

# INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL



ESCUELA SUPERIOR DE  
INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA



SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN  
UNIDAD PROFESIONAL ADOLFO LÓPEZ MATEOS

**DISEÑO DE LA CARCASA DE UN AEROGENERADOR  
DE BAJA POTENCIA USANDO EL METODO DEL  
ELEMENTO FINITO**

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE  
**MAESTRO EN CIENCIAS**  
CON ESPECIALIDAD EN  
INGENIERÍA MECÁNICA  
P R E S E N T A:

**ING. JUAN RAMIREZ JOACHIM**

**DIRECTOR DE TESIS:  
DR. FERMIN VINIEGRA HEBERLEIN**

**MÉXICO D.F.**

**ENERO DE 2012**



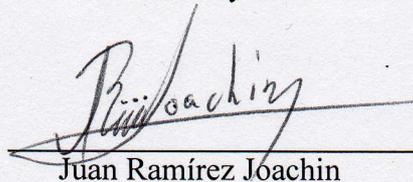
**INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL**  
**SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO**

**CARTA CESIÓN DE DERECHOS**

En la Ciudad de México, D.F el día 9 del mes de Diciembre del año 2011, el (la) que suscribe Juan Ramírez Joachin alumno (a) del Programa de Maestría en Ciencias con Especialidad en Ingeniería Mecánica con número de registro B091744, adscrito a la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la E.S.I.M.E Unidad Zacatenco, manifiesta que es autor (a) intelectual del presente trabajo de Tesis bajo la dirección del Dr. Fermín Viniegra Heberlein y cede los derechos del trabajo intitulado Diseño de la Carcasa de un Aerogenerador de Baja Potencia Usando el Método del Elemento Finito, al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, gráficas o datos del trabajo sin el permiso expreso del autor y/o director del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a la siguiente dirección ing\_joachim@hotmail.com, ferviniegra@yahoo.com.mx. Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.

Nombre y firma

  
Juan Ramírez Joachin



**INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL**  
**SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO**

SIP-14

**ACTA DE REVISIÓN DE TESIS**

En la Ciudad de México, D. F. siendo las 17:00 horas del día 5 del mes de Diciembre del 2011 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de la Tesis, designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de E.S.I.M.E. para examinar la tesis titulada:

**“DISEÑO DE LA CARCASA DE UN AEROGENERADOR DE BAJA POTENCIA USANDO EL MÉTODO DEL ELEMENTO FINITO”.**

Presentada por el alumno:

**RAMÍREZ**  
Apellido paterno

**JOACHIN**  
Apellido materno

**JUAN**  
Nombre(s)

Con registro: 

B	0	9	1	7	4	4
---	---	---	---	---	---	---

aspirante de:

**MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERIA MECÁNICA**

Después de intercambiar opiniones los miembros de la Comisión manifestaron **SU APROBACIÓN DE LA TESIS**, en virtud de que satisface los requisitos señalados por las disposiciones reglamentarias vigentes.

LA COMISIÓN REVISORA

Director(a) de tesis

DR. FERMÍN ALBERTO VINIEGRA HEBERLEIN

Segundo Vocal

DR. DIDIER SAMAYOA OCHOA

Secretario

DR. ORLANDO SUSARREY HUERTA

Presidente

DR. SAMUEL ALCÁNTARA MONTES

Tercer Vocal

M. EN C. CÁNDIDO PALACIOS MONTÚFAR

PRESIDENTE DEL COLEGIO DE PROFESORES

DR. JAIME ROBLES GARCÍA



# ÍNDICE

Resumen.....	i
Abstract.....	ii
Introducción.....	iii
Justificación.....	iv
Objetivos Generales.....	vi
Objetivos Particulares.....	vi
Índice de Figuras.....	viii
Índice de Tablas.....	x
Índice de Gráficas.....	xi
Lista de Símbolos.....	xiii

## **CAPÍTULO UNO ANTECEDENTES**

1.1 ANTECEDENTES: ENERGÍAS ALTERNAS.....	2
1.2 ENERGÍAS ALTERNAS.....	2
1.2.1 Energía eólica.....	3
1.3 AEROGENERADORES.....	5
1.3.1 Desarrollo histórico de los aerogeneradores.....	5
1.4 AERO TURBINAS MODERNAS.....	12
1.4.1 Funcionamiento de un aerogenerador.....	12
1.4.2 Clasificación de los aerogeneradores.....	14
1.4.3 Aerogeneradores de Baja Potencia.....	16
1.4.4 Aerogeneradores de Mediana Potencia.....	17
1.4.5 Aerogeneradores de Gran Potencia.....	18

1.5 MÁS ALLÁ DE LA GENERACIÓN EÓLICA.....	21
1.6 VENTAJAS ECONOMICAS.....	26
<b>CAPÍTULO DOS CARGAS DE DISEÑO PARA AEROGENERADORES DE EJE HORIZONTAL Y CARCASA</b>	
2.1 DESARROLLO DE NORMAS INTERNACIONALES.....	27
2.1.1 Norma IEC 61400-1.....	27
2.1.2 Normas Alemanas para certificación de aerogeneradores.....	28
2.1.3 Normas Danesas DS-427.....	29
2.2 CARGAS Y ESFUERZOS PRESENTES EN LAS ESTRUCTURAS DE AEROGENERADORES.....	30
2.3 CASOS DE CARGA.....	34
2.3.1 Operación normal.....	34
2.3.2 Fallos técnicos.....	35
2.4 TIEMPO DE OPERACIÓN DE LOS AEROGENERADORES.....	35
2.5 PARÁMETROS DE DISEÑO PARA COMPONENTES DE AEROGENERADORES.....	36
2.5.1 Cargas límites.....	37
2.5.2 Cargas de fatiga.....	38
2.6 PROCESO PARA EL CÁLCULO DE ESFUERZOS Y CARGAS ESTRUCTURALES.....	40
2.6.1 Formas de solucionar el diseño estructural.....	42
2.6.2 Factor de seguridad.....	43
<b>CAPÍTULO TRES EL MÉTODO DEL ELEMENTO FINITO Y SU USO EN PROGRAMAS COMERCIALES</b>	
3.1 EL ELEMENTO FINITO COMO AUXILIAR DE ANÁLISIS EN LA INGENIERÍA.....	44
3.2 EL MÉTODO DEL ELEMENTO FINITO (MEF) Y SUS BASES.....	44
3.2.1 Formulación de un elemento.....	45
3.3 APLICACIÓN DEL MEF USANDO UN PROGRAMA COMERCIAL (ANSYS 12).....	52
3.3.1 Análisis estático.....	52
3.3.2 Capacidad de análisis del programa.....	53

## **CAPÍTULO CUATRO DISEÑO CONCURRENTE DE LA CARCASA**

4.1 DESARROLLO DE PRODUCTO A PARTIR DE UN MODELO CAE.....	54
4.1.1 Nuevos paradigmas en el diseño asistido por computadora.....	55
4.2 Desarrollo de la góndola.....	56
4.2.1 Dispositivos de orientación montados en góndolas.....	58
4.3 Bancada (Bedplate).....	60
4.3.1 Análisis de la bancada usando MEF.....	62
4.3.2 Procedimiento de análisis de la bancada usando el método del elemento finito.....	66
4.3.3 Cálculo de la veleta.....	77
<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>84</b>
<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>86</b>
<b>TRABAJOS FUTUROS.....</b>	<b>86</b>
<b>ANEXO A.....</b>	<b>87</b>
<b>ANEXO B.....</b>	<b>96</b>
<b>BIBLIOGRAFIA.....</b>	<b>98</b>

## RESUMEN

En el presente trabajo, se muestra el procedimiento realizado para obtener un diseño conceptual de una carcasa de un aerogenerador de baja potencia de eje horizontal con un diámetro de palas estimado entre 4.5 a 5 metros y una potencia Eléctrica de salida de 5 kW. Dicho proyecto se desarrolla en la sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME Unidad profesional Zacatenco, dirigido por el Dr. Fermín Viniegra Heberlein con nombre del proyecto "Ehecamani".

En el capítulo uno se realiza un análisis de la situación energética actual, en los países desarrollados así como en los países en vías de desarrollo. Que han comenzado el uso de energías renovables como una de las mejores opciones para el suministro complementario en la red eléctrica, acorde a los recursos del país. En los cuales el uso de la energía Eólica ha mostrado ser altamente rentable. Si se analiza la situación actual en México, el uso ha sido limitado, por lo cual se han estado desarrollando proyectos de investigación para la implementación de generadores eólicos más eficientes y económicos, diseñados específicamente para su uso e instalación en suelo mexicano.

En el capítulo dos, se muestra el análisis de cargas a las cuales se encuentra expuestas las estructuras de los aerogeneradores en operación. Dichas estructuras son conocidas por su alta rigidez, en el caso de la carcasa, el objetivo es dar soporte y la atenuación de cargas vibratorias externas. En el mismo capítulo se definen las cargas de diseño, tomando como referencia las normas DS 472 y Lloyd, aplicables a Aerogeneradores de baja potencia.

En el capítulo tres, se realiza un análisis de la formulación del método numérico llamado Elemento Finito (MEF por sus siglas en español), el cual consiste en la discretización de un continuo en varios elementos. Los elementos usados son tridimensionales del tipo tetraédrico de orden superior, es decir con nodos intermedios. En el mismo capítulo se analiza la selección de un programa computacional comercial para el auxilio en el diseño de la carcasa.

En el capítulo cuatro, se muestra el procedimiento para el diseño conceptual de la carcasa del aerogenerador de baja potencia, el diseño principal se realiza con alta rigidez de la bancada, esto es debido a que en las turbinas de viento de baja potencia la bancada representa aproximadamente el 80% de la misma. Se realizó un diseño base, el cual fue afinado usando el método de diseño concurrente auxiliado con el MEF. Se identificó los estados de esfuerzos críticos, que son resultado de las simulaciones en las condiciones de operación estática, además de la obtención de factores de proporcionalidad para la modificación futura del diseño, debido a que la información actual es limitada y dichos factores facilitarán una rápida modificación para el diseño final. Las conclusiones obtenidas se muestran al final de este trabajo, seguidas por las recomendaciones y trabajos futuros.

## **ABSTRACT**

In this paper shows the procedure to get a conceptual design for Nacelle of horizontal axis wind turbine of low-power with a diameter of blades estimated between 4.5 to 5 meters and an electrical power output of 5 kW. This project is located in the post Graduate Section of Education and Research in Zacatenco Professional Unit and is managed by PhD Fermín Viniegra Heberlein, This project is named "Ehecamani."

The First chapter is analyses at present of the energy situation in develop countries as well as in developing countries. They have begun the use of renewable energy as one of the best options for an additional supply in the electrical network, depending about natural in each country, the use of wind power generation has proven to be highly profitable. When is analyzing the current situation in Mexico, the use of this kind of energy has been limited, and for this reason research projects for efficient implementation of wind turbines has been developed, for installation on Mexican soil.

The Second chapter shows the analysis of wind turbine structures under loads in operation. Such structures are known for their high stiffness, in the case of the housing, the goal is to support and decrease stress, cause by the external wind force and vibratory loads. This chapter also defines the design loads, taking as reference The DS 472 and Lloyd standards used in low-power wind turbines.

The Third chapter, is an analysis of the formulation of numerical method called finite element (FEM by its acronym), which consists in the discretization of a continuum in several elements. The typical elements used, are three-dimensional tetrahedral higher order type that means intermediate nodes in the element. This chapter is also about the selection of a commercial computer program to aid in the design of the housing.

The Fourth chapter shows the procedure for the conceptual design of housing of low-power turbine, which, the main design is made with high rigidity of bedplate, this is because in low-wind turbines the bedplate is approximately 80% of full nacelle. We performed a basic design, which was tuned using the concurrent design method assisted by the FEM. We identified critical stress states which are the result of simulations in static operating conditions, in addition to obtaining proportionality factors for future design changes, because of the current information about the "Ehecamani" project is limited about the others parts of the wind turbine, these factors will make easy and rapid modification in future to the final design.

The conclusions reached are shown at the end of this work, followed by the recommendations and future works.



---

## INTRODUCCIÓN

Actualmente el consumo energético se ha elevado de una forma exponencial en el planeta, viéndose afectado principalmente por países en vías de desarrollo. Este aumento se ha visto acrecentado por varios factores, siendo el más importante el crecimiento demográfico, dando como resultado que el consumo de combustibles fósiles aumente.

Si llevamos este contexto al entorno local, como lo es México; se estima según la Secretaría de Energía (SENER) que el consumo será de 4880 Tera Watts Hora (TWh) para el año 2030. Para ir disminuyendo el consumo acelerado de energía eléctrica proveniente de combustibles fósiles, en nuestro país se ha optado por la investigación y uso de energías renovables.

Las energías renovables se han vuelto una de las mejores opciones para el suministro complementario de energía en países desarrollados e iniciando a ser usadas en países en vías de desarrollo como el nuestro. Acorde a los recursos del país, una de las mejores alternativas es el uso de la energía Eólica. Actualmente, el parque eólico en México es limitado, por lo cual se han estado desarrollando proyectos de investigación para la implementación de generadores eólicos más eficientes y económicos, diseñados desde cero para su instalación en suelo mexicano.

El trabajo de investigación aquí presentado es parte del desarrollo de un aerogenerador de baja potencia de eje horizontal para su puesta en marcha, en la región central de Hidalgo. Con una producción eléctrica estimada de 5 Kwatts por aerogenerador. Además de la implementación en un futuro, de un parque eólico para el suministro de energía en comunidades rurales.



---

Se realizó el diseño de la carcasa para un aerogenerador de baja potencia de eje horizontal de tres palas. El diseño de la carcasa ha sido auxiliado por el Método del Elemento finito (MEF) para la obtención de los puntos críticos del diseño base y su mejora. Usando el MEF se ha demostrado que la rigidez de la carcasa ofrece la protección necesaria de los elementos principales del Aerogenerador, obteniéndose estados de esfuerzos menores al del diseño y al operacional.

Realizando un diseño eficiente de la carcasa, se ha logrado eliminar mecanismos costosos de orientación, abaratando su costo final de producción y al mismo tiempo, un diseño sencillo para su colocación en una torre. El diseño adecuado permite su producción en serie con insumos nacionales de bajo costo, sin afectar la expectativa de vida operacional de la carcasa del Aerogenerador

## **JUSTIFICACIÓN**

En base a la necesidad de aerogeneradores específicos para su uso en nuestro país, con el objetivo de obtener mejores rendimientos en la producción de energía eléctrica a un menor costo a partir de una fuente renovable como lo es el viento, así como desarrollar la tecnología necesaria para satisfacer la demanda energética nacional, usando e impulsando las actuales capacidades tecnológicas del país. Una posible solución viable para la creciente demanda de potencia son los sistemas de autogeneración.

Lo anterior requiere del suministro de equipos que representan una oportunidad de desarrollo si se fabrican en México, el primer paso para la puesta en operación de sistemas de autogeneración es el diseño específico para las condiciones de operación de cada una de sus partes, utilizando nuevos métodos y herramientas disponibles actualmente para auxiliar el diseño



---

mecánico, en este caso en particular se auxiliará el diseño con el Método del Elemento Finito (MEF).

En el presenta trabajo, que es parte de un proyecto actualmente en desarrollo en la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación (SEPI) unidad profesional Zacatenco de un aerogenerador del rango de 3 a 6 metros de diámetro de las palas y dirigido por el Dr. Fermín Viniegra Heberlein. En este trabajo se enfoca al diseño de una carcasa (góndola) para dicho aerogenerador con una producción de energía eléctrica estimada de 5 Kwatts, buscando la eliminación de algunos elementos mecánicos de control, que se podrían realizar de forma aerodinámica, todo esto es posible con un diseño adecuado para operación de la carcasa.

Esto se logra diseñando una carcasa que no solamente ofrezca una rigidez necesaria para soportar los esfuerzos en operación y atenuación de otras cargas, sino que también sea auto dirigida para una mayor eficiencia, respecto a los cambios de dirección del viento. Característica en la mayoría de climas tropicales de nuestro país. Además se busca la prolongación de los periodos de mantenimiento para reducir su costo a largo plazo.

Por consiguiente, con dicho trabajo, se busca principalmente contribuir al proyecto del desarrollo del aerogenerador con el diseño de una carcasa para protección de los elementos internos (encargados de la generación de electricidad), para la utilización de energías sustentables de este tipo en nuestro país. Se ha observado que en los países líderes (mayormente Europeos), el uso de este tipo de formas para la obtención de energía eléctrica se ha desarrollado esta tecnología para trabajar en sus condiciones geográficas, climáticas y ambientales. Condiciones variadas con respecto a nuestro país, como lo son temperaturas más altas en nuestro país, menor salinidad en el aire, mayor



---

humedad y distinto potencial motriz, sumando otros factores como políticos y sociales. Se aprecia la necesidad de desarrollar aerogeneradores específicos para nuestro país y en el caso del presente trabajo, un elemento de protección necesario para el trabajo óptimo de los elementos mecánicos y eléctricos, con insumos nacionales que sean de fácil acceso y adecuados para las condiciones de trabajo que estará expuesta la carcasa del aerogenerador.

## **OBJETIVOS GENERALES**

Realizar el diseño de una carcasa, para la protección de los elementos internos de un aerogenerador (de baja potencia de eje horizontal), de las condiciones ambientales. La carcasa debe ser diseñada para su producción en masa y con un bajo costo de fabricación.

Diseñar la carcasa para permitir orientar al generador eólico hacia una posición idónea, para obtener la mayor eficiencia de trabajo posible sin la necesidad de implementar costosos elementos de control.

Implementar el uso de materiales nacionales de fácil acceso en el diseño de la carcasa para su futura producción nacional.

## **OBJETIVOS PARTICULARES**

Concientizar para implementar el uso de aerogeneradores de baja potencia de eje horizontal, diseñados con características especiales para su producción en masa en nuestro país, como una alternativa viable para el suministro complementario de energía eléctrica en México.



---

Usar las nuevas tecnologías computacionales en conjunto con el método del elemento finito para la obtención de los puntos críticos del diseño base y su mejora. Usar el MEF para la comprobación de los puntos críticos así como la rigidez propuesta para que la carcasa ofrezca la protección necesaria a los elementos principales del aerogenerador, para corroborar los estados de esfuerzos en operación sean menores al del diseño.

Usar las nuevas metodologías en el diseño, como lo es el diseño concurrente, que se ha empezado a utilizar en los últimos años para la obtención de prototipos que se evalúen evaluación en un menor tiempo.

Realizar un diseño eficiente de la carcasa, para la eliminación de mecanismos costosos de orientación presentes en otros modelos similares existentes. El diseño debe permitir una fácil implementación de la carcasa en torre cuando se ponga en operación.

## Índice de Figuras

Figura 1.1 Molino Halladay para reabastecer los tanques de agua de los ferrocarriles Union Pacific en Laramie.....	Pagina 4.
Figura 1.2 Aerogenerador de 58 m 1 MW ubicada en el norte de Irlanda.....	Pagina 7.
Figura 1.3 Aerogenerador de 48 m de diámetro del tipo “Danes” y 750 kW, en Dinamarca.....	Pagina 8.
Figura 1.4. Parque eólico la Venta I, Oaxaca México.....	Pagina 11.
Figura 1.5. Parque eólico La Venta II, Oaxaca México.....	Pagina 11.
Figura 1.6 Coeficiente de potencia con respecto al Viento.....	Pagina 13.
Figura 1.7 Potencia de un aerogenerador con respecto al Viento.....	Pagina 14.
Figura 1.8 Posición a Barlovento.....	Pagina 15.
Figura 1.9 Aerogenerador vertical rotor H (35 m de diámetro, 300 kW).....	Pagina 15.
Figura 1.10. Fuerzas que se presentan en la pala. 25.....	Pagina 16.
Figura 1.11. Aerogenerador tipo Savonius.....	Pagina 16.
Figura 1.12. Turbina de baja potencia (6.5 m de diámetro, 5 kW).....	Pagina 17.
Figura 1.13 Aerogenerador de eje vertical tipo Darrieux de 1.5 MW.....	Pagina 18.
Figura 1.14 Rendimiento aerodinámico de varios aerogeneradores.....	Pagina 19.
Figura 1.15 Componentes principales de un aerogenerador de gran potencia (Vestas V-39 2 MW).....	Pagina 19.
Figura 1.16 Parque Eólico Marino Middelgruden en Dinamarca.....	Pagina 21.
Figura 1.17 Parque Eólico Marino Horns Rev en Dinamarca.....	Pagina 21.
Figura 1.18 Capacidad Instalada en el mundo hasta el 2007.....	Pagina 23.
Figura 1.19 Potencia Instalada por Continentes hasta el 2007.....	Pagina 24.
Figura 1.20 Proyección de producción eléctrica para el 2020.....	Pagina 25.

Figura 2.1 Principales casos de carga en la estructura de un Aerogenerador.....	Pagina 33.
Figura 2.2 Amplitud de esfuerzos en contra de ciclos de carga medidos en un rotor de tres palas WKA-60.....	Pagina 40.
Figura 2.3 Diagrama Esquemático general del proceso de diseño de un Aerogenerador.....	Pagina 41.
Figura 3.1. Elemento cuadrilátero bidimensional.....	Pagina 49.
Figura 3.2. Elemento cuadrado bidimensional.....	Pagina 49.
Figura 4.1. Esquema tradicional de diseño y la inclusión de programas AEF.....	Pagina 54.
Figura 4.2. Diseño tradicional en el desarrollo de un nuevo producto.....	Pagina 55.
Figura 4.3. Diseño concurrente usando modelo CAE.....	Pagina 55.
Figura 4.4. Carcasa de un aerogenerador de 2 MW y su estado de esfuerzo.....	Pagina 57.
Figura 4.5. Orientación mediante aleta estabilizadora.....	Pagina 58.
Figura 4.6. Orientación mediante eólicas auxiliares.....	Pagina 59.
Figura 4.7. Dimensiones del modelo primitivo de la bancada.....	Pagina 62.
Figura 4.8. Modelo analizar para obtener el modelo final.....	Pagina 66.
Figura 4.9. Malla del cuerpo.....	Pagina 66.
Figura 4.10. Condiciones de Frontera.....	Pagina 66.
Figura 4.11. Esfuerzo principal máximo.....	Pagina 67.
Figura 4.12. Esfuerzo principal máximo con malla.....	Pagina 67.
Figura 4.13. Máximo cortante.....	Pagina 67.
Figura 4.14. Desplazamiento máximo.....	Pagina 68.
Figura 4.15. Acercamiento en la zona de flexión.....	Pagina 68.
Figura 4.16. Esfuerzo principal máximo de 31.89 Mpa.....	Pagina 74.
Figura 4.17. Desplazamiento máximo de 0.377 mm.....	Pagina 74.
Figura 4.18. Elemento rigidizador para la carcasa.....	Pagina 75.

Figura 4.19. Carcasa con el elemento estructural montado.....	Pagina 75.
Figura 4.20. Esfuerzo principal máximo de 25.02 MPa en la bancada usando el rigidizador.....	Pagina 76.
Figura 4.21. Desplazamiento máximo de 0.15 mm en la bancada con el elemento rigidizador.....	Pagina 76.
Figura 4.22. Medidas básicas de la veleta con perfil NACA 0018.....	Pagina 78.
Figura 4.23. Posible implementación de la veleta en la bancada.....	Pagina 82.

## Índice de Tablas

Tabla 1.1 Capacidad Total de Aerogeneradores Instalada en el mundo, hasta Enero de 2001.....	Pagina 9.
Tabla 1.2 Porcentaje de precio de los principales componentes.....	Pagina 20.
Tabla 1.3. Capacidad nueva instalada de generación de energía eólica en marzo de 2011.....	Pagina 22.
Tabla 1.4. Producción de energía eólica Total en marzo de 2011.....	Pagina 23.
Tabla 2.1 Parámetros de la velocidad del viento para definir las clases de Turbinas.....	Pagina 27.
Tabla 2.2 Principales parámetros de diseño para la mayoría de componentes de un aerogenerador.....	Pagina 37.
Tabla 2.3 Factores de Seguridad para el diseño de aerogeneradores en condiciones determinadas de carga.....	Pagina 43.
Tabla 4.1. Resultados con una altura de 60 mm.....	Pagina 63.
Tabla 4.2. Resultados con una altura de 50 mm.....	Pagina 63.
Tabla 4.3. Resultados con una altura de 40 mm.....	Pagina 63.
Tabla 4.4. Resultados con una altura de 30 mm.....	Pagina 63.
Tabla 4.5. Placa de acero estructural ASTM A36.....	Pagina 68.

Tabla 4.6. Placa de acero estructural ASTM A36.....	Pagina 69.
Tabla 4.7. Placa de acero estructural ASTM A36.....	Pagina 70.
Tabla 4.8. Placa de acero estructural ASTM A36.....	Pagina 71.
Tabla 4.9. Placa de Aluminio aleación 2014-T6.....	Pagina 72.
Tabla 4.10. Placa de Titanio Aleación.....	Pagina 73.
Tabla 4.11. Resultados de una configuración básica propuesta con diámetro de 6 in.....	Pagina 75.
Tabla 4.12. Resultados comparativos en las mismas condiciones presentadas anteriormente, ahora con el elemento estructural para una mayor rigidez.....	Pagina 76.
Tabla 4.13. Calculos del CI y el CI Corregido para perfil NACA 0018 simétrico tipo 1.....	Pagina 79.
Tabla 4.14. Comportamiento de los coeficientes aerodinámicos de la veleta.....	Pagina 80.

## Índice de Gráficas

Gráfica 4.1. Peso total (Kg) vs Espesor de la placa (mm).....	Pagina 64.
Gráfica 4.2. Esfuerzo (MPa) vs Espesor de la placa (mm).....	Pagina 64.
Gráfica 4.3. Desplazamiento en y (mm) vs Espesor de la placa (mm).....	Pagina 65.
Gráfica 4.4. Esfuerzos (MPa) vs distancia “b” (mm).....	Pagina 69.
Gráfica 4.5. Esfuerzos (MPa) vs distancia “b” (mm).....	Pagina 70.
Gráfica 4.6. Esfuerzos (MPa) vs distancia “b” (mm).....	Pagina 70.
Gráfica 4.7. Esfuerzos (MPa) vs distancia “b” (mm).....	Pagina 71.
Gráfica 4.8. Esfuerzos Principal 1 (Mpa) a distintos diametros vs distancia “b” (mm).....	Pagina 71.
Gráfica 4.9. Esfuerzos (MPa) vs distancia “b” (mm).....	Pagina 72.
Gráfica 4.10. Esfuerzos (MPa) vs distancia “b” (mm).....	Pagina 73.
Gráfica 4.11. Comparativa Esfuerzo principal 1 (MPa) distintos materiales vs distancia “b” (mm).....	Pagina 73.

Gráfica 4.12. Comparativa masa (Kg) de distintos materiales vs distancia “b” (mm).....Pagina 74.

Gráfica 4.13. Graficas de los Coeficientes de levantamientos preliminares y corregidos.....Pagina 81.

Gráfica 4.14. Gráfica del Levantamiento CL contra el ángulo de ataque  $\alpha$ .....Pagina 81.

Gráfica 4.15. Grafica Polar (CL vs CD) de la veleta.....Pagina 82.

## Lista de Símbolos

- kW, MW y GW.- Kilo Watt, Mega Watt y Giga Watt Respectivamente.
- $C_p$ .- Coeficiente de Potencia.
- $\eta_{aero}$ .- Coeficiente de Rendimiento Aerodinámico.
- $V_{ref}$ .- Velocidad del Viento de referencia.
- $V_{prom}$ .- Velocidad Promedio anual del viento.
- $I_U$ .- Turbulencia media del Viento.
- $I_{15}$ .- Turbulencia a una velocidad del viento principal de 15 m/s.
- $a$ .- Constante de proporcionalidad de turbulencia para clase de viento A y B.
- $D$ .- Diámetro de las Palas del Aerogenerador.
- $E$ .- Distancia del plano de giro de las palas al centro de giro de la Torre.
- $L$ .- Distancia del centro de giro de la Torre al punto de mayor sustentación de la Veleta.
- $\theta$ .- Ángulo generado entre el plano de giro de las palas y la base de la Carcasa.
- $d_j$ .- Diámetro de la unión Torre-Carcasa.
- $\nu$ .- Relación de Poisson.
- $h$ .- Altura de la Bancada.
- $S$ .- Superficie Total de la Veleta.
- $C_t$ .- Cuerda de punta de la Veleta.
- $C_s$ .- Cuerda de raíz de la Veleta.
- $b$ .- Envergadura de la Veleta.
- $\beta$ .- Ángulo de flechado de la Veleta.
- $a_0$ .- Pendiente del levantamiento del perfil que integra la Veleta
- $a_e$ .- Pendiente efectiva de la curva ideal de levantamiento del Perfil Aerodinámico.
- $c$ .- Cuerda en cualquier estación de la Veleta.
- $A$ .- Relación de aspecto de la Veleta.

# **CAPÍTULO I**

**“ANTECEDENTES”**



## 1.1 ANTECEDENTES: ENERGÍAS ALTERNAS

En este primer capítulo se expone una breve introducción a las energías alternas así como el caso de los aerogeneradores en el que se centrará este trabajo. Se comentará de forma resumida en este capítulo la evolución de los aerogeneradores hasta el día de hoy, además de los factores a considerar para realizar el diseño óptimo de la carcasa del aerogenerador.

Es de vital importancia el desarrollo previo de este trabajo debido a que un aerogenerador está sometido a cargas variables del viento en el tiempo, además de la carga de su propio peso. En nuestro país el uso de tecnologías como los aerogeneradores productores de electricidad son muy poco conocidos y difundidos. En la actualidad, sólo existen algunos aerogeneradores instalados en el estado de Oaxaca y con planes de instalar algunos más en Baja California; pero todos han sido importados. Por lo tanto, la importancia del desarrollo de este tipo de tecnologías en un país en vías de desarrollo como lo es México.

Se presenta una breve historia y algunos conceptos básicos necesarios para el desarrollo del presente trabajo.

## 1.2 ENERGÍAS ALTERNAS

Actualmente el consumo energético se ha elevado de una forma exponencial en todo el mundo, observándose una mayor demanda en los países industrializados y los que se encuentran en vías de desarrollo como China, Rusia, Brasil, India, Turquía, México, etc. Sin embargo, estos últimos son los más afectados principalmente, debido a que los países desarrollados han implementados programas y desarrollado tecnología para cubrir su consumo energético. El aumento del consumo eléctrico, principalmente en los países en crecimiento, se ha visto afectado por varios factores derivados de un factor principal: el crecimiento demográfico.<sup>[1,5]</sup> Entre los factores consecuentes se puede contar la tecnificación para la producción de alimento, debido que a mayor número de habitantes mayor necesidad de alimentación rápida y a tiempo; la necesidad de sistemas de enfriamiento y/o calefacción (debido a los incrementos extremos de las temperaturas) para el confort de la población, incrementa el consumo energético.

Estos factores han generado que el consumo de combustibles fósiles aumente. Como se había mencionado anteriormente, los países en vías de desarrollo son los principales afectados. Porque no cuentan con el equipo y tecnología para el uso de



energías alternas, en el auxilio del consumo poblacional de energía eléctrica, por lo cual, dichos países son dependientes del petróleo como principal fuente generadora de electricidad<sup>[3,5]</sup>.

Si se lleva este contexto al entorno local como lo es nuestro país, acorde a datos de la Secretaria de Energía (SENER), se estimó un consumo de 1380 Tera Watts Hora (TWh) en el 2010, esperando un incremento de alrededor de 3500 TWh para el 2030<sup>[2,3]</sup> si no se toman medidas para ir frenando el incremento acelerado del consumo energético. Este consumo desmedido producirá una mayor contaminación en el país, ya que en su mayoría la energía eléctrica producida es proveniente de combustibles fósiles y en menor medida de energías alternas. Sin embargo, la SENER busca reducir la dependencia del petróleo e incentivar el uso de energías renovables a mayor escala en el país. Entre las principales energías renovables observadas como aplicable a nuestro país, es la energía eólica. Por lo tanto, ésta es de interés para este trabajo debido a sus grandes ventajas con respecto a otras fuentes renovables de energía.

Las energías alternas o renovables se han vuelto una de las mejores opciones para el suministro de energía al planeta. Después de observar que el uso extendido del petróleo como principal fuente energética ha creado cambios drásticos en el comportamiento del clima del planeta, aumentando la temperatura promedio global en aproximadamente 0.74 grados en los últimos 50 años<sup>[3,9]</sup>, dañando el medio ambiente a causa de este incremento ocasionado por los residuos contaminantes, entre ellos los producidos en la quema de combustibles derivados del petróleo. En cambio, las energías alternas o renovables son aquellas que se producen de forma continua e inagotable, entre las principales se tienen la energía solar, la hidráulica, la mareomotriz, la eólica, entre otras. Siendo la eólica de especial interés por el gran potencial actual y a futuro, así como de los muchos beneficios generados en el desarrollo tecnológico de este tipo de energía.

## 1.2.1 Energía eólica

El utilizar la energía del viento no es una nueva tecnología, ya que desde hace miles de años se ha estado utilizando en distintas formas, desde los Persas que fueron los pioneros de los molinos de viento. La energía eólica que ha impulsado molinos de viento en la antigüedad, es la misma que ahora impulsa los actuales aerogeneradores (eléctricos, mecánicos, de bombeo, etc.) existentes alrededor del mundo. Dichos aerogeneradores, ya no se parecen tanto a los modelos antepasados usados para moler trigo, extraer de agua, entre otras funciones. Este tipo de energía; la eólica,



recibe su nombre de Aeolus (del griego antiguo Aiolos que era el nombre del dios del viento en la antigua Grecia)<sup>[5,10]</sup>.

A pesar de ser llamada eólica, este tipo de energía es una forma indirecta de la energía solar, ya que son las diferencias de temperaturas y de presiones en la atmosfera, provocadas por la absorción de la radiación solar, las que ponen al viento en movimiento (ver Figura 1.1<sup>[10]</sup>).

