



UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA

**ÁREA DE LA ENERGÍA, LAS INDUSTRIAS Y
LOS RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES**

INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

TÍTULO:

**“DISEÑO DE UN AEROGENERADOR DE EJE HORIZONTAL
PARA EL APROVECHAMIENTO DE LA ENERGÍA EÓLICA
EN EL EDIFICIO MULTIFAMILIAR NÚMERO UNO, DE LA
CIUDADELA JULIO ORDOÑEZ, DE LA CIUDAD DE LOJA”**

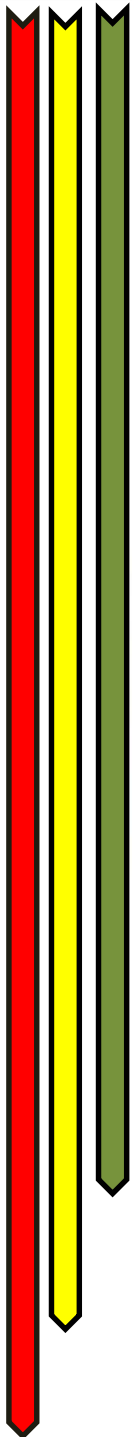
**TESIS DE GRADO PREVIO A OPTAR POR EL
TÍTULO DE INGENIERO ELECTROMECAÁNICO**

AUTOR: Diego Patricio Montaña Tinoco

DIRECTOR: Ing. Jorge Luis Maldonado Correa. Mg. Sc.

LOJA – ECUADOR

2013



CERTIFICACIÓN

Ing. Jorge Luis Maldonado. Mg. Sc.

DIRECTOR DE TESIS

CERTIFICA:

Haber dirigido, asesorado, revisado y corregido el presente trabajo de tesis de grado, en su proceso de investigación cuyo tema versa en **“Diseño de un aerogenerador de eje horizontal para el aprovechamiento de la energía eólica en el edificio multifamiliar número uno, de la ciudadela Julio Ordoñez, de la ciudad de Loja”**, previa a la obtención del título de Ingeniero Electromecánico, realizado por el señor egresado: **Diego Patricio Montaña Tinoco**, la misma que cumple con la reglamentación y políticas de investigación, por lo que autorizo su presentación y posterior sustentación y defensa.

Loja, noviembre de 2012




Ing. Jorge Luis Maldonado. Mg. Sc.
DIRECTOR DE TESIS

AUTORÍA

Yo Diego Patricio Montaña Tinoco declaro der autor del presente trabajo de tesis y eximo expresamente a la Universidad Nacional de Loja y a sus representantes jurídicos de posibles reclamos o acciones legales, por el contenido de la misma.

Adicionalmente acepto y autorizo a la Universidad Nacional de Loja, la publicación de mi tesis en el Repositorio Institucional-Biblioteca Virtual.

Autor: Diego Patricio Montaña Tinoco

Firma:.....

Cédula: 1104742240

Fecha: 15-04-2013

DEDICATORIA

Por su paciencia, comprensión y gran amor, dedico el presente proyecto a Dios y a mis padres: Telmo e Irene, los cuales han sido mi apoyo e inspiración día a día, para poder lograr y cumplir mis metas, tanto en mi vida estudiantil como personal.

Es por esto que deposito mi entera confianza en ellos para poder seguir adelante con el cumplimiento de todos los retos que en la vida se me presenten.

AGRADECIMIENTO

Dejo constancia de infinita gratitud a la Universidad Nacional de Loja, al Área de la Energía, las Industrias y los Recursos Naturales No Renovables, en especial a la carrera de Ingeniería Electromecánica. También extendo mi agradecimiento a Dios que me iluminó para cumplir esta etapa de mi vida, a mis familiares que de una forma u otra me apoyaron, a mis amigos y compañeros con quienes compartimos las aulas y experiencias, de igual manera a todos los catedráticos que han participado en mi formación profesional en el magnífico campo de la Electromecánica. Agradezco también de manera muy especial al Ingeniero Jorge Luis Maldonado Correa, competente profesional de la carrera de Ingeniería Electromecánica y preclaro catedrático, que con mística y dedicación dirigiera el desarrollo de la presente tesis.

A todos aquellos mi gratitud imperecedera.

TABLA DE CONTENIDOS

	Pag.
a.- TITULO.....	16
b.- RESUMEN.....	17
c.- INTRODUCCIÓN.....	19
d.- REVISION DE LITERATURA.....	21
d.1 CAPITULO I: Energías Renovables.....	21
d.1.1 Energías Renovables en Ecuador.....	21
d.1.2 Energía eólica.....	21
d.1.2.1 Generalidades e historia de la energía eólica.....	22
d.1.2.2 Tecnologías para aprovechar la energía eólica.....	23
d.1.2.3 Energía eólica en Latinoamérica.....	23
d.1.2.4 Ventajas de la energía eólica.....	24
d.1.2.5 Inconvenientes de la energía eólica.....	25
d.1.2.5.1 Aspectos técnicos.....	25
d.1.2.5.2 Aspectos medioambientales.....	27
d.1.2.6 Instalaciones eólicas.....	28
d.1.2.7 Energía Eólica en el Ecuador.....	30
d.1.2.8 Energía eólica en la provincia de Loja.....	31
d.2 CAPITULO II: La atmósfera.....	31
d.2.1 El viento.....	32
d.2.1.1 Velocidad de los vientos.....	32
d.2.1.2 Medida del viento.....	33
d.2.1.3 Densidad del aire.....	33
d.2.1.4 Cambio del viento con la altura.....	34
d.3 CAPITULO III: Los aerogeneradores.....	35

d.3.1 Clasificación de los aerogeneradores.....	36
d.3.1.1 Según potencia suministrada.....	36
d.3.1.1.1 Equipos de baja potencia.....	36
d.3.1.1.2 Equipos de media potencia.....	36
d.3.1.1.3 Equipos de alta potencia.....	36
d.3.1.2 Según su sistema de giro.....	37
d.3.1.2.1 Aerogeneradores de eje horizontal.....	37
d.3.1.2.1.1 Control de potencia.....	39
d.3.1.2.1.2 Impacto sobre el medio.....	40
d.3.1.2.2 Aerogeneradores de eje vertical.....	40
d.3.1.2.2.1 Rendimiento de los aerogeneradores de eje vertical.....	41
d.3.1.3 Por la orientación con respecto al viento.....	43
d.3.1.4 Por el número de palas.....	43
d.3.1.5 Por la adecuación de la orientación del equipo a la dirección del viento en cada momento.....	44
d.3.1.6 Por el control de potencia.....	44
d.4 CAPITULO IV: Partes de un aerogenerador.....	45
d.4.1 La góndola.....	45
d.4.2 Las palas del rotor.....	46
d.4.3 El buje.....	46
d.4.4 El eje de baja velocidad.....	46
d.4.5 El multiplicador.....	46
d.4.6 El generador eléctrico.....	46
d.4.7 El controlador electrónico.....	47
d.4.8 La unidad de refrigeración.....	47
d.4.9 La torre.....	47

d.4.10 El anemómetro y la veleta.....	48
d.5 CAPITULO V: Aerodinámica de los aerogeneradores.	48
d.5.1 Principio de funcionamiento del Aerogenerador.	49
d.6 Conclusiones de la Revisión de la Literatura.....	50
e.- MATERIALES Y MÉTODOS.....	51
e.1 Materiales.....	51
e.1.1 Equipo de medición de la velocidad del viento o Anemómetro.....	51
e.1.2 Recursos Informáticos.....	52
e.2 Metodología de Cálculo.....	53
f.- RESULTADOS.....	57
f.1 Estudio del potencial eólico en la zona de estudio.....	57
f.1.1 Extrapolación espacio-temporal de datos.....	58
f.1.1.1 Extrapolación temporal de los datos de la velocidad de la estación meteorológica AEIRNNR.....	58
f.1.1.2 Extrapolación espacial de los datos de la velocidad de viento del AEIRNNR a la zona de estudio.....	63
f.1.1.3 Determinación de los parámetros de Weibull.....	64
f.1.1.4 Determinación del potencial eólico disponible en la ciudadela Julio Ordoñez.....	67
f.2. Estimación de la demanda de consumo de energía eléctrica.....	71
f.3. Diseño de las partes fundamentales del aerogenerador.....	73
f.3.1 Los pequeños sistemas de producción de electricidad con energía eólica.....	73
f.3.2 Cálculo de diámetro del rotor del aerogenerador.....	75
f.3.3 Cálculo de la potencia nominal del aerogenerador.....	78
f.3.4 Cálculo de los alabes del aerogenerador.....	80
f.3.5 Cálculo del árbol del rotor del aerogenerador.....	88
f.3.5.1 Cálculo del eje a flexión.....	99
f.3.5.2 Cálculo del eje a torsión.....	101

f.3.5.3 Cálculo del árbol sometido a flexión y torsión combinadas.....	102
f.3.6 Diseño de la veleta.....	103
f.3.7 Cálculo de la Torre.....	105
f.3.8 Cálculo de equipos complementarios del sistema eólico.....	111
f.3.8.1 Selección del dispositivo regulador-rectificador e inversor.....	114
f.3.8.2 Determinación de la intensidad de corriente que entra al banco de baterías.....	114
f.3.8.3 Selección del inversor.....	115
f.3.9 Esquema de la conexión eléctrica del aerogenerador.....	116
f.4 Evaluación Económica.....	118
g.- DISCUSIÓN.....	121
h.- CONCLUSIONES.....	123
i.- RECOMENDACIONES.....	125
j.- BIBLIOGRAFÍA.....	126
k.- ANEXOS.....	127

SIMBOLOGÍA

- V : Velocidad del viento en el sitio a la altura Z .
- V_0 : Velocidad en el sitio a la altura Z_0 .
- z : Altura a extrapolar.
- Z_0 : Altura de medición.
- α : Coeficiente de la función exponencial.
- Z_1 : Parámetro de rugosidad.
- \bar{V}_c : Valor medio a largo plazo en el sitio de medición. AEIRNNR.
- \bar{V}_0 : Valor medio correspondiente al mismo corto período de mediciones.
- \bar{V} : Valor medio correspondiente a largo período de tiempo en la estación de referencia.
- V_z : Velocidad del viento en el sitio de emplazamiento, a la altura Z .
- V_{zr} : Velocidad del viento en la estación de referencia, a la altura Z_r .
- Z : Altura de emplazamiento del aerogenerador.
- Z_r : Altura del anemómetro con respecto al suelo en la estación de referencia.
- Z_0 : Altura de la rugosidad en el sitio de emplazamiento.
- Z_{or} : Altura de la rugosidad superficial en la estación de referencia.
- $\rho(v)$: Ley de Densidad de Probabilidad de Weibull.
- k : Factor de forma (adimensional).
- c : Factor de escala (m/s).
- v : Velocidad promedio anual.

- \bar{v} : Velocidad media.
- ρ : Densidad del aire.
- FFUn: Factor de frecuencia de utilización.
- DMU: Demanda máxima unitaria.
- FSn: Factor de simultaneidad para cada carga.
- CIR: Carga instalada por el consumidor.
- FDM: Factor de demanda.
- CEU: Consumo de energía diaria.
- DET: Demanda energética a satisfacer anual.
- η_{EST} : Rendimiento global estacional (anual) del aerogenerador.
- T: Periodo de tiempo del análisis.
- kt : Coeficiente de corrección total.
- Kc: Factor de comportamiento.
- Ki: Factor por interferencia.
- Ka: Factor de disponibilidad.
- Kp: Factor de pérdidas de interconexión a la red.
- Ku: Factor que se aplica en parques eólicos.
- kd: Factor corrección de la densidad del aire.
- h: Altura del lugar sobre el nivel del mar del de estudio.
- t: Temperatura media anual del lugar ($^{\circ}\text{C}$).

- P_n : Potencia nominal de aerogenerador.
- C_p : Coeficiente potencia de la máquina eólica.
- v_n : Velocidad nominal.
- μ : Velocidad lineal del extremo de la pala del rotor del generador (m/s).
- Ω : Velocidad de rotación de las palas del rotor del generador (rad/s).
- n : Velocidad de rotación de las palas del rotor de generador (rpm).
- R : Radio de la circunferencia de barrido por el rotor.
- λ : Velocidad específica TSR.
- C_m : Coeficiente de momento.
- C_l : Coeficiente de sustentación.
- ξ : Eficiencia de las palas.
- α : Angulo de ataque.
- SP : Parámetro de forma.
- Z : Número de álabes.
- SR : Speed Ratio.
- P_w : Fuerza de empuje del viento.
- M_w : Momento flector debido a fuerza de empuje del viento P_w .
- M_z : Momento giroscopio.
- M_p : Momento flector debido al peso de las palas.
- M_0 : Momento torsor total.

- C_w : Coeficiente de resistencia.
- a : Distancia desde centro de rotor hasta punto de aplicación de la fuerza de empuje.
- r_o : Distancia desde centro del eje de rotor hasta el inicio de la pala.
- ω_1 : Velocidad de rotación alrededor del eje horizontal.
- ω_2 : Velocidad alrededor del eje vertical.
- J : Momento de inercia con respecto al eje de rotación.
- a : Radio del buje.
- b : Radio del rotor.
- q : Peso lineal de la pala en Kg/m.
- m_p : Masa de la pala.
- vol : Volumen de una pala.
- M_p : Momento flector debido al peso propio de la pala.
- P_g : Peso de la pala.
- Y : Distancia desde el plano A-A, hasta el centro de gravedad de la pala.
- P : Potencia del aerogenerador arrojadas por el programa para la selección del alabe.
- ω_{max} : Velocidad rotación máxima.
- M_o' : Momento generado por una sola pala.
- M_e : Momento flector equivalente en la sección del eje (Nm).
- σ_{adm} : Esfuerzo normal admisible por flexión (MPa).
- S_y : Resistencia del material.

- N: Factor de seguridad.
- M: Momento resultante.
- T_e : Torque equivalente.
- T_e : Momento torsor equivalente en la sección del árbol (Nm)
- σ_{adm} : Esfuerzo cortante admisible según ciclo de carga del torsor (MPa).
- L_{ef} : Longitud efectiva.
- r_{minimo} : Radio mínimo de giro de la sección transversal.
- L: Longitud real de la columna.
- k: Factor de fijación en los extremos.
- I_{torre} : Momento de inercia de la sección transversal.
- A_{torre} : Área de la sección transversal.
- C_c : Constante de columna.
- E_{torre} : Módulo de elasticidad del material.
- $S_{y_{torre}}$: Resistencia de la cedencia.
- P_{cr} : Carga crítica de la columna.
- σ_{ad} : Esfuerzo por compresión admisible de la torre.
- σ_c : Esfuerzo por compresión presente en la columna.
- $\sum P$: Sumatoria de cargas en la columna.
- A: Área transversal de la columna.
- M: Momento flexionante generado por las cargas excéntricas.

- Z_x : Módulo de Sección.
- P : Carga.
- e : Excentricidad de la carga.
- C_{BB} : Capacidad de banco de baterías (Ah).
- E_g : Energía eléctrica demandada.
- V_s : Voltaje del sistema.
- D_A : Días de autonomía.
- P_D : Profundidad de descarga.
- N_{TB} : Número total de baterías.
- N_{BS} : Número de baterías en serie.
- N_{BP} : Número de baterías en paralelo.
- VS : Voltaje del sistema.
- VB : Voltaje de la batería.
- N_{BP} : Baterías en paralelo.
- C_{BU} : Capacidad de batería unitaria.
- P : Potencia del generador eléctrico.
- V : Voltaje del sistema.
- I : Intensidad de corriente.
- P_{sal} : Potencia total de los equipos conectados simultáneamente.
- P_{ent} : Potencia nominal requerida del inversor.

a.- TÍTULO

“Diseño de un aerogenerador de eje horizontal para el aprovechamiento de la energía eólica en el edificio multifamiliar número uno, de la Ciudadela Julio Ordoñez, de la Ciudad de Loja”.

b.- RESUMEN

El objetivo principal de este trabajo consistió en diseñar un aerogenerador de eje horizontal para el aprovechamiento de la energía eólica en el edificio multifamiliar número uno, de la ciudadela Julio Ordoñez, de la ciudad de Loja, abasteciendo y satisfaciendo las necesidades energéticas que aquí existen.

Todo esto se realiza recolectando datos de la velocidad del viento de dos estaciones meteorológicas como: La Estación Meteorológica del INAMI “La Argelia” y la Estación Meteorológica en el Área de la Energía, Industrias y Recursos Naturales No Renovables de la Universidad Nacional de Loja, para acoplarlos a las condiciones de la azotea del edificio multifamiliar número uno.

Además se establece demanda de consumo de energía eléctrica en el departamento del cuarto piso del edificio multifamiliar número uno. A partir de esto se procedió al diseño de las partes fundamentales del aerogenerador.

Conocidos los resultados de los cálculos de diseño, entre los cuales está el valor de la demanda energética en el edificio antes indicado, las partes que componen el aerogenerador y la eficiencia de la turbina eólica, condujo a establecer la discusión de los resultados, además de las conclusiones sobre el presente trabajo investigativo así como también dar recomendaciones para mejorar la metodología en el desarrollo del aerogenerador de eje horizontal.

SUMMARY

The main objective of this research was based on the design a horizontal axis wind generator for the use of Eolic energy in the multifamiliar building number one, located at Julio Ordóñez fortress, of Loja city, supplying and satisfying the energy necessities that exist in this place.

All this is carried out gathering information of the wind speed of two meteorological stations as: The Meteorological Station of the INAMI "The Argelia" and the Meteorological Station in the Area of the Energy, Industries and Natural Resources Not Renewable of the National University of Loja, to couple them to the conditions of the roof of the multifamiliar building number one.

In addition, it establishes electric power consumption in the department that settle down on the fourth floor of the multifamiliar building number one. From this, the research let to design the main parts of the wind generator.

After the results of the design calculations have been known, among which it is the value of the needed energy in the mentioned building, the parts that form the wind generator and the efficiency of the eolic turbine, led to establish the discussion of the results, also the conclusions on the present investigative work, as well as, to give recommendations to improve the methodology in the development of the horizontal axis wind generator.

c.- INTRODUCCIÓN

Dentro de las energías renovables, se encuentra aquella que es producida por el aprovechamiento del recurso eólico, caracterizándose por ser una de las energías más limpias que existen y que está siendo utilizada por el hombre desde hace mucho tiempo atrás.

El viento como fuerza motriz existe desde la antigüedad y en todos los tiempos ha sido utilizado como tal, como podemos observar tiene su origen en el sol. Así, ha movido a barcos impulsados por velas o ha hecho funcionar la maquinaria de los molinos al mover sus aspas, fue a partir de los ochenta del siglo pasado, cuando este tipo de energía limpia sufrió un verdadero impulso.

La energía eólica es un recurso abundante, renovable, limpio y ayuda a disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero, al remplazar termoeléctricas a base de combustibles fósiles, lo que la convierte en un tipo de energía verde. Sin embargo, el principal inconveniente es su intermitencia.

Desde hace algunos años se han hecho estudios sobre el consumo de energía eléctrica en diferentes países y el nivel de desarrollo de los mismos, estos han mostrado que el consumo de energía tiene una relación directa con el grado de desarrollo de los países y la calidad de vida de su población.

Es por esto que en nuestro país, se ha dado inicio a la implementación de proyectos eólicos, que contribuyan a dar un gran salto hacia el crecimiento en esta área, lo que mejorará la calidad de vida de todos sus habitantes.

En este contexto se plantea el presente trabajo, donde se aborda la problemática de electrificación, buscando una solución factible y efectiva. Por otro lado junto con la certeza del futuro agotamiento de las reservas de combustibles fósiles crea la necesidad de buscar

la energía primaria en fuentes limpias, renovables y cuya adquisición o explotación se pueda realizar en forma autónoma.

Los aerogeneradores actualmente se encuentran en progreso debido a que son apoyo fundamental para contrarrestar el uso de combustible fósiles siendo uno de los pilares fundamentales para combatir los efectos del calentamiento global y degradación de nuestro medioambiente.

Precisamente de ahí es que nace la idea del **DISEÑO DE UN AEROGENERADOR DE EJE HORIZONTAL PARA EL APROVECHAMIENTO DE LA ENERGÍA EÓLICA, EN EL EDIFICIO MULTIFAMILIAR NÚMERO UNO, DE LA CIUDADELA JULIO ORDOÑEZ, DE LA CIUDAD DE LOJA** el mismo que pretende lograr el interés de conservar el futuro del medio ambiente.

d.- REVISIÓN LITERARIA

d.1 CAPÍTULO I: Energías Renovables.

Lo que se pretende realizar en el presente capítulo, es dar al lector la información necesaria que permita conocer y comprender las nuevas fuentes de energía limpia y como se las puede aprovechar.

Las energías renovables precisamente son las que se obtiene de fuentes naturales virtualmente inagotables, ya sea por la inmensa cantidad de energía que contienen, o porque son capaces de regenerarse por medios naturales. Entre las energías renovables se cuentan la hidroeléctrica, eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, la biomasa y los biocombustibles.

d.1.1 Energías Renovables en Ecuador.

En Ecuador existen algunas empresas dedicadas y especializadas en brindar soluciones energéticas para la red pública, que aplican moderna tecnología de componentes eficientes y alternativos de generación, como energía solar fotovoltaica por medio de paneles fotovoltaicos, energía eólica por medio de aerogeneradores. El objetivo de todo ello es mejorar la calidad de vida del ser humano, especialmente del habitante rural, dotándolo de servicios básicos sin importar su ubicación.

d.1.2 Energía eólica.

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

El término eólico viene del latín Aeolicus, perteneciente o relativo a Eolo, dios de los vientos en la mitología griega. La energía eólica ha sido aprovechada desde la antigüedad para mover los barcos impulsados por velas o hacer funcionar la maquinaria de molinos al mover sus aspas.

En la actualidad, la energía eólica es utilizada principalmente para producir energía eléctrica mediante aerogeneradores. A finales de 2007, la capacidad mundial de los generadores eólicos fue de 94.1 gigavatios (1). En 2009 la eólica generó alrededor del 2% del consumo de electricidad mundial, cifra equivalente a la demanda total de electricidad en Italia, la séptima economía mayor mundial. En España la energía eólica produjo un 11% del consumo eléctrico en 2008, y un 13.8% en 2009 (2). En la madrugada del domingo 8 de noviembre de 2009, más del 50% de la electricidad producida en España la generaron los molinos de viento, y se batió el récord total de producción, con 11.546 megavatios eólicos.

La energía eólica es un recurso abundante, renovable, limpio y ayuda a disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero al remplazar termoeléctricas a base de combustibles fósiles, lo que la convierte en un tipo de energía verde. Sin embargo, el principal inconveniente es su intermitencia.

d.1.2.1 Generalidades e historia de la energía eólica.

El viento como fuerza motriz existe desde la antigüedad y en todos los tiempos ha sido utilizado como tal, como podemos observar. Tiene su origen en el sol. Así, ha movido a barcos impulsados por velas o ha hecho funcionar la maquinaria de los molinos al mover sus aspas. Pero, fue a partir de los ochenta del siglo pasado, cuando este tipo de energía limpia sufrió un verdadero impulso.

La energía eólica crece de forma imparable a partir del siglo XXI, en algunos países más que en otros, pero sin duda alguna en España existe un gran crecimiento, siendo uno de los primeros países por debajo de Alemania a nivel europeo o de Estados Unidos a escala

mundial. Su auge en parques eólicos es debido a las condiciones tan favorables que existe de viento, sobre todo en Andalucía que ocupa un puesto principal, entre los que se puede destacar el Golfo de Cádiz, ya que el recurso de viento es excepcional.

d.1.2.2 Tecnologías para aprovechar la energía eólica.

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.

d.1.2.3 Energía eólica en Latinoamérica

El desarrollo de la energía eólica en Latinoamérica está en sus comienzos, llegando la capacidad conjunta instalada en estos países a los 769 MW (datos de septiembre de 2009). A fecha de 2009, el desglose de potencia instalada por países y su porcentaje sobre el total de cada país es el siguiente:

- Brasil: 415 MW (0,4%)
- México: 85 MW (0,17%)³⁰
- Costa Rica: 70 MW (2,8%)
- Nicaragua 40 MW (5%)
- Argentina: 29 MW (0,1%)
- Uruguay: 20 MW (0,8%)
- Chile: 20 MW (0,2%)
- Colombia: 20 MW (0,1%)
- Cuba: 7,2 MW (0,05%)
- Ecuador: 2,4 MW (0,05%)

- Perú: 0 MW (0%)
- Venezuela: 0 MW (0%)

d.1.2.4 Ventajas de la energía eólica.

La energía eólica, por ser energía producida de forma natural tiene algunas ventajas que se detallan a continuación:

- Es un tipo de energía renovable ya que tiene su origen en procesos atmosféricos debidos a la energía que llega a la Tierra procedente del Sol.
- Es una energía limpia ya que no produce emisiones atmosféricas ni residuos contaminantes.
- No requiere una combustión que produzca dióxido de carbono (CO₂), por lo que no contribuye al incremento del efecto invernadero ni al cambio climático.
- Puede instalarse en espacios no aptos para otros fines, por ejemplo en zonas desérticas, próximas a la costa, en laderas áridas y muy empinadas para ser cultivables.
- Puede convivir con otros usos del suelo, por ejemplo prados para uso ganadero o cultivos bajos como trigo, maíz, patatas, remolacha, etc.
- Crea un elevado número de puestos de trabajo en las plantas de ensamblaje y las zonas de instalación.
- Su instalación es rápida, entre 4 meses y 9 meses
- Su inclusión en un sistema ínter ligado permite, cuando las condiciones del viento son adecuadas, ahorrar combustible en las centrales térmicas y/o agua en los embalses de las centrales hidroeléctricas.
- Su utilización combinada con otros tipos de energía, habitualmente la solar, permite la autoalimentación de viviendas, terminando así con la necesidad de conectarse a redes de suministro, pudiendo lograrse autonomías superiores a las 82 horas, sin alimentación desde ninguno de los 2 sistemas.
- La situación actual permite cubrir la demanda de energía en España un 30% (13) debido a la múltiple situación de los parques eólicos sobre el territorio, compensando la baja

producción de unos por falta de viento con la alta producción en las zonas de viento. Los sistemas del sistema eléctrico permiten estabilizar la forma de onda producida en la generación eléctrica solventando los problemas que presentaban los aerogeneradores como productores de energía al principio de su instalación.

- Posibilidad de construir parques eólicos en el mar, donde el viento es más fuerte, más constante y el impacto social es menor, aunque aumentan los costes de instalación y mantenimiento. Los parques offshore son una realidad en los países del norte de Europa, donde la generación eólica empieza a ser un factor bastante importante.

d.1.2.5 Inconvenientes de la energía eólica.

d.1.2.5.1 Aspectos técnicos.

Debido a la falta de seguridad en la existencia de viento, la energía eólica no puede ser utilizada como única fuente de energía eléctrica. Por lo tanto, para salvar los "valles" en la producción de energía eólica es indispensable un respaldo de las energías convencionales (centrales de carbón o de ciclo combinado, por ejemplo, y más recientemente de carbón limpio). Sin embargo, cuando respaldan la eólica, las centrales de carbón no pueden funcionar a su rendimiento óptimo, que se sitúa cerca del 90% de su potencia. Tienen que quedarse muy por debajo de este porcentaje, para poder subir sustancialmente su producción en el momento en que afloje el viento. Por tanto, en el modo "respaldo", las centrales térmicas consumen más combustible por kW/h producido. También, al subir y bajar su producción cada vez que cambia la velocidad del viento, se desgasta más la maquinaria. Este problema del respaldo en España se va a tratar de solucionar mediante una interconexión con Francia que permita emplear el sistema europeo como colchón de la variabilidad eólica.

Además, la variabilidad en la producción de energía eólica tiene 2 importantes consecuencias:

- Para evacuar la electricidad producida por cada parque eólico (que suelen estar situados además en parajes naturales apartados) es necesario construir unas líneas de alta tensión que sean capaces de conducir el máximo de electricidad que sea capaz de producir la instalación. Sin embargo, la media de tensión a conducir será mucho más baja. Esto significa poner cables 4 veces más gruesos, y a menudo torres más altas, para acomodar correctamente los picos de viento.
- Es necesario suplir las bajadas de tensión eólicas "instantáneamente" (aumentando la producción de las centrales térmicas), pues sino se hace así se producirían, y de hecho se producen apagones generalizados por bajada de tensión. Este problema podría solucionarse mediante dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica. Pero la energía eléctrica producida no es almacenable: es instantáneamente consumida o perdida.

Además, otros problemas son:

- Técnicamente, uno de los mayores inconvenientes de los aerogeneradores es el llamado hueco de tensión. Ante uno de estos fenómenos, las protecciones de los aerogeneradores con motores de jaula de ardilla se desconectan de la red para evitar ser dañados y, por tanto, provocan nuevas perturbaciones en la red, en este caso, de falta de suministro. Este problema se soluciona bien mediante la modificación de la paramenta eléctrica de los aerogeneradores, lo que resulta bastante costoso, bien mediante la utilización de motores síncronos aunque es bastante más fácil asegurarse de que la red a la que se va a conectar sea fuerte y estable.
- Uno de los grandes inconvenientes de este tipo de generación, es la dificultad intrínseca de prever la generación con antelación. Dado que los sistemas eléctricos son operados calculando la generación con un día de antelación en vista del consumo previsto, la aleatoriedad del viento plantea serios problemas. Los últimos avances en previsión del viento han mejorado muchísimo la situación, pero sigue siendo un problema. Igualmente, grupos de generación eólica no pueden utilizarse como nudo oscilante de un sistema.

- Además de la evidente necesidad de una velocidad mínima en el viento para poder mover las aspas, existe también una limitación superior: una máquina puede estar generando al máximo de su potencia, pero si el viento aumenta lo justo para sobrepasar las especificaciones del aerogenerador, es obligatorio desconectar ese circuito de la red o cambiar la inclinación de las aspas para que dejen de girar, puesto que con viento de altas velocidades la estructura puede resultar dañada por los esfuerzos que aparecen en el eje. La consecuencia inmediata es un descenso evidente de la producción eléctrica, a pesar de haber viento en abundancia, y otro factor más de incertidumbre a la hora de contar con esta energía en la red eléctrica de consumo.

Aunque estos problemas parecen únicos a la energía eólica, son comunes a todas las energías de origen natural:

- Un panel solar sólo producirá potencia mientras haya suficiente luz solar.
- Una central hidráulica de represa sólo podrá producir mientras las condiciones hídricas y las precipitaciones permitan la liberación de agua.
- Una central mareomotriz sólo podrá producir mientras la actividad acuática lo permita

d.1.2.5.2 Aspectos medioambientales.

- Generalmente se combina con centrales térmicas, lo que lleva a que existan quienes critican que realmente no se ahorren demasiadas emisiones de dióxido de carbono. No obstante, hay que tener en cuenta que ninguna forma de producción de energía tiene el potencial de cubrir toda la demanda y la producción energética basada en renovables es menos contaminante, por lo que su aportación a la red eléctrica es netamente positiva.
- Existen parques eólicos en España en espacios protegidos como ZEPAs (Zona de Especial Protección de Aves) y LIC (Lugar de Importancia Comunitaria) de la Red Natura 2000, lo que es una contradicción. Si bien la posible inserción de alguno de estos parques eólicos en las zonas protegidas ZEPAS y LIC tienen un impacto reducido debido al aprovechamiento

natural de los recursos, cuando la expansión humana invade estas zonas, alterándolas sin que con ello se produzca ningún bien.

