

41126  
125

# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES  
CAMPUS ARAGON



LA CONSTRUCCION DE UN GENERADOR EOLICO  
PARA UNA CASA DE CAMPO QUE NO ESTA  
CONECTADA A LA RED ELECTRICA

T E S I S  
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE  
LICENCIATURA DE:  
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

P R E S E N T A :  
ISRAEL ALEJANDRO VIGUERAS GAMAS

ASESOR:  
ING. FLOR MONICA GUTIERREZ ALCANTARA

MEXICO

ABRIL 2003

1

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

## **AGRADECIMIENTOS**

**ESTE TRABAJO NO PUDO HABERSE REALIZADO SIN EL APOYO INCONDICIONAL DEL ING. JAVIER ALAIN MORONES CAMACHO Y DE SU SECRETARIA MARGARITA MADRID CONTRERAS, QUIEN SIEMPRE ME APOYARON CON SUS CONSEJOS Y SU PACIENCIA, ADEMÁS AL ING. RAÚL BARÓN VERA POR LA CONFIANZA QUE DEPOSITO EN MI A LA ING. MÓNICA FLOR ALCÁNTARA GUTIERREZ POR SER MI GRAN AMIGA Y ASESORA. AL ING. ADRIÁN PAREDES POR SUS ATINADOS COMENTARIOS A MI AMIGO EL ING. ENRIQUE GARCÍA Y A LA ING. GLADIS.**

**EN SEGUNDO PLANO PERO NO MAS IMPORTANTE A MIS AMIGOS VALENTÍN, MIGUEL BARBAS NALLELY MARIANA, MIRIS, CHARLY GALEANA, RENO, ANGÉLICA, GRIS, MARCE Y EN ESPECIAL A SAMANTA.**

**A MI MADRE Y MIS HERMANAS POR HABERME AGUANTADO Y APOYADO 28 AÑOS DE MI VIDA.**

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

## ÍNDICE

### INTRODUCCIÓN

### PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

### JUSTIFICACIÓN

### HIPÓTESIS

### CAPITULO 1

#### AEROGENERADORES Y ENERGÍA EÓLICA

1	AEROGENERADORES.....	1
1.1	ENERGÍA ACCESIBLE.....	1
1.1.2	DISTINTAS CLASES DE AEROMOTOR.....	1
1.1.2.1	AEROMOTORES DE EJE HORIZONTAL.....	2
1.1.2.2	AEROMOTORES DE EJE VERTICAL.....	3
1.2	RECURSOS EÓLICOS VIENTOS GLOBALES.....	6
1.3	LEYES EN LOS QUE SE BASAN LOS GENERADORES EÓLICOS.....	8
1.3.1	TEORÍA DE LA CANTIDAD DE MOVIMIENTO.....	8
1.3.2	VELOCIDAD Y POTENCIA ANUAL.....	10
1.4	AEROGENERADORES.....	10
1.5	CONSTRUCCIÓN DE UN AEROMOTOR.....	10

### CAPITULO 2

2	METEOROLOGÍA.....	14
2.1	EL VIENTO.....	14
2.1.1	VARIACIONES DE VELOCIDAD DEL VIENTO EN EL TIEMPO.....	14
2.1.2.1	FENÓMENOS INSTANTÁNEOS (RÁFAGAS).....	14
2.1.2.2	FENÓMENOS DIARIOS.....	10
2.1.2.3	FENÓMENOS ESTACIONALES.....	16
2.1.2.4	VARIACIONES DE VELOCIDAD EN EL VIENTO CON LA ALTITUD.....	16
2.2	ENERGÍA SUMINISTRADA POR EL VIENTO.....	16
2.2.1	ACCIÓN DEL VIENTO SOBRE UNA SUPERFICIE PLANA.....	18
2.2.2	DESCOMPOSICIÓN DEL VECTOR RESULTANTE ARRASTRE Y SUSTENTACIÓN.....	18
2.2.3	VARIACIONES DE ORIENTACIÓN DEL VIENTO EN EL TIEMPO.....	18
2.23.1	VARIACIONES INSTANTÁNEAS DE DIRECCIÓN (TURBULENCIAS).....	20

### CAPITULO 3

3.1	DISEÑO DEL SISTEMA.....	24
3.1.2	TORRES TUBULARES DE ACERO.....	24
3.1.3	TORRES DE CELOSÍA.....	25
3.1.4	TORRES DE MÁSTIL TENSADO CON VIENTOS.....	25
3.1.5	SOLUCIONES DE TORRES HÍBRIDAS.....	26
3.2	CONSIDERACIONES AERODINÁMICAS.....	26
3.3	CONSIDERACIONES DE DINÁMICA ESTRUCTURAL.....	26
3.4	PROTECCIÓN CONTRA LOS RAYOS.....	26
3.5	SOPORTE PARA AEROGENERADORES.....	27

3.5.1	LOS SOPORTES ATIRANTADOS ABATIBLES.....	27
3.5.2	DIMENSIONADO DE SOPORTES ATIRANTADOS Y BASCULANTES.....	28
3.6	ELECCIÓN ENTRE TORRES ALTAS Y BAJAS.....	28
3.7	ALTURA DEL EJE DEL ROTOR.....	29
3.8	VARIACIÓN DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO CON LA ALTURA RESPECTO AL SUELO.....	29
3.9	DETERMINACIÓN DE LA ALTURA DEL EJE DEL ROTOR.....	31
3.10	DISPOSICIÓN DEL ROTOR (SOTAVENTO O BARVOLENTO) ESTRATEGIAS DE ORIENTACIÓN.....	34
3.10.1	ROTOR O BARVOLENTO.....	34
3.11	ROTOR O SOTAVENTO.....	34
3.12	ESTRATEGIAS DE ORIENTACIÓN.....	35
3.13	DISPOSICIÓN ADOPTADA.....	
3.14	ROTOR A BARLOVENTO.....	36
3.15	DIÁMETRO DEL ROTOR Y VELOCIDAD DE DISEÑO.....	38
3.16	DETERMINACIÓN DEL DIÁMETRO DEL ROTOR Y VELOCIDAD NOMINAL.....	39
3.17	VELOCIDAD DE GIRO DEL ROTOR.....	43
3.1.8	EL AEROMOTOR: ESTUDIO TEÓRICO.....	
3.1.8.1	APLICACIÓN AL CASO DE UN AEROMOTOR-ACCIÓN DEL VIENTO SOBRE LAS PALAS.....	44
3.19	FACTOR DE PÉRDIDA EN UN FACTOR DE ENVERGADURA FINITA.....	45
3.20	LA TEORÍA DE LOS PERFILES AERODINÁMICOS.....	49
3.21	EL FENÓMENO AERODINÁMICO.....	49
3.22	FUERZAS DE SUSTENTACIÓN ARRASTRE Y MOMENTO.....	50
3.23	EL AEROMOTOR DESCRIPCIÓN.....	
3.23.1	TORRE DE SOPORTE.....	51
3.23.2	LAS PALAS DEL AEROMOTOR.....	52
3.23.3	LA LONGITUD DE LAS PALAS.....	52
3.23.4	ORGANIGRAMA PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS ELEMENTOS DE AEROMOTOR.....	52
3.23.5	EL PERFIL.....	53
3.23.6	PERFIL DE LA PALA PROYECTADA.....	53
3.24	MATERIALES.....	54
3.25	NUMERO DE PALAS.....	56
3.26	SISTEMAS DE PROTECCIÓN.....	57
3.26.1	SISTEMAS DE FRENADO.....	57
3.26.2	SISTEMAS DE FRENADO MANUAL.....	57
3.26.3	SISTEMAS DE FRENADO AUTOMÁTICO.....	57
3.26.4	SISTEMAS DE REGULACIÓN.....	57
3.26.5	SISTEMAS DE REGULACIÓN POR FRENO AERODINÁMICO CENTRÍFUGO.....	58
3.26.6	SISTEMA DE "REGULACIÓN" POR DISMINUCIÓN DE LA SECCIÓN DE LA HÉLICE, YA SEA TOTAL O PARCIAL, MEDIANTE UNA PALA AUXILIAR.....	58
3.26.7	UTILIZACIÓN DE LA TORRE ABATIBLE COMO FRENO.....	58
3.26.7.1	SISTEMA DE FRENADO APROVECHANDO LA TORRE ABATIBLE.....	58
3.26.8	DISPOSITIVO DE ORIENTACIÓN.....	59
3.26.8.2	CARACTERÍSTICAS DEL AEROGENERADOR PROYECTADO.....	59

3.27	DISPOSITIVO DE ORIENTACIÓN PARA AEROMOTORES DE CARA AL VIENTO.....	59
3.28	EL GENERADOR ELECTRICO Y EL MULTIPLICADOR.....	61
3.28.1	EL GENERADOR ELECTRICO.....	61
3.28.2	GENERADOR DE CORRIENTE CONTINUA. (Dinamo).....	61
3.28.3	GENERADOR SINCRONO DE CORRIENTE ALTERNA.....	62
3.29	VENTAJAS E INCONVENIENTES.....	62
3.30	EL MULTIPLICADOR.....	63
3.31	TIPOS DE MULTIPLICADORES.....	63
3.31.1	MÁQUINAS SIN MULTIPLICADOR.....	63
3.31.2	MÁQUINAS CON MULTIPLICADOR.....	63
3.32	DISPOSITIVOS DE ALMACENAMIENTO.....	64
3.32.1	ACUMULADORES DE PLOMO.....	64
3.32.2	DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD DE LA BATERÍA DE ACUMULADORES.....	66
3.32.3	CONTROL DEL ESTADO DE LA CARGA DE LA BATERIA DE ACUMULADORES, CIRCUITOS ASOCIADOS (Control manual).....	68
3.32.4	AEROGENERADOR EQUIPADO CON GENERADOR DE CORRIENTE CONTINUA.....	68
3.33	CIRCUITO DE GOBIERNO Y MANIOBRA ASOCIADO A UNA AEROGENERADOR CON DINAMO.....	68
3.33.1	AEROGENERADOR EQUIPADO CON ALTERNADOR.....	68
3.34	CIRCUITO DE GOBIERNO ASOCIADO A UN AEROGENERADOR CON ALTERNADOR.....	69
3.34.1	EMPLEO DE UN CONTADOR DE AMPERIOS-HORA.....	69
3.35.	VALORES DE LAS TENSIONES DE FINAL DE CARGA Y DESCARGA.....	69
3.35.1	VALOR DE LA TENSIÓN DE FINAL DE CARGA.....	69
3.35.2.	VALOR DE LA TENSIÓN DE FINAL DE DESCARGA POR ELEMENTO....	70
3.36	LAS FUENTES DE EMERGENCIA .....	70
3.37	UTILIZACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA DE ORIGEN EÓLICO.....	71
3.37.1	UTILIZACIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA PARA USOS DOMÉSTICOS.....	71

#### CAPITULO 4

4.0	CONCLUSIONES.....	75
-----	-------------------	----

#### 5.0 APENDICES

#### BIBLIOGRAFIA

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

## INTRODUCCIÓN

Las investigaciones que se realizan actualmente sobre la energía eólica se dirigen a aprovechar el viento como energético para producir electricidad, calor, energía mecánica o cualquier otra forma de energía.

La energía eólica está clasificada como una fuente no convencional. Es prácticamente inagotable y no contamina. Sin embargo, su principal desventaja es que cuando no sopla el viento no se produce energía. Por esta razón es una fuente intermitente y, como tal, requiere de un sistema de almacenamiento para aprovecharla continuamente.

La historia de la energía eólica o de los vientos se remonta al año 3500 a.C., cuando los sumerios armaron las primeras embarcaciones de vela. Después, los griegos construyeron máquinas que funcionaban con el viento. Así, desde la Antigüedad éste ha sido el motor de las embarcaciones. Han pasado 5 000 años y los veleros surcan aún los mares.

Sin embargo, ésta es sólo una de las bondades del viento. Otra aplicación familiar, cuya imagen aparece inmediatamente, son los molinos de viento. La historia del molino de viento es confusa. Hay quienes afirman que el primero de estos molinos surgió en Scistán, Persia (hoy Irán), aunque parece que existen indicios anteriores de su existencia en la isla griega de Miconos.

Los chinos utilizaron desde la antigüedad los molinos eólicos para bombear agua y regar sus tierras; un caso notable del uso de esta energía fueron las carretillas impulsadas con velas para facilitar el transporte de mercancías de un lado a otro. Ya en el siglo XIX, los chinos construyeron un vagón de ferrocarril de pasajeros que tenía una gran vela; la principal desventaja era que la espera, en ocasiones, era bastante larga.

## LA INVASIÓN DE LOS MOLINOS

Los molinos de viento *emigraron* rápidamente a Europa. Por un lado, llegaron al norte de Africa y a España, y por otro, al norte de Europa, a través del Mar Caspio. La primera alusión directa a ellos en Europa lo encontramos en 1105, cuando por encargo del Papa, el Abad de Savigny construyó varios molinos en diversas provincias francesas.

A principios del siglo XIII los molinos eólicos invaden toda Europa. Y es precisamente al final de este siglo cuando aparecen los famosos molinos holandeses usados para bombear agua. Así, cabe señalar que otra aplicación importante de estos molinos fue para la molienda de granos.

Un testimonio famoso de los molinos de viento es, sin lugar a dudas, la lucha contra los molinos de viento

## GENERACIÓN A PARTIR DE DIVERSAS FUENTES Y EN QUÉ PORCENTAJE SE UTILIZA CADA UNA.

### ANTECEDENTES HISTÓRICOS

La industria eléctrica en México inició su desarrollo a fines del siglo XIX, con el empleo de la electricidad en procesos industriales con la participación de capitales privados, principalmente del exterior. En el año de 1879 se instaló un generador sencillo en la fábrica de textiles denominada "La Americana" en León, Guanajuato, posteriormente fue utilizado el fluido eléctrico para la operación de desagües.

A mediados de 1880, se llevaron a cabo los primeros experimentos para el alumbrado público, colocándose en la ciudad de México dos focos de arco voltaico: uno el kiosco central y otro en la esquina suroeste del jardín de la Plaza de la Constitución; transcurridos algunos meses la compañía de Samuel B. Knight instaló 40 lámparas incandescentes de arco en el Zócalo de la Ciudad de México.

Diez años después, aprovechando los saltos y caídas de agua de los ríos de México como fuente primaria para la generación de electricidad, se construye la primera planta hidroeléctrica en Batopilas, Chihuahua.

Iniiciando el siglo XX, en varios estados de la República operaban plantas hidráulicas destinadas a satisfacer principalmente las necesidades del sector productivo regional, destinándose la energía excedente a servicios urbanos.

Asimismo, mediante una concesión gubernamental, el francés Vaquié promovió el primer proyecto importante para generar energía eléctrica a través de las caídas del río Necaxa, dando con ello origen a la empresa canadiense Mexican Light & Power Company Limited, la cual posteriormente cambiaría su denominación a la de Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz.

El uso de la energía eléctrica en México creció en forma sorprendente, tal fue el auge que para el año de 1920 funcionaban en nuestro país 199 compañías mediante la inversión de empresarios extranjeros.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

Sin embargo, la falta de eficiencia y calidad de dichas empresas dieron origen a un sin número de anomalías: cobro excesivo de tarifas, aplicación de multas y fallas en el suministro, lo que originó un clima de descontento entre los consumidores afectando con ello el proceso de la producción industrial y agrícola. Aunado a lo anterior, amplias zonas rurales carecían totalmente de energía eléctrica.

El 14 de agosto de 1937, el Poder Ejecutivo Federal, encabezado por Lázaro Cárdenas del río, decretó la creación de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), con el objeto de organizar un sistema nacional de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica para el beneficio del país en general.

La historia de la CFE empezó a describirse con dicha fecha, contaba con menos de veinte empleados, cincuenta mil pesos de presupuesto y modestas oficinas en un despacho en alquiler en el centro del D.F.

El inicio de las operaciones de la CFE permitió obtener una vinculación entre el suministro del fluido y los objetivos sociales del país.

A fin de obtener la integración de una industria eléctrica fueron necesarias diez acciones de tipo legislativo que facilitaron por una parte el crecimiento de la CFE, y por otra, un control cada vez mayor del sector público en materia tarifaria.

Dichas acciones realizadas por la CFE se vieron reflejadas en 1959, cuando las dos empresas extranjeras principales en la comercialización de electricidad: American and Foreign Power Company y Mexican Light and Power Company Limited, recibían de la CFE el 70% de la energía que revendían.

En este contexto, el gobierno mexicano inicia un proceso de compra de las compañías extranjeras que finaliza con un acto primordial para la vida de México: el 27 de septiembre de 1960, el presidente Adolfo López Mateos nacionaliza la industria eléctrica, consolidando así el proceso de desarrollo económico de México. (fuente Secretaría de Energía)

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

### JUSTIFICACION.

El trabajo esta dirigida hacia la búsqueda de mejores recursos alternativos y económicos que abastezcan las necesidades imperantes en las comunidades que por su difícil acceso y por sus condiciones económicas no se les distribuye de energía eléctrica.

La energía de tipo eólica ha dado muy buenos resultados en países desarrollados; este no es el caso de México debido a que el aprovechamiento de ese recurso tan disponible e inagotable como es el viento no ha sido difundido de una manera significativa; pero, la construcción de un aeromotor casero es sencilla y barata con su consecuente aprovechamiento económico. Por lo tanto mediante este trabajo se busca el proponer una posibilidad de obtener electricidad casera, vale decir a mediana escala, para poblaciones rurales alejadas del cableado eléctrico e incluso para zonas urbanas que descen un medio limpio y relativamente sencillo de abastecimiento.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

## HIPOTESIS.

La problemática que tenemos en cuestión de energía eléctrica en México es bastante grave ya que la mayoría de nuestras plantas que son dedicadas a esta tarea tienen más de 30 años de atraso tecnológico, sin mencionar que el combustible que utilizan estas plantas es de origen fósil y el tiempo estimado de estos recursos es de 30 años máximo para el petróleo, y de 60 años máximo para el gas natural, por lo que también la generación de la electricidad se está viendo afectada y los precios de este servicio cada vez se elevan.

Es por eso que se han estudiado desde hace varios años la forma de producir energía eléctrica con el índice más bajo de contaminación además de tratar de que sea más barata para que las zonas que son de difícil acceso también se les pueda surtir de este servicio.

Pero muchas veces es muy difícil y costoso transportar la energía así que las alternativas es producirla en el mismo lugar de consumo.

Es posible, aprovechar la energía eólica, en algunos sectores del país como un medio alternativo de abastecimiento interno de energía eléctrica a mediana escala dentro las fronteras de la población rural esto además se puede complementar mediante ciclos combinados de energía eólica y energías solar, marcomotriz, geotérmica o con gas natural. Esto da una mejor efectividad y menor contaminación en la producción de energía eléctrica.

Por eso lo que planteamos en este estudio es que mediante la construcción de un sistema de generación eólico se puede ser auto suficiente y no depender de la red eléctrica en consumo inmediato y en almacenamiento.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

### **PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA:**

México como país desde el punto de vista económico se encuentra en una posición muy baja, con respecto al desarrollo de los países industrializados en lo que se refiere a producción de energía eléctrica.

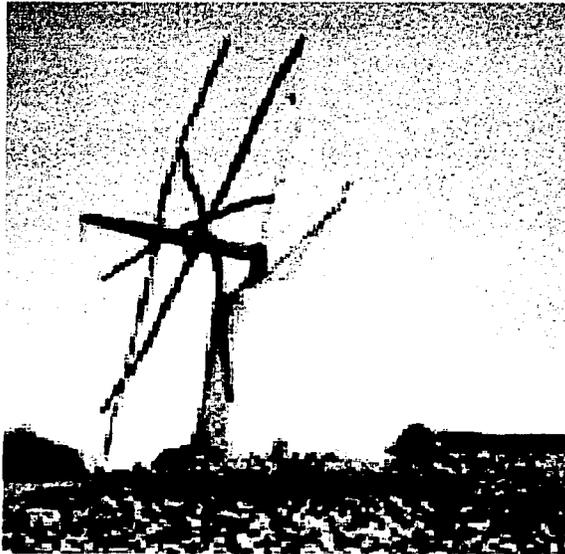
Al ser esta posición desfavorable, las consecuencias internas son grandes y variadas, e inciden directamente en la población y sus medios de subsistencia. Uno de estos medios es irreparablemente la energía eléctrica: en México el tendido eléctrico es reducido y no abastece la necesidad humana, por varias razones entre las cuales la más importante quizás sea la densidad del factor humano, la lejanía entre urbes y la mala distribución del mismo, además que la producción de este servicio es muy costoso por la baja tecnología para producirlo.

Desde el punto de vista ecológico cada vez que seguimos utilizando los mismo métodos de generación de energía eléctrica dañamos mas a el medio ambiente creando así desastres ecológicos los cuales, tardaran muchos años en regenerarse pues estamos acabando con nuestros bosques y mares, por eso necesitamos implementar energías limpias donde se utilicen formas imperecederas como el viento, el sol, la corriente de los ríos o la fuerza de las olas del mar.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

✓

# CAPITULO PRIMERO



TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

**TESIS  
CON  
FALLA DE  
ORIGEN**

# **PAGINACION DISCONTINUA**

## CAPITULO PRIMERO

### ENERGÍA EÓLICA Y AEROGENERADORES.

*"Sinceramente, yo le recomiendo el campo de la energía eólica con una sola advertencia: toda la ingeniería del know-how y toda la subiduría recogida por la experiencia NO PUEDEN HACER QUE EL VIENTO SOPLE".*

Anónimo

### PROCEDENCIA DE LA ENERGÍA EÓLICA

Todas las fuentes de energía renovables (excepto la mareomotriz y la geotérmica), e incluso la energía de los combustibles fósiles, provienen, en último término, del sol. El sol irradia 100.000.000.000.000 Kwh. de energía hacia la Tierra. En otras palabras, la Tierra recibe 1017 W de potencia. Alrededor de un 1 a un 2 por ciento de la energía proveniente del sol es convertida en energía eólica. Esto supone una energía alrededor de 50 a 100 veces superior a la convertida en biomasa por todas las plantas de la tierra.

#### 1.1 LAS DIFERENCIAS DE TEMPERATURA CONLLEVAN LA CIRCULACIÓN DE AIRE

Las regiones alrededor del ecuador, a 0° de latitud, son calentadas por el sol más que las zonas del resto del globo. (Estas áreas calientes aparecen indicadas en colores cálidos, rojo, Naranja y amarillo) El aire caliente es más ligero que el aire frío, por lo que subirá hasta alcanzar una altura aproximada de 10 Km y se extenderá hacia el norte y hacia el sur. Si el globo no rotase, el aire simplemente llegaría al Polo Norte y al Polo Sur, para posteriormente descender y volver al ecuador.



Figura.1  
En esta imagen de rayos infrarrojos de la superficie del mar (tomada de un satélite de la NASA, NOAA-7, en julio de 1984).

#### 1.1.2 LA FUERZA DE CORIOLIS

Debido a la rotación del globo, todos los movimientos en el hemisferio norte es desviado hacia la derecha, si se mira desde nuestra posición en el suelo (en el hemisferio sur es desviado hacia la izquierda). Esta aparente fuerza de curvatura es conocida como fuerza de Coriolis (debido al matemático francés Gustave Gaspard Coriolis 1792-1843).

Puede no resultarles obvio que una partícula moviéndose en el hemisferio norte sea desviada hacia la derecha. Considere este como rojo (frente al globo) moviéndose hacia el sur en la dirección del vértice del cono. La Tierra está girando si la miramos desde una cámara situada en el espacio exterior. El cono se está moviendo recto hacia el sur. Abajo se muestra la misma imagen con la cámara fija sobre la superficie terrestre.

Consideremos la misma situación vista desde un punto sobre el Polo Norte. Hemos fijado la cámara, por lo que girará junto con la Tierra.

Mire atentamente y se dará cuenta de que el cono rojo está girando sobre una curva hacia la derecha mientras se mueve. La razón por la que el cono no se mueve en la dirección a la que está apuntando es que nosotros, como observadores, estamos girando con el globo. Abajo se muestra la misma imagen con la cámara fija en el espacio exterior mientras la Tierra gira en la figura



(a)



(b)

Figuras.2 a y 2b  
Imágenes que demuestran la fuerza coriolis

La fuerza de Coriolis es un fenómeno visible. Las vías del ferrocarril se desgastan más rápidamente de un lado que del otro.

Las cuencas de los ríos están excavadas más profundamente en una cara que en la otra (de cual se trate depende en qué hemisferio nos encontremos : en el hemisferio norte las partículas sueltas son desviadas hacia la derecha). En el hemisferio norte el viento tiende a girar en el sentido contrario al de las agujas del reloj (visto desde arriba) cuando se acerca a un área de bajas presiones. En el hemisferio sur el viento gira en el sentido de las agujas del reloj alrededor de áreas de bajas presiones. En la página siguiente veremos como la fuerza de Coriolis afecta a las direcciones del viento en el globo.



(a)



(b)

Figuras.3 a y b  
Imágenes que demuestran la fuerza coriolis

## 1.2 RECURSOS EÓLICOS (VIENTOS GLOBALES)

Como resultado de la fuerza Coriolis global El viento sube desde el ecuador y se desplaza hacia el norte y hacia el sur en las capas más altas de la atmósfera. Alrededor de los 30° de latitud en ambos hemisferios la

fuerza de Coriolis evita que el viento se desplace más allá. En esa latitud se encuentra un área de altas presiones, por lo que el aire empieza a descender de nuevo. Cuando el viento suba desde el ecuador habrá un área de bajas presiones cerca del nivel del suelo atrayendo los vientos del norte y del sur. En los polos, habrá altas presiones debido al aire frío.

Teniendo en mente la fuerza de curvatura de la fuerza de Coriolis, obtenemos los siguientes resultados generales de las direcciones del viento dominantes.

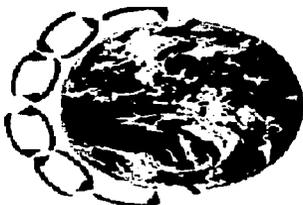


Figura 4. Mapa de vientos terrestres

### 1.2.1 DIRECCIONES DE VIENTO DOMINANTES

Latitud 90-60°N 60-30°N 30-0°N 0-30°S 30-60°S 60-90°S Dirección NE SO NE SE NO SE

El espesor de la atmósfera está exagerado en la figura 4 (hecho a partir de una fotografía tomada desde el satélite de la NASA GOES-8). Realmente la atmósfera tiene un espesor de sólo 10 Km, lo que representa 1/1200 del diámetro del globo. Esta parte de la atmósfera, conocida con el nombre de troposfera, es donde ocurren todos los fenómenos meteorológicos (y también el efecto invernadero). Las direcciones dominantes del viento son importantes para el emplazamiento de un aerogenerador, ya que obviamente queremos situarlo en un lugar en el que haya el mínimo número de obstáculos posibles para las direcciones dominantes del viento.