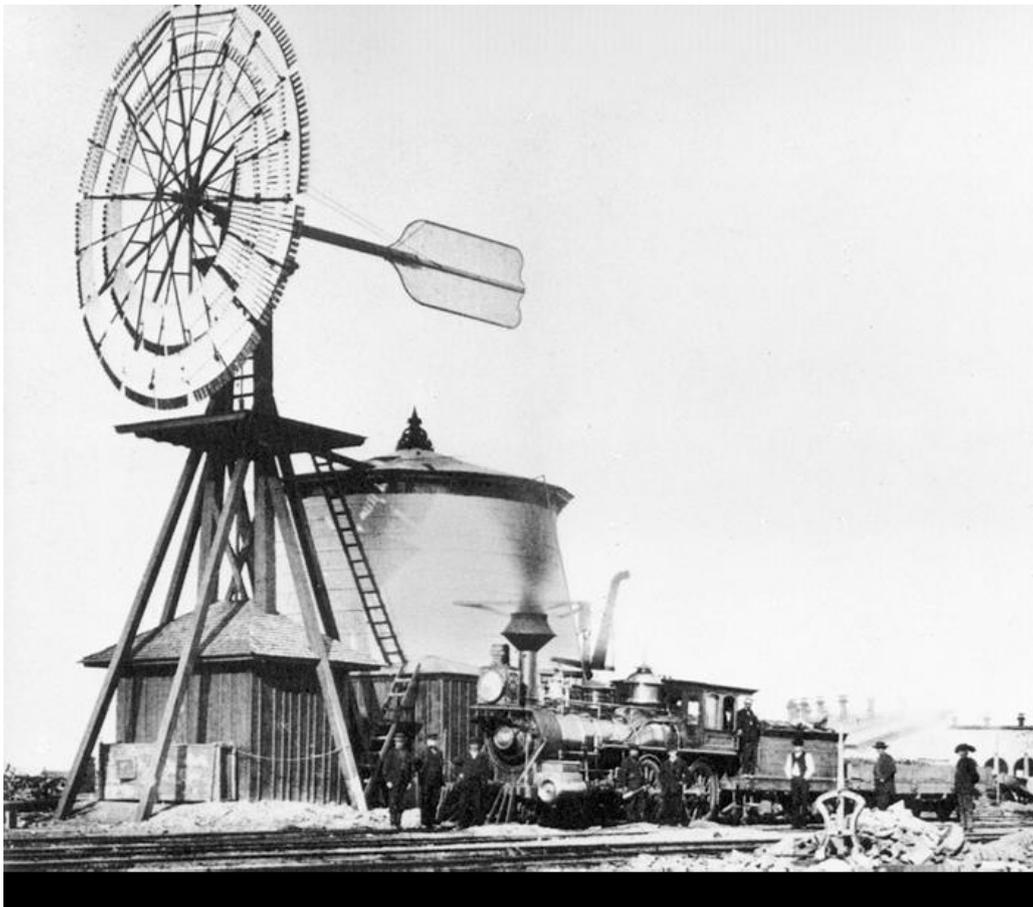


Figura 1.1 Molino Halladay para reabastecer los tanques de agua de los ferrocarriles Union Pacific en Laramie.

La Tierra recibe alrededor de 174 Peta Watts al día, de potencia del sol y sólo un 2% de esta energía es convertida en eólica. Pero es de gran interés, notar que la densidad de potencia por área ( $W/m^2$ ) ofrecida por la energía cinética del viento y la radiación solar, están en el mismo orden de magnitud, cuando se consideran los valores explotables en regiones específicas del planeta, por ejemplo, el viento a 20 m/s, si se considera un plano vertical general, este puede generar alrededor de  $1.04 kW/m^2$ , mientras que la densidad del flujo de radiación solar en un plano horizontal es ( en un 21 de Junio al medio día en latitud  $50^\circ$  al norte) de  $1.05 kW/m^2$ . Ambas formas de energía renovables son caracterizadas por un régimen que no es estable



en su potencia eléctrica, ya que la eficiencia de conversión energética se encuentra afectada por varios factores. La eficiencia de conversión de potencia eléctrica es de un 40% a 50% para sistemas eólicos y de un 12 a 18% para la generación fotovoltaica, esta estimación es en base a las tecnologías actuales disponibles y en funcionamiento, de Aerogeneradores Eléctricos y celdas Fotovoltaicas.<sup>[9,10]</sup>

La energía eólica producida en un año es alrededor de 800 a 1000 kW por cada metro cuadrado de área de barrido por las palas de los aerogeneradores instalados en parques eólicos de Europa, con una velocidad de viento promedio de 5.5 m/s, con 1700 horas anuales de carga de trabajo total y un 45% como eficiencia en promedio para todos los aerogeneradores<sup>[10]</sup>. Para sistemas fotovoltaicos instalados en la misma región, es alrededor de 700 a 900 kW/m<sup>2</sup> en promedio, producido en el mismo tiempo.

### 1.3 AEROGENERADORES

#### 1.3.1 Desarrollo histórico de los aerogeneradores

Los molinos de viento han sido usados en los últimos 3000 años, principalmente para moler granos, bombear agua y en la navegación. A inicios del siglo XIII, los molinos de viento de eje horizontal fueron una parte integral de la economía rural y únicamente cayeron en desuso por el advenimiento de los combustibles fósiles baratos y en conjunto con los motores movidos por dichos combustibles, haciendo de lado el uso de los molinos de viento. El caso del empleo de turbinas de viento para generar electricidad fue iniciado más tarde, alrededor del siglo XIX con molinos de viento de corriente directa capaces de producir hasta 12 kW construido por Brush en EUA, y la investigación posterior en el uso de molinos de viento para la generación de electricidad fue retomada por LaCour en Dinamarca<sup>[10]</sup>. Sin embargo, en el siguiente siglo el interés de usar turbinas eólicas fue principalmente para la carga de baterías en zonas rurales. Posteriormente, se dieron desarrollos con modelos más potentes, para integrar estas nuevas turbinas de viento en la red eléctrica local. Un notable caso fue el aerogenerador construido por Smith-Putnam de 1250 kW, construido en EUA en 1941. Esta notable máquina tenía un rotor de acero de 53 m de diámetro de punta a punta de las palas, control de cabeceo y un sistema de control para reducir las vibraciones por las cargas aerodinámicas<sup>[5,10]</sup>.



## CAPÍTULO UNO



A pesar de que una turbina de este tipo (turbina Putnam) falló catastróficamente en 1945, fue una de las turbinas con más desarrollo y uso en aquellos años. Posterior al accidente se construyeron con mayor cuidado.

Golding, Shpeherd y Divone en Spera, Italia, generaron un cambio en el desarrollo de turbinas de alta potencia para la generación de electricidad, ellos lograron una turbina de 100 kW con un diámetro de 30 metros llamada *Balaclava*, en la entonces Unión Soviética (URSS por sus siglas en Inglés) en 1931, y el aerogenerador de Andrea Enfield de 100 kW, con un diámetro de 24 m construida en el Reino Unido a inicios de 1950. Por esas fechas, en Dinamarca se estaban construyendo aerogeneradores de 200 kW de 24 m de diámetro en 1956. En Francia, la maquinaria *Gedser* era probada con una producción de 1.1 MW con un diámetro de 35 m en 1963. En Alemania, el profesor Hutter construyó un cierto número de innovadoras y ligeras turbinas de 1950 a 1960. A pesar de estos avances técnicos y el entusiasmo por el desarrollo de grandes aerogeneradores, la asociación de Investigación Eléctrica en el Reino Unido, tuvo poco interés en el desarrollo de aerogeneradores más eficientes hasta el incremento dramático del precio del petróleo en 1973<sup>[3,10]</sup>.

El repentino incremento del precio del petróleo, estimuló un número sustancial de programas gubernamentales de investigación, desarrollo y construcción de aerogeneradores. En EUA esto tendió a construir varias series de prototipos de turbinas iniciando con diámetros de 38 m generando 100 kW, llamado mod-0 en 1975 y culminando con una de 97.5 m de diámetro de 2.5 MW mod-5B en 1987. Programas similares fueron desarrollados en el Reino Unido, Alemania y Suecia. Posteriormente se fue investigando cómo la colocación influía en el desempeño y generación de electricidad. En Canadá, una turbina eólica de eje vertical de 4 MW fue construida usando el desarrollo de este concepto de eje vertical con un diámetro de 34 metros. En el Reino Unido también se desarrollaban turbinas de eje vertical usando álabes rígidos en tipo H propuesto por el Dr. Peter Musgrove, generando 500 kW en el prototipo construido. En 1981 un aerogenerador de eje horizontal volvió a innovarse llegando a producir 3 MW que fue probado, producido y construido en EUA.<sup>[3]</sup> Entre las innovaciones estaba el usar un sistema hidráulico de transmisión, un sistema de control de guiñada para la correcta orientación de la estructura al viento, además de una mejor elección de construcción de las palas, con distintos números de ellas, principalmente de una, dos y tres palas.

La mayoría de la información científica e ingenieril, producto de todos estos programas de investigación, conllevó a mejores diseños; sin embargo, se estimó que la confiabilidad final de los prototipos no era tan buena cuando las condiciones del



clima cambiaban drásticamente. Por estos motivos, se empezó a considerar el desarrollo de turbinas más pequeñas, en especial por compañías particulares para la creación de un nuevo segmento, que en el futuro se convertiría en las turbinas de baja potencia (menores a 100 kW). Estos nuevos diseños también sufrieron ciertos problemas, pero menores, ya que siendo más pequeños, eran más fáciles de reparar y modificar. Posteriormente se crearon los aerogeneradores llamados “daneses” que fueron un concepto emergente de aerogeneradores de tres palas, con un sistema de control del rotor para tener una velocidad fija, unidos a generadores de inducción; esta simple arquitectura fue probada con grande éxito, ya que con diámetros de 60 metros se obtenían potencias de 1.5 MW. (Ver Figura 1.2<sup>[10]</sup>). Sin embargo, como los tamaños de los aerogeneradores comerciales disponibles se aproximaban a los prototipos grandes de 1980, estos conceptos de investigación fueron vistos como base para los futuros diseños de aerogeneradores más grandes (ver Figura 1.3<sup>[10]</sup>). En la figura 1.4 se muestra un parque eólico de ejes directos, de velocidad variable en la turbina, acoplados a un generador síncrono, el cual es directo al rotor de las palas, eliminado la caja reductora, aunque también se usaron aerogeneradores más convencionales de velocidad variable pero usando una caja reductora.



Figura 1.2 Aerogenerador de 58 m y 1 MW ubicada en el norte de Irlanda.



Figura 1.3 Aerogenerador de 48 m de Diámetro del tipo “danés” y 750 kW, en Dinamarca.

En 1997 la comisión de la Unión Europea (EU por sus siglas en inglés) publicó su *White Paper* (CEU 1997) realizando un llamado al uso de energías renovables, para alcanzar hasta un 12% en el 2010. Desde ese entonces, la energía eólica ha jugado un papel cada vez más importante en el suministro de energía renovable con incrementos en las capacidades e instalaciones de parques eólicos de 2.5 GW (por turbina) en 1995. Este objetivo, se considera ampliamente fácil de alcanzar, ya que en enero del 2001 la suma de los parques eólicos instalados en Europa, alcanzaron una capacidad de 12 GW.

El promedio de la relación de crecimiento anual de la instalación de aerogeneradores en Europa de 1993 a 1999 fue de un 40%, en la distribución de la capacidad de producción en el 2000, Alemania contribuyó con un 45% de la producción total europea, siguiéndole Dinamarca y España con un aproximado de 18% cada una. Por otra parte en América, especialmente en EUA, la capacidad instalada es alrededor del 2.5 GW de la cual el 65% de la producción corresponde a California a pesar del interés de Texas y otros estados del medio oeste. La mayoría de las granjas eólicas en California fueron implementadas en 1980 y ahora están siendo requipadas con mejores y más eficientes turbinas<sup>[12]</sup>.



## CAPÍTULO UNO



La Tabla 1.1<sup>[15]</sup> muestra la capacidad de aerogeneradores instalada en el mundo entero hasta enero de 2001, en la cual se observa que en algunos países se ha obtenido un rápido crecimiento de este tipo de energía.

Tabla 1.1 Capacidad Total de Aerogeneradores Instalada en el mundo, hasta Enero de 2001.

Locación	Capacidad Instalada (MW)
Alemania	5432
Dinamarca	2281
España	2099
Holanda	444
Reino Unido	391
<b>Total Europa</b>	<b>11831</b>
California	1622
<b>Total EUA</b>	<b>2568</b>
<b>Mundial Total</b>	<b>16461</b>

Las razones de desarrollo de energía eólica en algunos países la han hecho florecer, mientras en otros, no ha alcanzado el potencial que podrían llegar a tener en la producción de energía eléctrica, dándole mayor soporte financiero a programas de desarrollo de aerogeneradores, así como a la planeación local de autoridades para armonizar dichos proyectos con la población en general, así como soluciones a los posibles problemas de impactos sonoros y visuales.

En México la historia de los aerogeneradores es totalmente diferente a lo observado en estos últimos 30 años en el mundo, siendo que en México es una tecnología muy reciente. No existen antecedentes del desarrollo de esta tecnología en México debido a que, por ser un país con bastos recursos petroleros, no había sido necesario recurrir a la necesidad del desarrollo de fuentes alternativas de energía como lo es la Eólica; sin embargo, conforme ha transcurrido el tiempo el gobierno se ha dado a la tarea de iniciar la propia historia del país en el uso de energías alternas, específicamente de la energía eólica<sup>[39]</sup>.

En el año de 1994, la Comisión Federal de Electricidad construyó un parque eólico prototipo, con capacidad aproximada de 1.5 MW (actualmente dicho parque se encuentra en la Venta, Oaxaca). Además, se podría contar como otro antecedente: El uso de molinos de viento en granjas ubicadas en los estados de Coahuila y Yucatán, ya sea en el molido de cereales o para bombear agua, acoplado en forma directa el rotor del molino a una bomba, para suministrar agua a los abrevaderos de los animales de los distintos ranchos de la región<sup>[39]</sup>.



## CAPÍTULO UNO



En nuestro país existen varias zonas con un alto potencial energético proveniente del viento. Se puede contar el Istmo de Tehuantepec, especialmente en las cercanías de Salina Cruz y Juchitán; Zacatecas en el Cerro de la Bufa y el de la Virgen, estos lugares son los más destacados por la intensidad del viento y la extensión de terreno que se encuentra expuesta al mismo. En Pachuca (Hidalgo), San Quintín (Baja California) y Mazatlán (Sinaloa) también existen grandes fuentes de viento, pero en estos lugares el aire se encajona<sup>[30]</sup>, por lo cual requiere de estudios minuciosos para localizar con toda exactitud el lugar ideal para los Aerogeneradores.

En México, para la generación industrial de electricidad existen sólo tres proyectos importantes<sup>[30]</sup>:

\* Un aerogenerador de Mitsubishi de 250 kW que ha sido instalado por la compañía Exportadora de Sal en Guerrero Negro, Baja California Sur.

\* Un proyecto encabezado en el municipio de Zacatecas, en el estado de Zacatecas, por el Instituto de Investigaciones Eléctricas, con el objetivo de la instalación de aerogeneradores en las cercanías de la ciudad de Zacatecas para proveer parte de su consumo energético de una forma híbrida.

\* El proyecto de la Venta I, Oaxaca, de la Comisión Federal de Electricidad. Este parque eólico es un prototipo que se ha estudiado durante 12 años; éste cuenta con siete aerogeneradores marca Vestas V27, cada uno con una capacidad de 225 kW, con un diámetro (en el rotor) de 27 metros y tres palas. El diseño de estas turbinas eólicas permite el aprovechamiento de vientos en rangos de 8 a 25 m/s. Cada aerogenerador está montado sobre una torre tubular de 30 metros de altura con una separación entre unidades de 80 metros.

Finalmente, después de más de una década de estudio del parque eólico para ser ubicado en la Venta, Oaxaca y en la zona conocida como el Istmo de Tehuantepec. Se encontró un área potencial de 1,248 Km<sup>2</sup> en las superficies planas del valle, donde se registran velocidades promedio anuales de 11.1 m/s a 50 metros de altura, que convierten a la región en una de las de mayor potencial eólico en el mundo, donde puede instalarse una capacidad de 2,000 MW para generar 7.36 TWh anuales, que es el 3.18% del consumo energético registrado en el 2010 a nivel nacional (ver Figura 1.4<sup>[39]</sup>).



Figura 1.4. Parque eólico la Venta I, Oaxaca México.

Por estas razones el gobierno ha decidido continuar con el aprovechamiento de este potencial y ha decidido construir otros parques eólicos en la misma zona, los cuales se han denominado la Venta II y Venta III. La Venta II inició operaciones en el 2007, el parque cuenta con 98 Aerogeneradores de 850 kW cada uno y la Central Eólica, aportó al Sistema Eléctrico Nacional una generación media anual de 385,000 MWh, y con una reducción en más de 250,000 ton/año de las emisiones de gases causantes del efecto invernadero como lo es el CO<sub>2</sub> (ver Figura 1.5<sup>[30]</sup>).



Figura 1.5. Parque eólico La Venta II, Oaxaca México.

La Venta III, es un parque eólico de un proyecto impulsado por parte de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y empresas del Sector privado como Acciona, Iberdrola Renovables y Gamesa, iniciando la instalación de 68 aerogeneradores en agosto del



2010 para su entrega final del parque a finales del 2010 e inicios del 2011. Sin embargo, se ha retrasado el proyecto del cual se espera se produzca 101.2 MW.

## 1.4 AERO TURBINAS MODERNAS

### 1.4.1 Funcionamiento de un aerogenerador

Los aerogeneradores obtienen su potencia de entrada convirtiendo la fuerza del viento en un par que actúa sobre las palas del rotor. La cantidad de energía transferida al rotor por el viento depende de la densidad del aire, del área de barrido de las palas y de la velocidad del viento. La energía cinética de un cuerpo en movimiento es proporcional a su masa. Así pues, la energía cinética del viento depende de la densidad del aire. A presión atmosférica normal y a 15°C, la densidad del aire es  $1,255 \text{ kg/m}^3$ , aunque éste valor disminuye ligeramente con el aumento de la humedad<sup>[11]</sup>.

En referencia al área de barrido de las palas, ésta determina cuánta energía del viento es capaz de capturar el aerogenerador. A mayor diámetro de palas, la superficie de barrido es mayor y por lo tanto la energía del viento que absorbe el rotor es mayor.

La velocidad del viento es un parámetro muy importante para la cantidad de energía que un aerogenerador puede transformar en electricidad. A mayor velocidad de viento, la energía que capta el aerogenerador es mayor. La energía cinética del viento es capturada por el aerogenerador gracias a las palas del rotor. Cuando el viento incide contra las palas, éstas giran en torno del eje del rotor y por lo tanto hacen girar el eje de baja velocidad al que está acoplado el buje. Éste, gracias al multiplicador, hace girar a su vez el eje de alta velocidad, en el cual se encuentra acoplado el generador, que es el productor de la energía eléctrica.

El rotor del aerogenerador se mueve debido a la sustentación que se produce en las palas. La sustentación es una fuerza perpendicular a la dirección del viento y es producida por la diferencia de presiones en ambos lados de la pala; es decir, por el hecho de que el aire que se desliza a lo largo de la superficie superior de la pala se mueve más rápidamente que el de la superficie inferior. Si la inclinación de las palas es muy elevada se puede producir el fenómeno conocido como pérdida de sustentación, en el que el flujo de aire de la superficie superior deja de estar en contacto con la superficie de la pala y por lo tanto, las palas dejan de girar. Es por este motivo que las palas de los aerogeneradores están alabeadas con el fin de que el



ángulo de ataque sea el óptimo a lo largo de toda la longitud de la misma y tratar de evitar que se produzca dicho fenómeno<sup>[33]</sup>.

Como todas las máquinas transformadoras de energía los aerogeneradores no son capaces de transformar toda la energía eólica disponible del viento en energía mecánica y por lo tanto hay que tener en cuenta un rendimiento denominado coeficiente de potencia  $C_p$ , siendo un máximo aprovechable de hasta un 60% del potencial del viento en base a la ley de Betz, que dice que un aerogenerador no puede obtener eficiencias mayores a un 59.3% debido que si se extrae el 100% de la energía del viento, no tendría velocidad de salida y provocaría un estancamiento que no produciría energía y si se deja pasar el viento libre sin obstáculos, no se obtendría energía del viento. El coeficiente de potencia es la relación que hay entre la potencia eólica del conjunto y la potencia mecánica que se obtiene. Este coeficiente depende de la velocidad del viento (ver Figura 1.6<sup>[16]</sup>), a bajas velocidades el rendimiento del aerogenerador es mayor que a altas.

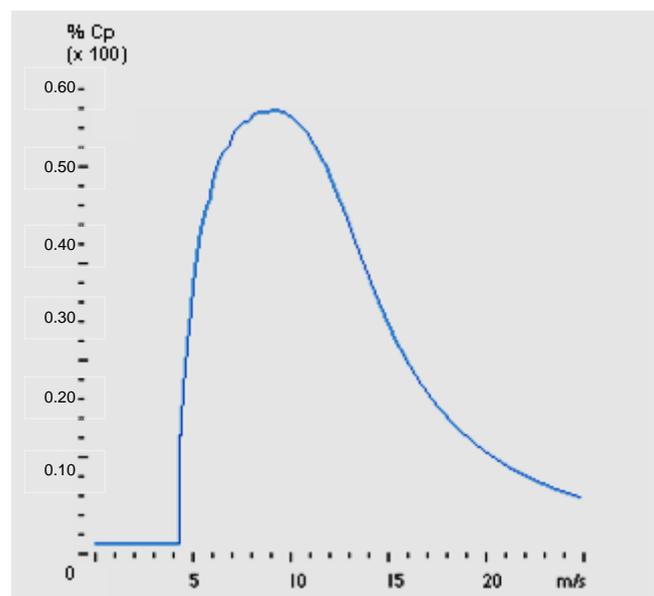


Figura 1.6 Coeficiente de potencia con respecto al Viento.

Al igual que el coeficiente de potencia, la potencia de un aerogenerador es variable con la velocidad del viento (ver Figura 1.7<sup>[16]</sup>). Esto se refleja en las curvas de potencia de los aerogeneradores, las cuales muestran la potencia eléctrica disponible en un aerogenerador a diferentes velocidades del viento.

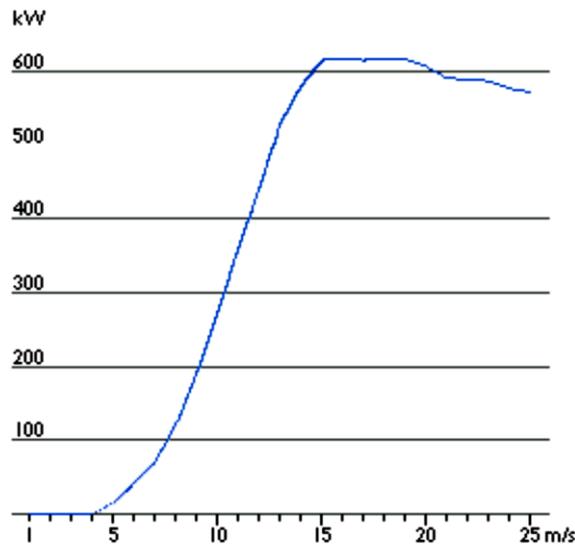


Figura 1.7 Potencia de un aerogenerador con respecto al Viento.

## 1.4.2 Clasificación de los aerogeneradores.

Los aerogeneradores se pueden clasificar de dos maneras, si es una clasificación con respecto al tipo de máquina, se clasifican en forma general según sea el eje, ya sea de eje horizontal o de eje vertical. Otra forma de clasificarlos es según su aplicación en la que se encuentran los sistemas de baja, mediana y gran potencia.

Para la primera clasificación con respecto al tipo de eje, se puede distinguir un primer grupo que tiene el eje paralelo a la dirección del viento. Los aerogeneradores con este tipo de eje son los más habituales y en ellos se ha centrado el mayor esfuerzo de diseño en los últimos años. Se les denomina de eje horizontal o también llamados "HAWTs", que corresponde a las siglas en inglés de "Horizontal Axis Wind Turbines", y dentro de estos se pueden contar con el rotor en la parte anterior del eje (posición a barlovento) Figura 1.8<sup>[24]</sup>. Ésta también es una de las posiciones más usadas en los distintos tamaños de los aerogeneradores, o con la colocación posterior al eje (posición a sotavento) que es menos usada.



Figura 1.8 Posición a Barlovento

En el segundo grupo, el cual corresponde a los de eje vertical, se clasifican en rotores por resistencia o por sustentación. En el primero la fuerza motriz que se utiliza para generar potencia en el aerogenerador, tiene la dirección del viento y en el segundo esta fuerza motriz es perpendicular a la dirección del viento (Figura 1.9<sup>[5]</sup>).



Figura 1.9 Aerogenerador vertical rotor H (35 m de diámetro, 300 kW)

En la Figura 1.10<sup>[10]</sup>, se observan la distribución de las fuerza de sustentación y de resistencia que son representadas en un perfil aerodinámico, sujeto a la carga del viento. En el cual el flujo crea un gradiente de presiones entre ambas superficies, de las cuales se obtiene una fuerza resultante  $F$  de la fuerza concentrada de las fuerzas antes mencionadas.

En el segundo grupo destacan dos diseños, el primero es la máquina de rotor tipo Savonius (ver Figura 1.11<sup>[25]</sup>), la cual tiene una sección recta en forma de S y la acción del viento sobre ella genera un par de fuerzas resultantes. El segundo, el rotor tipo Darrieux, el cual está compuesto por varias palas verticales unidas a una sección recta que es el eje vertical.

Dentro de la clasificación por aplicación, como ya se mencionó anteriormente, encontramos a los aerogeneradores de baja, media y alta potencia; los de baja potencia son capaces de suministrar una potencia inferior a los 100 kW, los de media



potencia suministran algunos cientos de kW y los de gran potencia son capaces de suministrar el rango unitario del megavatio.

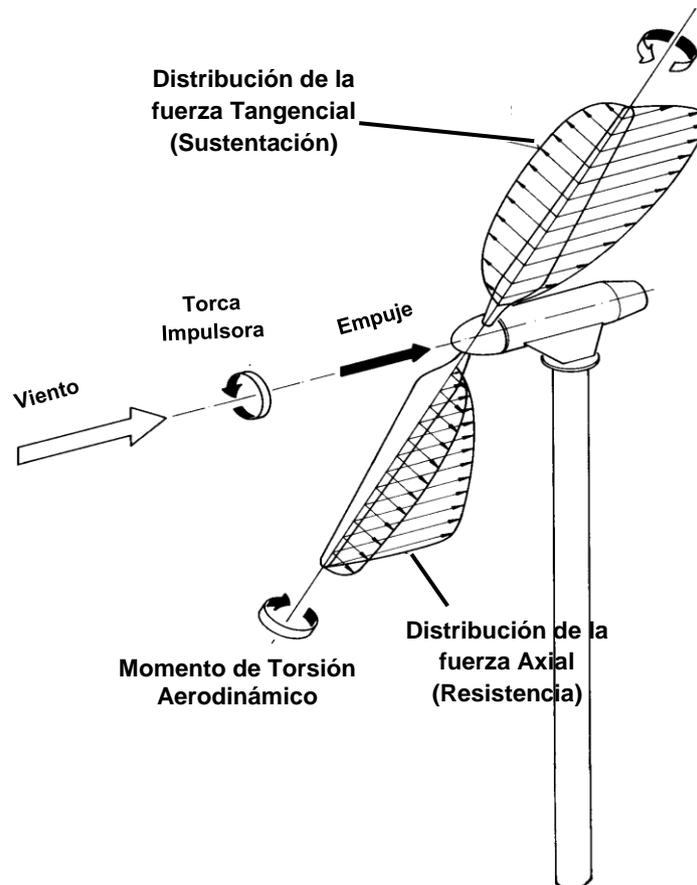


Figura 1.10. Fuerzas que se presentan en la pala.



Figura 1.11. Aerogenerador tipo Savonius.

### 1.4.3 Aerogeneradores de baja potencia

Este tipo de aerogeneradores son pequeños y generalmente son instalados en lugares aislados donde no se tiene alimentación de la red eléctrica. Estos se combinan con bancos de baterías para poder almacenar la electricidad y de esta



manera poderla utilizar cuando sea requerida; estos sistemas se ofrecen en la actualidad con capacidad unitaria en un rango de 500 W a 100 kW.

En la Figura 1.12<sup>[25]</sup>, se aprecia un aerogenerador de baja potencia que tiene una capacidad de 5 kW. Además de utilizar este tipo de aerogeneradores (que pueden ser de eje vertical u horizontal) para la acumulación de la energía eléctrica en baterías, también se pueden utilizar para sistemas de bombeo de agua, en lugares remotos donde la red eléctrica es difícil de implementar. Se pueden construir parques eólicos para suministro de energía, como puede ser en comunidades rurales y ciudades pequeñas. Estos sistemas (aerogeneradores de baja potencia) están constituidos por un menor número de elementos que los encontrados en un aerogenerador de gran potencia, es decir, sólo los elementos esenciales para el correcto funcionamiento del aerogenerador. El número de elementos puede aumentar o disminuir en base al tamaño y potencias deseadas, así como de la inversión a realizar.



Figura 1.12. Turbina de baja potencia (6.5 m de diámetro, 5 kW)

### 1.4.4 Aerogeneradores de mediana potencia.

Estos tienen, al igual que los de baja potencia, aplicaciones para la generación de energía eléctrica y sistemas de bombeo de agua; además, la potencia que pueden generar anda alrededor de 100 kW en adelante y cercano a los 1000 kW. En este caso, como la generación es mayor, se pueden conectar a la red eléctrica principal o también se puede utilizar junto con un motor diesel, para la alimentación eléctrica de una red local. Dentro de los sistemas de bombeo no se tienen problemas si se seleccionan los depósitos adecuados de almacenamiento de energía. Siendo el



aerogenerador el accionante principal de la bomba. Normalmente, estas turbinas eólicas son de eje horizontal del tipo Danes<sup>[10]</sup>, estos aerogeneradores poseen cualidades de los de baja potencia y gran potencia, ya que pueden generar potencias eléctricas relativamente grandes con tamaño contenido, sin embargo, dichos aerogeneradores pueden llegar a tener costos cercanos a los de gran potencia.

### 1.4.4 Aerogeneradores de gran potencia

Los aerogeneradores de gran potencia pueden generar entre 800 kW y 2500 kW. Debido a la gran capacidad de generación eléctrica de estos aerogeneradores, se conectan a la red de distribución principal sin ningún problema. Aunque en la actualidad existen varios prototipos de aerogeneradores de gran potencia, el que hasta hoy en día tiene más desarrollo tecnológico es el de eje horizontal; los grandes parques eólicos están constituidos principalmente de este tipo de aerogeneradores (de gran potencia). Se muestra una fotografía de un aerogenerador de eje vertical de gran potencia (ver Figura 1.13<sup>[13]</sup>).

Los aerogeneradores de eje vertical, tienen su eje principal perpendicular al suelo, con la ventaja fundamental de que captan el viento en cualquier dirección, por lo que no necesitan control de orientación. El enlace con los multiplicadores y generadores se realiza en el suelo, lo que supone una mayor sencillez, por lo tanto, tienen una reducción de costos en el montaje en comparación con los aerogeneradores de eje horizontal de dimensiones aproximadas. Sin embargo poseen una eficiencia más baja en comparación con los aerogeneradores tipo HAWT. En la Figura 1.13 Se muestra un aerogenerador de eje vertical (Rotor Darrieux).



Figura 1.13 Aerogenerador de eje vertical tipo Darrieux de 1.5 MW

En la Figura 1.14<sup>[18]</sup> Se puede ver una comparación de rendimientos de varios tipos de aerogeneradores de eje vertical y de eje horizontal. Se observa que los de eje horizontal (bipala y tripala) poseen mayores rendimientos en comparación con los demás, incluso que los de eje horizontal multipala. Como se ha comentado antes, se puede también observar que los aerogeneradores de eje vertical como el rotor Savonius o el rotor Darrieux poseen de los rendimientos más bajos del grupo.

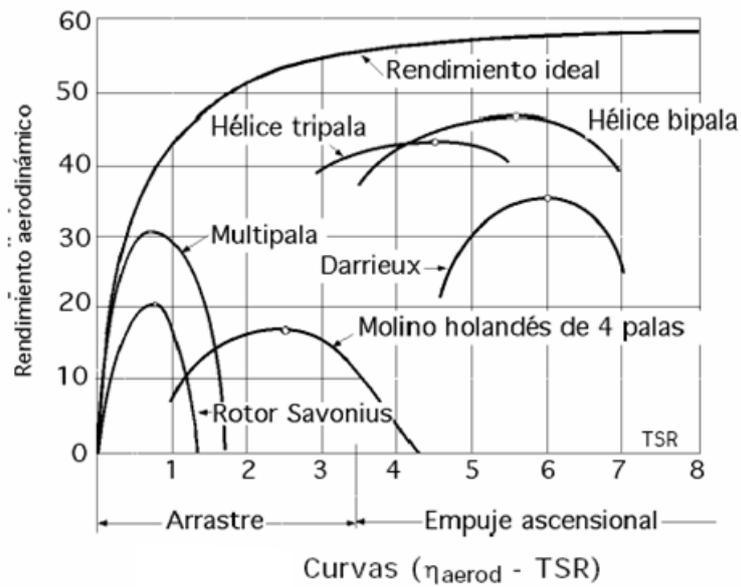


Figura 1.14 Rendimiento aerodinámico de varios aerogeneradores

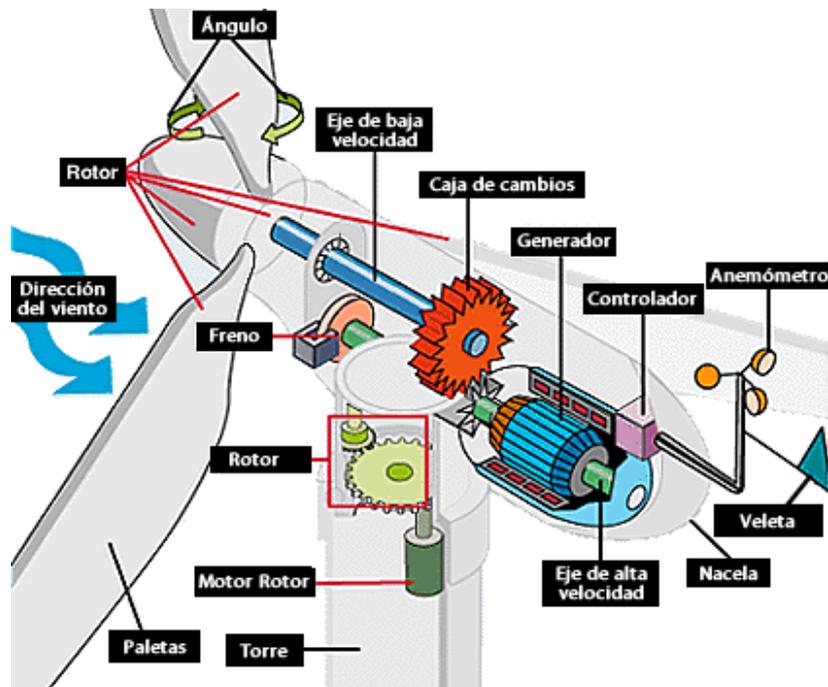


Figura 1.15 Componentes principales de un aerogenerador de gran potencia (Vestas V-39 2 MW)



## CAPÍTULO UNO



Los costos de estos aerogeneradores de gran tamaño son variables, ya que dependen de varios factores, entre ellos podemos contar el costo de producción; éste, es similar en todos ya que actualmente sus componentes principales son los mismos y para su diseño existen parámetros específicos, lo cual estandariza el diseño de dichos elementos internos de los aerogeneradores de gran potencia (como se vio en la Figura 1.15<sup>[18]</sup>). Cada uno de los componentes tiene un porcentaje del precio final así como un porcentaje del peso total de la turbina ya instalada, es importante, como parte del diseño, realizar dichos componentes entre el rango de precios correspondiente al precio final y entre el rango de pesos considerado para los principales componentes. En base a las turbinas de viento grandes, se pueden diseñar las de baja potencia, disminuyendo los componentes así como algunas normas de diseño, esto es debido a que las turbinas de baja potencia al trabajar en menores rangos de potencia, sus esfuerzos se reducen; aumentando su vida de trabajo. Además uno de los principales factores que generan esfuerzos en los aerogeneradores es su las grandes masas de las palas, las cuales son significativamente menor en las turbinas eólicas pequeñas. En la Tabla 1.2<sup>[5]</sup> se puede apreciar el porcentaje del precio final de los componentes ya instalados en el aerogenerador.

Tabla 1.2 Porcentaje de precio de los principales componentes.

