

**DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UN PROTOTIPO DE TURBINA EÓLICA DE  
EJE VERTICAL PARA GENERACIÓN A BAJA POTENCIA**

**OSCAR IVÁN ORDUZ BERDUGO  
JULIAN EDGARDO SUÁREZ PEREZ**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FÍSICO – MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
BUCARAMANGA**

**2011**

**DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UN PROTOTIPO DE TURBINA EÓLICA DE  
EJE VERTICAL PARA GENERACIÓN A BAJA POTENCIA**

**OSCAR IVÁN ORDUZ BERDUGO  
JULIAN EDGARDO SUÁREZ PEREZ**

**Trabajo de Grado para optar al título de  
Ingeniero Mecánico**

**Director  
RICARDO A. JAIMES.  
Ingeniero Mecánico**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FÍSICO – MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
BUCARAMANGA**

**2.011**

## **DEDICATORIA**

A mis Padres, Gilberto y María Rosalba a quienes agradezco infinitamente por su paciencia, comprensión y apoyo incondicional en esta etapa de mi vida, porque sus sabios consejos y ejemplo han sido pilares fundamentales en mi existencia.

A mis hermanos por su gran cariño y enseñanzas.

A mis amigos, y todas aquellas personas con quienes compartí gratos momentos durante este proceso de formación personal y profesional.

***Oscar Iván.***

## DEDICATORIA

*A mis padres por el gran esfuerzo*

*y colaboración que me han brindado....*

*A Eliana por ese apoyo por salir adelante*

*En mis metas.....*

*Al señor que esta en el cielo por toda esa ayuda*

***Julian Suarez.***

## **AGRADECIMIENTOS**

Queremos expresar nuestros sinceros agradecimientos:

A Dios, por su compañía constante y por darnos la oportunidad de crecer continuamente como personas durante este proceso de formación como ingenieros mecánicos.

Al Ingeniero Camilo Andrés Orduz, por ser ese “otro” miembro del equipo y por inyectarnos esa maravillosa dosis de motivación, constancia y disciplina.

Al profesor Ricardo Jaimes por su colaboración y sabios aportes durante la realización del trabajo.

Al profesor Antonio Anteliz por su colaboración en ese complejo pero interesante terreno de las máquinas eléctricas.

Al ingeniero German Villar por su constante colaboración e interés demostrado durante los montajes y pruebas iniciales.

A todos nuestros compañeros, amigos y en general a todas aquellas personas que se involucraron de manera entusiasta en el desarrollo de este trabajo.

*Los autores.*

## CONTENIDO

	pág.
<b>1. INTRODUCCIÓN</b>	<b>22</b>
<b>2. MARCO TEORICO</b>	<b>24</b>
2.1. ENERGÍA EÓLICA	24
2.1.1. Origen y perspectivas de la energía eólica	24
2.1.2. Variación del viento con la altura sobre el terreno	25
2.1.3. La potencia del viento	26
2.1.4. Medición de la velocidad del viento	27
2.1.5. Distribución de Weibull	28
2.1.6. La rosa de vientos	29
2.1.7. Vientos en Colombia	30
2.2. TURBINAS EÓLICAS	32
2.2.1. Turbinas eólicas de eje vertical	34
2.2.2. Eficiencia de la conversión energética	40
2.2.3. RENDIMIENTO DE LAS MÁQUINAS EÓLICAS	43
2.3. TURBINA EÓLICA DE EJE VERTICAL DE ÁLABE RECTO	47
2.3.1. Funcionamiento del rotor de eje vertical de álabes rectos	50
2.3.2. Condición de carga en un rotor eólico	51
2.4. GENERADOR ELÉCTRICO DE IMANES PERMANENTES	52
2.4.1. Tipos de P.M.A (Alternador de imanes permanentes)	52
2.4.2. Circuito Rectificador Básico	55
<b>3. EVALUACIÓN DEL RECURSO EÓLICO DISPONIBLE</b>	<b>58</b>
3.1. MEDICIONES PRELIMINARES	58
3.2. CÁLCULO Y TRATAMIENTO DE LOS DATOS EÓLICOS	59
3.2.1. Estadística de los datos eólicos	59
3.2.2. Distribución de Weibull	62

3.2.3. La rosa de vientos	66
<b>4. DESARROLLO DEL PROTOTIPO</b>	<b>68</b>
4.1. CONSIDERACIONES DE DISEÑO	68
4.2. DETERMINACIÓN DE LA VELOCIDAD NOMINAL DEL VIENTO	69
4.3. CALCULO DE LA POTENCIA NOMINAL	69
4.4. DIMENSIONAMIENTO DEL ROTOR	71
4.4.1. Parámetros de diseño	73
4.4.2. Cálculo de la cuerda y el diámetro del rotor	77
4.4.3. Selección del perfil aerodinámico	78
4.5. CONSIDERACIONES AERODINÁMICAS	81
4.6. DISEÑO DEL GENERADOR	90
<b>5. DISEÑO DE DETALLE Y CONSTRUCCIÓN</b>	<b>101</b>
5.1. ROTOR	102
5.1.1. Eje	102
5.1.2. Brazos	105
5.1.3. Discos de Soporte	108
5.1.4. Selección de Rodamientos	109
5.1.5. Álabes	111
5.2. ESTRUCTURA DE SOPORTE	112
5.3. ALTERNADOR	117
5.3.1. Platos de Imanes	117
5.3.2. Estator	118
5.3.3. Etapa de Rectificación de Corriente	120
<b>6. PRUEBAS Y RESULTADOS OBTENIDOS</b>	<b>122</b>
6.1. COMPORTAMIENTO MECANICO DEL ROTOR	123
6.2. CARACTERIZACION DEL ALTERNADOR	131
<b>7. EVALUACIÓN TÉCNICA DEL PROTOTIPO</b>	<b>136</b>
7.1. ESPECIFICACIONES GENERALES DEL PROTOTIPO	137
7.2. ESPECIFICACIONES HELIXWIND D100	138
7.3. TABLA DE MATERIALES	139

7.4. PRESUPUESTO	140
7.5. APLICACIONES DOMÉSTICAS	141
<b>CONCLUSIONES</b>	<b>142</b>
<b>RECOMENDACIONES</b>	<b>145</b>
<b>BIBLIOGRAFIA</b>	<b>147</b>

## LISTA DE FIGURAS

	<b>pág.</b>
Figura 1. Capacidad eólica mundial total instalada y previsiones 1997-2010.	24
Figura 2. Perfiles de velocidad de viento, en función de las características topográficas del terreno.	25
Figura 3. Potencia eólica específica en función de la velocidad para condiciones normales de presión y temperatura.	27
Figura 4. Medición en sitio de ubicación de la turbina.	28
Figura 5. Ejemplo de un histograma que ilustra la distribución de Weibull.	29
Figura 6. Ejemplo de una rosa de los vientos.	30
Figura 7. Velocidad Media del Viento en Superficies.	32
Figura 8. A) Aerogenerador de eje horizontal, B) Componentes de un HAWT.	33
Figura 9. Turbinas eólicas de eje vertical.	35
Figura 10. Funcionamiento del rotor Savonius.	36
Figura 11. Detalle de las turbinas Windside.	37
Figura 12. Rotor Darrieus tipo Troposkien	38
Figura 13. Rotor Darrieus de álabes rectos	39
Figura 14. Velocidad antes y después de una turbina eólica	40
Figura 15. Curva de eficiencia de Betz	42
Figura 16. Curva de límite de Betz para los diferentes tipos de aerogenerador.	46
Figura 17. Turbina eólica de eje vertical de álabes rectos.	47
Figura 18. Fuerzas que se generan en un álabes que componen un rotor de álabes rectos.	48
Figura 19. Aerogenerador Darrieus de álabes rectos o Tipo H.	49
Figura 20. Esquema de funcionamiento del Darrieus.	50
Figura 21. Rotor expuesto a diferentes velocidades de viento.	51
Figura 22. Generador de flujo radial con imanes montados en la superficie.	53
Figura 23. Imagen de un generador de flujo radial.	53
Figura 24. Generador de flujo axial con estator toroidal e imanes montados en la superficie del rotor.	54
Figura 25. Generador de flujo axial con estator doble y bobinados en el rotor.	54
Figura 26. Generador de flujo tangencial.	54
Figura 27. Circuito rectificador de onda completa.	56
Figura 28. Circuito rectificador con filtro capacitivo	57
Figura 29. Lugar seleccionado para montaje y pruebas, vereda "Lagunillas".	59
Figura 30. Sistema de adquisición de datos.	60

Figura 31. Distribución de Weibull.	65
Figura 32. Convenciones Rosa de vientos.	66
Figura 33. Rosa de vientos.	67
Figura 34. Cp contra TSR para varios valores de solidez.	74
Figura 35. Solidez del rotor como función de TSR.	75
Figura 36. Cp contra TSR para varios valores de relación de aspecto de álabe (BAR).	76
Figura 37. Geometría de un perfil aerodinámico y clasificación NACA de cuatro dígitos.	78
Figura 38. Coeficientes de elevación y arrastre para varios perfiles aerodinámicos. Re=120000 alpha (-8,13 Deg)	80
Figura 39. Geometría perfil NACA 0018.	81
Figura 40. Coeficientes de elevación y arrastre perfil NACA0018 (Re=1,6e05).	82
Figura 41. Funcionamiento de un rotor tipo H.	83
Figura 42. Esquema de fuerzas y velocidades actuando en un rotor tipo H.	84
Figura 43. Variación de la magnitud de velocidad local vs ángulo de rotación (Re 120000).	86
Figura 44. Variación del ángulo de ataque local vs ángulo de rotación (Re 120000).	87
Figura 45. Diagrama de fuerzas sobre el perfil aerodinámico.	87
Figura 46. Variación de las cargas normal y tangencial vs ángulo de rotación (TSR=2, 315 rpm, U=7m/s).	89
Figura 47. Ensamble de un alternador de imanes permanentes de flujo axial.	92
Figura 48. Distribución de imanes en un disco para un AIP.	92
Figura 49. Distribución de bobinas en un estator para un AIP.	93
Figura 50. fem inducida en un segmento de conductor para un AIP.	94
Figura 51. Fem Disposición general de los discos rotor y estator para un AIP.	97
Figura 52. Disposición geométrica general para uno de los discos del rotor.	98
Figura 53. Fem inducida por un imán en 2 bobinas consecutivas	100
Figura 54. Disposición y conexionado propuesto para las bobinas en el estator	100
Figura 55. Principales componentes del prototipo	101
Figura 56. Configuración del rotor de tres palas.	102
Figura 57. Modelo eje estacionario vs eje rotativo.	103
Figura 58. Distribución de Esfuerzos de von Mises	104
Figura 59. Determinación del factor de seguridad para el sistema soporte-eje.	104
Figura 60. Detalle sujeción de brazos.	105
Figura 61. Cargas actuantes en el sistema de sujeción.	106
Figura 62. Cargas máximas de compresión en los brazos.	107
Figura 63. Cargas máximas de tensión en los brazos	107

Figura 64. Disco de soporte.	108
Figura 65. Selección de rodamientos Medidas principales según DIN 625-1.	110
Figura 66. Sección transversal perfil aerodinámico NACA 0018 y componentes de fabricación.	111
Figura 67. Etapas del proceso de fabricación de los álabes.	112
Figura 68. Diagrama de cuerpo libre para el vástago de la estructura.	113
Figura 69. Representación CAD de la estructura.	114
Figura 70. Construcción Estructura Soporte	115
Figura 71. Simulación con carga dinámica para la estructura soporte.	116
Figura 72. Factor de seguridad de la estructura sometida a carga crítica.	116
Figura 73. Disco metálico con imanes fijos	117
Figura 74. Conformado de bobinas.	118
Figura 75. Disposición y conexonado propuesto para las bobinas en el estator	118
Figura 76. Proceso de fundición de la resina.	119
Figura 77. Proceso de ensamble alternador.	119
Figura 78. Diagrama del circuito de rectificación.	120
Figura 79. Imagen del circuito implementado de rectificación de corriente.	121
Figura 80. Modelo CAD en Solid Edge y montaje real del prototipo.	122
Figura 81. Procedimiento de medición	123
Figura 82. Momento de inercia del conjunto motriz	125
Figura 83. Curva T vs rpm @ U = 15 km/h (4,167 m/s)	126
Figura 84. Curva T vs rpm @ U = 20 km/h (5,55 m/s)	127
Figura 85. Curva T vs rpm @ U = 25 km/h (6,94 m/s)	127
Figura 86. Curva T vs rpm @ U =30 km/h (8,33 m/s)	128
Figura 87. Curva T vs rpm @ U = 35 km/h (9,7 m/s)	128
Figura 88. Curva T vs rpm @ U = 40 km/h (11,11 m/s)	129
Figura 89. Diagrama de dispersión del comportamiento del rotor expuesto a diferentes velocidades de viento U.	129
Figura 90. Ajuste de la tendencia de resultados con funciones polinomiales de grado 3, representado en Torque Vs rpm.	130
Figura 91. Voltaje a la salida del puente rectificador Vs rpm para el alternador en vacío.	131
Figura 92. Comportamiento de la potencia generada.	132
Figura 93. Curva Torque Vs rpm. Carga del generador.	133
Figura 94. Coincidencia del rotor para la carga impuesta en el generador.	134
Figura 95. Potencia generada por el prototipo a diferentes velocidades de viento.	135
Figura 96. Aplicaciones practicas de bajo consumo energético.	141

## LISTA DE TABLAS

	<b>pág.</b>
Tabla I. Distintos $C_p$ máximos de los distintos aerogeneradores	46
Tabla II. Muestra registro de datos eólicos.	61
Tabla III. Resumen procesamiento datos estadísticos	64
Tabla IV. Clasificación de datos por frecuencia en cada rumbo.	66
Tabla V. Valores típicos de $C_p$ para varios tipos de turbinas eólicas.	70
Tabla VI. Densidad del aire a presión atmosférica estándar.	72
Tabla VII. Financiación del proyecto	140

## LISTA DE ANEXOS

	<b>pág.</b>
ANEXO I Adquisición de datos, vereda “Lagunillas”, municipio de Mongua, Boyacá.	151
ANEXO II Tabla para el cálculo de los factores de forma y velocidad empleados en la distribución de Weibull	155
ANEXO III Graficas de comparación de perfiles aerodinámicos empleados en turbinas eólicas obtenidas mediante profili $v2.18^a$	158
ANEXO IV Datos del perfil aerodinámico NACA 0018 para distintos números de Reynolds.	160
ANEXO V Selección de rodamientos	166
ANEXO VI Planos del prototipo	168

## NOMENCLATURA O GLOSARIO

### NOTACIÓN

A	Área barrida por la turbina, m <sup>2</sup> .
C <sub>p</sub>	Coeficiente de potencia.
C <sub>l</sub>	Coeficiente de elevación.
C <sub>d</sub>	Coeficiente de arrastre.
D	Diámetro, m.
L	Longitud de los álabes, m.
U	Velocidad del viento, m/s.
TSR	Relación de velocidad periférica.
VAWT	Turbina eólica de eje vertical.
HAWT	Turbina eólica de eje horizontal.
C <sub>e</sub>	Coeficiente de eficiencia eléctrica.
c	Factor de escala próxima a la velocidad media.
k	Factor de forma
P <sub>ns</sub>	Potencia nominal, W.
h	Altura del álabe, m.
BAR	Relación de aspecto del álabe.
C	Cuerda del perfil, m.
C <sub>n</sub>	Carga normal, N.
C <sub>t</sub>	Carga tangencial, N.
F <sub>ta</sub>	Fuerza tangencial, N.
R	Radio de la turbina, m.
B	Campo magnético, T.
r	Radio de segmento, m.

$f_c$	Factor geométrico
$R_e$	Número de Reynolds
$V_L$	Voltaje de carga, V.
$I$	Momento de inercia, $\text{kg/m}^2$ .
$P$	Potencia, W.

### **LETRAS GRIEGAS**

$\rho$	Densidad del aire.
$\lambda$	Relación TSR/Velocidad específica.
$\omega$	Velocidad angular, rad/s.
$\sigma$	Solidez del rotor
$\theta$	Angulo de incidencia, grados o radianes.
$\varepsilon$	fem inducida, V.
$\alpha$	Aceleración angular, $\text{rad/s}^2$ .

## RESUMEN

### TÍTULO:

**DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UN PROTOTIPO DE TURBINA EÓLICA DE EJE VERTICAL PARA GENERACIÓN A BAJA POTENCIA\***

### AUTORES:

Oscar Iván Orduz Berdugo.<sup>1</sup>

Julian Edgardo Suárez Pérez.

### PALABRAS CLAVES:

Energía eólica, turbina eólica de eje vertical, prototipo, diseño, construcción.

### RESUMEN:

Recientemente ha crecido el interés por utilizar equipos de generación eólica de baja potencia que constan de turbinas eólicas de eje vertical. Principalmente se busca su implementación en zonas aisladas o en entornos urbanos que presenten un recuso eólico apreciable, como apoyo a otros sistemas de generación alternos.

Resaltando las relativas ventajas respecto de las ampliamente estudiadas máquinas de eje horizontal, este trabajo trata del diseño y construcción de un sistema prototipo para generación de electricidad a baja potencia. El diseño contempla los aspectos generales del diseño de un rotor de eje vertical de alabe recto. Además se incluye el desarrollo de un alternador de imanes permanentes para acople directo al equipo y la implementación de un sistema básico de rectificación de corriente. La metodología de trabajo propuesta, inicialmente se encamina a mencionar los aspectos teóricos y principios de ingeniería que gobiernan el funcionamiento de estas máquinas, así como las principales características y componentes asociados a un sistema de generación de baja potencia. Luego se expone el proceso de diseño, mencionando las variables involucradas en el cálculo, dimensionamiento, selección de parámetros de funcionamiento y elementos mecánicos del prototipo. El prototipo se concibe principalmente como un equipo de pruebas para efectos de medición y evaluación de parámetros de diseño y operación. Se resaltan los aspectos más importantes de la construcción, teniendo en cuenta que para tal fin, se emplearon materiales fácilmente asequibles. De igual manera se muestran los resultados de pruebas realizadas en campo con el objetivo de evaluar el comportamiento general de prototipo.

---

\* Trabajo de Grado.

<sup>1</sup> Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas, Escuela de Ingeniería Mecánica, Director: Ing. Ricardo A. Jaimes. Universidad Industrial de Santander.

## ABSTRACT

### TITLE:

**DESIGN AND CONSTRUCTION OF A VERTICAL AXIS WIND TURBINE PROTOTYPE FOR LOW POWER GENERATION \***

### AUTHORS:

Oscar Iván Orduz Berdugo.<sup>2</sup>

Julian Edgardo Suárez Pérez.

### KEY WORDS:

Wind energy, vertical axis wind turbine, prototype, design, construction.

### ABSTRACT:

Recently, interest has grown for using low power wind power generation equipment comprising vertical axis wind turbines. Mainly its implementation aims to remote areas or urban environments with a significant wind resource to support other alternative generation systems.

Highlighting their relative advantages over widely studied horizontal axis machines, this work focuses on the design and construction of a system-prototype for power generation at low power. The work includes general aspects of the design of a straight bladed vertical axis rotor. It also includes the development of a permanent magnet alternator for direct coupling to the equipment and the implementation of a basic current rectification stage. The methodology proposed initially aims to mention the theoretical and engineering principles that govern the operation of these machines, and the main features and components associated with a low power generation system. Then the design process is developed, describing the variables involved in the calculation, sizing and selection of operating parameters and mechanical elements for the prototype. In this work, it is conceived primarily as test equipment for purposes of measurement and evaluation of design and operation parameters. The main aspects of the construction are mentioned, having in mind that cheap and commercial materials were used to achieve this purpose. Similarly the results of testing are plotted in order to evaluate the general behavior and performance of the prototype.

---

\* Degree Work

<sup>2</sup> Faculty of Physical-Mechanical Engineering, Mechanical Engineering School, Director: Eng. Ricardo A. Jaimes. Universidad Industrial de Santander.

## 1. INTRODUCCIÓN

Entre los principales temas de discusión que se plantea actualmente la sociedad, demandando gran cantidad de esfuerzo en aspectos de investigación y desarrollo, está la búsqueda de fuentes de energía alternativas que contribuyan a disminuir la dependencia energética de los combustibles fósiles. En este contexto, el estudio de las llamadas 'energías alternativas' es de suma importancia, pues la tecnología involucrada está encaminada al aprovechamiento de recursos considerados inagotables como el sol, el viento, los cuerpos de agua, la vegetación o el calor interior de la tierra.

Actualmente, una de las formas de generación de energía alternativa con mayores perspectivas de uso y difusión es la energía proveniente del viento o energía eólica, que presenta numerosas ventajas respecto de las formas convencionales de producción de electricidad, debido a la baja incidencia posterior sobre el medio ambiente.

Si bien, a gran escala en las granjas eólicas a nivel mundial, los esfuerzos se dirigen a obtener cantidades considerables de potencia para satisfacer la demanda de pequeñas y medianas comunidades, usando turbinas eólicas de eje horizontal de gran tamaño, a pequeña escala, (potencias inferiores a 1 kW) se busca que estos sistemas trabajen de forma complementaria junto a la instalación eléctrica residencial con el fin de ahorrar energía. También en zonas aisladas para usos de iluminación o satisfacer algunos requerimientos en los hogares. Respecto a esta tarea, un aspecto importante es que recientemente ha venido aumentando el interés por estudiar las turbinas eólicas de eje vertical, que presentan ciertas ventajas cuando se comparan con las tradicionales y ampliamente estudiadas turbinas de eje horizontal, en sistemas de generación de baja potencia.

Estos sistemas se proyectan para sacar provecho de vientos locales de montaña, o vientos formados en entornos urbanos ocasionados por el paso del aire en las edificaciones, lugares donde se presentan características propicias para la generación de mediana y baja potencia.

Bajo esa perspectiva, el presente trabajo contempla en el diseño y construcción de un prototipo de turbina eólica de eje vertical, la iniciativa surge como un intento por investigar, adoptar y aplicar los principios y bases del conocimiento en ingeniería, involucradas en el funcionamiento de este tipo de máquinas.

La metodología de trabajo propuesta, inicialmente se encamina a mencionar los principales aspectos teóricos y principios físicos que gobiernan el funcionamiento de estas máquinas, así como los principales componentes asociados a un sistema de generación de baja potencia. Seguidamente se explica el proceso de diseño, mencionando las variables involucradas en el desarrollo del prototipo, que en este trabajo se concibe principalmente como un equipo de pruebas para efectos de medición y evaluación de parámetros de diseño y operación. Se resaltan los aspectos más importantes de la construcción, teniendo en cuenta que para tal fin, se emplearon materiales fácilmente asequibles comercialmente. De igual manera se muestran los resultados de pruebas realizadas en campo con el objetivo de evaluar el comportamiento general de prototipo

## 2. MARCO TEORICO

### 2.1. ENERGÍA EÓLICA

La energía eólica es la energía obtenida a partir del viento, es decir, la energía cinética generada por efecto de las corrientes de aire, y que es transformada en otras formas útiles para las actividades humanas.

#### 2.1.1. Origen y perspectivas de la energía eólica

Todas las fuentes de energía renovables (excepto la mareomotriz y la geotérmica), e incluso la energía de los combustibles fósiles, provienen, en último término, del sol. Alrededor de un 2 por ciento de la energía proveniente del sol es convertida en energía eólica.

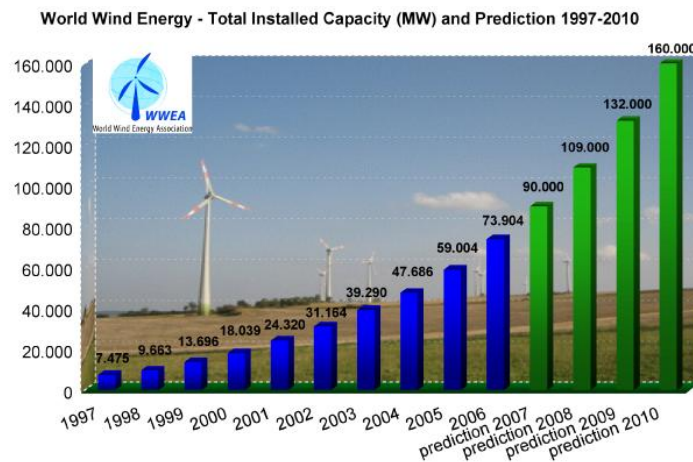


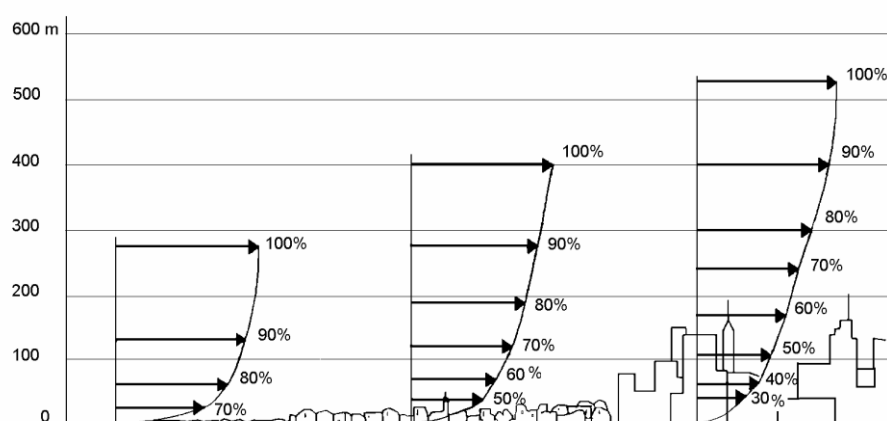
Figura 1. Capacidad eólica mundial total instalada y previsiones 1997-2010.

Fuente: WWEA

En la actualidad, la energía eólica es utilizada principalmente para producir energía eléctrica mediante turbinas eólicas aerogeneradores. A finales de 2007, la capacidad mundial de los generadores eólicos fue de 94.1 GW (Ver figura 1). Genera alrededor del 1% del consumo de electricidad mundial, cabe resaltar que representa alrededor del 19% de la producción eléctrica en Dinamarca, 9% en España y Portugal, y un 6% en Alemania e Irlanda<sup>3</sup>. En el año 2008 el porcentaje aportado por la energía eólica en España aumentó hasta un 11%.

### 2.1.2. Variación del viento con la altura sobre el terreno

El perfil del viento donde se toma la velocidad del mismo, varia como una función de la altura sobre el terreno. La forma de este perfil dependerá principalmente de la rugosidad del terreno. La figura 2 ilustra el comportamiento de perfil de velocidades del viento en función de las características topográficas del terreno.



**Figura 2. Perfiles de velocidad de viento, en función de las características topográficas del terreno.**

**Fuente: Atlas del país Vasco. 1993**

<sup>3</sup> 2007, World Wind Energy Association.

A mayor rugosidad, mayor será la desaceleración del viento cerca de la superficie. La rugosidad al ser cuantificada en un lugar específico, puede variar en diferentes direcciones; y por lo tanto el perfil de velocidades de viento dependerá de la dirección del viento.

### 2.1.3. La potencia del viento

La velocidad del viento es un factor muy importante para determinar cuanta energía un equipo puede transformar en electricidad: la cantidad de energía que tiene el viento varía con la tercera potencia de la velocidad media del viento (Figura 3).

$$P = \frac{1}{2} \rho A U_{\infty}^3 \quad (2.1)$$

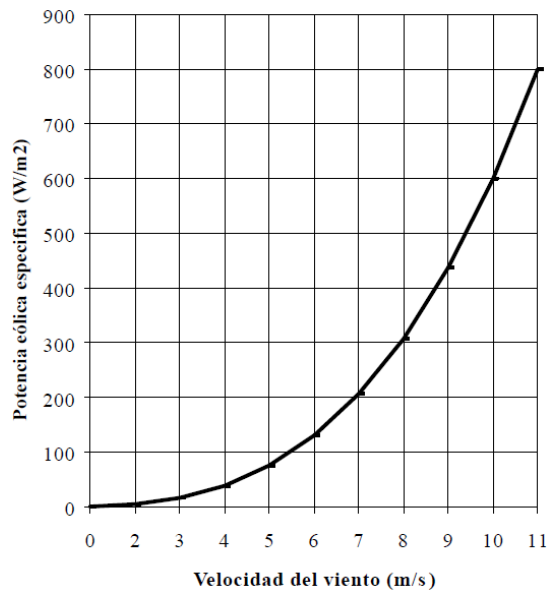
Donde:

P: potencia del viento (W)

$\rho$  : Densidad del aire (1,225 Kg/m<sup>3</sup>)

A: área enfrentada o de barrido (m<sup>2</sup>)

$U_{\infty}$  : Es la velocidad del viento (m/s)



**Figura 3. Potencia eólica específica en función de la velocidad para condiciones normales de presión y temperatura.**

**Fuente: Manual de aplicación de la Energía Eólica. 1997**

#### **2.1.4. Medición de la velocidad del viento**

La mejor forma de medir la velocidad del viento en una futura localización de una turbina eólica es situar un equipo de medición, (que en su configuración básica consta de un anemómetro) en el extremo superior de un mástil que tenga la misma altura a la que se va a situar el equipo de generación. (Ver figura 4). Esto evita la incertidumbre que conlleva el recalcularse la velocidad del viento a una altura diferente.

Situando el anemómetro en la parte superior del mástil se minimizan las perturbaciones de las corrientes de aire creadas por el propio mástil. Si el anemómetro está situado en la parte lateral del mástil es fundamental enfocarlo en la dirección de viento dominante para minimizar la sombra del viento sobre la torre.



**Figura 4. Medición en sitio de ubicación de la turbina.**

**Fuente: [marcelo.fornaso.com](http://marcelo.fornaso.com)**

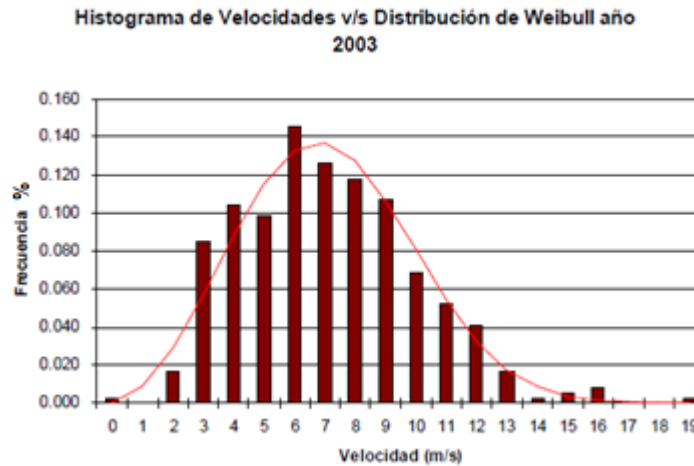
### **2.1.5. Distribución de Weibull**

Dadas las características tan dispersas y aleatorias de la energía eólica, la única manera de estudiar si un emplazamiento es adecuado o no, es utilizando la estadística. Para ello se recurre a la representación de la velocidad del viento como una variable aleatoria con una cierta función de distribución.

La variación del viento suele describirse utilizando la llamada Distribución de Weibull (Ver figura 5). Básicamente se trata de una distribución biparamétrica que define las características propias de un sitio de emplazamiento<sup>4</sup>.

---

<sup>4</sup> En el Capítulo 3 se describe un proceso de cálculo desarrollado en este trabajo.



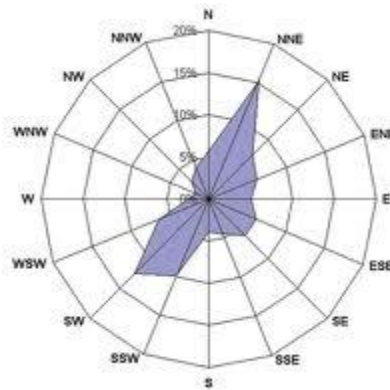
**Figura 5. Ejemplo de un histograma que ilustra la distribución de Weibull.**

**Fuente: Diseño de una turbina eólica de rotor mixto. Vásquez Mauricio Valdivia. Chile 2007**

Como se puede observar, la distribución de las velocidades del viento es sesgada, es decir, no es simétrica. A veces se presentarán velocidades de viento altas, pero se presentan con menor frecuencia. Por otro lado, las velocidades del viento cercanas a 6 m/s presentan mayor ocurrencia. Si se multiplica cada intervalo de la velocidad del viento por la probabilidad de tener esa velocidad particular, y se suman todos, se obtendrá el valor de la velocidad del viento media.

### **2.1.6. La rosa de vientos**

Para mostrar la información sobre las distribuciones de velocidades del viento y la frecuencia de variación de las direcciones del viento, se utiliza la llamada rosa de vientos. (Figura 6)



**Figura 6. Ejemplo de una rosa de los vientos.**

**Fuente: [ega-asociacioneolicagalicia.es](http://ega-asociacioneolicagalicia.es)**

Una rosa de los vientos proporciona información sobre las velocidades relativas del viento en diferentes direcciones.

### **2.1.7. Vientos en Colombia**

Las cordilleras colombianas tienen gran influencia en el clima del país, no solamente interfiriendo con los flujos atmosféricos, sino que debido a su absorción y emisión efectiva de radiación solar, las cordilleras actúan como fuentes y sumideros de calor generando su propio patrón de circulación atmosférica<sup>5</sup>. Los vientos en la región andina, en general son de baja velocidad y presentan predominantemente variaciones diurnas, independiente de la estación del año.

El país se encuentra bajo la influencia de los vientos alisios. Estos vientos cubren casi todas las regiones dentro de los cinturones subtropicales de alta presión y los ecuatoriales de baja presión. Entre Diciembre y Enero (solsticio de verano en el hemisferio sur), los sistemas de presión y eólicos se desplazan hacia el sur. El

---

<sup>5</sup> PiniIla, Álvaro. INEA, 1987.

cinturón de baja presión alcanza su posición más meridional hasta los 5° latitud sur.

Como resultado de esto, desde los meses de Diciembre a Marzo, las regiones del Caribe, los Llanos Orientales y parte de la región andina son influenciadas por los vientos alisios del noreste, los cuales provienen del hemisferio norte y penetran casi todo el territorio colombiano sin alcanzar el Ecuador. De una manera similar, el cinturón de baja presión alcanza su posición más septentrional hasta los 12° latitud norte alrededor del mes de Junio (verano en el hemisferio norte). Durante los meses siguientes hasta septiembre, los vientos alisios del sur prevalecen en la cordillera oriental y los Llanos Orientales. Como se puede observar ciertas regiones del país son influenciadas por los dos sistemas de vientos alisios, dependiendo de la estación del año.

Los vientos alisios del sur del Caribe están presentes sobre la región Caribe y el valle del Atrato durante los primeros cuatro meses del año. Normalmente, la presencia de los vientos alisios en esta región está asociada con escasez de lluvias. Los vientos en esta región son fuertes en las zonas planas del norte del país. Sobre la Península de la Guajira, valores de la velocidad de viento de superficie son típicamente altos (8 - 9 m/s promedio anual de velocidad) variando muy poco en dirección.

Otras regiones del país que presentan condiciones de viento interesantes para explorar como recurso energético son los Santanderes, las zonas montañosas del eje cafetero, en general, en las cercanías de los lagos como el lago Calima en el Valle, así como algunas zonas desérticas como en Villa de Leiva (Boyacá) y el Huila. (Figura 7)

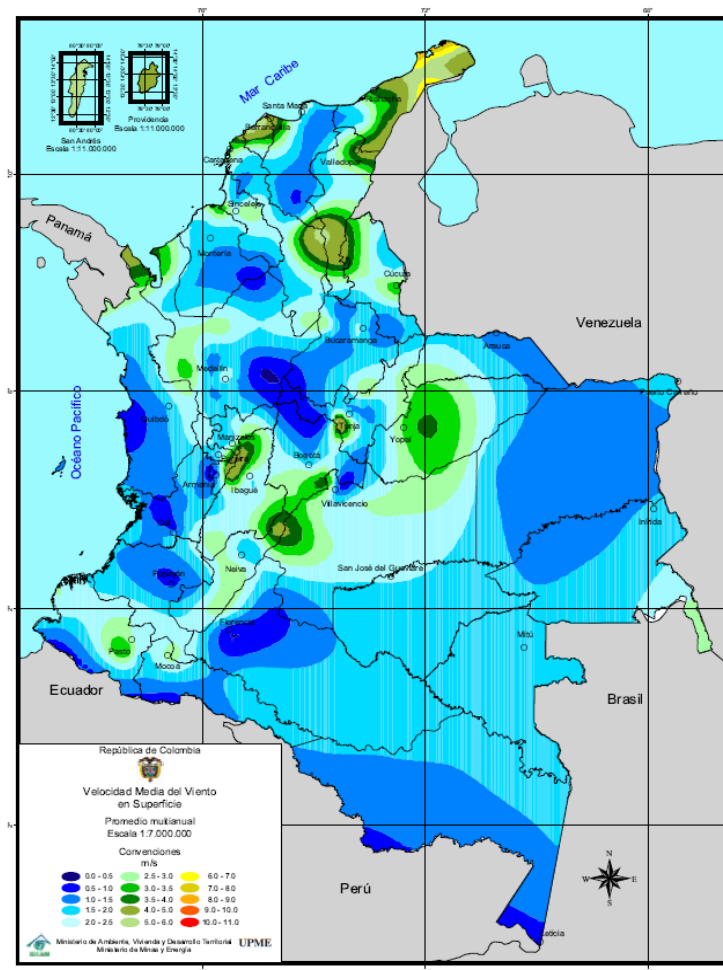


Figura 7. Velocidad Media del Viento en Superficies.

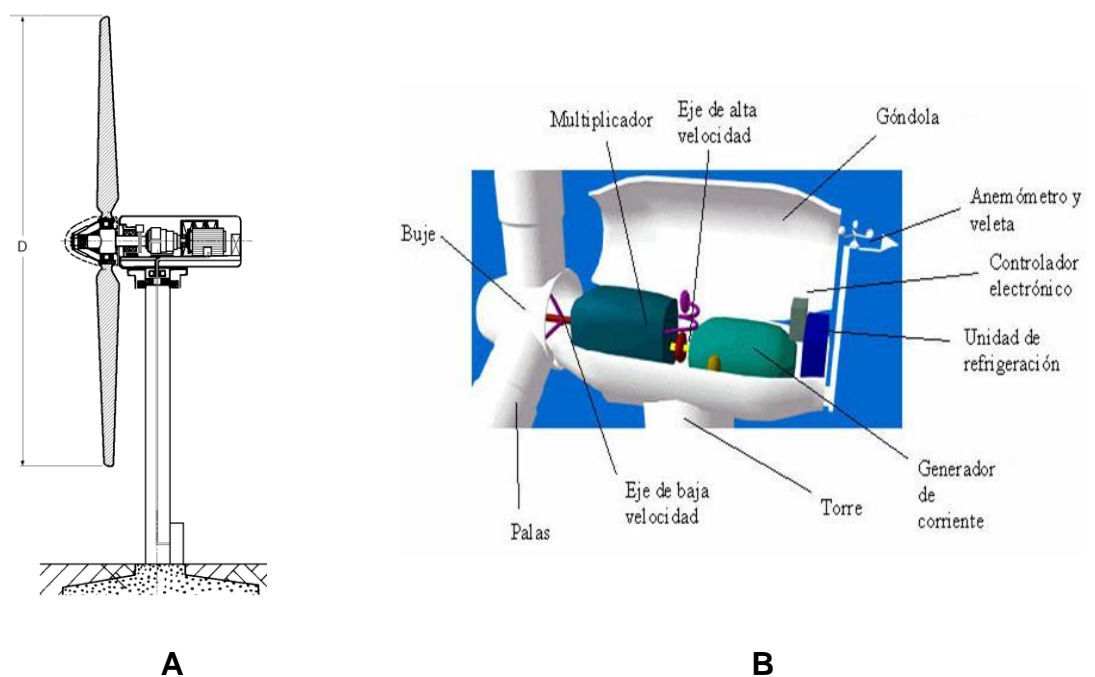
Fuente: Atlas del viento y la energía eólica de Colombia. UPME/IDEAM, 2003.

## 2.2. TURBINAS EÓLICAS

En esencia, una turbina eólica o *aerogenerador*, es una turbomáquina motora que intercambia una cantidad de movimiento con el viento, haciendo girar un rotor. En estas máquinas, la energía cinética del aire en movimiento proporciona energía mecánica a un rotor o hélice que, a través de un sistema de transmisión mecánico,

hace girar el rotor de un generador, convirtiendo la energía mecánica rotacional en energía eléctrica.

Desde los primeros diseños de aerogeneradores para la utilización comercial, hasta los actuales, ha habido un progresivo crecimiento en la potencia de las turbinas eólicas de eje horizontal (alcanzando rotores de hasta 60 m de diámetro y alturas de torre de 80 m), con progresivos descensos en el costo de generación por Kw-h (Figura 8).



**Figura 8. A) Aerogenerador de eje horizontal, B) Componentes de un HAWT.**

**Fuente: solarpedia.es**

Todas las turbinas eólicas de eje horizontal tienen su eje de rotación principal en la parte superior de la torre, que tiene que orientarse hacia el viento de alguna manera. Dado que la velocidad de rotación de las aspas es baja, la mayoría hacen uso de una caja multiplicadora para aumentar la velocidad de rotación del generador eléctrico.

La mayor parte de la tecnología en energía eólica se refiere a aerogeneradores de esta clase. La razón es simple: todos los aerogeneradores comerciales conectados a la red se construyen actualmente con este tipo de rotor.

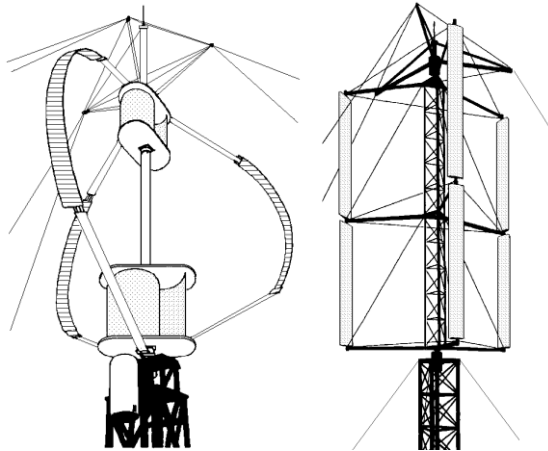
Por supuesto, la finalidad del rotor es la de convertir el movimiento lineal del viento en energía rotacional que pueda ser utilizada para hacer funcionar el generador. El mismo principio básico es el que se utiliza en las modernas turbinas hidráulicas, en las que la corriente de agua es paralela al eje de rotación de los álabes de la turbina.

