

“2015, Año del Generalísimo José María Morelos y Pavón”

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE PACHUCA

DISEÑO DE UN AEROGENERADOR DE TIPO DOMÉSTICO

TESIS QUE PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRO EN INGENIERÍA MECÁNICA
PRESENTA

ING. GERARDO ZAUSA ÁVILA

DIRECTOR:
DR. ABDIEL GÓMEZ MERCADO

CO-DIRECTORES:
DR. LUIS MANUEL PALACIOS PINEDA
DR. MARIO EMIGDIO RODRÍGUEZ CASTILLO

145 Páginas

Pachuca de Soto, Hidalgo Febrero de 2016.





"2015, Año del Generalísimo José María Morelos y Pavón"

Pachuca, Hidalgo, **30/NOVIEMBRE/2015**

OFICIO No. DEPI-200-2015

C. ING. GERARDO ZAUSA ÁVILA
PRESENTE

La que suscribe, Jefa de la División de Estudios de Posgrado e Investigación, comunica a Usted que se autoriza la Impresión de su Tesis titulada:

"Diseño de un aerogenerador de tipo doméstico"

misma que presenta para obtener el grado de Maestro en Ingeniería Mecánica y una vez que han sido efectuadas las correcciones indicadas por el Jurado correspondiente.

Sin otro particular por el momento, quedo de Usted.

ATENTAMENTE

"EL HOMBRE ALIMENTA EL INGENIO EN CONTACTO CON LA CIENCIA"


DRA. ERIKA OSIRIS ÁVILA DÁVILA
JEFA DE LA DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN



C.p. Coordinación de Ingeniería Mecánica
Archivo
EOAD/Impp





"2015, Año del Generalísimo José María Morelos y Pavón"

División de Estudios de Posgrado e Investigación
Maestría en Ingeniería Mecánica
ACTA

Siendo las 13:00 horas del 22 de mayo de 2015, reunidos en el aula U10, el Consejo de Posgrado en Ingeniería Mecánica manifiesta la APROBACIÓN del trabajo de tesis titulado: *Diseño de un aerogenerador de tipo doméstico, con el siguiente contenido:*

Resumen/Abstract
Nomenclatura
Introducción
Contenido
Índice de cuadros, gráficas y figuras.
1. Estado del arte
2. Marco teórico
3. Metodología
4. Transmisión y torre
5. Resultados
Conclusiones y recomendaciones
Bibliografía
Apéndices

Para cubrir el requisito parcial correspondiente a TESIS para que el Ing. Gerardo Zausa Ávila obtenga el grado de Maestría en Ingeniería Mecánica, bajo la dirección del Dr. Abdiel Gómez Mercado, profesor del posgrado en Ingeniería Mecánica de la División de Estudios de Posgrado e Investigación.

ATENTAMENTE

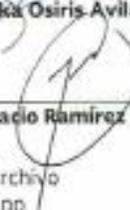
"EL HOMBRE ALIMENTA EL INGENIO EN CONTACTO CON LA CIENCIA"

EL CONSEJO DE POSGRADO

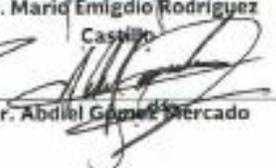

Dra. Erika Osiris Ávila Dávila


Dr. Luis Manuel Batallas Pineda


Dr. Mario Emigdio Rodríguez
Castillo


Dr. Ignacio Ramírez Vargas


Dr. Celerino Resendiz Rosas


Dr. Abdiel Gómez Mercado

C.p. Archivo
LMPP/Impp



Agradecimientos

A **Dios**, por esta vida que me dio
y la oportunidad de seguir estudiando.

A mis Padres y mis hermanos por su
apoyo que me brindaron.

A mi esposa Gloria Elizabeth y a mis hijos, Eli, Gaby
y Gera, por su amor y comprensión, cuando no
estuve con ellos.

A mis profesores de la maestría, por su
gran ayuda, sin ellos no hubiese logrado
este trabajo.

Resumen

Este trabajo presenta un Diseño de un Aerogenerador de tipo Doméstico utilizando un álabe con un perfil NACA (National Advisory Committee for Aeronautics), Con base a las condiciones del viento (velocidad, densidad, temperatura) que se tienen en la Ciudad de Pachuca Hidalgo, específicamente en el edificio de posgrado del Instituto Tecnológico de Pachuca, donde se realizaron mediciones de velocidad y temperatura, con ayuda de un termoanemómetro, obteniéndose datos necesarios para determinar la velocidad media que es un dato esencial que determina la potencia del viento, aquí se analizaran diferentes valores de potencia del viento, proponiendo distintas potencias del rotor, utilizando una misma velocidad del viento.

Se simulo en ANSYS el comportamiento del perfil utilizado y que es un NACA 0012, pudiendo determinar un ángulo de ataque adecuado para poder obtener la mejor velocidad y máxima en el rotor. El aerogenerador, se diseñó para un sistema de tres palas o álabes y con un radio suficiente para poder obtener potencia directamente del generador eléctrico y que será de 2.5 kw, aproximadamente. La transmisión también se diseñó para que proporcione la velocidad de 1800 r.p.m. que son necesarias para que el generador de tipo autoinducido y produzca el voltaje necesario utilizable para la carga.

Abstract

This paper presents a design of a wind turbine type pet using a blade with a NACA profile (National Advisory Committee for Aeronautics), based on the wind conditions (speed, density, temperature) that are in the city of Pachuca Hidalgo, specifically in the building of the Graduate School of the Instituto Tecnológico de Pachuca, where speed and temperature measurements were made, with the help of a thermoanemometro, obtain data needed to determine the speed media is an essential fact that determines the power of the wind, here will analyze different power values of the wind, by proposing different powers of the rotor, using a same wind speed.

Simulo in ANSYS behavior of the profile used and which is a NACA 0012, being able to determine a suitable angle in order to get the best speed and maximum in the rotor. The wind turbine, is designed for a set of three blades or blades and with one sufficient RADIUS to get power directly from the electric generator and which will be 2.5 kw, approximately. The transmission was also designed to provide the speed of 1800 rpm needed to self-induced type generator and produce usable necessary voltage to the load.

Contenido

Resumen.....	iv
Abstract.....	v
Contenido	vi
Índice de figuras.....	ix
Índice de tablas	xiii
Introducción	1
Problema a investigar	3
Justificación	5
Hipótesis	6
Objetivo general	6
Objetivos específicos	6
CAPÍTULO 1.....	7
Estado del arte	7
1.1 Historia de los aerogeneradores.....	8
1.2 El concentrador solar.....	9
1.3 La energía eólica en México.....	11
1.4 Aerogeneradores en México.....	11
1.5 Cálculo del consumo de energía	13
1.6 Evolución de los rotores y del diseño de palas.....	15
1.6.1 Aerodinámica	16
1.6.2 Numero de palas para un aerogenerador	17
1.6.3 Perfiles	18
1.6.4 Geometría de la pala.....	19

CAPÍTULO 2.....	20
Marco teórico.....	20
2.1 La energía del viento.....	21
2.2 Tipos de vientos.....	21
2.2.1 Brisas.....	23
2.2.2 Vientos catabáticos y anabáticos.....	24
2.2.3 Viento Föhn.....	24
2.3 Ley de Betz.....	25
2.4 Parámetros de diseño de un tubo de corriente.....	28
2.4.1 Fuerzas sobre un perfil.....	28
2.4.2 Fuerzas de arrastre y ascensional en perfiles fijos.....	31
2.5 Acción del viento sobre el perfil. Potencia útil y rendimiento.....	32
2.5.1 Palas perfiladas.....	32
2.5.2 Ángulos de la cuerda.....	33
2.6 Dimensionamiento de un rotor eólico.....	33
2.6.1 Área frontal barrida por pala.....	33
2.6.2 Tamaño de palas y coeficiente de solidez Ω	36
2.7 Teoría turbillonaria.....	37
2.8 Procedimiento general para el diseño del rotor.....	41
2.8.1 Determinación de parámetros básicos.....	41
2.8.2 Definir la forma de la pala.....	42
2.8.3 Calculo de la potencia del rotor y modificar el diseño de la pala.....	44
2.9 Efecto del arrastre del número de palas en la potencia óptima.....	46
2.10 Características operativas de un aerogenerador.....	47
2.10.1 Velocidad del viento.....	48

2.10.2	Densidad del viento.	48
2.10.3	Materiales para la fabricación de álabes de las turbinas de viento.....	48
CAPÍTULO 3.....		49
Metodología.....		49
3.1	Perfil aerodinámico, conceptos generales de aerodinámica.....	50
3.2	Características de presión en un perfil aerodinámico.....	51
3.3	Centro de presiones.	52
3.3.1	Viento relativo	53
3.4	Efecto de la compresibilidad.....	54
3.4.1	Resistencia.....	56
3.4.2	Sustentación.	58
3.5	Diseño del Hub.....	61
3.5.1	Corriente plana paralela.....	61
3.5.2	Cuerpo sumergido en un fluido.	70
3.6	Distribución de la velocidad de un fluido alrededor de un cilindro de sección circular.	71
3.7	Alabes del aerogenerador.	76
3.7.1	Procedimiento.....	77
3.7.2	Obtención del álabe	83
CAPÍTULO 4.....		85
Transmisión y torre.....		85
4.1	Engranajes para la transmisión	86
4.1.1	Tipos de Engranajes	86
4.2	Cálculo de relaciones de transmisión, número de dientes y distancia entre centros	89

4.3	Diseño y cargas existentes en los engranes.	94
4.4	La Torre de carga.	103
4.4.1	Definición.	103
4.4.1.2	Tipos de torres-soporte de los aerogeneradores.	104
4.4.1.2	Consideraciones cálculo de la torre.	104
4.4.2	Soporte para un Aerogenerador Doméstico.	108
4.4.2.1	Carga del Viento.	108
4.4.2.2	Resistencia Aerodinámica.	109
4.4.2.3	Perfil de Velocidades.	109
4.4.3	Torre sometida a cargas.	110
4.4.4	Calculando el momento flector.	111
4.5	Generador eléctrico.	115
4.6	Análisis de resultados.	120
	Conclusiones.	122
	Apéndice A.	124
	Referencias.	129

Índice de figuras

Figura 1:	Escrito medieval.	9
Figura 2:	Campos de generación eólica en México.	11
Figura 3:	Relación entre coeficiente de potencia del rotor y el número de palas para un L/D infinito.	18
Figura 4:	Familia de perfiles naca serie-6 y DUxx-xx-xxx.	19
Figura 5:	Representación gráfica de los vientos sinópticos.	22

Figura 6: Representación gráfica de los vientos sinópticos.	22
Figura 7: Esquema general de un viento particular tierra-mar y viceversa (brisas)	23
Figura 8: Viento catabático y anabático.....	24
Figura 9: Viento Föhn.	24
Figura 10: Influencia de obstáculos topográficos sobre la velocidad del viento.....	25
Figura 11: Demostración de la ley de Betz.	26
Figura 12: Relación de potencia del viento.....	27
Figura 13: Relación de potencias del viento.	27
Figura 14: Perfil situado en el seno de una corriente fluida.	28
Figura 15: Depresión turbillonario.....	29
Figura 16: Fuerza de elevación	29
Figura 17: Perfil placa plana	30
Figura 18: Coeficiente C_w para algunos perfiles semiesféricos.	31
Figura 19: Fuerzas de arrastre y ascensional de un perfil fijo.	32
Figura 20: Movimiento de rotación de la pala.	33
Figura 21 Relación entre el coeficiente de solidez y el TSR.....	37
Figura 22 Esquema de velocidad inducida	38
Figura 23 Curva C_p - λ para velocidades específicas altas.	45
Figura 24 Máximo coeficiente de potencia como una función del número de palas	47
Figura 25 Máximo coeficiente de potencia aprovechable para un rotor óptimo de tres palas como función de la razón $ClCd$	47
Figura 26 Nomenclatura de un perfil aerodinámico.	50
Figura 27 Presión vs velocidad.....	51
Figura 28 Distribución de presiones sobre un perfil aerodinámico.	52
Figura 29 Desplazamiento del centro de presiones.....	52

Figura 30 Viento relativo	54
Figura 31 Perfil en pérdida con un ángulo de ataque grande. La capa límite se separa cerca de la superficie frontal.	57
Figura 32 Distribución de presiones con ángulo de ataque de 0° de un perfil alar NACA 0012 simétrico	58
Figura 33 Perfil NACA 0012	59
Figura 34 Malla de un perfil alar NACA 0012 simétrico, con un ángulo de ataque de 5°	60
Figura 35 Contorno de presiones de un perfil alar NACA 0012 simétrico, con un ángulo de ataque de 5°	60
Figura 36 Contorno de velocidades de un perfil alar NACA 0012 simétrico, con un ángulo de ataque de 5°	61
Figura 37 Líneas de corriente.....	65
Figura 38 Onda de choque en el perfil.....	70
Figura 39 Flujo alrededor de un cilindro con longitud infinita.....	73
Figura 40 Vista frontal del Hub	75
Figura 41 Vista trimétrica del Hub.....	75
Figura 42 Alabe del aerogenerador.	83
Figura 43 Alabe del aerogenerador (Posición trimétrica).....	84
Figura 44 Alabe del aerogenerador (Posición frontal).	84
Figura 45 Engranés rectos.	86
Figura 46 Engranés helicoidales.....	86
Figura 47 Engranés cónicos.	87
Figura 48 El tornillo sinfín.	88
Figura 49 Nomenclatura de los dientes de engranes rectos.....	88
Figura 50 Arreglo de transmisión.....	90
Figura 51 Arreglo de transmisión con valores reales.....	92

Figura 52 Engranés F y G	94
Figura 53 D. C. L. Engrane F.....	95
Figura 54 D. C. L. Engrane C	96
Figura 55 Transmisión diseñada.	98
Figura 56 Engrane F.....	99
Figura 57 Engranés C y G.	99
Figura 58 Engranés B y D.	100
Figura 59 Engrane E.....	100
Figura 60 Flecha de acoplamiento entre engranes.	101
Figura 61 Soporte de fijación de engranes al Hub.....	101
Figura 62 Flecha de acoplamiento de engranes a soporte de fijación.....	102
Figura 63 Despiece de transmisión posterior.	102
Figura 64 Despiece de transmisión frontal.	103
Figura 65 Diferentes tipos de torres de un aerogenerador.	103
Figura 66 Diagrama esfuerzo-deformación del acero.....	107
Figura 67 Torre sometida a cargas.....	111
Figura 68 Sección de la torre.....	113
Figura 69 Torre del aerogenerador de tipo doméstico.....	114
Figura 70 Torre del aerogenerador de tipo doméstico,.....	114
Figura 71 Máquina eléctrica simple; i , corriente; Φ , flujo magnético.....	116
Figura 72 Generador de tipo autoinducido de 2.5 kw, 220 volts.....	117
Figura 73 Vista completa del aerogenerador.....	117
Figura 74 Vista lateral alabes y góndola.....	118
Figura 75 Vista simétrica alabes y góndola.	118
Figura 76 Vista superior, alabes, transmisión y generador eléctrico.....	119

Figura 77 Vista interna simétrica, alabes, transmisión y motor..... 119

Figura 78 Vista interna posterior, alabes, transmisión y motor. 120

Índice de tablas

Tabla 1: Consumo de energía de una casa doméstica..... 14

Tabla 2: Factores de potencia en función de la velocidad media. (Martínez D, (2008)). 35

Tabla 3: Factores de corrección de la densidad del aire. (Martínez D, (2008)). 35

Tabla 4: Valores estimados de la eficiencia..... 36

Tabla 5: Velocidad específica de acuerdo al número de palas..... 42

Tabla 6: Equipo utilizado en las mediciones de velocidad del viento. 77

Tabla 7: Equipo utilizado en las mediciones de temperatura del aire..... 77

Tabla 8: Datos de temperatura y velocidades del viento 78

Tabla 9: Factores de potencia en función de la velocidad media. (Martínez D, (2008)). 79

Tabla 10: Factores de corrección de la densidad del aire. (Martínez D, (2008)). 79

Tabla 11: Potencias de viento para las diferentes potencias del rotor..... 81

Tabla 12: Áreas de barrido para las diferentes potencias del rotor 81

Tabla 13: Diámetros y radios corregidos de las diferentes áreas de barrido 82

Tabla 14: RPM obtenidas con los diferentes radios respecto del **A**BARRIDO 82

Tabla 15: Propiedades de los aceros estructurales..... 106

Tabla 16 Características de la torre del aerogenerador..... 111

Tabla 17: Características del generador eléctrico. 116

Introducción

El presente trabajo de investigación, surge por la problemática ambiental que en la actualidad se tiene con el aumento del calentamiento global. En este sentido, se busca la implementación de energías alternas renovables mediante la optimización de un sistema de generación de energía eléctrica por medio del viento, llamado: aerogenerador, para uso doméstico. En la actualidad, la energía eólica es la tecnología de generación de electricidad de mayor crecimiento a nivel mundial.

La idea básica de un generador eléctrico es el movimiento de un imán frente a una bobina. Ese movimiento es circular, pero lo que importa no es la velocidad angular del imán (número de revoluciones por minuto del imán frente a la bobina), sino la velocidad tangencial del imán, que es el producto de la velocidad angular por el radio de giro del imán o distancia radial del imán al eje de giro) [14]. Un generador cuyos imanes estén cerca del eje de giro, necesitará más velocidad angular (rpm.) que un generador cuyos imanes estén más alejados del eje de giro. Los generadores eléctricos pueden ser de flujo axial o flujo radial. Esta definición está mal expresada, puesto que el flujo es una magnitud escalar y por ello no tiene dirección ni sentido. Lo que es axial o radial es el campo magnético creado por los imanes. El generador axial consiste en un disco delgado de hierro que gira alrededor de un eje perpendicular al mismo, y en cuyo contorno se sitúan un conjunto de imanes, los cuales crean un campo magnético paralelo al eje de giro, mientras que el generador radial consiste en un cilindro que gira alrededor de su eje, y los imanes se sitúan en la superficie lateral, creando un campo magnético perpendicular al eje de giro. En los primeros generadores, los imanes eran en realidad electroimanes, que necesitaban una intensidad de corriente o excitación, para poder crear el campo magnético [14]. Poco a poco han aparecido generadores donde los imanes son permanentes, entre ellos los de Neodimio, los cuales crean un campo magnético más intenso que el de todos sus predecesores. Estos imanes son los que permiten la construcción de generadores eléctricos impulsados por el viento: generadores eólicos o aerogeneradores. La construcción de un aerogenerador “casero” despierta mucho interés, bien por ahorro económico, bien por satisfacción personal, aunque no es tarea fácil. Hasta que no nos ponemos manos a la obra, no nos damos cuenta de las dificultades mecánicas y técnicas que entraña esa construcción.

Según Sagrillo (1997) [8], el desarrollo de los pequeños aerogeneradores se ha visto limitado por la poca profundidad en el análisis de los fenómenos aerodinámicos, por lo que puntualiza la necesidad de un análisis específico sobre los sistemas de orientación y protección los que han sido en general deficientes, provocando problemas aeroelásticos en el rotor, la torre y el generador eléctrico, así como ruido aerodinámico, reflejo de las pérdidas en la captación de energía del viento. Para determinar los factores de diseño que nos permitirán desarrollar la optimización de un aerogenerador, primeramente son las condiciones ambientales, es decir tener en cuenta un mapa de vientos de la zona, es decir realizar un estudio del comportamiento del viento. Se realizará un análisis, aerodinámico, para determinar el tipo de aleta que se utilizará, así como los materiales para la construcción de las mismas, la forma de cómo se realizará el ensamble con el rotor, los puntos de mayor esfuerzo y el periodo de vida que tendrán. Mediante Solidworks, se diseñarán las aletas y se simularán mediante un análisis de movimiento, para determinar en qué puntos tendremos la mayor concentración de esfuerzos, así como la posición en la cual se tendrá la mejor eficiencia del aerogenerador. Se tiene que considerar que se partirá de las velocidades mínimas del viento a fin de saber el voltaje de generación mínimo obtenido, de la misma manera, se determinará las velocidades máximas permitidas y el voltaje de generación producto de estas velocidades.

Actualmente, la mayoría de las turbinas fabricadas son de eje horizontal aunque cada día son más los fabricantes de turbinas verticales, principalmente para el uso dentro de las poblaciones urbanas. La cantidad de electricidad que una turbina puede generar, está determinada en una primera instancia, por el diámetro del rotor. Este parámetro define su “área de barrido” o la cantidad de viento que es interceptado por la turbina. La coraza de la turbina es la estructura en la cual el rotor, el generador y la cola se encuentran montados. La cola ayuda a mantener a la turbina siempre de frente (perpendicular) al viento. Debido a que a mayores alturas el viento es más intenso, la turbina es montada en una torre, por lo general a mayor altura se produce una mayor cantidad de energía. La torre también evita las turbulencias de aire que podrían existir cerca del piso, debidas a obstrucciones como colinas, algunas construcciones y árboles. Por regla general se recomienda instalar la turbina en una torre, en la cual la parte inferior del rotor esté a una altura de 9 metros de cualquier obstáculo que se encuentre a una distancia de 90 metros

de la torre. Relativamente inversiones menores en una torre más alta pueden resultar en tasas más altas de generación de energía. Por ejemplo, la diferencia de instalar una turbina a 30.4 m, en vez de 18.2 m puede incrementar la inversión en un 10% pero la generación de energía se puede incrementar hasta en un 25% [11].

Los componentes que se requieren adicionalmente de la turbina y la torre serán aquellos denominados para el “balance del sistema”, los cuales dependerán de su aplicación. Los componentes también dependerán si el sistema estará conectado a la red o será aislado, o si será un sistema híbrido. Para un sistema residencial aislado, los componentes de balance del sistema incluirán un controlador de carga, y el cableado. Los sistemas aislados no están conectados a la red de suministro, requieren el uso de baterías para almacenar la energía excedente generada, y usarla cuando no exista viento. Asimismo, requieren un controlador de carga para proteger a las baterías de una sobrecarga. Las baterías de ciclo profundo, (que se utilizan en los carros de golf), tienen la capacidad de descargarse y recargarse cientos de veces hasta en un 80% de su capacidad, lo cual las hace una buena opción para sistemas de energía renovable remotos. Las baterías automotrices no son de ciclo-profundo por lo que debe evitarse su uso en sistemas de energía renovable, debido al desgaste que sufren en el uso en ciclos profundos de carga y descarga que acortan su vida útil. En los sistemas conectados a la red, que hace que la electricidad generada por la turbina sea compatible con la de la red, por lo general, no se requiere el uso de baterías.

Problema a investigar

Siempre que surge un invento, se busca la manera de realizar su optimización, la ciencia moderna apunta siempre al rediseño, con la tendencia a reducir costos pero a su vez a mejorar la eficiencia y la calidad, Porque los sistemas de energía eólica cuentan con una de las mejores relaciones costo/beneficio para aplicaciones de energías renovables en los hogares. Dependiendo del recurso eólico una turbina eólica puede reducir la facturación eléctrica entre el 50 y el 90%, y ayuda a evitar los altos costos de extender las redes de suministro a sitios remotos, prevenir interrupciones de energía y además no es contaminante, factor importante en esta investigación.

Los aerogeneradores domésticos para generación de electricidad pueden contribuir significativamente a las necesidades de energía. Aunque tengan el nombre de domésticas, las turbinas eólicas son lo suficientemente grandes para proporcionar una parte importante de la energía requerida en los hogares principalmente en las áreas rurales. El problema sobre el cual se trabajará es referido a zonas rurales donde el suministro de red energía eléctrica es difícil de construir por la falta de presupuesto en los gobiernos estatales y municipales, que hacen casi imposible dotarlas de este servicio tan indispensable ahora en la actualidad. Es importante decir que implementar un uso de aerogeneradores implica conocer exactamente el comportamiento del viento, sus velocidades, las ráfagas, los huracanes, pues de esto depende el éxito de esta máquina en el uso doméstico.

El modelo matemático deberá ser diferente por las condiciones del viento, pero a la vez similar puesto que se rige por el mismo principio de funcionamiento, ya que deberá de poder utilizarse en cualquier zona, claro con su diseño apropiado. En síntesis se puede decir que la optimización de un aerogenerador doméstico se realizará en lo referente a construcción y eficiencia, con el objetivo de poder ayudar a disminuir el costo y que las familias de las zonas rurales puedan adquirirlo, y además darle mantenimiento sin necesidad de pagar por este servicio. Será necesario que las aletas sean del tamaño adecuado, lo más liviano posible y a su vez que sean resistentes incluso en condiciones ambientales severas (calor y frío). El eje o rotor, transmitirá el movimiento producido por las aletas a la transmisión, la cual contendrá los engranajes necesarios para mantener la relación de velocidad angular, a fin de producir la frecuencia de 60Hz, con la cual se diseñan los equipos electrodomésticos. El generador se propone sea de imanes permanentes, puesto que un generador con bobinas o campos devanados, tendría que tener una fuente excitatriz implicando con ello el uso de alguna batería. El pedestal o torre donde se colocará el aerogenerador, también debe diseñarse en función del tamaño de las aletas, tamaño del rotor y generador, así como los esfuerzos normales, de tracción, compresión y cortantes provocados por las corrientes del viento, el anclaje deberá de permitir el acceso para darle servicio de mantenimiento tanto preventivo como correctivo, tanto en la parte mecánica como en la eléctrica [11].

Justificación

La energía de tipo eólica ha dado muy buenos resultados en países desarrollados como Alemania, Finlandia o España. En nuestro país la explotación de esta nueva energía es de tipo reducido más sin embargo es necesario pensar en un futuro y contemplar el agotamiento de fuentes de energía de carácter no renovables, es por ello la insistencia a un estudio de optimización de lo existente en lo que refiere a energía eólica.

La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL, 2002) [15] clasifica como aerogeneradores de pequeño tamaño a máquinas eólicas generadoras con potencia nominal igual o inferior a 500 kW. La International Electrotechnical Commission (IEC, 2006) [18], considera de pequeño tamaño a aquellas con área barrida entre 2 y 200 m². La selección y aplicación de aerogeneradores de pequeño tamaño para la generación de energía eléctrica es una alternativa tecnológica muy utilizada en Brasil. A través de un análisis comparativo entre el coste del Kwh generado por un aerogenerador de pequeño tamaño con uno de gran tamaño, se puede constatar que los mercados potenciales que van a ser ocupados por ellos son distintos, o sea, mientras la energía generada por la de gran tamaño sería direccionada a la venta de las concesionarias, aquella generada por las de pequeño tamaño actuaría en el segmento de auto-producción, de acuerdo con Hopkins (1999) [16] y Hirahara al. (2005) [17].

En México un 20% de esta forma de generar energía, se ha implementado sobre todo en las zonas de vientos frecuentes o constantes, se instalan desde bajas capacidades (500w) hasta capacidades mayores (500Kw), en nuestro caso se trabajará con bajas potencias puesto que la optimización es para un aerogenerador de tipo doméstico con potencias hasta 2.500Kw. Es importante cuidar nuestro medio ambiente, y que mejor que el uso de energías alternas y además renovables, el único inconveniente será que su funcionamiento óptimo dependerá de la velocidad del viento, por ello su instalación tendrá que realizarse a cierta altura puesto que a mayor altura mayor la velocidad del viento.

Hipótesis

Se plantea la posibilidad de aprovechar la energía eólica en una zona de Pachuca para la generación de energía eléctrica aprovechando los vientos que en esta ciudad se producen, llevando a cabo un rediseño de un aerogenerador doméstico, reduciendo costos de materiales en cuanto a su construcción y que el área geográfica tenga las condiciones más óptimas para su instalación.

Objetivo general

Producción de energía eléctrica a base de un aerogenerador cuyo diseño proporcione un rendimiento mayor al habitual, así también como abastecer una red de uso doméstico de 2.5 Kw y de costo lo más bajo posible.

Objetivos específicos

1. Se desarrollarán las aletas de manera aerodinámica de acuerdo a los perfiles NACA.
2. El generador eléctrico deberá cumplir con la carga de alimentación, así como la tensión de carga regulada.
3. No será necesario implementar un banco de baterías, solo un inversor de voltaje de CD a CA.

CAPÍTULO 1

Estado del arte

El primer capítulo, es una revisión del estado del arte en las tecnologías de energías renovables, específicamente la **energía eólica**. Esta energía eólica, será aprovechada por medio de un aerogenerador de tipo doméstico.

1.1 Historia de los aerogeneradores

Un molino de viento (figura 1), es una máquina que transforma la energía cinética del viento en energía mecánica aprovechable, mediante la acción de la fuerza del viento sobre unas aspas oblicuas unidas a un eje común. El eje giratorio puede conectarse a algún tipo de maquinaria para moler grano, bombear agua o generar electricidad. Cuando el eje se conecta a una carga, como una bomba, recibe el nombre de molino de viento. Si se usa para producir electricidad se le denomina generador de turbina de viento. Los molinos tienen un origen remoto. Los primeros molinos. La referencia más antigua que se tiene es un molino de viento que fue usado para hacer funcionar un órgano en el siglo I. Los primeros molinos de uso práctico fueron construidos en Sistán región fronteriza en el sureste de Irán (Provincia de Sistán-Beluchistán) y el suroeste de Afganistán, en el siglo VII. Estos fueron molinos de eje vertical con hojas rectangulares. Aparatos hechos de 6 a 8 velas cubiertos con telas que fueron usados para moler maíz o extraer agua.

En Europa los primeros molinos aparecieron en el siglo XII en Francia e Inglaterra y se distribuyeron por el continente. Eran unas estructuras de madera, conocidas como torres de molino, que se hacían girar a mano alrededor de un poste central para levantar sus aspas al viento. El molino de torre se desarrolló en Francia a lo largo del siglo XIV. Consistía en una torre de piedra coronada por una estructura rotativa de madera que soportaba el eje del molino y la maquinaria superior del mismo. Estos primeros ejemplares tenían una serie de características comunes. De la parte superior del molino sobresalía un eje horizontal. De este eje partían de cuatro a ocho aspas, con una longitud entre 3 y 9 metros. Las vigas de madera se cubrían con telas o planchas de madera.

La energía generada por el giro del eje se transmitía, a través de un sistema de engranajes a la maquinaria del molino emplazada en la base de la estructura. Los molinos de eje horizontal fueron usados extensamente en Europa Occidental para moler trigo, desde la década de 1180 en adelante. Basta recordar los ya famosos molinos de viento en las andanzas de Don Quijote. Todavía existen molinos de esa clase, por ejemplo, en Holanda.



Figura 1: Escrito medieval

Molinos de bombeo en Estados Unidos, el desarrollo de molinos de bombeo de agua del subsuelo, reconocibles por sus múltiples velas metálicas, fue el factor principal que permitió la agricultura y la ganadería en vastas áreas de Norteamérica, de otra manera imposible sin acceso fácil al agua. Estos molinos contribuyeron a la expansión del ferrocarril alrededor del mundo, supliendo las necesidades de agua de las locomotoras a vapor.

Las turbinas modernas fueron desarrolladas a comienzos de 1980, si bien, los diseños continúan en desarrollo. La industria de la energía eólica en tiempos modernos comenzó en 1979 con la producción en serie de turbinas de viento por los fabricantes Kuriant, Vestas, Nordtank, y Bonus. Aquellas turbinas eran pequeñas para los estándares actuales, con capacidades de 20 a 30 kW cada una. Desde entonces, la talla de las turbinas ha crecido enormemente, y la producción se ha expandido a muchos países [1].

1.2 El concentrador solar

Alemania, España, Estados Unidos, India y Dinamarca han realizado las mayores inversiones en generación de energía eólica. Dinamarca es, en términos relativos, la más destacada en cuanto a fabricación y utilización de turbinas eólicas, con el compromiso realizado en los años 1970 de llegar a obtener la mitad de la producción de energía del país mediante el viento. Actualmente genera más del 20% de su electricidad mediante aerogeneradores, mayor porcentaje que cualquier otro país, y es el quinto en producción total de energía eólica, a pesar de ser el país número 56 en cuanto a consumo eléctrico.

La energía eólica mundial ha establecido un nuevo récord de 74.151 MW de nueva capacidad instalada en 2013, según datos del Consejo Mundial de Energía Eólica (GWEC) en su informe Balance 2014. De esta manera se alcanza la cifra de 282.482 MW

de potencia acumulada a nivel mundial, y la eólica podría superar los 369.6 GW de potencia total acumulada a finales de 2014.

El mercado mundial creció en 2012 casi un 10% y la potencia instalada se incrementó en un 19%. Los parques eólicos mundiales generan electricidad libre de CO₂ en más de 80 países, 24 de los cuales tienen al menos 1.000 MW. 2012 ha sido un año récord en Estados Unidos mientras se registraba una ralentización del mercado chino. Mientras que China hizo una pausa para recuperar el aliento, los mercados estadounidenses y europeos han tenido un año excepcionalmente fuerte”, ha indicado Steve Sawyer, secretario general de GWEC. Europa sigue liderando los mercados globales, pero con Asia en un cercano segundo lugar, y América del Norte en un tercer lugar.

China instaló 13.000 MW de energía eólica en 2012, según GWEC. En 2012 se ha producido una marcada desaceleración respecto a los dos años anteriores, en los que se instaló una media de 18.000 MW. Las razones del descenso incluyen preocupaciones sobre la calidad de los proyectos y problemas de infraestructura de red y transmisiones, lo que llevó al Gobierno a aprobar un menor número de proyectos y restringir los préstamos. Sin embargo, China es líder mundial con más de 91,424 MW de capacidad eólica, más de una cuarta parte del total mundial.

Varios estados de EE.UU. han instalado más potencia eólica que la instalada por otros países. 12.200 MW en Texas y 5.500 MW en California, por ejemplo, los sitúan en sexto y undécimo puesto, respectivamente, en la lista de la energía eólica mundial.