### 1.2.2 VIENTOS GEOSTRÓFICOS

- LA ATMÓSFERA (TROPÓSFERA)

La atmósfera es una capa muy fina alrededor del globo. El globo tiene un diámetro de 12.000 Km. La troposfera, que se extiende hasta los 11 Km. de altitud, es donde tienen lugar todos los fenómenos meteorológicos y el efecto invernadero. En la figura 4 puede verse una extensión de islas de 300 Km y la altura aproximada de la troposfera. Visto a una escala diferente: si el globo fuese una bola de 1,2 metros de diámetro, la atmósfera sólo tendría un espesor de 1mm.

- EL VIENTO GEOSTRÓFICO

Los vientos que han sido considerados en la sección como vientos globales son en realidad los **vientos geostróficos**. Los vientos geostróficos son generados, principalmente, por las diferencias de temperatura, así como por las de presión, y apenas son influenciados por la superficie de la tierra. Los vientos geostróficos se encuentran a una altura de 1.000 metros a partir del nivel del suelo. La velocidad de los vientos geostróficos puede ser medida utilizando globos sonda.

### 1.2.3 VIENTOS DE SUPERFICIE

Los vientos están mucho más influenciados por la superficie terrestre a altitudes de hasta 100 metros. El viento es frenado por la rugosidad de la superficie de la tierra y por los obstáculos, como veremos en la siguiente sección. Las direcciones del viento cerca de la superficie serán ligeramente diferentes de las de los vientos geostroáficos debido a la rotación de la tierra (ver fuerza de Coriolis). Tratándose de energía eólica interesará conocer los vientos de superficie y cómo calcular la energía aprovechable del viento a los vientos.

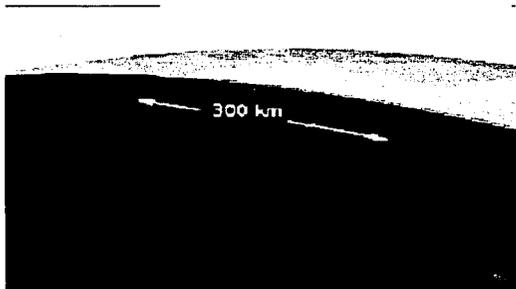


Figura.5 Representación de vientos de superficie

- **VIENTOS LOCALES**

Aunque los vientos globales son importantes en la determinación de los vientos dominantes de un área determinada, las condiciones climáticas locales pueden influir en las direcciones de viento más comunes. Los vientos locales siempre se superponen en los sistemas cíclicos a gran escala, esto es, la dirección del viento es influenciada por la suma de los efectos global y local. Cuando los vientos a gran escala son suaves, los vientos locales pueden dominar los regímenes de viento.

- **BRISAS MARINAS**

Durante el día la tierra se calienta más rápidamente que el mar por efecto del sol. El aire sube, circula hacia el mar, y crea una depresión a nivel del suelo que atrae el aire frío del mar. Esto es lo que se llama brisa marina. A menudo hay un periodo de calma al anochecer, cuando las temperaturas del suelo y del mar se igualan.

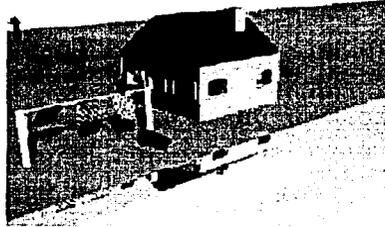


Figura.6 Brisas marinas

Durante la noche los vientos soplan en sentido contrario. Normalmente durante la noche la **brisa terrestre** tiene velocidades inferiores, debido a que la diferencia de temperaturas entre la tierra y el mar es más pequeña. El conocido monzón del sureste asiático es en realidad un forma a gran escala de la brisa marina y la brisa terrestre, variando su dirección según la estación, debido a que la tierra se calienta o enfría más rápidamente que el mar.

#### • VIENTOS DE MONTAÑA

Las regiones montañosas muestran modelos de clima muy interesantes. Un ejemplo es el viento del valle que se origina en las laderas que dan al sur (ó en las que dan al norte en el hemisferio sur). Cuando las laderas y el aire próximo a ellas están calientes la densidad del aire disminuye, y el aire asciende hasta la cima siguiendo la superficie de la ladera. Durante la noche la dirección del viento se invierte, convirtiéndose en un viento que fluye ladera abajo. Si el fondo del valle está inclinado, el aire puede ascender y descender por el valle; este efecto es conocido como viento de cañón.

Los vientos que soplan en las laderas a sotavento pueden ser bastante potentes. Ejemplo de ello son: El Fhon de los Alpes en Europa, el Chinook en las Montañas Rocosas y el Zonda en los Andes.

Ejemplos de otros sistemas de vientos locales son el Mistral, soplando a lo largo del valle del Rhone hasta el Mar Mediterráneo, y el Sirocco, un viento del sur proveniente del Sahara que sopla hacia el Mar Mediterráneo.



Figura.7 Representación de vientos de montaña

### 1.3 LEYES EN LA QUE SE BASAN LOS GENERADORES EÓLICOS

#### LA POTENCIA QUE POSEE EL VIENTO.

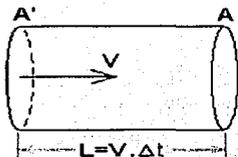


Figura 8 Representación del viento en un tubo

Sea un tubo de corriente de sección recta  $A$ , perteneciente a un campo de flujo de viento uniforme (aceleración convectiva=0) y permanente ( $\Delta V/\Delta t=0$ ) de velocidad  $V$ , como se aprecia en el esquema. La sección  $A$  está fija en el espacio y el fluido pasa a través de ella. Consideremos una sección móvil  $A'$  que se desplaza con el fluido a una velocidad de módulo  $V$ , de forma perpendicular a la anterior y sea  $\Delta t$  el tiempo que demora la sección  $A'$  en llegar a la posición de la  $A$ . La longitud recorrida por la sección  $A'$  será, entonces:  $L=V \cdot \Delta t$ . De este modo la masa fluida contenida en este volumen de control será:

$$M = \rho \cdot A \cdot V \cdot \Delta t$$

$\rho$  = densidad del aire a presión atmosférica normal a 15° C pesa 1225 kg por metro cúbico

$$Y \text{ su energía cinética: } E_{cin} = \frac{1}{2} \cdot M \cdot V^2 = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V^3 \cdot \Delta t$$

Dividiendo esta energía por el tiempo empleado en atravesar el tubo,  $\Delta t$ , obtendremos la potencia que posee el aire, de densidad  $\rho$ , al circular a través de un área  $A$  con una velocidad  $V$ :

$$P_{viento} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V^3 \quad \rho = \text{densidad del aire a presión atmosférica normal}$$

Ahora bien, de toda esta energía solo una parte puede ser captada por la hélice o una turbina eólica. Definimos, así, el coeficiente de potencia como la relación entre la potencia captada por la hélice y la potencia total disponible en el viento, es decir:

$$\Rightarrow P_{capt} = C_p \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V^3$$

En cuanto a la naturaleza y valores del coeficiente  $C_p$ , existen diferentes teorías, algunas más simples y otra más complejas y elaboradas. Una de éstas y la más reconocida será descrita en el siguiente apartado.

De este modo hemos definido la potencia que puede absorber una hélice o rotor de una turbina eólica del viento, contemplando solo aspectos aerodinámicos. Sin embargo, en el concepto global de una máquina de esta especie intervienen, además, fenómenos mecánicos y eléctricos por la incorporación a la misma de diferentes cadenas cinemáticas (cajas multiplicadoras por ejemplo) y máquinas eléctricas (generadores) respectivamente. Todo esto conduce a la incorporación de diferentes rendimientos,  $\eta_{mec}$  y  $\eta_{elec}$ , en la expresión de la potencia total de salida de una turbina eólica. Así,

$$P_{TOTAL} = \eta_{mec} \cdot \eta_{elec} \cdot C_p \cdot \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot V^3$$

### 1.3.1 TEORÍA DE LA CANTIDAD DE MOVIMIENTO. (LÍMITE DE BETZ).

Esta teoría se establece bajo las llamadas hipótesis de Rankine-Froude, es decir:

- Se supone el aire como un fluido ideal sin viscosidad, en todo el campo fluido, excepto en las proximidades muy cercanas al plano del rotor.
- El movimiento en todo el campo fluido es subsónico y a muy bajos números de Mach, ( $M$ ) con lo cual se puede considerar a éste como incompresible. El problema fluido térmico está desacoplado del problema fluido mecánico.
- El movimiento del fluido es estacionario o permanente, es decir que no depende del tiempo.
- No tiene en cuenta la rotación del rotor ni la de su estela.
- Contempla el rotor como un disco poroso al cual se llegaría colocando infinitos álabes infinitamente delgados.
- Las magnitudes empleadas para representar las variables en una sección recta determinada del tubo de corriente, son magnitudes equivalentes de su perfil de distribución a lo ancho de dicha sección.

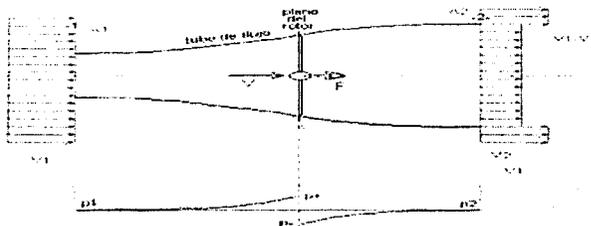


Figura 9 Representa un fluido analizado por el límite de Betz.

Bajo estas fuertes restricciones, el modelo físico utilizado en esta teoría es el que se muestra en la figura 9.

Donde:

$V_1$ : velocidad de viento aguas arriba del rotor,

$V_2$ : velocidad de viento aguas abajo del rotor,

$V$ : velocidad incidente en el plano del rotor,

$F$ : fuerza provocada por la corriente sobre el plano del rotor,

$P_1$ : presión aguas arriba del rotor ( $P_1 = P_2 = P_{atm}$ )

$P^*$ ,  $P'$ : presión en el plano del rotor a barlovento y sotavento respectivamente.

Si aplicamos el teorema de conservación de la cantidad de movimiento a éste modelo y siendo  $\rho$  la densidad del aire:

$$\Sigma F = \rho \cdot Q \cdot \Delta V \Rightarrow F = \rho \cdot A \cdot V \cdot (V_1 - V_2) \quad (\text{ECUACIÓN 4})$$

También podemos calcular esta fuerza como:

$$F = A \cdot (p^+ - p^-) \quad (\text{ECUACIÓN 5})$$

Aplicando la ecuación de conservación de la energía, bajo las hipótesis formuladas, es decir el teorema de Bernoulli (la teoría de Bernoulli nos habla de la conservación de la materia en fluidos) al tubo de flujo, entre la sección 1 y el plano del rotor y entre éste y la sección 2, resulta:

$$p_1 + \frac{\rho}{2} \cdot V_1^2 = p^+ + \frac{\rho}{2} \cdot V^2$$

$$p_2 + \frac{\rho}{2} \cdot V_2^2 = p^- + \frac{\rho}{2} \cdot V^2$$

, como  $p_1 = p_2 \Rightarrow p^+ - p^- = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot (V_1^2 - V_2^2)$

luego, aplicando esta igualdad a (5) e igualando a (4):

$$F = A \cdot (p^+ - p^-) = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot (V_1^2 - V_2^2) = \rho \cdot A \cdot V \cdot (V_1 - V_2)$$

de esta manera llegamos a:

$$V = \frac{V_1 + V_2}{2} \quad (\text{ECUACIÓN 6})$$

Esta velocidad axial,  $V$ , que atraviesa el disco del rotor, es menor que la velocidad del viento (en el infinito aguas arriba) y se puede representar introduciendo un factor de interferencia,  $a$ , llamado coeficiente de velocidad inducida axial.

$$\text{De este modo:} \quad V = V_1 \cdot (1-a) \quad \text{y} \quad V_2 = V_1 \cdot (1-2a) \quad (\text{ECUACIÓN 7})$$

Ahora, la potencia captada por el rotor es el producto de la fuerza ejercida por el fluido,  $F$ , por la velocidad incidente en el mismo,  $V$ :

$$P_{\text{captada}} = F \cdot V = \rho \cdot A \cdot V \cdot (V_1 - V_2) \cdot V =$$

$$= 2 \cdot \rho \cdot A \cdot V_1^3 \cdot a \cdot (1-a)^2 = \left( \rho \cdot A \cdot \frac{V_1 + V_2}{2} \right) \left( \frac{V_1^2}{2} - \frac{V_2^2}{2} \right) = P_{\text{captada}} \quad (\text{ECUACIÓN 8})$$

el último miembro de esta expresión tiene un significado especial, ya que dice que la potencia extraída del viento es, por una parte, proporcional al caudal másico que atraviesa el rotor y por otra, proporcional a la diferencia de energía cinética de la corriente entre las secciones aguas arriba y abajo del mismo.

$$F_{\text{captada}} = \underbrace{\left( \rho \cdot A \cdot \frac{V_1 + V_2}{2} \right)}_{\text{caudal másico que atraviesa el rotor}} \cdot \underbrace{\left( \frac{V_1^2}{2} - \frac{V_2^2}{2} \right)}_{\text{pérdida de energía cinética}}$$

Ahora bien, para un valor constante de la velocidad en el infinito aguas arriba,  $V_1$ , ¿cuál será el valor de  $V_2$  que haga máximo la potencia absorbida por el rotor?

Como  $\rho$ ,  $A$ ,  $V_1$  son constantes  $\Rightarrow P_{\text{capt}} = P_{\text{capt}}(a)$ . Luego, maximizando la (ECUACIÓN 8)

$$\text{y resolviendo, tendremos:} \quad \frac{dP_{\text{captada}}}{da} = 0 \Rightarrow 3a^2 - 2a + 1 = 0 \Leftrightarrow a_{\text{PcaptMAX}} = \frac{1}{3}$$

Reemplazando este valor en la expresión  $P_{capt}(a)$ :  $P_{\text{capt,MAX}} = \frac{8}{27} \cdot \rho \cdot A \cdot V_1^3$  (ECUACIÓN 9)

Esta es la máxima potencia que se puede obtener del flujo de aire con una aeroturbina ideal.

Recordando, ahora, la definición de  $C_p$ :  $C_p = \frac{P_{\text{captada}}}{P_{\text{disponible}}}$ , y la (ECUACIÓN 1) tendremos:

$$C_p = \frac{P_{\text{captada}}}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V_1^3} \Rightarrow C_p(a) = 4 \cdot a \cdot (1 - a)^2 \xrightarrow{a = \frac{1}{3}} C_{p, \text{MAX}} = \frac{16}{27} = 0.5926$$

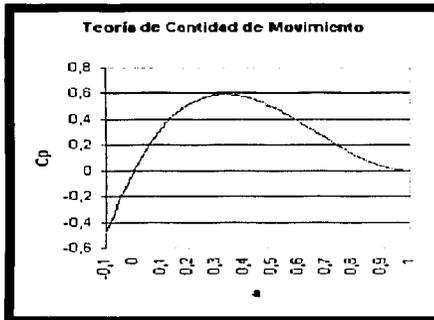


Figura 10 Sobre el movimiento de Betz

Esta última expresión es el denominado Límite de Betz (1927) y expresa lo siguiente: "La máxima potencia que se puede obtener, en teoría, de una corriente de aire con una aeroturbina ideal nunca puede superar al 59,26% de la potencia del viento incidente."

Este límite de Betz ha sido cuestionado debido a la simplicidad del modelo habiéndose propuesto otros modelos. La realidad ha demostrado que aún con los mejores diseños no se ha logrado superar el 48% en el  $C_p$ , y cuando por razones de fabricación se debe modificar levemente la configuración óptima este valor desciende al 42%.

Analicemos, ahora, la incidencia del coeficiente  $a$ , en la potencia captada. Para valores

negativos de  $a$ , la hélice entrega energía al flujo y ésta funcionará como hélice de avión, produce tracción. Para valores  $0 < a < 0,5$  la hélice extraerá energía de la corriente y su funcionamiento será como molino de viento, presentándose el máximo para  $a = 1/3$ . Cuando  $a = 0,5$  la velocidad inmediatamente aguas abajo del rotor se anula y las líneas de corriente desaparecen, y el modelo pierde validez. A partir de este punto y según aumenta a hasta 1, obtendríamos menor velocidad en el plano del rotor hasta anularse. En este intervalo, el modelo no proporciona resultados satisfactorios. El valor  $a = 1$  marca el punto en que el rotor comienza a funcionar como una hélice de freno (no propulsora).

La velocidad del viento es un fenómeno aleatorio, es por lo tanto adecuado tratarla en forma estadística. Los conceptos aquí vertidos tendrán una vital importancia en la determinación del diámetro del rotor y de la velocidad nominal a la que la máquina entregará la potencia nominal.

### 1.3.2 VELOCIDAD Y POTENCIA ANUAL.

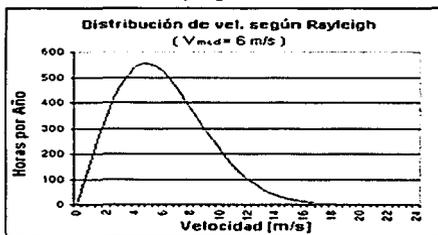
En el estudio del viento para su aprovechamiento energético, interesa conocer principalmente la velocidad media anual y su distribución o frecuencia de ocurrencia en el tiempo, es decir cuanto tiempo u horas el viento sopla a una determinada velocidad.

La velocidad promedio o media aritmética puede definirse de la siguiente manera:

$$\bar{V} = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n V_i$$

donde  $V_i$  son las velocidades medidas y registradas y  $n$  es el total de valores medido o universo. En general, este valor es el mas probable de encontrar en una determinada región si deseamos conocer, al menos someramente, su potencial eólico.

Para describir la distribución o frecuencia de velocidades en el tiempo hay dos funciones estadísticas que son las que mejor se ajustan. Una de ellas es la de Rayleigh y la otra es la función de Weibull. Según la distribución de Rayleigh:



$$\text{llamando } k = \frac{\pi}{4} \cdot \left(\frac{V}{\bar{V}}\right)^2$$

$$R(V) = \frac{\pi}{2} \cdot \frac{V}{\bar{V}^3} \cdot e^{-k}$$

Figura 11 Distribución de velocidad Por método de Rayleigh

donde:

$V$  = velocidad instantánea del viento

$\bar{V}$  = velocidad media del viento en el sitio en cuestión

Consideremos la ec:  $P_{viento} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V^3$ , luego  $\frac{P_{viento}}{A} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V^3$  es la potencia por unidad de área. Entonces, la energía por unidad de área que provee un viento que sopla a  $V_i$  durante un tiempo  $t_i$  es:

$$E_i = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V_i^3 \cdot t_i$$

La función de frecuencias de Rayleigh posee baja confiabilidad para velocidades menores a 4,5 m/s y se desaconseja su uso para valores inferiores a 3,6 m/s. De todos modos, en regiones con este bajo grado de potencial eólico, puede resultar no conveniente implementar un sistema de esta naturaleza para abastecimiento eléctrico por lo que esta función proporciona una información bastante certera dentro de los límites de nuestro interés.

La función de Weibull tiene la forma:  $W(V) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k}$ .

donde  $c$  y  $k$  son los parámetros de escala y de forma respectivamente. Esta distribución es la que posee mayor precisión, sin embargo la determinación de los parámetros característicos,  $c$  y  $k$ , dependen de los valores de  $V_1$  y de la varianza,  $\sigma_1$ , registrados en cada caso particular, es decir para un determinado sitio.

Ahora bien, a los fines de este trabajo, el abordaje de estos tópicos pretende solamente establecer ciertas relaciones entre velocidades instantáneas y medias anuales en general, para luego evaluar el rendimiento o el aprovechamiento energético de la turbina en diseño al ser emplazada en un determinado lugar, con una velocidad promedio anual conocida.

Concretando, se desea destacar la diferencia entre el promedio de la velocidad media al cubo y el cubo de la velocidad media, es decir  $\overline{V^3} > \overline{V}^3$  y la potencia disponible real es muy superior a la calculada con la velocidad media. Veamos porque.

La energía anual total por unidad de área es: 
$$E_1 = \frac{1}{2} \rho \cdot \sum_{i=1}^{i=\max} (V_i^3 \cdot t_i) .$$

y dado que el tiempo, según Rayleigh, en el cual el viento sopla entre  $V_i$  y  $V_i + \Delta V$  es:  $t_i = R(V_i) \cdot \Delta V \cdot 8760$  (horas/año), la energía anual total:

$$E = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot 8760 \cdot \sum_{i=1}^{i=\max} (V_i^3 \cdot R(V_i) \cdot \Delta V)$$

Por otro lado tenemos que la energía anual por unidad de área calculada con la velocidad media anual es:

$$\overline{E} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot 8760 \cdot \overline{V}^3$$

Relacionando ambas expresiones y considerando la ec. (VI.1), tendremos:

$$\frac{E}{\overline{E}} = \frac{\pi}{2} \cdot \sum_{i=1}^{i=\max} \left( \frac{V_i^4}{\overline{V}^3} \cdot e^{-\frac{1}{2} \left( \frac{V_i}{\overline{V}} \right)^2} \cdot \Delta V \right)$$

Efectuando, ahora, la sumatoria se constata que para cualquier valor de la velocidad media, resulta:

$$\frac{E}{\overline{E}} = 1.91 \text{ , de donde: } E = 1.91 \cdot \overline{E} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot 1.91 \cdot \overline{V}^3$$

Esto nos muestra que la energía anual de un determinado lugar puede estimarse considerando que la velocidad de viento es igual a la velocidad media del sitio por un

factor dado por:  $\overline{V}^3 = 1.91 \cdot \overline{V}^3$  (m/s)

y la potencia media anual (8760 horas) del lugar :

$$\overline{P} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot (1.91 \cdot \overline{V}^3) \text{ [w]}$$

## 1.4 AEROGENERADORES.

### • AEROGENERADORES ENERGÍA ACCESIBLE.

Los aerogeneradores, tienen diversas aplicaciones específicas, ya sea eléctricas o de bombeo de agua, mediante el aprovechamiento y transformación de energía eólica en energía mecánica. Esta energía, es inagotable, no contamina; y aunque la instalación de uno de estos aparatos es relativamente costosa, a la larga se sentirán los resultados positivos, especialmente en el campo económico.

Vale la pena hacer notar que los generadores eólicos nos pueden proporcionar autonomía de energía eléctrica, y que no es necesario que estemos conectados a la red de las compañías que otorgan estos servicios, en este caso son la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y la Compañía de Luz y Fuerza (CLF). Esta última compañía no siempre se presenta en los pueblos alejados, por el costo que representa anexarlos a la red de suministro nacional de energía eléctrica.

### 1.4.1 DISTINTAS CLASES DE AEROMOTOR.

Los aeromotores se definen según la posición de su eje de rotación, con relación a la dirección del viento.

Aeromotores de eje horizontal.

- Con el eje paralelo a la dirección del viento.
- Con el eje perpendicular a la dirección del viento.

Aeromotores de eje vertical.

Aeromotores Savonius

Aeromotores Darrieus (Patent/1931)

Aeromotores que utilizan el desplazamiento de un móvil

- AEROMOTORES DE EJE HORIZONTAL.
- EJE PARALELO A LA DIRECCIÓN DEL VIENTO.

Este tipo de máquinas es el más difundido y el que mejor rendimiento proporciona a las demás. Incluyen aquellas de 1, 2, 3 ó 4 palas, además de las típicas multipalas para el bombeo de agua. Como se muestra en la figura 8.



figura.12 Aeromotor de eje vertical

Debemos distinguir aquellas de "cara al viento" y aquellas que tiene sus palas situadas de "espalda al viento".

Los aerogeneradores, generalmente van provistos de rotores bipala o tripala (cara al viento), para potencias inferiores a 1 Kw. ( $P < 1 \text{ Kw.}$ ). Y de espaldas al viento para potencias superiores a 1 Kw. ( $P > 1 \text{ Kw.}$ ).

- **EJE HORIZONTAL PERPENDICULAR A LA DIRECCIÓN DEL VIENTO.**

Los aerogeneradores más significativos de eje perpendicular a la dirección del viento, son los de perfil oscilante y el sistema de captación con palas batientes.

Estos sistemas se han estudiado ampliamente, también se construyeron prototipos; pero presentan más inconvenientes que ventajas; en especial necesitan sistemas de orientación igual a los de eje horizontal paralelo al viento. La recuperación de energía es en general complicada y no presenta un buen rendimiento.

- **AEROMOTORES DE EJE VERTICAL**

Son presumiblemente, las primeras máquinas que se utilizaron para la captación de energía eólica, ya que son más sencillas que las de eje horizontal; no necesitan ningún sistema de orientación. Lo que constituye una ventaja constructiva. En funcionamiento las palas, los rodamientos y los ejes, no están sometidos a esfuerzos importantes por cambios de orientación. Son de fácil construcción.

Como se aprecia en la siguiente figura.



Figura.13 Aeromotor de eje vertical

El rendimiento es mediocre (el rotor Savonius un 20% del límite de Betz). No se experimentó un gran desarrollo en estos aparatos.

Existen 3 grandes familias de aeromotores de eje vertical.

- **AEROMOTORES SAVONIUS.**

Esencialmente utilizan el arrastre diferencial creado por las palas que pueden ser de diversas formas. El par de arrastre

Es elevado, pero la velocidad máxima es claramente inferior a la de los rotores de eje horizontal.

- **AEROMOTORES DARRIEUS.(PATENT/1931)**

Emplea la sustentación de las palas y están caracterizados por débil par de arranque y velocidad de rotación elevada que permite la recuperación de una gran potencia.

Para mejorar el par de arranque se pueden acoplar otro tipo de rotores haciéndolo mixto (Savonius-Darrieus).

Este tipo de máquinas son susceptibles de competir con los aeromotores rápidos, bipalas y tripalas de eje horizontal; son objeto de estudio y desarrollo.

## 1.5 CONSTITUCIÓN DE UN AEROMOTOR.

Un aeromotor está constituido por las siguientes partes:

Un aeromotor de dos palas (o tres, no es nuestro caso), provisto de un sistema de regulación, que confiera al rotor una velocidad de rotación estable a partir de cierta velocidad del viento, y un sistema de seguridad destinado a frenar la máquina en caso de tempestad, si el sistema de regulación es inoperante a altas velocidades.

Un generador eléctrico que puede estar:

- directamente acoplado al aeromotor. En el caso más sencillo las palas van directamente montadas en el eje del generador.

- acoplado a un multiplicador, colocado entre el aeromotor y el generador. Se verá que la velocidad de rotación depende del diámetro del rotor y disminuye cuando el diámetro aumenta. Entonces para tener un buen rendimiento, es necesario aumentar las revoluciones del aeromotor antes de acoplarlo al generador.

Mecanismo de giro, que permita a la máquina estar siempre orientada en la dirección del viento, cualquiera que sea esta. La energía producida en la parte móvil, se transmite por medio de un dispositivo colector asociado al mecanismo de rotación.

Cárter o armazón, que envuelva y proteja a todas las piezas del conjunto de los factores climáticos.

Una cola, en el caso de que la máquina funcione de cara al viento, para obtener una orientación según los movimientos de la masa de aire.