### **2.2.1. Turbinas eólicas de eje vertical**

Las turbinas eólicas o *aerogeneradores* de eje vertical, son aquellas en las que el eje de rotación se encuentra perpendicular al suelo. También se denominan VAWT (del inglés, Vertical Axis Wind Turbine)<sup>6</sup>. Tienen la ventaja de adaptarse a cualquier dirección de viento. Trabajan, ya sea por la diferencia de coeficiente de arrastre entre las dos mitades de la sección expuesta al viento, o por la fuerza de sustentación que experimentan los perfiles aerodinámicos de que están hechos los álabes, al interactuar con la corriente de aire. Algunos desarrollos actuales se muestran en la figura 9. La diferencia de fuerzas en direcciones relativamente opuestas hace que el rotor sea propenso a girar sobre su eje en una dirección específica.

---

<sup>6</sup> [www.windpower.org](http://www.windpower.org)



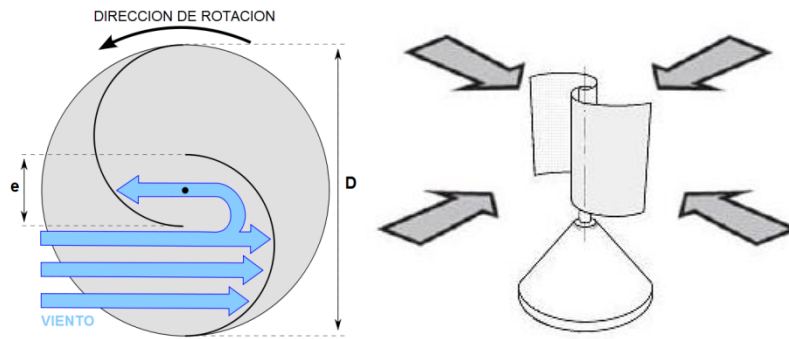
**Figura 9. Turbinas eólicas de eje vertical.**  
**Fuente: Energía Eólica, Pedro Fernández Díez**

Uno de los principales componentes de una turbina eólica es el rotor, pues es el encargado de realizar la conversión primaria de la energía cinética de una corriente de viento, en energía mecánica rotacional en el eje del aparato.

Recientemente se han desarrollado diversas adaptaciones, sin embargo los dos diseños básicos de rotores de eje vertical, son: el diseño Savonius y el Darrieus.

### **Rotor Savonius**

Inventadas por el ingeniero finlandés Sigurd J. Savonius en 1922. Su principio de operación se basa en la fuerza de arrastre diferencial sobre dos superficies. Son dispositivos de arrastre que constan de dos o más palas, como se ve en la figura 9. Mirando el rotor desde arriba, las palas forman la figura de una S. Debido a la curvatura, las palas experimentan menos resistencia cuando se mueven en contra del viento que a favor de él. (Figura 10)



**Figura 10. Funcionamiento del rotor Savonius.**

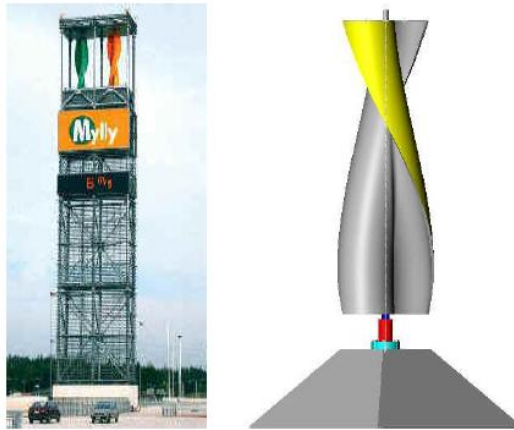
**Fuente: Energía Eólica, Pedro Fernández Díez**

Esta diferencia causa que la turbina Savonius gire. Como es un artefacto de arrastre, este rotor extrae mucha menos de la fuerza del viento que las turbinas de sustentación de tamaño similar. Soporta las turbulencias y puede empezar a girar con vientos de baja velocidad. Es un tipo de turbina relativamente económica y fácil de implementar.

### **Prototipo Savonius helicoidal**

Este novedoso aerogenerador de eje vertical es un prototipo concebido por la empresa finlandesa Windside.

En la figura 11 se puede apreciar un par de estos aerogeneradores capaces de entregar 50 Kw y que tienen la tarea de climatizar un centro comercial en las cercanías de Turku (Finlandia).



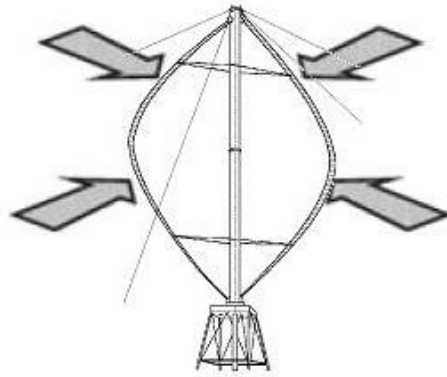
**Figura 11. Detalle de las turbinas Windside.**

**Fuente: [www.windside.com/products.html](http://www.windside.com/products.html)**

Esta tecnología relativamente nueva y prometedora, con rendimientos similares a los aerogeneradores de eje horizontal, es aplicada para abastecer medianos y pequeños consumos. El concepto aerodinámico es lo que lo hace distinto e interesante respecto a los otros VAWT.

### **Rotor Darrieus**

Debe su nombre al ingeniero francés George Darrieus, quien patentó el diseño en 1931. Requiere vientos desde de 4 a 5 m/s, manteniendo grandes velocidades de giro y un buen rendimiento. Sus álabes son finas palas con forma de ala de avión, que están unidas al eje solo por los dos extremos, con una curva especial diseñada para un máximo rendimiento entre las dos uniones del eje (Figura 12). El modelo de curva más utilizado es el denominado Troposkien. Puede ser instalado en cualquier terreno sin necesidad de levantar altas torres.

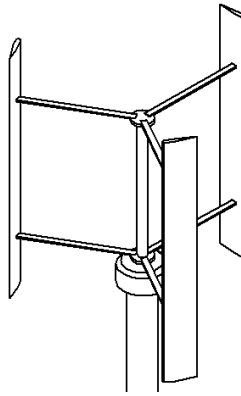


**Figura 12. Rotor Darrieus tipo Troposkien**  
**Fuente: Energía Eólica, Pedro Fernández Díez**

Al trabajar en pura tensión hace que los alerones sean simples y económicos. Para algunas configuraciones, se presenta el inconveniente de un arranque que necesita algún tipo de asistencia, sin embargo se han desarrollado diseños con características constructivas especiales que otorgan esa capacidad de auto-arranque.

### **Rotor Darrieus de Álabes Recto o Tipo H**

Es un tipo de rotor que presenta un arreglo modificado proveniente del Darrieus original, donde los perfiles de los álabes son rectos a lo largo del área de barrido. Estos perfiles aerodinámicos están sujetos al eje de rotación. Esta configuración requiere de una mayor rigidez estructural, aunque una ventaja importante, es que el diseño de los álabes presenta simplicidad en su construcción (Figura 13).



**Figura 13. Rotor Darrieus de álabe recto**

**Fuente: Autores**

### **Ventajas del rotor de eje vertical de álabe recto**

Esta configuración de turbina presenta ciertas ventajas relativas respecto de las turbinas de eje horizontal. Si bien, el rendimiento de estas aun no experimenta un aumento como el de las segundas, actualmente se evidencia un creciente interés por investigar esta configuración en particular en aplicaciones de generación eléctrica de baja escala.

Entre las principales características se puede mencionar que:

- Se pueden diseñar con perfiles aerodinámicos simétricos que facilitan la construcción de los alabes.
- Son sistemas compactos que por lo general no requieren una torre demasiado alta y por tanto, un mantenimiento riguroso.
- Su rendimiento llega a ser comparable con las turbinas de eje horizontal para ciertas configuraciones y condiciones de operación.
- En general transmiten menores cargas a la estructura soporte. Requiriendo un buen balanceo de rotor.

### 2.2.2. Eficiencia de la conversión energética

A continuación se enuncian los conceptos, definiciones y leyes físicas de relevancia en la descripción del comportamiento, operación y rendimiento de las máquinas eólicas.

#### La ley de Betz y la máxima eficiencia de conversión

La ley de Betz fue formulada por el físico alemán Albert Betz en 1919. Su libro "Wind-Energie", publicado en 1926, proporciona buena parte del conocimiento que en ese momento se tenía sobre energía eólica y aerogeneradores. Betz, define la potencia captada por un obstáculo que frena el movimiento libre del viento. Por clara conveniencia se considera un aerogenerador como obstáculo. (Figura 14)

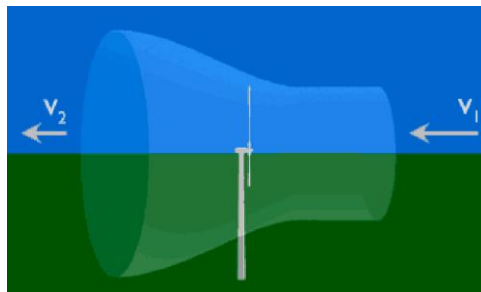


Figura 14. Velocidad antes y después de una turbina eólica

Fuente: Adaptado de [winpower.org](http://winpower.org)

La potencia captada por el aerogenerador se define como la diferencia instantánea de la energía cinética del viento antes y después de pasar por el obstáculo en un tiempo  $dt$ .

Esta relación entre las velocidades es formalizada por la ecuación 2.2:

$$P_{captado} = \frac{E_{ctn1} - E_{ctn2}}{\Delta t} = \frac{1}{2} \times \frac{\Delta m_{aire}}{\Delta t} \times v_1^2 - v_2^2 \quad (2.2)$$

Donde,

$\Delta m_{aire}$ : masa de aire captada por la turbina.

$V_{1,2}$ : velocidad antes y después de la turbina.

Otra manera para definir la masa de aire que pasa por el aerogenerador se logra considerando el promedio de las velocidades antes y después del obstáculo, ecuación 2.3:

$$\frac{\Delta m_{aire}}{\Delta t} = \rho \times A \times \frac{v_1 + v_2}{2} \quad (2.3)$$

Donde,

$\rho$  : Densidad del aire

A: área barrida por la turbina

$V_{1,2}$ : velocidad del viento antes y después

Sustituyendo la masa del aire con lo expresado en la ecuación anterior:

$$P_{captado} = \frac{1}{4} \times \rho \times A \times v_1^2 - v_2^2 \times (v_1 + v_2) \quad (2.4)$$

Donde,

$\rho$  : Densidad del aire

A: área barrida por la turbina

$v_{1,2}$ : velocidad del viento antes y después

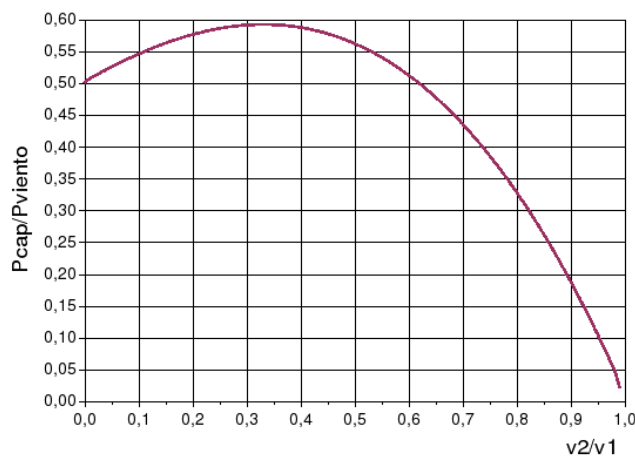
Luego se define la razón entre la potencia captada sobre potencia del viento definida por la ecuación siguiente, donde  $v$  será  $v_1$ :

$$\frac{P_{captado}}{P_{viento}} = \frac{1}{2} \times \left( 1 - \frac{v_2}{v_1} \right)^2 \times \left( 1 + \frac{v_2}{v_1} \right) \quad (2.5)$$

Donde,

$V_{1,2}$ : velocidad del viento antes y después

Lo anterior permite definir una función  $P_{cap}/P_{viento}$  vs  $v_2/v_1$  tal como se muestra en la figura 15:



**Figura 15. Curva de eficiencia de Betz**

Fuente adaptado winpower.org

La curva obtenida anteriormente define un máximo en 0,31 con una potencia máxima captada de  $P_{captada} = 16/27 \cdot P_{viento}$ .

Como resumen de esto se define la relación aproximada tal como aparece en la ecuación y se denomina Ley de Betz y representa la máxima cantidad de energía del viento que se puede transformar en energía mecánica rotacional.

$$P_{captado} = 0,59 \times P_{viento} \quad (2.6)$$

Esta ecuación 2.6 es un límite teórico ideal ya que no considera los siguientes factores reales de operación:

- Resistencia aerodinámica de las palas.
- La compresibilidad del fluido
- La interferencia de las palas

### 2.2.3. RENDIMIENTO DE LAS MÁQUINAS EÓLICAS

Como se describió en la sección anterior, no se puede convertir toda la energía cinética del viento en energía mecánica rotacional. Este límite se ve posteriormente disminuido por varios elementos que conllevan distintas pérdidas en el proceso de conversión de la energía eólica en energía eléctrica.

Básicamente se puede expresar lo anterior de la siguiente forma, ecuación 2.7:

$$P_{mec} = C_p \times P_{viento} = C_p \times \frac{1}{2} \times \rho \times A \times U^3 \quad (2.7)$$

Donde,

$C_p$ : coeficiente de potencia del aerogenerador

$\rho$  : Densidad del aire

A: área barrida por la turbina

U: velocidad del viento

Donde  $C_p$  no puede superar el límite de Betz. Si el sistema está directamente acoplado al dispositivo de generación, la potencia total P (ecuación 2.8) se define:

$$P = \eta_e \times P_{mec} = \eta_e \times C_p \times P_{viento} = \eta_e \times C_p \times \frac{1}{2} \times \rho \times A \times U^3 \quad (2.8)$$

Donde,

$C_e$ : es la eficiencia de la maquina eléctrica.

$C_p$ : coeficiente de potencia del aerogenerador

$\rho$  : Densidad del aire

A: área barrida por la turbina

U: velocidad del viento

$C_p$  no es constante y varia con la velocidad del viento, la velocidad angular de la turbina y con el ángulo de ataque de los álabes para las turbinas que poseen esta característica. Y todo lo anterior depende fuertemente del efecto de freno que el aerogenerador genera sobre el flujo de aire.

Una manera más útil para determinar la eficiencia del aerogenerador es utilizar la relación de velocidad tangencial o TSR<sup>7</sup>. Es un término que sustituye al número de revoluciones por minuto de la turbina; sirve para comparar el funcionamiento de máquinas eólicas diferentes, por lo que también se le suele denominar velocidad específica.

Se define formalmente:

$$\lambda = \frac{\omega R}{U_{\infty}} \quad (2.9)$$

$\lambda$  : TSR / Velocidad específica

R: radio aerogenerador en [m]

$\omega$  : Velocidad angular de la turbina en [rad/s]

$U_{\infty}$ : Velocidad del viento [m/s]

---

<sup>7</sup> Tip speed ratio

El TSR es un parámetro esencial para analizar el comportamiento del Cp de cada tipo de aerogenerador.

Los HAWT<sup>8</sup> y los Darrieus, incluyendo los subtipos, tienen la ventaja de alcanzar una velocidad rotacional elevada y esto hace que aumente su componente de velocidad tangencial. Por esto logran TSR>1. Para otros tipos de rotor es difícil lograr una velocidad rotacional superior a la que impone el viento. No implica que se puedan lograr buenos Cp con bajos TSR. Por ejemplo, se puede pensar en mejorar la configuración del Savonius para que la curva, que se muestra en la figura 16, se desplace un poco hacia arriba alcanzando nuevos valores de Cp.

Se puede expresar  $\omega$  en función de n:

$$\omega = \frac{2 \times \pi \times n}{60} \quad (2.10)$$

Donde,

n: revoluciones por minuto

La tabla I define los distintos Cp máximos de los distintos tipos de rotor. Aquí, el parámetro de la última columna (robustez) corresponde a la solidez del rotor.

---

<sup>8</sup> Horizontal axis wind turbine

Tabla I. Distintos  $C_p$  máximos de los distintos aerogeneradores

Tipo de aerogenerador	Velocidad de operación	Torque	Complejidad constructiva	$C_p$	Robustez en %
<b>Eje horizontal</b>					
de moderadas RPM	Moderada	Bajo	Moderada	0.2-0.35	5-10
De altas RPM	Alta	Muy bajo	de precisión	0.3-0.45	< 5
<b>Eje vertical</b>					
Panemono	Baja	Medio	En bruto	> 0.1	50
Savonius	Moderada	Medio	Moderada	0.15	100
Darrius	Moderada	Muy bajo	De precisión	0.25-0.35	10-20
Geometría variable	Moderada	Muy bajo	De precisión	0.2-0.35	15-40

En general la eficiencia de los rotores que se mueven por la acción del viento se representa normalmente en las curvas de coeficiente la potencia. (Figura 16)

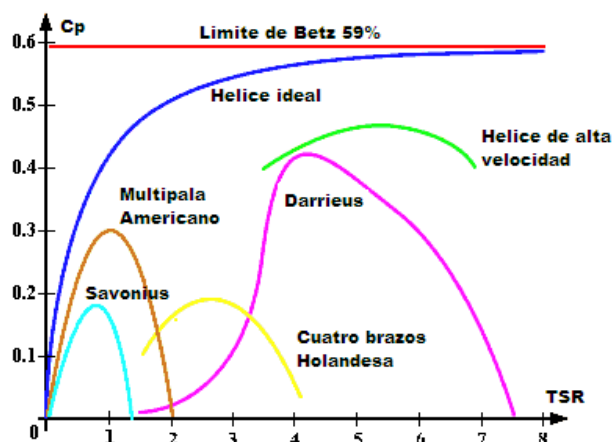


Figura 16. Curva de límite de Betz para los diferentes tipos de aerogenerador.

Modificada de: [windturbine-analysis.netfirms.com](http://windturbine-analysis.netfirms.com)

Los rotores de tipo arrastre, como el rotor Savonius y multipala clásico (usos de aerobombeo), tienen un menor radio y bajo coeficiente de potencia en comparación con el tipo HAWT y Darrius. La curva plana del tipo de hélice del rotor indica que el rotor es capaz de mantener una alta eficiencia en un rango de

rpm del rotor, mientras que la curva cerrada de rotor Darrieus disminuye la eficiencia drásticamente cuando se mueve el rotor fuera del rango de rpm óptimos. El rotor Darrieus con una baja potencia en el rango de coeficiente de TSR bajo indica una capacidad de arranque débil.

### 2.3. TURBINA EÓLICA DE EJE VERTICAL DE ÁLABE RECTO

Esta turbina consta de una serie de perfiles aerodinámicos (álabes) normalmente verticales montadas sobre un eje giratorio. (Figura 17)



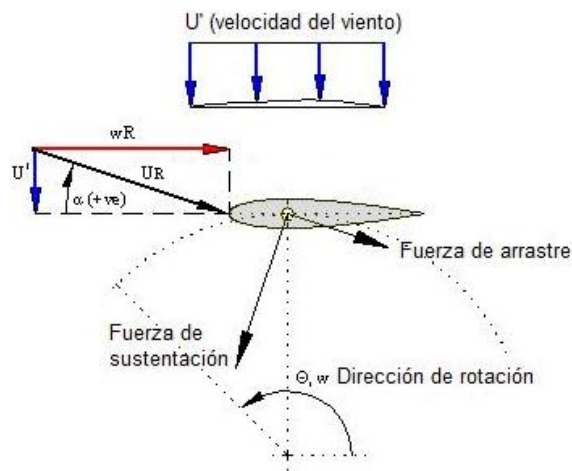
**Figura 17. Turbina eólica de eje vertical de alabe recto.**

**Fuente: archiexpo.it**

El diseño básico de la turbina, contempla que los álabes sean de geometría simétrica y que su ángulo de ataque sea cero, es decir, el ángulo que la cuerda del álabes (línea imaginaria que en la sección transversal, pasa por el borde de ataque y el borde de salida) forma con el brazo o sistema de sujeción a la estructura en la

que esté montada. Esta disposición es igualmente eficaz, no importa en qué dirección sopla el viento<sup>9</sup>.

Cuando el rotor gira, el aire avanza por el volumen que describe el rotor en funcionamiento, la corriente de aire se aproxima en una dirección específica que, se añade vectorialmente al viento, de modo que el flujo de aire resultante crea una variable pequeña positiva, en el ángulo de ataque del álabe. Esto genera una fuerza resultante que apunta hacia adelante a lo largo de una determinada línea 'de acción'. Esta fuerza se puede proyectar hacia el interior del eje de la turbina a una cierta distancia, dando un par positivo en el eje. A medida que el perfil aerodinámico se dirige a la parte posterior del rotor, el ángulo de ataque cambia de signo, la fuerza resultante generada coincide con la dirección de rotación. (Figura 18)



**Figura 18. Fuerzas que se generan en un álabe que compone un rotor de álabe recto.**

**Fuente: Autores**

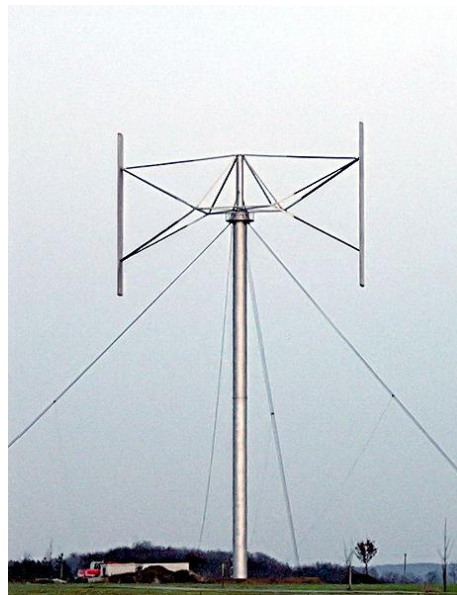
Es importante tener conocimiento de la fuerza tangencial experimentada por el álabe, y la fuerza radial que actúa perpendicular a la cuerda de éste.

<sup>9</sup> Diseños recientes incorporan mecanismos de control de variación del ángulo de paso o 'cabeceo' del álabe, respecto del dispositivo de sujeción que lo conecta con el eje central de giro.

Un aspecto de importancia del diseño es que el ángulo de ataque cambia cuando el rotor gira, de manera que cada álabe genera su par máximo en dos puntos de su ciclo (anverso y reverso de la turbina). Esto conduce a generar un ciclo de carga sinusoidal (pulso) que complica de cierta manera el diseño, además este tipo de rotor presenta modos de resonancia, donde, a una velocidad de rotación particular, las vibraciones pueden llegar a estar cerca de la frecuencia natural de los álabes, por tanto un diseño óptimo debería contemplar esta situación en el caso crítico.

Como la mayoría de la masa del mecanismo de rotación se encuentra en la periferia, se puede inferir que se generan fuerzas centrífugas de considerable magnitud sobre el mecanismo, que debe ser lo suficientemente resistente.

En la figura 19 se muestra una turbina de este tipo, de una escala que proporciona una potencia de generación en el orden de los MW.



**Figura 19. Aerogenerador Darrieus de alabe recto o Tipo H.**

**Fuente: [energiadalvento.com](http://energiadalvento.com)**

### 2.3.1. Funcionamiento del rotor de eje vertical de álabe recto

La figura 20 muestra el vector de velocidad que incide sobre los álabes en distintas posiciones angulares. La fuerza de elevación resultante siempre contribuye a la rotación del rotor, mientras que la fuerza de arrastre siempre se opone a la rotación. En la parte delantera, cerca de los  $90^\circ$  e igualmente, en los  $270^\circ$ , la componente de elevación es mucho mayor que el componente de arrastre, de modo que se produce par positivo. El par total por revolución será positivo, si se seleccionan perfiles adecuados, que en la configuración básica son de sección simétrica. (Figura 20)

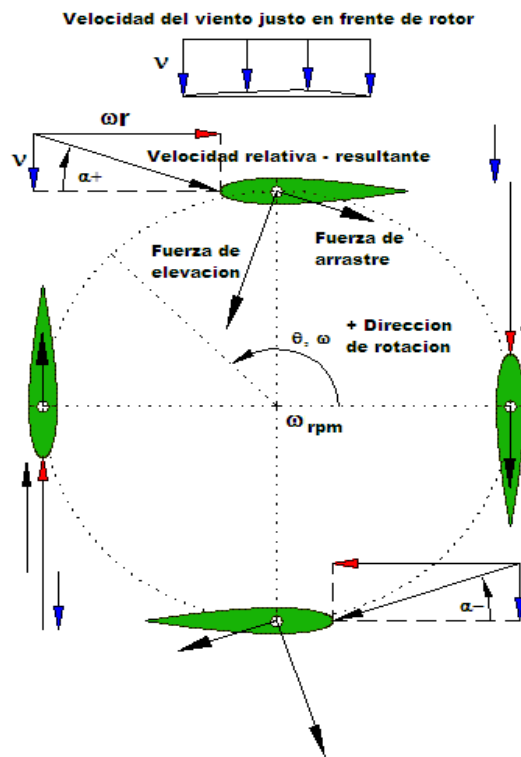


Figura 20. Esquema de funcionamiento del Darrieus.

Modificada de: [windturbine-analysis.netfirms.com](http://windturbine-analysis.netfirms.com)

### 2.3.2. Condición de carga en un rotor eólico

La eficiencia del rotor no determina la eficiencia del sistema total de energía eólica, cuando el rotor es acoplado a la carga (generador) se reducirá aún más la eficiencia en general.

La curva de potencia de salida para un sistema que consiste de un rotor y generador, no depende de la eficiencia individual de ambos componentes sino también de cómo ellos están acoplados. La figura 21 muestra el comportamiento del torque de un rotor expuesto a diferentes velocidades de viento. Las curvas de color son las de carga / torque que se requieren para hacer girar el generador a diferentes rpm.

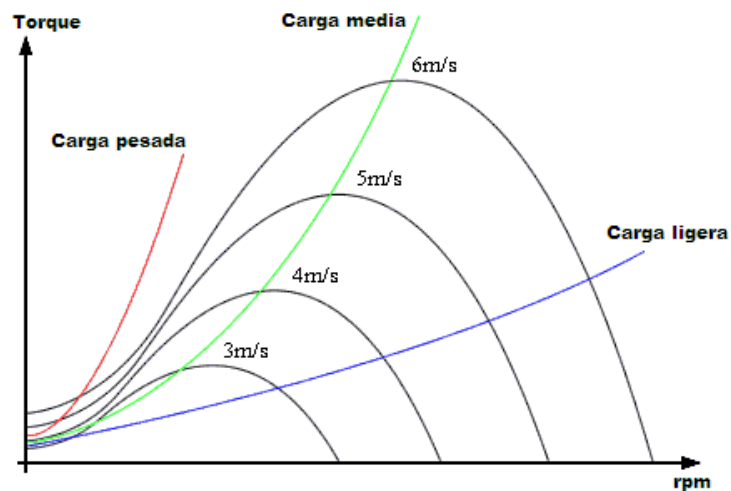


Figura 21. Rotor expuesto a diferentes velocidades de viento.

Modificada de: [windturbine-analysis.netfirms.com](http://windturbine-analysis.netfirms.com)

Considerando la curva de torque de 6 m/s y la línea de carga media; cuando el rotor está sometido a una velocidad de 6 m/s, este acelerará de cero a las rpm de la intersección entre las dos curvas, punto donde se estabilizará.

Así mismo, el rotor producirá torque siguiendo la misma curva hasta que se cruce con la curva de torque de la carga para los otros valores de velocidad. Así, mediante el trazado de curvas de torque a varias velocidades, la intersección de estas curvas coincide con el número de revoluciones de funcionamiento real de la turbina a dichas velocidades.

No obstante, la curva de carga a diferentes velocidades de viento no representa la potencia de salida real, esta será más baja debido a las pérdidas mecánicas y eléctricas ocasionadas por el proceso de conversión energética.

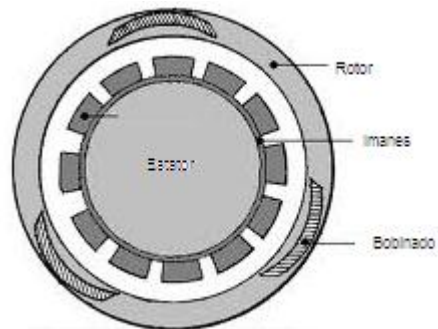
## **2.4. GENERADOR ELÉCTRICO DE IMANES PERMANENTES**

Un generador eléctrico es en esencia una máquina que recibe movimiento de una fuente externa (trabajo mecánico) y mediante el principio de inducción electromagnética, convierte este trabajo en energía eléctrica. En los sistemas eólicos existen diversas configuraciones que son perfectamente aplicables, su elección se basa entre otros factores, en la minimización de pérdidas energéticas o en la aplicación que se quiera satisfacer. En los sistemas eólicos de baja potencia, es conveniente implementar sistemas de alternadores de imanes permanentes (AIP), para luego, rectificar la salida y proveer energía eléctrica de tipo continuo. Esta es una solución viable puesto que un generador de este tipo no requiere escobillas o sistemas de autoinducción.

### **2.4.1. Tipos de P.M.A (Alternador de imanes permanentes)**

Varias configuraciones de generadores con imanes permanentes para su uso en aplicaciones eólicas, han sido adoptadas, ejemplo de ellos son: los de flujo radial, flujo axial y flujo transversal. Esta denominación responde a la distribución de los imanes (campo magnético) en el generador.

Las máquinas de flujo radial son las más convencionales de las alternativas existentes en el mercado. La disposición de los imanes en los distintos tipos de generadores puede verse de la figura 22 a la figura 26:



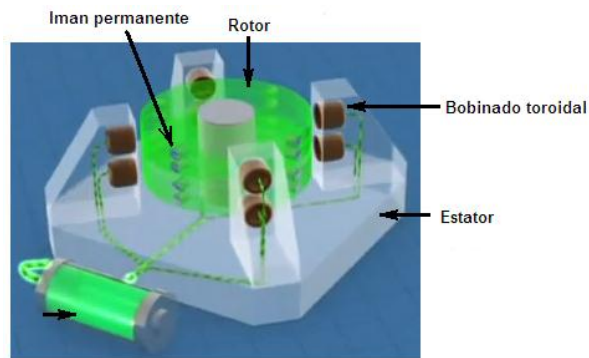
**Figura 22. Generador de flujo radial con imanes montados en la superficie.**

**Fuente: [www.energia-libre.110mb.com](http://www.energia-libre.110mb.com)**



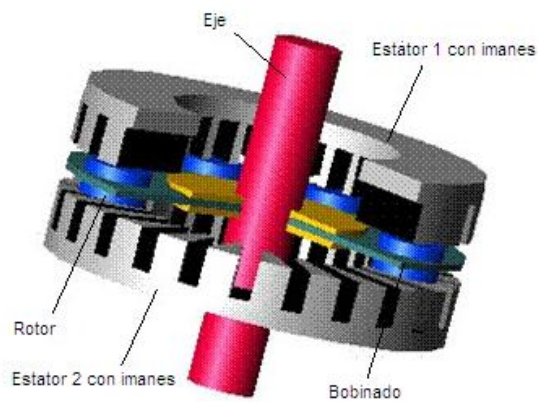
**Figura 23. Imagen de un generador de flujo radial.**

**Fuente: Stamford Systems Inc.**



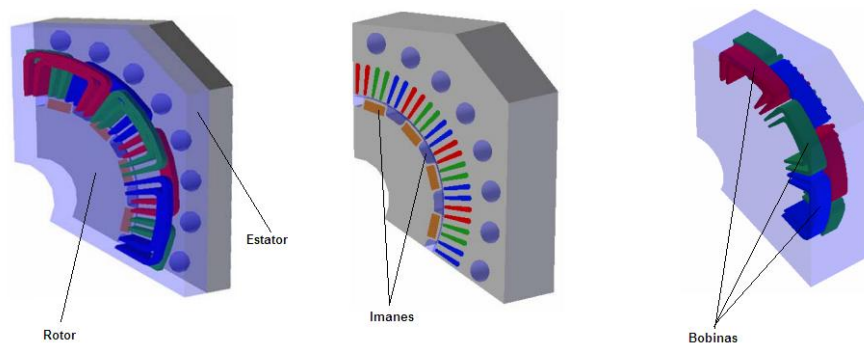
**Figura 24. Generador del flujo axial con estator toroidal e imanes montados en la superficie del rotor.**

Fuente: [www.energia-libre.110mb.com](http://www.energia-libre.110mb.com)



**Figura 25. Generador del flujo axial con estator doble y bobinados en el rotor.**

Fuente: <http://www.scielo.cl/>



**Figura 26. Generador de flujo tangencial.**

Fuente: <http://www.aedie.org/9chlie-paper-send/230-G%FCemes.pdf>

En las máquinas de flujo axial, una restricción importante es la cantidad de bobinados, al estar limitada por el espacio disponible en el radio interno y la distancia entre las bobinas y el estator, el radio más grande no puede usarse totalmente debido a esto, y sin embargo permite la utilización del centro férreo e imanes ligeramente menos eficaces, en máquinas de flujo axial que en máquinas de flujo radial. En máquinas de flujo radial, puede escogerse la longitud del estator interno, la distancia entre las bobinas y el estator de manera independiente.

Para reducir el diámetro de la máquina de flujo axial, manteniendo constante el torque, la diferencia entre el radio interno y externo tiene que ser aumentada. El torque máximo de una máquina de flujo axial, se logra cuando el radio interno es aproximadamente 0.6 veces el radio exterior. Un radio interno más pequeño disminuirá sólo el torque. Por consiguiente, el diámetro de la máquina de flujo axial no puede reducirse tanto como el diámetro de la máquina de flujo radial.

Las máquinas de flujo axial pueden construirse más fácilmente que una máquina de flujo radial con un estator doble. El mismo elimina la necesidad de un yugo en el rotor como un camino del retorno para el flujo. Seguidamente, el peso activo del generador puede reducirse.

#### **2.4.2. Circuito Rectificador Básico**

Cuando una carga externa es conectada al devanado del generador, un circuito cerrado se completa, permitiendo la circulación de una corriente. Es importante recordar que las turbinas eólicas operan en un flujo de aire oscilante que implicará en el generador un voltaje a una frecuencia variable. Esta consideración obliga a la utilización de un rectificador a la salida del generador para lograr un voltaje de naturaleza continua.

Existen muchos circuitos de rectificación diferentes que producen varios grados de aplanamiento en su salida en corriente continua, el más común en aplicaciones eólicas de baja potencia es el rectificador de onda completa.

### Rectificador de onda completa

En la figura 27 se muestra un circuito puente rectificador de onda completa y su correspondiente voltaje de salida. En este circuito, los diodos  $D_1$  y  $D_3$  conducen durante el semiciclo positivo de entrada ac, y los diodos  $D_2$  y  $D_4$ , durante el semiciclo negativo. El voltaje de salida de este circuito es más plano que el voltaje de salida del rectificador de media onda.

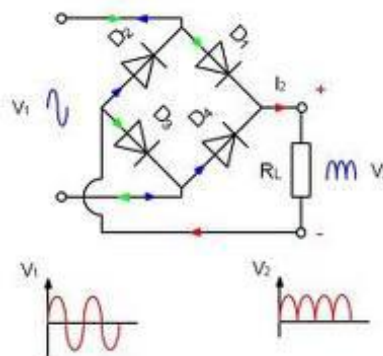


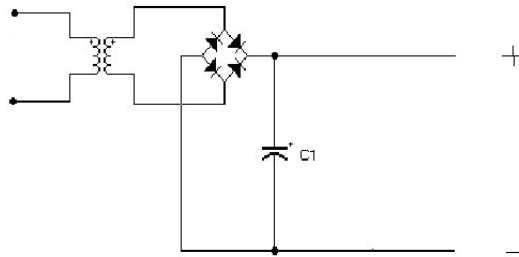
Figura 27. Circuito rectificador onda completa.

Fuente: [www.mydomainwebhost.com](http://www.mydomainwebhost.com)

### Filtrado a la salida del rectificador

La salida de los circuitos rectificadores puede hacerse más suave (aplanada) mediante la utilización de filtros que eliminan la mayoría de las componentes de frecuencia ac (Ver figura 28). Dos tipos de elementos se utilizan para suavizar la salida del rectificador:

- a) Condensadores conectados a las líneas para suavizar los cambios de voltajes AC.
- b) Inductores conectados en serie con la línea para suavizar los cambios de corriente AC.



**Figura 28. Circuito rectificador con filtro capacitivo.**

**Fuente: [electronelectricidad.blogspot.com](http://electronelectricidad.blogspot.com)**

### **3. EVALUACIÓN DEL RECURSO EÓLICO DISPONIBLE**

Para evaluar la viabilidad del uso del viento como fuente energética es necesario conocer las características del mismo y dado que el viento es un recurso variable y aleatorio, se aplican técnicas de estadística para su análisis.

#### **3.1. MEDICIONES PRELIMINARES**

Con miras a desarrollar el diseño del prototipo, se realizaron mediciones anemométricas previas en tres lugares significativos:

- Edificación del Parque Temático Neomundo, ciudad de Bucaramanga.
- En el sitio conocido como: “El mirador del Chicamocha”, ubicado en la vereda “El tabaca” del municipio de Piedecuesta, Santander.
- Vereda “Lagunillas”, municipio de Mongua, departamento de Boyacá.

Comparando los registros preliminares obtenidos en los tres sitios, el más favorable desde el punto de vista práctico para instalar y probar el prototipo fue la vereda de “Lagunillas”, ya que la topografía propia del sitio favorece la formación de vientos locales de valor considerable durante la mayor parte del día. La deformación causada en el árbol da cuenta de la incidencia permanente del viento en dicho sitio. (Figura 29)



**Figura 29.** Lugar seleccionado para montaje y pruebas, vereda “Lagunillas”.

**Fuente:** Autores

## **3.2. CÁLCULO Y TRATAMIENTO DE LOS DATOS EÓLICOS**

A continuación se desarrolla el método más común en la descripción y caracterización del recurso eólico para un emplazamiento en particular.

### **3.2.1. Estadística de los datos eólicos**

A continuación se desarrolla un estudio del potencial eólico del lugar donde se realizaran las pruebas del prototipo a fin de establecer un valor de velocidad de diseño de la turbina. Para esto, se realizó la toma de datos empleando un equipo desarrollado como trabajo de grado por estudiantes de la escuela de Ingeniería

Electrónica de la Universidad Industrial de Santander<sup>10</sup>, que consiste en un sistema de adquisición de datos enfocado a realizar estudios de viabilidad en proyectos de generación eléctrica eólica. El equipo cuenta con un anemómetro de cazoletas como sensor (Ver figura 30) y se configuró para registro de datos en intervalos de quince minutos desde las 10 am hasta las 6pm.



**Figura 30. Sistema de adquisición de datos.**

**Fuente: implementación de un sistema de bajo costo para medición de viento. Tesis, UIS Bucaramanga 2010**

En el anexo I se muestran los datos tomados durante el periodo en consideración. La tabla II muestra el registro para un día.

---

<sup>10</sup>Implementación de un sistema de bajo costo para medición de viento, que permita realizar análisis de viabilidad en proyectos de generación eléctrica eólica. Barrera León, Néstor, Hernández Ortiz, Jesús. UIS, Bucaramanga 2010.

**Tabla II. Muestra registro de datos eólicos.**

24/09/2010		
Registro	Velocidad [m/s]	Dirección (rumbo)
10:00	2,01	W
10:15	2,82	NW
10:30	1,54	SW
10:45	2,5	NE
11:00	3,1	NE
11:15	3,78	N
11:30	4,5	N
11:45	6,8	NE
12:00	4,5	E
12:15	8,34	E
12:30	7,05	SE
12:45	7,83	SE
13:00	12,84	SE
13:15	6,8	E
13:30	7,19	SE
13:45	6,98	SE
14:00	6,86	SE
14:15	9,9	SE
14:30	6,95	SE
14:45	7,12	S
15:00	8,34	SE
15:15	9,23	E
15:30	7,4	E
15:45	6,3	SE
16:00	15,55	E

16:15	5,1	NE
16:30	5,97	E
16:45	6,42	N
17:00	5,89	SE
17:15	7,2	SE
17:30	9,21	E
17:45	8,23	NE
18:00	7,34	N

### 3.2.2. Distribución de Weibull

Se emplea la distribución de velocidades para describir las características de los vientos. Esta distribución biparamétrica es ampliamente usada para describir la distribución de intensidad del viento.

La función de densidad de probabilidad de Weibull se define como:

$$f(v) = \frac{k}{c} \times \frac{v}{c}^{k-1} \times e^{-\frac{v}{c}^k} \quad (3.1)$$

Donde:

$v$ : Es la velocidad del viento medido (m/s).

$c$ : Es un factor de escala que suele ser próximo a la velocidad media (m/s).

$k$ : Es un factor de forma que caracteriza la asimetría de la función de probabilidad.

Para comenzar el análisis de los datos, el primer paso consiste en situarlos en orden ascendente, de modo que se puedan identificar los valores máximo y

mínimo, realizando esta clasificación, la velocidad media máxima registrada fue de 15,83 [m/s].

Los parámetros de Weibull ( $k; c$ ) se determinan a partir de un ajuste por mínimos cuadrados (también conocido como análisis de la regresión) teniendo en cuenta la expresión de las *frecuencias acumuladas*.

$$F v = 1 - e^{-\frac{v_i^k}{c}} \quad (3.2)$$

Aplicando dos veces el Logaritmo natural, se obtiene:

$$\ln(1 - F v) = -\frac{v_i^k}{c}$$

$$\ln(-\ln(1 - F v)) = k \ln c - k \ln v_i$$

Donde  $v_i$  corresponde a los datos pertenecientes al Anexo I

Se puede ajustar a la recta  $y = ax + b$ , en donde:

$$y = \ln(-\ln(1 - F v)) \quad (3.3)$$

$$a = -k \ln c \quad (3.4)$$

$$b = k \quad (3.5)$$

En cuanto a las constantes  $a$  y  $b$ , el cálculo de éstas se hace a través de las ecuaciones (3.6) y (3.7) como:

$$b = \frac{\sum_{i=1}^{N_i} x_i y_i - \frac{\sum_{i=1}^{N_i} x_i \sum_{i=1}^{N_i} y_i}{N}}{\sum_{i=1}^{N_i} x_i^2 - \frac{(\sum_{i=1}^{N_i} x_i)^2}{N}} \quad (3.6)$$

$$a = \frac{\sum_{i=1}^{N_i} y_i}{N} - b \frac{\sum_{i=1}^{N_i} x_i}{N} \quad (3.7)$$

Donde:

$x_i$ : Corresponde a la velocidad del viento.

$y_i$ : Es la diferencia numérica  $y = \ln - \ln 1 - F x_i$

$N_i$ : Número de Orden.

$N$ : Número total de Datos.

