyectos eólicos recae en la frecuencia e intensidad del viento.

Energía eólica en México

México es uno de los países con una ubicación ideal para la generación de energía eólica a gran escala [6]. De acuerdo con el Laboratorio Nacional de Energías Renovables de Estados Unidos de América (NREL) se estima que el potencial técnico eólico en México es de 744 GW [7].

Hernández, Q, et al. (2010) [8] señalan que México tiene más de 1 700 horas con velocidad mayor a 3 m/s al año (horas útiles); representando el sur del estado de Baja California y Baja California Sur, la región central de Coahuila, el norte de Nuevo León, el centro de Jalisco, Estado de México, la región del Istmo de Tehuantepec y el norte de Yucatán zonas con excelente potencial de generación de energía eólica con 4 050 a 6 500 horas útiles de viento al año como se ve en la Figura 1 [8].

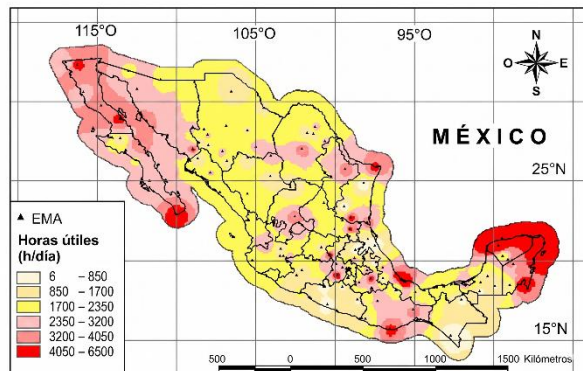


Figura 1. Mapa de horas útiles en México [8].

Uno de los principales sitios es el Istmo de Tehuantepec, ubicado en el estado de Oaxaca, con un promedio de velocidad anual por encima de los 10 m/s [6]. El viento en esta región es relativamente estable, convirtiéndola en la región más atractiva para aprovechar la energía del viento [9].

En 2023, el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2024-2038 (PRODESEN 2024-2038) reportó una capacidad eólica instalada interconectada de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y del resto de los permisionarios (excluyendo centrales en pruebas) de 7,055 MW, representando el 7.9 % del total de la capacidad instalada. Como principal productor está el sector privado, con 6,357 MW, seguido de los productores independientes de energía con 613 MW y finalmente CFE con 86 MW. Para el mismo año, se reportó una generación total de energía eléctrica inyectada a la red de 351,695 GWh; de las cuales 20,700 GWh proceden de energía eólica, representando el 5.88% [10].

La generación distribuida es la producción de energía eléctrica a baja escala con capacidad menor a 0.5 MW interconectadas a la redes generales de distribución, de acuerdo con la Ley de la Industria Eléctrica debe cumplir con dos características: a) se realiza por un generador exento en los términos de esta ley, b) se realiza en una central eléctrica que se encuentra interconectada a un circuito de distribución que contenga una alta concentración de centros de carga, en los términos de las reglas del mercado [10].

En 2023, la capacidad de generación distribuida fue de 3,361 MW, de los cuales 3,339 MW provinieron de energía solar fotovoltaica, representando el 99.33%. En este contexto la energía eólica aportó 720 kW, lo que representó el 0.0217 % [11].

Energía en la península de Yucatán

El sistema eléctrico nacional, en México, está conformado por nueve regiones de control y un pequeño sistema aislado, como se muestra en la Figura 2. La zona peninsular, conformada por los estados de Campeche, Yucatán y Quintana Roo, registró en 2023 una generación neta inyectada a la red de 11,471 GWh. De esta cantidad, 7,783 GWh provinieron de ciclo combinado, 1,300 GWh de generación térmica convencional y 1,697 GWh de energías limpias renovables, principalmente fotovoltaica y eólica; esta última aportó 816 GWh, lo que representa el 7.11 % de lo generado en la zona [10].

El ciclo combinado se suministra por el gasoducto Mayakan, propiedad de Engie; sin embargo, la escasez del gas natural, la insuficiencia en la capacidad de transmisión y el alto contenido de nitrógeno ha provocado que Yucatán se enfrente a precios de electricidad elevados y cortes de servicio. El centro de control regional peninsular tiene periodos al año en el que el sistema se

encuentra estresado debido a las contingencias locales y a la capacidad de generación disponible [12].



Figura 2. Regiones del sistema eléctrico nacional [10].

En este contexto, la energía eólica se ve como una alternativa para poder satisfacer los cortes intermitentes en la región. Según el NREL el potencial técnico en la región es de 9,760 MW, con una generación anual de 23,366.47 GWh [12]. La Secretaría de Energía elaboró un mapa del potencial eólico en México a 50 metros de altura, el cual se ilustra en la Figura 3. De acuerdo con este documento, la densidad de potencia para Sisal oscila entre 201 y 700 W/m².



Figura 3. Zona de alto potencial eólico en México [13].

En 2020, existían diez proyectos de energía eólica en el estado de Yucatán, de los cuales solamente dos se encontraban en funcionamiento Dzilam de Bravo y Tizimín (en la Figura 4 se muestra el parque eólico de Dzilam de Bravo). Este parque cuenta con treinta y seis turbinas que en conjunto suman una capacidad de 70.2 MW, mientras que Tizimín, con cuarenta y uno turbinas, alcanza una

capacidad total de 86.1 MW; sin embargo, en ambas comunidades se tiene registro de conflictos, principalmente por el impacto al medio ambiente e irregularidades en los contratos [14].



Figura 4. Parque eólico en Dzilam de Bravo, Yucatán, México.

Caracterización del viento en Sisal, Yucatán

Figueroa, B et al. (2019) realizaron una revisión acerca de la caracterización del viento en Sisal, Yucatán con datos publicados entre 2010 y 2016. Esta investigación se llevó a cabo en el Laboratorio de Ingeniería y Procesos Costeros del Instituto de Ingeniería de la UNAM (LIPC) [15].

De acuerdo con el estudio, el clima en la región se divide en tres periodos: una estación seca de marzo a junio, con temperaturas que superan los 40 °C; una temporada de lluvias de junio a octubre; y una época de invierno de octubre a febrero, en la cual se registran temperaturas por debajo de los 10 °C. La temperatura media oscila entre 25 y 26 °C.

Esta región se ubica en los límites entre las zonas áridas y tropicales, lo que provoca que patrones de gran escala influyan en el comportamiento del viento. La rapidez de viento máxima se presenta durante la primavera y el invierno, cuando se presentan eventos a nivel mesoescala en el golfo de México.

Esta región carece de orografía, lo que permite que las corrientes de aire, en particular las del norte, avancen tierra adentro. En Sisal, los vientos predominantes provienen del sureste; no obstante, los de mayor intensidad provienen del noreste, tal como se observa en la rosa de los vientos de la Figura 5.

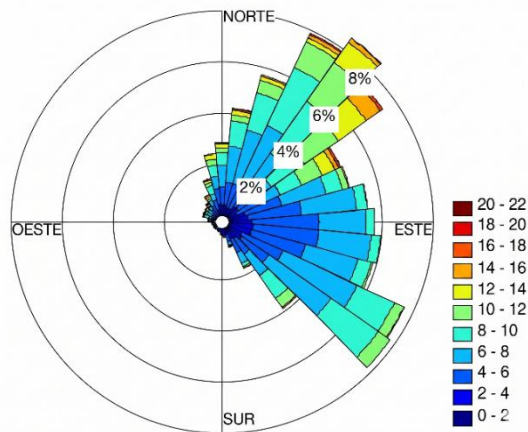


Figura 5. Rosa de los vientos en Sisal, Yucatán, a 50 m [16].

La Figura 6 muestra la intermitencia en la velocidad del viento para la hora local en ubicaciones costeras y mar adentro. Los puntos P5 y P6 corresponden a Sisal, representando condiciones en la costa y mar adentro, respectivamente. Se puede observar que la velocidad del viento en la costa es menor que la velocidad en el mar; en Sisal, la velocidad en costa mínima es de 4 m/s y no superó los 6 m/s.

En condiciones de la costa, la velocidad del viento a las 0:00 h (HL) oscila entre 3 y 4 m/s. Durante la madrugada y hasta las 6:00 h, la velocidad decrece a valores que van de 2.1 a 3.5 m/s. A partir de las 7:00 h, la velocidad comienza a aumentar progresivamente, con un crecimiento más pronunciado entre las 9:00 y las 11:00 h. Finalmente, la velocidad alcanza su valor máximo de 5 m/s alrededor de las 15:00 h.

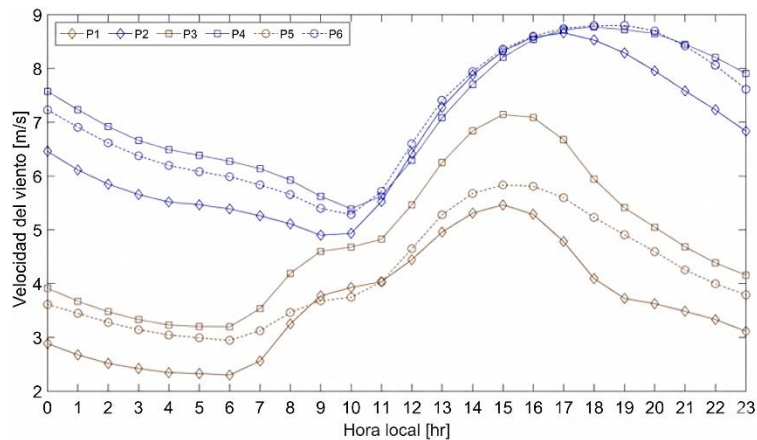


Figura 6. Velocidad del viento a diferentes horas en tierra y en mar adentro en Dzilam de Bravo (P1 y P2), Progreso (P3 y P4), y Sisal (P5 y P6). Donde el color azul corresponde a ubicaciones mar adentro y el café en tierra [16].

La Figura 7 ilustra la intermitencia del viento a lo largo de un año, en donde se observa que la velocidad en el mar es considerablemente mayor que en la costa; en esta última, los registros rondan los 4 m/s y no superan los 4.5 m/s. Los picos más altos son entre marzo y mayo, durante la temporada seca, mientras que los valores más bajos son de junio a septiembre, durante la temporada de lluvias.

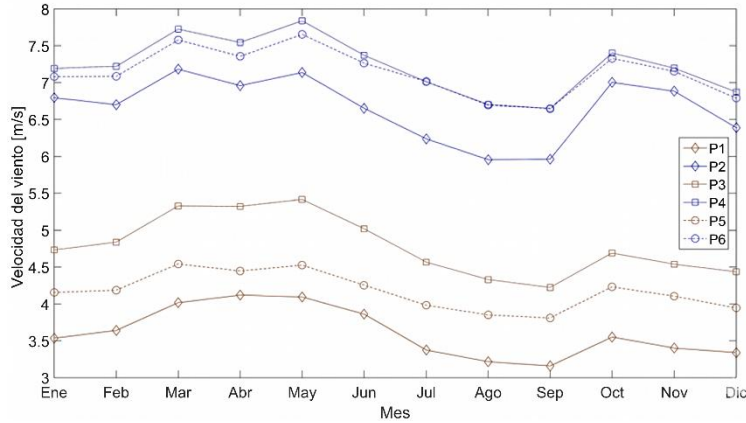


Figura 7. Velocidad del viento durante el año en tierra y mar adentro en Dzilam de Bravo (P1 y P2), Progreso (P3 y P4), y Sisal (P5 y P6). Donde el color azul corresponde a ubicaciones mar adentro y el café en tierra[16].

En el análisis de la distribución de probabilidad basada en histograma de las velocidades del viento en Sisal, el cual se muestra en la Figura 8, se observa que la velocidad del viento más frecuente es de 4 m/s.

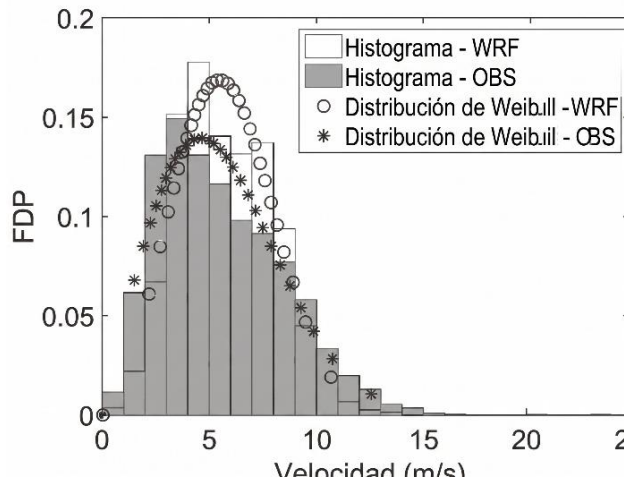


Figura 8. Distribución de probabilidad de la velocidad del viento basada en histogramas[16].

Conclusión

Sisal es una zona en donde la generación de energía eléctrica es a base de gas, éste se transporta a la península mediante el gasoducto Mayakan; sin embargo, la baja disponibilidad y su mala calidad provocan que el sistema eléctrico sea inestable, dejando a la región sin suministro.

La península de Yucatán es una región con un alto potencial en la generación de energía eólica, alrededor de 4 050 a 6 500 horas útiles de viento al año. Sisal, una región en la península, reporta una velocidad del viento que oscila entre 2.1 m/s y 5 m/s a lo largo del día y de forma más frecuente 4 m/s. Por lo que la generación de energía eléctrica mediante la energía del viento es una gran oportunidad de aprovechamiento.

Capítulo II. Fundamentos teóricos

Introducción

En el segundo capítulo se presentan los fundamentos teóricos que se usarán a lo largo del trabajo. El capítulo inicia con una descripción de los tipos de turbinas eólicas que existen, así como las ventajas asociadas a cada configuración. Dado que la investigación se desarrolla principalmente para las turbinas eólicas de eje vertical, se presentan las ecuaciones y las recomendaciones geométricas necesarias para su diseño.

Posteriormente se presentan las bases para evaluar el diseño. El primero corresponde a la evaluación aerodinámica, para la cual se emplea el software de uso libre QBlade; mientras que el otro se centra en evaluar la integridad de la estructura mediante el entorno desarrollado por Altair: HyperWorks. Por lo que en una primera parte se explica la operación del programa QBlade, así como los parámetros necesarios para realizar una simulación; y por la otra, se presenta la teoría detrás del análisis por elemento finito para sólidos.

Turbinas eólicas

La energía del viento se ha aprovechado en diferentes actividades desde hace más de 400 años, por ejemplo, en la propulsión de barcos, molinos de grano, bombas de agua y de forma más reciente para generar electricidad. Desde 1887 pequeñas turbinas han sido utilizadas para generar energía eléctrica, pero el desarrollo de modernas turbinas ocurrió en respuesta a la crisis energética a principios de 1970 [17].

A partir de la crisis energética, Dinamarca se involucró en el desarrollo de tecnologías de generación limpias, promoviendo incentivos para las turbinas eólicas de mayor tamaño. Resultado de estos incentivos, la empresa Vestas, de origen danés, ha liderado el mercado mundial de turbinas eólicas durante varios años. Siguiendo este ejemplo, más países como Reino Unido, Alemania, España y Estados Unidos comenzaron a promover el desarrollo de turbinas eólicas a inicios de 1990. India y China se unieron tiempo después, siendo este último el de mayor crecimiento en la capacidad instalada en los últimos años [18].

Una turbina eólica es un dispositivo diseñado para transformar la energía cinética del viento en energía eléctrica. Las turbinas más comerciales empleadas en aplicaciones en tierra van desde 1 MW a 3.5 MW, mientras que para aplicaciones mar adentro pueden ser de hasta 8 MW [19].

Existen principalmente dos tipos de turbinas eólicas: turbina eólica de eje vertical (VAWT) y turbina eólica de eje horizontal (HAWT) como se observa en la Figura 9. Esta última configuración es el estándar para la generación de energía a gran escala; sin embargo, las turbinas eólicas de eje vertical se pueden encontrar en el sector de pequeñas turbinas.

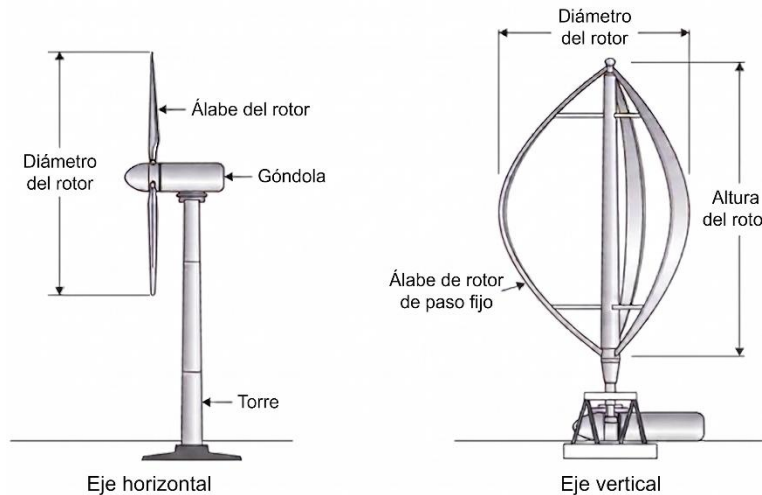


Figura 9. Turbinas eólicas: de eje horizontal (izquierda) y de eje vertical (derecha) [20].

La turbina eólica de eje horizontal tiene un rotor con varios álabes que capturan la energía del viento, transformándola en rotación. Este rotor se encuentra montado en el extremo de un eje que se asienta horizontalmente en la parte superior de la torre. Por otro lado, la turbina eólica de eje vertical se diferencia por tener el eje perpendicular al suelo y con los álabes montadas alrededor del eje; en esta configuración el generador se ubica en el suelo .

A pesar de que las HAWT han dominado la investigación en aprovechamiento de energía, las VAWT presentan ventajas, como el aprovechamiento omnidireccional del viento. Además, pueden alcanzar factores de capacidad más altos, incluso cuando están cerca al suelo, donde la dirección del viento es más errática. Por otro lado, la caja de transmisión se instala en el suelo, donde el mantenimiento es más simple [21].

Es por lo que este tipo de turbinas representan una oportunidad para áreas urbanas, ciudades e incluso zonas semi urbanas. El desarrollo de estas tecnologías aporta la inclusión de estas dentro de un entorno semiurbano, que permite satisfacer la demanda de energía eléctrica en entornos donde el suministro de energía eléctrica es intermitente.

Tipos de turbinas eólicas de eje vertical

Se han desarrollado diferentes tipos de turbinas eólicas de eje vertical, utilizadas principalmente para la producción de energía a baja escala en zonas rurales o urbanas. Este tipo de turbinas eólicas de eje vertical se pueden clasificar en dos grupos, según el principio de funcionamiento, arrastre y sustentación. La Figura 10 es una representación gráfica del tipo de turbinas [22].

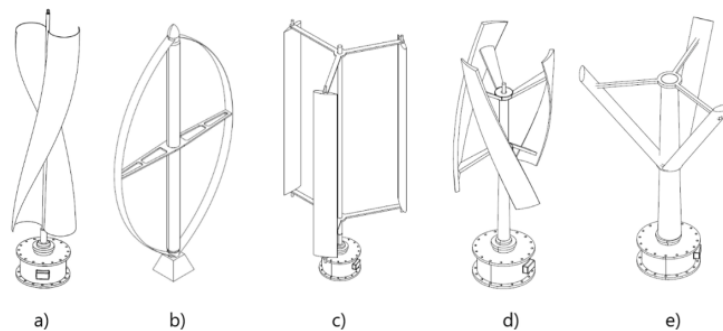


Figura 10. Tipos de turbinas eólicas de eje vertical: a)Savonius, b)Darrieus, c)Darrieus H-Rotor, d)Álabes helicoidales, e)En forma de V [22].

La turbina tipo Savonius pertenece al grupo de turbinas de arrastre, esta consiste usualmente de dos medios círculos mirados en dirección opuesta, formando una S en la sección transversal. La ventaja que tienen estas turbinas es su bajo costo, sin embargo, comparado con los diseños de sustentación, se tiene una baja eficiencia, por lo que la potencia típica es de unos pocos kW .

La turbina Darrieus consiste en dos o más perfiles aerodinámicos curvos montados en un eje de rotación. Esta turbina se basa en el principio de sustentación y puede aprovechar más energía del viento por unidad de área [23]. Entre los inconvenientes de esta turbina se encuentra que requiere de una fuente externa para empezar a girar, además del alto costo en la manufactura de perfiles aerodinámicos curvos.

La turbina Darrieus con álabes rectas, se conoce como *H-Rotor*, en esta configuración los álabes rectos están conectadas a un eje por medio de estructuras, los diseños van de dos a cinco álabes, siendo la de dos y tres la configuración más utilizada. El proceso de diseño y manufactura de los

álabes es relativamente simple, comparado con las álabes curvos, además de que el desempeño es mejor que el diseño convencional [23].

Una VAWT tipo Savonius típica produce un significativo torque de arranque, sin embargo, el C_p máximo está limitado. En contraste, las turbinas tipo Darrieus producen un bajo torque de arranque. Para aprovechar las ventajas de la turbina Savonius y Darrieus, se diseña una turbina híbrida que integra ambas turbinas en el mismo eje [24].

La turbina de álabes helicoidales ofrece ventajas notables, como la capacidad de arranque automático, bajo nivel de ruido y menor tensión en los álabes. Las turbinas helicoidales comerciales se pueden encontrar con una capacidad de 2 a 10 kW. Sin embargo, la manufactura es elevada debido a que la construcción de álabes helicoidales es mediante moldes, mientras que los álabes rectos pueden elaborarse por extrusión [25].