- Al comienzo de su instalación, los lugares seleccionados para ello coincidieron con las rutas de las aves migratorias, o zonas donde las aves aprovechan vientos de ladera, lo que hace que entren en conflicto los aerogeneradores con aves y murciélagos. Afortunadamente los niveles de mortandad son muy bajos en comparación con otras causas como por ejemplo los atropellos (ver gráfico). Aunque algunos expertos independientes aseguran que la mortandad es alta. Actualmente los estudios de impacto ambiental necesarios para el reconocimiento del plan del parque eólico tienen en consideración la situación ornitológica de la zona. Además, dado que los aerogeneradores actuales son de baja velocidad de rotación, el problema de choque con las aves se está reduciendo.
- El impacto paisajístico es una nota importante debido a la disposición de los elementos horizontales que lo componen y la aparición de un elemento vertical como es el aerogenerador. Producen el llamado *efecto discoteca*: este efecto aparece cuando el sol está por detrás de los molinos y las sombras de las aspas se proyectan con regularidad sobre los jardines y las ventanas, parpadeando de tal modo que la gente denominó este fenómeno: “efecto discoteca”. Esto, unido al ruido, puede llevar a la gente hasta un alto nivel de estrés, con efectos de consideración para la salud. No obstante, la mejora del diseño de los aerogeneradores ha permitido ir reduciendo el ruido que producen.

d.1.2.6 Instalaciones eólicas

Una instalación eólica de tamaño industrial consta de una o más máquinas (*aerogeneradores*) colocadas a una distancia adecuada las unas de las otras, para que no interfieran desde el punto de vista aerodinámico entre ellos, y según un diseño sobre el territorio (en filas, en grupos...) en función de la exposición al viento y del impacto visual.

Los aerogeneradores están conectados, a través de cables enterrados, con la red de transmisión a la que se entrega la energía.

Las máquinas eólicas, más allá de las peculiaridades de los modelos y de los adelantos tecnológicos diferentes según la empresa constructora, funcionan con la fuerza del viento que acciona las palas de la máquina (en número de una a tres) fijadas a un buje. El conjunto de las palas y del buje constituye el rotor. El buje, a su vez, está conectado a un primer eje (llamado eje de baja velocidad) que gira a la misma velocidad angular que el rotor.

El eje de baja velocidad está conectado a un multiplicador de giros, del que sale un eje de alta velocidad que gira con velocidad mayor (resultante del producto de la del eje de baja velocidad por el multiplicador de giros). En el eje de alta velocidad hay un generador eléctrico que produce la energía eléctrica canalizada por los cables a la red. Todos estos elementos se encuentran en la llamada góndola que a su vez se encuentra sobre un soporte, que se puede orientar según la dirección del viento.

La góndola se completa con un sistema de *control de la potencia* y otro de *control de la orientación*. El primero tiene la doble función de regular la potencia en función de la velocidad del viento instantánea (haciendo funcionar la turbina lo más cerca posible de su potencia nominal) y de interrumpir el funcionamiento de la máquina en caso de viento excesivo. El segundo, en cambio, consta de un control continuo del paralelismo entre el eje de la máquina y la dirección del viento. La góndola se encuentra sobre una torre que puede ser de celosía o tubular cónica, anclada al terreno con adecuados cimientos de hormigón armado.

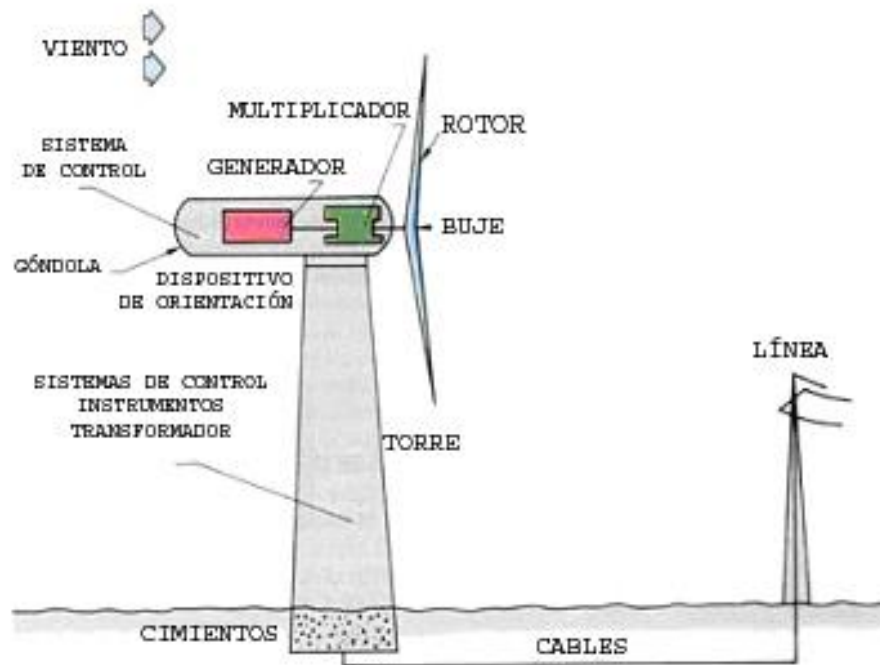


Fig 1. Esquema de aerogenerador y de una instalación eólica.

Fuente: www.energiaeolica.com.

d.1.2.7 Energía Eólica en el ecuador.

Ecuador comienza a preocuparse por las energías renovables y ha inaugurado el primer parque de energía eólica del país. Y nada menos que en una de las Islas Galápagos.

El nuevo complejo energético está funcionando ya en la isla San Cristóbal, generará 2.5 megavatios de energía y costó 10 millones de dólares.

El gobierno ecuatoriano quiere crecer en energías renovables, y planean hacerlo primero en las Islas Galápagos. El ministro de energía, Alecksey Mosquera, dijo que allí esperan tener sus primeras plantas, ya que quieren tener energía propia y renovable.

El complejo, por ahora cuenta con tres aerogeneradores de 80 metros de altura, que están ubicados en una parte elevada de la isla San Cristóbal.

Las islas galápagos están protegidas por su increíble fauna autóctona, así que el hecho de que se pasen a las energías renovables para dejar de contaminar esa región privilegiada, es

una muy buena noticia. La Ministra de Ambiente, Marcela Aguiñaga, dejó en claro que su prioridad es mantener el equilibrio entre la conservación de la naturaleza y el hombre.

d.1.2.8 Energía eólica en la provincia de Loja.

Continuando con el Proyecto Eólico Villonaco, a la ciudad de Loja arribó personal contratado por la empresa PROTOCOL ENERGY para finalizar el diseño de la Línea de Interconexión entre la Subestaciones Villonaco y Loja (propiedad de Transelectric).

En este contexto se destacan los estudios de arqueología, geología y el replanteo definitivo de los puntos de la línea de Interconexión, a cargo de expertos contratados por ENERLOJA S.A.

Estas labores son necesarias para que el CONELEC emita el permiso respectivo previo a la firma del contrato de concesión y el inicio de construcción del parque Eólico Villonaco y su línea de Interconexión.

El 1 de noviembre, se consiguió de la Súper Intendencia de Compañías, la aprobación y registro de constitución de la Compañía “VILLONACO WIND POWER S.A.”.

La nueva empresa es producto de la asociación de PROTOCOL ENERGY de Canadá y ENERLOJA S.A., la que estará encargada de la construcción, operación y mantenimiento del Parque Eólico Villonaco.

De esta manera el Gobierno Provincial de Loja, por medio de ENERLOJA S.A. inicia la construcción del primer parque eólico en el país y sienta las bases necesarias para la futura implementación de parques similares en varios lugares de la provincia

d.2 CAPÍTULO II: La atmosfera.

La atmósfera terrestre es la parte gaseosa de la Tierra, siendo por esto la capa más externa y menos densa del planeta. Está constituida por varios gases que varían en cantidad según la presión a diversas alturas. Esta mezcla de gases que forma la atmósfera recibe genéricamente el nombre de *aire*. El 75% de masa atmosférica se encuentra en los primeros

11 km de altura, desde la superficie del mar. Los principales elementos que la componen son el oxígeno (21%) y el nitrógeno (78%) (13).

La atmósfera y la hidrosfera constituyen el sistema de capas fluidas superficiales del planeta, cuyos movimientos dinámicos están estrechamente relacionados. Las corrientes de aire reducen drásticamente las diferencias de temperatura entre el día y la noche, distribuyendo el calor por toda la superficie del planeta. Este sistema cerrado evita que las noches sean gélidas o que los días sean extremadamente calientes.

La atmósfera protege la vida sobre la Tierra absorbiendo gran parte de la radiación solar ultravioleta en la capa de ozono. Además, actúa como escudo protector contra los meteoritos, los cuales se trituran en polvo a causa de la fricción que sufren al hacer contacto con los gases.

Durante millones de años, la vida ha transformado una y otra vez la composición de la atmósfera. Por ejemplo; su considerable cantidad de oxígeno libre es posible gracias a las formas de vida *-como son las plantas-* que convierten el dióxido de carbono en oxígeno, el cual es respirable *-a su vez-* por las demás formas de vida, tales como los seres humanos y los animales en general.

d.2.1 El viento.

d.2.1.1 Velocidad de los vientos.

El instrumento más antiguo para conocer la dirección de los vientos es la veleta que, con la ayuda de la rosa de los vientos, define la procedencia de los vientos, es decir, la dirección desde donde soplan. La manga de viento utilizada en los aeropuertos suele ser bastante grande y visible para poder ser observada desde los aviones tanto en el despegue como, en especial, en el aterrizaje.

La velocidad, esto es la rapidez y dirección de los vientos se mide con el anemómetro, que suele registrar dicha dirección y rapidez a lo largo del tiempo. La intensidad del viento se

ordena según su rapidez utilizando la escala de Beaufort. Esta escala se divide en varios tramos según sus efectos y/o daños causados, desde el aire en calma hasta los huracanes de categoría 5 y los tornados.

d.2.1.2 Medida del viento.

La dirección del viento es el punto cardinal desde el que se origina éste y se mide con la veleta. Por ejemplo, el viento del norte viene, obviamente, desde el norte y se dirige hacia el sur. En los aeropuertos se usan las mangas de viento para indicar la dirección del viento y estimar la velocidad a partir del ángulo que forma la manga con el suelo. Las veletas tienen indicadas en la parte inferior las direcciones de los vientos con los puntos cardinales y los puntos intermedios, conformando así lo que se conoce como rosa de los vientos, que se emplean con una brújula en los mecanismos de navegación de las embarcaciones desde hace muchos siglos. La velocidad del viento se mide con anemómetros, de forma directa mediante unas palas rotativas o indirectamente mediante diferencias de presión o de velocidad de transmisión de ultrasonidos. Otro tipo de anemómetro es el tubo pitot que determina la velocidad de viento a partir de la diferencia de presión de un tubo sometido a presión dinámica y otro a la presión atmosférica.

d.2.1.3 Densidad del aire.

La **densidad** o *densidad absoluta* es la magnitud que expresa la relación entre la masa y el volumen de un cuerpo. Su unidad en el Sistema Internacional es el kilogramo por metro cúbico (kg/m^3), aunque frecuentemente se expresa en g/cm^3 . La densidad es una magnitud intensiva

$$\rho = \frac{m}{V}$$

Donde ρ es la densidad, m es la masa y V es el volumen del determinado cuerpo.

d.2.1.4 Cambio del viento con la altura.

A medida que la altura crece, también crece el viento y esto depende de algunos parámetros.

Uno de estos parámetros, del cual depende principalmente es la característica del terreno además de las condiciones atmosféricas.

La fórmula que da la norma INEC 61400.1 es:

$$V(Z) = V_r \cdot \left(\frac{Z}{Z_r}\right)^\alpha \quad \text{Ecu. 1}$$

En donde:

V_r = Es el valor de referencia, el medido.

Z_r = Es la altura donde V_r ha sido medida.

Z = Es la altura por encima del nivel del suelo.

α = Es un parámetro dependiente de la rugosidad del terreno.

$$\alpha = \frac{1}{\ln \frac{15.25}{Z_o}} \quad \text{Ecu. 2}$$

En donde Z_o es el parámetro de rugosidad del terreno, esta expresado en metros y es definido con la altura donde la velocidad promedio del viento es cero.

d.3 CAPÍTULO III: Los aerogeneradores.

Un aerogenerador es un generador eléctrico movido por una turbina accionada por el viento (turbina eólica). Sus precedentes directos son los molinos de viento que se empleaban para la molienda y obtención de harina. En este caso, la energía eólica, en realidad la energía cinética del aire en movimiento, proporciona energía mecánica a un rotor hélice que, a través de un sistema de transmisión mecánico, hace girar el rotor de un generador, normalmente un alternador trifásico, que convierte la energía mecánica rotacional en energía eléctrica.

Existen diferentes tipos de aerogeneradores, dependiendo de su potencia, la disposición de su eje de rotación, el tipo de generador, etc.

Los aerogeneradores pueden trabajar de manera aislada o agrupados en parques eólicos o plantas de generación eólica, distanciados unos de otros, en función del impacto ambiental y de las turbulencias generadas por el movimiento de las palas.

Para aportar energía a la red eléctrica, los aerogeneradores deben estar dotados de un sistema de sincronización para que la frecuencia de la corriente generada se mantenga perfectamente sincronizada con la frecuencia de la red.

Ya en la primera mitad del siglo XX, la generación de energía eléctrica con rotores eólicos fue bastante popular en casas aisladas situadas en zonas rurales.

En Europa se distingue claramente un modelo centro-europeo, donde los aerogeneradores llegan a ubicarse en pequeñas agrupaciones en las cercanías de las ciudades alemanas, danesas, neerlandesas, y un modelo español, donde los aerogeneradores forman agrupaciones (a veces de gran tamaño) en las zonas montañosas donde el viento es frecuente, normalmente alejadas de los núcleos de población.

La energía eólica se está volviendo más popular en la actualidad, al haber demostrado la viabilidad industrial, y nació como búsqueda de una diversificación en el abanico de

generación eléctrica ante un crecimiento de la demanda y una situación geopolítica cada vez más complicada en el ámbito de los combustibles tradicionales.

d.3.1 Clasificación de los aerogeneradores.

d.3.1.1 Según potencia suministrada.

d.3.1.1.1 Equipos de baja potencia.

Históricamente son los asociados a utilización mecánica como bombeo del agua, proporcionan potencias alrededor del rango de 50 KW, aunque pueden utilizarse varios equipos adyacentes para aumentar la potencia total suministrada. Hoy en día siguen utilizándose como fuente de energía para sistemas mecánicos o como suministro de energía en equipos aislados.

También se utilizan en grupo y junto con sistemas de respaldo como motores de gasolina para suministro de energía de zonas rurales o edificios, ya sea conectándose a red o con baterías para almacenar la energía producida y garantizar la continuidad de la cobertura energética.

d.3.1.1.2 Equipos de media potencia.

Son los que se encuentran en el rango de producción de energía de 150 KW. Son utilizados de forma similar a los equipos de baja potencia pero para mayores requerimientos energéticos. No suelen estar conectados a baterías de almacenamiento, por lo que se utilizan conectados a red o junto con sistemas de respaldo.

d.3.1.1.3 Equipos de alta potencia.

Son los utilizados para producción de energía de forma comercial, aparecen conectados a red y en grupos conformando centrales Eolo eléctricas, ya sea en tierra como en entorno marino (offshore). Su producción llega hasta el orden del gigavatios. El diseño elegido mayoritariamente para estos equipos son los aerogeneradores de eje horizontal tripala, orientados a barlovento y con torre tubular.

d.3.1.2 Según su sistema de giro.

d.3.1.2.1 Aerogeneradores de eje horizontal.

Son aquellos en los que el eje de rotación del equipo se encuentra paralelo al piso. Ésta es la tecnología que se ha impuesto, por su eficiencia y confiabilidad y la capacidad de adaptarse a diferentes potencias.

Las partes principales de un aerogenerador de eje horizontal son:

- Rotor: las palas del rotor, construidas principalmente con materiales compuestos, se diseñan para transformar la energía cinética del viento en un momento torsor en el eje del equipo. Los rotores modernos pueden llegar a tener un diámetro de 42 a 80 metros y producir potencias equivalentes de varios MW. La velocidad de rotación está normalmente limitada por la velocidad de punta de pala, cuyo límite actual se establece por criterios acústicos.
- Góndola o Nacelle: sirve de alojamiento para los elementos mecánicos y eléctricos (multiplicadora, generador, armarios de control...) del aerogenerador.
- Caja de engranajes o multiplicadora: puede estar presente o no dependiendo del modelo. Transforman la baja velocidad del eje del rotor en alta velocidad de rotación en el eje del generador eléctrico.
- Generador: existen diferente tipos dependiendo del diseño del aerogenerador. Pueden ser síncronos o asíncronos, jaula de ardilla o doblemente alimentados, con excitación o con

imanes permanentes. Lo podemos definir como parte del generador que convierte la energía en electricidad.

- La torre: sitúa el generador a una mayor altura, donde los vientos son de mayor intensidad y para permitir el giro de las palas y transmite las cargas del equipo al suelo.
- Sistema de control: se hace cargo del funcionamiento seguro y eficiente del equipo, controla la orientación de la góndola, la posición de las palas y la potencia total entregada por el equipo.

Todos los aerogeneradores de eje horizontal tienen su eje de rotación principal en la parte superior de la torre, que tiene que orientarse hacia el viento de alguna manera. Los aerogeneradores pequeños se orientan mediante una veleta, mientras que los más grandes utilizan un sensor de dirección y se orientan por servomotores o motoreductores.

Existen 2 tecnologías de generadores eléctricos: multi-polos y de imanes permanentes. Los primeros funcionan a velocidades del orden de 1000 rpm. Dado que la velocidad de rotación de las aspas es baja (12 rpm), requieren el uso de una caja reductora o multiplicadora para conseguir una velocidad de rotación adecuada. Los de imanes permanentes no requieren multiplicadora.

En la mayoría de los casos la velocidad de giro del generador está relacionada con la frecuencia de la red eléctrica a la que se vierte la energía generada (50 o 60 Hz).

En general, las palas están emplazada de tal manera que el viento, en su dirección de flujo, la encuentre antes que a la torre (rotor a barlovento). Esto disminuye las cargas adicionales que genera la turbulencia de la torre en el caso en que el rotor se ubique detrás de la misma (rotor a sotavento). Las palas se montan a una distancia razonable de la torre y tienen alta rigidez, de tal manera que al rotar y vibrar naturalmente no choquen con la torre en caso de vientos fuertes. El rotor suele estar inclinado 6° para evitar el impacto de las palas con la torre.

A pesar de la desventaja en el incremento de la turbulencia, se han construido aerogeneradores con hélices localizadas en la parte posterior de la torre, debido a que se orientan en contra del viento de manera natural, sin necesidad de usar un mecanismo de control. Sin embargo, la experiencia ha demostrado la necesidad de un sistema de orientación para la hélice que la ubique delante de la torre. Este tipo de montaje se justifica debido a la gran influencia que tiene la turbulencia en el desgaste de las aspas por fatiga. La mayoría de los aerogeneradores actuales son de este último modelo.

d.3.1.2.1.1 Control de potencia.

En general, los aerogeneradores modernos de eje horizontal se diseñan para trabajar con velocidades del viento que varían entre 3 y 24 m/s de promedio. La primera es la llamada velocidad de conexión y la segunda la velocidad de corte. Básicamente, el aerogenerador comienza produciendo energía eléctrica cuando la velocidad del viento supera la velocidad de conexión y, a medida que la velocidad del viento aumenta, la potencia generada es mayor, siguiendo la llamada curva de potencia.

Las palas disponen de un sistema de control de forma que su ángulo de ataque varía en función de la velocidad del viento. Esto permite controlar la velocidad de rotación para conseguir una velocidad de rotación fija con distintas condiciones de viento.

Asimismo, es necesario un sistema de control de las velocidades de rotación para que, en caso de vientos excesivamente fuertes, que podrían poner en peligro la instalación, haga girar a las palas de la hélice de tal forma que éstas presenten la mínima oposición al viento, con lo que la hélice se detendría.

Para aerogeneradores de gran potencia, algunos tipos de sistemas pasivos, utilizan características aerodinámicas de las palas que hacen que aún en condiciones de vientos muy fuertes el rotor se detenga. Esto se debe a que él mismo entra en un régimen llamado "pérdida aerodinámica".

d.3.1.2.1.2 Impacto sobre el medio.

Este tipo de generadores se ha popularizado rápidamente al ser considerados una *fuentes limpia* de energía renovable, ya que no requieren, para la producción de energía, una combustión que produzca residuos contaminantes o gases implicados en el efecto invernadero. Sin embargo, su uso no está exento de impacto ambiental. Su localización — frecuentemente lugares apartados de elevado valor ecológico, como las cumbres montañosas, que por no encontrarse habitadas conservan su riqueza paisajística y faunística— puede provocar efectos perniciosos, como el impacto visual en la línea del horizonte, el intenso ruido generado por las palas, etcétera, además de los causados por las infraestructuras que es necesario construir para el transporte de la energía eléctrica hasta los puntos de consumo. Pese a que se investiga para minimizarlas, se siguen produciendo muertes de aves por su causa, además de que se ven afectadas las poblaciones de quirópteros. Más recientemente, se ha propuesto la posibilidad de que su uso generalizado podría incluso contribuir al calentamiento global al bloquear las corrientes de aire.

Esta contaminación siempre será menor que la nuclear o la combustión sólida y con menos coste inicial para los ciudadanos. En cuanto a las medidas de seguridad e higiene, los gastos no son tan ingentes como los de las energías anteriormente citadas. Por otro lado, su disponibilidad no es constante, pues no siempre existe esa energía eólica necesaria para mover esas aspas (algunas de más de 50 metros de longitud). Se trata de encontrar un punto de equilibrio entre la contaminación y la seguridad de la fuente de energía.

d.3.1.2.2 Aerogeneradores de eje vertical.

Son aquellos en los que el eje de rotación se encuentra perpendicular al suelo. También se denominan VAWT (del inglés, Vertical Axis Wind Turbine).



Fig. 2 Aerogenerador con rotor de eje vertical.

Fuente: www.wikipedia.org

Sus ventajas son:

- 1) no necesitan torre, por lo que la instalación y mantenimiento de los sistemas de generación es más fácil
- 2) no necesitan mecanismo de orientación para orientarse respecto al viento

Sus desventajas:

- 1) al estar cerca del suelo la velocidad del viento es baja
- 2) baja eficiencia
- 3) no son de arranque automático, requieren conexión a la red para poder arrancar utilizando el generador como motor
- 4) requieren cables tensores

d.3.1.2.2.1 Rendimiento de los aerogeneradores de eje vertical.

El rendimiento de las máquinas eólicas depende de la *intensidad del viento*: a igualdad de diámetro de las palas, al aumentar la velocidad del viento, la potencia teóricamente extraíble aumenta de manera más que proporcional.

Por lo tanto, antes de decidir instalar un sistema eólico es indispensable conocer bien las características del viento en el lugar en el que se piensa instalar los aerogeneradores. Estos conocimientos se obtienen realizando preventivamente un atento estudio de la frecuencia, de la velocidad, de la duración y de la dirección del viento.

La intensidad del viento depende de las características orográficas del terreno. Una circunstancia fundamental es la rugosidad del terreno: en llanura o en el mar el viento sopla con intensidad mayor que en el campo o en los alrededores de las ciudades. Otro elemento a tener en cuenta es la altura del terreno: cuanto más se sube mayor es la velocidad del viento

Las máquinas eólicas funcionan dentro de parámetros mínimos y máximos de la velocidad del viento. En línea general:

- Pueden ser activados con viento variable de 2 a 4 m/s (*velocidad de cut-in*)
- Cuando el viento alcanza la velocidad de 10–14 m/s (*velocidad de corte o nominal*), se activa un dispositivo de control de la potencia.
- Se paran cuando la velocidad del viento supera los 20-25 m/s (*velocidad de cut-off*) (13).

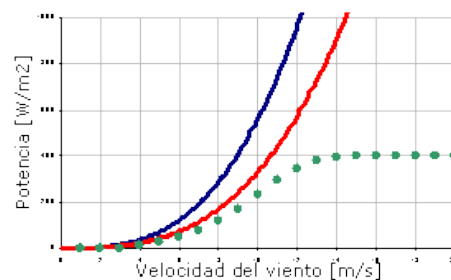


Fig. 3 Gráfico de potencia en relación a la velocidad del viento.

Fuente: www.wikipedia.org

d.3.1.3 Por la orientación con respecto al viento.

- **A barlovento**

También denominado a proa. La mayoría de los aerogeneradores tienen este tipo de diseño. Consiste en colocar el rotor de cara al viento, siendo la principal ventaja el evitar el abrigo del viento tras la torre. Como desventaja diremos que necesita mecanismo de orientación del rotor, y que esté situado a cierta distancia de la torre.

- **A sotavento**

También denominado a popa. Como ventaja presenta que el rotor puede ser más flexible, y que no necesita mecanismo de orientación. Su principal inconveniente es la fluctuación de la potencia eólica, debido al paso del rotor por el abrigo de la torre, por lo que crea más cargas de fatiga en la turbina que con el diseño anterior (Barlovento).

d.3.1.4 Por el número de palas.

- **De una pala**

Al tener una sola pala necesitan de un contrapeso. Su velocidad de giro es muy elevada, lo que supone un inconveniente ya que introduce en el eje unos esfuerzos muy variables, lo que supone un acortamiento de la vida de la instalación.

- **De dos palas**

Los diseños de bipalas tienen la ventaja de ahorro en cuanto a coste y peso, pero por el contrario necesitan una velocidad de giro más alta para producir la misma cantidad de energía.

- **De tres palas**

La mayoría de los aerogeneradores de hoy día son tripala, con el rotor a barlovento, usando motores eléctricos para sus mecanismos de orientación. El motivo es la fricción con el aire, con tres palas es un 4% más rendible que con dos y con 2 palas es un 10% más rendible que con una.

- **Multipala**

También conocido como el modelo americano, contiene multitud de palas, y sobre todo es utilizado para la extracción de agua en pozos.

d.3.1.5 Por la adecuación de la orientación del equipo a la dirección del viento en cada momento.

- **Mediante conicidad**

Mediante un motor eléctrico y una serie de engranajes permiten el giro de todo el sistema, dejando perfectamente orientado el aerogenerador a la dirección del viento.

- **Mediante una veleta**

Se emplea en equipos pequeños y de tamaño no muy grande, siendo el método más sencillo para orientar los aerogeneradores.

- **Mediante molinos auxiliares**

Sistema no demasiado utilizado, y que consiste en instalar a ambos lados de la góndola dos rotores, los cuales son movidos por la propia fuerza del viento.

d.3.1.6 Por el control de potencia.

- **Sistemas de paso variable.**

Consiste en que las palas varían su ángulo de incidencia con respecto al viento. De esta forma cuando la potencia del viento es excesiva, se disminuye la resistencia de las palas con respecto al viento, evitando posibles daños estructurales. El mecanismo que rige este sistema funciona de forma hidráulica.

- **Diseño de las palas.**

También conocido como diseño de regulación por pérdidas aerodinámicas. En este diseño la pala está ligeramente curvada a lo largo de su eje longitudinal, de esta forma la pala pierde la sustentación de forma paulatina y gradual, en vez de hacerlo bruscamente, cuando

la velocidad del viento alcanza valores críticos. Los diseños de bipalas tienen la ventaja de ahorro en cuanto a coste y peso, pero por el contrario necesitan una velocidad de giro más alta para producir la misma cantidad de energía

- **Regulación activa por pérdida aerodinámica.**

En este caso se aumenta el ángulo de paso de las palas para llevarlas hasta una posición de mayor pérdida de sustentación, y poder consumir de esta forma el exceso de energía del viento. Sus principales ventajas son que la producción de potencia puede ser controlada de forma más exacta que con la regulación pasiva, y que puede funcionar a la potencia nominal con casi todas las velocidades de viento II.

d.4 CAPÍTULO IV: Partes de un aerogenerador.

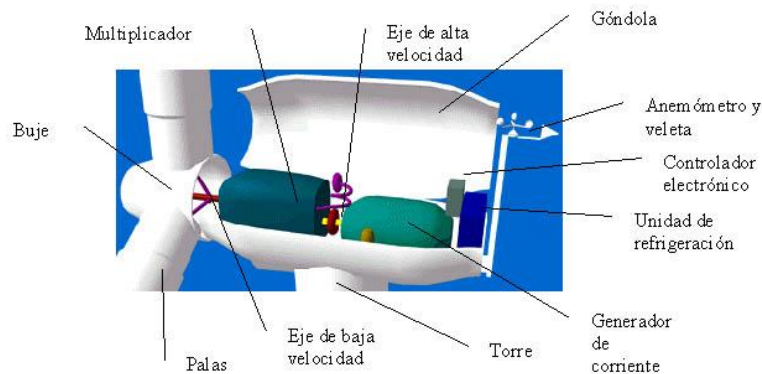


Fig. 4 Partes de un Aerogenerador

Fuente: www.wikipedia.org

d.4.1 La góndola.

Contiene los componentes clave del aerogenerador, incluyendo el multiplicador y el generador eléctrico. El personal de servicio puede entrar en la góndola desde la torre de la turbina.

d.4.2 Las palas del rotor.

Capturan el viento y transmiten su potencia hacia el buje. En un aerogenerador moderno de 1500 kw cada pala mide alrededor de 40 metros de longitud y su diseño es muy parecido al del ala de un avión.

d.4.3 El buje.

El buje del rotor está acoplado al eje de baja velocidad del aerogenerador.

d.4.4 El eje de baja velocidad.

Conecta el buje del rotor al multiplicador. En un aerogenerador moderno de 1500 kw el rotor gira muy lento, a unas 20 a 35 revoluciones por minuto (r.p.m.) El eje contiene conductos del sistema hidráulico para permitir el funcionamiento de los frenos aerodinámicos.

d.4.5 El multiplicador.

Tiene a su izquierda el eje de baja velocidad. Permite que el eje de alta velocidad que está a su derecha gire 50 veces más rápido que el eje de baja velocidad. El eje de alta velocidad Gira aproximadamente a 1.500 r.p.m. lo que permite el funcionamiento del generador eléctrico. Está equipado con un freno de disco mecánico de emergencia. El freno mecánico se utiliza en caso de fallo del freno aerodinámico, o durante las labores de mantenimiento de la turbina.

d.4.6 El generador eléctrico.

Suele ser un generador asíncrono o de inducción. En los aerogeneradores modernos la potencia máxima suele estar entre 500 y 2.000 kW (13).

d.4.7 El controlador electrónico.

Es un ordenador que continuamente monitoriza las condiciones del aerogenerador y que controla el mecanismo de orientación. En caso de cualquier disfunción automáticamente para el aerogenerador y llama al ordenador del operario encargado de la turbina a través de un enlace telefónico mediante módem.

d.4.8 La unidad de refrigeración.

Contiene un ventilador eléctrico utilizado para enfriar el generador eléctrico. Además contiene una unidad refrigerante por aceite empleada para enfriar el aceite del multiplicador. Algunas turbinas tienen generadores refrigerados por agua.

d.4.9 La torre.