**CAPÍTULO : SEGUNDO**

14-A

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

## CAPITULO SEGUNDO

### METEOROLOGIA.

#### EL VIENTO.

En este capítulo trataremos de forma breve el fenómeno del viento. Se abordará solamente algunas características que serán útiles para la construcción de los aeromotores; además se hará una referencia a las características del viento y se tomará como ejemplo las cercanías de la ciudad de Pachuca, por tener este lugar características regionales semejantes en su totalidad.

#### 2.0 VELOCIDAD DEL VIENTO Y SUS VARIACIONES DE VELOCIDAD CON RESPECTO AL TIEMPO.

- FENÓMENOS INSTANTÁNEOS (RÁFAGAS).

Las ráfagas son difíciles de caracterizar; para tener una idea aproximada de estas variaciones, se necesitan registros meteorológicos de vientos periódicos, de por lo menos 20 años hacia atrás.

No obstante, nosotros contamos con un registro de estos fenómenos instantáneos de hace 10 años, estos datos fueron recogidos por SMN (Servicio Meteorológico Nacional) con sub-base en Pachuca Hidalgo. (Estos datos se encuentran en el Apéndice de registros de vientos en Pachuca).

Por lo tanto, cuando se quiere utilizar la energía eólica, es importante tener en cuenta las ráfagas. Así, las variaciones bruscas de la velocidad del viento originan variaciones muy considerables de la energía aplicada al aeromotor.

Un viento presentado en ráfagas, impondrá condiciones que se deberán tener en cuenta durante la utilización del aeromotor y en el cálculo de su soporte; casi todos los sistemas de regulación tienen generalmente una inercia muy superior a la duración de una ráfaga.

En el lugar de emplazamiento se presentaron ráfagas de hasta 22 m/s. (Apéndice de registros de vientos en Pachuca).

- FENÓMENOS DIARIOS.

Se deben a los fenómenos térmicos producidos por la radiación solar. Las variaciones de temperatura con la altitud crean corrientes ascendentes. La velocidad media del viento es más débil por la noche, con pocas variaciones. Aumenta a partir de la salida del sol y alcanza su máximo entre las 12 hrs. y las 16 hrs.

En las afueras de la ciudad se puede hacer tangible esta afirmación, pues a partir de las 12:00 la velocidad del viento aumenta de manera considerable hasta más o menos con variaciones leves hasta las 23:00.

El fenómeno del viento de Fohn se da cuando recorre un sector montañoso, se ve obligado a elevarse, lo que comporta la condensación y la lluvia. El calor perdido por el vapor de agua pasa al aire. En la otra vertiente de la montaña será seco y cálido.

## 2.1 FENÓMENOS ESTACIONALES.

### • FENÓMENOS MENSUALES.

Las variaciones mensuales dependen esencialmente del lugar geográfico y solo las estadísticas meteorológicas pueden predecir estas variaciones.

Según el SMN, y como se ve en el Apéndice 5.2., Los meses más ventosos generalmente, son: septiembre, octubre, noviembre, diciembre y enero; con velocidades de 6 a 8 m/s. estos son promedios mensuales, por lo que las velocidades representadas tiene notable diferencia con las velocidades reales diarias.

### • FENÓMENOS ANUALES.

Las variaciones anuales son periódicas con buena precisión en los datos, de modo que de un año a otro, es posible hacer una buena evaluación de la energía eólica recuperable en un lugar determinado.

Las masas de aire que se mueven en Pachuca tienden a disminuir de velocidad con el transcurso de los años. Tomaremos como ejemplo el registro de Noviembre de 1990 la velocidad registrada fue de 6.82 m/s y de Noviembre de 1995 que fue de 6.51 m/s. Para después volver a aumentar, por ejemplo en Agosto de 1998 la velocidad registrada fue de 6.71 m/s este es un fenómeno cíclico

## 2.2 VARIACIONES DE VELOCIDAD DEL VIENTO CON RESPECTO A LA ALTITUD.

Dependen esencialmente del relieve del terreno por el cual se mueven las masas de aire. Estas variaciones se pueden representar por la fórmula  $V_2/V_1 = h_1/h_2(\bar{O})$ :

donde  $V_1$  y  $V_2$  representan las velocidades horizontales del viento a las alturas  $h_1$  (altura de la torre) y  $h_2$  (altura del radio de las palas del aeromotor). El exponente  $\bar{O}$  caracteriza al terreno. En la siguiente tabla se encuentran los valores de  $\bar{O}$  para diferentes tipos de terreno agrupados en cuatro familias.

Sustituyendo:

$$h_1 = 12 \text{ m.}$$

$$h_2 = 2,5 \text{ m.}$$

$$\bar{O}_1 = 0,08 \text{ (mínima)}$$

$$\bar{O}_2 = 0,12 \text{ (máxima)}$$

Resultado:

$$V_2/V_1 = 1,92 \text{ (mínima)}$$

$$V_2/V_1 = 0,576 \text{ (máxima)}$$

Naturaleza del terreno	Irregularidad del suelo, $h_0$ en milímetros.	Exponente $\bar{O}$
1. Llano: altiplano	0 a 20	0,08 a 0,12
2. Poco accidentado: pastos, cultivos	20 a 200	0,13 a 0,15
3. Accidentado: bosques	1000 a 1500	0,20 a 0,23
4. Muy accidentado: ciudad	1000 a 4000	0,25 a 0,40

Figura 14 Tabla de características del terreno.

Con  $\bar{O} = 0.096 \lg h_0 + 0,016(\lg h_0) + 0,24$

Esto muestra que los mejores lugares para la recuperación de energía eólica son aquellos donde el terreno es poco accidentado, para los cuales el exponente  $\bar{O}$  es bajo. En efecto se beneficia de velocidades elevadas cerca del suelo y la variación de la velocidad con la altura es mínima. Esto tiene como consecuencia la disminución de los esfuerzos cíclicos sobre las palas del aeromotor cuando esta girando. Esta consideración más importante cuanto mayor sea el diámetro del rotor.

En general el estado de Hidalgo, es casi totalmente llano, con algunas elevaciones pequeñas entre montaña y montaña. Especialmente en la zona de Pachuca se presenta un embudo.

En esta zona existen pequeñas elevaciones Geográficas (cerros, montes) que pueden ser aprovechados en favor de la energía recuperable. Al colocar el aeromotor en una pequeña cuesta existe un aumento de velocidad de hasta el 20% del original.

### 2.3 -ACCIÓN DEL VIENTO SOBRE UNA SUPERFICIE PLANA.

Si se coloca una superficie plana y delgada, ya sea cuadrada, rectangular o circular, en el seno de un flujo de aire, se observa que los diferentes fenómenos, para una velocidad de circulación de aire constante, están íntimamente ligados al ángulo ( $\alpha$ ) que forman la superficie y la dirección del flujo. La forma de la superficie tiene también su influencia, pero es mucho menor.

- **PERTURBACIONES CREADAS POR LA INTRODUCCIÓN DE UNA PLACA EN EL SENO DE UN FLUJO DE AIRE.**

Estos fenómenos, que pueden observarse en un túnel aerodinámico, se traducen en una presión sobre la cara delantera de la placa (la expuesta al viento) y una depresión sobre la parte trasera, las cuales pueden evidenciarse mediante manómetros, que son instrumento que sirven para medir la tensión de los fluidos elásticos.

Sus fuerzas, debidas a la presión y a la depresión, se suman. La resultante de estas fuerzas es perpendicular a la placa y su punto de aplicación es el centro aerodinámico.

Esta fuerza resultante tiene la siguiente expresión:  $R = KSV$  donde:

S: es la superficie aparente de la placa en m ( la proyección de la superficie de la placa sobre un plano perpendicular a la dirección del viento).

V: es la velocidad del viento en m/s.

K: es un coeficiente que depende del ángulo de incidencia  $\alpha$ .

Se puede constatar que esta fuerza resultante es máxima para  $\alpha = 38$  ( $K = 0,145$ ). Al contrario, toma su valor mínimo para  $\alpha=20$  e  $\alpha = 90$  ( $K = 0,08$ ).

Observación:

Para un ángulo de incidencia comprendido entre los  $0^\circ$  y  $10^\circ$  el punto de aplicación de la resultante de las fuerzas aplicadas a la placa está situada aproximadamente te en el tercio delantero.

Efectivamente, si se denomina borde de ataque, al borde de la placa que recibe en primer lugar el impacto del aire y borde de fuga al borde opuesto, se observa que la presión y la depresión son mayores en el borde de ataque y se anulan en las proximidades del borde de fuga.

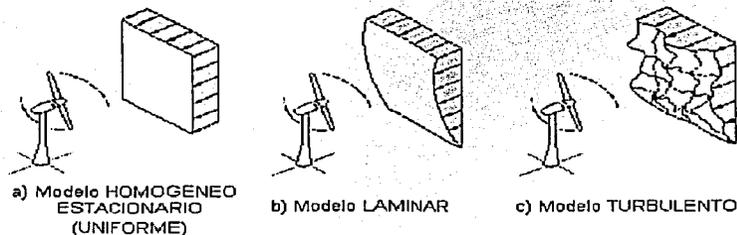


Figura.15 Representación gráfica del aire como flujo

## 2.4 DESCOMPOSICIÓN DEL VECTOR RESULTANTE ARRASTRE Y SUSTENTACIÓN.

### • FUERZA RESULTANTE DE LA ACCIÓN DEL AIRE.

La fuerza resultante R de la acción del aire sobre una placa puede descomponerse en dos fuerzas: S y A.

S: perpendicular a la dirección del viento: fuerza de sustentación.

A: en la misma dirección del viento: fuerza de arrastre.

Al comparar los valores relativos de S y A para distintos ángulos  $\alpha$  pequeños ( $<15^\circ$ ), la fuerza de sustentación aumenta

rápidamente, mientras que la de arrastre aumenta lentamente.

Las fuerzas S y A pueden expresarse, al igual que R, bajo la expresión:

$$S = K_y \cdot S \cdot V$$

$$A = K_x \cdot S \cdot V$$

## 2.5 VARIACIONES DE ORIENTACIÓN DEL VIENTO EN EL TIEMPO.

### • VARIACIONES INSTANTÁNEAS DE DIRECCIÓN (TURBULENCIAS).

Los terrenos que son accidentados tienden a perturbar las masas de aire. Estas variaciones instantáneas imponen esfuerzos muy severos a todos los aeromotores de eje horizontal.

Aunque no son objetos de estudio en esta tesis existen ciclones y anticiclones, que son dignos de tomar en cuenta al momento de probar el aeromotor. Los ciclones se producen cuando existe una corriente tropical al este de una corriente polar, por efecto de la rotación de la tierra, tenderán a separarse quedando entre ellas una zona de vacío que derivará en un sistema de bajas presiones, si las corrientes son muy potentes se forma un ciclón, de forma que el aire caliente se dirija al centro del ciclón en sentido contrario a las manecillas del reloj. El anticiclón procede de una corriente tropical al oeste de una polar en el que las presiones disminuyen del centro para afuera y las corrientes que salen lo hacen en sentido igual al de las manecillas del reloj.

### • VARIACIONES ESTACIONALES.

A cada estación le corresponde una dirección general del viento. Siendo esta muy particular del lugar en que se estudie tomando en cuenta la latitud y longitud en que se encuentre.

En Pachuca, se presentan las siguientes características estacionales:

Verano: Los vientos tienen una dirección predominante de Este, Noreste, Norte.

Otño: Los vientos tienen una dirección predominante de Este, Norte.

Invierno: Los vientos tienen una dirección predominante de Norte; Noroeste.

Primavera: Los vientos tienen una dirección predominante de Norte.

## 2.6 IMPORTANCIA DE ESTOS FENÓMENOS PARA LA INSTALACIÓN EÓLICA.

El buen funcionamiento del aerogenerador requiere de un estudio profundo del lugar en función de los fenómenos antes explicados.

En el caso de utilización de aeromotores de pequeña y mediana potencia, la instalación esta adherida a los elementos desfavorables siendo estos en la mayoría de los casos insuperables. Ahí es donde el altiplano encuentra su funcionalidad dentro el proyecto, por sus características favorables.

## 2.7 LUGARES DE EMPLAZAMIENTO DE LOS AEROMOTORES.

### • MEDICIÓN DE LAS VELOCIDADES DEL VIENTO.

Antes de comenzar la explotación de una estación de energía eólica, en un lugar dado, es necesario disponer de un mínimo de datos sobre las características del viento en dicho lugar. Es necesario estudiar las variaciones del viento por lo menos durante tres años o contar con estos datos antes de comenzar con la instalación del aeromotor. Para todo tipo de aeromotor la elección del emplazamiento es un elemento determinante, los parámetros varían según la potencia del aeromotor.

Para las grandes máquinas (Potencia mayor a 100 Kw.), El número de emplazamientos es casi limitado, puesto que el criterio esencial de elección es: el precio de la unidad de energía kilowat/hora (Kw/h.) Producida debe ser competitiva con otras fuentes de energía. Es por lo tanto necesaria una gran cantidad de energía potencial y también un previo estudio profundo del viento en diferentes partes del lugar de emplazamiento.

Para pequeñas máquinas de potencia (Potencia menor a 10 Kw.); el número de emplazamientos es también limitado, puesto que el criterio esencial es en este caso es la proximidad al usuario. No es indispensable una gran cantidad de energía potencial.

Trataremos desde ahora de los criterios para la elección de emplazamientos, para pequeños aerogeneradores. Es decir no teniendo en cuenta el precio del terreno.

### 2.7.1 DETERMINACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO.

#### • POTENCIAL EÓLICO.

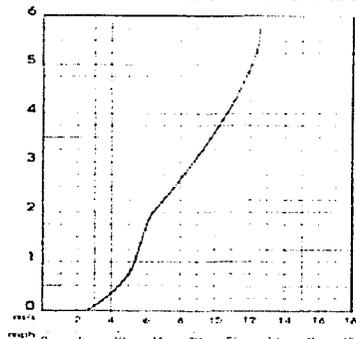
La evaluación de la energía recuperable en un lugar debe conocerse o estimarse antes de cualquier otra cosa. El usuario debe estar seguro de si el viento puede abastecer sus necesidades energéticas, y que la inversión no será desproporcionada al rendimiento del aeromotor.

Es necesario un pequeño estudio económico cuando en el posible emplazamiento se dispone de otra fuente de energía; como una línea de distribución, etc. Aunque este sería un estudio con una aplicabilidad de grandes convergaduras.

Entendiendo que este trabajo tiene como finalidad presentar una alternativa razonable de tipo energética a las zonas rurales, y sabiendo que la extensión altiplánica es enorme entre puntos poblados. Sería poco razonable dar datos irreales sobre los precios de instalación de un tendido eléctrico desde las urbes a los ya mencionados poblados. El aerogenerador proyectado es de tipo general es decir este puede ser instalado en cualquier punto favorable. Los siguientes gráficos muestran las prestaciones del potencial eólico.

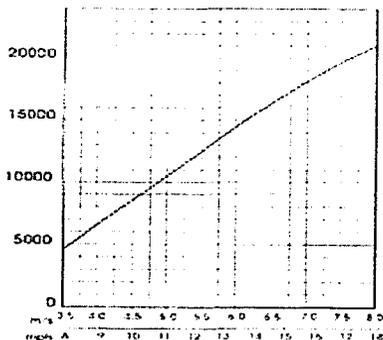
### CURVAS DE RENDIMIENTO

#### POTENCIA POR EL METODO DE BINS



VELOCIDAD DEL VIENTO  
Figura.16 cálculo de potencia entregada por un aeromotor

#### PRODUCCIÓN ANUAL DE ENERGÍA: Asumiendo distribución del viento Rayleigh



VELOCIDAD PROMEDIO DEL VIENTO  
Figura.17 gráfica de producción de potencia anual de un generador

Las curvas de las figuras 9 y 10 fueron verificadas por el INSTITUTO DE ENERGIA ALTERNA (AEI), una instalación de pruebas reconocida internacionalmente localizada en Canyon, Texas. Desde 1990 El estado de Hidalgo ha continuado bajo pruebas de evaluación en el campo de operación en el AEI. Las abscisas pueden graduarse en %. Las ordenadas pueden graduarse en kw/m. Curvas de duración de velocidades.

### **2.7.2 CONSIDERACIONES SOBRE EL LUGAR DE INSTALACIÓN CUANDO NO SE DISPONE DE ESTADÍSTICAS APROPIADAS.**

Medios para medir las velocidades del viento: existen algunos aparatos para esta medición, pero el más utilizado es el anemómetro de cazoletas cuya rotación es más rápida cuanto mayor sea la velocidad del viento, hallándose en un registrador eléctrico que genera datos lineales (colcograma).

Las lecturas de velocidad deberán hacerse a una hora fija (se harán todas las medidas a una misma hora y lugar).

#### **• MEDICIÓN DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO POR MEDIO DE ANEMÓMETROS**

Las mediciones de las velocidades del viento se realizan normalmente usando un anemómetro de cazoletas. El anemómetro de cazoletas tiene un eje vertical y tres cazoletas que capturan el viento. El número de revoluciones por segundo son registradas electrónicamente. Normalmente, el anemómetro está provisto de una veleta para detectar la dirección del viento.

En lugar de cazoletas el anemómetro puede estar equipado con hélices, aunque no es lo habitual. Otros tipos de anemómetros incluyen ultrasonidos o anemómetros provistos de láser que detectan el desfase del sonido o la luz coherente reflejada por las moléculas de aire. Los anemómetros de hilo electro-calentado detectan la velocidad del viento mediante pequeñas diferencias de temperatura entre los cables situados en el viento y en la sombra del viento (cara a sotavento).

La ventaja de los anemómetros no mecánicos es que son menos sensibles a la formación de hielo. Sin embargo en la práctica los anemómetros de cazoletas son ampliamente utilizados, y modelos especiales con ejes y cazoletas eléctricamente calentados pueden ser usados en las zonas árticas.

Se pueden comprar anemómetros sorprendentemente baratos de algunos de los principales vendedores del mercado que, cuando realmente no se necesita una gran precisión, pueden ser adecuados para aplicaciones meteorológicas, y lo son también para ser montados sobre aerogeneradores. Sin embargo, los anemómetros económicos no resultan de utilidad en las mediciones de la velocidad de viento que se llevan a cabo en la industria eólica, dado que pueden ser muy imprecisos y estar pobremente calibrados, con errores en la medición de quizás el 5 por ciento, e incluso del 10 por ciento. Si se está pensando en construir un parque eólico puede resultar un desastre económico si dispone de un anemómetro que mide las velocidades de viento con un error del 10%. En ese caso, se expone a contar con un contenido energético del viento que es  $1,13 - 1 = 33\%$  más elevado de lo que es en realidad. Si lo que tiene que hacer es recalcular sus mediciones para una altura de buje del aerogenerador distinta (digamos de 10 a 50 metros de altura), ese error podrá incluso multiplicarse por un factor del 1.3, con lo que sus cálculos de energía acabarán con un error del 75%. Se puede comprar un anemómetro profesional y bien calibrado, con un error de medición alrededor del 1%, por unos 700-900 dólares americanos, lo que no es nada comparado con el riesgo de cometer un error económico potencialmente desastroso. Naturalmente, el precio puede no resultar siempre un indicador fiable de la calidad, por lo que deberá informarse de cuáles son los institutos de investigación en energía eólica bien reputados y pedirles consejo en la compra de anemómetros. \*) El anemómetro de un aerogenerador realmente sólo se utiliza para determinar si sopla viento suficiente como para que valga la pena orientar el rotor del aerogenerador en contra del viento y ponerlo en marcha.

- **MEDICIONES DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO EN LA PRÁCTICA.**

La mejor forma de medir la velocidad del viento en una futura localización de una turbina eólica es situar un anemómetro en el extremo superior de un mástil que tenga la misma altura que la altura de buje esperada de la turbina que se va a utilizar. Esto evita la incertidumbre que conlleva el recalcular la velocidad del viento a una altura diferente. Colocando el anemómetro en la parte superior del mástil se minimizan las perturbaciones de las corrientes de aire creadas por el propio mástil. Si el anemómetro está situado en la parte lateral del mástil es fundamental enfocarlos en la dirección de viento dominante para minimizar el abrigo del viento de la torre.

- **SELECCIÓN DE UN MASTIL**

Para evitar el abrigo de viento, en lugar de utilizar torres de celosía, normalmente se utilizan postes cilíndricos delgados, tensados con vientos, en los que se colocan los mecanismos de medición del viento.

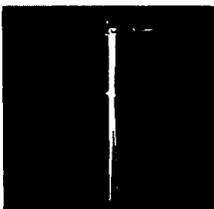


Figura.18 anemómetro

Los postes son suministrados en kits de fácil ensamble, por lo que usted puede instalar un mástil para mediciones de viento en la altura del buje de una (futura) turbina sin necesidad de una grúa. El anemómetro.

El registrador de datos ('data logger') Los datos de las velocidades y direcciones del viento obtenidos por el anemómetro son recogidos en un chip electrónico en una pequeña computadora, el registrador de datos ('data logger'), que puede funcionar con batería durante un largo período de tiempo. La fotografía muestra un ejemplo de un registrador de datos. Es posible que una vez al mes sea necesario ir hasta el registrador a recoger el chip y remplazarlo por otro virgen que recoja los datos del mes siguiente (cuidado: el error más común de la gente que realiza mediciones de viento es mezclar los chips y volver de nuevo con el chip virgen). Condiciones árticas

Si hay muchas lluvias heladas en la zona o escarcha en las montañas, puede necesitar un anemómetro calentado, que requiere una conexión a la red eléctrica para hacer funcionar el calentador.

### 2.7.3 OBSTÁCULOS DE LOS ALREDEDORES.

- **PERTURBACIONES DEL VIENTO CON EL TERRENO**

(Cada vector representa la dirección y el valor de la velocidad a la altura considerada).

I---Colinas de pendientes suaves y cima redondeada: lugar muy favorable, el incremento de velocidad puede llegar a un 20%.

II--Colinas de pendientes fuertes y cima acantilada: lugar provocante de la destrucción del aeromotor en un tiempo breve.

III-Peñón, árbol, edificio, casa, etc. Producen mucha turbulencia.

En el suelo las perturbaciones aumentan con el viento.

Cuando se conozca la viabilidad de la energía eólica, será necesaria una selección del emplazamiento en función de las distancias a los posibles obstáculos y sobre todo en dirección de los vientos predominantes.

Siempre que sea posible, se emplazará el aeromotor en lugares no perturbados por los vientos dominantes y en caso contrario a una distancia que depende de la forma del obstáculo y su tamaño.

Torre (cuadrada o cilíndrica) :10 veces el diámetro.

Muro :10 veces la altura.

Árboles :6 veces la altura.

Aeromotor cercano: 6 veces el diámetro. (min.)

12 veces el diámetro.(max)

En el caso particular del relieve se debe hacer el emplazamiento en lugares poco accidentados.

El objetivo de este estudio es evitar las tensiones variables con el tiempo en velocidad que son dañinas para la máquina a corto o mediano plazo.

Dada la geografía plana del altiplano Mexicano y siendo los vientos predominantes constantes, se podría afirmar que este lugar es muy apto para la recuperación eólica en cualquier punto de su extensión; esto desde el punto de vista teórico.

## **2.7.4 DETERMINACION EN RELACION A ELEMENTOS FAVORABLES.**

La mínima vegetación posible.

Colinas de poca pendiente o estrechamientos de valles.

Naturaleza del terreno para los cimientos de la torre. Sería perfecto si el terreno fuera rocoso. Se estudiará en particular la torre abatible.

Medios de acceso fáciles para el mantenimiento y construcción.

Proximidad del usuario o del almacenamiento; cuanto más cortas sean las transmisiones eléctricas, menos pérdidas habrá, por ejemplo la caída de la tensión  $U$  se puede determinar por:

l Longitud del cable entre el aerogenerador y el consumo en metros.

s Sección del cable en m.

f Resistividad del material utilizado.

Cobre: 1,8Å

ELABORÓ: ISRAEL ALEJANDRO  
VIGUERAS GAMAS

Capítulo Segundo  
METEOROLOGÍA

Cobre:  $1,8 \cdot 10^{-8W}$  m.

Aluminio:  $2,7 \cdot 10^{-8W}$  m

I Intensidad nominal en amperios.

n Número de conductores según sea monofásico o trifásico.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

**CAPÍTULO : TERCERO**

25-A

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

## CAPITULO TERCERO DISEÑO DEL SISTEMA

### 3.0 DISEÑO DE LA ESTRUCTURA

- TORRES DE AEROGENERADORES

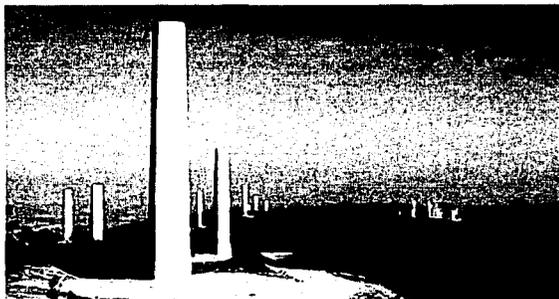


Figura.19 Torre de aerogenerador

La torre soporta la góndola y el rotor. En los grandes aerogeneradores las torres tubulares pueden ser de acero, de celosía o de hormigón. Las tubulares tensadas sólo se utilizan en aerogeneradores pequeños (cargadores de baterías, etc.).

### 3.1 TORRES TUBULARES DE ACERO

La mayoría de los grandes aerogeneradores se arman con torres tubulares de acero, fabricadas en secciones de 20-30 metros con bridas en cada uno de los extremos, y son unidas con pernos. Las torres son tronco-cónicas (es decir, con un diámetro creciente hacia la base), con el fin de aumentar su resistencia y al mismo tiempo ahorrar material.



Figura.20 Aerogenerador

### 3.1.2 TORRES DE CELOSÍA

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



Figura. 21 torres de celosía

### 3.1.3 TORRES DE MÁSTIL TENSADO CON VIENTOS

Muchos de los aerogeneradores pequeños están contruidos con delgadas torres de mástil sostenidas por cables tensores. La ventaja es el ahorro de peso y, por lo tanto, de costo. Las desventajas son el difícil acceso a las zonas alrededor de la torre, lo que las hace menos apropiadas para zonas agrícolas. Finalmente, este tipo de torres es más propensa a sufrir actos vandálicos, lo que compromete la seguridad del conjunto.

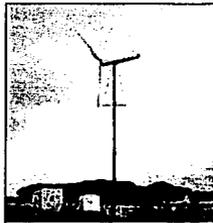


Figura.21 Torres de mástil tensado

### 3.1.4 SOLUCIONES DE TORRES HÍBRIDAS

Algunas torres están hechas con diferentes combinaciones de las ya mencionadas. Un ejemplo es la torre de trespatas Bonus 95 kW de la fotografía, de la que podría decirse que es un híbrido entre una torre de celosía y una torre tensada con vientos.



Figura.22 Torres híbridas

### 3.2 CONSIDERACIONES AERODINÁMICAS

Generalmente, es una ventaja disponer de una torre alta en zonas con una elevada rugosidad del terreno, dado que la velocidad del viento aumenta conforme nos alejamos del suelo. Las torres de celosía y las de mástil tensado con vientos tienen la ventaja de ofrecer menos abrigo que una torre maciza.