$F(x_i)$ : Filas Medianas  $F x_i = \frac{x_i - 0,3}{N - 0,4}$

El Anexo II presenta una tabla con el proceso de cálculo para determinar los parámetros c y k. La Tabla III muestra un resumen de ésta:

**Tabla III. Resumen procesamiento datos estadísticos**

<b>N</b>	<b><math>X_i</math></b>	<b><math>\ln(x_i)</math></b>	<b><math>F(x_i)</math></b>	<b><math>Y_i</math></b>	<b><math>(\ln(x_i))^2</math></b>	<b><math>y_i^2</math></b>	<b><math>\ln(x_i)y_i</math></b>
99	$\Sigma$	182,551	-	-56,849	360,334	190,935	-44,6

Reemplazando en las ecuaciones (3.6) y (3.7) se obtiene:

$$b = \frac{-44,6 - \frac{182,551 \cdot -56,849}{99}}{360,334 - \frac{182,551^2}{99}} = 2,539$$

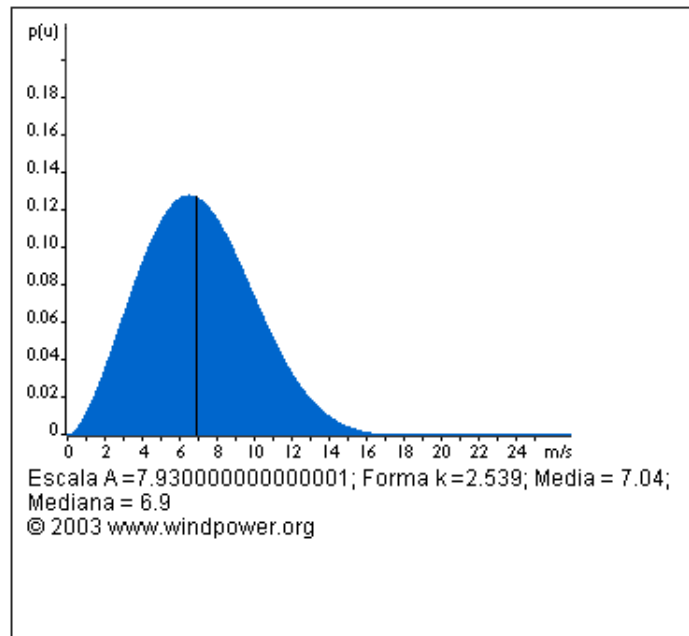
$$a = \frac{-56,849}{99} - 2,539 \frac{182,551}{99} = -5,256$$

Por lo tanto, reemplazando en (3.4) y (3.5) se tiene:

$$c = e^{\frac{-3,236}{2,539}} = 7,925$$

$$k = 2,539$$

Determinando estos dos parámetros se procede a ingresarlos en el programa trazador de la distribución de Weibull, disponible en el sitio web de la Asociación Danesa de la industria Eólica (Danish Wind Industry Association [www.windpower.com](http://www.windpower.com)) :



**Figura 31. Distribución de Weibull.**

**Fuente:** <http://guidedtour.windpower.org/es/tour/wres/weibull/index.htm>

El programa permite determinar con base en los parámetros determinados en el tratamiento estadístico, el valor de velocidad media que para el caso se usará como la velocidad de diseño del prototipo.

$$v_m = 7.04 \text{ m s}$$

### 3.2.3. La rosa de vientos

Las maquinas de eje vertical, al aceptar vientos de cualquier dirección no precisan ser orientadas enfrentando la dirección y sentido del viento, no obstante en la mayoría de los casos es pertinente hacer un análisis de los datos buscando la frecuencia direccional y por consiguiente, la dirección predominante.

Se procede a obtener la *Rosa de vientos* de 8 rumbos en función de las frecuencias para cada dirección en el periodo analizado, a cada rumbo se le asigna un número con el fin de facilitar la clasificación de los datos. (Figura 32)

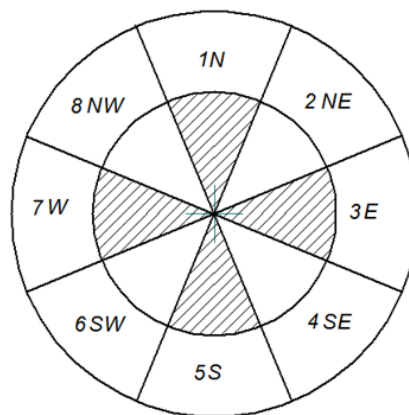


Figura 32. Convenciones Rosa de vientos.

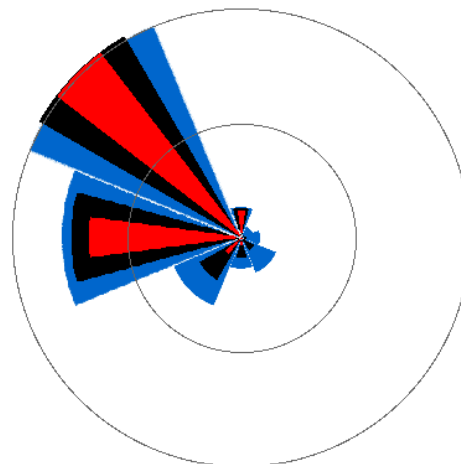
Fuente: Autores

Tabla IV. Clasificación de datos por frecuencia en cada rumbo.

Dirección		Frecuencia %	Velocidad [m/s]
1	N	5,05	6,728
2	NE	2,022	1,67

3	E	3,031	1.943
4	SE	6,06	3,26
5	S	5,051	5,168
6	SW	12,121	5,065
7	W	29,33	6,864
8	NW	37,374	7,226

Los resultados obtenidos de la clasificación por frecuencia y el cálculo de la velocidad media para cada rumbo se ingresan al programa trazador de la rosa de vientos de la Asociación Danesa de la industria Eólica. La grafica permite comprobar que durante la mayor parte del día, el viento sopla apuntando hacia el Noreste. (Figura 33)



Programa copyright © 1999-2003 Søren Krohn

**Figura 33. Rosa de vientos.**

**Fuente <http://guidedtour.windpower.org/es/tour/wres/roseplot.htm>**

## **4. DESARROLLO DEL PROTOTIPO**

El proceso de diseño puede dividirse en varios componentes claves, cada uno de estos sistemas se discutirán en adelante y algunos serán tratados con detalle ya que son fundamentales para la concepción del prototipo.

El prototipo de turbina que se pretende diseñar consta principalmente de un rotor de eje vertical de álabe recto (también denominado rotor tipo H). Este capítulo describe las consideraciones previas y el proceso de diseño del prototipo.

### **4.1. CONSIDERACIONES DE DISEÑO**

El prototipo a desarrollar debe cumplir con las siguientes características generales de diseño:

- Los componentes deben estar fabricados con materiales livianos, resistentes, económicos y asequibles comercialmente que permitan una fácil fabricación y ensamble.
- Evitar el uso de transmisiones mecánicas entre el rotor y el generador eléctrico con el fin de minimizar pérdidas en la conversión energética.
- Estructura robusta que permita realizar pruebas de campo a poca altura, de fácil acceso, poco peso y que al mismo tiempo brinde rigidez, estabilidad, para contrarrestar efectos de vibraciones excesivas.
- Debe ser fácilmente transportable con el objeto de ser instalado en distintos sitios durante la fase de pruebas por medio de anclajes provisionales.

## 4.2. DETERMINACIÓN DE LA VELOCIDAD NOMINAL DEL VIENTO

La velocidad media del viento obtenida en el capítulo 3, en base al tratamiento de los datos eólicos es de  $V_m = 7.04$  m/s, por lo tanto, la velocidad del viento nominal o de diseño es:

$$v_{\infty} = 7 \frac{m}{s}$$

## 4.3. CALCULO DE LA POTENCIA NOMINAL

Considerando las diversas pérdidas de energía presentes en el sistema (pérdidas del rotor, del generador y del multiplicador), se procede a determinar el rendimiento total o nominal.

Para el análisis se asume un rendimiento mecánico del 100% ya que el generador va a estar directamente acoplado al rotor y por tanto, no se consideran pérdidas mecánicas en el sistema, se asume también un rendimiento eléctrico de 85% en la etapa de generación.

Para el cálculo de la potencia nominal de diseño de la turbina, se selecciona un valor del rendimiento aerodinámico del sistema eólico con base en los valores típicos para este tipo de máquinas, como se indica en la Tabla V.

**Tabla V. Valores típicos de  $C_p$  para varios tipos de turbinas eólicas.**

**Fuente: Chang, L (2005) "Advanced Topics in Environmental Engineering - Wind Power"**

Wind System	Efficiency, %	
	simple Construction	Optimum Design
Multibladed farm water pump	10	30
Sailwing water pump	10	25
Darrieus water pump	15	30
Savonius windcharger	10	20
Small prop-type windcharger (up to 2kW)	20	30
Medium prop-type windcharger (2 to 10 kW)	20	30
Large prop-type wind generator (over 10 kW)	---	30 to 45
Darrieus wind generator	15	35

$$C_p = 0,35$$

El rendimiento global se puede determinar mediante la expresión (4.1)

$$\eta_t = \eta_m * \eta_e * C_p \quad (4.1)$$

Donde,

$\eta_m$ : eficiencia mecánica

$\eta_e$ : eficiencia sistema eléctrico

$C_p$ : coeficiente de potencia

Reemplazando valores en (4.1) se obtiene:

$$\eta_t = 1 * 0,85 * 0,35$$

$$\eta_t = 0,298 \approx 0,3$$

Se desea que la potencia nominal que entregue la turbina eólica sea:

$$P_{util} = 50 \text{ W}$$

Por lo tanto, se tiene que la potencia nominal es:

$$P_{ns} = \frac{P_{util}}{\eta_t} \quad (4.2)$$

Reemplazando en (4.2) se tiene:

$$P_{ns} = \frac{50}{0,3} = 166,667 \text{ W}$$

Con los valores de potencia de diseño y la velocidad nominal se definen a continuación los parámetros de la turbina.

#### 4.4. DIMENSIONAMIENTO DEL ROTOR

Determinada la potencia de diseño y la velocidad nominal, se determina el tamaño y también se establecen los parámetros geométricos y de operación de la turbina. Se tiene que la potencia generada por un rotor eólico está dada por la ecuación:

$$P = \frac{1}{2} * \rho * A * U_{\infty}^3 \quad (4.3)$$

Donde:

$P$ : Potencia nominal o generada por el rotor [W].

$\rho$ : Densidad del aire [ $\text{kg}/\text{m}^3$ ].

$A$ : Área barrida por el motor [ $\text{m}^2$ ].

$U_{\infty}$ : Velocidad del flujo libre del viento [m/s].

Con la potencia de diseño, la velocidad nominal y asumiendo el valor de la densidad como  $\rho = 1,225 \text{ kg m}^3$  para aire seco a la presión atmosférica estándar al nivel del mar a 15°C, que se utiliza como estándar en la industria eólica<sup>11</sup>. Tabla VI.

**Tabla VI. Densidad del aire a presión atmosférica estándar.**

**Fuente: Asociación danesa de la industria eólica**

Temperatura ° Celsius	Temperatura ° Fahrenheit	Densidad, es decir, masa de aire seco kg/m <sup>3</sup>	Contenido de agua máx. kg/m <sup>3</sup>
-25	-13	1,423	
-20	-4	1,395	
-15	5	1,368	
-10	14	1,342	
-5	23	1,317	
0	32	1,292	0,005
5	41	1,269	0,007
10	50	1,247	0,009
15	59	1,225 4)	0,013
20	68	1,204	0,017
25	77	1,184	0,023
30	86	1,165	0,030
35	95	1,146	0,039
40	104	1,127	0,051

Despejando el área de barrido y reemplazando valores en (4.3):

$$A = \frac{P}{\frac{1}{2} * \rho * v^3} \quad (4.4)$$

$$A = \frac{166,667}{\frac{1}{2} * 1.225 * 7}$$

$$A = 0,7933 \approx 0,8 \text{ m}^2$$

Cuando la turbina gira, describe un volumen denominado Volumen de barrido, que es simétrico con relación al eje de rotación; se denomina área barrida a la

<sup>11</sup> Copyright 1997-2003 Asociación danesa de la industria eólica  
<http://www.windpower.org/es/stat/unitsw.htm>

intersección entre este volumen y un plano cualquiera que contenga el eje del rotor. Para una turbina de álabe recto, esta área comprende el diámetro total del rotor multiplicado por la longitud de álabe, la cual se define como:

$$A = D * h \quad (4.5)$$

La relación D/h se puede determinar, previo establecimiento de los parámetros de diseño y operación del rotor de la turbina.

#### **4.4.1. Parámetros de diseño**

Los parámetros que en términos de comportamiento sustentan las principales características geométricas y aerodinámicas del rotor de la turbina, se seleccionan de acuerdo a la bibliografía e investigaciones desarrolladas para este tipo de máquinas.

#### **Solidez como función de TSR**

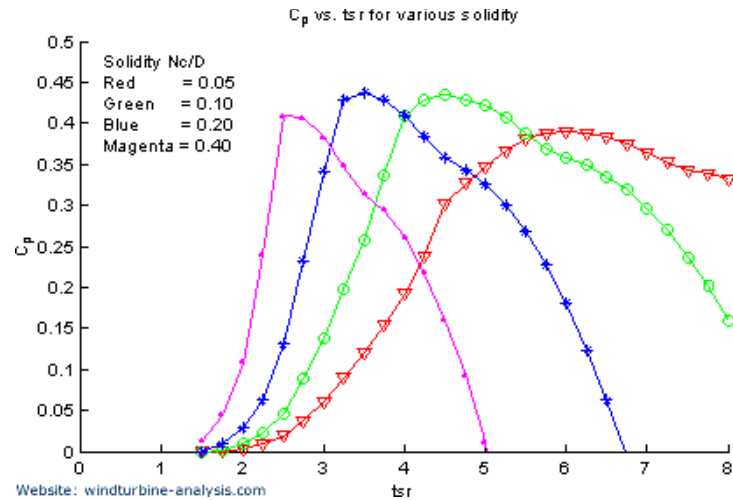
La solidez del rotor está íntimamente relacionada con el parámetro TSR, otorgando al rotor ciertas características aerodinámicas que luego determinarán el comportamiento real de la maquina eólica.

La figura 34 muestra los resultados de un modelo analítico para diferentes valores de solidez<sup>12</sup>. El aumento de la solidez ocasiona que el punto de máxima eficiencia

---

<sup>12</sup>Analysing performance of Darrieus rotor. Chua, KahLiang. Malaysia, 2002.

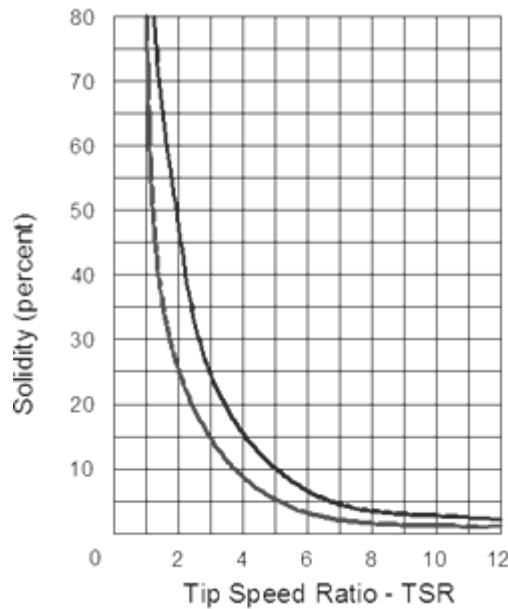
aerodinámica ocurra a valores de TSR más bajos, brindando un mejor torque de arranque de la maquina a velocidades de viento más bajas. Se considera que el coeficiente de solidez debe encontrarse entre 0,20 – 0,4, puesto que para valores menores de solidez existe un mayor punto de descontrol, dificultando el arranque y desplazando el coeficiente de potencia hacia valores de TSR más elevados.



**Figura 34. Cp contra TSR para varios valores de solidez.**

**Fuente:** <http://www.windturbine-analysis.netfirms.com>

La figura 35 Relaciona directamente estos dos parámetros y permite establecer un valor de solidez. Se espera que el prototipo alcance su punto de máxima eficiencia a valores relativamente bajos de TSR.



**Figura 35. Solidez del rotor como función de TSR.**

**Fuente: Chang, L (2005) “Advanced Topics in Environmental Engineering - Wind Power”**

La relación de aspecto de álabes (BAR), es otro parámetro importante que define la relación entre la longitud del álabes ( $l$ ) y la longitud de la cuerda ( $c$ ), a valores más altos de esta relación, los efectos de flujo tridimensional sobre cada sección del perfil aerodinámico tienden a desprejarse. La Figura 36 muestra la influencia de éste sobre el rendimiento de la turbina.

$$BAR = \frac{l}{c} \quad (4.6)$$

Donde:

$C$ : Cuerda del perfil [m].

$L$ : Longitud de los álabes [m].

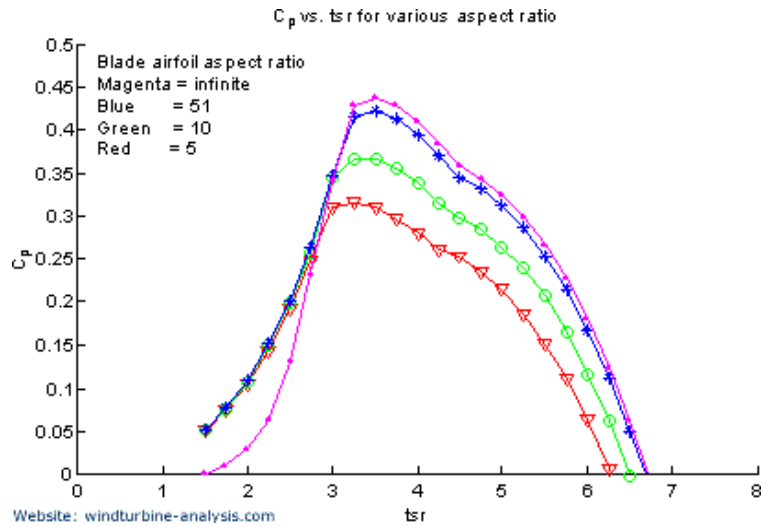


Figura 36. Cp contra TSR para varios valores de relación de aspecto de álabe (BAR).

Fuente: <http://www.windturbine-analysis.netfirms.com>

El valor de relación de aspecto de álabe no tiene una influencia determinante sobre el rendimiento para valores entre 5 y 10, por tanto se decide trabajar con un valor BAR=8, cercano al rendimiento teórico del rotor.

La solidez, que se mencionó en el Capítulo 1, representa la relación de áreas entre la comprendida por los álabes del rotor, respecto del área total de barrido.

$$\sigma = \frac{N * c * L}{A} = \frac{N * c}{D} \qquad \sigma = \frac{N * c}{D} \qquad (4.7)$$

Donde:

$\sigma$ : Solidez [ ].

N: Número de álabes [ ].

C: Cuerda del perfil [m]

D: Diámetro del rotor [m]

L: Longitud de los álabes [m]

A: Área barrida total (m<sup>2</sup>).

Asumido un valor de 0,42 (TSR=2) para la solidez, BAR=8 y definiendo un número de tres álabes para el rotor, se determinan la longitud de la cuerda y por consiguiente el diámetro del rotor.

#### 4.4.2. Cálculo de la cuerda y el diámetro del rotor

Reemplazando y despejando (4.6) en (4.7) para  $c$ , se tiene:

$$\sigma = \frac{N * c^2 * BAR}{A}$$

$$c = \frac{\sqrt{\frac{A * \sigma}{N * BAR}}}{1} \quad (4.8)$$

De donde se extrae el valor de la cuerda para cada álabe:

$$c = \frac{\sqrt{0,8 * 0,42}}{3 * 8}$$

$$c = 0,118 \approx 0,12 \text{ m}$$

El diámetro del rotor, se determina de la segunda parte de (4,7), reemplazando valores se tiene:

$$D = \frac{N * c}{\sigma}$$

$$D = \frac{3 * 0,12}{0,42}$$

$$D = 0,857 \approx 0.85 \text{ m}$$

La altura del rotor se obtiene de (4.5):

$$h = \frac{A}{D}$$

$$h = \frac{0,8}{0,85}$$

$$h = 0,941 \approx 0,95 \text{ m}$$

#### 4.4.3. Selección del perfil aerodinámico

En general, los tipos de perfiles utilizados comúnmente en las máquinas eólicas son de la serie NACA (National Advisory Committee of Aeronautics), y están determinados por un conjunto de cifras que definen su geometría. (Figura 37)

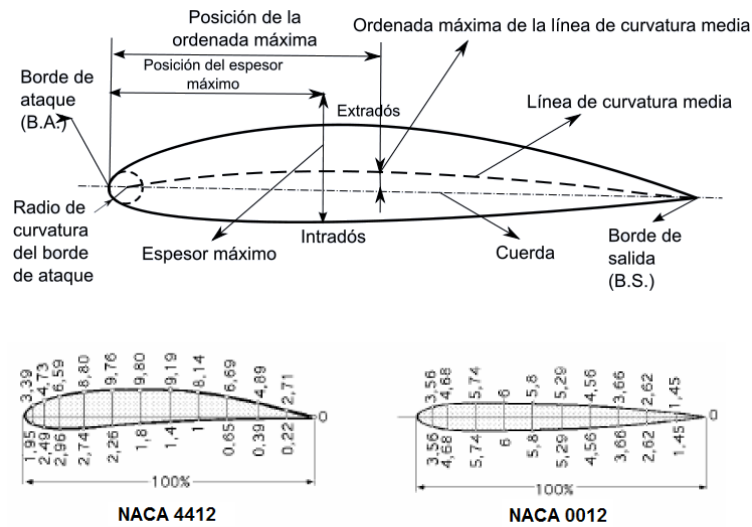


Figura 37. Geometría de un perfil aerodinámico y clasificación NACA de cuatro dígitos.

Fuente: Adaptado Perfil alar, Kadellar & Davo O. / Pedro Fernandez Diez.

## Nomenclatura de perfiles NACA de 4 cifras

- La primera cifra tiene un significado geométrico, e indica la máxima flecha de la línea media de la cuerda en %, proporcionando la máxima curvatura.
- La segunda cifra tiene un significado geométrico, e indica su posición, es decir, la distancia desde el borde de ataque hasta la posición de la máxima flecha de la línea media o máxima curvatura.
- Las dos últimas cifras indican el espesor relativo máximo en % respecto a la cuerda.

Los perfiles simétricos NACA 00XX tienen su espesor máximo a cerca del 30% de la longitud de la cuerda a partir del borde de ataque y la línea de curvatura media coincide con la línea de la cuerda, esta es la razón por la que sus dos primeras cifras son cero (Figura 37).

Como se mencionó en el Capítulo 1, el ángulo relativo del viento fluctúa alrededor del punto cero (positivo y negativo) en cada revolución del rotor, lo que implica que los álabes deberían tener una forma simétrica como superficie de sustentación, con el fin de aprovechar las mismas propiedades aerodinámicas cuando el ángulo de ataque cambia de positivo a negativo.

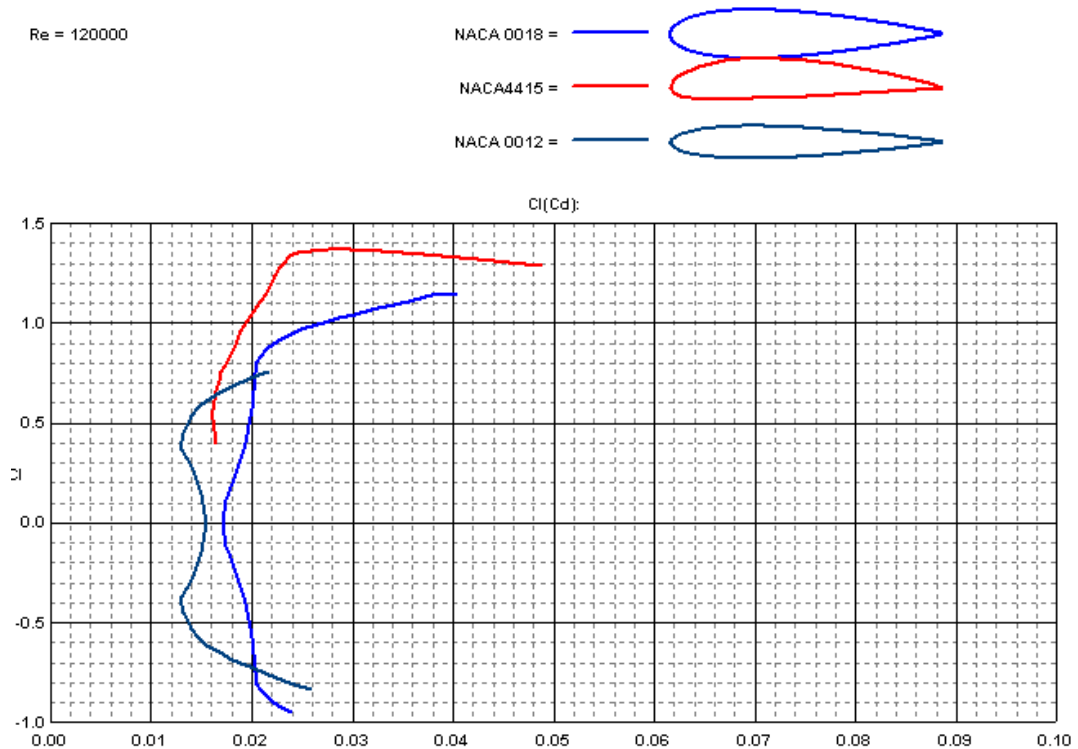
Otro aspecto importante es que los álabes de la turbina van a operar en su velocidad nominal, a números de Reynolds elevados. Por tanto se requiere buscar una geometría de perfil que presente una buena relación arrastre/elevación ( $C_l/C_d$ ) a estas condiciones.

El programa para análisis de perfiles aerodinámicos Profili v2<sup>13</sup> permite analizar las propiedades de una amplia base de datos de perfiles a diferentes condiciones de operación. La figura 38 muestra las características de tres perfiles analizados mediante el programa. El Anexo III describe el comportamiento aerodinámico de

---

<sup>13</sup>ProfiliVersion 2.18a Duranti Serrano. Copyright 1995-2005

tres perfiles analizados a diferentes valores de números de Reynolds que se presentan en maquinas eólicas pequeñas.



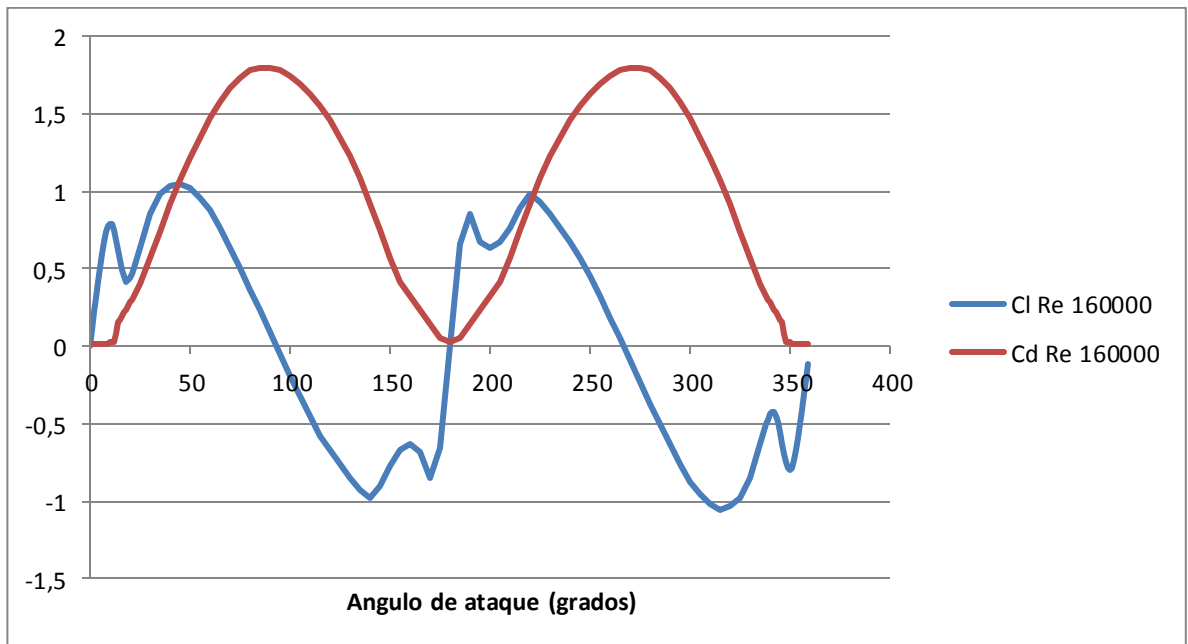
**Figura 38. Coeficientes de elevación y arrastre para varios perfiles aerodinámicos. Re=120000 alpha (-8,13 Deg)**

**Fuente; Profili V2.18a Copyright (c) 1995-2005.**

Se selecciona el perfil simétrico NACA 0018 ya que evidencia propiedades deseables para el prototipo, presentando una mayor relación de coeficientes de elevación – arrastre ( $C_l/C_d$ ) a menores ángulos de ataque, además de presentar también simetría en el cambio continuo del ángulo de ataque que se evidencia durante la rotación.

La geometría del perfil NACA 0018 se muestra en la Figura 39.





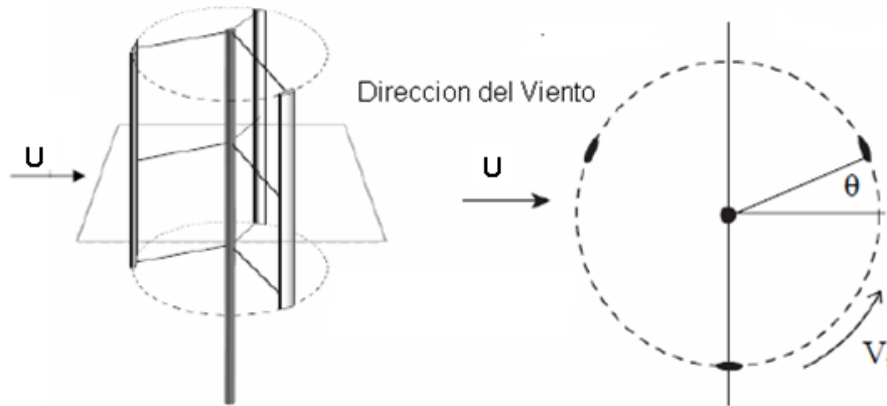
**Figura 40. Coeficientes de elevación y arrastre perfil NACA0018 (Re=1,6e05).**

**Fuente: Autores**

En este punto se procede a implementar un modelo matemático que permita predecir el comportamiento mecánico del rotor de la turbina a determinadas condiciones de operación. Para describir el funcionamiento del rotor se procede a analizar la cinemática y cinética que experimenta cada álabe, comprendido a lo largo de una revolución.

Este modelo no tiene en cuenta los efectos de la estela generada por los mismos álabes de la turbina durante su operación, ni otros factores del patrón de flujo externo sobre los perfiles aerodinámicos, pero es una aproximación que permite visualizar y cuantificar las variables involucradas en el movimiento del rotor a unas condiciones determinadas.

Se puede asumir que el flujo tridimensional del aire actuando sobre el rotor es un fenómeno bidimensional<sup>15</sup>, como se muestra en las Figuras 41 y 42.



**Figura 41. Funcionamiento de un rotor tipo H.**

**Fuente: VAWT Design Report. NY 2007.**

Como se mencionó con antelación, el parámetro TSR de la expresión (4.9) representa la relación de velocidad específica, es decir, cuanto más rápido se mueve la punta del álabes en el rotor, comparando esta magnitud de velocidad con la correspondiente magnitud de velocidad del viento incidente.

$$TSR = \frac{\omega R}{U} \quad (4.9)$$

Donde,

$\omega$  : velocidad angular de la turbina [rad/s]

R: radio de la turbina [m]

U: velocidad del viento [m/s]

<sup>15</sup> Teniendo en cuenta la relación de aspecto de álabes.

El análisis del modelo empleado se realiza, como primera medida, con los valores de diseño de la turbina que se determinaron en la sección de “Parámetros de operación” y los resultados se presentan a medida que se deducen las expresiones.

Relación de velocidad específica,  $TSR = 2$

Velocidad de la corriente de viento  $U = 7$  [m/s]

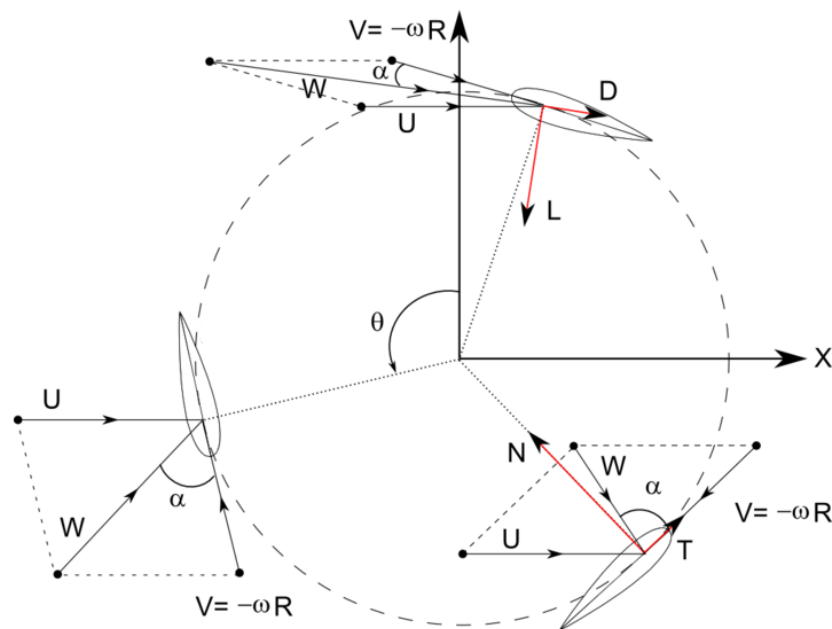


Figura 42. Esquema de fuerzas y velocidades actuando en un rotor tipo H.

Fuente: Ervin Amet- Inkscape © 2008.

Dado que la turbina está girando sobre su eje central, la velocidad del viento que experimentan los álabes no es igual a la velocidad del viento incidente, el ángulo de ataque que experimenta un álabes de la turbina está cambiando continuamente a lo largo de las de los  $360^\circ$  de recorrido por revolución. (Figura 42)

$$W = U + \omega \times R \quad (4.10)$$

Donde,

$W$  : Velocidad que experimentada el álabe [m/s].

$U$  : Velocidad del viento [m/s]

$\omega \times R$  : Velocidad relativa debida a la rotación del rotor [m/s]

La magnitud de los cambios de velocidad relativa del viento, en cada álabe a lo largo de la rotación permite estimar el número de Reynolds local. Que viene dado por la expresión:

$$Re = \frac{Wc}{\mu_{\infty}}$$

De la figura 42 y la expresión (4.10), se tienen que las magnitudes de los vectores, serán:

$$V_c = U \cos \theta + \omega R$$

$$V_n = U \sin \theta$$

$$W = \sqrt{V_c^2 + V_n^2} = \sqrt{U \cos \theta + \omega R)^2 + U \sin \theta^2} \quad (4.11)$$

$$\alpha = \tan^{-1} \frac{V_c}{V_n} = \tan^{-1} \frac{U \sin \theta}{U \cos \theta + \omega R} \quad (4.12)$$

Calculando los valores para cada posición de recorrido angular  $\theta$  ( $0-2\pi$ ) con intervalos de  $5^\circ$  ( $\pi/36$ ) se obtienen las graficas de variación en la magnitud de la velocidad local y su correspondiente de ataque. Figuras 43 y 44.

El número de Reynolds promedio calculado, se emplea para determinar los coeficientes de elevación y arrastre ( $C_l$ ,  $C_d$ ) para cada valor de magnitud de velocidad local durante el recorrido angular. El valor promedio resulta:

$$Re_{prom} = 122282,15$$

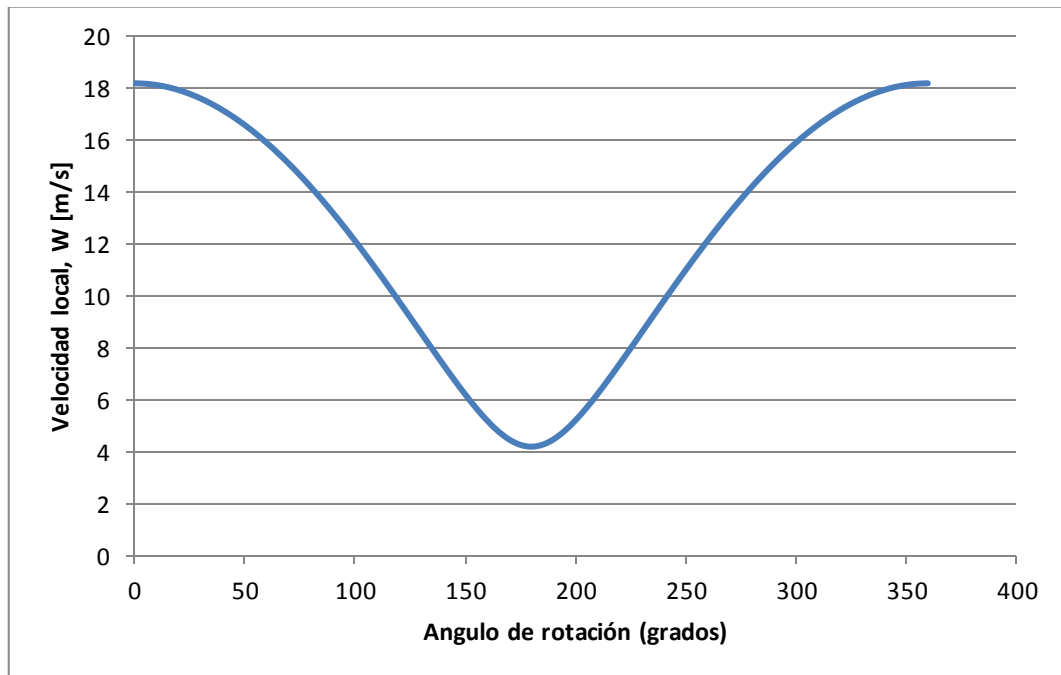
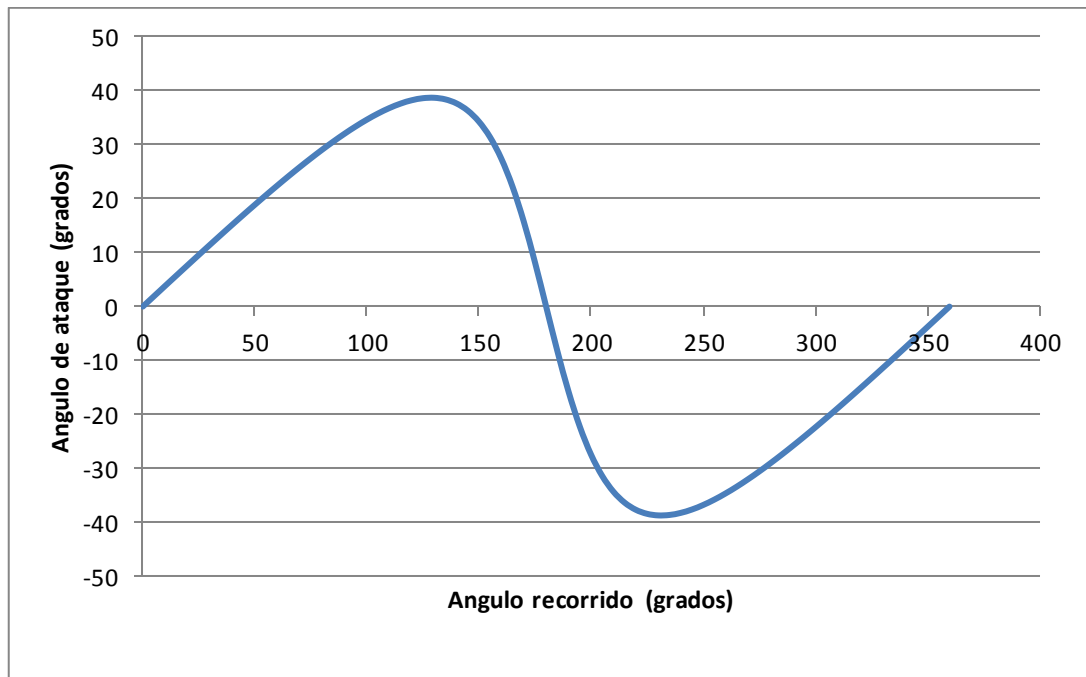


Figura 43. Variación de la magnitud de velocidad local vs ángulo de rotación (Re 120000).

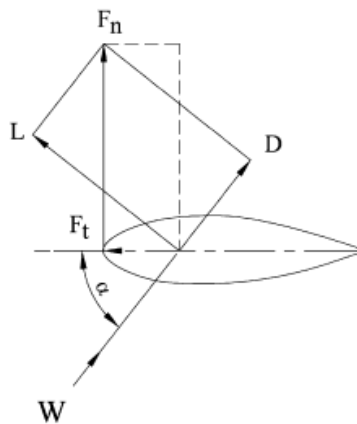
Fuente: Autores



**Figura 44. Variación del ángulo de ataque local vs ángulo de rotación (Re 120000).**

**Fuente: Autores**

Mediante un proceso iterativo y usando las tablas de coeficientes para el perfil seleccionado (NACA 0018), se determinan  $C_l$  y  $C_d$  con el objetivo de determinar las fuerzas actuantes en el perfil en cada posición de la rotación.