Soporta la góndola y el rotor. Generalmente es una ventaja disponer de una torre alta, dado que la velocidad del viento aumenta conforme nos alejamos del nivel del suelo. Una turbina moderna de 1.500 kw tendrá una torre de unos 60 metros. Las torres pueden ser bien torres tubulares o torres de celosía. Las torres tubulares son más seguras para el personal de mantenimiento de las turbinas ya que pueden usar una escalera interior para acceder a la parte superior de la turbina. La principal ventaja de las torres de celosía es que son más baratas. El mecanismo de orientación está activado por el controlador electrónico, que vigila la dirección del viento utilizando la veleta.

d.4.10 El anemómetro y la veleta.

Las señales electrónicas del anemómetro son utilizadas por el controlador electrónico del aerogenerador para conectarlo cuando el viento alcanza aproximadamente 5 m/s.

d.5 CAPÍTULO V: Aerodinámica de los aerogeneradores.

Ahora bien, ¿qué es lo que ocurre cuando un avión se inclina demasiado hacia atrás en un intento de subir más rápidamente? La sustentación del ala va de hecho a aumentar, de repente, el flujo de aire de la superficie superior deja de estar en contacto con la superficie del ala. En su lugar, el aire gira alrededor de un vórtice irregular (condición que también se conoce como turbulencia). Bruscamente, la sustentación derivada de la baja presión en la superficie superior del ala desaparece. Este fenómeno es conocido como pérdida de sustentación.

Un avión perderá la sustentación si la forma del ala va disminuyendo demasiado rápidamente conforme el aire se mueve a lo largo de su dirección general de movimiento (por supuesto, no va a ser el ala propiamente dicha la que cambie su forma, sino el ángulo que forma el ala con la dirección general de la corriente, también conocido como ángulo de ataque, que ha sido aumentado en el dibujo de arriba). La turbulencia es creada en la cara posterior del ala en relación con la corriente de aire.

La pérdida de sustentación puede ser provocada si la superficie del ala del avión (o la pala del rotor de un aerogenerador) no es completamente uniforme y lisa. Una mella en el ala o en la pala del rotor, o un trozo de cinta adhesiva, pueden ser suficiente para iniciar una turbulencia en la parte trasera, incluso si el ángulo de ataque es bastante pequeño. Obviamente, los diseñadores de aviones intentan evitar la pérdida de sustentación a toda costa, ya que un avión sin la sustentación de sus alas caerá como si fuera una piedra.

d.5.1 Principio de funcionamiento del Aerogenerador.

Los aerogeneradores son dispositivos que convierten la energía cinética del viento en energía mecánica. La captación de la energía eólica se produce mediante la acción del viento sobre las palas. El principio aerodinámico por el cual el conjunto de palas gira, es similar al que hace que los aviones vuelen. Según este principio, el aire es obligado a fluir por las caras superior e inferior de un perfil inclinado, generando una diferencia de presiones entre ambas caras, y dando origen a una fuerza resultante que actúa sobre el perfil.

Si descomponemos esta fuerza en dos direcciones obtendremos:

Fuerza de sustentación, o simplemente sustentación de dirección perpendicular al viento

Fuerza de arrastre, de dirección paralela al viento.

Según cómo estén montadas las palas con respecto al viento y al eje de rotación, la fuerza que producirá el par motor será predominantemente de arrastre o de sustentación.

Con excepción de los molinos de eje vertical, hoy en todos los aerogeneradores la fuerza dominante es la de sustentación, pues permite obtener, con menor peso y coste, mayores potencias por unidad de área de rotor.

Para que un aerogenerador se ponga en marcha necesita de un valor mínimo del viento para vencer los rozamientos y comenzar a producir trabajo útil, a este valor mínimo se le denomina velocidad de conexión, sin la cual no es posible arrancar un aerogenerador (esta velocidad está comprendida entre 3-5 m/s). A partir de este punto empezará a rotar convirtiendo la energía cinética en mecánica, siendo de esta forma hasta que alcance la potencia nominal, generalmente la máxima que puede entregar. Llegados aquí empiezan a actuar los mecanismos activos o pasivos de regulación para evitar que la máquina trabaje bajo condiciones para las que no fue concebida. Aunque continúe operando a velocidades mayores, la potencia que entrega no será diferente a la nominal, y esto se producirá hasta que alcance la velocidad de corte, donde, por razones de seguridad, se detiene (esta velocidad se considera a partir de 25 m/s).

d.6 Conclusiones de la Revisión de la Literatura.

- Una de las maneras de evitar el calentamiento global es la utilización de energías alternativas o también conocidas como energía renovable. Se obtiene de fuentes naturales virtualmente inagotables, unas por la inmensa cantidad de energía que contienen, y otras porque son capaces de regenerarse por medios naturales. En la actualidad se siguen buscando soluciones para resolver esta crisis inminente.
- El viento es aire que se mueve de un lugar a otro, bien sea de una ligera brisa o de un fuerte huracán. Tiene una procedencia directa de la energía solar. El calentamiento desigual de la superficie de la tierra produce zonas de altas y bajas presiones, este desequilibrio provoca desplazamientos del aire que rodea la tierra dando lugar al viento.
- La Energía eólica es la energía cinética o de movimiento que contiene el viento, y que se capta por medio de aerogeneradores o molinos de viento. Para poder aprovechar la energía eólica es importante conocer las variaciones diurnas y nocturnas y estacionales de los vientos, etc. Para poder utilizar la energía del viento, es necesario que este alcance una velocidad mínima de 12 km/h, y que no supere los 65 km/h.
- Un molino es una maquina que transforma el viento en energía aprovechable, que proviene de la acción de la fuerza del viento sobre unas aspas oblicuas unidas a un eje común. El eje giratorio puede conectarse a varios tipos 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.

e.- MATERIALES Y MÉTODOS.

e.1 Materiales

Los materiales que se utilizaron para desarrollar la presente tesis de grado son:

e.1.1 Equipo de medición de la velocidad del viento o Anemómetro.

El equipo utilizado para medir la velocidad del viento en el lugar de emplazamiento fue el **Anemómetro Climático de Bolsillo tipo AVM-40 (Kestrel 4000)** con el que cuenta el Centro de Investigación de Energías Alternativas del AEIRNNR, el cual me facilitaron para la recolección de los datos.



Fig.5 Anemómetro Kestrel 4000

Fuente: Autor



Fig.6 Lugar de Emplazamiento

Fuente: Autor

Además de estos equipos, también fueron utilizados los anemómetros que se encargan de la recolección constante de datos de viento que se encuentran tanto en el AEIRNNR, así como en la Estación Meteorológica “La Argelia – Loja” del Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología (INAMHI)

- **Anemómetro ubicado en el AEIRNNR.**



Fig.7 Anemómetro ubicado en el AEIRNNR

Fuente: Autor

- **Anemómetro ubicado en la Estación Meteorológica “La Argelia – Loja”**



Fig.8 Estación anemométrica La Argelia.

Fuente: Autor



Fig.9 Anemómetro La Argelia.

Fuente: Autor

e.1.2 Recursos Informáticos.

Se utilizó computadora portátil SONY VAIO i2, para receptor los datos de la velocidad del viento desde el anemómetro a través de un cable de datos especial con su instalador.



Fig.10 Computador portátil SONY VAIO i2

Fuente: Autor



Fig.11 Cable de datos e instalador.

Fuente: Autor

e.2 Metodología de Cálculo.

El objetivo principal de este trabajo consistió en diseñar un aerogenerador de eje horizontal para el aprovechamiento de la energía eólica en el edificio multifamiliar número uno, de la ciudadela Julio Ordoñez, de la ciudad de Loja, abasteciendo y satisfaciendo las necesidades energéticas que aquí existen.

Uno de los propósitos principales es presentar una metodología basada en cálculos y análisis para el diseño de aerogeneradores, por tanto esta actividad se desarrolló en primera instancia, de forma investigativa, buscando bibliografía sobre el presente tema de investigación, con lo cual se determinó y se elaboró un marco teórico conceptual, mediante la revisión de normas técnicas, manuales de instalación, catálogos y modelos que permitieron conocer y asimilar bases teóricas para el diseño del aerogenerador de eje horizontal.

A partir de la información bibliográfica previamente analizada, se realiza la recolección de datos de la velocidad del viento. Este proceso de recolección de datos se realizó utilizando técnicas de investigación y búsqueda de información. Estos datos necesarios para el diseño del aerogenerador fueron tomados por los anemómetros ubicados en el AEIRNNR, en la Estación Meteorológica “La Argelia – Loja”; así como, en la terraza del edificio multifamiliar número uno de la ciudadela Julio Ordoñez, de Loja, haciendo uso del anemómetro portátil.

Los datos recolectados sobre la velocidad de viento, fueron tomados en distintos intervalos de tiempo, como se detalla a continuación:

- Los datos obtenidos por anemómetro portátil, facilitado por el Centro de Investigación de Energías Alternativas, fueron recolectados en la terraza del edificio multifamiliar número uno de la Ciudadela Julio Ordoñez, de la ciudad de Loja, del 1 al 30 de marzo de 2012. En este proceso de recolección se puede

apreciar que estos datos no son útiles para el diseño, por esta razón es que se utiliza los datos de las estaciones de referencia.

- Los datos que se obtuvieron con el anemómetro ubicado en el AEIRNNR, fueron recolectados en un corto periodo de tiempo, comprendido en un periodo de un año calendario, entre los meses marzo de 2010 y abril de 2011, a excepción de los meses de junio de 2010 y marzo de 2011, de los cuales no existe registro de datos.
- Los registros de la velocidad del viento de la Estación Meteorológica “La Argelia – Loja”, fueron obtenidos a corto y largo plazo. Los datos recolectados a corto plazo fueron entre los años 2010 y 2011; así mismo, los datos recolectados a largo plazo, se obtuvieron en un periodo de diez años, comprendidos entre 2000 al 2009, de los cuales se obtuvo sus promedios para su utilización.

Utilizando los datos ya recolectados de la velocidad del viento, se realiza el estudio del potencial eólico en el sitio de emplazamiento. Como primer paso para el estudio del potencial eólico, se desarrolló la extrapolación espacio-temporal de datos, es decir se ajustó los datos a las circunstancias de altura, tiempo, condiciones de viento y entorno del lugar de estudio.

Teniendo los datos de la velocidad del viento, ajustados a las condiciones reales de la zona de estudio se determina los parámetros de la Ley de Densidad de Probabilidad de Weibull, la misma que facilita una expresión matemática para predecir el comportamiento de la velocidad de viento a lo largo de un cierto periodo de tiempo y a partir de esto determinar del potencial eólico disponible en la azotea del edificio multifamiliar número uno de la Ciudadela Julio Ordoñez.

En el diseño del aerogenerador debemos conocer algo esencial para poder desarrollar el mismo y es saber la demanda de consumo de energía eléctrica en el departamento del cuarto piso del edificio multifamiliar número uno. La demanda de energía se establece a partir del levantamiento de los equipos electrodomésticos de la vivienda objeto de estudio.

Una vez establecidos los equipos que dispone la vivienda en estudio, se procedió a realizar un cálculo del consumo de energía eléctrica de los mismos. Además, se estimó las horas de uso de los mismos durante el día con lo que se estableció el consumo diario para estimar el consumo anual en el lugar de estudio.

Conocidos factores fundamentales como el comportamiento del viento y el consumo de energía en la zona de estudio se procedió al diseño de las partes fundamentales del aerogenerador. Se empezó diseñando el rotor del aerogenerador, datos con los que se pudo realizar los cálculos para la potencia del aerogenerador, el mismo que tiene una potencia nominal de 500 W. Continuando con el diseño de las partes del rotor, se calculó el diámetro del buje y se desarrolló los cálculos para establecer los parámetros aerodinámicos de los alabes, en donde se utilizó el programa WIND TURBINE BLADE CALCULATOR que es un software libre, sencillo de utilizar y fácil de instalar, en donde simplemente nos pide parámetros de entrada y nos arroja datos de la aerodinámica de los alabes.

Los parámetros de entrada que requiere el programa son:

- Coeficiente de sustentación (Cl), encontrado en tablas.
- Número de palas, que para este diseño son 3.
- TSR o velocidad específica: encontrado mediante formula.
- Eficiencia de las palas (ξ), según los perfiles NACA 2410.
- Radio de las palas o radio del rotor también calculada mediante fórmulas.
- Velocidad nominal de viento: calculada mediante formula.
- Angulo de ataque (α): encontrado también mediante tablas.

Todos estos datos se los inserta en los casilleros destinados para los parámetros de entrada del programa y este nos arroja los valores de la aerodinámica de la pala, siendo de mucha ayuda para el diseño.

También se realizó el diseño del eje del rotor del aerogenerador. El árbol del rotor es el que transmite el momento torsor que proviene del rotor, que a su vez genera esfuerzos tangenciales torsores. El árbol además está cargado por momentos flectores por lo que también soporta esfuerzos normales. Cuando ya se conocen todas estas fuerzas actuantes en el rotor del aerogenerador se puede calcular el diámetro de su eje.

En el diseño del control y direccionamiento del aerogenerador se realizaron los cálculos para la selección de la veleta o cola, la cual se consideró con la finalidad de direccionar el rotor a la posición perpendicular a la del viento. Además se realizaron los cálculos para la selección de la torre en la cual se utilizó un tubo estructural de 5 pulgadas de diámetro de acero AISI 1040 como pieza central, que sobre ella, se encuentra la góndola, que recubre los componentes principales de la turbina, como lo son: el generador, el eje central, el rotor, entre otros.

Casi al finalizar el presente estudio se realizó el dimensionamiento del banco de baterías, dando un resultado de 4 baterías selladas de ciclo profundo marca VICTRON ENERGY AGM 12-220, de 220 Amperios hora y de 12 VDC. Además se realizó la selección del dispositivo regulador, el cual soporta una intensidad de corriente de 20,8 A, y el dispositivo inversor con una potencia de salida de 3.6 kW.

Conocidos los resultados de los cálculos de diseño, entre los cuales está el valor de la demanda energética en el edificio antes indicado y la eficiencia de la turbina eólica, condujo a establecer la discusión de los resultados, además de las conclusiones sobre el presente trabajo investigativo así como también dar recomendaciones para mejorar la metodología en el desarrollo del aerogenerador de eje horizontal.

f.- RESULTADOS.

f.1 ESTUDIO DEL POTENCIAL EÓLICO EN LA ZONA DE ESTUDIO.

En este capítulo se expone el procedimiento empleado para estimar el potencial eólico de la zona de estudio, para lo cual se estudió el recurso eólico disponible y las características del viento a través de datos de estaciones meteorológicas. En base a estos datos históricos del viento mediante la aplicación tanto de ecuaciones teóricas como experimentales, se estimó la velocidad media y los parámetros de Weibull a la altura y lugar de emplazamiento del aerogenerador.

Para la determinación del potencial eólico de una zona en específico, es necesario contar con los registros del comportamiento de la velocidad y dirección del viento durante un periodo no menor a un año. Para este proyecto de investigación, el procesamiento de los datos de la velocidad y dirección del viento fueron proporcionados por dos estaciones meteorológicas ubicadas en la Estación Meteorológica “La Argelia” y el Área de la Energía, Industrias y Recursos Naturales no Renovables de la Universidad Nacional de Loja.

Las mediciones anemométricas de la estación del AEIRNNR, son realizadas a 3.4 metros de altura, cada 10 minutos, y en la tabla 1 se muestra los valores de la velocidad durante un período de 12 meses (marzo de 2010 a abril de 2011), no se dispone de datos de los meses junio de 2010 y marzo 2011.

Tabla 1. Valores de velocidad de viento en AEIRNNR

Mes 2010-2011	Velocidad Media del viento en (m/s) a 3,4 m
Marzo	4.738
Abril	5.531
Mayo	3.198
Julio	3.514

Agosto	3.820
Septiembre	5.314
Octubre	6.297
Noviembre	5.868
Diciembre	4.897
Enero	4.095
Febrero	3.945
Abril	4.072

Fuente: Estación Anemométrica AEIRNNR

f.1.1 Extrapolación espacio-temporal de datos

En el presente estudio se realizó una extrapolación tanto temporal como espacial de los datos del viento de la estación meteorológica del Área de la Energía a la zona de estudio, ubicada en la ciudadela Julio Ordoñez.

f.1.1.1 Extrapolación temporal de los datos de la velocidad de la estación meteorológica AEIRNNR.

Se utilizan varios métodos para correlacionar los datos medidos en un lugar en un corto período de tiempo (de varios meses a un año) con datos de varios años de una estación de referencia. Esta estación de referencia, que puede ser meteorológica, debe encontrarse lo más cerca posible del sitio de emplazamiento y se recomienda que deba encontrarse como máximo entre 30 y 100 km, en un sitio con características físico-geográficas similares.

El viento crece con la altura por encima del nivel del suelo, las características de este cambio depende de muchos parámetros. El comportamiento de este cambio depende primeramente de las características del terreno y también van a influir las condiciones atmosféricas. Para estimar la variación de la velocidad del viento con la altura, se utiliza

una ecuación de tipo estadístico, conocida como Ley Exponencial de Hellmann, que se expresa como:

$$V = V_0 \cdot \left(\frac{Z}{Z_0}\right)^\alpha \quad \text{Ecu. 1}$$

Donde:

V: Velocidad del viento en el sitio a la altura Z.

V_0 : Velocidad en el sitio a la altura Z_0 .

z: Altura a extrapolar.

Z_0 : Altura de medición

α : Coeficiente de la función exponencial, una buena aproximación para α está dada por la siguiente ecuación:

$$\alpha = \frac{1}{\ln\left(\frac{15,25}{Z_1}\right)} \quad \text{Ecu. 2}$$

Z_1 : Parámetro de rugosidad, está expresado en metros y es definido como la altura donde la velocidad promedio del viento es cero.

En la tabla 2 se pueden encontrar algunos valores de Z_1 .

Tabla 2. Valores de rugosidad para diferentes tipo de superficies

Clase de rugosidad	Longitud de Rugosidad (Z_1) (m)	Índice de Energía (%)	Tipo de terreno
0	0,0002	100	Superficie de agua. Terreno abierto, superficie lisa.
0,5	0,0024	73	Pistas de hormigón (aeropuertos), césped
1	0,030	52	Campos abiertos ni cercados ni setos. Edificios muy dispersos. Colinas

			suavemente redondeadas
1,5	0,055	45	Campo con algunas casas y arbolado de hasta 8 m situado mínimo a 1250 m
2	0,1	39	Campo con algunas casas y arbolado de hasta 8 m situado como mínimo a 500 m
2,5	0,2	31	Campo con muchas casas y arbolado de hasta 8 m situado como mínimo a 250 m
3	0,4	24	Pueblos, bosques y terreno accidentado y desigual
3,5	0,8	18	Ciudades con edificios altos
4	1,6	13	Grandes ciudades con edificios muy elevados

Fuente: Miguel Villarubia. Energía Eólica 2004

Según las condiciones del terreno de la zona de estudio, se aplica una longitud de rugosidad $Z_1=0,055$; entonces resolviendo la ecuación 2, se tiene:

$$\alpha = \frac{1}{\ln\left(\frac{15,25}{0,055}\right)} = 0,177$$

Aplicando la ecuación de la Ley Exponencial de Hellmann, para las condiciones antes establecidas, se determinó la velocidad del viento a corto plazo a una altura de 10 metros, que es la altura del anemómetro ubicado en la estación meteorológica de referencia. Los resultados obtenidos, se muestran para cada mes en la siguiente tabla.

Tabla 3. Valores de la velocidad del viento en AEIRNNR extrapolados a 10 m

Mes 2010-2011	Velocidad Media del viento en (m/s) a corto plazo a 3,4 m	Velocidad Media del viento en (m/s) a corto plazo a 10 m
Marzo	4.738	5.73

Abril	5.531	6.69
Mayo	3.198	3.87
Julio	3.514	4.25
Agosto	3.820	4.62
Septiembre	5.314	6.43
Octubre	6.297	7.62
Noviembre	5.868	7.10
Diciembre	4.897	5.93
Enero	4.095	4.96
Febrero	3.945	4.77
Abril	4.072	4.93

Fuente: Estación Anemométrica AEIRNNR

Debido a que el periodo de mediciones realizado en el AEIRNNR fue de un año; es decir, mediciones a corto plazo, estas mediciones se deben estimar a largo plazo. Para ello, se utilizó como medición de referencia los datos proporcionados por la estación meteorológica “M033 La Argelia” de propiedad del Instituto Ecuatoriano de Meteorología e Hidrología INAMHI, para el mismo período comprendido entre los años 2010-2011.

Para el caso de esta investigación se empleará el método proporcional ya que se tiene la velocidad a 10 metros de altura en el AEIRNNR y los datos de la estación “M033 La Argelia” a diez años a esa misma altura, que será la medición de referencia.

La ecuación para el método proporcional es la siguiente:

$$\overline{V_c} = \overline{V_1} \cdot \left(\frac{\overline{V}}{\overline{V_0}} \right) \quad \text{Ecu. 3}$$

En donde:

$\overline{V_c}$: Valor medio a largo plazo en el sitio de medición. AEIRNNR.

\bar{V}_1 : Valor medio para el período de mediciones en sitio de Medición (AEIRNNR, 2010-2011)

\bar{V}_0 : Valor medio correspondiente al mismo corto período de mediciones, en la estación de referencia. (La Argelia, 2010-2011).

\bar{V} : Valor medio correspondiente a un largo período de tiempo (más de 5 años) en la estación de referencia. (La Argelia, 1991-2001).

Resolviendo la ecuación 3, se obtuvieron los datos de la extrapolación temporal, que se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 3. Valores de velocidad del viento AEIRNNR extrapolados a 10 m, a largo plazo.

Meses 2010-2011	V1 Corto Plazo 10 metros	V0 Corto Plazo 10 metros	V Largo Plazo 10 metros	Vc (AEIRNNR) Largo Plazo 10 metros
Marzo	5.73	1.9	2.3	6.9
Abril	6.69	1.7	2.4	9.4
Mayo	3.87	1.7	2.9	6.6
Julio	4.25	2.4	4.5	8.0
Agosto	4.62	2.9	4.5	7.2
Septiembre	6.43	2.6	3.3	8.2
Octubre	7.62	2.5	2.6	7.9
Noviembre	7.10	1.9	2.3	8.6
Diciembre	5.93	1.5	2.2	8.7
Enero	4.96	1.9	2.6	6.8
Febrero	4.77	1.7	2.6	7.3
Abril	4.93	1.5	2.4	7.9
Velocidad media				7.8

Fuente: Estación Anemométrica AEIRNNR

f.1.1.2 Extrapolación espacial de los datos de la velocidad de viento del AEIRNNR a la zona de estudio.

Una de las fórmulas que realiza ambas extrapolaciones a la vez, cuando se trata de terrenos llanos y en un entorno cercano a la estación de referencia de medición (menos de 10 - 100 km) es:

$$V_z = V_{zr} \frac{\ln\left(\frac{z_0}{z_{or}}\right) \ln\left(\frac{z}{z_1}\right)}{\ln\left(\frac{z_0}{z_o}\right) \ln\left(\frac{z_r}{z_{or}}\right)} \quad \text{Ecu. 4}$$

Donde:

V_z = Es la velocidad del viento en el sitio de emplazamiento, a la altura Z

V_{zr} = Es la velocidad del viento en la estación de referencia, a la altura Z_r

Z = Altura de emplazamiento del aerogenerador.

Z_r = Altura del anemómetro con respecto al suelo en la estación de referencia.

Z_o = Altura de la rugosidad en el sitio de emplazamiento.

Z_{or} = Altura de la rugosidad superficial en la estación de referencia.

El sitio de emplazamiento es la ciudadela Julio Ordoñez y la estación de referencia es la estación meteorológica ubicada en el AEIRNNR, en este contexto, se utilizó los siguientes datos:

$$Z = 15 \text{ m}$$

$$Z_r = 10 \text{ m}$$

$$Z_o = 0,055 \text{ m}$$

$$Z_{or} = 0,03 \text{ m}$$

La siguiente tabla muestra los resultados de la extrapolación de datos de la velocidad del viento medida desde 10 m a 15 m.

Tabla 4. Valores de la velocidad del viento en la Zona de Estudio extrapolados a 10 m de altura

Meses de 2010-2011	Velocidad Media del viento (m/s) (AEIRNNR largo plazo a 10 m)	Velocidad Media del viento (m/s) Ciudadela Julio Ordoñez a largo plazo a 15 m
Marzo	6.9	7.2
Abril	9.4	9.8
Mayo	6.6	6.9
Julio	8.0	8.3
Agosto	7.2	7.5
Septiembre	8.2	8.5
Octubre	7.9	8.2
Noviembre	8.6	8.9
Diciembre	8.7	9.0
Enero	6.8	7.1
Febrero	7.3	7.6
Abril	7.9	8.2
Velocidad media		8.1

Fuente: Estación Anemométrica AEIRNNR

f.1.1.3 Determinación de los parámetros de Weibull.

Para la caracterización del viento se usa la ley de densidad de probabilidad de Weibull, que permite modelar la distribución de la velocidad de viento, es decir, facilita una expresión matemática para predecir, con una aproximación razonable, el comportamiento de la velocidad de viento a lo largo de un cierto periodo de tiempo.

Se ha comprobado experimentalmente que la velocidad de viento sigue aproximadamente una densidad de probabilidad similar a la de la figura 12, y que se ajusta bastante bien a una distribución de la función densidad de probabilidad de Weibull.

La función densidad de probabilidad $p(v)$ correspondiente a la ley de Weibull es de dos parámetros (k , c) y viene dada por la expresión:

$$p(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot \exp\left(-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right) \quad \text{Ecu. 5}$$

Donde:

$p(v)$: Probabilidad estadística de que ocurra una velocidad v .

k : Factor de forma (adimensional).

c : Factor de escala, (m/s), cuyo valor es cercano a la velocidad media.

v : Velocidad promedio anual.

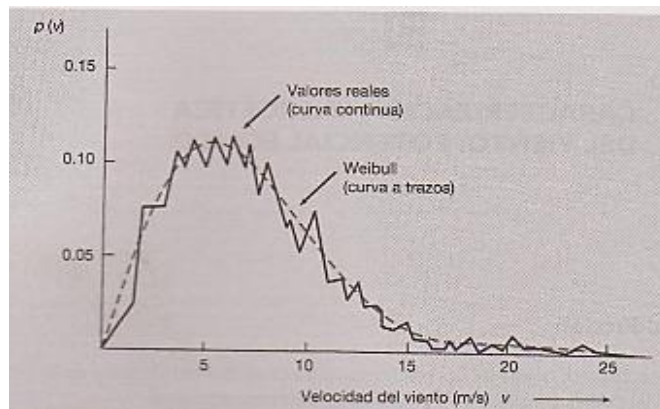


Fig.12 Función densidad de probabilidad para la velocidad del viento de un periodo.

Fuente: Miguel Villarubia, Energía Eólica

Para determinar los parámetros de k y c , para el sitio de estudio, se empleó el método de variabilidad del viento, que se emplea cuando no se posee de una medición en el lugar en donde se va instalar el aerogenerador. Éste método permite una solución aproximada de la velocidad del viento.

Se establecen tres tipos de mediciones entre k y la velocidad media anual, en función del tipo de varianza o índice de variabilidad, así se tiene:

Para una variabilidad pequeña:

$$k = 1,05 \cdot \sqrt{\bar{v}} \quad \text{Ecu. 6}$$

Para una variabilidad mediana:

$$k = 0,94 \cdot \sqrt{\bar{v}} \quad \text{Ecu. 7}$$

Para una variabilidad alta:

$$k = 0,73 \cdot \sqrt{\bar{v}} \quad \text{Ecu. 8}$$

Debido a que la variabilidad del viento en la región sur del Ecuador es mediana, según el CONELEC, [2] para determinar el parámetro k se utilizó la ecuación 7, así se tiene:

$$k = 0,94 \cdot \sqrt{\bar{v}}$$

Mientras que el parámetro c , se determinó mediante la siguiente expresión:

$$c = \left(\frac{\bar{v}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \right) \quad \text{Ecu. 9}$$

En donde:

\bar{v} : Velocidad media

$\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)$: Función Gamma evaluada en $1 + \frac{1}{k}$

Los valores de los parámetros k y c se encuentran resumidos en la siguiente tabla para una altura de 15 metros.

Tabla 5. Parámetros de Weibull a 15 m de altura

Mes 2010-2011	Velocidad Media del viento (m/s) Ciudadela Julio Ordoñez a largo plazo a 15 m	Parámetros de Weibull	
		k	c
Marzo	7.2	2.52	8.10
Abril	9.8	2.95	10.96
Mayo	6.9	2.46	7.77
Julio	8.3	2.71	6.06
Agosto	7.5	2.57	8.44
Septiembre	8.5	2.74	9.54
Octubre	8.2	2.70	9.22
Noviembre	8.9	2.81	9.98
Diciembre	9.0	2.83	9.95
Enero	7.1	2.50	8.00
Febrero	7.6	2.59	8.55
Abril	8.2	2.69	9.22

Fuente: Estación Anemométrica AEIRNNR

f.1.1.4 Determinación del potencial eólico disponible en la ciudadela Julio Ordoñez.

Una masa de aire m , con velocidad v , posee una energía cinética E_c , que viene dada por:

$$E_c = \frac{1}{2} m \cdot v^2 \quad \text{Ecu. 10}$$

El caudal másico de aire (\dot{m}) de densidad (ρ) que fluye a través de una superficie de área (A) perpendicular a la dirección del flujo, viene dado por la ecuación de la mecánica de fluidos:

$$\dot{m} = \rho \cdot A \cdot v \quad \text{Ecu.11}$$

La potencia disponible (Pd) asociada al caudal de aire que atraviesa dicha sección es:

$$P_d = \frac{1}{2} \dot{m} \cdot v^2 = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v^3 \quad \text{Ecu.12}$$

La expresión anterior indica que la potencia eólica disponible es proporcional a la densidad del aire, al área expuesta perpendicularmente al flujo de viento y al cubo de la velocidad del mismo. También se define la densidad de potencia o potencia por unidad de área (Pd/A) como:

$$\frac{P_d}{A} = \frac{1}{2} \rho \cdot v^3 \quad \text{Ecu. 13}$$

De la expresión anterior, se puede concluir lo siguiente:

- Que la potencia eólica disponible es proporcional a la densidad del aire.
- También lo es al área expuesta perpendicularmente al flujo de viento, así como también, al cubo de la velocidad del mismo.
- Uno de los aspectos determinantes en la potencia disponible es la velocidad ya que la misma crece al cubo, esto indica que mientras mayor sea la velocidad, la potencia se incrementará al cubo.
- Es la máxima potencia que podríamos extraer del viento si pudiésemos convertir toda su energía cinética en energía útil; es decir, realizar un ciclo de conversión de energía ideal. Es conversión ideal ya que el Teorema o Límite de Betz, expresa que la potencia máxima que teóricamente puede ser aprovechada de un flujo de viento es tan solo un 59.3% de la potencia disponible en el mismo. A esto se suman las

pérdidas por rozamiento aerodinámico y mecánico, así como las pérdidas eléctricas.(1)

Para el cálculo del potencial eólico en la zona de estudio se consideró la variabilidad de la velocidad. En tal sentido la potencia eólica se determinó a través de la siguiente expresión:

$$\frac{\langle Pd \rangle}{A} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot Fe \cdot \langle v \rangle^3 \quad \text{Ecu. 14}$$

Donde:

$\langle v \rangle$: Velocidad media del viento en m/s.