### 3.3 CONSIDERACIONES DE DINÁMICA ESTRUCTURAL

Las palas de rotor de turbinas con torres relativamente cortas estarán sometidas a velocidades de viento muy diferentes (y, por lo tanto, a diferente flexión) cuando la pala se encuentre en su posición más elevada y en su posición más baja, lo que provoca un aumento de las cargas de fatiga en la turbina.

### 3.4 PROTECCIÓN CONTRA LOS RAYOS.

Los aerogeneradores se colocan generalmente en puntos elevados, y además deben ser más altos que los obstáculos de sus alrededores. Por tanto, frecuentemente constituyen los puntos de descarga de electricidad estática durante las tormentas.

Aunque, por propia constitución el generador está protegido contra las descargas eléctricas, por estar encerrado en una estructura metálica conectada a tierra (caja de Faraday), la instalación a la que está conectada puede ser destruida por las sobretensiones que se propagan por el cable eléctrico de alimentación colocado entre el aerogenerador y la utilización. El generador eléctrico puede resultar dañado por contracorriente, en caso de que la utilización quede en cortocircuito.

Por tanto, para emplazamientos expuestos a posibles descargas atmosféricas, es indispensable:

- Conectar la torre soporte a una buena toma de tierra .
- Colocar disyuntores de gas en el punto de conexión de la utilización, con los cables eléctricos del aerogenerador. (dispositivo que inyecta gas para separar los electrones) La tensión de cebado de los disyuntores debe ser aproximadamente el doble de la tensión máxima del generador eléctrico:

- **dinamo:** tensión en vacío X 2 (norma de construcción) ;**alternador:** tensión eficaz en vacío X 2 (norma de construcción).

Estos disyuntores deben estar conectados a la toma de tierra por una línea lo más directa posible.

### 3.5 SOPORTE PARA AEROGENERADORES.

Los aeromotores de pequeña y mediana potencia, pueden estar colocados en dos tipos de soporte:

1) Soportes autoportantes:

- Estructura metálica.
- Tubulares.

-De hormigón.

2) Soportes atirantados

- Estructura metálica.
- Tubulares.

#### 3.5.1 LOS SOPORTES ATIRANTADOS ABATIBLES.

El empuje en la parte superior del soporte es debido principalmente al arrastre del rotor, sobre todo si el sistema de regulación empleado es de arrastre máximo, donde:

**T:** Empuje en la parte superior del soporte (newtons)

**m:** Masa volumétrica o densidad del aire (1,25 kg/m<sup>3</sup>)

**S:** Superficie barrida por el rotor (m)

**V:** Velocidad del viento (m/s)

**C<sub>x</sub>:** Coeficiente de empuje.

**Remplazando:**

$$S = 0,7375 \text{ m}$$

$$V = 7 \text{ m/s}$$

$$C_x = 0,025$$

**Resultado:**

$$T = 0,56 \text{ nt}$$

Siempre que el terreno lo permita, es aconsejable utilizar un soporte atirantado basculante, que facilite el mantenimiento del aeromotor y del mismo soporte, en el suelo y por tanto con una mayor comodidad y sin peligro.

Empleando elementos tubulares, muy utilizados en los circuitos de distribución, y las bridas de unión normalizadas, la construcción de un soporte de hasta 15 m es simple y menos costoso que el soporte autoportante.

Debe realizarse un atirantamiento con cuatro vientos, inclinados 45 cm, un cable de acero galvanizado, y de forma que el punto de anclaje sobre el soporte sea lo suficientemente bajo para no impedir el giro del rotor. La unión de los cables al suelo, debe hacerse a través de tensores que permitan regular la tensión de cada cable.

Cualquiera que sea el tipo de soporte utilizado, hay que tener en cuenta los siguientes factores:

- la protección contra la corrosión;
- la facilidad de montaje y desmontaje de la máquina;
- los riesgos de la formación de hielo.

Y aspa	Altura torre	Altura ancla	Mast. maniob.	Secc. cable
2 m	15 m	14,2 m	3,6 m	11 m
5 m	15 m	13 m	4,5 m	20 m

### 3.5.2 DIMENSIONADO DE SOPORTES ATIRANTADOS Y BASCULANTES

#### • NIVELACIÓN DE LOS PUNTOS DE ANCLAJE AL SUELO,

Nos referimos aquí a los cables que se emplean para las maniobras de elevación y abatimiento de la torre soporte. Se emplean dos cables laterales para guiar la trayectoria de bajada y otros dos para subir o bajar el soporte.

Los tensores permiten variar ligeramente la longitud de los cables, pero es insuficiente, y por tanto es indispensable colocar los cables laterales en el mismo plano horizontal que el pic del soporte, y alinearlos con el eje de basculamiento de dicho pic.

La posición del anclaje de los otros dos cables es menos importante. en terreno inclinado, debe colocarse el anclaje correspondiente al dispositivo de elevación (torno de tambor o cabría de fricción) en el punto menos elevado de los dos, ya que así se disminuirá el esfuerzo inicial.

### 3.6 ELECCIÓN ENTRE TORRES ALTAS Y BAJAS

Obviamente, obtendrá más energía de una turbina más grande que de otra pequeña, pero si echa un vistazo a los tres aerogeneradores de la figura numero 23, que son de 225 kW, 600 kW y 1500 kW, respectivamente; y con diámetros de rotor de 27, 43 y 60 metros, se observará que las alturas de las torres también son diferentes.

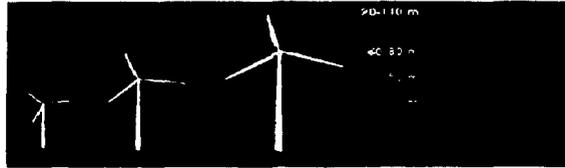


Figura 23 alturas de aerogeneradores.

Un rotor de 60 metros de diámetro no podrá ser instalado sobre una torre de menos de 30 metros. Pero si consideramos el costo de un gran rotor y un gran generador y multiplicador, sería seguramente un desperdicio instalarlos sobre una torre pequeña, ya que se dispone de velocidades de viento mucho más altas y, por lo tanto, de mucha más energía con una torre alta. Cada metro de torre cuesta dinero, por lo que la altura óptima de la torre estará en función de :

- 1) Cuánto varían los vientos locales con la altura sobre el nivel del suelo, es decir, la rugosidad promedio del terreno local (las grandes rugosidades van mejor con una torre alta).
- 2) El precio que el propietario de la turbina obtiene por un kWh adicional de electricidad.
- 3) Los fabricantes suelen ofrecer máquinas donde la altura de la torre es igual al diámetro del rotor. Estéticamente, mucha gente piensa que las turbinas son más agradables a la vista cuando la altura de la torre es aproximadamente igual al diámetro del rotor.

### 3.7 ALTURA DEL EJE DEL ROTOR

Para determinar la altura de la torre del Sistema de Conversión de Energía Eléctrica (SCEE), y por consiguiente la del eje de rotación del rotor, es fundamental analizar las relaciones existentes entre la distancia sobre la superficie terrestre y la velocidad del viento. Asimismo, una vez conocida esta ley natural se deberá realizar un análisis de sensibilidad de este fenómeno para converger o, en el peor de los casos convenir, a la altura mas recomendable técnicamente para ubicar el eje de rotación principal de la turbina.

Es por esto que se explicarán los conceptos fundamentales que se ven involucrados en la forma de los perfiles verticales de viento.

### 3.8 VARIACIÓN DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO CON LA ALTURA RESPECTO AL SUELO

En los estudios de evaluación del recurso eólico, los datos de variación del viento son medidos a una determinada altura sobre el suelo (la altura estándar es de 10 mts., según la Organización Mundial de Meteorología), por lo que es necesario establecer métodos para determinar la variación correspondiente a otras alturas, por ejemplo la del eje del rotor. Es decir, es necesario establecer leyes de variación espacial de variación vs. Altura.

El aumento de la variación del viento a medida que nos separamos del suelo, es un fenómeno bien conocido y experimentado por la mayoría de nosotros. Las variaciones meteorológicas nos demuestran que el crecimiento relativo de la variación del viento con la altura respecto al suelo varía de un punto a otro. La turbulencia de la atmósfera y la fricción contra el suelo de las capas inferiores determina la forma de esta variación

- En la atmósfera deben distinguirse dos tipos de turbulencias: turbulencias de origen mecánico y turbulencias de origen térmico. La primera se origina por la presencia de obstáculos sobre la superficie. Estos generan vórtices cuyo tamaño está relacionado con la variación media del viento y el tamaño y forma de los obstáculos. La turbulencia térmica, en cambio, se produce por el ascenso de masas de aire caliente y el descenso de las masas más frías. Ambos tipos de turbulencias interactúan simultáneamente el predominio de una sobre otra definirá el comportamiento dinámico del flujo aéreo.
- La turbulencia térmica puede ser de tres tipos: turbulencia inestable, neutral o estable. En el caso inestable, la temperatura del aire disminuye con la altura y la turbulencia producida por obstáculos es una variación amplificada y transportada. Con atmósfera neutral, la temperatura es una variación constante con la altura y cualquier perturbación en el flujo de aire no sufre reacción alguna. Por último, el caso estable se manifiesta cuando la temperatura del aire aumenta con la altura y su efecto sobre las variaciones es un fuerte amortiguador.
- Cuando la velocidad del viento aumenta, la influencia de las diferencias de temperatura entre la tierra y el aire disminuye y las condiciones se acercan a la estabilidad neutral.
- A fin de expresar matemáticamente este fenómeno se han propuesto diversas expresiones, algunas más empíricas y otras netamente teóricas. Por otro lado, la aplicación de estas teorías se dividen en extrapolaciones para períodos cortos (velocidades instantáneas) o para períodos largos (velocidades promedio).
- Para la determinación de la altura del eje del rotor, abordando el tema desde el punto de vista de la asimetría del perfil vertical de esfuerzos a los que se ve sometido la hélice, es de particular interés la primera de las aplicaciones citadas.
- Uno de los métodos se basa en la denominada Teoría de Similitud de la capa límite atmosférica. En dicha teoría el perfil de viento  $V(Z)$  es determinado por:

$$\frac{k \cdot Z}{\mu^*} \cdot \frac{dv}{dz} = \phi(Z/L) \Rightarrow V(Z) = \frac{\mu^*}{k} \cdot [\ln(Z/Z_0) - \psi(Z/L)]$$

donde  $\mu$  y  $k$  son funciones universales dependientes de  $Z$  y de la denominada escala de similitud,  $L$ ;  $k$  es una constante,  $Z_0$  el parámetro de rugosidad y  $\mu^*$  la velocidad de fricción. Debe mencionarse que, aún bajo suposiciones, ideales, es muy complicada la determinación de  $V(Z)$ .

- Sin ahondar más en consideraciones del tipo teóricas, cuando la atmósfera es neutra tendremos que:  $\mu(Z/L)=1$  y  $k(Z/L)=0$ , de tal modo que la expresión para  $V(Z)$  queda

$$V(Z) = \frac{\mu^*}{k} \cdot [\ln(Z/Z_0)]$$

reducida a:

$$V(Z_{REF}) = \frac{\mu^*}{k} \cdot [\ln(Z_{REF}/Z_0)]$$

Luego, si tenemos una medición  $V(Z_{REF})$  vale que:

$$V(Z) = V(Z_{REF}) \cdot \frac{\ln(Z/Z_0)}{\ln(Z_{REF}/Z_0)} \quad (IV.1)$$

Entonces:

Dado que el parámetro de rugosidad,  $Z_0$ , se encuentra definido y tabulado para diferentes características de terrenos, esta expresión se torna simple de usar. Por otro lado, no es válida para estabildades atmosféricas estables o inestables; sin embargo y dadas las condiciones en que se aplican los SCEE (zonas de velocidades moderadas o altas) y como fue explicado en párrafos anteriores las condiciones de estabilidad se acercan a la neutral.

Tipo de Superficie	Parámetro de Rugosidad, $Z_0$ [m]	Tipo de Superficie	Parámetro de rugosidad, $Z_0$ [m]
Hielo	$10^{-5}$ a $3 \cdot 10^{-5}$	Trigo	0,045
Superficies de agua	$2 \cdot 10^{-4}$ a $3 \cdot 10^{-4}$	Palmeras	0,1 a 0,3
Superficies de Arena	$10^{-4}$ a $10^{-3}$	Árboles bajos	0,05 a 0,1
Superficies con Nieve	$4,9 \cdot 10^{-3}$	Árboles altos	0,2 a 0,9
Pasto cortado	$10^{-3}$ a 0,01	Suburbio	1 a 2
Pasto alto	0,039	Ciudad	1 a 4

Figura. 24 Tipos de superficie.

Ahora bien, si se aborda la selección de la altura del eje desde el punto de vista de la potencia media captada debemos introducirnos en las teorías aplicables a períodos largos (velocidades medias). Estas teorías ven su aplicación principal en la confección del atlas eólico o en el sitio de una o un grupo de turbinas en una determinada zona geográfica con patrones de distribución de velocidades de viento respecto al tiempo o ya conocidos (series de probabilidades de Weibull o Rayleigh). Varios autores han propuesto la siguiente expresión para utilizar en la estimación de valores medios:

$$\frac{\bar{v}(z)}{\bar{v}(Z_{REF})} = \left( \frac{z}{Z_{REF}} \right)^\alpha$$

donde  $\bar{v}(Z_{REF})$  es la velocidad media medida en  $Z_{REF}$  (altura de referencia) y  $\alpha$  es una coeficiente que depende de la rugosidad del terreno y de la estabilidad atmosférica media del lugar considerado. En la determinación de  $(\alpha)$  existen dos criterios fundamentales.

El primero fue desarrollado por Justus y Mikjaíl (aplicable para  $Z_0$  entre 0,05 y 0,5) y establecen la expresión siguiente:

$$\alpha = \frac{0,37 - 0,088 \cdot \ln(\bar{v}(Z_{REF}))}{1 - 0,088 \cdot \ln(Z_{REF} / 10)}$$

El segundo criterio, denominado ley potencial, adopta directamente  $\alpha = 1/7$  y es aplicable a sitios de poca rugosidad

Luego, como la energía es susceptible de ser captada, es proporcional al cubo de la velocidad, se deduce que la relación entre las energías disponibles a  $Z$  metros y  $Z_{REF}$  metros sobre el suelo viene dada por la expresión  $E/E_{REF} = (Z/Z_{REF})^3$

- De esta expresión, surge la gran importancia, para recoger la máxima potencia, colocar la turbina eólica lo más alto posible respecto al suelo, encima de una torre, por ejemplo.

### 3.9 DETERMINACIÓN DE LA ALTURA DEL EJE DEL ROTOR

De lo analizado anteriormente y observando la figura 25 se desprende que una elevada altura sobre la superficie del suelo, o sobre el nivel de velocidad cero, implica una menor diferencia entre la velocidad incidente en el extremo superior del rotor y el punto más bajo del mismo y por consiguiente tendremos una mayor uniformidad en sentido vertical del perfil de esfuerzos externos que actúa sobre el plano del rotor.

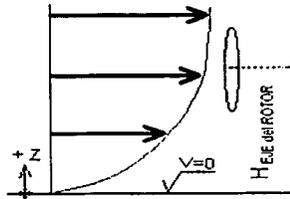


Figura. 25 altura del rotor

Así mismo, como observamos en la sección anterior es de vital importancia la utilización de una torre lo mas alta posible para la maximización de la energía eólica total captada, dadas las condiciones medias del recurso en un determinado lugar. Por otro lado, la altura del eje del rotor o de la torre tiene una serie limitantes.

En primer lugar tenemos el aspecto estructural. Una torre excesivamente alta debe tener el grado de esbeltez, adecuado para soportar en buenas condiciones los implacables esfuerzos a los que estará sometida, esfuerzos de naturalezas estáticas y dinámicas y aún magnificadas por la distancia a su fundación o empotramiento, lo que tomaría a la estructura por lo menos desproporcionada. Además los esfuerzos dinámicos sobre todos los componentes del nacelle y rotor serán mayores que en una torre de menor altura, lo que también conducirá a mayores dimensiones.

- Otro factor principal es el económico. Una torre de las características exageradas o sometida a esfuerzos exagerados requerirá además de mayores dimensiones, materiales de mayor calidad, estructuras mas complejas, soldaduras mas cuidadosas, fundiciones mas voluminosas, etc., etc. Por otro lado debemos tener en cuenta que la máquina, incluida su torre, deberá ser transportada hasta el lugar de su emplazamiento, o sea que las dimensiones de ésta deberá ser compatible con el medio que la transportará, debiendo recurrir al seccionamiento de la misma si fuera necesario. Todo esto llevará inevitablemente a un incremento en el costo total de la máquina, pudiéndose sobrepasar el ahorro que se produciría al generar o captar más energía.
- Para la determinación del perfil vertical de velocidades al que estará sometida la turbina en estudio se supondrán algunos parámetros:
  - \*el SCEE será instalado en un terreno liso
  - \*la rugosidad será uniforme y de tipo "pasto alto", es decir  $Z_0 = 0,039$  m
  - \*las altura de referencia será  $10 \text{ m} = Z_{REF}$
  - \*la velocidad de referencia,  $9 \text{ m/s} = V(Z_{REF})$

De este modo, aplicando la ecuación obtenemos el perfil para la velocidad de referencia, 9 m/s, medida a 10 m.

$$V(Z) = V(Z_{REF}) \cdot \frac{\ln(Z/Z_0)}{\ln(Z_{REF}/Z_0)}$$

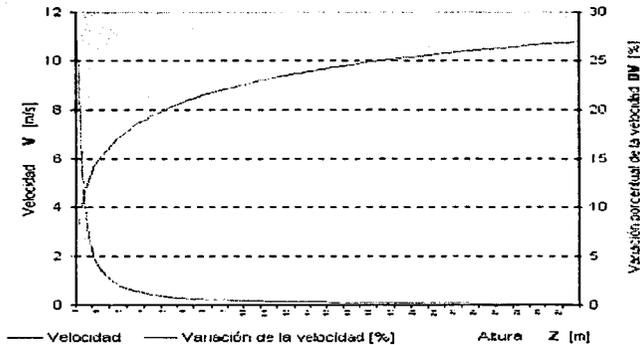


figura. 26 variación de velocidad

Debemos hacer notar que, si bien adoptamos una velocidad de referencia arbitraria de 9 m/s, no afecta el análisis que pretendemos realizar. Esto se desprende que para determinar la altura mas adecuada para el eje de la hélice el dato más relevante es la variación porcentual de la velocidad, DV, es decir la variación de la pendiente de la curva del perfil vertical de velocidad o mejor dicho, su derivada.

- Si la altura del eje es 10 m y el diámetro del rotor es 10 m, por ejemplo, la velocidad incidente en punta de pala en el extremo superior será 9,66 m/s y en el extremo inferior 7,87 m/s, la variación porcentual de la velocidad entre estos dos extremos es 18,45 %.
- Si la altura del eje es 15 m y el diámetro del rotor es 10 m la velocidad incidente en punta de pala en el extremo superior será 10,13 m/s y en el extremo inferior 9 m/s, la variación porcentual de la velocidad entre estos dos extremos es 11,11 %.
- Si la altura del eje es 20 m y el diámetro del rotor es 10 m la velocidad incidente en punta de pala en el extremo superior será 10,50 m/s y en el extremo inferior 9,66 m/s, la variación porcentual de la velocidad entre estos dos extremos es 7,90 %.
- Si la altura del eje es 25 m y el diámetro del rotor es 10 m la velocidad incidente en punta de pala en el extremo superior será 10,78 m/s y en el extremo inferior 10,13 m/s, la variación porcentual de la velocidad entre estos dos extremos es 6,10 %.
- Si la altura del eje es 30 m y el diámetro del rotor es 10 m la velocidad incidente en punta de pala en el extremo superior será 11,03 m/s y en el extremo inferior 10,49 m/s, la variación porcentual de la velocidad entre estos dos extremos es 4,95 %.

Observando los estos valores y contemplando intuitivamente los factores antes mencionados, se concluye que las alturas mas convenientes son 20 m y 25 m. Preliminarmente seleccionaremos una altura desde el suelo para eje del rotor de 20 m. Posteriormente, cuando se aborde el estudio de las cargas sobre la torre y su dimensionamiento, se revisará este punto. Así mismo, cuando se analicen los costos de fabricación de la turbina, también se revisará la magnitud adoptada. Entonces,  $H_{EJE\ del\ ROTOR} = 20\ mts.$

### 3.10 DISPOSICIÓN DEL ROTOR (SOTAVENTO O BARVOLENTO) ESTRATEGIAS DE ORIENTACIÓN

#### • ROTOR O BARVOLENTO

Figura. 27 barvolento



Las turbinas cónicas a barvolento son las que poseen el rotor o hélice enfrentando al viento, es decir delante de la torre.

La ventaja básica de este tipo de máquinas es que evitan la influencia de la sombra aerodinámica de la torre. Por lejos, esta ha sido la configuración más utilizada en el diseño de SCEE.

Sin embargo, aunque en menor medida que en una configuración a sotavento, existe tal perturbación. Esto se debe a que en la porción del área del rotor que enfrenta a la torre se induce, igualmente, un cambio en el patrón normal de variación, presiones, a lo largo de las líneas de flujo que atraviesan dicho sector. Debido a esto estas líneas de flujo empiezan a curvarse antes de llegar a la torre en sí, aún si la superficie de ésta fuera cilíndrica y perfectamente lisa. Es así que cada vez que las palas del rotor pasen por las cercanías de la

torre la potencia que posee el viento, y que éstas captan, cae sensiblemente.

Una desventaja es que se necesita un rotor más rígido y situado a cierta distancia de la torre ya que de otro modo existe el riesgo de interferencia con la misma debido a los esfuerzos que tienden a flexionar las palas en sentido flap. Esto aumenta considerablemente el costo de las mismas por requerir, sus materiales, mejores propiedades mecánicas.

Sin embargo, la desventaja principal de una configuración a barvolento, dentro de las dimensiones y/o potencia de la que se trata la turbina en estudio, es que requiere un sistema de orientación del rotor que lo mantenga enfrentando al viento. Tales sistemas pueden ser activos o pasivos. Un sistema de orientación activo requiere utilizar sensores de dirección y accionamientos motorizados que guíen al rotor automáticamente hacia la dirección del viento.

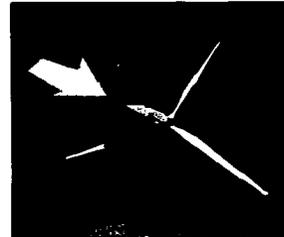
Un sistema de orientación pasivo en una turbina de rotor a barvolento son los que utilizan una aleta estabilizadora y como se explicará posteriormente tiene una serie de limitaciones para su aplicación en nuestra turbina.

Figura.21

### 3.11 ROTOR O SOTAVENTO

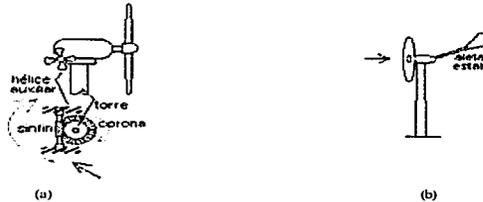
En esta configuración el rotor o hélice se encuentra aguas debajo de la torre, detrás de ésta respecto a la dirección del viento.

Este sistema posee la fundamental ventaja de no requerir dispositivo de orientación alguno, siempre y cuando se diseñe adecuadamente el rotor y nacelle de tal modo que haga que la misma "siga" de forma pasiva a la dirección del viento. Sin embargo esta manera de orientar a la hélice se ve obstaculizada por la forma en que se puede transmitir la corriente saliente desde el generador ya que una vinculación directa por medio de cables necesita un control activo del enroscado de los mismos (si el nacelle ha girado repetidamente en el mismo sentido por un largo periodo de tiempo) y una



por medio de anillos rozantes debe ser muy bien estudiada dadas las elevadas intensidades de carga que serán transmitidas.

Una importante ventaja adicional de un rotor a sotavento es la posibilidad de emplear materiales para las palas mas flexibles, siempre y cuando se tenga en cuenta la flecha máxima admisible. Esta importancia se debe en primer lugar a la disminución del peso que implica una pala menos rígida y en segundo lugar a que de este modo se alivian las cargas dinámicas sobre todo el sistema debido que a altas velocidades de viento, por ejemplo durante ráfagas, las palas pueden empezar a curvarse (flexión en flap) aliviando en parte a la torre y a toda la estructura de soporte. La desventaja básica es la fluctuación de la potencia del viento al pasar el rotor por la sombra de la torre. Esto trae aparejado mayores cargas de fatiga sobre la misma turbina que un sistema a barlovento.



Figuras. 29 a y b mecanismos de dirección

### 3.12 ESTRATEGIAS DE ORIENTACIÓN

Los dispositivos de orientación del rotor mas utilizados son:

- Con aleta estabilizadora
- Con hélice auxiliar
- Con dispositivos manuales
- Con dispositivos de servomotores
- Con el rotor orientado a sotavento

Dentro de los SCEE a barlovento se pueden implementar sistemas activos o pasivos. Un sistema de orientación activo contempla la utilización de servomecanismos que guían al rotor automáticamente hacia la dirección del viento mediante sensores de dirección y accionamientos motorizados.

Un sistema de orientación pasivo en una turbina de rotor a barlovento es el que utiliza una aleta estabilizadora. Este mecanismo de orientación es ampliamente utilizado en los SCEE de similar potencia que existen actualmente en el mercado internacional. La desventaja principal que poseen es su "nerviosismo" bajo condiciones de vientos muy fuertes, debiéndose implementar modificaciones al diseño de aleta fija para pasar a aletas con grados de libertad complicados y de difícil análisis. Asimismo, este nerviosismo que experimentan bajo condiciones complejas de operación constituye una causa frecuente de roturas no solo en la aleta en sí y su soporte sino también en las demás partes de la turbina. Su aplicación tiene mejores resultados a SCEE lentos y de menor potencia.

La orientación mediante la implementación de una hélice auxiliar constituye otro sistema pasivo para utilizarse tanto en una disposición a barlovento como a sotavento. El principio de funcionamiento es el siguiente: se ubica una o dos hélices al costado de la principal, con su eje perpendicular al de esta. Si el rotor principal no está orientado en la dirección del viento, el auxiliar se pone en marcha accionando un tornillo sinfín, fijo a sus eje, que engrana con una corona dentada

concéntrica al eje vertical del soporte, solidario a éste. La ventaja de este sistema sobre la aleta estabilizadora es una mayor suavidad de funcionamiento, aún bajo ráfagas, si se adopta una adecuada relación de transmisión entre el sinfín y corona. Uno de los inconvenientes que se puede notar es la zona turbulenta que se origina al atravesar la corriente de aire las hélices auxiliares, lo que afectará en mayor o menor medida al perfil incidente de viento en el rotor principal. Otro inconveniente es la introducción de elementos dentados en el sistema, cuyos costos de maquinado, lubricación, etc. incrementan el costo total.