En Canadá, 7,803 MW de energía eólica son suficientes para satisfacer las necesidades de electricidad de casi 2.1 millones de hogares, por lo que ha sido un año sólido. El viento en la Unión Europea hizo que se instalaran 10,835 MW en 2013, con lo que la capacidad eólica total ascendió a 117,289 MW, según las estadísticas anuales de la Asociación Europea de Energía Eólica (EWEA). Alemania cuenta con una potencia total de 34,250 MW (la tercera cifra más alta del mundo) después de EE.UU. y China. Mercados emergentes como Suecia, Rumanía, Italia y Polonia han proporcionado aportaciones sorprendentes: Rumania y Polonia añadieron aproximadamente 893 MW de eólica en 2013 cada una, alcanzando los 2,600 MW y 3,390 MW, respectivamente. En España, la potencia total acumulada del sector ascendía a 22,785 MW hasta el 31 de diciembre del 2012 y en

la actualidad produce 22,959 MW, según los datos recopilados por la Asociación Empresarial Eólica (AEE).

1.3 La energía eólica en México

La **energía eólica** en nuestro país está tomando gran relevancia con una tecnología instalada en el sector energético con 1,300 MW ya en operación y el potencial de desarrollo 12,000 MW eólicos competitivos adicionales en los próximos 8 años. Esto tendría impactos positivos para México entre los que destacan la inversión y la de consolidarse un crecimiento sostenido, la posibilidad de detonar una industria completa con toda su cadena de valor En los últimos años México ha permitido la inversión en este rubro, sin embargo toda la energía generada es con tecnología extranjera. He aquí la importancia de no permitir que pase el tiempo sin empezar a desarrollar tecnología en este campo.

En el estado de Oaxaca, a través de los parques eólicos Oaxaca II, III y IV, a cargo de la CFE (comisión federal de electricidad), produce 306 MW , más del 40% que se genera en el país, (figura 2) por esto se ha impulsado el desarrollo de esta forma alternativa de energía.



Figura 2: Campos de generación eólica en México

1.4 Aerogeneradores en México

En México, el desarrollo de la tecnología de conversión de energía eólica a electricidad, se inició con un programa de aprovechamiento de la energía eólica en el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) en febrero de 1977, cuando la Gerencia General de Operación de Comisión Federal de Electricidad, cedió al IIE la Estación Experimental Eoloeléctrica de El Gavillero, en las cercanías de Huichapan, Hidalgo, donde se pretendía

energetizar el ejido ya electrificado y con servicio, a partir de una microcentral eólica, integrada por dos aerogeneradores australianos Dunlite de 2 kW cada uno, un banco de baterías, y un inversor de 6 kW para alimentar la red de distribución del poblado. El inversor, construido por personal de CFE, fallaba arriba de los dos kW de demanda por problemas de calidad de componentes, por lo que físicamente no pudo realizarse el experimento, sin embargo, estando instrumentado el sitio, se tenían los promedios horarios de velocidad del viento y conociéndose las características de respuesta de los aerogeneradores era posible estimar numéricamente la energía que podría suministrarse al ejido. El régimen de vientos del lugar producía exceso de energía en verano y déficit en invierno para el consumo normal del poblado.

La Estación Experimental de El Gavillero se habilitó como centro de prueba de pequeños aerogeneradores y en ella se construyó además un simulador de pozo de agua para la prueba y caracterización de Aerobombas. La Estación estuvo en operación hasta 1996 en que fue desmantelada. El IIE desarrollo y probó en El Gavillero, los siguientes prototipos de aerogeneradores:

1. De 1.5 kW, tres aspas de aluminio, con control centrífugo de ángulo de ataque (1977-1978).
2. El Fénix, de 2 kW, eje horizontal y tres aspas fijas de lámina de hierro, y control de cola plegable (1981-1983).
3. El Albatros I, de 10 kW, eje horizontal, 11 m de diámetro, tres aspa-velas de estructura de Al y forradas de tela de dacrón de alta resistencia. (1981-1985).
4. El Albatros II, de 10 kW, eje horizontal, tres aspas de fibra de vidrio super delgada con control por torcimiento del aspa. (1986-1987).
5. La segunda versión del Fénix, con tres aspas de fibra de vidrio. (1992-1995).
6. La Avispa, de 300 Watts, eje horizontal, tres aspas de fibra de vidrio y control por timón de cola plegable. (1990-1995).
7. También se desarrolló una aerobomba mecánica, denominada "Itia", de eje horizontal, 5 aspas metálicas, con potencia del orden de 1/4 de HP, que bombeaba agua de pozos de hasta 50 m de profundidad. Este sistema, probado también en El Gavillero, en el

simulador de pozos, fue objeto de una patente para el IIE, y aunque se concedió licencia para su fabricación y comercialización, la carencia de un mecanismo de financiamiento de riesgo compartido, la dificultad para la creación de la red de distribución y servicios, como la falta de financiamiento a los usuarios potenciales, impidió su diseminación" [2]

1.5 Cálculo del consumo de energía

Antes de hablar sobre las características que debe tener el rotor del aerogenerador, es importante hablar del consumo de energía. La electricidad es un flujo de electrones que es conducida a través de un conductor, generalmente el alambre. Este flujo es comparado con el flujo del agua a través de un tubo. En esta analogía, si uno desea incrementar el flujo de agua a través de la tubería se necesitaría o aumentar el diámetro de la tubería o empujar el agua (o electricidad) a una más alta presión.

Para empujar el agua a alta velocidad se requiere de alta presión. La presión en el agua se mide en psi. (libras por pulgada cuadrada). Similarmente, la "presión" de un flujo de electrones es llamada voltaje y es medida en volts. Generalmente hablando, a mayor voltaje de corriente de salida, mayor es la fuerza detrás de ella. La cantidad de flujo a una presión dada es determinada por el tamaño de la sección de la tubería. La cantidad de flujo en electricidad es llamada amperaje o corriente y es medida en amperes.

Retomando la analogía, las baterías almacenan electricidad así como los tanques almacenan agua. A mayor altura se encuentre el tanque de agua, mayor será la presión que presente en su base. En el mismo modo a mayor voltaje en un banco de baterías más grande será la presión de él flujo de electrones. La mayoría del agua disponible en el tanque está disponible cuando la presión se encuentre entre 45 a 60 psi. Una vez abajo de 40 psi el uso disminuirá rápidamente su presión. En el mismo modo, una batería de 12 volts tiene la mayoría de electricidad almacenada dentro del rango de 12.0 a 12.66 volts. Cuando la batería se encuentre abajo de 12.0 volts se puede decir que no tiene nada de amperes disponibles. El poder de la electricidad (la habilidad para hacer trabajo) es una función de la presión (voltaje) y la cantidad (amperaje). La regla "volts multiplicados por amperes es igual a watts" define su relación y es conocida como la Ley de Ohm.

El watt es la medida del poder de la electricidad y será nuestra unidad básica de medida para determinar el tamaño de nuestras cargas eléctricas. Una carga de un watt que es prendida por una hora consumirá un watt-hora de poder. Una carga de 100 watts (foco 100 watts) prendida por dos horas consumirá 200 watts-horas. Una carga de 100 watts puede consistir en un aparato de 12 volts que consuma 8.3 amp ($12 \times 8.3 = 100$ watts) o puede consistir de un aparato que trabaje a 120 volts y consuma 0.83 amp ($120 \times 0.83 = 100$ watts). Otra unidad de medida que usaremos es el kilowatts. Un kilowatts son 1000 watts. Un kilowatt-hora puede resultar de encender un aparato que consuma 100 watts prendido por 10 horas. Recordando que los términos 110 volts, 117 volts y 120 volts, se refieren igualmente a los contactos comúnmente encontrados en las casas. Lo que se necesita conocer es el promedio diario de watts hora que se consumen. Este dato permitirá conocer cuántos generadores eólicos (o el tamaño necesario) y baterías se necesitaran para el sistema. En la tabla 1 se muestra un análisis del consumo de energía de una casa pequeña en donde se numeran cada aparato y el tiempo de uso promedio por día.

Tabla 1: Consumo de energía de una casa doméstica

Cantidad	Aparato	Watts	TC	Hr/día	Total Watts
1	Foco en cocina	22	AC	4	88
2	Foco en sala	22	AC	4	176
3	Foco en cuarto	22	AC	4	264
1	TV color 19"	100	AC	2	200
1	Stereo/CD	70	AC	5	350
1	Microondas	700	AC	0.1	70
1	Refrigerador	53	AC	20	1060
1	Plancha	250	AC	0.5	125
Total					2333

El término AC se refiere a que la gran mayoría de los electrodomésticos utilizan corriente alterna, por esto el aerogenerador utilizará un inversor que convertirá el voltaje generado DC a voltaje AC, necesario para los equipos del hogar.

El debate de usar corriente AC o DC viene desde los tiempos de Edison y Sr Westinghouse. La corriente de alto voltaje AC tiene la ventaja de ser conducida eficientemente en distancias largas con muy pocas pérdidas por transmisión. La corriente AC se ha convertido en el estándar para la industria y el uso doméstico. La corriente DC es usada en pequeños voltajes, donde la eficiencia en la transmisión es baja. En algunas aplicaciones, la corriente DC tiene el doble de eficiencia que la AC. Una de las desventajas de la corriente DC es que muchos aparatos y equipos son caros y difíciles de encontrar.

1.6 Evolución de los rotores y del diseño de palas

Actualmente la energía eólica se aprovecha de dos formas bien diferenciadas. Por una parte se utiliza para sacar agua de los pozos (aerobombas) y por otro lado están las que unidas a un generador eléctrico producen corriente eléctrica (aerogeneradores). Los futuros desarrollos tecnológicos buscan la reducción de costos mediante la elección de conceptos simplificados como, por ejemplo, el uso de trenes de potencia modulares, diseñados sin caja de multiplicación, sistemas de comunicación pasivos y con orientación libre. Los desarrollos inciden también en la reducción de las cargas y desgastes mecánicos mediante articulaciones y sistemas de velocidad variable, con control de la torca, reduciendo las fluctuaciones y mejorando la sincronización a la red. Todo esto traduciéndose en trenes de potencia más ligeros y baratos.

Hoy en día el diseño de rotores para aerogeneradores incluye la selección del número de palas, de perfiles aerodinámicos, de la cuerda y del torcimiento de la pala y de los materiales de fabricación. Dependiendo de las necesidades son las prioridades para la selección de dichos elementos. En la actualidad existe una enorme variedad de modelos de aerogeneradores diferentes entre sí tanto por la potencia proporcionada, como por el número de palas o incluso por la manera de producir energía eléctrica. Los aerogeneradores pueden clasificarse según la posición en que se encuentra el eje de giro

en: HAWT (Turbinas de viento de eje horizontal), que corresponde a las siglas de en inglés “horizontal axis wind turbines”, estos son los más habituales y en ellos se ha centrado el mayor esfuerzo de diseño en los últimos años.; y los VAWT (Turbinas de viento de eje vertical), en inglés “vertical axis wind turbines”, su característica principal es que el eje de rotación se encuentra en posición perpendicular al suelo. Dentro de los aerogeneradores de eje vertical hay otra subclasificación la cual es: aerogeneradores Savonius estos cuentan con dos o más filas de semicilindros colocados opuestamente, aerogeneradores Darrenius que consisten en dos o tres arcos que giran alrededor del eje y las Panemonas que consisten en cuatro o más semicírculos unidos al eje central, su rendimiento es bajo.

1.6.1 Aerodinámica

Es la rama de la mecánica de fluidos que se ocupa del movimiento del aire y otros fluidos gaseosos, y de las fuerzas que actúan sobre los cuerpos que se mueven en dichos fluidos. Como ejemplo del ámbito de la aerodinámica podemos mencionar el movimiento de un avión a través del aire entre otros. La presencia de un objeto en un fluido gaseoso modifica la repartición de presiones y velocidades de las partículas del fluido, originando fuerzas de sustentación y resistencia. La modificación de unos de los valores (presión o velocidad) modifica automáticamente en forma opuesta el otro.

El Teorema de Bernoulli, fue formulado en 1738 por el matemático y físico Daniel Bernoulli y enuncia que se produce una disminución de la presión de un fluido (líquido o gas) en movimiento cuando aumenta su velocidad. El teorema afirma que la energía total de un sistema de fluidos con flujo uniforme permanece constante a lo largo de la trayectoria de flujo. Puede demostrarse que, como consecuencia de ello, el aumento de velocidad del fluido debe verse compensado por una disminución de su presión.

Los avances en la aerodinámica han incrementado el rendimiento de los aerogeneradores del 10% hasta el 45%. En buenos emplazamientos, con vientos medios anuales superiores a los 5 m/s a 10 metros de altura, se consiguen producciones eléctricas anuales por metro cuadrado de área barrida superiores a los 1,000 kW/h. El tamaño medio de los grandes aerogeneradores es de 600-1,300 kW con rotores de 40 metros de diámetro.

Existe una tendencia generalizada hacia las máquinas tripala, que representan más del 80% de los aerogeneradores instalados. Como ya se mencionó la aerodinámica de los aerogeneradores ya sea de eje horizontal o vertical depende en gran medida del número de palas, de los perfiles, de la forma de la pala, del viento que incide en las palas y de la velocidad de rotación de la pala.

1.6.2 Numero de palas para un aerogenerador

A la relación entre la velocidad de viento axial y tangencial se le conoce como relación de velocidad de la pala (λ). Las turbinas de viento lentas tienen un λ pequeño y gran número de palas; se trata del llamado modelo americano y sus aplicaciones van destinadas generalmente al bombeo de agua. Las turbinas de viento rápidas tienen un λ alto y el número de palas tiende a ser menor, suelen ser tripalas con un $\lambda = 4$; como ya se mencionó la mayoría de los aerogeneradores modernos tienen este diseño por su alto rendimiento. Dentro de las turbinas rápidas también se encuentra las bipalas con un $\lambda = 8$, la ventaja de estas es el ahorro del costo de una pala, y por supuesto, su peso, sin embargo tiene dificultades de operación debido a que necesita una mayor velocidad de giro para producir la misma energía de salida. Por último están los aerogeneradores monopalas, estas requieren un contrapeso en el otro extremo para su equilibrio, su gran inconveniente es que introducen en el eje unos esfuerzos muy variables, por lo que acortan la vida de la instalación. Como puede observarse en la figura 3, la eficiencia de la turbina de viento se incrementa al aumentar el número de palas, y a su vez al aumentar la relación λ . Esta eficiencia va incrementándose hasta un máximo. Este máximo indica que no toda la energía cinética del viento puede ser transformada en energía mecánica. Algunos de los criterios adicionales no siempre reconocidos dentro de la industria son: la confiabilidad, el ruido y la estética. Con base a lo mencionado en el párrafo anterior y a estos criterios, la configuración elegida en los últimos años es la de tres palas. Las ventajas que ofrecen estas turbinas son: la disminución de ruido, el balance dinámico del rotor y una mayor eficiencia aerodinámica.

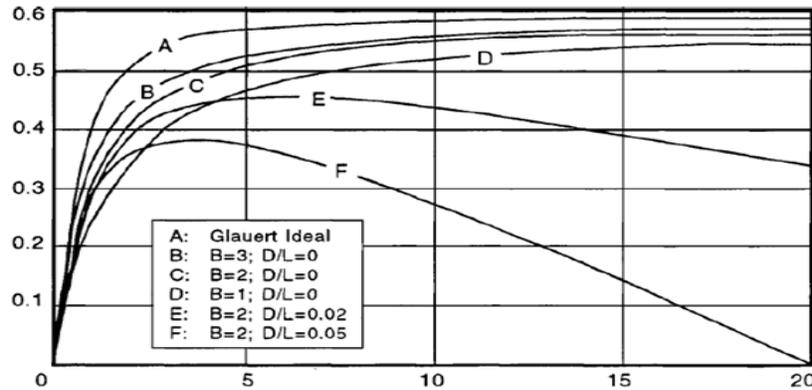


Figura 3 Relación entre coeficiente de potencia del rotor y el número de palas para un L/D infinito.

1.6.3 Perfiles

Un cuerpo que posee una forma tal que permite aprovechar al máximo las fuerzas originadas por las variaciones de velocidades y presiones de una corriente de aire se denomina perfil aerodinámico.

Los perfiles aerodinámicos han sido un tema de lo más confuso y mal entendido del diseño de turbinas de viento. El comportamiento aerodinámico y el espesor deseable en perfiles aerodinámicos de uso aeronáutico no necesariamente es el mejor para turbinas de viento, sin embargo los perfiles utilizados en estas dos aplicaciones se benefician en gran medida de un flujo laminar y de una resistencia al avance.

En la década de los 80's la experiencia comercial con las turbinas de viento mostraron que el comportamiento asociado con las familias de perfiles NACA de cuatro y cinco cifras (44XX y 230XX) desarrolladas durante la segunda guerra mundial, tuvo un comportamiento regular comparado con los desarrollados en la actualidad debido a que estos perfiles fueron desarrollados para elevados números de Reynolds y sufren de desprendimiento de capa límite. Hoy en día las familias de perfiles aerodinámicos utilizados en aerogeneradores son muy diversas dependiendo del diseñador o el país de origen. Cada empresa desarrolla sus familias de perfiles empleando sus propios códigos de identificación de perfiles. Entre los perfiles más usados para los aerogeneradores de eje horizontal están: Los perfiles de aviación de la Serie-6 de la NACA (figura 4) de las familias: 63-4xx, 63-6xx y 64-4xx. También hay perfiles diseñados específicamente para los aerogeneradores como lo son: la serie S8xx del Laboratorio Nacional de Energías

Renovables (National Renewable Energy Laboratory, NREL) de estados unidos; la serie FFA W-xxx de la Swedish Defence Research Agency (FOI, Totalförsvarets forskningsinstitut) de Suiza; la serie Riso-A1-xxx del Laboratorio Nacional para la Energía Sustentable de la Universidad Técnica de Dinamarca (National Laboratory for Sustainable Energia, Riso DTU) y la serie DUxx-W-xxx del Instituto de Investigación de la Energía del Viento de la Universidad Tecnológica de Delft (Wind Energy Research Institute, TU Delft) en los Países Bajos.

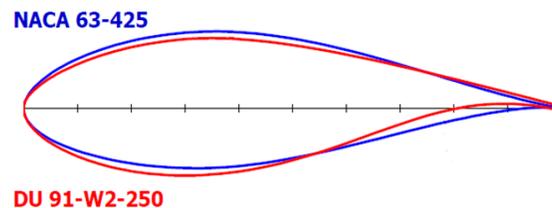


Figura 4: Familia de perfiles naca serie-6 y DUxx-xx-xxx

1.6.4 Geometría de la pala.

El espesor de la pala influye en el sentido de que a mayor superficie (solidez) de la pala el levantamiento que producirá será mayor, sin embargo habrá una disminución en la velocidad de operación de la turbina de viento. En este sentido la importancia de desarrollar un análisis de las condiciones en que va operar el rotor es de suma importancia, para optimizar la geometría en función de los requerimientos. La geometría de la pala determinada a partir de los modelos de aerodinámica no garantiza una eficiencia elevada en la punta de la misma, la experiencia en la pruebas han mostrado que las palas que terminan en forma roma tiene un mejor comportamiento que las terminadas con esquinas y que estas son elegidas por el bajo ruido que generan. Otra ventaja de las palas con punta redondeada es que reducen la producción de vórtices.

CAPÍTULO 2

Marco teórico

En este capítulo, se presenta la teoría para el diseño específicamente del rotor del aerogenerador, como potencia en el mismo, la velocidad y el número de álabes.

2.1 La energía del viento

La energía del viento está directamente relacionada con el movimiento de las masas del aire que se desplazan desde áreas de alta presión atmosférica hacia áreas adyacentes de baja presión con velocidades proporcionales al gradiente de presión. Los vientos son generados a causa del calentamiento no uniforme de la superficie terrestre por parte de la radiación solar, entre el 1% y el 2% de la energía proveniente del sol se convierte en viento. De día la masa de aire sobre los océanos, los mares y los lagos se mantiene fríos con relación a las áreas vecinas situadas sobre las masas continentales. Los continentes absorben una menor cantidad de luz solar, por tanto el aire que se encuentra sobre la tierra se expande y se hace más liviano y tiende a elevarse. El aire más frío y más pesado que proviene de los océanos, mares y grandes lagos pone en movimiento para ocupar el lugar dejado por el aire caliente.

Para que sea posible aprovechar la energía eólica, es muy importante conocer las variaciones diurnas, nocturnas y estacionales de los vientos, la variación de velocidad del viento con respecto a la altura sobre el nivel del suelo, la entidad de las ráfagas en espacios de tiempos breves, y valores máximos ocurridos en series históricas de datos con una duración mínima de 20 años. Sin embargo el factor más relevante es conocer la velocidad máxima que el viento puede alcanzar en la zona donde se pretende instalar el equipo. Para poder utilizar la energía del viento es necesario que este alcance una velocidad mínima de 12 km/hr y no más de 65 km/hr. Se sabe que el viento no siempre se mantiene constante en velocidad, magnitud y dirección, es más bien una variable aleatoria, algunos modelos numéricos han determinado que el viento es una variable aleatoria con distribución Weibull.

2.2 Tipos de vientos

El conocimiento de los vientos generales no es suficiente para una correcta utilización y ubicación de máquinas accionadas por el viento, por cuanto existen factores que modifican el régimen general y que deben ser conocidos y tenidos en cuenta a la hora de realizar un proyecto de este tipo, existe un axioma que indica el movimiento o sentido de giro del viento: cuando el gradiente de presión y el gradiente de temperatura tienen distinta

dirección, se produce una circulación de aire de sentido el camino más corto desde el gradiente de presión al de temperatura. En general los desplazamientos verticales son pequeños en relación a los desplazamientos horizontales, por lo que se puede considerar que la dirección del desplazamiento es sensiblemente horizontal y se determina y refiere mediante el ángulo que conforma respecto a una dirección fija, que es la del norte geográfico.

Tantos los vientos generales como los vientos sinópticos (figura 5), están ligados a la circulación atmosférica y mantienen las mismas características sobre grandes extensiones de terreno. El viento sinóptico sopla prácticamente en la horizontal, lo que permite esquematizar su movimiento por un vector orientado en el sentido hacia el cual sopla y cuyo origen está situado en el lugar de orientación.

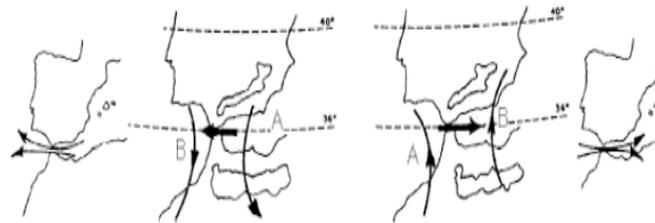


Figura 5: Representación gráfica de los vientos sinópticos.

Los vientos regionales están regidos también por el desplazamiento de la escala sinóptica (figura 6) de las masas de aire, (que es más fina y precisa que la circulación general Hadley). Sus características vienen determinadas en función de situaciones meteorológicas dadas y muy precisas, como son la configuración isobárica y posición de los frentes, teniendo en cuenta también para cualquier lugar, tanto las condiciones geográficas regionales, como las locales (relieves, cotas, etc)

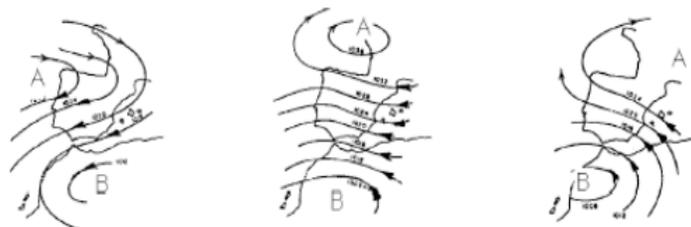


Figura 6: Representación gráfica de los vientos sinópticos.

La dirección del viento a nivel del suelo, medida generalmente algunos metros sobre el mismo, está fuertemente influenciada por la situación topográfica del lugar considerado. La frecuencia de las direcciones no es siempre una característica general en consonancia con la situación isobárica media como puede ser la posición respectiva media de los anticiclones y de las depresiones en el transcurso de los años; los vientos particulares y locales son la prueba.

2.2.1 Brisas

Una aplicación del axioma anterior es la justificación del aire tierra-mar en las costas, o tierra agua en los lagos durante día y noche (figura 7); en las faldas de las montañas el aire se calienta durante el día y se va hacia las alturas, mientras que en la noche el aire frío, más pesado baja hacia los valles.

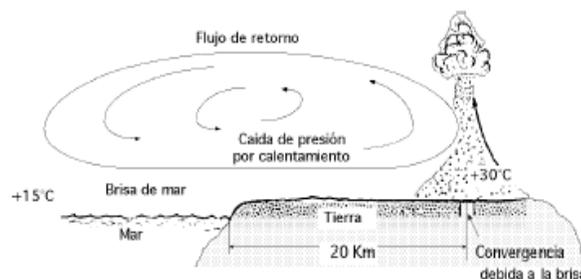


Figura 7: Esquema general de un viento particular tierra-mar y viceversa (brisas)

Los movimientos característicos del aire (tierra-mar) en las costas o (tierra-agua) en los lagos durante el día y la noche dan lugar a las brisas. El viento diurno o brisa marina, es debido hacia la tierra del gradiente de presión barométrica, como consecuencia del calentamiento diurno de la capa inferior del aire que está en contacto con la tierra; como la superficie del mar adyacente no se calienta con tanta intensidad, permanece relativamente más fría. En respuesta al gradiente de presión local, el aire se dirige a la tierra a baja altura.

La brisa marina es relativamente fría y proporciona un agradable alivio en una estrecha franja de la zona costera en las calurosas tardes del verano. Por la noche se invierte el gradiente de temperatura debido al más rápido enfriamiento de la superficie del terreno; el gradiente de presión es ahora de la tierra hacia el mar, motivando un flujo de aire hacia el océano (la brisa terrestre). Las condiciones locales influyen considerablemente en el potencial eólico de una zona y puede suceder que dos lugares muy próximos tengan una gran diferencia de condiciones eólicas.

2.2.2 Vientos catabáticos y anabáticos

El viento catabático es el producto por el descenso de aire fresco desde regiones elevadas o regiones más bajas, en forma de brisas a través de laderas y valles.



Figura 8: Viento catabático y anabático.

Este tipo de viento presenta poca relación con las isobaras, puesto que viene regido principalmente por la dirección de los valles a través de los cuales desciende. El viento anabático (figura 8); es el que presenta una componente vertical ascendente siendo el término opuesto a catabático.

2.2.3 Viento Föhn

El viento Föhn es un viento fuerte, seco y cálido, que se produce en ocasiones en la ladera de sotavento (contraria a la que sopla el viento) de los sistemas montañosos (figura 9); un Föhn fuerte se presenta precedido por un sistema de bajas presiones que avanza ocasionando fuertes vientos en la troposfera media y alta.

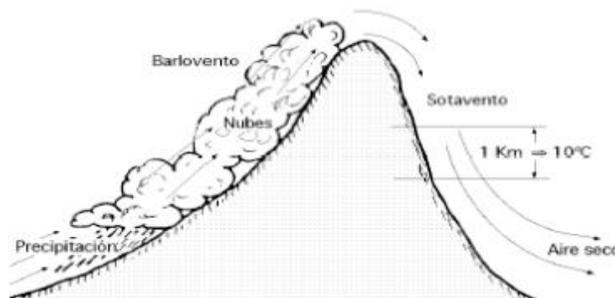


Figura 9: Viento Föhn.

Cuando este sistema se acerca a una montaña, el aire sube por la ladera de barlovento, enfriándose por debajo de la temperatura de condensación, formando nubes que se mantiene adosadas a las cimas de las montañas, que provocan precipitaciones, por

lo que el contenido de humedad del aire baja y así el aire que desciende por sotavento en seco, calentándose en el descenso a razón de 10°C por km. También influye el gradiente de la velocidad del viento, la forma del relieve de la superficie de la tierra por donde discurre la corriente. Superficies de pendientes suaves y desnudas de obstáculos son los mejores lugares de potencial eólico, puesto que se van juntando las líneas de corriente de fluido y hacen que su velocidad aumente (figura 10).

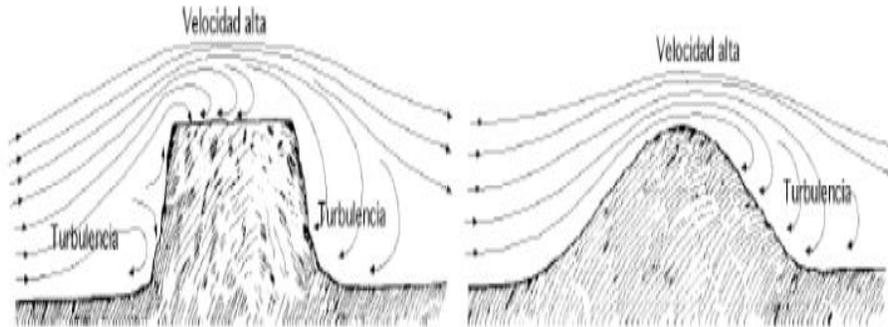


Figura 10: Influencia de obstáculos topográficos sobre la velocidad del viento.

2.3 Ley de Betz

Dado que la energía del viento depende del viento, surge la siguiente pregunta, ¿Cuál sería la energía potencial que entrega el viento? Para poder calcular la potencia promedio que es aprovechada por el rotor del equipo a utilizar se requiere la llamada ley de Betz que se puede fácilmente demostrar de la siguiente manera. Si se supone que la velocidad a la que entra el aire a un tubo de corriente (figura 11) es el valor V_1 y la velocidad a la que sale V_2 , entonces se puede suponer que la velocidad a la que el viento entra al aerogenerador es:

$$V = \frac{V_1 + V_2}{2}$$



Figura 11: Demostración de la ley de Betz.

El flujo másico que entra al rotor entonces tiene el valor de:

$$\dot{m} = \rho A \frac{V_1 + V_2}{2} \quad (1)$$

Donde \dot{m} es el flujo másico que atraviesa por el rotor, A es el área que forma el diámetro del rotor y ρ es la densidad del aire. Dado que en el tubo de corriente se debe conservar la potencia, la potencia que entra a velocidad V_1 tiene que ser igual a la suma de la potencia que sale a velocidad V_2 . Entonces la potencia que se va por el rotor es igual a:

$$P_{rotor} = \frac{1}{2} \dot{m} (V_1^2 + V_2^2) \quad (2)$$

Si se reemplaza el flujo másico se tiene la siguiente expresión:

$$P_{rotor} = \frac{\rho}{4} (V_1^2 + V_2^2) (V_1 + V_2) A \quad (3)$$

La potencia que lleva el viento antes de llegar al rotor está dada por:

$$P_o = \left(\frac{\rho}{2}\right) V_1^3 A \quad (4)$$

Ahora si se compara con la potencia que lleva el viento se puede obtener la siguiente gráfica (figura 12):

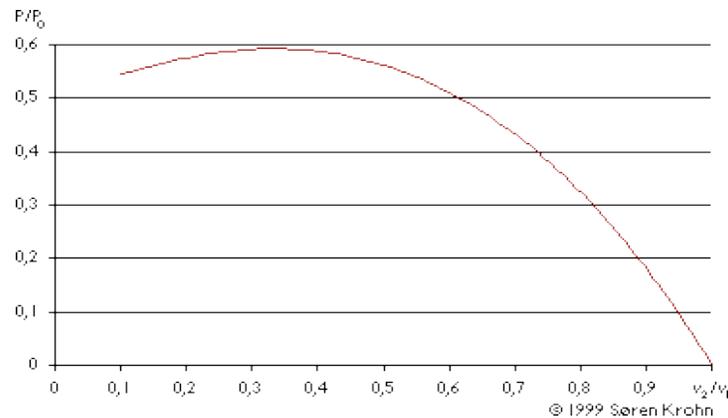


Figura 12: Relación de potencia del viento.

Donde se puede observar que el máximo se obtiene cuando se alcanza el 0.59 de la relación de potencias, es decir la máxima potencia que se puede extraer del viento es de 0.59 veces esta potencia. Comparando potencias se puede extraer la siguiente gráfica:

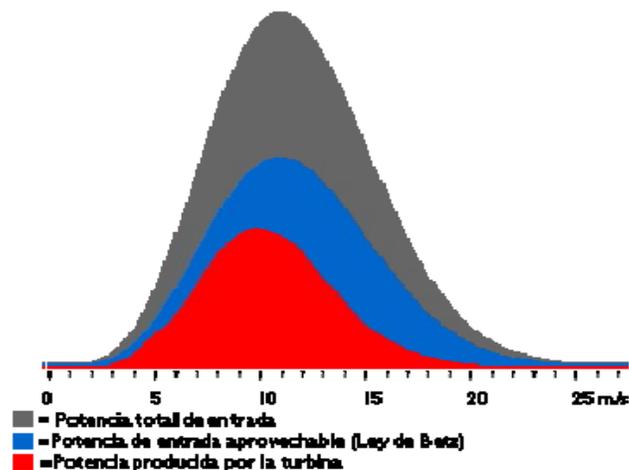


Figura 13: Relación de potencias del viento.

En el gráfico anterior (figura 13), se muestra las potencias del viento, la extraída por el rotor y la potencia transformada a electricidad. La extraída por el rotor está limitada por la ley de Betz y la transformada a electricidad está limitada por la eficiencia del generador. Como la potencia entregada dada por el generador eólico depende de la velocidad del

viento, la eficiencia va a depender también de la velocidad del viento registrándose eficiencias máximas del orden de 44%.

Se debe tener en cuenta, que para lograr una eficiencia alta (como la que se muestra en las figuras anteriores) es necesario gastos muy elevados, los cuales aumentarían el costo de la producción de 1 kW.

Se debe tener en cuenta, que para lograr una eficiencia alta (como la que se muestra en las figuras anteriores) es necesario gastos muy elevados, los cuales aumentarían el costo de la producción de 1 kW.