ρ : Densidad de aire es: $\rho = 1,225 \left(\frac{288}{t+273} \right) e^{-\left(\frac{h}{8435} \right)} \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3}$, en donde la altura es de 2100 msnm y 16°C la temperatura media anual de la zona de estudio.

$$\rho = 1,225 \left(\frac{288}{17+273} \right) e^{-\left(\frac{2100}{8435} \right)} = 0,96 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3} \quad \text{Ecu.15}$$

Fe: Factor de energía o factor de irregularidad, y admitiendo para el viento una distribución de velocidades según la ley de Weibull, el factor Fe, viene dado por la expresión:

$$Fe = \frac{\langle v^3 \rangle}{\langle v \rangle^3} = \frac{\Gamma\left(1+\frac{3}{k}\right)}{\Gamma^3\left(1+\frac{1}{k}\right)} \quad \text{Ecu.16}$$

Con los valores mostrados en la tabla 5, se calculó la potencia eólica en la zona de estudio, los cuales se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 6. Potencia eólica disponible en zona de estudio a 15 m de altura

Mes	Velocidad Media del viento (m/s)	Parámetro k	Factor de potencia eólica (Fe)	Potencia eólica disponible (P/A) W/m ²
2010-2011	Ciudadela Julio Ordoñez a largo plazo a 15 m			
Marzo	7.2	2.52	1.565	293.75
Abril	9.8	2.95	1.408	667.17

Mayo	6.9	2.46	1.585	256.50
Julio	8.3	2.71	1.483	422.07
Agosto	7.5	2.57	1.537	318.50
Septiembre	8.5	2.74	1.475	450.94
Octubre	8.2	2.70	1.468	410.92
Noviembre	8.9	2.81	1.429	510.27
Diciembre	9.0	2.83	1.418	524.69
Enero	7.1	2.50	1.571	276.28
Febrero	7.6	2.59	1.529	333.89
Abril	8.2	2.69	1.469	405.50
Promedio	8.1	2.67	1.4947	405.87

Fuente: Estación Anemométrica AEIRNNR

En la tabla 6, se evidencia que el mes de mayo, es el que dispone de menor potencia eólica por unidad de área. De los resultados obtenidos se puede concluir, que la potencia eólica disponible en la zona de estudio, se puede clasificar como “moderado” debido a que el promedio del potencial se encuentra entre el rango de 400-500 W/m², como se muestra en la tabla siguiente:

Tabla 7. Escala del potencial eólico para valores medio anuales.

Velocidad (m/s)	Densidad de potencia (W/m ²)
Menor de 5	0 - 200 Muy pobre
5.0 – 5.6	200 – 300 Pobre
5.6 – 6.2	300 - 400 Marginal
6.2 – 6.8	400 - 500 Moderado
6.8 – 7.5	500 -600 Bueno
7.5 – 8.2	600 - 800 Excelente
Más de 8,2	Más de 800 Excepcional

Fuente: Miguel Villarubia, Energía Eólica

f.2. Estimación de la demanda de consumo de energía eléctrica.

La demanda de energía se establece a partir del levantamiento de los equipos electrodomésticos de la vivienda objeto de estudio, como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 8. Descripción y cantidad de electrodomésticos

ELECTRODOMÉSTICO	CANTIDAD	h/día
Focos Ahorradores 20W	2	3
Focos Ahorradores 18W	3	3
Computadora Portátil	1	2
Televisor	1	3
Equipo de sonido	1	0.5
Teléfono Inalámbrico	1	3
Refrigerador	1	3,5
Licadora	1	0.25
Plancha	1	0.25
Promedio de horas de uso al día.		2.1

Fuente: Vivienda Objeto de Estudio

Una vez establecidos los equipos que dispone la vivienda en estudio, se procedió a realizar un cálculo del consumo de energía eléctrica de los mismos. Además, se estimó las horas de uso de los mismos durante un día con lo que se estableció el consumo diario para estimar el consumo anual en el lugar de estudio a partir de los equipos existentes en la vivienda.

Tabla 9. Demanda del lugar en estudio

N°	APARATOS ELÉCTRICOS Y ALUMBRADO			CI (W)	FFUn (%)	CIR (W)	FSn (%)	DMU (W)
	DESCRIPCIÓN	CANT	Pn (W)					
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Foco Ahorrador	2	20	40	90	36	50	18
2	Foco Ahorrador	3	18	54	90	48.6	60	29.16

3	Comput. Portátil	1	100	150	90	90.0	50	45.0
4	Televisor	1	50	50	95	47.5	60	28.5
5	Equipo de sonido	1	100	100	85	85.0	50	42.5
6	Teléf. Inalámbrico	1	10	10	85	8.5	30	2.55
7	Refrigerador	1	300	300	90	270	70	189
8	Licuada	1	400	400	85	340	30	102
9	Plancha	1	1500	1500	80	1200	20	240
TOTAL		12	2498	2554		2126.8		696.71

Fuente: Vivienda Objeto de Estudio

Continuando, se multiplica la **Demanda Máxima Unitaria (DMU)** por el factor de potencia de la empresa eléctrica (EERSSA) para consumo residencial:

$$DMU (kVA) = DMU (W) / FP \quad \text{Ecu.17}$$

$$DMU = 696.71 \div 0.92 = 757.29 = \mathbf{0.76 kVA}$$

Calculando el **Promedio residencial (Pr)** con la formula: $(1+Ti/100)^{10}$ Ecu.18

Donde: Ti (%) = Taza de incremento de artefactos eléctricos = 3.00

$$(1+Ti/100)^{10} = (1+3/100)^{10} = 1.34$$

Por lo tanto calculando la **Demanda Máxima Unitaria promedio (DMUp)**:

$$DMUp = DMU \times Pr = 0.76 \times 1.34 = \mathbf{1.02kVA}$$

Por lo tanto el Consumo Promedio de Energía Eléctrica (CEU) de la vivienda por día es de:

$$CEU = DMUp (kVA) * h/día \quad \text{Ecu.19}$$

$$CEU = 1.02kVA * 2.1h/día = 2.142 kWh/día.$$

En este contexto, la demanda energética a satisfacer en lugar de estudio por el aerogenerador en el año DET, se establece por:

$$DET = CEU * 365 \quad \text{Ecu.20}$$

$$DET = 2.142 kWh/día * 365 = 781.83 kWh/año$$

f.3. Diseño de las partes fundamentales del aerogenerador

Al momento de realizar la fabricación de cualquier equipo o máquina se necesita conocer primeramente la máquina, su funcionamiento y especialmente las partes que lo componen y el papel que juega cada una. Una vez conocida sus partes componentes se puede entrar a analizar cómo se fabrican esas partes y el montaje de la misma. En este capítulo, se abordará primeramente la tecnología de los pequeños aerogeneradores, sus subsistemas y las partes que los componen para después diseñar y seleccionar sus partes fundamentales.

f.3.1 Los pequeños sistemas de producción de electricidad con energía eólica

Se conoce como pequeño sistema de producción de electricidad con energía eólica, a aquellos sistemas energéticos que emplean aerogeneradores con potencia menor de 100 kW. Este valor límite de 100 kW no es rígido. Otros autores lo toman como 50, otros como 10; en conclusión podemos decir, que esta la clasificación cual es la potencia de los pequeños aerogeneradores problema no acordado.

Existen diferentes configuraciones que permiten la aplicación de los sistemas de producción de electricidad con energía eólica de pequeña potencia se pueden ver seguidamente:

a) Conectados a la red eléctrica de distribución.

b) Aislados de la red eléctrica: son sistemas aislados o autónomos, en general, son de pequeña potencia y utilizan microturbinas. Estos sistemas no incorporan ningún sistema de apoyo auxiliar (red, grupo, diesel, sistema fotovoltaico, entre otros.).

Un aerogenerador está constituido por partes fundamentales las cuales son las siguientes:

El rotor: el rotor es el corazón de una turbina eólica. Es todo el conjunto de elementos de la turbina eólica que gira por delante y fuera de la góndola. Los dos subcomponentes básicos

son el conjunto de alabes y el buje. El rotor más adecuado para producir energía eléctrica es el rotor tipo hélice. El rotor convierte la energía del viento en rotación por lo tanto es el motor.

Los Alabes: conocidos también como aspas o palas, los alabes son una parte imprescindible y fundamental en una turbina eólica. Realizan varias tareas y deben resistir grandes cargas. Los alabes toman la energía del viento. El perfil aerodinámico del alabes es similar al perfil del ala de un avión. Los alabes emplean el mismo principio de la fuerza de empuje que actúa por la parte de abajo del ala. El aire produce una sobrepresión en la parte inferior y un vacío en la parte superior. Esta provoca una fuerza de empuje que hace que el rotor rote.

El Bujes: el buje es el componente del rotor que une las palas con el sistema de rotación. El buje es el centro del rotor y al cual se fijan los alabes. El buje se fabrica de hierro fundido o acero fundido.

Generador eléctrico: la mayoría de los modelos existentes emplean conexión directa entre el rotor y el generador eléctrico, o sea, no poseen caja multiplicadora, aunque no están ausentes en la totalidad de los modelos. La tendencia más generalizada en los pequeños aerogeneradores es la utilización de generadores síncronos de imanes permanentes (PMG) en todo el rango de potencias existente.

Sistema de orientación: todos los aerogeneradores de eje horizontal tienen un cojinete alrededor del cual gira y se coloca de frente al viento. A la línea vertical que pasa por este cojinete se le conoce como eje de orientación. Debido a las pequeñas dimensiones, los pequeños aerogeneradores no tienen espacio para instalar los mecanismos de transmisión y los motores eléctricos que orientan al rotor de frente al viento, presentes en los grandes aerogeneradores. Por esto, el sistema de orientación de estos pequeños aerogeneradores, es por veleta de cola, excepto en los modelos a sotavento (o de espalda al viento), que no la necesitan. Aparecen las veletas tanto de forma recta horizontal, como elevada con respecto al eje de rotación del rotor.

Sistema de frenado: reconocer que se necesita un sistema que detenga el aerogenerador no es prudente. El aerogenerador debe estar diseñado para que trabaje todo el tiempo mientras el viento sea capaz de moverlo.

Torre: las torres más encontradas son las autoportantes y las atirantadas o con tensores, las tubulares y las de celosía. Los tensores son generalmente indeseables por ser vulnerables a accidentes y daños; además, no son agradables a la vista. Las torres autoportantes son las más preferidas, pero están sometidas a mayores tensiones, son más pesadas y más caras que las atirantadas.

f.3.2 Cálculo de diámetro del rotor del aerogenerador.

A continuación, se va a emplear una metodología que permitió estimar el diámetro del aerogenerador que ha de tener, para producir la energía anual en el lugar de estudio bajo las condiciones de viento establecidas en los capítulos anteriores.

El área de barrido (A) viene dado por la siguiente expresión:

$$A = \frac{2 \cdot (P)}{\eta_{EST} \cdot \rho \cdot v^3} = \frac{2(DET)}{\eta_{EST} \cdot kt \cdot T \cdot \rho \cdot v^3} \quad \text{Ecu.21}$$

En donde:

DET: Energía eléctrica anual demandada.

ρ : Densidad del aire en.

v: Velocidad media eficaz.

η_{EST} : Rendimiento global estacional (anual) del aerogenerador.

T: Periodo de tiempo del análisis, en este caso T=8760 horas.

kt: Coeficiente de corrección total.

Para determinar el coeficiente de corrección total k_t , se utiliza la siguiente expresión.

$$K_t = K_d \cdot K_c \cdot K_i \cdot K_a \cdot K_p \cdot K_u \quad \text{Ecu.22}$$

En donde:

K_c : Factor de comportamiento, este factor considera las pérdidas de comportamiento aerodinámico de las palas del rotor por la acción de la suciedad, lluvia, hielo, entre otros.

K_i : Factor por interferencia de obstáculos u otros aerogeneradores, este factor tiene en cuenta las pérdidas de energías del aerogenerador por la presencia de estela o interferencias de otros aerogeneradores u obstáculos.

K_a : Factor de disponibilidad, considera el tiempo en durante el cual el aerogenerador no estará operativo, por fallas o por aplicación del mantenimiento.

K_p : Factor de pérdidas de interconexión a la red, estipula las pérdidas en la línea y equipos de interconexión con la red.

K_u : Se aplica en aquellos casos en que la potencia o capacidad eléctrica total del parque eólico tiene un elevado factor de penetración en el sistema eléctrico.

k_d : Factor corrección de la densidad del aire. Se considera debido al hecho de que la curva de potencia sobre la que se basa el cálculo de la energía corresponde a condiciones de densidad estándar.

Mediante la siguiente expresión permite corregir el valor de la densidad para el lugar de estudio.

$$K_d = \left(\frac{288}{t+273} \right) e^{-\frac{h}{8435}} \quad \text{Ecu.23}$$

En donde:

h : Altura del lugar sobre el nivel del mar del de estudio.

t: Temperatura media anual del lugar (°C).

La altura sobre el nivel del mar en el sitio de estudio es de 2100 m y la temperatura promedio anual es de 17°C. Bajo estas condiciones el factor de corrección por densidad del aire es:

$$Kd = \left(\frac{288}{17+273} \right) e^{-\frac{2100m}{8435}} = 0.77$$

Por otra parte, se asume que la multiplicación de los factores restantes es aproximadamente 0,9 (4) (Criterio tomado de la fuente “Energía Eólica. Miguel Villarubia”), por lo tanto:

La ecuación 19, finalmente queda de la siguiente forma:

$$Kt = Kd \cdot Kc \cdot Ki \cdot Ka \cdot Kp \cdot Ku = Kd \cdot 0.9 = 0,77 \cdot 0.9 = 0.69$$

La velocidad media del viento y el factor de potencia eólico para la zona y el periodo de estudio se muestran en la tabla 6, los resultados son $v = 8.1$ y $Fe = 1.4947$. La energía eléctrica anual demandada DET para el caso en estudio se estimó en 781.83 kWh/año. Además, el rendimiento global estacional se puede seleccionar entre 0,2 y 0,3 (para el diseño en estos casos se aconseja el menor valor permitido), para este caso se seleccionó 0,2 sustituyendo estos valores en la ecuación 21, se estimó el área del rotor del aerogenerador:

$$A = \frac{2 (781.83)}{0.20 \cdot 0.69 \cdot 8760 \cdot 0,00096 \cdot (8.1)^3} = 2.54m^2$$

Mientras que el diámetro es:

$$D = \sqrt{\frac{4 \times A}{\pi}} = \sqrt{\frac{4 \times 2.54}{\pi}} = 1.79 \text{ m} \approx 1.8 \text{ m} \quad \text{Ecu.24}$$

Por lo tanto el radio del rotor es de:

$$R = \frac{D}{2} = \frac{1.8}{2} = 0.9 \text{ m} \quad \text{Ecu.25}$$

f.3.3 Cálculo de la potencia nominal del aerogenerador

La potencia nominal del aerogenerador viene dada por la siguiente expresión:

$$P_n = C_p \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_n^3 \right) \quad \text{Ecu.26}$$

Donde:

P_n : Potencia nominal de aerogenerador

C_p : Valor que adopta el coeficiente potencia de la máquina eólica.

v_n : Velocidad nominal.

Para establecer el valor de C_p se recomienda establecer el mismo entre 0,15 y 0,25; para este caso se estableció un valor medio de 0,19 debido a que este valor es aconsejable para generadores rápidos de baja potencia (4) (según Energía eólica. Miguel Villarubia). Además, se empleó el criterio práctico de considerar la velocidad nominal v_n un 50% superior a la velocidad media anual para evitar que el aerogenerador sufra desperfectos por ráfagas de aire sorprendidas, (4) así se tiene:

$$v_n = 1.5 \cdot (v) \quad \text{Ecu.27}$$

Por lo tanto, la velocidad nominal es:

$$v_n = 1.5 \cdot (8.1) = 12.15 \frac{m}{s}$$

Bajo estas condiciones la potencia nominal es:

$$P_n = C_p \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_n^3 \right) = 0.19 \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot 0.96 \cdot 2.54 \cdot (12.15)^3 \right) = 415.49W = 500W$$

La selección del generador es uno de los aspectos más importantes, debido a que no existen muchos fabricantes de los mismos, dado que las empresas dedicadas a la construcción de turbinas eólicas elaboran sus propios generadores. En tal sentido, se seleccionó un **Generador Síncrono** de imanes permanentes que cumpliera con los requisitos del diseño y que se pueda encontrar en el mercado. Debido a que para aerogeneradores pequeños (microturbinas eólicas de hasta 3kW) es más frecuente el generador síncrono de polos magnéticos formados por imanes permanentes, dado que no requiere su interconexión con la red para obtener de la misma la energía reactiva necesaria para su funcionamiento, es decir, funciona en isla, además de trabajar con un coeficiente de potencia bastante bajo, casos que no ocurren en el generador asíncrono. (4) (según Energía Eólica. Miguel Villarubia). En la tabla 10 se presentan las principales características del generador.

Tabla 10. Generador de imanes permanentes de 1500 W

Características	Especificaciones
Modelo:	FD500
Potencia nominal:	500 W
Potencia máxima:	600 W
Voltaje:	12/24/ 120 VCA
Peso:	33 kg
Velocidad nominal:	450 rpm
Carcasa	de aluminio

Fuente: www.proviento.com.ec

Por lo tanto para el número de polos del generador se calcula con la fórmula de la velocidad de sincronismo (4) (según Energía eólica. Miguel Villarubia):

$$n_s = \frac{120f}{p} \quad \text{Ecu.28}$$

Donde:

n_s = Velocidad de sincronismo (450rpm)

f = Frecuencia eléctrica (60 Hz en América y 50Hz en Europa)

p = Número de polos de la máquina síncrona

$$p = \frac{120f}{n_s} = \frac{120 \times 60}{450rpm} = 16 \text{ Polos} = 8 \text{ Pares de Polos}$$

f.3.4 Cálculo de los álabes del aerogenerador

Para el diseño de los álabes de un aerogenerador, interviene una serie de parámetros los cuales permitirán dar forma al perfil de los mismos, uno de ellos es la relación de velocidad específica o periférica TSR, Tip-Speed-Ratio λ , es un término que sustituye al número de revoluciones por minuto n del rotor; sirve para comparar el funcionamiento de máquinas eólicas diferentes, por lo que también se le suele denominar velocidad específica. El TSR indica que la periferia de la pala circula a una velocidad TSR veces mayor que la velocidad del viento.

$$\lambda = \frac{\mu}{v} = \frac{\Omega \cdot R}{v} = \frac{2 \cdot \pi \cdot n \cdot R}{60 \cdot v} \quad \text{Ecu. 29}$$

Donde:

μ : Velocidad lineal del extremo de la pala del rotor del generador (m/s)

Ω : Velocidad de rotación de las palas del rotor del generador (rad/s)

n : Velocidad de rotación de las palas del rotor de generador.

R : Radio de la circunferencia de barrido por el rotor

v : Velocidad nominal

La velocidad específica λ está también relacionado con el coeficiente de potencia C_p y el coeficiente de momento C_m , como se puede observar en la figura 13.

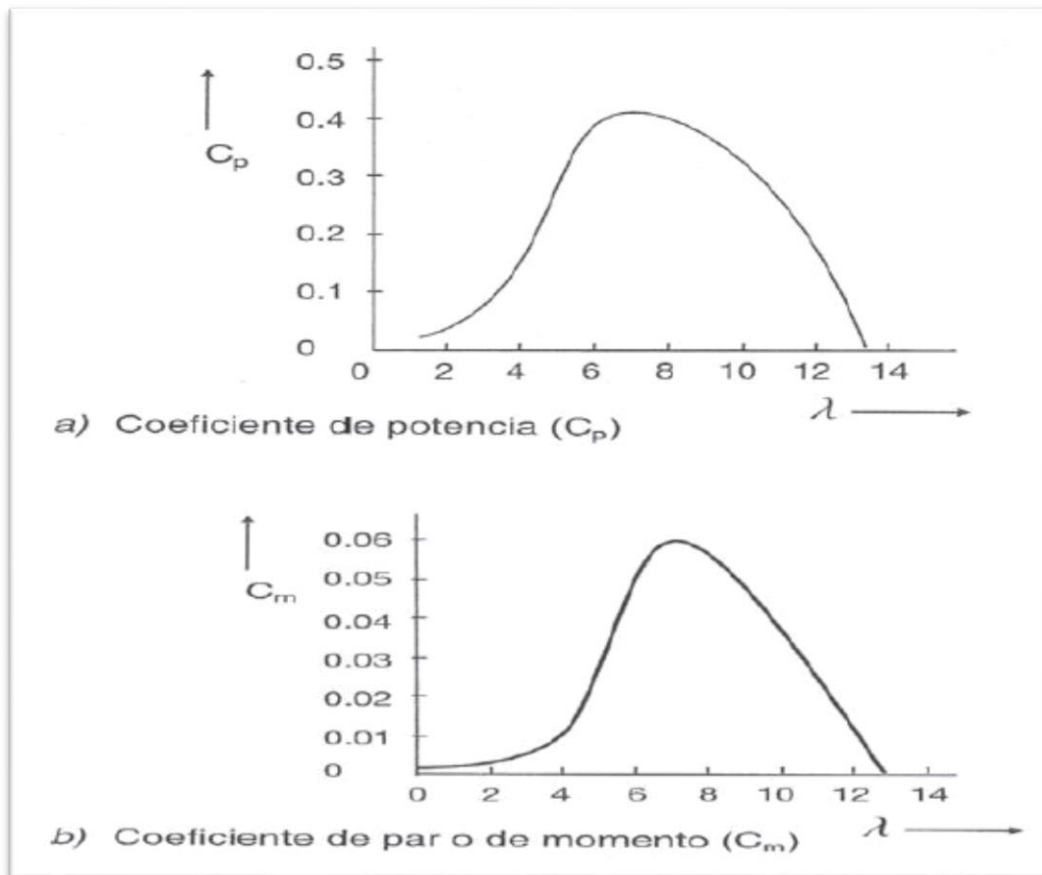


Fig.13 Variación de los coeficientes (C_p) y (C_m) en función de la velocidad específica (λ) para un aerogenerador rápido de eje horizontal (tripala).

Fuente: Miguel Villarrubia (2004).

Partiendo del hecho de λ que existe una relación entre los coeficientes de potencia (C_p) y del par (C_m), viene dada por la siguiente expresión:

$$C_p = \lambda \cdot C_m \quad \text{Ecu. 30}$$

$C_m = 0,0055$ (4) (Por tabla según Energía Eólica. Miguel Villarubia 2004).

El coeficiente de potencia C_p es función de la velocidad específica o “tip speed ratio” λ , y dado que se conoce la velocidad de rotación que debe de tener las palas; es decir, que las palas deben girar a las mismas revoluciones del generador seleccionado. Por lo tanto, para este diseño la velocidad de rotación es 450 r.p.m. Por consiguiente, para este diseño el valor de la velocidad específica λ , es de:

$$\lambda = \frac{2 \cdot \pi \cdot 450 \cdot 0.9}{60 \cdot 12.15} = 3.49 \approx 3.5$$

Para determinar la aerodinámica de los álabes de la turbina eólica, se utilizó el programa WIND TURBINE BLADE CALCULATOR, cuyo proceso para la selección del perfil es iterativo, ya que una vez establecidos los parámetros de entrada se van modificando hasta encontrar la geometría óptima para estas condiciones del viento en la zona de estudio. Para el caso de un aerogenerador de tres alabes o palas.

El programa requiere valores de entrada como:

- Coeficiente de sustentación(C_l)
- Número de palas.
- TSR.
- Eficiencia de las palas.(ξ)
- Radio de las palas.
- Velocidad nominal de viento.
- Angulo de ataque (α)

Para este caso en particular se busca tener un coeficiente de sustentación alto (C_l) y un bajo coeficiente de arrastre (C_a). Una recomendación es que la relación C_l/C_D coeficiente de

sustentación C_l sobre coeficiente de resistencia C_D (C_l/C_D), debe ser lo más alta posible dentro de un rango de valores de 20-100 (3), los coeficientes anteriores son buscados y analizados en graficas polares, resultando ser para el perfil seleccionado NACA 2410 (11) (figura 14), los valores de $C_L=0.85$ y $C_D=0.0086$ con un ángulo de ataque (α) correspondiente a 6° como se observa en la figura 15, la relación existente entre C_L/C_D es:

$$\frac{C_l}{C_D} = \frac{0.85}{0.0086} = 98.83$$

Ecu. 31

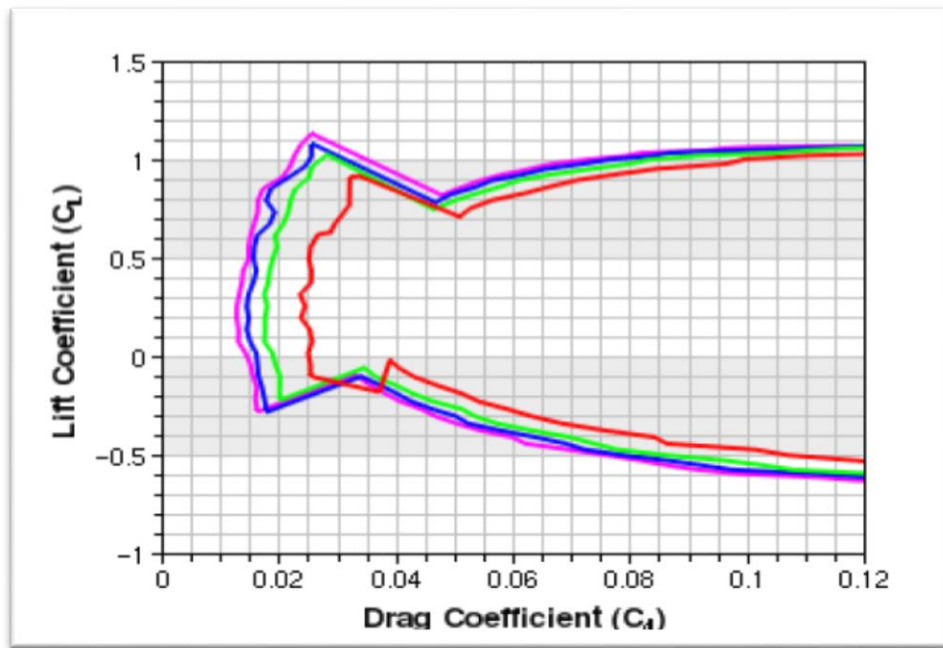


Fig.14 Perfil Polar NACA 2410

Fuente: R.T. Griffiths, "The effect of aerofoil characteristics on windmill performance", Aeronautical Journal

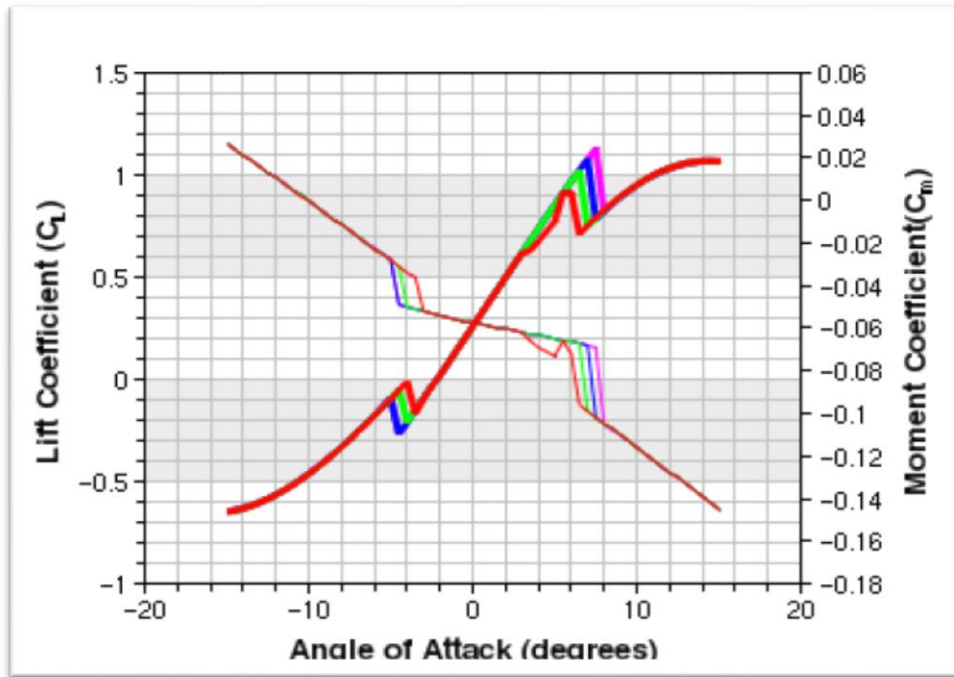


Fig.15 Grafica de Angulo de Ataque (α) contra Coeficiente de Sustentación (C_L)

Fuente: R.T. Griffiths, "The effect of aerofoil characteristics on windmill performance", Aeronautical Journal

Los resultados obtenidos en el programa para la pala seleccionada se muestran en la siguiente figura:

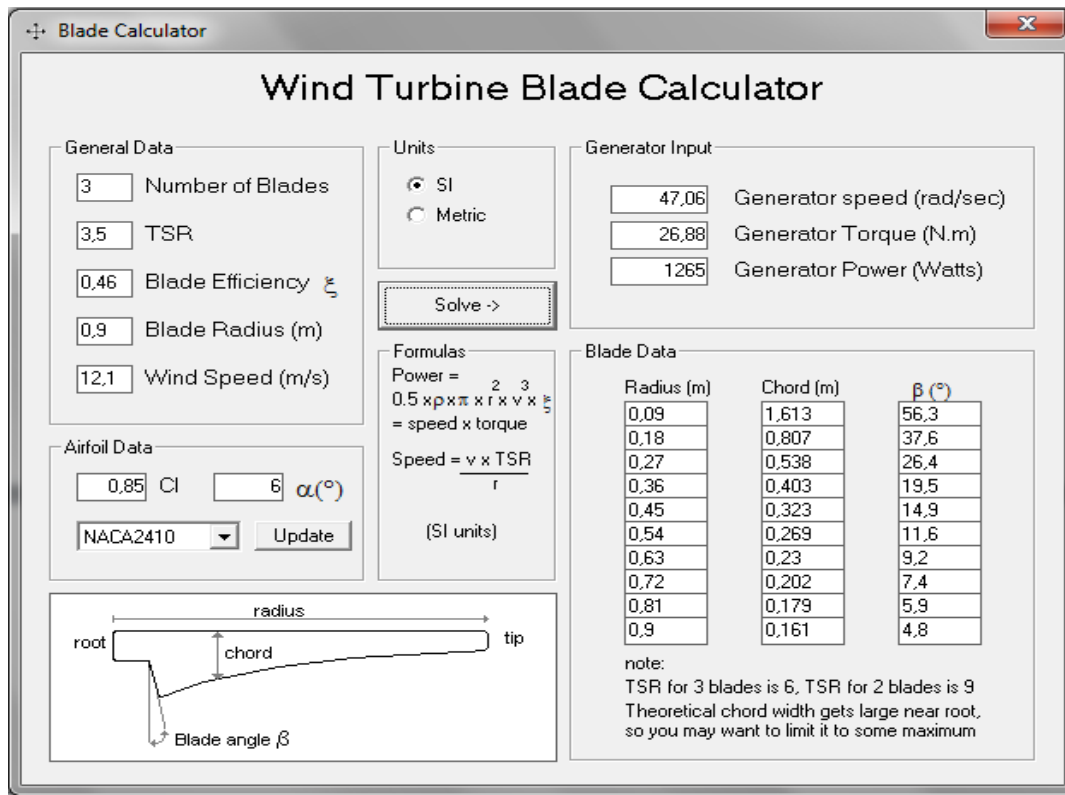


Fig.16 Resultado de selección del alabe del aerogenerador.