- Finalmente, una turbina con rotor o hélice a sotavento no requiere, en principio, ningún dispositivo auxiliar de orientación si su diseño es el correcto.

Como vimos en el capítulo primero "Conceptos Básicos", el funcionamiento mismo de la hélice origina una fuerza en la dirección del viento, axial, que tiende a arrastrarla en el sentido del viento. Bien, si el rotor se ubica detrás de la torre y se le permite el giro alrededor de ésta el rotor se orientará automáticamente según la dirección del flujo aéreo. Básicamente éste es el principio del fenómeno de auto-orientación de un rotor a sotavento. En contrapartida a este beneficio, una rotor a sotavento posee un comportamiento dinámico frente a corrientes cruzadas similar a los que poseen aleta estabilizadora, debiéndose contemplar una solución a esto si se pretende adoptar este sistema.

### 3.13 DISPOSICIÓN ADOPTADA

Habiéndose presentado las dos formas posibles de disponer el rotor o hélice en un SCCE de eje horizontal y las posibles estrategias de orientación de la hélice en la dirección perpendicular al viento considero ventajosa la adopción de una configuración para el rotor a sotavento de la torre.

### 3.14 ROTOR A BARLOVENTO

Sin embargo, debo aclarar ciertos conceptos que respaldarán la solución adoptada. Como se ha visto, el tema de la influencia de la sombra aerodinámica de la torre es de vital importancia. Teóricamente la alteración de la distribución normal de presiones que induce la presencia de la torre a lo largo de las líneas de flujo en la dirección del viento, perpendiculares al rotor, tiene el mismo efecto sobre la potencia captada por la hélice tanto si ésta se ubica delante o detrás de aquella, como se aprecia en la siguiente figura.

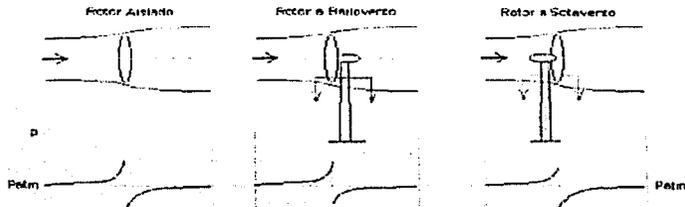


Figura. 30 líneas de flujo en la dirección del viento

Sin embargo, el fenómeno que realmente marca la diferencia entre una u otra disposición es la incidencia sobre el rotor, en la zona enfrentada a la torre, de la estela turbulenta provocada por la circulación del viento a través de ésta. Esto provoca una real alteración en el perfil de velocidades que llega al plano del rotor de carácter aleatorio y que afecta a la suavidad de funcionamiento del sistema globalmente.

- De aquí se desprende que una manera de atenuar este efecto para adoptar una configuración a sotavento, con las ventajas que esto confiere, debe estar conducido a minimizar la sombra turbulenta de la torre aguas abajo de la misma y que incide directamente sobre el rotor.
- Considerando una torre tubular y con este objetivo se ha pensado en la introducción de una cubierta o carcasa de defectora en forma de perfil aerodinámico simétrico fijo a los componentes que giran según la dirección del viento a través del nacelle y vinculado a la torre de manera deslizante, en el sentido del giro a lo largo de su eje vertical, que cubra a esta en toda la longitud enfrentada a el rotor.
- Gráficamente y esquematizando, este concepto sería el mostrado en la figura 31.  
Sin embargo, analizando esta propuesta, si bien lograría disminuir la turbulencia que incide sobre la torre trae aparejado un acortamiento de la distancia entre el rotor y la misma. Esto obligaría a separar el este de aquella para evitar una posible interferencia, lo que conduciría a un robustecimiento del eje y demás partes inherentes a la resistencia estructural, con lo que se pone en duda el real beneficio de este accesorio.
- Por otro lado, si le hélice a sotavento no posee cierta conicidad la fuerza de arrastre, ya explicada, que se origina sobre la hélice no es suficiente para arrastrar al sistema rotor-nacelle, por lo que será necesario incorporar al diseño del mismo un ángulo de conicidad respecto al plano perpendicular al eje principal. Otro punto a analizar es la marcada sensibilidad que posee este sistema de orientación frente a cambios bruscos en la dirección del viento, que hemos denominado "nerviosismo". Dadas las condiciones externas hostiles a las que se pretende que este sometido el modelo en desarrollo, es de vital importancia moderar este nerviosismo mediante algún sistema de amortiguación que vincule al sistema rotante rotor-nacelle con la torre fija mediante su fundación a la tierra.
- Adicionalmente, al adoptar una sistema de orientación pasivo se debe considerar el enroscado de los cables que conducirán la energía eléctrica desde el generador. En teoría, existe la misma probabilidad que el rotor gire siguiendo al viento en un sentido como en el otro. Sin embargo, dado que éste es un fenómeno aleatorio cabe, en si, la posibilidad que el sistema rotor-nacelle gire repetidamente en un mismo sentido un período de tiempo prolongado, lo que pondría en riesgo la vida mecánica del cable si éste se enroscara mas de lo permitido. Por otro lado la realidad demuestra que el cable se enrosca en mayor o menor medida, es decir que se debe prever mecanismos de seguridad.

Este sistema deberá ser simple, de bajo costo y de bajo mantenimiento.

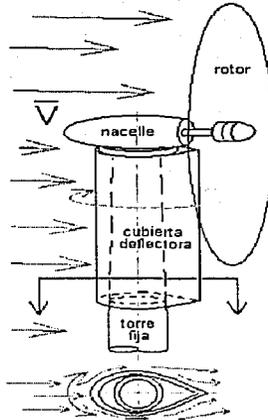
Una manera de eliminar este problema es mediante la utilización de anillos rozantes para transmitir la potencia eléctrica desde el generador. Teniendo en cuenta la elevada cantidad de amperes que se deberá transmitir (10kW/110V=90A; 10kW/48V=208A; 10kW/24V=416A), esta alternativa no resulta muy adecuada, dadas las pérdidas y desgastes en los "carbones" que se producirían lo que conlleva una disminución importante en las propiedades de bajo mantenimiento de la máquina total. Una alternativa es disponer de un sistema de orientación manual, mediante una vinculación mecánica hasta el pic de la torre, un sistema sensor y alarma de límite de enroscado de los cables, de modo que llegada la situación limite el usuario enterado del problema gire el sistema en sentido contrario al de enroscado de los mismos.

De todos modos, los cables deberán poseer una longitud suficientemente mayor a la de su recorrido directo para permitir una serie de vueltas con holgura y sin excesiva tensión sobre los mismos. Otro accesorio a tener en cuenta son conectores que desvinculen cada extremo de los cables en el caso de descuido.

Debemos aclarar que parámetros mencionados en este apartado, como ser el ángulo de conicidad del rotor, el sistema de amortiguación angular, sistema de desenroscado mecánico de los cables conductores, etc., propios de esta configuración serán determinados en etapas más evolucionadas del proyecto.

Entonces adoptamos un **Rotor a Sotavento**

Figura. 31 parte de un aeromotor



### 3.15 DIÁMETRO DEL ROTOR Y VELOCIDAD DE DISEÑO

Los valores de estas dos características esenciales en la definición de una determinada turbina pueden resultar engañosos si no se aclaran, primero, los dos criterios para su obtención. Los conceptos sobre los que se sustentan estas dos formas de cálculo son los siguientes: uno persigue el objetivo de obtener la potencia nominal, en nuestro caso 10 kW, para la situación en que el viento posea una velocidad instantánea igual a la nominal o de diseño; el otro se refiere a la potencia nominal como la media a lo largo de un año, para unas condiciones de velocidad media anual del viento determinadas. Es decir que en este caso utiliza una distribución anual de velocidades viento según alguno de los criterios vistos al estudiar la estadística de viento y con esta energía disponible determina los características de la turbina para que la potencia responda, por ejemplo a la ecuación (VI.4):  $R_{total} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot 1,91 \cdot V^3$ . Con este criterio cuando en un instante dado el viento "sople" a 8 m/s (supuesta como velocidad de diseño) no tendremos 10kW en la salida de la máquina sino una potencia bastante menor. Es decir, a primera vista resulta un tanto irreal la definición de 10kW aunque en definitiva tenga la potencia especificada a lo largo del año.

Por éstas razones consideraremos el primero de los criterios mencionados para la determinación del diámetro del rotor y la velocidad nominal o de diseño. Es decir, se tendrán 10 kW en los bornes del generador eléctrico cuando el viento sopla a esta velocidad característica en el momento de la medición.

Con esta base ya establecida, como vimos en capítulos anteriores la potencia generada es:  $P = f(\eta_{total}, \rho, D, V)$ , considerando constantes  $\eta_{total}$  y  $\rho$  nos queda:  $P = f(D, V)$ .

La estrategia seguida para la determinación de estos valores consistirá en alcanzar un equilibrio, mediante algunas aproximaciones, entre el valor del diámetro y la velocidad nominal. Como norma general el diámetro deberá ser lo menor posible para no encarecer demasiado el costo al igual que la velocidad para lograr una máquina con capacidad de producción energética aceptable en sitios con potenciales eólicos no necesariamente elevados.

### 3.16 DETERMINACIÓN DEL DIÁMETRO DEL ROTOR Y VELOCIDAD NOMINAL

De este modo, la expresión que define la potencia de salida es::

$$P_{\text{total}} = \eta_{\text{mec}} \cdot \eta_{\text{elec}} \cdot C_p \cdot \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot V^3 \cdot [W]$$

donde  $\eta_{\text{mec}}$  : rendimiento de la transmisión eje del rotor - eje del generador

$\eta_{\text{elec}}$  : rendimiento del generador eléctrico

$C_p$  : coeficiente de potencia o rendimiento aerodinámico del rotor

$\rho$  : densidad del aire

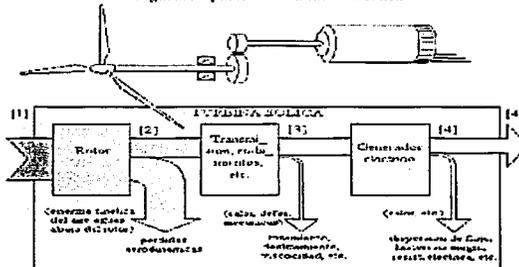
$V$  : velocidad incidente del viento, [m/s]

$A$  : área del rotor perpendicular a la corriente de aire. Como la turbina en estudio es del tipo de eje horizontal, podemos decir que  $A = \pi \cdot D^2 / 4$ , donde D es el diámetro de la hélice.

$$D = \sqrt{\frac{8 \cdot P_{\text{total}}}{\pi \cdot \eta_{\text{mec}} \cdot \eta_{\text{elec}} \cdot C_p \cdot \rho \cdot V^3}} \cdot [m]$$

En la figura que a continuación se presenta se puede comprender mas claramente los distintos procesos de transformación que sufre la energía manipulada en una turbina eólica y un esquema de sus órganos vitales. La energía es capturada en su forma primitiva como energía cinética del viento, punto 1 de la figura, hasta llegar a representarse por un determinado valor de tensión y corriente eléctrica, punto 4, pasando por diversas transformaciones mecánicas.

Figura. 32 partes de una turbina eólica



- Se determinará, a continuación, el diámetro del rotor utilizando esta expresión y para diferentes velocidades de viento. Además supondremos que:
- la potencia eléctrica de salida,  $P_{total} = 10 \text{ kW}$ ;
  - utilizaremos una transmisión entre el eje del rotor y el del generador que asegure un rendimiento,  $\eta_{mec} = 95 \%$ ;
  - utilizamos un generador eléctrico de suficiente calidad como para garantizar un rendimiento,  $\eta_{elec} = 85 \%$ ;
  - la densidad del aire será  $\rho = 1,25 \text{ kg/m}^3$  (a nivel del mar).
  - alcanzaremos un diseño para nuestra turbina de modo que asegure, en principio, un  $C_p = 0,4$ .

De este modo:

$$P_{total} = 10 \text{ kW} \quad C_p = 0,4 \quad \eta_{elec} = 85 \% \quad \eta_{mec} = 95 \% \quad \rho = 1,25 \text{ kg/m}^3$$

V [m/s]	ec. D	D [m]
6		17,088
6,5		15,155
7		13,560
7,5		12,227
8		11,099
8,5		10,134
9		9,301

V [m/s]	ec. D	D [m]
9,5		8,577
10		7,942
10,5		7,381
11		6,884
11,5		6,440
12		6,041
13		5,358

Figura 33 tablas para diseño de diámetro de turbina

Luego, aplicando una de las premisas fijadas en los objetivos generales del proyecto, que la turbina debería ser lo suficientemente versátil como para ser instalada en zonas donde el recurso eólico no es particularmente alto, materializamos esta idea postulando que la velocidad para la cual la máquina entregará los 10 kW no superará los 10 m/s.

Así, extraemos los valores del diámetro obtenidos para los cuales la velocidad se encuentra entre 7 y 10 m/s (renglones sombreados), redondeamos su magnitud y explicitamos el coeficiente  $C_p$  como incógnita para calcular sus valores ya que éste será el parámetro fundamental a alcanzar en lo que resta del diseño del rotor.

$$C_p = \frac{8 \cdot P_{total}}{\eta_{mec} \cdot \eta_{elec} \cdot C_p \cdot \rho \cdot \pi \cdot D^2 \cdot V^3}$$

Las velocidades para las que se realizará este análisis, más detallado, estarán dentro del rango mencionado y serán divididas en intervalos adecuados. Veamos:

$$P_{\text{total}} = 10 \text{ kW} \quad \eta_{\text{elec}} = 85 \% \quad \eta_{\text{mec}} = 95 \% \quad \rho = 1,25 \text{ kg/m}^3$$

V [m/s]	D [m]	cc. Cp	Cp
7	12		0,511
7,5	12		0,415
8	12		0,342
8,5	12		0,285
9	12		0,240
9,5	12		0,204
10	12		0,175
7	11		0,608
7,5	11		0,494
8	11		0,407
8,5	11		0,340
9	11		0,286
9,5	11		0,243
10	11		0,208
7	10		0,726
7,5	10		0,598
8	10		0,493
8,5	10		0,411
9	10		0,346
9,5	10		0,294
10	10		0,252

V [m/s]	D [m]	cc. Cp	Cp
7	9,5		0,815
7,5	9,5		0,663
8	9,5		0,546
8,5	9,5		0,455
9	9,5		0,383
9,5	9,5		0,326
10	9,5		0,280
7	9		0,998
7,5	9		0,738
8	9		0,608
8,5	9		0,507
9	9		0,427
9,5	9		0,363
10	9		0,311
7	8,5		1,018
7,5	8,5		0,828
8	8,5		0,682
8,5	8,5		0,569
9	8,5		0,479
9,5	8,5		0,407
10	8,5		0,349

V [m/s]	D [m]	Ec. Cp)	Cp
7	8		1,149
7,5	8		0,934
8	8		0,770
8,5	8		0,642
9	8		0,541
9,5	8		0,460
10	8		0,394
7	7,5		1,308
7,5	7,5		1,063
8	7,5		0,876
8,5	7,5		0,730
9	7,5		0,615
9,5	7,5		0,523
10	7,5		0,449
7	7		1,501
7,5	7		1,220
8	7		1,006
8,5	7		0,838
9	7		0,706
9,5	7		0,601
10	7		0,515

Figura 33 tabla para cálculo de diámetro de turbina

Luego, seleccionamos las combinaciones D-V más convenientes, tomando en consideración el valor de  $C_p$ , éstos corresponden a los renglones sombreados. El criterio adoptado para esta preselección está basado, por un lado, en lo explicado en el capítulo al comentar la máxima energía alcanzable, al abordar las limitaciones o techos que posee el aprovechamiento de la energía del viento. Por otro lado, en cuanto a los valores mínimos, se puede decir que si no nos apartamos demasiado del diseño óptimo del rotor, un  $C_p$  inferior a aproximadamente 0,35 sería menospreciar las posibilidades de la turbina en cuanto a sus potenciales capacidades aerodinámicas.

Asimismo, debemos admitir que por cuestiones económicas nuestra máquina deberá poseer un rotor que, si bien se adapte a condiciones de viento con medio potencial cólico, la magnitud de su diámetro no eleve demasiado el costo total de la turbina. Es decir, estamos otra vez ante una situación de compromiso. Las opciones que resultan más atractivas, considerando este último factor, en la tabla anterior son las sombreadas con mayor intensidad. Finalmente, otra consideración que nos llevará a una concienzuda selección del diámetro de la hélice es la velocidad media que deberá poseer el sitio potencial de emplazamiento para que la máquina rinda razonablemente. Para ello basaremos este nuevo análisis en una distribución de velocidades en el tiempo según Rayleigh y confrontaremos los resultados obtenidos con los correspondientes a las turbinas cónicas de similares características a la estudiada que hoy existen en el mercado mundial como para adquirir un parámetro extra de selección.

Sea la ecuación . y apliquémosle la igualdad de la ecuación.. Es decir, la potencia media anual captada será:

$$P_{\text{total}} = \eta_{\text{mec}} \cdot \eta_{\text{elec}} \cdot C_p \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot \bar{V}^3 = \eta_{\text{total}} \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot (1,91 \cdot \bar{V}^3), [W]$$

donde  $\eta_{\text{total}} = \eta_{\text{mec}} \cdot \eta_{\text{elec}} \cdot C_p$

A continuación se presenta una compilación de las alternativas antes marcadas y de las turbinas similares presentes actualmente en el mercado con su identificación a la cual se hará referencia en la tabla comparativa subsiguiente, en la que se detallan las producciones medias anuales de energía para cada velocidad media, calculadas mediante la ecuación.

$P_{\text{total}}$ [kW]	V [m/s]	D [m]	$\eta_{\text{total}}$	Alternativa en estudio, Identificación	$P_{\text{total}}$ [kW]	V [m/s]	D [m]	$\eta_{\text{total}}$	Marca, País de origen, Identificación
10	8,5	10	0,3385	(a)	10	13	7	0,189	BERGIEY, Estados Unidos (g*)
10	9	9,5	0,316	(b)	11	8,5	13	0,216	BRÜMMER, Alemania (h*)
10	9	9	0,352	(c)	10	12	8	0,184	GEIGER, Alemania (i*)
10	9,5	9	0,2993	(d)	12	12	7	0,289	J. HORRAY, España (j*)
10	9,5	8,5	0,3356	(e)	10	12	7	0,241	LMW, Holanda (k*)
10	10	8	0,3248	(f)	10	11,5	7	0,273	VERGNET, Francia (l*)

Figura 34 tabla de comparación de turbinas eólicas

V [m/s]	$P_{\text{total}}$ [kW] - ecuación de potencia											
	(a)	(b)	(c)	(d)	(e)	(f)	(g*)	(h*)	(i*)	(j*)	(k*)	(l*)
5	3,89	3,27	3,27	2,78	2,78	2,39	1,09	4,28	1,38	1,66	1,38	1,57
6	6,72	5,66	5,66	4,81	4,81	4,23	1,88	7,39	2,39	2,86	2,39	2,71
7	10,67	8,99	8,99	7,64	7,64	6,55	2,98	11,73	3,79	4,55	3,79	4,31
8	15,92	13,42	13,42	11,41	11,41	9,78	4,45	17,52	5,66	6,79	5,66	6,43
9	22,67	19,10	19,10	16,24	16,24	13,92	6,34	24,94	8,06	9,67	8,06	9,16
10	31,10	26,20	26,20	22,23	22,23	19,10	8,69	34,21	11,05	13,26	11,05	12,56
11	41,40	34,87	34,87	29,65	29,65	25,42	11,57	45,54	14,71	17,65	14,71	16,71

Figura 35 tabla de ecuación de potencia.

Con todos estos elementos analizados estamos en condiciones de adoptar un diámetro de hélice para nuestra turbina. Vemos así que la alternativa sombreada en la tabla anterior presenta una muy buena producción respecto a las demás, para zonas de medio-bajo recurso eólico, más aún respecto a la mayoría de los modelos similares de mercado. Sin embargo, esta elección nos compromete para el resto del proyecto ya que deberemos alcanzar un  $C_p$  de 0,411 mediante un adecuado diseño aerodinámico del rotor. Entonces:

**Diámetro del Rotor, D = 10 m**  
**Velocidad Nominal o de Diseño,  $V_{\text{nom}} = 8,5$  m/s**

### 3.17 VELOCIDAD DE GIRO DEL ROTOR

Para el tipo de máquina en estudio es deseable que la hélice gire al mayor número de revoluciones posible, ya que de esta forma el generador eléctrico disminuirá su tamaño, peso y costo y reduciremos además las dimensiones del multiplicador. Asimismo, desde el punto de vista del rotor, la máxima velocidad de giro deberá ser compatible con la resistencia estructural de sus palas.

Normalmente, la máxima velocidad de viento que debe soportar una turbina eólica sin sufrir daños es de 60 m/s, la cual es considerada como velocidad de supervivencia,  $V_{\text{Supervivencia}}$ .

Suponiendo que cuando el viento sopla a esta velocidad el sistema de seguridad de la máquina ya ha actuado, bajo estas condiciones el rotor se encontrará detenido o girando muy lentamente y por lo tanto la velocidad que éste deberá soportar es  $V_{\text{Supervivencia}}$ .

Asimismo, cuando la velocidad del viento sea la nominal o de diseño, el rotor estará girando a la velocidad nominal. Así, el flujo incidente relativo a las palas,  $V_r$ , será la composición, en una primer aproximación, entre la velocidad tangencial de la misma,  $V_T$ , y la velocidad nominal del viento aguas arriba del rotor, perpendicular a éste,  $V_0$ .

En particular, en la punta de las palas:

$$V_r = \sqrt{V_T^2 + V_0^2} = \sqrt{\left(\frac{\omega \cdot D}{2}\right)^2 + V_0^2}$$

Donde  $\omega$  es la velocidad angular del rotor y D el diámetro del mismo.

Como ya dijimos, el rotor será capaz de tolerar sin daños en su estructura una velocidad  $V_{\text{Supervivencia}}$ :

$$V_r \leq V_{\text{Supervivencia}} \Rightarrow \frac{\omega \cdot D}{2} \leq \sqrt{V_{\text{Supervivencia}}^2 - V_0^2}$$

$\frac{\pi \cdot D \cdot N}{60} \leq \sqrt{V_{\text{Supervivencia}}^2 - V_0^2} \Rightarrow N \leq \frac{60}{\pi \cdot D} \cdot \sqrt{V_{\text{Supervivencia}}^2 - V_0^2}$  Ahora, recordando que para nuestro diseño:

$$\left. \begin{array}{l} D = 10 \text{ mts} \\ V_0 = 8,5 \text{ m/s} \end{array} \right\} N = \frac{60}{\pi \cdot 10 \text{ m}} \cdot \sqrt{(60 \text{ m/s})^2 - (8,5 \text{ m/s})^2} \Rightarrow N = 113 \text{ rpm} \Rightarrow \omega = 59,167 \text{ s}^{-1}$$

Esta velocidad máxima de rotación corresponderá, a su vez, a la velocidad nominal y si por algún motivo esta velocidad de giro tiende a variar deberá actuar el sistema de control de potencia captada para asegurar su constancia o en su defecto para frenar la hélice en el caso de estar en presencia de alguna anomalía en el funcionamiento de la máquina.

Ahora con éste valor, en la ecuación vista en el capítulo donde se menciona el "Número de palas del rotor", tenemos que la velocidad específica en punta de pala es:

$$\lambda = \frac{\omega R}{V_0} = 6,988$$

Este valor es fundamental en la caracterización de la turbina, tal como se vio anteriormente.

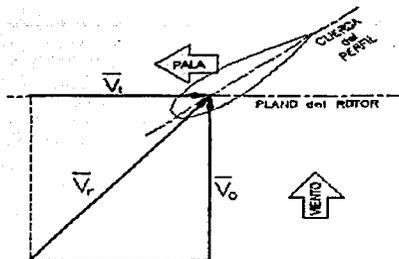


Figura. 36 pala de rotor

### 3.1.8 EL AEROMOTOR: ESTUDIO TEÓRICO.

- APLICACIÓN AL CASO DE UN AEROMOTOR-ACCIÓN DEL VIENTO SOBRE LAS PALAS.

Spongamos que la placa considerada anteriormente sea la pala de un rotor inmóvil, cuyo eje de rotación sea paralelo a la dirección del viento. Para cada pala se puede dibujar la fuerza

- DESCOMPOSICIÓN DE LAS FUERZAS EÓLICAS EN UN PUNTO DE LA PALA.

resultante, perpendicular al perfil, aplicada en el centro de sustentación aerodinámica y dirigida según se muestra en el dibujo de la figura anterior.

De ello resultan:

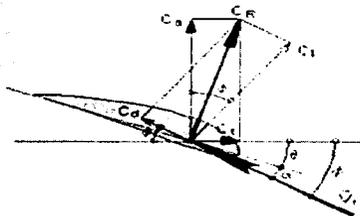


Figura.37 descomposición de fuerzas

2 fuerzas  $\Lambda_1$  y  $\Lambda_2$  paralelas en el mismo sentido, que tienden a desplazar al rotor con un movimiento de traslación en la dirección del viento.

Una porción elemental de pala en la dirección  $c$ , y de espesor diferencial,  $dr$ , puede ser considerada como un perfil bidimensional aislado con características aerodinámicas propias. Para éste análisis supondremos un rotor compuesto por B palas girando a una velocidad  $W$  respecto a un eje horizontal y enfrentando a una corriente de aire, aguas arriba en el infinito, de velocidad  $V_i$ . Consideraremos, además, que la dirección del viento forma un ángulo  $\alpha$  con el plano de giro del rotor, perpendicular a su eje.

Bajo estas condiciones y omitiendo las influencias de secciones adyacentes y las producidas por las demás palas los coeficientes esfuerzos tangencial y axial,  $C_t$  y  $C_a$ , son determinados por:

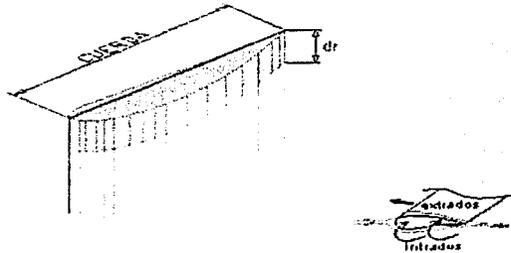


Figura.38 análisis de perfil de una pala

$$C_t = C_l \cdot \sin f - C_d \cdot \cos f$$

$$C_a = C_l \cdot \cos f + C_d \cdot \sin f$$

donde  $C_l$  y  $C_d$  son los coeficientes de sustentación y arrastre del perfil, respectivamente.