2.4 Parámetros de diseño de un tubo de corriente

2.4.1 Fuerzas sobre un perfil.

Un objeto situado en el seno de una corriente de aire presenta una resistencia al avance, deformando los filetes fluidos: esto depende de la forma del objeto y de su posición con relación a la dirección del viento (figura 14)

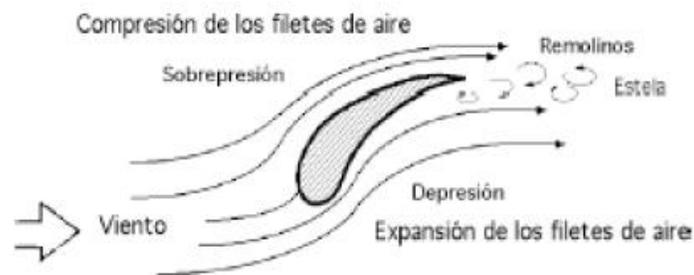


Figura 14: Perfil situado en el seno de una corriente fluida.

Al estudiar los efectos de la resistencia del aire sobre una placa plana, se observa que la resultante R de las fuerzas aplicadas a la placa es un vector cuyo punto de aplicación es su centro aerodinámico o centro de empuje, siendo su dirección perpendicular a la placa, su sentido el del viento, y su intensidad proporcional a la superficie S expuesta y al cuadrado de la velocidad del viento v , en la forma:

$$R = C_w \rho \frac{Sv^2}{2} = KSv^2 \quad (5)$$

En la que k es un coeficiente que depende del ángulo α de incidencia, de las unidades elegidas y de la turbulencia del movimiento; C_w es el coeficiente de resistencia (penetración), ρ es la densidad del aire y S la sección frontal del perfil.

Si el ángulo α que forma el plano de la placa con la dirección del viento es grande, existe una gran sobrepresión en la parte delantera de la placa y una depresión en su parte posterior de carácter turbillionario (figura 15).

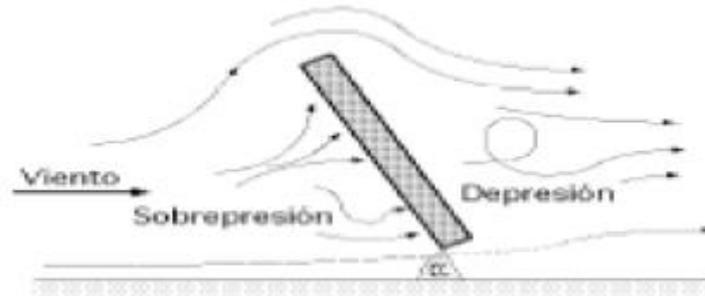


Figura 15: Depresión turbillionario.

Si el ángulo α es pequeño, la sobrepresión aparece en la parte inferior de la placa y la depresión por encima, por lo que aparece una fuerza que tiende a elevarla (figura 16), conocida como fuerza de sustentación y elevación.

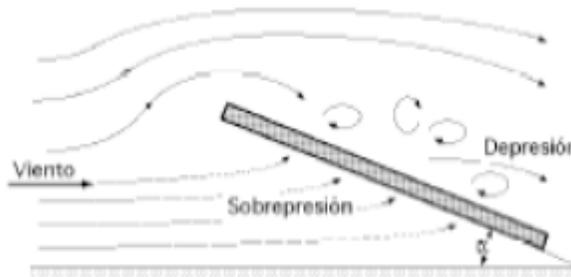


Figura 16: Fuerza de elevación

En la figura 17 se presenta un perfil placa plana con dos tipos de inclinación; se indican los valores de R , observándose que, contra más sea pequeño el ángulo α de

inclinación, la resultante R será mayor. Para perfiles planos (fijos) de longitud L paralelos a la velocidad v del viento, el valor del número Reynolds es:

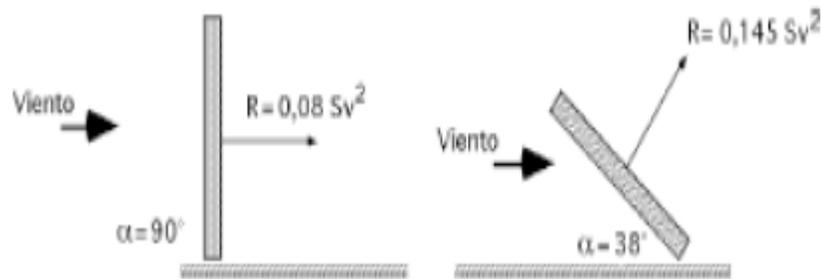


Figura 17: Perfil placa plana

$$Re = \frac{vL}{\nu} \quad (6)$$

Para régimen laminar:

$$C_w = \frac{1.328}{\sqrt{Re}}; Re < 10^5 \quad (7)$$

Para régimen turbulento:

$$C_w = \frac{0.074}{Re^{\frac{1}{5}}}; 10^5 < Re < 10^7 \quad (8)$$

O bien:

$$C_w = \frac{0.454}{(\log Re)^{-2.58}}; Re < 10^7 \quad (9)$$

Para otros perfiles no planos con su eje de simetría paralelo a la dirección del viento, se indica en la figura 18, el valor del coeficiente C_w .

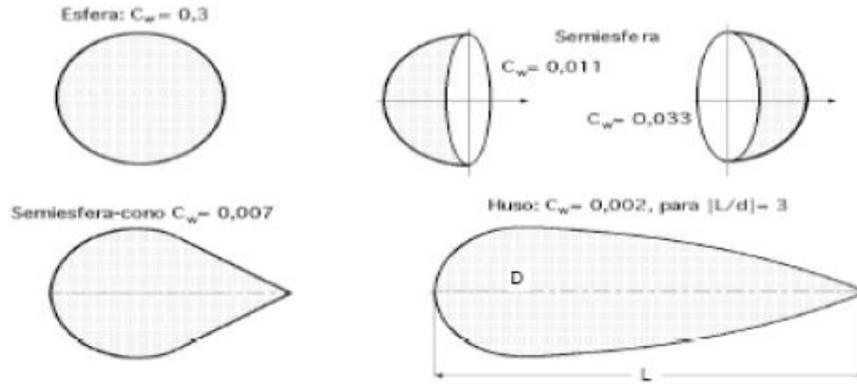


Figura 18: Coeficiente C_w para algunos perfiles semiesféricos.

Para un perfil diseñado en forma aerodinámica se definen dos zonas que son:

- El extradós, que es la parte del perfil en donde los filetes de aire están en depresión.
- El intradós, que es la parte del perfil en donde los filetes del aire están en sobre presión.

Si la placa no está perfilada convenientemente, las turbulencias originadas sobre los extradós disminuyen la energía cinética del aire, si se permite que la placa se desplace bajo el efecto de la fuerza ejercida por el viento, producirá un cierto trabajo recuperable en forma de energía mecánica; contra menor sea la turbulencia, mayor será este trabajo.

2.4.2 Fuerzas de arrastre y ascensional en perfiles fijos

La componente R en la dirección del viento es la fuerza de arrastre \vec{F}_{arr} mientras que la componente de R perpendicular a la fuerza de arrastre es la fuerza ascensional \vec{F}_{asc} de la forma:

$$\vec{F}_{arrx} = R \sin \alpha = K_x S v^2 \tag{10}$$

$$\vec{F}_{asc} = R \cos \alpha = K_y S v^2 \tag{11}$$

La fuerza R se considera normal a la cuerda del perfil, que es al mismo tiempo su longitud característica; el empuje ascensional aumenta a medida que α disminuye. La cuerda se considera desde el borde de ataque del perfil. Al borde de salida posterior. Si la forma del perfil no es plana, se puede descomponer R en función de dos tipos de coeficientes k_x de arrastre, y k_y ascensional, siendo el eje x paralelo a la dirección del viento (figura 19).

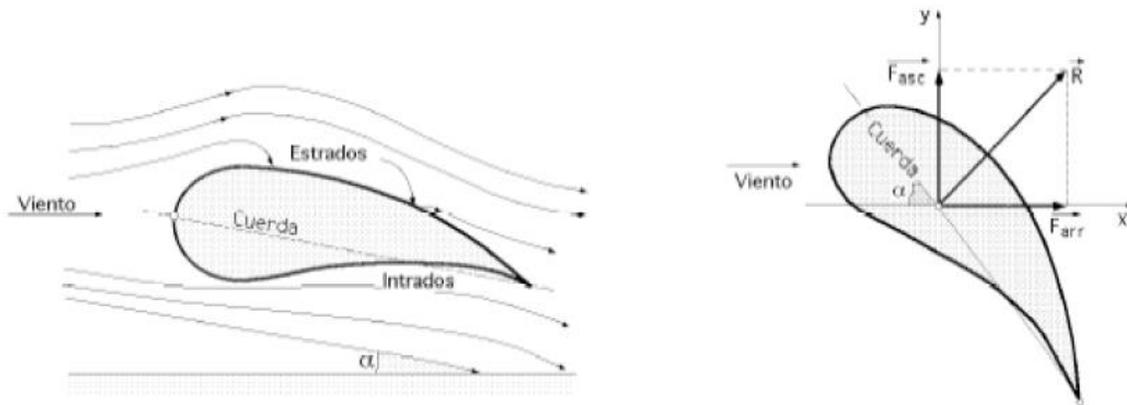


Figura 19: Fuerzas de arrastre y ascensional de un perfil fijo.

2.5 Acción del viento sobre el perfil. Potencia útil y rendimiento

2.5.1 Palas perfiladas

El elemento básico de una aeroturbina es el rotor, que está formado por una o varias hélices o palas. En el rotor están situadas las palas, cuyo número será variable según los casos; cada pala tiene un perfil que tiene forma aerodinámica; estos perfiles tienen un extremo romo, que es el borde de ataque mientras que el otro extremo, de forma afilada es el borde de salida. Los perfiles tienen distintos nombres según su geometría. Se denominan biconvexos si el intradós y el extradós son convexas y plano-convexas si tienen el extradós convexo y el intradós plano y de doble curvatura si el intradós y el extradós son cóncavos.

En general, los tipos de perfiles utilizados en las máquinas eólicas rápidas son de la serie NACA (National Advisory Committee of Aeronautics), y vienen determinados por un conjunto de cifras que definen su geometría [19].

2.5.2 Ángulos de la cuerda.

La pala de una hélice de un aerogenerador eólico es una pala perfilada que transforma la energía cinética del viento en energía mecánica de rotación. Las fuerzas que actúan sobre un elemento de longitud de pala dx en rotación, se obtienen estudiando la acción del viento relativo que recibe la pala de velocidad (viento aparente o estela), que se puede considerar suma del viento real de velocidad v , y de un viento originado por el movimiento de rotación de la pala, de velocidad u (figura 20).

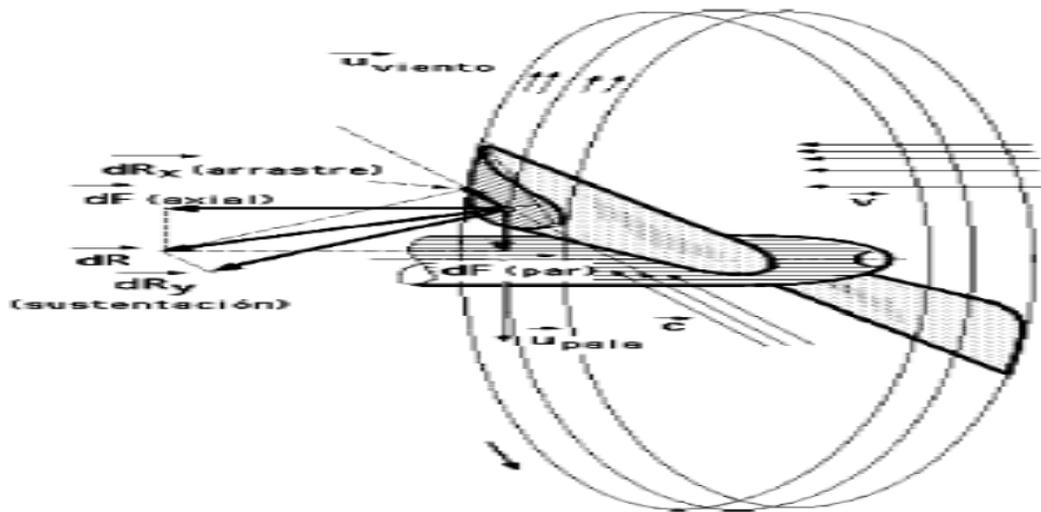


Figura 20: Movimiento de rotación de la pala.

2.6 Dimensionamiento de un rotor eólico.

2.6.1 Área frontal barrida por pala.

El área A barrida por el rotor y que este presenta frontalmente al viento, es un parámetro que se utiliza con cierta frecuencia en los cálculos de energía eólica. Para una hélice, esta área es la superficie total barrida por las palas del rotor, perpendicular a la

dirección del viento; para un rotor hélice, de eje horizontal, paralelo a la dirección del viento, y diámetro D , el valor de A es:

$$A = \frac{\pi D^2}{4} \quad (12)$$

Para máquinas de eje vertical (viento transversal), con un radio uniforme alrededor del eje de rotación igual a $d/2$ y altura h , el área A barrida es:

$$A = \text{Altura} \times \text{Altura} = hd \quad (13)$$

De aplicación al rotor Savonius y a los rotores de palas tipo giromill, en un rotor Darrieux, la curva envolvente que conforma el perfil (catenaria) proporciona el área A . Sin embargo, en algunos casos, esta curva envolvente, se puede aproximar bastante bien, mediante dos medias parábolas, por lo que el área frontal sería, aproximadamente igual a:

$$A = 0.67 dh \quad \dots 2.14 \quad (14)$$

Siendo d el diámetro máximo de giro y h la altura del aparato (distancia entre los extremos del rotor). El tamaño y dimensiones de un rotor eólico se determinan calculando:

El área frontal A del mismo; para ello se le puede suponer como una máquina motriz, a la que de antemano se le tiene que prefijar y asignar la energía que se desea generar.

El promedio de energía que se puede obtener a partir de los recursos eólicos del lugar donde se vaya a instalar la máquina eólica. Conocidos los datos energéticos, de la máquina y de la fuente energética, se igualan y se determina el área A barrida por el rotor, y la longitud de las palas.

El diseño de la máquina es relativamente sencillo, mientras que el estudio y elección de un lugar con recursos eólicos puede ser más complicado, pudiéndose obtener resultados muy ajustados, entre la energía que se desea obtener y la energía del viento disponible y necesaria para conseguirla.

Estos promedios de energía eólica necesarios N_{util} vienen dados por la ecuación:

$$N_{util} = N_{viento} \eta = \frac{1}{2} \rho A v^3 \eta \rightarrow A = \frac{2N_{util}}{\rho v^3 \eta} = \frac{93 N_{util aerogen}}{\eta F C_A C_T} \quad (15)$$

Siendo N_{util} en kW, y $\eta = \eta_{aerod}$ el rendimiento aerodinámico global del aerogenerador, en las que F es un factor que depende de la velocidad del viento y cuyos valores se indican en la tabla 2.

Tabla 2: Factores de potencia en función de la velocidad media. (Martínez D, (2008)).

V (mph)	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Factor	1.07	1.78	2,62	3.74	5.13	6.82	8.86	11.3	14.1	17.3	21	25.2
V (mph)	18	18	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
Factor (F)	29.9	35.2	41	47.5	54.6	62.4	70.9	80.1	90.1	101	113	125

Tabla 3: Factores de corrección de la densidad del aire. (Martínez D, (2008)).

Altitud (m)	C_A	Temperatura	C_T
0	1	- 18 °	1.13
750	0.089	-6 °	1.083
1500	0.819	+4 °	1.04
2250	0.774	+16 °	1
3000	0.676	+27 °	0.963
		+38°	0.929

Si se dispone de un aerogenerador eólico ya instalado y se conoce la eficiencia del mismo, la formula anterior permite comprobar si el área frontal del aparato se corresponde con las necesidades energéticas programadas de antemano; por eso cuando se diseña una máquina eólica es preciso fijar en una forma aproximada la eficiencia de la misma, que es un factor desconocido, para lo que se puede hacer uso de la tabla 4.

Tabla 4: Valores estimados de la eficiencia.

Máquina Eólica	Eficiencia en %	
	Construcción simplificada	Diseño óptimo
Bomba de agua multipala	10	30
Bomba de agua de palas de tela	10	25
Bomba E agua Darrieux	15	30
Aeromotor Savonius	10	20
Prototipos de Aeromotores pequeños de menos de 2 kW	20	30
Prototipos de Aeromotores medianos de 2 a 10 kW	20	30
Prototipos grandes de más de 10 kW	---	30 a 40
Generador eólico Darrieux	15	35

2.6.2 Tamaño de palas y coeficiente de solidez Ω .

Cuando una máquina eólica dispone de un número determinado de palas Z , la superficie total de las mismas se puede calcular mediante la expresión:

$$A_{Tot \text{ de palas}} = ZS = \text{Solidez } \Omega A_{barrida \text{ rotor}} \quad (16)$$

Por lo que la solidez Ω del rotor se puede interpretar como la relación entre el área geométrica de la pala ($S=RL$) y el área barrida por ella en su giro, es decir:

$$\Omega = \frac{ZS}{\pi R^2} = \frac{ZRL}{\pi R^2} = \frac{ZL}{\pi R} \quad (17)$$

Para obtener la superficie de una pala se divide el área total así obtenido por el número de ellas. El coeficiente de solidez Ω guarda una relación inversa con el TSR . En la figura 21, se ha hecho una representación en función del número de palas, sin tener en cuenta sus características; sin embargo en los actuales aerogeneradores con valores del TSR mayores de 10 la solidez es del orden de 2.5 por ser las palas muy esbeltas.

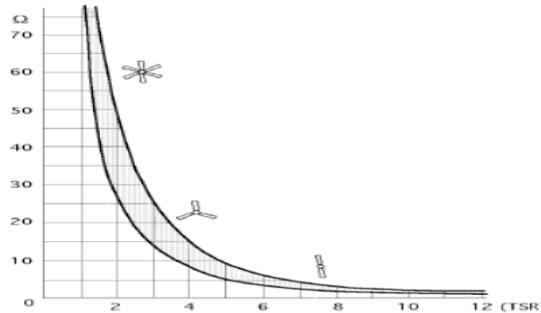


Figura 21 Relación entre el coeficiente de solidez y el TSR

2.7 Teoría turbillonaria.

En la teoría de la pala no se han considerado velocidades inducidas, ni la rotación de la estela, defectos que subsanan en la teoría turbillonaria. La velocidad del viento aguas arriba del rotor es v_1 y al llegar al rotor se modifica de forma que su valor es v_1 menos una velocidad inducida axial que llamamos ($v_{ind} = kv_1$, figura 22). Se puede considerar, por lo tanto, que la velocidad del viento en el rotor es de la forma:

$$v = v_1(1 - k) \quad (18)$$

De igual manera a la estela se le puede suponer que aguas arriba del rotor gira con una velocidad w_1 ; al llegar al rotor el valor de w_1 se verá afectado por una velocidad inducida de rotación de la forma $(k^* w_1)$, por lo que se puede considerar que la velocidad angular en la estela del rotor es:

$$w = w_1(1 + k^*) \tag{19}$$

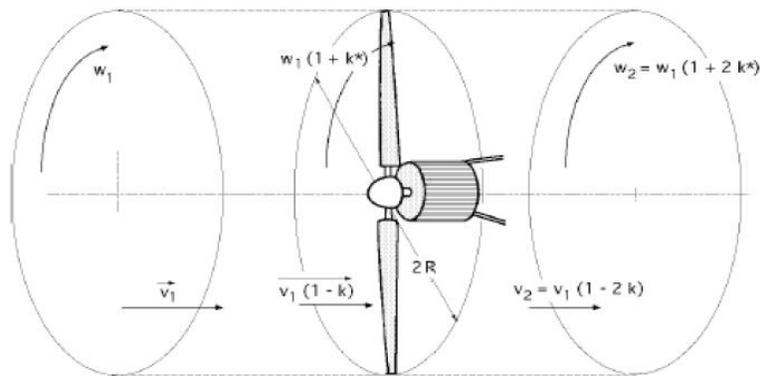


Figura 22 Esquema de velocidad inducida

Aguas abajo del rotor, la velocidad axial de salida del viento será: $v_2 = v_1(1 - 2k)$ y la velocidad angular de la estela: $w_2 = w_1(1 + 2k^*)$ Aplicando el teorema de la cantidad de movimiento y del movimiento cinético al elemento diferencial de espesor de dr , a la distancia r del eje de giro, se obtiene:

$$dF_{axial\ total} = \rho d A v(v_1 - v_2) = \left| \begin{matrix} v = v_1(1, k) \\ v_2 = v_1(1 - 2k) \end{matrix} \right| =$$

$$= \rho(2\pi r dr)v_1(1 - k)[v_1 - v_1(1 - 2k)] = 4\pi\rho k r dr v_1^2(1 - k)$$

$$dC = 2 \pi r dr v r(u_2 - u_1) = \left| \begin{matrix} u_2 = r w_2 \\ u_1 = r w_1 \end{matrix} \right| = 2 \pi r^3 dr \rho v (w_2 - w_1)$$

$$= 2 \pi r^3 \rho v_1 (1 - k) [w_1 (1 + 2k^*) - w_1] = 4 \pi r^3 dr \rho v_1 (1 - k) w_1 k^*$$

La fuerza dF axial total para Z palas (deducida anteriormente) quedaría en la forma:

$$\begin{aligned} dF_{axial\ total} &= \frac{Z}{2} \frac{C_y \rho v^2 \cos(\theta - \alpha) L dr}{\cos \alpha \operatorname{sen}^2 \theta} = |v = v_1 (1 - k)| \\ &= Z \frac{C_y \rho v_1^2 (1 - k)^2 \cos(\theta - \alpha) L dr}{2 \cos \alpha \operatorname{sen}^2 \theta} \end{aligned}$$

Igualmente, la fuerza dF_{par} par para una pala es:

$$dF_{par} = \frac{C_y \rho v^2 \operatorname{sen}(\theta - \alpha) L dr}{2 \cos \alpha \operatorname{sen}^2 \theta} = |v = v_1 (1 - k)| \frac{C_y \rho v^2 (1 - k)^2 \operatorname{sen}(\theta - \alpha) L dr}{2 \cos \alpha \operatorname{sen}^2 \theta}$$

Igualando las dos expresiones de dF_{total} axial se tiene:

$$4 \pi k r dr v_1^2 (1 - k) = Z \frac{C_y \rho v_1^2 (1 - k)^2 \cos(\theta - \alpha) L r dr}{2 \cos \alpha \operatorname{sen}^2 \theta}$$

$$\frac{k}{1 - k} = \frac{Z L C_y \cos(\theta - \alpha)}{\theta \pi r \cos \alpha \operatorname{sen}^2 \theta} = \left| \text{solidez} \Omega = \frac{ZL}{\pi r} \right| = \frac{\Omega C_y \cos(\theta - \alpha)}{8 \cos \alpha \operatorname{sen}^2 \theta}$$

Haciendo lo mismo con las dos expresiones del momento:

$$4\pi k r dr v_1^2 (1-k) w_1 k^* = Z \frac{C_y \rho v_1^2 (1-k)^2 \sin(\theta - \alpha) L dr}{2 \cos \alpha \sin^2 \theta} r$$

$$\frac{k^*}{1-k} = \frac{Z v_1 L C_y \sin(\theta - \alpha)}{8 \pi r^2 \cos \alpha \sin^2 \theta} = \left| \frac{\frac{u}{v} = \operatorname{tg} \theta = \frac{v_1 (1-k)}{r w_1 (1+k^*)}}{\frac{v_1}{r w_1} = \frac{1+k^*}{1-k} \operatorname{tg} \theta} \right|$$

$$= \frac{Z L C_y}{8 \pi r} \frac{1+k^*}{1+k} \operatorname{tg} \theta \frac{\sin(\theta - \alpha)}{\cos \alpha \sin^2 \theta}$$

$$\frac{k^*}{1-k} = \frac{Z L C_y}{8 \pi r^2} \frac{\sin(\theta - \alpha)}{\sin \theta \cos \theta \cos \alpha} = \left| \text{solidez } \Omega = \frac{Z L}{\pi r} \right| = \frac{\Omega C_y}{8} \frac{\sin(\theta - \alpha)}{\sin \theta \cos \theta \cos \alpha}$$

$$\text{El valor de TSR} = \frac{u_1}{v_1} = \frac{R w_1}{v_1} = \frac{(1-k) \operatorname{ctg} \theta}{r(1+k^*)} \quad (20)$$

Las expresiones anteriores permiten un procedimiento de cálculo de palas de aerogeneradores calculando los valores de k y k^* . En primer lugar se toma una sección cualquiera del perfil ya diseñado, con su espesor, cuerda, etc, y se supone inicialmente un ángulo de ataque α , que junto con la torsión o calaje β que se ha dado a la pala, permiten entrar en las expresiones:

$$\frac{k}{1-k} = \frac{\Omega C_y \cos(\theta - \alpha)}{8 \cos \alpha \sin^2 \theta}$$

$$\frac{k^*}{1-k^*} = \frac{\Omega C_y \sin(\theta - \alpha)}{8 \sin \theta \cos \theta \cos \alpha}$$

De las que se conoce todo el segundo miembro. Los ángulos de ataque que deben ir apareciendo, deben ser tales que no produzcan discontinuidades a lo largo de la pala. Conocidos k y k^* se entra en:

$$TSR = \frac{u_1}{v_1} = \frac{Rw_1}{v_1} = \frac{(1-k)ctg\theta}{(1+k^*)}$$

Y si el valor de TSR es correcto, se ha concluido. Si no lo es habrá que iniciar de nuevo un proceso iterativo.

Para el estudio general se toma un determinado perfil, y se calcula el valor de C_y para cada ángulo de ataque y para cada espesor, para diversos valores de α , y con ello se prepara un programa informático que permita obtener datos para cada situación. Como la velocidad del viento aguas abajo del rotor es: $v_2 = v_1(1-2k)$, el valor de k no puede ser mayor de 0.5 porque implicaría velocidades negativas. Un buen valor de k que estaría de acuerdo con los valores de b dados por la estadística de Weibull es:

$$k = \frac{1-b}{2} = \frac{1-0.448}{2} = 0.276$$

2.8 Procedimiento general para el diseño del rotor.

2.8.1 Determinación de parámetros básicos.

1. Se calcula la potencia requerida, P , para una velocidad determinada del viento, U , también las eficiencias, η , de las componentes o se toman de tablas de los fabricantes de estos componentes (generador, caja de transmisión, etc), y se determina el coeficiente de potencia C_p . El radio, R , del rotor se estima:

$$P = C_p \eta \frac{1}{2} \rho \pi r^3 U^3 \quad (21)$$

2. De acuerdo con el tipo de aplicación se elige una velocidad específica λ . Para molinos de viento utilizados para el bombeo de agua, en los cuales se requiere un gran torque, se utiliza valores comprendidos entre $1 < \lambda < 3$. Para generación de energía eléctrica, se usan valores comprendidos entre $4 < \lambda < 10$. Las máquinas de altas velocidades tienen menos material en las palas y tienen también cajas de transmisión pequeñas pero requieren perfiles aerodinámicos más sofisticados.
3. Se elige el número de palas, B, de la tabla 5. nota: si se seleccionan menos de tres palas, existe un cierto número de problemas de tipo estructural y dinámico, que deben ser considerados en el diseño del hub.

Tabla 5: Velocidad específica de acuerdo al número de palas.

λ	B
1	8-24
2	6-12
3	3-6
4	3-4
>4	1-3

4. Se selecciona un perfil aerodinámico. Si $\lambda < 3$, se pueden utilizar placas torcidas. Si $\lambda > 3$, se deben utilizar formas más aerodinámicas.

2.8.2 Definir la forma de la pala.

1. Una vez elegido el perfil, se deben de examinar sus propiedades aerodinámicas a través de sus curvas empíricas en cada sección de la pala (el perfil podría variar desde la raíz hasta la punta), esto es C_l vs α C_d vs α . Elegir las condiciones del diseño aerodinámico $C_{l,desing}$ y α_{desing} , así como la relación $C_{d,desing}/C_{l,desing}$.

2. Se divide la pala en N elementos (usualmente). Utilizar la teoría óptima de rotor o la teoría simplificada para estimar la forma de la pala en la i-esima sección, con radio r,

$$\lambda_{r,i} = \lambda \left(\frac{r_i}{R} \right) \quad (22)$$

$$\varphi_i = \left(\frac{2}{3} \right) \tan^{-1} \left(\frac{1}{\lambda_{r,i}} \right) \quad (23)$$

$$C_1 = \frac{8\pi r_i}{8C_{l,desing,i}} (1 - \cos\varphi_i) \quad (24)$$

$$\theta_{T,i} = \theta_{P,i} - \theta_{\frac{P}{0}} \quad (25)$$

$$\theta_i = \theta_{P,i} - \theta_{i,desing} \quad (26)$$

3. Se selecciona un tipo de pala que se aproxime a la que deseamos. Para una fácil fabricación se podrían elegir variaciones lineales en la cuerda y ángulo de ataque por ejemplo si a_1, b_2 , y a_2 , son coeficientes para elegir la distribución de cuerdas y ángulos de ataque, entonces las cuerdas las cuerdas y torceduras pueden ser expresadas como:

$$C_i = a_1 r_i + b_1 \quad (27)$$

$$C_{T,i} = a_2(R - r_1) \quad (28)$$

2.8.3 Cálculo de la potencia del rotor y modificar el diseño de la pala.

Método de solución para C_i y α . Para encontrar el ángulo de ataque actual y los coeficientes de sustentación para el centro de cada elemento se utilizan las siguientes ecuaciones y las curvas empíricas de cada perfil.

$$C_{l,i} = 4F_i \text{sen}\varphi_i \frac{(\cos\varphi_1 - \lambda_{r,i} \text{sen}\varphi_i)}{\sigma'_i (\text{sen}\varphi_1 + \lambda_{r,i} \cos\varphi_i)} \quad (29)$$

$$\sigma'_i = \frac{BC_i}{2\pi r_i} \quad (30)$$

$$\sigma_i = \alpha_i + \theta_{T,i} + \theta_{P/0} \quad (31)$$

$$F_i = \left(\frac{2}{\pi}\right) \cos^{-1} \left[\exp \left(- \left\{ \frac{\frac{B}{2} \left[1 - \frac{r_i}{R} \right]}{\left(\frac{r_i}{R} \right) \text{sen}\varphi_i} \right\} \right) \right] \quad (32)$$

Los coeficientes de sustentación y los ángulos de ataque se pueden encontrar mediante una iteración o gráficamente. El método de iteración requiere un valor inicial estimado del factor de pérdida en la punta. Para encontrar e iniciar F_i , se inicia con un estimado para el ángulo relativo del viento de:

$$\varphi_{l,i} = \left(\frac{2}{3}\right) \tan^{-1}(1/\lambda_{r,i}) \tag{33}$$

Para subsecuentes iteraciones, se encuentra F_i utilizando:

$$\varphi_{i,j+1} = P_{p,i} + \alpha_{i,j} \tag{34}$$

Donde j es el número de iteración. Usualmente se requieren pocas iteraciones. Finalmente se calcula el factor de inducción axial:

$$a_1 = \frac{1}{1 + \frac{4 \operatorname{sen}^2 \varphi_i}{\sigma_i' C_{l,i} \cos \varphi_i}} \tag{35}$$

Este método es válido para valores de $a_1 \leq 0.4$

Curvas $C_p - \lambda$. Una vez que se ha diseñado una pala para una operación óptima a una velocidad específica del diseño, es necesario determinar la potencia del rotor con todas las velocidades específicas locales. Esto se puede hacer utilizando los métodos descritos anteriormente. Es necesario determinar para cada velocidad específica local las condiciones aerodinámicas, y así calcular la potencia del rotor, los resultados son presentados comúnmente mediante gráficas de potencia contra velocidad específica, llamadas curvas $C_p - \lambda$. En la figura 23 se muestra un ejemplo.

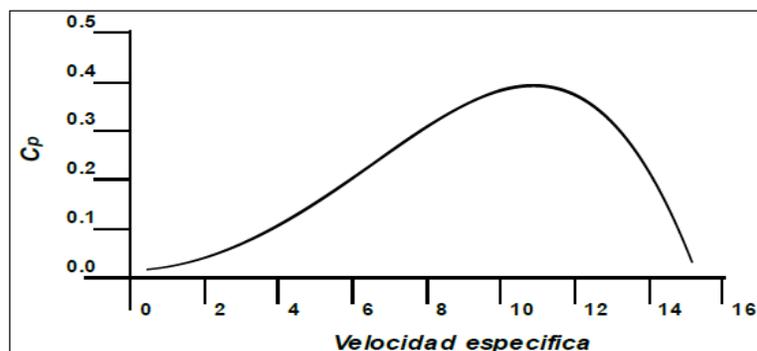


Figura 23 Curva $C_p-\lambda$ para velocidades específicas altas.