Componente	% del costo total	Componente	% del costo total
Palas	18,30%	Sistema de Control	4,20%
Buje	2,50%	Torre	17,50%
Eje principal	4,20%	Sistema de Freno	1,70%
Reductora	12,50%	Fundación (base)	4,20%
Generador	7,50%	Ensamble	2,10%
Carcasa	10,80%	Transporte	2,00%
Sistema de Guiñada	4,20%	Conexión a la Red	8,30%

## 1.5 MÁS ALLÁ DE LA GENERACIÓN EÓLICA

El futuro de la generación de energía eólica es considerado como un futuro en desarrollo dinámico. Existen parques venideros en desarrollo de aerogeneradores en Europa tales como los de Middelgrunden (Figura 1.16<sup>[4]</sup>) y Horns Rev (Figura 1.17<sup>[15]</sup>) en Dinamarca, que ya están cosechando sus primeras experiencias prácticas. Los estudios sugieren que a lo ancho del mundo, el potencial eólico es más grande que el consumo eléctrico. Actualmente un gran número de parques eólicos están en proceso de planeación y aprobación. El porcentaje de potencia a ser instalado para el consumo de energía, se espera ser incrementado en los próximos años, ya sea con generación puramente eólica y/o combinada con otras fuentes alternativas.



Figura 1.16 Parque Eólico Marino Middelgrunden en Dinamarca



Figura 1.17 Parque Eólico Marino Horns Rev en Dinamarca



## CAPÍTULO UNO



El consejo Global de Energía Eólica (Global Wind Energy Council, GWEC por sus siglas en inglés) mostró que en el 2007 se incrementó la capacidad de generación eléctrica a partir de turbinas eólicas hasta alcanzar una generación de 94 GW, de 74 GW que fueron producidos en 2006, existió un incremento sustancial en tan sólo un año, a pesar de los problemas económicos que estaban iniciando en ese año, los problemas de transporte para los elementos de los aerogeneradores y nuevos impuestos aduanales alrededor del mundo. El mercado anual mundial, se estimó en un crecimiento de un 37% con respecto al año anterior, jugando un papel de gran importancia en el mercado energético<sup>[40]</sup>.

En el 2007 se produjo cerca de 20 GW provenientes de aerogeneradores que fueron instalados en todo el mundo. Los primeros 5 países que más contribuyeron fueron Estados Unidos con 5240 MW, España con 3520 MW, China con 3000 MW, India con 1700 MW, Alemania con 1670 MW, seguidos por Francia, Italia, Portugal, Reino Unido y Canadá. Hablando de Alemania, la porción del consumo eléctrico proveniente de las energías renovables fue de 14.8%, de la cual, el 7.2% fue generado en turbinas eólicas, esto debido a la capacidad instalada alrededor del mundo (ver Figura 1.18<sup>[15]</sup>).

Como se ha observado esta tendencia de crecimiento exponencial, a pesar de que la industria Eólica fue afectada por la crisis económica global que inició a finales del 2007 (con su mayor auge en el 2009 y 2010)<sup>[42]</sup>, se ha conservado dicho crecimiento, invirtiendo un total de 36 billones de dólares americanos en el 2010. A los pocos días transcurridos de 2011, en el mes de marzo se habían incrementado las totalidades de aerogeneradores nuevos instalados alrededor del mundo, como se observa en la Tabla 1.3<sup>[40]</sup>, generando una mayor producción total como se muestra en la Tabla 1.4<sup>[40]</sup>.

Tabla 1.3. Capacidad nueva instalada de generación de energía eólica en marzo de 2011

País	Capacidad Nueva Instalada (MW)
China	44,733
Estados Unidos	40,180
Alemania	27,215
España	20,676
India	13,066
Italia	5,797
Francia	5,660
Reino Unido	5,204
Canada	4,008
Dinamarca	3,734



## CAPÍTULO UNO



Tabla 1.4. Producción de energía eólica total en marzo de 2011

País	Producción de Electricidad Eólica (MWh)
España	42,976
Alemania	35,500
Reino Unido	11,440
Francia	9,600
Portugal	8,852
Dinamarca	7,808
Holanda	3,972
Suecia	3,500
Irlanda	3,473
Grecia	2,200
Austria	2,100

La energía eólica está presente hoy en la generación y combinación energética de más de 60 países, no sólo en la producción total de los países desarrollados, sino también, cada vez más de los países en vías de desarrollo. Esto es debido, que esta tecnología puede ser aplicada en comunidades rurales de los países emergentes; para el impulso de su población en el acceso de una energía eléctrica eficiente, económica y amigable con el medio ambiente, por lo cual en un país como México ayuda al desarrollo económico del mismo, generando empleos en su diseño, manufactura, implementación y en el auxilio de suministro de energía de comunidades pobres de difícil acceso para la red eléctrica convencional, así es como se ha aplicado en los países desarrollados.



Figura 1.18 Capacidad Instalada en el mundo hasta el 2007.

Si se toma a Alemania como ejemplo, existen (a finales del 2007) un número de proyectos de parques eólicos que han sido aceptados por las autoridades para ser instalados en zonas exclusivamente comerciales del mar del norte y el mar báltico. La distancia del parque eólico con respecto a la costa oscila entre los 13 y 100 km, la



profundidad del agua en donde se localizan los parques son en rangos de 15 a 40m. Planeando una instalación futura de 2900 MW para el 2011, ambos en el mar del norte y báltico.

La noción del cambio climático, es decir el calentamiento global, que actualmente es aceptado, ha intensificado los efectos de desarrollo e incremento de un abastecimiento del consumo eléctrico con energías renovables amigables con el medio ambiente. Por este motivo, es obvio que la energía proveniente del viento juegue un papel muy importante en todos los escenarios.

En Europa, La Comisión Europea ha puesto en marcha planes para seguir siendo líder en la implementación de Aerogeneradores (ver Figura 1.19<sup>[15]</sup>), desde enero del 2007, tomando especial concentración en los temas del suministro de energía, cambio climático y desarrollo industrial.



Figura 1.19 Potencia Instalada por Continentes hasta el 2007.

En los planes implementados por la CE (Comunidad Europea), establece que la energía renovable debe jugar un rol principal en los tres sectores energéticos que son, calentamiento, enfriamiento y transporte. Los puntos estratégicos a seguir son:

- Incremento en el 20 % de la eficiencia energética
- Reducción del 20 % de emisiones de gases para obtener hogares más verdes.
- Compartir 20 % de todas las energías renovables para el consumo en toda la UE para el 2020.
- 10 % del parque vehicular impulsado por biocombustibles para el 2020.



## CAPÍTULO UNO



Para compartir el 20% de las energías renovables para el 2020 se requerirá un mayor impulso de todos los sectores económicos así como de todos los países pertenecientes a la Comunidad Europea<sup>[15]</sup>. En la propuesta, dichos países de la Unión Europea deben impulsar cada sector involucrado para que se pueda alcanzar cada uno de los objetivos nacionales.

Para el uso de las tecnologías de energías renovables, se ha realizado un mapa con la proyección para la instalación de energías renovables a finales del 2020 en Europa. La Figura 1.20<sup>[40]</sup> indica que la energía hidroeléctrica, tradicionalmente la principal forma de energía renovable en la generación de electricidad, se espera que no tenga un gran desarrollo. En cambio, La energía proveniente del viento tiene una tasa de crecimiento y supervivencia mayor en comparación con la hidroeléctrica. Para las proyecciones llamadas RES-E por la Unión Europea, se estima un factor de crecimiento en el consumo acerca de un 2.5 para el 2020, por lo cual el auxilio en la producción energética con la energía eólica es uno de los futuros más promisorios.

Esto es, debido a la proyección de la implementación de parques eólicos marinos, ya que el costo de estos es equiparable con el de las granjas eólicas instaladas en tierra. El cálculo estimado para la generación eléctrica en parques marinos, con condiciones óptimas de operación así como de financiamiento y con un periodo de repago a 5 años, el costo de la generación eléctrica por kilowatt-hora están en los mismo niveles de costo que los puestos en granjas eólicas terrestres.

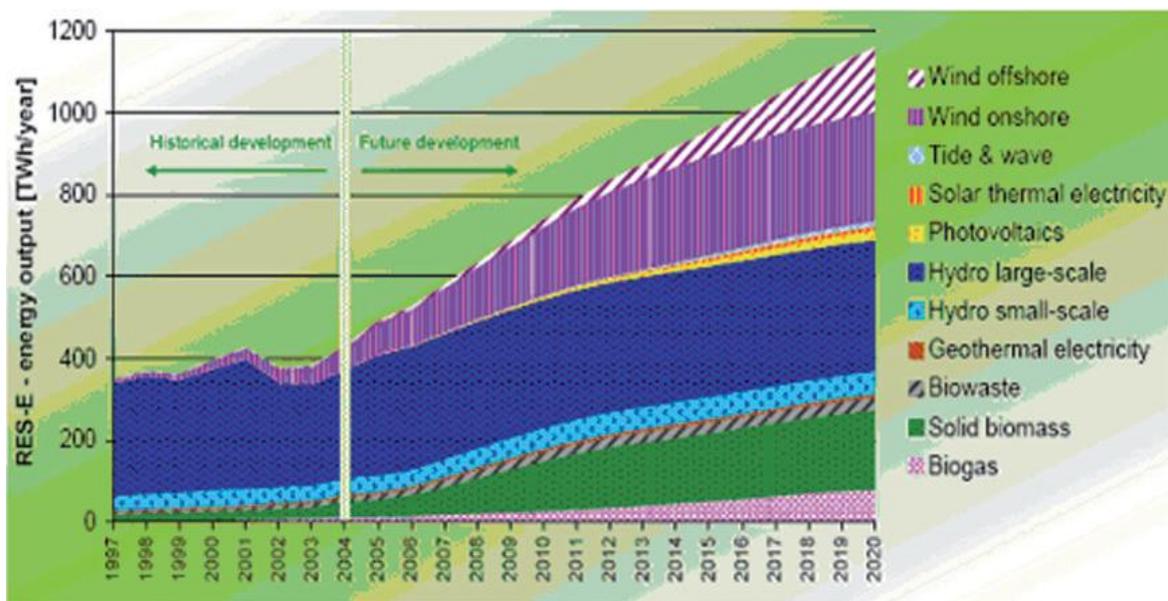


Figura 1.20 Proyección de producción eléctrica para el 2020.



La Asociación de Energía Eólica de Europa (European Wind Energy Association, EWEA por sus siglas en inglés) estima que la comunidad Europea ha instalado una capacidad de producción de energía eólica alrededor de 80 GW en 2010 y 180 GW para el 2020. Esto cubriría más del 12% de la demanda eléctrica de Europa<sup>[15]</sup>. Además, que se busca desarrollar e instalar parques eólicos que produzcan en el rango de los 1000 MW. Contando además, los beneficios extras, que la producción de turbinas más grandes y con mayor potencia generará, como lo son nuevos empleos desencadenando en un incremento en la derrama económica de los países Europeos.

## 1.6 VENTAJAS ECONÓMICAS

Si es realizada una comparativa económica con los actuales valores en el mercado principal de energías renovables, como lo es en Estados Unidos Americanos. Además, dicho mercado es el más próximo a México y los costos de transporte son menores, en comparación con el mercado Europeo o asiático. Si se comparan entre las principales energías renovables, es decir, la energía solar y eólica en el mismo rango de potencia eléctrica, en base a los precios actuales, se observa que los sistemas eólicos son hasta un 6% más barato en el producto. Cabe destacar que los costos de instalación para las celdas fotovoltaicas son un 15% más caros que la instalación de sistemas de autogeneración eólicos, como se puede apreciar en la Tabla 1.5<sup>[7],[8]</sup>.

Tabla. 1.5. Precios comparativos entre costos de energía eólica y energía solar en dólares americanos.

Cantidad	Fuente Tipo	Modelo	Fabricante	Potencia (Watts)	Precio Unitario	Precio Total
1	Celda Solar	PM250MA0	AUO	250	755 USD	-----
12	Celda Solar	PM250MA0	AUO	3000	-----	9060 USD
1	Aerogenerador	Whisper 500	Southwest Windpower	3000	8552 USD	8552 USD
	Instalación Solar	-----	AUO	-----	-----	5483 USD
	Instalación Eolica	-----	Southwest Windpower	-----	-----	2360 USD

# **CAPÍTULO II**

**“CARGAS DE DISEÑO PARA  
AEROGENERADORES DE EJE  
HORIZONTAL Y CARCASA”**



## 2.1 DESARROLLO DE NORMAS INTERNACIONALES

La elaboración de normas nacionales e internacionales que contengan reglas para el diseño de aerogeneradores, inició en 1980. La primera publicación fue un conjunto de regulaciones para la certificación de dibujos, esta certificación fue creada por Germanischer Lloyd (que posteriormente se convirtieron en las Normas alemanas Germanischer Lloyd) en 1986. Estas reglas iniciales fueron considerablemente refinadas en ocasiones subsecuentes. Como el estado de conocimiento creció, esto llevó a la publicación del primer compendio de normas para el diseño de aerogeneradores, llamado “Regulación para la certificación de sistemas de conversión de energía eólica (Regulation for the certification of wind energy conversion systems)” por Germanischer Lloyd en 1993. Posteriormente se corrigieron algunos temas específicos en 1994 y 1998. Mientras tanto los estándares nacionales de los distintos países que comenzaron el uso de energía eólica, publicaron de manera independiente su propias normas, por ejemplo en Holanda (NEN 6096), en Alemania (DS, Estándar Alemán en 1988) y Dinamarca (DS 427, Estándar Danés 1992).

La comisión Internacional Electrotécnica (IEC\* por sus siglas en inglés) inició a trabajar en la primera norma internacional en 1988, lanzando la publicación de la *IEC 1400-1 Sistemas de generación Eólica – Parte 1: Requerimientos de Seguridad\** en 1994, la Segunda edición de la IEC fue una revisión en 1997. En la edición revisada, existieron cambios significativos que se concretaron en la norma de 1999, llamándose IEC 61400-1.

### 2.1.1 Norma IEC 61400-1

La *IEC 61400-1 Sistemas de generación eólica –Parte 1: requerimientos de seguridad*, identifica las cuatro diferentes clases de aerogeneradores para diferentes situaciones de exposición al viento. Con el incremento de la velocidad del viento, es como se dividen las categorías. Esto puede ser observado en la Tabla 2.1<sup>[5]</sup>.

Tabla 2.1 Parámetros de la velocidad del viento para definir las clases de Turbinas.

Parámetros	Clase I	Clase II	Clase III	Clase IV
Velocidad del viento de referencia, Vref (m/s)	50	42,5	37,5	30
Velocidad del viento promedio anual, Vprom (m/s)	10	8,5	7,5	6
50 años de exposición a rachas de viento, 1,4 Vref (m/s)	70	59,5	52,5	42
1 año de exposición a rachas de viento, 1,05 Vref (m/s)	52,5	44,6	39,4	31,5

\*International Electro technical Commission (IEC) 61400-1 Wind Turbine Generator Systems –Part 1, Safety Requirements



El viento de referencia es la velocidad promedio del mismo, medido en la zona de interés, actuando en 10 minutos a la altura de la nariz del aerogenerador (comúnmente llamado “buje”) en un periodo de 50 años y es la velocidad máxima soportada en el diseño. Para sitios donde no es posible realizar algunas de estas mediciones para la velocidad de referencia anual y se desea la instalación de un aerogenerador, es posible considerar una quinta clase, en la cual los parámetros del viento se basan en especificaciones dadas por el diseñador y/o constructor del aerogenerador, en base a sus estudios estadísticos y de su experiencia en el diseño de aerogeneradores.

Un parámetro de suma importancia para el diseño de los aerogeneradores es la intensidad de la turbulencia, la cual es definida como la relación de la desviación estándar de las fluctuaciones de la velocidad del viento respecto a la media del mismo. La norma IEC 61400-1 especifica dos niveles de intensidad de turbulencia, la categoría de diseño A (mayor) y la categoría de diseño B (menor), las cuales son independientes de la clasificación para las velocidades del viento (Clase I, II, III y IV). En cada caso, la turbulencia varía en base a la altura del aerogenerador; expuesto a la velocidad promedio del viento  $U$ , dicha intensidad de turbulencia puede ser calculada en base a la fórmula 2.1<sup>[5]</sup>.

$$(2.1) \quad I_U = I_{15} \left( a + \frac{15}{U} \right) / (a + 1)$$

Donde  $I_{15}$  es la intensidad de la turbulencia a una velocidad principal definida de 15 m/s, la constante  $a$  toma el valor de 2 y 3 para las categorías A y B respectivamente.

En dicha norma, el diseño base depende principalmente de la definición de la velocidad del viento y otras condiciones ambientales. La norma no extiende la prescripción de un método en particular de análisis de carga. En las secciones subsecuentes de la norma, se cubren temas acerca del control y sistema de protección, sistema eléctrico, así como la instalación, operación y mantenimiento.

### 2.1.2 Reglas alemanas para certificación de aerogeneradores.

Las normas alemanas Germanischer Lloyd “Regulación para la certificación de sistemas convertidores de energía eólica”, normalmente referidas como reglas GL, adopta la misma clasificación de los aerogeneradores usada en la IEC 61400-1,



pero especifica ciertos valores de la altura del aerogenerador (medida de la base al buje del rotor) para que la intensidad de turbulencia a considerar en operación sea de un 20% menor que en la norma IEC 61400-1. Un gran número de cargas son especificadas para varios casos, pero muchos de estos casos son paralelos a los mostrados en la IEC 61400-1. Sin embargo, las normas GL también proveen un espectro de fatiga simplificado, considerando sólo las cargas aerodinámicas. Además de un procedimiento de diseño simplificado y casos de carga muy definidos para los aerogeneradores con tres palas sin ángulo de cabeceo<sup>[3,5,6]</sup>.

Las normas GL describen el proceso de diseño requerido para cada componente de los principales tipos de aerogenerador, iniciando con las palas y finalizando con la cimentación. En estas normas, se incluye la definición de las cargas de diseño, algunos métodos de análisis, resistencia de materiales y propiedades en fatiga. El nivel de detalle que se provee en el conjunto de las normas GL es diferente a los encontrados en las normas de la IEC y danesas.

Además, existen tratamientos específicos y rigurosos; como una recomendación en los procesos de control de los sistemas de seguridad, así como el monitoreo y protección de los dispositivos electrónicos del aerogenerador. La importancia de estas recomendaciones para estos sistemas (de seguridad, control y monitoreo) en todo el proceso de diseño, es de vital importancia para un diseño óptimo del aerogenerador. La sección final del documento<sup>[4]</sup> contiene recomendaciones para operación, mantenimiento, ruido máximo generado en operación y protección contra rayos, relámpagos y tormentas.

### **2.1.3 Las Normas Danesas DS 472**

Las normas DS 472 se basan en el diseño a velocidades del viento extremas, su clasificación se basa en cuatro tipos diferentes de terrenos, abarcando desde fundaciones para la base en terrenos muy suaves como cuerpos de agua hasta terrenos rugosos-duros, por ejemplo construcciones en terrenos con exceso de piedras. La velocidad del viento que se toma como base, se considera como la misma sobre toda Dinamarca, dicha velocidad sólo es afectada por la rugosidad del terreno, por lo tanto, los resultados son distintos por la variación del suelo en donde se construye el aerogenerador. Los parámetros detrás de la selección de los casos de carga en las normas danesas son similares a las propuestas por la IEC-1400 y las normas alemanas GL, a pesar de que el número de casos de



cargas son mucho menores y en cierta forma más sencillos. En forma similar, los requerimientos para el control y seguridad del equipo en operación y sus alrededores, son caracterizados principalmente por un factor de seguridad amplio para el diseño base. Ofreciendo confiabilidad a las personas que viven en las comunidades y sus alrededores, donde llegan a instalarse estas turbinas eólicas<sup>[36]</sup>. La DS 472 se distingue, en que incluye tratamientos detallados para la derivar de los casos de carga y el espectro de fatiga no contemplados en la norma. Como se mencionó anteriormente, estas normas fueron las primeras en utilizar simplificaciones para el diseño, construcción y operación de aerogeneradores de tres palas, con diámetros contenidos, a partir de 3 m hasta un máximo de 25 m, además de agregar métodos de cálculo de los factores de respuesta de las palas, torre y generador, operando en conjunto; bajo condiciones de viento arrachado. Por tales motivos, estos molinos eólicos se les conoce como “del tipo Danés” o simplemente “Daneses”.

### **2.2 CARGAS Y ESFUERZOS PRESENTES EN LAS ESTRUCTURAS DE AEROGENERADORES**

Los aerogeneradores se encuentran sujetos a cargas y esfuerzos muy específicos, debido a la naturaleza del viento, las cargas que actúan sobre dichos molinos, son altamente variables. Cuando existen variaciones de cargas, el problema de diseño se vuelve más difícil de analizar que si existieran cargas estáticas, debido a que con la variación de cargas el material en algunos componentes del aerogenerador, tiende a fallar principalmente por fatiga. Por lo tanto, las estructuras de los aerogeneradores se diseñan en su mayoría, principalmente para ser duraderos dependiendo el tamaño y potencia a manejar pueden ir de 10 hasta 30 años de vida útil<sup>[14]</sup>.

Si se considera, que el medio de trabajo, el aire, es de baja densidad lo cual implica que la superficie requerida para una captura grande de energía sea también grande, este hecho conlleva al incremento de las dimensiones del rotor y si las dimensiones del rotor son aumentadas, las dimensiones de los demás componentes deben ser aumentados para tener estabilidad dinámica, de pesos y dimensiones para su correcto funcionamiento. Como ejemplo se puede tomar la altura de la torre, que debe crecer conforme el tamaño de las palas. Las grandes estructuras con cargas contenidas trabajan en el rango elástico pero cuando son sobrecargadas entran inevitablemente en el rango plástico. Si se



## CAPÍTULO DOS



suma el cambio de cargas por variaciones del viento, ocasionan complejos fenómenos del tipo Aero elástico, principalmente en las palas. Las cuales pueden generar vibraciones y resonancias que se consideran como cargas dinámicas sobre los componentes. El diseño estructural de una turbina de viento debe ser considerado bajo tres diferentes aspectos.

Primero, se debe concentrar el diseño de cada uno de los componentes para las cargas extremas encontradas según sea el caso analizado. Esto quiere decir, que los componentes de la turbina deben poder resistir el mayor caso de esfuerzo posible que se pueda presentar sobre la estructura en operación. Por ejemplo, en el caso de las palas y la torre; se considera la velocidad del viento más alta registrada en el lugar de instalación, multiplicada por su factor de seguridad correspondiente al tipo de diseño en base a la norma utilizada.

El segundo requerimiento es que los componentes que son las palas, el buje, el eje, la reductora y la torre, se deben diseñar principalmente a fatiga, su diseño debe garantizar su servicio (como regla) entre 20 a 30 años para turbinas de gran tamaño, en turbinas medianas y pequeñas el rango inicia de 10 a 30 años. Mientras que en los otros componentes de las turbinas eólicas pequeñas que su diseño se basa principalmente en la rigidez para soportar esfuerzos de ruptura, además considerando el caso de carga en operación, el tiempo de vida se puede considerar cuasi infinito<sup>[20]</sup>.

El tercer requerimiento concierne a la rigidez de los componentes para una mejor respuesta respecto a las vibraciones y deflexiones críticas. El comportamiento vibracional de una turbina de viento, se puede mantener bajo control cuando los parámetros de rigidez de todos sus componentes son adecuados para las condiciones de operación en casos normal y con fallo. Además de ofrecer una adecuada resistencia, es un criterio extra que indica las dimensiones de algunos componentes, como por ejemplo las palas del rotor o la torre, que requieren una mayor rigidez por sus condiciones de trabajo, este criterio también ayuda a deducir en cuales elementos se puede reducir peso.

Un conjunto de problemas importantes, como lo son las cargas de operación normales y las cargas de operación extremas, son considerados para el diseño. El conjunto de cargas que pueden ocurrir y que determinarán las dimensiones de la estructura y los elementos necesarios (según sea el tamaño de la turbina eólica a diseñar) para la correcta operación del aerogenerador, son llamados *casos de carga*. Es necesario abarcar el mayor número de *casos de carga* (ver Figura 2.1<sup>[5]</sup>) para obtener un diseño óptimo.



## CAPÍTULO DOS

---



Los principales casos de carga así como sus consideraciones para aerogeneradores fueron inicialmente desarrollados a finales de los 70, en base a la construcción de aerogeneradores grandes experimentales. Desde 1988, la comisión electrotécnica internacional (IEC por sus siglas en ingles), ha generado un catálogo internacional que se actualiza conforme los avances en la ciencia generan nuevos descubrimientos y desarrollos tecnológicos, resultado de la investigación y de reportes de fallas de los aerogeneradores ya instalados y en operación.

Los métodos matemáticos son necesarios para el cálculo estructural de cargas y los esfuerzos en el material. Algunos modelos teóricos son de muy alto nivel de complejidad, por lo cual, se han optado por otras herramientas de auxilio en el proceso de diseño, sin dejar de lado que el diseño estructural debe ser gobernado principalmente por su la características de operación de cada elemento (ver Tabla 2.2<sup>[10]</sup>) que se encuentra bajo un conjunto de problemas propios de cada caso de operación (ver Figura 2.1<sup>[10]</sup>).

El punto de inicio para determinar el rango de cargas que afectan la operación en un aerogenerador son las cargas que actúan en: El rotor. Las cargas en las palas, son transmitidas a los demás componentes mediante el eje y los elementos de unión como el buje. Comparando las cargas en los componentes internos, la intensidad de las cargas es menor que las cargas que actúan en las palas, por lo cual en condiciones normales de operación se pueden considerar de una menor influencia en ciertos componentes mecánicos y/o eléctricos. Estas cargas pueden ser consideradas representativas y como una introducción a los problemas de cada uno de los casos particulares de carga de cada uno de los elementos integrantes del aerogenerador. Actualmente, existen varias preguntas sin responder en el campo tecnológico de las turbinas eólicas, y el trabajo de investigación así como el refinamiento de los modelos matemáticos aún no están completos, ya que es una tecnología en crecimiento diario. Los modelos matemáticos actuales son insuficientes para proporcionar un método rápido, que abarque la mayor cantidad de casos posibles de carga en operación para obtener un diseño final óptimo. Debido a estos problemas que los nuevos diseños de aerogeneradores enfrentan, se ha optado por buscar métodos alternos que auxilien el diseño de la estructura completa de las turbinas eólicas.

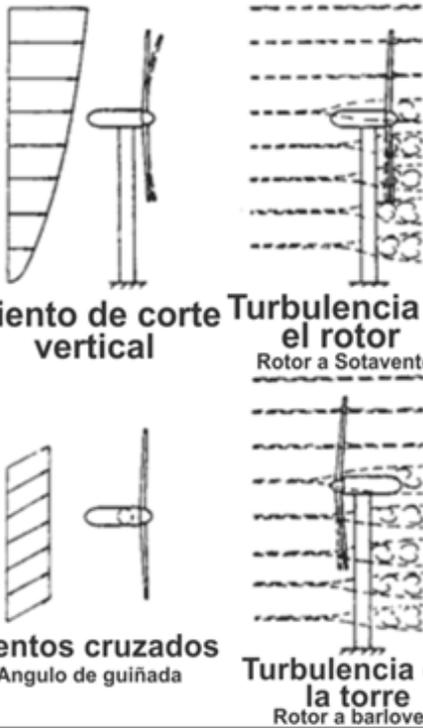
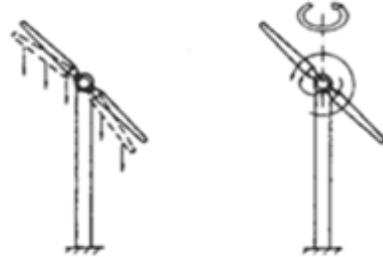
		Fuerzas aerodinámicas	Fuerzas inerciales y por gravedad (peso)
Cargas no-estáticas	Cargas estáticas	 <p>Velocidad del viento promedio en condiciones estables</p>	 <p>Fuerzas centrífugas</p>
	Cargas cíclicas	 <p>Viento de corte vertical</p> <p>Turbulencia en el rotor Rotor a Sotavento</p> <p>Vientos cruzados Angulo de guiñada</p> <p>Turbulencia en la torre Rotor a barlovento</p>	 <p>Fuerzas de gravedad</p> <p>Fuerzas giroscópicas</p>
	Cargas no cíclicas	 <p>Turbulencia del viento</p>	

Figura 2.1 Principales casos de carga en la estructura de un Aerogenerador.



### 2.3 CASOS DE CARGA

Los casos de carga deben contener los agentes que causan los esfuerzos en la estructura, como la velocidad del viento, peso estructural, etc. Además de los parámetros correspondientes del estatus de operación de la turbina que son, el ángulo de cabeceo del rotor y sus palas, colocación de las palas, número de palas, vibraciones del generador, entre otros.

Las cargas máximas en la mayoría de los componentes estructurales, ocurren durante diferentes casos de carga. La definición de los casos de carga, por lo tanto varía para cada componente, se deben comprender y analizar las situaciones suficientes de cargas que puede sufrir el elemento en cuestión. Para determinar su dimensionamiento inicial en su etapa primaria de diseño que será mejorado y redimensionado con posteriores análisis. Estos análisis deben ser principalmente referentes a su rigidez, resistencia y/o tiempo de vida (conforme sea el caso del componente analizado)<sup>[19]</sup>.

El principal problema de los casos de carga, se encuentra en poder realizar la simplificación e idealización correctas de las cargas involucradas en la situación real de operación. Sin embargo existen ciertas simplificaciones e idealizaciones que son correctas de usar especialmente en turbinas relativamente pequeñas, utilizadas y especificadas en las normas analizadas.

Así, es recomendable para el diseño de aerogeneradores tomar el mayor número de casos de carga, conforme las condiciones de operación estimadas para la maquinaria, el lugar de trabajo y tiempo de vida estimado. Aquí se presentan los principales casos a considerar para turbinas de gran potencia y mediana potencia, para turbinas pequeñas se realizan simplificaciones significativas conforme a su potencia de operación y en el objetivo final de operación de la turbina.

#### 2.3.1 Operación Normal

Las cargas a las cuales el aerogenerador se somete y que pueden ser consideradas como condiciones “normales” de operación, son principalmente relevantes para determinar la vida útil del conjunto. Las cargas extremas, son aquellas que ocurren principalmente en condiciones extremas propias del lugar de instalación, es decir, se consideran las más altas velocidades del viento, las mayores condiciones de temperatura, impactos de consideración en la



estructura por agentes externos, daños por movimientos tectónicos, etc. Estas cargas se aplican en una operación normal de la maquinaria, es decir sin ningún daño en los elementos tanto externos como internos de la turbina<sup>[17]</sup>.

### 2.3.2 Fallos técnicos

Los fallos técnicos y defectos pueden ser por agentes que impidan al aerogenerador no alcanzar su mayor eficiencia en la producción energética. Se puede asumir que la mayoría de los defectos técnicos en la maquinaria, pueden ser controlados mediante un sistema de seguridad que tienda a detener el rotor, por un sistema de control para situaciones de daño relevantes, en el cual la confiabilidad de operación del producto se encuentre involucrada, evitando que estos tipos de defectos técnicos de la maquinaria como desbalanceo, amarre del buje, etc. desencadenen en algún caso “extraordinario” de carga. Algunos malfuncionamientos causan cargas anormales en la estructura, antes de que el rotor se detenga por completo. En base al tamaño del aerogenerador, su uso, la clase de diseño involucrada y el factor de seguridad, se deben incluir estos tipos de eventos en los elementos que son propensos a presentarlos. Con el objetivo de ser aplicados en los casos de carga definidos en operación normal. Por lo tanto, un modo de falla causada por defectos, debe ser contemplado en el análisis del equipo en su operación, así como la aplicación de un sistema control de frenado como seguridad para los elementos. Esto es indispensable en aerogeneradores de gran potencia y optativo en los de baja potencia.

## 2.4 TIEMPO DE OPERACIÓN DE LOS AEROGENERADORES

Un aerogenerador, se encuentra sujeto a muchas cargas de fatiga en su régimen de operación. Si se toma por ejemplo una turbina de mediana potencia cuya maquinaria rotará alrededor de  $2 \times 10^8$  veces durante 20 años de vida, contabilizando cada revolución como un ciclo completo de trabajo; donde se presentan esfuerzos debido a las fuerzas inerciales. Este tipo de esfuerzos se presenta principalmente en el eje de baja velocidad así como en cada una de las palas. Sumado al esfuerzo ocasionado por el giro más el esfuerzo por efectos de la gravedad y el esfuerzo ocasionado por los diferentes tipos de vientos que bañan la estructura; como pueden ser viento cortante, vibración ocasionada por el viento y turbulencias. La consideración de estos efectos es de suma



importancia, debido a que conforme el generador eólico es de mayor tamaño, su diseño primordial debe resultar en fatiga para casi todos sus componentes. Por otro lado, conforme disminuye el tamaño del aerogenerador, se realiza el diseño en fatiga con especial énfasis para los principales componentes que estarán sujetos a estos tipos de cargas e inclusive para algunas turbinas prototipos de inicio y de muy baja potencia, no se les aplica. Debido que al ser menores en tamaño y potencia, se reduce el número de elementos a usar y la masa de estas piezas. Conforme se ha visto en párrafos anteriores de este mismo trabajo. Para turbinas de baja potencia la mayoría de sus componentes pueden funcionar correctamente en fatiga con un diseño eficiente en esfuerzo de ruptura máximo. En conjunto de la aplicación de un factor de seguridad conforme a la normas actualmente disponibles alrededor del mundo<sup>[21]</sup>.

Se estima que la mayoría de fallas estructurales en los grandes aerogeneradores que han estado en servicio, se relacionan con la fatiga. En el caso del presente trabajo, se analiza la relevancia de un análisis en fatiga, en base a las condiciones de operación del aerogenerador en desarrollo.

### **2.5 PARÁMETROS DE DISEÑO PARA COMPONENTES DEL AEROGENERADOR**

Los componentes mecánicos y estructurales de los aerogeneradores están sujetos a dos principales requerimientos de resistencia *última* o de *carga límite*. Los parámetros que indican la selección de los materiales y las dimensiones de los componentes de un aerogenerador son variables, es decir, estos parámetros varían en base a la función que desempeña el elemento en cuestión.

Sin embargo, se consideran dos parámetros principales para el diseño de todos los componentes que intervienen en el funcionamiento de un aerogenerador, estos parámetros son por *carga última* o *fatiga*. Estas consideraciones son mostradas en la Tabla 2.2<sup>[5]</sup>.

En general, la fatiga es el parámetro más importante del diseño para los principales componentes de un aerogenerador como lo son las palas y todos los componentes rotatorios. Algunos otros elementos, es decir, los estáticos se deben diseñar para cargas límites y requerimientos de resistencia especiales.



Tabla 2.2 Principales parámetros de diseño para la mayoría de componentes de un aerogenerador

Parámetros de Diseño		
Componente	Carga	
	Ultima	Fatiga
Rotor	x (ruptura)	<b>x</b>
Álabes y Bala		x
Tren motriz	x (ruptura)	x
Eje de baja velocidad		<b>x</b>
Reductor		<b>x</b>
Eje de alta velocidad	x (ruptura)	x
<b>Carcasa</b>	x (rigidez)	
<b>Bancada</b>	x (rigidez)	
Sistema de guiñada	x (ruptura)	x
Torre	x (rigidez, estabilidad)	x
Fundación	x (ruptura)	

## 2.5.1 Cargas límites

El cálculo de las cargas límites para el diseño es fundamental, debido a que estas situaciones poco frecuentes pueden dañar los componentes mecánicos de la turbina eólica. Los cálculos de cargas últimas (o límites) y de los esfuerzos en el material por dichas cargas, requieren tres tipos de análisis:

-Esfuerzo de ruptura; el esfuerzo que puede llevar a un material a su punto de ruptura, por ejemplo el sistema de guiñada y la fundación de la torre en velocidades de viento extremas como huracanes.