La turbina V-Rotor cuenta con álabes ancladas al rotor en forma de triángulo; como ventajas se encuentra una torre más corta, la falta de puntales y brazos de soporte.

Límite de Betz

Los rotores de viento, en condiciones ideales, pueden extraer un máximo del 59.3% de la energía disponible del viento. Es importante porque define el límite superior de la eficiencia de cualquier dispositivo de extracción de energía en forma de disco. Del 59.3% de la energía eólica, gran parte se transfiere a la turbina, pero parte de ella se utiliza para superar la resistencia viscosa de los álabes y para crear vórtices. Dentro de la turbina la mayor parte de la energía se convierte en energía útil, mientras que una parte se pierde en la caja de cambios, los cojinetes, el generador, el convertidor de potencia, la transmisión y otros [26].

Turbinas eólicas de eje vertical

Diseño aerodinámico y parámetros de rendimiento del tipo sustentación

El análisis aerodinámico y la definición de los parámetros aerodinámicos de una turbina eólica de eje vertical de tipo sustentación se presentan en esta sección, que se desarrolla tomando como referencia principal el artículo de Hand et al. [27].

Partiendo de un sistema de coordenadas con origen en el eje central, como se observa en la Figura 11. Suponiendo un campo de flujo uniforme y estable, cada perfil aerodinámico experimenta simultáneamente un vector de velocidad del viento libre U_∞ y una componente de velocidad tangencial inducida por el giro de la turbina definida como:

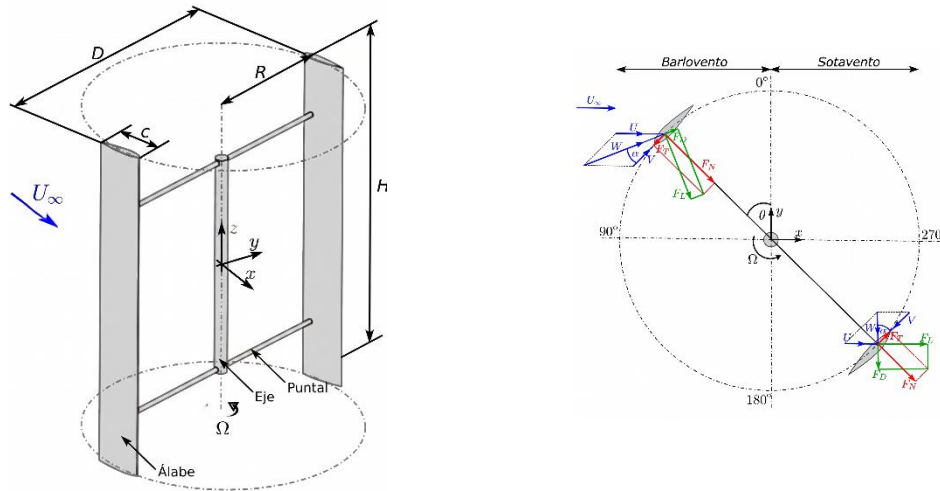


Figura 11. Izquierda, vista isométrica de una VAWT típica; Derecha, plano 2D que muestra las fuerzas aerodinámicas, velocidades y ángulo de incidencia que actúan en una VAWT [27].

$$V = \Omega r \quad (2.1)$$

La suma vectorial de estas velocidades determina la velocidad relativa del viento W que experimenta el álabe, expresada como:

$$W = U + V \quad (2.2)$$

Esta velocidad relativa actúa sobre el álabe con un ángulo de ataque α . Durante la rotación, el perfil experimenta una variación constante en el ángulo de ataque, ya que transita entre regiones a favor y en contra del viento, como se muestra en la Figura 12. Variación del a) ángulo de ataque b) velocidad relativa del perfil del álabe en función del ángulo azimutal, para diferentes valores de TSR [27]. Asimismo, la velocidad relativa varía continuamente con respecto a la posición azimutal θ del rotor para distintas relaciones de velocidad en la punta.

Fuerza aerodinámica y tangencial

El ángulo de ataque α es el parámetro que guía la fuerza de sustentación aerodinámica F_L y la fuerza de arrastre F_D sobre el perfil, como se detalla en la Figura 12. Dado que α cambia con el ángulo azimutal, la relación entre estas fuerzas varía a lo largo de la rotación. La potencia mecánica que entrega el rotor se puede determinar al descomponer las fuerzas en un sistema de coordenadas local alineado con el álabe como se muestra en la Figura 13, donde se obtiene una fuerza normal F_N y una fuerza tangencial F_T .

$$F_N = F_L \cos \alpha + F_D \sin \alpha \quad (2.3)$$

$$F_T = F_L \sin \alpha + F_D \cos \alpha \quad (2.4)$$

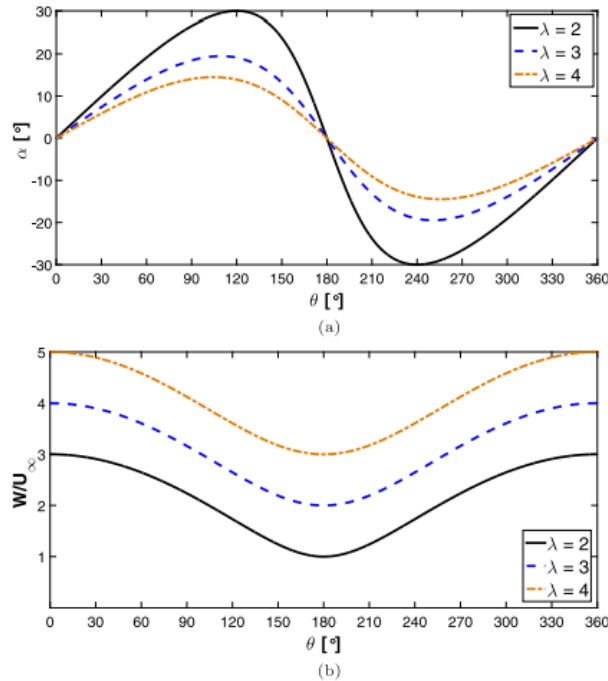


Figura 12. Variación del a) ángulo de ataque b) velocidad relativa del perfil del álabe en función del ángulo azimutal, para diferentes valores de TSR [27].

En donde la fuerza tangencial es la encargada de producir el par motor del rotor. Para analizar el rendimiento en todo el régimen de giro, se calcula la integral de la fuerza tangencial por revolución, mediante la integral:

$$F_{Ta} = \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} F_T(\theta) d\theta \quad (2.5)$$

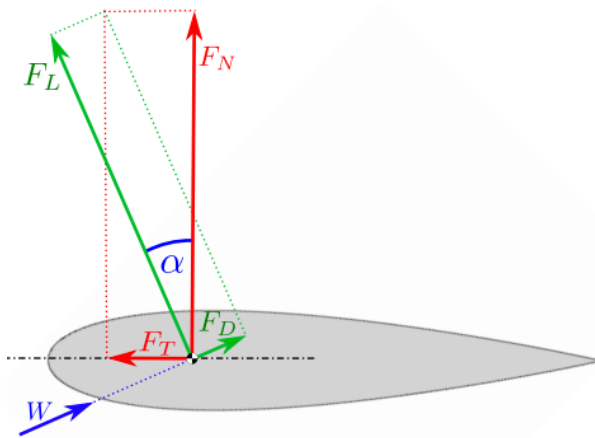


Figura 13. Fuerzas aerodinámicas que actúan sobre un ala de una VAWT [27].

Por lo que para una turbina con N perfiles y un radio r , entregará un torque total T y una potencia mecánica P , definidos por:

$$T = N F_{T\alpha} r \quad (2.6)$$

$$P = \Omega Q \quad (2.7)$$

Parámetros de flujo

a. Reynolds

El número de Reynolds define la relación entre las fuerzas inerciales y las fuerzas tangenciales, se expresa como:

$$Re = \frac{\rho U_{\infty} 2r}{\mu} \quad (2.8)$$

donde ρ es la densidad del aire, U_{∞} la velocidad del aire libre, r el radio del rotor y μ la viscosidad dinámica.

b. TSR

El *tip speed ratio* (TSR o λ) define la relación entre la velocidad tangencial del perfil y la velocidad del viento en la zona libre, y está dado por:

$$TSR = \lambda = \frac{\text{Velocidad de la punta del rotor}}{\text{Velocidad del viento libre}} = \frac{\Omega \cdot r}{U_{\infty}} \quad (2.9)$$

donde r es el radio de la turbina.

Parámetros de diseño

a. Relación de aspecto

La relación de aspecto indica la proporción entre la altura y el diámetro del rotor:

$$AR = \frac{\text{Altura del rotor}}{\text{Diámetro total}} = \frac{h}{2r} \quad (2.10)$$

donde h representa la altura del rotor.

b. Solidez

Se define como la relación entre el área total de los álabes y el área de barrido del rotor. Se expresa como:

$$\Gamma = \frac{Nc}{2r} \quad (2.11)$$

donde N es el número de álabes, c la longitud de cuerda del perfil y r el radio del rotor.

Parámetros de rendimiento

a. Coeficiente de momento

Es la relación entre el momento desarrollado por el rotor y el desarrollado en la corriente libre del viento. Mientras el rotor está en condición estática, un valor más alto de este parámetro indica un arranque automático.

$$C_T = \frac{T}{T_a} = \frac{T}{\frac{1}{2}\rho AU_\infty^2 r} \quad (2.12)$$

b. Coeficiente de potencia

La eficiencia aerodinámica de una VAWT se expresa en términos del coeficiente de potencia C_p , que define la potencia mecánica del eje producida por la turbina y la potencia disponible en el viento de corriente libre P_∞ encerrado por un tubo de corriente con un área de sección transversal igual al área de barrido frontal de la turbina.

$$C_p = \frac{P}{P_\infty} = \frac{P}{\frac{1}{2}\rho AU_\infty^3} \quad (2.13)$$

c. Coeficiente de arrastre

La fuerza de arrastre es la componente de la fuerza provocada por el movimiento del aire en forma paralela a la dirección del flujo entrante, Para la VAWT de tipo sustentación, es deseable un C_d más bajo. Se expresa como.

$$C_d = \frac{F_D}{\frac{1}{2}\rho AU_\infty^2} \quad (2.14)$$

d. Coeficiente de sustentación

La fuerza de sustentación es la componente de la fuerza perpendicular a la dirección del viento. El valor de esta componente es fundamental para las turbinas de tipo sustentación, ya que es la encargada de generar el torque necesario para la rotación del rotor. Se expresa como:

$$C_l = \frac{F_L}{\frac{1}{2}\rho AU_\infty^2} \quad (2.15)$$

Recomendaciones geométricas para la construcción

Para evaluar el desempeño de una turbina, existen dos principales parámetros: el coeficiente de potencia C_p y el tip speed ratio λ . El coeficiente de potencia define la potencia mecánica del eje producida por la turbina y la potencia disponible en el viento de corriente libre P_∞ . Por otro lado, el parámetro adimensional tip speed ratio (TSR o λ) define la relación entre la velocidad tangencial del perfil y la velocidad del viento libre en la zona. Un bajo TSR, indica que los álabes del rotor no interactúan con la misma fuerza con gran parte del flujo de aire que atraviesa el volumen barrido por los álabes en marcha; por otro lado, cuando se tiene un TSR alto, el rotor empieza a interactuar fuertemente con las estelas de los álabes anteriores[28].

Solidez

Howell et al. (2010) realizaron un estudio para medir el rendimiento de una HAWT tipo Darrieus de dos y tres álabes, en este se obtuvo que la solidez es uno de los parámetros que dictan la velocidad de rotación a la que la turbina alcanza su coeficiente de potencia máximo. Además, concluyó que una alta solidez usualmente dicta un bajo TSR y una baja eficiencia [28].

Para maximizar la eficiencia, se recomienda una solidez en el rango de 0.2 a 0.25; sin embargo, otros autores reportan que el valor óptimo de solidez debe estar entre 0.2 y 0.3. Esta solidez relativamente baja puede maximizar la eficiencia y reducir los costos de material, debido que el tamaño de los álabes es pequeño en relación con el tamaño total de la turbina [27].

Relación altura radio

La relación entre la altura y el radio es uno de los parámetros más importantes en el diseño, Li et al. realizaron un estudio en el que varió la relación de aspecto de uno a seis. Obtuvo que, desde el punto de vista estructural, cuanto mayor es la relación H/R , mayores serán las fuerzas sobre los álabes. Por lo tanto, el valor máximo de esta relación está limitado por la resistencia mecánica de los álabes, que a su vez depende de la geometría y las propiedades del material de la pala [29]. Paraschivoiu recomienda que la relación debe estar entre 2.6 y 3 [30].

Número de álabes

El álabe es el componente más importante en la turbina, ya que son las encargadas de obtener la energía cinética del viento. Actualmente existen turbinas de dos, tres y cuatro álabes. Sunyoto et al. (2010) realizaron un estudio sobre el efecto del número de álabes en el rendimiento de una turbina tipo Darrieus-H, en este estudio se obtuvo que la configuración de tres álabes tiene una velocidad experimental de rotación mayor, como se muestra en la Figura 14. El torque máximo se dio a una velocidad de 15 m/s y fue de 1.15 Nm para la dos, 5.32 Nm para la de tres y 5.53 Nm para el de cuatro álabes. Finalmente, la eficiencia para la de dos álabes es menor, mientras que la de cuatro es mayor entre 6 m/s y 11 m/s, pero a partir de 11 m/s disminuye. La de tres álabes obtuvo la mayor eficiencia a velocidades de 6 m/s a 15 m/s, generando más potencia y velocidad de rotación, concluyendo que la turbina de tres álabes tiene una mayor eficiencia que la de dos y cuatro álabes [31].

Por otro lado, Howell et al. (2010) obtuvieron que la turbina de dos álabes genera un par mayor y velocidades de rotación más altas para una TSR dado. Además, encontraron que agregar más álabes tiene pocos beneficios; a medida que aumenta el número de álabes se agrega otra estela y reduce la velocidad de rotación a la que se logra un rendimiento óptimo [28].

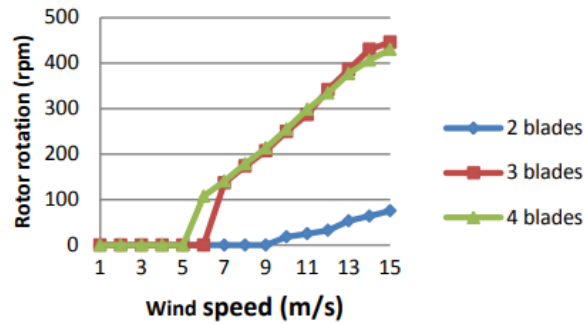


Figura 14. Velocidad de rotación del rotor eólico de eje vertical en función de la velocidad del viento en el túnel de viento [31].

Perfil aerodinámico

Zhang et al. (2020) [32], analizaron la curvatura máxima, su ubicación a lo largo de la cuerda y el espesor del perfil en el rendimiento de una VAWT. Para ello, emplearon perfiles simétricos NACA de cuatro dígitos. Utilizando el perfil simétrico NACA 0021 como modelo base para estudiar los efectos de la curvatura, los autores concluyeron que los perfiles simétricos tienen un mayor coeficiente de potencia en comparación con los perfiles no simétricos.

Dado que se demostró que los perfiles aerodinámicos simétricos tienen un mejor rendimiento, se estudió la influencia del espesor en estos. Se analizaron seis perfiles aerodinámicos que se muestran en la Figura 15. Los resultados muestran que, al aumentar el espesor, el coeficiente de potencia incrementa hasta un máximo valor antes de decrecer. El NACA 0018 obtuvo el mayor coeficiente de potencia de los seis perfiles, con un valor de 0.2601 como se muestra en la Figura 16.

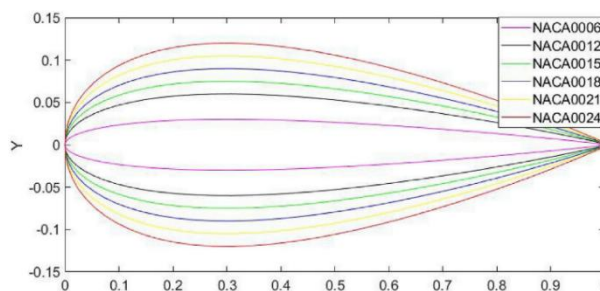


Figura 15. Comparación de los perfiles estudiados con diferente espesor [32].

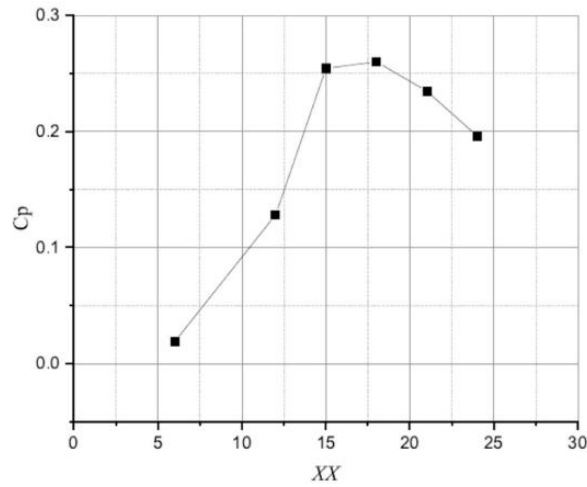


Figura 16. Coeficiente de potencia en función del espesor [32].

La Figura 17 compara el coeficiente de potencia a un TSR entre 0.5 y 3.5 para los perfiles NACA 0015, NACA 0018 y NACA 0021. Observando que el perfil NACA 0015 tiene el menor rendimiento en condiciones de TSR bajo, pero el mayor rendimiento de potencia en condiciones de TSR alto. Por otro lado, el perfil NACA 0021 tiene un rendimiento ligeramente mejor en condiciones de TSR bajo. El NACA 0018, con un grosor entre ambos, tiene el mejor rendimiento a un TSR moderado, alrededor de 2.

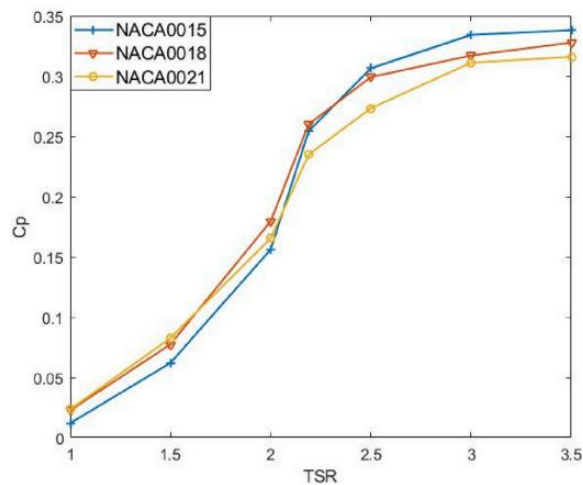


Figura 17. Comparación del coeficiente de potencia a diferentes valores de TSR para los tres perfiles estudiados [32].

El estudio concluyó que, bajo las mismas condiciones de operación, los perfiles simétricos funcionan mejor que los perfiles asimétricos. Con un TSR de 2.19 y un ángulo de ataque de 6° , el NACA 0018 funcionó mejor que los otros seis perfiles.

Reynolds

Es importante mencionar que el número de Reynolds, cuando el aerogenerador está rotando, varía constantemente y depende de la relación de punta del álabes [33]. Las condiciones de operación de las turbinas de eje vertical son diferentes a las que se utilizan en la industria de las aeronaves, mientras que para este último los valores se encuentran entre tres millones a treinta millones, para las turbinas de eje vertical van de algunos cientos de miles a unos pocos millones [34].

Fundamentos de simulación y análisis computacional

QBlade

Para evaluar el diseño aerodinámico de la turbina, se empleó QBlade, un software de código abierto desarrollado por la Universidad Técnica de Berlín. Esta herramienta integra el diseño de perfiles aerodinámicos con la evaluación aerodinámica para simular el comportamiento de turbinas tanto de eje vertical como horizontal. El diagrama de flujo correspondiente a la metodología de QBlade se ilustra en la Figura 18.

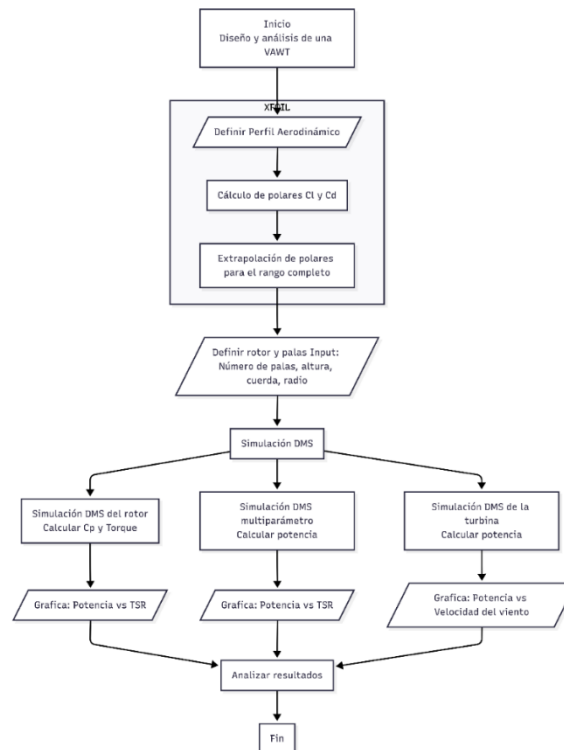


Figura 18. Diagrama de flujo desarrollado para el análisis de una turbina eólica de eje vertical en QBlade.