**Figura 45. Diagrama de fuerzas sobre el perfil aerodinámico.**

**Fuente: Renewable and Sustainable Energy Reviews, Elsevier 2008.**

Los coeficientes  $C_l$  y  $C_d$ , se pueden proyectar en los ejes tangencial y normal, mediante las expresiones. Figura 45:

$$C_n = C_l \cos \alpha + C_d \sin \alpha \quad (4.13)$$

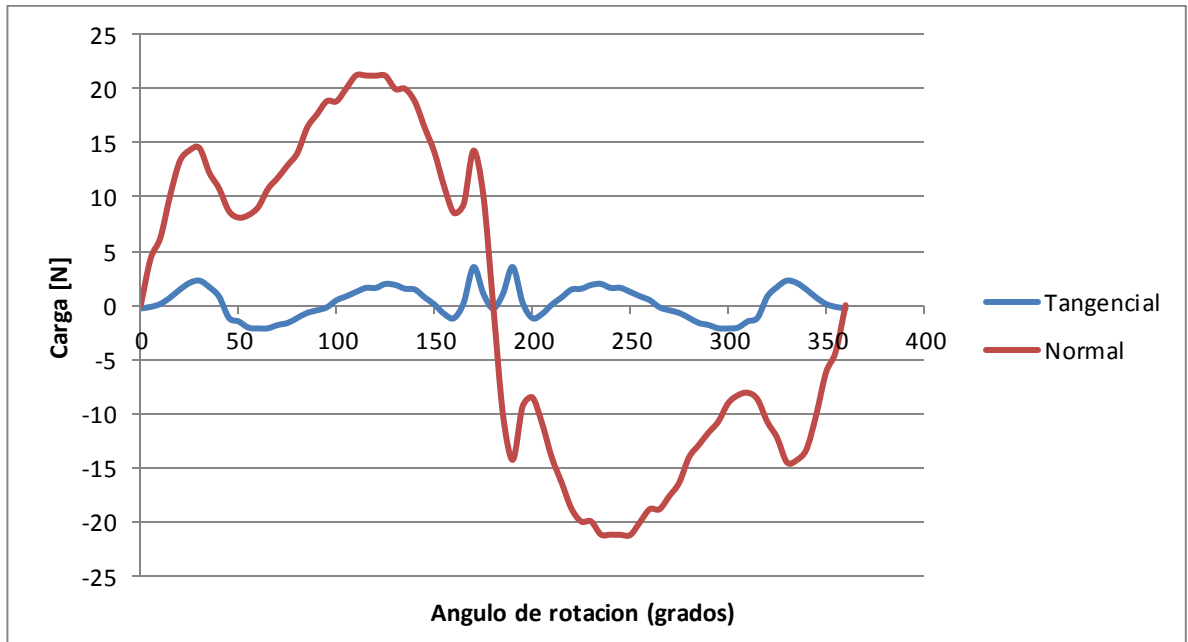
$$C_t = C_l \sin \alpha - C_d \cos \alpha \quad (4.14)$$

Se pueden hallar las expresiones que definen las cargas normal ( $C_n$ ) y tangencial ( $C_t$ .) La componente de carga normal es la que soporta el brazo soporte a tensión durante el recorrido y la fuerza tangencial es la causante del torque neto en el eje de la turbina. (Figura 46)

$$F_t = \frac{1}{2} C_t * \rho * c * h * W^2 \quad (4.15)$$

$$F_n = \frac{1}{2} C_n * \rho * c * h * W^2 \quad (4.16)$$

Donde  $\rho$  es la densidad del aire,  $c$  es la cuerda del álabe y  $h$  es la altura del mismo.



**Figura 46. Variación de las cargas normal y tangencial vs ángulo de rotación (TSR=2, 315 rpm, U=7m/s).**

**Fuente: Autores**

Como las fuerzas tangencial y normal representadas por 4.15 y 4.16 se calculan para cada posición angular, se consideran funciones del ángulo de recorrido o acimutal ( $\theta$ ) La fuerza tangencial promedio sobre un álabes se puede calcular como:

$$F_{ta} = \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} F_t \theta d\theta \quad (4.17)$$

El torque total, para el número de álabes se obtiene mediante:

$$T = N F_{ta} R \quad (4.18)$$

Donde,

N: número de álabes

$F_{ta}$ : fuerza tangencial generada [N]

R: radio de la turbina [m]

El valor de la fuerza tangencial total calculado es:

$$F_{ta} = 1,9061 \text{ N}$$

Remplazando en (4.18), se tiene un torque teórico a las condiciones de diseño de:

$$T = 3 * 1,9061 * 0,425 = 2,4302 \text{ N.m}$$

$$T = 2,4302 \text{ N.m}$$

En el capítulo 5, se tratará del diseño de detalle del rotor y su geometría.

#### **4.6. DISEÑO DEL GENERADOR**

En la búsqueda de un sistema adecuado para la conversión de energía mecánica en eléctrica se evaluaron las posibilidades de adaptar un generador comercial que pudiera trabajar con el prototipo, este estudio previo dejó entrever que se necesitaría de una maquina con unas características específicas, requiriendo así unas condiciones de operación particulares. La dificultad en términos de asequibilidad y costos conlleva a evaluar e implementar otra opción, que consiste en el diseño y construcción de un alternador de imanes permanentes (AIP) de flujo axial.

## **EL ALTERNADOR DE IMANES PERMANENTES**

Recientemente se ha evidenciado el creciente desarrollo de modelos de alternadores sencillos y prácticos que se conciben como una herramienta valiosa en la conversión de energía eólica. Presentan ciertas ventajas como:

- No necesitan escobillas y/o contactos eléctricos internos de autoinducción ya que funcionan con imanes permanentes.
- Son una solución adecuada en aplicaciones de baja potencia por que permiten generar energía en condiciones de operación a bajas rpm.
- Se pueden diseñar de acuerdo a la aplicación específica y acoplar directamente al sistema motriz.
- Están contruidos con materiales que se pueden obtener en el mercado con relativa economía.
- Su manufactura para aplicaciones de baja potencia, no requiere maquinaria sofisticada y/o costosa.

En esencia, un generador de imanes permanentes funciona con un conjunto de imanes que giran frente a unas bobinas que se consideran fijas. Existen dos tipos principales, de flujo radial cuando el flujo del campo magnético opera perpendicular al eje de giro y de flujo axial, cuyo flujo de campo magnético opera paralelo al eje de giro (Figura 47).

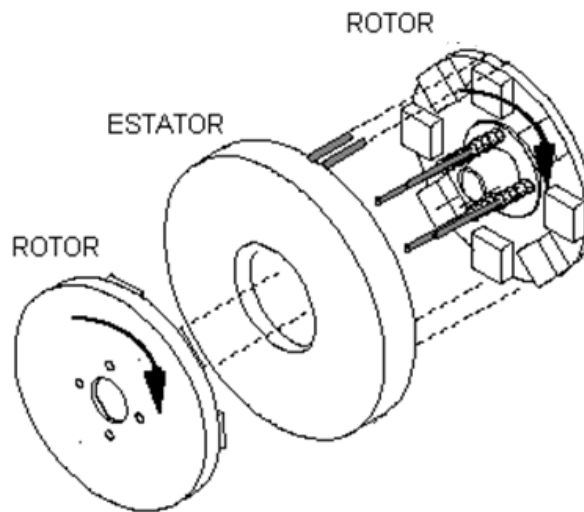


Figura 47. Ensamble de un alternador de imanes permanentes de flujo axial.

Fuente: <http://aerogeneradores-energia-eolica.blogspot.com>.

Por su sencillez de construcción y desarrollo de materias primas el alternador de flujo axial es el más usado en aerogeneradores actualmente. La configuración estándar consta de un disco sobre el que van fijos los imanes y en cuya superficie se distribuyen equidistantes angularmente, como se aprecia en la figura 48<sup>16</sup>:

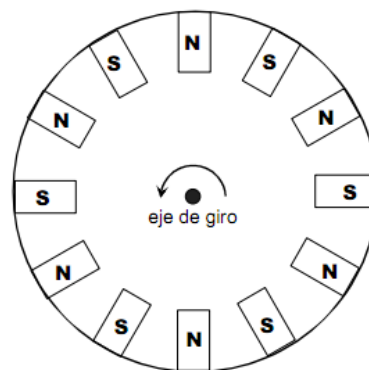
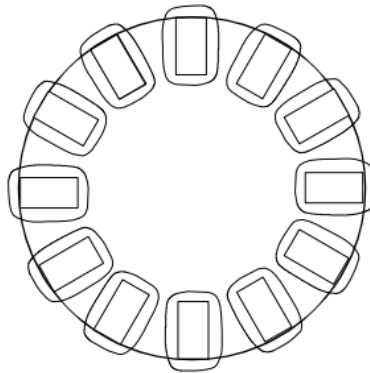


Figura 48. Distribución de imanes en un disco para un AIP.

Fuente: Joaquín Navasquillo H.

<sup>16</sup> Profesor Joaquín Navasquillo Hervás. Universitat de València. Dpto. Física Aplicada i Electromagnetisme.

Estos imanes giran por delante de un grupo de bobinas de  $N$  espiras cada una, que en el caso de un generador monofásico, coincide en número con el número de imanes. (Figura 49)



**Figura 49. Distribución de bobinas en un estator para un AIP.**

**Fuente: Joaquín Navasquillo H.**

Por la configuración descrita anteriormente, se le denomina rotor al disco que aloja a los imanes y estator al disco que soporta al conjunto de bobinas en el alternador.

La fuerza electromotriz (fem) inducida en cada una de las bobinas de este generador, se puede obtener a partir de la expresión de Lorentz, (fem inducida en un conductor móvil en el seno de un campo magnético) puesto que aunque, son los imanes los que se mueven realmente por delante de las bobinas, puede considerarse que éstos están quietos y son las bobinas las que giran en el sentido contrario, enfrente de los imanes.

La fem inducida en un segmento conductor que se mueve con un movimiento circular en el seno de un campo magnético paralelo al eje de giro (perpendicular al círculo). (Figura 50)

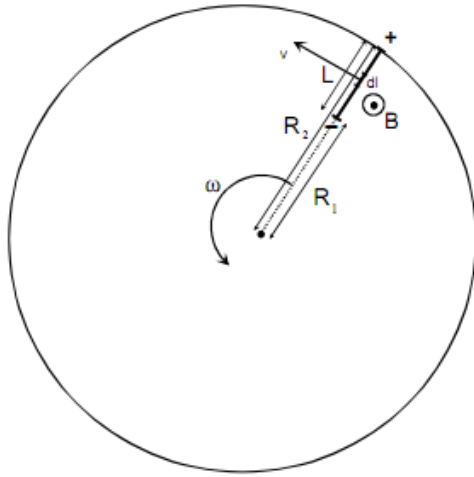


Figura 50. fem inducida en un segmento de conductor para un AIP.

Fuente: Profesor Joaquín Navasquillo H.

$$\begin{aligned}
 \varepsilon &= (\mathbf{v} \times \mathbf{B})dl \\
 &= vBdl \\
 &= rBdl = B \int_{r_1}^{r_2} r dr = B \frac{r_2^2 - r_1^2}{2} = B \frac{r_2 - r_1}{2} (r_2 + r_1) \\
 \varepsilon &= B \frac{r_2 + r_1}{2} L \quad (4.19)
 \end{aligned}$$

Donde:

$\varepsilon$ : fem inducida [V]

$\omega$ : Velocidad angular [ $s^{-1}$ ]

B: Intensidad de campo magnético [T]

$r_1$ : radio menor del segmento [m]

$r_2$ : radio externo del segmento [m]

L: longitud de segmento [m]

Esta expresión es la fem inducida en un segmento conductor cuando se mueve enfrente de un imán con su campo magnético perpendicular al círculo.

Se considera que una bobina de N espiras, está formada por N segmentos conductores en cada uno de los dos lados radiales de la misma.

Entonces, la fem generada en la bobina, será N veces la generada en una de sus espiras

$$\varepsilon = B (r_1 + r_2) NL \quad (4.20)$$

La expresión corresponde a la fem alterna máxima, o de pico, inducida en la bobina. La fem *eficaz* será:

$$\varepsilon = \frac{1}{\sqrt{2}} B (r_1 + r_2) NL \quad (4.21)$$

En la expresión, la fem eficaz inducida en una bobina de un generador de flujo axial, es proporcional a la velocidad angular en revoluciones por minuto (rpm), en cuyo caso se tendría la expresión

$$\varepsilon = 0.074 \text{ rpm } B (r_1 + r_2) NL \quad (4.22)$$

Las rpm es la velocidad de giro de la bobina expresada en vueltas o revoluciones por minuto,  $r_2$  es el radio del disco de hierro donde van pegados los imanes, y  $r_1$  es igual a  $r_2$  menos la longitud radial, o altura radial, del imán,  $r_1 = r_2 - L$ . (Ver figura 50)

$B$  es el campo magnético creado por los imanes, que son de Neodimio que pueden llegar a valer hasta 5000 gauss, esto es 0,5 Teslas.

La expresión es aproximada, siendo tanto más exacta, cuantos más imanes hay en el disco de giro y, consecuentemente menos espiras tenga la bobina.

La expresión aun siendo aproximada, permite predecir la fem que se generará en una bobina de un generador de flujo axial en función de la velocidad angular, en rpm, del giro del disco de imanes, dando un valor que es ligeramente superior al valor real.

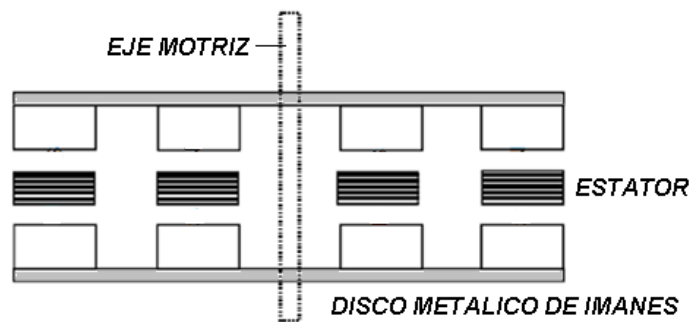
Para obtener un valor más real con la expresión, se puede introducir un factor geométrico, que cuenta con la superficie del campo magnético. Como todo el disco no está repleto de imanes, sino que hay una separación entre ellos, el factor geométrico corrector de la expresión es la superficie de todos los imanes dividido por la superficie total de la corona circular donde están colocados los imanes:

$$f_c = S_{\text{imanes}} / S_{\text{corona circular}}$$

$$\varepsilon = f_c 0.074 \text{ rpm } B (r_1 + r_2) NL \quad (4.23)$$

Para aumentar la fem, se colocan varias bobinas, tantas como imanes para un generador monofásico, que se pueden conectar en serie o en paralelo, formando grupos de bobinas, en cuyo caso se multiplica el valor de la fem de una bobina, por el número de bobinas conectadas. Además, se montan dos discos de imanes enfrentados entre sí, separados de modo que en medio de los imanes se pueden colocar las bobinas, en cuyo caso hay e doble número de imanes que de bobinas.

Los polos de dos imanes enfrentados entre sí deben ser opuestos, como se ve en la figura 51.



**Figura 51.Fem Disposición general de los discos rotor y estator para un AIP.**

**Fuente: Profesor Joaquín Navasquillo H.**

Los rectángulos en blanco son los imanes, cuyos polos son las caras perpendiculares al papel, y por tanto el campo magnético está contenido en el plano del papel. Los rectángulos rayados representan las bobinas situadas entre los polos opuestos de los dos imanes enfrentados.

Es conveniente que los dos grupos de imanes estén fijos a sendos discos de hierro, ya que intensifican el campo magnético en la dirección del lado del imán.

### **Cálculo y diseño del alternador**

El alternador estará acoplado directamente al eje de la turbina, esto con el propósito de minimizar pérdidas en la transmisión de movimiento de la turbina al alternador.

Los imanes que se utilizarán para la fabricación del alternador tienen las siguientes especificaciones:

- Material: Neodimio Grado N45(tierras raras)
- Dimensiones: (largo x ancho x alto) = 46 x 21x10

- Campo Magnético: 5500 Gauss (0.55T)

Con el propósito de fabricar un generador monofásico, se decide trabajar con un número de 6 imanes por disco y seis bobinas conectadas en serie. El diseño y configuración geométrica del alternador obedece a restricciones de tamaño, costos y compatibilidad con las condiciones de operación de la turbina. (Figura 52)

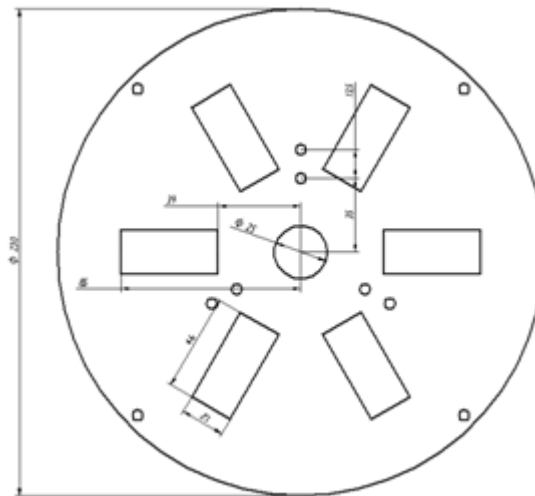


Figura 52. Disposición geométrica general para uno de los discos del rotor.

Fuente: Autores

$$\varepsilon = f_c 0.074 \text{ rpm } B \ r_1 + r_2 \ NL \quad (4.24)$$

$f_c = 0,5$  relación de áreas del total de imanes respecto a la corona circular entre  $r_1$  y  $r_2$ .

$\text{rpm} = 300$ , este valor se extrae de las condiciones de operación de la turbina a  $U=7[\text{m/s}]$ ,  $\text{TSR}=2$ .

$B =$  0,55 Teslas, de datos suministrados por el proveedor.

$r_1 =$  distancia del centro del disco al principio del imán, 0,039 m.

$r_2 =$  distancia del centro del disco al fin del imán, 0,086 m.

$N =$  número de bobinas a desarrollar, 6.

$L =$  longitud útil del alambre que pasa por el imán, 0,046 m.

El alternador se diseña para obtener un voltaje de 12 [v] a la velocidad de diseño de la turbina (300 rpm) Con el fin de poder usar la energía generada en aplicaciones de baja potencia.

Con seis bobinas la fem individual debe ser de 12 [V].

Despejando de 4.24

$$N = \frac{\varepsilon}{0,074 \text{ rpm } B (r_1 + r_2) L}$$

Reemplazando:

$$N = \frac{12}{0.074 \cdot 300 \cdot 0,55 \cdot (0,039 + 0,085) \cdot 0,046}$$

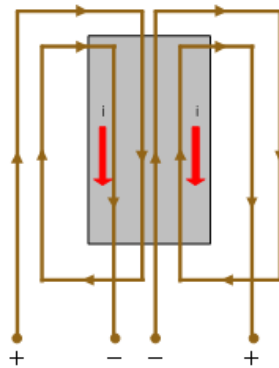
$$N = 344,6$$

Se distribuye este valor en las seis bobinas del estator, luego:

$$N_b = \frac{344,6}{6}$$

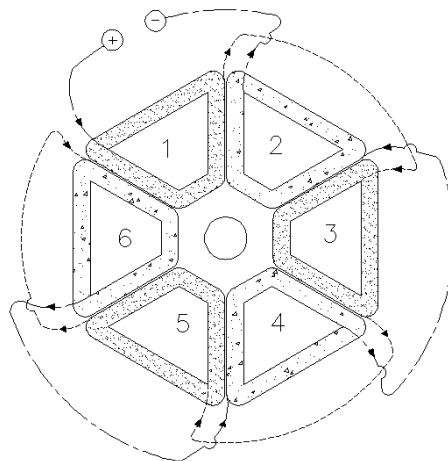
$$N_b = 57,43 \approx 60 \text{ vueltas}$$

Para la conexión del estator se debe planear una forma de conexión por grupos de bobinas (pares e impares), ya que en un instante dado los imanes estarán pasando sobre dos tramos de bobinas contiguas y si se conectaran consecutivamente se ocasionaría un voltaje en contrafase. (Figuras 53 y 54)



**Figura 53. Fem inducida por un imán en 2 bobinas consecutivas**

**Fuente: Autores**



**Figura 54. Disposición y conexonado propuesto para las bobinas en el estator**

**Fuente: Autores**

Esta distribución geométrica obedece a un tamaño de bobina tal que la longitud radial de estas es mayor o igual a la longitud del imán. Lo que se conoce como Longitud útil de la bobina 0.046 [m].

## 5. DISEÑO DE DETALLE Y CONSTRUCCIÓN

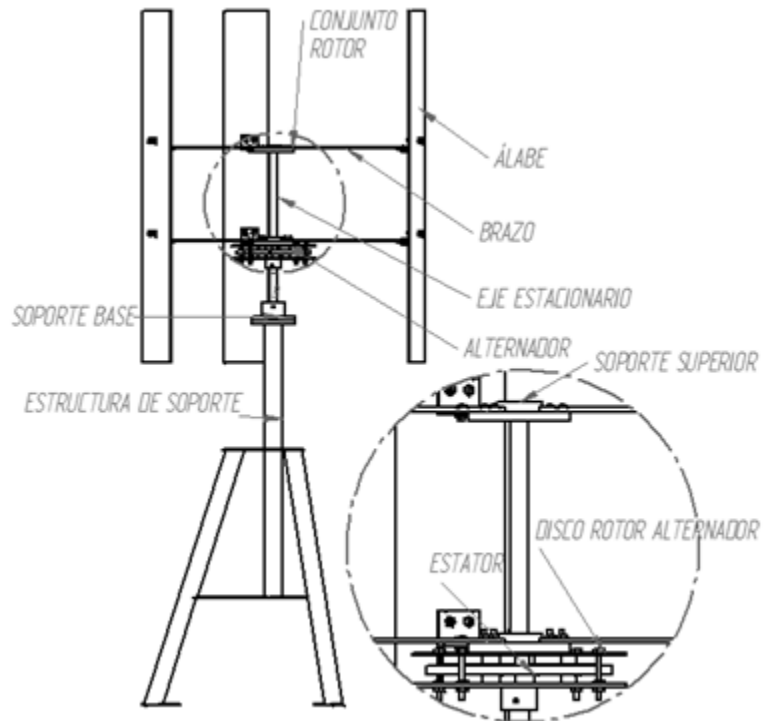


Figura 55. Principales componentes del prototipo

Fuente: Autores

En esta fase del desarrollo se tienen en cuenta los requerimientos de diseño enunciados en la sección 4.1, presentando los aspectos más importantes en el dimensionamiento de las partes y componentes que se consideran claves. (Figura 55)

## 5.1. ROTOR

Es el primer componente del sistema que interactúa con el viento para llevar a cabo el proceso de conversión, convirtiendo la energía cinética del viento en energía mecánica en el eje de la turbina. (Figura 56)

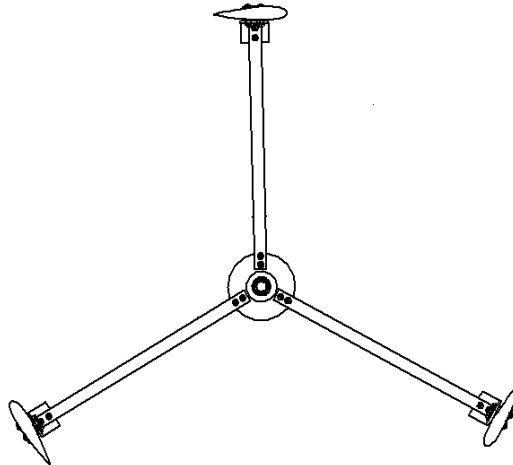


Figura 56. Configuración del rotor de tres palas.

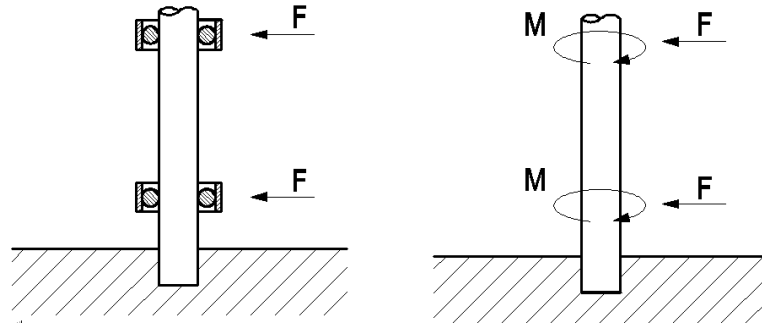
Fuente: Autores

### 5.1.1. Eje

El eje soportará las cargas transmitidas directamente por el conjunto de álabes y brazos, estas cargas incluyen efectos de flexión con carga dinámica, puesto que la rotación y la distribución de carga en los brazos fluctúan constantemente en cada revolución y depende de la velocidad angular de rotación.

Es conveniente que las cargas aerodinámicas transmitidas desde los brazos al eje, estén soportadas en dos puntos y que el eje este apoyado en la estructura en un punto, de manera similar a una viga empotrada en voladizo. Además, se

pretende que la altura de sujeción sea variable, con el fin de aumentar considerablemente la altura total del rotor en un momento dado. (Figura 57)



**Figura 57. Modelo eje estacionario vs eje rotativo.**

**Fuente: Autores**

Con el objeto de disminuir la inercia total del rotor en el arranque de la turbina y no someter el eje a efectos de carga combinada por flexión dinámica y torsión se decide implementar en el diseño el mecanismo de eje estacionario.

La carga crítica (dinámica) estimada, se determina sumando las contribuciones de cada brazo para una posición específica (ángulos de  $0^\circ$ ,  $120^\circ$  y  $240^\circ$ ) en el plano horizontal. La carga máxima resultante es de 179.76 [N]. Con la ayuda de SolidWorks, se simula el conjunto soporte-eje para calcular los esfuerzos de von Mises y el factor de seguridad. En la Figura 58, se observa que el máximo valor generado en la simulación,  $2,153 \times 10^7$  [N/m<sup>2</sup>] representa alrededor del 7% del límite elástico del acero AISI-SAE 1020, ( $3.51 \times 10^8$  [N/m<sup>2</sup>]) y el factor de seguridad dado para este diseño (Figuras 58 y 59).

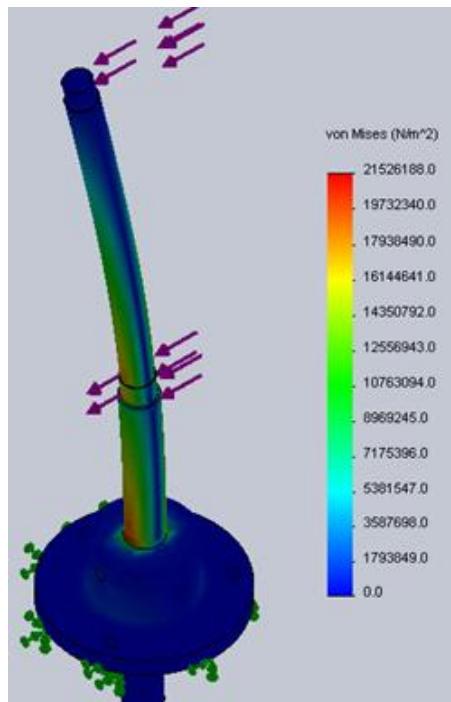


Figura 58. Distribución de Esfuerzos de von Mises

Fuente: Autores

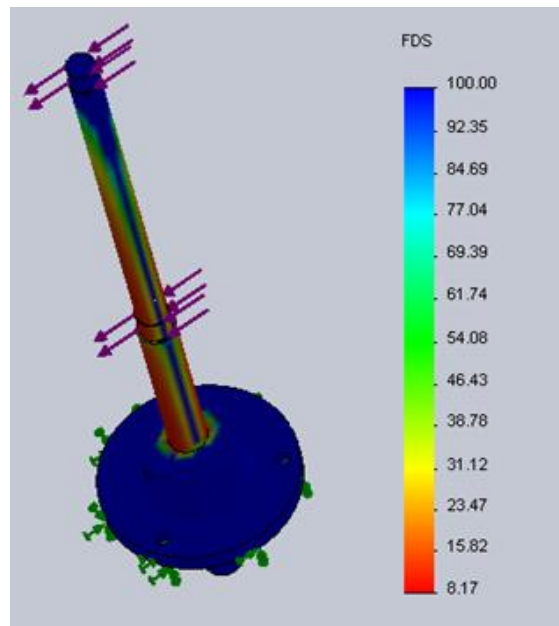


Figura 59. Determinación del factor de seguridad para el sistema soporte-eje.

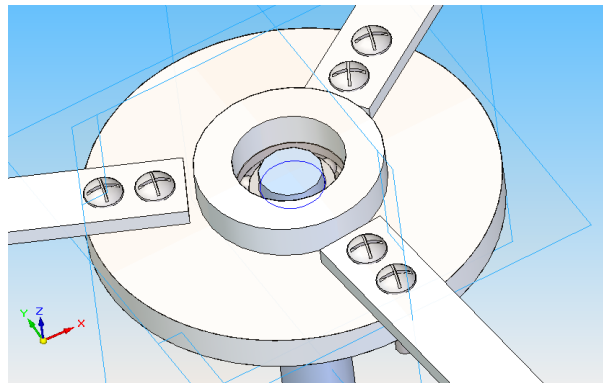
Fuente: Autores

### 5.1.2. Brazos

En vientos fuertes, los brazos de la turbina pueden verse sometidos a cargas combinadas complejas, tales como: axial, de flexión, cortante y fatiga, todas actuando al mismo tiempo. Con el fin de reducir los costos y el peso mientras que se maximiza su resistencia, se propone utilizar platina comercial de aluminio de 3/4" x 3/16".

Adicionalmente, la cara de este perfil enfrentada a la corriente de viento, ofrece poca resistencia de arrastre, en un intento de disminuir pérdidas aerodinámicas.

Los brazos están conectados al eje por medio de discos en aluminio, los que a su vez alojan rodamientos que van sujetos al eje, uno en el extremo superior y otro en la parte inferior, tal como muestra la figura 60.



**Figura 60. Detalle sujeción de brazos.**

**Fuente: Autores**

Para determinar el comportamiento estructural de este conjunto se propone utilizar SolidWorks en un escenario de viento crítico,  $U=15$  [m/s],  $TSR=2$ , donde la fuerza

máxima de compresión y tensión es de 89.88 N distribuida en ambos brazos correspondiente a los ángulos de  $110^\circ$ ,  $250^\circ$ , etc. Teniendo en cuenta el área de la sección transversal de la platina de aluminio ( $9.04 \times 10^{-5} \text{ m}^2$ ), se obtienen esfuerzos máximos de tensión y compresión de 496.645 [KPa] en cada brazo. (Figuras 61 a 63)

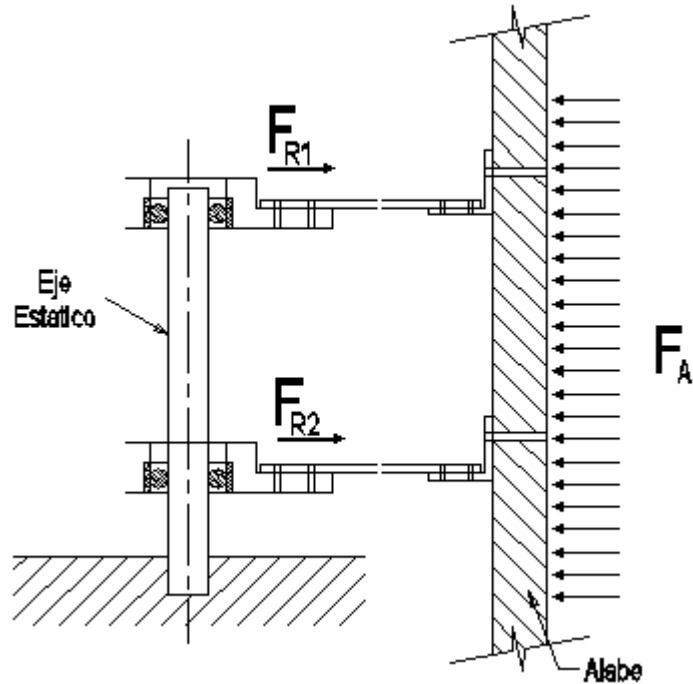
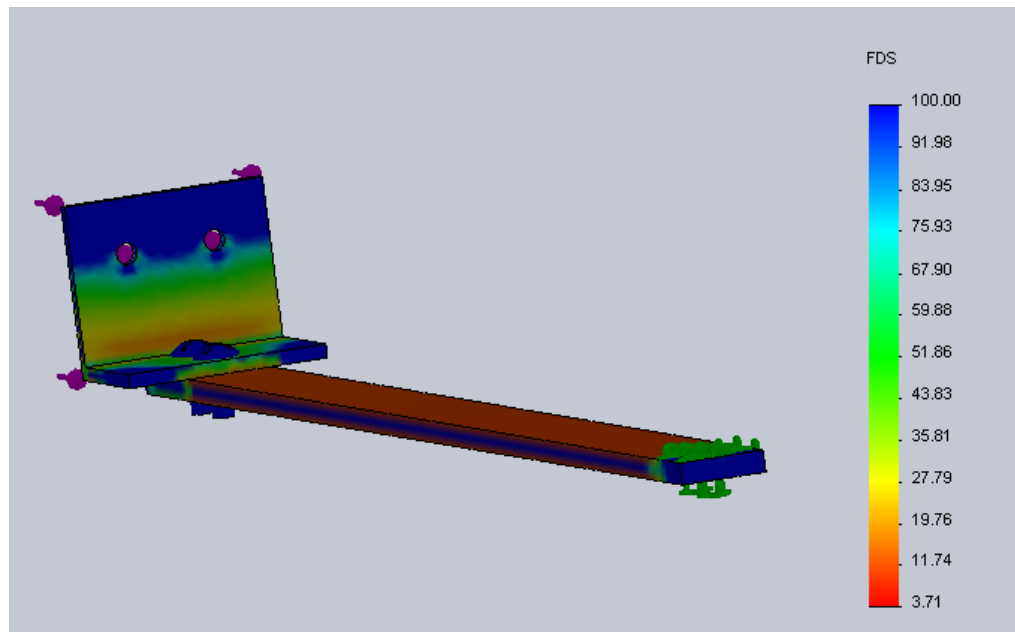


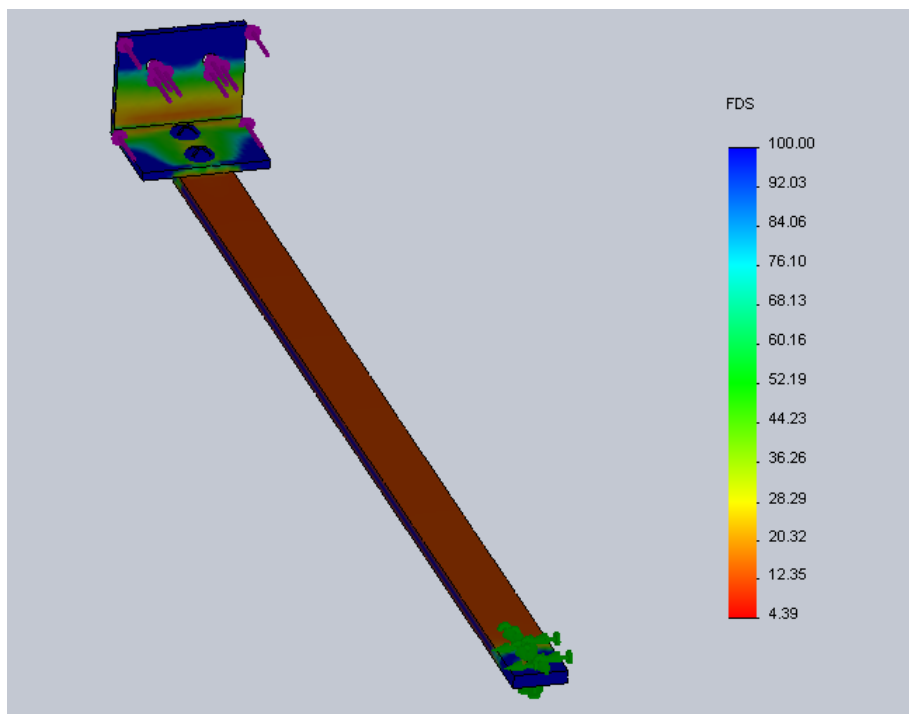
Figura 61. Cargas actuantes en el sistema de sujeción.

Fuente: Autores



**Figura 62. Cargas máximas de compresión en los brazos.**

**Fuente: Autores**



**Figura 63. Cargas máximas de tensión en los brazos**

**Fuente: Autores**

El anclaje de los brazos a los discos de aluminio se hace mediante tornillos 3/16"Ø x 1/2" de acero ASTM-A36, cuyo módulo de cortante es mucho mayor al esfuerzo aplicado ( $7.93 \times 10^{10} \text{ Pa} \gg 1.262 \times 10^6 \text{ Pa}$ ). De manera que no se hace necesario un análisis más profundo sabiendo que cada tornillo estará soportando un 0.01% de su resistencia máxima a cortante.

### 5.1.3. Discos de Soporte

Los discos de sujeción al eje serán fabricados en aluminio ya que su bajo peso supone una disminución del momento de inercia al arranque de la turbina y a la vez, sus características de resistencia a la corrosión y su fácil maquinado brindan ventajas adicionales comparado con otro material comercial como el acero. (Figura 64)

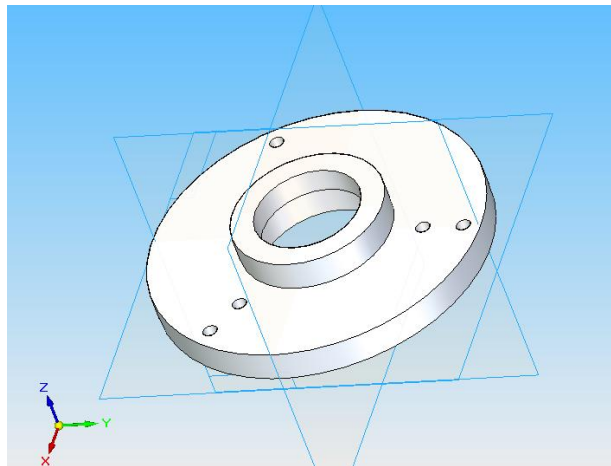


Figura 64. Disco de soporte.

Fuente: Autores

#### **5.1.4. Selección de Rodamientos**

Para el ensamble del prototipo, la elección de los rodamientos es un factor importante ya que estos permitirán el movimiento relativo entre los platos soporte que van conectados directamente a los brazos y el eje estacionario.

Las cargas a las que se verán sometidos incluyen efectos radiales que varían continuamente en el plano que contiene el plato soporte de aluminio (para cada caso) y las propias producidas por los pesos de los elementos, soportando más carga el rodamiento inferior ya que este debe sostener el conjunto que incluye los componentes del alternador.

El tipo de rodamiento que se selecciona es de la serie baja fricción (Ina/Fag 60..-2Z) con el objetivo de minimizar pérdidas por este factor en el eje de la turbina. (Figura 65)

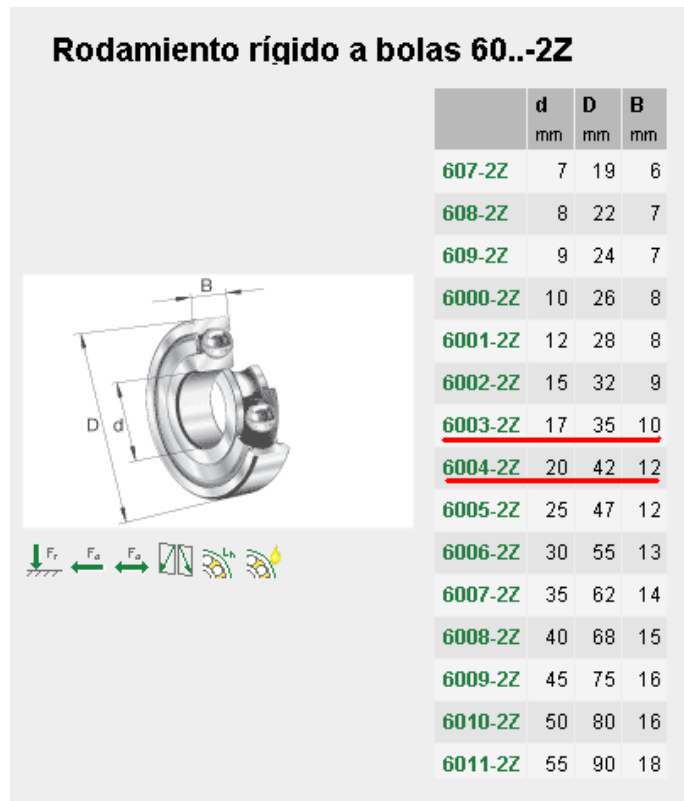


Figura 65. Selección de rodamientos Medidas principales según DIN 625-1.

Fuente: Ina/Fag Inc. <http://medias.schaeffler.com/>

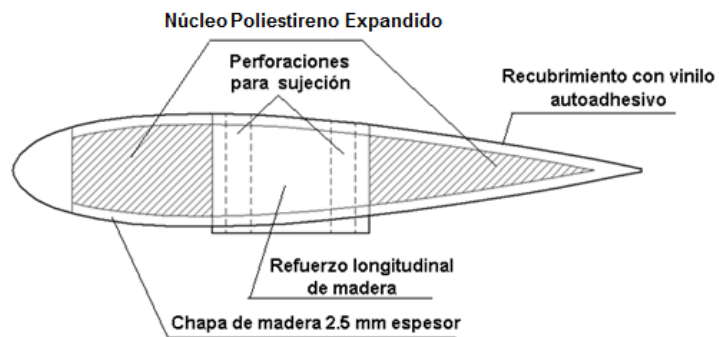
De acuerdo a este catalogo, se tiene que la carga dinámica radial máxima que pueden soportar los rodamientos supera ampliamente la carga crítica de diseño calculada (49,98 N). Los valores de carga máxima estática y dinámica, así como las dimensiones principales se listan en el Anexo V.

### 5.1.5. Álabes

La selección apropiada de los álabes para este rotor tripala es una de las decisiones más importantes del diseño, puesto que diferentes perfiles poseen diferentes ventajas y desventajas que deben ser puestas en consideración, estas se discutieron en la sección 4.4.3.

Su construcción se desarrolló siguiendo el procedimiento de fabricación de álabes para aeromodelo, ya que estarán sometidos tanto a similares condiciones de carga como a números de Reynolds (entre  $1e05$  y  $3e05$ ). Adicionalmente su construcción es relativamente económica y ofrece una aceptable relación Resistencia / Peso, con solo  $0,245$  [Kg/m].

En la figura siguiente se observa la sección transversal, y sus componentes de fabricación. (Figura 66)



**Figura 66. Sección transversal perfil aerodinámico NACA 0018 y componentes de fabricación.**

**Fuente: Autores**

A continuación se presentan algunas imágenes que describen el proceso de manufactura. (Figura 67)



**Figura 67. Etapas del proceso de fabricación de los álabes.**

**Fuente: Autores**

## **5.2. ESTRUCTURA DE SOPORTE**

Para este componente se propone el uso de una estructura en forma de trípode. Esta configuración presenta una ventaja relativa respecto de otras formas de posicionamiento en la base, ya que contiene todos los puntos de apoyo en un mismo plano, pudiendo nivelarse más fácilmente si el terreno presenta irregularidades.

Adicionalmente se plantea que las cargas y vibraciones transmitidas por el conjunto rotor (estacionario del rotor al eje central de la estructura) estén contrarrestadas en dos puntos de la misma. Tal y como se muestra en la figura 68 y 69.