Fuente: R.T. Griffiths

Con el objetivo de contrastar los resultados obtenidos en el programa, se calculó la cuerda promedio (L_{rpm}), la cual es solamente una guía para futuros cálculos como la solidez y el área total de los alabes, se determina a partir de:

$$L_{rpm} = \frac{R \cdot SP}{Cl \cdot Z} \quad \text{Ecu.32}$$

Donde:

L_{rpm} : Cuerda promedio (m).

SP: Parámetro de forma.

Z: Número de álabes.

Para obtener el parámetro de forma (SP) que está en función de “Speed Ratio” SR, se utiliza la figura 17.

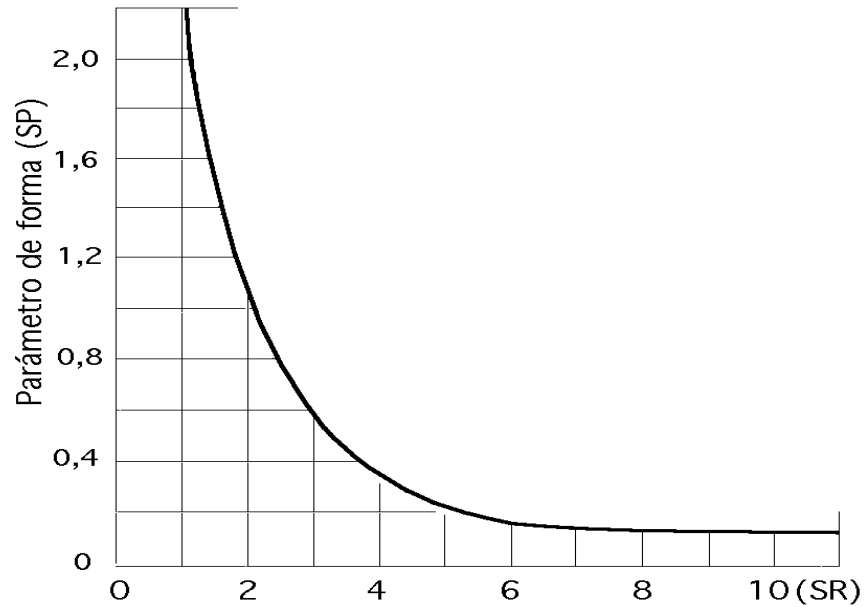


Fig.17 Parámetro de Forma en Función de “Speed Ratio” (SR)

Fuente: R.T. Griffiths

El “speed ratio” (SR), es muy similar al TSR, con la diferencia de que este se da a lo largo del radio del alabe, por lo que se hace un cálculo para varias secciones del mismo. Este se utiliza para la determinación del ángulo de aparente del viento (θ). En este cálculo entran las variables TSR, R y la sección a analizar, que es el radio a lo largo del alabe.

$$SR = \frac{TSR \cdot r}{R} \quad \text{Ecu.33}$$

Resolviendo:

$$SR = \frac{3.5 \cdot 0.9}{0.9} = 3.5$$

Con este valor de SR= 3.5, encontramos en la figura 17 el valor de SP=0.58 y resolvemos la ecuación 32.

$$Lrpm = \frac{R \cdot SP}{Cl \cdot Z} = \frac{0.9 \cdot 0.58}{0.85 \cdot 3} = 0.20 \text{ m}$$

La solidez (Ω) es la relación que existe entre el área de barrido (A) y el área total de los alabes (A_{alb}) a diseñar, este es un parámetro de identificación del aerogenerador, la solidez se determina según la siguiente expresión:

$$\Omega = \frac{z \cdot Lrpm}{\pi \cdot R} \quad \text{Ecu.34}$$

Resolviendo tenemos:

$$\Omega = \frac{3 \cdot 0.20}{\pi \cdot 0.9} = 0.22$$

Para el área total de los alabes se realizan los siguientes cálculos:

$$A_{alb} = \Omega \cdot A \quad \text{Ecu.35}$$

Resolviendo se tiene:

$$A_{alb} = 0.22 \cdot 2.54 = 0.56 \text{ m}^2$$

$$A_{ca} = \frac{A_{alb}}{z} = \frac{0.56}{3} = 0.19 \text{ m}^2$$

El perfil del álabe seleccionado se muestra en la figura 18, la sección del mismo se observa en la figura 19.

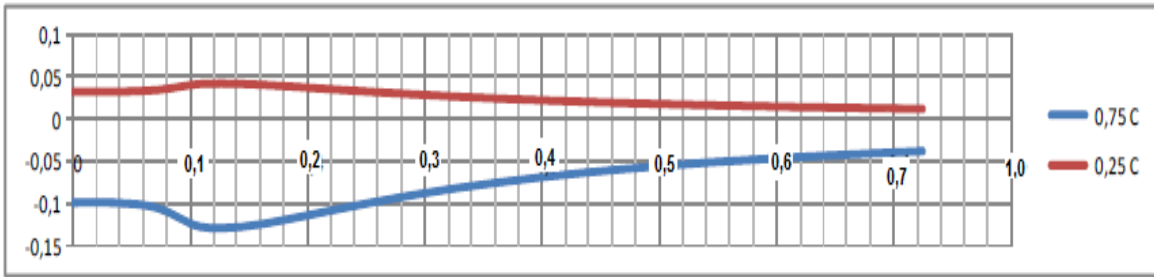


Fig.18 Perfil de álabes seleccionados

Fuente: R.T. Griffiths

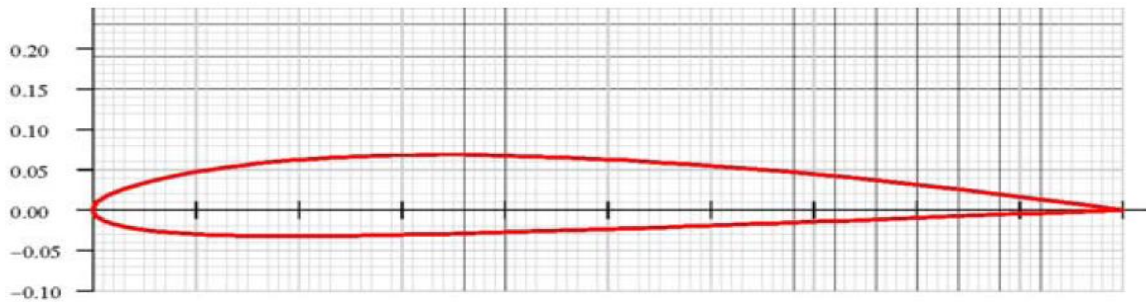


Fig.19 Sección perfil NACA 2410.

Fuente: R.T. Griffiths

f.3.5 Cálculo del árbol del rotor del aerogenerador.

El árbol del rotor sostiene al elemento giratorio (rotor) y transmite el momento torsor que proviene del rotor, por lo que está cargado por los esfuerzos tangenciales generados por estos momentos torsores. El árbol además está cargado por momentos flectores por lo que también soporta esfuerzos normales. A continuación, se muestra un esquema de las partes constitutivas del aerogenerador.

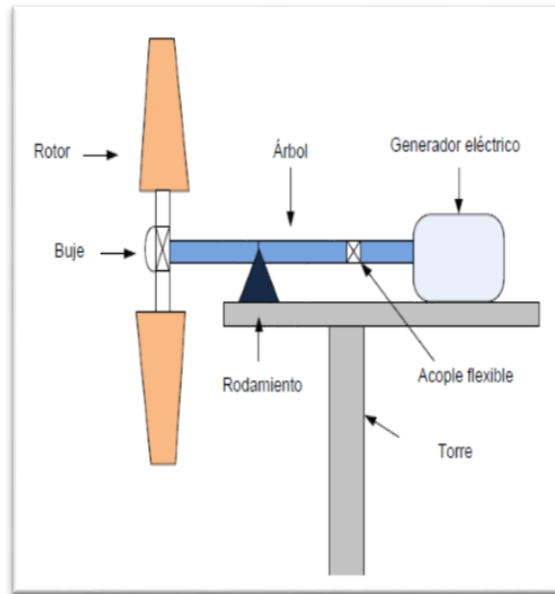


Fig.20 Partes componentes del aerogenerador

Fuente: Esquema del Aerogenerador

En lo referente al buje, este ocupa la parte central del rotor y se determina por la siguiente expresión:

$$r_{buj e} = \frac{5}{64} \cdot D \cdot k \quad \text{Ecu.36}$$

k: Factor de seguridad = 0.5 - 1.0 = 0.75 (2) (Valor recomendado según el criterio de: “Valor medio del factor de seguridad, para Microturbinas (P< 3kW)”. Energía Eólica. Miguel Villarubia)

Resolviendo se tiene:

$$r_{buj e} = \frac{5}{64} \cdot 1.8 \cdot 0.75 = 0.11 \text{ m}$$

Diámetro del buje = 0.22 m

A continuación se muestra las dimensiones del buje del aerogenerador.

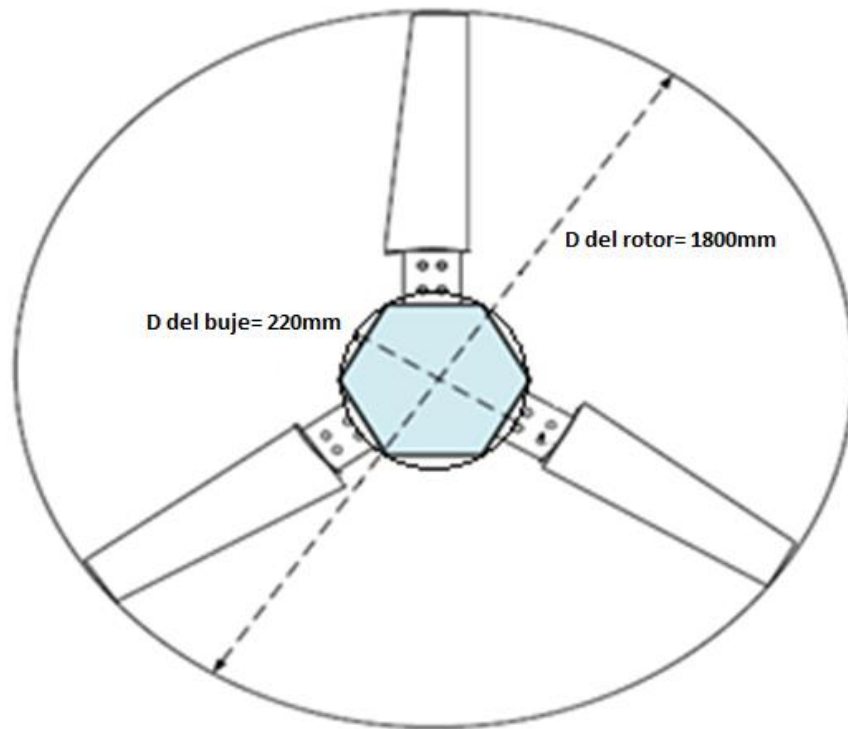


Fig.21 Diámetro del buje
Fuente: Dimensiones del Rotor

Para el diseño del eje, se considero las fuerzas o cargas que actúan en el mismo las cuales son las siguientes y se muestran en la figura 22.

- La fuerza de empuje (P_w)
- M_w : es el momento flector debido a fuerza de empuje P_w .
- El momento giroscopio M_z .
- Momento flector M_p debido al peso de las palas.
- Momento torsor M_0 .

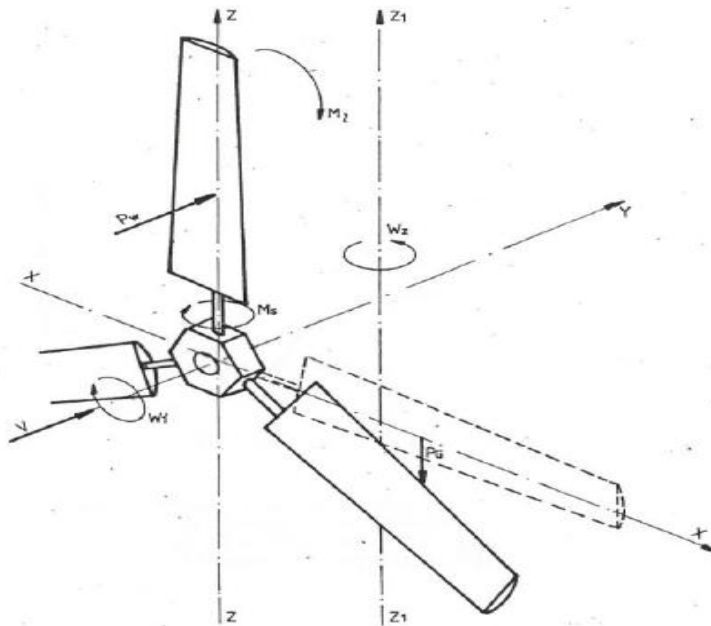


Fig.22 Esquema de fuerzas o de cargas.

Fuente: Esquema de Fuerzas

La acción de estas cargas genera efectos distintos en la pala, como de flexión y torsión. Estos efectos se analizan a continuación.

a) Flexión de la pala en el plano Y-Z debido a la fuerza de empuje (P_w) del viento, que actúa paralela al eje de rotación del rotor.

La fuerza de empuje (P_w) del viento viene dada por la siguiente expresión:

$$P_w = C_w \cdot \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot \frac{\rho \cdot v^2}{2} \quad \text{Ecu.37}$$

C_w = coeficiente de fuerza aprovechable debido a pérdidas = 0,67 (**Criterio según Energía Eólica. Miguel Villarubia**)

Resolviendo tenemos:
$$P_w = 0,67 \cdot \frac{\pi \times 1,8^2}{4} \cdot \frac{0,96 \times 12,15^2}{2} = 120,8N$$

El momento flector se calcula mediante la siguiente expresión:

$$M_w = P_w \cdot a_o = P_w \cdot (a - r_o) \quad \text{Ecu.38}$$

En donde:

M_w : Es el momento flector debido a fuerza de empuje P_w .

a : Es la distancia medida desde centro del eje del rotor hasta el punto de aplicación de la fuerza de empuje. $a=0,7R$

r_0 : Es la distancia desde centro del eje de rotor hasta el inicio de la pala.

Todas estas dimensiones se muestran en la siguiente figura:

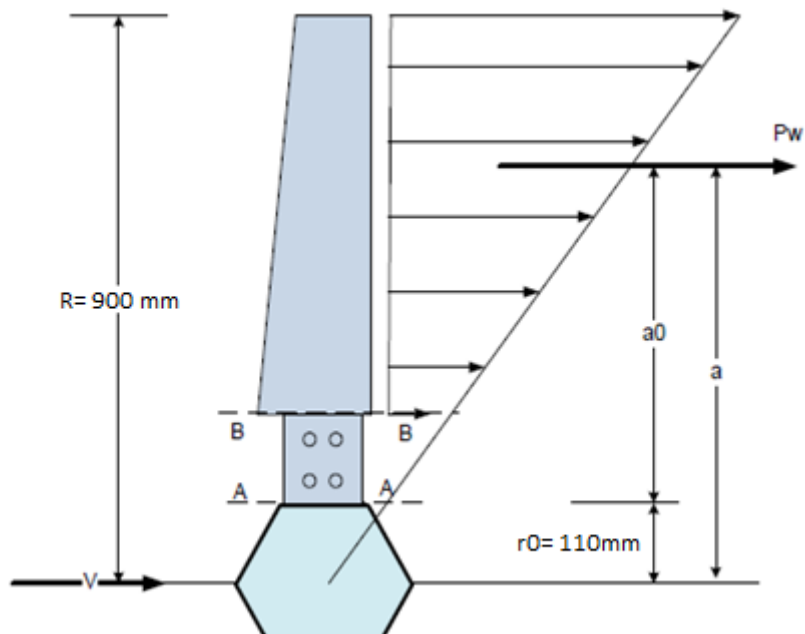


Fig.23 Esquema para el cálculo del momento generado por la fuerza de empuje.

Fuente: Diagrama de Cuerpo Libre

$$a = 0.7 \cdot R = 0.7 \cdot 0.9 = 0.63 \text{ m}$$

$$M_w = 120.8 \text{ N} \cdot (0.63 \text{ m} - 0.11 \text{ m}) = 62.82 \text{ Nm}$$

b) Flexión de la pala en el plano Y-Z debida al momento giroscopio (M_z).

El momento giroscopio M_z , aparece por efecto de la velocidad de rotación ω_1 , alrededor del eje horizontal, el cual a la vez gira alrededor del eje vertical con una velocidad ω_2 , dado

por la acción de la veleta que cambia la dirección del viento. Este momento se calcula a través de la siguiente expresión:

$$M_z = 2 \cdot J \cdot \omega_1 \cdot \omega_2 \quad \text{Ecu.39}$$

Donde:

J : Momento de inercia con respecto al eje de rotación, suponiendo una sección constante este se calculó de la siguiente forma:

$$J = \frac{1}{3} \cdot q \cdot (b^3 - a^3) \quad \text{Ecu.40}$$

Los valores de a y b se muestran en la figura 24, q es el peso lineal de la pala en Kg/m.

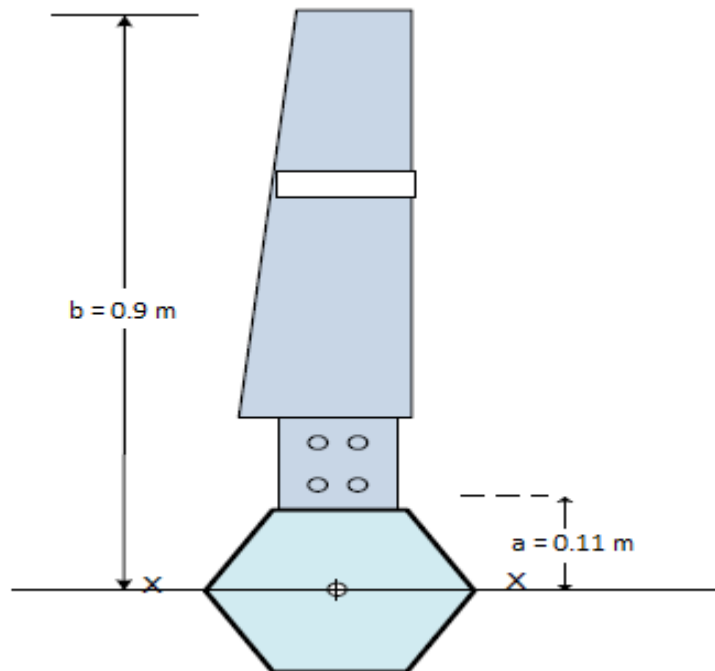


Fig.24 Esquema para el cálculo de la flexión en plano Y-Z.

Fuente: Diagrama de Cuerpo Libre

El peso lineal por unidad de longitud para este diseño se determina con la siguiente expresión:

$$q = \frac{mp}{R} \quad \text{Ecu.41}$$

En donde:

mp : Masa de la pala, y se determina a partir de la siguiente expresión:

$$mp = Vol \cdot (\rho_{material}) \quad \text{Ecu.42}$$

Donde:

vol : Volumen de una pala.

ρ : Densidad del material de la pala.

El cálculo del volumen se realizó asumiendo una sección rectangular para simplificar el cálculo de 0,08 m de base y una altura de 0.79 m, como se muestra en la siguiente figura:

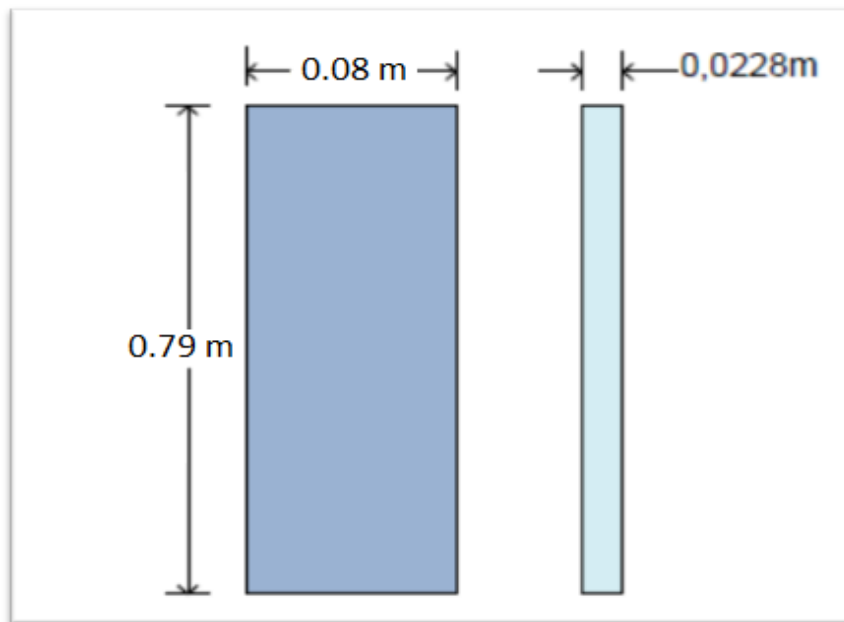


Fig.25 Dimensiones de la pala en bruto.

Fuente: Diagrama de Cuerpo Libre

El volumen de la pala es:

$$Vol = (b \cdot h) \cdot e$$

Ecu.43

Resolviendo tenemos:

$$Vol = (0.08 \cdot 0.79) \cdot 0.0228 = 1.4 \times 10^{-3} m^3$$

Por otra parte el material seleccionado para las palas de rotor se realizó siguiendo las recomendaciones de Villarubia (2008), el cual establece que las palas del rotor se acostumbran a fabricarse con fibra de vidrio impregnadas en un material plástico como un resina de poliéster o epóxica, formando un material que se conoce como fibra de vidrio reforzada con epóxica (GRP: glass fiber reinforced polyester). En la siguiente tabla se especifican las densidad de los materiales empleados para la fabricación de las palas.

Tabla 11. Densidad de los materiales empleados para la fabricación de las palas.

Material	Densidad (kg/m ³)
Acero	7800
Laminado de madera-resina epóxica	550
Fibra de vidrio-resina-poliester	1800
Fibra de vidrio-resina epóxica	2000
Fibra de carbón-resina epóxica	1500

Fuente: Miguel Villarubia (2008)

Resolviendo la ecuación 38, tenemos:

$$mp = 1.4 \times 10^{-3} m^3 \cdot 2000 \frac{kg}{m^3} = 2.88 Kg$$

El peso lineal por unidad de longitud es:

$$q = \frac{mp}{R} = \frac{2.88 kg}{0.9 m} = 3.2 \frac{kg}{m}$$

El momento de inercia J es:

$$J = \frac{1}{3} \cdot 3.2 \frac{kg}{m} \cdot ((0.9m)^3 - (0.11m)^3) = 0.78kgm^2$$

Para determinar la velocidad de rotación ω_1 , se parte del hecho de que es igual a la velocidad máxima de rotación, la cual es 1,15 veces la velocidad nominal, que para este diseño se estableció en 450 r.p.m.

$$\omega_1 = \omega_{m\acute{a}x} = 1.15 \cdot \omega_{nom}. \quad \text{Ecu.44}$$

La velocidad de rotación ω_1 , es:

$$\omega_1 = 1.15 \cdot \left(450 \frac{rev}{min} \cdot \frac{2\pi}{rev} \cdot \frac{1min}{60s} \right) = 54.19 \frac{rad}{s}$$

Se estima de manera experimental que la velocidad de rotación ω_2 , es igual a 0.15 rad/s, así tenemos que el momento giroscópico M_z es:

$$M_z = 2 \left(\frac{s}{m} \right) \cdot 0.78kgm^2 \cdot 54.19 \frac{rad}{s} \cdot 0.15 \frac{rad}{s} = 12.68 Nm$$

c) Flexión de la pala en el plano de rotación X-Z debido al peso propio en la posición horizontal que genera el momento (M_p).

El momento flector M_p debido al peso de las palas, se genera cuando la pala se encuentra en posición horizontal, tal como se muestra en la siguiente figura.

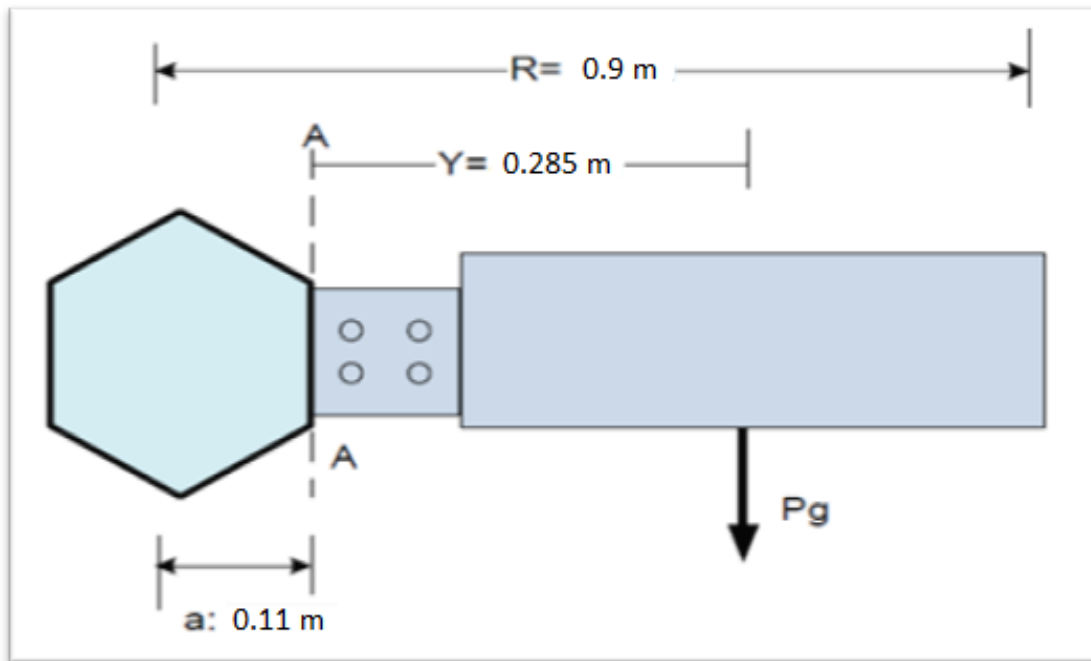


Fig.26 Momento flector en plano X-Z debido a P_g .

Fuente: Diagrama de Cuerpo Libre

El momento M_p , se determina por la siguiente expresión:

$$M_p = P_g \cdot Y \quad \text{Ecu.45}$$

Donde:

P_g : Peso de la pala

Y : Distancia desde el plano A-A, hasta el centro de gravedad de la pala. Para determinar el peso de la pala se multiplica la masa de la misma por la acción de la gravedad.

$$P_g = m_p \cdot (g) \quad \text{Ecu.46}$$

Resolviendo se tiene lo siguiente:

$$P_g = 2.88 \text{ kg} \cdot 9.81 \frac{\text{m}}{\text{s}^2} = 28.25 \text{ N}$$

$$M_p = P_g \cdot Y = 28.25 \text{ N} \cdot 0.285 \text{ m} = 8.05 \text{ Nm}$$

d) Flexión de la pala en el plano X-Z por acción del momento de rotación (M_o).

Por la acción del momento de rotación se crea por el efecto de la acción sobre la pala las fuerzas aerodinámicas en el plano de rotación X-Z. El punto de aplicación de estas fuerzas aerodinámicas, denominadas P_o , se encuentran a una distancia de alrededor de $0,7R$ del eje de rotación.

La potencia P , transmitida por un par constante M_o , que gira a una velocidad angular constante ω , está dada por la siguiente ecuación:

$$P = M_o \cdot \omega \quad \text{Ecu.47}$$

En donde:

P : Potencia del aerogenerador arrojadas por la corrida del programa empleado para la selección del perfil de alabe.

M_o : Momento torsor.

ω : Velocidad rotación máxima (ω_{max}).

El momento torsor M_o , será:

$$M_o = \frac{P}{\omega} = \frac{1265 \text{ W}}{54.19 \frac{\text{rad}}{\text{s}}} = 23.34 \text{ Nm}$$

Sin embargo, este momento es total y se necesita el momento generado por una sola pala el cual se determinó de la siguiente forma:

$$M_o' = \frac{M_o}{3} = \frac{23.34 \text{ Nm}}{3} = 7.78 \text{ Nm}$$

Este momento M_o' genera la fuerza P_o , que es la resultante de las fuerzas aerodinámicas actuantes en el plano de rotación en el mismo lugar donde actúa la fuerza resultante de la fuerza de empuje axial. Por lo tanto, se calcula a través de la siguiente expresión:

$$P_o = \frac{M_o'}{0.7 \cdot R} \quad \text{Ecu.48}$$

Resolviendo la ecuación anterior tenemos:

$$P_o = \frac{M_o'}{0.7 \cdot R} = \frac{7.78 \text{ Nm}}{0.7 \cdot 0.9 \text{ m}} = 12.35 \text{ N}$$

Mientras que el momento debido a para el plano A-A, es el siguiente:

$$M_{AA} = P_o \cdot (0.7 \cdot R - r_o) \quad \text{Ecu.49}$$

Resolviendo tenemos:

$$M_{AA} = 12.35 \text{ N} \cdot (0.7 \cdot 0.9 \text{ m} - 0.11 \text{ m}) = 6.42 \text{ Nm}$$

Todas estas fuerzas o cargas se deben considerar al momento de dimensionar el diámetro del eje rotor. Para este diseño se va analizar la acción de los momentos flectores, la acción de los momentos torsores y la combinación de los ambos. A continuación se calcula el diámetro del eje.

f.3.5.1 Cálculo del eje a flexión.

Para el cálculo de diámetro del eje de rotor por flexión se parte de la siguiente expresión.

$$\sigma_{\text{máx}} = \sigma_{adm} = \frac{4 \cdot M_e}{\pi \cdot r^3} = \frac{32 \cdot M_e}{\pi \cdot d^3} \quad \text{Ecu.50}$$

Despejado el diámetro de la ecuación anterior se obtiene:

$$d \geq \sqrt[3]{\frac{32 \cdot M_e}{\pi \cdot \sigma_{\text{máx}}}} \quad \text{Ecu.51}$$

Donde:

M_e : Momento flector equivalente en la sección del eje (Nm).