QBlade permite importar o generar la geometría de los perfiles aerodinámicos, cuyo desempeño es evaluado mediante el código XFOil, una herramienta desarrollada en el sector aeronáutico ampliamente utilizada por su alta precisión y bajo tiempo de cálculo [33]. Este código combina el método de panel de flujo potencial con la formulación de capa límite para analizar los efectos de viscosidad alrededor del perfil. Al ser desarrollada en el ámbito aeronáutico, sólo admite ángulos de ataque previos a la entrada en pérdida [33], [35].

Debido a que XFOil no entrega datos precisos de CD y Cl para el rango en el que se entra en pérdida, es necesario extrapolar a un rango completo de -180° a 180° . QBlade tiene dos opciones, el primero es el de Viterna y Corrigan, basado en la teoría de la placa plana y diseñado originalmente para turbinas de eje horizontal, el cual asume que el comportamiento es lineal para ángulos de ataque pequeños [33] [36]. El segundo método es el de Montgomerie, en donde se realiza una transición entre el modelo de flujo potencial para ángulos de ataque de entre 0° y 180° , y el comportamiento de una placa plana en la región de pérdida. Una comparación realizada por Bianchini, A. et al. (2016)[36] demostró que el método de Montgomerie ofrece el mejor rendimiento.

QBlade integra dos métodos de análisis aerodinámico; el *Double Multiple Streamtube* (DMS) y *Qblade lifting line theory* (QLLT). El modelo DMS emplea un balance de cantidad de momento lineal y la teoría de continuidad, en este cada tubo de corriente se divide en dos secciones a barlovento y a sotavento, lo que permite modelar la interacción del viento con los álabes a medida que gira el rotor [37].

Análisis por elementos finitos

En la ingeniería se pueden proporcionar modelos y ecuaciones para resolver una gran cantidad de problemas de mecánica. Sin embargo, la obtención de soluciones analíticas o exactas son poco frecuentes y, por lo general, se presentan en geometrías simples. Por lo que, para geometrías complejas y ecuaciones no lineales, sólo los métodos numéricos nos pueden dar soluciones.

El método por elementos finitos, en lo general, es un método numérico para resolver ecuaciones diferenciales parciales. Consiste en un sistema continuo el cual se discretiza en elementos finitos que están conectados por nodos; en donde el conjunto de estos se usa para representar el sistema original.

En este apartado se exponen las ecuaciones fundamentales del método de elementos finitos, siguiendo la metodología propuesta por Singiresu S. Rao en su libro *The Finite Element Method in Engineering* [38].

Ecuaciones de equilibrio interno

Las ecuaciones de equilibrio se utilizan para relacionar los esfuerzos internos con las fuerzas externas, y se basa en la consideración de que un elemento diferencial del cuerpo debe estar en equilibrio estático, es decir, la suma de todas las fuerzas y momentos debe ser cero. La Figura 19 representa el estado de esfuerzo sobre un elemento diferencial de volumen que

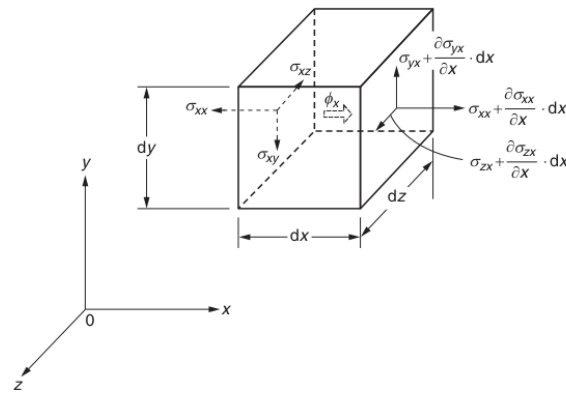


Figura 19. Elemento diferencial de volumen considerado para el equilibrio interno [38].

La suma de momentos con respecto a x , y y z , conduce a las relaciones.

$$\left. \begin{aligned} \sigma_{yx} &= \sigma_{xy} \\ \sigma_{zy} &= \sigma_{yz} \\ \sigma_{xz} &= \sigma_{zx} \end{aligned} \right\} \quad (2.16)$$

De las ecuaciones se observa que el estado de esfuerzos en cualquier punto está completamente definido por las seis componentes σ_x , σ_y , σ_z , σ_{xy} , σ_{yz} y σ_{zx} . Mientras que la suma de fuerzas en dirección de x , y y z , da las siguientes ecuaciones diferenciales:

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial \sigma_x}{\partial x} + \frac{\partial \sigma_{xy}}{\partial y} + \frac{\partial \sigma_{xz}}{\partial z} + \phi_x &= 0 \\ \frac{\partial \sigma_{xy}}{\partial x} + \frac{\partial \sigma_y}{\partial y} + \frac{\partial \sigma_{yz}}{\partial z} + \phi_y &= 0 \\ \frac{\partial \sigma_{xz}}{\partial x} + \frac{\partial \sigma_{yz}}{\partial y} + \frac{\partial \sigma_z}{\partial z} + \phi_z &= 0 \end{aligned} \right\} \quad (2.17)$$

donde ϕ_x, ϕ_y y ϕ_z son las fuerzas de cuerpo por unidad de volumen que actúan en dirección x, y y z , respectivamente.

Deformación desplazamiento

La ecuación de deformación desplazamiento sirve para describir la relación geometría entre la deformación y el desplazamiento. La forma deformada de un cuerpo elástico está descrita por las tres componentes u, v y w , paralelos a los ejes x, y y z . En general, cada una de estas componentes u, v y w son una función de las coordenadas x, y y z , por lo que el desplazamiento de cualquier punto dentro del cuerpo deformado se puede escribir como función de las coordenadas. Se asume que la deformación es infinitesimal para garantizar que las relaciones de deformación desplazamiento permanezcan lineales.

$$\left. \begin{aligned} u &= u(x, y, z) \\ v &= v(x, y, z) \\ w &= w(x, y, z) \end{aligned} \right\} \quad (2.18)$$

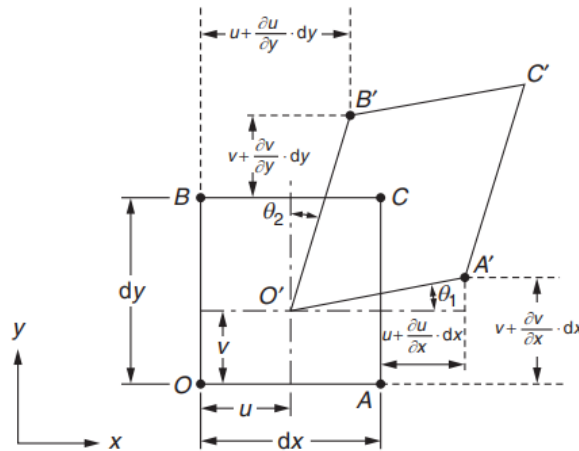


Figura 20. Deformación de un elemento diferencial OACB [38].

Para obtener las relaciones de deformación normal ϵ_x, ϵ_y y el comportamiento de la deformación por corte, consideramos un pequeño rectángulo OACB cuyos lados con longitud dx y dy son paralelos a los ejes coordenados antes de la deformación. Cuando el cuerpo sufre una deformación,

bajo la acción de una fuerza externa, el elemento OACB se deforma al sólido O'A'C'B' como se muestra en la Figura 20.

Dado que la deformación normal se define como el cambio de longitud dividido por la longitud original, las componentes de la deformación ϵ_{xx} y ϵ_{yy} pueden expresarse como:

$$\begin{aligned}\epsilon_{xx} &= \frac{\text{cambio de longitud en dirección de } x}{\text{longitud original}} \\ &= \frac{\left[dx + \left(u + \frac{\partial u}{\partial x} dx \right) - u \right] - dx}{dx} = \frac{\partial u}{\partial x}\end{aligned}\quad (2.19)$$

$$\begin{aligned}\epsilon_{yy} &= \frac{\text{cambio de longitud en dirección de } y}{\text{longitud original}} \\ &= \frac{\left[dy + \left(v + \frac{\partial v}{\partial y} dy \right) - v \right] - dy}{dy} = \frac{\partial v}{\partial y}\end{aligned}\quad (2.20)$$

La deformación por cortante se define como el cambio en el ángulo entre la línea OA y OB, que formaban ángulos rectos entre sí, antes de la deformación. Por lo tanto, la expresión para la deformación por cortante se puede obtener como:

$$\epsilon_{xy} = \theta_1 + \theta_2 \cong \tan \theta_1 + \tan \theta_2 \cong \frac{\left(v + \frac{\partial v}{\partial x} dx \right) - v}{\left[dx + \left(u + \frac{\partial u}{\partial x} dx \right) - u \right]} + \frac{\left(u + \frac{\partial u}{\partial y} dy \right) - u}{\left[dy + \left(v + \frac{\partial v}{\partial y} dy \right) - v \right]}\quad (2.21)$$

Ya que el de desplazamiento es infinitesimal, la deformación por cortante se puede expresar como:

$$\epsilon_{xy} = \frac{\partial u}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial x}\quad (2.22)$$

Esfuerzo deformación para materiales isotrópicos

Al considerar un material homogéneo con un comportamiento elástico, lineal e isotrópico, su comportamiento mecánico queda definido por dos constantes: el módulo de elasticidad o módulo de Young y el coeficiente de Poisson. Con base en la teoría de elasticidad, o ley de Hooke, la relación esfuerzo deformación se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$\boldsymbol{\sigma} = \mathbf{D}\boldsymbol{\epsilon}$$

$$\begin{Bmatrix} \sigma_x \\ \sigma_y \\ \sigma_z \\ \sigma_{xy} \\ \sigma_{yz} \\ \sigma_{zx} \end{Bmatrix} = \mathbf{D} \begin{Bmatrix} \epsilon_x \\ \epsilon_y \\ \epsilon_z \\ \epsilon_{xy} \\ \epsilon_{yz} \\ \epsilon_{zx} \end{Bmatrix}\quad (2.23)$$

D es la matriz de elasticidad y se expresa como:

$$D = \frac{E(1-\nu)}{(1+\nu)(1-2\nu)} \begin{bmatrix} 1 & \frac{\nu}{1-\nu} & \frac{\nu}{1-\nu} & 0 & 0 & 0 \\ \frac{\nu}{1-\nu} & 1 & \frac{\nu}{1-\nu} & 0 & 0 & 0 \\ \frac{\nu}{1-\nu} & \frac{\nu}{1-\nu} & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{1-2\nu}{2(1-\nu)} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1-2\nu}{2(1-\nu)} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1-2\nu}{2(1-\nu)} \end{bmatrix} \quad (2.24)$$

donde E es el módulo de elasticidad y ν el coeficiente de Poisson.

Condiciones de frontera

Las condiciones de frontera son un punto importante en el modelo de elemento finito, ya que sin ellas el sólido no sufriría deformación. Existen dos tipos de condiciones de frontera: de desplazamiento y como fuerzas superficiales.

Las condiciones de frontera del tipo desplazamiento se refieren a aquella en las que se restringe el desplazamiento en regiones específicas del cuerpo deformable. El desplazamiento puede ser cero, lo que indica que la región está completamente fija o distinto de cero, lo que indica que en esa zona se tendrá un desplazamiento definido. Para el caso bidimensional, este desplazamiento se puede escribir de la forma:

$$u = \bar{u}, v = \bar{v} \quad (2.25)$$

Las condiciones de frontera de tipo fuerza son aquellas en donde una fuerza externa actúa sobre alguna región del sólido deformable. Una fuerza externa $\bar{\Phi}_x$ y $\bar{\Phi}_y$ es aplicada sobre el contorno S_p . Debido a que el sistema se encuentra en equilibrio, la suma de fuerzas en cualquier dirección es igual a cero, de lo cual podemos obtener que,

$$\sigma_x dy \cdot t - \tau_{xy} dx \cdot t + \bar{\Phi}_x ds \cdot t = 0 \quad (2.26)$$

simplificando se puede obtener la siguiente ecuación:

$$\sigma_x n_x + \tau_{xy} n_y = \bar{\Phi}_x \quad (2.27)$$

donde $n_x = \frac{dy}{ds}$, $n_y = \frac{dx}{ds}$.

De forma similar, la suma de las fuerzas en el eje “y” igual a cero, se obtiene la siguiente ecuación.

$$\sigma_y n_y + \tau_{yx} n_x = \bar{\Phi}_y \quad (2.28)$$

Principio de energía potencial mínima

La energía potencial de un sólido elástico se define como

$$\pi_p = \pi - w_p \quad (2.29)$$

Donde π es la energía de deformación y w_p es el trabajo realizado sobre el sólido por las fuerzas externas. El principio de energía potencial mínima estipula que: para sistemas conservativos, de todos los campos de desplazamiento cinemáticamente admisibles, aquellos que satisfacen las ecuaciones son los que hacen estacionaria la energía potencial total. Si la condición es mínima, el estado de equilibrio es estable. Si la energía potencial se expresa en términos de los desplazamientos u , v y w , el principio de energía potencial mínima en equilibrio se escribe como:

$$\delta\pi_p(u, v, w) = \delta\pi(u, v, w) - \delta W_p(u, v, w) = 0 \quad (2.30)$$

Se menciona que la variación es con respecto a los desplazamientos, donde las fuerzas y los esfuerzos son constantes. La energía de deformación para un sólido elástico está dada por:

$$\pi = \frac{1}{2} \int_V \varepsilon^T \sigma dV \quad (2.31)$$

donde V es el volumen del sólido. Usando la relación esfuerzo deformación, la energía de deformación, en la presencia de una deformación inicial, se puede expresar como :

$$\pi = \frac{1}{2} \int_V \varepsilon^T [D] \varepsilon dV - \frac{1}{2} \int_V \varepsilon^T [D] \varepsilon_0 dV \quad (2.32)$$

El trabajo por fuerzas externas puede expresarse como:

$$W_p = \int_V \phi^T U \cdot dV + \int_{S_1} \Phi^T U \cdot dS_1 \quad (2.33)$$

Donde $\phi = \begin{Bmatrix} \phi_x \\ \phi_y \\ \phi_z \end{Bmatrix}$ es vector de las fuerzas de cuerpo, $\Phi = \begin{Bmatrix} \Phi_x \\ \Phi_y \\ \Phi_z \end{Bmatrix}$ describe las fuerzas aplicadas en la superficie y $U = \begin{Bmatrix} u \\ v \\ w \end{Bmatrix}$ el vector de desplazamientos. Por lo que la energía potencial del sólido se escribe de la siguiente forma.

$$\pi_p(u, v, w) = \frac{1}{2} \int_V \bar{\epsilon}^T [D] (\bar{\epsilon} - 2\bar{\epsilon}_0) dV - \int_V \bar{\phi}^T \bar{U} \cdot dV - \int_{S_1} \bar{\Phi}^T \bar{U} \cdot dS_1 \quad (2.34)$$

Si usamos el principio de energía potencial mínima para obtener las ecuaciones de elemento finito, se asume una forma simple de variación del campo de desplazamientos dentro de cada elemento y derivamos condiciones que minimizan la función. Este enfoque se denomina método de desplazamiento.

Ecuaciones de elemento finito para análisis estático

Paso 1. El sólido se divide en e elementos finitos

Paso 2. El modelo de desplazamiento dentro de un elemento se supone como

$$\bar{U} = \begin{Bmatrix} u(x, y, z) \\ v(x, y, z) \\ w(x, y, z) \end{Bmatrix} = N \bar{Q}^{(e)} \quad (2.35)$$

Donde $\bar{Q}^{(e)}$ es el vector de grados de libertad de desplazamiento nodal del elemento y N la matriz de las funciones de forma.

Paso 3. Los elementos de la matriz de rigidez y los vectores de carga se derivan del principio de energía potencial mínima. Para esto, la función de energía potencial del sólido π_p se escribe como:

$$\pi_p = \sum_{e=1}^E \pi_p^{(e)} \quad (2.36)$$

donde $\pi_p^{(e)}$ es la energía potencial del elemento y conforme a la ecuación (2.29) se obtiene:

$$\pi_p^{(e)} = \frac{1}{2} \int_{V^{(e)}} \bar{\epsilon}^T [D] (\bar{\epsilon} - 2\bar{\epsilon}_0) dV - \int_{V^{(e)}} \bar{U}^T \bar{\phi} dV - \int_{S_1^{(e)}} \bar{U}^T \bar{\Phi} dS_1 \quad (2.37)$$

donde $V^{(e)}$ es el volumen del elemento, $S_1^{(e)}$ la región de la superficie del elemento sobre la que se aplican las fuerzas distribuidas $\vec{\Phi}$ y $\vec{\phi}$ es el vector de las fuerzas de cuerpo por unidad de volumen.

El vector de deformación $\vec{\epsilon}$ se puede expresar en términos del vector de desplazamientos nodal $\vec{Q}^{(e)}$ diferenciando adecuadamente la ecuación de deformación como:

$$\vec{\epsilon} = \begin{Bmatrix} \epsilon_{xx} \\ \epsilon_{yy} \\ \epsilon_{zz} \\ \epsilon_{xy} \\ \epsilon_{yz} \\ \epsilon_{zx} \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} \frac{\partial u}{\partial x} \\ \frac{\partial v}{\partial y} \\ \frac{\partial w}{\partial z} \\ \frac{\partial u}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial x} \\ \frac{\partial v}{\partial z} + \frac{\partial w}{\partial y} \\ \frac{\partial w}{\partial x} + \frac{\partial u}{\partial z} \end{Bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial}{\partial x} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{\partial}{\partial y} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{\partial}{\partial z} \\ \frac{\partial}{\partial y} & \frac{\partial}{\partial x} & 0 \\ 0 & \frac{\partial}{\partial z} & \frac{\partial}{\partial y} \\ \frac{\partial}{\partial z} & 0 & \frac{\partial}{\partial x} \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} u \\ v \\ w \end{Bmatrix} = [B]\vec{Q}^{(e)} \quad (2.38)$$

donde.

$$[B] = \begin{bmatrix} \frac{\partial}{\partial x} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{\partial}{\partial y} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{\partial}{\partial z} \\ \frac{\partial}{\partial y} & \frac{\partial}{\partial x} & 0 \\ 0 & \frac{\partial}{\partial z} & \frac{\partial}{\partial y} \\ \frac{\partial}{\partial z} & 0 & \frac{\partial}{\partial x} \end{bmatrix} [N] \quad (2.39)$$

El esfuerzo $\vec{\sigma}$ se puede obtener a partir de las deformaciones $\vec{\epsilon}$ como

$$\vec{\sigma} = [D](\vec{\epsilon} - \vec{\epsilon}_0) = [D][B]\vec{Q}^{(e)} - [D]\vec{\epsilon}_0 \quad (2.40)$$

Sustituyendo, la ecuación de energía potencial del elemento queda como

$$\begin{aligned}
\pi_p^{(e)} = & \frac{1}{2} \int_{V^{(e)}} \vec{Q}^{(e)T} [B]^T [D] [B] \vec{Q}^{(e)} dV \\
& - \int_{V^{(e)}} \vec{Q}^{(e)T} [B]^T [D] \vec{\epsilon}_0 dV - \int_{S_1^{(e)}} \vec{Q}^{(e)T} [N]^T \vec{\Phi} dS_1 \\
& - \int_{V^{(e)}} \vec{Q}^{(e)T} [N]^T \vec{\phi} dV
\end{aligned} \tag{2.41}$$

En esta ecuación, solo las fuerzas de cuerpo y de superficie son consideradas. Sin embargo, generalmente algunas fuerzas externas concentradas también actuarán en varios nodos. Si \vec{P}_c denota el vector de fuerzas nodales (que actúan en las direcciones de los vectores de desplazamiento nodal $\vec{Q}^{(e)}$ del sólido total), la energía potencial total de la estructura se puede expresar como:

$$\pi_p^{(e)} = \sum_{e=1}^E \pi_p^{(e)} - \vec{Q}^{(e)T} \vec{P}_c \tag{2.42}$$

donde $\vec{Q} = \begin{Bmatrix} Q_1 \\ Q_2 \\ \vdots \\ Q_M \end{Bmatrix}$ es el vector de desplazamientos nodales del sólido completo, y M es el número

de los desplazamientos nodales o grados de libertad.

Considere que cada componente del vector $\vec{Q}^{(e)}$, $e=1,2, \dots, E$, aparece en el vector de desplazamientos nodales globales del sólido, \vec{Q} . En consecuencia, el vector de cada desplazamiento puede ser reemplazado por el vector global \vec{Q} , si las matrices del elemento (como $[B]$ o $[N]$) se expanden agregando los elementos cero necesarios y reordenando sus componentes. En otras palabras, esto implica inflar las matrices de cada pieza pequeña al tamaño total de la estructura para luego sumar los valores en los puntos donde se unen.