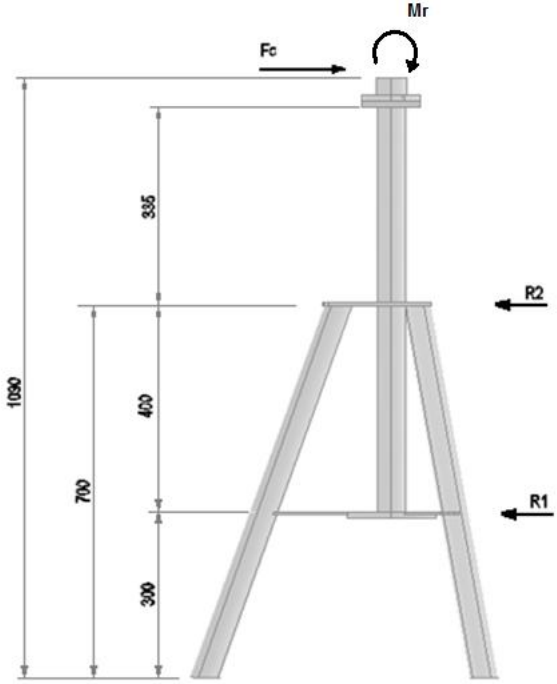
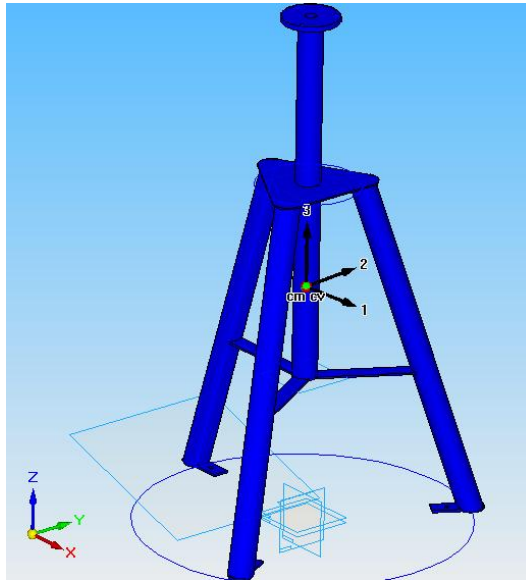


Figura 68. Diagrama de cuerpo libre para el vástago de la estructura.

Fuente: Autores



**Figura 69. Representación CAD de la estructura.**

**Fuente: Autores**

La tubería utilizada es de perfil redondo de 1 ½" Ø con espesor de pared de 2.2 [mm] que es comercialmente asequible, al igual que las platinas de refuerzo, ambos en acero laminado en caliente A36. Además, se construyó un conjunto de bridas para facilitar el montaje y desmontaje, fabricado en acero AISI-SAE 1020.

La estructura de soporte fue diseñada para ser rígida, durable y portable. En términos generales, los elementos deberían ser lo suficientemente estables como para soportar vientos de hasta 15 [m/s] según el estudio previo de potencial eólico.

Adicionalmente, el sistema debe ser montado y desmontado en una cantidad razonable de tiempo, alrededor de 20 min. Esto condujo a la selección de acero como material principal utilizando espesores no superiores a 1/8" [3.175mm] y soldadura con electrodo revestido AWSE6013 3/32Ø, apto para estos espesores. (Figura 70)

A pesar de su bajo peso, 13 [kg], la estructura presenta características de rigidez así como resistencia a los esfuerzos que serán comprobados mediante análisis CAE posteriormente.



**Figura 70. Construcción Estructura Soporte**

**Fuente: Autores**

Mediante la simulación en SolidWorks, la estructura se somete a una carga dinámica con una frecuencia de 6.7 hertz (a 450 rpm) y un valor de carga crítica de 269,64 [N]<sup>17</sup>. Donde los esfuerzos de von Mises son mínimos comparados con el límite elástico de  $2.5 \times 10^8$  Pa [N/m<sup>2</sup>], ver figura 71 y 72.

---

<sup>17</sup> Carga crítica estimada con una velocidad de viento de 21 [m/s], tres veces la velocidad de diseño.

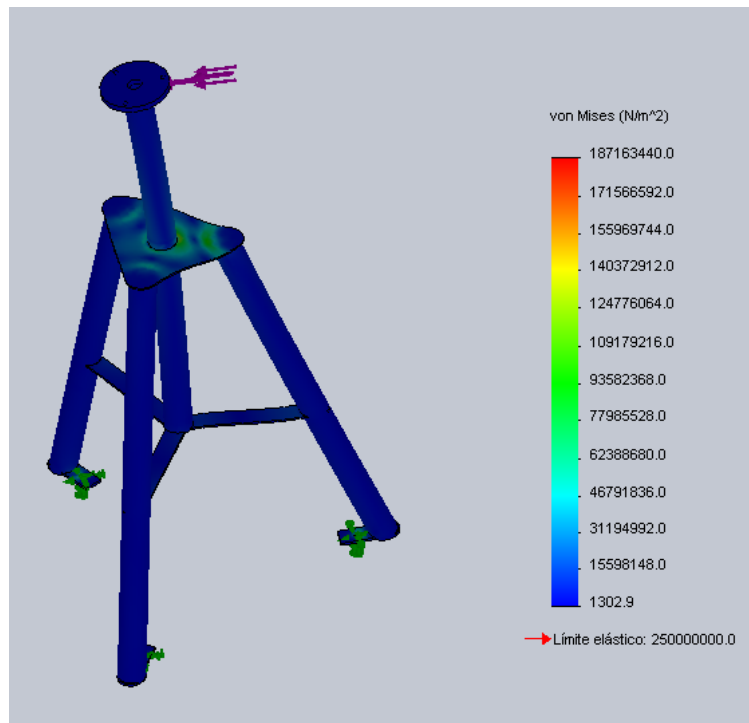


Figura 71. Simulación con carga dinámica para la estructura soporte.

Fuente: Autores

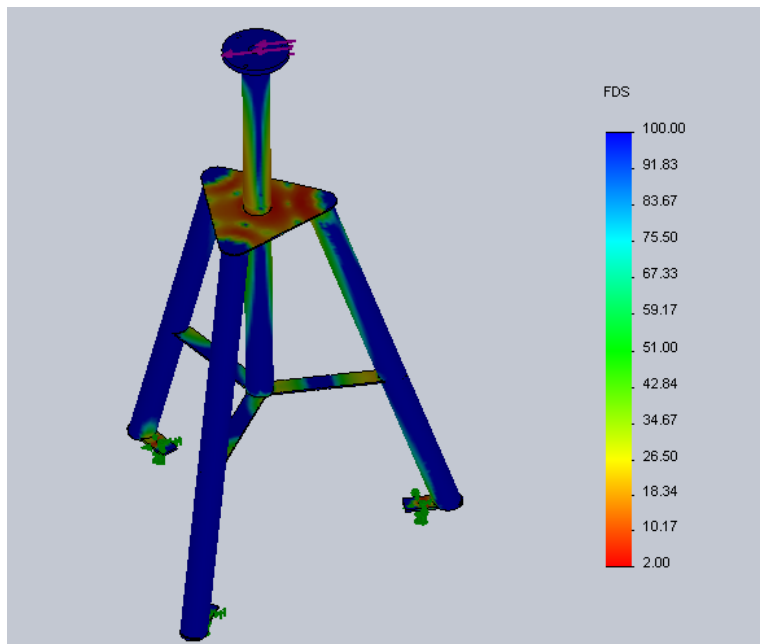


Figura 72. Factor de seguridad de la estructura sometida a carga crítica.

Fuente Autores

### 5.3. ALTERNADOR

De acuerdo a los aspectos mencionados en la sección 4.6 acerca del diseño del alternador, se procede a realizar la construcción de las piezas como sigue:

#### 5.3.1. Platos de Imanes

Con el objeto de concentrar el campo magnético, estos platos se construyen con lamina de acero (HR 1/8" ASTM A36) 3,175 [mm] (1,03 kg/disco) que es un espesor apropiado para este fin ya que se pretende encontrar un buen balance entre peso y capacidad para reflejar el campo magnético de los imanes. Se utiliza resina epoxica para adherir los imanes al disco, ya que este adhesivo brinda una soldadura firme entre ambas superficies y es comúnmente utilizado para este tipo de aplicaciones. (Figura 73)

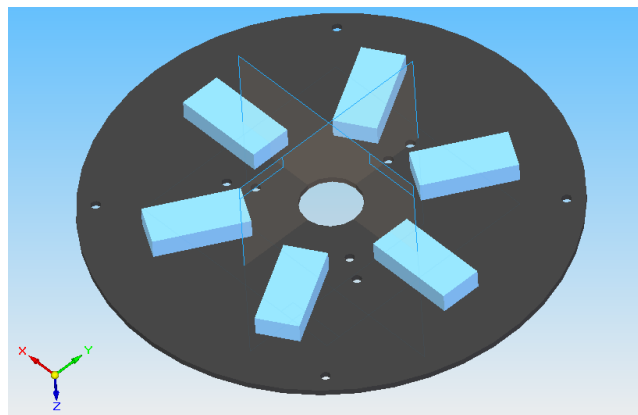


Figura 73. Disco metálico con imanes fijos

Fuente: Autores

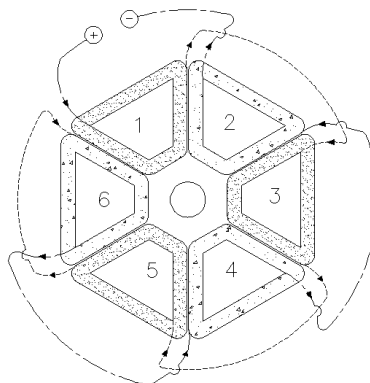
### 5.3.2. Estator

La fabricación del estator comienza con el conformado manual de las bobinas, el número de vueltas se determinó en la sección 4.6 (60 vueltas) y el alambre a usar es del tipo esmaltado de cobre calibre de alambre AWG 19. Luego de conformar el juego de seis bobinas mediante proceso manual usando una plantilla diseñada según parámetros geométricos (ver sección 4.6), se realizan las conexiones de modo tal que se empalmen dos grupos de 3 bobinas (pares e impares) para luego ser conectados en serie. (Figuras 74 y 75)



**Figura 74. Conformado de bobinas.**

**Fuente: Autores**



**Figura 75. Disposición y conexión propuesta para las bobinas en el estator**

**Fuente: Autores**

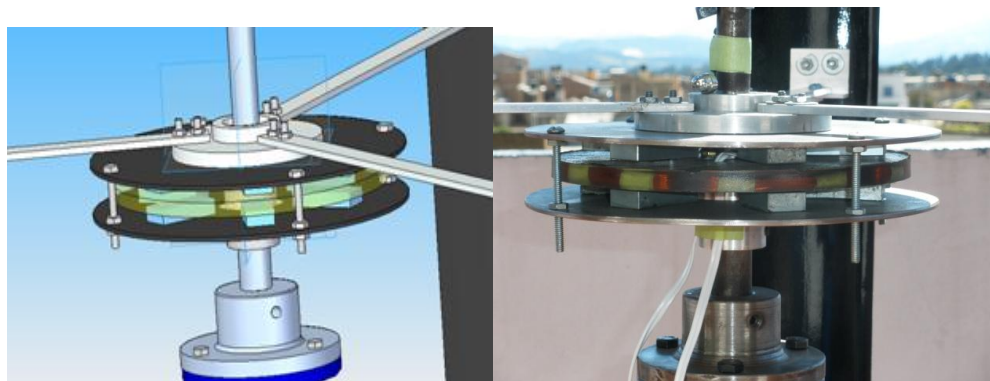
Posteriormente se disponen de acuerdo a la geometría descrita en el Capítulo4, luego se funden en una resina autopolimerizante, ampliamente usada para recubrimiento de circuitos eléctricos, esta proporciona soporte y protección de tipo dieléctrico y a condiciones de intemperie. (Figura 76)



**Figura 76. Proceso de fundición de la resina.**

**Fuente: Autores**

Al término del proceso de endurecimiento de la resina, el estator es ensamblado en medio de los dos discos metálicos garantizando una separación mínima entre imanes, como se muestra en la figura 77.



**Figura 77. Proceso de ensamble alternador.**

**Fuente: Autores**

Esta distancia entre discos de imanes es importante para evitar la dispersión del campo magnético entre las caras de dos imanes enfrentados y depende del espesor máximo del estator. Resulta de las restricciones geométricas de montaje, que para este caso es igual a 14 [mm].

### 5.3.3. Etapa de Rectificación de Corriente

Como es sabido la corriente que se produce en el generador es de tipo alterno. Por lo tanto se hace necesario implementar un circuito básico de rectificación de corriente que consta de un puente rectificador de onda completa de 4 [A] y un condensador electrolítico de 500 [μF] para que atenúe las fluctuaciones en la salida del valor de voltaje. (Figuras 78 y 79)

El voltaje  $V_L$  de la carga deberá tener un valor eficaz de  $V = 1,414 \overline{V_{RB}}$

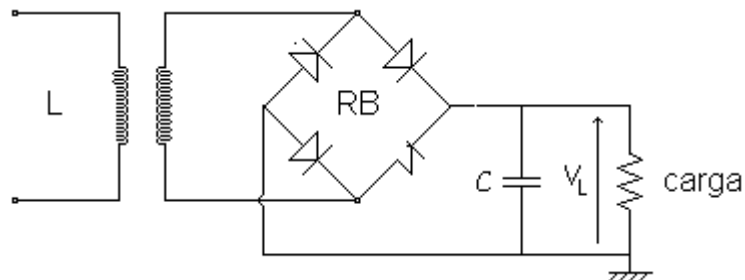
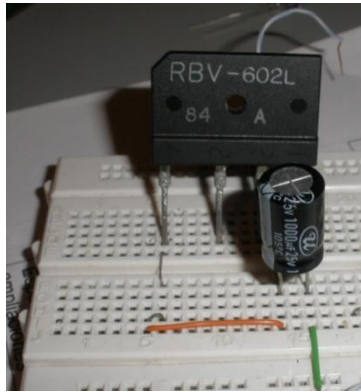


Figura 78. Diagrama del circuito de rectificación.

Fuente: Autores



**Figura 79. Imagen del circuito implementado de rectificación de corriente.**

**Fuente: Autores**

## 6. PRUEBAS Y RESULTADOS OBTENIDOS

Luego de verificar el diseño de detalle de los principales componentes del prototipo, se procede a su ensamble (Ver figura 80) con el propósito de realizar las respectivas pruebas.

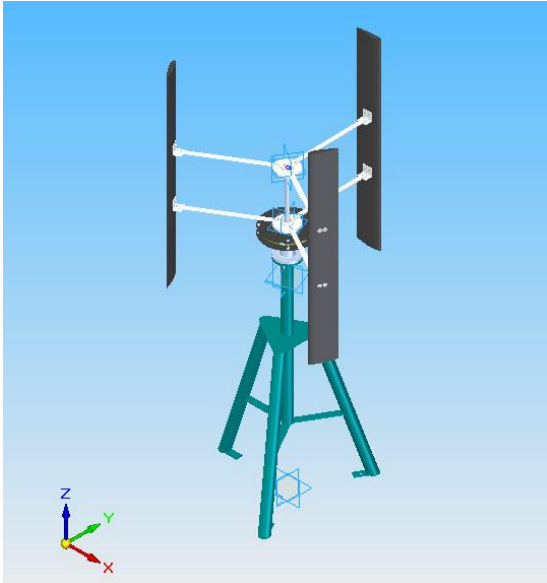


Figura 80. Modelo CAD en Solid Edge y montaje real del prototipo.

Fuente: Autores

## 6.1. COMPORTAMIENTO MECANICO DEL ROTOR

Para someter la turbina a velocidades de viento constantes, la condición ideal sería inducir el flujo de aire sobre el rotor de la misma, mediante un túnel de viento que garantice un flujo estable. Dado que en nuestro país el acceso a este tipo de equipos es realmente limitado, se debió recurrir a un sistema alternativo que puede brindar una aceptable aproximación respecto del procedimiento ideal.

Este procedimiento consistió en movilizar el prototipo sobre un vehículo que se mantiene en marcha a diferentes valores de velocidad constante; velocidad que es inducida sobre la turbina, debido al movimiento relativo del sistema con respecto al entorno. Esta prueba se realizó en horas de la mañana cuando generalmente la velocidad de viento atmosférico es casi nula<sup>18</sup>, con el objetivo de evitar alteraciones del valor local en el prototipo. (Figura 81)



**Figura 81. Procedimiento de medición**

**Fuente: Autores**

---

<sup>18</sup> Información meteorológica suministrada por la estación del Aeropuerto Alberto Lleras Camargo, de la ciudad de Sogamoso. Lugar donde se llevó a cabo este procedimiento.

Para el proceso de caracterización del rotor de la turbina es deseable obtener la capacidad de generación de par torsional en el eje mismo a ciertos valores de velocidad de viento constante, para esto se tomaron registros de velocidad angular (tacómetro de pulso electromagnético) contra tiempo (cronometro), desde que el rotor está completamente parado hasta la condición de desboque, a velocidades de viento razonablemente constantes. Teniendo el registro de  $\omega$  vs t, se derivó la velocidad de rotación, obteniendo el valor de aceleración angular instantánea.

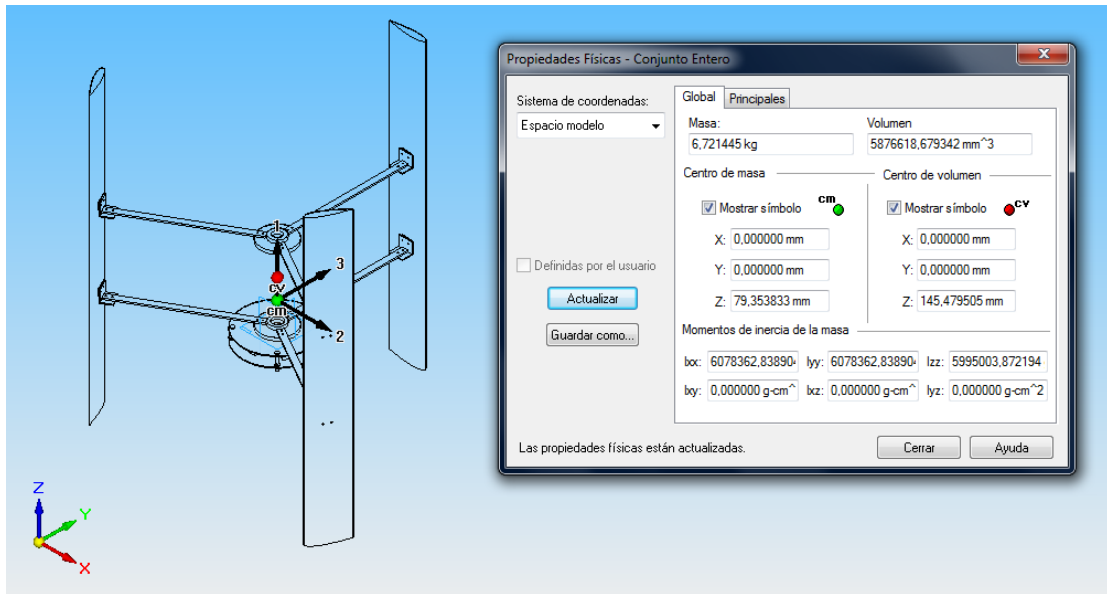
$$\alpha = \frac{d\omega}{dt} \quad (6.1)$$

Donde,

$d\omega$  : diferencial de velocidad angular [rad/s]

dt: diferencial de tiempo [s]

Por otro lado, se calculó el momento de inercia del conjunto motriz respecto de su centro de masa en el eje de giro. Este cálculo se efectuó experimentalmente y mediante la aproximación computacional, asignando la densidad real de cada uno de los componentes del conjunto en el entorno de ensamble Solid Edge. (Figura 82)



**Figura 82. Momento de inercia del conjunto motriz**

**Fuente: Autores**

$$I_{zz} = 5995003,87 \text{ gr} \cdot \text{cm}^2 \approx 0,6 \text{ kg} \cdot \text{m}^2$$

Esta constante multiplicada por la aceleración angular instantánea, devuelve el valor del torque instantáneo del rotor:

$$T = I * \alpha \quad (6.2)$$

Donde,

I: momento de inercia del rotor [kg/m<sup>2</sup>]

$\alpha$ : aceleración angular [rad/s<sup>2</sup>]

Adicionalmente se puede calcular la potencia instantánea con la expresión:

$$P = T * \omega$$

Los resultados de las pruebas realizadas y el procesamiento para obtención de la graficas Torque vs rpm a distintos valores de velocidad de viento U, se muestran a continuación. (Figuras 83 a 88)

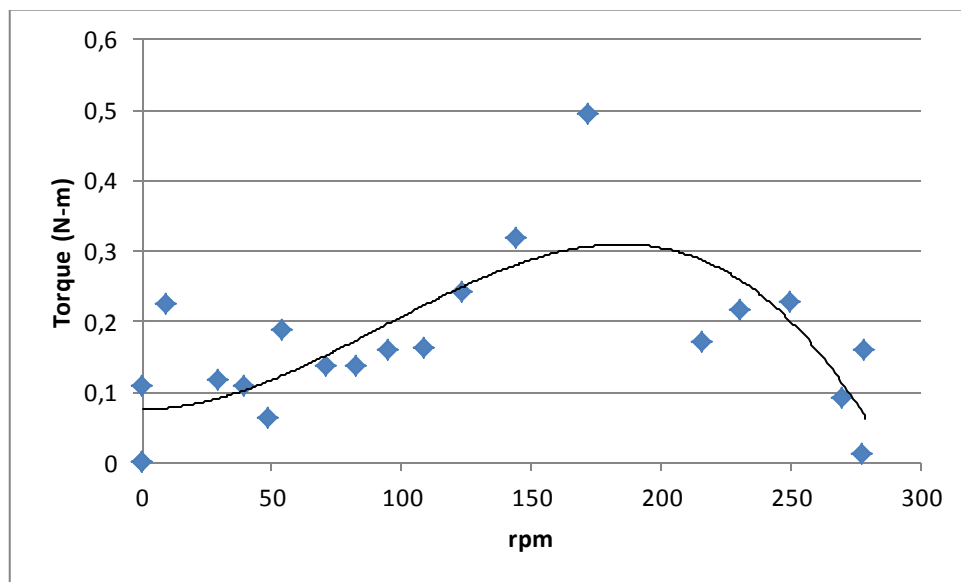


Figura 83. Curva T vs rpm @ U = 15 km/h (4,167 m/s)

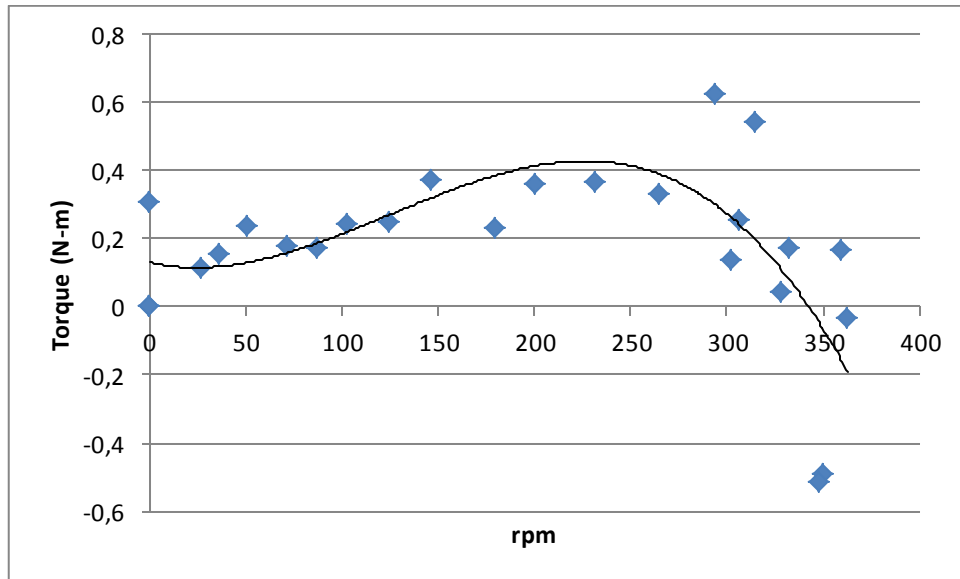


Figura 84. Curva T vs rpm @ U = 20 km/h (5,55 m/s)

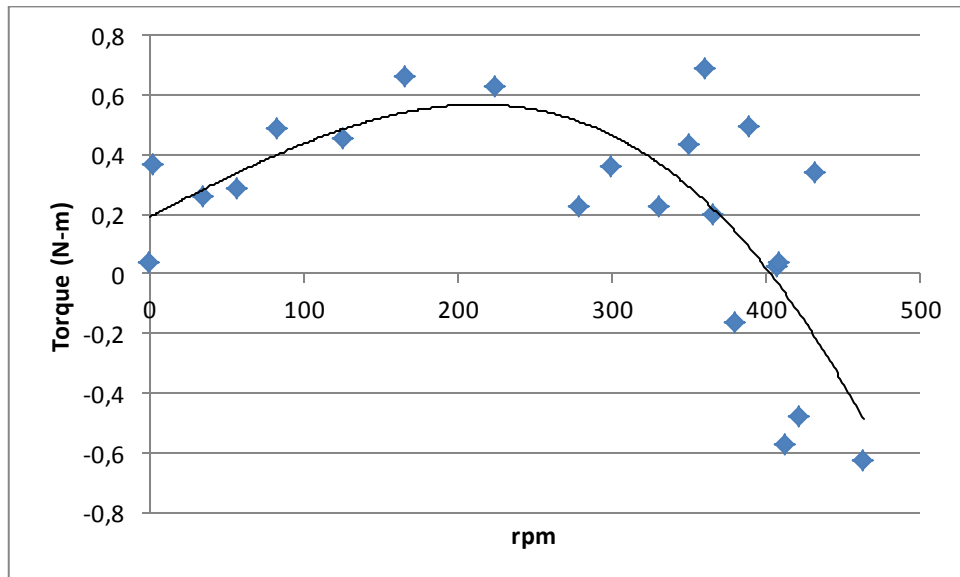


Figura 85. Curva T vs rpm @ U = 25 km/h (6,94 m/s)

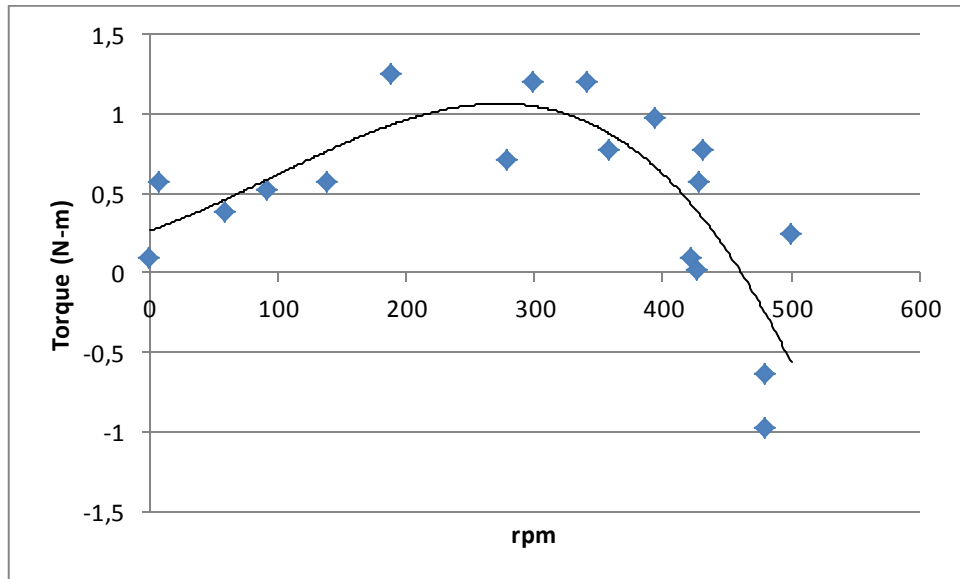


Figura 86. Curva T vs rpm @ U = 30 km/h (8,33 m/s)

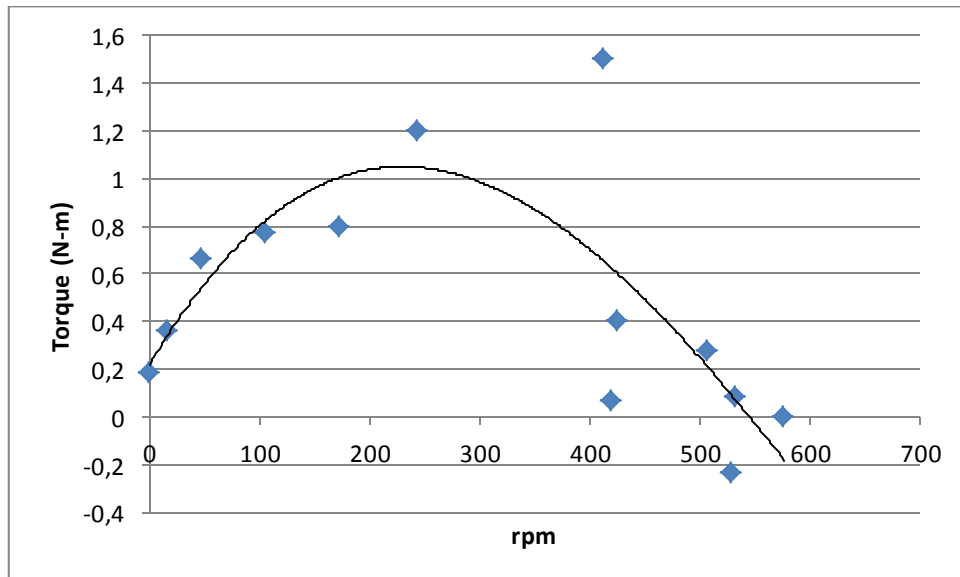


Figura 87. Curva T vs rpm @ U = 35 km/h (9,7 m/s)

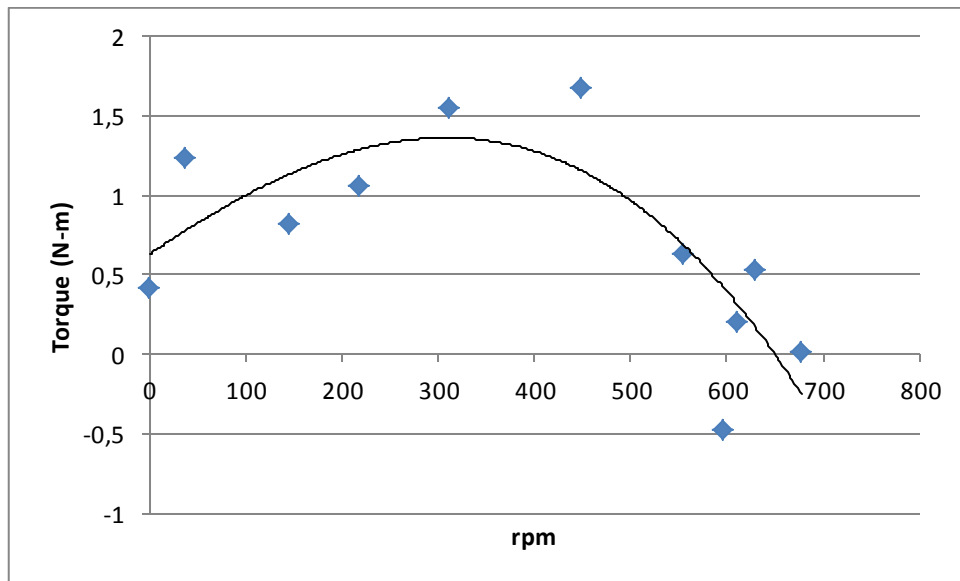


Figura 88. Curva T vs rpm @ U = 40 km/h (11,11 m/s)

En la siguiente gráfica muestra la dispersión de las pruebas realizadas, consolida el comportamiento mecánico del rotor a diferentes velocidades de viento.

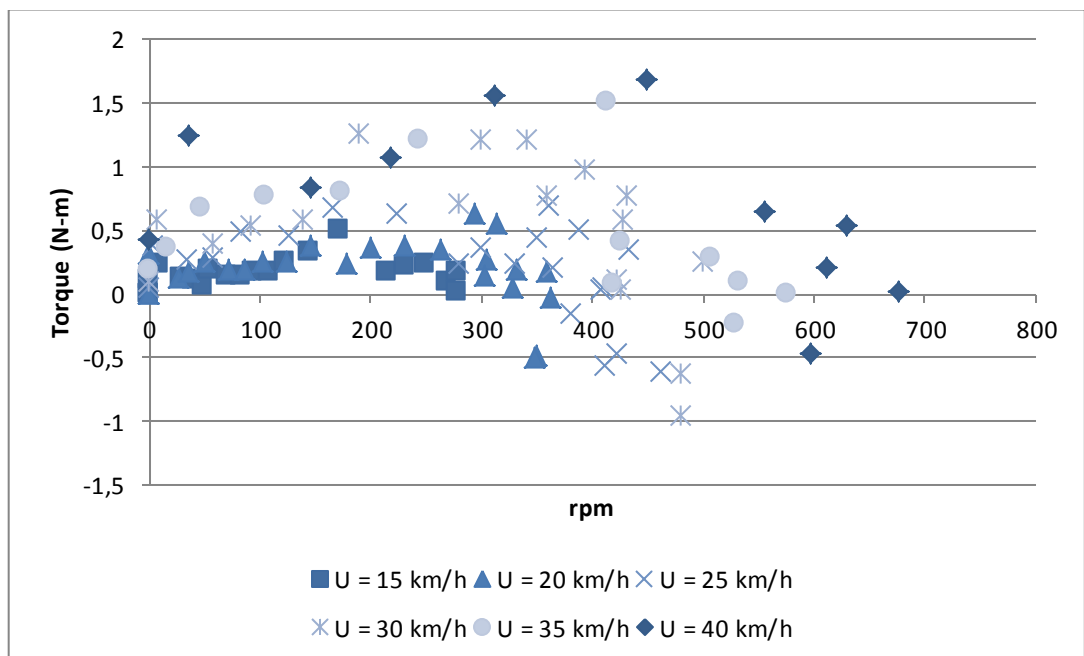
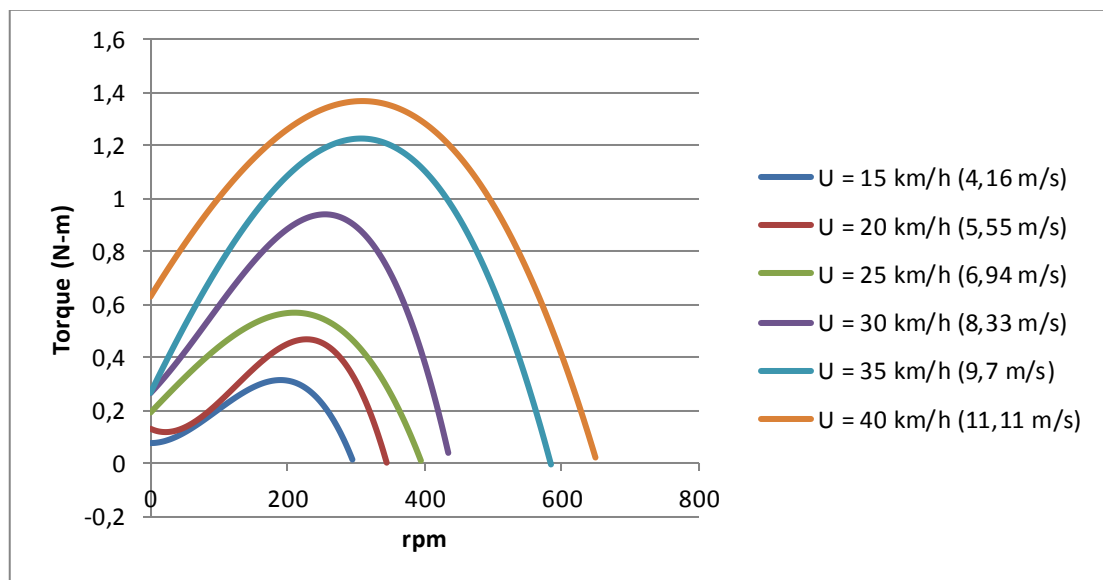


Figura 89. Diagrama de dispersión del comportamiento del rotor expuesto a diferentes velocidades de viento U.

Fuente: Autores

Esta dispersión en los datos recolectados obedece a la ausencia de sistemas óptimos de lectura y registro de información, así como a las variaciones de velocidad que se presentan cuando vientos externos incidieron en la turbina al encontrarse en movimiento. En consecuencia, como se observa en la siguiente gráfica, se realizó el ajuste correspondiente utilizando funciones polinómicas de grado 3, de manera que se visualice mejor el comportamiento del rotor, tal y como se presenta en la figura 90.



**Figura 90. Ajuste de la tendencia de resultados con funciones polinomiales de grado 3, representado en Torque Vs rpm.**

**Fuente: Autores**

Como se observa en la figura, la curva verde ( $U = 6,94 \text{ m/s}$ ), ilustra el comportamiento más próximo al valor de diseño del prototipo ( $7,04 \text{ m/s}$ ). Cuyo punto máximo representa aproximadamente 12,315 Vatios a 210 rpm. De la misma manera, la potencia mecánica máxima del prototipo con  $U = 11,11 \text{ m/s}$  equivale a aproximadamente 44,4 Vatios a 310 rpm.

## 6.2. CARACTERIZACION DEL ALTERNADOR

Inicialmente se describen las pruebas realizadas al alternador sin carga con el objetivo de determinar sus parámetros de operación. La primera prueba corresponde a la medición del voltaje generado a diferentes velocidades de rotación, registrando el valor obtenido a la salida del puente rectificador. (Figura 91)

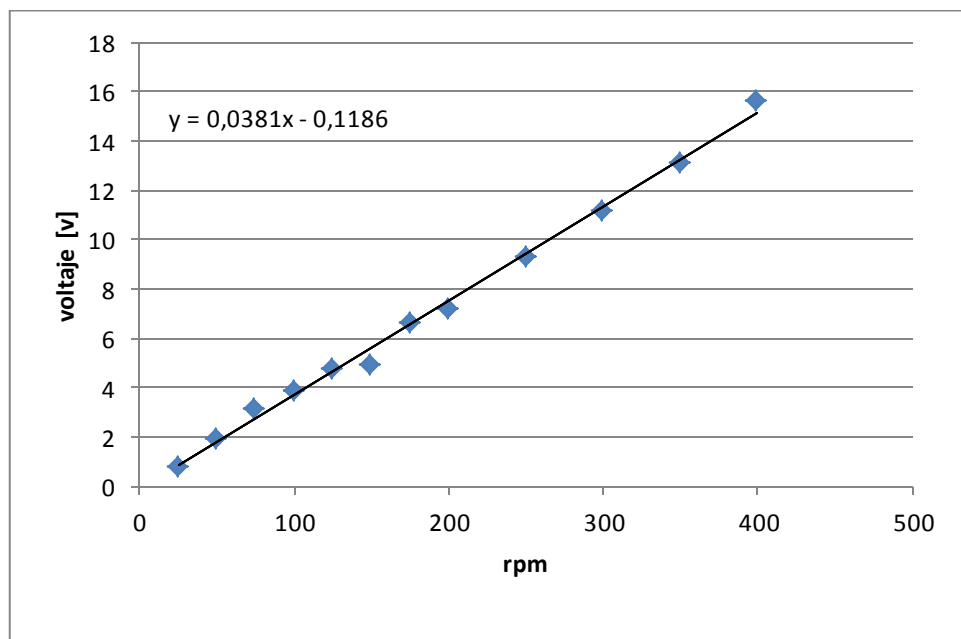


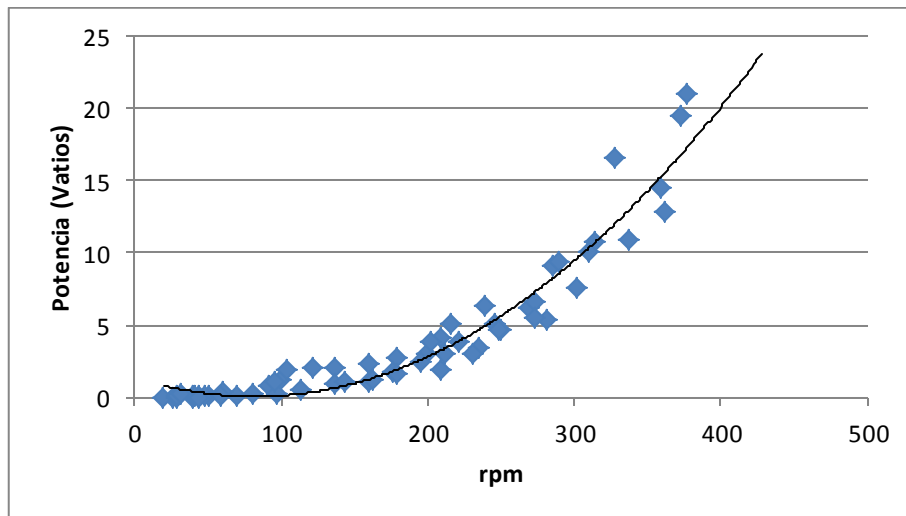
Figura 91. Voltaje a la salida del puente rectificador Vs rpm para el alternador en vacío.

Fuente: Autores

En esta grafica se evidencia que experimentalmente se logró un potencial ligeramente inferior al estimado en los cálculos de diseño (sección 4.6), es decir 11,2 Voltios a 300 rpm.

