

**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA
ELÉCTRICA Y ENERGÉTICA**

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA

ENERGÍA EÓLICA

Pedro Fernández Díez
<http://www.termica.webhop.info/>

I.- ANTECEDENTES HISTÓRICOS Y FUENTES EÓLICAS

I.1.- ANTECEDENTES HISTÓRICOS

Hasta la aparición de la máquina de vapor en el siglo XIX, la única energía de origen no animal para realización de trabajo mecánico era la proveniente del agua o del viento. La primera y más inmediata forma de aprovechamiento de la energía eólica ha sido desde los tiempos más remotos aplicada a la navegación; las primeras referencias de la utilización de embarcaciones a vela proceden de Egipto y datan del IV ó V milenio antes de J.C.

Los molinos de viento existían ya en la más remota antigüedad. Persia, Irak, Egipto y China disponían de máquinas eólicas muchos siglos antes de J.C.; Hammurab I. rey de Babilonia, 17 siglos antes de J.C. utilizó molinos accionados por el viento para regar las llanuras de Mesopotamia y para la molienda del grano. Se trataba de primitivas máquinas eólicas de rotor vertical con varias palas de madera o caña, cuyo movimiento de rotación era comunicado directamente por el eje a las muelas del molino. En China hay referencias de la existencia de molinos de rotor vertical y palas a base de telas colocadas sobre un armazón de madera, que eran utilizados para el bombeo de agua, máquinas conocidas como *panémonas*, precursoras de los molinos persas. El egipcio Hero de Alejandría representa en un estudio un molino de eje vertical de cuatro palas.

Los molinos de viento fueron utilizados en Europa en la Edad Media, comenzando a extenderse por Grecia, Italia y Francia. Si el origen de las máquinas eólicas presenta notables incertidumbres, no menos lo hace su expansión por el Mediterráneo y por toda Europa. Según algunos autores, se debe a los cruzados la introducción de la tecnología eólica en Occidente, si bien otros opinan que Europa desarrolla su propia tecnología, claramente distinta de la oriental, ya que en Europa se imponen fundamentalmente los molinos de eje horizontal, mientras que los molinos orientales eran de eje vertical.

Sea cual fuese la forma de aparición de estas máquinas en diversos países europeos, lo cierto es que se encuentran abundantes ejemplos de la importancia que los molinos de viento llegaron a tener en diversas aplicaciones; citemos como ejemplo relevante los literarios molinos castellanos utilizados para la molienda y los no menos conocidos molinos holandeses usados desde 1430 para la desecación de los *polders*, todos ellos de eje horizontal. En el siglo XVI Holanda perfecciona el diseño de los molinos y los utiliza

para el drenaje; entre los años 1609 y 1612, Beemster Polder fue drenado con la ayuda de estas máquinas; sin embargo, no sólo utilizaron los molinos para drenar el agua, sino también para extraer aceites de semillas, moler grano, etc; precisamente el nombre de molinos proviene de este tipo de aplicaciones. Una idea de la importancia que en el pasado adquirió la energía eólica nos la da el hecho de que en el siglo XVIII, los holandeses tenían instalados y en funcionamiento 20.000 molinos, que les proporcionaban una media de 20 kW cada uno, energía nada despreciable para las necesidades de aquella época.

En 1724 Leopold Jacob proyecta un molino de ocho palas que mueve una bomba de pistón; en 1883 aparece el pequeño *multipala americano* diseñado por Steward Perry. Este molino, de unos 3 metros de diámetro utilizado para bombeo, ha sido el más vendido de la historia, llegándose a fabricar más de seis millones de unidades, de las que existen varios miles en funcionamiento. Como precursor de los actuales aerogeneradores, es necesario citar la aeroturbina danesa de Lacourt (1892), máquina capaz de desarrollar entre 5 y 25 kW.

Hasta ese momento, las velocidades típicas que se habían conseguido con los *multipala* eran de dos veces la del viento, mientras que los molinos clásicos habrían funcionado con velocidades en el extremo de la pala del mismo orden de magnitud que la del viento.

La teoría de la aerodinámica se desarrolla durante las primeras décadas del siglo XX, permitiendo comprender la naturaleza y el comportamiento de las fuerzas que actúan alrededor de las palas de las turbinas. Los mismos científicos que la desarrollaron para usos aeronáuticos Joukowski, Drzewiechy y Sabinin en Rusia; Prandtl y Betz en Alemania; Constantin y Enfield en Francia, etc, establecen los criterios básicos que debían cumplir las nuevas generaciones de turbinas eólicas.

En el año 1910 Dinamarca tenía instalada una potencia eólica de 200 MW.

En los años 20 se empiezan a aplicar a los rotores eólicos los perfiles aerodinámicos que se habían diseñado para las alas y hélices de los aviones. En 1927, el holandés A.J. Dekker construye el primer rotor provisto de palas con sección aerodinámica, capaz de alcanzar velocidades en punta de pala, cuatro o cinco veces superiores la del viento incidente.

Betz demostró en su famoso artículo "Die Windmuhlen im lichte neverer Forschung", (Berlín 1927), que el rendimiento de las turbinas aumentaba con la velocidad de rotación y que, en cualquier caso, ningún sistema eólico podía superar el 60% de la energía contenida en el viento. Por lo tanto, los nuevos rotores debían funcionar con elevadas velocidades de rotación para conseguir rendimientos más elevados. La teoría demostró también que cuanto mayor era la velocidad de rotación menor importancia tenía el número de palas, por lo que las turbinas modernas podían incluso construirse con una sola pala sin que disminuyera su rendimiento aerodinámico significativamente.

A pesar de los esfuerzos realizados y de la mayor eficacia de las nuevas turbinas, las dificultades de almacenamiento y las desventajas propias de la irregularidad de los vientos fueron la causa de que las aplicaciones basadas en el aprovechamiento del viento como recurso energético continuaran declinando hasta el final de la Primera Guerra.

Los combustibles fósiles, y en particular el petróleo, empezaban a imponerse como la principal e insustituible fuente de energía. Sin embargo, el petróleo presentaba un grave inconveniente al crear una dependencia entre los países consumidores y los productores, de forma que cuando el orden económico se veía alterado por alguna crisis y la dependencia energética se hacía patente, se adoptaban políticas de apoyo de los recursos autónomos, que se abandonaban una vez se superaba la crisis.

La primera de estas etapas fue una consecuencia inmediata de la Primera Guerra. Con una fuerte expansión de la electricidad como sistema energético universal y escasez de recursos para importar petróleo, las turbinas eólicas continuaron desarrollándose por dos caminos diferentes.

Por un lado, hacia el diseño, construcción y comercialización de aerogeneradores de baja potencia, capaces de generar electricidad en áreas rurales más o menos aisladas, a las que todavía no habían llegado las redes de electrificación.

Por otro, y a la sombra de una industria aeronáutica en pleno desarrollo, hacia el diseño y construcción de grandes plantas eólicas capaces de generar electricidad a gran escala.

Este apoyo a los recursos energéticos autóctonos, que comenzó inmediatamente después de la guerra, se mantuvo durante la década siguiente, como consecuencia de la política proteccionista adoptada por los países occidentales tras la crisis de 1929.

Durante este período fueron innumerables los trabajos realizados sobre plantas eólicas de gran potencia en Europa y USA, centrandose los programas eólicos su interés en aspectos diferentes como, la evaluación de los recursos disponibles, obtención y tratamiento de datos meteorológicos, elaboración de mapas eólicos y localización de emplazamientos, y el cálculo, diseño y construcción de plantas de gran potencia, a la vez que intentó crear incentivos que motivasen a la iniciativa privada a fabricar y comercializar pequeñas turbinas con funcionamiento autónomo, que permitiesen cubrir las necesidades de explotaciones agrícolas o industriales situadas en zonas apartadas.

Dentro de los grandes proyectos, el Honnef alemán consistía en instalar torres de 300 metros de altura, con 3 ó 5 rotores de 150 metros de diámetro, capaces de generar 75 MW; aunque se realizaron estudios a pequeña escala, el prototipo de esta central fue destruido en una incursión aérea.

El anteproyecto Heronemus (U.S.A.) consistía en la construcción de estaciones eólicas compuestas por torres de 113 metros de altura con tres rotores de 73 metros de diámetro; se pensaba que con 1400 estaciones de este tipo, ubicadas en la costa se podría generar el 8% de la demanda eléctrica U.S.A.

En 1931 se instaló en el Mar Negro una máquina eólica de 100 kW.

Entre 1941 y 1945 estuvo funcionando en U.S.A, una unidad de 1,2 MW.

Una vez finalizada la Segunda Guerra, y como consecuencia del período de escasez que siguió, los países europeos elaboraron programas nacionales para elegir los emplazamientos más adecuados donde deberían instalarse las grandes plantas eólicas que se proyectaban.

El segundo periodo de desarrollo de la energía eólica comienza en los años cincuenta y se prolonga hasta mediados de los sesenta en que, una vez restablecida la economía internacional, acaba perdiendo interés al no resultar sus precios competitivos con los de los combustibles fósiles convencionales, por lo que el bajo precio del petróleo, hasta 1973, cerró el camino al desarrollo de la tecnología eólica; a esta etapa siguió otra de precios del petróleo altos que se prolongó hasta 1986 y que favoreció el desarrollo de los aerogeneradores eólicos como fuente de energía alternativa, renovable y no contaminante, capaz de producir electricidad a precios competitivos.

En esta época, las redes de electrificación empezaban a ser lo suficientemente extensas como para cubrir la mayor parte de las zonas rurales, por lo que también disminuyeron las ventajas de los aerogeneradores de baja potencia utilizados en zonas aisladas.

El período terminó con un gran número de instalaciones experimentales, construidas de una forma dispersa en países diferentes, sin demasiada conexión entre si.

Solamente en Francia, Dinamarca e Inglaterra se llevaron a cabo programas de cierta importancia. El número de aerogeneradores instalados a finales de 1991 era superior a los 21.000, según datos de la Agencia Internacional de la Energía, con un total de potencia de 2.200 MW, equivalente a dos centrales nucleares de gran potencia, y de los cuales la mitad estaban instalados en los parques eólicos de California.

A título anecdótico, a finales de 1991 la potencia de origen eólico instalada en la red eléctrica danesa ascendía a 410 MW con una producción de energía equivalente al 2,3% del consumo del país. En Alema-

nia la potencia instalada era de 100 MW y estaba previsto alcanzar los 250 MW en breve plazo. Holanda contaba con 80 MW de potencia instalada y 100 más en construcción. El programa eólico holandés tiene previsto alcanzar los 1.000 MW hacia el año 2000 y los 2.000 MW en el 2010. España tenía en fase de realización varios proyectos que completarían los 50 MW hacia finales de 1992. El Plan de Energías Renovables, dentro del Plan Energético Nacional 1992-2000 alcanzó los 100 MW a finales de 1995, aunque las previsiones actuales sobrepasan ampliamente estas cifras.

En cuanto al tipo de máquinas de mayor interés, los resultados obtenidos de las numerosas experiencias realizadas permitieron concretar el campo de trabajo en dos modelos: las turbinas de eje horizontal de dos o tres palas y, en menor medida, las turbinas Darrieux de eje vertical.

El tamaño medio de las máquinas instaladas hasta 1990 estuvo en el rango de los 100 kW, aunque se observaba una clara tendencia ascendente.

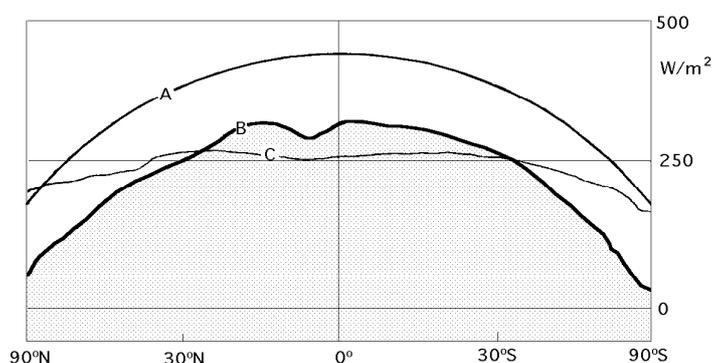
En los últimos 10 años los pequeños aerogeneradores aumentaron poco a poco sus potencias, a la vez que mejoraban su fiabilidad y reducían sus costes; las potencias medias de los aerogeneradores instalados entre 1990 y 1991 era de 225 kW; en los últimos años se han podido construir aerogeneradores con potencias mayores, desarrollados por las grandes compañías de la industria aeronáutica, que aumentan la fiabilidad de las máquinas y reducen sus costes, convergiendo hacia una nueva generación de aeroturbinas de 500 kW a 1,2 MW, lo que demuestra el alto grado de madurez alcanzado por esta tecnología. La fabricación de pequeñas máquinas ha ido perdiendo interés en países con redes de distribución de electricidad muy extendidas, ya que los costes superiores de la energía en instalaciones pequeñas e individuales los hacen poco rentables.

El precio del kW/h eólico puede ser, en aerogeneradores de potencia media, la mitad que en los aerogeneradores de potencia baja. La rentabilidad de las aeroturbinas eólicas implica el intentar disminuir costos, tanto en su instalación inicial, como en los gastos de mantenimiento, procurando que el tiempo de vida de la instalación sea superior al del período de amortización.

I.2.- CIRCULACIÓN GENERAL

Se considera viento a toda masa de aire en movimiento, que surge como consecuencia del desigual calentamiento de la superficie terrestre, siendo la fuente de energía eólica, o mejor dicho, la energía mecánica que en forma de energía cinética transporta el aire en movimiento.