2.9 Efecto del arrastre del número de palas en la potencia óptima.

Como se mencionó anteriormente, el máximo coeficiente teórico de potencia posible es una función de la velocidad específica. Se observó que la arrastre del perfil y las pérdidas en la punta de la pala son una función del número total de palas, y reducen el coeficiente de potencia de las turbinas de viento. El máximo coeficiente aprovechable para las turbinas del viento con una forma óptima de la pala, pero con un número finito de palas y con arrastre aerodinámico fue calculado por Wilson. Su efectividad sobre los datos ocurre dentro del 0.5% para razones de velocidades específicas de 4 a 20, razones de sustentación arrastre (C_l/C_d) de 25 a infinito y de 1 a 3 palas (B).

$$C_{pmax} = \left(\frac{16}{27}\right) \lambda \left[\lambda + \frac{1.32 \left(\frac{\lambda - 8}{20}\right)^2}{B^{\frac{2}{3}}} \right]^{-1} - \frac{(0.57)\lambda^2}{\frac{C_l}{C_d} \left(\lambda + \frac{1}{2B}\right)} \quad \dots \quad 2.36 \quad (36)$$

En la figura 24, se muestra el máximo coeficiente de potencia aprovechable para una turbina con 1,2 y 3 palas óptimas y sin arrastre. Se puede apreciar el coeficiente de potencia a distintas velocidades específicas y diferente número de palas. La mayoría de las turbinas de viento utilizan dos o tres palas, y en general las turbinas de dos palas utilizan velocidades específicas más altas que las de tres palas. En la figura 25, se muestra el efecto de la razón sustentación-arrastre, en el máximo coeficiente de potencia aprovechable para una turbina de 3 palas. En la figura es clara la reducción de la potencia máxima aprovechable cuando el arrastre del perfil se incrementa. Son claros los beneficios al utilizar perfiles con altas razones de arrastre-sustentación. Sin embargo los coeficientes de potencia prácticos del rotor pueden ser reducidos como resultado de diseños no óptimos de palas, que son de fácil manufactura, otros factores podrían ser las pérdidas aerodinámicas en el hub y en la punta de la pala.

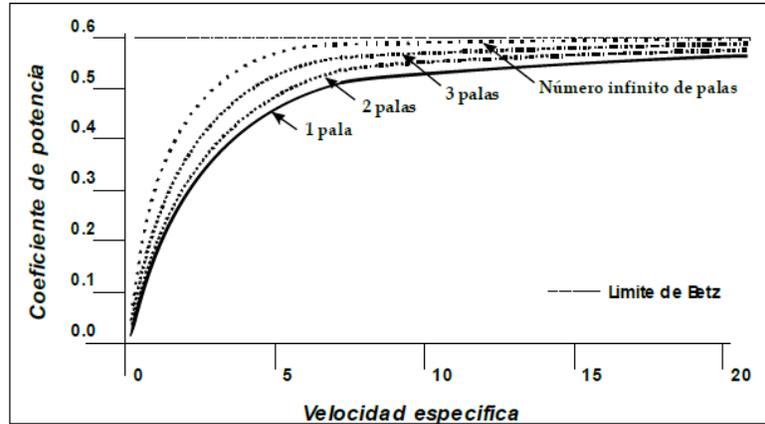


Figura 24 Máximo coeficiente de potencia como una función del número de palas

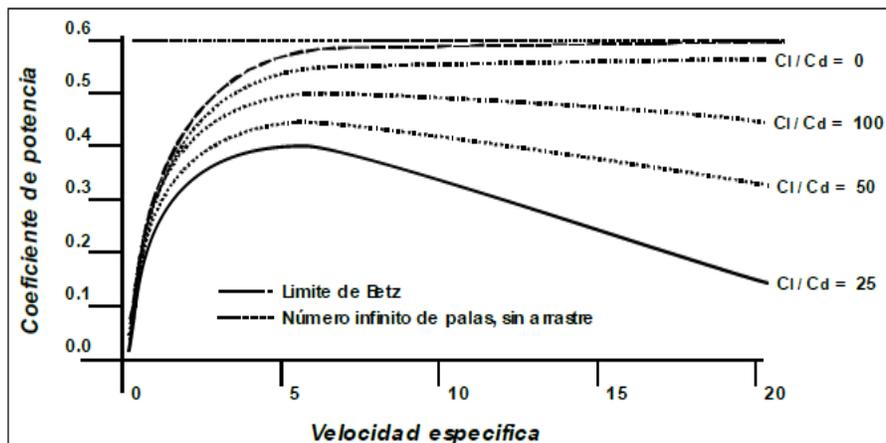


Figura 25 Máximo coeficiente de potencia aprovechable para un rotor óptimo de tres palas como función de la razón c_l/c_d .

2.10 Características operativas de un aerogenerador.

La potencia que es obtenida del viento por el aerogenerador depende no solo del buen diseño de los álabes o de la elección del generador eléctrico, sino también de las características que presenta el viento de la zona de interés.

2.10.1 Velocidad del viento.

La velocidad de diseño suele tener valores medios de la velocidad del viento en el lugar elegido para la instalación del aerogenerador, todo generador requiere una velocidad mínima del viento para su arranque y otra para mantenerlo dentro de su régimen de funcionamiento, esta es la velocidad para la cual se diseña el aerogenerador. Para obtener la velocidad de diseño de la turbina se deben hacer mediciones estadísticas de la zona durante largos periodos de tiempo para obtener valores fiables.

2.10.2 Densidad del viento.

La energía cinética de un cuerpo en movimiento es proporcional a su masa (o peso), así la energía cinética del viento depende de la densidad del aire, es decir de su masa por unidad de volumen; en otras palabras, cuanto más pesado sea el aire más energía recibirá la turbina. El aire es más denso cuando hace frío que cuando hace calor. A grandes altitudes la presión del aire es más baja y el aire es menos denso.

2.10.3 Materiales para la fabricación de álabes de las turbinas de viento.

El material ideal para la construcción de álabes de aerogenerador debe de combinar las propiedades estructurales necesarias (alta resistencia en razón del peso, vida a la fatiga y rigidez), con bajo costo y la capacidad de tomar las deseadas formas de perfiles aerodinámicos. Los materiales más utilizados en la construcción de álabes de turbina de viento son los materiales compuestos principalmente de fibra de vidrio impregnadas de un material como el poliéster o resina epóxica. Las propiedades de resistencia de la madera son mucho mayores en la dirección paralela a las fibras, debido a ello, para la construcción de un álabe de turbina de viento, las fibras deben de estar orientadas en dirección paralela al eje del álabe para que de esa forma resista eficientemente las cargas a flexión; de cualquier forma, la madera por sí sola no puede ser utilizada para producir álabes con longitudes mayores a 2.5 metros, debido a que tienen que incluirse juntas transversales que introducen líneas que provocan debilidad del material, situación que no ocurre con materiales compuestos como fibra de vidrio-poliéster o fibra de carbono poliéster.

CAPÍTULO 3

Metodología

En este capítulo se presentan la simulación en ANSYS del perfil a utilizar, la potencia en el rotor obtenida, el tamaño de los álabes con el perfil NACA 0012, así como el hub para este aerogenerador.

3.1 Perfil aerodinámico, conceptos generales de aerodinámica.

La potencia de un aerogenerador, depende de la interacción entre el rotor y el viento. La misión del rotor en un aerogenerador es transformar la energía cinética del viento en energía mecánica. Las palas o alabes de los rotores poseen cierta forma en su sección transversal que les permite aprovechar al máximo la energía del viento. A estas formas se les conoce como perfiles aerodinámicos. Existe un gran número de familias de perfiles aerodinámicos que se han desarrollado gracias al trabajo analítico y experimental, por medio de los cuales se obtiene el mejor desempeño aerodinámico. Mucho de este trabajo analítico y experimental ha sido desarrollado por el Comité Nacional Consultivo de Aeronáutica (NACA, National Aeronautics and Space Administration). La figura 26, muestra la nomenclatura general de una perfil.

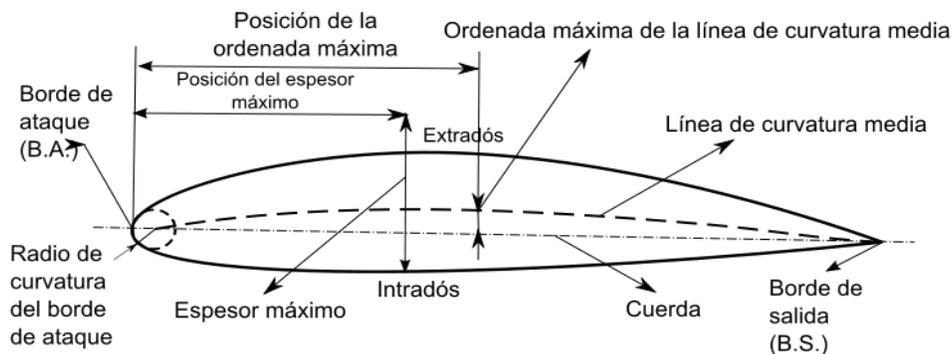


Figura 26 Nomenclatura de un perfil aerodinámico.

1. Línea cuerda.- Es la línea recta que pasa por el borde de ataque y por el borde de fuga.
2. Cuerda.- Es la línea recta que une el borde de ataque con el borde de fuga. Es una dimensión característica del perfil.
3. Línea de curvatura media.- Línea equidistante entre el extradós y el intradós. Esta línea fija la curvatura del perfil. Si la línea de curvatura media "cae" sobre la cuerda, se dice que la curvatura es positiva, si "cae" por debajo es negativa, y si va por debajo y por arriba, doble curvatura.

4. Ordenada máxima.- Es la máxima distancia entre la línea de curvatura media y la cuerda del perfil. El valor suele darse en porcentaje de la cuerda.
5. Espesor máximo y posición. Son dos características importantes que se expresan en porcentaje de la cuerda.
6. Radio de curvatura del borde de ataque.- Define la forma del borde de ataque y es el radio de un círculo tangente al extradós e intradós, y con su centro situado en la línea tangente en el origen de la línea de curvatura media.

3.2 Características de presión en un perfil aerodinámico.

Un perfil aerodinámico (figura 26), al estar en funcionamiento, está sometido a presiones de diferentes características, tanto en el extradós como en su intradós. Sobre el perfil se produce un flujo de aire. El cual cambiará sus características en proporción a su ángulo de ataque y a la velocidad con que el perfil se mueve respecto a su línea de acción. De esta forma el flujo de aire, el discurre por la parte superior del perfil, tendrá una velocidad mayor (efecto Venturi) que el que discurre por la parte inferior. Esa mayor velocidad implica menor presión (teorema de Bernoulli)



Figura 27 Presión vs velocidad.

El aumento de la velocidad del aire sobre el extradós de un perfil, respecto a la velocidad del aire en el intradós, genera presiones, tanto como en uno como en otro lado. La diferencia entre estas presiones (si la presión en el extradós es mayor), genera una resultante a la que llamamos sustentación.

3.3 Centro de presiones.

Se denomina centro de presiones al punto teórico del perfil donde se considera aplicada toda la fuerza de sustentación. La figura 28, muestra un ejemplo de distribución de presiones sobre un perfil moviéndose en el aire. Teóricamente aunque la presión actúa sobre todo el perfil, se considera que toda la fuerza de sustentación se ejerce sobre un punto de la línea de la cuerda (resultante).

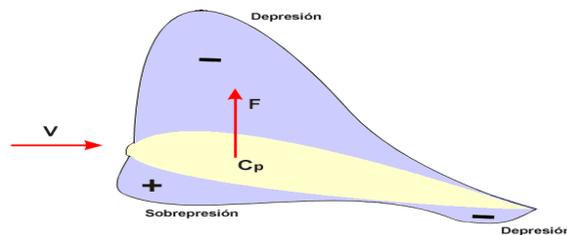


Figura 28 Distribución de presiones sobre un perfil aerodinámico.

La posición del centro de presiones se suele dar en porcentaje de la cuerda del ala a partir del borde de ataque. A medida que aumenta o disminuye el ángulo de ataque se modifica la distribución de presiones alrededor del perfil, desplazándose el centro de presiones, dentro de unos límites, hacia adelante o atrás respectivamente. El margen de desplazamiento suele estar entre el 25% y el 60% de la cuerda como se muestra en la figura 29, y puesto que afecta a la estabilidad del perfil es conveniente que sea menor posible.

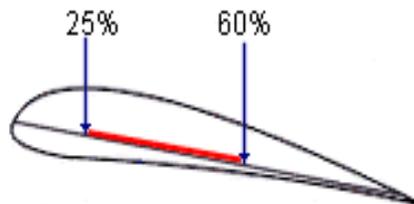


Figura 29 Desplazamiento del centro de presiones.

3.3.1 Viento relativo

El conocimiento y significado del viento relativo es esencial para el entendimiento de la aerodinámica sobre las alas rotativas. El viento relativo es definido como el flujo de aire relativo que ataca un perfil.

El viento relativo se incrementa si la velocidad del perfil es incrementada. Como ejemplo, considérese una persona sentada dentro de un automóvil con su mano extendida, fuera de la ventanilla en un día sin viento. No hay flujo de aire debido a que el automóvil no se está moviendo, sin embargo ahora el automóvil está desplazándose a 100 km/hr. Ahora si ustedes mueven la mano hacia adelante (digamos unos 10km/hr), el viento relativo será de 110 km/hr y si lo hacen hacia atrás será de 90 km/hr.

En un rotor dinámico, en un día sin viento y con vuelo estacionario, el viento relativo rotacional será creado por la rotación de las palas. Suponiendo un rotor que está moviéndose horizontalmente, el efecto es desplazar algo de aire hacia abajo (downwash). El movimiento de las palas a través del mismo curso da un punto en rápida sucesión (un rotor con tres palas girando a 320 rpm, tendrá en el mismo punto un pasaje de alas de 16 veces por segundo).

Este flujo de aire es llamado flujo inducido. Este flujo de aire aúre hacia abajo es aun inducido en condiciones de viento. El transito del flujo de aire a través del disco del rotor modifica el viento relativo rotacional. El flujo de aire de la rotación, modificado por el flujo inducido, produce la resultante del viento relativo. En la figura 30, el ángulo de ataque es reducido por el flujo inducido, causando sobre el perfil una sustentación menor.

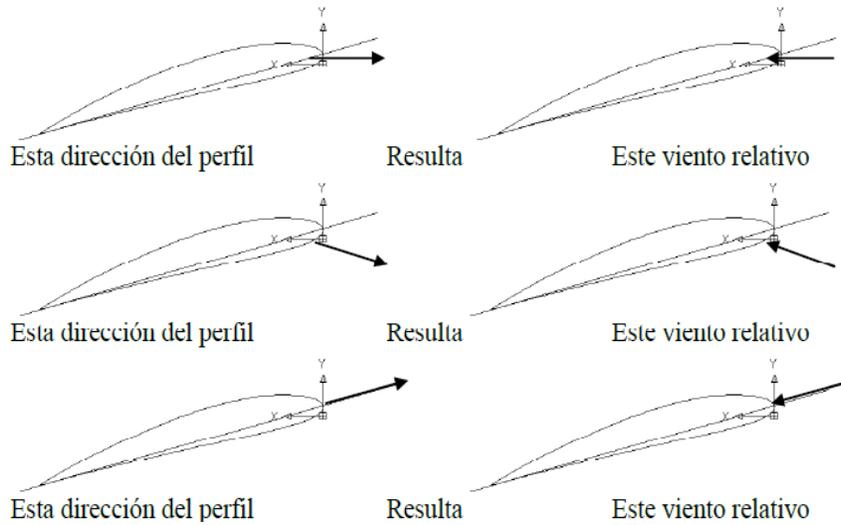


Figura 30 Viento relativo

3.4 Efecto de la compresibilidad

Como en las aplicaciones que se hace uso de flujos exteriores muchas veces exigen elevadas velocidades se pueden originar flujos transónicos o supersónicos en los que hay que tener en cuenta la compresibilidad. Aunque en este proyecto solo se realice la programación de flujo subsónico o incompresible, es necesario conocer los posibles efectos que ocasionaría dicha compresibilidad.

Los efectos de la compresibilidad pueden ser considerados según el número de Mach:

$$M_{\infty} = \frac{V_{\infty}}{\sqrt{\gamma R_g T_{\infty}}} \tag{37}$$

Realizando una clasificación simple los flujos se denominan:

- Subsónico: $< 1 M_{\infty}$
- Sónico: $= 1 M_{\infty}$
- Supersónico: $> 1 M_{\infty}$

Para cuerpos fuselados como es nuestro caso es necesaria una clasificación más compleja pues que la corriente exterior sea subsónica no garantiza que las zonas cercanas a la superficie lo cumplan:

- Incompresible, $M_\infty < 3,0$: Las variaciones de densidad debidas al cambio de presión pueden ser despreciadas. El gas es compresible pero la densidad puede ser considerada constante.
- Subsónico, $0,8 < M_\infty < 3,0$: Se verifica que $M_\infty < 1$ en todo el campo fluido. No hay ondas de choque en el flujo.
- Transónico, $0,8 < M_\infty < 1,2$: Hay ondas de choque que conducen a un rápido incremento de la fricción y éstas separan regiones subsónicas de hipersónicas dentro del flujo. Debido a que normalmente no se pueden distinguir las partes viscosas y no viscosas este flujo es difícil de analizar.
- Supersónico, $M_\infty > 1,2$: Normalmente hay ondas de choque pero ya no hay regiones subsónicas. El análisis de este flujo es menos complicado.
- Hipersónico, $M_\infty > 5,0$: Los flujos a velocidades muy grandes causan un calentamiento considerablemente grande en las capas cercanas a la frontera del flujo, causando disociación de moléculas y otros efectos químicos.

En las ondas de choque se pueden producir bruscos cambios de muy poco espesor $10^{-8}m$ pero las variables fluidas sufren variaciones muy drásticas a uno y otro lado de la onda de choque:

- Onda de choque: el número de Mach y la velocidad disminuyen mientras que la presión y la temperatura aumentan.
- Onda de expansión: la velocidad aumenta y la presión y temperatura disminuyen.

Como se observa, el coeficiente de presión se verá modificado al aumentar el número de Mach. Para flujos incompresibles $M_\infty < 3,0$ se considera despreciable la variación de presiones. A medida que el Mach aumenta de ese valor, la magnitud de C_p aumenta rápidamente.

3.4.1 Resistencia.

Como ya se ha mencionado, la resistencia aerodinámica de un perfil es la componente paralela a la corriente incidente de las fuerzas de presión y fricción sobre el perfil. La resistencia debida al esfuerzo cortante se conoce como resistencia de fricción, depende básicamente de la cantidad de superficie en contacto con el fluido. La resistencia de presión que se conoce como resistencia de forma pues depende de la forma del cuerpo. En la mayoría de los cuerpos la resistencia es una combinación de ambas. Si observamos el diseño de los perfiles aerodinámicos en general podemos observar, que aunque es muy variado, todos ellos tienen una forma básica: el borde de ataque del perfil es redondeado mientras que el borde de salida es afilado. La cara frontal se redondea para evitar la separación del flujo a la entrada y la porción de la cola tiene forma afilada para conseguir que la presión aumente progresivamente y así asegurar que si se produce separación de la corriente esta sea aguas abajo, tanto como sea posible. En la siguiente figura se puede observar la aparición de una estela detrás del perfil, la causante del aumento considerable de la resistencia de forma. Si la corriente se separa antes del borde de salida, la estela formada será mayor.

Existe límite para la cantidad de reducción de la resistencia que se puede lograr al fuselar el cuerpo. A medida que el cuerpo se alarga la resistencia de fricción aumenta al existir más superficie mojada. La resistencia mínima sobre el cuerpo la proporciona el balance adecuado entre la resistencia de fricción y de presión.

Todos los perfiles en mayor o menor medida van a sufrir una resistencia aerodinámica. En la mayoría de los flujos de interés el número de Reynolds es elevado, debido a que el tamaño del objeto es significativo y la viscosidad del fluido no es muy grande. Descartando la viscosidad, bastaría con calcular los patrones de líneas de corriente y la distribución de presiones para determinar la resistencia de forma. Si consideramos un perfil simétrico, va a generar una distribución de presiones simétrica por lo que va a existir un equilibrio generando una fuerza de resistencia nula (paradoja de D'Alambert). No obstante la experiencia confirma que un cuerpo inmerso en una corriente fluida experimenta una fuerza de arrastre en la dirección de la corriente.

En 1904, L. Prandtl introdujo la hipótesis de capa límite, que explica cómo se originan la resistencia de forma y de fricción de un flujo para Reynolds elevado. Se percató que sin importar como de pequeña sea la viscosidad, el fluido debería satisfacer la condición de no deslizamiento en la superficie. En realidad, los esfuerzos viscosos son los culpables de que se cumpla dicha condición, consiguen evitar que el fluido deslice sobre el cuerpo. En consecuencia, la velocidad del fluido debe aumentar desde cero en la superficie hasta un valor del orden de la magnitud de la velocidad de la corriente libre en una corta distancia. Esta región donde la velocidad aumenta desde cero hasta un valor de la corriente libre se denomina capa límite. En nuestro caso, para un perfil aerodinámico a elevados números de Reynolds, la capa límite es muy pequeña de manera que las líneas de corriente permanecen prácticamente sin cambios. Aunque despreciemos la influencia de la viscosidad, tenemos que tener en cuenta la influencia del ángulo de ataque en la distribución de presiones del perfil. Para ángulos de ataque pequeños, la capa límite no se ha desprendido aún y podemos considerar la distribución de presiones calculada mediante el modelo de flujo sin viscosidad. Por el contrario, para ángulos de ataque elevados, se produce la separación de la capa límite y la distribución de presiones se modifica con respecto al modelo sin viscosidad. Esto hace que la resistencia debida a la presión aumente considerablemente pudiendo ser mayor que la resistencia de fricción. En la figura 31, se puede observar la separación de la capa límite para un ángulo de ataque elevado (mayor a 10°):

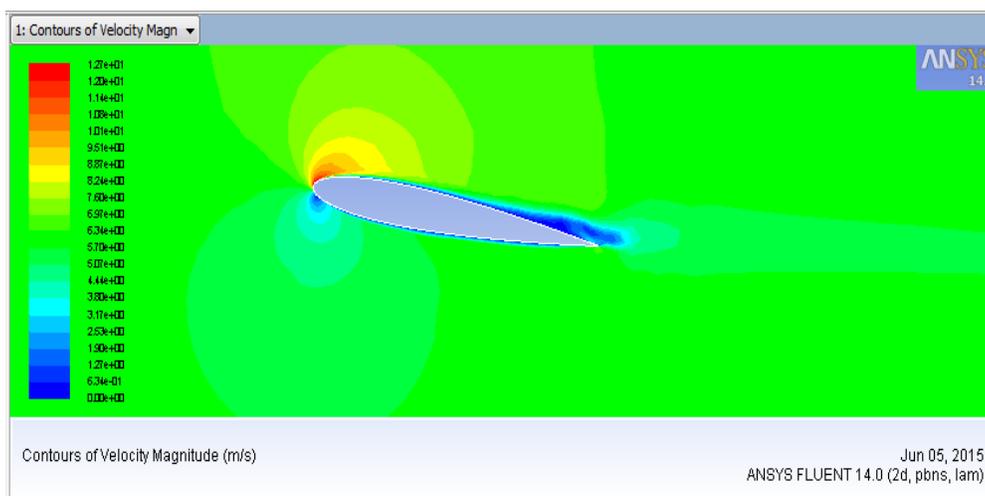


Figura 31 Perfil en pérdida con un ángulo de ataque grande. La capa límite se separa cerca de la superficie frontal.

3.4.2 Sustentación.

La sustentación en un perfil fundamentalmente es el resultado de la presión superficial, por lo que la viscosidad del fluido parecería tener poco efecto. El aumento de la velocidad del aire sobre el extradós de un perfil, con respecto al intradós, genera presiones, tanto en uno como en otro lado. La diferencia de estas presiones genera una fuerza resultante a la que se llama sustentación.

Debido a las diferencias de velocidades en la parte superior e inferior del perfil se genera más presión en el intradós que en el extradós del ala. Esta diferencia de presión, al ser integrada a lo largo de toda la superficie alar produce una fuerza resultante que es la sustentación.

Ahora se tiene como ejemplo un perfil aerodinámico simétrico con un ángulo de ataque nulo. En este caso obtendríamos una distribución de presiones simétrica respecto de la línea media como se muestra en la siguiente figura:

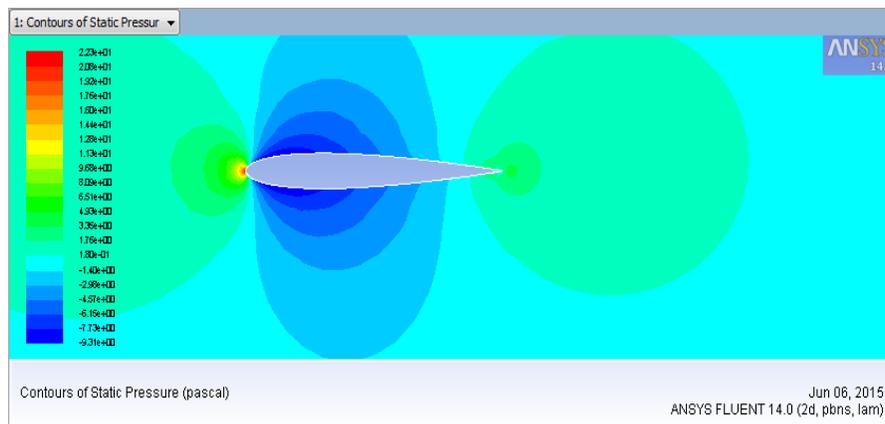


Figura 32 Distribución de presiones con ángulo de ataque de 0° de un perfil alar NACA 0012 simétrico

Si se tiene en cuenta un fluido ideal (sin viscosidad), la distribución de velocidades y de presiones será simétrica de manera que la fuerza será nula en cualquier dirección. Es decir, el obstáculo, en este caso el perfil aerodinámico, no ofrecerá resistencia al

movimiento de avance del fluido. Tampoco existirá fuerza en sentido normal a la dirección de la corriente (sustentación).

Si al perfil simétrico anterior le añadimos un ángulo de ataque, estamos dándole una asimetría. También podemos tener el mismo efecto si el ángulo de ataque es nulo y el perfil no es simétrico, siendo la curvatura de la línea media la responsable de la asimetría.

Como se puede apreciar en este perfil NACA 0012 (figura 33), es necesario dar un ángulo de ataque $0^\circ < \alpha < 10^\circ$, para este caso se maneja un ángulo de ataque de 5° , para tener una buena sustentación del alabe y sea más aprovechable la energía del viento. Las figuras 35 y 36, muestran los contornos de presión y velocidad del perfil que se utiliza para el rediseño del aerogenerador de tipo doméstico. El perfil es simulado con el software ANSYS 14.0, a partir de la ecuación de un perfil simétrico:

$$Y_t = 5tc[0.2969\sqrt{x/c} + (-0.1260(x/c) + (-0.3516(x/c)^2) + 0.2843(x/c)^3 + (-0.1015)(x/c)^4)] * 10 \quad (38)$$

$$X_u = X_L = X, \quad Y_u = Y_t, \quad y \quad Y_L = -Y_t$$

Obtenemos el perfil

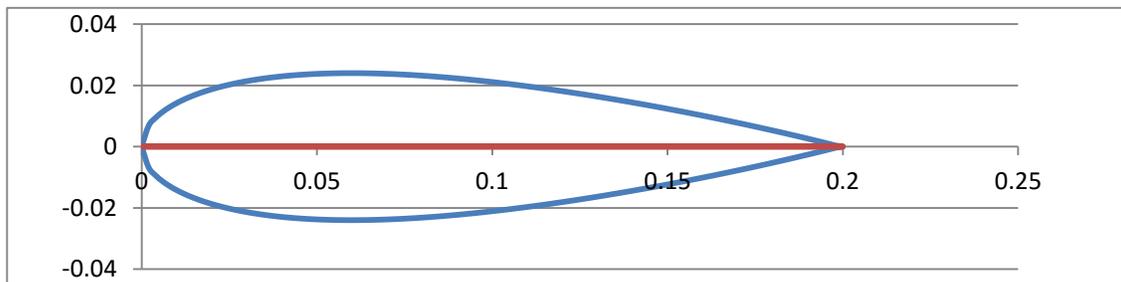


Figura 33 Perfil NACA 0012

También obtenemos la malla del perfil (figura 34), la cual se simulo en ANSYS, solo se simula adicionando las condición de frontera de velocidad y presión atmosférica.

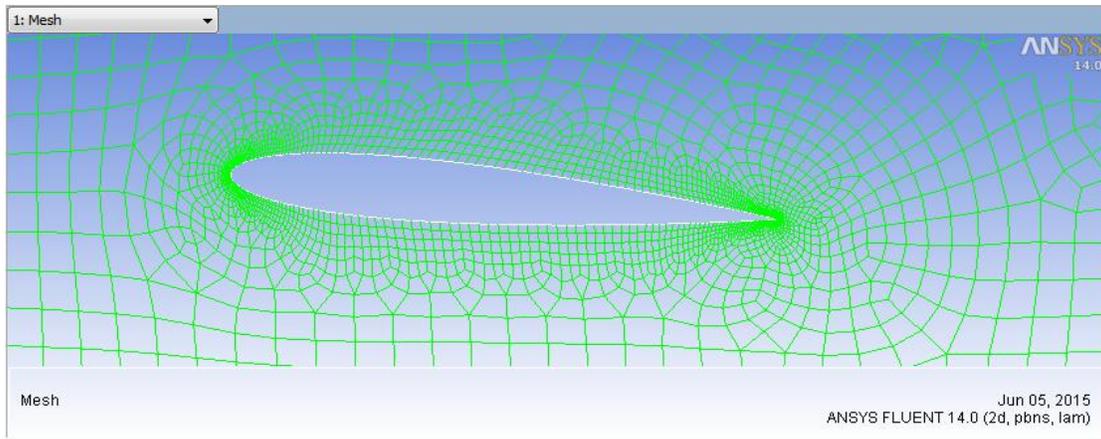


Figura 34 Malla de un perfil alar NACA 0012 simétrico, con un ángulo de ataque de 5°

Una vez obtenida la malla, en Fluent, se realiza el proceso de simulación, considerando las condiciones de frontera y las variables de presión y velocidad, que para el rediseño del aerogenerador se consideró una velocidad de 6m/s, obtenido de las mediciones durante algunos meses de los años 2014 y 2015. Estos datos se muestran en la tabla 8.

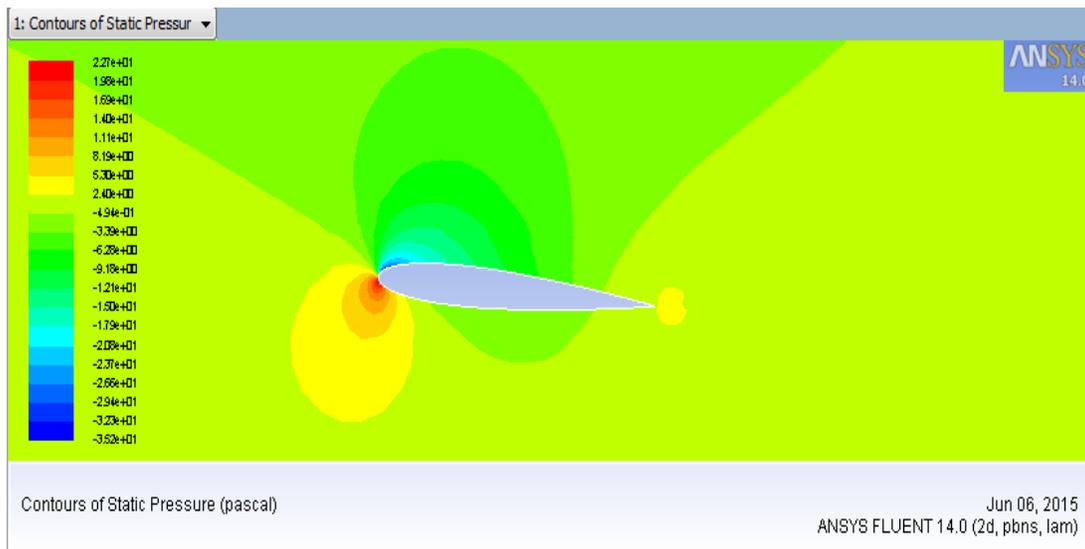


Figura 35 Contorno de presiones de un perfil alar NACA 0012 simétrico, con un ángulo de ataque de 5°

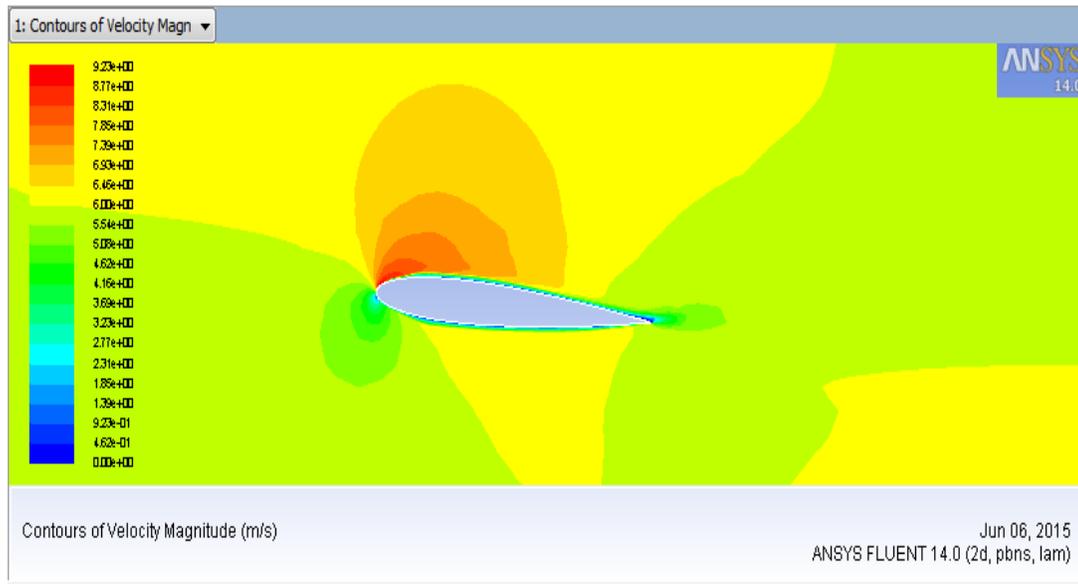


Figura 36 Contorno de velocidades de un perfil alar NACA 0012 simétrico, con un ángulo de ataque de 5°

3.5 Diseño del Hub.

3.5.1 Corriente plana paralela.

Se supone que para facilitar los cálculos, que el fluido que es considerado es continuo, incompresible y no viscoso; que sus partículas únicamente tienen movimiento de traslación, creciendo de rotación y de deformación, se admitió también que la traslación se efectúa en *corriente plana paralela*; se le nombra así al movimiento del fluido cuando sus partículas se mueven siempre paralelamente a un plano fijo, llamado plano director, que haga variar su distancia al mismo; esto nos permite estudiar el movimiento del fluido en un espacio de dos dimensiones.