Ahora bien, para caracterizar el funcionamiento del generador se conecta una carga eléctrica conformada por 1 bombillo (12 V, 4Ω) y así obtener valores de

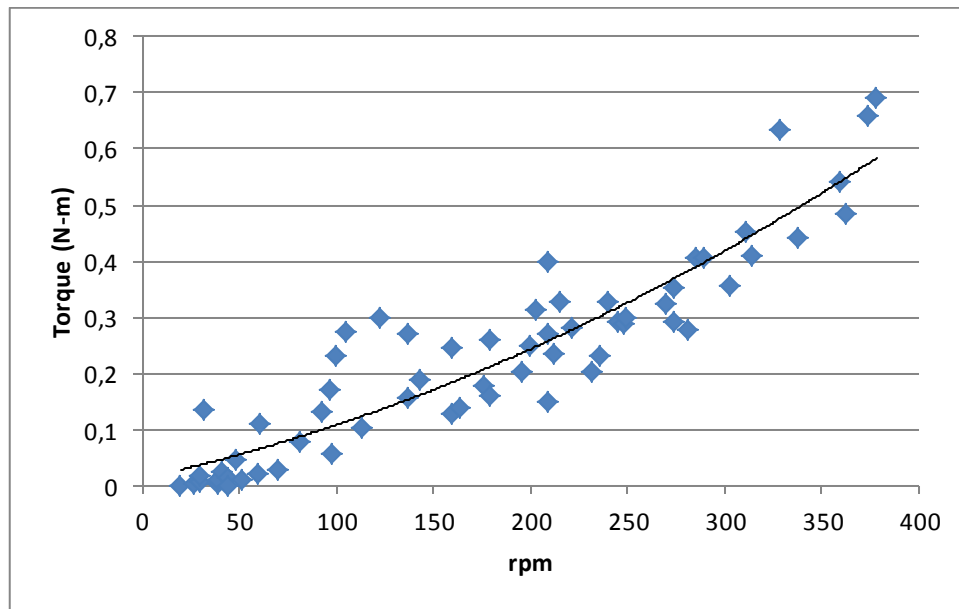
corriente eléctrica a diferentes velocidades de rotación. El objetivo de esta prueba es determinar la potencia útil que se puede extraer del generador, obtenida por la corriente total que circula por el circuito y el voltaje a la salida del puente de rectificación. (Figura 92)



**Figura 92. Comportamiento de la potencia generada.**

**Fuente: Autores**

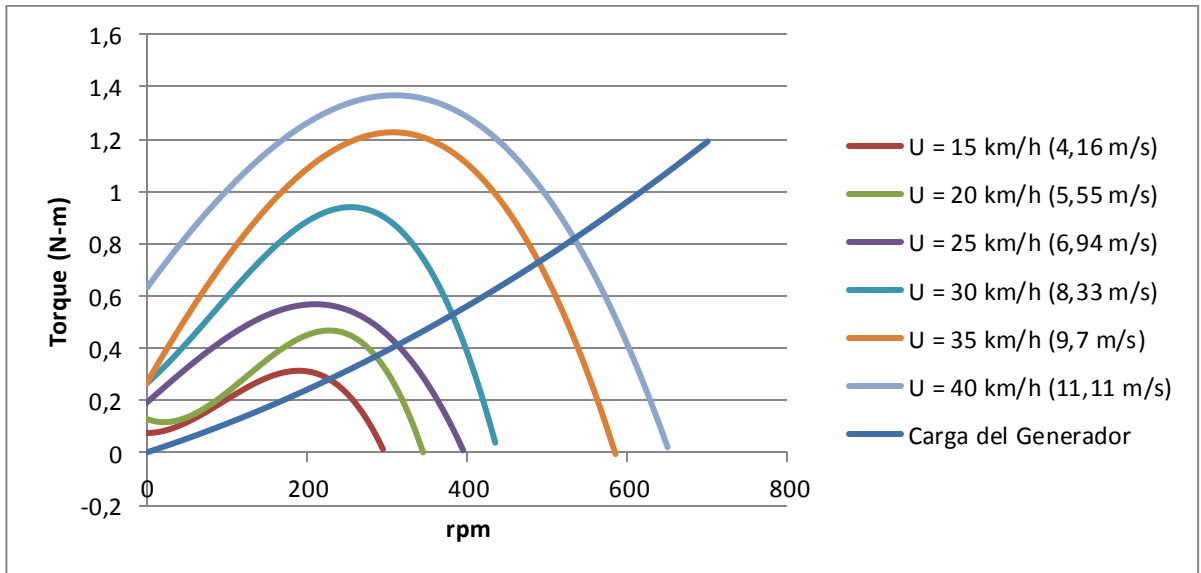
La curva de carga es esencialmente parabólica ya que la potencia del generador es proporcional a la velocidad angular e inversamente proporcional a la resistencia. Esta grafica también puede ser expresada en términos de torque, para lo que se deben estimar las perdidas internas en el estator. De esta manera se conoce el valor de torque mecánico que se debe ejercer al generador para obtener cierta potencia. (Figura 93)



**Figura 93. Curva Torque Vs rpm. Carga del generador.**

**Fuente: Autores**

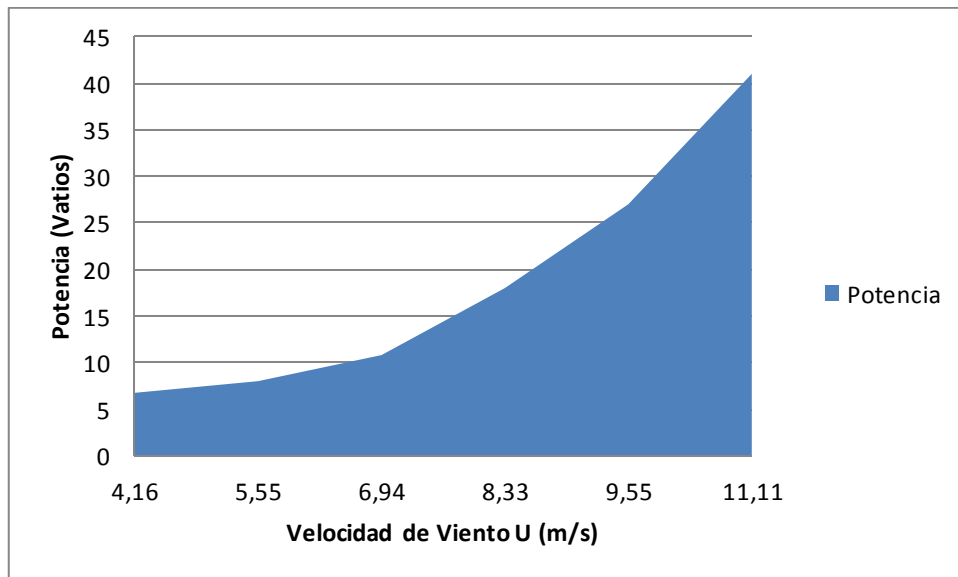
Finalmente, se comparan las curvas del comportamiento mecánico del rotor respecto de la carga impuesta. En la figura 94, se observa que la carga experimental no es la óptima para el rotor construido ya que no aprovecha los valores máximos de torque a medida que la velocidad de viento aumenta.



**Figura 94. Coincidencia del rotor para la carga impuesta en el generador.**

**Fuente: Autores**

La grafica que se muestra a continuación refleja el comportamiento general del prototipo a partir de las pruebas realizadas en campo. En esta se observa que la potencia máxima generada por la turbina es de aproximadamente 41 Vatios con una velocidad de 11,11 [m/s] y que a la velocidad de diseño, 7,04 [m/s] se obtienen 11,2 Vatios.



**Figura 95. Potencia generada por el prototipo a diferentes velocidades de viento.**

**Fuente: Autores**

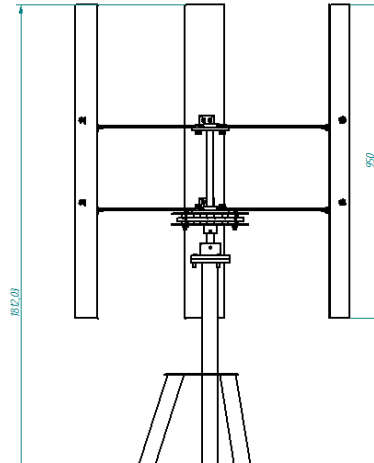
## **7. EVALUACIÓN TÉCNICA DEL PROTOTIPO**

Con el fin de establecer la factibilidad de la instalación de un sistema eólico de baja escala como el desarrollado en este trabajo, como primera medida se procede a elaborar una caracterización del prototipo, realizando una comparación con un equipo comercial de similares dimensiones y características (ficha técnica de un equipo comercial para establecer una comparación guardando las proporciones de escala).

Seguidamente se presenta un presupuesto de materiales y mano de obra con el fin de establecer los costos asociados a la fabricación del mismo.

Posteriormente se mencionan algunas aplicaciones factibles de bajo consumo para este tipo de turbinas.

## 7.1. ESPECIFICACIONES GENERALES DEL PROTOTIPO



<b>Tipo</b>	Turbina eólica eje vertical
<b>Principio de operación</b>	Fuerza ascensorial
<b>Dimensiones rotor</b>	850 x 950 mm
<b>Peso</b>	23 kg
<b>Numero de álabes</b>	3
<b>Solidez del rotor</b>	0,42
<b>Velocidad del viento al arranque</b>	3,5 m/s
<b>Velocidad para mínima potencia</b>	> 4 m/s
<b>Velocidad viento critica</b>	15 m/s
<b>Potencia / vel viento nominal</b>	11w @7 m/s
<b>Alternador</b>	Imanes permanentes de Neodimio, monofásico 6 pares de polos
<b>Sistema Frenado</b>	Carga Alternador

## 7.2. ESPECIFICACIONES HELIXWIND D100



### Specifications

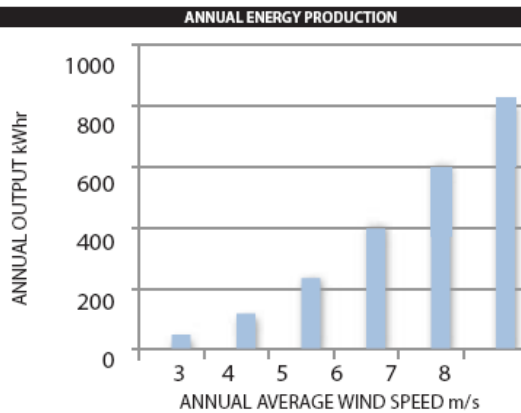
- \* Swept Area - 1.0m<sup>2</sup>
- \* Rotor Diameter - 1.0m (3.28')
- \* Blade Height - 1.0m (3.28')
- \* Rotor Construction - Epoxy glass resin blades
- \* Rotor Weight (without minipole) - 35kg (aprox. 77lb)
- \* Type - Vertical Axis Darrieus Rotor (VAWT)
- \* Generator - Permanent Magnet shrunk-on-disk rotor
- \* Cut-in Speed - Power producing at 3.5 m/s
- \* Braking System - Generator short circuit
- \* Safety System - Self Supplying Generator Control \*patent pending.
- \* Warranty - 5 year Limited Warranty. (Extended warranties available)

### Pricing Information

Retail Price: **\$4,800 USD**

Includes:

- 300W Darrieus vertical axis wind turbine
- Inverter - Windy Boy
- Additional power electronics



### 7.3. TABLA DE MATERIALES

GRUPO	COD	DESCRIPCION	Tipo Material	Material	Observaciones	Und	Und/ Pieza	Cant. Piezas	Total Unds	Peso / Und	Peso Total (kg)
<b>ROTOR</b>	R1	Alabes	ACCESORIO	MADERA BALSOL	-	Und	1,00	3,00	3,00	0,15	0,45
	R2	Brazos	PLATINA	PLATINA 3/16X3/4	A -36	m	0,37	6,00	2,22	0,71	1,58
	R3	Angulos	ANGULO	ANGULO 1/8X1 1/2	A -36	m	0,04	6,00	0,24	1,83	0,44
	R4	Discos	EJE	EJE Ø100mm	AISI/SAE 1020	m	0,04	2,00	0,08	61,65	4,93
	R5	Eje	EJE	EJE Ø25mm	AISI/SAE 1020	m	0,50	1,00	0,50	3,85	1,93
	R6	Rodamientos	ACCESORIO	RODAMIENTO	6003. 6004 INA-FAG	Und	1,00	2,00	2,00	1,60	3,20
	R7	Tornillos	TORNILLO	TORNILLO DE 3/16 X 1/2"	R.O.	Und	1,00	12,00	12,00	0,02	0,19
	R8	Arandela, Tuerca	TORNILLO	TORNILLO DE 3/16 X 1/2"	R.O.	Und	1,00	12,00	12,00	0,02	0,19
<b>Subtotal</b>								<b>44,00</b>			<b>12,90</b>
<b>ESTRUCTURA</b>	E1	Platina Triangulo	LAMINA	LAMINA HR 1/8"	A -36	m2	0,06	1,00	0,06	24,90	1,56
	E2	Platina Refuerzo	PLATINA	PLATINA 1/8X1 1/2	A -36	m	0,20	1,00	0,20	0,95	0,19
	E3	Platina Anclaje	PLATINA	PLATINA 1/8X1 1/2	A -36	m	0,10	3,00	0,30	0,95	0,29
	E4	Tubo	TUBO	TUBO NEGRO 1 1/2"	A -36	m	0,75	4,00	3,00	3,29	9,86
	E5	Muñon	EJE	EJE Ø4 - 3/8" 111,12mm	AISI/SAE 1020	m	0,05	1,00	0,05	16,56	0,83
	E6	Brida	EJE	EJE Ø4 - 3/8" 111,12mm	AISI/SAE 1020	m	0,01	1,00	0,01	16,56	0,17
	E7	Tornillos	TORNILLO	TORNILLO DE 5/16 X 11/2"	R.O.	Und	1,00	3,00	3,00	0,04	0,12
	E8	Arandela, Tuerca	TORNILLO	TORNILLO DE 5/16 X 11/2"	R.O.	Und	1,00	3,00	3,00	0,04	0,12
<b>Subtotal</b>								<b>17,00</b>			<b>13,13</b>
<b>ALTERNADOR</b>	G1	Discos Imanes	LAMINA	LAMINA HR 1/8"	A -36	m2	0,04	2,00	0,08	24,90	2,07
	G2	Imanes	ACCESORIO	NEODIMIO GRADO N45	-	Und	1,00	12,00	12,00	0,21	2,52
	G3	Estator	ACCESORIO	RESINA POLIUNILICA	-	Und	1,00	1,00	1,00	0,70	0,70
	G4	Buje Estator	EJE	EJE Ø42mm	A -36	m	0,05	1,00	0,05	10,88	0,54
	G5	Tornillos	TORNILLO	TORNILLO DE 1/4 X 2"	R.O.	Und	1,00	3,00	3,00	0,02	0,07
	G6	Arandela, Tuerca	TORNILLO	TORNILLO DE 1/4 X 2"	R.O.	Und	1,00	3,00	3,00	0,02	0,07
	G7	Prisioneros	TORNILLO	TORNILLO DE 3/16 X 1/2"	R.O.	Und	1,00	2,00	2,00	0,02	0,03
<b>Subtotal</b>								<b>24,00</b>			<b>6,01</b>
<b>TOTAL</b>								<b>85,00</b>			<b>32,04</b>

## 7.4. PRESUPUESTO

<b>DESARROLLO TURBINA</b>	
Álabes	\$210.000.00
Eje	\$70.000.00
Discos de apoyo	\$80.000.00
Rodamientos	\$16.000.00
Brazos	\$17.800.00
Tornillería	\$4.800.00
<b>TOTAL</b>	<b>\$398.600.00</b>
<b>DESARROLLO GENERADOR</b>	
Imanes de Neodimio	\$174.000.00
Discos de acero	\$52.675.00
Alambre para embobinar	\$40.000.00
Resina epóxica	\$10.000.00
Buje estator	\$8.000.00
Tornillería	\$1.600.00
<b>TOTAL</b>	<b>\$296.225.00</b>
<b>DESARROLLO ESTRUCTURA</b>	
Platinas	\$ 84.649
Tubo	\$33.000.00
Muñón	\$17.000.00
Tornillería	\$1.200.00
<b>TOTAL</b>	<b>\$135.849.00</b>
<b>OTROS COSTOS</b>	
Insumos y Transportes	\$150.000.00
Imprevistos	\$140.000.00
<b>TOTAL</b>	<b>\$290.000.00</b>
<b>TOTAL PROYECTO</b>	<b>\$1.120.674.00</b>

Tabla VII. Financiación del proyecto

## 7.5. APLICACIONES DOMÉSTICAS

El aprovechamiento energético a partir de turbinas eólicas en pequeña escala se reserva para las instalaciones que operan en zonas alejadas o en entornos urbanos que presenten un potencial eólico apreciable. Si bien no se obtuvieron los resultados esperados (11W @7m/s, alrededor del 20% de la expectativa de diseño) debido a factores como las pérdidas presentes en el sistema de conversión, así como la escogencia de algunos factores de diseño y la misma fabricación del alternador, es destacable que puede ser posible utilizar esta cantidad de energía con dispositivos de bajo consumo tales como LED's, que necesitan solo el 20% de energía comparado con bombillas incandescentes tradicionales, o cargadores de baterías del rango de 5V/80mA hasta 5V/500mA para capacidades de baterías de 4440 mAh. A continuación algunos ejemplos.

COMPARATIVA DE CONSUMO BAJO LAS MISMAS CONDICIONES DE FLUJO LUMINOSOS		COMPARATIVA DE CONSUMO BAJO LAS MISMAS CONDICIONES DE FLUJO LUMINOSOS en 50000 horas/w	
LEDS	TRADICIONAL	LEDS (w)	TRADICIONAL(w)
3X1W	15-20W	150.000	1.340.000
6X1W	30-40W	300.000	2.640.000
10X1W	50-70W	500.000	4.690.000
15X1W	80-100W	750.000	6.700.000
40X1W	200W	2.000.000	13.400.000
48X1W	250W	2.400.000	16.750.000



Figura 96. Aplicaciones practicas de bajo consumo energético.

Fuente: [www.MicroLuz.es](http://www.MicroLuz.es)

## CONCLUSIONES

- La aplicación de los conocimientos adquiridos durante nuestra formación en diversas disciplinas de la ingeniería mecánica, permitió la concepción, diseño, construcción y posterior puesta en marcha de un prototipo de turbina eólica para generación de electricidad de baja potencia.
- La turbina logro generar una cantidad de potencia cercana a los 44 W, operando en regímenes de viento superiores a los 10 m/s lo que supone una eficiencia de generación del 7%. Este hecho obedece a distintas variables de diseño o estimación de factores que no se tuvieron en cuenta a profundidad y que por la relativa extensión del trabajo no se analizaron con detalle.
- Es claro que con la potencia lograda con este prototipo no se suplen las necesidades energéticas de una vivienda promedio. Sin embargo al aumentar la escala de próximos desarrollos y mediante la optimización de las variables de operación se pueden llegar a obtener cantidades considerables de energía en equipos que sirvan como apoyo a otros sistemas de generación alternativa (solar fotovoltaica, biogás, hidráulica) útiles en labores cotidianas en viviendas y edificaciones.
- El modelo matemático implementado, fue empleado como una guía para estimar las condiciones de operación y establecer parámetros de funcionamiento. Los resultados de dichos cálculos no correspondieron exactamente con el comportamiento evidenciado en pruebas de campo, ya que este modelo no tiene en cuenta aspectos complejos de índole

aerodinámica como la influencia de la estela de los mismos álabes o efectos de la rugosidad de superficie.

- El valor de la velocidad de viento para la que turbina toma arranque esta alrededor de los 3,5 m/s este hecho se debe a que el rotor presenta una alta solidez que permite generar considerable fuerza motriz al inicio de la marcha. Esta es una medida muy significativa que también se puede optimizar implementando sistemas de control que orienten al ángulo de cabeceo de los álabes en el arranque.
- Es fundamental que se empleen materiales adecuados para mantener intactas las características principales e integridad estructural, como resistencia a las intemperies (lluvia, ráfagas de viento, radiación, dilatación, etc.), a fin de brindar simple mantención y sustitución de componentes.
- La estructura que soporta el prototipo puede ser optimizada para disminuir los costos en materiales pero no determina mayores mejoras en la operación del prototipo. Conviene construir una torre de considerable altura que permita a la turbina alcanzar velocidades de mayores magnitudes.
- Teniendo en cuenta los resultados de la caracterización del alternador, es importante recalcar que un buen diseño se debe realizar teniendo en cuenta todas y cada una de las variables o consideraciones en cuanto a diseño en máquinas eléctricas. En este caso se aplicaron solo los conceptos básicos en la descripción de este fenómeno.
- El análisis experimental con el prototipo demostró, no sólo puntos a considerar sobre la importancia de un diseño aerodinámico optimo, sino que también refleja la importancia que deben tener un buen diseño de

álabes, brazos y sistema de sujeción al eje central de la máquina, puesto que el balanceo y alineamiento del rotor es esencial en este tipo de rotores que concentran la masa y distribución de carga en los álabes a una distancia relativamente alejada del eje central.

- La optimización del equipo, en la etapa de acumulación puede ser posible sólo con la instalación de un banco de baterías diseñado específicamente para las condiciones de salida del alternador, para este caso, la salida tenía una fluctuación constante en términos de voltaje corriente y frecuencia, lo que sugiere implementar un sistema de regulación de carga para garantizar un régimen constante que proporcionaría un buen balance de energía en los días donde la velocidad es muy baja o durante periodos donde no se ocupa la energía es posible almacenarla.
- Para garantizar un mejor control del equipo se pueden introducir controles electrónicos y sistemas de adquisición de datos en tiempo real con el fin de optimizar el proceso de evaluación de variables de medida y en definitiva el comportamiento global del prototipo.
- Las etapas de diseño, construcción y experimentación efectuados durante este trabajo, pueden brindar una visión general para continuar investigando, hacia a una futura y mejor aplicación del recurso eólico disponible en la región y el país.

## RECOMENDACIONES

- Para el desarrollo de futuros trabajos que relacionados con esta temática, que busquen la optimización del comportamiento aerodinámico del rotor, es imprescindible la utilización de herramientas informáticas avanzadas como la dinámica de fluidos computacional, ya que pueden brindar una visión mas clara del fenómeno y evaluarlo con mayor exactitud.
- Para el alternador, debe investigarse la influencia del número de espiras y de calibre del alambre del embobinado, a fin de encontrar la relación optima que genere una resistencia interna mínima para evitar pérdidas de generación de potencia por resistencia interna.
- El uso de una mayor cantidad de polos y de bobinas, puede significar una mejora sustancial para el generador, ya que se estaría intensificando considerablemente el campo magnético. Esto también repercute en el aumento de la frecuencia con la que la FEM es inducida a determinadas rpm.
- Se sugiere ampliar la escala de las dimensiones del rotor conservando parámetros como la solidez del rotor y la relación de aspecto de álabe para mejorar el arranque de la turbina a bajos regímenes de viento. Esto significa que se dispondrá de un mayor torque al arranque de la turbina y así aprovechar velocidades de viento inferiores a 4 m/s. En este caso particular, podría contemplarse la idea de transmitir la rotación del rotor a un eje que cumpla con las condiciones de torque y velocidad angular que un generador comercial demande.

- Existe un gran rango de potencias generadas que no tienen el voltaje adecuado para ser transferidas a consumos o baterías. Por esto es fundamental utilizar un convertidor de corriente continua para elevar el voltaje al nivel deseado. Este convertidor se diseñó en su forma más básica pero no se implementó y sigue siendo un tema suficientemente importante y complejo como para ser desarrollado en profundidad por estudiantes de Ingeniería electrónica y eléctrica.
- Es conveniente Investigar y experimentar con distintos tipos de perfiles aerodinámicos para los álabes, con el fin de realizar mejoras en el diseño y materiales para un mayor desempeño en el rotor. Adicionalmente es importante tener en cuenta para futuras investigaciones la incidencia de la alteración del ángulo de ataque de los álabes.
- La realización de este trabajo evidencia la necesidad de un apoyo financiero, logístico y de infraestructura por parte de entes investigadores del ámbito académico gubernamental para que este tipo de proyectos tengan un impacto importante en el entorno regional y nacional.

## BIBLIOGRAFIA

**PARK, Jack.** "The Wind Power Book". Brownsville, California. Enero, 1981.

**FERNÁNDEZ DIEZ, Pedro.** "Energía Eólica". Departamento de Ingeniería eléctrica y energética. Universidad de Cantabria. España.

**SALINAS, Iván.** "Antecedentes para el diseño de Rotores Eólicos en la X Región y Evaluación de un Prototipo". Tesis del Instituto Profesional de Valdivia, 1984.

**CORONADO ARANEDA, Alex;** "Diseño de una Turbina Eólica". Tesis de grado Universidad Austral de Chile, 1997.

**BLACKWELL, Bennie.** "Blade Shape for a Troposkien Type of Vertical-Axis Wind Turbine". Sandia Laboratories. New México, 1974.

**MERA, Víctor.** "Turbina Eólica tipo Savonius de 1kW". Proyecto Mecánico. Universidad Austral de Chile, 1994.

**VASQUEZ, Mauricio.** "Diseño de una turbina eólica de eje vertical con rotor mixto". Tesis de grado. Universidad Austral de Chile, 2007.

**ANTEZANA, Juan Cristóbal.** “Prototipo de Generador Eólico de Eje Vertical”. Tesis de grado. Universidad de Chile, 2004.

**ALFONSO, Johnny Alexander.** “Sistema Conversor de Energía Eólica de Baja Potencia. Diseño y Construcción del Prototipo”. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander, 2008.

**LEMARIE, Milton.** “Apuntes de Resistencia de Materiales”, Cátedra, IPV, 1988.

**CINTAC.** “Catálogo de Productos”, Compañía Industrial de Tubos de Acero S.A, 1993.

**FRAILE MORA, Jesús.** Máquinas eléctricas. McGraw Hill, 5 Edición, 2003.

**D. UMANS, Stephen.** Maquinas eléctricas. Mc Graw Hill, 5 Edición, 1999.

**W. HART, Daniel.** Electrónica de Potencia. Prentice Hall, 2001.

**SMITH, Aaron.** Self-Starting Darrieus Wind Turbine. Design Project. Dalhousie University, 2004.

**SPERA, David**, editor. Wind turbine technology. Number 0-7918-1205-7. ASME, 1998.

**Gijs van Kuik Sander Mertens and Gerard van Bussel**. Performance of a high tip speed ratio h-darrieus in the skewed flow on a roof. (AIAA-2003-0523), 2003.

<http://angelongo.en.eresmas.com/historiaenergiaeolica.htm>.

Danish Wind Industry Association. <http://www.windpower.org>.

European Wind Energy Association. <http://www.ewea.org/>.

<http://www.windturbine-analysis.netfirms.com/>

## **ANEXOS**

## ANEXO I

Adquisición de datos, vereda “Lagunillas”, municipio de Mongua, Boyacá.

<i>T A/M/D hh:mm:ss</i>	<i>VEL_PROM</i>	<i>DIR_PROM</i>
2010/10/20 10:00:0	2.01	3
2010/10/20 10:15:0	2.82	4
2010/10/20 10:30:0	1.54	2
2010/10/20 10:45:0	2.5	6
2010/10/20 11:00:0	3.1	6
2010/10/20 11:15:0	3.78	5
2010/10/20 11:30:0	4.5	5
2010/10/20 11:45:0	6.8	6
2010/10/20 12:00:0	4.5	7
2010/10/20 12:15:0	8.34	7
2010/10/20 12:30:0	7.05	8
2010/10/20 12:45:0	7.83	8
2010/10/20 13:00:0	12.84	8
2010/10/20 13:15:0	6.8	7
2010/10/20 13:30:0	7.19	8
2010/10/20 13:45:0	6.98	8
2010/10/2014:00:0	6.86	8
2010/10/2014:15:0	9.9	8
2010/10/2014:30:0	6.95	8
2010/10/2014:45:0	7.12	1
2010/10/2015:00:0	8.34	8
2010/10/2015:15:0	9.23	7
2010/10/2015:30:0	7.4	7

2010/10/2015:45:0	6.3	8
2010/10/2016:00:0	15.55	7
2010/10/2016:15:0	5.1	6
2010/10/2016:30:0	5.97	7
2010/10/2016:45:0	6.42	5
2010/10/2017:00:0	5.89	8
2010/10/2017:15:0	7.2	8
2010/10/2017:30:0	9.21	7
2010/10/2017:45:0	8.23	6
2010/10/2018:00:0	7.34	5
2010/10/2110:00:0	1.8	2
2010/10/2110:15:0	2.32	3
2010/10/2110:30:0	1.7	4
2010/10/2110:45:0	4.23	4
2010/10/2111:00:0	5.21	4
2010/10/2111:15:0	3.8	5
2010/10/2111:30:0	3.95	6
2010/10/2111:45:0	6.9	7
2010/10/21 12:00:0	6.57	7
2010/10/21 12:15:0	6.28	8
2010/10/21 12:30:0	7.29	7
2010/10/21 12:45:0	6.12	7
2010/10/21 13:00:0	8.23	7
2010/10/21 13:15:0	8.9	8
2010/10/2113:30:0	13.15	8
2010/10/2113:45:0	7.4	7
2010/10/2114:00:0	8.24	8

2010/10/2114:15:0	8.35	1
2010/10/2114:30:0	6.2	1
2010/10/2114:45:0	8.24	8
2010/10/2115:00:0	9.25	8
2010/10/2115:15:0	7.9	8
2010/10/2115:30:0	9.34	7
2010/10/2115:45:0	10.12	7
2010/10/2116:00:0	11.34	7
2010/10/2116:15:0	10.3	8
2010/10/2116:30:0	13.78	8
2010/10/2116:45:0	6.89	8
2010/10/2117:00:0	7.34	8
2010/10/2117:15:0	12.3	8
2010/10/2117:30:0	6.32	7
2010/10/2117:45:0	8.23	7
2010/10/2118:00:0	6.43	6
2010/10/2210:00:0	1.5	3
2010/10/2210:15:0	3.7	4
2010/10/2210:30:0	1.9	4
2010/10/2210:45:0	3.6	6
2010/10/2211:00:0	6.4	7
2010/10/2211:15:0	5.2	7
2010/10/2211:30:0	4.1	7
2010/10/2211:45:0	5.98	6
2010/10/2212:00:0	7.1	6
2010/10/2212:15:0	7.56	7
2010/10/2212:30:0	4.2	8

2010/10/2212:45:0	7.3	8
2010/10/2213:00:0	5.86	8
2010/10/2213:15:0	6.1	8
2010/10/2213:30:0	8.93	8
2010/10/2213:45:0	3.45	7
2010/10/2214:00:0	5.2	6
2010/10/2214:15:0	15.83	7
2010/10/2214:30:0	10.2	8
2010/10/2214:45:0	5.89	6
2010/10/2215:00:0	6.56	7
2010/10/2215:15:0	7.34	7
2010/10/2215:30:0	8.65	8
2010/10/2215:45:0	9.34	8
2010/10/2216:00:0	7.23	8
2010/10/2216:15:0	7.32	8
2010/10/2216:30:0	8.23	1
2010/10/2216:45:0	9.67	1
2010/10/2217:00:0	10.89	8
2010/10/2217:15:0	9.78	7
2010/10/2217:30:0	6.34	8
2010/10/2217:45:0	8.78	8
2010/10/2018:00:0	6.67	7

## ANEXO II

Tabla para el cálculo de los factores de forma y velocidad empleados en la obtención de la distribución de Weibull mediante los mínimos cuadrados. La siguiente tabla describe el cálculo mediante este método.

N	Ti	ln(Ti)	F(Ti)	yi	(ln(Ti))^2	(yi)^2	ln(Ti)*yi
1	1,5	0,40546511	0,005050505	-5,28573645	0,16440195	27,9390098	-2,1431817
2	1,54	0,43178242	0,015151515	-4,18203072	0,18643606	17,48938093	-1,80572733
3	1,7	0,53062825	0,025252525	-3,66606795	0,28156634	13,44005425	-1,94531923
4	1,8	0,58778666	0,035353535	-3,32441406	0,34549316	11,05172885	-1,95404625
5	1,9	0,64185389	0,045454545	-3,06787262	0,41197641	9,411842383	-1,96912596
6	2,01	0,69813472	0,055555556	-2,86192868	0,48739209	8,190635745	-1,99801178
7	2,32	0,84156719	0,065656566	-2,68955423	0,70823533	7,233701939	-2,26344058
8	2,5	0,91629073	0,075757576	-2,54108498	0,83958871	6,457112867	-2,32837261
9	2,82	1,03673688	0,085858586	-2,41050444	1,07482337	5,810531663	-2,49905887
10	3,1	1,13140211	0,095959596	-2,29381145	1,28007074	5,261570948	-2,59522311
11	3,45	1,23837423	0,106060606	-2,18820965	1,53357074	4,788261477	-2,70982244
12	3,6	1,28093385	0,116161616	-2,09166752	1,64079152	4,375073019	-2,67928772
13	3,7	1,30833282	0,126262626	-2,00266247	1,71173477	4,010656974	-2,62014904
14	3,78	1,32972401	0,136363636	-1,92002379	1,76816594	3,686491359	-2,55310173
15	3,8	1,33500107	0,146464646	-1,84283185	1,78222785	3,396029214	-2,46018248
16	3,95	1,37371558	0,156565657	-1,77035097	1,88709449	3,134142542	-2,4319587
17	4,1	1,41098697	0,166666667	-1,70198336	1,99088424	2,896747342	-2,40147634
18	4,2	1,43508453	0,176767677	-1,63723659	2,05946759	2,680543654	-2,3495729
19	4,23	1,44220199	0,186868687	-1,57570016	2,07994659	2,482830983	-2,27247791
20	4,5	1,5040774	0,196969697	-1,51702817	2,26224882	2,301374466	-2,28172778
21	4,5	1,5040774	0,207070707	-1,46092642	2,26224882	2,134306013	-2,19734641
22	5,1	1,62924054	0,217171717	-1,40714253	2,65442474	1,98005009	-2,29257365
23	5,2	1,64865863	0,227272727	-1,35545828	2,71807526	1,83726715	-2,23468799
24	5,2	1,64865863	0,237373737	-1,30568371	2,71807526	1,704809962	-2,15262672
25	5,21	1,65057986	0,247474747	-1,25765237	2,72441386	1,581689472	-2,07585566
26	5,86	1,7681496	0,257575758	-1,2112175	3,12635302	1,467047842	-2,14161375
27	5,89	1,773256	0,267676768	-1,16624908	3,14443683	1,360136921	-2,06805818
28	5,89	1,773256	0,277777778	-1,12263125	3,14443683	1,260300916	-1,99071259
29	5,97	1,78674693	0,287878788	-1,0802603	3,19246458	1,166962317	-1,93015177



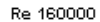


30	5,98	1,78842057	0,297979798	-1,03904301	3,19844813	1,07961037	-1,85824588
31	6,1	1,80828877	0,308080808	-0,99889518	3,26990828	0,997791589	-1,80629094
32	6,12	1,8115621	0,318181818	-0,95974052	3,28175723	0,921101864	-1,73862955
33	6,2	1,82454929	0,328282828	-0,92150957	3,32898012	0,849179888	-1,68133963
34	6,28	1,83736998	0,338383838	-0,88413892	3,37592845	0,781701625	-1,6244903
35	6,3	1,84054963	0,348484848	-0,84757044	3,38762295	0,718375644	-1,55999546
36	6,32	1,84371921	0,358585859	-0,81175068	3,39930052	0,658939164	-1,49664032
37	6,34	1,84687877	0,368686869	-0,77663033	3,41096119	0,603154671	-1,43434207
38	6,4	1,85629799	0,378787879	-0,74216375	3,44584223	0,550807035	-1,37767708
39	6,42	1,85941812	0,388888889	-0,70830857	3,45743574	0,501701024	-1,31704178
40	6,43	1,86097454	0,398989899	-0,6750253	3,46322623	0,45565916	-1,2562049
41	6,56	1,8809906	0,409090909	-0,64227709	3,53812565	0,412519865	-1,20811718
42	6,57	1,88251383	0,419191919	-0,61002939	3,54385833	0,372135852	-1,14838876
43	6,67	1,89761986	0,429292929	-0,57824971	3,60096113	0,334372721	-1,09729812
44	6,8	1,91692261	0,439393939	-0,54690743	3,6745923	0,299107738	-1,04837922
45	6,8	1,91692261	0,449494949	-0,5159736	3,6745923	0,266228761	-0,98908147
46	6,86	1,92570744	0,45959596	-0,48542075	3,70834915	0,235633305	-0,93477835
47	6,89	1,93007109	0,46969697	-0,45522272	3,72517439	0,207227723	-0,87861221
48	6,9	1,93152141	0,47979798	-0,42535453	3,73077496	0,18092648	-0,82158139
49	6,95	1,93874166	0,48989899	-0,39579227	3,75871922	0,156651521	-0,76733896
50	6,98	1,94304892	0,5	-0,36651292	3,77543909	0,134331721	-0,71215253
51	7,05	1,95302762	0,51010101	-0,33749429	3,81431687	0,113902393	-0,65913566
52	7,1	1,96009478	0,52020202	-0,30871487	3,84197156	0,095304869	-0,6051104
53	7,12	1,96290773	0,53030303	-0,28015376	3,85300674	0,078486132	-0,54991599
54	7,19	1,97269117	0,54040404	-0,25179058	3,89151046	0,063398497	-0,49670506
55	7,2	1,97408103	0,550505051	-0,22360533	3,8969959	0,049999344	-0,44141504
56	7,23	1,97823904	0,560606061	-0,19557835	3,91342968	0,03825089	-0,38690072
57	7,29	1,98650355	0,570707071	-0,16769019	3,94619634	0,02812	-0,33311716
58	7,3	1,98787435	0,580808081	-0,13992157	3,95164442	0,019578045	-0,2781465
59	7,32	1,99061033	0,590909091	-0,11225324	3,96252948	0,01260079	-0,22345246
60	7,34	1,99333884	0,601010101	-0,08466594	3,97339974	0,007168321	-0,1687679
61	7,34	1,99333884	0,611111111	-0,05714024	3,97339974	0,003265007	-0,11389986
62	7,34	1,99333884	0,621212121	-0,02965652	3,97339974	0,000879509	-0,0591155
63	7,4	2,00148	0,631313131	-0,00219482	4,00592219	4,81722E-06	-0,00439288
64	7,4	2,00148	0,641414141	0,02526528	4,00592219	0,000638334	0,05056796
65	7,56	2,02287119	0,651515152	0,05274474	4,09200785	0,002782008	0,10669582
66	7,83	2,05796251	0,661616162	0,08026522	4,23520969	0,006442505	0,16518281
67	7,9	2,06686276	0,671717172	0,1078492	4,27192167	0,01163145	0,2229095
68	8,23	2,10778601	0,681818182	0,13552018	4,44276188	0,018365719	0,28564754
69	8,23	2,10778601	0,691919192	0,16330281	4,44276188	0,026667809	0,34420739

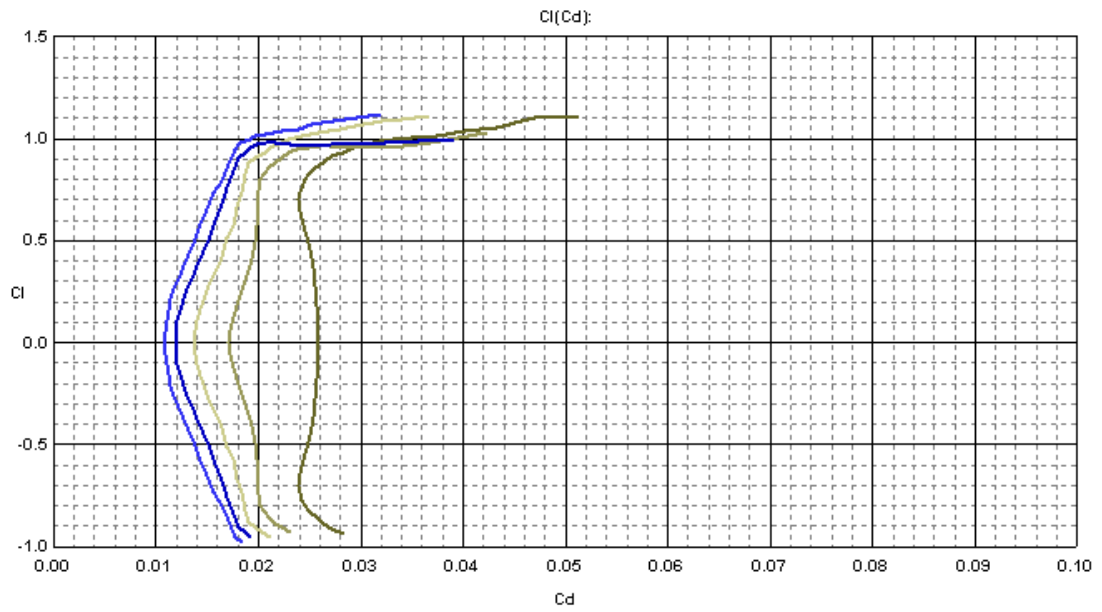
70	8,23	2,10778601	0,702020202	0,19122314	4,44276188	0,03656629	0,40305746
71	8,23	2,10778601	0,712121212	0,21930882	4,44276188	0,048096358	0,46225606
72	8,24	2,10900034	0,722222222	0,24758938	4,44788245	0,0613005	0,52216608
73	8,24	2,10900034	0,732323232	0,27609656	4,44788245	0,076229309	0,58228773
74	8,34	2,12106322	0,742424242	0,30486465	4,49890917	0,092942456	0,6466372
75	8,34	2,12106322	0,752525253	0,33393096	4,49890917	0,111509887	0,70828868
76	8,35	2,12226154	0,762626263	0,36333631	4,50399404	0,132013273	0,77109467
77	8,65	2,15755932	0,772727273	0,39312565	4,65506222	0,154547777	0,84819191
78	8,78	2,17247641	0,782828283	0,42334885	4,71965374	0,179224246	0,91971538
79	8,9	2,18605128	0,792929293	0,45406158	4,77882018	0,206171918	0,9926019
80	8,93	2,18941639	0,803030303	0,4853265	4,79354415	0,235541809	1,06258179
81	9,21	2,22028985	0,813131313	0,51721464	4,92968702	0,267510985	1,14836642
82	9,23	2,2245905	0,823232323	0,54980725	4,93932422	0,302288014	1,2219241
83	9,25	2,22462355	0,833333333	0,58319808	4,94894995	0,340120001	1,29739619
84	9,34	2,23430625	0,843434343	0,61749639	4,99212443	0,381301788	1,37967604
85	9,34	2,23430625	0,853535354	0,65283089	4,99212443	0,426188173	1,45862414
86	9,67	2,26902831	0,863636364	0,68935508	5,14848947	0,475210429	1,5641662
87	9,78	2,28033948	0,873737374	0,72725446	5,19994816	0,52889905	1,65838706
88	9,9	2,29253476	0,883838384	0,76675669	5,25571561	0,587915825	1,75781637
89	10,12	2,31451366	0,893939394	0,80814616	5,3569735	0,653100221	1,87046534
90	10,2	2,32238772	0,904040404	0,85178551	5,39348472	0,725538559	1,97817621
91	10,3	2,3321439	0,914141414	0,89814863	5,43889515	0,80667096	2,09461184
92	10,89	2,38784494	0,924242424	0,94787344	5,70180344	0,898464054	2,26337479
93	11,34	2,4283363	0,934343434	1,00185087	5,89681718	1,003705165	2,43283083
94	12,3	2,50959926	0,944444444	1,06138513	6,29808846	1,126538394	2,66365134
95	12,84	2,5525653	0,954545455	1,1285084	6,5155896	1,273531203	2,88059137
96	13,15	2,57642176	0,964646465	1,20667621	6,63794908	1,456067479	3,10890685
97	13,78	2,62321827	0,974747475	1,30259453	6,88127407	1,696752502	3,41698976
98	15,55	2,74406064	0,984848485	1,43261833	7,52986879	2,05239528	3,93119157
99	15,83	2,76190687	0,994949495	1,6654906	7,62812958	2,773858935	4,59992993
		182,551418		-56,8491468	360,33477	190,9351361	-44,6004262

### ANEXO III

Graficas de comparación de perfiles aerodinámicos empleados en turbinas eólicas  
obtenidas mediante profili v2.18<sup>a</sup>






NACA0018  
Max thickness 18.01% at 30.0% of the chord  
Max camber 0.00% at 0.0% of the chord

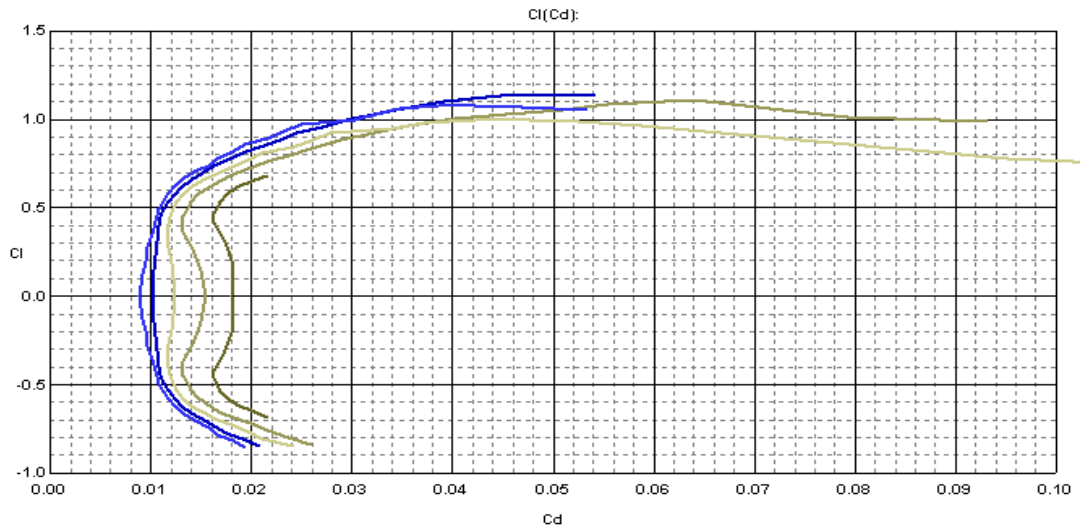
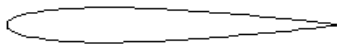
Re 80000 =  Re 120000 =  Re 160000 =   
Re 200000 =  Re 240000 = 



Page 1 of 3 - Drawn by Profili 2.18a on data processed by XFOil - Copyright (C) 1995-2005 - All rights reserved.