Esto se puede escribir como:

$$\begin{aligned}
\pi_p = & \frac{1}{2} \vec{Q}^T \left[\sum_{e=1}^E \int_{V^{(e)}} [B]^T [D] [B] dV \right] \vec{Q} \\
& - \vec{Q}^T \sum_{e=1}^E \left(\int_{V^{(e)}} [B]^T [D] [\vec{\epsilon}_0] dV + \int_{S_1^{(e)}} [N]^T \vec{\Phi} dS_1 + \int_{V^{(e)}} [N]^T \vec{\phi} dV \right) - \vec{Q}^T \vec{P}_c
\end{aligned} \tag{2.43}$$

esta ecuación expresa la energía potencial del sólido en términos de los grados de libertad nodales, $\underline{\vec{Q}}^T$. La configuración de equilibrio estático del sólido se puede obtener resolviendo las condiciones necesarias (para la minimización de la energía potencial)

$$\frac{\partial \pi_p}{\partial \underline{\vec{Q}}^T} = \vec{0} \quad (2.44)$$

o

$$\frac{\partial \pi_p}{\partial Q_1} = \frac{\partial \pi_p}{\partial Q_2} = \dots = \frac{\partial \pi_p}{\partial Q_M} = 0 \quad (2.45)$$

Con la ecuación de energía potencial y la ecuación anterior podemos escribir:

$$\begin{aligned} & \underbrace{\sum_{e=1}^E \int_{V^{(e)}} [B]^T [D] [B] dV}_{\substack{\text{Matriz de rigidez} \\ \text{del elemento } [K^{(e)}]}} \underbrace{\underline{\vec{Q}}}_{\substack{\text{Vector global} \\ \text{de desplazamiento nodales}}} \\ & \underbrace{[K]}_{\substack{\text{Matriz de rigidez global del sólido}}} \\ & = \underbrace{\underline{\vec{P}}_c}_{\substack{\text{Vector de carga} \\ \text{concentrado}}} + \underbrace{\sum_{e=1}^E \left(\int_{V^{(e)}} [B]^T [D] [\vec{\epsilon}_0] dV + \int_{S_1^{(e)}} [N]^T \vec{\Phi} dS_1 + \int_{V^{(e)}} [N]^T \vec{\phi} dV \right)}_{\substack{\text{Vector de fuerzas nodales} \\ \text{por deformaciones iniciales } \underline{\vec{P}}_i^{(e)} \quad \text{por fuerzas de superficie } \underline{\vec{P}}_s^{(e)} \quad \text{por fuerzas de cuerpo } \underline{\vec{P}}_b^{(e)}}} \\ & \underbrace{\hspace{10em}}_{\substack{\text{Vector de fuerzas nodales del elemento} \\ \underline{\vec{P}}^{(e)}}} \\ & \underbrace{\hspace{15em}}_{\substack{\text{Vector total de fuerzas nodales } \underline{\vec{P}}^{(e)}}} \end{aligned} \quad (2.46)$$

esto es,

$$\left(\sum_{e=1}^E [K^{(e)}] \right) \underline{\vec{Q}} = \underline{\vec{P}}_c + \sum_{e=1}^E \left(\underline{\vec{P}}_i^{(e)} + \underline{\vec{P}}_s^{(e)} + \underline{\vec{P}}_b^{(e)} \right) = \underline{\vec{P}}^{(e)} \quad (2.47)$$

donde:

$$[K^{(e)}] = \int_{V^{(e)}} [B]^T [D] [B] dV = \text{Matriz de rigidez del elemento}$$

$$\underline{\vec{P}}_i^{(e)} = \int_{V^{(e)}} [B]^T [D] [\vec{\epsilon}_0] dV = \text{vector de fuerzas por deformaciones iniciales del elemento}$$

$$\underline{\vec{P}}_s^{(e)} = \int_{S_1^{(e)}} [N]^T \vec{\Phi} dS_1 = \text{vector de fuerza por fuerza de superficie en el elemento}$$

$$\vec{P}_b^{(e)} = \int_{V^{(e)}} [N]^T \vec{\phi} dV = \text{vector de fuerzas por fuerzas de cuerpo.}$$

En casos particulares algunos elementos del vector de fuerzas $\vec{P}^{(e)}$ pueden ser cero. En particular, la contribución de las fuerzas superficiales será distinta de cero para aquellos elementos que son parte de los límites del sólido y que están sujetos a una carga distribuida aplicada.

Los vectores de carga $\vec{P}_i^{(e)}$, $\vec{P}_s^{(e)}$ y $\vec{P}_b^{(e)}$ se denominan vectores de carga cinemática. Algunos componentes del vector de cargas pueden ser momentos o cantidades de orden superior si los desplazamientos nodales correspondientes representan rotaciones o curvaturas.

Paso 4. La ecuación de equilibrio de la estructura ahora puede escribirse como:

$$[K]\vec{Q} = \vec{P} \quad (2.48)$$

Donde $K = \sum_{e=1}^E [K^{(e)}]$ es la matriz de rigidez global y $\vec{P}^{(e)} = \vec{P}_c + \sum_{e=1}^E \vec{P}_i^{(e)} + \sum_{e=1}^E \vec{P}_s^{(e)} + \sum_{e=1}^E \vec{P}_b^{(e)}$

Paso 5 y 6. La solución de los desplazamientos nodales y la tensión de los elementos se puede obtener después de resolver la ecuación.

Conclusión

La generación de energía eléctrica mediante rotores eólicos se ha desarrollado en tiempos recientes; sin embargo, la mayor parte de la investigación se ha centrado en las turbinas eólicas de eje horizontal. Mientras tanto, las turbinas eólicas de eje vertical se han posicionado como turbinas eólicas de baja potencia enfocadas en el autoabastecimiento. Esta configuración de turbina ofrece ventajas notables en comparación con las de eje horizontal, ya que, al ser omnidireccional, permite aprovechar la energía del viento sin importar su dirección. Esta característica es importante en instalaciones a baja altura, en donde la interacción del viento con el suelo o estructuras adyacentes provoca que el flujo sea errático y con cambios de dirección impredecibles.

La investigación en turbinas eólicas de eje vertical ha proporcionado las relaciones geometrías que proporcionan una mayor eficiencia, como la relación altura diámetro entre 2.6 y 3; la solidez entre 0.2 y 0.3; el número de álabes en 3; y el más importante el perfil aerodinámico. La investigación ha demostrado que los perfiles simétricos son más eficientes; obteniendo que el NACA 0018 es el más eficiente para turbinas eólicas de eje vertical.

QBlade es una herramienta que proporciona buenos resultados, sin embargo, se enfatiza que está enfocado en etapas tempranas del desarrollo. Por otra parte, se presentaron las ecuaciones que rigen el análisis por elementos finitos. Finalmente, con esta base teórica, se establecen los fundamentos para proponer y evaluar un primer diseño.

Capítulo III. Diseño

Introducción

Con el objetivo de diseñar un rotor eólico de eje vertical, en este capítulo se determinaron los parámetros aerodinámicos para su diseño. Con el desarrollo de los capítulos previos, en este se presentan los cálculos y la configuración de la propuesta de rotor eólico de eje vertical. En el desarrollo de este capítulo se resumen los datos de sitio, se fijan los requisitos y los parámetros de operación; una vez que se fijaron estos, se establecieron los parámetros de diseño.

Datos de sitio

El clima en Sisal es cálido y húmedo, con un promedio de temperaturas que van de los 22 °C antes del amanecer, hasta 29 °C al mediodía. La humedad relativa usualmente está por arriba del 85% y cae al medio día a 75% . La presión atmosférica varía cada año, pero se puede ver un par de cambios entre las 3:00 am y 6:00 pm (HL) que van de 101,101 Pa a 101,600 Pa [39]. Dado que las velocidades más altas son después de las 11:00 (HL), se utilizarán la temperatura de 29 °C, humedad de 75% y una presión de 101 600 Pa para calcular la densidad del aire, dato necesario para la evaluación en QBlade.

$$\rho = \frac{P_a}{RT} = \frac{101.600 \text{ [kPa]}}{\left(0.287 \left[\frac{\text{kJ}}{\text{kg} \cdot \text{K}}\right]\right) ((29 + 273.15)[\text{K}])} = 1.1716 \left[\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}\right] \quad (3.1)$$

Como se estableció en el primer capítulo, entre las 11:00 y las 23:00 (HL) la velocidad del viento se mantiene igual o superior a los 4 m/s, registrando un máximo de 5 m/s a las 13:00 horas. Este periodo equivale a 12 horas diarias de viento útil. Al realizar una proyección teórica se obtiene un total de 4380 horas útiles de viento para un año estándar. La Tabla 1 resume los datos climáticos de Sisal, Yucatán.

Velocidad del viento	2.1 m/s – 5 m/s
Dirección del viento	Sureste
Temperatura	29 °C
Humedad	75 %
Presión	101 600 Pa
Densidad	1.1716 $\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$

Tabla 1. Datos climáticos en Sisal, Yucatán.

Requisitos y parámetros de operación

El consumo energético por vivienda depende, principalmente, de la región climática en la que se encuentra y el número de personas por hogar; México cuenta con tres regiones climáticas: cálida extrema, templada y tropical. Un estudio realizado por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales en 2016 reporta que, para regiones cálidas extremas, como Sinaloa, el consumo promedio es de 4,412.92 kWh, mientras que, para regiones templadas, como la Ciudad de México, es de 1,054.90 kWh [40].

El objetivo de este proyecto es el diseño y construcción de un prototipo de rotor eólica de eje vertical, con el propósito de evaluar la viabilidad técnica y el desempeño aerodinámico como una futura solución para satisfacer la demanda energética de una vivienda en Sisal, Yucatán, por lo que, con el fin de cubrir una parte del consumo, se fija un consumo anual de 500 kWh.

Para satisfacer una demanda de 500 kWh al año, con una disponibilidad de 4 380 horas de viento anuales, la potencia nominal necesaria de la turbina se basa en la relación directa de:

$$P = \frac{\text{Demanda energética anual}}{\text{Horas de viento disponible}} = \frac{500 \left[\frac{\text{kWh}}{\text{año}} \right]}{4380 \left[\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right]} = 114 [W] \quad (3.2)$$

por lo tanto, se requiere una turbina eólica vertical con una potencia nominal de 114 W.

Parámetros de diseño

La turbina Savonius tiene la ventaja de que requiere una baja velocidad del viento para iniciar a girar, por otro lado, tiene un rendimiento aerodinámico bajo, comparado con las de tipo sustentación. Por otro lado, las turbinas Darrieus o de tipo sustentación, ofrecen buena rentabilidad, rendimiento aerodinámico, construcción más sencilla y bajo costo [22]. Por esto se escogió una turbina eólica de eje vertical de tipo sustentación con álabes rectos.

Seleccionamos la configuración de tres álabes porque, comparada con la de dos y cuatro, es la más eficiente, produciendo más potencia y velocidad de rotación. En cuanto al perfil aerodinámico, se selecciona el NACA 0018 debido a que, como se detalla en el capítulo dos, es el perfil más estudiado y con la mayor eficiencia.

Considerando una relación de aspecto recomendada de 2.6, calculamos el área de sección transversal frontal barrido por la turbina mediante la Ecuación 2.9.

$$h = (2r)(2.6) = 5.2r^2$$

Sustituyendo el área en la ecuación de la potencia disponible en el viento de corriente libre P_∞ , encerrado por un tubo de corriente con un área de sección transversal dada, se obtiene.

$$P_\infty = 2.6\rho r^2 U_\infty^3 \quad (3.3)$$

En condiciones ideales, un rotor puede extraer un máximo del 59.3% de la energía disponible del viento [26]. Para calcular el radio mínimo de diseño es necesario definir el coeficiente de potencia; por lo que se seleccionó el límite máximo teórico. Aunque en la práctica los rotores eólicos operan por debajo de este valor, utilizarlo nos permite definir el radio mínimo.

$$P = C_p P_\infty = 1.541\rho r^2 U_\infty^3 \quad (3.4)$$

Despejando y sustituyendo la potencia requerida, obtenemos el radio mínimo.

$$r = \sqrt{\frac{P}{1.541\rho U_\infty^3}} = \sqrt{\frac{114 [W]}{1.541 \left(1.1716 \left[\frac{kg}{m^3}\right]\right) \left(4 \left[\frac{m}{s}\right]\right)^3}} = 0.99 [m] \quad (3.5)$$

Para simplificar las unidades y considerar las pérdidas inherentes del sistema, el valor se ajustó a 1 m, optimizando el trabajo de diseño.

Para calcular la longitud de la cuerda, se utiliza una solidez recomendada de 0.3, y con la cual obtenemos una longitud de cuerda de 0.2 m, que se encuentra como una recomendación en la literatura.

$$c = \frac{2\Gamma r}{N} = \frac{2(0.3)(1 [m])}{3} = 0.2 [m] \quad (3.6)$$

Los parámetros aerodinámicos se resumen en la Tabla 2.

R	1 m
H	2.6 m
Chord	0.2 m
Número de álabes	3
Perfil aerodinámico	NACA 0018

Tabla 2. Resumen de los parámetros aerodinámicos calculados para el diseño de los álabes.

Selección de materiales

Sisal es una región costera rodeada al norte por el Golfo de México. La atmósfera en la península tiene un alto contenido de cloruro, lo que genera un entorno extremadamente corrosivo [41]. Muchos materiales metálicos son empleados en ambientes marinos debido a su alta resistencia mecánica y tenacidad; sin embargo, las condiciones de este entorno los expone a una constante corrosión. Esta se produce en la superficie de los metales en contacto con el medio ambiente, sobre todo cuando interactúan con agua, oxígeno, compuestos derivados del cloro y bacterias [42]. Se estima que entre el 20 % y el 40 % de los daños por corrosión se atribuyen directa o indirectamente a la corrosión influenciada microbiológicamente [43].

La alta corrosividad del entorno marino desempeña un papel fundamental en la aceleración del deterioro por corrosión fatiga. El proceso de degradación ocurre por dos escenarios. Por un lado, el aumento de la corrosividad acelera la velocidad de crecimiento en las grietas por un factor de tres o más, lo que agrava el agrietamiento por fatiga en los componentes estructurales de los aerogeneradores mar adentro [44]. Por otro lado, la corrosión generalizada reduce el espesor de estos componentes, lo que a su vez favorece el inicio de las grietas por fatiga en las estructuras metálicas .

Para la construcción de la estructura principal se seleccionó PTR de 1", esto por tres razones: alto módulo de elasticidad, costo y la poca experiencia técnica necesaria para soldarlo. El acero cuenta con un módulo de elasticidad alto, comparado con materiales más ligeros como el aluminio, propiedad que garantiza la rigidez necesaria para mitigar deflexiones elásticas. No obstante, su exposición a ambientes húmedos y en presencia de cloruros, el acero experimenta una degradación acelerada.

Para los perfiles NACA se optó por madera de pino, un material con una baja densidad, comparado con materiales compuestos como la fibra de vidrio o metales como el aluminio. Además, es un material que se puede manufacturar de manera sencilla con herramientas manuales y con una alta precisión. La madera es un material anisótropo por lo que las propiedades mecánicas depende de la dirección en que son medidas. Esto es causa de su estructura interna, la cual está definida por tres ejes elásticos de simetría: longitudinal, tangencial y radial; sin embargo, para esta evaluación se modeló como un material isotrópico.

Para la cubierta exterior se seleccionó una lámina de aluminio, la cual se usó por su alta ductilidad, cuya selección responde a criterios de disponibilidad inmediata y optimización de recursos dentro del grupo.

Este primer prototipo es de carácter experimental, por lo que será necesario evaluar alternativas de materiales para su instalación. La Tabla 3 resume las propiedades mecánicas de los materiales seleccionados.

	ASTM A36	Aluminio 6061 T6	Madera de pino
Densidad $\rho \left[\frac{kg}{m^3} \right]$	7 850	2 700	500
Módulo de elasticidad $E [GPa]$	200	68.9	9
Módulo de corte $G [GPa]$	79.3	27.6	3.27
Coefficiente de Poisson ν	0.26	0.33	0.374

Tabla 3. Propiedades mecánicas del acero ASTM A36 [45], aluminio 6061 T6 [46] y madera de pino [47].

Diseño mecánico y estructural

Con base en los parámetros geométricos se realizaron diferentes propuestas, resultando en la que se muestra en la Figura 21. El diseño integra tres álabes verticales de perfil aerodinámico simétrico, integrados a un eje central a través de dos brazos de soporte horizontal dispuestos en una configuración de doble nivel. Con el fin de garantizar la fidelidad de la geometría del perfil, la estructura interna del álabes consta de una costilla en la que se montan los perfiles. Asimismo, se realizó una base de cuatro apoyos, optimizada para elevar la turbina y proporcionar estabilidad.

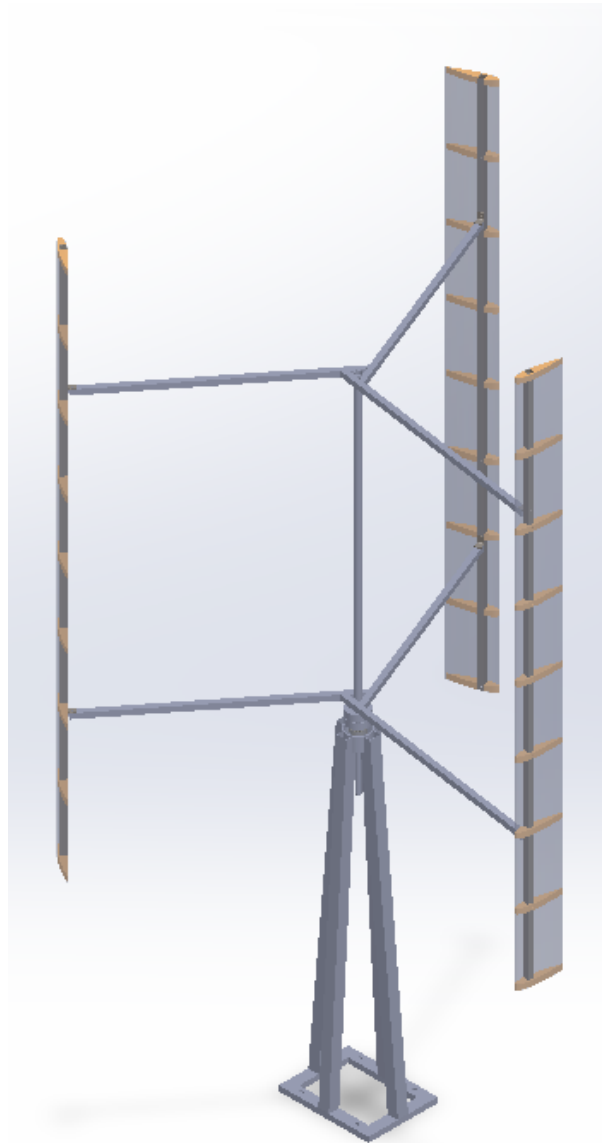


Figura 21. Ensamble final del rotor eólico de eje vertical.

Conclusión

De acuerdo con el consumo anual de una vivienda en México, y considerando un autoconsumo en situaciones en la que la red presenta intermitencia, se fijó un consumo anual de 500 kWh. Después de fijar el consumo anual, y con los datos de sitio, se obtuvieron los parámetros de diseño: diámetro de 2 metros, altura de 2.6, longitud de cuerda de 0.2 y el NACA 0018 como perfil aerodinámico.

De acuerdo con los criterios de selección de materiales, se optó por emplear perfiles rectangulares de acero para la estructura y para la base. Por otro lado, con el fin de garantizar que los álabes mantengan la geometría del perfil aerodinámico, se seleccionó madera. Por último, para cubrir las costillas, se eligieron láminas de aluminio.

Una vez definidos estos parámetros se realizó la propuesta y evaluación de diferentes propuestas, concluyendo en la propuesta que se muestra en la Figura 21.

Capítulo IV. Evaluación

Introducción

Con el objetivo de evaluar el desempeño aerodinámico y la resistencia mecánica del modelo en este capítulo se presenta la evaluación computacional mediante el *software* de uso libre QBlade, así como los pasos que se siguieron para definir la simulación. Para garantizar la estructura se optó por tres escenarios, primero bajo las condiciones del campo gravitacional, segundo bajo una velocidad angular constante y finalmente un escenario bajo ambos efectos. Se explica el proceso que se siguió en el análisis por elemento finito, así como los resultados que se obtuvieron.

QBlade

El software cuenta con un generador automático de perfiles NACA, en el cual generamos las coordenadas del perfil indicado el espesor como se muestra en la Figura 22. Se utilizaron 300 puntos para definir el contorno del perfil.

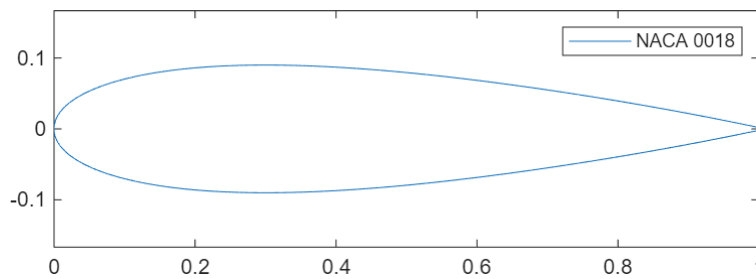


Figura 22. NACA 0018.

Las polares se generaron para un rango de número de Reynolds de entre 50 000 y 1 000 000, los resultados se muestran en la Figura 23. Se seleccionó la opción de multipolar, ya que esta opción permite obtener resultados más precisos, al proporcionar no solo una, sino múltiples polares de referencia con diferentes números de Reynolds. El cálculo con XFOIL se realizó utilizando N_{crit} igual a 9 y con un rango de ángulos de ataque de -20° a 30° .

Posteriormente, se realizó la extrapolación de los coeficientes de sustentación mediante el método de Montgomerie para el rango completo de -180° a 180° ; como se muestra en la Figura 24.

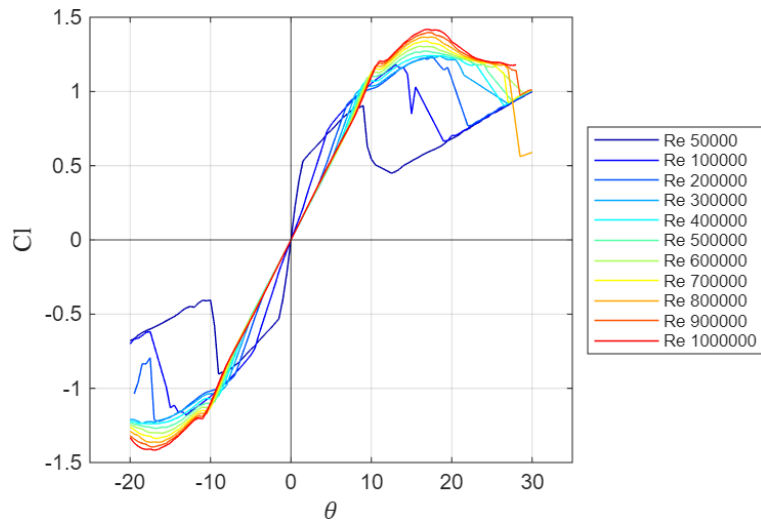


Figura 23. C_l vs θ para un número de Reynolds de 50 000 a 1 000 000.