-Estabilidad estructural; la capacidad de la estructura de llegar a un equilibrio mecánico bajo la acción de fuerzas. Por ejemplo el pandeo de la estructura de la torre.

-Rigidez; es el más importante parámetro de diseño, para que el elemento soporte los esfuerzos sin grandes deformaciones. Por ejemplo deflexiones críticas de las palas con respecto al claro del rotor/torre en ráfagas extremas o durante un freno rápido e intempestivo del rotor.



Los casos seleccionados para los diseños de cargas últimas deben cubrir una combinación real de las condiciones externas del viento y estado de la maquinaria. Los casos más comunes de análisis que se toman en cuenta son los siguientes:

- Viento en condiciones normales en combinación con el estado normal de operación del generador eólico.
- Viento en condiciones normales en combinación con un estado de falla en algún elemento del aerogenerador.
- Viento en condiciones extremas en combinación con un estado normal de operación del aerogenerador.

Los límites de diseño de resistencia de un aerogenerador son normalmente problemas de viento extremo en una estructura estática. Los cálculos convencionales así como los distintos métodos de diseño existentes, pueden ser aplicados<sup>[31]</sup>.

### 2.5.2 Cargas de fatiga

En situaciones de esfuerzos simples con cargas estáticas, es suficiente calcular la resistencia estructural para situaciones de cargas individuales o un caso específico de carga. En cambio, si se requiere un estado de vida segura en el tiempo de operación de la maquinaria en cuestión, un diseño en fatiga es requerido con cargas alternantes. La teoría elemental de resistencia en fatiga asume que cuando las fluctuaciones de esfuerzos ocurren, se tienen con una amplitud constante, se empiezan a formar pequeñas grietas, y cuando estas crecen, ocasionan el fallo del material<sup>[29]</sup>.

La teoría elemental de la resistencia en fatiga asume que si las fluctuaciones del esfuerzo ocurren con una amplitud constante dentro del tiempo de vida del componente. Esta amplitud del esfuerzo, a su vez es menor a la resistencia en fatiga del material, entonces el número de ciclos de carga puede no ser tan relevante, debido a que los cambios en las cargas son de pequeños periodos en los que se aplican esfuerzos menores; a este fenómeno se le conoce como “vida infinita”. Si la amplitud del esfuerzo es mayor a la resistencia en fatiga permitida del material, únicamente un cierto número de fluctuaciones de la carga podrán ser soportados, esto es, el material tiene un límite “vida finita” o un límite de



fatiga". En el caso de los aceros, este mecanismo es representado por la bien conocida línea de Wöhler<sup>[32,35]</sup>. Este modelo de fatiga ha sido encontrado muy útil para problemas de ingeniería "normales". El espectro de cargas a ser considerado en la fatiga del material, consiste de cargas periódicas y esfuerzos con fluctuaciones aleatorias, es decir que tienen una variación con respecto a los esfuerzos principales. Estos deben ser conocidos en su totalidad así como su "espectro de cargas" o rango de cargas que actúan sobre el elemento que se está diseñando. Para este tipo de análisis se requieren modelos más complejos.

El espectro de cargas, suma las situaciones de esfuerzos presentes en la operación de un componente en su vida pronosticada por una forma idealizada. La secuencia de cargas dentro de un ciclo operativo de un aerogenerador (que ha sufrido un cierto número de veces), marca el fundamento del rango de cargas a considerar. El momento de flexión que sufren las palas del rotor es un ejemplo de una carga establecida en ese rango de cargas.

Además, las amplitudes alternantes en los casos singulares. La transición de una situación a otra, juega un rol esencial. Desde un punto de vista de los casos colectivos, estas transiciones resultan en un esfuerzo de amplitud adicional, esto puede ser observado en el caso donde la velocidad del viento disminuye y se vuelve menor a la necesaria para mantener en operación el aerogenerador, provocando un paro en su operación, volviendo a reactivarse cuando se incrementa la velocidad del viento.

En la Figura 2.2<sup>[31]</sup> se muestra un ejemplo de las magnitudes de cargas o del espectro de esfuerzos como normalmente se representa. El esfuerzo sufrido, (medido en el material de las palas del rotor de un WKA-60), ha sido graficado contra el número de ciclos. En la gráfica se observa que el periodo de carga es de una hora, y es proyectado a una vida de servicio de 30 años.

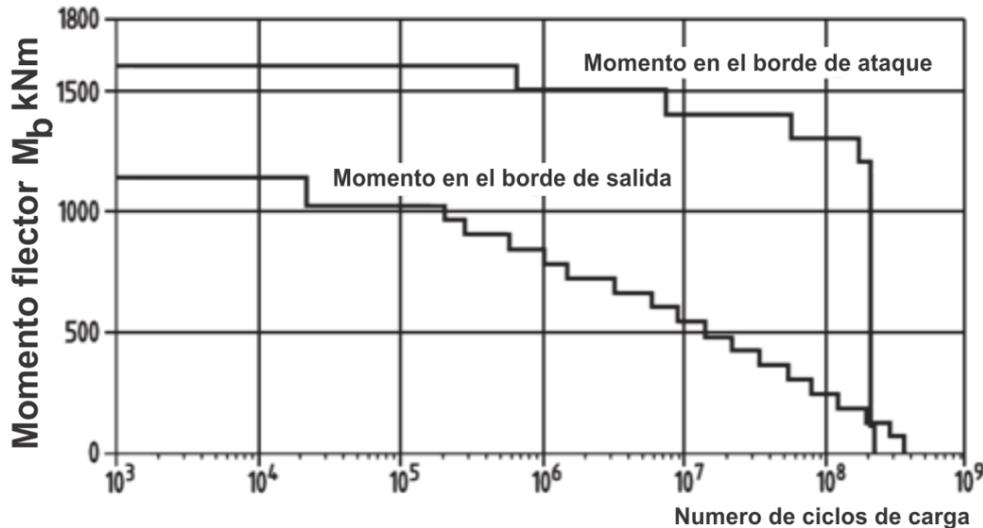


Figura 2.2 Amplitud de esfuerzos en contra de ciclos de carga medidos en un rotor de tres palas WKA-60.

## 2.6 PROCESO PARA EL CÁLCULO DE ESFUERZOS Y CARGAS ESTRUCTURALES

En el caso del cálculo de esfuerzos estructurales en aerogeneradores, son de gran utilidad las teorías que actualmente se utilizan en el diseño de aeronaves, transbordadores, submarinos, etc. Los métodos de cálculos individuales y teóricos ayudan en el desarrollo de cada uno de los componentes esenciales de un generador eólico a un bajo costo, sin embargo, se requiere una inversión de tiempo mayor. En los últimos años se han buscado otras opciones para implementar un diseño más rápido y con un precio contenido. Esto ha llevado a recurrir mayormente al auxilio de programas de computadoras en la resolución de problemas complejos de ingeniería presentes en la etapa de diseño de aerogeneradores y en el proceso de la obtención de los esfuerzos sufridos por cada uno de los componentes del aerogenerador.

Con esto en mente, se ha usado comúnmente aumentar el margen del factor de seguridad para compensar la precisión de los cálculos. Esto ha hecho posible el diseño exitoso de aerogeneradores pequeños. Sin embargo, para turbinas grandes, se deben considerar la mayor cantidad de casos que podrían llevar al conjunto mecánico operacional del aerogenerador a su resistencia límite. Buscando reducir la masa de los componentes.



## CAPÍTULO DOS



Los componentes con masas grandes se incrementan las fuerzas inerciales, al ser un elemento muy pesado castigará a toda la estructura en general y su costo de producción se eleva. Estas son razones suficientes para buscar en un diseño, disminuir la masa de los aerogeneradores con un diseño cada vez más eficiente. El mapa conceptual de flujo de información para el diseño total de un aerogenerador se aprecia en la Figura 2.3<sup>[5,28,36]</sup>.

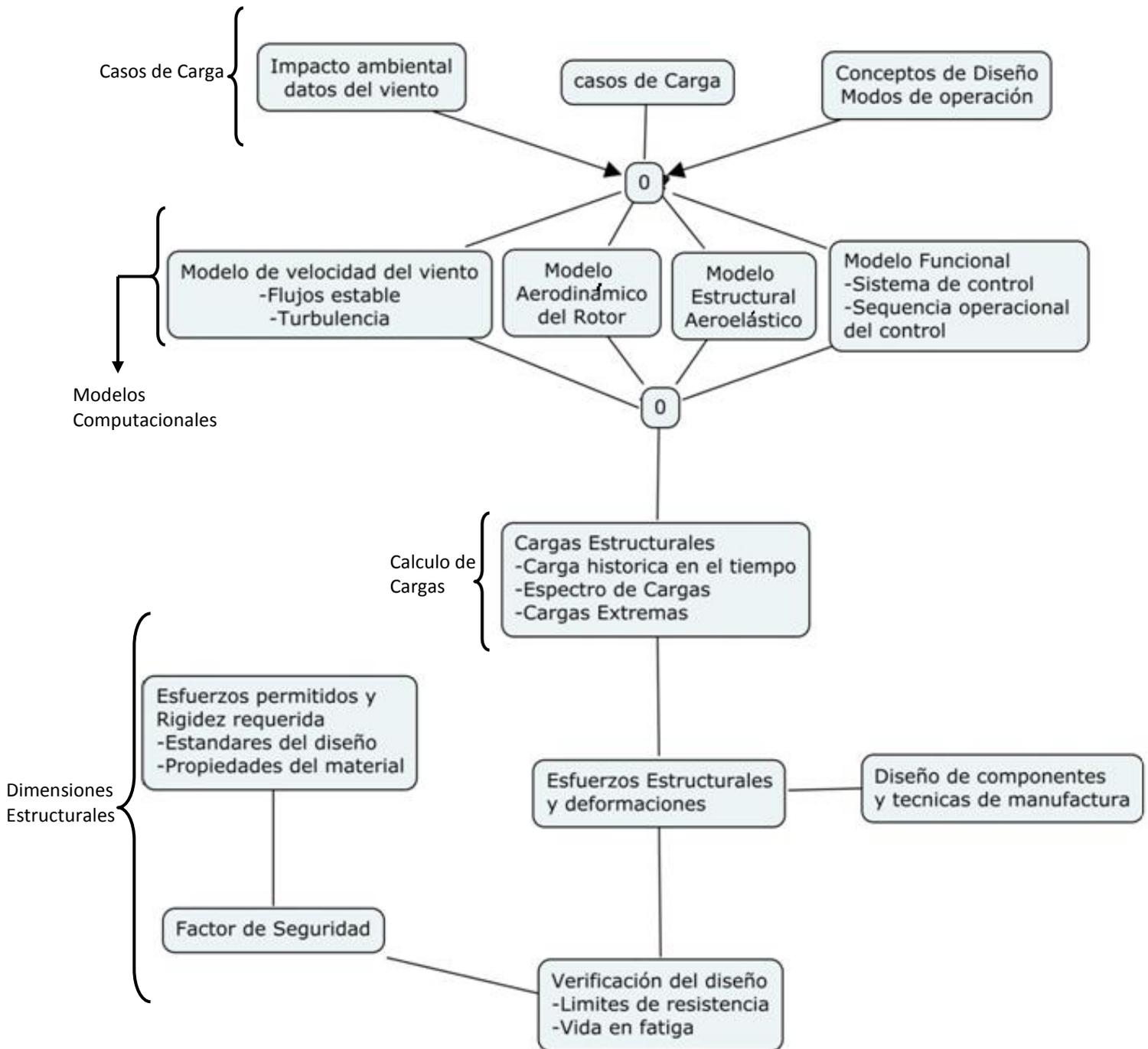


Figura 2.3 Diagrama Esquemático general del proceso de diseño de un Aerogenerador.



### 2.6.1 Formas de solucionar el diseño estructural

Las herramientas teóricas para el cálculo de estructuras en el rango elástico, es decir, que sus consideraciones están dentro del rango lineal-elástico, que se usan actualmente en muchas aéreas de la ingeniería mecánica; la gran mayoría se basa en la simplificación del elemento finito que es un derivado también de la mecánica de los medios continuos. La aplicación de los distintos modelos teóricos que están dentro del rango elástico, son usados principalmente (en el caso de los aerogeneradores) para la obtención de las frecuencias naturales y el cálculo de esfuerzos a los que se puede encontrar expuesto todo el conjunto en su operación. Conociendo las frecuencias naturales, la respuesta dinámica (deformación, aceleración, esfuerzos ocasionados por dichas vibraciones) bajo la influencia de fuerzas externas entonces pueden ser calculadas con una cierta idealización aceptable, ya que se encuentra en el diseño del rango elástico<sup>[16]</sup>.

La conjunción de modelos teóricos elásticos en conjunto con el método del elemento finito, es de ayuda para el proceso de corrección y recálculo de respuesta de los esfuerzos y efectos ocasionados por las cargas dinámicas aplicadas en el modelo estructural elástico. Aunque la precisión del análisis dependerá de varios factores. El diseño final se verá afectado por un factor de seguridad que se ha establecido en base a los casos de diseño actualmente funcionales. Las grandes compañías actuales líderes en la construcción de aerogeneradores, así como algunos centros de investigación de universidades, coinciden en que dependiendo del rango de potencia a producir por el generador eólico; es la dificultad para su diseño. Sin embargo, existe una forma de básica de atacar el diseño de cada uno de los elemento en general, que es a partir de un diseño preliminar, aplicar un análisis estructural individual para sus condiciones de carga, seguido por análisis a detalle para el caso específico de diseño como se vio en la tabla 2.2. Por lo tanto, es importante usar en buena medida un sentido ingenieril de cómo trabaja el modelo, para definir sus condiciones de frontera aplicables al modelo teórico, numérico y experimental. Por ejemplo, el cálculo del rotor separado de la estructura, con sus respectivas cargas.



## 2.6.2 Factor de seguridad

Cuando se requiere un diseño para un estado límite de carga en el diseño de un aerogenerador, para el cual se calcula (como se ha visto en los temas anteriores) como la suma de las cargas actuando en los componentes, por lo cual para cada caso; se requiere de un factor de seguridad individual, es decir, para cada componente que pertenezca al conjunto estructural. Con el objetivo para llegar a un factor de seguridad total y único para todo el aerogenerador. Estos factores son estipulados por la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC por sus siglas en ingles) en la norma IEC 61400-1, las normas alemanas de Germanischer Lloyd GL y normas Danesas DS 472. Dichos factores de seguridad son aplicables para esfuerzos resultantes, en análisis donde se consideraron cargas últimas o de ruptura. Se muestran cada uno de los factores para cada norma y cada uno de los casos en la Tabla 2.3<sup>[4,5,6]</sup>.

Tabla 2.3 Factores de Seguridad para el diseño de aerogeneradores en condiciones determinadas de carga.

Fuete de Carga	Carga Normal			Cargas Anormales		
	IEC	GL	DS	IEC	GL	DS
Aerodinámica	1,35	1,20	1,30	1,10	1,00	1,10
Operacional	1,35	1,35	1,30	1,10	1,00	1,10
Gravedad	1,10*	1,10*	1,10*	1,10	1,00	1,0
Inercia	1,25	1,10*	1,10*	1,00	1,00	1,00

\*El Factor se incrementa a 1.35 o más, si el fabricante considera que el esfuerzo en los componentes es considerablemente alto y la masa de dicho elemento es contenida.

# **CAPÍTULO III**

## **“EL MÉTODO DEL ELEMENTO FINITO Y SU USO EN PROGRAMAS COMERCIALES”**



### 3.1 EL ELEMENTO FINITO COMO AUXILIAR DE ANÁLISIS EN INGENIERÍA

El concepto fundamental del elemento finito es que un dominio físico es discretizado en un pequeño número de subdominios, conocidos como elementos, sobre los cuales las variables del continuo tales como velocidad, presión o temperatura tienen un efecto. Estos elementos son conectados en puntos específicos conocidos como nodos o puntos nodales. Debido a las variaciones en los campos de las variables de entrada, estas no son totalmente conocidas dentro del dominio, sino que son aproximadas por funciones que describen sus variaciones, estas funciones de interpolación aproximan los valores de las variables de entrada en los puntos nodales de cada elemento.

### 3.2 EL MÉTODO DEL ELEMENTO FINITO (MEF) Y SUS BASES.

Es una herramienta poderosa en la resolución numérica de un amplio rango de problemas de ingeniería para resolver un sistema de ecuaciones de gobierno sobre el dominio de un sistema físico continuo. En muchos campos de la ciencia es aplicado, y en particular para el análisis estructural, las ecuaciones de gobierno son dadas de la mecánica del medio continuo y de la teoría de la elasticidad. La base del elemento finito consiste en considerar pequeñas partes llamadas “elementos”, los cuales subdividen el dominio del sólido estructural, conectándose unos con otros en un número finito de puntos llamados “nodos”. Este ensamble proporciona un modelo para el elemento estructural, en el cual el dominio de cada elemento asume una solución general simple a las ecuaciones de gobierno<sup>[27]</sup>. Las ecuaciones derivadas de la teoría de la elasticidad<sup>[26]</sup> gobiernan la solución para sólidos bidimensionales. Dichas ecuaciones relacionan componentes de desplazamiento, deformación y esfuerzos. Las componentes de desplazamiento en el plano en un sistema coordenado x-y, producen las componentes “u” en la dirección “x” y “v” en la dirección “y”. Las componentes de la deformación en el plano son  $\varepsilon_x$ ,  $\varepsilon_y$  y  $\gamma_{xy}$ .

Las relaciones deformación-desplazamiento se dan en la ecuación:

$$(3.1) \quad \varepsilon_x = \frac{\partial u}{\partial x}, \quad (3.2) \quad \varepsilon_y = \frac{\partial v}{\partial y}, \quad (3.3) \quad \gamma_{xy} = \frac{\partial u}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial x}$$



Las componentes del esfuerzo correspondiente a esas deformaciones son  $\sigma_x$   $\sigma_y$   $\tau_{xy}$ . Las componentes al plano  $\sigma_z$ ,  $\sigma_{xz}$ ,  $\tau_{yz}$  son cero.

Las relaciones esfuerzo-deformación para esfuerzo plano están dadas por la ecuación:

$$(3.4) \quad \begin{Bmatrix} \sigma_x \\ \sigma_y \\ \tau_{xy} \end{Bmatrix} = \frac{E}{(1+\nu^2)} \begin{bmatrix} 1 & \dots & \nu & \dots & \dots & 0 \\ \nu & \dots & 1 & \dots & \dots & 0 \\ 0 & \dots & 0 & \dots & \dots & \frac{1-2\nu}{2} \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} \epsilon_x \\ \epsilon_y \\ \epsilon_z \end{Bmatrix}$$

Para deformación plana, las componentes  $\epsilon_z$ ,  $\gamma_{xz}$ , y  $\gamma_{yz}$  son cero. Las relaciones esfuerzo-deformación<sup>[26]</sup> para deformación plana están dadas por la ecuación:

$$(3.5) \quad \begin{Bmatrix} \sigma_x \\ \sigma_y \\ \tau_{xy} \end{Bmatrix} = \frac{E}{(1+2\nu)(1-2\nu)} \begin{bmatrix} (1-\nu) & \dots & \nu & \dots & \dots & 0 \\ \nu & \dots & (1-\nu) & \dots & \dots & 0 \\ 0 & \dots & 0 & \dots & \dots & \frac{1-2\nu}{2} \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} \epsilon_x \\ \epsilon_y \\ \gamma_{xy} \end{Bmatrix}$$

La formulación del elemento finito aproxima la solución del desplazamiento con un elemento, en una relación de forma funcional simple con valores en los puntos nodales. Asumiendo esta función para el desplazamiento, derivamos la matriz de rigidez del elemento relacionando desplazamientos nodales con fuerzas nodales.

### 3.2.1 Formulación de un elemento

El principio de trabajo virtual establece que si una estructura la cual está en equilibrio con sus fuerzas aplicadas es sujeta a un grupo de pequeños desplazamientos virtuales compatibles, el trabajo virtual hecho por las fuerzas externas es igual a la energía de deformación virtual de los esfuerzos internos<sup>[26]</sup>. Aplicando este principio al elemento tenemos:

$$(3.6) \quad \partial U_e = \partial W_e$$



Donde  $\partial U_e$  es la energía virtual de deformación y  $\partial W_e$  es el trabajo virtual de las fuerzas externas actuando a través de los desplazamientos virtuales.

Usando una función de desplazamiento asumida para el desplazamiento de cualquier punto en el material en todo elemento aproximadamente satisface las ecuaciones de elasticidad. La función de desplazamiento y los valores de los desplazamientos en los puntos nodales prescriben el desplazamiento de cada punto del material sobre el campo del elemento, se interpola a partir de valores en puntos nodales<sup>[37]</sup>. Las componentes del campo de desplazamientos son:

$$(3.7) \quad \{u\} = [N]\{d\}$$

Donde  $\{u\}$  son las componentes del campo de desplazamientos,  $[N]$  son las funciones de interpolación y  $\{d\}$  son los valores de las componentes del desplazamiento en puntos nodales para el elemento.

Aplicando las relaciones desplazamientos-deformación ec. (3.4) a la ec. (3.7) se tiene:

$$(3.8) \quad \{\varepsilon\} = [B]\{d\}$$

Donde  $\{\varepsilon\}$  son las componentes de la deformación y  $[B]$  es una matriz que relaciona las componentes de la deformación con los desplazamientos en puntos nodales, y consiste en derivadas de la función de interpolación.

Las componentes del esfuerzo que vienen de las relaciones esfuerzo-deformación pueden escribirse en forma matricial:

$$\{\sigma\} = [E]\{\varepsilon\} \quad \{\sigma\} = [E]\{\varepsilon\}\{d\}$$

Para cualquier grupo de pequeños desplazamientos nodales virtuales  $\{\delta d\}$  la energía de deformación virtual interna  $\{\partial U_e\}$  es:

$$(3.9) \quad \partial U_e = \int_v \{\delta \varepsilon\}^T \{\sigma\} dV$$



Donde  $\{\delta \varepsilon\}$  son las componentes de la deformación virtual producidas por pequeños desplazamientos nodales virtuales,  $\{\sigma\}$  son las componentes de esfuerzos de volumen diferencial del material en equilibrio y  $dV$  indica el elemento de volumen diferencial del medio continuo.

El trabajo virtual externo de las fuerzas nodales es:

$$(3.10) \quad \{\delta W_e\} = \{\delta d\}^T \{f\}$$

Haciendo la sustitución para las componentes del esfuerzo y la deformación de las relaciones anteriores tenemos:

$$(3.11) \quad \int_v \{\delta d\}^T [B]^T [E][B] \{d\} dV = \{\delta d\}^T \{f\}$$

Donde  $\{\delta d\}$  son pequeños desplazamientos nodales virtuales desde la configuración de equilibrio y  $\{d\}$  son los desplazamientos nodales actuales del material desde la descarga a la posición de equilibrio.

Ya que ambos desplazamientos nodales (virtual y actual<sup>[28,38]</sup>) son independientes de cualquier integración sobre el volumen del elemento, se tiene una ecuación:

$$(3.12) \quad \{\delta d\}^T \left( \int_v [B]^T [E][B] dV \right) \{d\} = \{\delta d\}^T \{f\}$$

La cual se reduce al cancelar en ambos miembros de la ecuación el término  $\{\delta d\}^T$  en:

$$(3.13) \quad [k] \{d\} = \{f\}$$

Donde la matriz de rigidez del elemento está dada por:

$$(3.14) \quad [k] = \int_v [B]^T [E][B] dV$$



Esto provee la formulación para cualquier elemento basado en una función de desplazamiento asumida que puede interpolar para los desplazamientos de valor nodal dentro del elemento. La matriz del elemento depende entonces de la forma de las funciones de interpolación y de sus derivadas para crear la matriz [B].

Para efectuar un análisis bidimensional existen dos formas de elementos: triángulo y cuadrilátero, los cuales a su vez pueden ser elementos lineales o cuadráticos dependiendo del orden de la función polinomial de interpolación de desplazamiento usada con el área del elemento y para análisis tridimensionales existen elementos del tipo bloque y tetraédricos.

La formulación del elemento cuadrilátero deriva de la función de un elemento cuadrado. Usa un sistema de transformación de coordenadas para convertir el cuadrado en un cuadrilátero figura 3.1<sup>[27]</sup>. Considerando un cuadrado con nodos en los vértices figura 3.2<sup>[27]</sup>, una expresión lógica para las componentes de la función de desplazamiento es:

$$(3.15) \quad u = a_1 + a_2x + a_3y + a_4xy$$

$$(3.16) \quad v = a_5 + a_6x + a_7y + a_8xy$$

Usando las relaciones deformación-desplazamiento se observa que:

$$\varepsilon_x = a_2 + a_4y$$

$$(3.17) \quad \varepsilon_y = a_7 + a_8x$$

$$\gamma_{xy} = a_3 + a_4x + a_6 + a_8y$$

La función satisface la compatibilidad con el elemento por que la función es continua. A lo largo de los bordes del elemento para  $x = \text{constante}$  ó  $y = \text{constante}$ , el desplazamiento toma una forma lineal y así una línea recta entre cualquiera de dos de las esquinas. Esto permite que las conexiones del elemento a otros elementos satisfagan la compatibilidad.

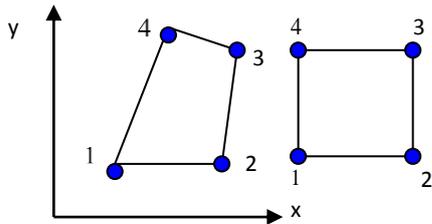


Figura 3.1. Elemento cuadrilátero bidimensional

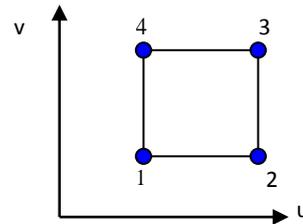


Figura 3.2. Elemento cuadrado bidimensional

Se realiza el cambio de sistemas coordenados para transformar el cuadrado en forma cuadrilátero figura. 3.1. Al elemento obtenido se le llama cuadrilátero isoparamétrico por que las mismas funciones de interpolación usadas para definir el campo de desplazamientos definen la transformación geométrica. El campo de desplazamientos asumido se muestra en la ecuación (3.18), donde la interpolación ocurre en el sistema coordenado cuadrado  $\xi, \eta$ . El rango coordenado de  $\xi$  y  $\eta$  es  $-1$  a  $+1$ . La evaluación de las ecuaciones de los cuatro nodos debe producir el grupo de ecuaciones de interpolación eliminando los coeficientes constantes a favor de los valores nodales.

$$(3.18) \quad u = a_1 + a_2\xi + a_3\eta + a_4\xi\eta$$
$$v = a_5 + a_6\xi + a_7\eta + a_8\xi\eta$$

Adoptando las fórmulas de interpolación de Lagrange para eliminar coeficientes constantes tenemos:

$$(3.19) \quad u = N_1u_1 + N_2u_2 + N_3u_3 + N_4u_4$$
$$v = N_1v_1 + N_2v_2 + N_3v_3 + N_4v_4$$

Las fórmulas de interpolación  $N_i$  están dadas por la ecuación:

$$N_1 = \frac{1}{4}(1 - \xi)(1 - \eta)$$
$$(3.20) \quad N_2 = \frac{1}{4}(1 + \xi)(1 - \eta)$$
$$N_3 = \frac{1}{4}(1 + \xi)(1 + \eta)$$
$$N_4 = \frac{1}{4}(1 - \xi)(1 + \eta)$$



Usando las mismas fórmulas de interpolación para relacionar las coordenadas de cualquier punto  $x,y$  en un elemento a sus coordenadas nodales se tiene:

$$(3.21) \quad x=N_1x_1+N_2x_2+N_3x_3+N_4x_4$$

$$y=N_1y_1+N_2y_2+N_3y_3+N_4y_4$$

El elemento del sistema coordenado  $x,y$  representa la estructura físicamente, y por lo tanto el cálculo de la deformación requiere derivadas parciales del desplazamiento con respecto a  $x,y$ . Las derivadas en el sistema coordenado cuadrado  $\xi,\eta$  se relacionan a través del Jacobiano<sup>[26]</sup>, para derivadas obtenemos:

$$(3.22) \quad \frac{\partial u}{\partial \xi} = \frac{\partial u \partial x}{\partial x \partial \xi} + \frac{\partial u \partial y}{\partial y \partial \xi}$$

$$\frac{\partial u}{\partial \eta} = \frac{\partial u \partial x}{\partial x \partial \eta} + \frac{\partial u \partial y}{\partial y \partial \eta}$$

Y expresiones similares para la componente  $v$  del desplazamiento. Escribiendo esto en forma matricial se tiene:

$$(3.23) \quad \begin{Bmatrix} \frac{\partial u}{\partial \xi} \\ \frac{\partial u}{\partial \eta} \end{Bmatrix} = [J] \begin{Bmatrix} \frac{\partial u}{\partial x} \\ \frac{\partial u}{\partial y} \end{Bmatrix}$$

$$(3.24) \quad [J] = \begin{bmatrix} \frac{\partial x}{\partial \xi} & \frac{\partial y}{\partial \xi} \\ \frac{\partial x}{\partial \eta} & \frac{\partial y}{\partial \eta} \end{bmatrix}$$

Debemos tomar las derivadas para definir las deformaciones con respecto a  $x,y$ . Por lo tanto<sup>[27]</sup>:

$$(3.25) \quad \begin{Bmatrix} \frac{\partial u}{\partial x} \\ \frac{\partial u}{\partial y} \end{Bmatrix} = [J]^{-1} \begin{Bmatrix} \frac{\partial u}{\partial \xi} \\ \frac{\partial u}{\partial \eta} \end{Bmatrix}$$



Ya definidas las componentes de los desplazamientos  $u-v$ , y las variables de las coordenadas  $x-y$  mediante las fórmulas de interpolación las cuales son función de  $\xi$  y  $\eta$ , y de las coordenadas de los puntos nodales. Combinando el producto de esas matrices resulta la matriz  $[B]$  que relaciona las deformaciones con desplazamientos nodales<sup>[22]</sup>.

Para calcular la matriz de rigidez del elemento es necesario tomar una integral de volumen del elemento. Como la integración involucra funciones de  $\xi$  y  $\eta$ , las variables de integración deben ser  $\xi$  y  $\eta$ , La diferencial de área es:

$$(3.26) \quad dx dy = (\det[J]) d\xi d\eta$$

Así la integral para la matriz de rigidez del elemento, donde  $t$  es el espesor del elemento viene a ser:

$$(3.27) \quad [k] = \int_{-1}^{+1} \int_{-1}^{+1} [B]^T [E][B] t (\det[J]) d\xi d\eta$$

La matriz  $[B]$  es una función compleja de productos y cocientes de polinomios de  $n$   $\xi$  y  $\eta$ , lo que complica aún más la integral. Para evaluar esta integración debe recurrirse a una integración numérica, siendo el método más frecuentemente usado en algoritmos de elemento finito el de la cuadratura de Gauss<sup>[22,27]</sup>.



### 3.3 APLICACIÓN DEL MEF USANDO UN PROGRAMA COMERCIAL (ANSYS V12)

Conforme se ha visto, las ecuaciones del elemento finito pueden ser programadas, ya que este método es un método numérico. Desde inicios del método se han venido desarrollando varios programas de distintas licencias, todos los programas que usan MEF están desarrollados para trabajar por bloques o etapas.

Existen tres etapas que describen el uso de un programa de elemento finito, las cuales son: etapa de **pre procesamiento**, etapa de **procesamiento** y etapa de **post procesamiento**. En la etapa de pre procesamiento se crea el modelo de la estructura mediante valores de entrada dados por el analista. Un preprocesador ensambla los datos en una forma adecuada para la ejecución por el procesador en la próxima etapa. Para la etapa de procesamiento, un código computacional genera y resuelve un sistema de ecuaciones, en la etapa de post procesamiento la solución numérica es presentada en forma de datos seleccionados y despliegues gráficos, los cuales son más fáciles de entender y evaluar<sup>[27,43]</sup>. Un programa de elemento finito puede ejecutar diferentes tipos de análisis, los cuales deberán ser seleccionados dependiendo de los parámetros de salida que se esperan obtener como respuesta. Los tipos de análisis que pueden ejecutarse son lineal - estático, no lineal - estático, dinámico.

En el presente trabajo se opta por el uso de un software en específico que se ha utilizado durante años para análisis de diversos tipos usando el método del elemento finito, el cual al ser de los más comerciales, es uno de los más sencillos y confiables.

#### 3.3.1 Análisis estático

Un análisis lineal-estático se ejecuta para predecir la respuesta de una estructura bajo condiciones de frontera prescritas y cargas aplicadas independientes del tiempo, cuando el comportamiento de la respuesta lineal puede asumirse con una precisión razonable. Los parámetros de salida son desplazamientos, esfuerzos, deformaciones, reacciones y energía. Los parámetros de entrada son cargas que incluyen fuerzas y momentos, presión uniforme y no uniforme, así como fuerzas gravitatorias ó centrífugas. Las condiciones de frontera son valores de desplazamientos especificados. La ecuación básica para análisis lineal-estático tiene la forma:  $[K]\{D\}=\{F\}$ , donde  $[K]$  es la matriz de rigidez de la estructura,  $\{D\}$  es el vector de desplazamientos nodales, y  $\{F\}$  es el vector de carga.



En el presente trabajo en base a la literatura consultada, el diseño de la bancada de la carcasa se realiza principalmente bajo parámetros de un análisis estático, por lo cual, este modulo será el más usado en el apoyo del diseño del componente estructural<sup>[37]</sup>.

### 3.3.2 Capacidad de análisis del programa

Se estima que del 50 al 90 % de las fallas estructurales es debido a la fatiga, por lo tanto hay una necesidad por el uso de herramientas de diseño en fatiga de calidad. Sin embargo, las herramientas actuales de fatiga disponibles no proveen una utilidad y flexibilidad como otras herramientas de diseño actuales. Esto es debido a que muchos diseñadores y analistas usan programas de fatiga muy especializados los cuales tienen un alto costo en tiempo y dinero en su desarrollo. Y esto esperando que los diseñadores y analistas le den un uso apropiado a las herramientas de fatiga para obtener un diseño rápido y preciso rentable para sus necesidades<sup>[32]</sup>.

El programa en cuestión, se ha concentrado en proveer información útil para el diseñador cuando se trata de temas en fatiga. Dichos resultados pueden tener una convergencia con alguna de las teorías modernas de análisis en fatiga. La principal herramienta para la aproximación de una simulación de fatiga está basada en el comportamiento de la simulación vida-esfuerzo, así como la implementación de otras herramientas. Para realizar un análisis en fatiga exitoso del programa es necesario tomar en cuenta estos tres requisitos; el comportamiento del material en fatiga, el análisis a realizar y la evaluación de resultados<sup>[43]</sup>.