La Tierra recibe una gran cantidad de energía procedente del Sol que en lugares favorables puede llegar a ser del orden de 2000 kW/m² anuales; el 2% de ella se transforma en energía eólica capaz de proporcionar una potencia del orden de 10¹⁷ kW.



A) Irradiancia solar sobre una superficie horizontal; B) Irradiancia solar absorbida por la Tierra
C) Irradiancia radiada al espacio exterior

Fig I.1 Irradiancia solar

La Tierra funciona como una gran máquina térmica que transforma parte del calor solar en la energía cinética del viento, Fig I.1. La energía eólica tiene como ventajas la de ser inagotable, gratuita y no lesiva al medio ambiente, pero cuenta también con los grandes inconvenientes de ser dispersa y aleatoria. Bajo la acción de la presión, el aire de la atmósfera se desplaza de un lugar a otro a diferentes velocidades, dando lugar al viento.

El gradiente de velocidades es mayor cuanto mayor sea la diferencia de presiones y su movimiento viene influenciado por el giro de la Tierra.

Las causas principales del origen del viento son:

- a) *La radiación solar que es más importante en el Ecuador que en los Polos*
- b) *La rotación de la Tierra que provoca desviaciones hacia la derecha en el Hemisferio Norte y hacia la izquierda en el Hemisferio Sur*
- c) *Las perturbaciones atmosféricas.*

El movimiento de la Tierra se rige por la siguiente relación entre aceleraciones:

$$a_{(absoluta)} = a_{(relativa)} + a_{(arrastre)} + a_{(Coriolis)}$$

ecuación que aplicada al movimiento del aire y simplificada adecuadamente proporciona la siguiente ecuación vectorial:

$$\frac{dx}{dt} = - \frac{\nabla p}{\rho} - \nabla \psi - 2 (\omega \wedge r)$$

en la que \bar{v} es la velocidad del viento, p la presión, ρ la densidad, $\bar{\omega}$ la velocidad angular de la Tierra, \bar{r} el vector de posición de las partículas y $\nabla \psi$ la aceleración de origen gravitatorio.

Esta ecuación vectorial da lugar a las ecuaciones diferenciales (Navier Stokes) que rigen el movimiento del aire sobre la Tierra, de la forma:

$$\left. \begin{aligned} \frac{d^2x}{dt^2} &= - \frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial x} - 2 \omega (\cos \psi \frac{dz}{dt} - \text{sen} \psi \frac{dy}{dt}) \\ \frac{d^2y}{dt^2} &= - \frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial y} - 2 \omega \cos \psi \frac{dx}{dt} \\ \frac{d^2z}{dt^2} &= - \frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial z} + 2 \omega \cos \psi \frac{dx}{dt} - g \end{aligned} \right\}$$

En aquellas zonas en donde la radiación solar es más intensa, como en el Ecuador, el globo terrestre acumula calor principalmente en el océano, calor que, por el contrario, se pierde en los Polos; sin embargo, ni el Ecuador ni los Polos vienen a ser, por término medio, los lugares más calientes, o más fríos, de la superficie terrestre.

Un ejemplo de la circulación general de los vientos que además afecta a España por su influencia en las islas Canarias son los *vientos alisios*. Al calentarse el aire en el Ecuador asciende y es sustituido por el aire más próximo a los Polos, formándose la llamada circulación de Hadley, que se hace inestable a unos 30° de latitud y origina unos vientos generales que afectan a las islas Canarias. Este flujo no se proyecta directamente sobre los Polos debido a la fuerza de Coriolis que aparece como consecuencia del movimiento de rotación de la Tierra, que modifica su curso; esta fuerza depende de la velocidad del viento y de la rotación de la Tierra, por lo que las masas de aire caliente se desplazan por esta circunstancia hacia el Este; la circulación general es semejante y simétrica en cada uno de los dos hemisferios, Fig I.2, yendo de O a E en el hemisferio Norte.

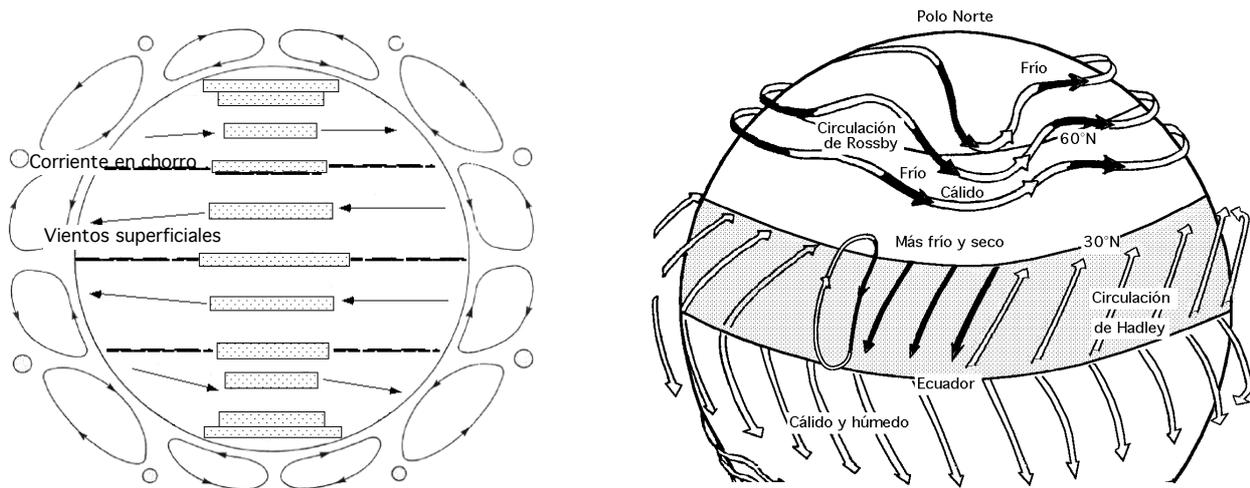


Fig 1.2.- Circulación general del aire en superficie

El eje principal de esta circulación es una corriente en chorro que se produce por encima de los 10.000 metros a una presión de 300 mb; se trata de un viento del Oeste que, en el hemisferio Norte, se localiza hacia el paralelo 45°, siendo su velocidad media de 200 km/hora, pero puede llegar a sobrepasar los 500 km/hora. A lo largo del eje del chorro circulan otras corrientes de aire a velocidades diferentes. El desplazamiento de las masas de aire se efectúa desde las zonas en las que la presión de la atmósfera y, por lo tanto la del aire, es más elevada (anticiclones), hacia las zonas de presión más baja (depresiones ó ciclones), por la aceleración de Coriolis. Las depresiones y los anticiclones están representados en las cartas meteorológicas por el trazado de las isobaras.

La circulación general en superficie depende del reparto medio de las presiones a lo largo de un cuarto de meridiano terrestre. Para el hemisferio Norte existe un centro anticiclónico en el Polo, un eje de depresión hacia los 60°N, un eje anticiclónico hacia los 30°N, conocido como cinturón subtropical, y una banda de depresión hacia el Ecuador. El viento perfila o contornea los anticiclones en el sentido de las agujas del reloj, dirigiéndose hacia las depresiones, y las contornea en sentido contrario.

Un esquema de vientos generales es el siguiente:

Entre 90°N y 60°N, aire ártico (muy frío) (Circulación de Rossby)

Entre 60°N y 40°N, aire polar (frío)

Entre 40°N y 5°N, aire tropical (templado)

Entre 5°N y 5°S, aire ecuatorial (cálido)

En el límite de estas diferentes masas de aire existen zonas conflictivas o zonas frontales como:

- **El frente ártico** entre el aire ártico y el aire polar
- **El frente polar** entre el aire polar y el aire tropical
- **La zona de convergencia intertropical**, entre el aire tropical y el aire ecuatorial, en la que soplan vientos regulares (alisios) del Nordeste, contorneando el anticiclón de las Azores, (Corriente de Hadley).

Las diferentes masas de aire, así como los ejes de depresión (60°) y anticiclónicos (30°), se desplazan según las estaciones en el sentido del movimiento aparente del Sol; en el hemisferio Norte existe, en invierno, una traslación general hacia el Norte, y en verano hacia el Sur. En el hemisferio Sur sucede al revés; estos vientos se denominan **monzones**.

No obstante, las condiciones generales de los vientos son modificadas localmente por temporales y gradientes de temperatura originados por los desiguales calentamientos de superficies de tierra y agua o por diversos accidentes orográficos; se puede considerar que los vientos vienen dirigidos por determina-

dos centros de acción de la atmósfera, siendo lo más frecuente que su desplazamiento sea en sentido horizontal. La atmósfera no es homogénea, estando fraccionada en un número bastante grande de masas de aire más o menos calientes; la transición entre dos masas de aire puede ser lenta y continua o, por el contrario, brusca, constituyendo entonces una superficie frontal que forma una cierta pendiente en la que el aire caliente, más ligero, está por encima del aire frío.

La proyección sobre el suelo de una superficie frontal se denomina *frente*; un ejemplo típico lo constituye, en el hemisferio Norte, el frente polar atlántico, que representa la zona de separación entre el aire polar dirigido por la depresión de Islandia y el aire tropical conducido por el anticiclón de las Azores.

Los frentes no son estacionarios porque el aire frío tiende a descender hacia el Ecuador, mientras que el aire caliente tiende a remontar hacia el Polo, originándose en un punto una ondulación que se desarrolla y acentúa, al tiempo que es apresada por las corrientes de aire del Oeste, acompañada de una depresión móvil. Cuando el aire caliente remonta se crea un frente cálido; cuando el aire frío desciende se crea un frente frío. El conjunto *frente cálido-frente frío* constituye una perturbación; el frente frío alcanza al frente cálido, y el aire caliente es proyectado hacia arriba, formándose un frente ocluido. Una sucesión de perturbaciones, o familia de perturbaciones, suele estar ligada a diferentes sistemas nubosos característicos, que determinan así los diferentes tipos de vientos.

I.2.- TIPOS DE VIENTOS

El conocimiento de los vientos generales no es suficiente para una correcta utilización y ubicación de máquinas accionadas por el viento, por cuanto existen factores que modifican el régimen general y que deben ser conocidos y tenidos en cuenta a la hora de realizar un proyecto de este tipo.

Existe un axioma (Bjerknes) que indica el movimiento o sentido de giro del viento: *Cuando el gradiente de presión y el gradiente de temperatura tienen distinta dirección, se produce una circulación de aire de sentido el camino más corto desde el gradiente de presión al de temperatura.* En general, los desplazamientos verticales del aire son pequeños en relación a los desplazamientos horizontales, por lo que se puede considerar que la dirección del desplazamiento del viento es sensiblemente horizontal y se determina y refiere mediante el ángulo que conforma respecto a una dirección fija, que es la del Norte geográfico.

Tanto los vientos generales, como los sinópticos, Fig I.3, están ligados a la circulación atmosférica y mantienen las mismas características sobre grandes extensiones de terreno.

El viento sinóptico sopla prácticamente en la horizontal, lo que permite esquematizar su movimiento por un vector orientado en el sentido hacia el cual sopla y cuyo origen está situado en el lugar de observación. Los vientos regionales están regidos también por desplazamientos a la escala sinóptica de las masas de aire, (que es más fina y precisa que la circulación general de Hadley). Sus características vienen determinadas en función de situaciones meteorológicas dadas y muy precisas, como son la configuración isobárica y posición de los frentes, teniendo en cuenta también para cualquier lugar, tanto las condiciones geográficas regionales, como las locales (relieves, cotas, etc), Fig I.4.

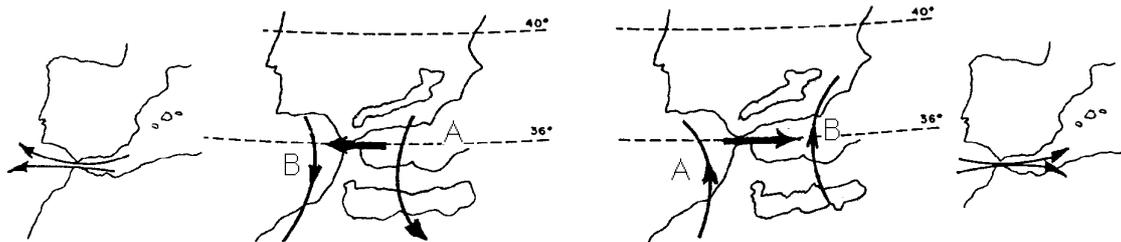
La dirección del viento a nivel del suelo, medida generalmente a algunos metros sobre el mismo, está fuertemente influenciada por la situación topográfica del lugar considerado.

La frecuencia de las direcciones no es siempre una característica general en consonancia con la situación isobárica media como puede ser la posición respectiva media de los anticiclones y de las depresiones en el transcurso de los años; los vientos particulares y locales son la prueba.

VIENTOS SINÓPTICOS

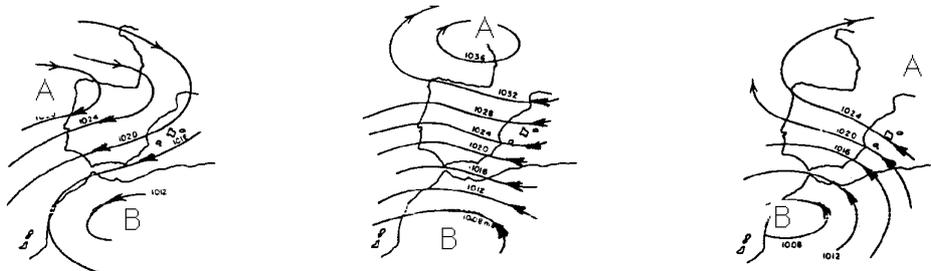
El viento sopla de las altas a las bajas presiones

- a) Alta presión en el Mar de Alborán y baja presión en el Golfo de Cádiz.
Viento de Levante con efecto de embudo en el Mar de Alborán y difluencia en el Golfo de Cádiz
- b) Alta en el Golfo de Cádiz y baja en el Mar de Alborán. Viento de Poniente.
Entrada abierta en el Golfo de Cádiz, confluencia en el Estrecho y efecto embudo en el Mar de Alborán.