Entonces, el esfuerzo de tracción axial y el par que el viento ejerce sobre este elemento diferencial de pala, para las B palas, será:

$$d\Gamma = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot B \cdot C_a \cdot V_r^2 \cdot dA =$$

$$= \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot B \cdot V_r^2 \cdot (C_l \cdot \cos \phi + C_d \cdot \sin \phi) \cdot c \cdot dr = d\Gamma =$$

$$= \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot B \cdot V_r^2 \cdot C_a \cdot c \cdot dr \quad (X.6)$$

$$\begin{aligned}dC &= \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot B \cdot C_t \cdot V_r^2 \cdot r \cdot dA = \\ &= \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot B \cdot V_r^2 \cdot (C_t \cdot \sin\phi - C_d \cdot \cos\phi) \cdot c \cdot r \cdot dr = dC = \\ &= \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot B \cdot V_r^2 \cdot C_t \cdot c \cdot r \cdot dr = dC \quad (X.7)\end{aligned}$$

Asimismo,

$$\begin{aligned}dP &= \Omega \cdot dC = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot B \cdot \Omega \cdot C_t \cdot V_r^3 \cdot r \cdot dA = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot B \cdot \Omega \cdot V_r^3 \cdot (C_t \cdot \sin\phi - C_d \cdot \cos\phi) \cdot c \cdot r \cdot dr = dP = \\ &= \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot B \cdot \Omega \cdot V_r^2 \cdot C_t \cdot c \cdot r \cdot dr = dP \quad (X.8)\end{aligned}$$

### 3.19 FACTOR DE PÉRDIDA EN UN FACTOR DE ENVERGADURA FINITA

Un fenómeno que se presenta en la palas del rotor es el denominado "efecto de punta de pala o de envergadura finita", el cual consiste localmente en la desviación de las líneas de flujo en esta zona desde el intradós del perfil (menor velocidad del aire, mayor presión) hacia el extradós (mayor velocidad, menor presión).

De esta forma, tanto el empuje axial como el tangencial resultantes se ven alterados en esta región.

Estas fuerzas de sustentación crean un par motor que tiende a girar al rotor en un plano perpendicular a la dirección del viento.

Si se dejan libres las palas, bajo la acción de las fuerzas  $S_1$  y  $S_2$ , el rotor girará. A partir de este instante, lo que ha sido explicado hasta aquí, se modifica sensiblemente, ya que el viento que "choca" la pala será composición de la acción real del viento y la acción del viento creado por el giro de las palas. Este viento resultante se denomina viento aparente o relativo. Su notación en la pala es  $V_r$ .

Ahora bien, el viento creado por el movimiento de desplazamiento de la pala varía a lo largo de la misma, en todos sus puntos proporcionalmente a su distancia al eje de rotación.

Por otra parte, esta velocidad es proporcional a la velocidad de rotación.

U: Velocidad del viento por el empuje de la pala

r: Distancia desde el punto considerado hasta el eje de rotación

γ: Velocidad de rotación (rad/s)

V: Velocidad de rotación (rpm)

Remplazando:

$r = 2,45 \text{ m}$

$$n = 350 \text{ rpm}$$

Resultado:

$$U = 89,8 \text{ m/s}$$

Consideremos ahora un elemento de pala (una sección recta de la misma) en la cual la velocidad  $U$  pueda considerarse constante.

En nuestro caso: La velocidad relativa se obtiene como continua:

**Remplazando:**

$$U = 89,8 \text{ m/s}$$

$$v = 7 \text{ m/s}$$

Resultado:

$$V_r = 90,07$$

El ángulo de ataque es siempre el ángulo formado por la pala y la dirección del viento aparente. Por tanto, variará a lo largo de la pala.

Igual que antes, la resultante de las fuerzas aplicadas a este elemento de pala es perpendicular a la pala y puede descomponerse en dos fuerzas,  $S$  y  $A$ :

$S$ : fuerza de sustentación, perpendicular a la dirección del viento relativo.

$A$ : fuerza de arrastre, de sentido igual al del viento aparente.

Se obtiene, por tanto, la representación que sigue a continuación, para el elemento de pala considerando, a la distancia  $r$  del eje de rotación.

Pero lo que realmente interesa, son los componentes útiles en el plano de rotación.

• **COMPONENTES ÚTILES EN EL PLANO DE ROTACIÓN.**

$F_z$  es la fuerza propulsora

$F_x$  es una fuerza inútil que tiende a desplazar al rotor en el sentido del viento.

**Observaciones:**

El ángulo formado por la pala y el plano de rotación se denomina ángulo de calaje, y su notación es " $\theta$ ". No debe confundirse con el ángulo formado por la pala y la dirección del viento aparente, denominado ángulo de ataque, que denotaremos por " $\alpha$ ".

Los valores que hay que calcular son los de las fuerzas  $S$  y  $A$  tal como se ha visto anteriormente.

$g$ : Aceleración de la gravedad (9,81 m/s)

$m_b$ : Masa volumétrica o densidad del aire (1,25 kg/m<sup>3</sup>)

S: Superficie del elemento de la pala (proyección de la superficie sobre el plano perpendicular a la dirección del viento aparente).

Vr: Viento aparente (m/s)

$C_x$  y  $C_z$ : Determ. en túneles aerodinámicos.(fig/ant)

de la forma general KSV.

Remplazando:

$$\dot{U} = 12$$

$$C_x = 0,025$$

$$C_z = 0,8$$

$$m_b = 1,25 \text{ kg/m}^3$$

$$g = 9,81 \text{ m/s}$$

$$S = 0,7375 \text{ m}$$

Resultado:

$$S = 2991,5 \text{ nt Con } \Lambda \text{ y } S \text{ obtenemos } R = 2994,96 \text{ nt}$$

$$\Lambda = 93,5 \text{ nt}$$

Polar de un perfil:  $\dot{O}$  en función de  $C_x$  y  $C_z$ .

$$F_z : S \text{ sen} (\dot{U} + \dot{O}) - \Lambda \text{ cos} (\dot{U} + \dot{O}) \quad \dot{U} + \dot{O} = \dot{Y}$$

$$F_x : S \text{ cos} (\dot{U} + \dot{O}) + \Lambda \text{ sen} (\dot{U} + \dot{O})$$

El par para este elemento de la pala considerado será igual a:

$$C = r[S \text{ sen}(\dot{U} + \dot{O}) - \Lambda \text{ cos}(\dot{U} + \dot{O})]$$

Luego el par motor de toda la pala será igual a la suma de todos los pares motores elementales a lo largo de la pala, teniendo en cuenta que varía desde el origen hasta los extremos de la misma.

#### • DESCOMPOSICIÓN DE LOS VECTORES EN LA PALA UTILIZADA.

Se puede demostrar que el rendimiento de un elemento de pala, que es igual a la relación entre la potencia recuperada y la potencia proporcionada por el viento, es función de la relación  $C_z/C_x$ , la cual, a su vez, función del ángulo  $\dot{O}$ .

La gráfica que se da a continuación representa la variación de la relación  $S/A$  ( $C_z/C_x$ ), en función de  $\alpha$ .

La función  $S$  tiene un máximo.

Existirá pues, para cada proporción elemental de pala, un ángulo de ataque óptimo. Esto explica que para optimizar el rendimiento de una pala es necesario variar el calaje a lo largo de la misma, es decir, hacer una pala de superficie alabeada.

### 3.20 LA TEORÍA DE LOS PERFILES AERODINÁMICOS:

Partiendo de una de las bases fijada en los objetivos generales de este proyecto, la de alcanzar un diseño de óptima eficiencia, resulta inevitable recurrir para el desarrollo de las palas del rotor, órgano principal de este tipo de máquinas, a secciones tipo perfiles aerodinámicos o aeroformas de las utilizadas en la industria aeronáutica.

Hacia este precepto se desarrolla este capítulo, que no es más que una breve reseña de la terminología empleada en secciones siguientes y una explicación de los fenómenos básicos que se presentan cuando un ala o pala que posee una forma transversal como la mencionada es enfrentada a una corriente de aire incidente.

Asimismo se intenta clarificar el significado de ciertos números adimensionales que definen el comportamiento de una aeroforma y su relación funcional con otros tantos parámetros de diseño o funcionamiento.

### 3.21 EL FENÓMENO AERODINÁMICO:

La forma típica de un perfil aerodinámico es la que se muestra en la figura. Si bien existe una gran variedad de diseños de estas aeroformas, la geometría básica es generalmente la misma: un borde anterior, respecto a la corriente de aire que enfrenta, redondeado llamado "borde de ataque" y un borde posterior agudo llamado "borde de fuga". El término "cuerda del perfil" se utiliza para el lugar geométrico de la recta que pasa por los puntos mencionados anteriormente.



Figura.39 fenómeno aerodinámico

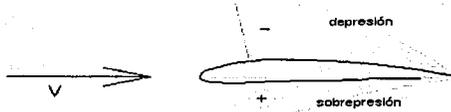
Ubicando el perfil horizontalmente respecto a su cuerda, se denomina "extradós" o "cara de succión" a la envolvente superior convexa del mismo e "intradós" o "cara de presión" a la inferior, que en general es cóncava.

Cuando un perfil de estas características, con una asimetría respecto a su cuerda, se enfrenta a una corriente de aire y circula a través de ella, ésta última experimenta una aceleración mayor sobre el extradós que en el intradós generándose, de acuerdo a la ecuación general de la energía de un fluido o en su forma reducida a la ecuación de Bernoulli, una baja presión sobre el primero y una alta respecto a la corriente libre de aire sobre el segundo.

Para representar la acción del aire en cada punto del perfil se llevan en forma normal al perfil, longitudes iguales al coeficiente de "presión local",  $K_p$ .

Figura.40 acción del aire en el perfil

$$K_p = \frac{(p - p_0)}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V_0^2}$$



siendo  $p$  la presión sobre la superficie del perfil y  $p_0$ ,  $V_0$  la presión y velocidad en el infinito. Integrando las presiones ejercidas sobre el perfil tenemos como resultado una fuerza de presión. Esta se sumará vectorialmente a la fuerza surgida del efecto de la viscosidad del aire sobre el material de la aeroforma, es decir, la fuerza originada por el rozamiento de sus partículas sobre la superficie del perfil, para obtener finalmente un fuerza resultante o acción aerodinámica total,  $R$ . Considerando esta fuerza resultante, podemos descomponerla en sus respectivas proyecciones según un sistema coordenado referido a la dirección de la velocidad relativa del fluido, obteniendo la "fuerza de sustentación",  $L$  o  $F_z$ , para la perpendicular a esta dirección y la "fuerza de arrastre o de resistencia",  $D$  o  $F_x$ , para la paralela.

### 3.22 FUERZAS DE SUSTENTACIÓN ARRASTRE Y MOMENTO:

Se denomina "ángulo de ataque o de incidencia",  $\alpha$ , al formado por la cuerda del perfil y la dirección de la corriente de aire incidente.

Como se explicó anteriormente, la sustentación aerodinámica de un perfil es la componente normal a la corriente incidente de las fuerzas de presión y fricción del fluido sobre la superficie del perfil. Sea, ahora, un perfil aerodinámico simétrico "volando" en un flujo incompresible con un ángulo de ataque nulo. En esta situación se generarán succiones en ambas caras del perfil, extradós e intradós, de igual magnitud por lo que la fuerza resultante o acción aerodinámica neta será nula. Si en estas circunstancias aumentamos el ángulo de ataque crearemos una asimetría, dándole mayor peso a la succión en el extradós del perfil y menor en el intradós, produciéndose una resultante ascendente. Igual efecto podemos lograr si el ángulo de ataque es nulo pero el perfil no es simétrico, siendo la curvatura de la línea media responsable de la asimetría.

Para pequeños ángulos de ataque, bajo los que la corriente permanece adherida, la sustentación de un determinado perfil, crece en forma aproximadamente lineal con el incremento del ángulo de ataque y el comportamiento queda muy bien descrito por la teoría potencial. Para elevados ángulos, cae rápidamente al entrar el perfil en pérdida o desprenderse la capa límite.

La resistencia aerodinámica de un perfil es la componente paralela a la corriente incidente de las fuerzas de presión y fricción del aire sobre el perfil. Podemos distinguir, para el caso de flujo subsónico, que existen dos causas para la aparición de la resistencia. Una es la fuerza de rozamiento debida a la viscosidad del aire, ésta se materializa en la aparición de una estela con una cantidad de movimiento menor que la de la corriente libre esquematizado en la figura siguiente.



Figuras.41 resistencia aerodinámica

La otra es la resistencia de presión que aparece cuando la corriente se desprende. Todos los perfiles sufren resistencia aerodinámica, presentándose un mínimo para pequeños ángulos de ataque y creciendo aproximadamente parabólicamente con la carga aerodinámica hasta entrar el perfil en pérdida, al desprenderse la capa límite, generándose un gradiente adverso de velocidades como lo muestra la figura.

Se define el "coeficiente de sustentación",  $C_l$ , del perfil como la relación:

$$C_l = \frac{L}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V_0^2}$$

donde  $L$  es la fuerza de sustentación experimentada y  $S$  es el área de la forma en planta de la pala o ala. Este es un parámetro característico de la forma del perfil al igual que el "coeficiente de arrastre",  $C_d$ , definido por:

$$C_d = \frac{D}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V_0^2}$$

Asimismo, la sustentación y la resistencia pueden ser consideradas aplicadas en un determinado punto del perfil. Es por eso necesario, para definir completamente la acción de las fuerzas aerodinámicas, especificar el momento originado alrededor de dicho punto. Análogamente, se define el "coeficiente de momento",  $C_m$ :

$$C_m = \frac{M}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot C \cdot V_0^2}$$

donde  $C$  es la cuerda del perfil y  $M$  el momento aerodinámico, considerándose positivo cuando tiende a levantar la nariz del perfil.

Quedan así definida la siguiente figura:

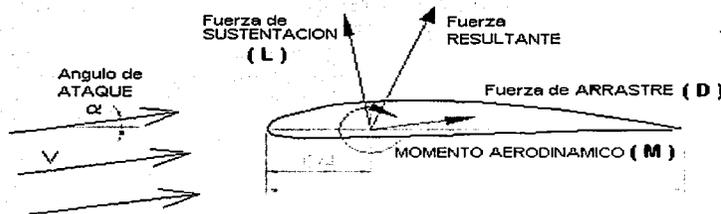


Figura.42 análisis de momento aerodinámico

Con respecto al coeficiente de momento, cabe aclarar que éste depende del punto donde está siendo considerado. Existe, normalmente en los perfiles, un punto particular denominado "centro aerodinámico o foco", alrededor del cual este coeficiente se mantiene constante al variar el ángulo de ataque, dentro de la zona lineal de ángulo de ataque. Para perfiles de poca curvatura este punto se ubica en el 25% de la cuerda, partiendo del borde de ataque.

Asimismo, existe otro punto característico llamado centro de presión y éste es el lugar donde las fuerzas aerodinámicas cortan a la cuerda del perfil y por lo tanto el momento aerodinámico se anula con respecto a este punto.

### 3.23 EL AEROMOTOR DESCRIPCION.

- **TORRE DE SOPORTE.**

Se determina la altura que muchas veces es el único parámetro que se puede variar en los aeromotores pequeños ya que los demás parámetros precedentes son muy poco variables. La altura dependerá de los obstáculos circundantes. Según la ley de variación del viento en función de la altura y de los criterios de turbulencia; la altura se determina por el siguiente criterio: En los lugares favorables el soporte tendrá una altura mínima de 6 metros.

Más fácil y económico es disponer de una torre abatible. Los lugares que pueden proporcionar el máximo de energía anual sin crear problemas mecánicos son aquellos en los cuales los vientos son regulares con una velocidad media de 6 a 8 m/s

#### 3.23.1 LAS PALAS DEL AEROMOTOR.

Las palas son una parte muy importante del aeromotor. De su naturaleza dependen el buen funcionamiento y la duración de la vida de la máquina, así como su rendimiento.

Hay muchos elementos que caracterizan estas palas:

- longitud
- anchura
- perfil
- materiales
- número

Entre estos elementos, algunos se determinan por la hipótesis de cálculo: potencia y par. Por orden de importancia son: longitud, perfil y anchura.

Los otros se eligen en función de criterios tales como: costo, resistencia a las condiciones climáticas de trabajo, etcétera.

El organigrama muestra el esquema para la determinación de los elementos del aeromotor.

- **LA LONGITUD DE LAS PALAS.**

El diámetro de las palas está en función de la potencia deseada. La determinación de éste, fija también la frecuencia de rotación máxima, que la hélice no deberá pasar para evitar las tensiones en la punta de las palas, debidas a la fuerza centrífuga. Es esencial tener en cuenta la fatiga de las palas y los riesgos de vibraciones, sobre todo para las palas muy largas.

Y en m	1	2	5	10	20	50
n max (rpm.)	2000	1000	400	200	100	40

### 3.2.3.2 EL PERFIL.

Se elige función del par deseado, cada perfil proporciona, para el ángulo de ataque óptimo un par función de  $C_z$  y de  $C_x$ , (Despreciable ante  $C_z$  para el ángulo de ataque óptimo).

Cuando ya se ha elegido el perfil y la velocidad de giro para la velocidad nominal del viento, se determina el calaje.

Para la mayoría de aeromotores de mediana y pequeña potencia las palas no están alabeadas, es decir, el ángulo de ataque sólo es óptimo para una sección de la pala, situada entre la mitad y los dos tercios.

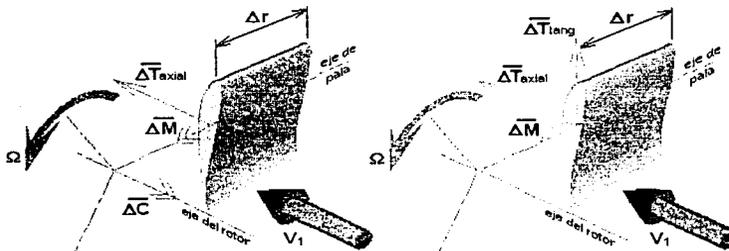
Sin embargo, la mayoría de los aeromotores de más de 100 KW tienen las palas alabeadas.

Las características de los perfiles se determinan en el túnel aerodinámico. Estos datos son constantes estudiadas en especial para la aviación militar y comercial. A Cada perfil se le asocia generalmente el nombre del laboratorio y un número de referencia.

- **PERFIL DE LA PALA PROYECTADA.**
- **ANCHURA (LONGITUD DE LA CUERDA DEL PERFIL).**

La anchura de las palas no interviene en la potencia del aeromotor, que esta en función de la superficie barrida. La anchura interviene en el par de arranque (que son dos fuerzas de igual magnitud y sentido opuesto, cuyas líneas de acción son paralelas pero no coinciden. Estas no producen traslación, el único efecto del par es la rotación) que será mayor cuanto más ancha sea la pala, pero para obtener velocidades de rotación elevadas se prefieren las palas finas y ligeras. Entonces el resultado será s un compromiso entre estos dos factores.

Figura-43 anchura de la palas



### 3.24 MATERIALES.

Contrariamente a lo que se cree frecuentemente, no es la propia aerodinámica en donde está la dificultad, sino en la construcción y la resistencia de los materiales de la pala.

En todos los aeromotores actuales, se está estudiando el método de construcción de las palas que se deben hacer para aumentar la seguridad del funcionamiento, manteniendo los precios, sin que las máquinas se transformen en prototipos eternos que no puedan comercializarse.

Los materiales utilizados en las palas son esenciales tanto como el sistema de regulación, opinamos que son los dos elementos básicos que definen la calidad del aeromotor.

El material utilizado para las palas debe responder en los aeromotores modernos a frecuentes elevaciones de rotación y a otras exigencias, a veces contradictorias:

- Ligero.
- Perfectamente homogéneo para facilitar la producción en serie.
- Indeformable.
- Resistente a la fatiga mecánica ( en particular a las tensiones alternas debidas al funcionamiento de los rotores y las vibraciones).
- Resistente a la erosión y a la corrosión.
- De uso y producción sencillos.
- Costo bastante bajo para que el aeromotor se pueda construir y vender.

Actualmente se encuentran cuatro tipos de materiales para hacer las palas de la hélice.

Madera.

Presenta ciertas ventajas: Es sencilla, ligera, fácil de trabajar y resiste bien la fatiga.

La falta de homogeneidad obliga a los constructores a elegir las palas en función de su masa, la cual puede variar a lo largo del tiempo de diferente manera para dos palas iguales cuando están en servicio.

Estas variaciones de masa y estas deformaciones son el origen de vibraciones destructoras para los aeromotores.

El nogal y la haya son las dos maderas más utilizadas en la fabricación de las palas, pero el nogal es una madera escasa, por lo tanto cara, sobre todo si se quieren hacer palas de una longitud superior a 2 metros.

Para conservar las ventajas de la madera y reducir los inconvenientes, se puede recurrir a tratamientos o protecciones de la madera antes o después de hacer la pala:

- Chapas encoladas o chapas con baquelita;

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

- Protección contra la humedad por tratamiento hidrófugo;
- Protección del borde de ataque por un perfil pegado (o clavado);
- Protección total por un recubrimiento ligero;
- Por revestimiento sintético duro (resinas de poliéster);
- Por revestimiento de neopreno.

#### Metal.

Por lo general en las palas se emplea una aleación ligera con silicio o con magnesio, ya que con estos materiales se pueden obtener costos muy bajos si se producen grandes series (aluminio moldeado, hilado o repujado).

Sin embargo, hay que destacar que el aluminio resiste bastante mal la fatiga, lo cual limita su empleo. También existen materiales ligeros con características mecánicas superiores, pero su costo hace su empleo difícil.

Materiales sintéticos, resinas, fibras y otros.

Algunos aeromotores funcionan con palas de materiales plásticos (10 KW bipala, fabricado en Alemania Federal, bajo la dirección de M.U. Hutter, Lübing), pero estos materiales, siendo muy interesantes en ciertos aspectos, como :

- poco peso;
- insensibilidad a la corrosión;
- buena resistencia a la fatiga,

presentan ciertos inconvenientes que podrían reducirse:

- costo elevado;
- falta de homogeneidad en la construcción; las características dimensionales pueden variar de una pala a otra.

Los aeromotores realizados por ERDA en colaboración con la NASA, están equipados con palas de fibra de carbono, según la tecnología utilizada en los helicópteros.

Palas compuestas.

Las palas con diferentes materiales son una buena solución, en particular para los aeromotores de pequeña y mediana potencia. Ejemplos:

Aleación ligera + espuma de poliuretano;

Aleación ligera + poliéster y fibra de vidrio;

Madera + poliéster;

Madera + metal.

Las palas son la parte del aeromotor que sin duda tienen que evolucionar más.

### 3.25 NÚMERO DE PALAS.

Aeromotor con par de arranque elevado. Son las hélices multipalas conocidas por todo el mundo para el bombeo de agua y cuyo par de arranque es proporcional al número de palas y al diámetro. Su rendimiento respecto al límite de Betz es pequeño, puesto que la velocidad de la punta de la pala está limitada, su diámetro máximo es de 8 metros.

Aeromotores denominados "rápidos". Generalmente son bipalas o tripalas; el número de palas no tiene influencia en la potencia proporcionada, sino que es función de la superficie barrida por el rotor.

Las máquinas que se construían antes eran generalmente tripalas, pero en la actualidad suelen ser bipalas, aunque sean de pequeña o gran potencia.

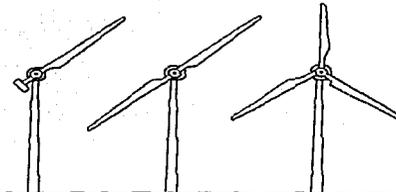
#### • BIPALA

Ventajas	Inconvenientes
Velocidades de giro muy altas que permiten rendimientos elevados.	Sensible a las vibraciones, es el principal inconveniente puesto que a igualdad de calidad la hélice bipala es menos resistente.
Máquina muy simple en particular por su tipo de regulación.	Más ruidosa por la velocidad de giro, ya que la velocidad de la punta de la pala es más elevada.
Máquina más ligera y multiplicador más pequeño.	
Conjunto menos costoso.	

Figura 44 tablas de ventajas e inconvenientes

Nota: Las hélices monopalas con contrapeso permiten mejorar el rendimiento, pero los problemas de vibraciones son muy difíciles de evitar.

Figura 45 palas de aeromotores



### 3.26 SISTEMAS DE PROTECCIÓN.

Cualquiera que sea el tipo de aeromotor es necesario, para evitar su destrucción cuando los vientos son demasiados fuertes, que esté provisto de un sistema que permita disminuir las tensiones mecánicas en la hélice.

- **SISTEMAS DE FRENADO.**
- **SISTEMAS DE FRENADO MANUAL.**

Es el método más simple para proteger la hélice de la destrucción. Cuando el viento alcanza una cierta fuerza un operador detiene el rotor con ayuda de un freno, poniéndolo paralelo al viento (en bandera) o modificando el ángulo de calaje de las palas para obtener un par motor nulo (este es el sistema más eficaz).

En nuestro caso aplicaremos un sistema de frenado utilizado en el tren trasero de los automóviles Volkswagen, este sistema conocido trabaja por medios mecánicos, como será de conocimiento este sistema es de freno es de tambor aplicado sobre balatas.

- **SISTEMAS DE FRENADO AUTOMÁTICO.**

Los medios citados pueden automatizarse mediante la acción del viento sobre un "pala" de mando.

La pala anexa está paralela y es solidaria al plano de rotación de la hélice.

Cuando la presión del viento sobre la pala alcanza un cierto valor, acciona mecánicamente una leva para poner en bandera al rotor o frenar el eje de giro ( la presión del viento es proporcional al cuadrado de la velocidad  $V$  y a la superficie de las palas  $S$ ;  $P = KSV$ ;  $K \sim 0,9$ ).

El dispositivo precedente puede asociarse a un resorte que ponga en funcionamiento (posición inicial), al aeromotor cuando la velocidad del viento esté por debajo de la velocidad máxima que puede aguantar el aeromotor.

Incluso la acción en este caso puede ser progresiva. en efecto, el ángulo que forma el plano de la hélice con el viento, depende de la presión sobre la pala y la velocidad de rotación disminuiría hasta cero cuando el ángulo pase de 90 a 0.

Estos sistemas no pueden utilizarse más que con los aeromotores cuya velocidad de giro no debe ser constante. Por otra parte, presentan el gran inconveniente de interrumpir el funcionamiento del aeromotor más allá de una cierta velocidad del viento.

Estos son los sistemas de regulación más utilizados en los aeromotores de bombeo, en los cuales la constancia de la velocidad de giro así como el rendimiento no son importantes, ya que el agua puede almacenarse fácilmente.

### 3.26.1 SISTEMAS DE REGULACIÓN.

Se revisará rápidamente algunos tipos de regulación. Al ser estos altamente costosos no se realizarán en la práctica de instalación en zonas rurales.

- **SISTEMAS DE REGULACIÓN POR FRENO AERODINÁMICO CENTRÍFUGO.**
- **(PERFIL Y CALAJE CONSTANTES).**

- Regulador patentado, utilizado por el aeromotor WINCHARGER.

- Las palas principales están fijas (calaje constante).

- La regulación dispone de dos paletas,  $P_1$  y  $P_2$ , articuladas en  $O_1$  y  $O_2$ , sobre un soporte perpendicular al eje de las palas principales. Estas paletas tienen la parte delantera un poco más larga y pesada que el posterior. Se mantienen en la posición inicial mediante los tensores  $t_1$  y  $t_2$  y los muelles ajustados  $x_1$  y  $x_2$ .