En un momento determinado la velocidad de cada partícula podrá representarse, mediante su intensidad y dirección, por un vector, en forma análoga a como se representan las fuerzas correspondientes a cada punto en un campo de fuerzas. En consecuencia, el espacio de dos o tres dimensiones ocupado por el fluido constituye un campo de velocidades. En un campo de fuerzas, todo trabajo, en determinadas condiciones puede

medirse por la diferencia de valores de una función (llamada función potencial o potencial) correspondientes a las posiciones inicial y final; al generalizar el concepto de potencial a otros campos vectoriales, como el caso que se considerará, además del potencial de fuerzas, existiría el potencial de velocidades.

Tanto el uno como el otro estarán representados, representados por una función de las coordenadas del campo x, y, z , en el caso de un campo tridimensional y únicamente x, y , en el caso de una corriente plana paralela. Para que exista un potencial es necesario que no haya momentos de torsión en el campo de fuerzas ni torbellinos en el campo de velocidades, ya que en caso contrario, al existir un giro alrededor del eje de torsión o eje del torbellino, el valor del potencial, variará con el número de vueltas que se tomasen en consideración.

En estas condiciones, la diferencia de potencial entre dos puntos medirá, en el campo de fuerzas, el trabajo efectuado por unidad de masa al ir de un punto al otro. Y en el campo de velocidades, medirá la circulación (producto del camino por la proyección de la velocidad sobre el) de un punto al trasladarse de la posición inicial a la posición final siguiendo cualquier recorrido, si los dos puntos inicial y final están infinitamente próximos, la diferencia de potencial entre ellos será infinitamente pequeña. Pero será igual al producto de la fuerza (en el campo de fuerzas) o de la velocidad (en el campo de velocidades) por dicha distancia infinitamente pequeña. Como consecuencia:

Llamando φ a la función del potencial del campo de fuerzas de una corriente plana paralela, V a la velocidad en un punto de coordenadas x e y ; e u y v a las componentes de V paralelas a los ejes coordenados X y Y , respectivamente, pueden obtenerse los valores de u y v , derivando parcialmente la función φ con respecto a x y y :

$$u = \frac{\partial \varphi}{\partial x} \quad (39)$$

$$v = \frac{\partial \varphi}{\partial y} \quad (40)$$

Si el fluido es incompresible, al aumentar la velocidad con respecto al eje X, deberá disminuir en igual forma con respecto al eje Y, es decir:

$$\frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} = 0 \quad (41)$$

O bien:

$$\frac{\partial^2 u}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 v}{\partial y^2} = 0 \quad (42)$$

Esta ecuación, debida a Laplace; llamada *Laplaciana* en su honor, suele representarse:

$$\bar{\nabla}^2 \phi = 0 \quad (43)$$

Esto quiere decir que si el fluido es incompresible la Laplaciana de la función potencial es nula; una partícula del fluido en movimiento sigue una línea de corriente, en el cual la velocidad es tangente a dicha línea en cada uno de sus puntos.

Llamando dx y dy a la variación de las coordenadas de la partícula considerada:

$$\frac{dy}{dx} = \frac{u}{v} \quad (44)$$

Y

$$udy - vdx = 0 \quad (45)$$

Como tanto u como v son funciones de x y de y , la condición de integridad será:

$$\frac{\partial u}{\partial x} = -\frac{\partial v}{\partial y} \quad (46)$$

O bien:

$$\frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} = 0 \quad (47)$$

Que nos indica que el fluido debe de ser incompresible, o como lo indica el teorema de Clebsch: “las ecuaciones de líneas de corriente solo pueden ser integradas si el fluido es incompresible”; si esto se verifica, podemos considerar al primer miembro de la ecuación diferencial $udy - vdx = 0$ como la diferencial de una cierta función ψ :

$$d\psi = udy - vdx \quad (48)$$

Y evidentemente para cada valor constante ψ , obtendríamos una línea de corriente, ya sea constante ψ , su diferencial es:

$$d\psi = 0 \quad (49)$$

Y por lo tanto:

$$0 = udy - vdx \quad (50)$$

Que es la ecuación de las líneas de corriente. A la función ψ se le llama *función de corriente*, y siendo $d\psi = udy - vdx$ se deduce que:

$$u = \frac{\partial \psi}{\partial y} \tag{51}$$

$$v = -\frac{\partial \psi}{\partial x} \tag{52}$$

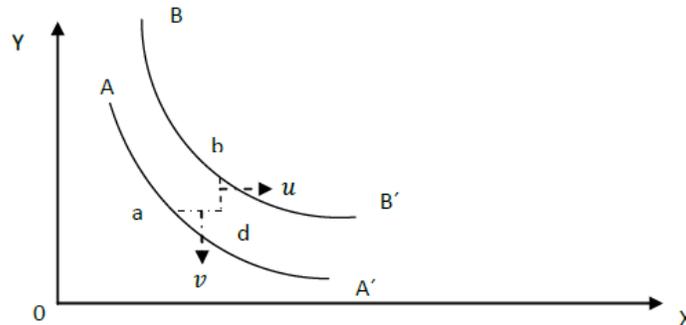


Figura 37 Líneas de corriente.

Sean dos líneas de corriente AA' y BB' , infinitamente próximas como se muestra en la figura 37, correspondientes a dos valores constantes de ψ , como sabemos el fluido correrá entre ellas sin atravesarlas, en caso contrario en el punto de cruce habría dos velocidades distintas, lo que no es posible.

Si trazamos dos rectas $ad = dx$ y $bd = dy$ paralelas, respectivamente, a los ejes OX y OY , que intercepten la separación entre dichas líneas de corriente, la cantidad dQ de fluido que pase por unidad de tiempo entre ellas será:

$$dQ = udy - vdx \tag{53}$$

Siendo positivas las componentes u y v de la velocidad en el mismo sentido de las x y y positivas.

Vemos que la diferencial del gasto Q es equivalente a la diferencial de la función de corriente ψ , o sea, que el gasto de fluido entre dos líneas de corriente viene medido por la

diferencia entre los valores constantes que tiene la función ψ para dichas dos líneas de corriente.

Como la velocidad angular de rotación para un punto cualquiera de un campo de velocidad sería:

$$\omega = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial v}{\partial x} - \frac{\partial u}{\partial y} \right) \quad (54)$$

Y como se ha supuesto que en la corriente plana paralela considerada no existían torbellinos,

$$\omega = 0$$

Y, por lo tanto:

$$\left(\frac{\partial u}{\partial y} - \frac{\partial v}{\partial x} \right) = 0 \quad (55)$$

O bien

$$\frac{\partial^2 \psi}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \psi}{\partial y^2} = 0 \quad (56)$$

Lo que nos indica que la *Laplaciana* de la función de corriente, $\nabla^2 \psi$ debe ser también nula; veamos que en una corriente plana paralela existen dos funciones: la función de potencial φ y la función de corriente ψ , dando valores constantes a φ y ψ , se obtienen dos series de curvas: las que tienen igual potencial, o equipotenciales, y las líneas de corriente. Estas dos series de curvas se cortan entre sí en ángulo recto, formando lo que se llama una red ortogonal; efectivamente la serie de curvas φ forman junto con la serie de curvas ψ un ángulo cuyo coseno será igual al producto de los cosenos que forman φ y ψ con el eje y , el resultado será:

$$\cos \varphi \psi = \cos(\varphi x) \cos(\psi x) + \cos(\varphi y) \cos(\psi y) = \frac{\partial \varphi}{\partial x} * \frac{\partial \psi}{\partial x} + \frac{\partial \varphi}{\partial y} * \frac{\partial \psi}{\partial y} \quad (57)$$

$$\cos(\varphi\psi) = u * (-v) + v * u = 0 \quad (58)$$

Que muestra que el ángulo $\varphi\psi$ es recto. Además de cortarse en ángulo recto las líneas φ y ψ , la red que forman no está formada por rectángulos, si no por cuadros infinitamente pequeños.

Esto se puede comprobar si consideramos dos líneas equipotenciales φ , infinitamente próximas con una separación ∂n y en otras dos líneas de corriente ψ , también infinitamente próximas y con una separación $\partial n'$, en el punto de intersección la velocidad V se puede obtener por el valor $\partial\varphi/\partial n$ o por el valor $\partial\psi/\partial n'$, y como la velocidad no varía se deduce que $\frac{\partial\varphi}{\partial n} = \frac{\partial\psi}{\partial n'}$ y, por lo tanto, para incrementos diferenciales de φ y de ψ , iguales, también deberán ser iguales las separaciones ∂n y $\partial n'$ de las respectivas curvas, lo cual significa que en las sucesivas intersecciones se formaran cuadrados infinitesimales.

La velocidad V del fluido en un punto cualquiera puede determinarse por las siguientes relaciones:

$$V^2 = u^2 + v^2 = \left(\frac{\partial\varphi}{\partial x}\right)^2 + \left(\frac{\partial\varphi}{\partial y}\right)^2 = \left(\frac{\partial\psi}{\partial x}\right)^2 + \left(\frac{\partial\psi}{\partial y}\right)^2 \quad (59)$$

Veamos ahora como puede obtenerse una red ortogonal valiéndose de las funciones de las variables complejas, o sea, las que tienen una parte real y otra imaginaria.

Las variables complejas pueden ser representadas de las siguientes maneras:

$$z = x + y\sqrt{-1} \quad (60)$$

$$z = r\cos\theta + \text{sen}\theta\sqrt{-1} \quad (61)$$

$$z = re^{\theta\sqrt{-1}} \quad (62)$$

Si z indica la posición de un punto en el plano complejo, formado por los ejes rectangulares X (donde se miden los valores reales) y $Y\sqrt{-1}$ (donde se toman los imaginarios), la primera expresión nos da la posición de z (60), por medio de sus coordenadas rectangulares x y y ; la segunda (61), por medio de sus coordenadas polares r , distancia del punto al origen, llamada módulo, y el ángulo θ que forma r con el eje X , llamado argumento; la tercera, por el producto del módulo por la base e de los logaritmos neperianos, elevada a una potencia cuyo exponente es el argumento $\sqrt{-1}$ (62).

Consideramos la variable compleja, $z = x + y\sqrt{-1}$, y supongamos que tenemos una función $\Phi(z)$ de la variable compleja z . en esta función podemos separar su parte real y su parte imaginaria, que designaremos por φ y ψ .

Tendremos:

$$\Phi(z) = \varphi + \psi\sqrt{-1} \quad (63)$$

Derivando con respecto a x :

$$\frac{\partial\Phi(z)}{\partial x} = \frac{\partial\Phi(z)}{\partial z} * \frac{\partial z}{\partial x} = \frac{\partial\varphi}{\partial x} + \frac{\partial\psi}{\partial x}\sqrt{-1} \quad (64)$$

Y como:

$$\frac{\partial z}{\partial x} = 1 \quad (65)$$

$$\frac{\partial\Phi(z)}{\partial z} = \frac{\partial\varphi}{\partial x} + \frac{\partial\psi}{\partial x}\sqrt{-1} \quad (66)$$

Análogamente derivando con respecto a y :

$$\frac{\partial \Phi(z)}{\partial y} = \frac{\partial \Phi(z)}{\partial z} * \frac{\partial z}{\partial y} = \frac{\partial \varphi}{\partial y} + \frac{\partial \psi}{\partial y} \sqrt{-1} \quad (67)$$

Y como:

$$\frac{\partial z}{\partial y} = 1 \quad (68)$$

$$\frac{\partial \Phi(z)}{\partial z} \sqrt{-1} = \frac{\partial \varphi}{\partial y} + \frac{\partial \psi}{\partial y} \sqrt{-1} \quad (69)$$

O bien:

$$\frac{\partial \Phi(z)}{\partial z} = \frac{\partial \varphi}{\partial y} - \frac{\partial \psi}{\partial y} \sqrt{-1} \quad (70)$$

Igualando las dos expresiones $\frac{\partial \Phi(z)}{\partial z}$, se deduce:

$$\frac{\partial \psi}{\partial x} = \frac{\partial \varphi}{\partial y} \quad (71)$$

Y

$$\frac{\partial \psi}{\partial x} = -\frac{\partial \varphi}{\partial y} \quad (72)$$

Como se observa, corresponden, respectivamente a los valores de u y de v en las funciones de potencial y de corriente, por lo cual las partes real (φ) e imaginaria (ψ) de la función Φ de la variable compleja z pueden representar a las funciones de potencial y de corriente, constituyendo entre ellas una red ortogonal.

En consecuencia, para obtener estas funciones bastará, elegir una función cualquiera de una variable compleja z , sustituir esta por su valor complejo y separar la

parte real de la imaginaria, pudiendo representar una de ellas *la función potencial* y la otra *función de corriente* correspondiente.

3.5.2 Cuerpo sumergido en un fluido.

Los fenómenos que se producen cuando un cuerpo avanza dentro de un fluido en reposo podemos interpretarlos suponiendo que es el fluido el que avanza sobre el cuerpo inmóvil.

Si se supone que la corriente es permanente y su velocidad es inferior a la del sonido (subsónica), en una parte del campo aerodinámico, las líneas de corriente coincidirán con las trayectorias; la corriente se denominará “a la poiuseuille” y estará constituida por los filetes o chorrillos.

Si no fue permanente, las partículas de fluido que pasen por un mismo punto en dos instantes diferentes tendrían trayectorias distintas.

La corriente en la mayor parte del campo, con los cuerpos utilizados en aviación, gracias a sus formas fuseladas, es de *filetes*; pero en la parte más próxima al cuerpo y delante de este existe una región de corriente no permanente, si la velocidad de la corriente en el infinito, aun siendo subsónica, es suficientemente grande, la perturbación producida por un cuerpo aerodinámico puede engendrar velocidades locales superiores a la del sonido (supersónicas) y presentar discontinuidades locales, *formándose ondas de choque*, como se muestra en la figura 38.

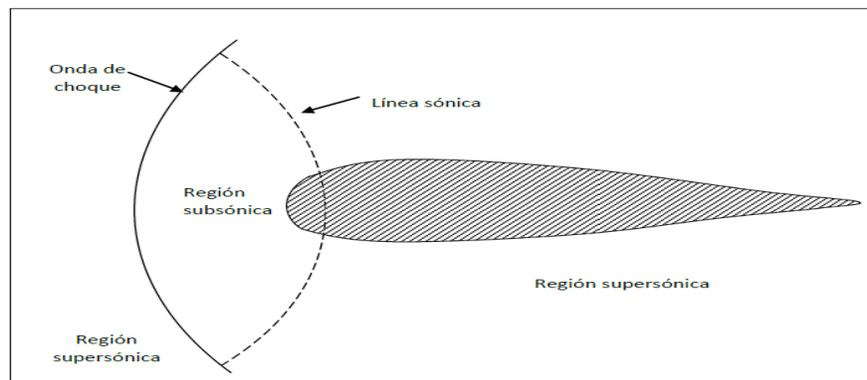


Figura 38 Onda de choque en el perfil

Si la velocidad de corriente fuese *supersónica* existiría una parte no perturbada limitada por la *onda de choque*, la cual puede estar unida al cuerpo (si la proa es afilada) o está por delante de él (si la proa es redondeada), en este último caso habría una región *subsónica* entre la *onda de choque* y una línea *sónica*; si la parte afilada fuera afilada, toda la corriente podría seguir siendo supersónica.

3.6 Distribución de la velocidad de un fluido alrededor de un cilindro de sección circular.

Se vio con anterioridad como podrían obtenerse las funciones de potencial y de corriente, valiéndose de una función variable compleja; ahora veremos una aplicación particular.

Sea la variable compleja:

$$z = x + y\sqrt{-1} \quad (73)$$

Y supongamos la función de esta variable:

$$\Phi(z) = -V * z - \frac{k}{z} \quad (74)$$

Siendo V la velocidad del fluido en el infinito, o sea sin perturbar, y K una constante.

Sustituyendo el valor de z :

$$\Phi(z) = -V(x + y\sqrt{-1}) - \frac{K}{(x + y\sqrt{-1})} = -V(x + y\sqrt{-1}) - \frac{K(x - y\sqrt{-1})}{x^2 + y^2} \quad (75)$$

$$\Phi(z) = -V * x - \frac{k * x}{(x^2 + y^2)} - \left[V * y - \frac{k * x}{(x^2 + y^2)} \right] \sqrt{-1} \quad (76)$$

Llamando:

$$r^2 = x^2 + y^2 \quad (77)$$

$$\Phi(z) = -x \left(V + \frac{k}{r^2} \right) - y \left(V - \frac{k}{r^2} \right) \sqrt{-1} \quad (78)$$

Y por lo dicho al estudiar los campos de fuerzas y campos de velocidades:

$$\varphi = -x \left(V + \frac{k}{r^2} \right) \quad (79)$$

$$\varphi = -y \left(V - \frac{k}{r^2} \right) \quad (80)$$

Las líneas de corriente se obtendrían, dando valores constantes a ψ ; para $\psi = 0$, la línea de corriente estaría formada por el eje de las x ($y = 0$) y por la circunferencia, con centro en el origen y radio:

$$r_o = \sqrt{\frac{K}{V}} \quad (81)$$

Llamando r_o el valor de r para $\psi = 0$; efectivamente, para que $\psi = 0$, deberá tenerse: $y = 0$, o bien $V = \frac{k}{r_o^2} = 0$, de donde:

$$V = \frac{k}{r_o^2}, \quad \text{y} \quad r^2 = \frac{K}{v} \quad \text{o sea:} \quad r_o = \sqrt{\frac{K}{V}}$$

Esto corresponde al caso, de que el fluido, moviéndose con velocidad uniforme V , se encuentra a su paso con un cilindro circular, colocado transversalmente a la corriente; para que esto sea verdad el fluido deberá ser incompresible, continuo, no viscoso y sin turbulencias, y el cilindro de longitud infinita, como se muestra en la figura 39.

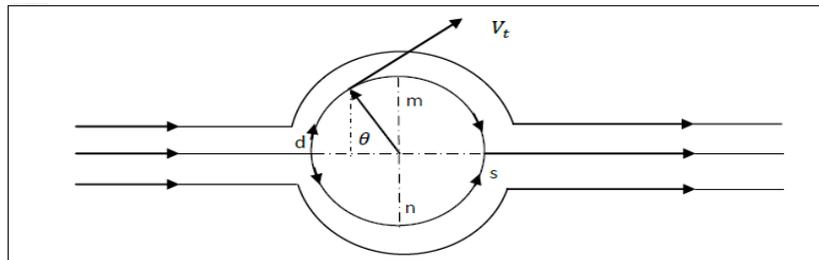


Figura 39 Flujo alrededor de un cilindro con longitud infinita.

Podemos calcular la velocidad del flujo sustituyendo x por su valor en coordenadas polares:

$$x = r \cos\theta \quad (82)$$

Y derivando después con respecto a $r d\theta$ la componente tangencial y con respecto a dr para la componente radial, tendremos:

$$\varphi = -x \left(V + \frac{k}{r^2} \right) \quad (83)$$

$$\varphi = -r \cos\theta \left(V + \frac{k}{r^2} \right) \quad (84)$$

$$\varphi = -V \cos\theta \left(r + \frac{k}{r} \right) \quad (85)$$

Derivando con respecto a $r d\theta$:

$$V_t = \frac{1}{r} \frac{\partial \varphi}{\partial \theta} = V \operatorname{sen} \theta \left(1 + \frac{K}{r^2} \right) \quad (86)$$

Y haciendo lo mismo con respecto a dr

$$V_r = \frac{\partial \varphi}{\partial r} = -V \operatorname{cos} \theta \left(1 - \frac{K}{r^2} \right) \quad (87)$$

Y sustituyendo el valor: $r^2 = \frac{K}{V}$

$$V_t = V \operatorname{sen} \theta \left(1 + \frac{r_0^2}{r^2} \right) \quad (88)$$

La ecuación anterior es para encontrar el valor de la velocidad tangencial en las líneas de corriente.

$$V_t = -V \operatorname{cos} \theta \left(1 - \frac{r_0^2}{r^2} \right) \quad (89)$$

La ecuación anterior es para encontrar el valor de la velocidad radial en las líneas de corriente.

En la superficie del cilindro, $r = r_0$, para este caso tendremos que la velocidad radial V_r se anula ya que $1 - \frac{r_0^2}{r^2} = 0$, y la velocidad tangencial V_t será igual a la velocidad total, cosa natural porque el contorno del cilindro es una línea de corriente y quedara como sigue:

$$V_t = V \operatorname{sen}\theta \left(1 + \frac{r_0^2}{r^2} \right)$$

$$V_t = 2V \operatorname{sen}\theta \quad (90)$$

Esto indica que para los puntos d y s ($\operatorname{sen}\theta = 0$) la velocidad se anula, y que para los puntos m y n ($\operatorname{sen}\theta = 1$) la velocidad es doble de la que tenía el fluido en el infinito.

Ahora según el análisis realizado, se obtiene el Hub del aerogenerador de tipo doméstico. Y Las figuras 40 y 41, muestran el que se utilizará en el aerogenerador.

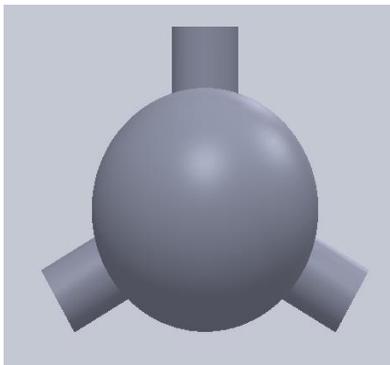


Figura 40 Vista frontal del Hub

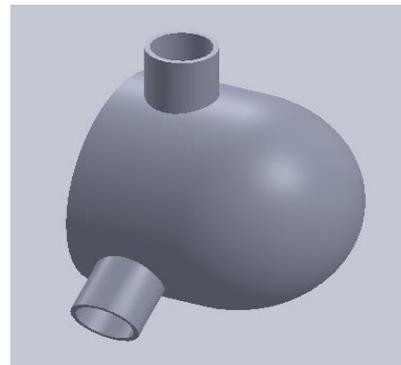


Figura 41 Vista trimétrica del Hub

3.7 Alabes del aerogenerador.

La constante necesidad de energía eléctrica y su incidencia en el progreso industrial de las naciones, conlleva, por el uso propio de las fuentes energéticas, un alto costo ambiental. La energía eólica es la candidata para obtener energía eléctrica, con grandes pronósticos de crecimiento. La forma más adecuada de transformar la energía cinética del viento en energía utilizable es mediante un aerogenerador o turbina eólica.

Un aerogenerador, es un equipo utilizado para la generación de energía eléctrica, pero a su vez se encuentra funcionando en condiciones muy adversas; la humedad, los cambios bruscos de temperatura, los efectos nocivos de la variación, en dirección y magnitud, de la velocidad del viento.

La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL, 2002) clasifica como aerogeneradores de pequeño tamaño a máquinas eólica generadoras con potencia nominal igual o inferior a 500 kW. La International Electrotechnical Commission (IEC, 2006) considera de pequeño tamaño a aquellas con área de barrido entre 2 y 200m².

Un análisis para la selección del alabe corresponde a las características del viento que se tiene en la zona de Pachuca, Hidalgo, donde se localiza el Instituto Tecnológico de Pachuca, localizado en latitud norte 20°07'24", latitud oeste 98°44'51", altitud 2425 msnm. La ciudad de Pachuca también es conocida como la "Bella Airosa" debido a que por lo regular siempre está soplando el viento a cualquier hora del día, de ahí el interés de desarrollar un aerogenerador de tipo doméstico para la utilización de ese tipo de energía.

Lo que concierne a esta parte de este capítulo, está dirigido al cálculo de él alabe que se va a utilizar para poder desarrollar este proyecto, solamente el análisis es de tipo teórico con ecuaciones derivadas de un análisis por elemento finito, para varios aerogeneradores de 2.5 kW, 2kW, 1.5kW, 1kW y 0.5 kW, capacidades propias para un uso doméstico en casas habitación de algunas zonas rurales, existentes en el estado de Hidalgo.

El alabe que se obtendrá es para utilizarse en un aerogenerador de tipo horizontal de 3 alabes puesto que es lo óptimo para utilizarse con las condiciones que se tiene del viento en la zona. Los datos de velocidad de viento y temperatura fueron medidos en la

ciudad de Pachuca, dentro de las instalaciones del Instituto Tecnológico de Pachuca sobre el edificio de posgrado que tiene una altura de 10 metros sobre el nivel del suelo, el equipo utilizado para la realización de las mediciones se especifican en las siguiente tablas 6 y 7:

Tabla 6: Equipo utilizado en las mediciones de velocidad del viento.

Equipo	Medición	Rango del sensor	Tolerancia
Anemómetro de aletas 1600	Velocidad del aire (m/s)	0.4 – 30.0 m/s	$\pm(2\%+0.2\text{m/s})$

Tabla 7: Equipo utilizado en las mediciones de temperatura del aire.

Equipo	Medición	Rango del sensor	Tolerancia
Termómetro de Tipo K/J 1600	Temperatura del aire ($^{\circ}\text{C}$)	$0^{\circ}\text{C}-50^{\circ}\text{C}/32^{\circ}\text{F}-122^{\circ}\text{F}$	$\pm(0.1^{\circ}\text{C})$

Mediante un análisis de elemento finito obtenemos las ecuaciones para el desarrollo de este cálculo y así obtener el perfil que se necesita para poder establecer el álabe a utilizar.

3.7.1 Procedimiento.

Se realizaron mediciones de velocidad del aire en varios meses de los años 2014 y 2015, en la siguiente tabla se muestran los datos obtenidos:

Tabla 8: Datos de temperatura y velocidades del viento

Meses del año	Año 2014 y 2015	
	Temperatura (°C)	Velocidad (m/s)
Mayo	22.7	6.944
Agosto	22.7	4.7222
Septiembre	22.6	5.2777
Octubre	21.8	6.4443
Noviembre	16.7	5.5555
Diciembre	13.4	4.2177
Febrero	16.56	6.2552
Marzo	19.2	6.3251
Abril	20.5	5.4232

El valor mayor de velocidad que se obtuvo fue de 6.9444 (aprox. 7) m/s a una temperatura promedio de 21.75°C, este valor de velocidad se utilizará para obtener el valor de potencia que obtendremos en el viento para diferentes potencias en el rotor.

Las potencias del rotor que se utilizaron, el dato de velocidad media, densidad del aire, la velocidad cinemática del aire así como el rendimiento máximo deseado son: potencias del rotor 2.5 kW, 2 kW, 1.5 kW, 1 kW y 0.5 kW, el valor de velocidad que utilizamos es de 6 m/s, la densidad del aire 1.25 kg/m³, la velocidad cinemática del aire 1.33x10⁻⁵ m²/s, rendimiento máximo deseado 59%. Para obtener la potencia del viento requerida respecto del dato de diseño de las potencias útil deseadas se obtuvieron con la ecuación (91).

$$N_{VIENTO} = \frac{N_{UTIL\ ROTOR}}{\eta_{ROTOR}} \quad (91)$$

La potencia del viento está en función de la densidad del aire, de la velocidad del viento y del área barrida por el rotor, de la tabla 9, la velocidad media del viento en mph es de 15 y el factor de potencia media (F) para esa velocidad es de 17.3, utilizando los factores de corrección (tabla 10) de la densidad del aire respecto de la altitud y la temperatura donde se realizaron las mediciones $C_A=0.744$, $C_T=1$, considerando el rendimiento máximo deseado 59%, obtenemos el área de barrido con la ecuación (92)

$$A_{BARRIDO} = \frac{93 N_{UTIL\ AEROGENERADOR}}{\eta F C_A C_T} \quad (92)$$

Tabla 9: Factores de potencia en función de la velocidad media. (Martínez D, (2008)).

V (mph)	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Factor	1.07	1.78	2,62	3.74	5.13	6.82	8.86	11.3	14.1	17.3	21	25.2
V (mph)	18	18	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
Factor (F)	29.9	35.2	41	47.5	54.6	62.4	70.9	80.1	90.1	101	113	125

Tabla 10: Factores de corrección de la densidad del aire. (Martínez D, (2008)).

Altitud (m)	C_A	Temperatura	C_T
0	1	- 18 °	1.13
750	0.089	-6 °	1.083
1500	0.819	+4 °	1.04
2250	0.774	+16 °	1
3000	0.676	+27 °	0.963

El área de barrido es donde el aire actuara directamente sobre los alabes del aerogenerador, produciendo la energía necesaria para ponerlo en funcionamiento, se consideró esta área para determinar el radio corregido, es de decir el radio real donde actúa el viento, para esto se utilizó la ecuación (93)

$$A = \frac{\pi}{4}(D)^2 \Rightarrow D = \sqrt{\frac{(4)(A_{BARRIDO})}{\pi}} \quad (93)$$

Los Coeficientes de arrastre (C_D) de sustentación (C_L), obtenidos de los diagramas polares del perfil NACA 0012 (se usan aproximaciones), $C_D=0.0089$, $C_L=0.83$ y utilizando un ángulo de ataque $\alpha=1.6^\circ$ obtenemos la relación entre ambos con la ecuación (94), y cuyo valor es 93.26%, que entre más cercano este al 100% se asegura un mejor aprovechamiento de la energía eólica.

$$\frac{C_Y}{C_X} = \frac{C_L}{C_D} \quad \dots \quad 3.57 \quad (94)$$

Para el cálculo de las Revoluciones por minuto del perfil NACA 0012 usamos un TSR (Tip-Speed-Ratio) igual a 6, donde el TSR es la periferia del alabe circular a una velocidad TSR mayor que la velocidad del viento V_{MEDIA} , y es la relación entre la velocidad periférica (U del alabe W), también se encuentran los valores del radio corregido, y utilizamos la ecuación (95).

$$n = \frac{TSR (30)V_{MEDIA}}{\pi (R)} \quad (95)$$

Las potencias del viento para las potencias del rotor propuestas se muestran en la tabla 11, lo cual quiere decir que a mayor potencia generada, mayor deberá ser la energía que se necesitara del viento.

Tabla 11: Potencias de viento para las diferentes potencias del rotor

N_{UTIL ROTOR}	N_{VIENTO}
2.5 kW	4.2372 kW
2 kW	3.3898 kW
1.5 kW	2.5423 kW
1 kW	1.6949 kW
0.5 kW	0.8574 kW

Una mayor área de barrido, nos asegura mayor potencia generada, como se muestra en la tabla 12.

Tabla 12: Áreas de barrido para las diferentes potencias del rotor

N_{UTIL ROTOR}	A_{BARRIDO}
2.5 kW	30.6162 m ²
2 kW	24.4929 m ²
1.5 kW	18.3697 m ²
1 kW	12.2464 m ²
0.5 kW	6.1232 m ²

De la ecuación (93) se obtuvo los valores que se muestran en la tabla 13, que muestran los diferentes diámetros y radios corregidos, para las diferentes áreas de barrido obtenidas de las potencias útiles del rotor, propuestas.

Tabla 13: Diámetros y radios corregidos de las diferentes áreas de barrido

$A_{\text{BARRIDO}} \text{ (m}^2\text{)}$	Diámetro corregido (m)	Radio corregido (m)
30.6162 m ²	6.2435 m	3.1217 m
24.4929 m ²	5.5809 m	2.79045 m
18.3697 m ²	4.8362 m	2.4181 m
12.2464 m ²	3.9487 m	1.9744 m
6.1232 m ²	2.7922 m	1.3961 m

Conociendo los valores de radio corregido, se obtuvieron los valores que se muestran en la tabla 14, utilizando la ecuación (95), obteniendo que a menor diámetro mayor es la velocidad alcanzada pero esto nos repercute para el diseño del rotor, por la vibración que esta velocidad produce.

Tabla 14: RPM obtenidas con los diferentes radios respecto del A_{BARRIDO}

Radio corregido (m)	RPM (n)
3.1217 m	128.4782 rpm
2.79045 m	143.7296 rpm
2.4181 m	163.8618 rpm
1.9744 m	203.1354 rpm
1.3961 m	292.9446 rpm

3.7.2 Obtención del álabe

Los resultados obtenidos demuestran que es posible de utilizar un perfil NACA 0012, de tipo simétrico, para una gama de velocidades del viento entre 5 y 12 m/s, pues en este estudio se manejó una velocidad media de 6 m/s. Es indispensable tomar en cuenta el área de barrido puesto que de esto dependen los esfuerzos que se generen en las zonas del alabe cercanas al rotor, aunado a esto, las ráfagas de viento que en cualquier área donde se pretenda instalar un equipo de generación de energía, siempre estarán presentes y ocasionaran sobre esfuerzos. El procedimiento inicial para el diseño de un alabe que aquí se presenta sugiere que sean considerados los resultados de potencia del viento, área de barrido, radio corregido, así como numero de revoluciones del rotor, para diseños de aerogeneradores en las zonas cercanas al Instituto Tecnológico de Pachuca, y en un uso doméstico, el alabe adecuado es el que ofrezca un radio entre 2 y 3 metros, debido a que un alabe de mayor radio siempre tendrá mayor grado de dificultad para el montaje, instalación y a futuro el mantenimiento, y un radio menor según el análisis no será eficiente en cuanto al suministro de energía porque generará una cantidad menor a la que básicamente se necesita. El ángulo de ataque en este alabe será fijo y con un valor de 5° , puesto que en la simulación del perfil a diferentes ángulos, y se comprueba que ángulos mayores de 5° , no obtenemos una convergencia y el perfil sale de la capa límite. La figura 42 muestra el álabe obtenido, utilizando el software de Solid Works, con una longitud de la cuerda del perfil de 0.20m y una longitud de la pala de 3.12 mts.