σ_{adm} : Esfuerzo normal admisible por flexión (MPa) y se determina por la siguiente expresión:

$$\sigma_{adm} = \frac{\text{resistencia del material } (S_y)}{\text{Factor de seguridad } (N)} \quad \text{Ecu.52}$$

El material de eje rotor es un acero AISI 1020 (anexo 1) recocido, cuya resistencia a la cedencia del material es $S_y=393 \text{ MPa}$ y el factor de seguridad es 8 debido a que la carga es repetida, es decir, debido a que el eje del rotor esta sometido tanto a momentos flectores como a momentos torsores, los mismos que a su vez son producidos por diferentes tipos de fuerzas en cada uno de los momentos (**Criterio tomado de docstoc.com del cálculo del ejes de rotor**) . En base a lo anterior el esfuerzo de diseño es:

$$\sigma_{adm} = \frac{393 \text{ MPa}}{8} = 49.13 \text{ MPa}$$

Mientras que el momento equivalente se determina a través de la siguiente fórmula:

$$M_e = \frac{1}{2} \cdot (M + T_e) \quad \text{Ecu.53}$$

Donde:

M: Momento resultante, se determina a través de la siguiente ecuación:

$$M = \sqrt{(M_{YZ})^2 + (M_{XZ})^2} \quad \text{Ecu.54}$$

Te: Torque equivalente, se determina a través de la siguiente ecuación.

$$T_e = \sqrt{M^2 + T^2} \quad \text{Ecu.55}$$

A continuación se presenta el cálculo realizado para determinar estos valores.

$$M_{YZ} = M_w + M_z = 62.82 \text{ Nm} + 12.68 \text{ Nm} = 75.5 \text{ Nm}$$

$$M_{XZ} = M_p + M_{AA} = 8.05 \text{ Nm} + 6.42 \text{ Nm} = 14.47 \text{ Nm}$$

Resolviendo la ecuación 54 tenemos:

$$M = \sqrt{(75.5)^2 + (14.47)^2} = 76.87 \text{ Nm}$$

Resolviendo la ecuación 55 tenemos:

$$T_e = \sqrt{M^2 + T^2} = 76.87 \text{ Nm}$$

Por lo tanto el momento equivalente M_e es:

$$M_e = \frac{1}{2} \cdot (76.87 \text{ Nm} + 76.87 \text{ Nm}) = 76.87 \text{ Nm}$$

El diámetro del eje es:

$$d \geq \sqrt[3]{\frac{32 \cdot 76.87 \text{ Nm}}{\pi \cdot 49.13 \text{ MPa}}} = 25.17 \text{ mm}$$

f.3.5.2 Cálculo del eje a torsión

Para el cálculo de diámetro del eje de rotor por flexión se parte de la siguiente expresión.

$$d \geq \sqrt[3]{\frac{16 \cdot T_e}{\pi \cdot \sigma_{adm}}} \quad \text{Ecu.56}$$

Donde:

T_e : Momento torsor equivalente en la sección del árbol (Nm)

σ_{adm} : Esfuerzo cortante admisible según ciclo de carga del torsor (MPa).

El esfuerzo admisible a cortante se determina por la siguiente expresión:

$$\sigma_{adm} = \frac{\text{resistencia a la cedencia al corte (Sys)}}{\text{Factor de seguridad (2N)}} \quad \text{Ecu.57}$$

$$\sigma_{adm} = \frac{296 \text{ MPa}}{8} = 37 \text{ MPa}$$

$$T = Mo' = 7.78 \text{ Nm}$$

$$T_e = \sqrt{76.87^2 + 7.78^2} = 77.26 \text{ Nm}$$

$$d \geq \sqrt[3]{\frac{16 \cdot 77.26}{\pi \cdot 37}} = 21.99 \text{ mm}$$

f.3.5.3 Cálculo del árbol sometido a flexión y torsión combinadas

El caso más general de diseño corresponde al de un árbol con momento flector y momento torsor. Este es el caso del árbol del rotor. Se puede demostrar fácilmente que la relación a la que se llega para el cálculo del diámetro mínimo de un árbol de sección circular maciza es, empleando el criterio de Soderberg para el fallo a fatiga.

$$d \geq \left[\frac{32}{\pi} \cdot \sqrt{\left(\frac{M_f}{\sigma}\right)^2 + \left(\frac{Mt}{\tau}\right)^2} \right]^{\frac{1}{3}} \quad \text{Ecu.58}$$

Resolviendo tenemos:

$$d \geq \left[\frac{32}{\pi} \cdot \sqrt{\left(\frac{76.87 \text{ Nm}}{49.13 \text{ MPa}}\right)^2 + \left(\frac{77.26 \text{ Nm}}{37 \text{ MPa}}\right)^2} \right]^{\frac{1}{3}} = 29.84 \text{ mm}$$

El diámetro del eje de rotor será de 30 mm.

f.3.6 Diseño de la veleta

Para el diseño del sistema de control, trabajaremos con la velocidad menor a la cual trabaja la turbina que es de 6.9 m/s. El esquema del sistema de control se presenta en la siguiente figura.

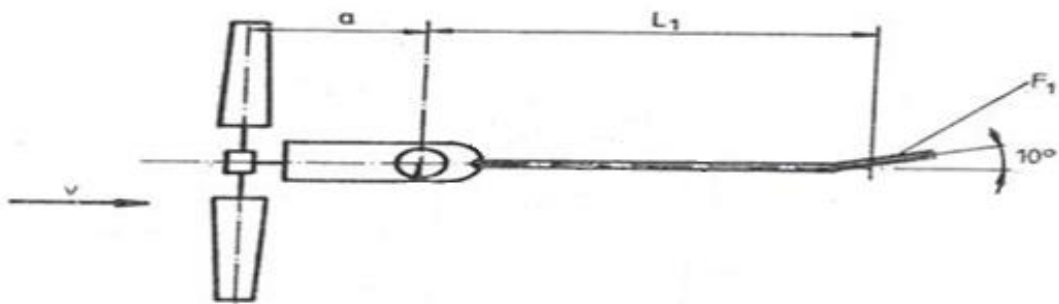


Fig. 27. Esquema del sistema de control.

Fuente: Diagrama de Fuerzas.

Al colocar el rotor en la dirección del viento, se emplea un sistema de control de veleta de longitud L_1 y de área F_1 .

Para calcular el control se consideró que un viento de 6.9 m/s, bajo un ángulo $\alpha = 10^\circ$ con respecto al eje del rotor actuando en el plano de la veleta F_1 debe provocar un momento respecto al eje de rotación del cabezal mayor del 50% con respecto al momento de fricción en los rodamientos del cabezal.

En la siguiente figura se muestran las fuerzas que actúan en la veleta principal y el cabezal:

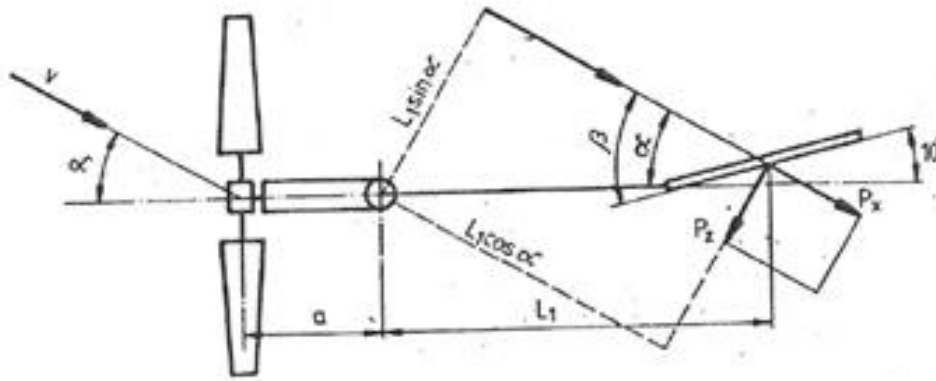


Fig. 28. Esquema de fuerzas que actúan en la veleta principal y el cabezal.

Fuente: Diagrama de Fuerzas.

El valor del momento de las fuerzas del viento en la superficie de control se expresa a través de la siguiente ecuación.

$$M = L_1(P_x \sin \alpha + P_z \cos \alpha) = L_1 F_1 \frac{\rho v^2 K^2}{2} (C_X \sin \alpha + C_Z \cos \alpha) \quad \text{Ecu.59}$$

Para lo cual se debe considerar un momento muy bajo de: $M = 1 \text{ N.m}$

- La longitud del brazo de la veleta es 0,88 veces el diámetro del rotor.

$$L1 = 0.88D = 0.88 \times 1,8m = 1.58m$$

- La densidad del viento se considera la de la zona de estudio:

$$\rho = 0.96 \text{ kg/m}^2$$

- La velocidad del viento considerada es:

$$v = 6.9m/s$$

- El ángulo de ataque considerado es de diez, con la finalidad de reducir el momento necesario para direccionar el rotor a la posición perpendicular a la del viento.

$$\alpha = 10^\circ$$

- El factor K , considera el efecto de la velocidad del viento detrás del rotor,

$$K=0.75$$

- Mientras que los valores de los coeficientes C_x y C_z leen de la figura con ángulo.

$$C_x=0,3 \text{ y } C_z=0,6$$

De la ecuación 59 se despeja el área F_1 .

$$F_1 = \frac{2M}{L_1 \rho V^2 K^2 (C_x \sin \alpha + C_z \cos \alpha)}$$

$$F_1 = \frac{2 \times 1Nm}{1.58 \cdot 0.96 \cdot 6.9^2 \cdot 0.75^2 (0.3 \sin 10 + 0.6 \cos 10)} = 0,072m^2$$

f.3.7 Cálculo de la Torre

Con respecto a la construcción de la torre, se utilizó un tubo estructural de 5 in de diámetro de acero AISI 1040 (anexo 1) como pieza central. Sobre ella, se encuentra la góndola, que recubre los componentes principales de la turbina, como lo son: el generador, el eje central y el rotor, entre otros.

Debido a que se requiere que el equipo sea seguro, se calculó del factor de seguridad de la torre. Para esto, se estudió el comportamiento de la torre utilizando el análisis de columnas. [12]

Como primer paso, fue necesario calcular la razón de esbeltez, utilizando la siguiente fórmula:

$$SR = \frac{Lef}{r_{minimo}} \quad \text{Ecu.60}$$

Donde:

Lef: Longitud efectiva (La cual se calcula multiplicando la longitud real de la columna por el factor de fijación de extremos, k)

rminimo: Radio mínimo de giro de la sección transversal

La longitud utilizada es una altura de 3 metros.

El factor de fijación de extremos utilizado es de 0.8 ya que se tomó la columna como fija en un extremo y con articulación en el otro. Esto se debe a que los vientos utilizados, restringen el movimiento en el extremo superior, pero no totalmente, lo que causa un efecto similar al de una columna con pasador. Entonces, la longitud efectiva es:

$$Lef = L k = 3m (0,8) = 2.4m$$

Para el cálculo del radio mínimo, se utilizó la siguiente fórmula:

$$r_{minimo} = \sqrt{\frac{I_{torre}}{A_{torre}}} \quad \text{Ecu.61}$$

Donde:

I_{torre}: Momento de inercia de la sección transversal.

A_{torre} : Área de la sección transversal.

Se seleccionó un perfil tubular de acero forjado de 5 in de diámetro para lo que:

- I_{torre} : $15,16 \text{ in}^4 = 6,31 \times 10^{-6} \text{ m}^4$ (por tabla)
- A_{torre} : $4,3 \text{ in}^2 = 2.774 \times 10^{-3} \text{ m}^2$

Con estos valores se obtuvo un $r_{minimo}=0.048m$ y se procedió al cálculo de la razón de esbeltez, obteniendo un valor de:

$$SR=50$$

Luego de calculado la razón de esbeltez, se calculó la constante de columna “Cc” mediante la siguiente fórmula:

$$Cc = \sqrt{\frac{2 \times \pi^2 \times E_{torre}}{S_{ytorre}}} \quad \text{Ecu.62}$$

Donde:

E_{torre} : Módulo de elasticidad del material, que para los aceros es de $207 \times 10^3 \text{ Pa}$.

S_{ytorre} : Resistencia de la cedencia es 414 MPa

Sustituyendo los valores se tiene que:

$$Cc = 99.346.$$

Luego de obtenida la razón de esbeltez y la constante de columna, se compararon los resultados, obteniendo la siguiente relación: $Cc > SR$

Al ser la razón de esbeltez mayor a la constante de columna, la torre se puede catalogar como una columna corta sometida a compresión, por lo que es necesaria la aplicación de la fórmula de J.B. JOHNSON para el análisis de columnas cortas:

$$P_{cr} = A_{torre} \times S_{y_{torre}} \left[1 - \left(\frac{S_{y_{torre}} (L_{ef}/r)^2}{4\pi^2 E_{torre}} \right) \right] \quad \text{Ecu.63}$$

Donde:

P_{cr} : Es la carga crítica de la columna. Indica el punto donde la columna comienza a pandearse.

$$E_{torre} = 207 \times 10^3 \text{ Pa}$$

$$A_{torre} = 2.774 \times 10^{-3} \text{ m}^2$$

$$SR = 291,67$$

Sustituyendo los valores se obtuvo que la carga máxima que puede soportar la columna antes de empezar a pandearse es:

$$P_{cr} = 144.31 \text{ MN}$$

Para obtener el valor de la carga máxima admisible por la torre, se dividió ese valor entre un factor de seguridad de 3, obteniendo una mayor confiabilidad.

$$P_{adm} = \frac{P_{cr}}{N} = \frac{144.31 \text{ MN}}{3} = 48.11 \text{ MN}$$

Teniendo el valor de la carga admisible, se procedió a calcular el esfuerzo por compresión admisible de la torre, utilizando la siguiente fórmula:

$$\sigma_{ad} = \frac{P_{admisible}}{A_{torre}} = \frac{48.11 \times 10^3 N}{2.774 \times 10^{-3} m^2} = 17343,19 MPa \quad \text{Ecu. 64}$$

Luego de haber calculado el máximo esfuerzo admisible por la torre, se calcularon las diferentes cargas que afectarían la torre, para así poder comparar los esfuerzos y confirmar que la torre no se pandeará.

Para calcular el esfuerzo presente en la torre, se utilizó la siguiente fórmula de una columna cargada excentricamente.

$$\sigma_c = \frac{\sum p}{A} + \frac{M}{Z_X} \quad \text{Ecu.65}$$

Donde:

σ : Esfuerzo por comprensión presente en la columna.

$\sum P$ = Sumatoria de cargas en la columna.

A= Área transversal de la columna.

M: Momento flexionante generado por las cargas excéntricas

$$M = P \cdot e$$

e: Excentricidad de la carga

Z_x: Módulo de Sección

Para poder realizar la sumatoria de cargas presentes en la columna, se construyó el siguiente diagrama de cuerpo libre. Ver la figura.

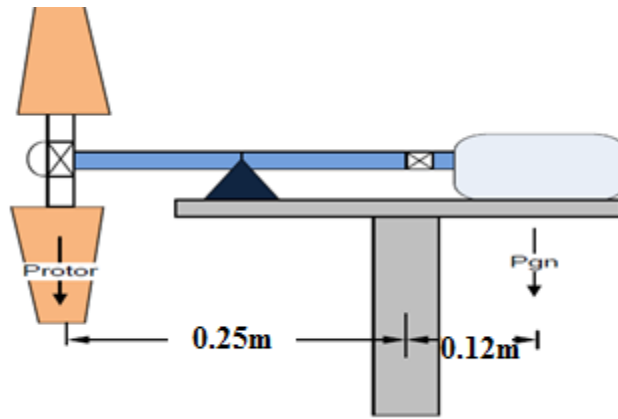


Fig. 30 Diagrama de cuerpo libre para el cálculo de la columna.

Fuente: Diagrama de Cuerpo Libre

$$\text{Protor} = 28.25 \text{ N} \cdot 3 = 84.75 \text{ N}$$

$$\sum P = P_{gn} + \text{Protor} = 33 \text{ Kg}(9.81 \text{ m/s}^2) + (84.75 \text{ N})$$

$$\sum P = P_{gn} + \text{Protor} = 408.48 \text{ N}$$

Se transformo el módulo de sección para la sección transversal, es de:

$$Z_x = 10.90 \text{ in}^3 = 1.786 \times 10^{-4} \text{ m}^3$$

Luego de obtenidos todos los valores de las variables que intervienen en el cálculo del esfuerzo en la torre, se procedió a plantear la formula. Se agregaron los valores de las distancias de las cargas hasta el punto central de la columna para el cálculo de los momentos de flexión generados por las cargas aplicadas. Para los momentos a flexión, se tomó el sentido antihorario como positivo.

$$\sigma_{torre} = \frac{\sum P}{A_{torre}} + \frac{M}{Z_x}$$

$$\sigma_{torre} = \frac{408.48N}{2.774 \times 10^{-3} m^2} + \frac{(-84.75N)(0.25m) + (323.73N)(0.12m)}{1.786 \times 10^{-4} m^3}$$

$$\sigma_{torre} = 246,13MPa$$

Luego de haber calculado el esfuerzo presente en la torre, se comparó ese valor con el valor admisible por la torre obtenido anteriormente. Se dividió el esfuerzo presente sobre el esfuerzo admisible para observar si soportaría la carga o no. Se debe recordar que el factor de seguridad utilizado para el diseño fue 3, es decir que el valor que se obtenga de la comparación debe ser mayor de 3 para que cumpla con las especificaciones de diseño.

$$FS_{torre} = \frac{\sigma_{admisible}}{\sigma_{torre}} = \frac{17343,19MPa}{246,13MPa} = 70.5$$

Este valor indica que la torre, bajo las cargas aplicadas, no fallará por pandeo, ya que puede soportar una carga aproximadamente 70 veces más elevada.

f.3.8 Cálculo de equipos complementarios del sistema eólico.

Dimensionamiento del banco de baterías:

Los sistemas autónomos que utilizan como fuente primaria un tipo de fuente renovable de energía como la eólica, por lo regular contienen un dispositivo acumulador de energía, donde se utilizan las baterías. La capacidad del banco de baterías se determina por la siguiente expresión:

$$C_{BB} = \frac{Eg \cdot D_A}{V_S \cdot P_D} \tag{Ecu.66}$$

Donde:

C_{BB} : Capacidad de banco de baterías (Ah)

E_g : Energía eléctrica demandada

V_s : Voltaje del sistema

D_A : Días de autonomía

P_D : Profundidad de descarga

El concepto de “Día de Autonomía” resulta importante para garantizar y satisfacer los niveles de energía requeridos por la carga. Los días de autonomía, no dependen esencialmente, del número de aerogeneradores ni de la velocidad del viento, sólo dependen de la demanda y la reserva que se decida. Para el presente estudio se ha considerado dos (2) días de autonomía.

Además es importante considerar en el dimensionamiento de las baterías lo siguiente:

1. No resulta conveniente llevar el nivel de descarga de las baterías por debajo de cierto límite que establece el fabricante, por lo regular cercano al 50 %, pues en caso contrario, se reduce el tiempo de vida de las baterías. En este estudio se ha considerado una profundidad de descarga del 60%.
2. No resulta conveniente someter a las baterías a un proceso de carga (inyección de corriente) cuando ha alcanzado el 100% de carga, pues también reduce el tiempo de vida de las baterías.
3. Para la protección de las baterías contra los inconvenientes señalados anteriormente, se utilizan los reguladores (automáticos) de carga.
4. El voltaje para el sistema eólico se determinó en 24 V, porque este es el requerimiento de tensión de entrada del inversor (alimentación en DC).

Conociendo que la energía a satisfacer es de 2.142 kWh/día la capacidad del banco de baterías es:

$$C_{BB} = \frac{2142 \cdot 2}{24 \cdot 0,60}$$

$$C_{BB} = 297.5 \text{ Ah}$$

El número total de baterías N_{TB} , se determina por:

$$N_{TB} = N_{BS} \cdot N_{BP} \quad \text{Ecu.67}$$

Donde:

N_{BS} : Número de baterías en serie

N_{BP} : Número de baterías en paralelo

Las baterías en serie se determinan por la siguiente expresión:

$$N_{BS} = \frac{VS}{VB} \quad \text{Ecu.68}$$

Donde:

VS : Voltaje del sistema

VB : Voltaje de la batería

Las baterías en paralelo se determinan por la siguiente expresión:

$$N_{BP} = \frac{C_{BB}}{C_{BU}} \quad \text{Ecu.69}$$

Donde:

C_{BU} : Capacidad de batería unitaria

La batería seleccionada es una batería sellada de ciclo profundo marca VICTRON ENERGY AGM 12-220, de 220 Amperios hora y de 12 VDC.

El número de baterías que se necesita conectar en serie es:

$$N_{BS} = \frac{24}{12} = 2$$

El número de baterías en paralelo que se necesita conectar es:

$$N_{BP} = \frac{297.5Ah}{220Ah} = 1.35 \approx 2$$

El número total de baterías que se necesita es:

$$N_{TB} = 2 \cdot 2 = 4 \text{ baterías}$$

La batería VICTRON ENERGY AGM 12-220, es una batería libre de mantenimiento, de ciclo profundo con electrolito líquido, diseñada específicamente para sistemas de almacenamiento y respaldo de energía. Esta batería debe ser colocada con la cubierta hacia arriba, y puede ser configurada en serie o en paralelo, según el requerimiento de voltaje y profundidad de descarga.

f.3.8.1 Selección del dispositivo regulador- rectificador e inversor.

Como el regulador-rectificador es el dispositivo encargado de proteger al banco de baterías de sobrecargas por parte del generador eléctrico, además, rectifica la corriente alterna transformándola en corriente continua para ser acumulada en baterías, la selección del regulador-rectificador depende de la intensidad de corriente que entra al banco de baterías, es decir la cantidad de corriente que produce el generador a máxima potencia.

f.3.8.2 Determinación de la intensidad de corriente que entra al banco de baterías.

Para determinar la intensidad de corriente, se puede partir de la siguiente expresión:

$$P = V \cdot I \tag{Ecu.70}$$

Donde:

P: potencia del generador eléctrico. (500 W)

V: voltaje del sistema (24 V)

I: intensidad de corriente

Despejando la variable I, de la ecuación 70 se obtiene:

$$I = \frac{P}{V} = \frac{500}{24} = 20.8 \text{ A}$$

Por lo tanto se debe seleccionar un regulador-rectificador que soporte una corriente de 20,8 A de corriente alterna.

f.3.8.3 Selección del inversor.

Un inversor o convertidor es un equipo electrónico que convierte la corriente directa de una batería, en corriente alterna sinusoidal. La selección del inversor se realiza en función de la potencia que consume cada uno de los equipos de la demanda. La suma de potencia de todos los consumidores no debe superar la potencia nominal del inversor. Las corrientes de arranque de los consumidores deben ser cubiertas por la potencia máxima del inversor. Para hacer posible la conexión de otros consumidores, se recomienda sobredimensionar el inversor.

En tabla 9, se demuestra que el total de Carga Instalada en la vivienda es de 2604 W, entonces la potencia total (CI) es de:

$$CI = 2554 \text{ W}$$

A partir de la carga total instalada, se calculó el Promedio Residencial (Pr) con la fórmula:

$$(1+Ti/100)^{10}$$

Dónde: Ti (%) = Taza de incremento de artefactos eléctricos = 3.00

$$(1+Ti/100)^{10} = (1+3/100)^{10} = 1.34$$

Por lo tanto calculando la Demanda Máxima Unitaria promedio (DMUp):

$$DMUp = DMU \times Pr = 2554 \times 1.34 = 3422.36 \text{ VA}$$

La eficiencia para los inversores modernos es superior al 85%, y se expresa a través de la siguiente expresión:

$$\eta_t = \frac{P_{sal}}{P_{ent}} \quad \text{Ecu.71}$$

Donde:

η_t : Eficiencia del inversor

P_{sal} : Potencia de salida (potencia total de los equipos conectados simultáneamente)

P_{ent} : Potencia de entrada (potencia nominal requerida del inversor)

La potencia de salida del inversor será:

$$P_{sal} = \frac{P_{ent}}{\eta_t} = \frac{3422.36}{0,95} = 3602.5 \text{ VA} = 3.6 \text{ kVA}$$

f.3.9 Esquema de la conexión eléctrica del aerogenerador.

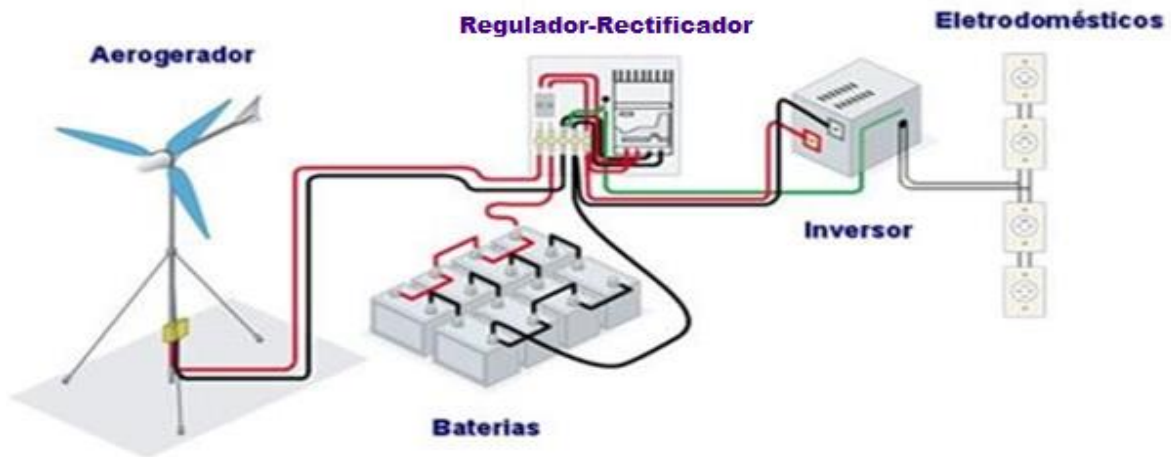


Fig.31 Esquema de la conexión eléctrica del aerogenerador.

Fuente: Autor

Descripción del esquema.

El sistema de generación eólica que alimenta al departamento del cuarto piso del edificio multifamiliar número uno, está compuesto por el elemento principal que es el aerogenerador de eje horizontal con rotor tripala, el mismo que produce una potencia de 0.5 kW en corriente alterna.

Esta corriente es transportada por cables Tipo TW, de cobre, de temple suave y aislamiento termoplástico con una tensión de servicio de 600 V, calibre número 12 (anexo 3). La corriente pasa a través del Regulador-Rectificador que soporta una Intensidad de Corriente de 20.8 A, el mismo que cumple funciones como: controlar el nivel de carga que llega al banco de baterías, así como también transformar la corriente alterna en corriente continua o directa para que pueda ser acumulada.

La corriente se acumula en el banco de baterías, que está conformado por un total de 4 baterías selladas de ciclo profundo marca VICTRON ENERGY AGM 12-220, de 220 Amperios hora y de 12 VDC, con un voltaje de sistema de 24V.

Esta corriente eléctrica luego es transportada hacia el inversor, transformándola de nuevo en corriente alterna para ser utilizada en la alimentación energética de los equipos electrodomésticos del departamento.

El inversor se lo selecciona estableciendo el consumo de potencia de cada uno de los equipos de la demanda, para con este valor realizar el cálculo de la potencia de salida del inversor que es de 3.6 kW. Por último el sistema de alimentación eólico es conectado a la acometida de la residencia.

f.4 Evaluación Económica

Nº	DESCRIPCIÓN	CANT.	PRECIO U (USD)	PRECIO TOTAL
1	Aerogenerador	Generador	\$ 890	\$ 890
2		Palas		
3		Veleta		
4		Regulador		
5	Baterías 12V / 220Ah	4	\$ 160	\$ 640
6	Inversor de CC a CA de 3.6kVA	1	\$ 300	\$ 300
7	Cable Eléctrico AWG 12	20m	\$ 1,5	\$ 30
8	Pernos (10×30mm), (10×55mm) y (10×60mm) con arandela plana y tuerca.	5	\$ 0.4	\$ 2.0
9	Pernos (8×15mm), (8×30mm), (8×27mm) y (8×40mm) con arandela plana y tuerca.	16	\$ 0,3	\$ 4,8
10	Varios	1	\$ 50	\$ 50
11	Servicios Manuales	1 pers.	\$ 100	\$ 100
	TOTAL			\$ 2016.8

Análisis de los resultados.

Precios consultados en www.proviento.com.ec. Estimando imprevistos, el presupuesto necesario para la construcción del aerogenerador es de: \$ 2020. Este valor en primera instancia parece demasiado alto, pero como se demuestra a continuación, es una inversión que se la recupera en un lapso de tiempo, debido a que en ese tiempo no vamos a consumir energía de la red de alimentación pública, por lo tanto evitamos pagar lo que de ella consumimos y es de esta manera que recuperamos la inversión.

Por lo tanto empezamos calculando el Consumo en un mes Promedio de 30 días (CEUm), sabiendo que el consumo diario es de 2.14 kWh.

$$\mathbf{CEUm} = \text{CEU} \times 30 \text{ días} = 2.14 \text{ kWh} \times 30 \text{ días} = 64.2 \text{ kWh/mes} \quad \text{Ecu.72}$$

Entonces para saber cuál es el Valor a Pagar por el consumo mensual (Vp) multiplicamos este valor por el precio de cada kWh y sumamos este producto al valor de “Contribución a Bomberos” y “Alumbrado Público” (según la Empresa Eléctrica EERSSA).

$$\mathbf{Vp} = \text{CEUm} \times 0.12 \text{ctvs} = (64.2 \text{ kWh} \times 0.12) + 3.4 = 11.11 \text{ dólares/mes} \quad \text{Ecu.73}$$

Pero además existe un bono por evitar la contaminación con CO2. Este bono de carbono es también llamado “Créditos de Carbono”; es un mecanismo internacional de descontaminación para reducir las emisiones contaminantes al medio ambiente; es uno de los tres mecanismos propuestos en el Protocolo de Kioto para la reducción de emisiones causantes del calentamiento global o efecto invernadero (GEI). (13)

Para calcular este bono se necesita saber cuántos kg de CO2 se producen en el consumo de 64.2 kWh al mes, sabiendo que 1 kWh produce 892.656 gr de CO2 (según www.sendeco2.com), por lo tanto:

$$\text{Emisión de CO2} = 64.2 \text{ kWh/mes} \times 892.656 \text{ gr de CO2/kWh} = 57.31 \text{ kg CO2}$$

Ahora calculamos el valor del bono de carbono sabiendo que su precio es de 82 dólares por tonelada de CO2, por lo tanto aplicamos regla de tres para hallar el valor del bono para la cantidad de CO2 que se produce:

$$\text{Valor del bono} = \frac{57.31 \text{ Kg CO2} \times 82 \text{ dol}}{1000 \text{ kg}} = 4.7 \text{ dólares}$$

Entonces sumamos este valor de 4.7 dólares con el valor de 11.11 dólares al mes que nos ahorraríamos de pagar por consumo de energía eléctrica, obteniendo un valor total:

$$V_{pt} = 4.7 + 11.11 = 15.81 \text{ dólares}$$

A partir de este valor, que es el que ahorraríamos con la utilización de la energía producida por el aerogenerador, calculamos en que tiempo recuperamos la inversión total (RI) por la implementación del aerogenerador. Esto lo realizamos dividiendo el valor total de la inversión, que es de 2020 dólares, para el valor a pagar por consumo de energía mensual más el Crédito de Carbono.

$$RI \text{ (meses)} = \frac{VI}{V_{pt}} = \frac{2020 \text{ dol}}{15.81 \text{ dol/mes}} = 127 \text{ meses} \quad \text{Ecu.74}$$

Por lo tanto el tiempo en que recuperamos la inversión es en un lapso de 127 meses a partir del primer mes de alimentación de energía eléctrica del aerogenerador, el cual es un valor que variará dependiendo si consumimos más o menos energía eléctrica. En este caso el valor de la energía eléctrica mensual consumida y el tiempo en que se recupera la inversión son inversamente proporcionales, es decir, si consumimos más energía eléctrica subirá el valor que ya nos ahorraríamos de pagar, pero disminuirá el tiempo en que se recupera la inversión.

g.- DISCUSIÓN.

Dentro de la investigación bibliográfica se ha conocido la gran eficiencia de los aerogeneradores de eje horizontal con rotor de tres palas y se lo ha constatado con el diseño del presente aerogenerador, con el cual se obtuvo resultados satisfactorios que nos demuestran esa eficiencia.

El diseño de este aerogenerador ha dado la oportunidad de apreciar claramente la importancia y eficacia de la energía eólica y sus beneficios en la generación de energía eléctrica. También nos da la pauta para el diseño de modelos diferentes, aunque con la misma finalidad, en los cuales se puede variar principalmente en lo que concierne a modelos de álabes.