Hasta una velocidad de giro determinada  $f_0$  (es decir, la velocidad del viento correspondiente a  $V_0$ ), las paletas están en posición concéntrica. Actuando como un volante de inercia, tienden a mantener estable la velocidad de giro cuando la velocidad del viento varía durante breves momentos (pequeñas ráfagas).

Las palas que tienen un calaje fijo aumentan su velocidad de giro con la del viento; cuando esta velocidad sobrepasa  $V_0$  la velocidad de giro sobrepasa  $f_0$  y la fuerza centrífuga y la presión del aire sobre las paletas son preponderantes. Las paletas  $P_1$  y  $P_2$  giran alrededor de  $O_1$  y  $O_2$  y toman la posición correspondiente al frenado.

### 3.26.2 SISTEMA DE "REGULACIÓN" POR DISMINUCIÓN DE LA SECCIÓN DE LA HÉLICE, YA SEA TOTAL O PARCIAL, MEDIANTE UNA PALA AUXILIAR.

Entonces la velocidad de giro disminuye y la fuerza de los muelles  $x_1$  y  $x_2$  vuelve a ser preponderante, volviendo las paletas a la posición inicial. Si el viento es siempre superior a  $V_0$  el proceso vuelve a comenzar, aceleración, abertura, frenado, vuelta a la posición inicial, etcétera.

De hecho el movimiento real no comporta más que pequeñas oscilaciones alrededor del punto de equilibrio. Las paletas en funcionamiento parecen conservar una posición de equilibrio fijo, pero la velocidad de giro no es muy estable para toda la gama real de vientos.

Además de este sistema de regulación, debe instalarse un freno para poder inmovilizar al aeromotor en caso de temporal, de parada de urgencia o de no utilización.

### 3.26.3 UTILIZACIÓN DE LA TORRE ABATIBLE COMO FRENO.

- **SISTEMA DE FRENADO APROVECHANDO LA TORRE ABATIBLE.**

Se tratara de hacer una innovación más práctica para frenar o desactivar el giro del aeromotor.

Aprovechando el movimiento de la torre de tipo basculante, se desactivará el aeromotor por causas de viento fuerte, clima desfavorable, cese de actividad o parada de urgencia.

Este sistema es una variante del frenado automático visto anteriormente. Con una aplicación menos complicada.

### **3.26.4 DISPOSITIVO DE ORIENTACION.**

Los aeromotores de eje horizontal necesitan una orientación permanente de la máquina en una dirección paralela a la del viento para disminuir los esfuerzos y las pérdidas de potencia.

- **CARACTERÍSTICAS DEL AEROGENERADOR PROYECTADO.**

Existen muchos dispositivos de orientación, elegidos generalmente de acuerdo con la potencia del aeromotor. Son parte importante del buen rendimiento de la instalación eólica.

Los aeromotores de eje horizontal están sometidos a fuertes esfuerzos durante los cambios bruscos de orientación, originados por los cambios de velocidad y dirección del viento. Estos esfuerzos son mayores cuanto mayores sean las aceleraciones que se producen en un cambio de dirección.

La componente perpendicular al eje de rotación de la hélice es proporcional al cuadrado de la velocidad de giro alrededor del eje principal ( en rad/s).

Los cambios de dirección y las variaciones de frecuencia de rotación provocados por las ráfagas son el origen de vibraciones nefastas para el buen funcionamiento del aeromotor.

El sistema de orientación deberá cumplir con la condición necesaria de mantener el rotor cara al viento sin provocar grandes cambios de dirección del rotor cuando se produzcan cambios rápidos de la dirección del viento.

Para los aeromotores de pequeña y mediana potencia, cuya hélice está situada cara al viento, el dispositivo de orientación es una cola, constituida generalmente por una superficie plana (placa metálica o de madera) situada en el extremo de un soporte unido al cuerpo del aeromotor.

La condición antes descrita se obtiene por la determinación de la superficie de la cola sobre la cual se ejerce el par de giro.

Esta superficie se determina experimentalmente situando la máquina prototipo en un lugar donde la corriente de aire está perturbada y buscando la superficie óptima de la cola.

Cuando la cola se sitúa en el eje aeromotor, la longitud de soporte juega una función importante, puesto que cuanto más largo sea menos se situará en la zona de turbulencias del aeromotor, originadas por el giro de la hélice.

Para evitar que la cola este situada en la zona de turbulencias debidas a la rotación de la hélice (una distancia igual a 6 o 10 veces el diámetro), algunos constructores (Aerowatt), después de haberlo ensayado en túneles aerodinámicos, han equipado a sus aeromotores con colas cuya parte útil está situada fuera de las perturbaciones.

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

### 3.27 DISPOSITIVO DE ORIENTACIÓN PARA AEROMOTORES DE CARA AL VIENTO.

Para adaptar esta cola a lugares perturbados, el mismo constructor ha hecho una cola cuya superficie varía en función de las solicitudes originadas por los cambios de orientación del viento. La parte útil de la cola está constituida por una parte fija y una parte móvil articulada a la anterior mediante un material elástico.

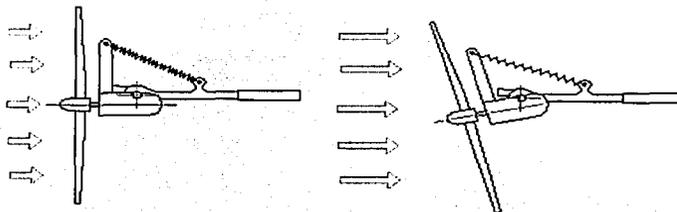


figura.46 dispositivo de orientación

En el caso de que se produzcan cambios de dirección del viento, la parte móvil gira, disminuyendo así el para de giro y por consiguiente la velocidad angular de orientación es menor así como los esfuerzos.

Las colas, que son muy eficaces, son muy difíciles de poner en práctica por causa de su peso y sus dimensiones en los aerogeneradores cuya hélice tenga un diámetro superior a 20 m (dimensión que corresponde a un potencia cercana a los 100 KW para una máquina con una velocidad nominal de 11 m/s y un rendimiento del 65% con relación al de Betz).

La mayoría de los aeromotores destinado a instalaciones de pequeña potencia ( $P < 10$  KW) funcionan con la hélice situada contra al viento y están equipados con la cola orientadora.

Los aeromotores cuyo diámetro es superior a los 20 metros funcionan generalmente con la hélice a favor del viento, es decir, con ésta detrás de la torre de sustentación. Desgraciadamente, éste sistema de orientación implica un funcionamiento de la hélice que crea esfuerzos periódicos destructivos.

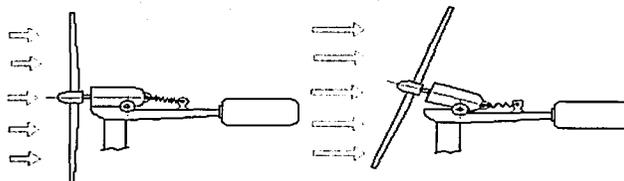


figura.47 dispositivos de orientación b

### 3.28 EL GENERADOR ELECTRICO Y EL MULTIPLICADOR.

- **EL GENERADOR ELECTRICO.**

El aeromotor puede accionar directamente o indirectamente (a través de un multiplicador), dos tipos de generador eléctrico:

- Generador de corriente continua (dínamo).
- Generador de corriente alterna (alternador).

Estos transformarán la energía mecánica en energía eléctrica, teniendo en cuenta las pérdidas ocurridas dentro el generador.

La fórmula de la transformación de energía es:

$$Cu \cdot 2\pi \cdot n$$

Cu: par del aeromotor (N\*m)

n : velocidad de rotación (rpm)

i : Corriente proporcionada por el aerogenerador a una tensión U

- **GENERADOR DE CORRIENTE CONTINUA. (Dínamo).**

La máquina está formada por dos partes bien diferenciadas:

- El circuito magnético (bobina de inducción) que crea un campo de inducción en el entrehierro y recibe el nombre de inductor.
- El bobinado de inducido en el que se recupera la energía eléctrica producida por la rotación del rotor accionado por el aeromotor.

Para recuperar esta energía, el inducido va provisto de un colector, que en la mayoría de los casos va provisto por dos sectores aislados de 180.

Dos escobillas, situadas una frente a otra, se ponen en contacto sucesivamente con el sector A después con el sector B, lo que permite que la corriente circule siempre en el mismo sentido en la utilización. En realidad, el colector consta de un gran número de sectores, que corresponden a otros tantos conductores, pero su papel es el mismo: hacer circular una corriente de igual sentido por todos los conductores de un mismo polo.

Si se considera que ese flujo producido por la bobina de excitación es constante (máquina compensada), la corriente proporcionada es proporcional a la velocidad de rotación. La relación entre la tensión en bornes de la máquina y la corriente es:

$$u = E - R \cdot i$$

E: fuerza electromotriz de la dínamo.

R: resistencia de inducido.

i: Corriente suministrada a la carga.

- **GENERADOR SINCRONO DE CORRIENTE ALTERNA**
- **SECCIÓN DE UN GENERADOR DE CONTINUA, DÍNAMO.**
- **INDUCIDO SIMPLIFICADO DE UNA DÍNAMO**

La máquina consta de las siguientes partes.

- La bobina de excitación que crea el campo magnético en el cual el entrehierro es móvil, es el rotor accionado por el aeromotor. Puede ser de dos tipos:

Rotor bobinado alimentado por dos colectores continuos en los que la corriente circula siempre en el mismo sentido.

Rotor de imanes permanentes, con lo que se suprimen escobillas y colectores, que pueden ser causa de averías.

- El inducido, en el que se recupera la energía, solidario a la carcasa, y conectado a la utilización. Este al estator, y puede ser monofásico o trifásico. El trifásico permite obtener una tensión alterna casi senoidal (curva representativa de los valores del seno) y, por tanto, mejor rendimiento.

- **VENTAJAS E INCONVENIENTES.**

El principal inconveniente de la dínamo es la presencia de escobillas y colectores, que requieren un mantenimiento periódico. Por otra parte, la dínamo es más pesada y cara que un generador de corriente alterna.

Pero no necesita ningún dispositivo complicado para la carga de baterías.

Un simple diodo, (válvula de vacío termiónica formada por dos electrodos; conectada a un circuito permite el paso de la corriente en un solo sentido), que soporte la intensidad nominal de la dínamo, será suficiente para evitar que la batería pueda ser cortocircuitada por el inducido, cuando esté parado.

El alternador, principalmente del tipo de rotor de imanes permanentes, presenta muchas ventajas. Su mantenimiento es nulo debido a la total ausencia de piezas en rozamiento. Para una misma potencia es más ligero y económico.

Pero debe girar a una velocidad más elevada y más estable que la dínamo (en general 3000 rpm) y además requiere un rectificador para la carga de baterías. A pesar de los inconvenientes propios de alternador, su utilización está generalizada, excepto para aeromotores de pequeña potencia, en los que la estabilidad de la velocidad de rotación no es suficiente.

En general, se utilizan alternadores trifásicos de imanes permanentes.

### 3.29 EL MULTIPLICADOR.

Se comprobó que el empleo de alternadores obliga a utilizar un multiplicador.

Efectivamente, los rotores de diámetro superior a los 5 metros, tienen velocidades de rotación demasiado bajas (<200rpm) para poder accionar directamente un alternador clásico.

Por tanto, para estas máquinas, es imprescindible intercalar un multiplicador entre el aeromotor y el generador.

Hay tres tipos de multiplicador que pueden utilizarse con los aeromotores:

- El más sencillo es el multiplicador de engranajes, de uno o varios ejes de ruedas dentadas cilíndricas. Es económico, pero de construcción embarazosa para conseguir relaciones de multiplicación elevadas.

- El empleo de trenes planetarios permite obtener multiplicaciones elevadas en un espacio reducido. La repartición de pares y esfuerzos entre varios satélites, así como la disposición coaxial, (perteneciente al eje o concerniente a él), de los ejes de entrada y salida facilitan una construcción compacta y relativamente ligera. Los satélites, arrastrados por un tren, engranan por una parte con el piñón colocado en el eje de salida, y por otra con una corona exterior fija. El eje de entrada es solidario con el tren que mueve satélites.

- El reductor de acoplamiento cónico, permite disponer el eje de salida perpendicular al de entrada.

En todos los casos, las dientes helicoidales aseguran un mejor rendimiento y también un funcionamiento más silencioso.

Nota: Se han realizado algunos sistemas para aumentar la velocidad de rotación del generador, sin multiplicador, como pueden ser:

- Hélices de contra-rotación.

- Empleo de la elevada velocidad periférica del rotor (rotor con llanta),

pero estos sistemas nunca han pasado del estado de prototipo.

- **TIPOS DE MULTIPLICADORES.**
- **MÁQUINAS SIN MULTIPLICADOR**

El generador eléctrico está siempre colocado en la parte móvil de la máquina. La energía eléctrica se transmite al soporte fijo mediante un conjunto de colectores y escobillas, generalmente sobredimensionados para evitar pérdidas inútiles por resistencia en los contactos demasiado elevada.

- **MÁQUINAS CON MULTIPLICADOR.**

En este caso, puede estudiarse la solución del multiplicador colocado en la base, sobre todo para la recuperación de la energía mecánica. El multiplicador tiene entonces dos ejes perpendiculares, el eje horizontal y el vertical. Pero los problemas de estancamiento en el eje vertical son graves. En el caso de recuperación de energía eléctrica, interesa siempre utilizar el sistema de colectores escobillas.

### 3.30 DISPOSITIVOS DE ALMACENAMIENTO.

Dado que una característica esencial del viento es su discontinuidad en el tiempo, se han realizado diversos estudios destinados a desarrollar sistemas que permitan almacenar la energía producida por el viento y no utilizada directamente durante los períodos de producción a fin de restituir una parte, la mayor posible, durante los días de calma.

Este aspecto de la energía eólica es, aún hoy, uno de los que más frenan su desarrollo, ya que este almacenamiento, tanto más importante cuanto más irregular sea el régimen de vientos, constituye frecuentemente una parte importante (> 20%) del costo de una instalación de producción de energía eléctrica a partir del viento.

En este trabajo daremos, sólo a título informativo, una breve descripción de los dispositivos de almacenamiento, exceptuando las baterías de acumuladores clásicos, que trataremos con más detalle ya que siguen siendo el sistema más fácil y a menudo más económico (relativamente) para almacenar energía eléctrica en pequeña cantidad.

Hay que remarcar que todos los dispositivos de almacenamiento, incluidas las baterías de acumuladores, tienen rendimientos entre el 70 y el 80%.

- **ACUMULADORES DE PLOMO.**

El tipo de acumulador de plomo que conviene utilizar, fue puesto a punto de 1860 por Planté. Desde entonces no ha sufrido más modificaciones que las destinadas a mejorar sus prestaciones, pero el principio de funcionamiento sigue siendo el mismo.

Construcción.

- El recipiente es de material aislante, vidrio o plástico.

- Las placas están formadas por rejillas de plomo-antimonio en las mallas de las cuales se encuentra la materia activa en forma de pasta.

Electrodo positivo-ánodo: 75% de minio + 25% de litargio.

Electrodo positivo-cátodo: 25% de minio + 75% de litargio.

- El electrolito es una solución de ácido sulfúrico cuya densidad es máxima al final de la carga (30%) y mínima al final de la descarga (16%).

Principio fundamental de funcionamiento.

Durante la descarga, el ácido sulfúrico del electrodo se descompone:

- por una parte, se forma agua y óxido de plomo en el ánodo;

- por otra, en el cátodo, se acumula sulfato de plomo insoluble.

Si la descarga es demasiado profunda, se forma sulfato de plomo incapaz de descomponerse por reacción inversa durante la carga, y las placas negativas se "sulfatan" (se vuelven blanquecinas).

Durante la carga, el fenómeno es exactamente el inverso, y cuando está del todo cargado se llega a la electrólisis del agua con desprendimiento de hidrógeno en el cátodo. Esquemáticamente tenemos:



El electrolito, pues, participa estrechamente en las reacciones.

Una particularidad del acumulador de plomo, es su sensibilidad a la reacciones secundarias: acción del ácido sulfúrico sobre el plomo y el óxido de plomo, corrientes locales ocasionadas por la constitución heterogénea de las placas, sobre todo en las placas positivas en las que la fuerza electromotriz debida al contacto plomo-óxido de plomo es elevada.

El resultado de todo es la auto descarga y sulfatación progresiva de las placas.

Otra característica del acumulador de plomo es la variación de materia activa a lo largo del ciclo de carga-descarga:

- En la descarga, las placas casi duplican su volumen inicial, por lo cual se corre el peligro de que la materia activa se despegue en trozos y cree cortocircuitos en el acumulador.

Todo lo expuesto hasta aquí tiene por objeto dejar patente la importancia de la vigilancia adecuada del estado de carga o descarga de una batería de plomo para conservarla en buenas condiciones de funcionamiento, ya que una carga o descarga excesivas provocan el rápido envejecimiento del acumulador.

El rendimiento de la batería conveniente, cuando las instalaciones se alimenten exclusivamente de la energía almacenada en las baterías, distribuir la descarga de las mismas, y no descargarlas simultáneamente siempre que sea posible (ver también las características de los fabricantes).

- Vida útil : 10 a 20 años según la calidad de acumulador.

- Número de ciclos de carga durante la vida útil del acumulador: ~ 1500.

- Resistencia interna de un elemento, siendo la masa en kilogramos de un elemento de acumulador:  $R_i, 0,08 \dot{U} * I/m$

- Masa : 1kg para 20 a 40 KW.

- Rendimiento-capacidad: Estas dos características dependen en gran medida del régimen de carga-descarga (valor típico para cálculos: 80%).

Para los acumuladores son preferibles las baterías de tipo estacionario o semi-fijo de 2 V por elemento y no las baterías de arranque (para automóviles), que tienen una vida útil más corta, capacidad nominal más baja y sobre todo, que soportan mal los ciclos de carga-descarga..

A pesar de los inconvenientes que presenta, en particular la necesidad de no sobrecargarlo ni descargarlo en exceso, el acumulador de plomo de tipo semi-fijo es actualmente el mejor adaptado y más económico para su empleo con aerogeneradores. Para minimizar las pérdidas de rendimiento debidas al paso por el sistema de almacenamiento, el usuario de energía eólica debe realizar la instalación y adaptar su funcionamiento de manera que puede utilizar el máximo de energía de salida del aerogenerador.

Ejemplo:

En las zonas en que el viento sopla regularmente cada día, puede aprovecharse el período de producción de energía eólica para bombear agua a un depósito situado por encima del nivel de utilización, de forma que ésta se distribuya después por gravedad.

Emplear los aparatos eléctricos (sierra, taladro...):

directamente desde la salida eléctrica del aerogenerador, si éste nos proporciona corriente en formato industrial (220 V o 380 V).

o bien utilizando un convertidor (giratorio o estático) conectado directamente a la salida del rectificador.

Nota: Reposición de acumuladores de plomo de tipo semi-fijo cuyas placas puedan sacarse del recipiente (generalmente de vidrio).

Cuando las placas de una batería están sulfatadas (tono blanquecino para las placas negativas y claro para las positivas), puede conseguirse una des-sulfatación con una serie de cargas a baja intensidad, reemplazando el ácido por agua (destilado o de lluvia). Esta se enriquece con ácido y antes de la puesta en servicio del elemento se le añade el necesario para conseguir la concentración adecuada.

Cuando se desea dejar una batería en reposo durante varios meses, es necesario guardarla en estado de plena descarga reemplazando el ácido por agua destilada.

#### • DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD DE LA BATERÍA DE ACUMULADORES.

Para garantizar el suministro de energía en la utilización con un mínimo de discontinuidad, la batería de acumuladores deberá estar correctamente determinada. Para ello necesitamos conocer:

Los datos meteorológicos del emplazamiento. Cuanto más exactos sean estos datos, mejor será la determinación de la batería de acumuladores.

La potencia del aerogenerador de que dispone la instalación.

La potencia media consumida por la utilización (P). Esta potencia debe tener en cuenta todos los aparatos alimentados con energía eléctrica proveniente de la batería de acumuladores, y sus turnos, es decir el número de horas que funciona cada uno al día.

Todos los fenómenos que hemos citado, tienen carácter aleatorio:

- la producción de energía es discontinua;
- el consumo varía según los días;
- el valor de la corriente dada por el aerogenerador, depende del estado de carga de las baterías;
- además, se ha visto ya que la energía restituida por la batería depende del régimen de descarga;

- y, por otra parte, no toda la energía producida pasa por la baterías y por tanto no queda afectada por el rendimiento de éstas.

Para un dimensionado exacto, hay que recurrir a una simulación de funcionamiento de la instalación, mediante ordenador. Los datos esenciales son las velocidades de viento que proporciona el SMN, en formato directamente aplicable al ordenador, siempre que estos sean aplicables a nuestro emplazamiento. Estos métodos requieren procesos engorrosos y caros, y normalmente se recurre a cálculos más sencillos, como el que describimos a continuación:

Designemos por  $N_1$  el período más largo durante el cual el viento ha sido inferior al viento productivo ( $V < V_d$ ). No se tendrán en cuenta aquellos periodos excesivamente largos que no se repitan más de 4 veces durante un año, ya que el hacerlo conduciría a sobredimensionar la batería, con sobre costo.

Y por  $N_2$  el período más largo durante el cual el viento se ha mantenido entre el productivo ( $V_d$ ) y de nominal ( $V_n$ ). Cuando el viento alcanza la velocidad nominal o de regulación, el aerogenerador da su potencia nominal.

En general se toma una autonomía para las baterías, en días N, inferior o igual a  $1,25 N_1$  :

$$N = 1,25 N_1$$

En efecto, el coeficiente de  $N_1$  depende de la importancia de  $N_2$  frente a  $N_1$ .

Si  $N_1$ ,  $N_2$ , los vientos serán débiles muy frecuentemente, y por tanto conviene tomar  $N = 1,25 N_1$ .

Este valor de N nos permite calcular la capacidad de la batería en watt-hora.

Capacidad de la batería:

$$C_{wh} = N * 24 * P_m \quad (P_m = \text{Potencia media total}) \quad \text{Result: } 8649 \text{ w/h}$$

$$C_{wh} = N * E \quad (E = \text{Energía total})$$

Teniendo en cuenta la tensión  $U_b$  elegida par la batería de acumuladores, en función de los aparatos y de la tensión nominal del aerogenerador, la capacidad vendrá dada por:

$$C_{Ah} = C_{wh} / U_b$$

Resultado:

$$C_{Ah} = 360,375 \text{ amp/h}$$

Esta capacidad debe ser compatible:

- Con la intensidad de corriente máxima que puede suministrar el aerogenerador ( $I_{max} = P_{max} / U_b$ ) que se debe ser inferior a  $C_{Ah} / 10$ .

$$I_{max} < C_{Ah} / 10.$$

Resultado:

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

**ESTA TESIS NO SALE  
DE LA BIBLIOTECA**

$I_{max} = 41,67 \text{ amp}$

$41,67 < 36,0375$

para las baterías de plomo;

- Con un costo y dimensiones aceptables para la batería de capacidad suficiente para la autonomía deseada de  $n$  días.

En caso en que el valor hallado para  $C_{Ah}$  se a demasiado elevado, será necesario disponer de una fuente de emergencia mayor, o buscar otro emplazamiento con régimen de vientos más favorables, si es que es posible.

### **3.31 AEROGENERADOR EQUIPADO CON GENERADOR DE CORRIENTE CONTINUA.**

Contiene los siguientes dispositivos de protección, en serie con el circuito de carga de la batería de acumuladores:

- Obligatoriamente, un diodo de potencia que evite que la batería pueda descartarse a través del generador, cuando esté parado por la falta de viento o por estar frenado.

- Un interruptor y un fusible en el circuito de carga del aerogenerador , que pueden estar colocados en la misma caja. El interruptor permite abrir el circuito de carga, cuando las baterías estén totalmente cargadas. El fusible protege a los componentes en caso de falsas maniobras o de fallo de un componente; debe estar calibrado en función de la corriente máxima que puede proporcionar el aerogenerador.

- Un interruptor y un circuito de utilización (optativo) que proteja las baterías y el circuito eléctrico en caso de cortocircuito prolongado en la utilización.

- Dispositivo de control (optativos):

- Un voltímetro calibrado según la tensión de la batería y que sirve para verificar su estado de carga.

- Un amperímetro o testigo de carga montado en serie en el circuito de carga, que permita medir la corriente suministrada por el aerogenerador.

Empleando un amperímetro de cero central, podemos medir la corriente suministrada por el aerogenerador y la consumida por la utilización, pudiendo verificar así los cálculos de autonomía.

### **3.32 CIRCUITO DE GOBIERNO Y MANIOBRA ASOCIADO A UN AEROGENERADOR CON DÍNAMO.**

#### **• AEROGENERADOR EQUIPADO CON ALTERNADOR.**

El diodo es sustituido por un rectificador monofásico o trifásico según el alternador utilizado.

Entre el alternador y el rectificador, puede intercalarse un transformador para adaptar la tensión de salida del alternador a la de la batería de acumuladores.

En todos los casos, el estado de carga de las baterías, debe ser comprobado periódicamente, verificando la concentración del electrolito del acumulador con un ácido graduado en densidad o en grados Baumé .

### **3.33 EMPLEO DE UN CONTADOR DE AMPERIOS-HORA**

Cabe mencionar que existe un mecanismo de control automático, el cual es bastante complejo por lo cual obviaremos su explicación.

Otra posibilidad, válida para cualquier tipo de generador, consiste en emplear un contador reversible que nos dé en cada instante el número de Ah almacenados en la batería. Este contador va provisto de los índices regulables que pueden colocarse en los niveles de frecuencia elegidos como umbral de carga o descarga. Estos índices, asociados a contactos, pueden gobernar:

- Un contador.
- La puesta en marcha de la fuente de energía.
- Una sirena...

Además , el contador está afectado por el rendimiento de la batería, cuyo valor puede elegirse en el momento de instalarlo.

Pero estos contadores presentan graves inconvenientes:

- Son muy caros.
- No se adaptan más que a una determinada capacidad de carga variables y que el rendimiento de la batería decrece al envejecer ésta.

### **3.34. VALORES DE LAS TENSIONES DE FINAL DE CARGA Y DESCARGA.**

Las indicaciones más importantes vienen especificadas por el fabricante: por una parte, para las tensiones y, por otra, para la densidad volumétrica.

Sin embargo, las siguientes indicaciones, permiten conseguir una regulación adaptada al tipo de utilización.

### **3.35 VALOR DE LA TENSIÓN DE FINAL DE CARGA.**

El valor de la tensión cuando "hierve" un elemento acumulador de plomo de tipo semifijo es de 2,35 V aproximadamente, a 25C. Si se elige este valor como límite de final de carga, el consumo de agua por electrólisis será verdaderamente importante en caso de largos periodos de viento. La elección del valor umbral de final de carga, dependerá de las características propias de la instalación:

El régimen de vientos: un régimen de vientos regular permite acercarse al funcionamiento en flotación y el nivel final de carga se alcanzará difícilmente. Es el régimen de funcionamiento más

favorable, pero desgraciadamente no el más generalizado. Un régimen de vientos irregular implica el funcionamiento de la batería en ciclos de carga-descarga, el nivel de final de carga se alcanza frecuentemente, y es importante que la regulación esté bien hecha.