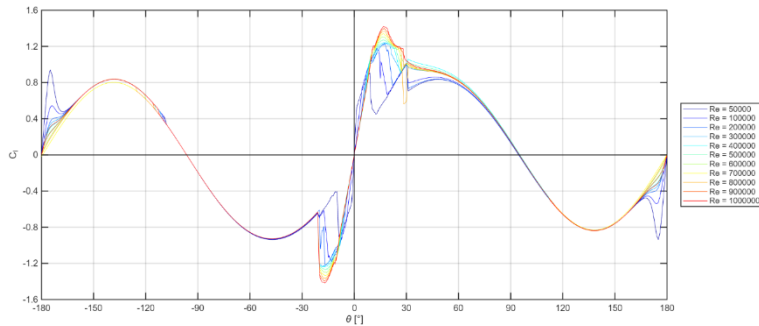


Figura 24. C_l vs θ extrapolados para un número de Reynolds de 50 000 a 1 000 000.

En el apartado correspondiente al diseño de rotor, la Tabla 4 detalla las coordenadas de la turbina, el diámetro, la longitud de cuerda y el perfil aerodinámico seleccionados para la construcción y el modelado del rotor en QBlade, resultando en la Figura 25. Se seleccionó la opción de multipolar, en donde definimos las polares previamente obtenidas.

Altura [m]	Cuerda [m]	Radio [m]	Perfil
0	0.2	1	NACA 0018
0.13	0.2	1	NACA 0018
0.26	0.2	1	NACA 0018
0.39	0.2	1	NACA 0018
0.52	0.2	1	NACA 0018
0.65	0.2	1	NACA 0018
0.78	0.2	1	NACA 0018
0.91	0.2	1	NACA 0018
1.04	0.2	1	NACA 0018
1.17	0.2	1	NACA 0018
1.3	0.2	1	NACA 0018
1.43	0.2	1	NACA 0018
1.56	0.2	1	NACA 0018
1.69	0.2	1	NACA 0018
1.82	0.2	1	NACA 0018
1.95	0.2	1	NACA 0018

2.08	0.2	1	NACA 0018
2.21	0.2	1	NACA 0018
2.34	0.2	1	NACA 0018
2.47	0.2	1	NACA 0018
2.6	0.2	1	NACA 0018

Tabla 4. Parámetros de diseño del rotor eólico de eje vertical.

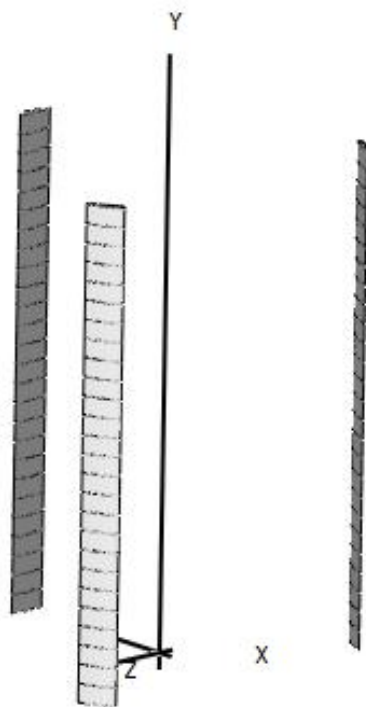


Figura 25. Rotor eólico de eje vertical, vista isométrica.

El método DMS ya se encuentra configurado con parámetros recomendados. Sin embargo, ajustamos los parámetros como la densidad del aire en 1.1716 kg/m^3 , viscosidad del aire en $1.647 \times 10^{-5} \text{ Pa}\cdot\text{s}$ y el número de elementos de malla del álabe en 40.

Además, se seleccionó la opción de pérdida en la punta de la pala. Esta opción considera el fenómeno aerodinámico que ocurre en los extremos de los álabes de la turbina. El cual se genera cuando el aire fluye alrededor de la punta desde el lado de alta presión hacia el lado de baja presión. Este flujo crea un vórtice que reduce la sustentación efectiva de la pala, disminuyendo así la eficiencia total de la turbina.

En la Figura 26 se presenta la curva que se obtuvo mediante el método DMS del coeficiente de potencia en función del TSR para una velocidad del viento de $4 \left[\frac{m}{s} \right]$. El coeficiente de potencia máximo alcanzado es de 0.451 a un TSR de 2.75.

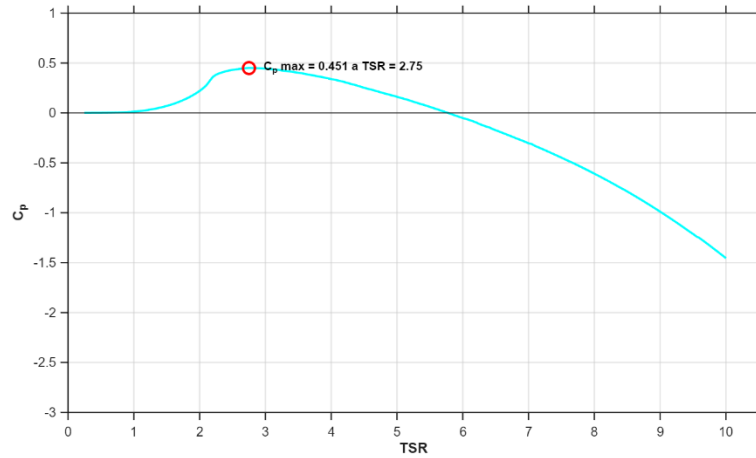


Figura 26. C_p vs TSR.

La potencia del rotor eólico no solo depende del *tip speed ratio*, sino también de la velocidad de rotación y el ángulo de ataque. Para el rango de 100 a 400, con un incremento de 100, se obtuvo la gráfica de potencia contra velocidad del viento para distintas revoluciones Figura 27.

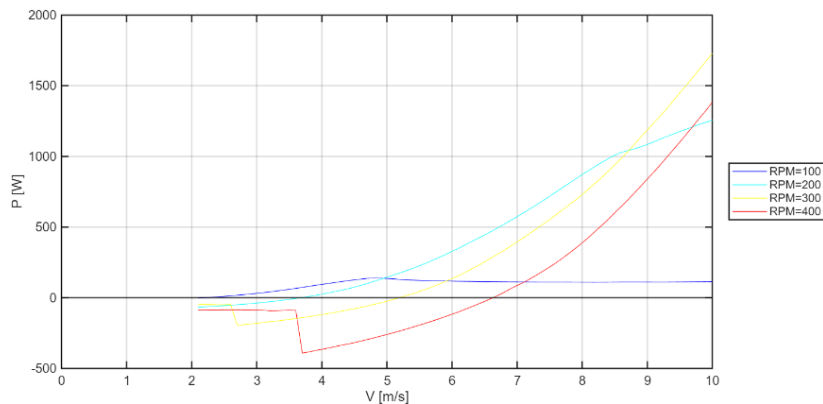


Figura 27. Potencia [W] vs Velocidad del viento [m/s] para diferentes rpm.

Análisis por elemento finito

Preprocesamiento

Con el objetivo de garantizar la rigidez estructural del rotor eólico durante su operación, se realizaron tres análisis. El primero consistió en un análisis estático lineal en el que se aplica una carga gravitacional para evaluar el comportamiento de la estructura bajo su propio peso. El segundo consistió en simular el comportamiento del rotor a una velocidad angular constante, por lo que de igual forma se realizó un análisis estático lineal para fuerzas rotacionales. Y el último, la combinación de los dos anteriores análisis.

Para realizar el análisis por elementos finitos se utilizó la paquetería desarrollada por Altair Engineering: HyperMesh y OptiStruct. HyperMesh como entorno de preprocesamiento y OptiStruct como el motor de cálculo responsable de resolver las ecuaciones matemáticas. Debido al uso de una licencia académica, el modelo se limitó a un máximo de 100,000 nodos.

El preprocesamiento se dividió en seis etapas: limpieza de la geometría, mallado, definición de materiales y propiedades, superficies en contacto y uniones, condiciones de frontera y configuración del análisis.

La primera etapa consistió en eliminar los elementos no relevantes para el análisis, con el fin de obtener la geometría más simple y limpia. Con el fin de optimizar la limpieza, se borraron los componentes innecesarios desde el software de diseño CAD. Al importar la geometría a HyperMesh se configuró el sistema de unidades en milímetros, kilogramo, Newton, segundo; además se verificó la integridad topológica de todos los componentes.

En esta etapa también se eliminaron todos los redondeos y agujeros no relevantes para el análisis; así mismo, se revisaron los puntos y superficies creados por error durante los procesos previos. Por último, se agregó un anillo concéntrico en cada uno de los agujeros de interés, así como los puntos necesarios para definir el agujero, esto con el fin de garantizar la calidad en la malla. En la Figura 28 se muestra la limpieza y simplificación que se siguió en las piezas.

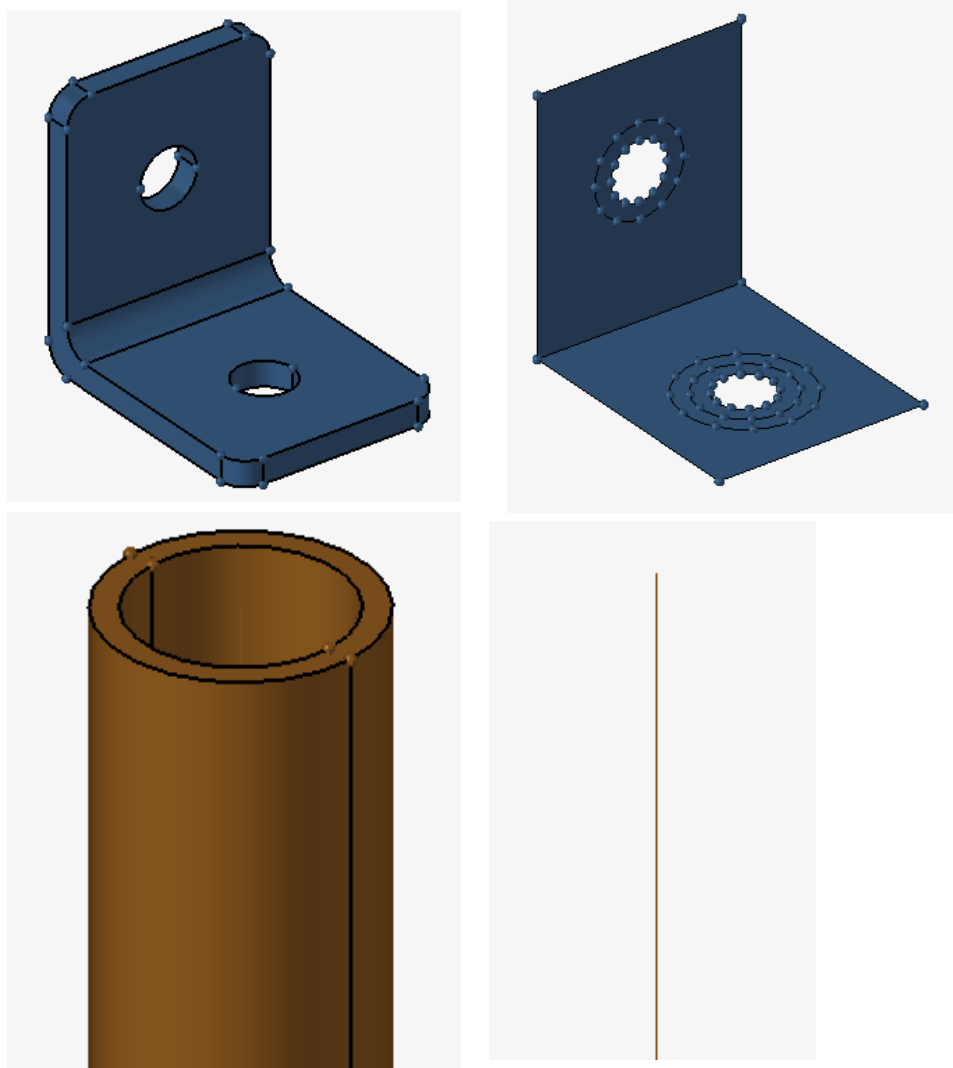


Figura 28. Conversión de sólidos tridimensionales a elementos bidimensionales (superior) y unidimensionales (inferior).

Para generar la malla de los componentes se utilizó la herramienta Batch Mesher 2D, en el cual se definieron los tamaños mínimos y máximo de los elementos; refinando en las zonas en las que necesitamos obtener mayor precisión sin sobrepasar el límite de nodos. Para evaluar el tamaño de malla se realizó un análisis de convergencia de malla. Los resultados demostraron que la variación máxima entre la configuración seleccionada y una malla de mayor refinamiento no superó el 5%.

Para los componentes tipo *shell*, se utilizaron elementos de diferente tamaño, para la lámina que cubre los perfiles NACA se utilizó un tamaño promedio de 16 con el fin de ocupar el mayor espacio con el menor número de elementos. Para los PTR de la base central se utilizó un tamaño promedio

de 10, permitiendo un tamaño mínimo de 4 para cubrir las zonas alrededor de los agujeros. En las soleras con ángulo recto, que es una región crítica debido a que une la estructura con los álabes, se utilizó un tamaño promedio de 4. Para terminar con los elementos bidimensionales, se utilizó un tamaño de 6 para los PTR de la base inferior.

En los componentes unidimensionales se utiliza un tamaño promedio de 10. Mientras que para los perfiles NACA 0018 se utilizaron elementos tridimensionales con un tamaño promedio de 12, se seleccionó la opción de refinamiento basado en curvatura, con un factor mínimo de 0.2, un ángulo de 30° y una tasa de crecimiento de 1.4. La Figura 29 ilustra el mallado resultante en cada uno de los componentes.

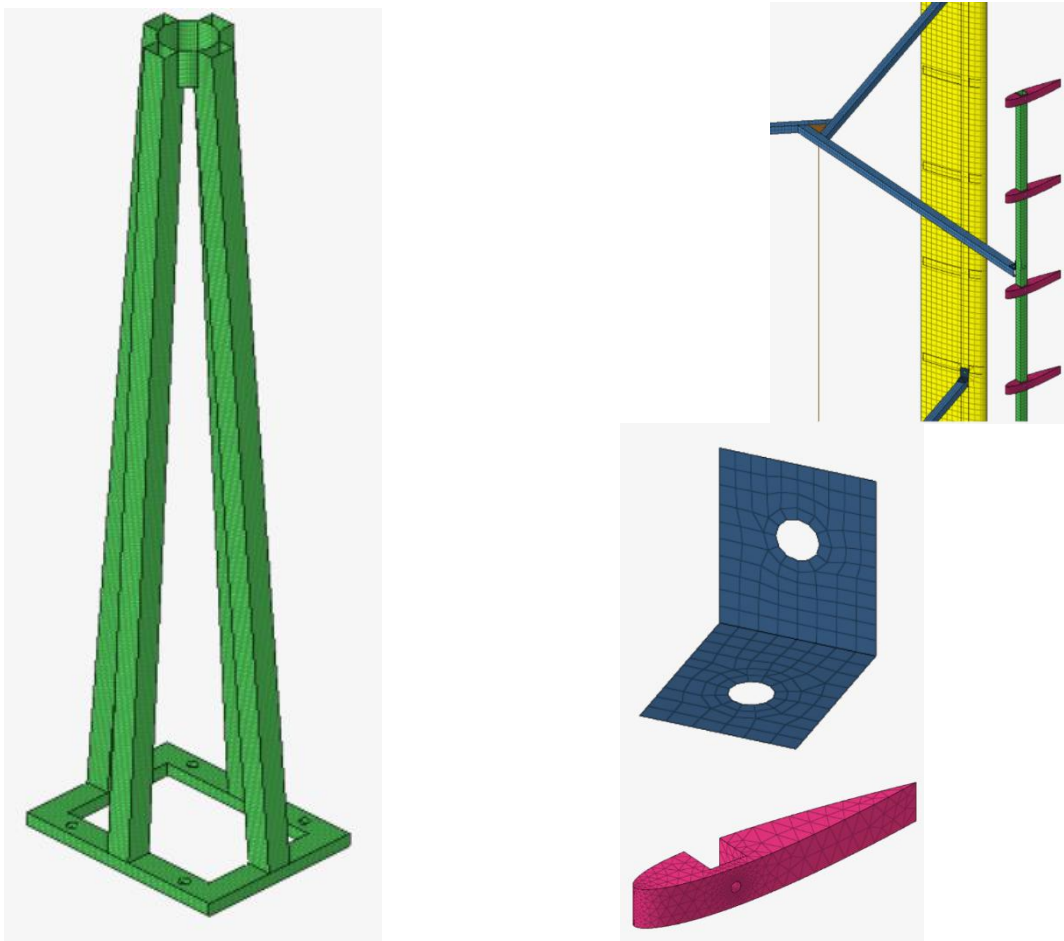


Figura 29. Discretización del rotor. A la izquierda, vista isométrica de la base del rotor. A la derecha (de arriba hacia abajo) detalle de malla en el ensamble de los álabes; solera en ángulo recto; malla tridimensional del perfil NACA 0018.

En la siguiente etapa se definió el material y las propiedades de cada uno de los componentes. Para este análisis, se adoptó la simplificación de asumir que todos los materiales involucrados se comportan de forma isotrópica, por lo que fueron configurados con la tarjeta de material MAT1. Se insertaron las propiedades de los materiales presentados en el capítulo tres.

Para establecer las características físicas y geométricas de los elementos se crearon las propiedades de los componentes. En total, se configuraron siete propiedades, tres para elementos unidimensionales, tres para elementos bidimensionales y un para elementos tridimensionales. Cada propiedad se vinculó a la malla de su componente.

A continuación, se generó de forma automática el contacto entre los componentes. La unión entre los componentes se realizó de forma manual con elementos rígidos unidimensionales tipo RBE2.

La quinta etapa consiste en definir las condiciones de frontera. En este análisis se aplicó la restricción de los elementos en la base, ya que son los encargados de soportar la estructura. Se restringieron los seis grados de libertad para todos los elementos en la base como se ilustra en la Figura 30.

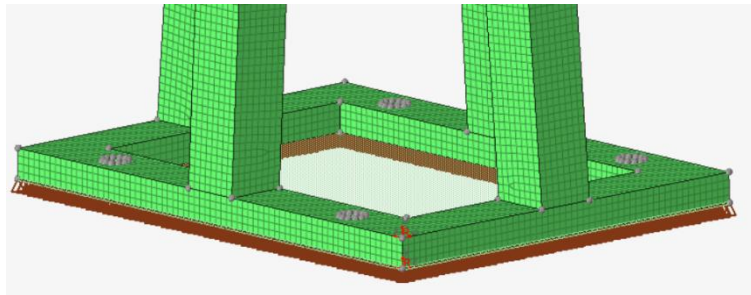


Figura 30. Restricción de los nodos en la base.

Por último, se realizó la configuración de los *loadsteps* para los dos análisis previamente definidos. Para el análisis bajo carga gravitacional se definió un marco de referencia paralelo al sistema de coordenadas del modelo y el valor de la gravedad se estableció en $9.8 \left[\frac{m}{s^2} \right]$ actuando en la dirección del eje Y.

Para el segundo escenario, enfocado en evaluar la estructura bajo operación, se aplicó una carga inercial centrífuga utilizando la tarjeta RFORCE. La configuración requirió la definición del eje de giro, por lo que se utilizó el mismo que en el análisis anterior; se fijó el nodo de origen de rotación

en la parte superior del tubo central. La magnitud de la velocidad angular utilizada fue de 150 rpm , con rotación alrededor del eje Y positivo.

Una vez concluido el preprocesamiento, se procedió a la ejecución del análisis estático utilizando el motor de cálculo OptiStruct. En esta sección se exponen los resultados obtenidos, con el propósito de determinar la viabilidad del diseño del rotor.

Iniciando con los resultados del primer análisis, se obtuvo que la base del rotor no presentó deformación, por lo que se garantiza la rigidez estructural de la base. Por otro lado, el mayor desplazamiento es de 3 milímetros y se localiza en los álabes del rotor, producto de la flexión de los brazos que la soportan. Otra zona de interés es el tubo central en el cual su deformación no fue significativa. La Figura 31 ilustra el desplazamiento por flexión en los alabes y los brazos de soporte.

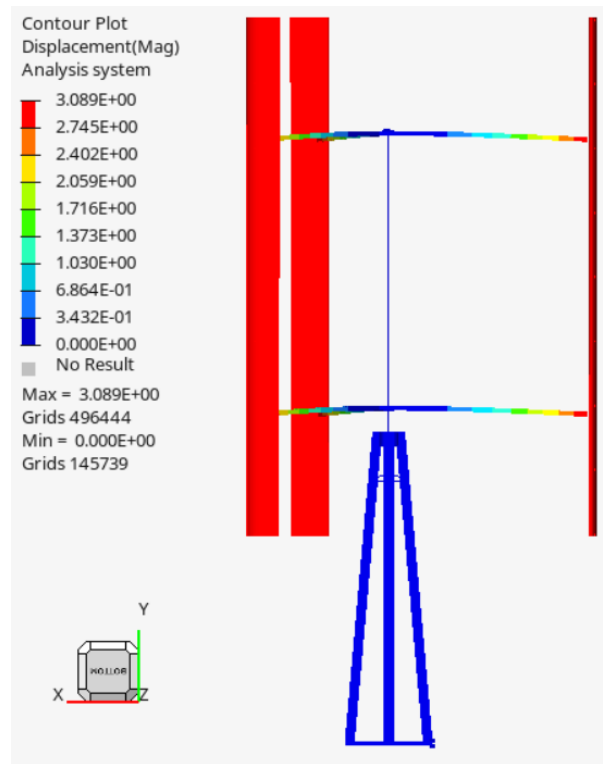


Figura 31. Desplazamiento máximo por flexión en los álabes y los brazos de soporte en milímetros bajo carga gravitacional.