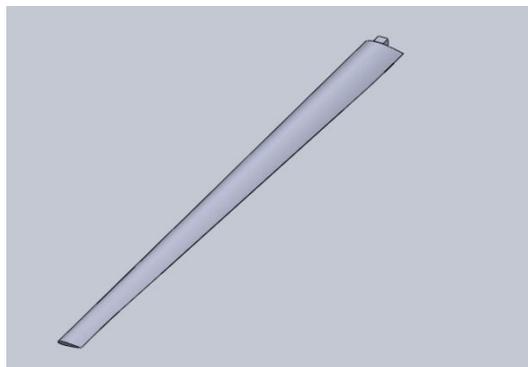


Figura 42 Alabe del aerogenerador.

Las figuras 43 y 44, muestran el rotor (tipo trípala), que se utilizan en el aerogenerador, cada pala tiene una longitud de 3.12m.



Figura 43 Alabe del aerogenerador (Posición trimétrica)



Figura 44 Alabe del aerogenerador (Posición frontal).

CAPÍTULO 4

Transmisión y torre

En este capítulo se presenta la transmisión y torre que se diseñó, así como el ensamble completo del aerogenerador, incluyendo el generador eléctrico.

También se presentan los resultados obtenidos de este trabajo así como y las conclusiones.

4.1 Engranajes para la transmisión

4.1.1 Tipos de Engranajes

Los engranes rectos, que se ilustran en la figura 45, tienen dientes paralelos al eje de rotación y son utilizados para transmitir el movimiento desde un eje a otro, eje paralelo. De todos los tipos, el engrane recto es el más simple y, por esta razón, se utiliza para desarrollar las relaciones cinemáticas básicas de la forma de los dientes.

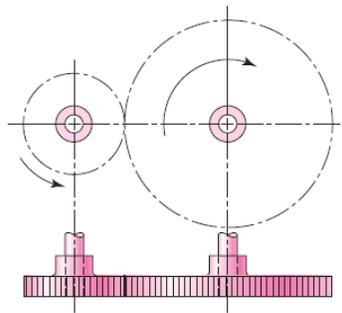


Figura 45 Engranajes rectos.

Los engranajes helicoidales, que se muestran en la figura 46, tienen dientes helicoidales al eje de rotación, se pueden utilizar para las mismas aplicaciones que los engranes rectos y, cuando se utilizan en esta forma, no son tan ruidosos, debido al engranado más gradual de los dientes durante el acoplamiento. Así mismo el diente inclinado desarrolla cargas de empuje y pares de flexión que no están presentes en los engranes rectos. En ocasiones los engranes helicoidales se usan para transmitir movimiento entre ejes no paralelos.

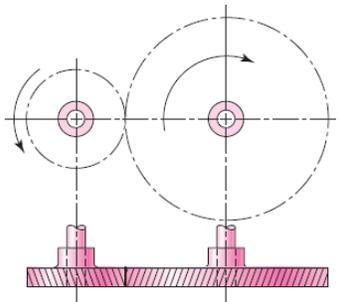


Figura 46 Engranajes helicoidales.

Los engranajes cónicos, que se muestran en la figura. 47, que presentan dientes formados en las superficies cónicas, se emplean sobre todo para transmitir movimiento entre ejes que se intersecan.

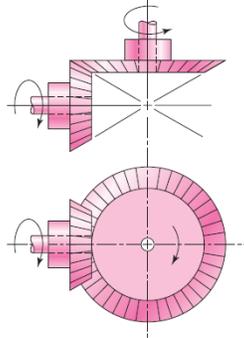


Figura 47 Engranajes cónicos.

En la figura se exhiben en realidad engranes cónicos de dientes rectos. Los engranes cónicos en espiral se cortan de manera que el diente no sea recto, sino que forme un arco circular. Los Engranajes hipoides son muy similares a los engranes cónicos en espiral, excepto que por el hecho de que los ejes están desplazados y no se intersectan.

El tornillo sinfín o de gusano, también llamado corona de tornillo sinfín que se muestran en la Figura 48, representan el cuarto tipo de engranaje básico. Como se indica, el gusano se asemeja a un tornillo. La dirección de rotación del gusano, también llamado corona de tornillo sinfín, depende del sentido de rotación del tornillo sin fin y de que los dientes del gusano se hayan cortado a la derecha o a la izquierda. Los engranes de tornillo sinfín también se hacen de manera que los dientes de uno o ambos elementos se envuelvan parcialmente alrededor del otro. Dichos engranajes se llaman engranajes de envolvente simple o doble. Los engranajes de sinfín se emplean sobre todo cuando las relaciones de velocidad de los dos ejes son bastante altas, de 3 o más.

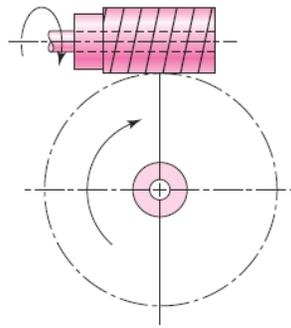


Figura 48 El tornillo sinfín.

La terminología de los dientes de engranes rectos se ilustra en la Figura 49. El círculo de paso es un círculo teórico sobre el cual se basan todos los cálculos; su diámetro es el diámetro de paso. Los círculos de paso de un par de engranes acoplados son tangentes entre sí. Un piñón es el menor de dos engranajes acoplados; a menudo el mayor se llama rueda.

El paso circular p es la distancia, medida sobre el círculo de paso, desde un punto de un diente a un punto correspondiente en un diente adyacente. Así, el paso circular es igual a la suma del espesor del diente y del ancho del espacio.

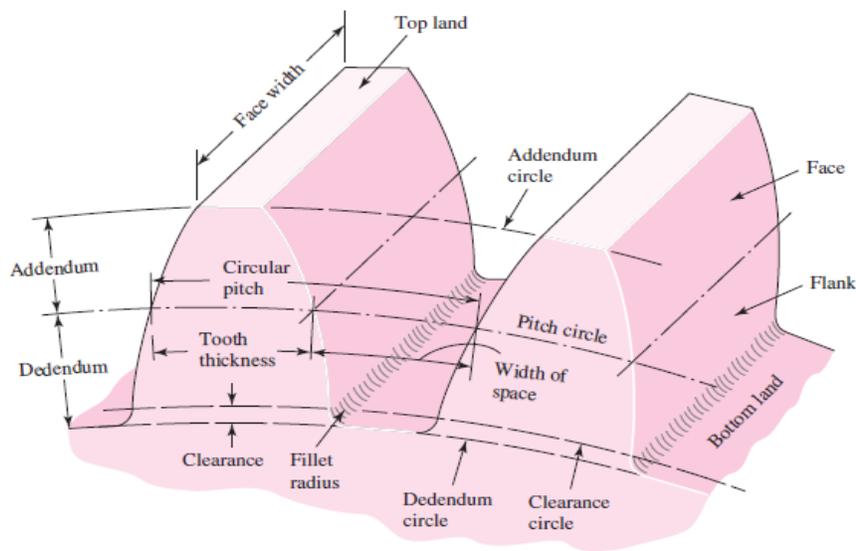


Figura 49 Nomenclatura de los dientes de engranes rectos.

El paso circular p es la distancia, medida sobre el círculo de paso, desde un punto de un diente a un punto correspondiente de un diente adyacente. Así, el paso circular es igual a la suma del espesor del diente y del ancho del espacio.

El módulo m representa la relación entre el diámetro de paso con el número de dientes. La unidad de longitud utilizada es el milímetro. El módulo señala el índice del tamaño de los dientes en unidades del SI.

El paso diametral P está dado por la relación entre el número de dientes en el engrane respecto del diámetro de paso. Por lo tanto, es el recíproco del módulo. Debido a que el paso diametral se utiliza sólo con las unidades del sistema inglés, se expresa en dientes por pulgada.

La cabeza a se determina por la distancia radial entre la cresta y el círculo de paso. La raíz b equivale a la distancia radial desde el fondo hasta el círculo de paso. La altura, o profundidad total h_t es la suma de la cabeza (addendum) y la raíz (dedendum).

El Círculo del claro es un círculo tangente al círculo de la raíz (dedendum) del engranaje acoplado.

El claro c está dado por la cantidad por lo que la raíz en un engrane dado excede la cabeza de su engrane acoplado. El huelgo se determina mediante la cantidad por la cual el ancho del espacio de un diente excede el grosor o espesor del diente de acoplamiento medido en los círculos de paso

4.2 Cálculo de relaciones de transmisión, número de dientes y distancia entre centros

Después de varias iteraciones se eligió el siguiente arreglo de la figura 50 correspondiente a la transmisión que se va a utilizar.

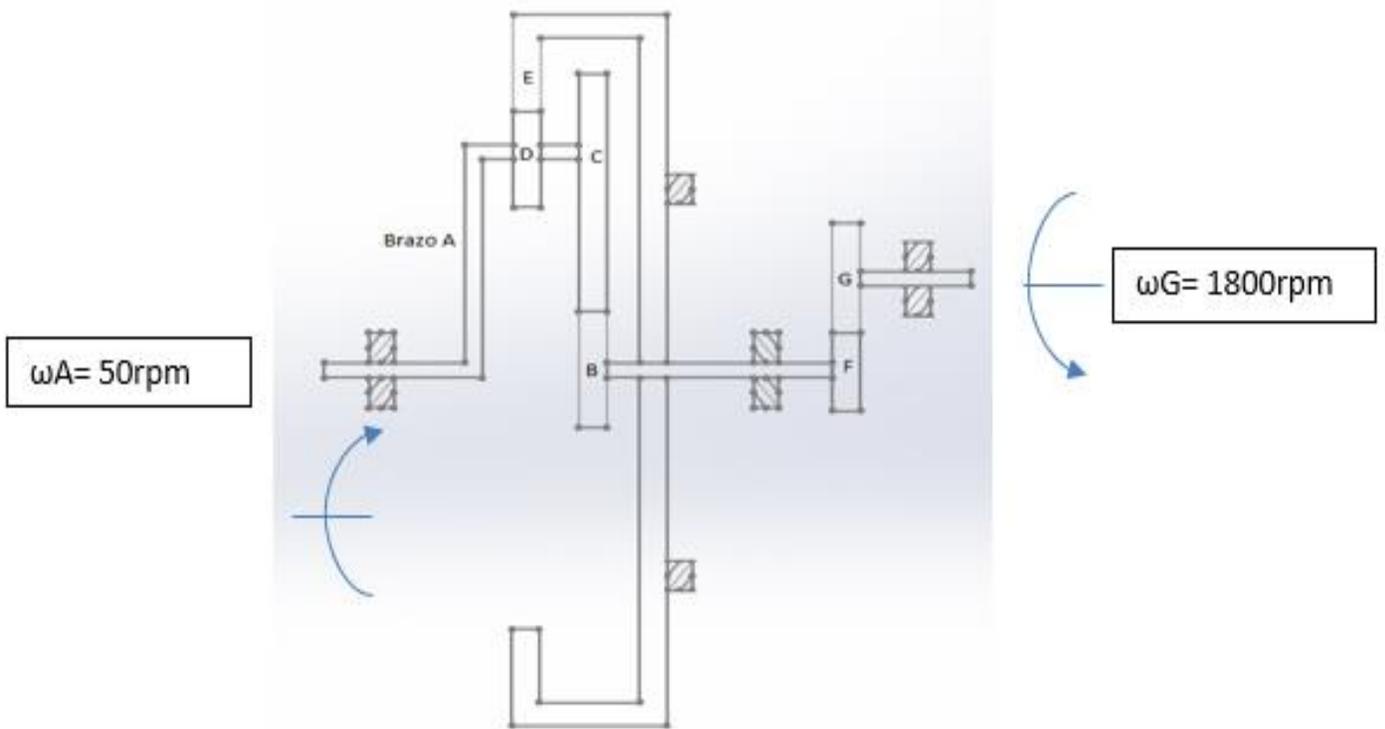


Figura 50 Arreglo de transmisión.

Donde

$$\omega_A = 50 \text{ rpm}$$

$$\omega_B = ?$$

$$N_E = 140 \text{ dientes}$$

$$N_D = 20 \text{ dientes}$$

$$N_C = 90 \text{ dientes}$$

$$N_B = 30 \text{ dientes}$$

Usando el método de la fórmula para conocer la velocidad de salida del engrane B se tiene:

$$\frac{\omega_B}{\omega_E} = \frac{\omega_B - \omega_A}{\omega_E - \omega_A} \quad (96)$$

$$-\frac{140 * 90}{20 * 30} = \frac{\omega_B - 50}{0 - 50} \quad (97)$$

$$\omega_B = 1100 \text{ rpm}$$

Para obtener la velocidad de 1800 rpm se incluye otra reducción la cual consiste del engrane F y G.

Donde:

$$\omega_B = \omega_F = 1100 \text{ rpm}$$

$$\omega_G = 1800 \text{ rpm}$$

$$N_G = 22$$

$$\omega_F * N_F = \omega_G * N_G \quad (98)$$

$$N_F = \frac{1800}{1100} (22)$$

$$N_F = 36$$

A continuación se propone otra transmisión figura 51, con valores verdaderos, al ser analizados con respecto al radio corregido del alabe del aerogenerador.

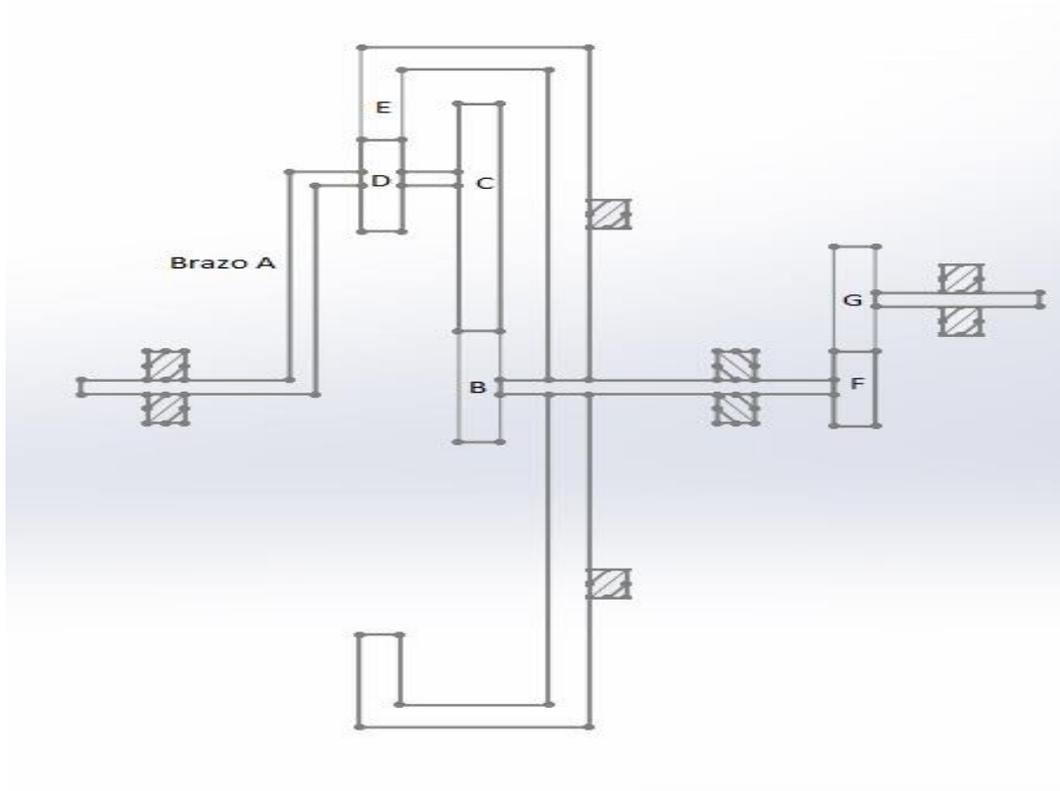


Figura 51 Arreglo de transmisión con valores reales

Donde

$$\omega_A = 295 \text{ rpm}$$

$$\omega_B = ?$$

$$N_E = 65 \text{ dientes}$$

$$N_D = 20 \text{ dientes}$$

$$N_C = 25 \text{ dientes}$$

$$N_B = 20 \text{ dientes}$$

Usando el método de la fórmula para conocer la velocidad de salida del engrane B utilizando las ecuaciones 96 y 97, se tiene:

$$\frac{\omega_B}{\omega_E} = \frac{\omega_B - \omega_A}{\omega_E - \omega_A} \quad (99)$$

$$-\frac{65 * 25}{20 * 20} = \frac{\omega_B - 295}{0 - 295} \quad (100)$$

$$\omega_B = 1493.43 \text{ rpm}$$

Para obtener la velocidad de 1800 rpm se incluye otra reducción la cual consiste del engrane F y G.

Donde:

$$\omega_B = \omega_F = 1493.43 \text{ rpm}$$

$$\omega_G = 1800 \text{ rpm}$$

$$N_G = 25$$

$$\omega_F * N_F = \omega_G * N_G$$

$$N_F = \frac{1800}{1493.43} (25)$$

$$N_F = 30.13$$

$$N_F \approx 31 \text{ dientes}$$

$$\omega_G = \frac{31}{25} (1493.43)$$

$$\omega_G = 1851.85 \text{ rpm}$$

Con los resultados obtenidos del análisis de velocidades ya es posible realizar el análisis de las fuerzas que presentan los engranes, los cuales se presentan a continuación.

Datos:

$$P_D = 4 \frac{\text{dientes}}{\text{pulgada}}$$

Con el paso dental P_D , y sabiendo el número de dientes de cada engrane se obtiene el diámetro de cada engrane.

$$N_E = 65 ; d = 412.75mm$$

$$N_D = 20 ; d = 127mm$$

$$N_C = 25 ; d = 158.75mm$$

$$N_B = 20 ; d = 127mm$$

$$N_F = 31 ; d = 196.85mm$$

$$N_G = 25 ; d = 158.75mm$$

$$\omega_A = 295 \text{ rpm}$$

$$\omega_B = \omega_F = 1493.43 \text{ rpm}$$

$$\omega_G = 1851.85 \text{ rpm}$$

$$\phi = 20^\circ$$

$$\text{Potencia de carga } H = 2.5 \text{ kw}$$

4.3 Diseño y cargas existentes en los engranes.

Análisis de los engranes F y G, se muestra en la figura 52

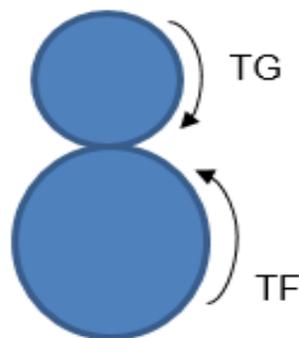


Figura 52 Engranes F y G

La carga transmitida es:

$$W_t = \frac{60000 H}{\pi D_G n_G} \quad (101)$$

$$W_t = \frac{60000(2.5)}{\pi(158.75)(1851.85)}$$

$$W_t = 0.1624134 \text{ kN}$$

D. C. L. del engrane F

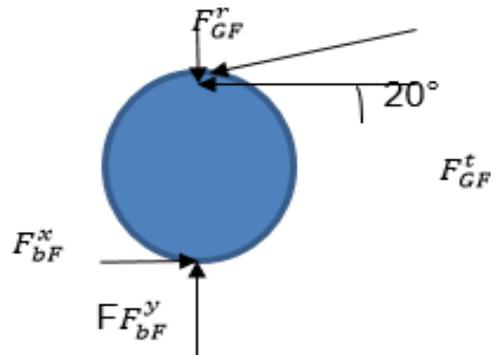


Figura 53 D. C. L. Engrane F

$$F_{GF}^t = W_t = 162.4134 \text{ N}$$

$$F_{GF}^r = 162.4134 * \text{tg}20^\circ = 59.11 \text{ N}$$

$$F_{GF} = \frac{162.4134}{\cos 20^\circ} = 172.836 \text{ N}$$

Para analizar el engrane B y C se necesita conocer antes el par torsión que proporciona el engrane F al eje

$$T_G = r_G W_t \quad (102)$$

$$T_G = 0.079375 * 162.4134 = 12.89156 \text{ N} * \text{m}$$

$$F_G = F_F$$

$$\frac{T_G}{r_G} = \frac{T_F}{r_F}$$

$$T_F = \frac{r_F}{r_G} T_G = \frac{0.098425}{0.079375} 12.89156$$

$$T_F = 15.9855 \text{ N} * \text{m}$$

Con el par de torsión se calcula la carga transmitida W_{tB}

$$W_{tB} = \frac{15.9855 \text{ N} * \text{m}}{0.0635 \text{ m}}$$

$$W_{tB} = 251.74 \text{ N}$$

D. C. L. del engrane C

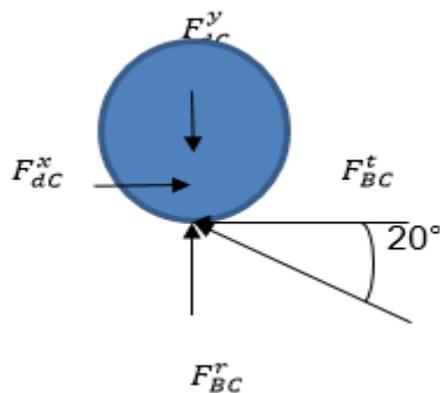


Figura 54 D. C. L. Engrane C

$$F_{BC}^t = W_{tB} = 251.74 \text{ N}$$

$$F_{BC}^T = 251.74 * \operatorname{tg}20^\circ = 91.6258 \text{ N}$$

$$F_{BC} = \frac{251.74}{\cos 20^\circ} = 267.896 \text{ N}$$

Conociendo el par torsión que proporciona el engrane F al eje podemos calcular el par de torsión C.

$$T_F = T_B = 15.9855 \text{ N.m}$$

$$F_B = F_C$$

$$\frac{T_B}{r_B} = \frac{T_C}{r_C}$$

$$T_C = \frac{r_C}{r_B} T_B = \frac{0.079375}{0.0635} 15.9855$$

$$T_C = 19.981875 \text{ N.m}$$

Con el par de torsión se calcula la carga transmitida W_{tD}

$$W_{tD} = \frac{19.981875 \text{ N} * m}{0.0635 m}$$

$$W_{tD} = 314.675 \text{ N}$$

La transmisión propuesta se muestra en la figura 55, y que muestra los engranes de conjunto.

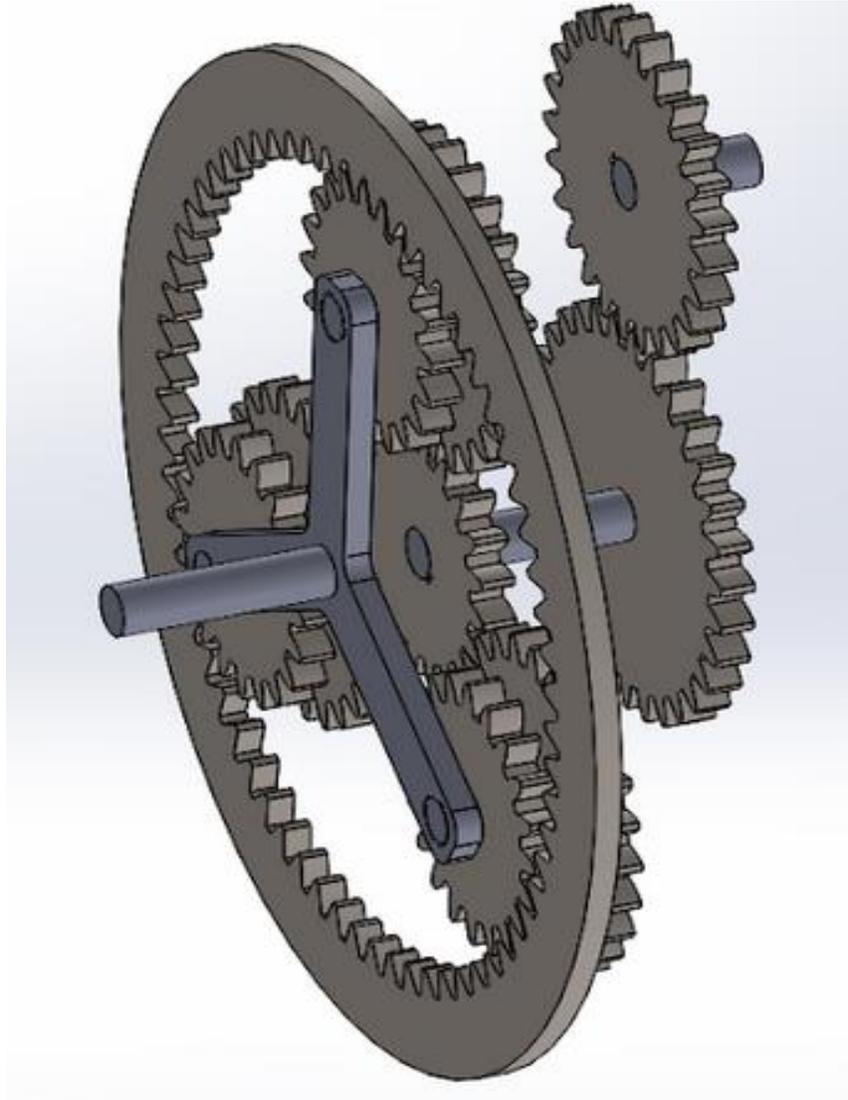


Figura 55 Transmisión diseñada.

En las siguientes figuras, se muestran los engranes que forman a la transmisión, mostrada anteriormente. Los engranes B y D, así como C y G, son iguales.

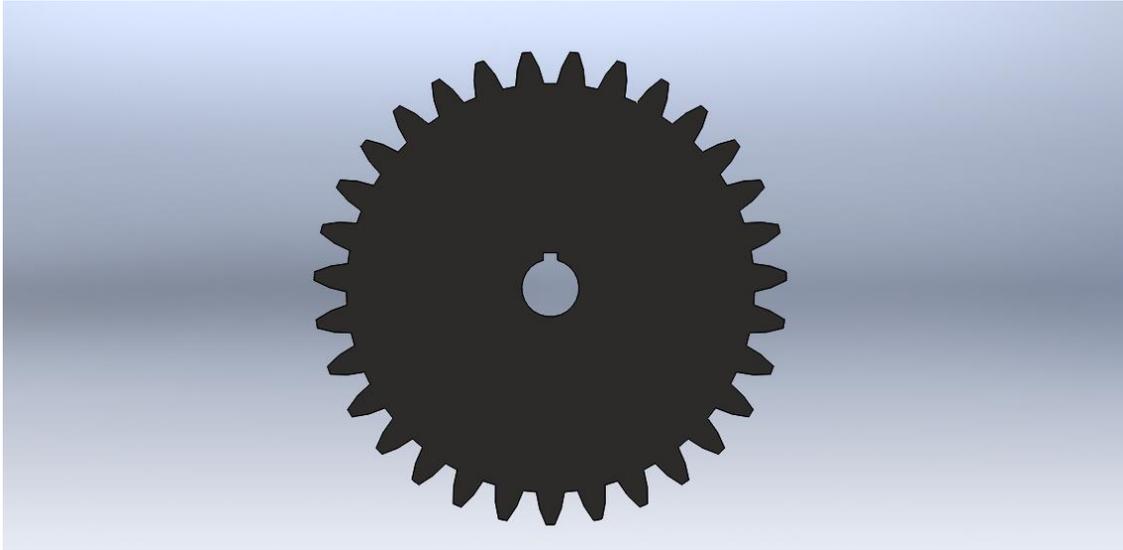


Figura 56 Engrane F.

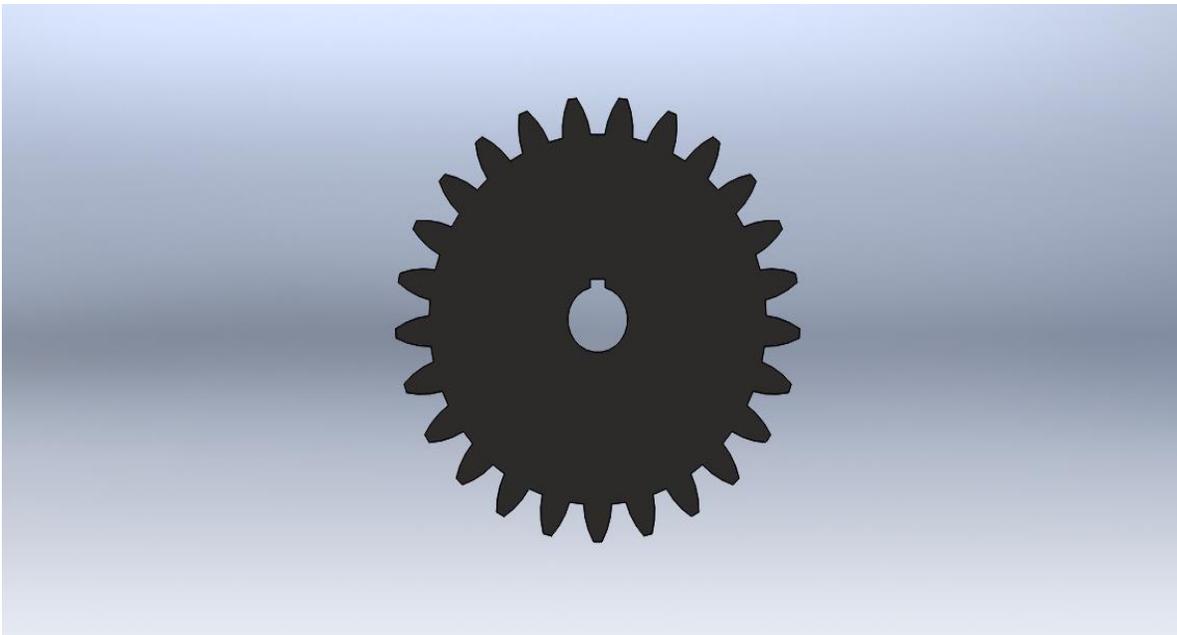


Figura 57 Engranés C y G.

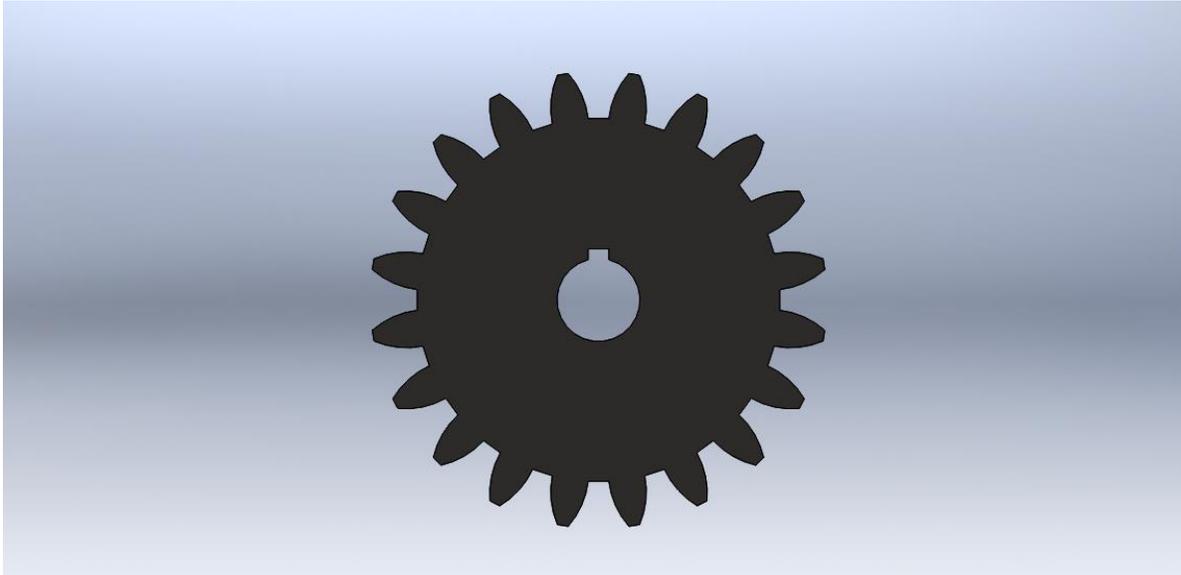


Figura 58 Engranés B y D.

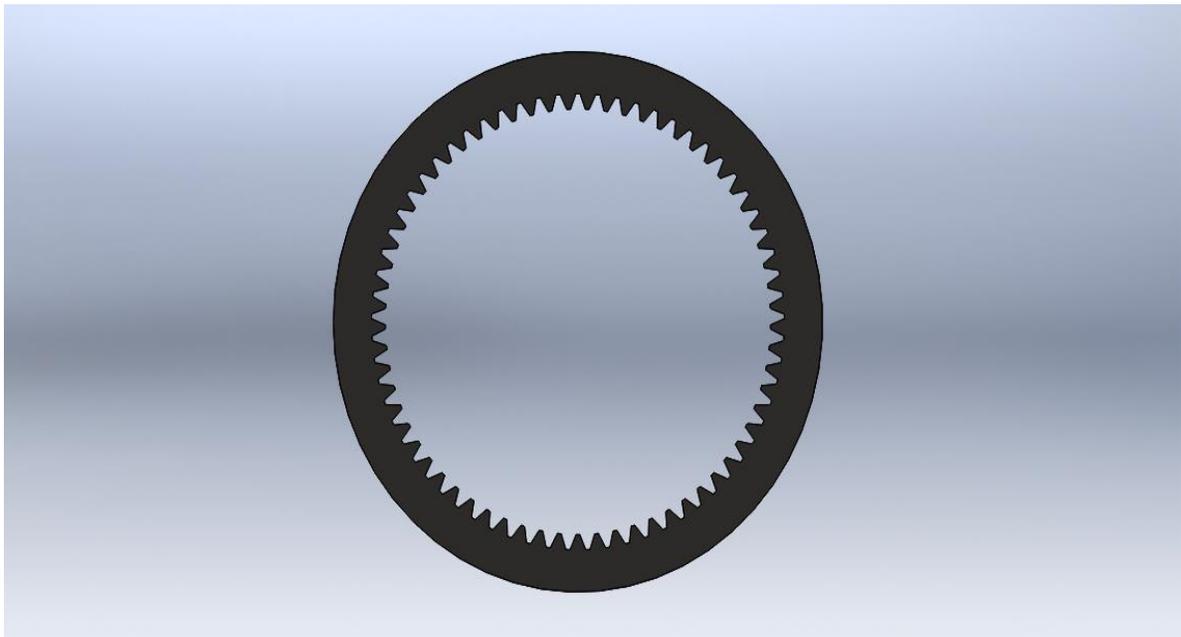


Figura 59 Engrane E.