NACA0012  
 Max thickness 12.00% at 30.9% of the chord  
 Max camber 0.00% at 0.0% of the chord

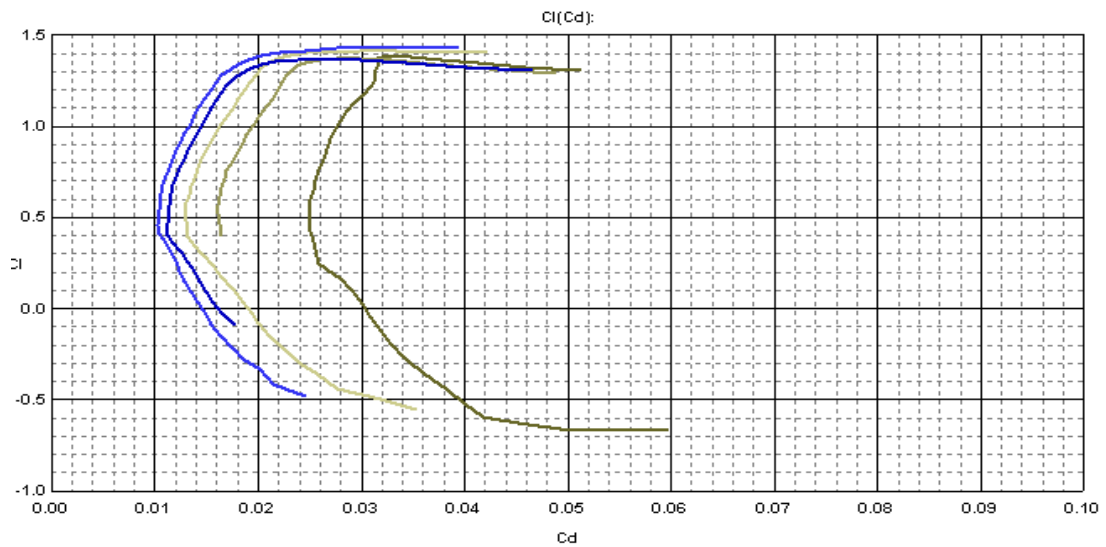
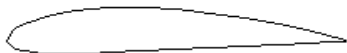
Re 80000 =  Re 120000 =  Re 160000 =   
 Re 200000 =  Re 240000 = 



Page 1 of 3 - Drawn by Profili 2.18a on data processed by Xfoil - Copyright (C) 1995-2005 - All rights reserved.

NACA4415  
 Max thickness 15.00% at 30.0% of the chord  
 Max camber 4.00% at 40.0% of the chord

Re 80000 =  Re 120000 =  Re 160000 =   
 Re 200000 =  Re 240000 = 



Page 1 of 3 - Drawn by Profili 2.18a on data processed by Xfoil - Copyright (C) 1995-2005 - All rights reserved.

## ANEXO IV

Datos del perfil aerodinámico NACA 0018 para distintos números de Reynolds.

-----  
AIRFOIL: NACA 0018  
DATA: Drag Coefficients  
-----

ORIGINAL SOURCE: Sheldahl, R. E. and Klimas, P. C., Aerodynamic Characteristics of Seven Airfoil Sections Through 180 Degrees Angle of Attack for Use in Aerodynamic Analysis of Vertical Axis Wind Turbines, SAND80-2114, March 1981, Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico.

NOTES: The data herein were synthesised from a combination of experimental results and computer calculations.

The original report contains data for lower Reynolds numbers than contained herein, but there are some anomalies, in particular with CL at small angles of attack.

Data extended to 360 degrees of attack and glaring anomalies corrected by L. Lazauskas. All deviations from the original are due to L. Lazauskas.

Please refer to the original report for more details.

-----  
Drag Coefficient

	----- REYNOLDS NUMBER -----							
ALPHA	40000	80000	160000	360000	700000	1000000	2000000	5000000
0	0.0214	0.0162	0.0128	0.0101	0.0085	0.0082	0.0077	0.0073
1	0.0215	0.0163	0.0129	0.0102	0.0087	0.0082	0.0077	0.0073
2	0.0219	0.0167	0.0131	0.0104	0.0088	0.0083	0.0078	0.0075

3	0.0225	0.0172	0.0137	0.0107	0.0091	0.0086	0.0080	0.0077
4	0.0235	0.0181	0.0144	0.0112	0.0096	0.0089	0.0084	0.0079
5	0.0247	0.0192	0.0153	0.0121	0.0102	0.0095	0.0087	0.0083
6	0.0263	0.0206	0.0166	0.0132	0.0112	0.0102	0.0093	0.0087
7	0.0282	0.0223	0.0181	0.0145	0.0123	0.0115	0.0101	0.0093
8	0.0303	0.0242	0.0198	0.0159	0.0136	0.0126	0.0111	0.0100
9	0.0327	0.0264	0.0217	0.0176	0.0150	0.0139	0.0122	0.0108
10	0.0620	0.0288	0.0238	0.0194	0.0166	0.0154	0.0134	0.0117
11	0.0925	0.0315	0.0262	0.0213	0.0183	0.0170	0.0148	0.0128
12	0.1230	0.0800	0.0288	0.0235	0.0202	0.0187	0.0163	0.0140
13	0.1405	0.1190	0.0770	0.0259	0.0223	0.0206	0.0179	0.0153
14	0.1580	0.1580	0.1580	0.0940	0.0245	0.0227	0.0197	0.0168
15	0.1770	0.1770	0.1770	0.1450	0.1020	0.0251	0.0218	0.0185
16	0.1960	0.1960	0.1960	0.1960	0.1960	0.1080	0.0240	0.0203
17	0.2170	0.2170	0.2170	0.2170	0.2170	0.1730	0.1200	0.0223
18	0.2380	0.2380	0.2380	0.2380	0.2380	0.2380	0.2380	0.0244
19	0.2600	0.2600	0.2600	0.2600	0.2600	0.2600	0.2600	0.1400
20	0.2820	0.2820	0.2820	0.2820	0.2820	0.2820	0.2820	0.2820
21	0.3055	0.3055	0.3055	0.3055	0.3055	0.3055	0.3055	0.3055
22	0.3290	0.3290	0.3290	0.3290	0.3290	0.3290	0.3290	0.3290
25	0.4050	0.4050	0.4050	0.4050	0.4050	0.4050	0.4050	0.4050
30	0.5700	0.5700	0.5700	0.5700	0.5700	0.5700	0.5700	0.5700
35	0.7450	0.7450	0.7450	0.7450	0.7450	0.7450	0.7450	0.7450
40	0.9200	0.9200	0.9200	0.9200	0.9200	0.9200	0.9200	0.9200
45	1.0750	1.0750	1.0750	1.0750	1.0750	1.0750	1.0750	1.0750
50	1.2150	1.2150	1.2150	1.2150	1.2150	1.2150	1.2150	1.2150
55	1.3450	1.3450	1.3450	1.3450	1.3450	1.3450	1.3450	1.3450

60	1.4700	1.4700	1.4700	1.4700	1.4700	1.4700	1.4700	1.4700
65	1.5750	1.5750	1.5750	1.5750	1.5750	1.5750	1.5750	1.5750
70	1.6650	1.6650	1.6650	1.6650	1.6650	1.6650	1.6650	1.6650
75	1.7350	1.7350	1.7350	1.7350	1.7350	1.7350	1.7350	1.7350
80	1.7800	1.7800	1.7800	1.7800	1.7800	1.7800	1.7800	1.7800
85	1.8000	1.8000	1.8000	1.8000	1.8000	1.8000	1.8000	1.8000
90	1.8000	1.8000	1.8000	1.8000	1.8000	1.8000	1.8000	1.8000
95	1.7800	1.7800	1.7800	1.7800	1.7800	1.7800	1.7800	1.7800
100	1.7500	1.7500	1.7500	1.7500	1.7500	1.7500	1.7500	1.7500
105	1.7000	1.7000	1.7000	1.7000	1.7000	1.7000	1.7000	1.7000
110	1.6350	1.6350	1.6350	1.6350	1.6350	1.6350	1.6350	1.6350
115	1.5550	1.5550	1.5550	1.5550	1.5550	1.5550	1.5550	1.5550
120	1.4650	1.4650	1.4650	1.4650	1.4650	1.4650	1.4650	1.4650
125	1.3500	1.3500	1.3500	1.3500	1.3500	1.3500	1.3500	1.3500
130	1.2250	1.2250	1.2250	1.2250	1.2250	1.2250	1.2250	1.2250
135	1.0850	1.0850	1.0850	1.0850	1.0850	1.0850	1.0850	1.0850
140	0.9250	0.9250	0.9250	0.9250	0.9250	0.9250	0.9250	0.9250
145	0.7550	0.7550	0.7550	0.7550	0.7550	0.7550	0.7550	0.7550
150	0.5750	0.5750	0.5750	0.5750	0.5750	0.5750	0.5750	0.5750
155	0.4200	0.4200	0.4200	0.4200	0.4200	0.4200	0.4200	0.4200
160	0.3200	0.3200	0.3200	0.3200	0.3200	0.3200	0.3200	0.3200
165	0.2300	0.2300	0.2300	0.2300	0.2300	0.2300	0.2300	0.2300
170	0.1400	0.1400	0.1400	0.1400	0.1400	0.1400	0.1400	0.1400
175	0.0550	0.0550	0.0550	0.0550	0.0550	0.0550	0.0550	0.0550
180	0.0250	0.0250	0.0250	0.0250	0.0250	0.0250	0.0250	0.0250

-----

-----  
AIRFOIL: NACA 0018  
DATA: Lift Coefficients  
-----

ORIGINAL SOURCE: Sheldahl, R. E. and Klimas, P. C., Aerodynamic Characteristics of Seven Airfoil Sections Through 180 Degrees Angle of Attack for Use in Aerodynamic Analysis of Vertical Axis Wind Turbines, SAND80-2114, March 1981, Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico.

NOTES: The data herein were synthesised from a combination of experimental results and computer calculations.

The original report contains data for lower Reynolds numbers than contained herein, but there are some anomalies, in particular with CL at small angles of attack.

Data extended to 360 degrees of attack and glaring anomalies corrected by L. Lazauskas. All deviations from the original are due to L. Lazauskas.

Please refer to the original report for more details.

-----  
Lift Coefficient

	----- REYNOLDS NUMBER -----							
ALPHA	40000	80000	160000	360000	700000	1000000	2000000	5000000
0	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
1	0.0936	0.0889	0.1100	0.1100	0.1100	0.1100	0.1100	0.1100
2	0.1833	0.1935	0.2200	0.2200	0.2200	0.2200	0.2200	0.2200
3	0.2688	0.2924	0.3088	0.3300	0.3300	0.3300	0.3300	0.3300
4	0.3495	0.3880	0.4114	0.4400	0.4400	0.4400	0.4400	0.4400
5	0.4117	0.4753	0.5068	0.5240	0.5500	0.5500	0.5500	0.5500
6	0.4573	0.5615	0.5960	0.6228	0.6328	0.6600	0.6600	0.6600

7	0.4758	0.6224	0.6724	0.7100	0.7291	0.7362	0.7449	0.7700
8	0.4428	0.6589	0.7373	0.7879	0.8156	0.8256	0.8439	0.8538
9	0.3544	0.6606	0.7781	0.8526	0.8904	0.9067	0.9314	0.9525
10	0.2108	0.6248	0.7949	0.8983	0.9541	0.9751	1.0111	1.0404
11	0.1124	0.5531	0.7852	0.9249	0.9973	1.0284	1.0772	1.1211
12	0.0139	0.4408	0.7488	0.9279	1.0245	1.0664	1.1296	1.1884
13	0.0314	0.3332	0.6923	0.9104	1.0289	1.0804	1.1662	1.2430
14	0.0489	0.2256	0.6237	0.8803	1.0175	1.0793	1.1813	1.2808
15	0.0889	0.2142	0.5567	0.8405	0.9938	1.0624	1.1813	1.3004
16	0.1287	0.2027	0.4896	0.8007	0.9648	1.0402	1.1695	1.3067
17	0.1758	0.2315	0.4549	0.7663	0.9399	1.0181	1.1550	1.3038
18	0.2228	0.2603	0.4202	0.7319	0.9150	0.9959	1.1383	1.2960
19	0.2732	0.3038	0.4292	0.7158	0.9014	0.9833	1.1278	1.2853
20	0.3236	0.3472	0.4382	0.6997	0.8877	0.9707	1.1172	1.2768
21	0.3751	0.3951	0.4704	0.7024	0.8872	0.9702	1.1150	1.2741
22	0.4265	0.4430	0.5026	0.7050	0.8867	0.9696	1.1127	1.2714
25	0.5840	0.5963	0.6321	0.7724	0.9326	1.0107	1.1468	1.2925
30	0.8550	0.8550	0.8550	0.8550	0.8550	0.8550	0.8550	0.8550
35	0.9800	0.9800	0.9800	0.9800	0.9800	0.9800	0.9800	0.9800
40	1.0350	1.0350	1.0350	1.0350	1.0350	1.0350	1.0350	1.0350
45	1.0500	1.0500	1.0500	1.0500	1.0500	1.0500	1.0500	1.0500
50	1.0200	1.0200	1.0200	1.0200	1.0200	1.0200	1.0200	1.0200
55	0.9550	0.9550	0.9550	0.9550	0.9550	0.9550	0.9550	0.9550
60	0.8750	0.8750	0.8750	0.8750	0.8750	0.8750	0.8750	0.8750
65	0.7600	0.7600	0.7600	0.7600	0.7600	0.7600	0.7600	0.7600
70	0.6300	0.6300	0.6300	0.6300	0.6300	0.6300	0.6300	0.6300
75	0.5000	0.5000	0.5000	0.5000	0.5000	0.5000	0.5000	0.5000

80	0.3650	0.3650	0.3650	0.3650	0.3650	0.3650	0.3650	0.3650
85	0.2300	0.2300	0.2300	0.2300	0.2300	0.2300	0.2300	0.2300
90	0.0900	0.0900	0.0900	0.0900	0.0900	0.0900	0.0900	0.0900
95	-0.0500	-0.0500	-0.0500	-0.0500	-0.0500	-0.0500	-0.0500	-0.0500
100	-0.1850	-0.1850	-0.1850	-0.1850	-0.1850	-0.1850	-0.1850	-0.1850
105	-0.3200	-0.3200	-0.3200	-0.3200	-0.3200	-0.3200	-0.3200	-0.3200
110	-0.4500	-0.4500	-0.4500	-0.4500	-0.4500	-0.4500	-0.4500	-0.4500
115	-0.5750	-0.5750	-0.5750	-0.5750	-0.5750	-0.5750	-0.5750	-0.5750
120	-0.6700	-0.6700	-0.6700	-0.6700	-0.6700	-0.6700	-0.6700	-0.6700
125	-0.7600	-0.7600	-0.7600	-0.7600	-0.7600	-0.7600	-0.7600	-0.7600
130	-0.8500	-0.8500	-0.8500	-0.8500	-0.8500	-0.8500	-0.8500	-0.8500
135	-0.9300	-0.9300	-0.9300	-0.9300	-0.9300	-0.9300	-0.9300	-0.9300
140	-0.9800	-0.9800	-0.9800	-0.9800	-0.9800	-0.9800	-0.9800	-0.9800
145	-0.9000	-0.9000	-0.9000	-0.9000	-0.9000	-0.9000	-0.9000	-0.9000
150	-0.7700	-0.7700	-0.7700	-0.7700	-0.7700	-0.7700	-0.7700	-0.7700
155	-0.6700	-0.6700	-0.6700	-0.6700	-0.6700	-0.6700	-0.6700	-0.6700
160	-0.6350	-0.6350	-0.6350	-0.6350	-0.6350	-0.6350	-0.6350	-0.6350
165	-0.6800	-0.6800	-0.6800	-0.6800	-0.6800	-0.6800	-0.6800	-0.6800
170	-0.8500	-0.8500	-0.8500	-0.8500	-0.8500	-0.8500	-0.8500	-0.8500
175	-0.6600	-0.6600	-0.6600	-0.6600	-0.6600	-0.6600	-0.6600	-0.6600
180	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

---

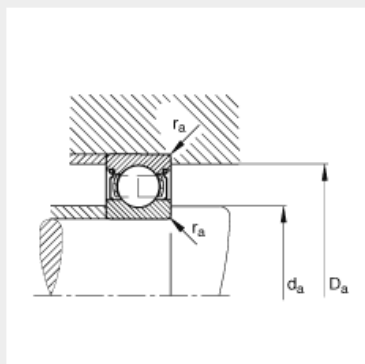
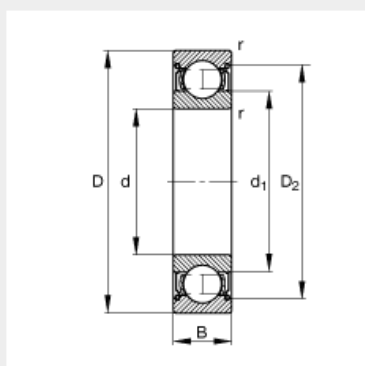
## ANEXO V

### SELECCIÓN DE RODAMIENTOS

Rodamiento alojado en el soporte superior

#### Rodamiento rígido a bolas 6003-2Z

medidas principales según DIN 625-1, obturación por paso estrecho en ambos lados

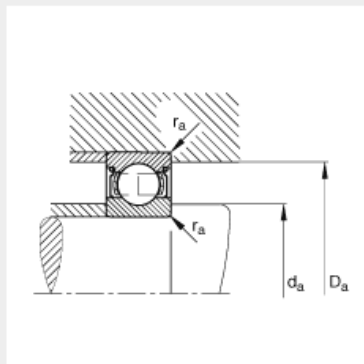
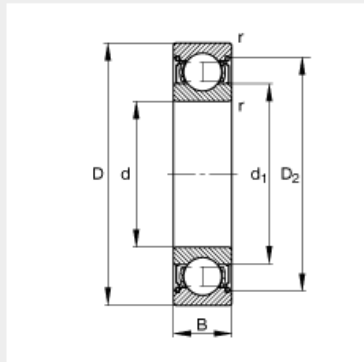


<b>d</b>	17 mm	
<b>D</b>	35 mm	
<b>B</b>	10 mm	
<b>D<sub>2</sub></b>	30,8 mm	
<b>D<sub>a max</sub></b>	33 mm	
<b>d<sub>1</sub></b>	22,7 mm	
<b>d<sub>a min</sub></b>	19 mm	
<b>r<sub>a max</sub></b>	0,3 mm	
<b>r<sub>min</sub></b>	0,3 mm	
<b>m</b>	0,04 kg	Peso
<b>C<sub>r</sub></b>	6000 N	Capacidad de carga dinámica, radial
<b>C<sub>0r</sub></b>	3250 N	Capacidad de carga estática, radial
<b>n<sub>G</sub></b>	22000 1/min	Velocidad límite
<b>n<sub>B</sub></b>	20300 1/min	Velocidad de referencia
<b>C<sub>ur</sub></b>	157 N	Carga límite de fatiga, radial

## Rodamiento alojado en el soporte inferior

### Rodamiento rígido a bolas 6004-2Z

medidas principales según DIN 625-1, obturación por paso estrecho en ambos lados



<b>d</b>	20 mm
<b>D</b>	42 mm
<b>B</b>	12 mm

<b>D<sub>2</sub></b>	37,4 mm
<b>D<sub>a max</sub></b>	38,8 mm
<b>d<sub>1</sub></b>	26,6 mm
<b>d<sub>a min</sub></b>	23,2 mm
<b>r<sub>a max</sub></b>	0,6 mm
<b>r<sub>min</sub></b>	0,6 mm

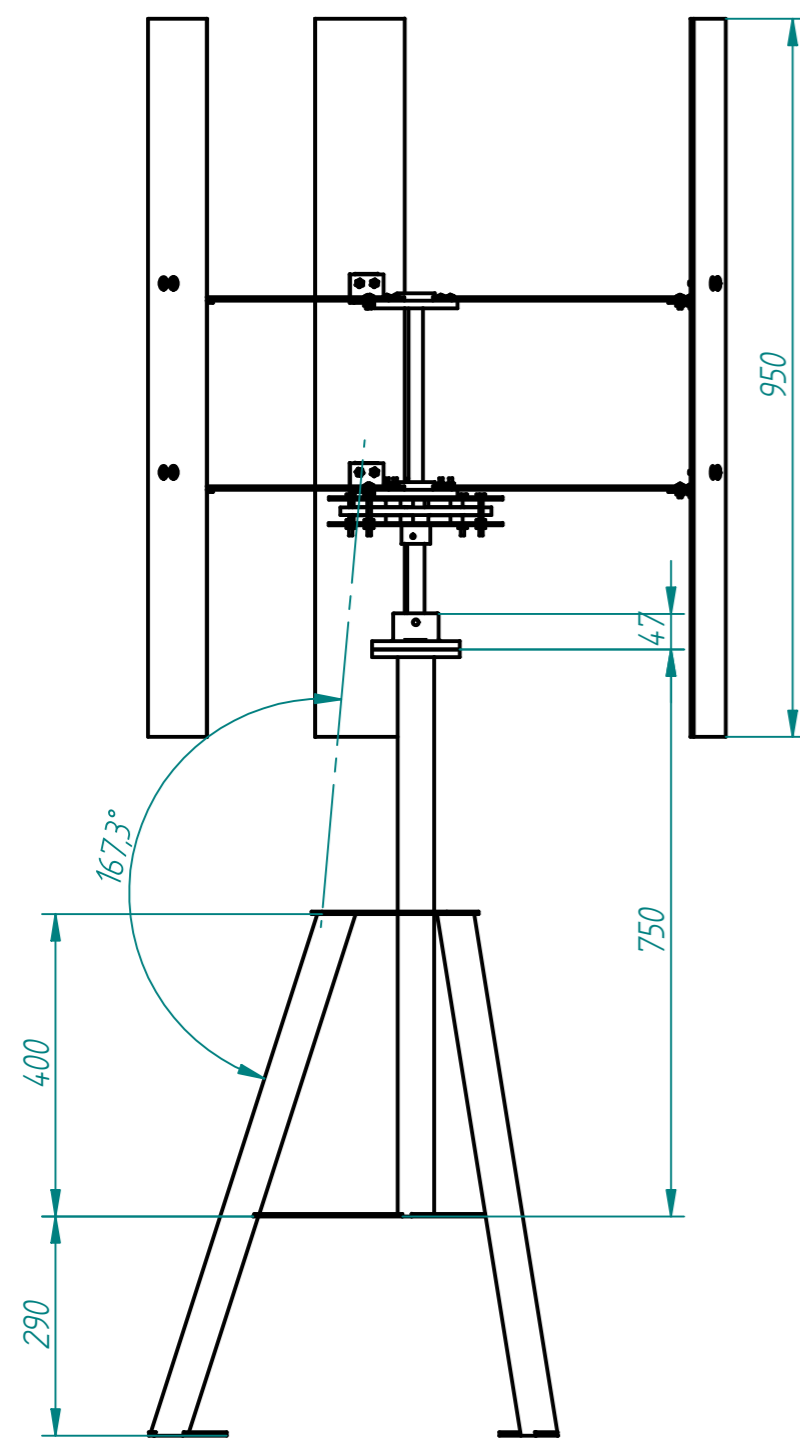
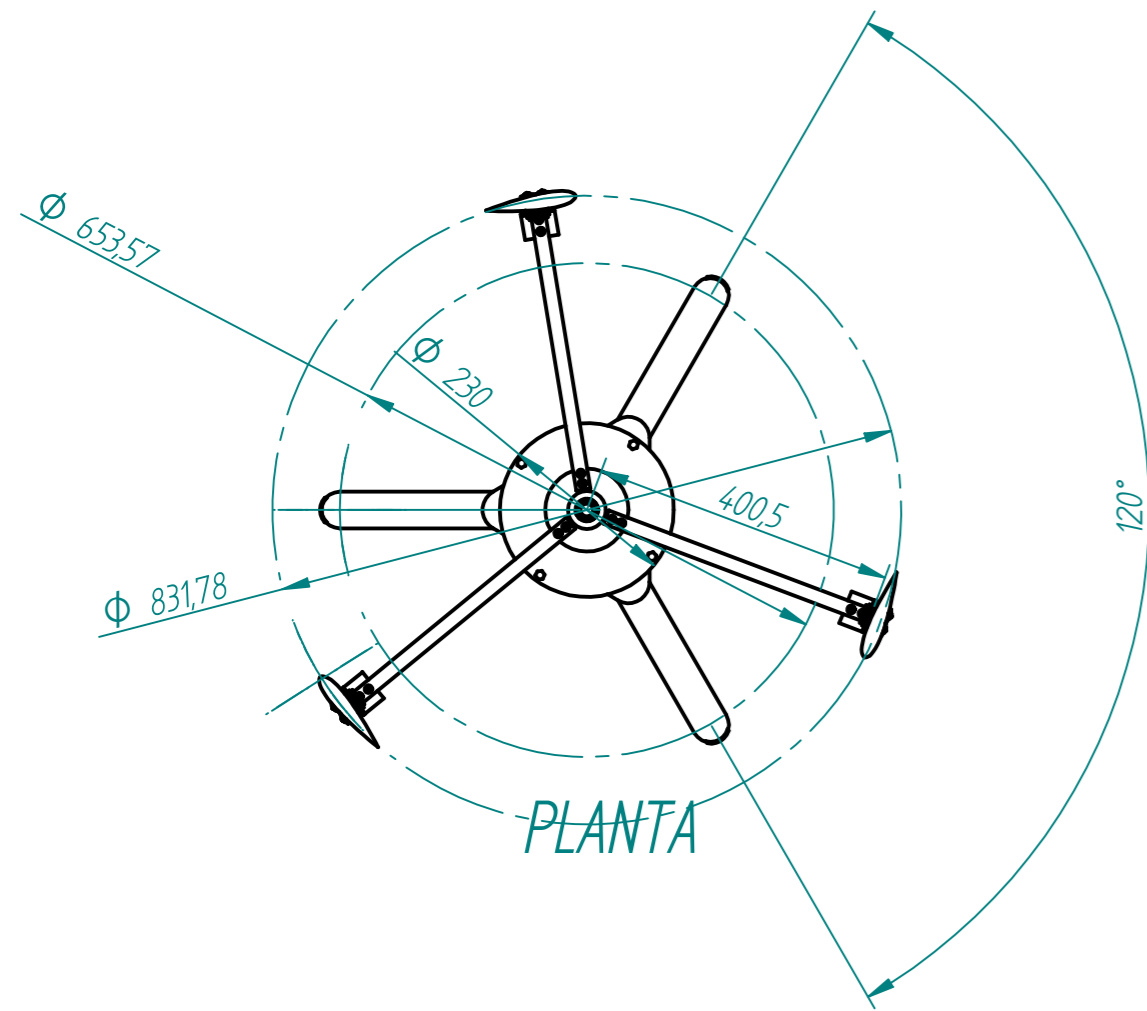
<b>m</b>	0,071 kg	Peso
<b>C<sub>r</sub></b>	9300 N	Capacidad de carga dinámica, radial
<b>C<sub>0r</sub></b>	5000 N	Capacidad de carga estática, radial
<b>n<sub>G</sub></b>	17000 1/min	Velocidad límite
<b>n<sub>B</sub></b>	18200 1/min	Velocidad de referencia
<b>C<sub>ur</sub></b>	285 N	Carga límite de fatiga, radial

## **ANEXO VI**

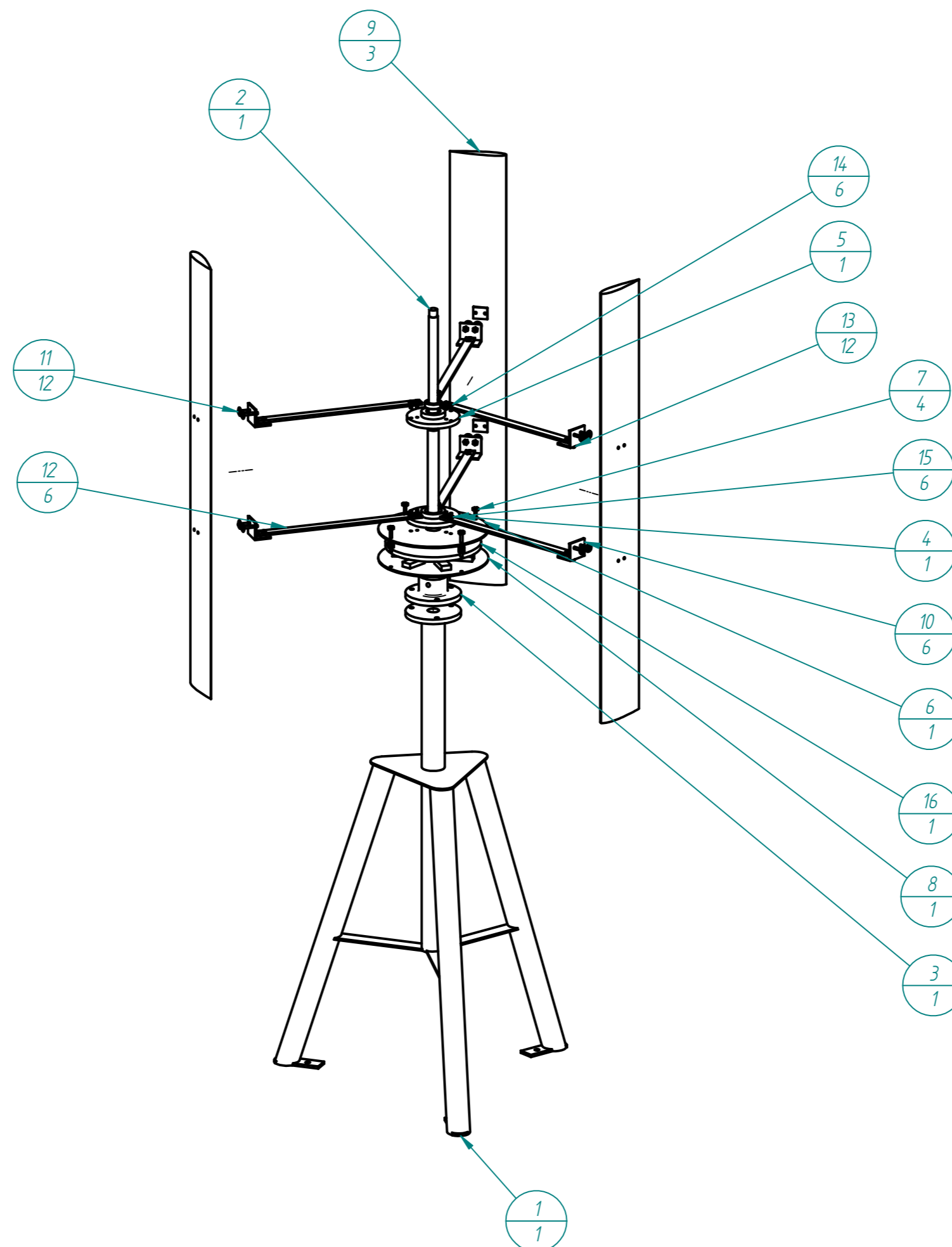
### **PLANOS DEL PROTOTIPO**

(Ver planos adjuntos)

Revisiones			
Rev	Descripción	Fecha	Aprobado



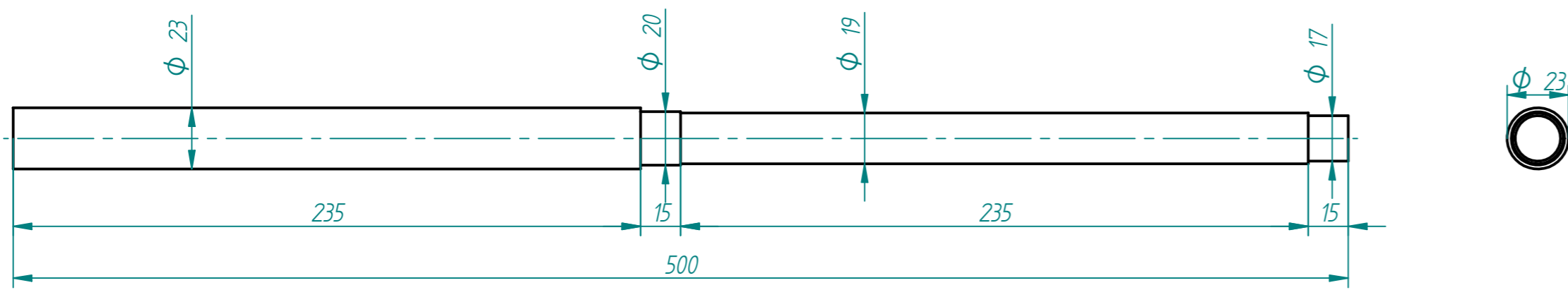
VISTA FRONTAL  
1:10



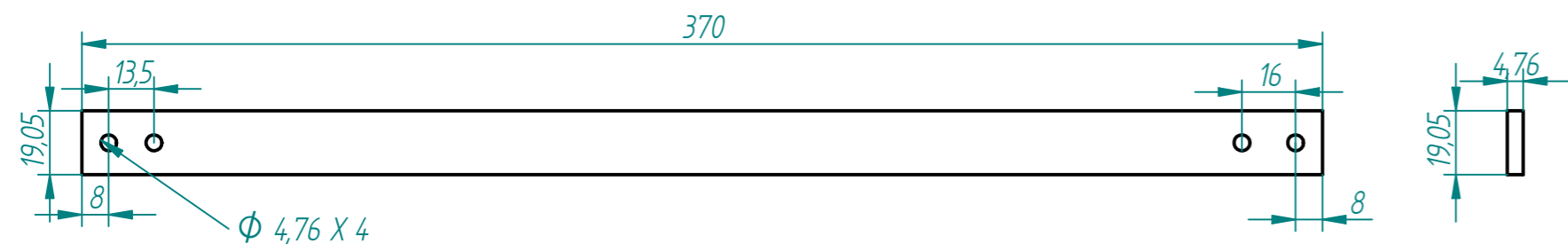
Número de elemento	Nombre de archivo (sin extensión)	Material	Cantidad
1	Estructura T1.5	Acero	1
2	Eje acero	Acero, estructural	1
3	Soporte Base	Acero	1
4	Soporte Inferior	Aluminio, 1060	1
5	Soporte superior	Aluminio, 1060	1
6	Disco rotor AIP superior	Acero	1
7	Tornillo alt	Acero	4
8	Disco rotor AIP inferior	Acero	1
9	Alabe Perfil NACA0018	Madera, caoba	3
10	Angulo Enlace	Aluminio, 1060	6
11	Tornillo 3.16.15t	Acero	12
12	Brazo	Aluminio, 1060	6
13	Tornillo 3.16.0.5t	Acero	12
14	Tornillo 3.16.0.5	Acero	6
15	Tornillo 3.16.10.75	Acero	6
16	Estator	Polipropileno, alto impacto	1

Nombre	Fecha	SOLID EDGE <sup>00</sup> EDS-PLM SOLUTIONS	
Dibujado	ORUZZ/SUAREZ	5/02/11	
Comprobado			
Aprobado 1			
Aprobado 2			
Salvo indicación contraria cotas en milímetros ángulos en grados tolerancias ±0,5 y ±1°		Título: DISEÑO Y CONSTRUCCION DE UN PROTOTIPO DE TURBINA EOLICA DE EJE VERTICAL Plano: 1 DE 4 Archivo: ensamble estructura.dft Escala:      Peso:      Hoja 1 de 4	

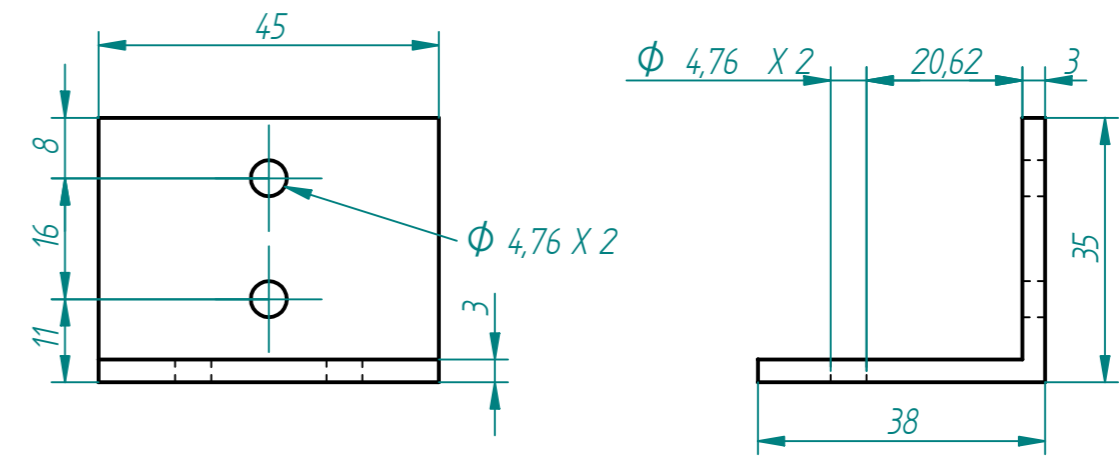
Revisiones			
Rev	Descripción	Fecha	Aprobado