En los brazos de soporte se presentó un esfuerzo de 26 MPa, mientras que en la solera con ángulo recto el esfuerzo máximo de von Mises fue de 60.26 MPa, y se ubicó en el perímetro del barreno como se muestra en la Figura 32. Este incremento puntual es un comportamiento esperado debido

a que los agujeros son una zona de concentración de esfuerzo. Se puede observar que el esfuerzo se disipa hacia el ángulo del perfil, manteniendo el resto de la pieza en un régimen de esfuerzos menor. Finalmente, la base presentó un esfuerzo máximo de 942 kPa en la unión de los perfiles.

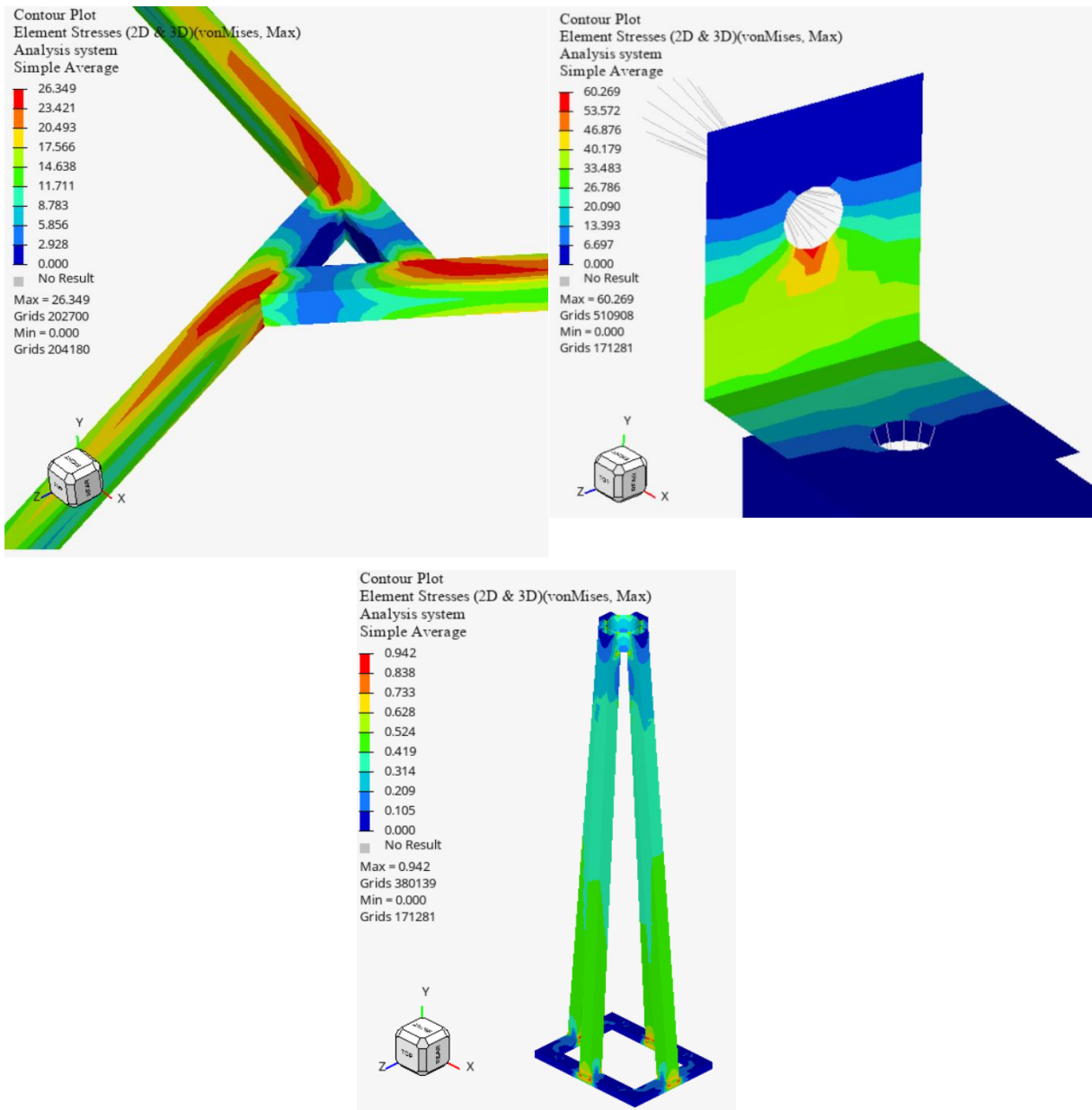


Figura 32. Distribución de esfuerzos de von Mises en los brazos de soporte (superior izquierda), ángulo recto (superior derecha) y la base (inferior) en MPa bajo carga gravitacional.

En el segundo análisis se presentó una deformación máxima de 2.3 milímetros en las esquinas libres (superior e inferior) del álabe como se observa en Figura 33. Esta deformación provocó una curvatura en el álabe, flexionando sus puntas hacia el exterior del rotor, mientras que la parte central hacia el interior del rotor.

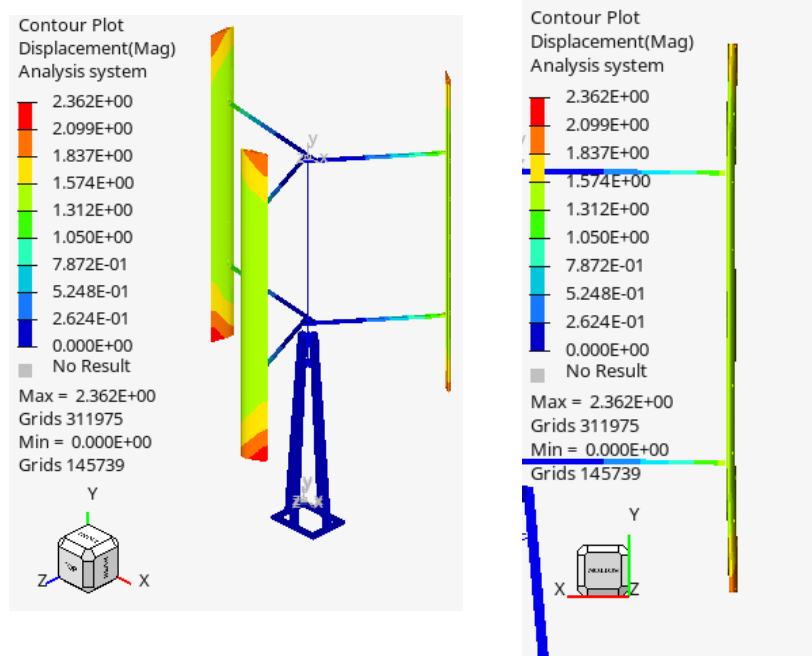


Figura 33. Desplazamiento máximo en los álaves del rotor en milímetros, vista isométrica (izquierda) y vista lateral (derecha) en milímetros bajo carga inercial centrífuga.

En los brazos de soporte el esfuerzo de von Mises fue de 13.8 MPa, ubicada en la unión entre los perfiles. Por otro lado, el esfuerzo máximo fue de 64.7 MPa y se presentó en la esquina de la solera con ángulo recto como se muestra en la Figura 34.

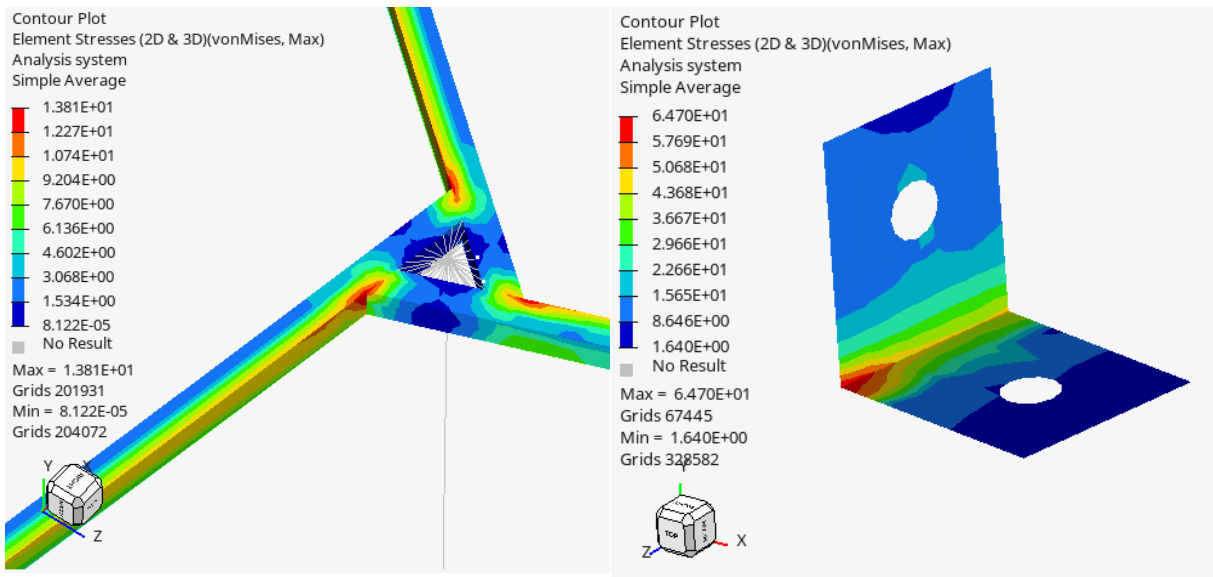
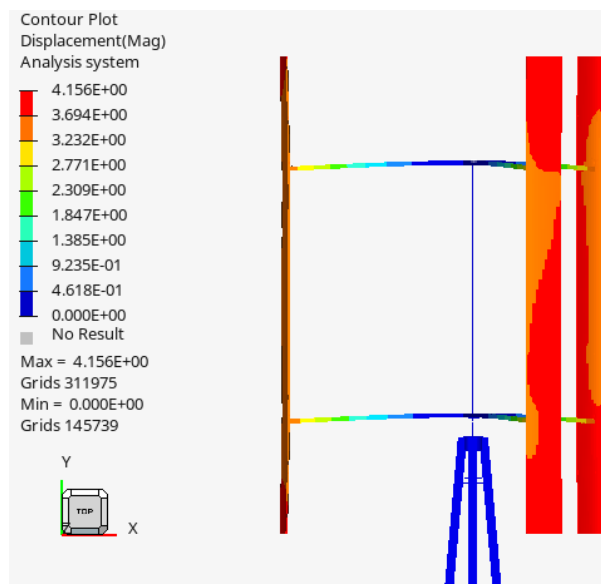


Figura 34. Distribución de esfuerzos de von Mises en los brazos de soporte (izquierda) y en la solera en ángulo recto (derecha) en MPa bajo carga inercial centrífuga.

Para finalizar, se realizó un análisis simultáneo de los dos escenarios. En este se reportó una deformación máxima de 4 milímetros localizada en los álabes como se ilustra en la Figura 35. Esta combinación de esfuerzos provocó una flexión de los brazos de soporte en dirección y negativa, así como una curvatura en el álabe, donde los extremos libres se deforman hacia el exterior del rotor.

Figura 35. Desplazamiento máximo en el aspa del rotor en milímetros bajo carga combinada.



El esfuerzo máximo de von Mises se presentó en la solera con ángulo recto, específicamente en la zona en la que cambia de geometría, alcanzando un valor de 141 MPa, como se observa en la Figura 36. Por su parte, la estructura central de los brazos de soporte presentó un esfuerzo de 37.2 MPa en la unión de los perfiles.

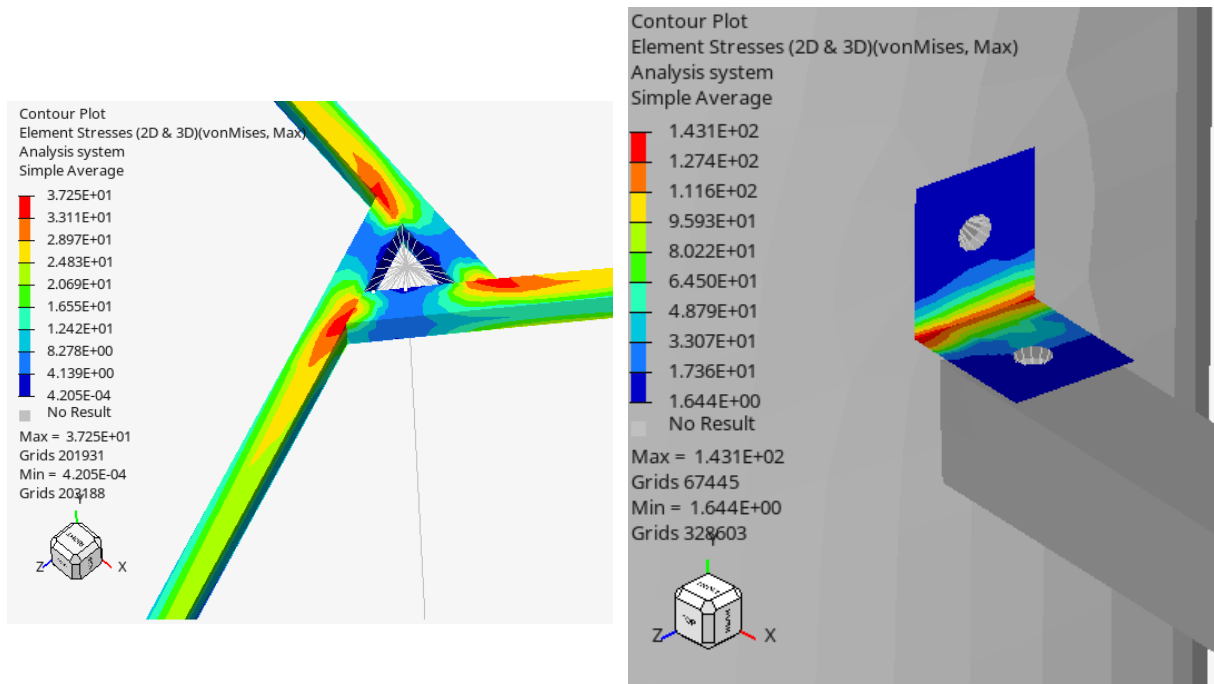


Figura 36. Distribución de esfuerzos de von Mises en MPa bajo carga combinada a 150 rpm: uniones de la estructura central (izquierda) y solera en ángulo recto (derecha).

Conclusión

La evaluación del diseño proporciono la curva del coeficiente de potencia contra TSR, proporcionando un valor máximo de 0.451 a un TSR de 2.75, así mismo se obtuvo la curva de potencia contra la velocidad del viento. El análisis estructural proporciono el esfuerzo máximo, para el caso de esfuerzo combinado se obtuvo un esfuerzo máximo de 141 MPa en la solera en ángulo recto.

Capítulo V. Construcción

Introducción

La construcción y el ensamblaje se realizó en las instalaciones del grupo IIDEA del Instituto de Ingeniería de la UNAM. En específico los trabajos se desarrollaron en el hangar, ubicado en las proximidades del jardín botánico de Ciudad Universitaria.

La manufactura de todos los elementos se dividió en tres etapas y se realizó de acuerdo con los planos que se encuentran en el anexo. En la primera etapa se fabricaron los tres álabes, en la segunda el eje central con los brazos y al final la flecha de transmisión. Para la construcción del larguero y la estructura central se utilizó PTR de 1 in, mientras que para la base se utilizó PTR de 2 in.

Álabes

El álabes está conformado por tres componentes: larguero, perfiles y la cubierta exterior. La construcción de los perfiles NACA 0018 del álabes inicio con dividir el material en elementos de tamaños manejable, posteriormente, con el uso de un *router* y una guía cortada por láser, se le dio la forma del perfil, así como los detalles necesarios expuestos en los planos, resultando en la pieza que se observa en la Figura 37.



Figura 37. Perfil NACA 0018 en madera.

Una vez contruidos los veintisiete perfiles se realizó el corte y taladrado del larguero en el que descansan los perfiles de madera. Para la cubierta exterior se utilizó una lámina de aluminio cortada a las medidas acordadas, la cual se fijó, junto a los perfiles y al larguero, mediante remaches, en la Figura 38 se observa el resultado.



Figura 38. Perfiles NACA 0018 sobre el larguero (izquierda) y ensamble del álabe completo (derecha).

Estructura central

La estructura central se dividió en dos geometrías, una superior, una inferior y el eje. La geometría superior e inferior son iguales por lo que se construyeron de forma igual; esta geometría está conformada por tres brazos, los cuales se cortan en ángulo para poder unirlos de forma precisa. Al extremo del perfil se realiza un barrenado por todo el perfil.

La unión entre los brazos se realizó mediante soldadura por electrodo revestido y se fijaron al eje mediante la misma técnica. Se utilizó electrodo 6013 de 3/32" y de 1/8". En la Figura 39 se observa la estructura central.



Figura 39. Estructura central eólico.

Rotor

El rotor que se diseñó se divide en tres elementos; por un lado, está la pieza que une el eje de la estructura y por el otro un soporte semejante que va anclada a los rodamientos en la base, ambas geometrías están dentro de un cilindro que las contiene.

Esta pieza se fabricó en el Laboratorio de Manufactura avanzada del Instituto de Ingeniería. Se reutilizó a partir de una pieza de otro proyecto la cual se maquinó en un torno hasta lograr la geometría acordada como se observa en la Figura 40. La parte que va anclada a los rodamientos no se logró construir en su totalidad, ya que la pieza que se pretendía reutilizar se dobló durante el transporte.



Figura 40. Ensamble del eje principal y rodamiento del rotor.

Ensamble

Finalmente se fijó la base al suelo mediante cuatro espárragos que ya se encontraban incrustados en el suelo, por lo que solo se colocó y ajustó con la turca. Las soleras en ángulo se ensamblaron al PTR mediante tornillería, mientras que los álabes se aseguraron a la solera empleando el mismo método, dando como resultado el ensamblaje final que se muestra en la Figura 41.



Figura 41. Ensamble final del rotor eólico de eje vertical.

Conclusión

La construcción se realizó con base en los planos presentados en el anexo. La manufactura del rotor fue buena, sin embargo, no contar con algunas herramientas, hizo que la tolerancia en algunas piezas fuera más grande que la deseada. Al no contar una laminadora, el doblado se realizó de forma manual, lo que resultó en que la lámina no se adaptará por completo al perfil aerodinámico. La base cortada

en acrílico permitió replicar la geometría de los perfiles NACA 0018 con alta fidelidad; además de que hizo que todos los perfiles del álabe fueran iguales.

Capítulo VI. Discusión

En la literatura, los rotores de eje vertical tipo Darrieus reportan coeficientes de potencia máximos que oscilan entre 0.35 y 0.45 a velocidad de punta elevadas, en el rango de 3.5 a 4.5 [48]. Se obtuvo un coeficiente de potencia máximo 0.451 a un TSR de 2.75. Brusca et al. [49] realizó un estudio mediante análisis numérico, en donde muestra las curvas de coeficiente de potencia contra TSR para varios valores de solidez. Obtuvo que para un perfil NACA 0018 y una solidez de 0.2 el coeficiente de potencia máximo es de alrededor de 0.46 a un TSR de 4. Al contrastar los resultados se pueden observar similitud en la curva obtenida, donde se observa una amplia zona de TSR con valores muy cercanos al C_p máximo, abarcando un rango de operación que va desde 2.0 hasta 3.5. Esta amplitud demuestra que el diseño conserva la capacidad de operar con alta eficiencia en un rango extendido de velocidades [50].

El estudio multiparamétrico de potencia contra velocidad del viento determinó que la configuración de giro entre 100 rpm y 200 rpm ofrece las mejores condiciones operativas. Destaca la curva de 200 rpm, la cual logra vencer la resistencia a rodar a una velocidad del viento de entre $4 \frac{m}{s}$ y $5 \frac{m}{s}$.

Díaz, F. et al. (2024) [33] realizaron un trabajo en el cual compararon los métodos de *Double Multiple Streamtube* (DMS) y *Qblade lifting line theory* (QLLT), ambos integrados en QBlade, frente a datos experimentales. Utilizando como referencia el coeficiente de potencia en función de la relación de velocidad en la punta (TSR), se encontró que el método DMS tiene una precisión menor, en comparación con QLLT, con un error absoluto máximo de 60% y un error promedio de 11%. Sin embargo, se enfatiza que este método es adecuado para las primeras etapas de diseño debido a su bajo tiempo de cómputo.

Para la instalación del rotor en un ambiente costero con alta salinidad como Sisal, es necesario seleccionar materiales o recubrimientos que garanticen su integridad estructural. El acero al carbono es ampliamente utilizado en los sectores industrial, causa de su bajo costo y excelentes propiedades mecánicas. Si bien en entornos marinos estáticos la corrosión del acero oscila entre 100 y 200 $\mu\text{m}/\text{año}$, la constante velocidad del viento en la costa acelera el proceso de oxidación. La galvanización ofrece un beneficio limitado; al ser un material de sacrificio, la capa de zinc se consume [51].