Vientos de Levante

- a) Componente E-NE. Anticiclón sobre España y Portugal Bajas presiones en Marruecos-Canarias.
Situación en zeta. AZ_B
- b) Componente E. Anticiclón con eje horizontal sobre el Golfo de Vizcaya y mitad Norte de España.
Bajas presiones sobre Marruecos.
- c) Componente E. Altas presiones sobre el Norte de España, Baleares y Mediterráneo occidental.
Bajas entre Canarias y el Golfo de Cádiz. Situación en ese. βSA



Vientos de Poniente

- a) Componente W-NW. Vaguada en forma de **V** en altura, cruzando sobre la Península.
- b) Componente W. Profunda borrasca cerrada a todos los niveles sobre el Golfo de Vizcaya, con marcados gradientes de presión en superficie.
- c) Componente W-SW. Baja presión pasando desde el Golfo de Cádiz hacia las Baleares.
Arriba aparece una vaguada en forma de **U**.

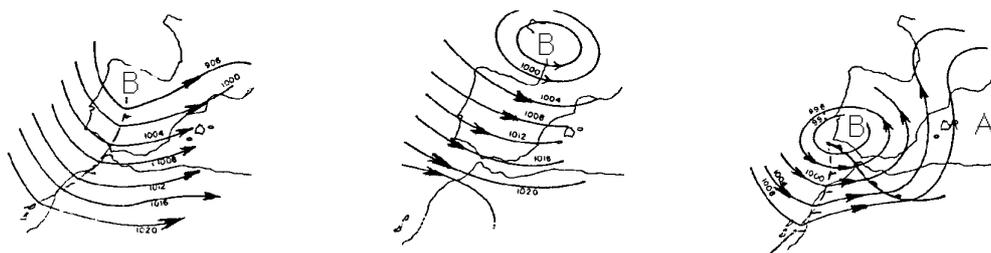


Fig I.3.- Vientos sinópticos para diversas regiones españolas

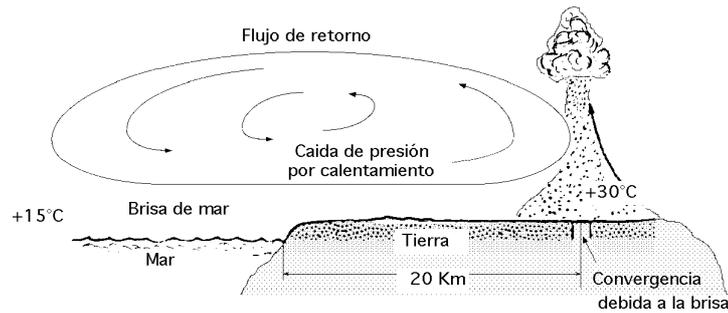


Fig I.4.- Esquema general de un viento particular tierra-mar y viceversa (brisas)

BRISAS.- Una aplicación del axioma anterior es la justificación del movimiento del aire *tierra-mar* en las costas, o *tierra-agua* en los lagos durante el día y la noche, Fig I.4; en las faldas de las montañas el aire se calienta durante el día y se va hacia las alturas, mientras que en la noche el aire frío, más pesado, baja hacia los valles, Fig I.5.

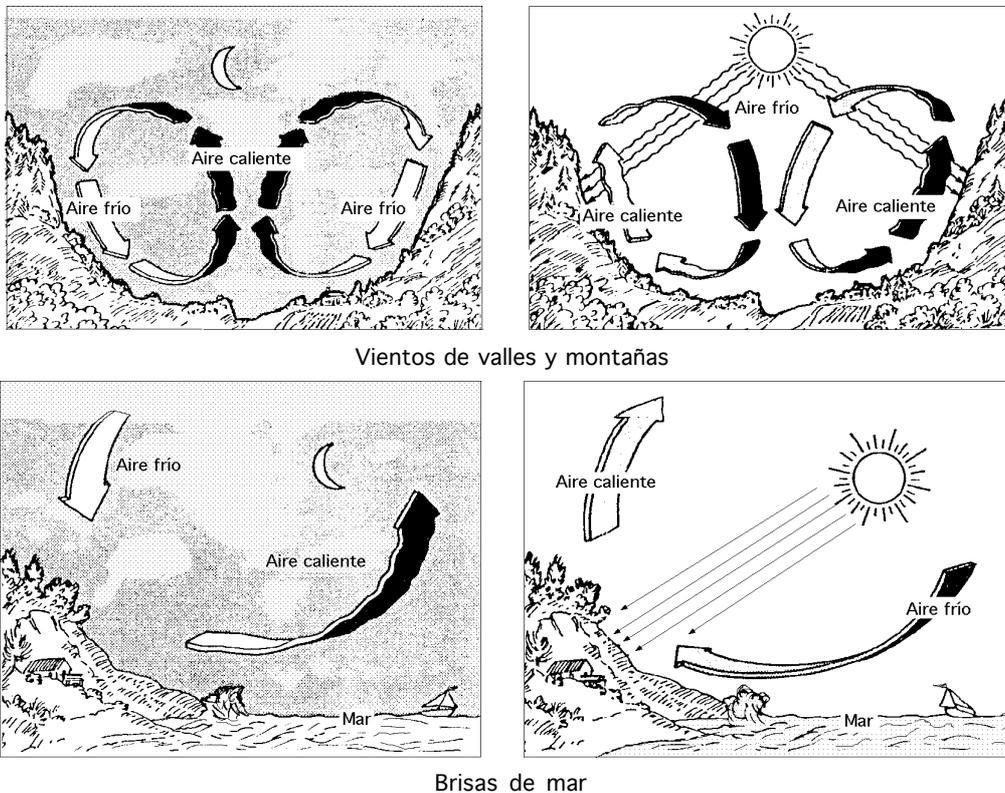


Fig I.5.- Vientos particulares y locales

Los movimientos característicos del aire (tierra-mar) en las costas o (tierra-agua) en los lagos durante el día y la noche dan lugar a las *brisas*. El viento diurno o brisa marina, es debido a un descenso hacia la tierra del gradiente de presión barométrica, como consecuencia del calentamiento diurno de la capa inferior del aire que está en contacto con la tierra; como la superficie del mar adyacente no se calienta con tanta intensidad, permanece relativamente más fría. En respuesta al gradiente de presión local, el aire se dirige hacia la tierra a baja altura. La brisa marina es relativamente fría y proporciona un agradable alivio en una estrecha franja de la zona costera en las calurosas tardes del verano. Por la noche se invierte el gradiente de temperatura debido al más rápido enfriamiento de la superficie del terreno; el gradiente de presión es ahora de la tierra hacia el mar, motivando un flujo de aire hacia el océano (la brisa terrestre). Las condiciones locales influyen considerablemente en el potencial eólico de una

zona y puede suceder que dos lugares muy próximos tengan una gran diferencia de condiciones eólicas. Los valles y las zonas entre dos montañas afectan enormemente al citado potencial al aumentar considerablemente la acción del viento, que varía notablemente con la altura. Esta variación es consecuencia de la capa límite que se produce en el contacto de los fluidos viscosos con las superficies (aire y tierra).

VIENTOS CATABATICOS Y ANABATICOS.- El viento *catabático*, Fig I.6, es el producido por el descenso de aire fresco desde regiones elevadas o regiones más bajas, en forma de brisas, a través de laderas y valles.

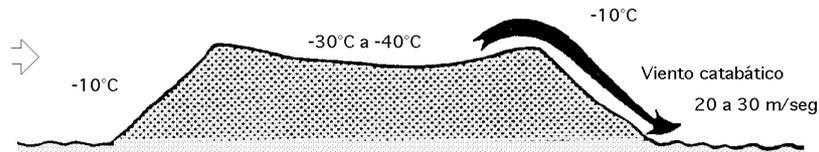


Fig.I.6.- Viento catabático

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

FÖHN.- El *föhn* es un viento fuerte, seco y cálido, que se produce en ocasiones en la ladera de sotavento (contraria a la que sopla el viento) de los sistemas montañosos, Fig I.7; un *föhn* fuerte se presenta precedido por un sistema de bajas presiones que avanza ocasionando fuertes vientos en la troposfera

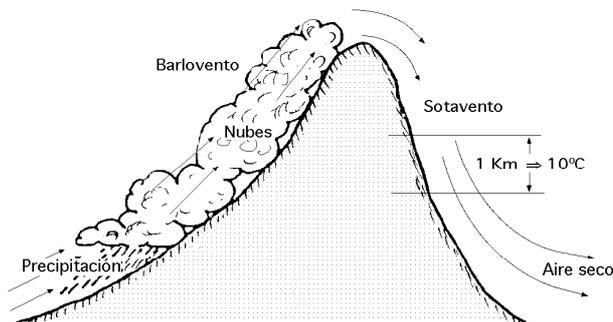


Fig I.7.- Efecto föhn

media y alta. Cuando este sistema se acerca a una montaña, el aire sube por la ladera de barlovento, enfriándose por debajo de la temperatura de condensación, formando nubes que se mantienen adosadas a las cimas de las montañas, que provocan precipitaciones, por lo que el contenido de humedad del aire baja y así el aire que desciende por sotavento es seco, calentándose en el descenso a razón de 10°C por km.

También influye grandemente en la velocidad del viento la forma del relieve de la superficie de la tierra por donde discurre la corriente. Superficies de pendientes suaves y desnudas de obstáculos son los mejores lugares de potencial eólico, puesto que se van juntando las líneas de corriente del fluido y hacen que su velocidad aumente, Fig I.8.

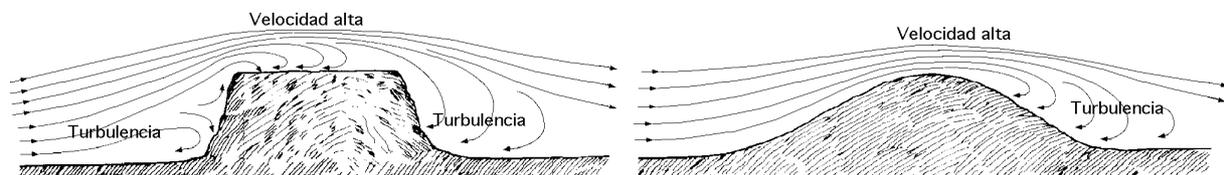


Fig I.8.- Influencia de obstáculos topográficos sobre la velocidad del viento

I.3.- VELOCIDAD DEL VIENTO

El viento viene definido por dos parámetros esenciales que son, su dirección y su velocidad. La dirección del viento y su valoración a lo largo del tiempo conducen a la ejecución de la llamada *rosa de los vientos*, Fig I.9.

La velocidad media del viento varía entre 3 y 7 m/seg, según diversas situaciones meteorológicas; es

elevada en las costas, más de 6 m/seg, así como en algunos valles más o menos estrechos. En otras regiones es, en general, de 3 a 4 m/seg, siendo bastante más elevada en las montañas, dependiendo de la altitud y de la topografía.

La velocidad media del viento es más débil durante la noche, variando muy poco, aumenta a partir de la salida del Sol y alcanza un máximo entre las 12 y 16 horas solares.

Para realizar la medida de las velocidades del viento se utilizan los anemómetros; existen muy diversos tipos de estos aparatos, que en un principio se pueden clasificar en anemómetros de rotación y anemómetros de presión.

El anemómetro de rotación más característico es el de Papillon, que es un molino de eje vertical con cazoletas en forma de semiesfera o el de aletas oblicuas de Jules Richard.

El anemómetro de presión se basa en el método del tubo de Pitot.