Los positivos resultados obtenidos sobre el diseño de las palas y su aerodinámica en los cuales intervino la ayuda del programa WIND TURBINE BLADE CALCULATOR, dio como resultado un rotor de 1.8 metros de diámetro. La medida del diámetro del rotor, está acorde con las necesidades de generación eléctrica, pudiendo ser utilizado en futuros estudios así como en el desarrollo constructivo del aerogenerador para futuros proyectos. Todos estos resultados de diseño y evaluación técnica confirman la alternativa de generación eólica como válida.

Este modelo de aerogenerador cuenta con alta eficiencia debido a que es de eje horizontal y con un rotor conformado por tres palas, el mismo que alcanza alta velocidad rotacional con vientos de baja intensidad debido a su diseño.

El lugar de emplazamiento para el cual está diseñado el aerogenerador, es una zona en donde los fuertes vientos son escasos, de tal manera que se ha desarrollado una máquina capaz de trabajar con vientos menos intensos pero más frecuentes, que permiten aumentar la posibilidad de la aplicación de estos generadores en el medio urbano de la ciudad de Loja. La velocidad del viento en estos medios urbanos de la ciudad de Loja y en especial en la ciudadela Julio Ordoñez, tiene un promedio de hasta 10m/s aproximadamente en

temporadas moderadas de viento generando entre 400 y 500 W/m² según cálculos como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 6. Potencia eólica disponible en zona de estudio a 15 m de altura

Mes 2010-2011	Velocidad Media Viento (m/s) Ciudadela Julio Ordoñez a largo plazo a 15 m	Potencia eólica disponible (P/A) W/m ²
Marzo	7.2	293.75
Abril	9.8	667.17
Mayo	6.9	256.50
Julio	8.3	422.07
Agosto	7.5	318.50
Septiembre	8.5	450.94
Octubre	8.2	410.92
Noviembre	8.9	510.27
Diciembre	9.0	524.69
Enero	7.1	276.28
Febrero	7.6	333.89
Abril	8.2	405.50
Promedio	8.1	405.87

Fuente: Estación Anemométrica AEIRNNR

De los resultados obtenidos como se observa en la tabla 6 de cálculos de potencia eólica disponible en zona de estudio a 15 m de altura y basándonos en la tabla 7 de escala del potencial eólico para valores medios anuales de la fuente de Miguel Villarubia - Energía Eólica, se puede concluir que se cuenta con buen potencial eólico, que es lo que nos interesa y mas aunque este satisface las necesidades para la generación eléctrica en el sitio de diseño.

h.- CONCLUSIONES.

- Se cumplió el objetivo principal que es el diseño de un aerogenerador de eje horizontal para el aprovechamiento de la energía eólica en el edificio multifamiliar número uno, de la ciudadela Julio Ordoñez, de la ciudad de Loja. Esta máquina es capaz de entregar 500 W de potencia nominal, presentando de esta forma la alternativa de generación eléctrica por medio de la energía eólica como una alternativa factible para el abastecimiento de energía en zonas urbanas de la ciudad de Loja.
- La evaluación del recurso eólico se realizó con éxito ya que se midió la velocidad del viento en el lugar de emplazamiento con el Anemómetro Climático de Bolsillo tipo AVM-40 (Kestrel 4000) con el que cuenta el Centro de Investigación de Energías Alternativas del AEIRNNR, el cual me facilitaron para la recolección de los datos.
- La demanda de energía se estableció a partir del levantamiento de los equipos electrodomésticos de la vivienda. La demanda energética a satisfacer en lugar de estudio por el aerogenerador en el año (DET), es de 781.83 kWh/año
- Este tipo de generador es de gran utilidad en sectores urbanos de la ciudad ya que pueden ser instalados sin problema en edificios o en casas debido a su estética al ser máquinas pequeñas, fácil diseño y lo más importante por su gran aprovechamiento de la energía eólica.
- Gracias al programa WIND TURBINE BLADE CALCULATOR, el cual ayuda en el diseño de la geometría de palas se concluye que son plenamente eficientes y satisface las necesidades debido a estética y funcionalidad.
- Se diseñó correctamente los diferentes componentes complementarios del aerogenerador como: Torre; Banco de baterías, con un número de 4 baterías

VICTRON ENERGY AGM 12-220 y con 2 días de autonomía; regulador que debe soportar una intensidad de corriente de 20.8 A; por último se eligió el Inversor, que debido a la adición de nuevos equipos y a su rendimiento se seleccionó un inversor con una potencia de salida de 3.6 kW.

- Se concluye también que el actual generador eólico es uno de los mejores considerando factores como: facilidad de diseño y construcción, económicos y bastante eficientes, ya que este aerogenerador de eje horizontal con tres palas nos muestra resultados muy favorables, como el de obtener niveles altos de eficiencia y torque para velocidades de viento promedio de 8 m/s, que son velocidades bajas predominantes en la ciudad de Loja y en especial en el sitio de emplazamiento.
- La inversión en la implementación del aerogenerador es de 2020 dólares, pero el ahorro económico mensual por la alimentación de energía del aerogenerador es de 15.81 dólares por lo tanto la inversión se la recupera en un lapso de 127 meses.

i.- RECOMENDACIONES.

- En la recolección de datos se recomienda trabajar con datos reales del lugar o sitio de emplazamiento, ya que esto nos reducirá cálculos y mejoraran los parámetros de diseño del aerogenerador.
- También se recomienda verificar con anterioridad los equipos a utilizar, debido a que estos deben estar correctamente programados para que la adquisición de los datos sea válida y esto no interfiera en el desarrollo de los cálculos así como también en los resultados del diseño del aerogenerador.
- En el cálculo de la demanda energética se recomienda especificar correctamente la potencia de cada artefacto eléctrico ya que esto nos ayudará a no sobredimensionar el aerogenerador en su diseño ni tampoco a dejar una parte de energía sin ser abastecida en el departamento.
- Desarrollar la construcción de prototipos a partir de lo referido en este tema de tesis, con la finalidad de permitir en la realidad que la tecnología de estos equipos ayuden en la conservación del planeta generando energía de manera limpia y sin contaminación ambiental.
- Para futuros proyectos similares se recomienda utilizar más software de simulaciones existentes, ya que de esta manera se lograra mayor entendimiento del tema, obteniendo mejores resultados.

j.- BIBLIOGRAFÍA.

LIBROS

- (1) **Villarubia, Miguel.** *Energía Eólica. Energías Alternativas.* CEAC. 2004.
- (2) **Mendoza Ruiz, Javier Fco.** (2001). *Análisis de viabilidad y dimensionamiento de un parque eólico situado en Peñaflores de Hornija (Valladolid) .España.*

TESIS

- (3) **Maldonado, Jorge Luis.** *PROYECTO DE ELECTRIFICACIÓN DE LA COMUNIDAD RURAL LA PALMIRA MEDIANTE UN SISTEMA DE ENERGÍA EÓLICA EMPLEANDO EL SOFTWARE WAsP, Tesis de Maestría.* Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría. ISPJAE 2011.

SITIOS WEB

- (4) **[Online]** www.docstoc.com/docs/22281057/CALCULO-SIMPLE-DE-LA-HELICE-DE-UN-AEROGNERADOR
- (5) **[Online]** www.ingegraf.es/pdf/titulos/COMUNICACIONES%20ACEPTADAS/RV3.pdf
- (6) **[Online]** www.itzamna.bnct.ipn.mx:8080/dspace/bitstream/123456789/1666/1/AEROGNERADORcruzramos.pdf
- (7) **[Online]** www.inamhi.gov.ec
- (8) **[Online]** www.proviento.com.ec
- (9) **[Online]** R.T. Griffiths, Aeronautical Journal.
- (10) **[Online]** www.virtual.unal.edu.co/cursos/sedes/palmira/5000155/lecciones/lec9/9_1.htm
- (11) **[Online]** www.wikipedia.com.

k.- ANEXOS.

ANEXO 1

Propiedades de los aceros aleados y al carbón. Fuente: R. L Mott

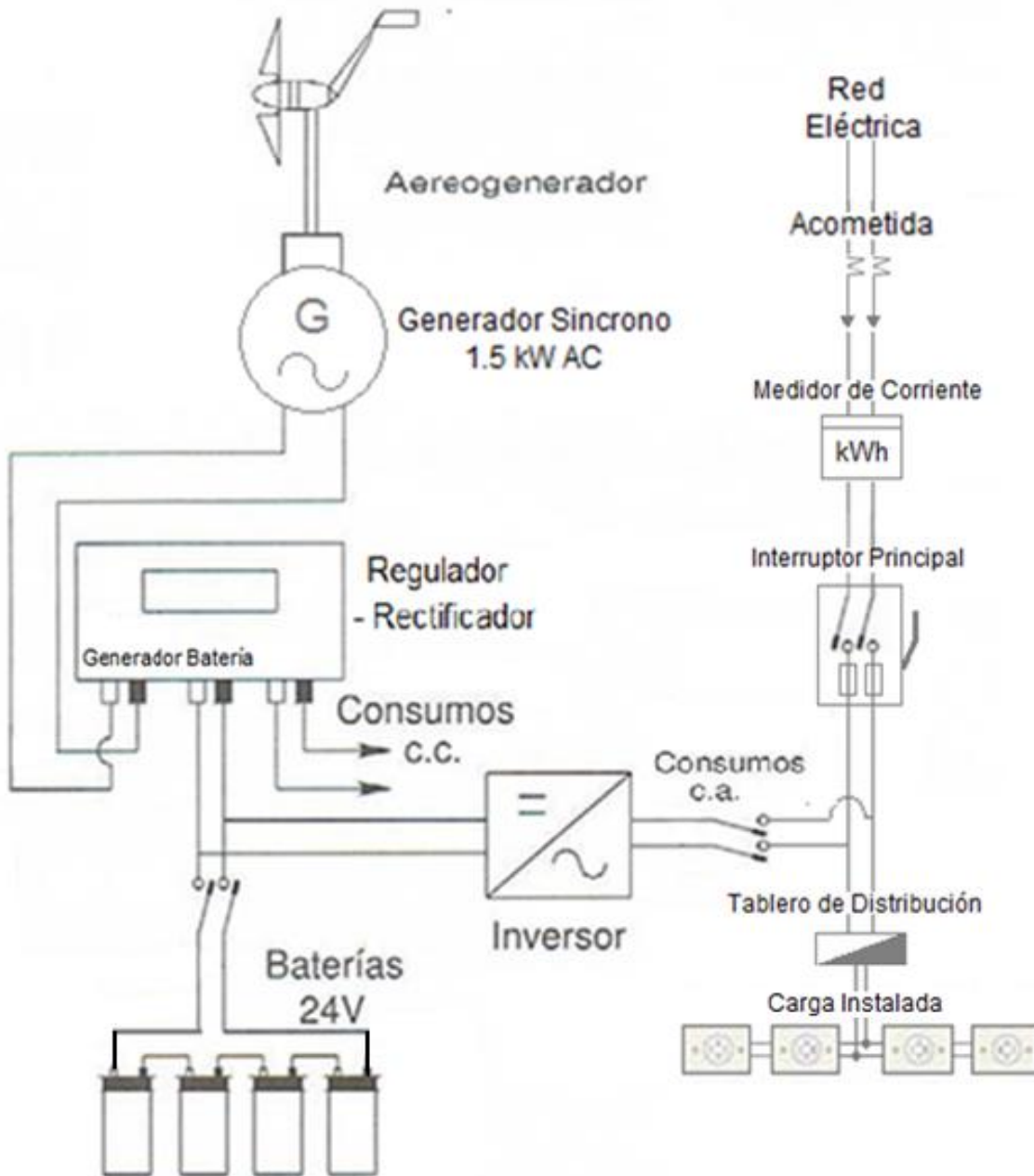
A-13 Propiedades representativas de aceros aleados y al carbón*

Material AISI núm.	Condición [†]	Resistencia última, s_u		Resistencia a la cedencia, s_y		Porcentaje de alargamiento
		ksi	MPa	ksi	MPa	
1020	Recocido	57	393	43	296	36
1020	Laminado en caliente	65	448	48	331	36
1020	Estirado en frío	75	517	64	441	20
1040	Recocido	75	517	51	352	30
1040	Laminado en caliente	90	621	60	414	25
1040	Estirado en frío	97	669	82	565	16
1040	WQT 700	127	876	93	641	19
1040	WQT 900	118	814	90	621	22
1040	WQT 1100	107	738	80	552	24
1040	WQT 1300	87	600	63	434	32
1080	Recocido	89	614	54	372	25
1080	OQT 700	189	1303	141	972	12
1080	OQT 900	179	1234	129	889	13
1080	OQT 1100	145	1000	103	710	17
1080	OQT 1300	117	807	70	483	23
1141	Recocido	87	600	51	352	26
1141	Estirado en frío	112	772	95	655	14
1141	OQT 700	193	1331	172	1186	9
1141	OQT 900	146	1007	129	889	15
1141	OQT 1100	116	800	97	669	20
1141	OQT 1300	94	648	68	469	28
4140	Recocido	95	655	60	414	26
4140	OQT 700	231	1593	212	1462	12
4140	OQT 900	187	1289	173	1193	15
4140	OQT 1100	147	1014	131	903	18
4140	OQT 1300	118	814	101	696	23
5160	Recocido	105	724	46	276	17
5160	OQT 700	263	1813	238	1641	9
5160	OQT 900	196	1351	179	1234	12
5160	OQT 1100	149	1027	132	910	17
5160	OQT 1300	115	793	103	710	23

*Otras propiedades aproximadamente iguales para todos los aceros aleados y al carbón:
Módulo de elasticidad a tensión = 30 000 000 lb/plg² (207 GPa)
Módulo de elasticidad a cortante = 11 500 000 lb/plg² (80 GPa)
Densidad = 0.283 lb_m/plg³ (7680 kg/m³)
[†]OQT significa templado y enfriado en aceite (oil-quenched and tempered). WQT significa templado y enfriado en agua (water-quenched and tempered.)

ANEXO 2

DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA



ANEXO 3

TIPOS DE CABLES

Cables



ESPECIFICACIONES TECNICAS

Todos los conductores fabricados por ELECTRO CABLES C.A. cumplen con holgura las especificaciones establecidas en las normas de fabricación existentes para cada tipo y que son las siguientes:

Aislante de Material Termoplástico, PVC 600 V - 60 °C

Calibre AWG ó MCM	Sección mm ²	FORMACION No. de Hilos por diámetro en mm.	ESP ESOR AISLAMIENTO mm	DIAMETRO EXTERIOR mm	PESO TOTAL Kg/Km	Capacidad de corriente		TIPO CABLE	Altern. de embal.
						Para 1 cond. al aire libre Amp.	Para 3 cond. en conduit Amp.		
20	0.52	1 x 0.813	0.76	2.33	9.81	6	7	TF	A,E
18	0.82	1 x 1,02	0.76	2.54	13.16	6	7	TF	A,E
16	1.31	1 x 1,29	0.76	2.81	18.10	10	8	TF	A,B
14	2.08	1 x 1,63	0.76	3.15	26.10	20	15	TW	A,B
12	3.31	1 x 2,05	0.76	3.57	38.30	25	20	TW	A,C
10	5.26	1 x 2,59	0.76	4.11	57.40	40	30	TW	A,D
8	8.34	1 x 3,26	1.14	5.54	95.20	60	40	TW	A,B
14	2.08	7 x 0,62	0.76	3.38	27.80	20	15	TW	A,B
12	3.31	7 x 0,78	0.76	3.86	40.10	25	20	TW	A,C
10	5.26	7 x 0,98	0.76	4.46	59.90	40	30	TW	A,D
8	8.37	7 x 1,23	1.14	5.97	105.20	60	40	TW	A,B,E
6	13.30	7 x 1,55	1.52	7.69	170.40	80	55	TW	A,E
4	21.15	7 x 1,96	1.52	8.92	255.50	105	70	TW	A,E
2	33.62	7 x 2,47	1.52	10.45	388.90	140	95	TW	A,E
1	42.36	7 x 2,78	2.03	12.40	482.90	165	110	TW	A,D,E
1/0	53.49	19 x 1,89	2.03	13.51	621.00	195	125	TW	D,E,Z
2/0	67.43	19 x 2,12	2.03	14.66	778.00	225	145	TW	D,E,Z
3/0	85.01	19 x 2,39	2.03	16.01	934.00	260	165	TW	D,E,Z
4/0	107.20	19 x 2,68	2.03	17.46	1159.00	300	195	TW	D,E,Z
250	127.00	37 x 2,09	2.41	19.45	1368.00	340	215	TW	Z
300	152.00	37 x 2,29	2.41	20.85	1623.00	375	240	TW	Z
350	177.00	37 x 2,47	2.41	22.11	1876.00	420	260	TW	Z
400	203.00	37 x 2,64	2.41	23.30	2128.00	455	280	TW	Z
500	253.00	37 x 2,95	2.41	25.47	2631.00	515	320	TW	Z
600	304.00	37 x 3,23	2.79	28.19	3174.00	575	355	TW	Z
650	329.00	37 x 3,37	2.79	29.17	3345.00	600	370	TW	Z
700	355.00	37 x 3,49	2.79	30.01	3609.00	630	385	TW	Z

Conductor elaborado bajo normas:
NEMA WC -5, ICEA S -61-402, ASTM B3, B8, UL STANDARD 62, 83, INEN

ANEXO 4

HOJA TÉCNICA DE LA BATERIA

» Ficha de producto

 **victron energy**
BLUE POWER



Batería 12V/220Ah AGM Deep Cycle Batt. **\$ 160.00**
(Precio con IVA incluido)

Batería de AGM de ciclo profundo 12V 220Ah

 Me gusta  Sé el primero de tus amigos al que le guste esto.

 +1 Recomendar esto en Google

 Twittear < 0





La gama AGM tiene una resistencia interna muy baja, por lo que son muy convenientes para usos que conllevan una alta intensidad de descarga, tales como inversores, propulsores y motores de arranque.

Debido al uso de materiales de gran pureza y de rejillas de plomo-calcio, las baterías AGM tienen una autodescarga muy baja, lo que permite largos periodos de almacenamiento sin necesidad de carga.

Fabricadas de acuerdo con la certificación ISO 9002, las baterías cumplen con las normativas CE y UL y sus recipientes son de ABS resistente al fuego.

Garantía de dos años desde la compra a efectos de fabricación.

Características técnicas:

- Peso (kg): 65
- Dimensiones mm: 522x238x240
- Voltaje: 12V
- Capacidad de batería: 220Ah

ANEXO 5

HOJA TÉCNICA DEL GENERADOR

ProViento S.A. (ACTUALIZACIÓN: 05.03.2013)
ENERGÍAS RENOVABLES ECUADOR

BARCELONA E14-114 Y MALLORCAL,
QUITO / ECUADOR

CONTÁCTENOS

APViento Peru



Ficha de producto



Búsqueda de productos
Ingrese el término

Contacte

- DOCUMENTACIÓN
- PRESUPUESTOS
- DÓNDE COMPRAR
- DATOS

Generador de imanes permanentes de 1500 W

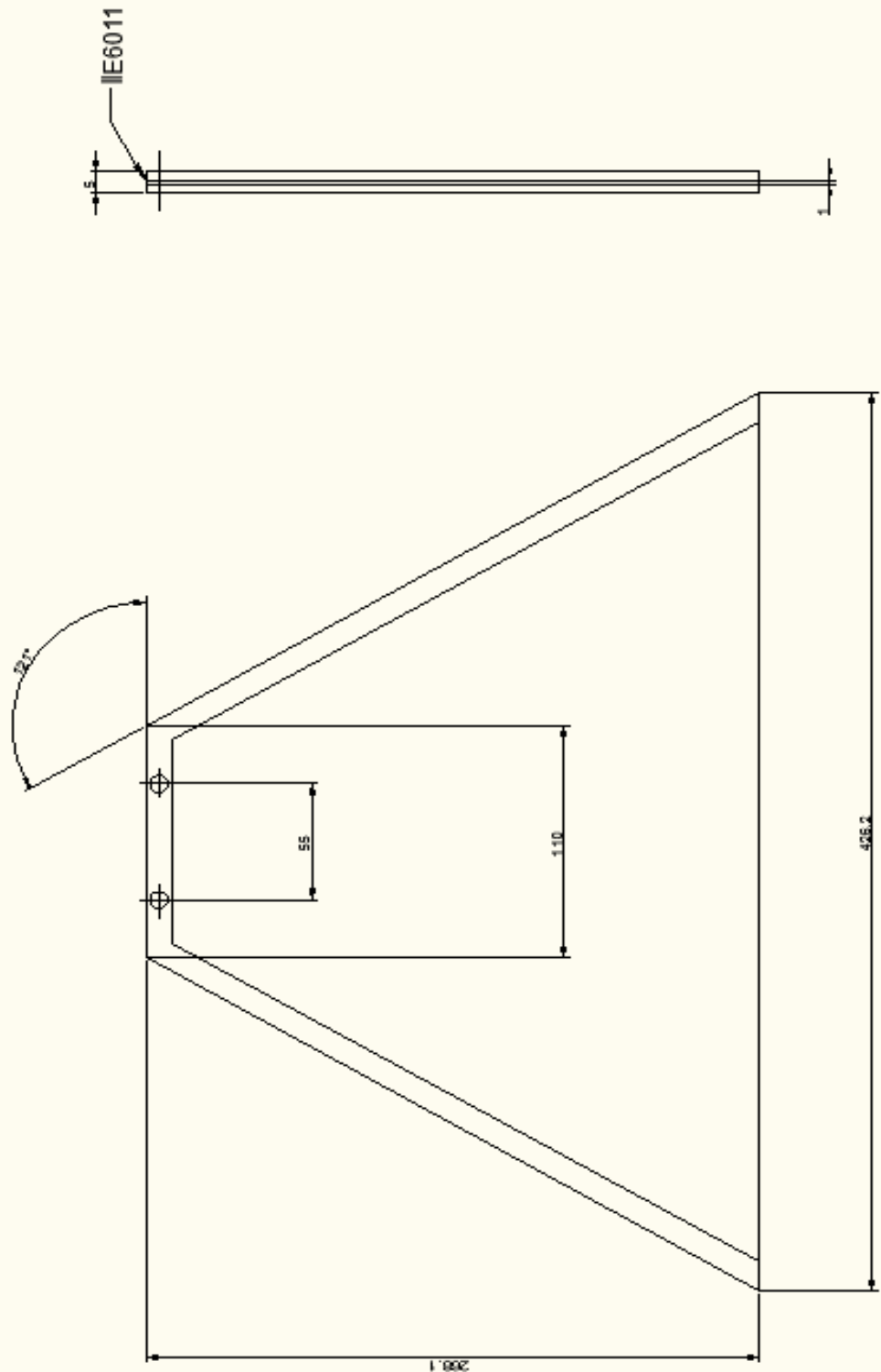
Modelo:	FD500
Potencia nominal:	500 W
Potencia máxima:	600 W
Voltaje:	12/24/ 120 VCA
Peso:	33 kg
Velocidad nominal:	450 rpm
Carcasa:	de aluminio

SIGUENOS EN:
  

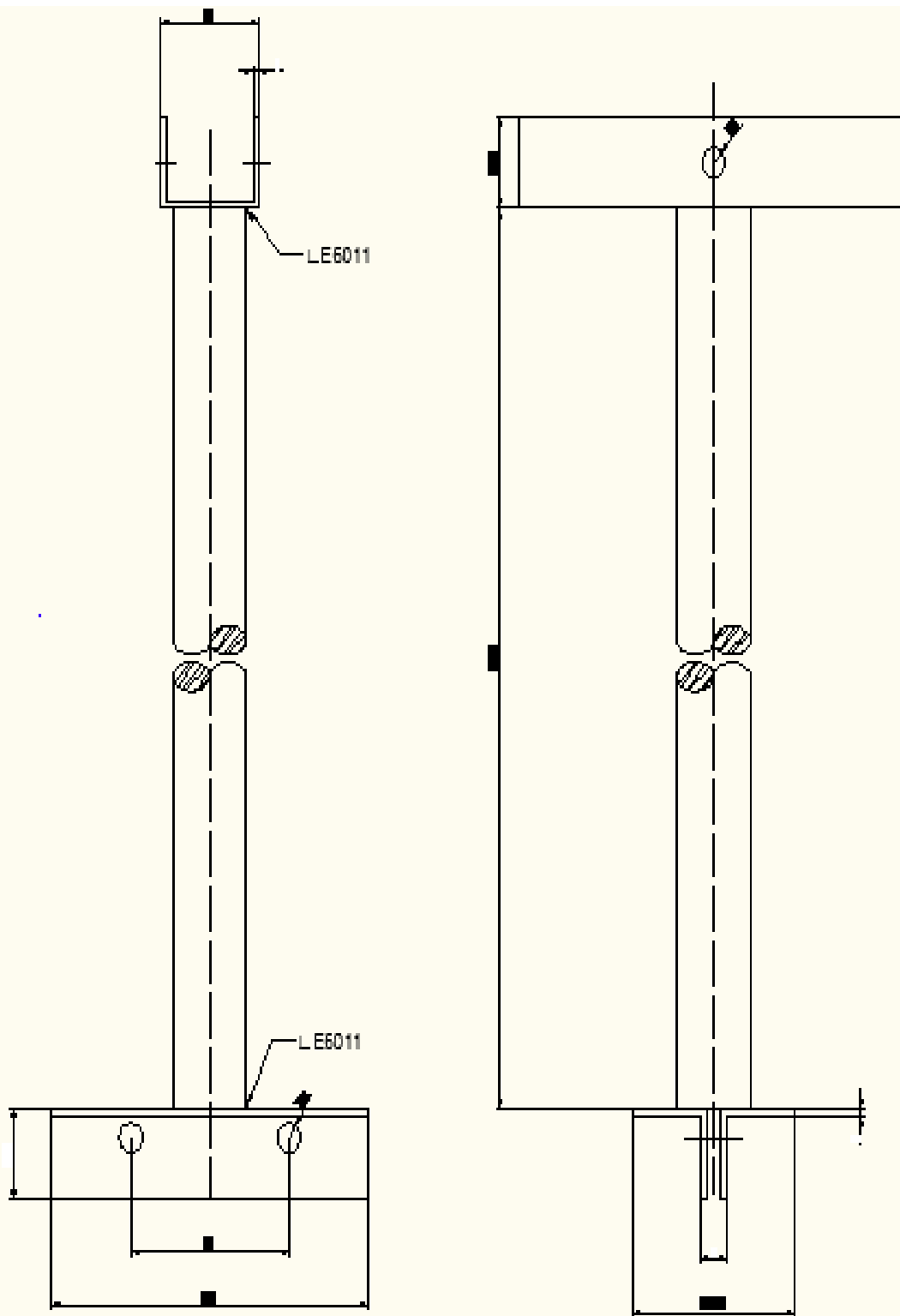
CUANTA ENERGIA LIMPIA PRODUCIMOS HOY EN PROVIENTO?

ANEXO 6

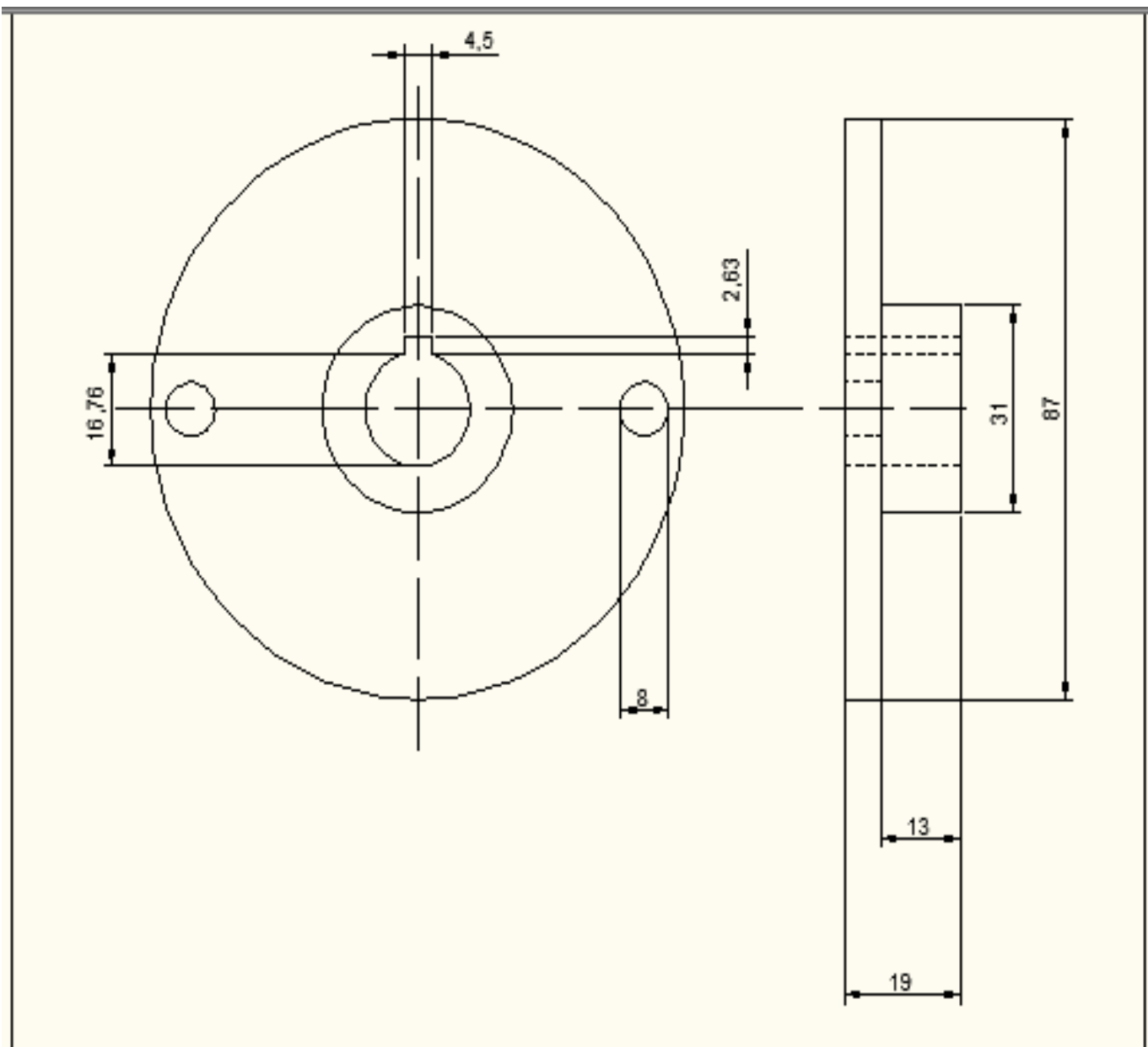
PLANOS



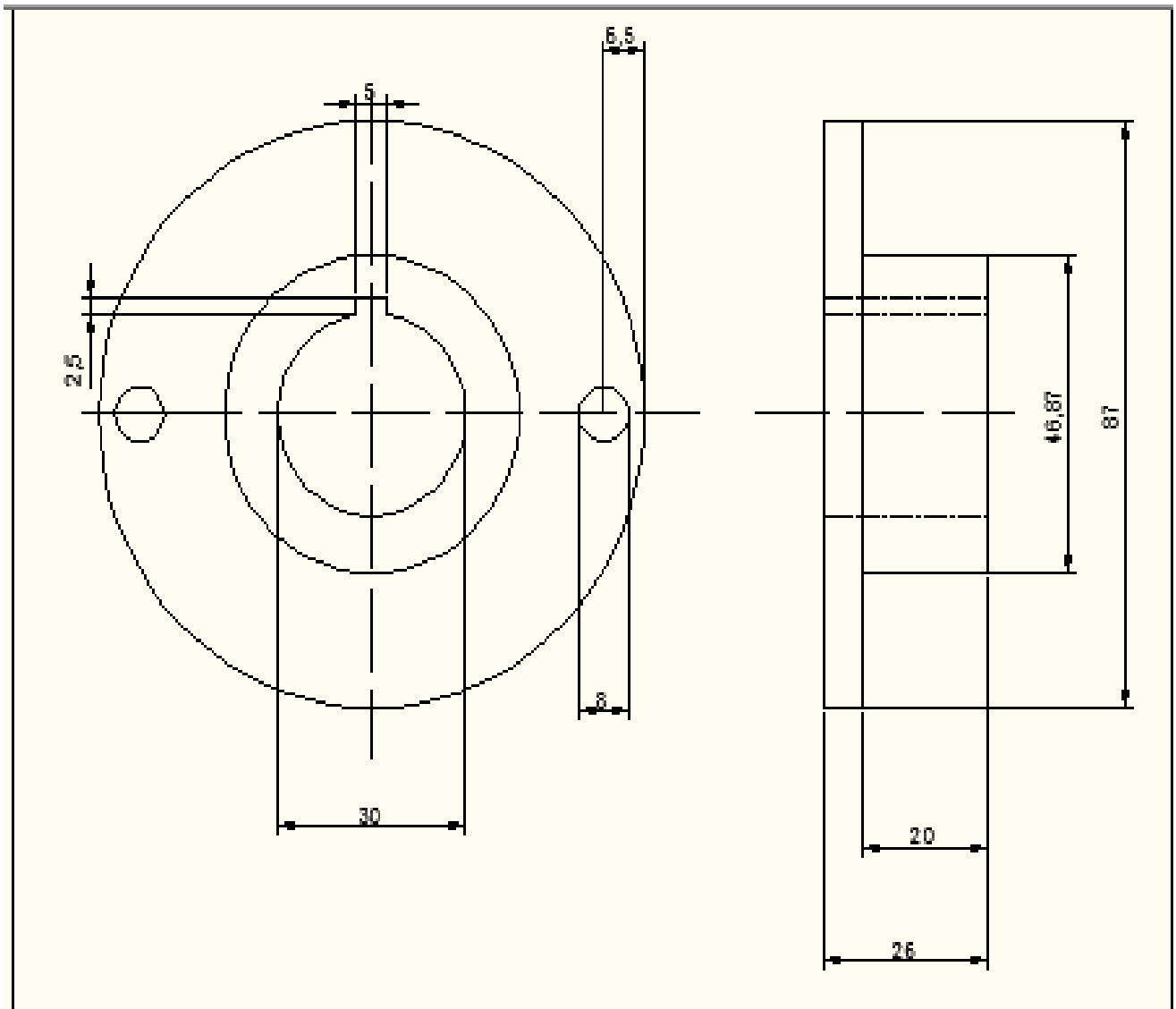
UNL INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA	UNL	ESCALA: 2:1	PESO: 1.088Kg
		MATERIAL: Acero	
		DENOMINACIÓN: Veleta de Dirección	
		CÓDIGO: 01.02	
			1
			34