# **CAPÍTULO IV**

## **“DISEÑO CONCURRENTENTE DE LA CARCASA”**

## 4.1 DESARROLLO DE PRODUCTO A PARTIR DE UN MODELO CAE

En ingeniería la mayoría de procesos actuales están definidos de tal forma, que se pueden dar soluciones aproximadas numéricamente a las necesidades de diseño de un nuevo producto en su desarrollo. Con la finalidad de obtener un nuevo producto o mejorar uno existente ya sea en costo, carga máxima permisible, vida útil incrementada o la posibilidad de esta entre otras mejoras.

Una de las aproximaciones más comunes en los esquemas tradicionales de diseño es el uso de Análisis de Elementos Finitos conocido como AEF (ver Figura 4.1<sup>[28]</sup>), debido a su bajo costo y su amplia variedad de programas disponibles en la actualidad que van desde comerciales hasta programas de uso libre desarrollado en universidades.

Es de un conocimiento común que aplicando Ingeniería auxiliada por computadora (CAE por sus siglas en inglés<sup>[38]</sup>) tempranamente en el proceso de desarrollo del producto, ofrece al fabricante y/o investigador, una ventaja competitiva. El CAE puede ayudar a compañías, fabricantes, ingenieros de diseño y científicos en la reducción de costos y tiempos de entrega de un producto o proyecto con un incremento en la calidad del mismo. Ésta ha sido una estrategia recientemente aplicada para el desarrollo y solución de nuevos retos de ingeniería con tiempos más cortos.

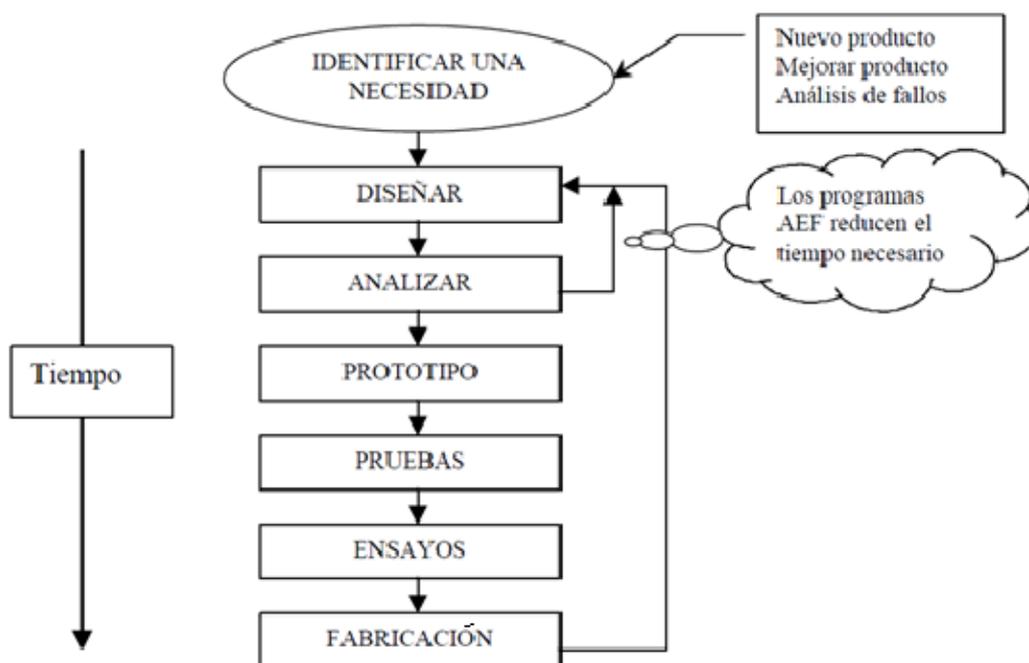


Figura 4.1. Esquema tradicional de diseño y la inclusión de programas AEF.



### 4.1.1 Nuevos paradigmas en el diseño asistido por computadora

El CAE tuvo como inicios en la industria aeroespacial, expandiéndose a otras industrias, incluyendo la manufactura de vehículos, maquinaria y desarrollo de nuevos productos como aerogeneradores.

Existen muchas opciones de mejora en la efectividad del uso del CAE, una aproximación es la investigación del proceso de automatizado en el desarrollo de un nuevo producto de meses a días, esto se ha visto últimamente en las grandes industrias como la automotriz y la aeroespacial, donde el desarrollo de un nuevo producto se llevaba hasta 30 años, se han acortado a un menor tiempo en el proceso de diseño.

El proceso es una adaptación del proceso tradicional de diseño de un producto, utilizando las nuevas tecnologías, es decir, en un proceso tradicional se define un diseño, se realiza el análisis de su comportamiento de una forma analítica, para generar un modelo geométrico y corroborar mediante un método numérico. En el proceso de diseño concurrente del modelo CAE, se realiza un diseño base, el cual se utiliza para obtener el comportamiento del elemento mecánico bajo distintas condiciones, para ir realizando modificaciones en los mismos pasos de análisis para llegar a un prototipo aceptable y confiable para su posterior prueba. Ver Figura 4.2<sup>[43]</sup> y Figura 4.3<sup>[43]</sup>.



Figura 4.2. Diseño tradicional en el desarrollo de un nuevo producto

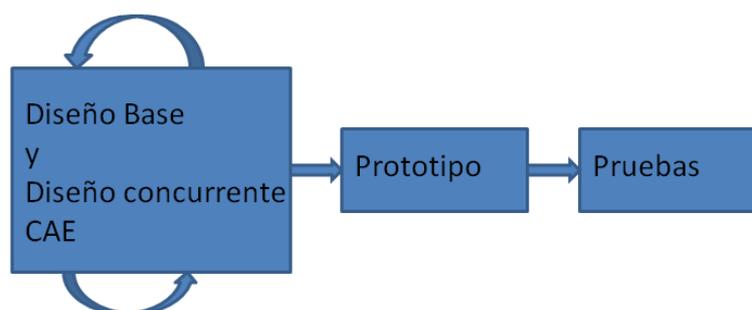


Figura 4.3. Diseño concurrente usando modelo CAE.



Siguiendo esta parte del diseño al modelo primitivo base de la bancada para el aerogenerador, se realizarán varias pruebas virtuales para conocer el estado de esfuerzos en distintas condiciones, para observar las líneas de tendencias en el comportamiento del modelo y realizar los ajustes correspondientes conforme a las necesidades de diseño.

### 4.2 DESARROLLO DE LA GÓNDOLA

Entre los principales componentes de un aerogenerador se consideran las palas, el generador, la carcasa y la torre, ya sea para las turbinas de grandes potencias, medianas o bajas potencias. Siendo que las palas deben ser una de las partes con mejor diseño para una eficiencia mayor. En casi la mayoría de turbinas, los componentes mecánicos del eje de transmisión y el generador eléctrico son encerrados en una carcasa. Las palas son las que mueven el generador el cual se encargará de transformar la energía mecánica rotativa en energía eléctrica. La torre, es la estructura donde dichos elementos se encuentran montados. Debido a que es necesaria una mayor velocidad de viento así como el área de barrido para una mayor generación de energía eléctrica, las torres son altas y suelen representar gran parte del peso total del conjunto.

La carcasa, también conocida como góndola o barquilla, ver Figura 4.4<sup>[35]</sup>, es de gran importancia en la mayoría de aerogeneradores, ya sean de gran, media o baja potencia, la góndola se encarga de la protección de los elementos internos mecánicos del aerogenerador, principalmente contra las inclemencias del tiempo, por ejemplo, los aerogeneradores que se colocan en el mar y lugares salinos, la parte externa de la carcasa debe ser diseñada principalmente contra corrosión. En los aerogeneradores, el diseño de la parte externa es principalmente de rigidez para las vibraciones y la resistencia a la fatiga. Dicho elemento se debe diseñar con una vida útil de 20 a 30 años de servicio. Agregado a esto es de suma importante el diseño de la góndola, en el caso de generadores de baja potencia, de una fácil remoción para sus servicios periódicos de los elementos internos del aerogenerador. En base a esta necesidad se optó por el diseño de una bancada que sea capaz de ser armable para acceder a sus componentes eléctricos y/o mecánicos.

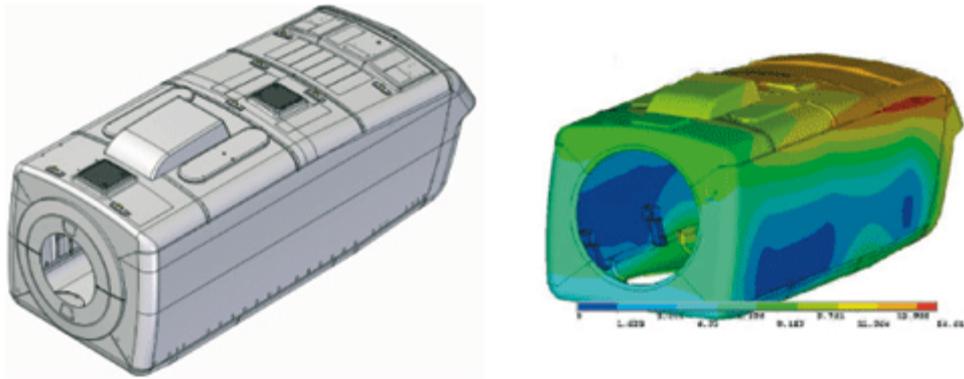


Figura 4.4. Carcasa de un aerogenerador de 2 MW y su estado de esfuerzos

Los sistemas de impulsión mecánica y los sistemas eléctricos son normalmente colocados dentro de la carcasa del aerogenerador. En la misma góndola se aloja el sistema de guiñada para aerogeneradores grandes y en la unión de la bancada con la torre el sistema general de los baleros. El diseño de la carcasa, se realiza como el diseño de las barquillas de motores a reacción de aviones, en cambio, sus elementos se diseñan principalmente con rigidez para atenuar las cargas dinámicas de vibraciones que reduzcan la vida en fatiga de los componentes. Ya sea para condiciones de cargas estáticas, estando ligado el diseño también a las condiciones de manufactura. Al menos, la forma de la góndola es principalmente influenciada por los componentes internos y el aspecto estético. En el caso de los aerogeneradores de baja potencia, si el sistema de orientación es por veleta existen ciertas formas y proporciones que indican los primeros parámetros para el obtener un diseño de la carcasa aceptable y simplificada<sup>[35]</sup>.

Para turbinas eólicas de baja y mediana potencia, la bancada debe tener cierta rigidez para atenuar los efectos del desbalanceo del eje y las vibraciones de operación del generador, se debe tener una cierta rigidez en la bancada así como el largo de la misma para la estabilidad del conjunto. Esta longitud esta en relación al plano de giro de las palas con un ángulo de apertura de entre  $12.5$  a  $15^\circ \pm 5\%$  a  $10\%$  de la longitud total, conforme el espacio necesario para el acomodo y la configuración de los elementos internos de la góndola lo requiera. En algunos casos se puede optar por una doble cubierta sobre la bancada para el redireccionamiento del flujo y como aislante general a las condiciones climatológicas externas. La aplicación de una doble carcasa incrementa el precio final de producción de la misma.

### 4.2.1 Dispositivo de orientación montados en góndolas

El mecanismo de orientación de un aerogenerador es utilizado para orientar el rotor en forma perpendicular a la dirección del viento. La turbina eólica tiene un error de orientación si el rotor no está situado perpendicularmente al viento. Un error de orientación implica que no se está aprovechando toda la capacidad de las palas para capturar la energía disponible.

Para solucionar esto es necesario instalar este tipo de dispositivos. A continuación se detallan tres posibles alternativas para un aerogenerador de baja potencia: orientación mediante aleta estabilizadora, mediante eólicas auxiliares y orientación del rotor mediante servomotor.

La solución con aleta estabilizadora se emplea principalmente para la orientación de eólicas hasta diámetros de 6 m. Esta solución consiste en una aleta que se acopla al rotor de la turbina tal como se observa en la Figura 4.5<sup>[24]</sup> y mantiene el plano de rotación de las palas perpendicular al viento. Es una solución sencilla y de bajo coste, por eso se utiliza para aerogeneradores de baja potencia.

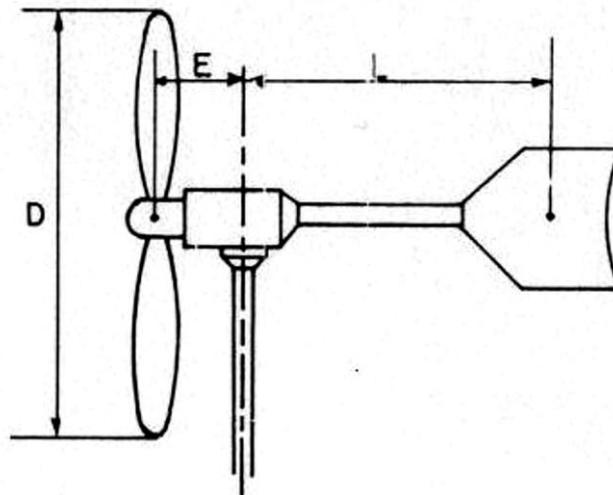


Figura 4.5. Orientación mediante aleta estabilizadora

En la Figura 4.6<sup>[25]</sup>. Se muestra un dispositivo de orientación mediante eólicas auxiliares, este tipo de eólicas se disponen en el lado del eje de la eólica principal cuyo ejes de rotación son perpendiculares a la eólica principal. Si la eólica principal no está orientada en la dirección del viento, la eólica auxiliar se pone en marcha arrastrando el tornillo sin fin hasta que se engrane sobre una

corona dentada concéntrica con el eje del soporte. Las eólicas auxiliares se detienen cuando reciben el viento perpendicular a su eje. Comparado con la alternativa de aleta estabilizadora, esta solución tiene la ventaja de ser más suave y sin movimientos bruscos pero es más cara y más complicada.

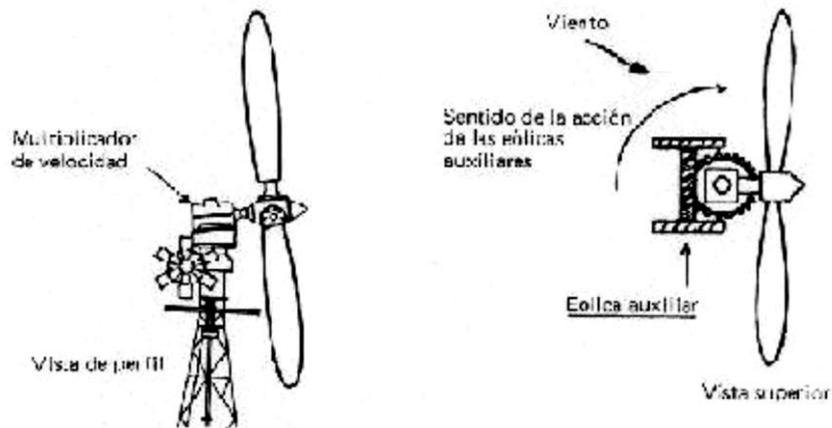


Figura 4.6. Orientación mediante eólicas auxiliares

Una posible alternativa más, es la orientación del rotor de la eólica por servomotor. Esta solución consta de un motor de orientación, que puede girar en los dos sentidos, el cual está dirigido por una veleta. La veleta, que se encuentra sujeta a la góndola, toma la dirección del viento y mediante un sistema electrónico corrige la dirección del aerogenerador accionando el motor de orientación. A pesar de ser una solución muy precisa, es mucho más cara y más compleja que las comentadas anteriormente, por eso es utilizada en aerogeneradores de gran tamaño.

Valorando el coste de las alternativas y su complejidad en cuanto a diseño para la aplicación se adoptará una solución con aleta estabilizadora. Para el diseño y ubicación de la veleta, se usará como base las normas DS 472<sup>[36]</sup> y GL<sup>[4,6]</sup>. En este tipo de dispositivo de orientación de la góndola (diámetros de palas menor a 6 m) se recomienda que la distancia mínima entre el eje de rotación de la góndola y la ubicación de la veleta sea de aproximadamente 4 veces la distancia entre el eje de rotación de la góndola y el plano del rotor. La superficie de la veleta depende del área barrida por las palas. En el caso de eólicas compuestas por 2 y 3 palas la superficie mínima de la veleta tiene que ser de aproximadamente 4% del área total barrida por las palas, en base a la respuesta aerodinámica de la veleta, si se usa un perfil aerodinámico es posible disminuir el área de la veleta. En base a la Figura 4.5, se tiene que  $L=4E$ .



### 4.3 BANCADA (BEDPLATE)

Las funciones de la bancada de la carcasa son la de transferir las cargas del rotor a los rodamientos del sistema de guiñada y proveer una superficie de montaje para la caja reductora y el generador. Normalmente, es una entidad separada, aunque en algunas máquinas, la carcasa de la caja reductora y el soporte pueden ser considerados como una sola unidad. La bancada puede ser, de fabricación soldada de vigas longitudinales y transversales como miembros sostenedores (rigidizadores) o ser fabricadas de fundición para una manufactura económica. Una de las formas más comunes usadas para el diseño de la bancada es la fundición con forma de trapecio, el cual soporta de una buena manera las cargas transmitidas de peso a través de los rodamientos del eje principal, la caja reductora así como el generador montado. Normalmente el generador se ancla en la parte trasera de la plataforma principalmente para el balance de masas de los componentes del aerogenerador.

Para el diseño de la bancada, pueden ser usados los métodos convencionales usando las cargas extremas. Aunque si existen geometrías complicadas o de mediana complicación, es recomendable el uso del elemento finito para el análisis de los esfuerzos y sus concentraciones en el modelo geométrico. Para su posterior análisis en fatiga, en ciertos puntos específicos de mayor concentración de esfuerzos para los casos extremos de cargas en operación.

En este apartado se aborda el diseño y estado de esfuerzos de la bancada de la carcasa para un aerogenerador de baja potencia de 5 kw de salida en operación normal (como parte del proyecto desarrollado hasta el momento en SEPI UP Zacatenco dirigido por el Dr. Fermin Viniegra Heberlein<sup>[26]</sup>, que consiste en el diseño e implementación de un aerogenerador de baja potencia). Dicho proyecto se encuentra en desarrollo por lo cual, hay parte de la información que todavía no se tienen y/o no están definidas al momento de la realización de este trabajo. Por lo cual, para realizar parte del diseño de la carcasa para dicho aerogenerador, se parte de un diseño con parámetros estadísticos, datos disponibles del proyecto en cuestión, datos disponibles en el mercado nacional sobre turbinas eólicas similares, elementos eléctricos disponibles actualmente así como de posibles diseños futuros para su modificación acorde a las nuevas tecnologías que se desarrollan.



## CAPÍTULO CUATRO



En esta parte de la investigación se presenta el diseño de la carcasa, así como el estado de esfuerzos para definir la geometría final. Recordando que al ser una carcasa para un aerogenerador de baja potencia con un aproximado de 5 m de diámetro de las palas. Se desea integrar un generador de imanes permanentes a la turbina eólica, pero como dicho generador se encuentra en la etapa de desarrollo, para definir las primeras dimensiones de la bancada de la carcasa donde se montaran principalmente el generador, el apoyo para la veleta y los baleros de apoyos para los ejes de transmisión, se realiza una primera aproximación en base al ángulo de abertura positivo con respecto al plano de giro de las palas. Dicho ángulo en aerogeneradores de gran tamaño es medido en promedio en un rango de 12 a 15°. En el caso de turbinas pequeñas se ha observado que un buen ángulo de referencia generado entre la base del aerogenerador y el plano de giro de sus palas ronda el promedio de 13.46°. Por lo tanto para este trabajo, se considera un ángulo de referencia a tomar de 13.5°, con lo cual nos arroja una longitud de 600 mm para la bancada, como se muestra en el calculo de la ecuación (4.1).

$$(4.1) \quad \tan \theta = \frac{co}{r} \quad co = \tan \theta(r) \quad co = (\tan 13.5)(2500mm) \quad co = 600mm$$

Uno de los principales objetivos del diseño del aerogenerador es tener un bajo precio de construcción, para su pronta implementación en comunidades rurales del país para el suministro de energía eléctrica. El diseño de la góndola, no solo se busca que sea duradero, lo suficientemente rígido para atenuar las cargas dinámicas, sino también que, el proceso de fabricación sea rápido y barato así como los materiales a usar. Un aspecto importante a considerar es el peso de la bancada y del conjunto total de la góndola, este peso no debe sobrepasar más del 35% del peso total del aerogenerador.

En base a las consideraciones anteriores, se procede a seleccionar un generador del mercado para tomar dimensiones posibles del generador final, con dichos elementos se busca obtener el comportamiento de los esfuerzos en la bancada y en base a este comportamiento poder definir con mayor precisión un modelo final para la bancada de la góndola.

El generador tomado como base es del catálogo ALXION<sup>[37]</sup> de la serie 145 STK, seleccionando el modelo 145STK6M, el cual tiene una longitud de 227 mm y un diámetro externo de 153 mm y un peso aproximado de 14.5 kg (ver anexo B).



Se seleccionó este generador por sus capacidades de salida de más de 5 kW con un viento de velocidad de entre 3 a 7 m/s. En base a estas consideraciones, se procede aplicar el método de “desarrollo de producto a partir de un modelo de Ingeniería auxiliada por computadora (CAE por sus siglas en inglés)”.

### 4.3.1 Análisis de la bancada usando MEF.

Partiendo del modelo geométrico obtenido en base a la literatura y suponiendo las dimensiones y peso del generador 145STK6M, se llega a un modelo con las dimensiones de 600 de largo por 400 de ancho (ver anexo), la altura y el espesor de la bancada están por definirse, usando el método del elemento finito con el programa Ansys, obteniendo las curvas de esfuerzos. El diámetro donde ingresa la torre, se tomará en base a modelos comerciales, que oscilan en promedio de 5 in a 8 in, para realizar el estado de esfuerzos a distintos espesores se considera el diámetro de sujeción de 7 in, ver figura 4.7.

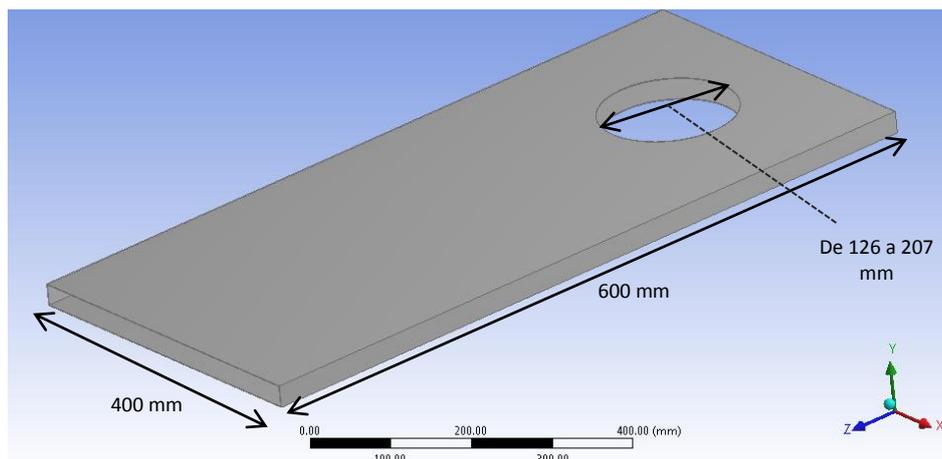


Figura 4.7. Dimensiones del modelo primitivo de la bancada

Realizando los análisis para distintas condiciones de espesor y de altura (ver Tablas 4.1 a 4.4), se consideran análisis con tres distintas clases de aceros laminados comúnmente utilizados en la fabricación de bancadas para carcasas de aerogeneradores, en base a los resultados obtenidos en las simulaciones se considera el Acero estructural ASTM-A36<sup>[37]</sup> con un esfuerzo de cedencia de 250 MPa, un módulo de Young de 200 000 MPa, una relación de poisson de 0.3 y una densidad de 7850 kg/m<sup>3</sup>, como la mejor opción dentro de aceros laminados. Usando este material, se tienen los siguientes resultados.



## CAPÍTULO CUATRO



Tabla 4.1. Resultados con una altura de 60 mm

<b>h=60 mm</b>				
t (mm)	w_BP (Kg)	S1 (MPa)	S3 (MPa)	dy (mm)
8	54,73	6,25	2,27	0,11
7	48,1	7,38	2,6	0,13
6	41,4	9	3,41	0,17
5	34,64	13,82	5,16	0,29
4	27,83	21,95	8,67	0,49
3	20,96	42,04	16,64	0,93
2	14,03	98,45	36,18	2,04
1	7,04	422	178,38	7,21

Tabla 4.2. Resultados con una altura de 50 mm

<b>h=50 mm</b>				
t (mm)	w_BP (Kg)	S1 (MPa)	S3 (MPa)	dy (mm)
8	53,56	7,6	2,83	0,14
7	47	7,52	2,46	0,17
6	40,52	10,13	3,53	0,21
5	33,91	15,8	6,17	0,34
4	27,25	23,14	8,95	0,54
3	20,52	41,71	16,13	0,97
2	13,74	96,72	40,17	2,14
1	6,89	388,17	162,82	7,89

Tabla 4.3. Resultados con una altura de 40 mm

<b>h=40 mm</b>				
t (mm)	w_BP (Kg)	S1 (MPa)	S3 (MPa)	dy (mm)
8	52,39	9,03	3,27	0,21
7	46,05	11,07	4,2	0,25
6	39,64	12,46	3,85	0,29
5	33,18	16,58	5,48	0,44
4	26,66	25,12	9,82	0,65
3	20,08	40,81	16,05	1,14
2	13,48	111,65	36,68	2,27
1	6,75	382,13	160,13	7,71

Tabla 4.4. Resultados con una altura de 30 mm

<b>h=30 mm</b>				
t (mm)	w_BP (Kg)	S1 (MPa)	S3 (MPa)	dy (mm)
8	51,22	12,64	4,48	0,37
7	45,03	12,83	4,52	0,42
6	38,77	17,09	6,19	0,49
5	32,45	20,76	8,44	0,67
4	26,08	28,01	11,52	0,91
3	19,65	43,41	16,26	1,41
2	13,16	97,84	37,38	2,63

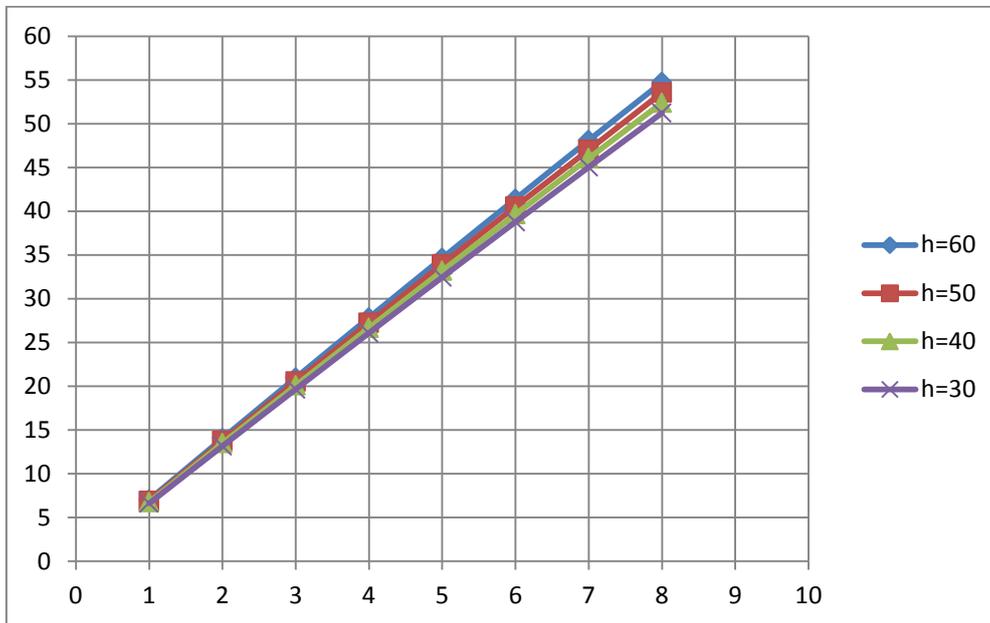


# CAPÍTULO CUATRO

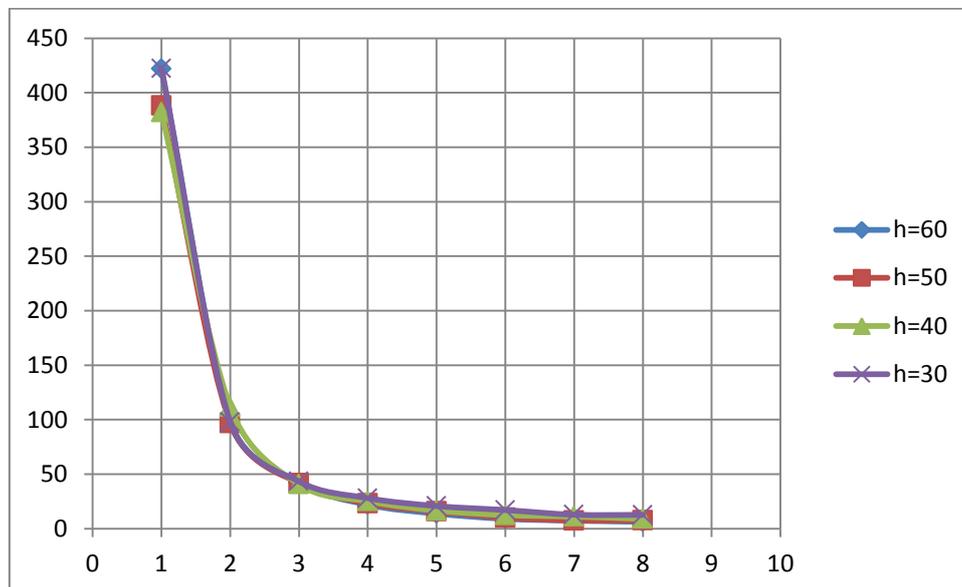


1	6,61	422,21	178,24	7,59
---	------	--------	--------	------

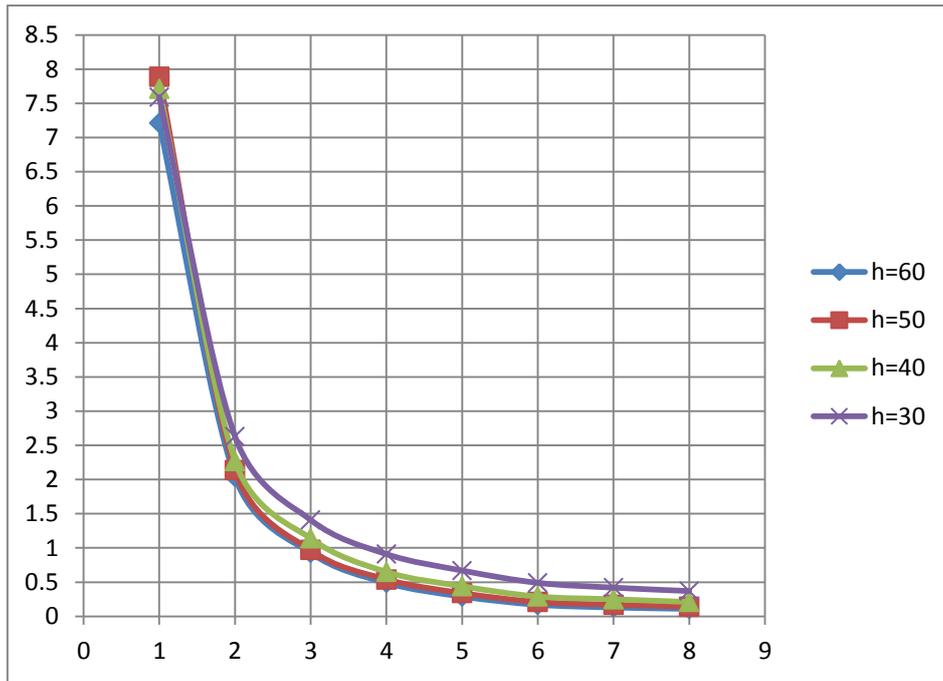
Si graficamos los resultados para obtener las tendencias para distintas alturas, tenemos las siguientes gráficas: ver gráficas 4.1, 4.2 y 4.3.



Gráfica 4.1. Peso total (Kg) vs Espesor de la placa (mm).



Gráfica 4.2. Esfuerzo (MPa) vs Espesor de la placa (mm).



Gráfica 4.3. Desplazamiento en y (mm) vs Espesor de la placa (mm).

En base al comportamiento observado, se obtienen los siguientes puntos observados, con los cuales se definirá el modelo final.

Se observa que el espesor ideal para la bancada es de 3 mm, ya que a después del espesor de 3 mm, los esfuerzos se empiezan a incrementar y dispersarse mucho los resultados entre uno y otro análisis, sin embargo se observó que la altura no afectaba mucho en las variaciones de esfuerzos, ya que las líneas de tendencia son iguales.

Como se desea cubrir los elementos del aerogenerador, se diseña una carcasa para cerrar el aerogenerador. El diseño de esta tapa de cierre, nos obliga a incrementar 30 mm en el largo y 20 mm en el ancho para seguir conservado la relación de forma. Se usa una altura de 50 mm y un espesor de 3 mm. Realizando los ajustes correspondientes, se tiene el modelo (ver figura 4.8) al cual se le hará otro análisis de sensibilidad de esfuerzos.

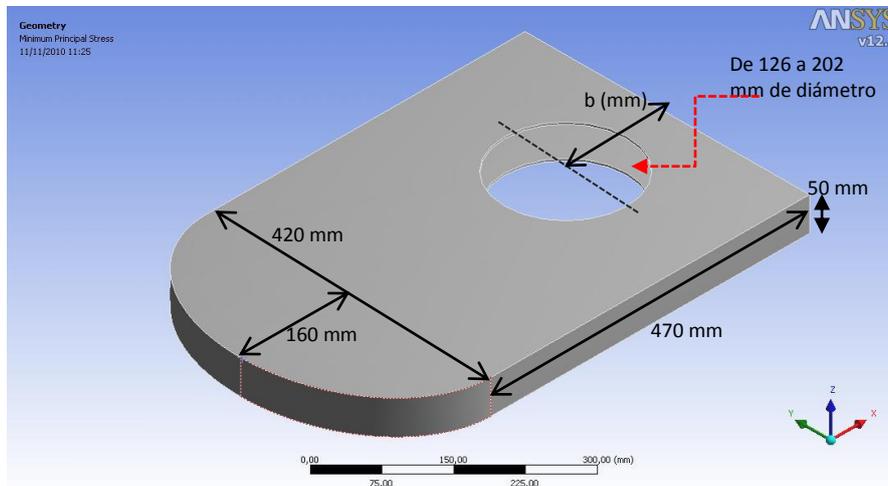


Figura 4.8. Modelo analizar para obtener el modelo final

### 4.3.2 Procedimiento de análisis de la bancada usando el método de elemento finito

Una vez que se ha obtenido un modelo a refinar a partir del modelo primitivo, se sigue a la simulación de la bancada propuesta para corroborar si las modificaciones realizadas, no afectarán su desempeño en operación como elemento de soporte rigidizante del aerogenerador.