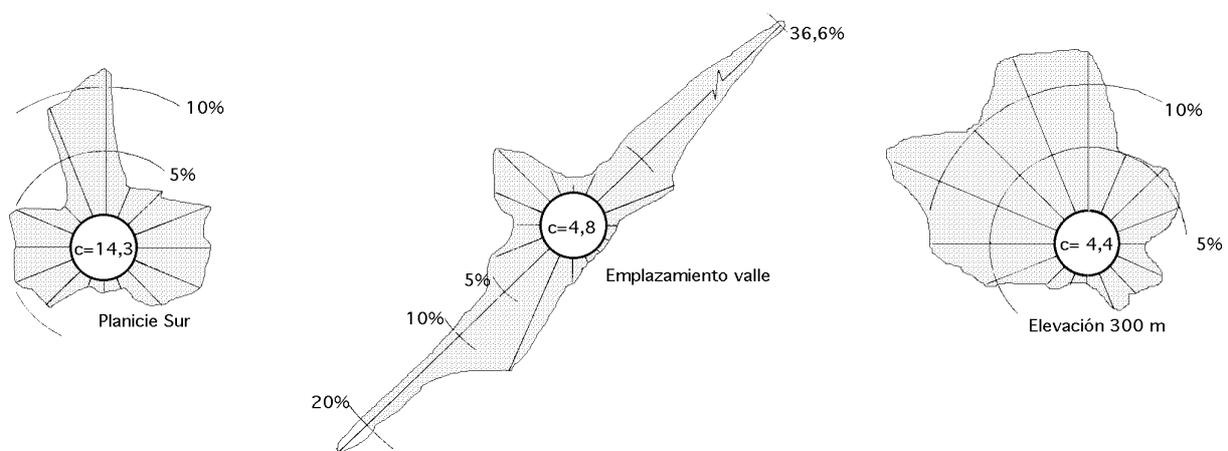


Fig 1.9.- Rosas de viento características para un flujo dominante dentro de un valle, en una planicie sur y por encima de las elevaciones extremas de un valle

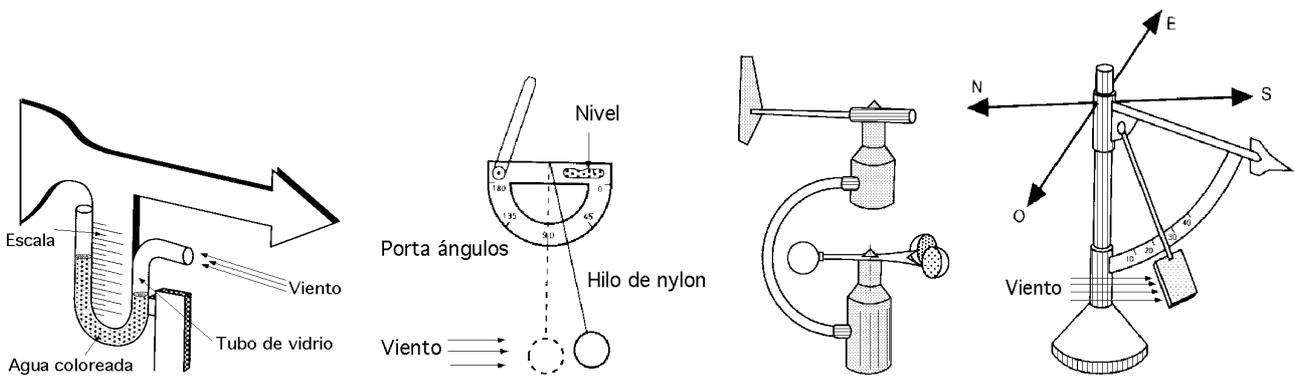


Fig 1.10.- Diversos tipos de anemómetros

La dirección del viento se comprueba mediante una veleta, mientras que la velocidad se mide con un anemómetro.

Según sea la velocidad se pueden considerar tres tipos de definiciones:

-**Viento instantáneo**; se mide la velocidad del viento en un instante determinado.

-**Viento medio aeronáutico**; se mide la velocidad media durante 2 minutos

-**Viento medio meteorológico**; se mide la velocidad media durante 10 minutos

Hay que distinguir también entre **golpe de viento** y **ráfagas**.

La **ráfaga** es un aumento brutal y de corta duración de la velocidad del viento, propio de tormentas y borrascas.

El *golpe de viento* concierne a la velocidad media del viento, cuando sobrepasa los 34 nudos, 62 km/hora, y es una señal de advertencia, sobre todo para la navegación marítima. Un golpe de viento se corresponde con una velocidad media del viento comprendida entre 75 y 88 km/hora.

Las fuentes eólicas más interesantes se encuentran en las costas marinas y en determinados pasos entre montañas; existen zonas en las que se puede disponer de más de 3.000 kWh/m² año, y en otras puede que no se llegue a los 200 kWh/m² año.

LEY EXPONENCIAL DE HELLMANN.- La velocidad del viento varía con la altura, siguiendo aproximadamente una ecuación de tipo estadístico, conocida como ley exponencial de Hellmann, de la forma:

$$v_h = v_{10} \left(\frac{h}{10} \right)^\alpha$$

en la que v_h es la velocidad del viento a la altura h , v_{10} es la velocidad del viento a 10 metros de altura y α es el exponente de Hellmann que varía con la rugosidad del terreno, y cuyos valores vienen indicados en la Tabla I.1. En la Fig I.11, se indican las variaciones de la velocidad del viento con la altura según la ley exponencial de Hellmann.

Tabla I.1.- Valores del exponente de Hellmann en función de la rugosidad del terreno

Lugares llanos con hielo o hierba	$\alpha = 0,08 \div 0,12$
Lugares llanos (mar, costa)	$\alpha = 0,14$
Terrenos poco accidentados	$\alpha = 0,13 \div 0,16$
Zonas rústicas	$\alpha = 0,2$
Terrenos accidentados o bosques	$\alpha = 0,2 \div 0,26$
Terrenos muy accidentados y ciudades	$\alpha = 0,25 \div 0,4$

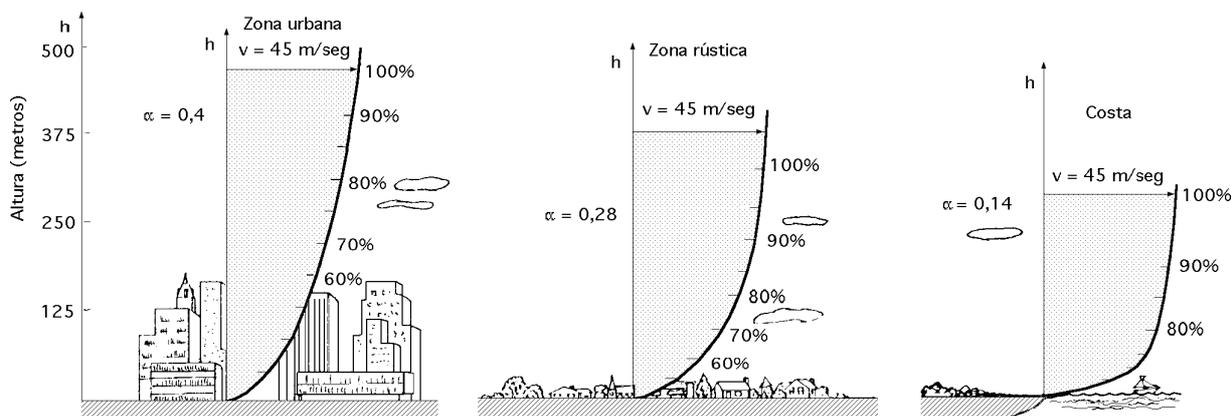


Fig I.11.- Variación de la velocidad del viento (capa límite) con la altura sobre el terreno, según la ley exponencial de Hellmann

Debido a que las máquinas eólicas arrancan para una determinada velocidad del viento, al tiempo que proporcionan la máxima potencia para unas velocidades iguales o superiores a una dada v_{nom} , es natural que los datos a utilizar sean las curvas de *duración de velocidad* que se pueden convertir en curvas energéticas utilizando en el eje de ordenadas magnitudes ($N = k \cdot v^3$) que proporcionan la potencia disponible en el viento para cada velocidad y de la que sólo es posible extraer una fracción.

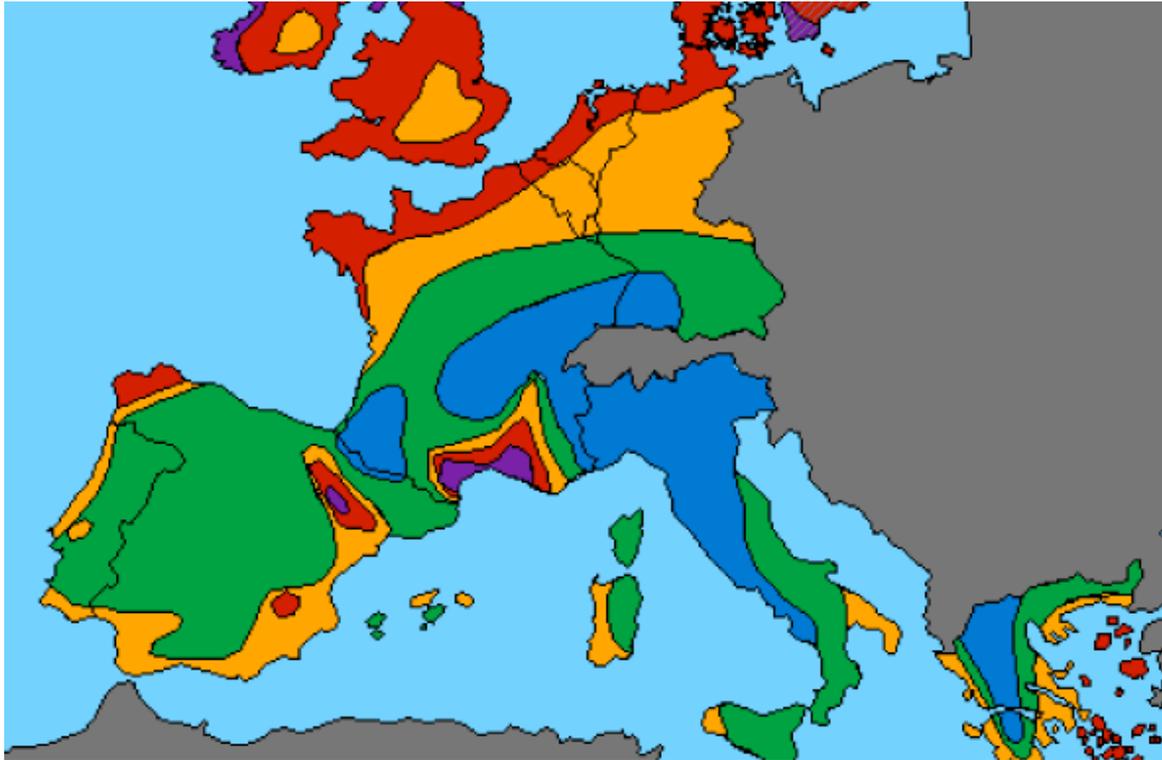
La curva de *duración de la velocidad* tiende a aplanarse cuando aumenta el tiempo durante el cual el viento persiste a una cierta velocidad.

La velocidad media del viento es de la forma: $\hat{v} = \frac{1}{8760} \int_0^{8760} v \, dt$

y la intensidad energética del viento, definida como la relación entre la potencia y la superficie frontal (área barrida), es proporcional al cubo de la velocidad, en la forma:

$$\frac{N_{\text{viento}}}{A} = I_h = I_{10} \left(\frac{h}{10}\right)^{3\alpha} = I_{10} \left(\frac{v_h}{v_{10}}\right)^3$$

Recursos eólicos europeos a 50 m sobre el nivel del mar



Color	Terreno accidentado		Campo abierto		En la costa		Altamar		Colinas y crestas	
	m/seg	W/m²	m/seg	W/m²	m/seg	W/m²	m/seg	W/m²	m/seg	W/m²
Púrpura	> 6	> 250	>7,5	> 500	> 8,5	> 700	> 9	> 800	> 11,5	> 1800
Rojo	5 a 6	150 a 200	6,5 a 7,5	300 a 500	7 a 8,5	400 a 700	8 a 9	600 a 800	10 a 11,5	1200 a 1800
Naranja	4,5 a 5	100 a 150	5,5 a 6,5	200 a 300	6 a 7	250 a 400	7 a 8	400 a 600	8,5 a 10	700 a 1200
Verde	3,5 a 4,5	50 a 100	4,5 a 5,5	100 a 200	5 a 6	150 a 250	5,5 a 7	200 a 400	7 a 8,5	400 a 700
Azul	< 3,5	< 50	< 4,5	< 100	< 5	< 150	< 5,5	< 200	< 7	< 400

En una máquina eólica se pueden considerar tres velocidades del viento características:

La **velocidad de conexión** \bar{v}_{conex} es la velocidad del viento por encima de la cual se genera energía.

Por debajo de esta velocidad toda la energía extraída del viento se gastaría en pérdidas y no habría generación de energía.

La **velocidad nominal** \bar{v}_{nom} es la velocidad del viento para la cual la máquina eólica alcanza su potencia nominal. Por encima de esta velocidad la potencia extraída del viento se puede mantener constante.

La **velocidad de desconexión** \bar{v}_{emb} es la velocidad del viento por encima de la cual la máquina eólica deja de generar, porque se embala; los sistemas de seguridad comienzan a actuar frenando la máquina, desconectándola de la red a la que alimenta.

I.4.- ENERGÍA ÚTIL DEL VIENTO

En una corriente de aire de densidad ρ y velocidad \vec{v} , como se indica en la Fig I.12, la potencia eólica disponible que atraviesa una superficie A y hace un recorrido L en el tiempo t , viene dada por la expresión:

$$N_{\text{viento}} = \frac{E_{\text{cinética}}}{t} = \frac{\frac{m v^2}{2}}{t} = \frac{v^2}{2 t} (v t A \rho) = \frac{\rho A v^3}{2} = k * v^3$$

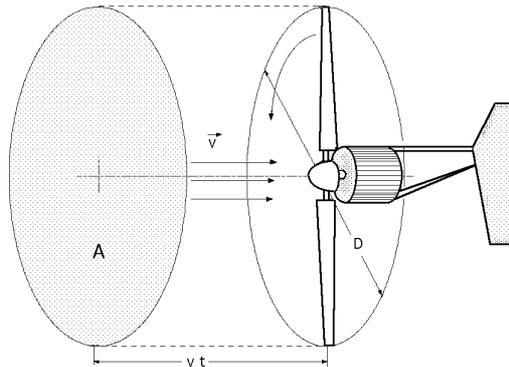


Fig I.12.- Área A barrida por el rotor de diámetro D

La sección A barrida por la pala en un aerogenerador de eje horizontal y diámetro D es: $A = \frac{\pi D^2}{4}$ y la potencia del viento: $N_{\text{viento}} = \frac{\pi \rho D^2 v^3}{8}$

La velocidad del viento varía con el tiempo y, por lo tanto, su potencia N también variará; se puede considerar el valor medio de ambas, por ejemplo a lo largo de un año, obteniéndose:

$$\hat{N}_{\text{viento anual}} = \frac{1}{2} \rho A \hat{v}_{\text{anual}}^3$$

De estos conceptos se obtienen las siguientes consecuencias:

- La N_{viento} varía fuertemente con la velocidad \vec{v} , siendo preciso hacer las mediciones de \vec{v} en el lugar exacto donde se quiera instalar la aeroturbina.
- La N_{viento} varía con la densidad del aire ρ , a causa de las variaciones de presión y temperatura, en valores que pueden oscilar de un 10% a un 15% a lo largo del año.