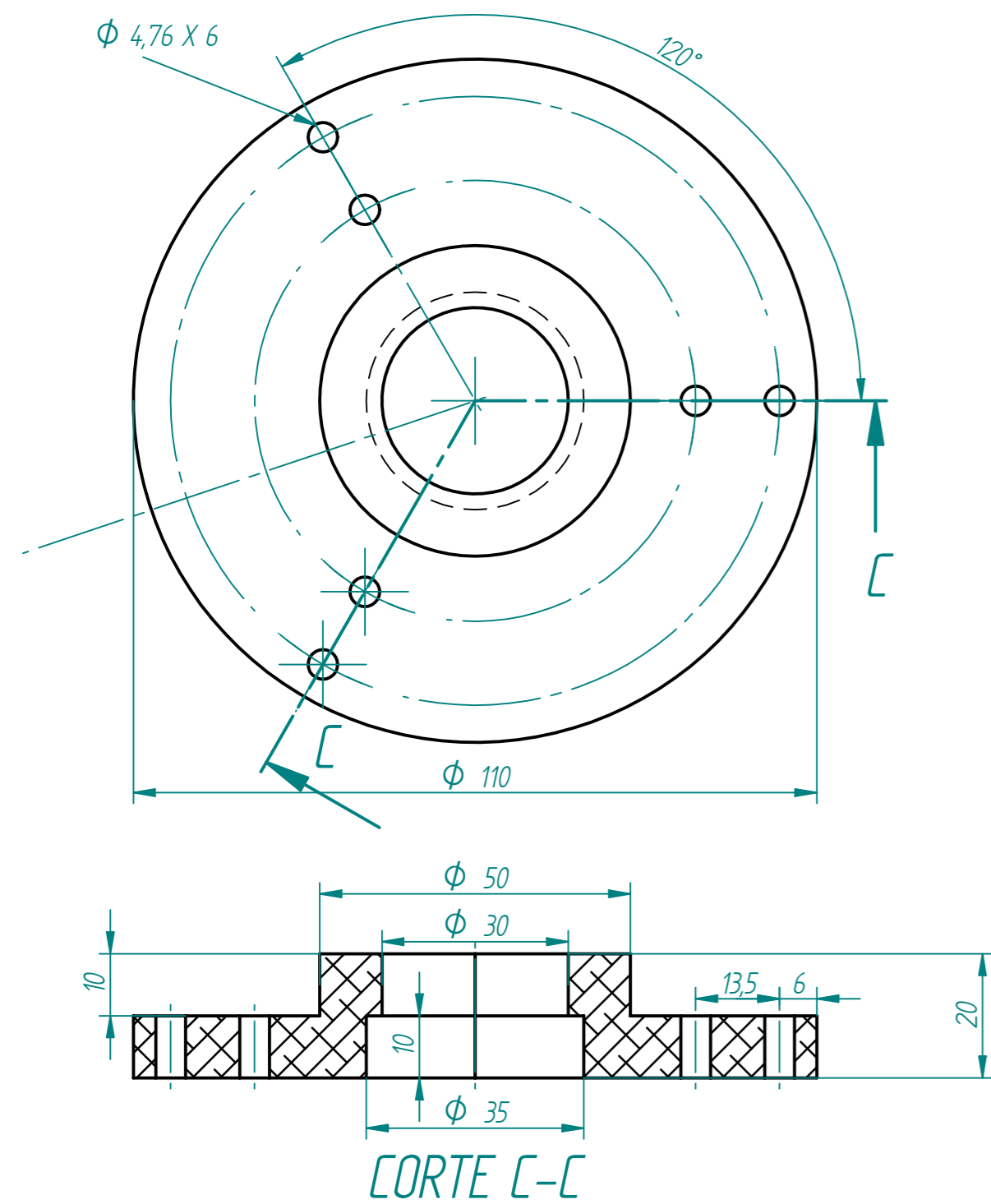
EJE ACERO 1:2



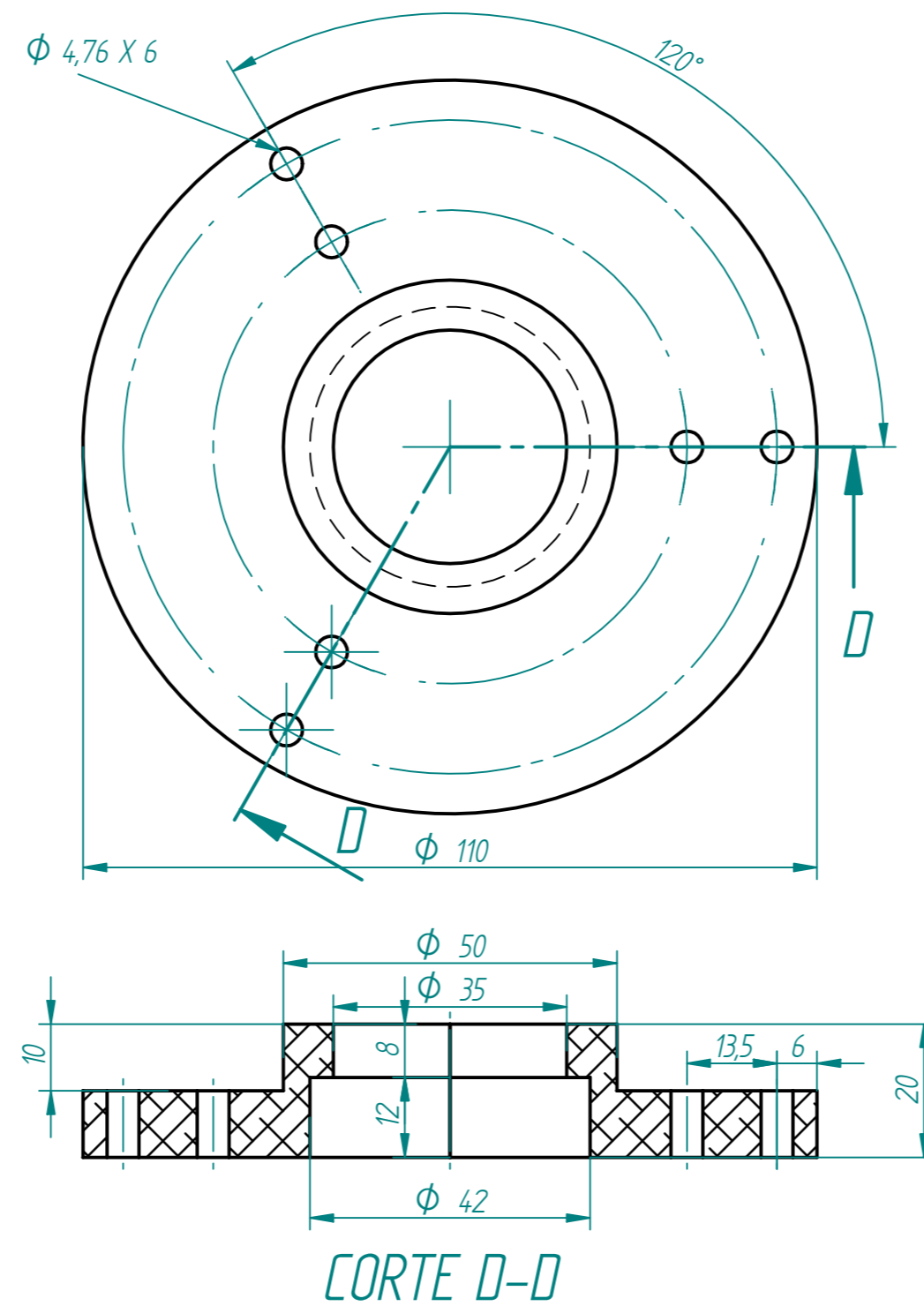
BRAZO 1:2



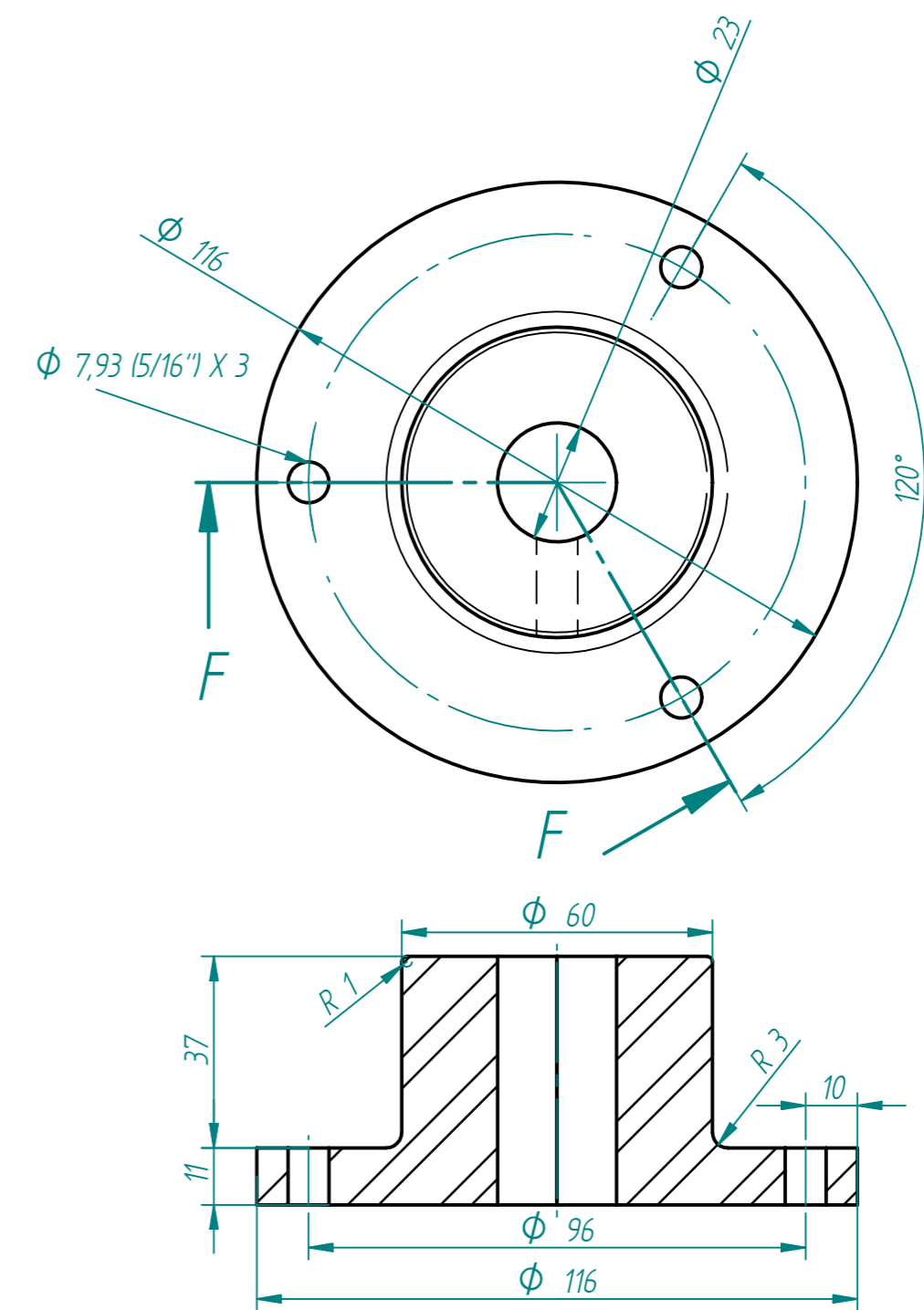
ANGULO ENLACE 1:1



SOPORTE SUPERIOR 1:1



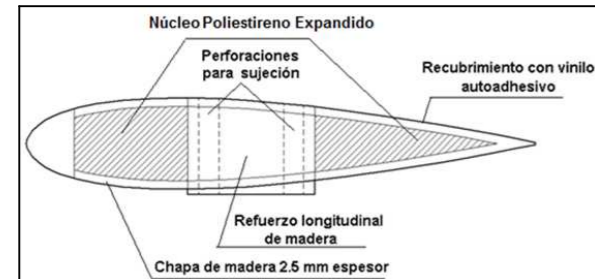
SOPORTE INFERIOR 1:1



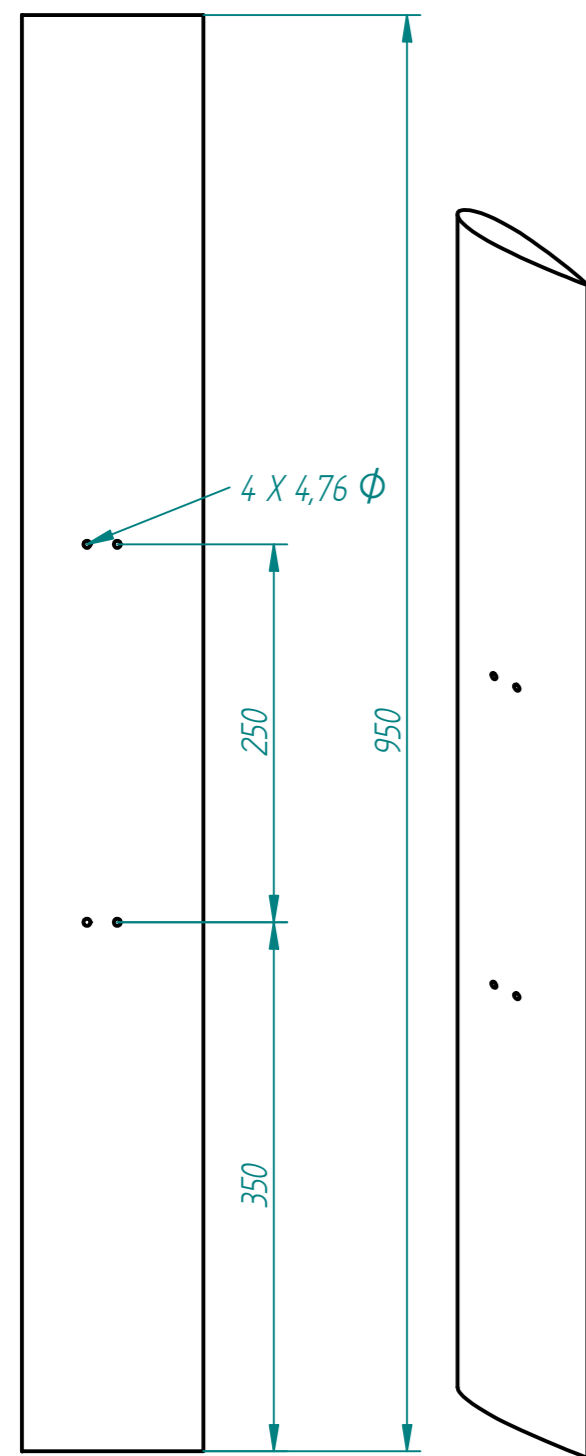
CORTE F-F SOPORTE BASE 1:1,5

Dibujado	Nombre	Fecha	<b>SOLID EDGE</b> EDS-PLM SOLUTIONS	
Comprobado	ORUZ/SUAREZ	5/02/11		
Aprobado 1			Título DISEÑO Y CONSTRUCCION DE UN PROTOTIPO DE TURBINA EOLICA DE EJE VERTICAL	
Aprobado 2				
Salvo indicación contraria cotas en milímetros ángulos en grados tolerancias ±0,5 y ±1°			A2	Plano 2 DE 4
			Escala	Peso
			Hoja 2 de 4	

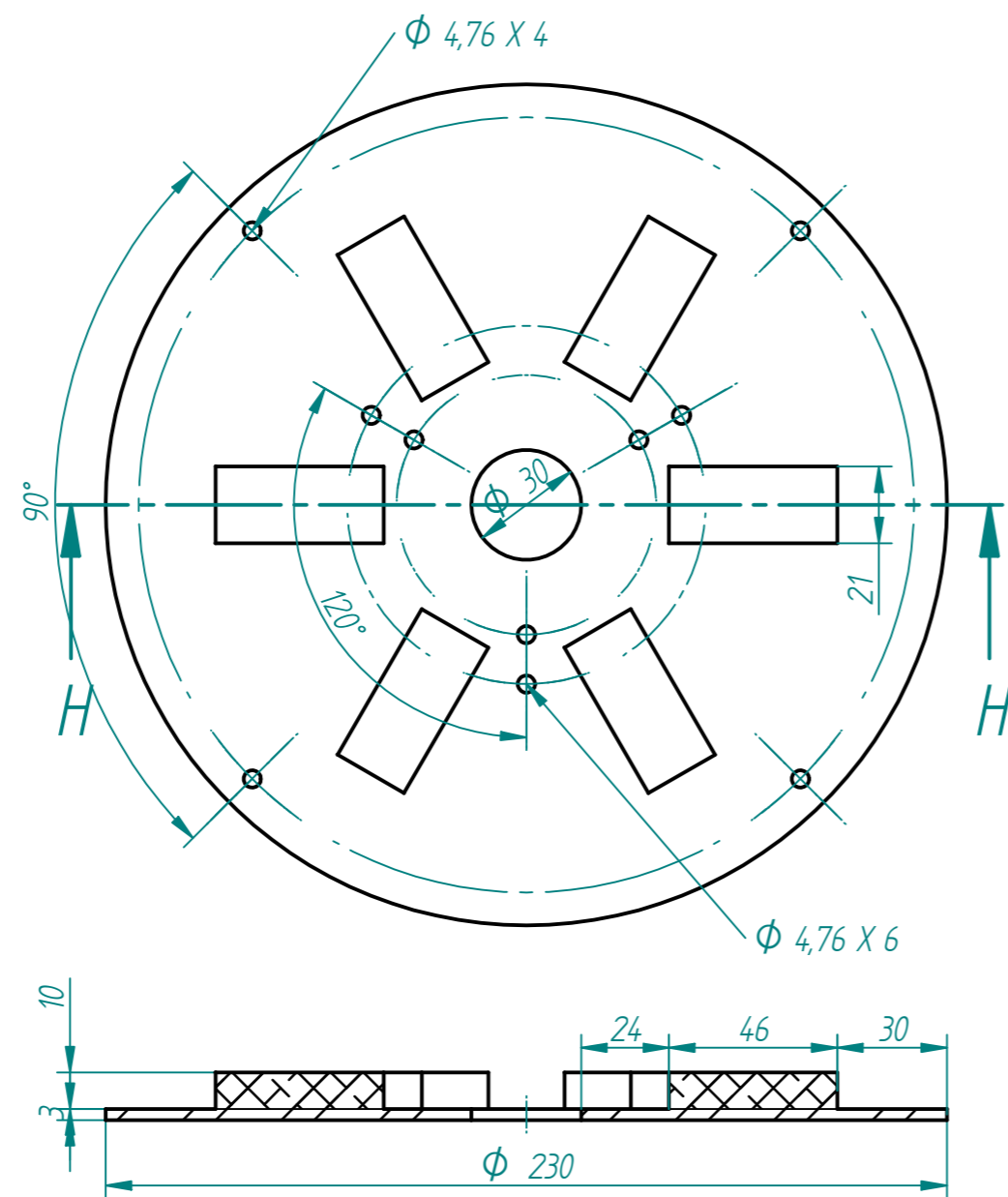
Revisiones			
Rev	Descripción	Fecha	Aprobado



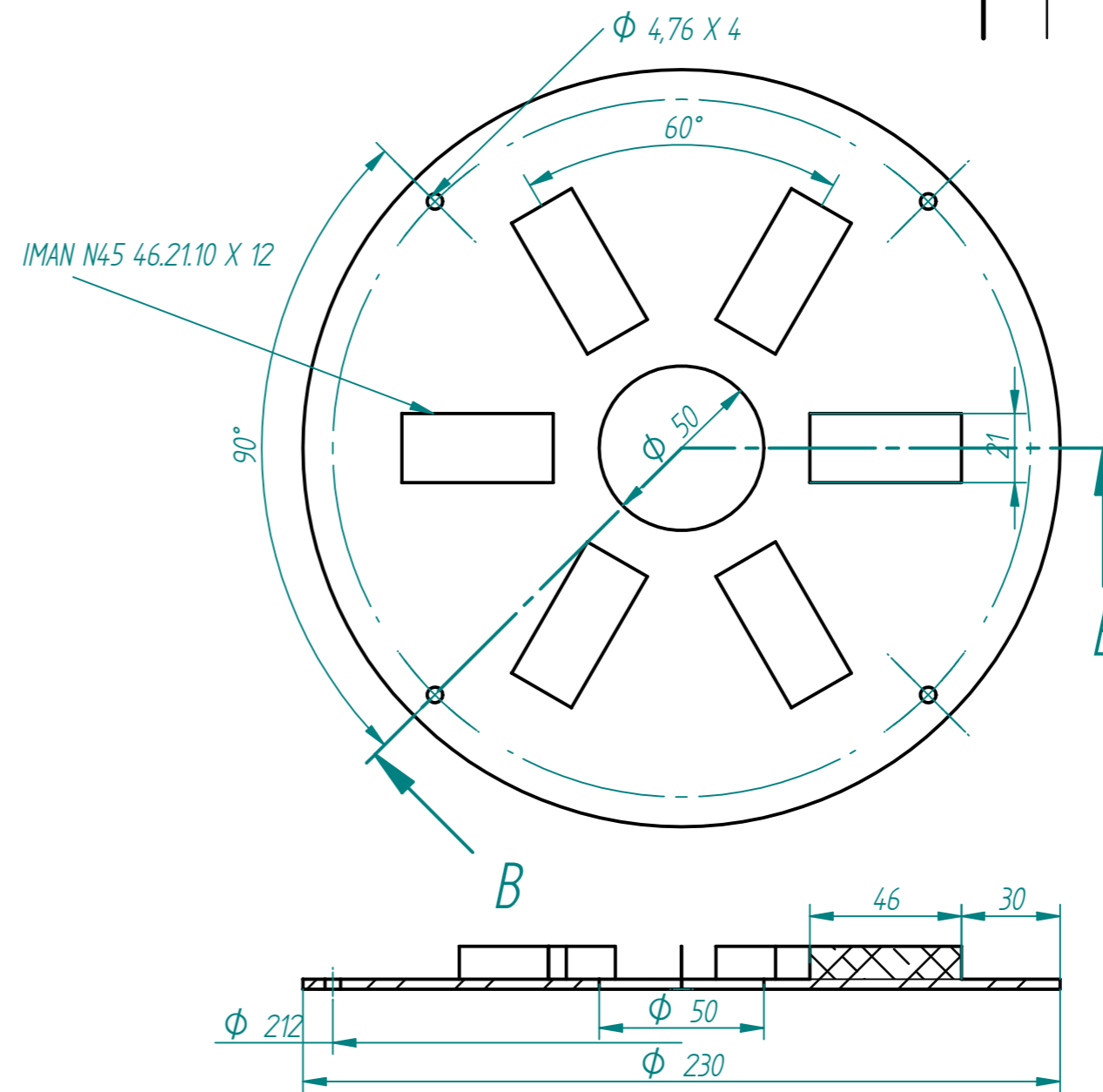
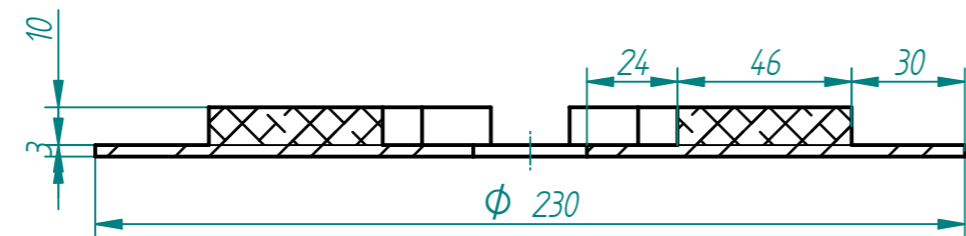
**DETALLE ALABE**



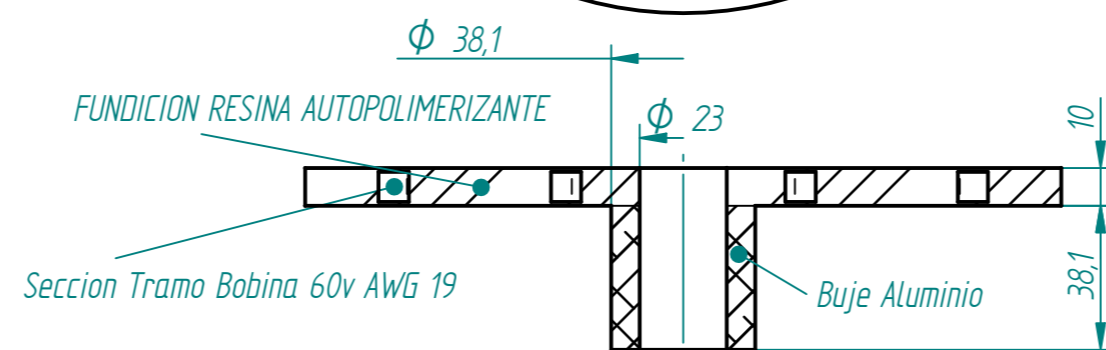
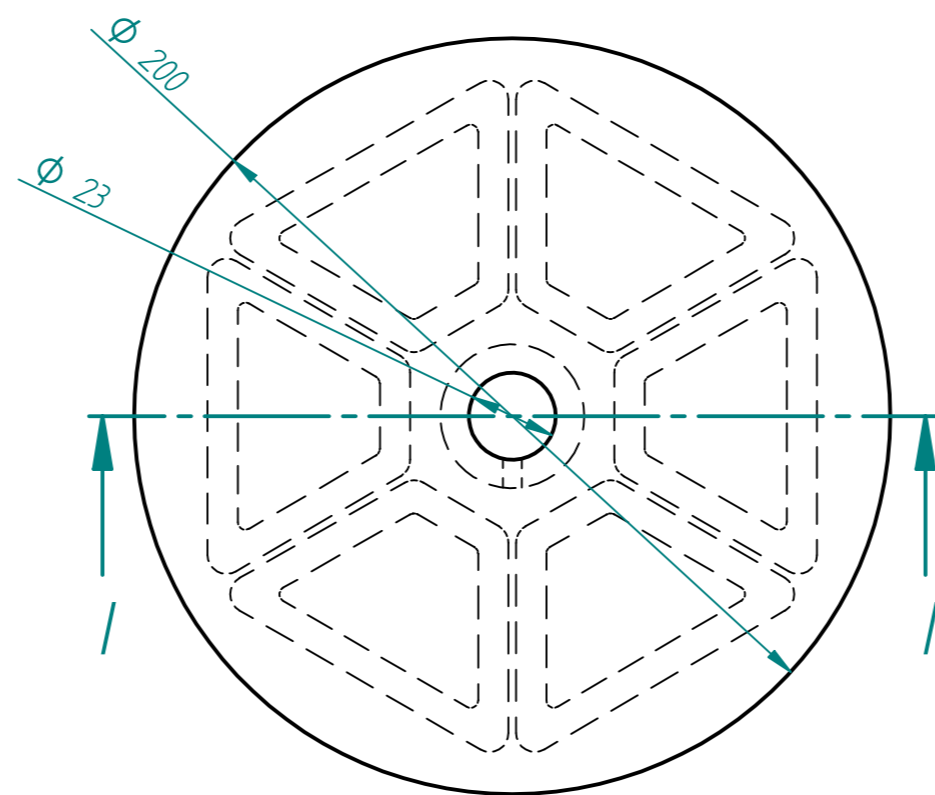
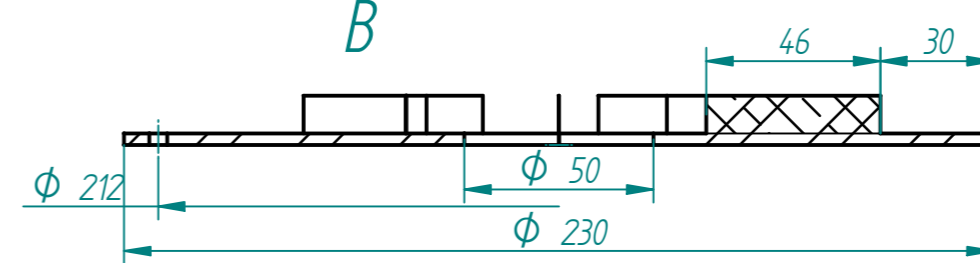
**ALABE PERFIL NACA0018  
1:2**



**CORTE H-H  
DISCO ROTOR AIP SUPERIOR 1:2**



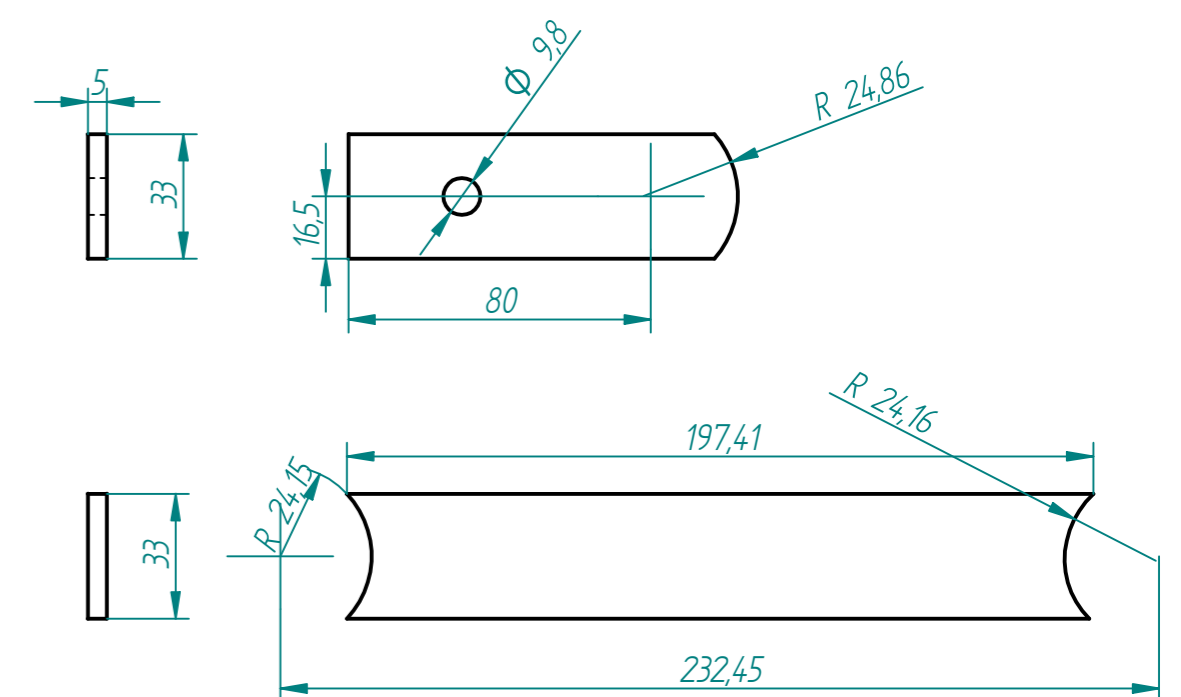
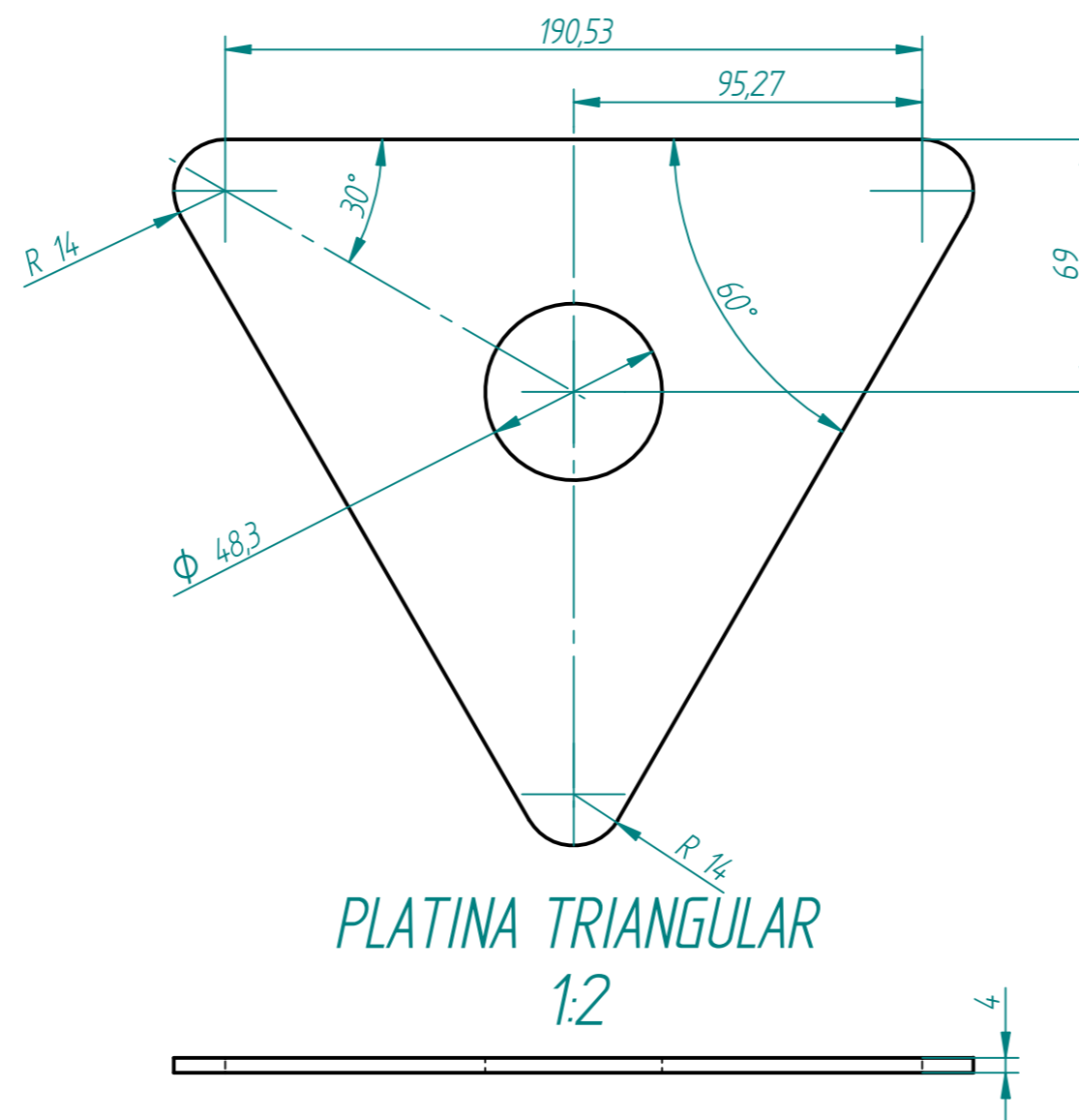
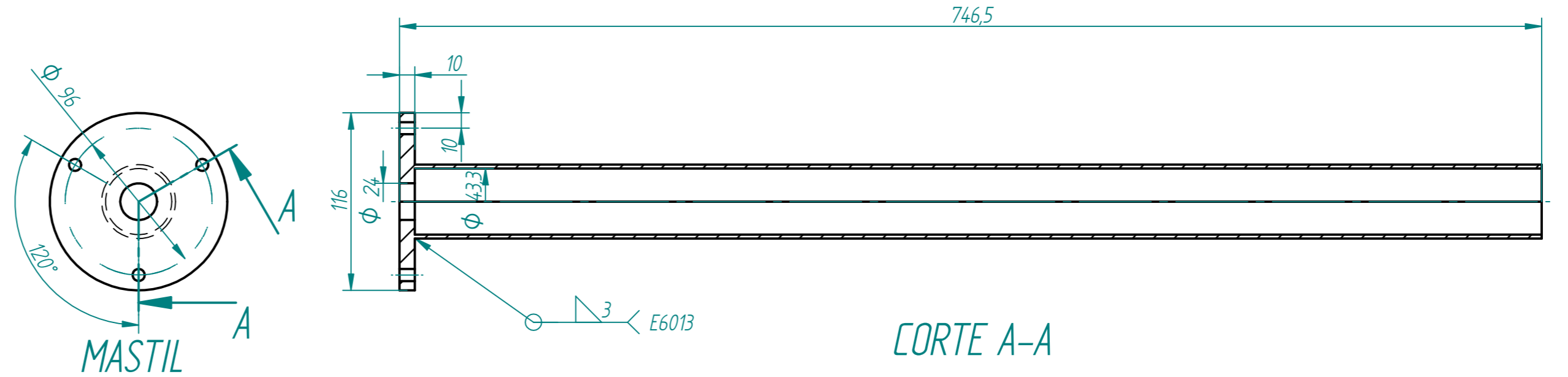
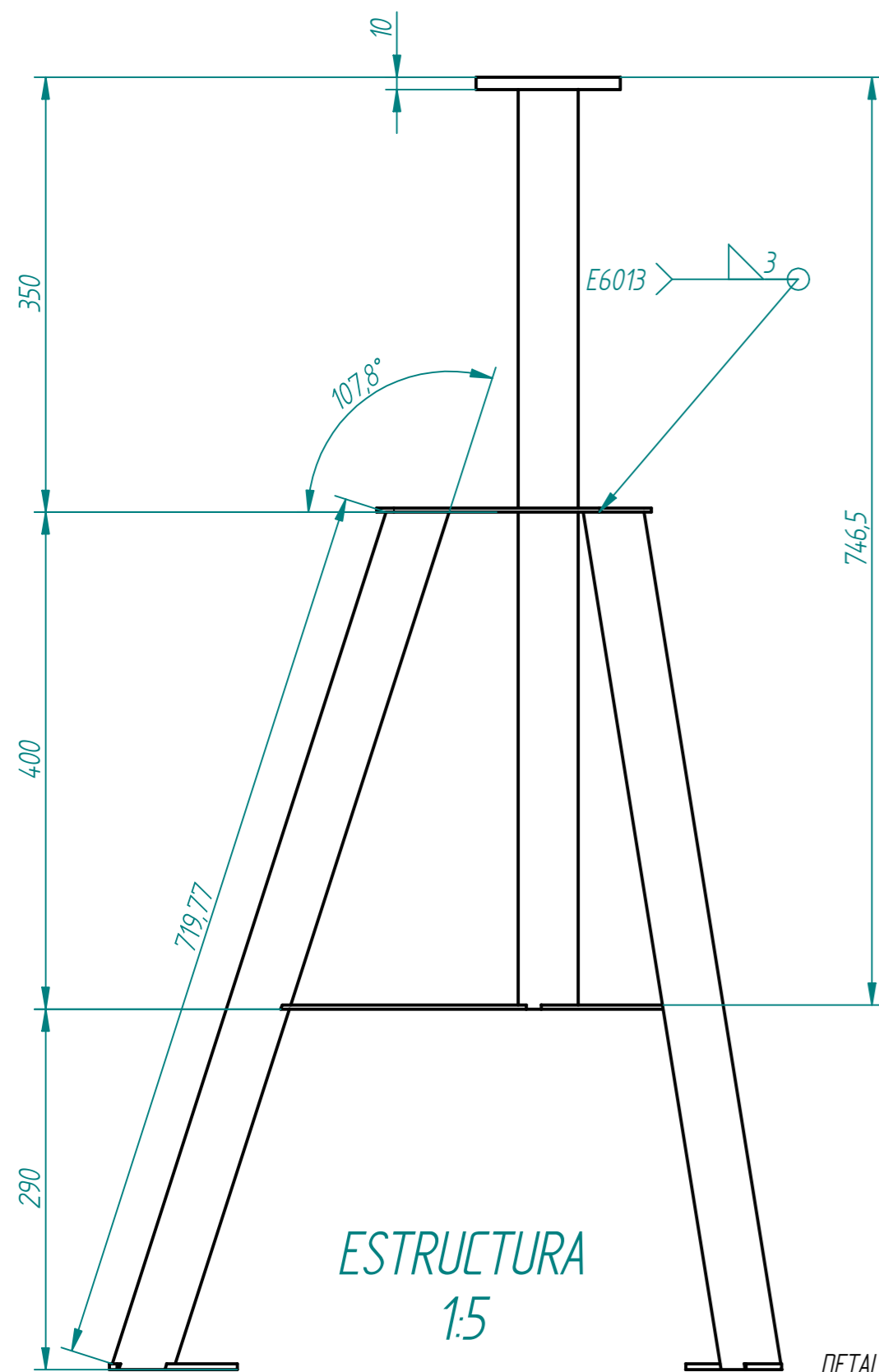
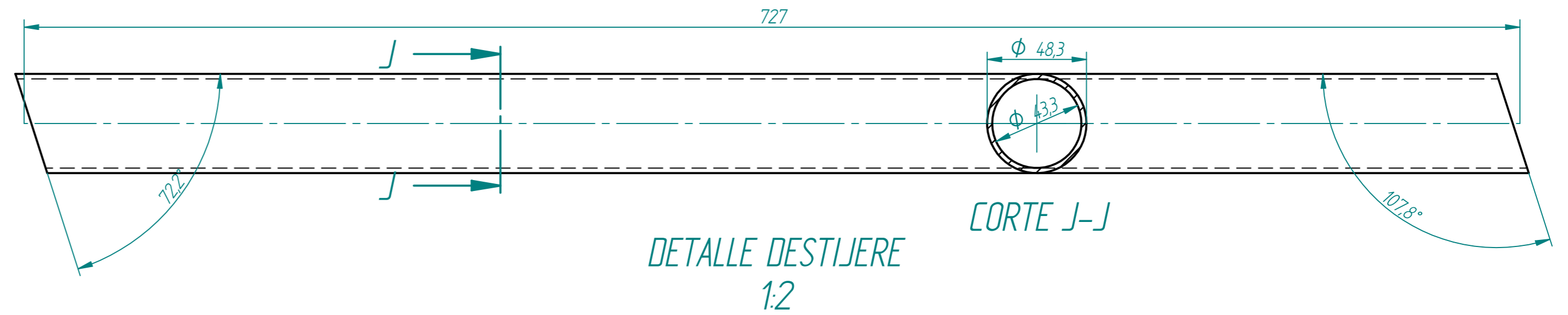
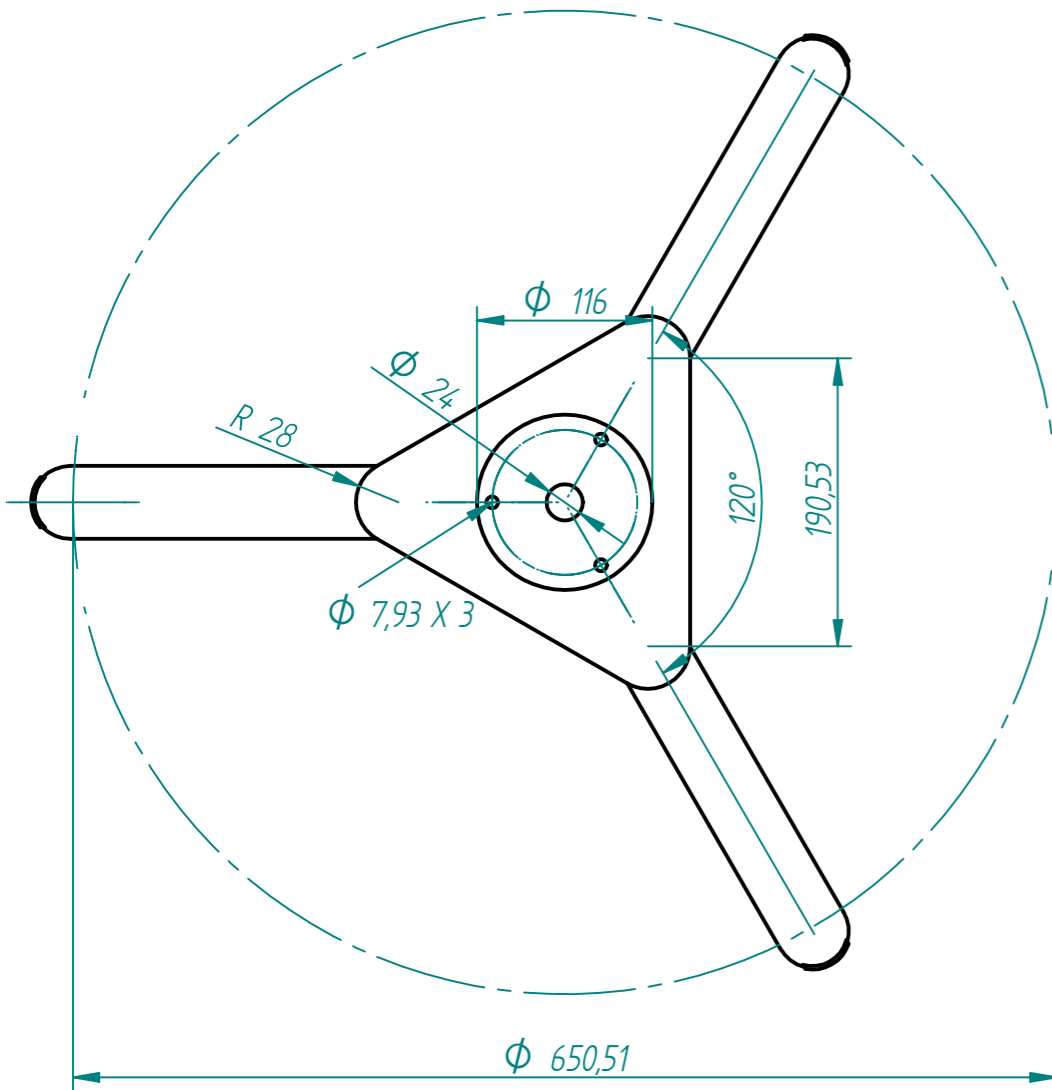
**CORTE B-B  
DISCO ROTOR AIP INFERIOR 1:2**



**CORTE I-I**

Nombre	Fecha	<b>SOLID EDGE</b> EDS-PLM SOLUTIONS	Título <b>DISEÑO Y CONSTRUCCION DE UN PROTOTIPO DE TURBINA EOLICA DE EJE VERTICAL</b>
Dibujado <i>ORDUZ/SUAREZ</i>	5/02/11		
Comprobado		A2 Plano <b>3 DE 4</b>	Rev
Aprobado 1			Archivo: <b>ensamble estructura.dft</b>
Aprobado 2		Escala	Peso
Salvo indicación contraria cotas en milímetros ángulos en grados tolerancias ±0,5 y ±1°		Hoja 3 de 4	

Revisiones			
Rev	Descripción	Fecha	Aprobado



Dibujado	Nombre	Fecha	<b>SOLID EDGE</b> EDS-PLM SOLUTIONS		
Comprobado	ORDUZ/SUAREZ	5/02/11			
Aprobado 1			Titulo DISEÑO Y CONSTRUCCION DE UN PROTOTIPO DE TURBINA EOLICA DE EJE VERTICAL		
Aprobado 2			A2	Plano 4 DE 4	Rev
Salvo indicación contraria cotas en milímetros ángulos en grados tolerancias ±0,5 y ±1°			Archivo: ensamble estructura.dft	Escala	Peso
					Hoja 4 de 4