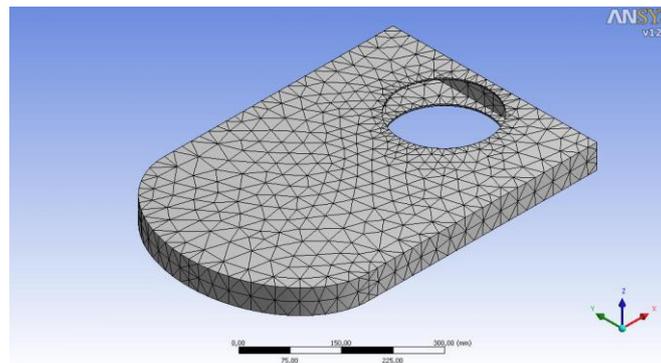


Figura 4.9. Malla del cuerpo

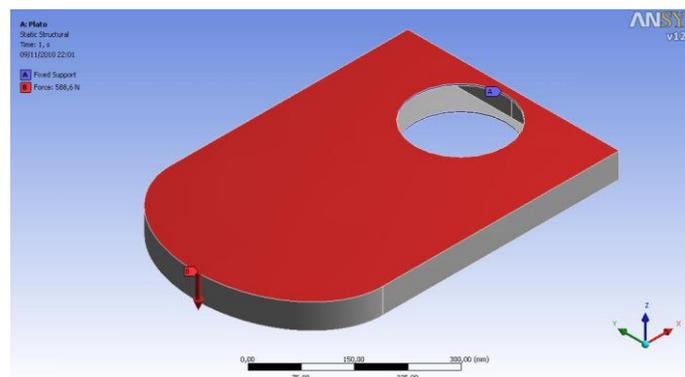


Figura 4.10. Condiciones de Frontera

Para dicho proceso, se realiza la discretización del continuo en subcuerpos llamados elementos, para este caso se usaron elementos de forma tetrahedral de 10 nodos, a este proceso se llama mallado del modelo y se puede observar en la Figura 4.9.

Cuando el modelo ha sido mallado, se procede aplicar las condiciones de frontera para realizar una simulación que se aproxime a las condiciones reales de trabajo de dicho plato de sustentación para el generador eléctrico y sus demás componentes.

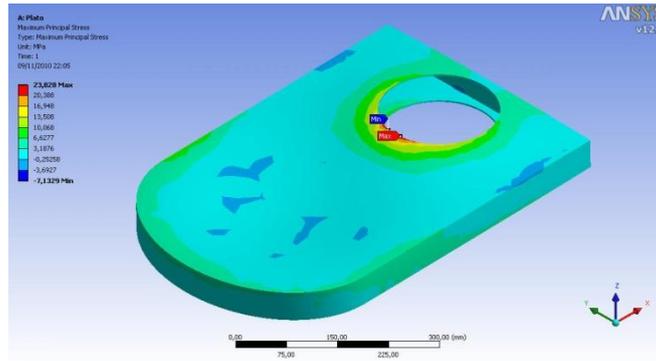


Figura 4.11. Esfuerzo principal máximo

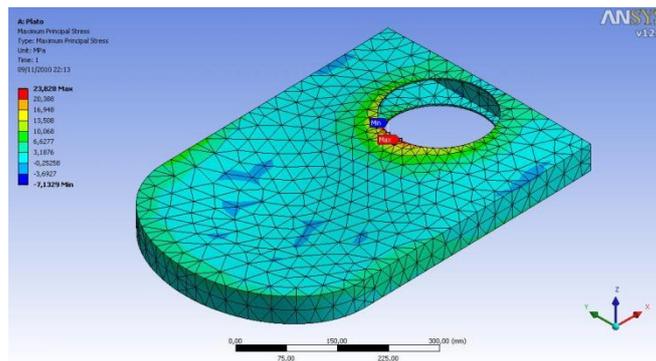
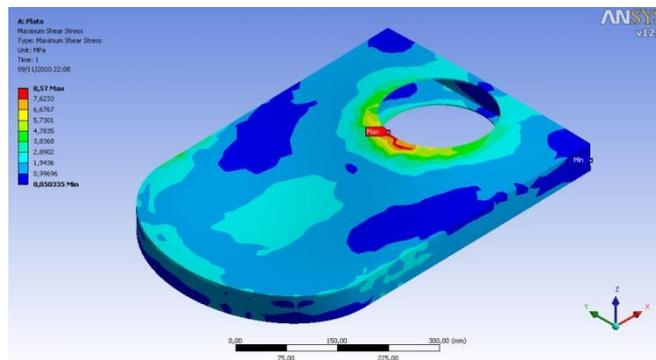


Figura 4.12. Esfuerzo principal máximo con malla





# CAPÍTULO CUATRO

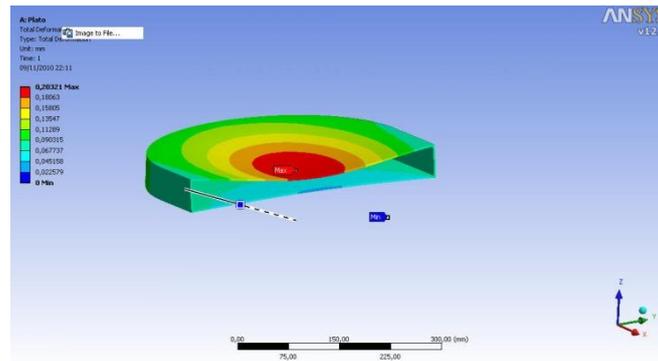


Figura 4.15. Acercamiento en la zona de flexión.

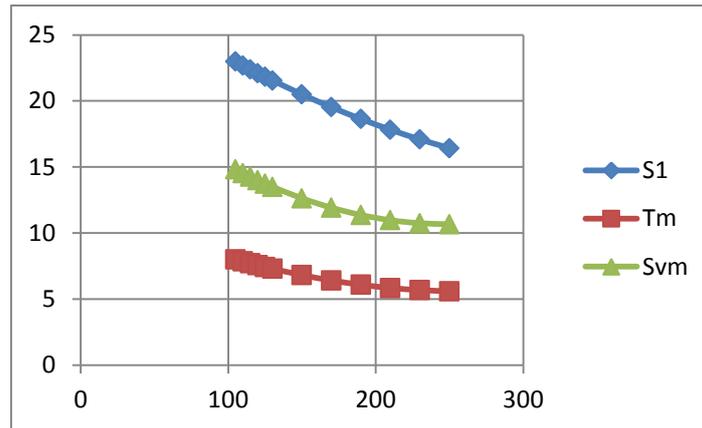
Para cada uno de los casos se varió la distancia **b** que va del centro de giro de la torre al extremo de inicio de la bancada, con diámetros de 5, 6, 7 y 8 pulgadas. Aplicando una carga de 588.6 N equivalentes a los 60 Kg de peso, considerando que el generador pesa un aproximado de 15 Kg, duplicando el peso de este mismo con un factor de seguridad de 2 en base a las normas Danesas, se obtiene la masa máxima que se ha aplicado en este caso, siendo aplicada esta carga en el extremo más alejado para suponer la condición crítica (ver Figura 4.10). El material es Acero Estructural ASTM A36 con un esfuerzo de cedencia de 250 MPa, los resultados son mostrados en las siguientes Tablas de la 4.5 a 4.8.

Tabla 4.5. Placa de acero estructural ASTM A36

diam= 8 in, m=12,307 kg St				
distancia b (mm)	S1 (MPa)	Tm (MPa)	Dmax (mm)	Svm (MPa)
105	21,99	8,05	0,17	14,76
110	21,7	7,82	0,16	14,11
115	23,31	8,19	0,18	14,84
120	23,25	7,46	0,2	13,84
125	21,02	8,2	0,16	15
130	24,32	7,72	0,16	14,81
150	23,14	8,77	0,19	15,85
170	19,95	6,4	0,12	11,9
190	18,17	6,92	0,11	12,22
210	19,5	6,48	0,13	12,09
230	14,99	6,41	0,09	11,31
250	20,53	7,66	0,08	14,24



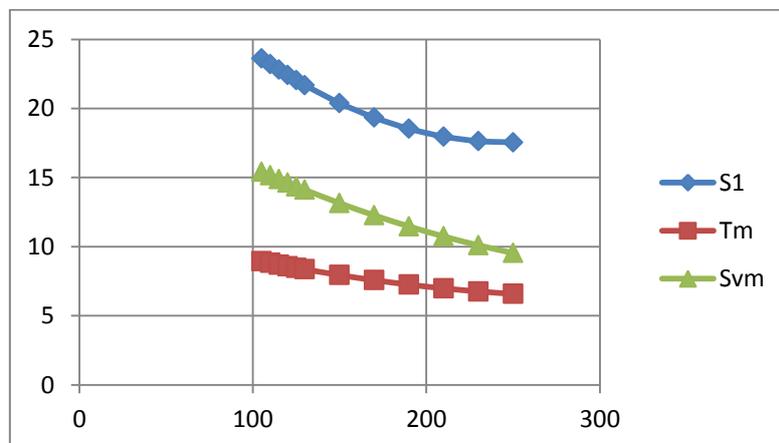
# CAPÍTULO CUATRO



Gráfica 4.4. Esfuerzos (MPa) vs distancia "b" (mm).

Tabla 4.6. Placa de acero estructural ASTM A36

diam= 7 in, m=12,588 kg				
distancia b (mm)	S1 (MPa)	Tm (MPa)	Dmax (mm)	Svm (MPa)
105	23,83	8,57	0,2	15,58
110	24,15	9,26	0,18	16,22
115	23,55	8,55	0,21	15,41
120	22,05	8,29	0,19	14,59
125	21,95	8,72	0,19	15,24
130	22,55	8,64	0,18	15,09
150	22,12	8,51	0,17	14,9
170	22,38	8,25	0,16	14,94
190	18,27	6,86	0,13	12,24
210	18,41	6,45	0,12	11,77
230	20,4	7,19	0,14	13
250	20,17	7,12	0,11	12,97



Gráfica 4.5. Esfuerzos (MPa) vs distancia "b" (mm).

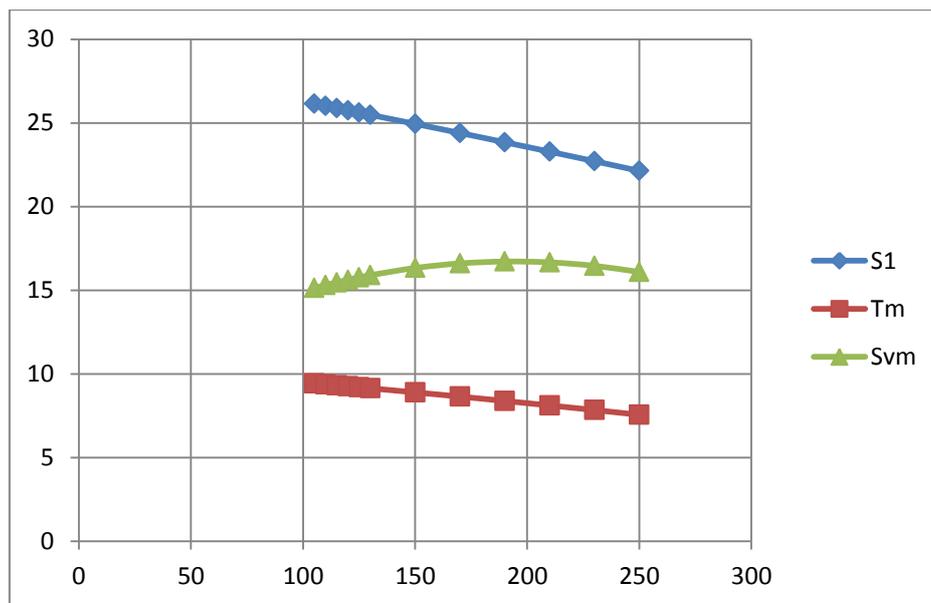


## CAPÍTULO CUATRO



Tabla 4.7. Placa de acero estructural ASTM A36

diam= 6 in, m=12,954 kg				
distancia b (mm)	S1 (MPa)	Tm (MPa)	Dmax (mm)	Svm (MPa)
105	25,94	9,18	0,21	16,65
110	26,53	9,09	0,19	16,4
115	26,54	8,82	0,19	6,48
120	25,5	9,46	0,21	16,91
125	25,95	9,93	0,2	17,41
130	23,67	9,39	0,2	16,8
150	24,11	9,69	0,19	16,9
170	27,49	7,47	0,24	16,94
190	23,11	8,4	0,17	13,81
210	22,49	7,6	0,2	15,45
230	22,17	8,61	0,15	13,87
250	22,72	7,3	0,15	15,56



Gráfica 4.6. Esfuerzos (MPa) vs distancia "b" (mm).

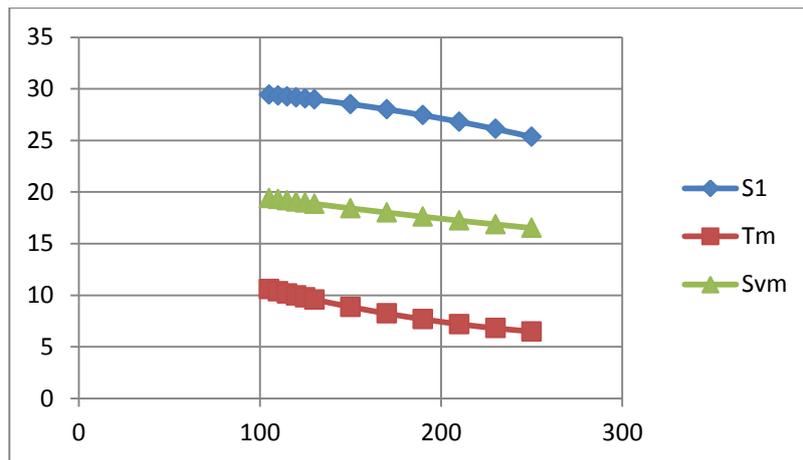


# CAPÍTULO CUATRO

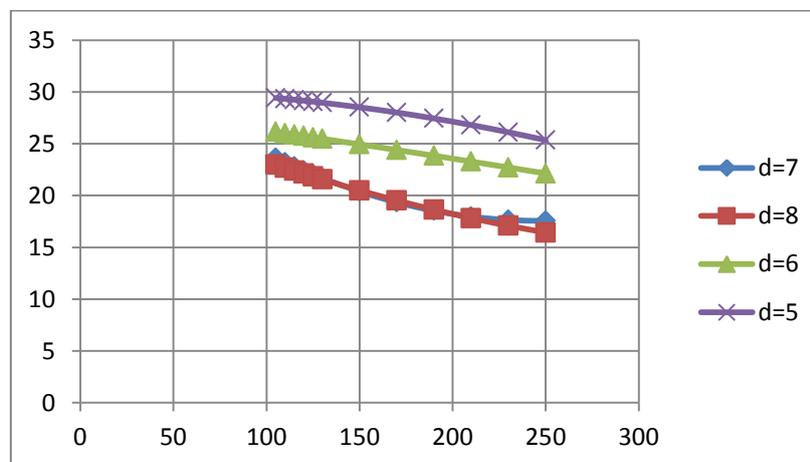


Tabla 4.8. Placa de acero estructural ASTM A36

diam= 5 in, m=13,162 kg				
distancia b (mm)	S1 (MPa)	Tm (MPa)	Dmax (mm)	Svm (MPa)
105	28,33	11,06	0,23	19,26
110	32,98	11,96	0,23	20,88
115	28,82	10,32	0,23	18,27
120	25,37	10,19	0,24	18,34
125	28,22	10,37	0,22	18,67
130	30,83	10,16	0,22	18,83
150	28,71	10,02	0,23	18,13
170	31,32	10,04	0,2	19,38
190	26,48	9,38	0,19	17,45
210	25,83	9,65	0,22	17,13
230	24,66	8,48	0,18	15,7
250	27,17	9,83	0,17	17,14



Gráfica 4.7. Esfuerzos (MPa) vs distancia "b" (mm).



Gráfica 4.8. Esfuerzos Principal 1 (Mpa) a distintos diametros vs distancia "b" (mm).



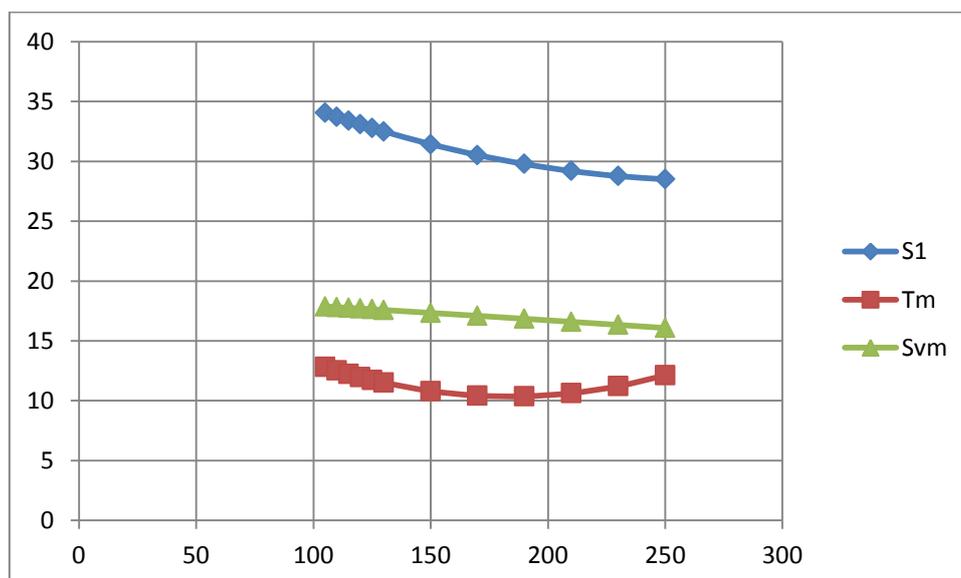
## CAPÍTULO CUATRO



En base a estos resultados se puede observar que cuando los diámetros son mayores donde se inserta la torre, la masa total de la bancada disminuye sin sacrificar en gran parte los esfuerzos a los que se encuentra sometido, por lo cual la selección correcta es el diámetro de 7 in, ancho de 420 mm por 630 mm de largo por 50 mm de alto y 3mm de espesor. Para realizar una comparativa de materiales, se realizará el análisis usando Aluminio aleación 2014-T6 y una aleación de Titanio para observar el estado de esfuerzos en la estructura.

Tabla 4.9. Placa de Aluminio aleación 2014-T6

diam= 7 in, m=4,644 kg Al				
distancia b (mm)	S1 (MPa)	Tm (MPa)	Dmax (MPa)	Svm (MPa)
105	33,93	12,67	0,69	17,87
110	33,7	11,89	0,68	18,07
115	32,04	12,01	0,61	17,96
120	32,83	11,36	0,64	16,89
125	32,01	11	0,61	17,01
130	32,66	10,09	0,61	17,98
150	29,98	9,75	0,62	17,56
170	33,04	9,64	0,56	18,402
190	27,9	8,99	0,54	16,37
210	27,17	9,22	0,59	16,34
230	26,02	8,19	0,48	14,97
250	28,29	9,79	0,46	17,02



Gráfica 4.9. Esfuerzos (MPa) vs distancia "b" (mm).

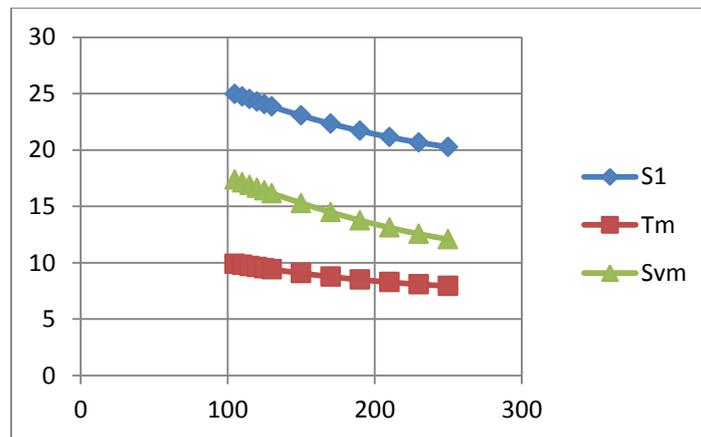


# CAPÍTULO CUATRO

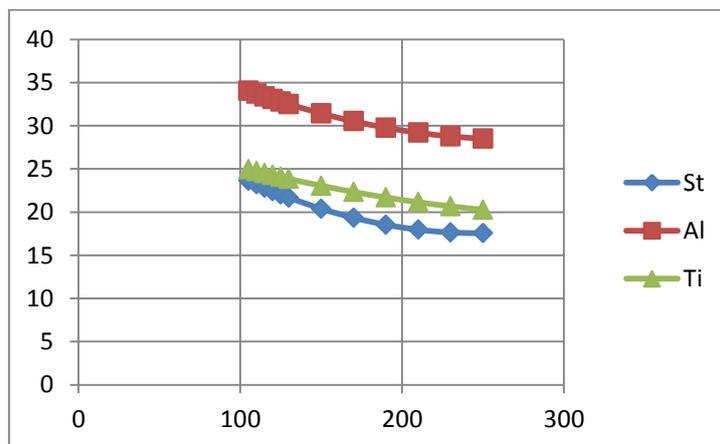


Tabla 4.10. Placa de Titanio Aleación

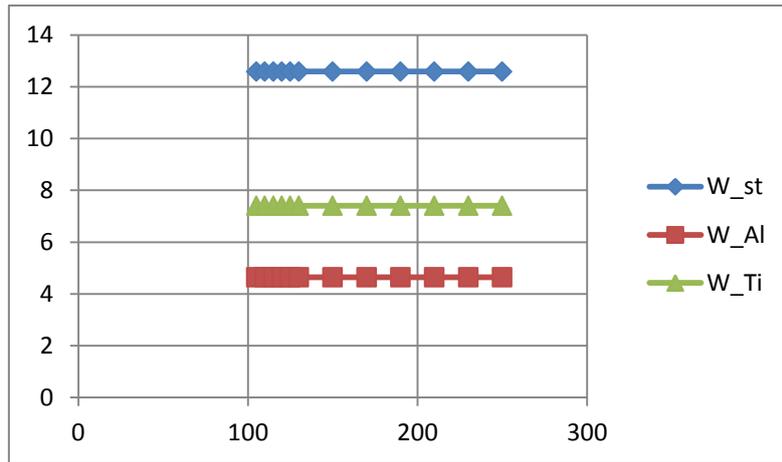
diam= 7 in, m=7,404 kg Ti				
distancia b	S1	Tm	Dmax	Svm
105	25,83	9,57	0,4	17,58
110	24,15	9,86	0,36	18,22
115	26,55	9,55	0,42	17,41
120	24,8	9,29	0,38	16,59
125	23,98	9,72	0,39	17,24
130	24,86	9,65	0,37	17,09
150	24,18	9,51	0,34	16,09
170	25,38	9,25	0,31	16,87
190	22,27	7,86	0,27	15,14
210	22,41	7,45	0,24	13,71
230	24,4	8,19	0,28	15,64
250	23,17	8,12	0,23	14,84



Gráfica 4.10. Esfuerzos (MPa) vs distancia "b" (mm).



Gráfica 4.11. Comparativa Esfuerzo principal 1 (MPa) distintos materiales vs distancia "b" (mm).



Gráfica 4.12. Comparativa masa (Kg) de distintos materiales vs distancia "b" (mm)

En base a los avances de los demás componentes, a modelos similares existentes, una de las configuraciones posibles más recomendables es de un soporte de 6 pulgadas de diámetro en la base donde ingresa la torre de unión, con una distancia del centro de giro de la unión torre-bancada hacia el borde del soporte de 200 mm, se obtienen los siguientes resultados:

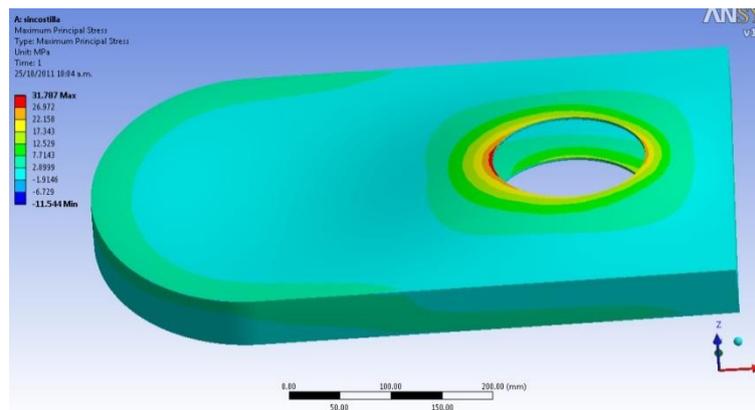


Figura 4.16. Esfuerzo principal máximo de 31.89 Mpa

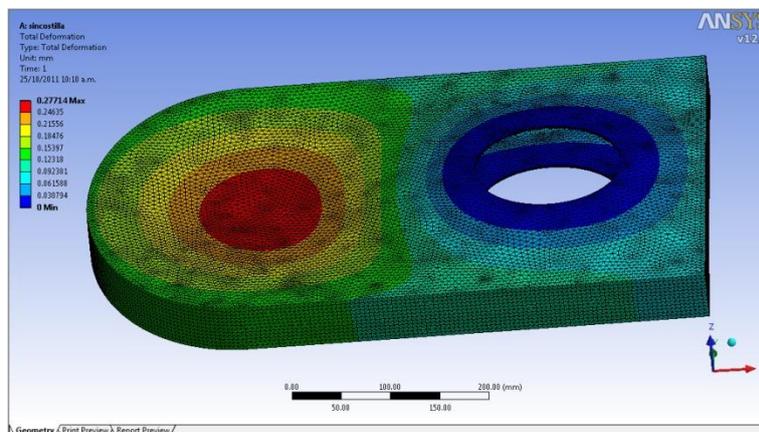


Figura 4.17. Desplazamiento máximo de 0.377 mm



## CAPÍTULO CUATRO



Con la configuración propuesta se obtienen resultados que son presentados en la tabla 4.11:

Tabla 4.11. Resultados de una configuración básica propuesta con diámetro de 6 in.

Propiedad	Resultado
Masa (Kg)	12.954
Esf. Principal Max. (Mpa)	31.787
Esf. Cortante Max. (Mpa)	14.106
Desplazamiento (mm)	0.37741

Como el principal objetivo de la bancada es ofrecer la rigidez necesaria para el soporte de los componentes internos y atenuar parte de las vibraciones obtenidas por el funcionamiento del generador, se propone un elemento estructural para dar una mayor rigidez, como se muestra en las figuras 4.18 y 4.19. Dicho elemento fue desarrollado como si fuera una viga simplemente apoyada.

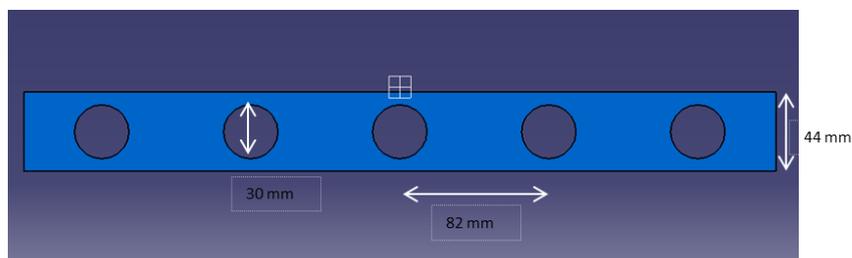


Figura 4.18. Elemento rigidizador para la carcasa

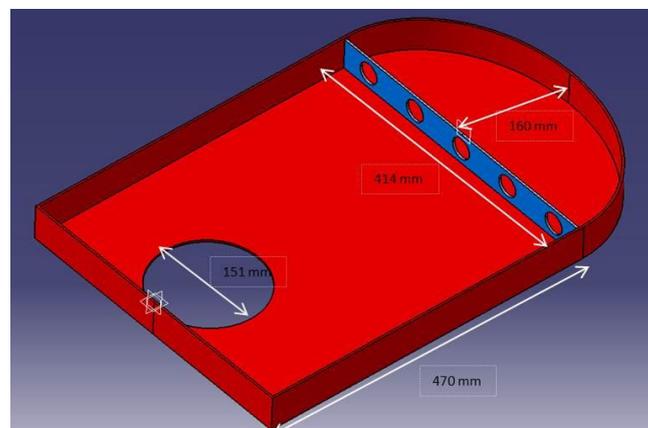


Figura 4.19. Carcasa con el elemento estructural montado.

Para probar la eficacia del elemento estructural propuesto, se procede a realizar una simulación con las mismas condiciones previas, para su posterior análisis de comparación. Los resultados con el elemento estructural agregado se muestran en la Figura 4.20 y 4.21.

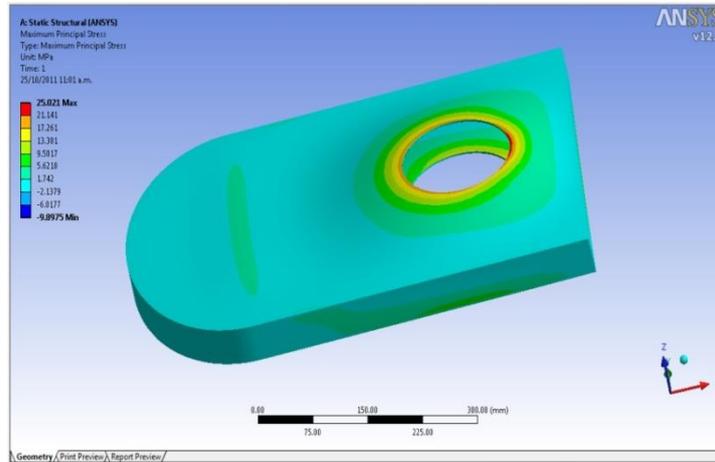


Figura 4.20. Esfuerzo principal máximo de 25.02 MPa en la bancada usando el rigidizador

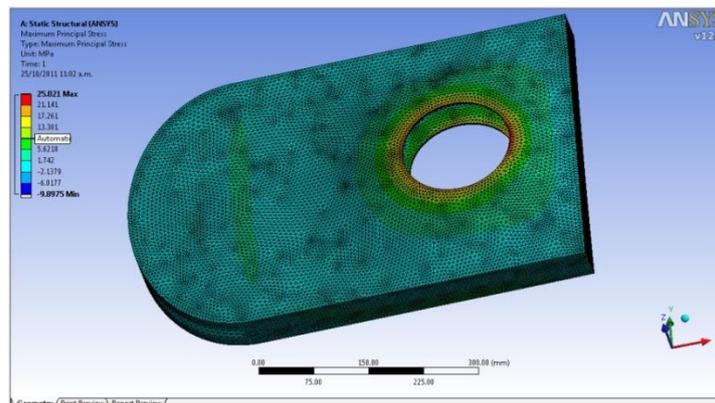


Figura 4.21. Desplazamiento máximo de 0.15 mm en la bancada con el elemento rigidizador.

Tabla 4.12. Resultados comparativos en las mismas condiciones presentadas anteriormente, ahora con el elemento estructural para una mayor rigidez.

Propiedad	Resultado
Masa (Kg)	13.284
Esf. Principal Max. (Mpa)	25.021
Esf. Cortante Max. (Mpa)	10.512
Desplazamiento (mm)	0.14985



### 4.3.3 Cálculo de la Veleta

Para el cálculo de la veleta, se prosigue como el diseño de un ala sencilla de aeronave, utilizando el método de Anderson<sup>[41]</sup> para el diseño de las superficies aerodinámicas. El área total de la veleta para empezar a realizar su trabajo de forma eficiente en operación, en base a la norma Danesa<sup>[36]</sup> y Alemanas GL<sup>[4,6]</sup>, de las cuales, se recomienda que el área sea el 4% del área de barrido de las palas, recordando que el diámetro de las palas es de aproximadamente 4.5 m. En base al área necesaria, se realizan los cálculos siguientes:

Una conicidad de 0.683, es decir su cuerda de raíz es diferente a su cuerda de punta, y un perfil NACA 0018 (al ser un perfil aerodinámico simétrico con un ángulo de desplome alrededor de 22°, permite reaccionar con el viento en ambas direcciones), un ángulo de flechado de 17.30°, pero al estar funcionando como un empenaje vertical unitario, no es necesario un torcimiento geométrico y ni aerodinámico. Ya que es un solo perfil desde su raíz hasta su punta. Se muestran los datos, así como los cálculos para obtener sus ecuaciones generales de los coeficientes de levantamiento y resistencia al avance. Siendo el primero de mayor importancia ya que generará la fuerza de sustentación que combinado con la distancia de acción genera una torca que ocasiona un movimiento para orientar la carcasa. Este movimiento tenderá a ir disminuyendo gradualmente a cero, conforme el ángulo de ataque de la veleta y el ángulo de incidencia de la corriente del viento se vaya acercando acoplando, es decir, los dos lleguen a cero. En tal punto, las palas del aerogenerador estarán de una forma perpendicular al viento.

Se presentan los resultados numéricos y sus tablas, así como las graficas obtenidas del procedimiento seguido (descrito anteriormente), realizando las simplificaciones correspondientes.

Para usar el método de Anderson, es necesario conocer los siguientes parámetros:

S=Superficie

$C_t$ =Cuerda de punta

$C_s$ =Cuerda de raíz

b= Envergadura

$\beta$ =Ángulo de flechado



$a_0$ =pendiente del levantamiento del perfil

$a_e = \frac{a_0}{E}$ =Pendiente efectiva

$c$ = Cuerda en cualquier estación

$A$ =Relación de aspecto.

El método consiste en evaluar para la superficie los coeficientes:

$$(4.2) \quad C_{lb} = \frac{\varepsilon a_e S}{cb} L_b$$

$$(4.3) \quad C_{la} = \frac{S}{cb} L_a$$

$$(4.4) \quad C_l = C_{lb} + C_f C_{la}$$

y la pendiente de levantamiento

$$(4.5) \quad a = f \frac{a_e}{1 + \frac{57.3 a_e}{\pi A}}$$

El ángulo de levantamiento cero

$$(4.6) \quad \alpha_{(L=0)} = a_{L=0} + j\varepsilon$$

Y por último:

$$(4.7) \quad C_{di} = \frac{C_L^2}{\pi A u} + \varepsilon a_e \nu C_L + (\varepsilon a_e)^2 w$$

Ahora se presentaran los cálculos hechos para la superficie de la veleta, tomando para graficas un reynolds de  $3 \times 10^6$ , y debido a que muchos de los cálculos son iterativos se hace uso del software Excel para dar soporte con los cálculos iterativos. Únicamente, se presentara los resultados y valores generales que se obtienen y sus gráficas.