CURVAS DE POTENCIA.- Mediante las curvas de potencia se puede conocer cuando una aeroturbina suministra energía. Cuando el viento supera la velocidad mínima v_{conex} la máquina comienza a suministrar potencia aumentando ésta a medida que aumenta la velocidad del viento, hasta que éste alcanza una velocidad v_{nom} que se corresponde con la potencia nominal del generador; para velocidades superiores los sistemas de control mantienen constante la potencia, evitando una sobrecarga en la turbina y en el generador. Las curvas que relacionan la velocidad del viento, con el número de horas de funcionamiento del aerogenerador, $t = f(v)$, indican el número de horas al año en que la velocidad del viento supera un cierto nivel. A partir de estas curvas se puede obtener la curva de potencia disponible del viento, y la curva de potencia eléctrica suministrada por el aerogenerador. El área encerrada por esta última, proporciona la energía eléctrica generada en un año, siendo frecuente expresar estas potencias y energías, por unidad de superficie barrida por el rotor.

I.5.- REPRESENTACIÓN ESTADÍSTICA DEL VIENTO

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

Normalmente se suele utilizar la distribución de Weibull; se trata de una distribución de dos parámetros: un parámetro de escala c y un parámetro factor de distribución de forma k .

En España los datos eólicos oficiales proceden de dos fuentes distintas, que son:

a) El Servicio Meteorológico Nacional, que tiene instaladas una serie de estaciones meteorológicas, distribuidas por distintos puntos de la geografía nacional, pero en las que su elección se ha hecho en base a su situación estratégica como ciudades, aeropuertos, etc, por lo que no han sido preparadas para hacer medidas de su potencial eólico.

b) La Comisión Nacional de Energías Especiales sí tiene estaciones en toda España para la toma de datos eólicos. Los puntos de medición fueron seleccionados precisamente en lugares en los que se preveía un alto potencial eólico como en la zona del Estrecho, islas Canarias, Nordeste, Noroeste, Valle del Ebro, Baleares y Zona Sur.

La distribución estadística de las velocidades del viento varía de un lugar a otro del globo, dependiendo de las condiciones climáticas locales, del paisaje y de su superficie. La distribución de Weibull utilizada puede variar tanto en la forma como en el valor medio.

FACTOR k DE DISTRIBUCIÓN DE FORMA.- La energía \hat{N} que portaría el viento si se desplazase con una velocidad igual a la media durante las 8760 horas del año, sería:

$$\hat{N} = \int_0^{8760} k * \hat{v}^3 dt = 8760 k * \hat{v}^3 = 4380 \rho A \hat{v}^3$$

mientras que la energía realmente disponible en el año es:

$$N_{\text{anual}} = \int_0^{8760} k * v^3 dt$$

El factor de distribución de forma de energía eólica k , se define como la relación entre la energía obtenida en un año N_{anual} , y la energía \hat{N} que se obtendría en ese año si la velocidad del viento se mantuviera constante e igual a la velocidad media \hat{v} , es decir:

$$k = \frac{N_{\text{anual}}}{\hat{N}} = \frac{v^3}{\hat{v}^3}$$

En dos lugares en los que la velocidad media del viento $\langle v \rangle$ sea la misma, se tendrá más energía disponible en aquel en que el factor de distribución k sea mayor. El parámetro de forma k indica cómo de puntiaguda es la distribución de velocidades del viento; si siempre tienden a estar próximas a un cierto valor, la distribución tendrá un alto valor de k y será muy puntiaguda.

Si los factores de distribución son k_1 y k_2 y las energías disponibles N_1 y N_2 , se tiene que:

$$\frac{N_1}{N_2} = \frac{k_1}{k_2} \left(\frac{\hat{v}_1}{\hat{v}_2} \right)^3$$

En la mayoría de los casos los valores de k están comprendidos entre 1,3 y 4,3; por ello, cuando no se dispone de muchos datos suele aceptarse la simplificación de hacer $k = 2$, que se conoce como distribución de Rayleigh.

DISTRIBUCIÓN DE RAYLEIGH.- Con los datos disponibles de la velocidad del viento en un determinado lugar, se puede encontrar la ecuación de distribución de Rayleigh que describe la distribución de velocidades del viento con una aproximación razonable dentro de ciertos límites, siendo la velocidad media del mismo un parámetro a tener en cuenta, muy característico; sus valores vienen dados en la Tabla I.2.

Para velocidades del viento por debajo de 15 km/hora, la distribución de Rayleigh tiene poca precisión, no siendo útil su aplicación en lugares con una velocidad media del viento inferior a 13 km/hora. El área bajo cualquier curva siempre vale la unidad, ya que la probabilidad de que el viento sopla a cualquiera de las velocidades, incluyendo el cero, debe ser del 100%. La mitad del área está a la izquierda de la vertical que pasa por el máximo, y el valor correspondiente es la mediana de la distribución, que significa que la mitad del tiempo el viento soplará a menos de ese valor y la otra mitad soplará a más de ese valor. La velocidad del viento media es el promedio de las observaciones de la velocidad del viento que tendremos en ese emplazamiento; se observa que esta distribución de las velocidades del viento no es simétrica. A veces las velocidades del viento serán muy altas, aunque muy raras, siendo las velocidades del viento más comunes las correspondientes al valor medio, que se conoce como valor modal de la distribución.

La distribución de Rayleigh es de la forma:

$$\text{Tiempo en horas: } t = 8,76 \frac{\pi}{2} \frac{v}{\hat{v}} e^{-\xi} ; \quad \xi = \frac{\pi}{4} \left(\frac{v}{\hat{v}}\right)^2$$

siendo: v la velocidad del viento en millas/seg, (1 milla \approx 1,6095 km) y \hat{v} la velocidad media del viento

Esta ecuación proporciona el número total de horas al año que se prevé pueda soplar el viento a la velocidad media \hat{v} del lugar. Su representación gráfica se presenta en la Figura I.13, en la que se ha considerado el tiempo sobre el eje de ordenadas en %, y la velocidad del viento \bar{v} en millas por hora sobre el eje de abscisas. La energía que lleva el viento es proporcional al cubo de su velocidad, por lo que una velocidad más elevada implica un transporte energético de mayor densidad.

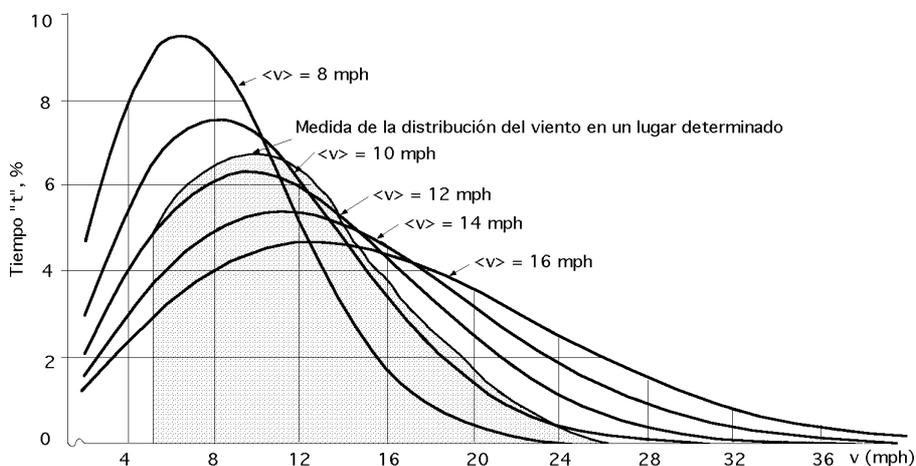


Fig I.13.- Distribución de Rayleigh y curva de resultados obtenidos en un lugar

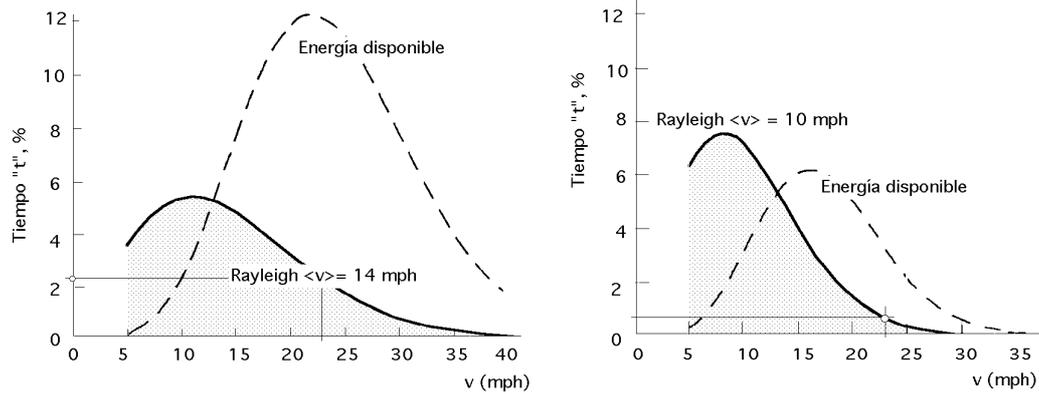


Fig I.14.- Comparación de la energía disponible con la curva de Rayleigh correspondiente

Tabla I.2- Curva de Rayleigh

Velocidad v (mph)	Velocidad media (millas por hora)									
	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
	Número de horas									
8	784	731	666	601	539	484	435	391	353	320
9	716	697	656	605	553	503	457	415	377	344
10	630	644	627	594	554	512	470	431	395	363
11	536	578	585	570	543	510	476	441	408	377
12	441	504	533	536	523	500	473	443	415	386
13	351	429	474	494	494	483	464	441	416	391
14	272	356	413	446	459	458	448	432	412	391
15	204	288	353	396	420	429	427	418	404	387
16	149	227	295	345	378	396	403	400	392	380
17	105	175	242	296	336	361	375	379	377	369
18	73	132	194	250	294	325	345	355	358	355
19	49	97	153	207	253	289	314	330	337	339
20	32	70	119	170	216	254	283	303	315	321
21	20	50	90	136	181	220	252	275	291	302
22	12	34	68	108	150	189	222	248	268	281
23	7	23	50	84	123	160	194	222	244	260
24	4	15	36	65	99	134	168	197	220	239
25	3	10	25	49	79	111	143	173	198	218
26	1	6	18	37	62	91	122	150	176	197
27	0,8	4	12	27	48	74	102	130	155	177
28	0,4	2	8	20	37	60	85	111	136	158
29	0,2	1	5	14	28	47	70	94	118	140
30	0,1	0,8	4	10	21	37	57	79	102	124
31	0	0,5	2	7	16	29	46	66	87	108
32	0	0,3	1	5	11	22	37	55	74	94
33	0	0,1	0,9	3	8	17	29	45	63	81
34	0	0	0,5	2	6	13	23	37	53	70
35	0	0	0,3	1	4	10	18	30	44	60
36	0	0	0,2	0,9	3	7	14	24	36	51
37	0	0	0,1	0,6	2	5	11	19	30	43
38	0	0	0	0,4	1	4	8	15	24	36
39	0	0	0	0,2	0,9	3	6	12	20	30
40	0	0	0	0,1	0,6	2	5	9	16	25

Si a los resultados obtenidos en un lugar determinado, por ejemplo con una velocidad media de 26 km por hora (16,2 mph), Fig I.13, se superpone una gráfica de Rayleigh, se observa que la distribución de Rayleigh no coincide con la curva de distribución del viento en el lugar indicado, lo que indica que no se pueden sustituir los datos obtenidos de la distribución de Rayleigh como medidas actualizadas y propias de la velocidad del viento del lugar, pero sí pueden servir como una aproximación bastante razonable cuando los únicos datos de que se dispone sean los promedios anuales de la velocidad del viento.

Para una velocidad media del viento de 22,5 km/hora (14 mph), se puede esperar que el mismo sople a 37

km/hora (23) mph, durante un 2,2% del tiempo, ó 194 horas al año. *Para una velocidad media del viento de 10 mph, soplaría a 23 mph durante un 0,6% del tiempo ó 53 horas al año, Fig I.14.*

La función de densidad de probabilidad de la distribución de la velocidad del viento de Rayleigh es de la forma:

$$f(v) = \frac{\pi}{2} \frac{v}{\hat{v}} \frac{1}{\hat{v}} e^{-\xi}$$

y la función de distribución correspondiente: $F(v) = 1 - e^{-\xi}$

Esta distribución se ajusta haciendo coincidir la velocidad media del viento en el lugar en estudio, con la velocidad \hat{v} . El empleo de un método más elaborado requiere disponer de más datos, caso en el que se utilizaría la distribución general de Weibull.

DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL.- La *función de densidad de probabilidad* de la distribución de la velocidad del viento $f(v)$ es de la forma:

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}$$

Se trata de una distribución de dos parámetros en la que c es el parámetro de escala y k es el factor de forma, que indican las características promediadas del viento en el emplazamiento; un valor muy utilizado es $k = 2$ (distribución de Rayleigh).