El acero inoxidable, con su excelente película pasiva y resistencia al ataque de cloruros, es una gran alternativa. Sin embargo, su alto costo y que es propenso a la corrosión por picaduras, limita las aplicaciones a gran escala [52]. Las aleaciones a base de níquel, como Inconel 625, Hastelloys C-276 y C-22, y el titanio, no son susceptibles a la corrosión por picaduras o grietas. Sin embargo, su precio limita su uso a aplicaciones especiales en sistemas de agua de mar [51].

El uso de recubrimientos en un entorno agresivo se ha convertido en el método más utilizado para proteger la mayoría de los materiales, dividiéndose en tres grupos: orgánicos, inorgánicos y metálicos. Sin embargo, se ha demostrado que los revestimientos multicapa son más efectivos, debido a su capacidad para combinar propiedades complementarias.

Los recubrimientos orgánicos ofrecen una alternativa de protección para los componentes estructurales. Si bien los recubrimientos orgánicos, como las resinas epoxi, resinas de polisiloxano, poliuretanos y acrílicas, son una solución accesible que proporciona una barrera inicial contra la corrosión, sin embargo, su viabilidad se ve limitada por la degradación a causa de la radiación UV y la abrasión. En contraste, los recubrimientos metálicos, como el zinc, aportan una protección catódica, aunque su eficacia está condicionada a la continuidad de la capa aplicada. Para condiciones altamente corrosivas se utilizan polímeros y resinas especializadas. [53].

La nitruración de aceros aleados con como cromo, molibdeno, aluminio o vanadio, mediante su exposición a amoníaco anhidro a temperaturas elevadas, crea una superficie de nitruros duros y voluminosos. Esta transformación genera tensiones residuales de compresión en la superficie tratada, que mejoran notablemente la resistencia del acero a la fatiga y a la corrosión [51].

El análisis estructural mediante el análisis por elemento finito reveló que la estructura general es rígida. Los esfuerzos más altos se presentaron en el análisis de carga combinada a 150 rpm, el cual registró una deformación de 4 mm en los álabes y un esfuerzo máximo de von Mises de 141 MPa ubicado en la zona de transición geométrica de la solera en ángulo recto, consolidando a este elemento como el punto crítico del ensamble. Además, se presentó una curvatura en la parte central de los álabes, producto de la fuerza centrífuga.

Aunque las deflexiones máximas observadas en los brazos de soporte y los álabes son de milímetros, resulta fundamental comprobar que las tensiones generadas por estas cargas no superen los límites del material. Una de las zonas de interés es la flexión de los brazos, en esta zona, cerca de la unión

de los brazos, se puede observar un esfuerzo máximo de von Mises de 37.2 MPa. Tomado el límite elástico del acero A36 en 250 MPa, obtenemos un factor de seguridad de 6.7. El análisis estructural del álabe revela que los esfuerzos máximos inducidos por la carga gravitacional alcanzan un valor de 26.34 MPa, superando los esfuerzos generados por la fuerza centrífuga, los cuales se mantienen en 13.81 MPa. El rotor opera a su máxima eficiencia a un TSR 2.75, en donde las fuerzas centrífugas son inferiores a las gravitacionales.

En cuanto a la manufactura, el principal problema se presentó en la soldadura, donde se detectó porosidad. Este defecto fue provocado por el uso de electrodos húmedos, causa de un mal almacenaje.

Capítulo VII. Conclusiones

Durante el desarrollo del proyecto se presentaron limitaciones tanto en la fase de la evaluación computacional como en la manufactura. En cuanto al análisis por elemento finito, la restricción de 100,00 nodos representó una limitante al realizar la simulación, ya que existían componentes que, por su geometría, era necesario modelar de forma tridimensional, requiriendo un mayor número de nodos para su simulación. Por otro lado, aunque la manufactura del rotor resultó buena, la falta de herramientas provocó que algunas piezas variaron con respecto a las dimensiones propuestas. En el caso de los perfiles NACA, se presentaron dificultades al intentar realizar el corte central que lo une con el PTR, resultando en pérdida de material y un mal acabado. La lámina fue otro elemento difícil de manufacturar, ya que las dimensiones eran grandes y no se contaba con el equipo necesario para doblar y cortar.

La investigación de rotores eólicos de eje vertical arrojó información importante al proyecto, ya que presentó: las relaciones geométricas, configuración, perfiles utilizados, número de álabes y más parámetros asociados, que en un conjunto permitieron el diseño del rotor. Es por esta razón que se buscó dirigir el proyecto a la evaluación estructural del rotor.

En el análisis por elementos finitos se obtuvo un desplazamiento máximo de 4 mm en el álabe, mientras que el esfuerzo máximo se presentó en la solera en ángulo recto que une los brazos de soporte con los álabes; por lo que para la construcción se aumentó el espesor de la pieza.

Una vez que se realizó la instalación de la turbina, se observó rotación, sin embargo, debido a que se encuentra a nivel de suelo y con estructuras y árboles a su alrededor, no se logró una velocidad constante del viento para poder realizar pruebas.

Se pretende que en siguientes etapas se realice una modificación a la estructura, la cual permita su instalación en una zona más alta y alejada de estructuras que interfieran con el flujo libre del viento. En esta instalación se propone modificar la longitud del eje para poder conectar el rotor a un generador eléctrico.

El desarrollo y la investigación en este proyecto presentan un esquema para el diseño de rotores eólicos de eje vertical, así como promover la implementación de estas turbinas en zonas donde la dirección del viento es errática y turbulenta. El presente trabajo busca demostrar que los parámetros

aerodinámicos ya están disponibles en la literatura, por lo que para el desarrollo de un proyecto con este tipo de turbinas se debe centrar en el análisis de la integridad estructural.

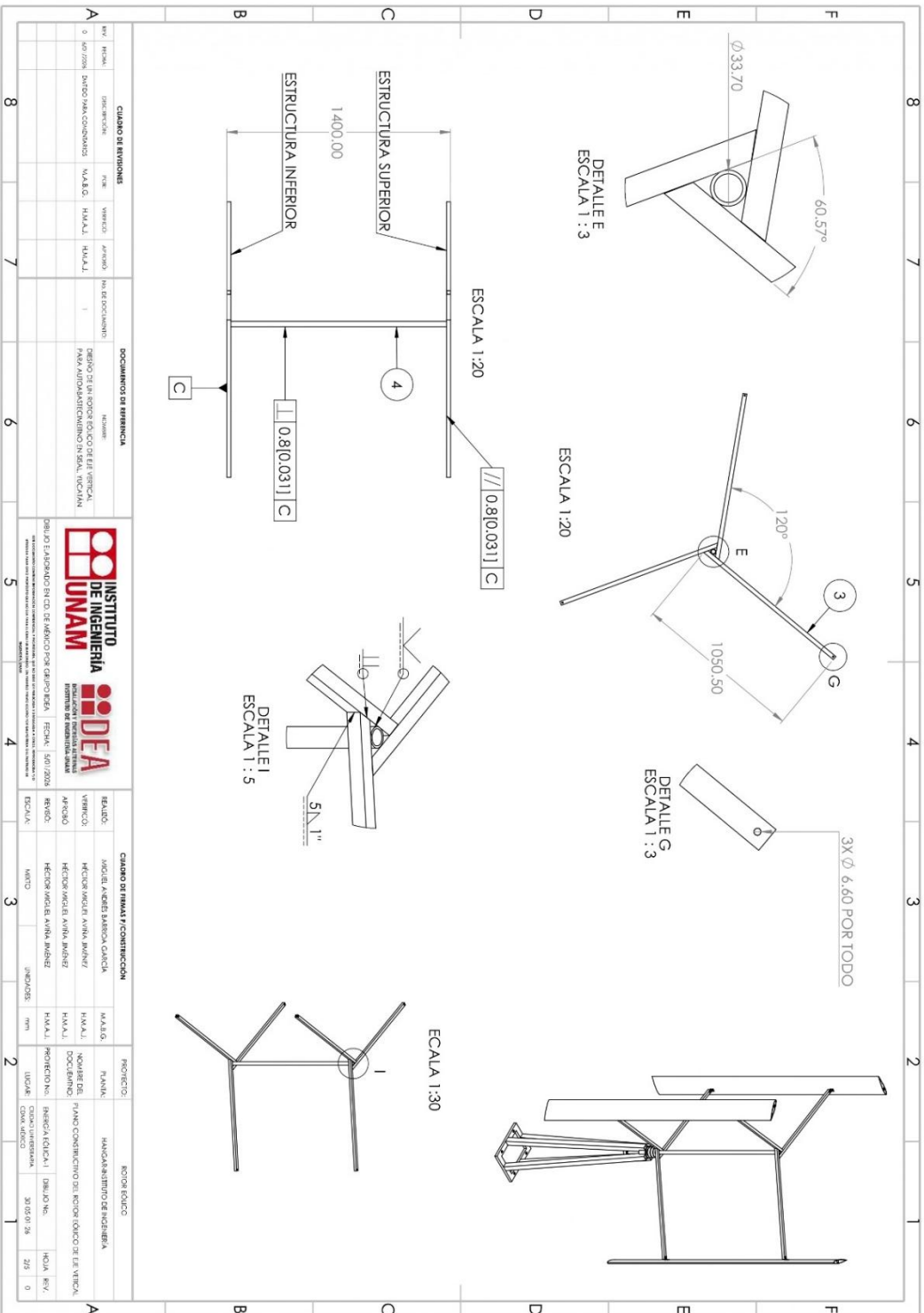
Referencias

- [1] V. Irastorza Trejo y X. Fernández Martínez, “Balance nacional de energía y su relación con el inventario nacional de emisiones”, *Real. Datos Espac. Rev. Int. Estad. Geogr.*, vol. 1, núm. 1, Art. núm. 1, 2010.
- [2] E. Denny, “The economics of tidal energy”, *Energy Policy*, vol. 37, núm. 5, pp. 1914–1924, may 2009, doi: 10.1016/j.enpol.2009.01.009.
- [3] IRENA, “Global Renewables Outlook”, International Renewable Energy Agency, may 2020. doi: 10.13140/RG.2.2.35573.81121.
- [4] IRENA, “Renewable capacity statistics 2024”, International Renewable Energy Agency, mar. 2024. Consultado: el 1 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.irena.org/Publications/2024/Mar/Renewable-capacity-statistics-2024>
- [5] P. Breeze, “Chapter 2 - The Wind Energy Resource”, en *Wind Power Generation*, P. Breeze, Ed., Academic Press, 2016, pp. 9–17. doi: 10.1016/B978-0-12-804038-6.00002-5.
- [6] A. A. Galarza-Chavez, J. L. Martínez-Rodríguez, R. F. Domínguez-Cruz, E. López-Garza, y A. B. Rios-Alvarado, “Multi-step wind energy forecasting in the Mexican Isthmus using machine and deep learning”, *Energy Rep.*, vol. 13, pp. 1–15, jun. 2025, doi: 10.1016/j.egyr.2024.11.074.
- [7] R. Bracho *et al.*, “Mexico Clean Energy Report: Mexico: North American Clean Energy Powerhouse”, 2022, doi: 10.2172/1862951.
- [8] Q. Hernández-Escobedo, F. Manzano-Agugliaro, y A. Zapata-Sierra, “The wind power of Mexico”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, núm. 9, pp. 2830–2840, dic. 2010, doi: 10.1016/j.rser.2010.07.019.
- [9] SEGOB, “La energía eólica en México: Una perspectiva social sobre el valor de la tierra”, Secretaría de Gobernación, nov. 2015. Consultado: el 28 de enero de 2025. [En línea]. Disponible en: <http://www.gob.mx/segob/documentos/la-energia-eolica-en-mexico-una-perspectiva-social-sobre-el-valor-de-la-tierra>
- [10] SENER, “Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2024-2038”, Secretaría de Energía, may 2024. Consultado: el 28 de enero de 2025. [En línea]. Disponible en: <http://www.gob.mx/sener/articulos/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-2024-2038>
- [11] CRE, “Solicitudes de interconexión de centrales eléctricas con capacidad menor a 0.5 MW. Contratos de interconexión de pequeña y mediana escala y generación distribuida. Estadísticas al segundo semestre de 2023”, Comisión Reguladora de Energía, ene. 2024. Consultado: el 12 de febrero de 2025. [En línea]. Disponible en: <http://www.gob.mx/cre/documentos/pequena-y-mediana-escala>
- [12] R. Bracho, F. Flores-Espino, J. Morgenstein, A. Aznar, y R. Castillo, “Evaluación energética de la península de Yucatán: Vías para un sistema energético limpio y sustentable”, 2021.
- [13] “Atlas Nacional de Zonas con Alto Potencial de Energías Limpias”, Secretaría de Energía. Consultado: el 16 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: <http://www.gob.mx/sener/articulos/atlas-nacional-de-zonas-con-alto-potencial-de-energias-limpias>
- [14] R. I. F. Xicotencatl y A. M. Gil, “Percepción social sobre megaproyectos eólicos en el estado de Yucatán: el caso del Parque Eólico Chicxulub”, *Soc. Ambiente*, núm. 23, pp. 1–28, 2020.

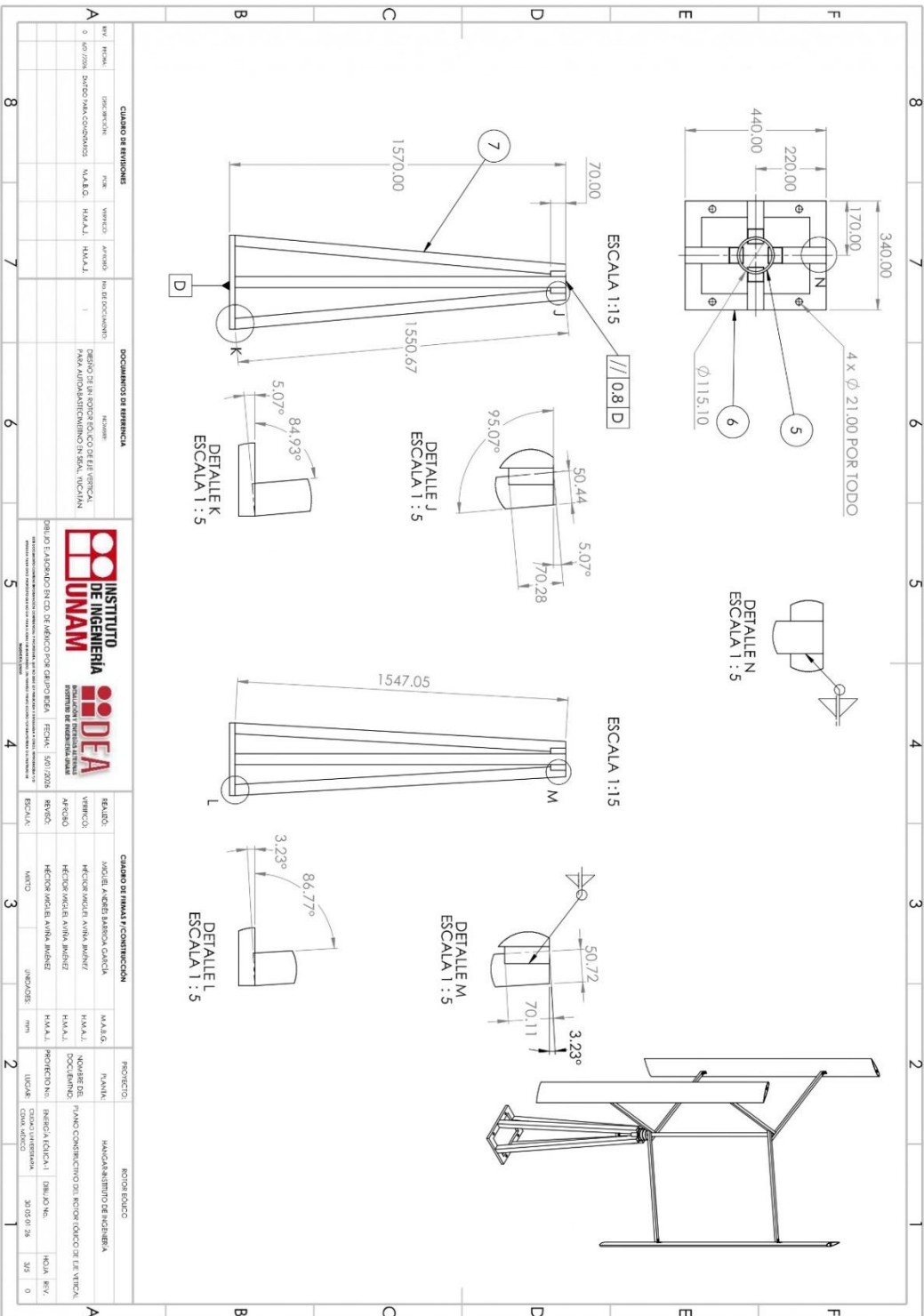
- [15] B. Figueroa, P. Salles, J. López, A. Ruiz-Angulo, y G. Ruiz, “Caracterización del viento en Sisal”, 2017, pp. 15–29.
- [16] E. García-Caballero, C. M. Appendini, B. Figueroa-Espinoza, M. E. Allende-Arandía, V. Magar, y M. S. Gross, “Wind energy potential assessment for Mexico’s Yucatecan Shelf”, *Energy Sustain. Dev.*, vol. 74, pp. 415–429, jun. 2023, doi: 10.1016/j.esd.2023.04.016.
- [17] M. Kanoğlu, Y. A. Çengel, y J. M. Cimbala, “Wind Turbine Operation and Aerodynamics”, en *Fundamentals and Applications of Renewable Energy*, McGraw-Hill Education, 2023. Consultado: el 4 de febrero de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.accessengineeringlibrary.com/content/book/9781265079659/toc-chapter/chapter6/section/section4>
- [18] Surya Santoso y H. Wayne Beaty, *Standard Handbook for Electrical Engineers*, 17a ed. McGraw-Hill Education, 2018. Consultado: el 4 de febrero de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www-accessengineeringlibrary-com.pbidi.unam.mx:2443/content/book/9781259642586>
- [19] Liz Hartman, “Wind Turbines: the Bigger, the Better”, Wind Energy Technologies Office. Consultado: el 4 de febrero de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.energy.gov/eere/articles/wind-turbines-bigger-better>
- [20] P. Breeze, “Chapter 3 - The Anatomy of a Wind Turbine”, en *Wind Power Generation*, P. Breeze, Ed., Academic Press, 2016, pp. 19–27. doi: 10.1016/B978-0-12-804038-6.00003-7.
- [21] T. A. Miliket, M. B. Ageze, y M. T. Tigabu, “Aerodynamic performance enhancement and computational methods for H-Darrieus vertical axis wind turbines: Review”, *Int. J. Green Energy*, vol. 19, núm. 13, pp. 1428–1465, oct. 2022, doi: 10.1080/15435075.2021.2005605.
- [22] A. Ghigo, E. Faraggiana, G. Giorgi, G. Mattiazzo, y G. Bracco, “Floating Vertical Axis Wind Turbines for offshore applications among potentialities and challenges: A review”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 193, p. 114302, abr. 2024, doi: 10.1016/j.rser.2024.114302.
- [23] R. Kumar, K. Raahemifar, y A. S. Fung, “A critical review of vertical axis wind turbines for urban applications”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 89, pp. 281–291, jun. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.03.033.
- [24] H. Seify Davari, M. Seify Davari, R. M. Botez, y H. Chowdhury, “Advancements in Vertical Axis Wind Turbine Technologies: A Comprehensive Review”, *Arab. J. Sci. Eng.*, vol. 50, núm. 4, pp. 2169–2216, feb. 2025, doi: 10.1007/s13369-024-09723-x.
- [25] P. M. Kumar, K. Sivalingam, S. Narasimalu, T.-C. Lim, S. Ramakrishna, y H. Wei, “A Review on the Evolution of Darrieus Vertical Axis Wind Turbine: Small Wind Turbines”, *J. Power Energy Eng.*, vol. 7, núm. 4, Art. núm. 4, abr. 2019, doi: 10.4236/jpee.2019.74002.
- [26] P. Jain, *Wind Energy Engineering*, 2nd Edition. McGraw-Hill Education, 2016. Consultado: el 10 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.accessengineeringlibrary.com/content/book/9780071843843>
- [27] B. Hand, G. Kelly, y A. Cashman, “Aerodynamic design and performance parameters of a lift-type vertical axis wind turbine: A comprehensive review”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 139, p. 110699, abr. 2021, doi: 10.1016/j.rser.2020.110699.
- [28] R. Howell, N. Qin, J. Edwards, y N. Durrani, “Wind tunnel and numerical study of a small vertical axis wind turbine”, *Renew. Energy*, vol. 35, núm. 2, pp. 412–422, feb. 2010, doi: 10.1016/j.renene.2009.07.025.
- [29] Y. Li, N. Karri, y Q. Wang, “Three-dimensional numerical analysis on blade response of a vertical-axis tidal current turbine under operational conditions”, *J. Renew. Sustain. Energy*, vol. 6, núm. 4, p. 043123, ago. 2014, doi: 10.1063/1.4892952.