Cálculos:

$$C_s = 0.630m$$

$$C_t = 0.430m$$

$$b = 1.220m$$

$$\frac{b}{2} = 0.610m$$

$$S = 0.646m^2$$

$$A = \frac{b^2}{S} = 2.304 \approx 2.30$$

$$C_{med} = \frac{S}{b} = 0.530m$$

$$\lambda = \frac{C_t}{C_s} = 0.683$$

$$\alpha_s = 0^\circ$$

$$\alpha_t = 0^\circ$$

$$\varepsilon = 0$$

$$\beta = 17.30^\circ$$

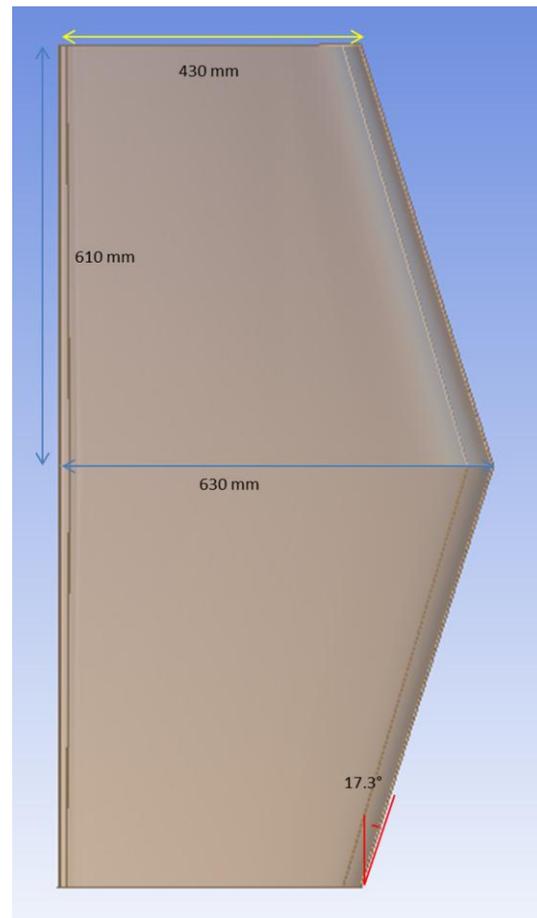


Figura 4.22. Medidas básicas de la veleta con perfil NACA 0018.

$$E = \frac{Bata + Bsal + C_t}{b} = \frac{0.642 + 0.610 + 0.4301}{1.22} = 1.37$$

$$a_{L=0} = -0^\circ$$

$$\alpha_{L=0} = -0^\circ + (-0.488)(0^\circ) = 0^\circ$$

$$a_0 = \frac{Cl_2 - Cl_1}{\alpha_2 - \alpha_1} = \frac{1.0 - 0}{8^\circ - (-0^\circ)} = 0.125 \frac{1}{^\circ}$$

De graficas de Abbott<sup>[41]</sup> con los valores de conicidad de la veleta y su relación de aspecto buscamos valores para los siguientes parámetros:

J=-0.488, f=0.98, u=0.983,  $\mu_1=2.839$ , v=0.002, w=0.0037, E=1.37 y G=0.02



## CAPÍTULO CUATRO



$$a_e = \frac{0.125}{1.37} = 0.0914^{\frac{1}{\circ}}$$

$$a = f\left(\frac{a_e}{1 + \frac{57.3a_e}{A\pi}}\right) = (0.98)\left(\frac{0.0914}{1 + \frac{57.3(0.0914)}{(2.3)\pi}}\right) = 0.0521^{\frac{1}{\circ}}$$

$$b = -a\alpha_{L=0} = -\left(0.0521^{\frac{1}{\circ}}\right)(-0^{\circ}) = 0.0$$

∴ Para perfiles simétricos 4 dígitos

$$\therefore C_L = a\alpha + \left(\frac{fE}{10}\right) = 0.0521\alpha + 0.134$$

$$C_{di} = \frac{C_L^2}{A\pi\mu_1} = \frac{C_L^2}{(2.3)\pi(2.839)}$$

$$\therefore C_{di} = 0.0472C_L^2$$

El  $C_{Lmax}$  del perfil es de 1.6, con el cual se hará el ajuste usando la siguiente fórmula y los valores máximos para el  $C_{lb}$  y el  $C_{la}$ :

$$C_{lf} = \frac{C_{Lmax} - C_{lb}}{C_{la}} = \frac{1.6 - 0}{1.398} = 1.144$$

$$C_L = C_{lb} + 1.144C_{la}$$

Ahora se presentan los valores numéricos calculados, con las ecuaciones deducidas:

Tabla 4.13. Cálculos del  $C_l$  y el  $C_l$  Corregido para perfil NACA 0018 simétrico tipo 1.

NACA 0018							
Estación	Lb	La	Clb	Cl <sub>a</sub>	L	cl	Cl-Corregido
0	0	1.2175	0	1.39839883	1.2175	1.39839883	1.59817009
0.2	0	1.1835	0	1.35934704	1.1835	1.35934704	1.55353947
0.4	0	1.1205	0	1.28698636	1.1205	1.28698636	1.47084155
0.6	0	1.018	0	1.16925668	1.018	1.16925668	1.33629335
0.8	0	0.836	0	0.96021472	0.836	0.96021472	1.09738825
0.9	0	0.653	0	0.75002418	0.653	0.75002418	0.85717049
0.95	0	0.498	0	0.57199394	0.498	0.57199394	0.65370736



# CAPÍTULO CUATRO



0.975	0	0.3625	0	0.41636105	0.3625	0.41636105	0.4758412
1	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 4.14. Comportamiento de los coeficientes aerodinámicos de la veleta

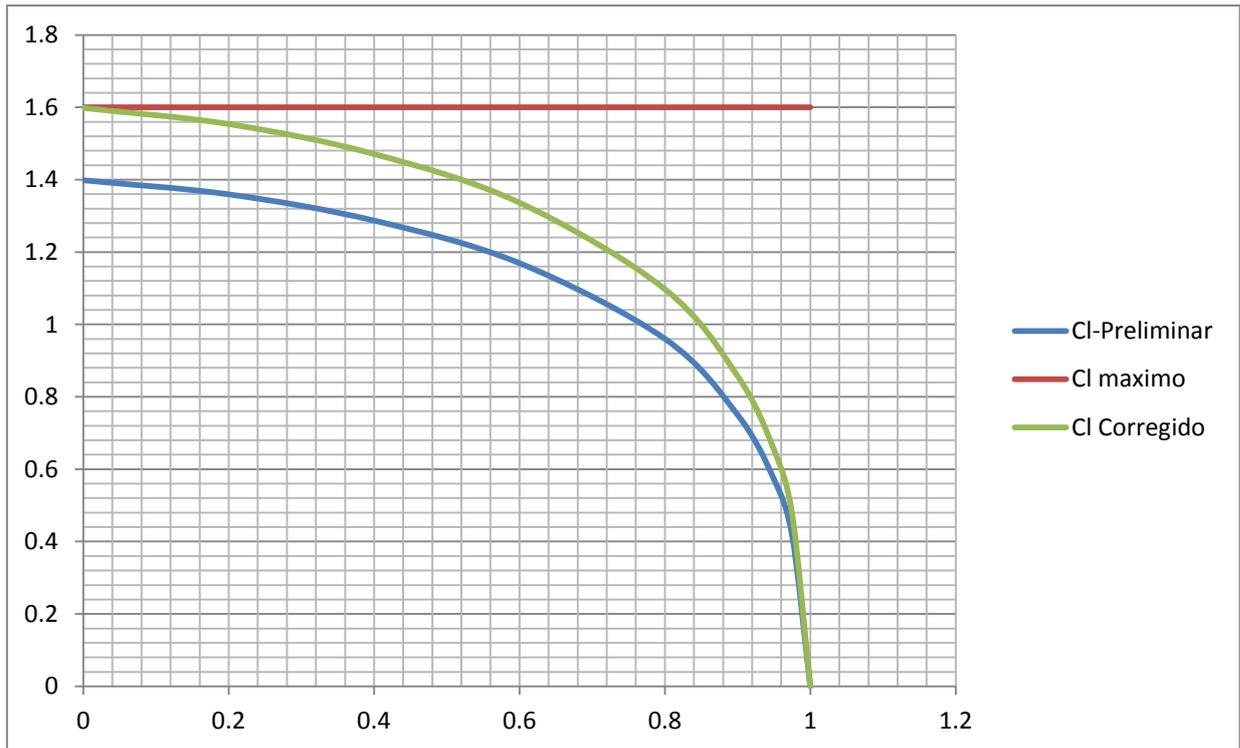
Alf	CL	Cm	CM	Cd	Cdi	CD
-16	-0.8995	-0.0487	-0.051622	0.01	0.03818953	0.04818953
-14	-0.771	-0.0496	-0.052576	0.0093	0.02805762	0.03735762
-12	-0.6425	-0.0496	-0.052576	0.009	0.01948446	0.02848446
-10	-0.514	-0.0495	-0.05247	0.0087	0.01247005	0.02117005
-8	-0.3855	-0.0493	-0.052258	0.008	0.0070144	0.0150144
-6	-0.257	-0.0495	-0.05247	0.0076	0.00311751	0.01071751
-4	-0.1285	-0.0495	-0.05247	0.0073	0.00077938	0.00807938
0	0	-0.0498	-0.052788	0.007	0	0.007
2	0.1285	-0.0498	-0.052788	0.0068	0.00077938	0.00757938
6	0.257	-0.0499	-0.052894	0.0065	0.00311751	0.00961751
10	1.285	-0.0498	-0.052788	0.0137	0.07793782	0.09163782
14	1.4135	-0.0495	-0.05247	0.0172	0.09430476	0.11150476
18	1.542	-0.0493	-0.052258	0.022	0.11223046	0.13423046
24	1.60625	-0.049	-0.05194	0.0236	0.12177784	0.14537784

Gráficas del Cl y del Cl corregido aplicando la fórmula de

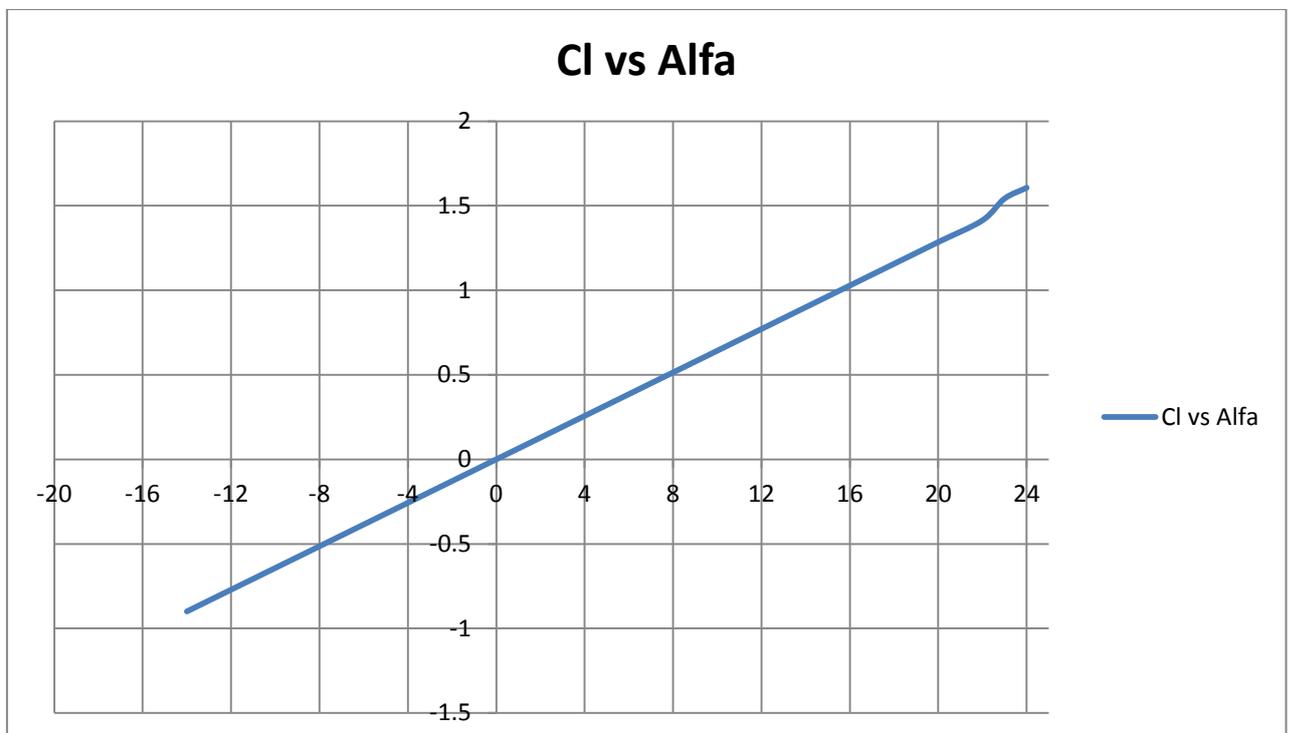
$$(4.8) \quad C_{lf} = \frac{C_{Lmax} - C_{lb}}{C_{la}} = 1.144$$



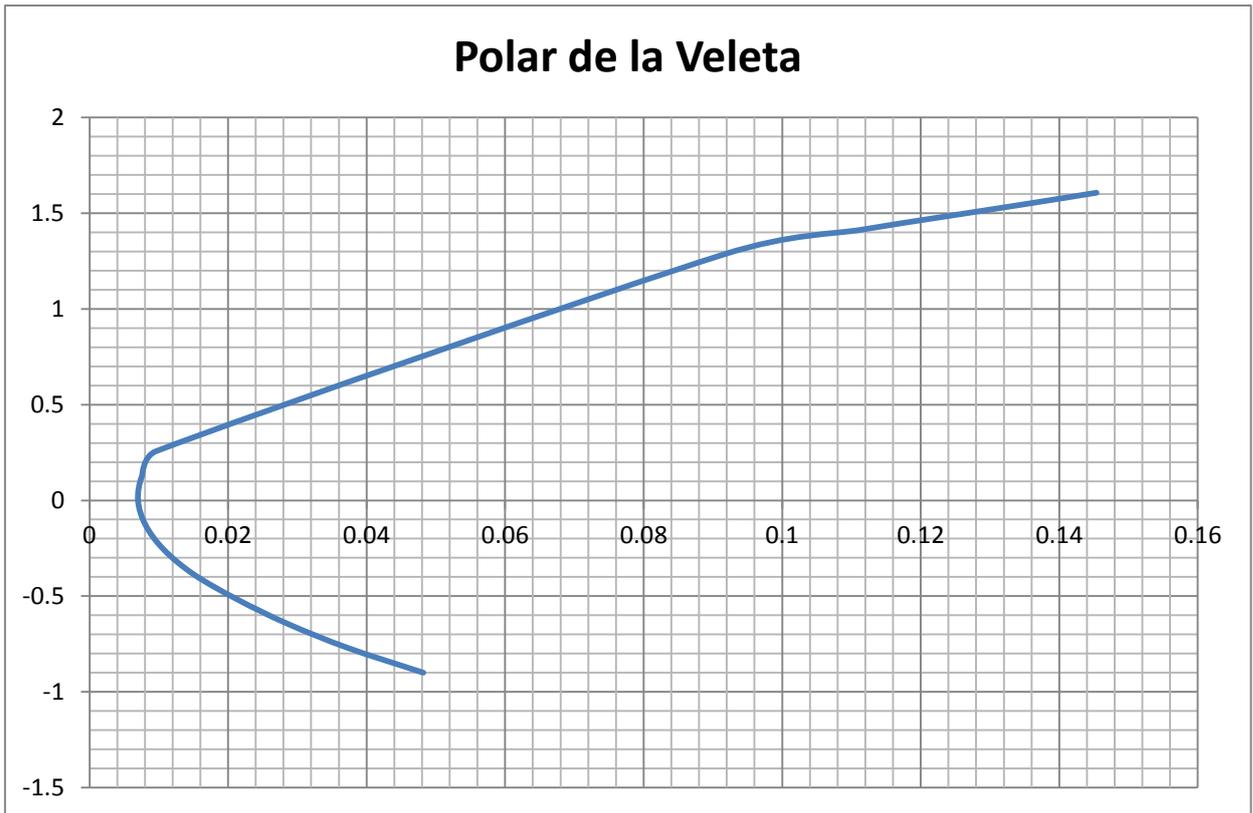
## CAPÍTULO CUATRO



Gráfica 4.13. Graficas de los Coeficientes de levantamientos preliminares y corregidos.



Gráfica 4.14. Gráfica del Levantamiento  $C_L$  contra el ángulo de ataque  $\alpha$ .



Gráfica 4.15. Grafica Polar ( $C_L$  vs  $C_D$ ) de la veleta

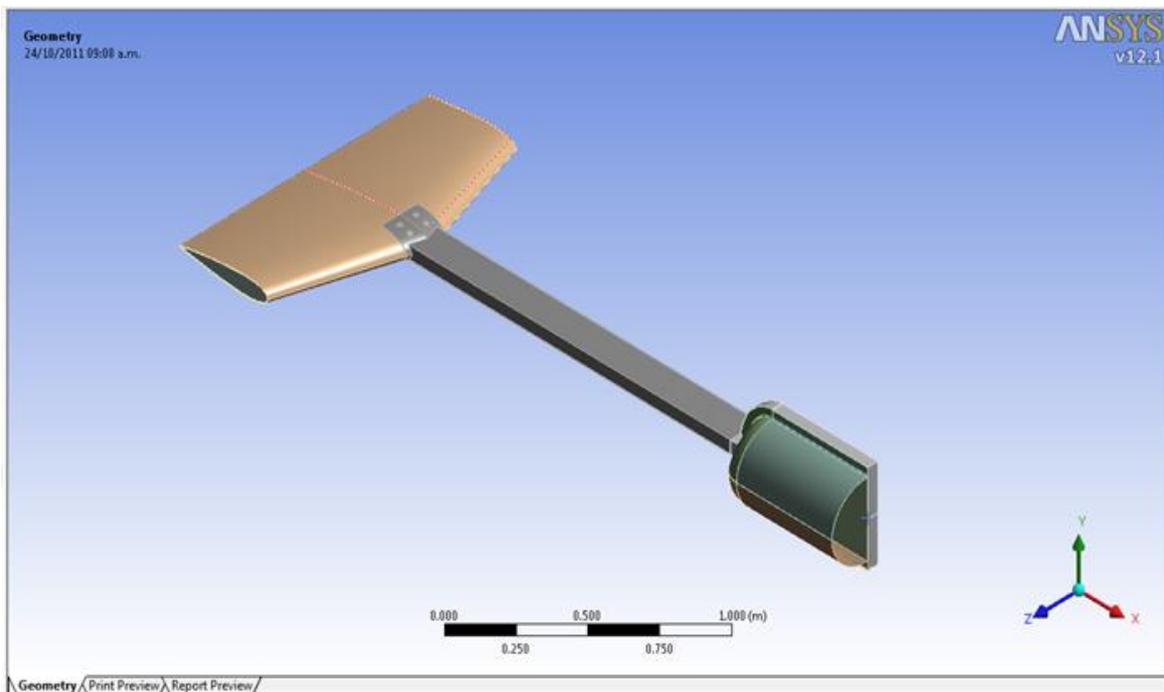


Figura 4.23. Posible implementación de la veleta en la bancada



### CONCLUSIONES

En el contexto nacional, México apenas ha empezado a tomar en consideración su gran potencial eólico, ya que en el último sexenio (2006-2012) y específicamente en los últimos tres años, es que se han empezado impulsar normas, regulaciones y proyectos de generación eólica, por lo cual, a pesar de tener dos parques eólicos en funcionamiento, el conocimiento y uso de energía eólica en México todavía se encuentra en sus etapas iniciales. Si le sumamos que los proyectos de desarrollo de aerogeneradores que existen son escasos y tiene un enfoque para el ensamble de aerogeneradores en vez del diseño de los mismos.

En base al enfoque que se utilizó para el diseño de la bancada del aerogenerador con un diámetro estimado de 4.5 m en las palas, se ha podido obtener un diseño previo el cuál puede ser modificado de una manera fácil y rápida para el ajuste con los diseños finales de palas, torre y generador. Así mismo, con el uso del elemento finito se evaluó de una forma rápida y segura, el uso de un elemento estructural para dar mayor rigidez a la bancada del aerogenerador. Dicho elemento estructural agregado mostro ser una buena implementación, ya que redujo en un 20% el esfuerzo principal máximo con un incremento de 330 gramos en la masa final del conjunto de la bancada. Así mismo con la evaluación del MEF fue posible predecir el comportamiento futuro de algún otro material, como lo es el aluminio y/o titanio, que estos, a pesar de que son metales más ligeros y ayudan en la contención de la masa final del conjunto, no son recomendables principalmente por su costo elevado en comparación con el acero seleccionado. El precio también es un factor indispensable, debido al objetivo final del proyecto de ser económico, con materiales de mayor resistencia específica, el incremento se eleva drásticamente en comparación con el material propuesto (Acero ASTM A36).

La obtención de la variación de los esfuerzos en base al parámetro variable de la distancia "b" (distancia del centro de giro del aerogenerador al plano de giro de las palas), permite conocer la concentración de esfuerzos en la zona mas vulnerable que es la unión torre-góndola. Con este dato, es posible una rápida adecuación de un diseño final en base al generador a instalar, conocer el estado de esfuerzos en el diseño.



## CONCLUSIONES

---



El acero estructural ASTM A36 mostro tener una buena resistencia y un peso contenido con la configuración del plato realizada, alcanzando una masa final de 13.284 Kgs. Con el apoyo del elemento estructural es posible soportar una masa máxima de 433.6 kg en condiciones estáticas e ideales, es decir sin contar efectos de vibraciones, efectos torsionales entre otros.

El Esfuerzo principal Máximo fue de 33.875 Mpa, en la configuración final del conjunto de la carcasa en condiciones estáticas para la carga estima total en la bancada, de 60 Kg con un anclaje de torre de 7 pulgadas de diámetro. Que es una de las posibles configuraciones mas optimas posibles a realizar en el futuro. Al final, aplicando este método, se obtuvo un diseño muy confiable para ser usado en el aerogenerador en desarrollo. Alcanzado a cubrirse los objetivos de tener un bajo costo de producción, una fácil instalación acceso, así como una alta rigidez estructural en el conjunto de la bancada.



### RECOMENDACIONES

Es requerido para la continuación del trabajo, conocer los datos de masas a instalar en la carcasa, así como las dimensiones de los elementos electromecánicos internos para definir el límite final de la cubierta protectora.

Usar los resultados del trabajo de investigación realizado, que han sido los coeficientes de proporcionalidad a ser usados para realizar las modificaciones necesarias de la geometría base de la bancada.

Si se desea realizar un análisis de fatiga, con la curva de esfuerzos vs números de ciclos del material, usando el estado de esfuerzos obtenido, es posible corroborar la vida en fatiga de la bancada.

### TRABAJOS FUTUROS

En el siguiente proceso a futuro, es la continuación el trabajo para estudios posteriores. En el desarrollo final, es necesario realizar análisis vibracional debido a la interacción del flujo y la estructura que afectaran, incrementando los esfuerzos finales. Además de realizar simulaciones a vientos extremos o arrachados, observando su efecto final sobre la bancada y la veleta propuestas.

Una vez realizado el análisis de los efectos de las corrientes del viento a las que se encontrara expuesta la bancada, realizar una simulación para obtener su vida en fatiga. La cuál debe superar los 20 años de servicio.

Como complemento final, realizar su manufactura y pruebas en laboratorio para su implementación final con todos los elementos que deberá llevar y un análisis económico final en una producción en serie, lo cual todavía abaratará en mayor medida el precio final de la bancada.

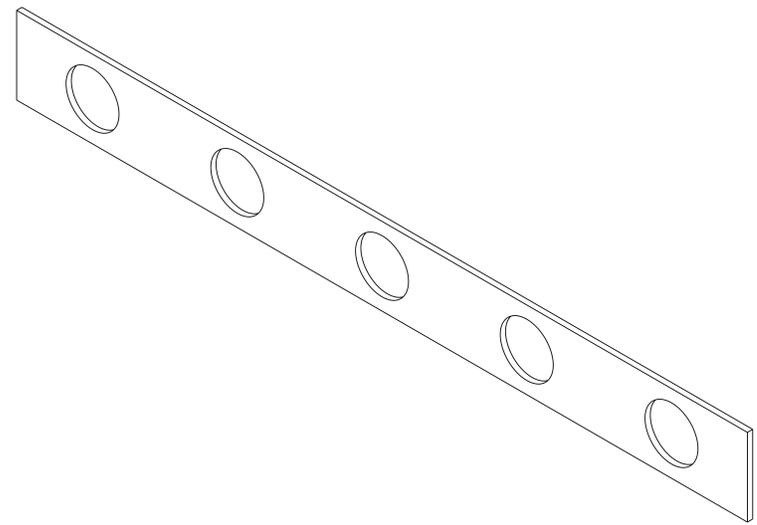
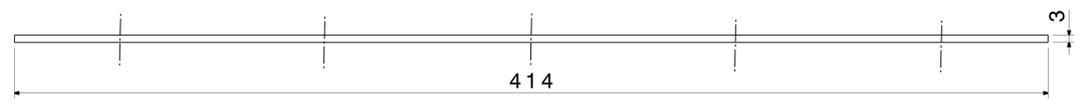
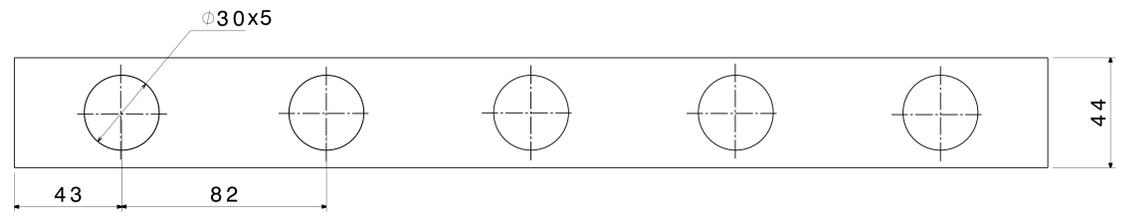
# **ANEXO A**

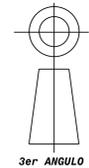
## **“DIBUJOS DE INGENIERIA DE LA CARCASA”**



2

1.- RIGIDIZADOR MOSTRADO  
a).- PLACA DE ACERO SISA H13 DE 414.0 x 44.0 mm



UNIDAD 1		CANTIDAD	DET.	HOJA	DESCRIPCION	MATERIAL
LADO DERECHO MOSTRADO						
LADO IZQ. SIMETRICO Y OPUESTO						
TOLERACIAS DIMENSIONALES A MENOS QUE SE ESPECIFIQUE OTRA COSA						
1 LUGAR ±1.5 mm	1 LUGAR ±0.08°(*)					
2 LUGAR ±0.3 mm	2 LUGAR ±0.01°					
3 LUGAR ±0.003 mm	3 LUGAR ±0.001°					
4 LUGAR ±0.015 mm	4 LUGAR ±0.0005°					
(*) PARA FABRICACION						
 3er ANGULO PROYECCION	PESO:	DIM:	NOTA:			
	<b>Kg</b>	<b>mm</b>	DISEÑO: <b>ING. JRJ</b>			
	ESCALA:	APROVO:	TITULO: <b>RIDIDIZADOR</b>			
	<b>1:2</b>	<b>Dr. FVH</b>				
FECHA:	HOJA No:	HOJAS:	No. DE DIBUJO:			
<b>Nov/2011</b>	<b>2</b>	<b>5</b>	<b>001-A02</b>			
CLIENTE:	PROGRAMA:					

A

B

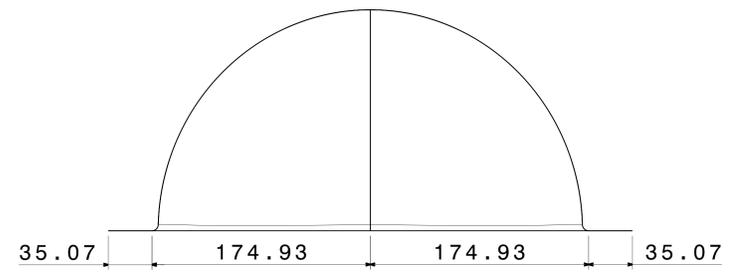
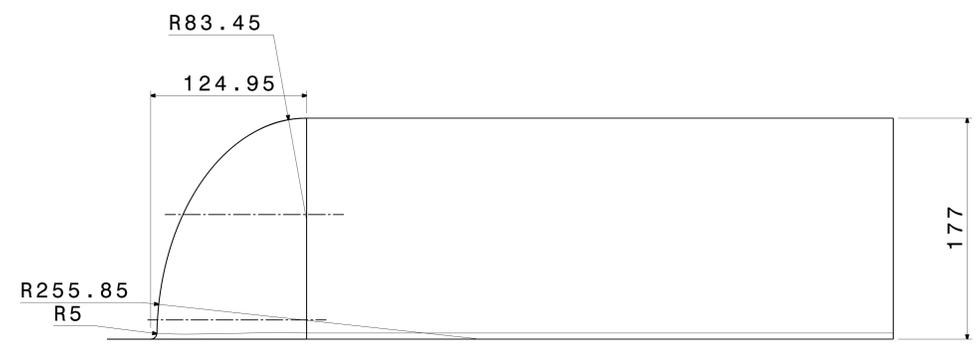
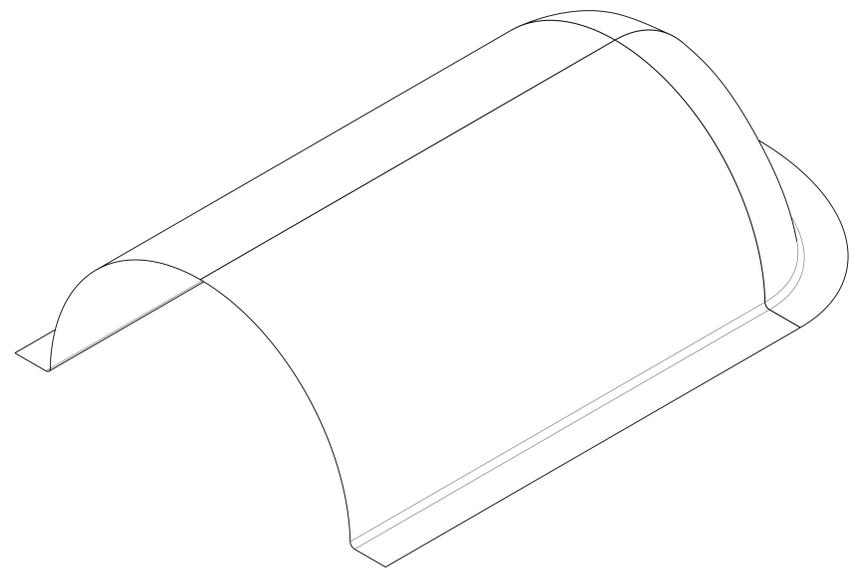
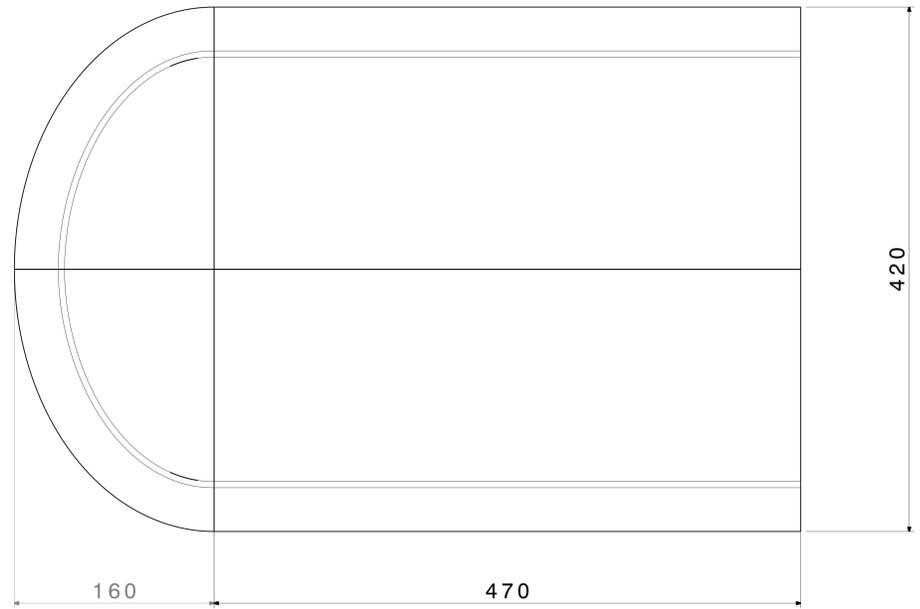
C

D

E

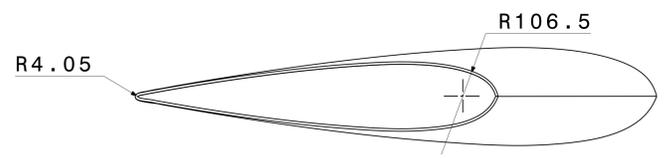
F

**3** 1.- TAPA MOSTRADO  
a).- MOLDEADO "PVC"

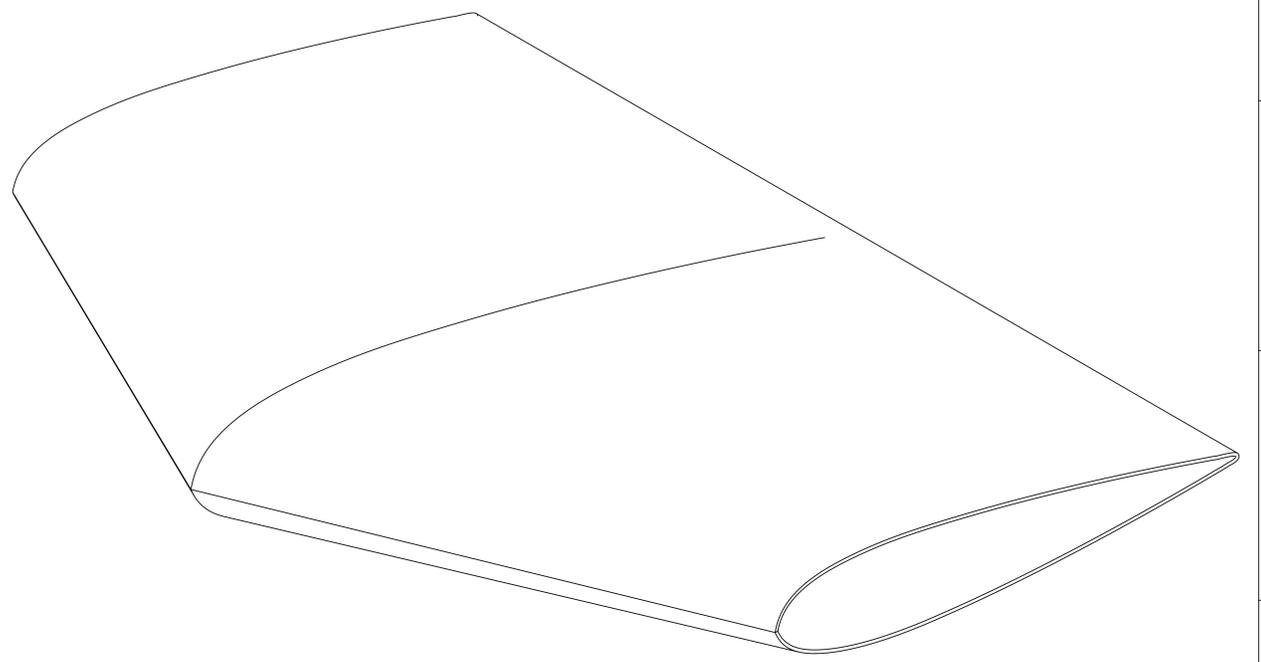
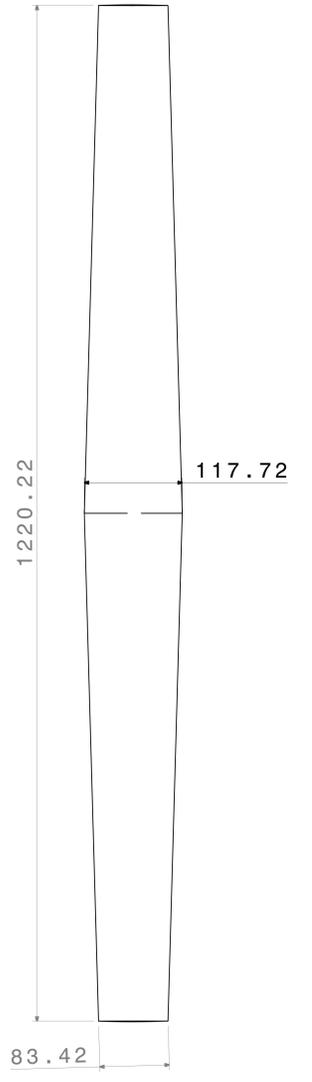
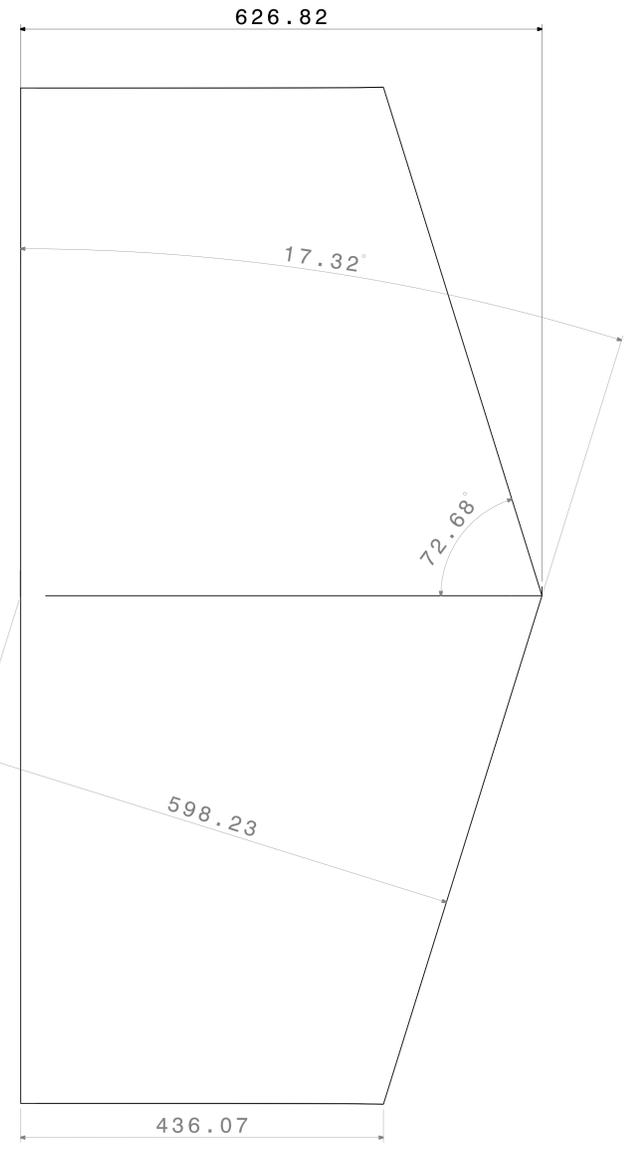