La función de distribución es: $F(v) = 1 - e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}$

El momento n -ésimo de la distribución de Weibull es: $v_{(n)} = \int_0^{\infty} v^n f(v) dv = \dots = c^n \Gamma\left(1 + \frac{n}{k}\right)$

La curva normal de error o integral de Gauss es: $\int_0^{\infty} e^{-t^2} dt = \frac{\sqrt{\pi}}{2}$

que se obtiene a partir de: $\Gamma\left(\frac{1}{2}\right) = 2 \int_0^{\infty} e^{-t^2} dt = \sqrt{\pi}$

La *velocidad media del viento es el primer momento de la función de densidad* ($n=1$) siendo por tanto:

$$v_{(1)} = \hat{v} = c \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)$$

Si se multiplica la distribución de la velocidad del viento $f(v)$ por la energía del viento N_{viento} se obtiene la distribución de energía del viento; la energía total E del viento es:

$$E = \int_0^{\infty} N_{\text{viento}} f(v) dv = \int_0^{\infty} \frac{\rho A v^3}{2} f(v) dv = \frac{\rho A}{2} c^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)$$

En determinadas situaciones, como en lugares tierra adentro, la energía calculada por la distribución de Weibull es un 10% superior a la calculada experimentalmente.

Para determinar los parámetros c de escala y k de forma de la distribución, se puede utilizar una aproximación de mínimos cuadrados; partiendo de la función de distribución de Weibull en la forma:

$$1 - F(v) = e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}$$

y tomando logaritmos dos veces se puede poner en la forma:

$$-\ln\{1 - F(v)\} = \left(\frac{v}{c}\right)^k \Rightarrow \ln[-\ln\{1 - F(v)\}] = \ln\left(\frac{v}{c}\right)^k = k \ln v - k \ln c$$

$$y = kx + b, \text{ con: } \begin{cases} y = \ln[-\ln\{1 - F(v)\}] \\ x = \ln v ; \quad b = -k \ln c ; \quad c = e^{-b/k} \end{cases}$$

Para n pares de valores (x, y) mediante mínimos cuadrados se obtienen los valores de k y b :

$$k = \frac{\sum_{n=1}^n x y - \frac{\sum_{n=1}^n x \sum_{n=1}^n y}{n}}{\sum_{n=1}^n x^2 - \frac{(\sum_{n=1}^n x)^2}{n}} ; \quad b = y - kx = \frac{\sum_{n=1}^n y}{n} - k \frac{\sum_{n=1}^n x}{n}$$

$$c = e^{-b/k} = \exp \left\{ - \left(\frac{\sum_{n=1}^n y}{n} - k \frac{\sum_{n=1}^n x}{n} \right) \frac{\sum_{n=1}^n x^2 - \frac{(\sum_{n=1}^n x)^2}{n}}{\sum_{n=1}^n x y - \frac{\sum_{n=1}^n x \sum_{n=1}^n y}{n}} \right\}$$

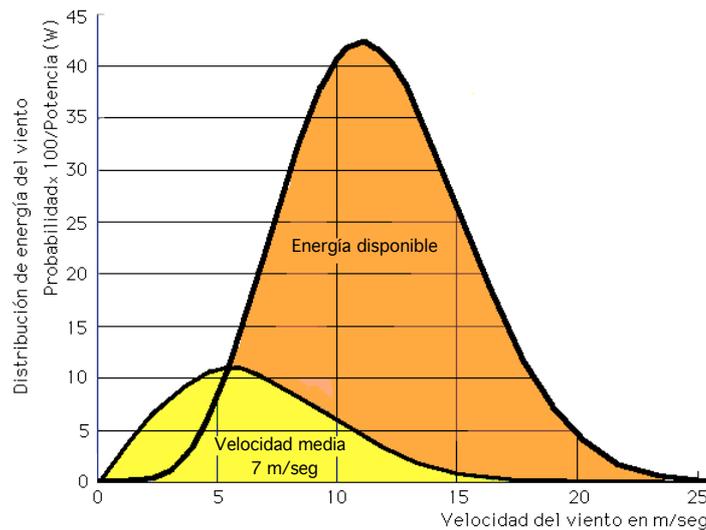


Fig I.15.- Distribución de energía disponible para una velocidad media del viento

En la Tabla I.3 se indican unas velocidades medias anuales de viento (correspondientes a un parque eólico situado a 950 metros de altitud, con unas pérdidas del 8% por sombras, disponibilidad y transformación), que de acuerdo con la distribución estadística de Weibull, permiten conseguir la generación de electricidad en las horas de funcionamiento indicadas.

Tabla I.3.- Velocidad del viento y horas de funcionamiento

Velocidad media anual m/seg	Horas de funcionamiento
8,6	3500
7,8	3000
7,1	2500
6,4	2000
5,6	1500

Tabla I.4.- Datos climatológicos y vientos dominantes en España

Ciudades	Condiciones normales verano		Condiciones normales invierno		Vientos dominantes (km/h)	
	Temperatura seca	Humedad	Temperatura seca	Días-grado acumulados		
Albacete	35	36	- 7	1.377	O	12
Alicante	31	60		338	SE	9
Almería	30	70	5	208	OSO	9
Avila	30	41	- 6	2.127	NO	11
Badajoz	38	47	- 1	767	NO	7
Barcelona	31	68	2	656	S	8
Bilbao	30	71	0	820		
Burgos	30	42	- 6	2.048	SO	8
Cáceres	38	37	- 1	1.003	NO	
Cádiz	32	55	2	227	SE	20
Castellón	29	60	4	452	NO	3
Ciudad Real	37	56	- 4	1.312	SO	4
Córdoba	38	33	- 1	662	SO	5
Coruña	23	63	2	827	SO	18
Cuenca	33	52	- 7	828	O	
Gerona	33	58	- 3	939	S	5
Granada	36	49	- 2	1.042	O	4
Guadalajara	34	37	- 4	1.469		
Huelva	31	57	1	402	SO	
Huesca	31	72	- 5	1.350	calma	
Jaén	36	35	0	830	SO	5
Las Palmas	24	66	15	0	NE	9
León	28	45	- 6	2.143	NO	8
Lérida	33	50	- 5	1.226		
Logroño	33	59	- 3	1.405	NO	
Lugo	26	67	- 2	1.771	NE	12
Madrid	34	42	- 3	1.405	NE	10
Málaga	28	60	13	248	S	7
Murcia	36	59	- 1	432	SO	
Orense			- 3	967		
Oviedo	26	70	- 2	1.200	NE	
Palencia	30	45	- 6	1.781	NE	
Palma	28	63	4	527	varia	9
Pamplona	32	51	- 5	1.535	N	8
Pontevedra	27	62	0	871	N	12
Salamanca	34	46	- 7	1.662	O	
Santander	25	74	2	724	O	20
San Sebastian	22	76	- 1	913	S	17
S. Cruz de Tenerife	22	55	15	0	N	18
Segovia	33	35	- 6	1.866	O	
Sevilla	40	43	1	438	SO	
Soria	29	45	- 7	1.978	varia	15
Tarragona	26	68	1	626	S	5
Teruel	32		- 8	1.802		
Toledo	34	34	- 4	158	E	5
Valencia	32	68	0	516	O	10
Valladolid	33	45	- 5	1.709	SO	10
Vitoria	26	70	- 4	1.560	NE	
Zamora	32	65	- 6	1.501	O	11
Zaragoza	34	57	- 3	1.151	NO	15

II.- FUNDAMENTOS AERODINÁMICOS DE LAS MAQUINAS EÓLICAS

El viento está compuesto por partículas de aire en movimiento; cuando la masa de aire esté conformada por filetes yuxtapuestos, perfectamente individualizados, se dice que el movimiento del mismo es laminar, mientras que si los filetes de aire se entrecruzan y no conservan su individualidad, se dice que el movimiento es turbulento; éste es el caso más general que acontece en el viento. Si en cada punto de una masa de aire en movimiento turbulento se miden las velocidades instantáneas, se observa que estas varían en magnitud y en dirección sin ninguna regularidad, pero no suelen apartarse mucho de un valor medio. Los movimientos desordenados del aire a nivel macroscópico se llaman turbulencias, que pueden influir en masas de aire importantes. Cuando el viento se encuentra con un obstáculo, su movimiento empieza a ser perturbado y a hacerse irregular a una cierta distancia del mismo.

II.1.- FUERZAS SOBRE UN PERFIL

Un objeto situado en el seno de una corriente de aire presenta una resistencia al avance deformando los filetes fluidos; ésto depende de la forma del objeto y de su posición con relación a la dirección del viento, Fig II.1. Al estudiar los efectos de la resistencia del aire sobre una placa plana, se observa que *la resultante R de las fuerzas aplicadas a la placa es un vector cuyo punto de aplicación es su centro aerodinámico o centro de empuje, siendo su dirección perpendicular a la placa*, su sentido el del viento, y su intensidad proporcional a la superficie S expuesta y al cuadrado de la velocidad del viento v , en la forma:

$$R = C_w \rho \frac{S v^2}{2} = k S v^2$$

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

Si el ángulo α que forma el plano de la placa con la dirección del viento es grande, existe una sobrepresión en la parte delantera de la placa y una depresión en su parte posterior de carácter turbillionario, Fig II.2; si el ángulo de incidencia α es pequeño, la sobrepresión aparece en la parte inferior de la placa y

la depresión por encima, por lo que aparece una fuerza que tiende a elevarla, Fig II.3, conocida como fuerza de sustentación o de elevación.

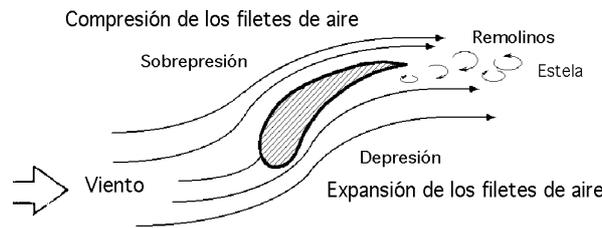


Fig II.1.- Perfil situado en el seno de una corriente fluida

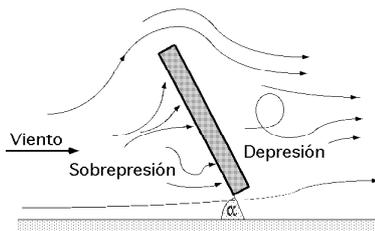


Fig II.2

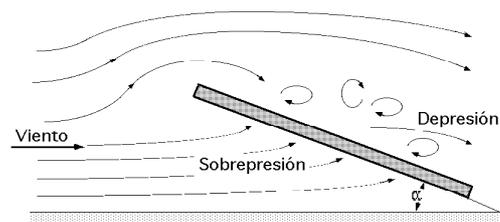


Fig II.3

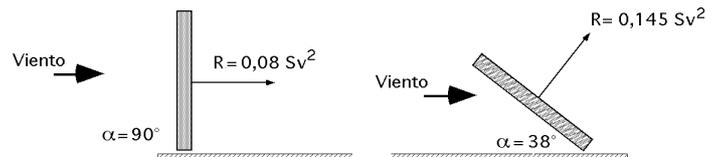


Fig II.4

En la Fig II.4 se representa un perfil placa plana con dos tipos de inclinación; se indican los valores de R, observándose que, contra más pequeño sea el ángulo α de inclinación, la resultante R será mayor. Para perfiles planos (fijos) de longitud L paralelos a la velocidad v del viento, el valor del n° de Reynolds es:

$$Re = \frac{v L}{\nu} \quad ; \quad C_w = \begin{cases} \text{Régimen laminar: } C_w = \frac{1,328}{\sqrt{Re}} \quad ; \quad Re < 10^5 \\ \text{Régimen turbulento: } \begin{cases} C_w = \frac{0,074}{Re^{1/5}} \quad ; \quad 10^5 < Re < 10^7 \\ C_w = \frac{0,455}{(\log Re)^{-2,58}} \quad ; \quad Re > 10^7 \end{cases} \end{cases}$$

Para otros perfiles no planos con su eje de simetría paralelo a la dirección del viento, se indica en la Fig II.5 el valor del coeficiente C_w .

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

- a) El **extradós**, que es la parte del perfil en donde los filetes de aire están en depresión
- b) El **intradós**, que es la parte del perfil en donde los filetes de aire están en sobrepresión.

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

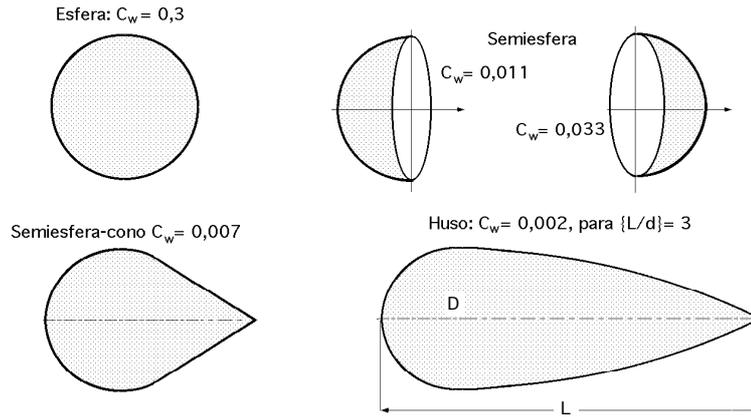


Fig II.5.- Coeficiente C_w para algunos perfiles semiesféricos

FUERZAS DE ARRASTRE Y ASCENSIONAL EN PERFILES FIJOS.- La componente de R en la dirección del viento es la fuerza de arrastre \bar{F}_{arr} mientras que la componente de R perpendicular a la fuerza de arrastre es la fuerza ascensional \bar{F}_{asc} de la forma:

$$F_{arr} = R \operatorname{sen} \alpha = k_x S v^2$$

$$F_{asc} = R \operatorname{cos} \alpha = k_y S v^2$$

La fuerza R se considera normal a la cuerda del perfil, que es al mismo tiempo su longitud característica; el empuje ascensional aumenta a medida que α disminuye. La cuerda se considera desde el borde de ataque del perfil, al borde de salida posterior.