Los planos de estos engranes se muestran en el Apéndice A.

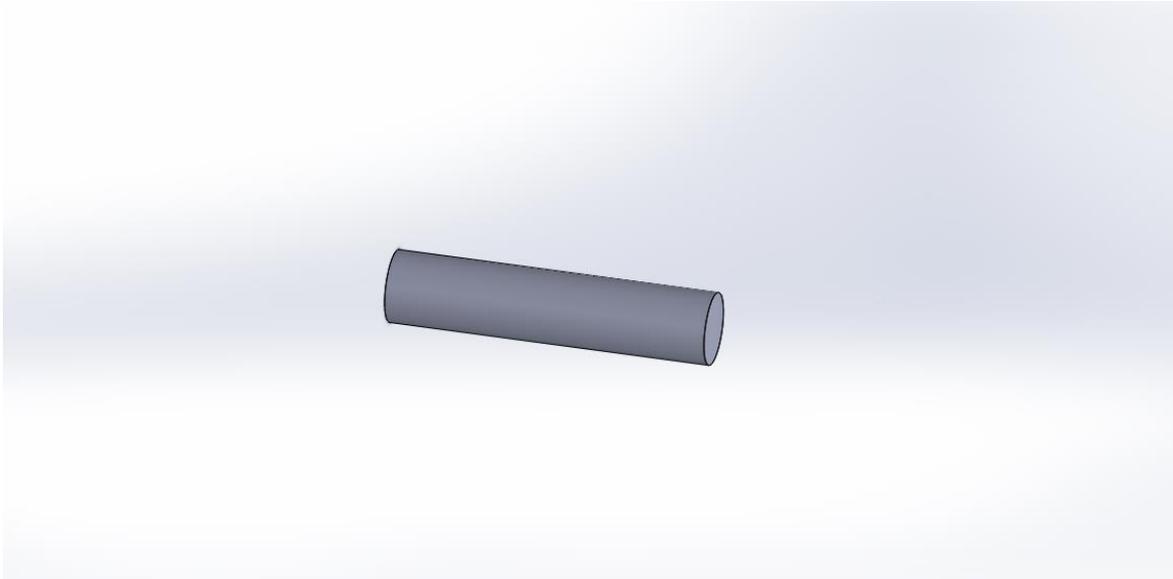


Figura 60 Flecha de acoplamiento entre engranes.

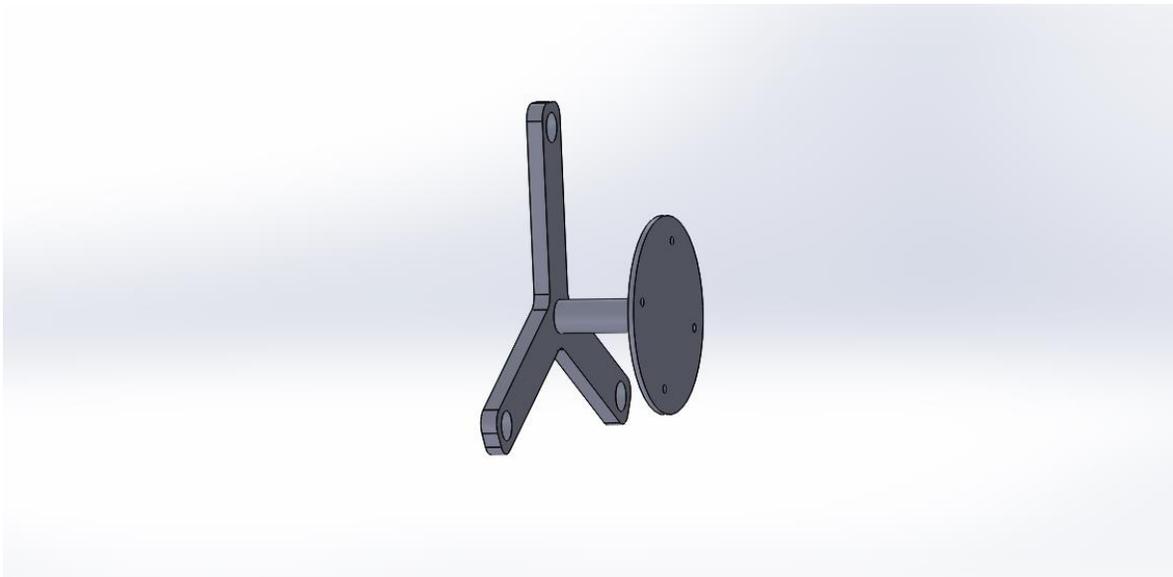


Figura 61 Soporte de fijación de engranes al Hub.

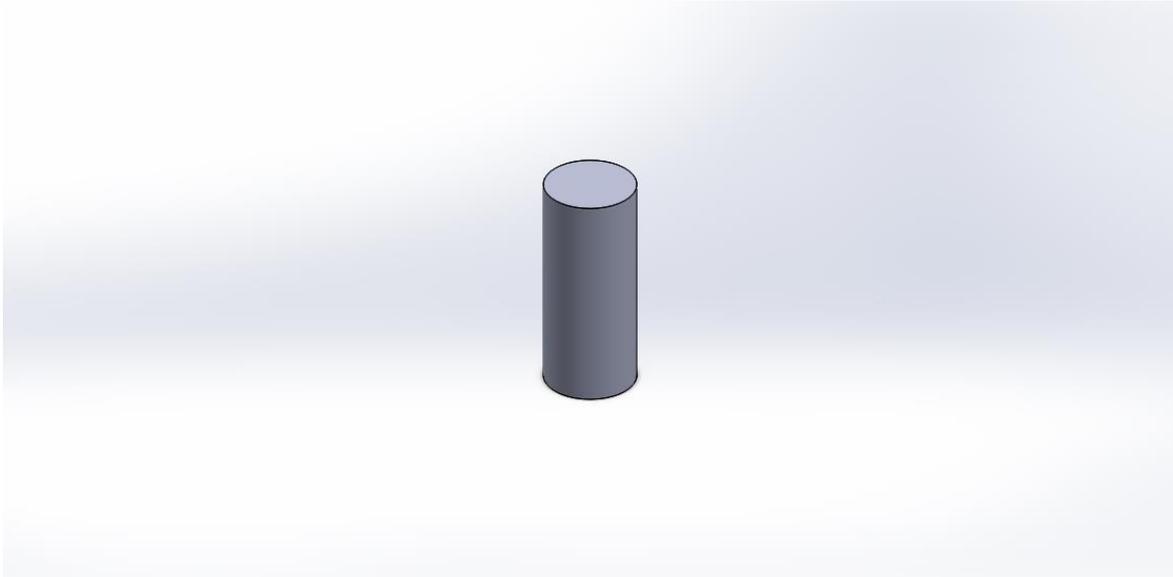


Figura 62 Flecha de acoplamiento de engranes a soporte de fijación.

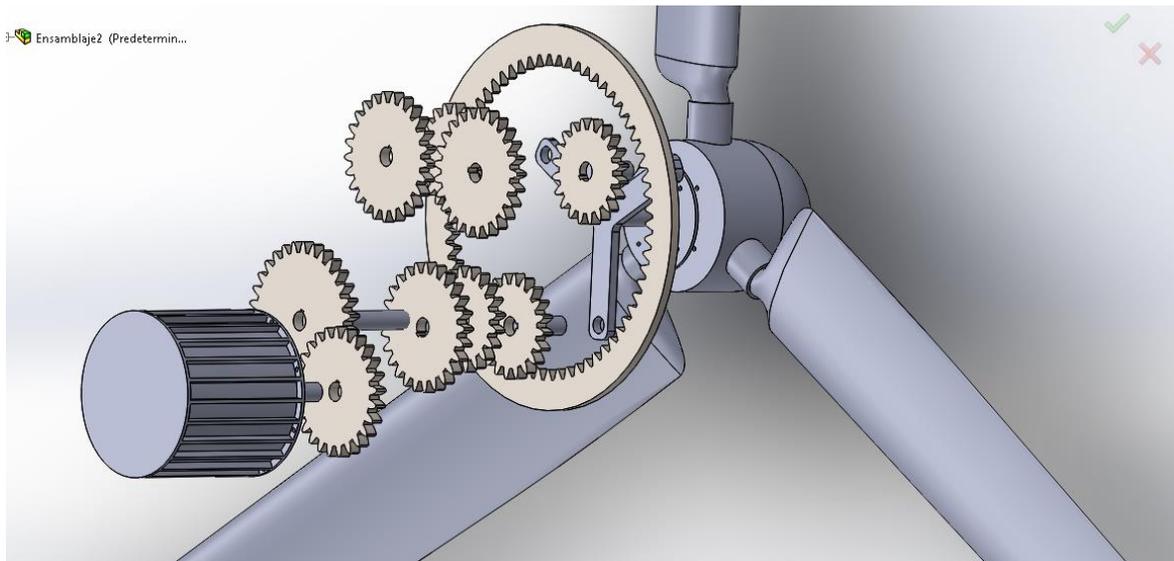


Figura 63 Despiece de transmisión posterior.

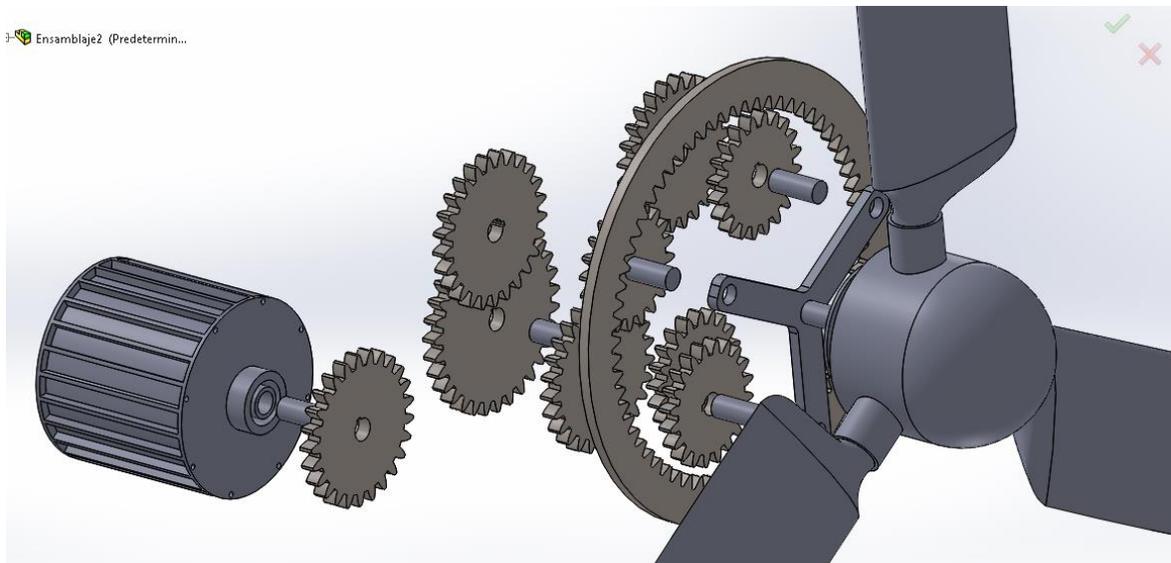


Figura 64 Despiece de transmisión frontal.

4.4 La Torre de carga.

4.4.1 Definición.

Torre; es aquella estructura que sostiene y soporta el peso del aerogenerador y mantiene elevadas del suelo las palas de la turbina y suele fabricarse de acero, algunos ejemplos se muestran en la figura 65.

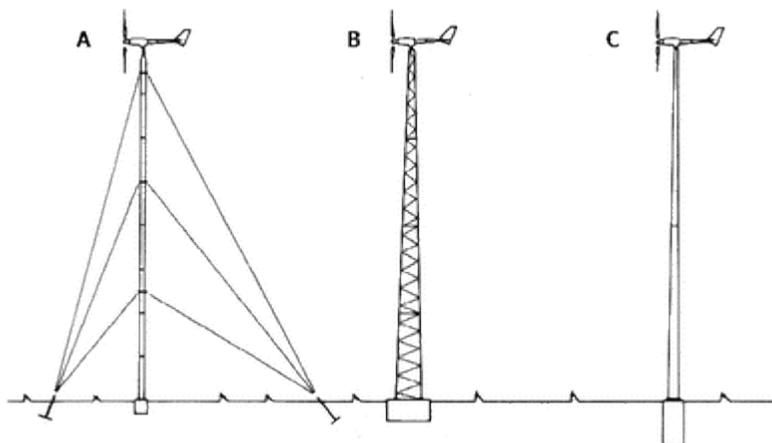


Figura 65 Diferentes tipos de torres de un aerogenerador.

4.4.1.2 Tipos de torres-soporte de los aerogeneradores.

Torre tipo Basculante: Este tipo de torre ofrece una serie de ventajas: bajo coste, gran efectividad y facilidad de montaje. Sus características permiten bajar el aerogenerador a nivel del suelo, minimizando riesgos de caídas con relativa facilidad y rapidez para realizar revisiones y mantenimiento. Esta torre necesita estar atirantada (por la relación altura-esfuerzos).

La torre tubular: es la más utilizada debido a su simplicidad, facilidad de fabricación y bajo coste. Este tipo de torres permite incrementar su altura en un momento dado añadiendo más tramos de tubo y cambiando la distribución de los tensores.

Las torres de celosía son fabricadas utilizando perfiles de acero soldados. La ventaja básica de las torres de celosía es su costo, puesto que una torre de celosía requiere sólo la mitad de material que una torre tubular sin sustentación adicional con la misma rigidez. La principal desventaja de este tipo de torres es su apariencia visual (aunque esa cuestión es claramente debatible). En cualquier caso, por razones estéticas, las torres de celosía han desaparecido prácticamente en los grandes aerogeneradores modernos.

La torre escalonada: presenta la particularidad de, además de ser abatible, permitir ser trepada hasta el aerogenerador para realizar allí revisiones periódicas sin tener que abatir la torre. Las dimensiones de los tensores y de la torre serán mayores que en el tipo de torre tubular.

4.4.1.2 Consideraciones cálculo de la torre.

Acero estructural. El acero resulta de la combinación de hierro y pequeñas cantidades de carbono, que generalmente es menor al 1% y pequeños porcentajes de otros elementos, siendo uno de los materiales estructurales más importantes, ya que es de alta resistencia en comparación con otros materiales estructurales, otras de sus propiedades es la uniformidad ya que no cambia apreciablemente con el paso del tiempo, como las estructuras del concreto reforzado, que se da por el efecto del flujo plástico. La elasticidad del acero es otra característica importante, ya que es capaz de recuperar su estado primitivo después de que se le ha aplicado una fuerza que lo deforma, esto se da si la

deformación no ha pasado un límite (límite de elasticidad), este comportamiento sigue la ley de Hook. La durabilidad, si el mantenimiento de la estructura es adecuado, esta tiende a tener un ciclo de vida más largo. La ductibilidad es la propiedad que tiene un material para soportar grandes deformaciones antes de fallar bajo esfuerzos de tensión muy grandes. En el acero de bajo contenido de carbono, en la prueba de tensión sufre una reducción considerable en su sección transversal y un gran alargamiento en el punto de falla, antes de que se fracture. La tenacidad es otra propiedad, el acero cuando se le aplica una fuerza considerable que provoca una gran deformación en su sección transversal, será capaz de resistir mayores fuerzas.

Algunas propiedades de más importantes del acero estructural es el módulo de Elasticidad (E_s), relativamente independiente de la resistencia de fluencia, el módulo de elasticidad para todos los aceros es de 1968400 kg/cm² (288 Ksi) a 2109000 kg/cm² (30000 Ksi), pero el que generalmente se toma para el diseño es de 2040000 kg/cm² o (29000 Ksi). La densidad del acero estructural es de 7.85 ton/m³ o 490 lb/pe³.

El módulo cortante (G), es otra propiedad y se puede calcular como:

$$G = \frac{E}{2(1 + \mu)} \quad (103)$$

Donde:

μ = coeficiente de Poisson, igual a 0.3 para el acero

Usando $\mu=0.3$; $G= 784615$ kg/cm².

El coeficiente de expansión térmica del acero (α).

$\alpha = 11.25 \times 10^{-6}$ por grado °Celsius.

$$\Delta L = \alpha(T_f - T_i)L$$

El punto de fluencia (F_y) y resistencia última a tensión (F_u). En la tabla 15 se dan los puntos de fluencia de los varios grados de acero, que interesan para el análisis estructural.

Tabla 15: Propiedades de los aceros estructurales.

Designación ASTM	Acero	Formas	Usos	Fy min. Ksi	Fu min tensión Ksi
A-36	Al carbono	Perfiles, barras y placas	Puentes, edificios estructurales en general. Atornillados, remachados y soldados.	36 e<8" 32 e>8"	58-80
A-529	Al carbono	Perfiles y placas e<1/2"	Igual al A-36	42	60-85
A-441	Al magnesio, vanadio de alta resistencia y baja aleación	Perfiles, placas y barras e < 8"	Igual al A-36 Tanques	40-50	60-70
A-572	Alta resistencia y baja aleación	Perfiles, placas y barras e < 4"	Construcciones atornilladas, remaches. No en puentes soldados cuando Fy > 55 Ksi	42-65	60-80
A-242	Alta resistencia, baja aleación y resistente a la corrosión atmosférica	Perfiles, placas y barras e < 4"	Construcciones soldadas, atornillada, técnica especial de soldadura.	42-50	63-70
A-588	Alta resistencia, baja aleación y resistente a la corrosión atmosférica	Placas y barras	Construcciones atornilladas y remachadas	42-50	63-70
A-514	Templados y revenidos	Placas e < 4"	Construcciones soldadas especialmente. No se usa si se requiere gran ductilidad	80-100	100-150

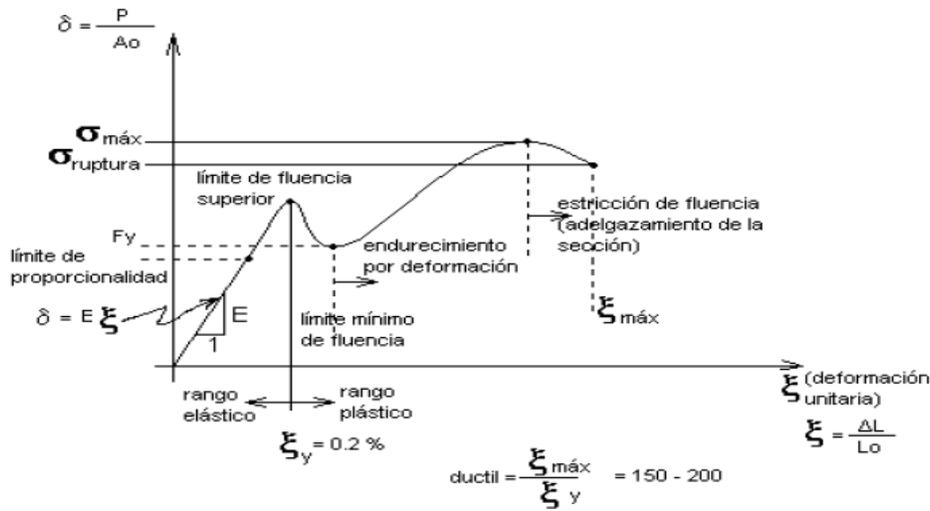


Figura 66 Diagrama esfuerzo-deformación del acero.

En la figura 66, el límite de proporcionalidad es el punto más alto de la porción recta del diagrama esfuerzo-deformación, para la cual es todavía válida la ley de Hooke. Cuando un material soporta un esfuerzo (máximo), sin que se deforme permanentemente se dice que está en su límite elástico o límite de proporcionalidad. Cuando el acero presenta un incremento brusco en la deformación, sin que el esfuerzo se incremente, se denomina esfuerzo de fluencia del acero. La deformación del acero antes del esfuerzo de fluencia se llama límite elástico el cual se llama límite elástico en el cual se basa el diseño por esfuerzos permisibles o diseño elástico; en el rango donde el acero se deforma después del esfuerzo de fluencia, sin que se incremente el esfuerzo, se le considera rango plástico o deformación plástica, en la cual se basa el diseño plástico o diseño último, la cual aprovecha la resistencia de reserva (deformación plástica) que proporciona la ductibilidad del acero. En la zona de endurecimiento por deformación el acero requiere esfuerzos adicionales para que se pueda deformar más; posteriormente alcanza un esfuerzo máximo sin que se rompa todavía, ese esfuerzo de ruptura sucede por debajo del esfuerzo máximo, cuando el acero presenta una reducción máxima de su sección transversal (estricción de fluencia).

4.4.2 Soporte para un Aerogenerador Doméstico

Especificaciones:

Torre chica: 10m

Potencia: 2.5 kW

Velocidad Máxima registrada hasta el momento: 10 m/s

Diámetro exterior propuesto: 20 cm == 0.2m

Torre cilíndrica, material a utilizar: Acero A-36, espesor de pared de 0.019m.

4.4.2.1 Carga del Viento

Desde un punto de vista práctico, es el contenido energético del viento lo que interesa aprovechar. La energía cinética de una masa de aire que se desplaza.

$$E = \frac{1}{2} \rho A V^3 \quad (104)$$

Siendo E = Energía por unidad de tiempo (W)

A = Área interceptada (m²)

ρ = Densidad del aire (kg/m³)

V = Velocidad del viento (m/s)

El contenido energético del viento depende de la densidad del aire y de su velocidad. Como en cualquier gas, la densidad varía con la temperatura y la presión, y ésta, a su vez, con la altura sobre el nivel del mar. Específicamente en el cálculo del soporte del aerogenerador tenemos lo siguiente.

$$E = \frac{1}{2} \rho A V^3 = \frac{1}{2} (1.24 \text{ kg/m}^3) \left(\frac{\pi}{4} (0.3\text{m})^2 \right) \left(\frac{10\text{m}}{\text{s}} \right)^3$$

$$E = 43.8216 \text{ W}$$

4.4.2.2 Resistencia Aerodinámica

Pero es la carga del viento en forma de fuerza que ejerce sobre la torre lo que interesa aplicar, en lugar de la energía cinética de éste. Por ello se hará considerando el viento como un fluido, se enfocará la búsqueda fuerza ejercida sobre la torre como la resistencia que ofrecen las torres al paso del viento a través de ellas. Y por la ley de la acción y reacción esta resistencia de las torres, será la misma que la fuerza que ejerce el viento sobre ellas.

$$RA = \frac{1}{2} C_D \rho V^2 L D \quad (105)$$

Siendo C_D = Coeficiente de resistencia

ρ = Densidad del fluido, en este caso del aire (kg/m³)

V = Velocidad del viento (m/s)

L = Longitud de la torre (m)

D = Diámetro exterior de la torre (m)

$$RA = \frac{1}{2} (0.98) \left(\frac{1.24 \text{ kg}}{\text{m}^3} \right) \left(\frac{10 \text{ m}}{\text{s}} \right)^2 (10 \text{ m})(0.2 \text{ m})$$

$$RA = 182.28 \text{ N}$$

Este será el valor que se obtiene como fuerza ejercida en toda la torre.

4.4.2.3 Perfil de Velocidades

Con el perfil de velocidades se obtiene la variación de la velocidad del viento a medida que se gana altura respecto al suelo. Es necesario considerarlo puesto que la velocidad del viento no va a ser la misma en la base de la torre que en la cabeza, y esta variación es especialmente notable en este tipo de torres tan esbeltas, es decir, con una altura elevada y reducida rigidez.

$$V_1/V_0 = (h_1/h_0)^\gamma \quad (106)$$

$$\gamma = 0.14 - 0.34$$

$$\gamma = 0.24 \text{ (Área descubierta)}$$

$$V_1 = V_0(h_1/h_0)^\gamma$$

$$V_1 = 10 \text{ m/s} (2\text{m}/10\text{m})^{0.24}$$

$$V_1 = 6.79 \text{ m/s}$$

4.4.3 Torre sometida a cargas

El análisis de las torres (figura 59), se basa en un modelo sencillo de análisis, para poder aplicar conocimientos de resistencia de materiales. Se ha considerado la torre como una viga empotrada en un extremo, sometida a una carga distribuida y variable a lo largo de su longitud, que es la del viento, y a otra carga constante y de compresión en la parte superior de la misma, que viene a ser el peso de la góndola. Estas cargas producen en la torre unos esfuerzos y unos desplazamientos que es el objeto de este estudio para así poder diseñar la torre resistente a los mismos.

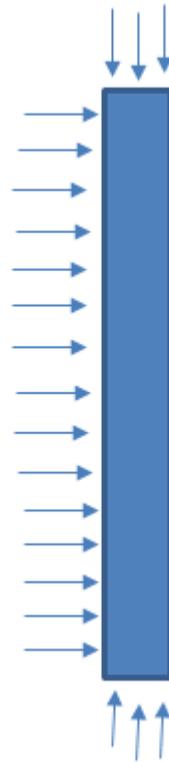


Figura 67 Torre sometida a cargas.

En la tabla 16, se mencionan las características de diseño que se consideran en la torre del aerogenerador.

Tabla 16 Características de la torre del aerogenerador

Torre	Geometría	Altura	Potencia	Peso a soportar. Conjunto Góndola	Material
1	Cilíndrica	10m	2500W	500 kg	Acero

4.4.4 Calculando el momento flector

La carga del viento va a producir un momento sobre la torre variable con la altura. Si se divide la torre en pequeños incrementos de altura se puede calcular el momento flector

en cada uno de ellos mediante una integral sencilla. Básicamente, se integra la fuerza que ejerce el viento en la parte de estructura que queda por encima del punto estudiado, multiplicado por esta distancia. Esto es porque esta parte superior sí ejerce momento sobre el punto elegido, en cambio, la parte que queda por debajo no. Lógicamente el momento máximo estará en el empotramiento, puesto que la parte de estructura que queda por encima de éste es la torre al completo.

$$M(z) = \frac{1}{2} \rho_{\text{aire}} c_D D V_0^2 \frac{h_0^2}{h_0^{2\gamma+2}} \left[\frac{L^{2\gamma+2} - z^{2\gamma+2}}{2\gamma+2} - \frac{2L^{2\gamma+1} - z^{2\gamma+2}}{2\gamma+1} \right] \quad (107)$$

Sustituyendo los valores:

$$M(z) = \frac{1}{2} (1.29)(1.2)(0.2)(12.25) \frac{100}{301.99} \left[\frac{301.99 - 0}{2.48} - \frac{0 - 0}{1.48} \right]$$

Z= 0m (momento flector máximo)

$$M(z) = (1.8963)(0.33113)(121.770)$$

$$M(z) = 76.4620 \text{ N} \cdot \text{m}$$

Tensión Máxima (Esfuerzo Máximo)

$$\sigma = \frac{M_{\text{max}} \gamma_{\text{max}}}{I} + \frac{N}{Ac} \quad (108)$$

$$M_{\text{max}} = M(z) = 76.4620 \text{ N} \cdot \text{m}$$

$$\gamma_{\text{max}} = D/2 = 0.2/2 = 0.1$$

$$I = \frac{\pi}{64} (D^4 - d^4) \quad (109)$$

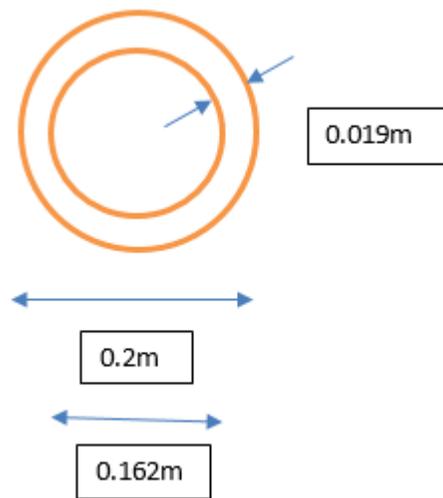


Figura 68 Sección de la torre.

Momento de Inercia

$$I = \frac{\pi}{64} (0.2^4 - 0.162^4)$$

$$I = 0.000044731m^4$$

N=Esfuerzo Axial

$$N = Mc \left(9.81 \frac{m}{s^2} \right)$$

$$N = 500kg \left(9.81 \frac{m}{s^2} \right)$$

$$N = 4.905 \text{ kN}$$

Calculando el Área Cortante (Área Transversal)

$$A_c = \frac{\pi}{4} (0.2^2 - 0.162^2)$$

$$A_c = 0.01083 m^2$$

Ahora se sustituyen todos los valores en la fórmula del esfuerzo máximo

$$\sigma = \frac{(76.420)(0.1)}{0.000044731} + \frac{4.905 \times 10^3}{0.01083}$$
$$\sigma = 623.84 \text{ kPa}$$

Para nuestro caso la torre que se utiliza cumple con los requerimientos necesarios para soportar la góndola y rotor del aerogenerador. La cual se muestra en las figuras 69 y 70.

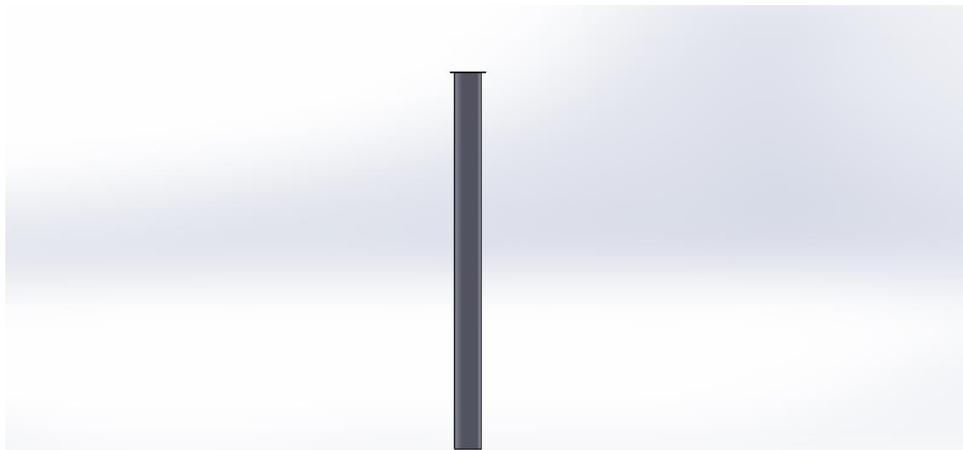


Figura 69 Torre del aerogenerador de tipo doméstico



Figura 70 Torre del aerogenerador de tipo doméstico,

4.5 Generador eléctrico.

Un generador convierte la potencia mecánica en potencia eléctrica y un motor convierte la energía eléctrica en energía mecánica. Ambos generadores y motores son frecuentemente llamados máquinas eléctricas porque se pueden utilizar como uno o como el otro. Las máquinas eléctricas que más frecuentemente se utilizan en los aerogeneradores, son aquellos que actúan como generadores. Los tipos más comunes, encontrados en los aerogeneradores son los generadores de inducción y síncronos. Algunos aerogeneradores de pequeñas capacidades utilizan generadores de CC.

Muchas de las características de las máquinas eléctricas, son evidentes en su funcionamiento, tal como se muestra en la figura 71. En esta sencilla máquina eléctrica los dos polos magnéticos o par de polos crean un campo magnético. La bobina de alambre es la armadura, puede girar la armadura y se asume que hay escobillas y anillos rozantes o colector, en los cuales circulara la corriente inducida en la bobina hacia las terminales de carga de la máquina eléctrica. El colector cambia la dirección de la corriente para hacerla de una sola polaridad es decir corriente directa.

Si fluye una corriente en la armadura, una fuerza actúa sobre el alambre, la fuerza en lado izquierdo es hacia abajo y la fuerza del lado derecho es hacia arriba. Las fuerzas entonces crean un esfuerzo de torsión que actúan como un motor de la máquina. En esta máquina el par de apriete será un máximo cuando la armadura este horizontal y cero cuando la armadura sea vertical.

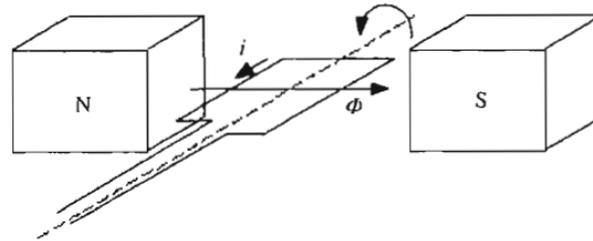


Figura 71 Máquina eléctrica simple; i , corriente; Φ , flujo magnético

Por el contrario, si no hay inicialmente una corriente en el cable pero si la armadura se gira a través del campo, un voltaje se genera conforme a la ley de Faraday, si el lazo es parte de un circuito completo, entonces fluye una corriente. En este caso la máquina actúa como generador. En general las direcciones de corriente o voltaje, velocidad, dirección de campo y fuerza, son especificados por relaciones transversales.

En este aerogenerador, se utiliza un generador de corriente alterna de tipo autoinducido puesto que nos asegura generación desde el primer momento de giro del rotor. Las características del generador se muestran en la tabla 17

Tabla 17: Características del generador eléctrico.