UNIDAD 1		CANTIDAD	DET.	HOJA	DESCRIPCION	MATERIAL
LADO DERECHO MOSTRADO						
LADO IZQ. SIMETRICO Y OPUESTO						
TOLERACIAS DIMENSIONALES A MENOS QUE SE ESPECIFIQUE OTRA COSA						
1 LUGAR ±1.5 mm	1 LUGAR ±0.08°(*)					
2 LUGAR ±0.3 mm	2 LUGAR ±0.01°					
3 LUGAR ±0.003 mm	3 LUGAR ±0.001°					
4 LUGAR ±0.015 mm	4 LUGAR ±0.0005°					
(*) PARA FABRICACION						
 3er ANGULO PROYECCION	PESO:	DIM:	NOTA:			
	<b>Kg</b>	<b>mm</b>	DISEÑO: <b>ING. JRJ</b>			
	ESCALA:	APROVO:	TITULO: <b>TAPA</b>			
	<b>1:2</b>	<b>Dr. FVH</b>				
FECHA:	HOJA No:	HOJAS:	No. DE DIBUJO:			
<b>Nov/2011</b>	<b>3</b>	<b>5</b>	<b>001-A03</b>			
CLIENTE:	PROGRAMA:					

8  
7  
6  
5  
4  
3  
2  
1



**4** 1.- VELETA MOSTRADO  
a).- MOLDEADO "PVC"



Escale: 1:2

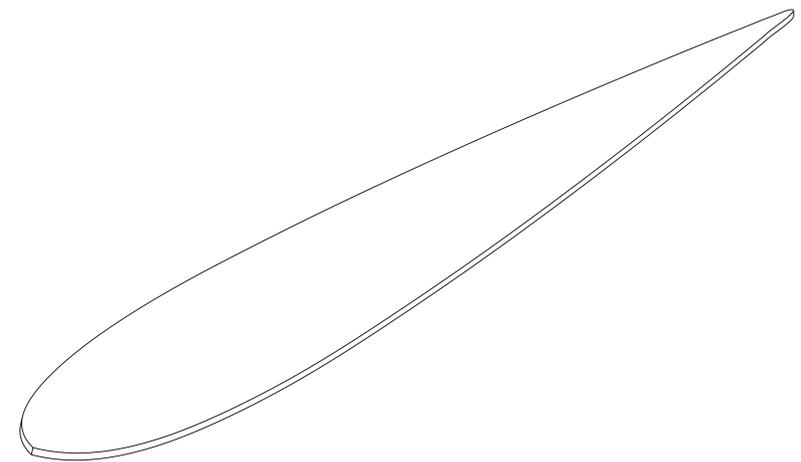
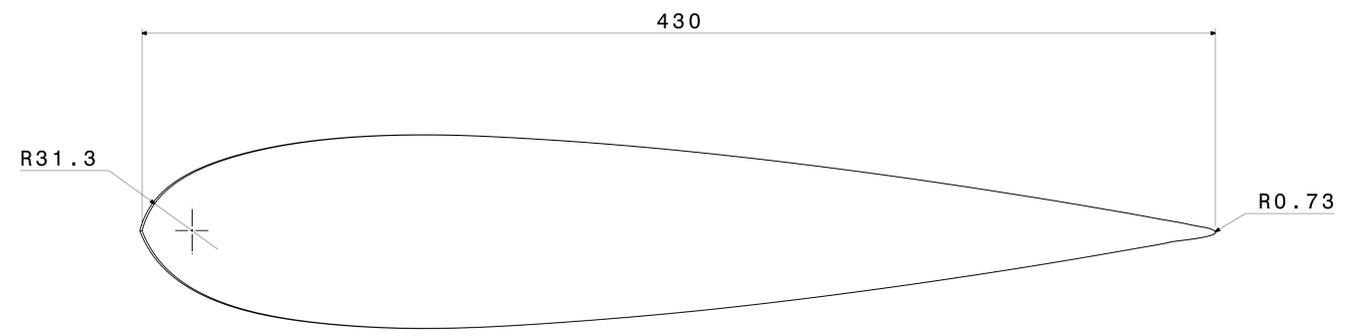
UNIDAD 1		LADO DERECHO MOSTRADO		LADO IZQ. SIMETRICO Y OPUESTO	
TOLERACIAS DIMENSIONALES A MENOS QUE SE ESPECIFIQUE OTRA COSA					
1 LUGAR ±1.5 mm	1 LUGAR ±0.08°(*)	2 LUGAR ±0.3 mm	2 LUGAR ±0.01°	3 LUGAR ±0.003 mm	3 LUGAR ±0.001°
4 LUGAR ±0.015 mm	4 LUGAR ±0.0005°	(*) PARA FABRICACION			
CANTIDAD	DET.	HOJA	DESCRIPCION	MATERIAL	
PESO: <b>Kg</b>		DIM: <b>mm</b>		NOTA:	
ESCALA: <b>1:3</b>		DISEÑO: <b>ING. JRJ</b>		TITULO: <b>VELETA</b>	
FECHA: <b>Nov/2011</b>		APROVO: <b>Dr. FVH</b>		No. DE DIBUJO: <b>001-A04</b>	
CLIENTE:		HOJA No: <b>4</b>		HOJAS: <b>5</b>	
		PROGRAMA:			

**A** **B** **C** **D** **E** **F**



6

2.- COSTILLAS SUPERIORES MOSTRADAS  
a).- INYECCION "PVC"



UNIDAD 1		CANTIDAD	DET.	HOJA	DESCRIPCION	MATERIAL
LADO DERECHO MOSTRADO						
LADO IZQ. SIMETRICO Y OPUESTO						
TOLERACIAS DIMENSIONALES A MENOS QUE SE ESPECIFIQUE OTRA COSA						
1 LUGAR ±1.5 mm	1 LUGAR ±0.08°(*)					
2 LUGAR ±0.3 mm	2 LUGAR ±0.01°					
3 LUGAR ±0.003 mm	3 LUGAR ±0.001°					
4 LUGAR ±0.015 mm	4 LUGAR ±0.0005°					
(*) PARA FABRICACION						
 3er ANGULO PROYECCION	PESO:	DIM:	NOTA:			
	<b>Kg</b>	<b>mm</b>	DISEÑO: <b>ING. JRJ</b>			
	ESCALA:	APROVO:		TITULO:		
	<b>1:1</b>	<b>Dr. FVH</b>		<b>COSTILLA SUPERIOR</b>		
FECHA:	HOJA No:	HOJAS:	No. DE DIBUJO:			
<b>Nov/2011</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>001-A06</b>			
CLIENTE:	PROGRAMA:					

A

B

C

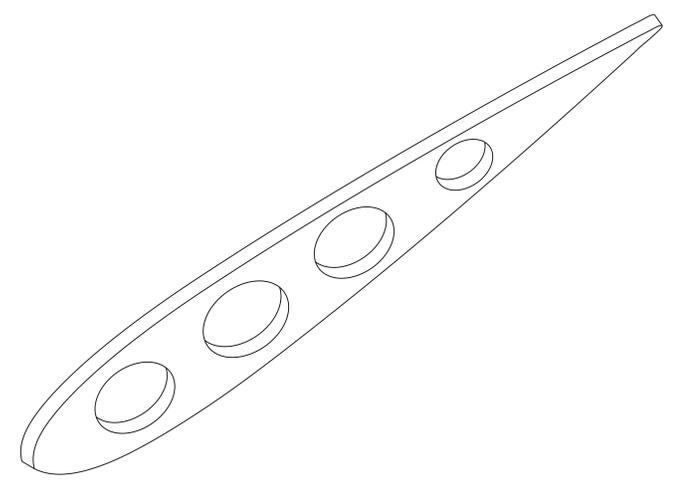
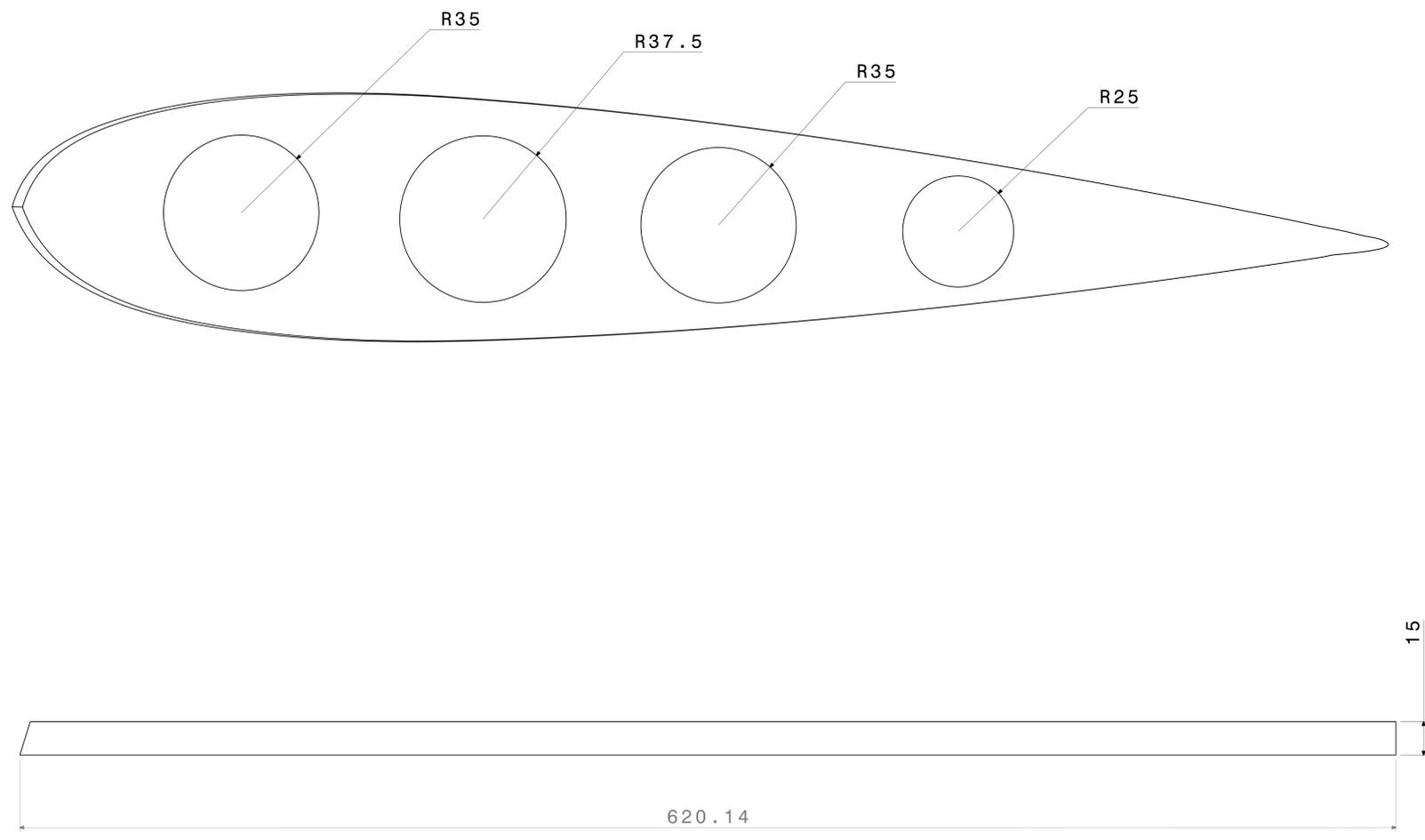
D

E

F

**7**

**1.- COSTILLA INFERIOR MOSTRADA**  
**a).- INYECCION "PVC"**



Escale: 1:2

UNIDAD 1		CANTIDAD	DET.	HOJA	DESCRIPCION	MATERIAL
LADO DERECHO MOSTRADO						
LADO IZQ. SIMETRICO Y OPUESTO						
TOLERACIAS DIMENSIONALES A MENOS QUE SE ESPECIFIQUE OTRA COSA						
1 LUGAR ±1.5 mm	1 LUGAR ±0.08°(*)					
2 LUGAR ±0.3 mm	2 LUGAR ±0.01°					
3 LUGAR ±0.003 mm	3 LUGAR ±0.001°					
4 LUGAR ±0.015 mm	4 LUGAR ±0.0005°					
(*) PARA FABRICACION						
<p>3er ANGULO PROYECCION</p>	PESO:	DIM:	NOTA:			
	<b>Kg</b>	<b>mm</b>	DISEÑO: <b>ING. JRJ</b>			
	ESCALA:	APROVO:	TITULO: <b>COSTILLA INFERIOR</b>			
	<b>1:1</b>	<b>Dr. FVH</b>	No. DE DIBUJO: <b>001-A07</b>			
FECHA:	HOJA No:	HOJAS:	PROGRAMA:			
<b>Nov/2011</b>	<b>7</b>	<b>7</b>				
CLIENTE:						

**A**

**B**

**C**

**D**

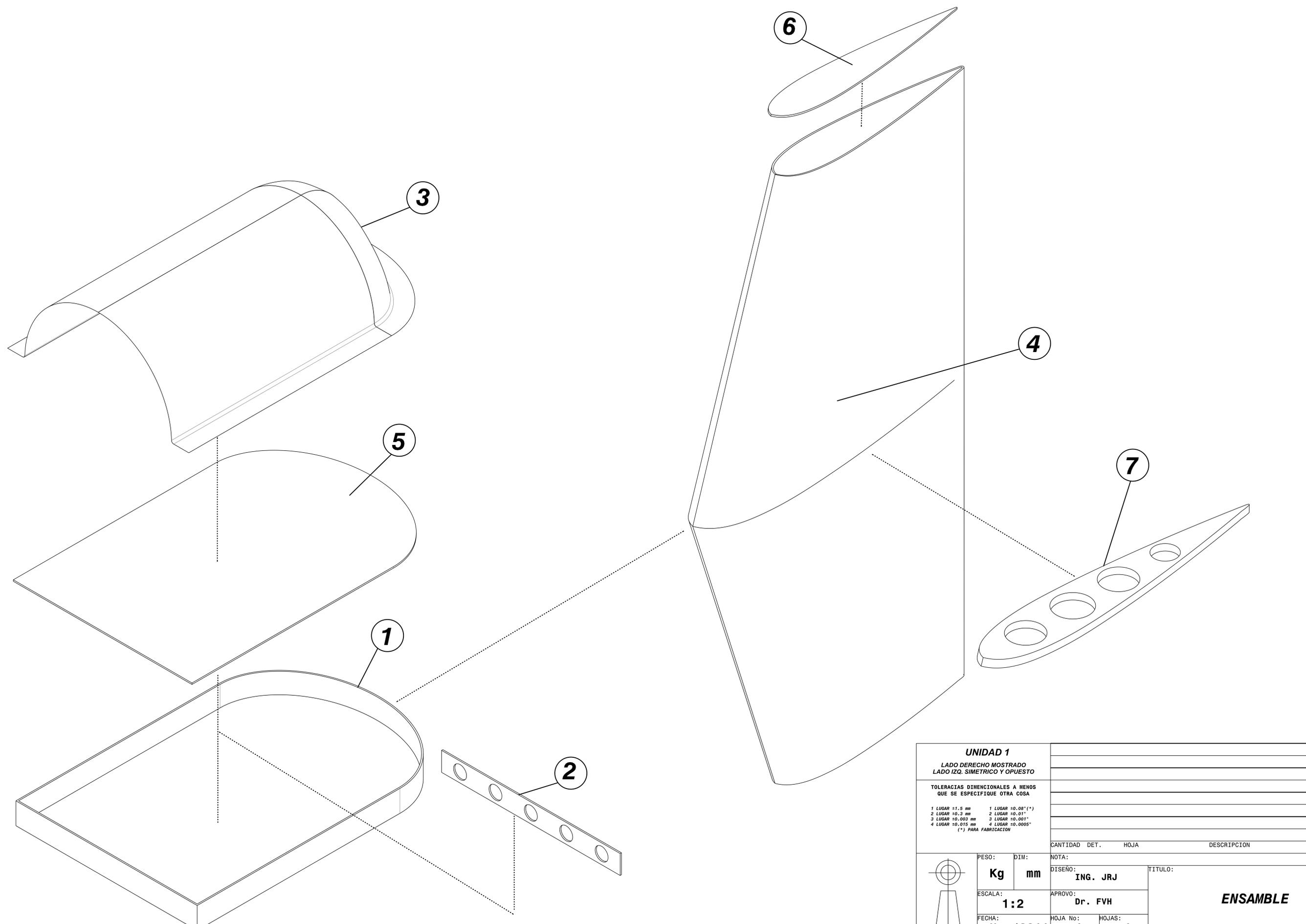
**E**

**F**

8

2

1



A

B

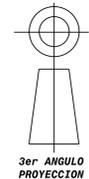
C

D

E

F

UNIDAD 1		LADO DERECHO MOSTRADO		LADO IZQ. SIMETRICO Y OPUESTO	
TOLERACIAS DIMENSIONALES A MENOS QUE SE ESPECIFIQUE OTRA COSA					
1 LUGAR ±1.5 mm	1 LUGAR ±0.08°(*)	2 LUGAR ±0.3 mm	2 LUGAR ±0.01°	3 LUGAR ±0.003 mm	3 LUGAR ±0.001°
4 LUGAR ±0.015 mm	4 LUGAR ±0.0005°	(*) PARA FABRICACION			
CANTIDAD	DET.	HOJA	DESCRIPCION	MATERIAL	
PESO: <b>Kg</b>		DIM: <b>mm</b>		NOTA:	
ESCALA: <b>1:2</b>		APROVO: <b>Dr. FVH</b>		DISEÑO: <b>ING. JRJ</b>	
FECHA: <b>Nov/2011</b>		HOJA No: <b>1</b>	HOJAS: <b>1</b>	TITULO: <b>ENSAMBLE</b>	
CLIENTE:		PROGRAMA:		No. DE DIBUJO: <b>001-EA01</b>	

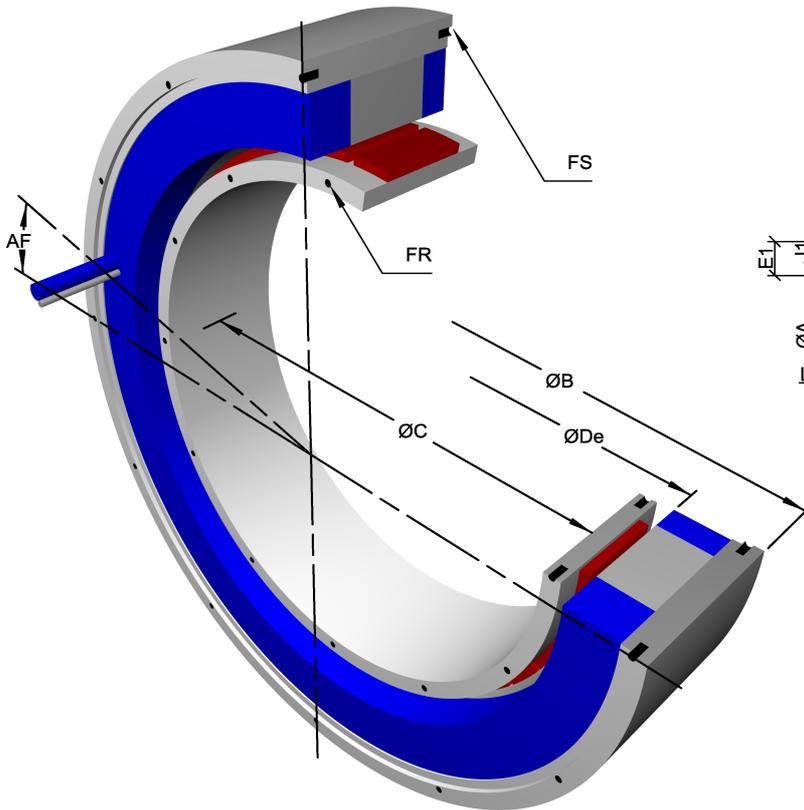


3er ANGULO PROYECCION

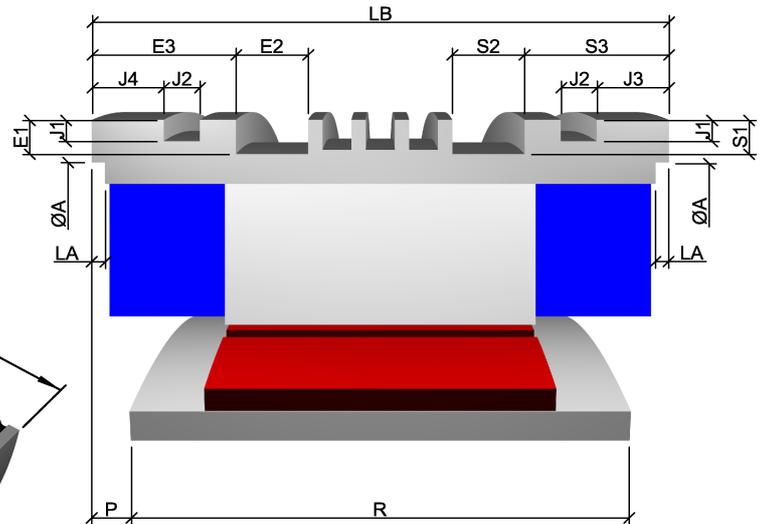
# **ANEXO B**

## **“GENERADOR ALXION 145SKT5M”**

Natural convection



Fluid cooling



**DIMENSIONS FOR ALL 145 STK**

Housing internal centering diameter	A H8	130
Angle wire output / tapped holes	AF	22°30'
Housing external centering diameter (fluid cooling)	B f8	153
Housing external centering diameter (natural convection)	B f8	145
Rotoric internal centering diameter	C H7	56
Housing internal diameter	De	78.5
Depth of fluid front input / output groove	E1	4
Width of fluid front input / output groove	E2	13.35
Position of fluid front I/O groove	E3	16.3
Rotoric fixation holes	FR	8xM5 sur Ø63
Housing fixation holes	FS	8xM5 sur Ø136
O-ring groove depth	J1	2.3
O-ring groove width	J2	4
Position of rear o-ring groove	J3	3
Position of front o-ring groove	J4	10.8
Depth of housing internal centering diameter	LA	2
Alignment rotor / housing	P ± 0.1	20.5
Maximum rotoric contact diameter	Pmax	75
Depth of fluid rear I/O groove	S1	4
Width of fluid rear I/O groove	S2	13.35
Position of fluid rear I/O groove	S3	8.5

**DIMENSIONS ACCORDING TO SIZE**

		145STK1M	145STK2M	145STK3M	145STK4M	145STK5M	145STK6M	145STK7M	145STK8M
Housing length	LB±0.15	92	119	146	173	200	227	254	281
Rotor length	R +0.15	59	86	113	140	167	194	221	248

## INTEGRATION:

- ✓ The cables are made of PU, class 6, foreseen for cable-bearing chains, 2 mt standard length, copper square section according rated current.
- ✓ Rotor / housing alignment (P) has to be executed within +/- 0.1 mm. Optionally, we can supply a mounting tool for achieving that alignment in case of assembly without possibility of accurate alignment.
- ✓ Thermal devices cable consists of 2 shielded pairs 2x2x0.25mm<sup>2</sup> section, 7 mm max external diameter.
- ✓ (De) represents:
  - 1- The maximum diameter passing inside the housing.
  - 2- The minimum diameter necessary for rotor assembly.
- ✓ (Pmax) diameter for pieces in contact with the rotor must never be exceeded.
- ✓ Tapped holes on each side of rotor and housing are angularly aligned.
- ✓ Cable positioning (AF) is theoretical. Leave a free room with a +/- 10 arc degrees tolerance around that position, on a 50 mm height from the housing side, for avoiding to stress the cables at the motor output.  
Do not tighten, twist or bend the power cable on the first 50 mm from motor side. Clamp the cable after those 50 mm.
- ✓ When designing the assembly, take care to insure a perfect contact between housing and user's bore for avoiding thermal problems.
- ✓ For housing mounting, use either external centering diameter (B) or internal centering diameters (A).
- ✓ For execution tolerances (perpendicularity, concentricity...), please consult us.
- ✓ Fluid input and output pipes have to be placed at the opposite of wire outputs on the same axial plane.
- ✓ O-ring grooves designed for 3 mm diameter o-rings.

A full integration handbook can be supplied to our customers upon request

For further information or specific request about our motors, feel free to contact us.

## BIBLIOGRAFIA

- [1]. **Mukund, P.** 1999, "*Wind and Solar Power Systems.*" King Point, New York USA, CRC Press LLC.
- [2]. **Fox, B., Flynn, D.** 2007, "*Wind Power Integration (Connection and System Operational Aspects).*" London, United Kingdom; Published by The Institution of Engineering and Technology.
- [3]. **Stiebler, M.** 2008, "*Wind Energy Systems for Electric Power Generation*" Berlin, Germany; Springer.
- [4]. **Bellmer, H., Illner, G.** 2007, "*Design of Offshore Wind Turbines.*" Hamburg and Rostock, Germany; Published by the Federal Maritime and Hydrographic Agency (BSH).
- [5]. **Burton, T., Sharpe, D.** 2001, "*Wind Energy (Handbook).*" West Sussex, England; John Wiley & Sons, Ltd.
- [6]. **Norske, D.** 2004, "*Design of Offshore Wind Turbine Structures.*" Offshore Standard Germanischer Lloyd J101.
- [7]. **Wind Generators and Generator Accessories.** 2011, Wind Generators, [www.wholesalesolar.com/wind.html](http://www.wholesalesolar.com/wind.html), [Citado: Septiembre 23, 2011]
- [8]. **Solar Panels and Accessories.** 2011, Compare Solar panels before you buy, [www.wholesalesolar.com/solar-panels.html](http://www.wholesalesolar.com/solar-panels.html), [Citado: Septiembre 23, 2011]
- [9]. **Hernández, N.** 2010, "*Energía Renovable.*" Venezuela; Publicado por Noel A. Hernández.
- [10]. **Hau, E.** 2006, "*Wind Turbines (Fundamentals, Technologies, Application, Economics).*" Berlin, Germany; Springer.
- [11]. **Zafer, G.** 1999, "*Optimal Design (Fundamentals, Technologies, Application, Economics).*" Virginia, U.S.A; Technomic Publishing CO, INC.
- [12]. **Ummels, B.** 2008, "*Wind Integration (Power System Operation with Large-Scale Wind Power in Liberalised Environments).*" Germany; Labor Grafimedia.
- [13]. **Office of Industrial Technologies, US Department of Energy.** 2001, *Wind Turbine-Materials and Manufacturing Fact Sheet*, USA. Princeton Energy Resources International, LLC.
- [14]. **White, D.** 2004, "*New Method for Dual-Axis Fatigue Testing of Large Wind Turbine Blades Using Resonance Excitation and Spectral Loading*", USA. Department of Energy.
- [15]. **Whinter, W.** 2010, "*Towards a Successful Integration of Large Scale Wind Power Into European Electricity Grids (European Wind Integration Study EWIS)*", Brussels, Belgium.
- [16]. **Monterrubio, J., Ibañes, N.** 2006, "*Especificación técnica para la réplica en la UPC de un aerogenerador de baja potencia.*" Barcelona, España; Departamento de Física e Ingeniería Nuclear de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial de Barcelona (E.T.S.E.I.B).
- [17]. **Larry, D.** 2005, *Energy Self Sufficiency Newsletter. Published monthly online at [www.rebelwolf.com](http://www.rebelwolf.com) by Rebel Wolf Energy Systems.*

- [18]. **ENERGIAGUIA**. Junio 1997, *“Energía Eólica, una opción para el presente,* [www.energia.com](http://www.energia.com), No. 83 [Citado: Febrero 28, 2011]
- [19]. **Ahlström, A.** 2005, *Aeroelastic Simulation of Wind Turbine Dynamics*, Sweden: Doctoral Thesis, Royal Institute of Technology Department of Mechanics.
- [20]. **Epaarachchi, J., Clausen, P.** 2005, *“Accelerated Full Scale Fatigue testing of a Small Composite Wind Turbine Blade Using a Mechanically Operated Test Rig.”* United Kingdom. Structural Integrity and Fracture.
- [21]. **San Martín Díaz, J., Romero-García, D.** 2005, *Diseño, Animación y Funcionamiento de Generadores Eólicos como Nueva Metodología Didáctica Aplicada a la Enseñanza de las Energías Renovables.* España: Universidad del País Vasco.
- [22]. **Wilson, E.** 2000, *“Three-Dimensional Static and Dynamic Analysis of Structures.”* California, USA; Computers and Structures, Inc.
- [23]. **Dahl, O., Jorgensen, E.** 2003, *“Accelerated Fatigue Testing of LM 19.1 Blades.”* Denmark, Pitney Bowes Management Services Denmark.
- [24]. **Monterrubio, J., Ibañes, N.** 2004, *“Diseño de un Aerogenerador de Baja Potencia.”* Barcelona, España; Departamento de Física e Ingeniería Nuclear de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial de Barcelona (E.T.S.E.I.B).
- [25]. **Rodríguez, D., Diego, G.** 2007, *Aerogeneradores.* Bilbao, España; Facultad de Ingeniería Ingeniería Automática y Electrónica Industrial, Universidad de Deusto.
- [26]. **Viniegra Heberlein, F.** 2011, *“Mecánica de los cuerpos deformables.”* México D.F., México; UNAM, Facultad de Ciencias.
- [27]. **Kwon W, Y. Bang, H.** 2000, *“The Finite Element Method Using MATLAB.”* Washinton, DC. EUA; CRC press, Segunda edición.
- [28]. **Richard, J., Shanmugam, n and Yu, C.** 1999, *“Structural Analysis.”* Singapore, Singapore; CRC Press LLC.
- [29]. **Escobedo-Jaimes, S.** 2008, *Diseño de Marco Estructural para una Torre Tronco-Cónica Tubular, en un Aerogenerador de 2MW Basado en Ecotecnia 80 2.0.* México : Tesis de Ingeniería ESIME Azcapotzalco, IPN.
- [30]. **Cruz-Ramos J., Nava-Suarez, A.** 2008, *Diseño y Construcción de Aerogenerador Rural de Baja Tensión.* México : Tesis de Ingeniería ESIME Azcapotzalco, IPN.
- [31]. **Lundquist, J.** 2010, *Atmospheric Stability Impacts on Wind Turbine performance.* USA : University of Colorado at Boulder, Dept. of Atmospheric and Oceanic Sciences.
- [32]. **González V, J. L.** 2006, *Metalurgia Mecánica.* México D.F, México, LIMUSA Noriega Editores.
- [33]. **CENER.** 2002, *“Wind Turbine (Test Laboratory).”* Navarre, España. Info. [www.cener.com](http://www.cener.com) .
- [34]. **Palacios-Méndez A.,** 2006, *Análisis Dinámico de la Pala de un Aerogenerador.* México : Tesis de Maestría SEPI-ESIME, IPN.
- [35]. **Frank, Joel.** 2005, *“Preliminary Design and Evaluation of High Bypass nacelle Inlets Using 3-D Navier-Stokes CFD Simulation.”* California, USA: Journal Article by Fluent Software Users.

- [36]. **DANKS STANDARD (DS472)**. 1998, External Conditions in Denmark for the Desing of Wind Turbines, [www.ds.dk](http://www.ds.dk), [Citado: Agosto 04, 2010]
- [37]. **Generador Eléctrico ALXION (145SKT5M/6M)**. 2001, ALXION Automatique & Productique, [www.alxion.com/bin/e\\_moteur-kit-stk.html](http://www.alxion.com/bin/e_moteur-kit-stk.html), [Citado: Noviembre 18, 2010].
- [38]. **Norton L, R.** 2006, "MACHINE DESIGN An Integrated Approach.". EUA; Pearson, Cuarta edición.
- [39]. **Indicadores de CFE y LYFC. 2010**, Secretaria de Energía SENER, [www.sener.gob.mx/portal/indicadres\\_de\\_cfe\\_y\\_lyfc.htm](http://www.sener.gob.mx/portal/indicadres_de_cfe_y_lyfc.htm), [Citado: Agosto 30, 2010].
- [40]. **Situación de la Energía en el Mundo y Europa. 2011**, Energías Renovables, [www.energiasrenovables.ciemat.es/especiales/energia/index.htm](http://www.energiasrenovables.ciemat.es/especiales/energia/index.htm), [Citado: Agosto 14, 2011]
- [41]. **Abbot I, H.** 1958, "THEORY OF WING SECTIONS", New York, EUA, Dover Publications, Primera edición.
- [42]. **World Water Day: Wind power saves water. 2011**, Global Wind Energy Council, [www.gwec.net/index.php?id=30&no\\_cache=1&L=281&tx\\_ttnews\[backPid\]=97&cHash=75790ba3e6](http://www.gwec.net/index.php?id=30&no_cache=1&L=281&tx_ttnews[backPid]=97&cHash=75790ba3e6), [Citado: Agosto 30, 2011]
- [43]. **The Premier Magazine for Design Innovation. Semiconductor Technology. 2006**, ANSYS SOLUTIONS, Issue I, Volumen 7.