Si la forma del perfil no es plana, se puede descomponer R en función de dos tipos de coeficientes, k_x de arrastre, y k_y ascensional, siendo el eje x paralelo a la dirección del viento, Fig II.6.

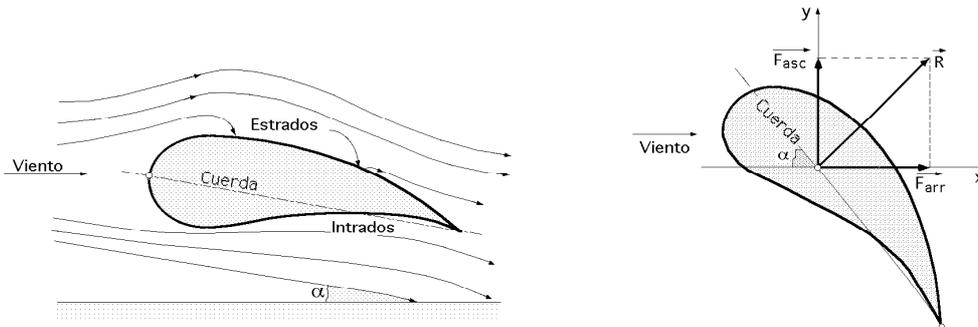


Fig II.6.- Fuerzas de arrastre y ascensional en un perfil fijo

POLAR DE UN PERFIL.- Se define la *esbeltez de un perfil*, para un valor dado de α , como la relación entre los coeficientes k_y y k_x , en la forma:

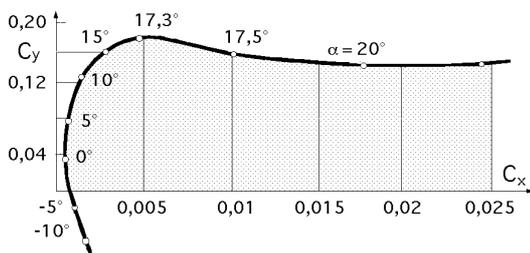


Fig II.7.- Polar de un perfil

$$\text{Esbeltez: } f = \frac{k_y}{k_x} = \frac{C_y}{C_x} = \frac{1}{\operatorname{tg} \alpha}$$

La curva $C_y = f(C_x)$, Fig II.7, se denomina *polar del perfil* y se determina haciendo mediciones de los valores de F_{arr} y F_{asc} mediante una balanza de torsión en un túnel de viento, para diversos valores del ángulo de ataque α .

II.2.- ACCIÓN DEL VIENTO SOBRE EL PERFIL. POTENCIA ÚTIL Y RENDIMIENTO

PALAS PERFILADAS.- El elemento básico de una aeroturbina es el rotor, que está formado por una o varias hélices o palas, (su teoría de cálculo elemental es análoga a la de las hélices de avión). En el rotor están situadas las palas, cuyo número es variable según los casos; cada pala tiene un perfil que tiene forma aerodinámica; éstos perfiles tienen un extremo romo, que es el borde de ataque mientras que el otro extremo, de forma afilada, es el borde de salida.

Los perfiles tienen distintos nombres según su geometría. Se denominan biconvexos si el intradós y el extradós son convexos y plano-convexos si tienen el extradós convexo y el intradós plano y de doble curvatura si el intradós y el extradós son cóncavos.

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

NOMENCLATURA DE PERFILES NACA-4 CIFRAS.- La primera cifra tiene un significado geométrico, e indica la máxima flecha de la línea media de la cuerda en %, proporcionando la máxima curvatura.

- La segunda cifra tiene un significado geométrico, e indica su posición, es decir, la distancia desde el borde de ataque hasta la posición de la máxima flecha de la línea media o máxima curvatura

- Las dos últimas cifras indican el espesor relativo máximo del perfil en % respecto a la cuerda.

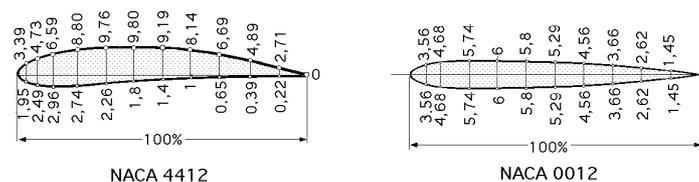


Fig II.8.- Perfiles NACA

El perfil se obtiene mediante dos parábolas tangentes en el punto de máxima línea media

Ejemplo: El perfil NACA2415, tiene un 2% de altura máxima de la línea media, situada a un 40% del borde de ataque, con un espesor relativo del 15%.

Los perfiles NACA44XX tienen el intradós con parte convexa, por lo que son de construcción más compleja y al igual que los anteriores el XX indica el máximo espesor del perfil.

NOMENCLATURA DE PERFILES NACA-5 CIFRAS.- La primera cifra indica el valor del coeficiente de sustentación ideal de la curvatura del perfil, multiplicado por 20 y dividido por 3.

- Las dos cifras siguientes indican el doble de la posición de la flecha máxima de la línea media (curvatura) en % de la cuerda

- Las dos últimas cifras indican el espesor relativo máximo del perfil respecto a la cuerda en %, igual al del perfil NACA de 4 cifras

El perfil se obtiene mediante una parábola cúbica conectada a una línea recta que llega hasta el borde de salida.

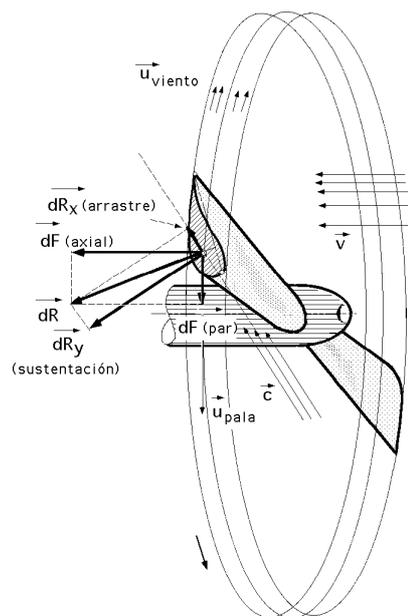
La serie 230XX muy utilizada en rotores de aeroturbinas se corresponde con perfiles simétricos biconvexos, indicando la relación XX el espesor máximo.

Modificaciones a los perfiles NACA de 4 y 5 cifras.- Se pueden añadir dos cifras más a la nomenclatura básica de 4 ó 5 cifras, cuyo significado es el siguiente:

La primera indica el radio de curvatura de la distribución de espesores en el borde de ataque con una

escala entre 0 y 8, tal que el nº 6 indica perfil no modificado. La segunda cifra indica la posición de máximo espesor en décimas de cuerda, no estando localizado en el 30%. Existen otros tipos de perfiles como los de la serie NASA (antecesora de la NACA), Göttinger, Clark, etc, que incluyen en su nomenclatura no sólo características geométricas, sino también su comportamiento aerodinámico.

ÁNGULOS DE LA CUERDA.- La pala de una hélice de un aerogenerador eólico es una pala perfilada que transforma la energía cinética del viento en energía mecánica de rotación. Las fuerzas que actúan sobre un elemento de longitud de pala dx en rotación, se obtienen estudiando la acción del viento relativo



que recibe la pala de velocidad \vec{c} (viento aparente o estela), que se puede considerar suma del viento real de velocidad \vec{v} , y de un viento originado por el movimiento de rotación de la pala, de velocidad \vec{u} , Fig II.9. Si se trata de una hélice de avión (propulsiva), como el viento incidente es un viento relativo debido al desplazamiento del avión, existe una diferencia en la posición de la pala respecto a la del aerogenerador, como se indica en las Fig II.10 y 11, en las que:

β es el ángulo que forma una cuerda del perfil con el plano de rotación; es el ángulo de calaje o de inclinación (cuerda/u)

α es el ángulo que forma la cuerda del perfil con la velocidad aparente del viento \vec{c} , (ángulo de incidencia o de ataque)

θ es el ángulo que forma el plano de rotación con la dirección aparente del viento que pasa por el borde de ataque; se conoce como ángulo aparente del viento.

Fig II.9.- Fuerzas que actúan sobre un elemento de pala en rotación

Se tiene que:
$$\begin{cases} \beta = \theta - \alpha, & \text{para una hélice de aerogenerador} \\ \beta = \theta + \alpha, & \text{para una hélice de avión} \end{cases}$$

$$\begin{cases} \vec{u} & \text{es la velocidad del viento creada por el desplazamiento (giro) de la pala} \\ \vec{v} & \text{es la velocidad del viento real (velocidad nominal)} \end{cases}$$

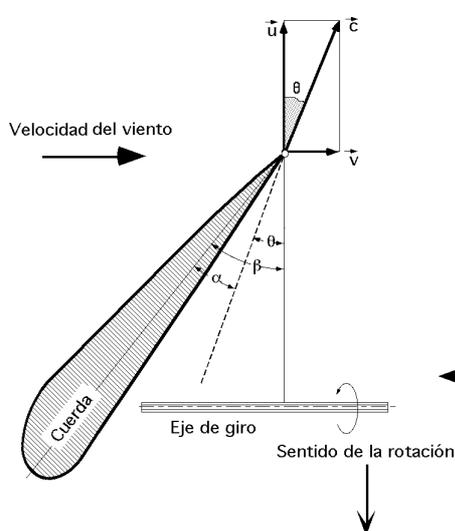


Fig II.10.- Pala de hélice de avión

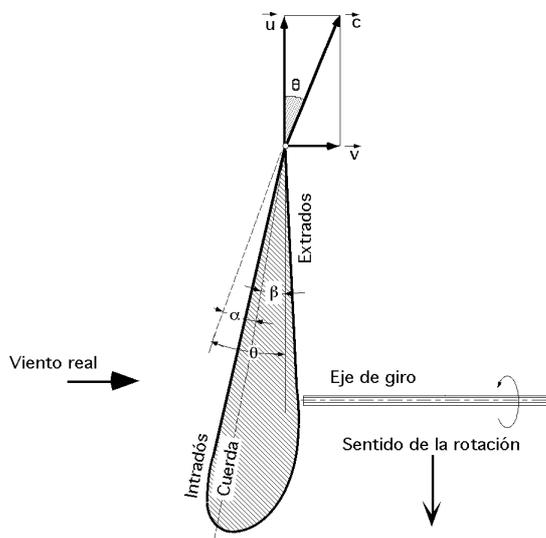


Fig II.11.- Pala de hélice de aerogenerador

El *cabeceo* es una medida de la tendencia de un perfil de ala a bajar su borde de ataque en una corriente frontal del viento, dato importante a la hora de diseñar la estructura de las palas, mecanismos de hélices, etc; algunos perfiles son neutros porque no tienen momento de cabeceo.

La pala de un aerogenerador es más sencilla y fácil de construir que la de un avión, ya que es más lisa, presentando al viento una superficie casi plana, mientras que una hélice de avión girando en las mismas condiciones que la hélice de un aerogenerador, no tendría apenas aplicación para la transformación de la energía eólica.

FUERZAS DE ARRASTRE Y ASCENSIONAL EN PERFILES MÓVILES.- La fuerza que actúa en el centro aerodinámico de un elemento de pala en rotación, de superficie frontal elemental dS , (proyección del perfil sobre la dirección del viento aparente), viene dada por dR , Fig II.12.

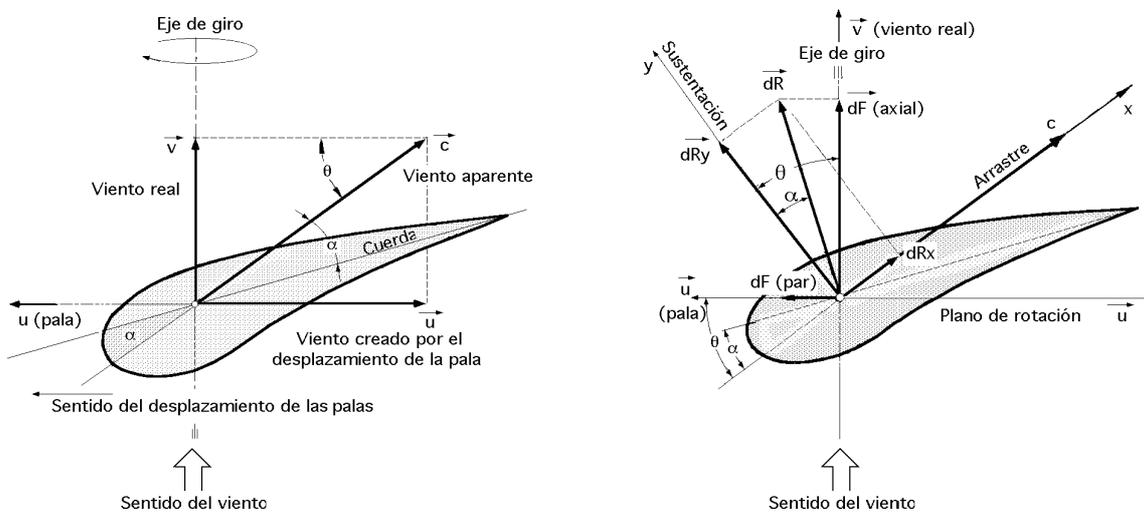


Fig II.12.- a) Velocidades y b) fuerzas que aparecen sobre una pala de aerogenerador

Esta fuerza se puede descomponer a su vez en otras dos, tanto a la entrada del viento en el perfil móvil, como a la salida.