Potencia (W)	Voltaje (volts)	Corriente(amp)	Par máximo N.m	R.P.M
2.5	220	25	19.98	1800

Con este generador o alternador, no será necesario utilizar banco de baterías, puesto que la potencia que se obtendrá se acoplara directamente a la carga, con sus respectivas protecciones, contra sobrecorriente y sobrecarga, ajustadas de acuerdo a la carga de 2.5 kw.

El generador propuesto se encuentra disponible en el mercado, la figura 72 muestra la máquina eléctrica que cumple con las características necesarias.



Figura 72 Generador de tipo autoinducido de 2.5 kw, 220 volts.

Una vez definido el tipo de máquina eléctrica que se utiliza, se muestra el aerogenerador prototipo que se diseñó, con las figuras siguientes:



Figura 73 Vista completa del aerogenerador.

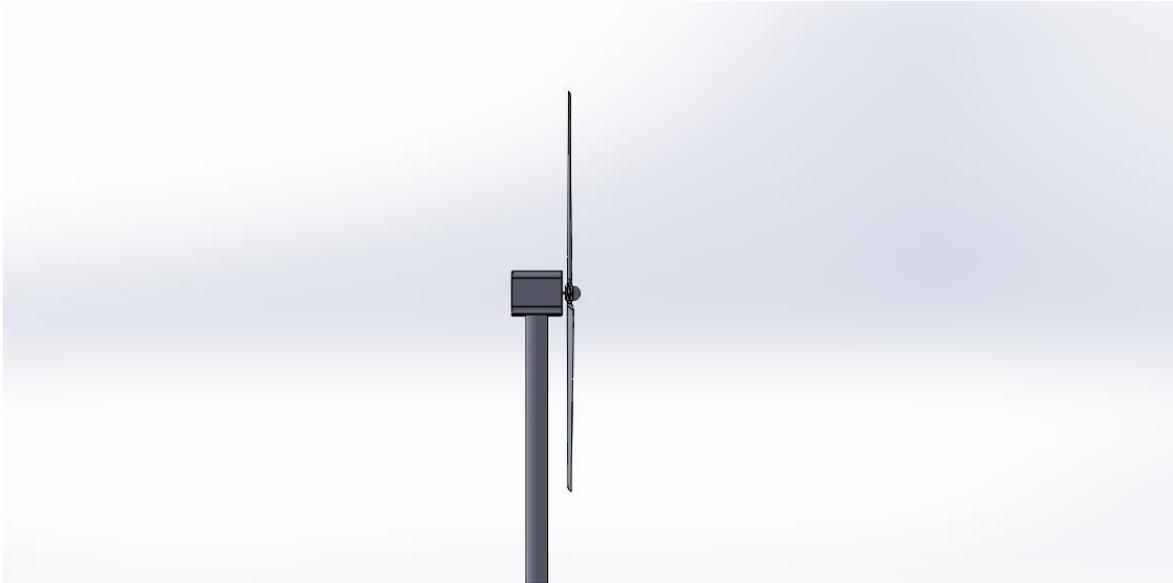


Figura 74 Vista lateral alabes y góndola.



Figura 75 Vista simétrica alabes y góndola.

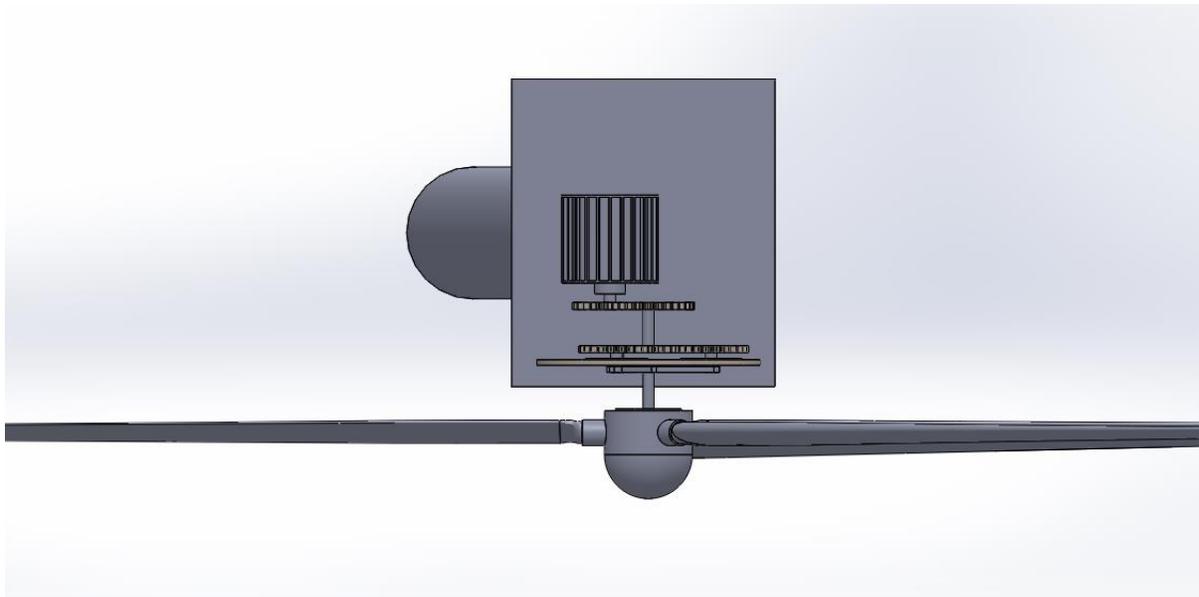


Figura 76 Vista superior, alabes, transmisión y generador eléctrico.

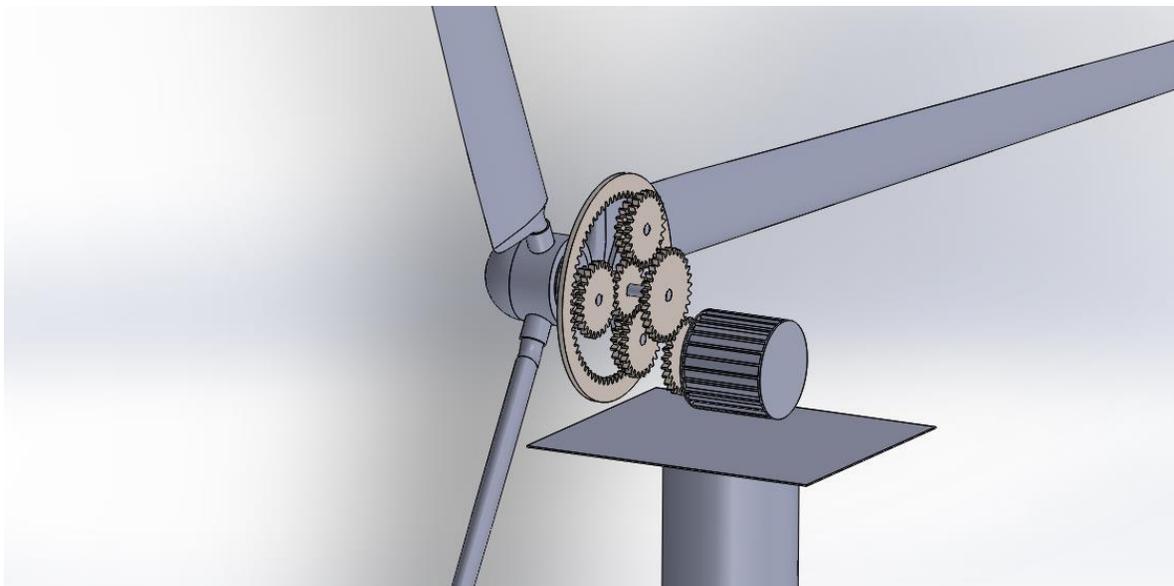


Figura 77 Vista interna simétrica, alabes, transmisión y motor

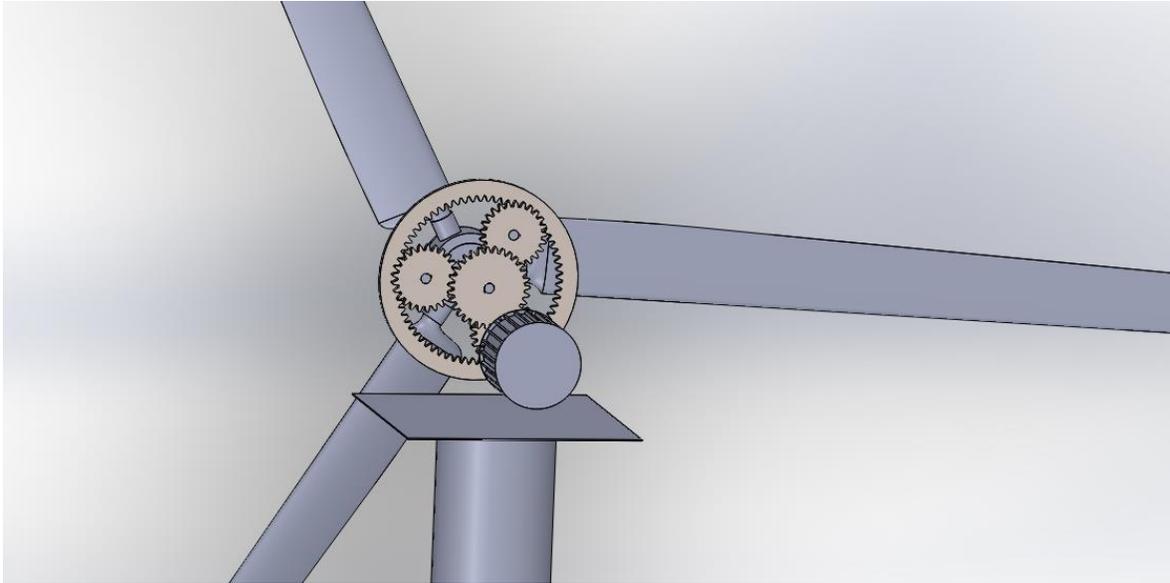


Figura 78 Vista interna posterior, alabes, transmisión y motor.

Se construyeron en Solid-Works y se dimensionaron de acuerdo al planteamiento hecho y en base a los análisis que se realizaron.

4.6 Análisis de resultados.

Como resultados obtenidos podemos resumir este trabajo en los siguientes puntos:

1. El perfil que se utiliza para este aerogenerador es del tipo NACA 0012 simétrico, que se muestra en la figura 33. debido a que para su construcción se facilita más y también es utilizable en la fabricación de aerogeneradores pequeños o de baja potencia.
2. El ángulo de ataque α máximo permisible para la construcción del álabe será de 5 a 9° máximo, como se determinó en la simulación con ANSYS y que se muestran en las figuras 35 y 36, porque a mayor ángulo de ataque menor sustentación y mayor arrastre como se ve en la figura 31 y esto nos causaría problemas de eficiencia en el aerogenerador.

3. La longitud del álabe determinada en base a la velocidad del viento de la zona será de 3.2m, mostrado en la figura 43 y tendrá un diametro de 6.40m, para proporcionar la potencia que se necesita (2.5 kw), sin la necesidad de utilizar un banco de baterías.
4. El perfil del Hub, será semicircular, como se muestra en la figuras 40 y 41, puesto que este realiza una distribución de la corriente del viento hacia los álabes, evitando que estas produzcan obstrucción entre los mismos.
5. En la transmisión desarrollada, como se muestra en las figuras 55 y 56, se diseñó en base a la velocidad proporcionada por el rotor y que es de 295 r.p.m. según los cálculos desarrollados, y esta entrega al generador una velocidad de 1800 r.p.m., necesaria para mover la máquina eléctrica.
6. El generador eléctrico será de tipo inducido, de una potencia de 2 a 2.5 kw aproximadamente, las características propias de esta máquina se muestran en la tabla 17, resaltando que la velocidad de entrada es de 1800 r.p.m. y esta máquina será protegida con relevadores de sobrecarga y contra sobrecorrientes corto-circuito. Estas protecciones no se especifican en este proyecto.
7. La torre que soportará a este aerogenerador, se consideró de acero A-36 estructural cuyas características se muestran en la tabla 16, y que están reguladas por la norma ASTM, esta torre se diseñó con las características que se muestran en la tabla 15, y se demuestra que el momento máximo M_{max} es de 76.4620 N.m y el esfuerzo máximo σ es de 623.84 kPa, por tanto podemos decir que la torre es propia soportar el peso del aerogenerador. La torre tendrá una altura de 10m y será de tipo cilíndrica de 0.20m de diámetro y un espesor de 0.019m.
8. En las figuras 63 hasta la 68, se muestra la maquina diseñada, que en teoría me parece que funciona, en un trabajo futuro se tendrá que comprobar experimentalmente.

Con este análisis de resultados se termina este trabajo, el cual se desarrolló solo en la parte teórica y espero sirva de información para futuros estudiantes.

Conclusiones.

Este trabajo de investigación se desarrolló solo de manera teórica, los resultados obtenidos están dentro de los parámetros que existen con otros aerogeneradores de características de potencia similares. La potencia de carga que se utiliza en un hogar o casa residencial es de aproximadamente 2.5kw, y la energía que proporciona el viento de esta zona y que en base a datos obtenidos de las mediciones realizadas, si se puede implementar un aerogenerador de tipo doméstico.

Es necesario tener un área libre de obstrucciones de vientos, como son edificios, árboles, anuncios o cualquier tipo de construcción, para que no perjudiquen el aprovechamiento máximo posible.

El análisis que se hizo en ANSYS, muestra que en un perfil NACA 0012 es importante el ángulo de ataque y no debe ser mayor de 10°, porque se produce la separación de la capa límite y cambia la distribución de presiones, las cuales ayudan para obtener la máxima energía posible del viento.

El diseño de la transmisión se realizó en base a las necesidades del aerogenerador de tipo doméstico, considerando la potencia dada por el rotor, la velocidad del mismo y la velocidad que necesita el generador para producir el voltaje y corriente suficiente para sostener la carga.

La torre también se diseñó para soportar la carga de todo el conjunto de elementos que conforman el aerogenerador, y se considera apropiada para soportar los esfuerzos que originan las fuerzas producidas por el viento y góndola de este equipo.

El generador eléctrico proporciona la potencia (kw) requerida para cubrir las necesidades de un hogar en el aspecto de suministro de energía eléctrica, el cual se acoplará directamente a la carga.

El prototipo se diseñó en Solid Works, en el cual se muestran diferentes tipos de figuras que indican las partes que componen el aerogenerador de tipo doméstico y que da una idea más clara de la forma física que tendrá.

De este trabajo se concluye que los métodos utilizados fueron apropiados para el desarrollo del aerogenerador de tipo doméstico y que se cumplió con los objetivos, general y específicos, propuestos al inicio de esta tesis.

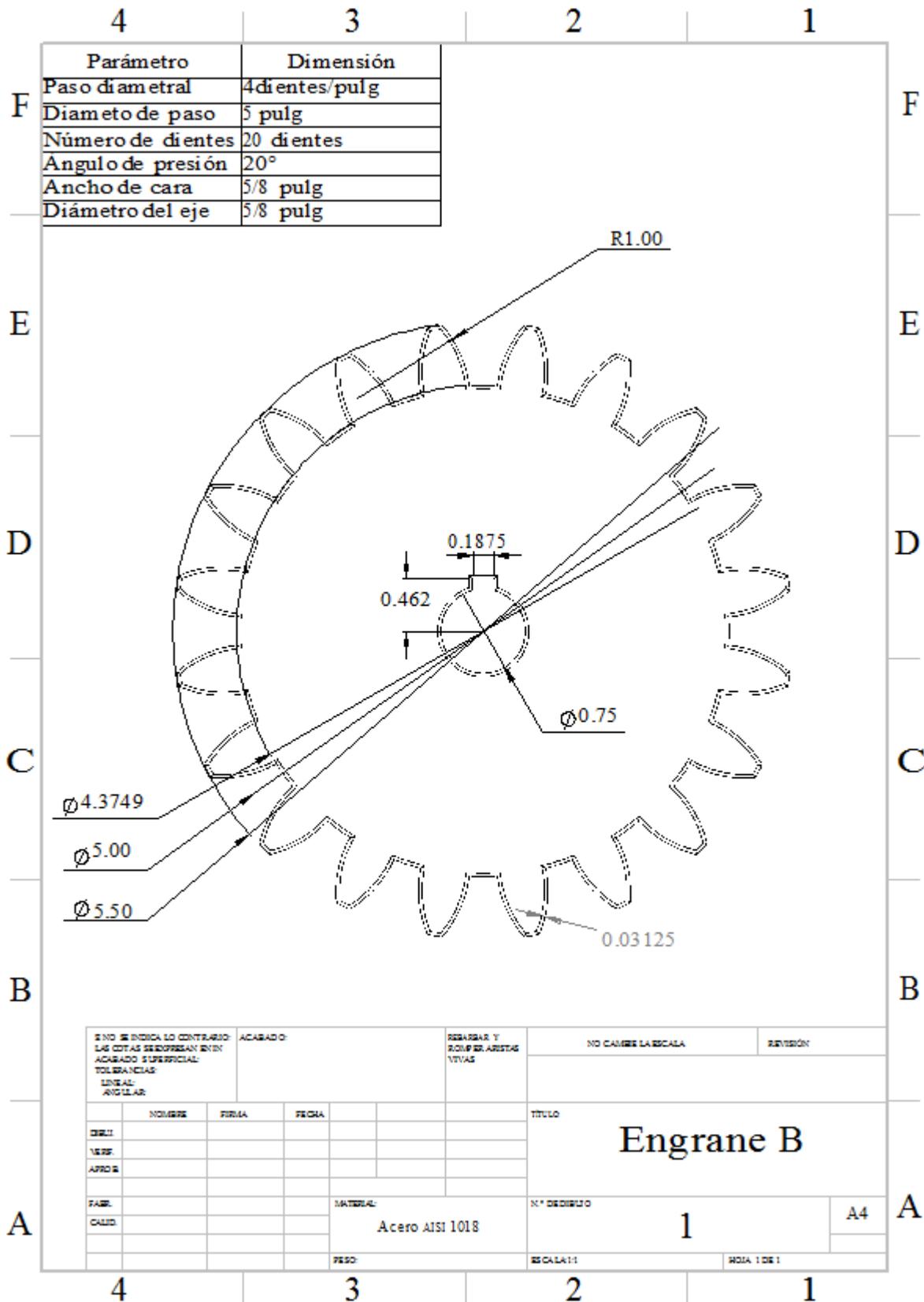
El prototipo de este aerogenerador de tipo doméstico, será un trabajo que a futuro se tendrá que realizar, buscando el apoyo de terceros para la realización del mismo.

Se espera que este trabajo sirva de apoyo a otros estudiantes de ingeniería o maestría que quieran incursionar en el mundo de las fuentes alternas de energía, específicamente en el desarrollo de aerogeneradores.

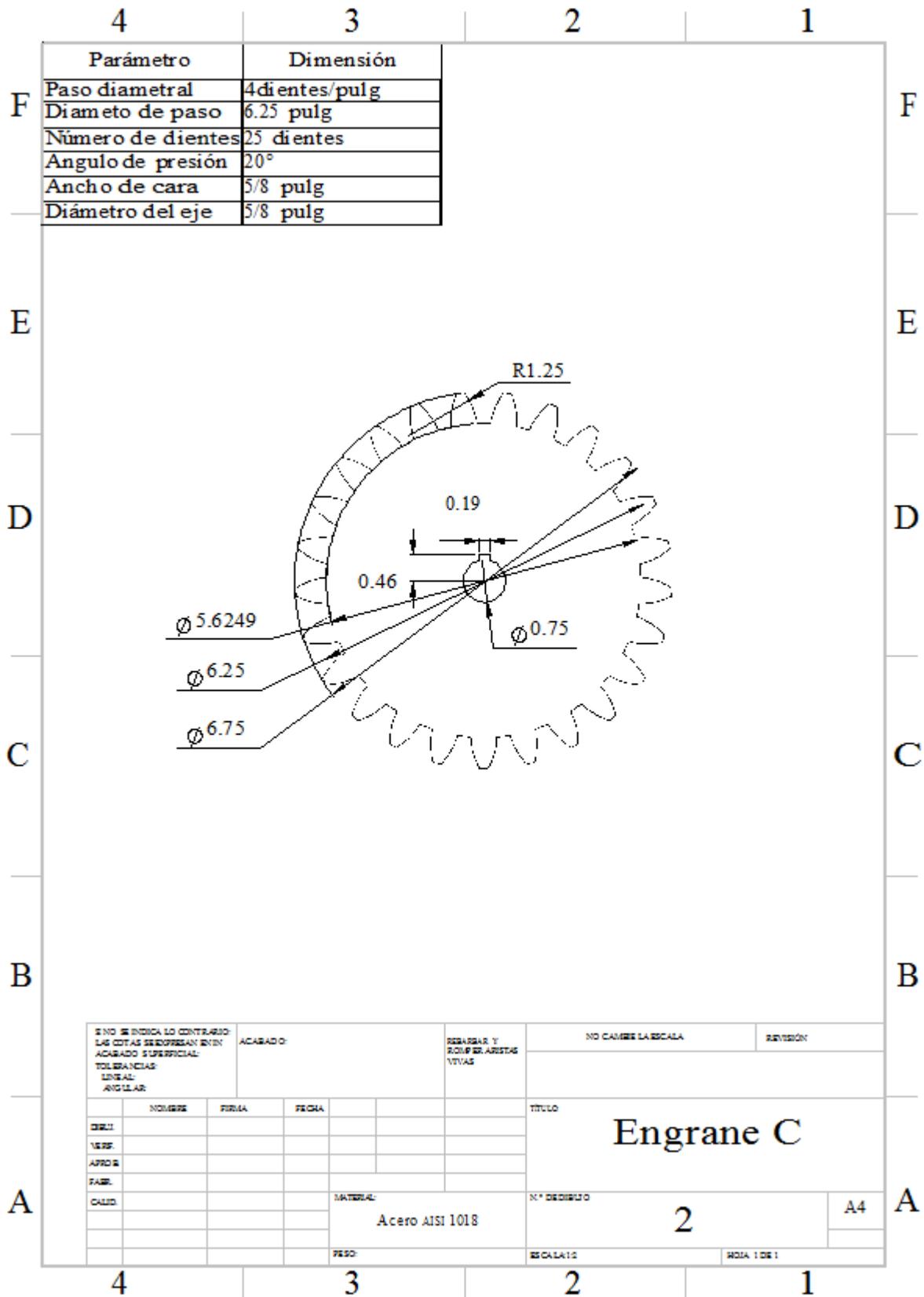
Apéndice A

Esquema del apéndice.

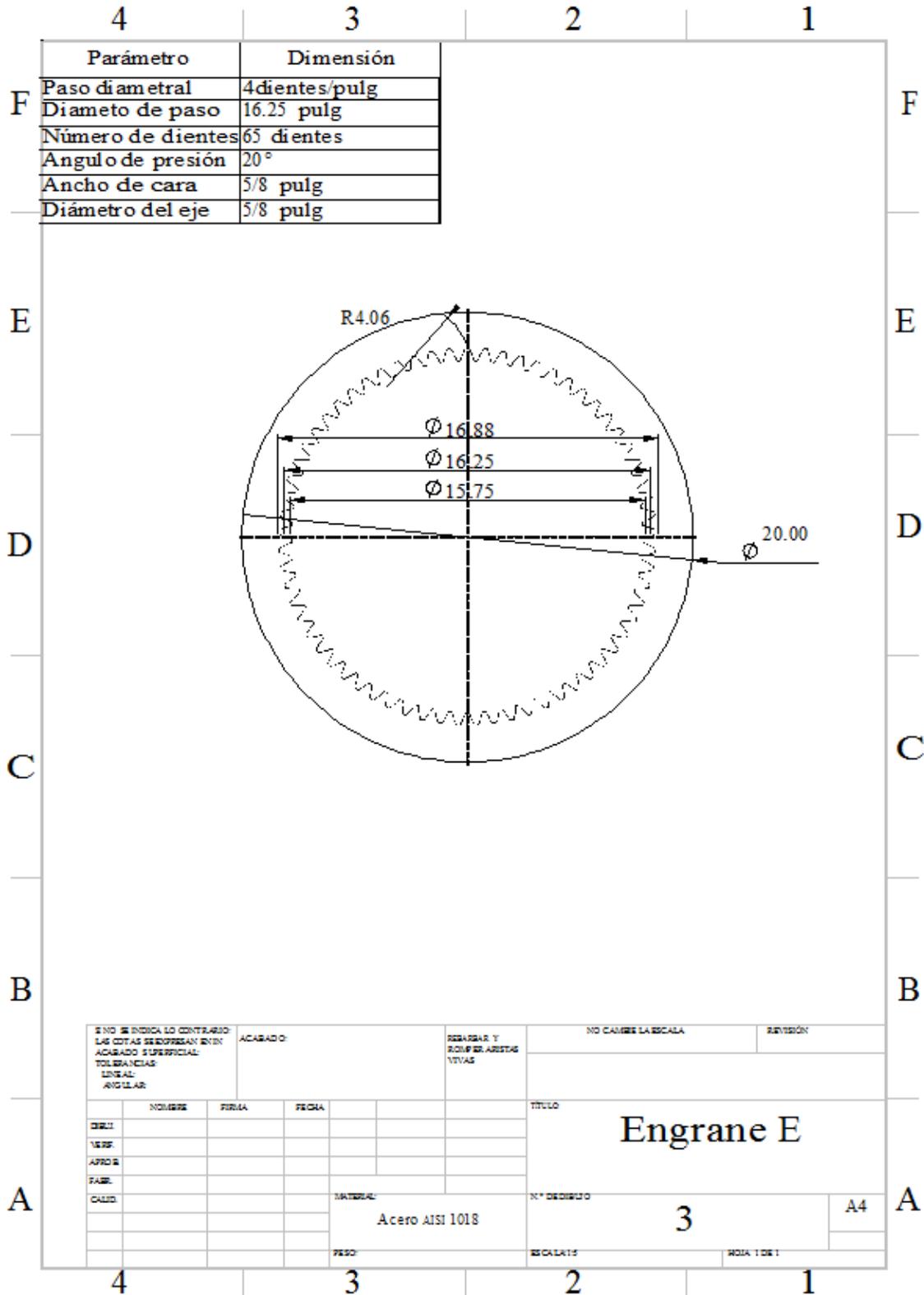
Plano 1 A-1 Engrane B.....	125
Plano 2. A-2 Engrane C.....	126
Plano 3. A-3 Engrane E.....	127
Plano 4. A-4 Engrane F.....	128



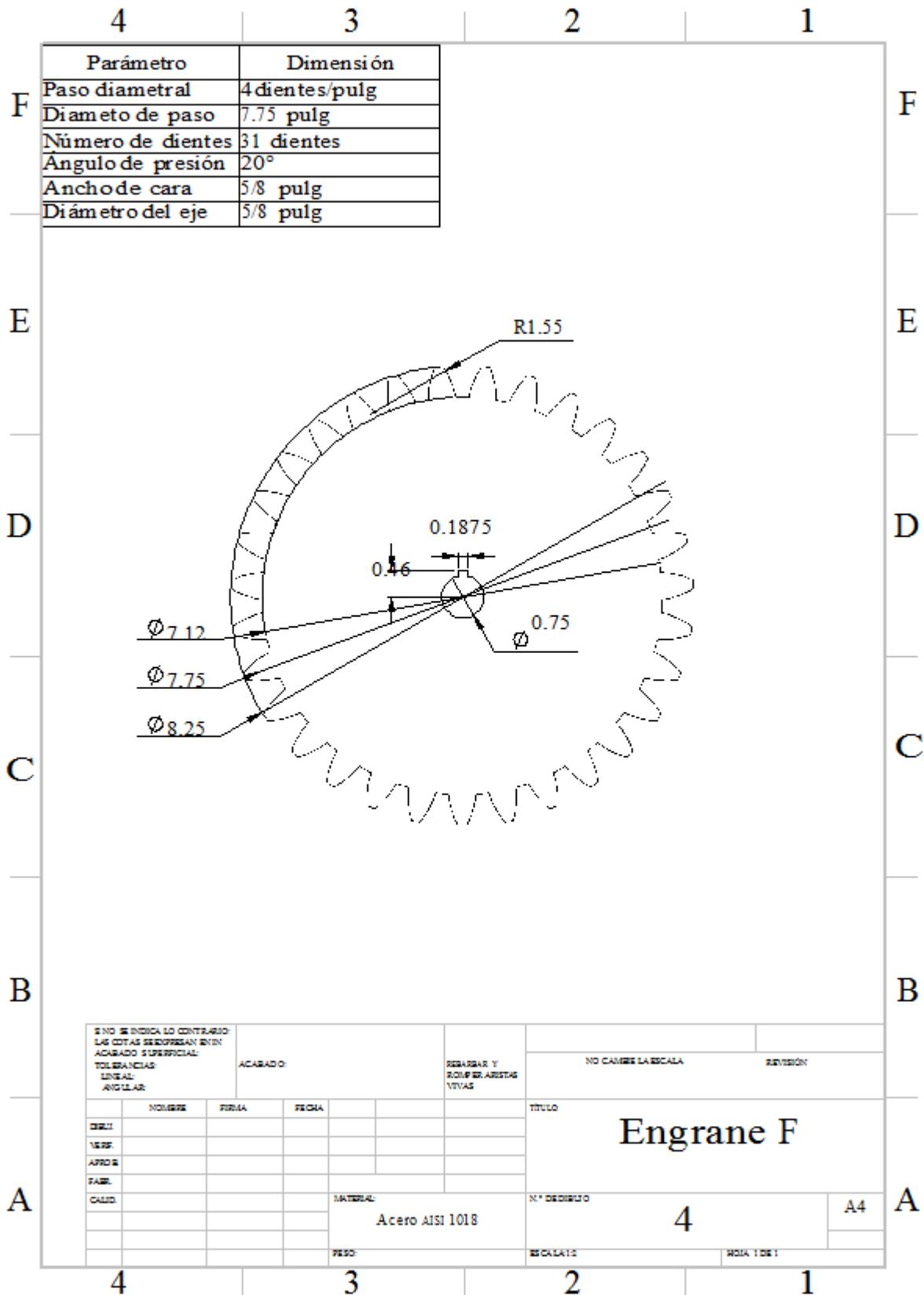
Plano 1 A-1 Engrane B.



Plano 2. A-2 Engrane C.



Plano 3. A-3 Engrane E.



Plano 4. A-4 Engrane F.

Referencias.

- [1]. A.G. Drachmann, "*Heron's Windmill*", Centaurus, 7 (1961), pp. 145-151
- [2]. Bárbara Angélica Rodríguez (2010), *Fuentes Renovables de energía: Energía Eólica*
<http://www.conae.gob.mx> <http://www.wwindea.org>
- [3]. Manuel Leal Rubio, Aitor Domínguez Martín, Álvaro León Reneses, Agustín Marcos Barrio, Alfonso Arbeteta Durán y Emilio Lechosa Urquijo. *Diseño de aerogeneradores*, ETSII Maquinas Hidráulicas.
- [4]. James L. Tangler. *The Evolution of Rotor and Blade Design* (2000), National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado.
- [5]. Hiroshi Imamura. *Aerodynamics of wind Turbines*, Department of Mechanical Engineering and Material Science, Yokohama National University, Japan.
- [6]. Instituto Nacional de la Infraestructura Física Educativa, *Normas y especificaciones para Estudios Proyecto Construcción e Instalaciones*, Tomo IV Diseño de Estructuras de Acero, Revisión 2011, 106 páginas.
- [7]. Yunes A Cengel and Michael A. Boles. "*Termodinámica*" (2012), Séptima Edición Ed. Mc Graw Hill 1099 páginas.
- [8]. Sagrillo M. "Small wind generators and Noise", windletter, February / March. 1997. ISSN-0036-8075.
- [9]. Beer, Johnston and Cornwell. "*Mecánica Vectorial para Ingenieros*". Decima Edición Ed. Mc Graw Hill, 1065 páginas.

-
- [10]. Richard G. Budynas y J. Keith Nisbett, *Diseño en Ingeniería mecánica de Shigley*. Novena Edición. Ed. Mc Graw Hill. 1039 páginas.
- [11]. J. F. Manwell, J. G. McGowan, A. L. Rogers. "*Wind Energy explained, Theory, Desing and Aplication*". Ed. John Wiley and Sons, LTD. Año 2002. 569 páginas.
- [12]. Cristopher A. Lyon, Andy P. Broeren, Philippe Ciguere, Ashok Gopalarathnam, and Michael S. Selig. "*Summary of Low-Speed Airfoil Data*". Ed. Soar Tech Publications. First Priting, December 1997. 415 páginas.
- [13]. Ajoy Kumar Kundu. "*Aircraft Desing*" CAMBRIDGE UNIVERSITY PRESS. Ajoy Kundu 2010 First Published, 600 páginas.
- [14]. Stephen J. Chapman. "*Máquinas Eléctricas*". Tercera Edición. Ed. Mc Graw Hill. 761 páginas.
- [15]. ANEEL–Agencia Nacional de Energia Eléctrica; Atlas de Energia Eléctrica do Brasil (2002), [http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/06-Energia_Eolica\(3\).pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/06-Energia_Eolica(3).pdf). Acceso: 26 de Mayo (2007).
- [16]. Hirahara, H., M.Z. Hossain, M. Kawahashi e Y. Nonomura; Testing basic performance of a very small wind turbine designed for multi-purposes, *Renewable Energy*: 30, 1279-1297(2005).
- [17]. Hopkins, W.; Small to medium size wind turbines: Local of use a local resource, *Renewable Energy*: 16, 944-947(1999).

[18]. IEC 61400-2, Wind turbines - Design requirements for small wind turbines, Geneva, Switzerland (2006).

[19]. Anderson, J. (1999). Aircraft Performance and Design. New York: McGraw-Hill