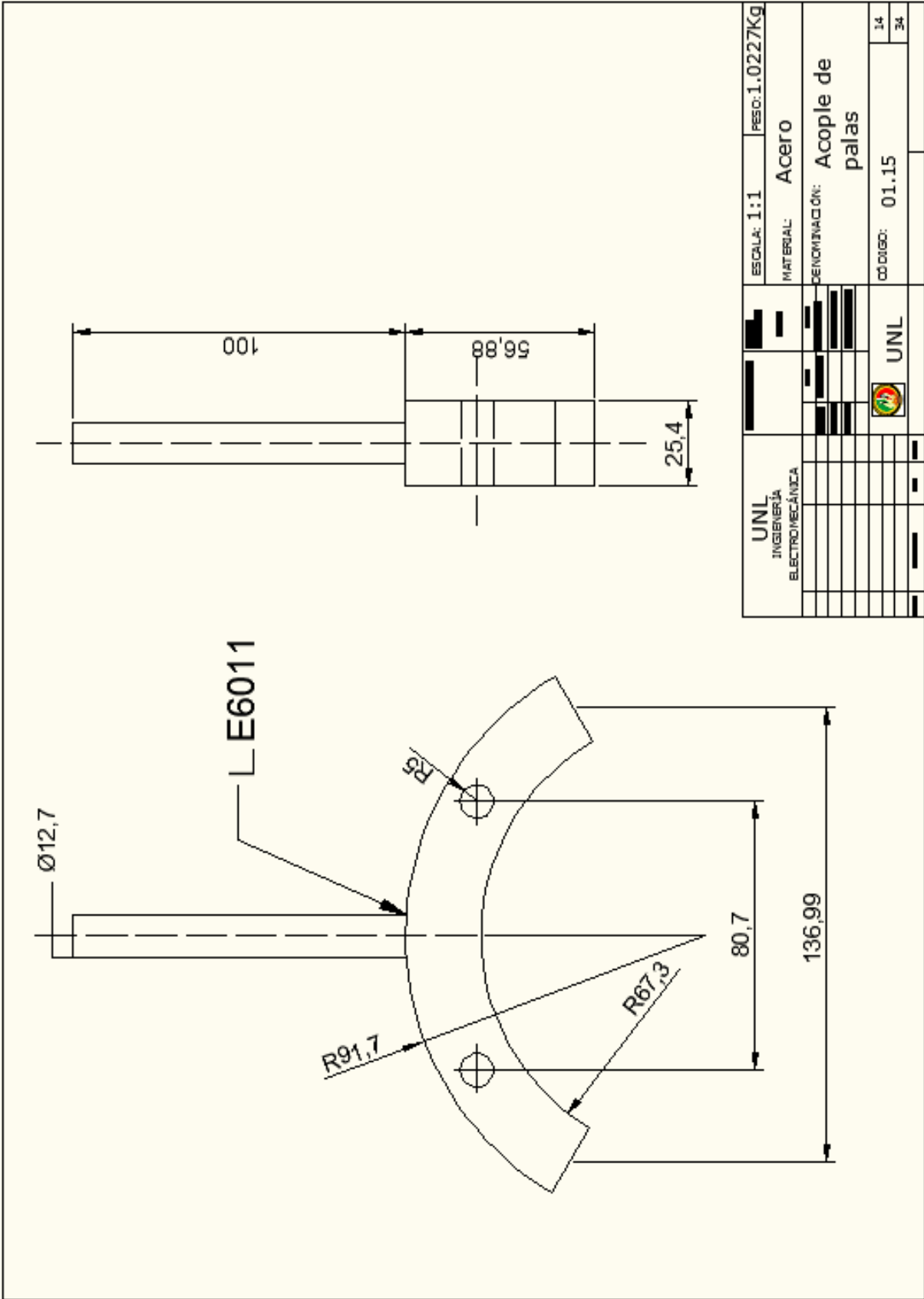
UNL		1:1	1 Kg
		Acero	
		Soporte de Vela	
		01.03	
UNL			

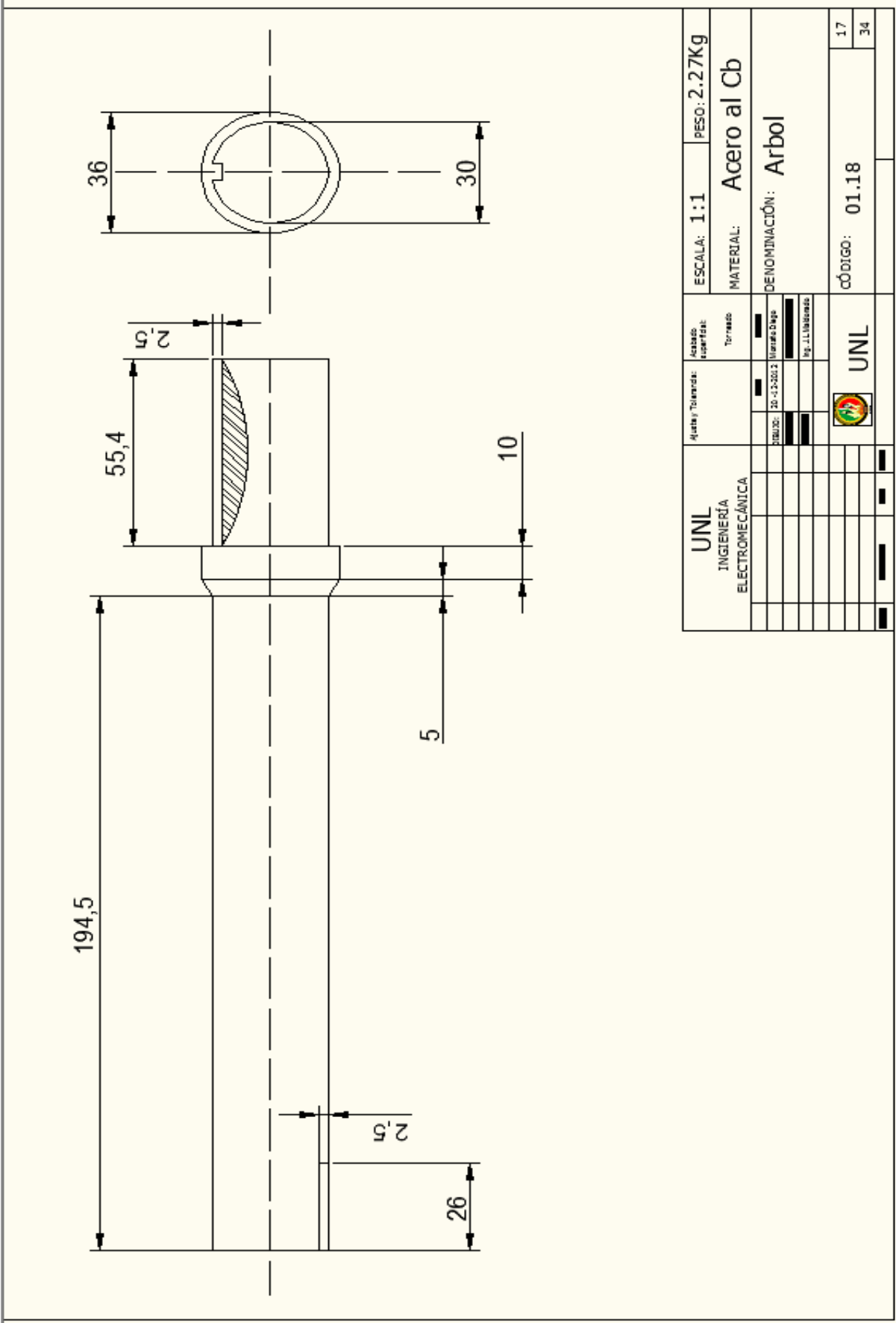


UNL INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA		Ajuste y Tolerancia: Acabado superficial: Terminado	ESCALA: 1:1	PESO: 0.65 Kg
			MATERIAL: Acero	
		DISEÑO: 20-12-2012	DENOMINACIÓN: Acople del generador	
		Montefrío Diego Ing. J.L. Melchorado Ing. J.L. Melchorado		
		 UNL	CÓDIGO: 01.07	6

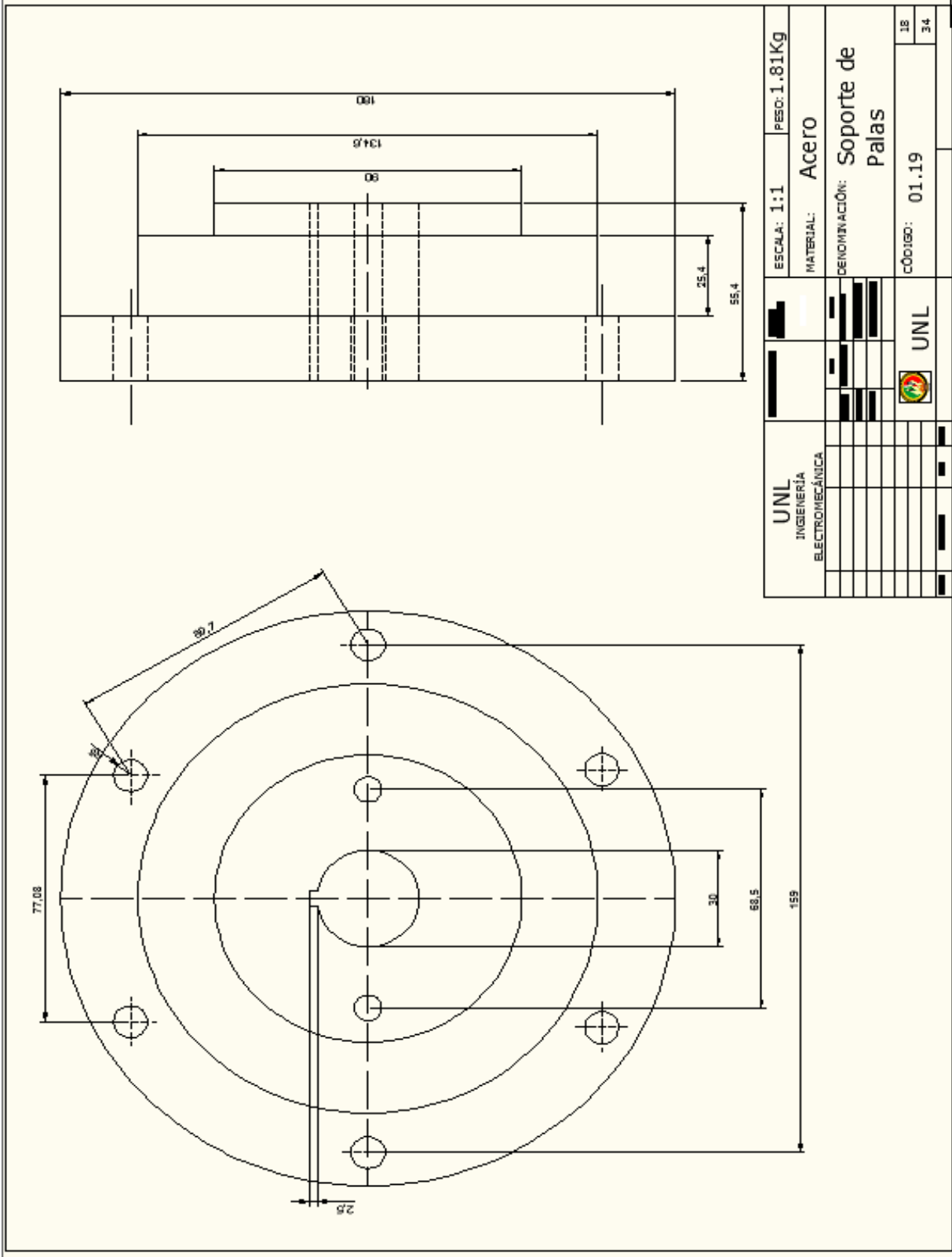


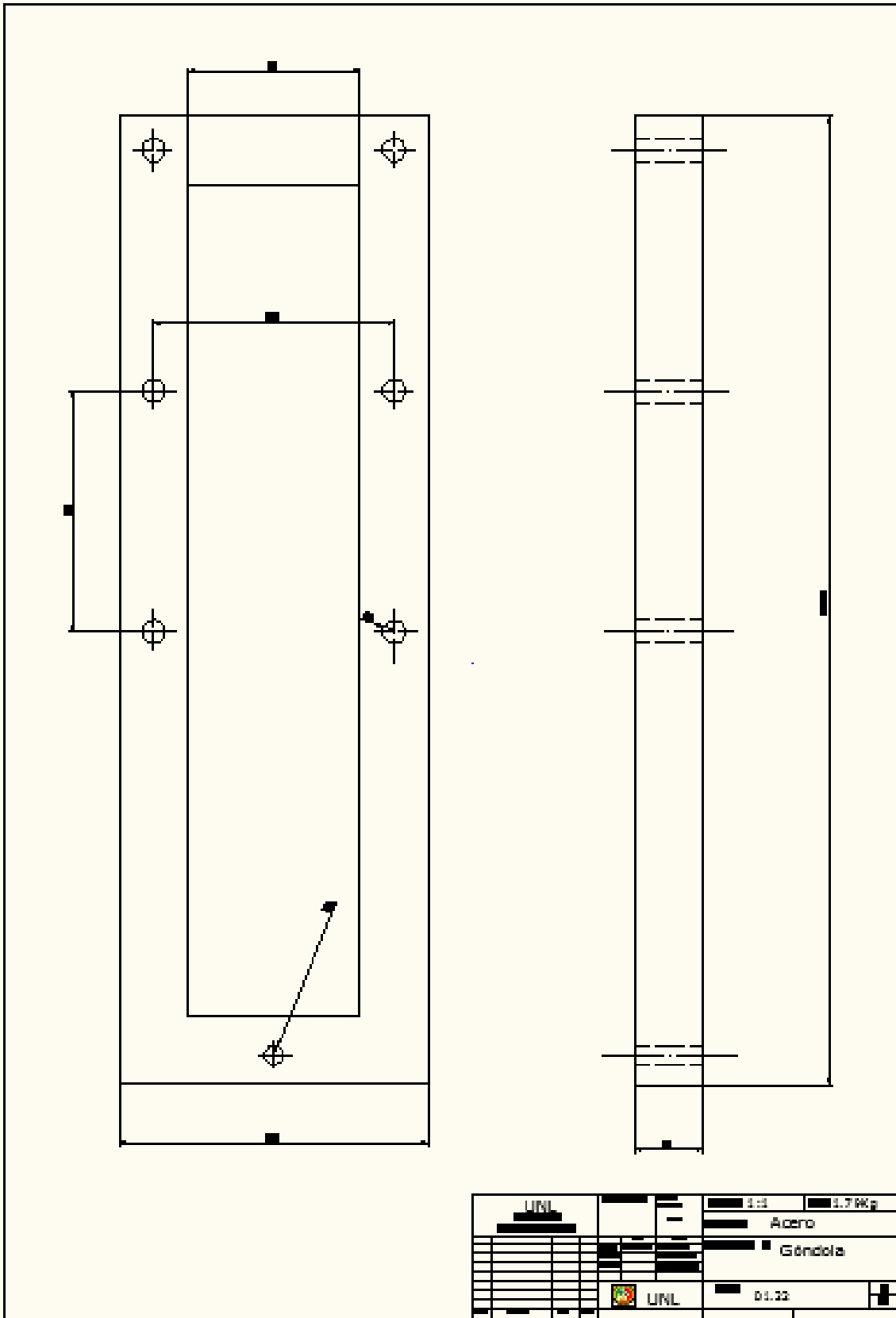
UNL INGIENIERÍA ELECTROMECAÁNICA				ESCALA: 1:1		PESO: 1.0227Kg	
				MATERIAL: Acero			
				DENOMINACIÓN: Acople de eje			
				CÓDIGO: 01.10		9	
						34	

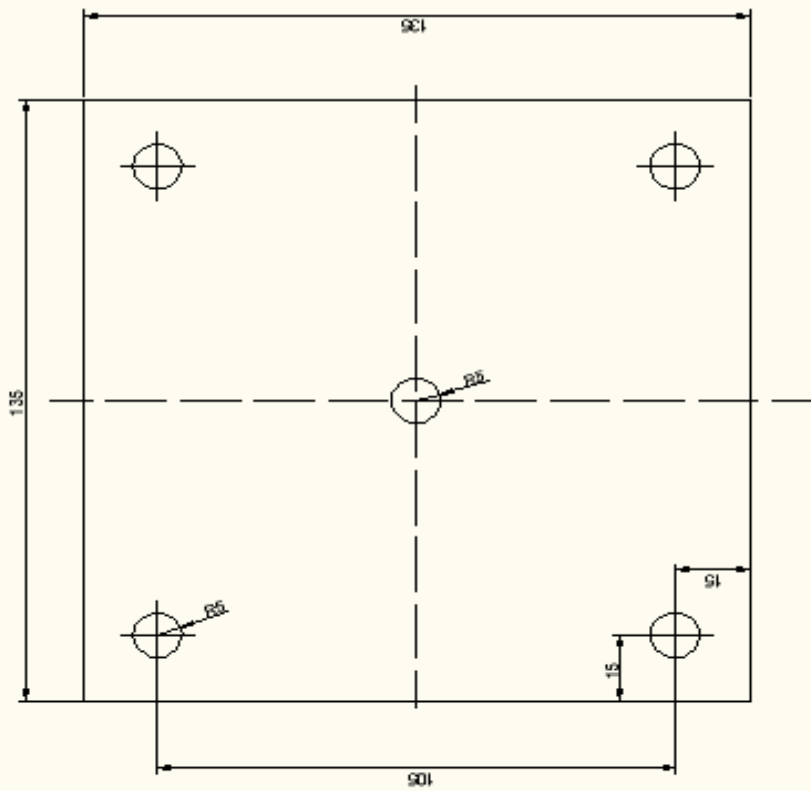




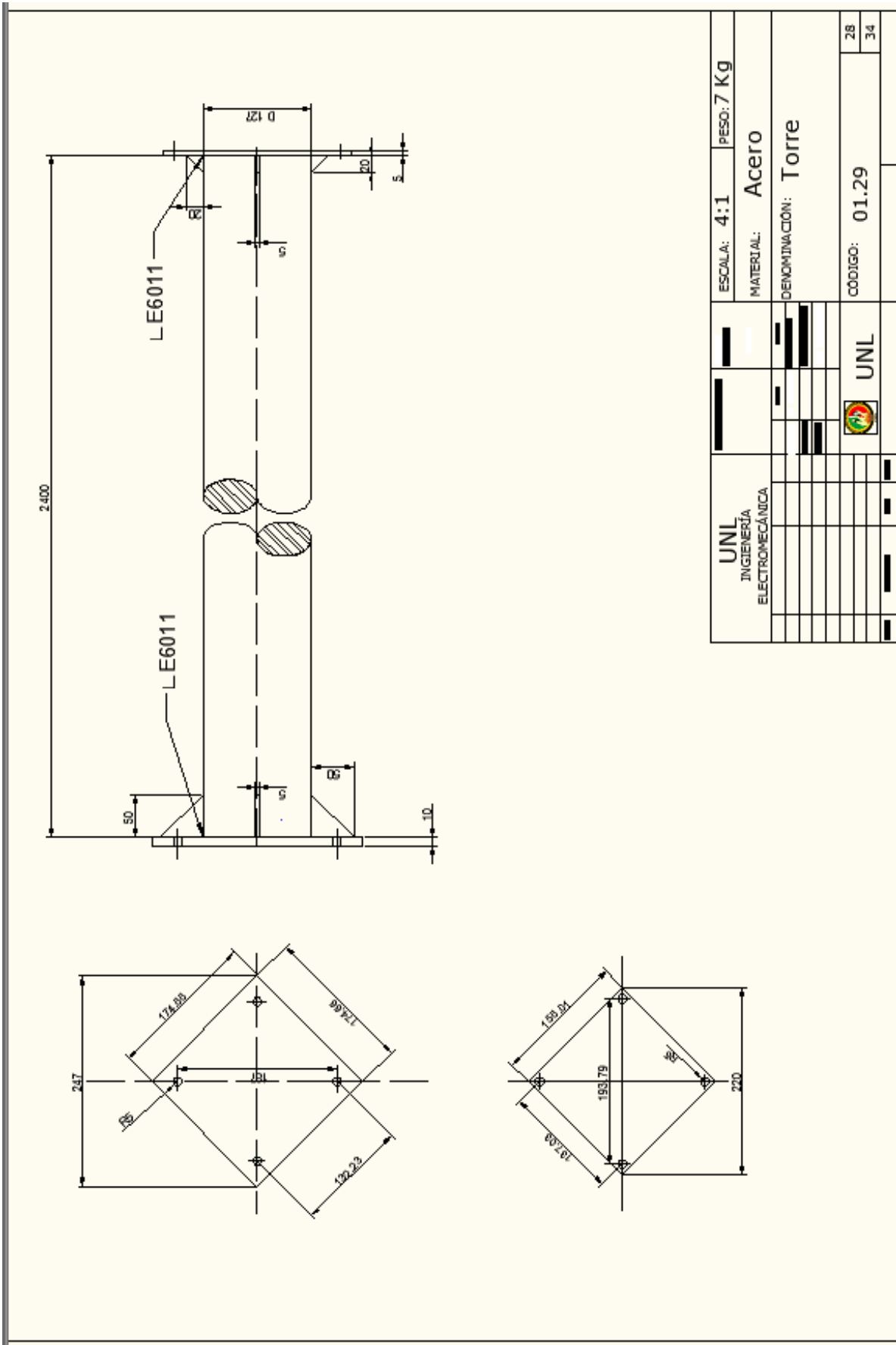
UNL INGENIERIA ELECTROMECANICA	Acabado superficial:	Tornado	ESCALA:	1:1	PESO:	2.27Kg
	Ajuste/Tolerancia:		MATERIAL:	Acero al Cb		
	OTRO: 20-1-2002	Material/Daga	DENOMINACIÓN: Arbol			
		Fig. 11.000000				
			CÓDIGO:		01.18	17 34
	UNL					

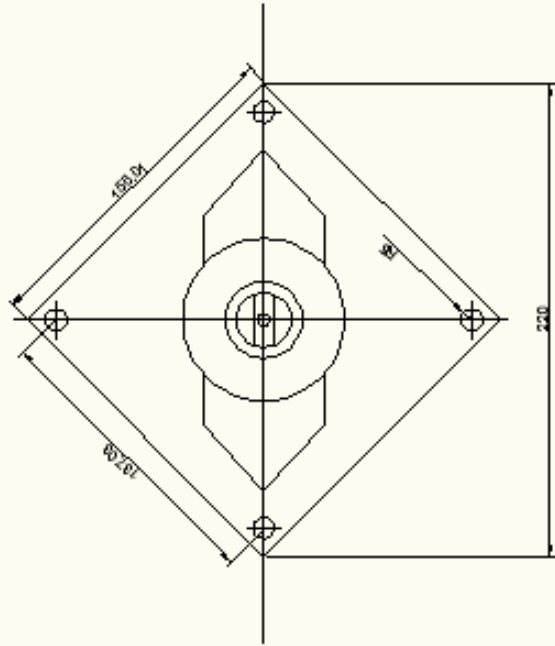
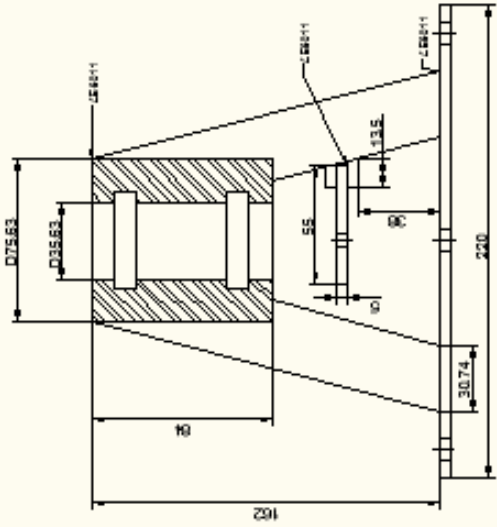
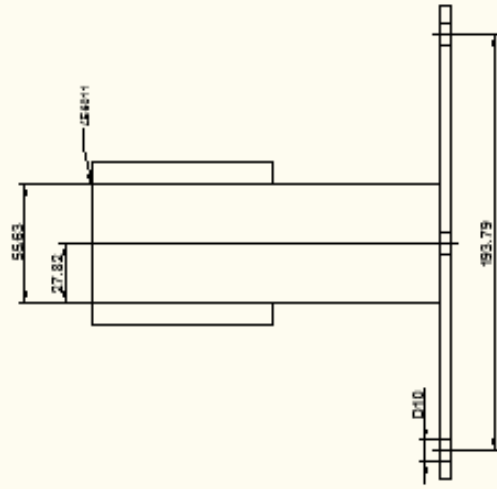






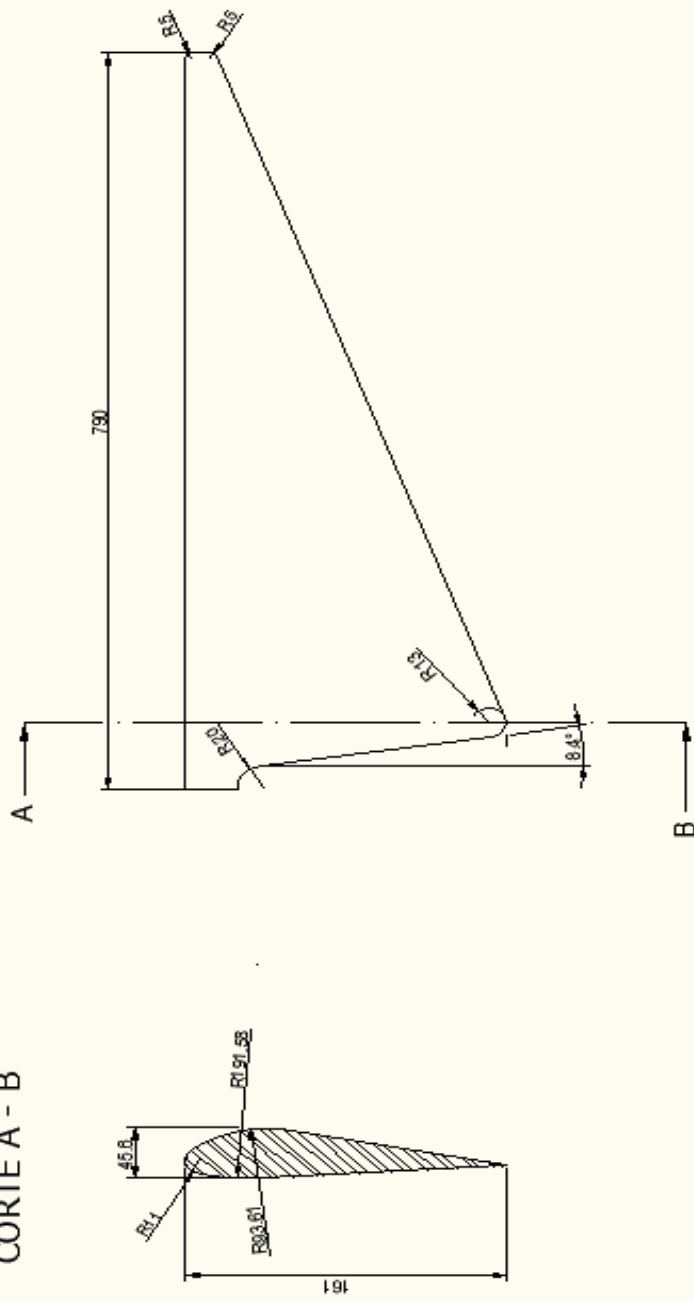
UNL INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA	UNL	UNL	ESCALA: 1:1	PESO: 1.88Kg
			MATERIAL: Acero	
DENOMINACION: Eje Vertical			CO.DIGO: 01.23	22 34
UNL				





UNL INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA	ESCALA: 2:1	PESO: 1.0227Kg
		MATERIAL: Acero
		DENOMINACIÓN: Base del eje vertical.
		CÓDIGO: 01.33
		UNL
		32
		34

CORTE A - B



UNL INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA	Alcance y Tolerancia:	Acabado superficial:	ESCALA:	PESO:
			4:1	0.88 Kg
		Priso	MATERIAL:	Fibra de vidrio
		Norma Dwg	DENOMINACIÓN:	Pala
		20-12-2012		
		Fig. J.L. Urbano		
		UNL	CÓDIGO:	01.34
				33
				34