- [30] I. Paraschivoiu, *Wind Turbine Design: With Emphasis on Darrius Concept*. Presses inter Polytechnique, 2002.
- [31] A. Sunyoto, F. Wenehenubun, y H. Sutanto, “The effect of number of blades on the performance of H-Darrius type wind turbine”, en *2013 International Conference on QiR*, jun. 2013, pp. 192–196. doi: 10.1109/QiR.2013.6632563.
- [32] T. Zhang, Z. Wang, W. Huang, D. Ingham, L. Ma, y M. Pourkashanian, “A numerical study on choosing the best configuration of the blade for vertical axis wind turbines”, *J. Wind Eng. Ind. Aerodyn.*, vol. 201, p. 104162, jun. 2020, doi: 10.1016/j.jweia.2020.104162.
- [33] F. J. Díaz-Canul *et al.*, “Diseño de un rotor Darrius tipo Phi para aerogeneradores de baja potencia”, *Ing. Investig. Tecnol.*, vol. 25, núm. 4, dic. 2024, doi: 10.22201/fi.25940732e.2024.25.4.028.
- [34] W. Tjiu, T. Marnoto, S. Mat, M. H. Ruslan, y K. Sopian, “Darrius vertical axis wind turbine for power generation I: Assessment of Darrius VAWT configurations”, *Renew. Energy*, vol. 75, pp. 50–67, mar. 2015, doi: 10.1016/j.renene.2014.09.038.
- [35] O. Günel, E. Koç, y T. Yavuz, “CFD vs. XFOIL of airfoil analysis at low reynolds numbers”, en *2016 IEEE International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*, nov. 2016, pp. 628–632. doi: 10.1109/ICRERA.2016.7884411.
- [36] A. Bianchini *et al.*, “An Experimental and Numerical Assessment of Airfoil Polars for Use in Darrius Wind Turbines—Part II: Post-stall Data Extrapolation Methods”, *J. Eng. Gas Turbines Power*, vol. 138, núm. 032603, sep. 2015, doi: 10.1115/1.4031270.
- [37] H. Beri y Y. Yao, “Double Multiple Stream Tube Model and Numerical Analysis of Vertical Axis Wind Turbine”, *Energy Power Eng.*, vol. 03, ene. 2011, doi: 10.4236/epe.2011.33033.
- [38] S. Sambasiva, “The Finite Element Method in Engineering”, ScienceDirect. Consultado: el 27 de febrero de 2026. [En línea]. Disponible en: <http://www.sciencedirect.com:5070/book/monograph/9780128117682/the-finite-element-method-in-engineering>
- [39] B. Figueroa-Espinoza, P. Salles, y J. Zavala-Hidalgo, “On the wind power potential in the northwest of the Yucatan Peninsula in Mexico”, *Atmósfera*, vol. 27, núm. 1, pp. 77–89, ene. 2014.
- [40] INEGI, “Encuesta Nacional sobre Consumo de Energéticos en Viviendas Particulares (ENCEVI) 2018”, Instituto Nacional de Estadística y Geografía, 2018. Consultado: el 30 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.inegi.org.mx/programas/encevi/2018/>
- [41] E. I. Moreno, R. Solis, y R. Márquez-Novelo, “Corrosion of Beach Concrete Housing in the Yucatan Peninsula”, *Int. J. Electrochem. Sci.*, vol. 9, pp. 1355–1365, mar. 2014, doi: 10.1016/S1452-3981(23)07799-4.
- [42] G. P. V. Dalmora, E. P. Borges Filho, A. A. Maraschin Conterato, W. S. Roso, C. E. Pereira, y A. Dettmer, “Methods of corrosion prevention for steel in marine environments: A review”, *Results Surf. Interfaces*, vol. 18, p. 100430, ene. 2025, doi: 10.1016/j.rsurfi.2025.100430.
- [43] M. Lv, X. Li, y M. Du, “The effect of cathodic polarization on the corrosion behavior of X65 steel in seawater containing sulfate-reducing bacteria”, *Mater. Corros.*, vol. 71, núm. 12, pp. 2038–2051, 2020, doi: 10.1002/maco.202011715.
- [44] O. Adedipe, F. Brennan, y A. Kolios, “Review of corrosion fatigue in offshore structures: Present status and challenges in the offshore wind sector”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 61, pp. 141–154, ago. 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.02.017.

- [45] MatWeb, “ASTM A36 Steel, bar”, MatWeb Material Property Data. Consultado: el 20 de abril de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.matweb.com/search/DataSheet.aspx?MatGUID=d1844977c5c8440cb9a3a967f8909c3a>
- [46] MatWeb, “Aluminum 6061-T6; 6061-T651”, MatWeb Material Property Data. Consultado: el 9 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.matweb.com/search/datasheet.aspx?MatGUID=b8d536e0b9b54bd7b69e4124d8f1d20a>
- [47] Z. Salleh y M. Zullastri, “COMPARISON OF FLEXURAL PROPERTIES OF PINEWOOD WITH FEA SIMULATION FOR MARINE APPLICATION”, *J. Teknol.*, vol. 86, pp. 209–215, ene. 2024, doi: 10.11113/jurnalteknologi.v86.20667.
- [48] M. Kanoğlu, Y. A. Çengel, y J. M. Cimbala, *Fundamentals and Applications of Renewable Energy*, 2nd Edition. McGraw-Hill Education, 2023. Consultado: el 16 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.accessengineeringlibrary.com/content/book/9781265079659>
- [49] S. Brusca, R. Lanzafame, y M. Messina, “Design of a vertical-axis wind turbine: how the aspect ratio affects the turbine’s performance”, *Int. J. Energy Environ. Eng.*, vol. 5, pp. 1–8, ago. 2014, doi: 10.1007/s40095-014-0129-x.
- [50] A. Vadhyar, S. Sridhar, T. Reshma, y J. Radhakrishnan, “A critical assessment of the factors associated with the implementation of rooftop VAWTs: A review”, *Energy Convers. Manag. X*, vol. 22, p. 100563, abr. 2024, doi: 10.1016/j.ecmx.2024.100563.
- [51] P. R. Roberge, *Handbook of Corrosion Engineering*, 3rd Edition. McGraw-Hill Education, 2019. Consultado: el 15 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.accessengineeringlibrary.com/content/book/9781260116977>
- [52] D. Li *et al.*, “Corrosion resistance degradation of square stainless-clad bimetallic steel tubes in marine environments: Experiment, finite element modeling and theoretical analysis”, *Thin-Walled Struct.*, vol. 223, p. 114620, abr. 2026, doi: 10.1016/j.tws.2026.114620.
- [53] A. Abril, L. Delgado, K. Barba, y S. Sanchez, “Análisis del uso de revestimientos eficientes para estructuras metálicas en ambientes corrosivos”, *Rev. Científica Arbitr. Multidiscip. PENTACIENCIAS*, vol. 7, pp. 562–571, jun. 2025, doi: 10.59169/pentaciencias.v7i3.1541.



CARGO DE ENTREGA				DOCUMENTO DE REFERENCIA				CARGO DE REALIZAR Y CONSTRUCCION				PROYECTO				REPOR EDUC				
REV.	FECHA	DESCRIPCION	TIPO	VENICIO	APROBADO	NO DE DOCUMENTOS	REVISOR	REVISOR	REVISOR	REVISOR	REVISOR	REVISOR	REVISOR	REVISOR	REVISOR	REVISOR	REVISOR	REVISOR	REVISOR	REVISOR
A	0	PROYECTO	PROYECTO	M.A.B.G.	H.M.A.L.J.	1	REVISOR	REVISOR	REVISOR	REVISOR	REVISOR	REVISOR	REVISOR	REVISOR	REVISOR	REVISOR	REVISOR	REVISOR	REVISOR	REVISOR
INSTITUTO DE INGENIERIA DE UNAM INSTITUTO DE INGENIERIA DE UNAM INSTITUTO DE INGENIERIA DE UNAM				DEA INSTITUTO DE INGENIERIA DE UNAM INSTITUTO DE INGENIERIA DE UNAM				RESULTO: ANGELES BARRERA GARCIA VENICIO: FELICIA ANGEL AVILA ANDRIZ APROBADO: FELICIA ANGEL AVILA ANDRIZ REVISOR: FELICIA ANGEL AVILA ANDRIZ REVISOR: FELICIA ANGEL AVILA ANDRIZ				PLAN: PLAN DE CONSTRUCCION DEL REPOR EDUCO DE CER VITROCA PLAN: PLAN DE CONSTRUCCION DEL REPOR EDUCO DE CER VITROCA PLAN: PLAN DE CONSTRUCCION DEL REPOR EDUCO DE CER VITROCA				PLAN: PLAN DE CONSTRUCCION DEL REPOR EDUCO DE CER VITROCA PLAN: PLAN DE CONSTRUCCION DEL REPOR EDUCO DE CER VITROCA PLAN: PLAN DE CONSTRUCCION DEL REPOR EDUCO DE CER VITROCA				



Cuadro de revisiones				DOCUMENTO DE REFERENCIA				Cuadro de firmas y CONSTRUCCION				PROYECTO				REPORTE EDUCACION			
REV.	FECHA	DESCRIPCION	TYPE	VERIFICADO	APROBADO	NO REEQUILIBRADO	REVISION	INGENIERO	PROYECTO	PROYECTO	PROYECTO	PROYECTO	PROYECTO	PROYECTO	PROYECTO	PROYECTO	PROYECTO	PROYECTO	PROYECTO
0	10/1/2024	DISEÑO PARA CONSTRUCCION	M.A.B.G.	H.M.A.L.J.	H.M.A.L.J.	1	REVISION DE LOS DATOS DE REFERENCIA PARA LA ELABORACION DEL DISEÑO	INGENIERO	INGENIERO	INGENIERO	INGENIERO	INGENIERO	INGENIERO	INGENIERO	INGENIERO	INGENIERO	INGENIERO	INGENIERO	INGENIERO

INSTITUTO DE INGENIERIA UNAM

DEA

INSTITUTO DE INGENIERIA UNAM

DEPARTAMENTO DE INGENIERIA DE ESTRUCTURAS

AV. INSTITUTO DE INGENIERIA UNAM S/N

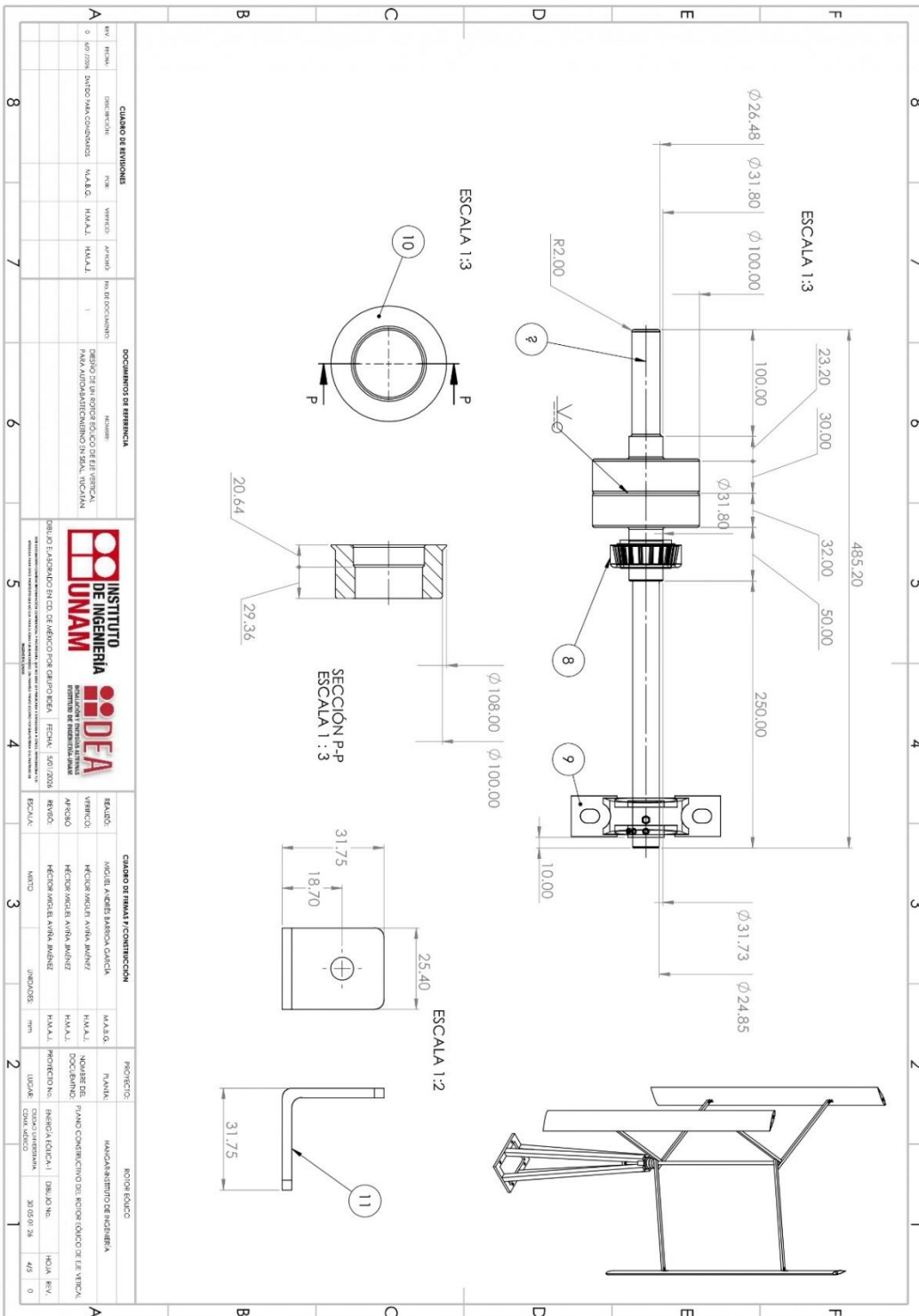
CALLE DE LA INGENIERIA S/N

CERES DE LA INGENIERIA S/N

CIUDAD DE MEXICO, CDMX

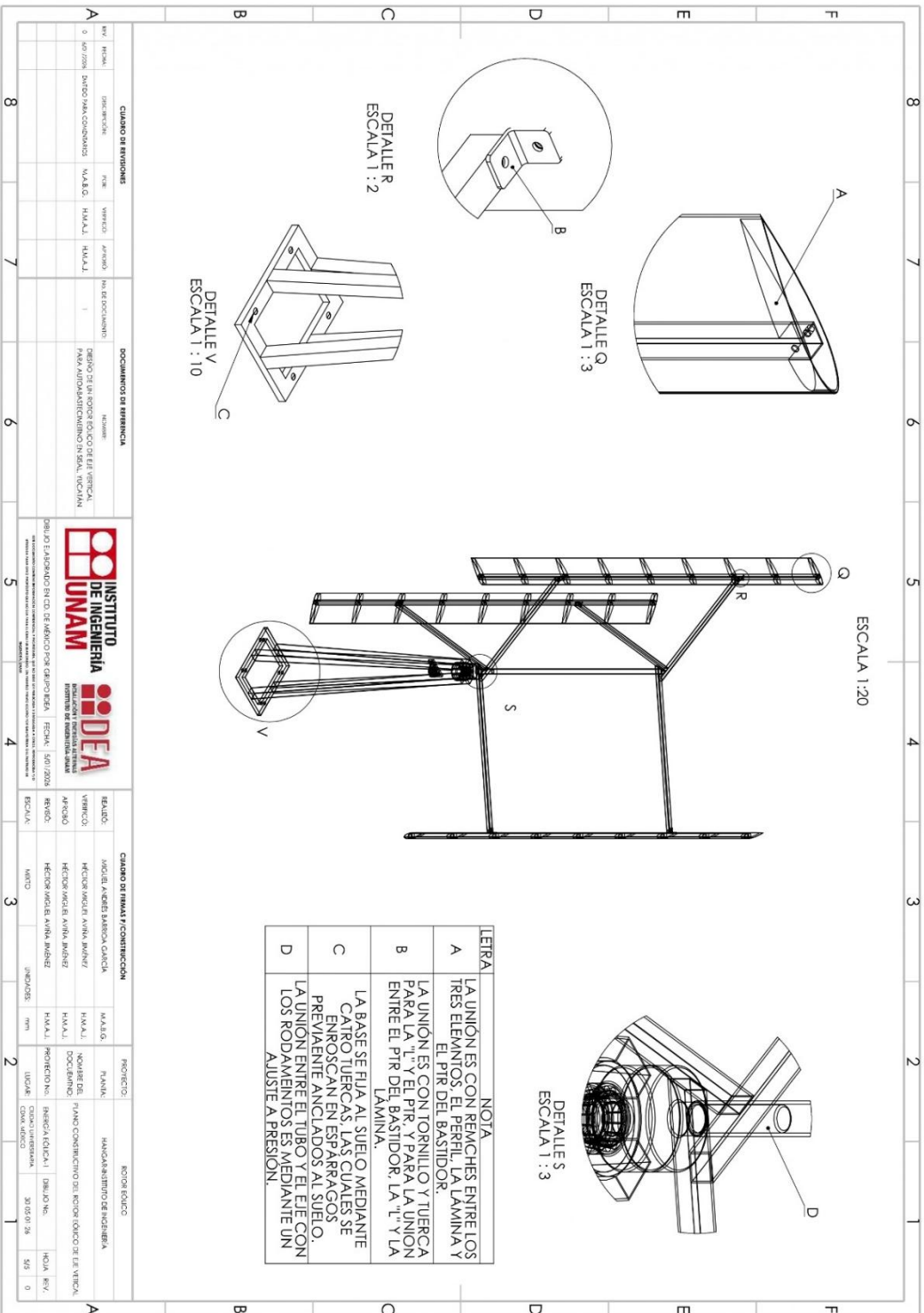
TEL: 5623 1234

WWW.IUNAM.DEA.MEX



CUIDADO DE ENTREGA				DOCUMENTOS DE REFERENCIA				CUIDADO DE FINAL Y COMPLECCION				PROYECTO			
REV.	FECHA	OPERACIONES	FECHA	OPERACIONES	FECHA	OPERACIONES	FECHA	OPERACIONES	FECHA	OPERACIONES	FECHA	OPERACIONES	FECHA	OPERACIONES	
0	10/2021	DISEÑO Y MANEJO DE CAD/CAM	M.A.B.O.	H.M.A.L.J.	H.M.A.L.J.	1	SEÑALADO DE LA SERIE DE DISEÑO DE LA PIEZA PARA ANIMACION DEL DISEÑO EN SOLIDWORKS	INSTITUTO DE INGENIERIA DE UNAM	IDEA	INSTITUTO DE INGENIERIA DE UNAM	INSTITUTO DE INGENIERIA DE UNAM	INSTITUTO DE INGENIERIA DE UNAM	INSTITUTO DE INGENIERIA DE UNAM	INSTITUTO DE INGENIERIA DE UNAM	

CUIDADO DE FINAL Y COMPLECCION				PROYECTO				
REV.	FECHA	OPERACIONES	FECHA	OPERACIONES	FECHA	OPERACIONES	FECHA	OPERACIONES



LETRA	NOTA
A	LA UNIÓN ES CON REMACHES ENTRE LOS TRES ELEMENTOS, EL PERFIL, LA LAMINA Y EL PTR DEL BASTIDOR.
B	LA UNIÓN ES CON TORNILLO Y TUERCA PARA LA "T" Y EL PTR. Y PARA LA UNIÓN ENTRE EL PTR DEL BASTIDOR, LA "T" Y LA LAMINA.
C	LA BASE SE FIJA AL SUELO MEDIANTE CARIRO, TUERCAS, LAS CUALES SE ENROSCAN EN ESPARRAGOS PREVIAENTE ANCLADOS AL SUELO.
D	LA UNIÓN ENTRE EL TUBO Y EL EJE CON LOS RODAMIENTOS ES MEDIANTE UN AJUSTE A PRESIÓN.

CUADRO DE REVISIONES				DOCUMENTOS DE REFERENCIA			
REV.	FECHA	DESCRIPCION	TYPE	VERIFICADO	APROBADO	NO. DE DOCUMENTOS	REVISOR
0	10/07/2024	DISEÑO PARA CONSTRUCCION	M.A.B.G.	H.M.A.L.J.	H.M.A.L.J.	1	REVISOR DE TUBOS Y CONECTOR DE TUBERIA, PLANOS DE CONSTRUCCION DEL REFORZAMIENTO DE TUBERIA, PLANOS DE CONSTRUCCION DE TUBERIA, PLANOS DE CONSTRUCCION DE TUBERIA

CUADRO DE REVISIONES				DOCUMENTOS DE REFERENCIA			
REV.	FECHA	DESCRIPCION	TYPE	VERIFICADO	APROBADO	NO. DE DOCUMENTOS	REVISOR
0	10/07/2024	DISEÑO PARA CONSTRUCCION	M.A.B.G.	H.M.A.L.J.	H.M.A.L.J.	1	REVISOR DE TUBOS Y CONECTOR DE TUBERIA, PLANOS DE CONSTRUCCION DEL REFORZAMIENTO DE TUBERIA, PLANOS DE CONSTRUCCION DE TUBERIA, PLANOS DE CONSTRUCCION DE TUBERIA

CUADRO DE REVISIONES				DOCUMENTOS DE REFERENCIA			
REV.	FECHA	DESCRIPCION	TYPE	VERIFICADO	APROBADO	NO. DE DOCUMENTOS	REVISOR
0	10/07/2024	DISEÑO PARA CONSTRUCCION	M.A.B.G.	H.M.A.L.J.	H.M.A.L.J.	1	REVISOR DE TUBOS Y CONECTOR DE TUBERIA, PLANOS DE CONSTRUCCION DEL REFORZAMIENTO DE TUBERIA, PLANOS DE CONSTRUCCION DE TUBERIA, PLANOS DE CONSTRUCCION DE TUBERIA

CUADRO DE REVISIONES				DOCUMENTOS DE REFERENCIA			
REV.	FECHA	DESCRIPCION	TYPE	VERIFICADO	APROBADO	NO. DE DOCUMENTOS	REVISOR
0	10/07/2024	DISEÑO PARA CONSTRUCCION	M.A.B.G.	H.M.A.L.J.	H.M.A.L.J.	1	REVISOR DE TUBOS Y CONECTOR DE TUBERIA, PLANOS DE CONSTRUCCION DEL REFORZAMIENTO DE TUBERIA, PLANOS DE CONSTRUCCION DE TUBERIA, PLANOS DE CONSTRUCCION DE TUBERIA