Capacidad de la batería de acumuladores (C) con relación a la corriente de la (I) del generador. Cuanto mayor sea la relación  $C/I_n$ , menor será el riesgo de que la batería se sobrecargue en régimen de vientos irregulares.

Tipo de utilización. Es más favorable un funcionamiento continuo que secuencial.

Por tanto el funcionamiento de la instalación será más satisfactorio cuanto más regulares sean el régimen de vientos y la utilización, ya que entonces nos acercaremos más a una utilización directa de la energía producida por el aerogenerador, sin pasar por la batería de acumuladores.

Regla práctica: Para los emplazamientos en los que predomine el funcionamiento por carga y descarga, se ajustará el nivel de corte de la corriente de carga al máximo en función del consumo de agua. Se ha visto que el consumo normal de agua es aproximadamente de 0,18 litros por mes para un elemento de 2 V y de 1000 Ah.

Cualquiera que sea el ajuste, es importante que al final de la carga, la densidad del electrolito alcance el valor especificado por el fabricante de la batería.

#### • VALOR DE LA TENSIÓN DE FINAL DE DESCARGA POR ELEMENTO.

Depende del tipo de acumulador empleado, pero para acumuladores plomo de tipo semifijo es importante no descender por debajo de los 1,8 V por elemento, para evitar la formación de depósitos de óxido no soluble en la recarga y, por tanto, una disminución importante de la capacidad. El valor de 1,8 citado, es un mínimo para una corriente de descarga inferior o igual a  $C/10$ . Este valor de tensión corresponde a una densidad volumétrica del electrolito de 1180 kg/m<sup>3</sup>.

Además de los fenómenos de oxidación, el electrolito de las baterías descargadas se congela a temperaturas más altas. Según el emplazamiento, el valor elegido como umbral de descarga deberá tener en cuenta la posibilidad de congelación del electrolito, que puede provocar la rotura de los recipientes en los que están colocadas las placas y el electrolito.

Por otra parte, este valor de 1,8 V por elemento puede ser incompatible con el buen funcionamiento de los aparatos de instalación; en tal caso, el final de descarga vendrá evidentemente condicionado por el nivel de no funcionamiento de los aparatos.

### 3.36 LAS FUENTES DE EMERGENCIA.

Las fuentes de emergencia deben proporcionar energía a la utilización en caso de ausencia de viento o avería en el aerogenerador.

En algunos casos, no es posible cortar la alimentación de la utilización aunque la batería está totalmente descargada. Un ejemplo pueden ser las estaciones de tele transmisión (teléfono, tele señalización, telecontrol,...).

Entre las estaciones alimentadas por un aerogenerador y que dispongan de fuente de emergencia hay que distinguir aquellas que tengan un consumo medio inferior a 4 A de las que la tengan superior.

En el primer caso, una batería de pilas químicas, generalmente alcalinas (potasa) con despolarización por aire, es la solución más adecuada ya que es el tipo de pilas que proporciona la energía eléctrica más económica. Su vida útil, en servicio, es de 3 años.

La tensión nominal por elemento es de 1,2 V. La tensión necesaria para el funcionamiento de la instalación se consigue conectando en serie los elementos necesarios.

La corriente nominal necesaria para la alimentación de la utilización puede conseguirse por conexión en paralelo de varias series de elementos. Pero siempre es preferible emplear pilas que den la corriente necesaria, para evitar que en la conexión en paralelo, unas series puedan descargarse en otras.

En el segundo caso es necesario utilizar un motor térmico, debiendo distinguir dos tipos:

- Motores de gasolina para pequeñas potencias (1-2KW) y utilización poco frecuente.
- Motores diesel para potencias medias (3-20 KW) y uso más frecuente.

En el caso en que la energía eólica se emplee para alimentar una vivienda aislada, el grupo diesel presenta la ventaja de adaptarse al consumo de los aparatos que deben funcionar con corriente alterna y de potencia elevada. En los otros casos, el grupo puede usarse para recargar parcialmente la batería de acumuladores.

Siempre que sea posible debe evitarse la instalación de una fuente de emergencia, ya que son caras y si la instalación está bien dimensionada, su uso será muy poco frecuente.

### **3.37 UTILIZACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA DE ORIGEN EÓLICO.**

Cualquiera que se el tipo de aparato alimentado por energía eléctrica de origen eólico, se caracteriza por tres parámetros:

La naturaleza de la tensión de alimentación y su valor:

- continua
- alterna
- indistinta

La potencia necesaria para su funcionamiento:

- en el arranque
- en régimen normal

El factor de utilización: porcentaje de tiempo durante la cual el aparato está en funcionamiento y eventualmente, la frecuencia de utilización. Estos parámetros permiten definir:

- El aerogenerador;

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

- La batería de acumuladores;
- Los aparatos anexos a la instalación;
- La fuente de emergencia en caso de haberla.

### **3.38 UTILIZACIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA PARA USOS DOMÉSTICOS.**

En este caso el número y tipo de aparatos es muy diverso, aunque para usuarios acostumbrados a vivir en sentidos aislados puede establecerse una prioridad de necesidades en el orden que se da a continuación. Este orden tiene en cuenta criterios de control y no de consumo.

1. Iluminación de locales.
2. Suministro de agua corriente.
3. Refrigeración-Congelación.
4. Equipos musicales, receptores de radio y televisión.
5. Pequeñas herramientas de taller y motores eléctricos, calefacción.
6. Accesorios electrodomésticos.

Hay que resaltar que, excepto en emplazamientos muy favorables (lugares muy ventosos), no se considera la posibilidad de calefacción a partir de aerogeneradores.

Para satisfacer todas estas necesidades, existen dos tipos de aparatos:

- Los comerciales de gran difusión, y por tanto económicos, pero mal adaptados a esta utilización y con rendimientos mediocres, y que normalmente se alimentan con corriente alterna de 127 V y 60 Hz.
- Los mejor adaptados, a menudo más robustos y caros, pero de difusión mucho menor.

Vamos a estudiar cada una de las necesidades en el orden dado y a determinar los elementos para la elección de los aparatos.

#### **• ILUMINACIÓN.**

Las lámparas de incandescencia clásicas, que funcionan indistintamente con continua o alterna, se encuentra con distintos tipos de casquillo B22 (bayoneta) o E27 (rosca) y potencias comprendidas entre los 15 y 100 W para las tensiones siguientes: 12, 24, 48, 110-130, 210-230 voltios.

Los tubos fluorescentes pueden alimentarse con continua a través de un convertidor o transistores a una frecuencia de 16 Khz a partir de 12 V, 24 V o 110 V.

Vemos claramente que el rendimiento luminoso es superior con tubos fluorescentes (para un mismo flujo luminoso constante, la lámpara de incandescencia consume más del doble de energía).

El costo inicial de instalación es muy superior en el caso del tubo fluorescente, porque el convertidor es caro, pero el costo de emplear un tubo fluorescente es prácticamente el mismo que para la lámpara de incandescencia.

#### • REFRIGERACIÓN-CONGELACIÓN.

Los equipos frigoríficos o congeladores más difundidos, van equipados de compresores alimentados con corriente alterna. En el momento del arranque se producen demandas de intensidad 4 a 10 veces superiores a la nominal, lo cual es muy perjudicial si se emplean convertidores de continua-alterna estáticos.

Es mucho más interesante emplear refrigeradores-congeladores de absorción (sin motor) que se encuentran con capacidades hasta de 250 litros y que funcionan a 12, 24, 110 o 220 V de continua. Pero estos aparatos consumen mucha energía (1 KWh/ días para 250 litros).

Existe finalmente otro sistema de refrigeración -congelación de elevado rendimiento, empleando en las embarcaciones Este sistema consta de un compresor, que es movido por un motor de continua, una bomba que hace circular agua por el condensador, y la generación de frío se consigue haciendo circular un líquido por placas tipo radiador (placas frías).

La ventaja esencial de este sistema es que sólo funciona 2 horas al día (una por la mañana y otra por la tarde).

#### • EQUIPOS MUSICALES, RECEPTORES DE RADIO Y TELEVISIÓN.

El consumo de estos aparatos, actualmente de transistores, es muy bajo.

Pueden utilizarse:

- De continua a 9 ó 12 V, bien sea directamente o a través de un convertidor continua-continua. Es el caso de los receptores de televisión, que generalmente pueden funcionar a 12 V.

- O de alterna, y su bajo consumo permite alimentadores a través de un convertidor (rectificador de onda) de continua-alterna de pequeña potencia (máximo 100W).

#### • PEQUEÑAS HERRAMIENTAS DE TALLER, MOTORES ELÉCTRICOS Y ELECTRODOMÉSTICOS.

Algunos aparatos van provistos de motores universales que pueden funcionar tanto con corriente continua como con alterna para una misma tensión, pero tienen muy poco rendimiento.

Excepto para los de calefacción que pueden encontrarse con motores de continua, es interesante que estos aparatos funcionen 120 o 240 V 60 Hz :

- Utilizando un convertidor estático o rotativo;

- Haciéndolos funcionar directamente a la salida del aerogenerador, cuando sople el viento y proporcione la tensión nominal de salida monofásica ó trifásica.

Nota: En caso de que el aerogenerador proporcione una tensión alterna de las mismas características que la de la red de distribución, y que alimente aparatos directamente a la salida de éste durante los períodos de funcionamiento, es importante:

- No sobrepasar la potencia nominal del aerogenerador;
- Vigilar las sobre intensidades de arranque (mínimo, 4 veces superior a la intensidad nominal para motores de pequeña potencia).

**FIGURA 48 ESTIMACIÓN DEL GASTO ENERGÉTICO EN UNA CASA DE CAMPO.**

<i>APARATO</i>	<i>CA</i>	<i>Tasa util.</i>	<i>Costo Bs.</i>	<i>Cosum/día kWh/día</i>	<i>Consum/mes kWh/mes</i>	<i>Consum/año kWh/año</i>	<i>Consum/kW</i>
Refrigerador	1	3	1,95	0,63	18,9	226,8	0,21
Tubos de neón	10	11	6,13	1,98	59,4	712,8	0,018
Televisión	1	4	1,23	0,39	11,8	143,8	0,09
Radio	1	10	0,5	0,18	5,4	64,8	0,018
<b>TOTALES:</b>	--	---	9,81	3,18	95,6	1148,2	-----

Esta estimación es puramente teórica, basándonos en planos de instalaciones eléctricas caseras. Tomando esto en cuenta quizás en la práctica la diferencia se mínima, ya sea favorable o no, pero, considerable desde el punto de vista de reservas energéticas en los acumuladores.

### 3.39 LOS CONVERTIDORES.

Los convertidores son de dos tipos:

- Continua-continua. Generalmente formados por reductores o elevadores de tensión a transistores o tiristores. Permiten adaptar la tensión de la batería a la de utilización.
- Continua-alterna. Pueden ser rectificadores de onda estáticos, a transistores o tiristores, o bien convertidores rotativos.

Los rectificadores de onda a transistores o tiristores son: para potencias inferiores o iguales a 1000 W y a transistores; para potencias superiores se emplean tiristores. Estos rectificadores tienen un rendimiento cercano al 60% y son muy sensibles a las sobrecargas. En particular, soportan mal las sobre intensidades de arranque de los motores. Además, ellos mismos presentan intensidades de arranque 5 a 6 veces superiores a la intensidad nominal, lo que implica que los dispositivos de mando (fusibles, seccionadores, contactores,...) deben estar bien dimensionados.

Los convertidores rotativos. Esencialmente constan de un motor de corriente continua acoplado a un alternador. La tendencia es sustituirlos por los estáticos. En utilizaciones con sobre intensidades de arranque frecuentes, pueden todavía emplearse con ventaja. Pudiéndose comprar fácilmente en cualquier lugar.

**CAPÍTULO: CUARTO**

76-A

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

## CONCLUSIONES

Como hemos mencionado en este trabajo de tesis, la crisis energética que esta sufriendo poco a poco nuestro país nos obliga a tener que buscar otras alternativas, para poder suministrar energía eléctrica.

En México es posible instalar generadores eólicos no solamente para casas de campo, también para comunidades enteras aisladas de la red eléctrica nacional, ya que para el desarrollo de este tipo de energía existen en algunas zonas en nuestro país es optimo como por ejemplo en las costas y en algunas mesetas y planicies, estas características geográficas se pueden aprovechar para instalar generadores más grandes con mucho más capacidad de generación y así poder remediar la escasez de este servicio en comunidades que por sus difíciles características geográficas no se puede acceder a la red de distribución.

Uno de los principales problemas al que nos enfrentamos cuando diseñamos este tipo de sistemas es que en México no se desarrolla investigación referente a este tipo de energía la bibliografía es escasa, y generalmente se encuentra publicada en España o en ingles. Esto trae como a las personas o instituciones que deseen instalar generadores eólicos deban importarlos de Estados Unidos o de Europa así como sus refacciones, esto eleva muchísimo su costo ya que los gasto que genera el transportarlos y los aranceles deben de ser contemplados, si a esto le aunamos que el precio del dólar con respecto al peso mexicano cada vez es más alto limita la adquisición de estos molinos a sectores de la población con una holgura económica.

Por último el impacto ambiental que esto va a tener es enorme, por que aun que no hay sistema que genere energía eléctrica completamente fuera de contaminantes (en este caso la contaminación provenientes de las baterías que no pueden reciclarse podemos decir que en su 95 % de trabajo esta generando la llamada energía verde, tenemos que tener en cuenta que el 75 % de la contaminación (dato obtenido del Sistema Meteorológico Nacional) proviene de las industrias que se dedican a la generación de energía eléctrica ya que los componentes que arrojan estos combustibles al conflagrarse para poder mover las turbinas, es altamente tóxico. A demás que la mancha urbana a absorbido a estas plantas generadoras por lo que se ubican es en medio de ciudades y de comunidades esto ocasiona que el índice de enfermedades respiratorias que se ha encontrado cerca de estos lugares sea cada vez mayor, se estima que uno de cada cinco niños que habita cerca de una planta de generación de energía que utiliza combustible fósil tiene enfermedades respiratorias muy severas (dato obtenido de la Secretaria de Salud ) por lo que ya muchos países de la Unión Europea están adoptando el tener parques eólicos para generar la energía suficiente para abastecer comunidades grandes, estos sistemas los complementan con otros también de los llamados de energía verde, o de gas natural, o de ciclo combinado.

La colocación de un generador eólico obedece y se regula con las leyes de urbanismo, ya que se tiene que tomar en cuenta la estética del paisaje en algunos casos, en donde se colocan parques eólicos con generadores de mayor capacidad también se toma en cuenta el

impacto ambiental que tendría por ejemplo en la afectación del clima, la migración de las aves, el impacto visual, y la tala de árboles para poder instalar los parques eólicos.

Pero según los estudios que se han realizado para la implantación de estos parques son menores los problemas que ocasionan, en comparación con los beneficios.

Por otro lado si el parque eólico se coloca en las costas el daño es mucho menor y la fuerza eólica que se genera es mucho mayor que en las planicies, estas se deben de colocar de preferencia a 40 km de las costas para poder aprovechar mejor los vientos que provienen del mar.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

**A P E N D I C E S**

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

**APÉNDICES.****5.1. VALORACION DE LAS VELOCIDADES DEL VIENTO.**

<b>Beafort</b>	<b>m/s</b>	<b>Designación</b>	<b>Caracterizticas</b>
2	1,8/3,3	Flojito	Apenas perceptible
3	3,4/5,2	flojo	Movimiento de hojas
4	5,3/7,4	Bonacible	Movimiento de ramitas
5	7,5/9,8	Fresquito	Silva el viento
6	9,9/12,4	Fresco	Difícil hablar
7	12,5/15,2	Muy fresco	Hojas arrancadas
8	15,3/18,2	Duro	Rotura de ramas
9	18,3/21,5	Muy duro	Arboles caídos
10	21,6/25,1	Temporal	Viento aúlla
11	25,2/29	Tormenta	Desperfectos en casas
12	29>	Huracán	Muros derribados

*Valoración de las velocidades del viento.*

**5.2. DATOS METEOROLOGICOS EN PACHUCA.****REGISTRO EOLICO DIARIO****FECHA:** 01-30/ABRIL/1995**MEDICION:** 1 POR HORA**ESTACION:** PACHUCA**EQUIPO:** Automatico SIAP

Velocidad..... 7.6 Velocidad máxima..... 11.5 Dirección..... 186 Temperatura..... 8.3 Temp.max.diaria..... 20.1 Temp.min.diaria..  
 1.2 Humedad relativa. 25 Presión..... 646.8 Lluvia..... 0

Velocidad..... 4.8 Velocidad máxima..... 6.3 Dirección..... 186 Temperatura..... 7.8 Temp.max.diaria..... 20.1 Temp.min.diaria..  
 1.2 Humedad relativa. 25 Presión..... 646.8 Lluvia..... 0

Velocidad..... 7.6 Velocidad máxima..... 11.5 Dirección..... 186 Temperatura..... 8.3 Temp.max.diaria..... 20.1 Temp.min.diaria..  
 1.2 Humedad relativa. 25 Presión..... 646.8 Lluvia..... 0

Velocidad..... 7.6 Velocidad máxima..... 11.5 Dirección..... 186 Temperatura..... 8.3 Temp.max.diaria..... 20.1 Temp.min.diaria..  
 1.2 Humedad relativa. 25 Presión..... 646.8 Lluvia..... 0

Velocidad..... 7.6 Velocidad máxima..... 11.5 Dirección..... 186 Temperatura..... 8.3 Temp.max.diaria..... 20.1 Temp.min.diaria..  
 1.2 Humedad relativa. 25 Presión..... 646.8 Lluvia..... 0

Velocidad..... 7.6 Velocidad máxima..... 11.5 Dirección..... 186 Temperatura..... 8.3 Temp.max.diaria..... 20.1 Temp.min.diaria..  
 1.2 Humedad relativa. 25 Presión..... 646.8 Lluvia..... 0

Velocidad..... 7.6 Velocidad máxima..... 11.5 Dirección..... 186 Temperatura..... 8.3 Temp.max.diaria..... 20.1 Temp.min.diaria..  
 1.2 Humedad relativa. 25 Presión..... 646.8 Lluvia..... 0

Velocidad..... 7.6 Velocidad máxima..... 11.5 Dirección..... 186 Temperatura..... 8.3 Temp.max.diaria..... 20.1 Temp.min.diaria..  
 1.2 Humedad relativa. 25 Presión..... 646.8 Lluvia..... 0

Velocidad..... 7.6 Velocidad máxima..... 11.5 Dirección..... 186 Temperatura..... 8.3 Temp.max.diaria..... 20.1 Temp.min.diaria..  
 1.2 Humedad relativa. 25 Presión..... 646.8 Lluvia..... 0

Velocidad..... 7.6 Velocidad máxima..... 11.5 Dirección..... 186 Temperatura..... 8.3 Temp.max.diaria..... 20.1 Temp.min.diaria..  
 1.2 Humedad relativa. 25 Presión..... 646.8 Lluvia..... 0

Velocidad..... 7.6 Velocidad máxima..... 11.5 Dirección..... 186 Temperatura..... 8.3 Temp.max.diaria..... 20.1 Temp.min.diaria..  
 1.2 Humedad relativa. 25 Presión..... 646.8 Lluvia..... 0

Velocidad..... 7.6 Velocidad máxima..... 11.5 Dirección..... 186 Temperatura..... 8.3 Temp.max.diaria..... 20.1 Temp.min.diaria..  
 1.2 Humedad relativa. 25 Presión..... 646.8 Lluvia..... 0

Velocidad..... 7.6 Velocidad máxima..... 11.5 Dirección..... 186 Temperatura..... 8.3 Temp.max.diaria..... 20.1 Temp.min.diaria..  
 1.2 Humedad relativa. 25 Presión..... 646.8 Lluvia..... 0

Velocidad..... 7.6 Velocidad máxima..... 11.5 Dirección..... 186 Temperatura..... 8.3 Temp.max.diaria..... 20.1 Temp.min.diaria..  
 1.2 Humedad relativa. 25 Presión..... 646.8 Lluvia..... 0

Velocidad..... 7.6 Velocidad máxima..... 11.5 Dirección..... 186 Temperatura..... 8.3 Temp.max.diaria..... 20.1 Temp.min.diaria..  
 1.2 Humedad relativa. 25 Presión..... 646.8 Lluvia..... 0

79

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN







**5.3 DATOS DE VIENTOS**

**Densidad del aire a presión atmosférica estándar**

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

\*) La densidad del aire seco a la presión atmosférica estándar al nivel del mar a 15° C se utiliza como estándar en la industria eólica.

**Viscosidad del aire atmosférico**

Temperatura ° Celsius	μ, Viscosidad (dinámica)	v, Viscosidad cinemática
-40	1.51 E -5	0.99 E -5
0	1.71 E -5	1.33 E -5
20	1.80 E -5	1.50 E -5
50	1.95 E -5	1.79 E -5

Nota: E -5 significa que la notación es exponencial, lo que implica que el número debe multiplicarse por 0.00001

**Potencia del viento \*\*)**

m/s	W/m <sup>2</sup>	m/s	W/m <sup>2</sup>	m/s	W/m <sup>2</sup>
0	0	8	313,6	16	2508,8
1	0,6	9	446,5	17	3009,2
2	4,9	10	612,5	18	3572,1
3	16,5	11	815,2	19	4201,1
4	39,2	12	1058,4	20	4900,0

5	76,5	13	1345,7	21	5672,4
6	132,3	14	1680,7	22	6521,9
7	210,1	15	2067,2	23	7452,3

\*\*\*) Para una densidad del aire de  $1,225 \text{ kg/m}^3$ , correspondiente al aire seco a la presión atmosférica estándar al nivel del mar y a  $15^\circ \text{ C}$ .

La fórmula para la potencia por  $\text{m}^2$  en  $W$  es  $0,5 * 1,225 * v^3$ , donde  $v$  es la velocidad del viento en  $\text{m/s}$ .

Aviso: Aunque la potencia del viento a una velocidad de, p.ej.,  $7 \text{ m/s}$  es  $210 \text{ W/m}^2$ , deberá observar que la potencia del viento en un emplazamiento con una velocidad del viento media de  $7 \text{ m/s}$  suele ser el doble. Para entenderlo, deberá leer las páginas de la visita guiada empezando por la distribución de Weibull y acabando por la función de densidad de potencia.

**Definiciones estándar de clases de viento, "Wind Class" (utilizado en EE.UU.)**

Clase	30 m de altura		50 m de altura	
	Velocidad del viento $\text{m/s}$	Potencia del viento $\text{W/m}^2$	Velocidad del viento $\text{m/s}$	Potencia del viento $\text{W/m}^2$
1	0-5.1	0-160	0-5.6	0-200
2	5.1-5.9	160-240	5.6-6.4	200-300
3	5.9-6.5	240-320	6.4-7.0	300-400
4	6.5-7.0	320-400	7.0-7.5	400-500
5	7.0-7.4	400-480	7.5-8.0	500-600
6	7.4-8.2	480-640	8.0-8.8	600-800
7	8.2-11.0	640-1600	8.8-11.9	800-2000

1.

**Abreviaturas de las unidades**

$m$  = metro = 3,28 pies

$s$  = segundo

$h$  = hora

$N$  = Newton

$W$  = vatio

$CV$  = caballo de vapor

$J$  = julio

$cal$  = caloría

$tep$  = tonelada

equivalente de petróleo

$10^{-12}$  = p pico = 1/1000.000.000.000

$10^{-9}$  = n nano = 1/1000.000.000

$10^{-6}$  =  $\mu$  micro = 1/1000.000

$10^{-3}$  = m mili = 1/1000

$10^3$  = k kilo = 1.000 = millares

$10^6$  = M mega = 1.000.000 = millones

$10^9$  = G giga = 1.000.000.000

$10^{12}$  = T tera = 1.000.000.000.000

$10^{15}$  = P peta = 1.000.000.000.000.000



Hz= hercio (ciclos por segundo)

**Velocidades del viento**

1 m/s = 3,6 km/h = 2,237 millas/h = 1,944 nudos

1 nudo = 1 milla náutica/h = 0,5144 m/s = 1,852 km/h = 1,125 millas/h

**Escala de velocidades de viento**

Velocidades de viento a 10 m de altura		Escala Beaufort (anticuada)	Viento
m/s	nudos		
0,0-0,4	0,0-0,9	0	Calma
0,4-1,8	0,9-3,5	1	
1,8-3,6	3,5-7,0	2	Ligero
3,6-5,8	7-11	3	
5,8-8,5	11-17	4	Moderado
8,5-11	17-22	5	Fresco
11-14	22-28	6	
14-17	28-34	7	Fuerte
17-21	34-41	8	
21-25	41-48	9	Temporal
25-29	48-56	10	Fuerte
29-34	56-65	11	temporal
>34	>65	12	Huracán

**Clases de rugosidad y longitudes de rugosidad**

El Atlas Eólico Europeo define clase de rugosidad a partir de la longitud de rugosidad medida en metros,  $z_0$ , es decir, la altura sobre el nivel del suelo donde la velocidad del viento es teóricamente cero.  $\ln$  es la función logaritmo neperiano (o natural).

```

si (longitud <= 0.03)
clase = 1.699823015 + ln(longitud)/ln(150)
si (longitud > 0.03)
clase = 3.912489289 +
ln(longitud)/ln(3.3333333)
    
```

TFIS CON  
FALLA DE ORIGEN

## BIBLIOGRAFÍA

D.L.Elliott, C.G.Holladay, W.R.Barchet, H.P.Foote, W.F.Sandusky: Wind Energy Resource Atlas of the United States, Solar Energy Research Institute, Golden, Co, 1987.

Martin O.L. Hansen: Aerodynamics of Wind Turbines, Rotors, Loads and Structure, James & James Ltd., London 2000, ISBN 1-902916-06-9

Frank M. White, Fluid Dynamics, McGraw-Hill, New York 1999, ISBN 0-07-116848-6

Bruce R. Munson, Donald F. Young, Theodore H. Okiishi: Fundamentals of Fluid Mechanics, John Wiley & Sons Inc., New York 1994, ISBN 0-471-30585-5

Ira H. Abott & Albert E. von Doenhoff: Theory of Wing Sections, Dover Publications, Inc., New York 1959

Joseph Katz & Allen Plotkin: Low-Speed Aerodynamics, Second Edition, Cambridge University Press, New York 2001, ISBN 0 521 66552 3.

John J. Bertin, Aerodynamics for Engineers, Fourth Edition, Prentice Hall, Upper saddle River NJ 2002, ISBN 0-13-064633-4.

Franck Bertagnolio, Niels Sørensen, Jeppe Johansen and Peter Fuglsang: Wind Turbine Airfoil Catalogue, Risø National Laboratory, Roskilde, 2001. ISBN 87-550-2910-8

Austin Hughes: Electric Motors and Drives, Oxford 1997, Butterworth-Heinemann, ISBN 0 7506 1741 1