- A la entrada del perfil móvil se tiene un viento de velocidad v que da lugar a la fuerza axial F_{ax} y a la fuerza de par F_{par}

- A la salida del perfil móvil se tiene un viento de velocidad aparente c que da lugar a la fuerza de arrastre F_{arr} y a la fuerza de sustentación F_{sust}

$dR_x = F_{arr}$ en la dirección c del viento aparente *se corresponde con una degradación de la energía*

$dR_y = F_{sust}$ es la fuerza ascensional o empuje sobre el elemento de pala, que la hace "volar".

Para un elemento de pala diferencial en rotación dS , y de acuerdo con la Fig II.12 se puede poner:

$$\text{Fuerza de arrastre: } dR_x = dF_{arr} = \frac{1}{2} C_x \rho c^2 dS$$

$$\text{Fuerza ascensional: } dR_y = dF_{asc} = \frac{1}{2} C_y \rho c^2 dS$$

C_x , es el coeficiente de arrastre y C_y es el coeficiente ascensional, que dependen del tipo de perfil, del ángulo de incidencia y del número de Reynolds.

dS , es el área del elemento diferencial de la pala que se ofrece al viento, de valor $(L dr)$ siendo L la longitud característica del perfil, igual a la longitud de su cuerda.

Los coeficientes C_x y C_y están relacionados por el coeficiente aerodinámico total C_T de la forma:

$$C_T^2 = C_x^2 + C_y^2$$

FUERZAS DE PAR Y AXIAL.- Si se proyectan las fuerzas de arrastre o de resistencia dR_x y de empuje ascensional o sustentación dR_y , sobre el plano de rotación, se obtiene una fuerza útil, dF_{par} , (paralela a \vec{u}), que hace girar la hélice, y otra fuerza perpendicular, dF_{axial} , (fuerza de empuje del viento sobre el rotor), que se compensa por la reacción del soporte del eje del rotor de la hélice, de la forma:

$$\begin{aligned} dF_{par} &= dR_y \sen \theta - dR_x \cos \theta = \frac{1}{2} \rho c^2 dS (C_y \sen \theta - C_x \cos \theta) = \\ &= \frac{1}{2} \rho \frac{v^2}{\sen^2 \theta} dS (C_y \sen \theta - C_x \cos \theta) = \frac{\rho v^2}{2} (1 + \cot g^2 \theta) dS (C_y \sen \theta - C_x \cos \theta) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} dF_{axial} &= dR_y \cos \theta + dR_x \sen \theta = \frac{1}{2} \rho c^2 dS (C_y \cos \theta + C_x \sen \theta) = \\ &= \frac{1}{2} \rho \frac{v^2}{\sen^2 \theta} dS (C_y \cos \theta + C_x \sen \theta) = \frac{\rho v^2}{2} (1 + \cot g^2 \theta) dS (C_y \cos \theta + C_x \sen \theta) \end{aligned}$$

siendo θ el ángulo que forma la dirección del viento aparente (relativa), entre los vectores velocidad \vec{u} y \vec{c}

Los valores que intervienen en el cálculo de estos elementos diferenciales son función de las velocidades en cada zona y, por tanto, del ángulo de ataque α , ya que conocido éste, es posible obtener los valores de C_x y C_y en función de él.

Como:

$$C_y \cos \theta - C_x \sen \theta = \left| \tg \alpha = \frac{C_x}{C_y} \right| = C_y (\sen \theta - \frac{C_x}{C_y} \cos \theta) = C_y (\sen \theta - \tg \alpha \cos \theta) = C_y \frac{\sen (\theta - \alpha)}{\cos \alpha}$$

$$C_y \cos \theta + C_x \sen \theta = \left| \tg \alpha = \frac{C_x}{C_y} \right| = C_y (\cos \theta + \frac{C_x}{C_y} \sen \theta) = C_y (\cos \theta + \tg \alpha \sen \theta) = C_y \frac{\cos (\theta - \alpha)}{\cos \alpha}$$

$$\text{resulta: } \begin{cases} dF_{par} = \frac{1}{2} \rho v^2 dS C_y \frac{\sen (\theta - \alpha)}{\sen^2 \theta \cos \alpha} \\ dF_{axial} = \frac{1}{2} \rho v^2 dS C_y \frac{\cos (\theta - \alpha)}{\sen^2 \theta \cos \alpha} \end{cases}$$

La fuerza de sustentación aumenta con el ángulo de ataque α hasta un máximo y luego disminuye. Como \vec{u} varía con el radio r , \vec{c} también variará, por lo que el ángulo β deberá variar a lo largo de la pala, y de ahí que éstas se construyan alabeadas.

PAR MOTOR.- Los aerogeneradores eólicos cuyo par motor se obtiene a partir de la fuerza de arrastre F_{arr} son los aerogeneradores Savonius y los Molinos multipala (12 a 24 palas).

$$dC = r dF_{arr} = \frac{r}{2} C_x \rho c^2 dS = \frac{r}{2} C_x \rho v^2 (1 + \cot g^2 \theta) dS = \frac{r}{2} C_y \rho v^2 \frac{\sen (\theta - \alpha)}{\sen^2 \theta \cos \alpha} dS$$

Los aerogeneradores eólicos en los que el par motor se obtiene a partir de la fuerza de par dF_{par} son los aerogeneradores Darrieux y Hélice.

$$dC = r dF_{\text{par}} = \frac{r}{2} \rho v^2 dS (1 + \cotg^2 \theta) (C_y \text{ sen } \theta - C_x \text{ cos } \theta)$$

RENDIMIENTO AERODINÁMICO DE LAS HÉLICES.- La potencia útil generada por un elemento diferencial de pala es:

$$dN_{\text{útil}} = dF_{\text{par}} u$$

y la potencia consumida por el viento:

$$dN_{\text{viento}} = dF_{\text{axial}} v$$

por lo que se puede definir el rendimiento aerodinámico $\eta_{(\text{aerod})}$ como la relación entre la potencia útil generada por la pala y la consumida por el viento, en la forma:

$$\eta_{\text{aerod}} = \frac{dF_{\text{par}} u}{dF_{\text{axial}} v} = \frac{dR_y \text{ sen } \theta - dR_x \text{ cos } \theta}{dR_y \text{ cos } \theta + dR_x \text{ sen } \theta} \frac{u}{v} = \frac{\text{sen } (\theta - \alpha)}{\text{cos } (\theta - \alpha)} \frac{u}{v} = \text{tg } (\theta - \alpha) \frac{u}{v} =$$

$$= \frac{(dR_y/dR_x) - \cotg \theta}{(dR_y/dR_x) \cotg \theta + 1} \frac{u}{v} = \left| \begin{array}{l} f = \frac{1}{\mu} = \frac{dR_y}{dR_x} = \frac{C_y}{C_x} = \frac{1}{\text{tg } \theta} \\ \text{TSR} = \frac{u_{\text{máx}}}{v} = \cotg \theta_{\text{máx}} = \frac{R \omega}{v} \end{array} \right| = \frac{1 - \mu \cotg \theta}{1 + \mu \text{tg } \theta} = \frac{f - \cotg \theta}{f + \text{tg } \theta}$$

que depende de la esbeltez f , Fig II.13, y del TSR (Tip-Speed-Ratio) definido como la relación entre la velocidad periférica de la pala \vec{u} y la del viento \vec{v} , sin intervención de velocidades inducidas, siendo un concepto que en estas máquinas sustituye al número específico de revoluciones.

La relación entre la velocidad angular ω para un radio r cualquiera y el ángulo θ , es:

$$\text{SR} = \frac{u}{v} = \cotg \theta = \frac{r \omega}{v} = \frac{\pi r n}{30 v}$$

con SR (Speed-Ratio), en la que r es la distancia del elemento de pala considerado al eje de rotación del aerogenerador; si r disminuye, el ángulo θ aumenta; si β es constante, el ángulo de incidencia α aumenta.

De la expresión del rendimiento de una pala de aerogenerador en función de su esbeltez f y del ángulo aparente del viento θ , se deduce que contra menor sea el valor de μ , (o contra mayor sea el valor de la

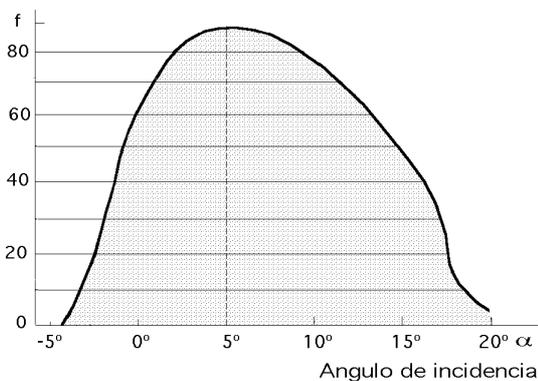


Fig II.13.- Esbeltez de un perfil NACA

esbeltez f), tanto mayor será el rendimiento $\eta_{(\text{aerod})}$, obteniéndose para ($\mu = 0$) ó ($f = \infty$), un rendimiento máximo igual a la unidad, cuestión imposible por el Teorema de Betz.

Cuando se proyecta un aerogenerador hay que elegir una velocidad v del viento que sea la más adecuada y a partir de ella intentar obtener el rendimiento máximo; ésta es la velocidad nominal, dependiendo su elección del paraje en donde se vaya a instalar el aparato; una vez fijada se elige el tipo de perfil de la pala y la velocidad de

rotación deseada. Conociendo la velocidad nominal v del viento y la velocidad periférica de rotación u , se determina el ángulo aparente del viento θ que varía a lo largo de la pala según la distancia al eje de rota-

ción de la hélice. También hay que tener en cuenta que para obtener el $\eta_{(aerod.máx)}$ el ángulo de incidencia del viento sobre la pala debe tener un valor fijo α_0 a todo lo largo de la misma; para que ésto sea así es necesario que el ángulo ($\beta = \theta - \alpha$) varíe al mismo tiempo que θ . Para obtener un mayor rendimiento aerodinámico, la pala debe tener forma helicoidal en la que el ángulo β es muy importante al principio y lo es menos en su extremidad.

POTENCIA MÁXIMA.- Para hallar la potencia maximal se puede partir de la expresión de la potencia útil de la forma:

$$\begin{aligned} dN_{\text{útil}} &= u dF_{\text{par}} = u (dR_y \text{ sen } \theta - dR_x \text{ cos } \theta) = \frac{u}{2} \rho c^2 dS (C_y \text{ sen } \theta - C_x \text{ cos } \theta) = \\ &= \frac{u}{2} \rho v^2 dS (\cot g^2 \theta + 1) (C_y \text{ sen } \theta - C_x \text{ cos } \theta) = \frac{\rho v^3 dS}{2} \cot g \theta (\cot g^2 \theta + 1) (C_y \text{ sen } \theta - C_x \text{ cos } \theta) \end{aligned}$$

que en la práctica se simplifica ya que $\theta < 20^\circ$, por lo que:

$$\text{tg } \theta = \text{sen } \theta ; \text{ cos } \theta \approx 1 ; \cot g \theta \approx \frac{1}{\text{sen } \theta}$$

quedando la expresión de $dN_{\text{útil}}$ en la forma:

$$\begin{aligned} dN_{\text{útil}} &= \frac{\rho v^3 dS}{2} \frac{1}{\text{sen } \theta} (\cot g^2 \theta + 1) (C_y \text{ sen } \theta - C_x) = \frac{\rho v^3 dS}{2} \{C_y (\cot g^2 \theta + 1) - C_x \frac{\cot g^2 \theta + 1}{\text{sen } \theta}\} = \\ &= \frac{\rho v^3 dS}{2} \left(\frac{C_y}{\text{sen}^2 \theta} - \frac{C_x}{\text{sen}^3 \theta} \right) = \frac{\rho v^3 dS}{2} (C_y \cot g^2 \theta - C_x \cot g^3 \theta) \end{aligned}$$

La condición de potencia maximal desarrollada por el viento correspondiente al elemento de superficie de pala dS , se calcula derivando la expresión de la $dN_{\text{útil}}$ respecto de θ , obteniéndose:

$$2 C_y \cot g \theta - 3 C_x \cot g^2 \theta = 0$$

$$\text{cuyas soluciones son: } \begin{cases} \cot g \theta = 0 \\ 2 C_y = 3 C_x \cot g \theta \end{cases} \Rightarrow \cot g \theta = \frac{2 C_y}{3 C_x} = \frac{2 f}{3} = \frac{2}{3 \mu}$$

$$dN_{\text{útil máx}} = \frac{\rho v^3 dS}{2} \left(C_y \frac{4 C_y^2}{9 C_x^2} - C_x \frac{8 C_y^3}{27 C_x^3} \right) = \frac{2 \rho v^3 dS}{27} \frac{C_y^3}{C_x^2}$$

PAR MOTOR MÁXIMO.- El par motor dC correspondiente al elemento de superficie de pala dS se ha calculado anteriormente como:

$$dC = r dF_{\text{par}} = \frac{r}{2} \rho v^2 dS (1 + \cot g^2 \theta) (C_y \text{ sen } \theta - C_x \text{ cos } \theta)$$

También se puede obtener a partir de la $dN_{\text{útil}}$ como sigue:

$$dC = \frac{dN_{\text{útil}}}{w} = \frac{dN_{\text{útil}}}{u} r = \frac{dN_{\text{útil}}}{v \cot g \theta} r = \frac{r \rho v^2 dS}{2} (C_y \cot g \theta - C_x \cot g^2 \theta)$$

$$\text{que se anula para: } \cot g \theta = \frac{C_y}{C_x}$$

La condición de par motor máximo se obtiene igualando a cero la anterior:

$$C_y = 2 C_x \cot g \theta \Rightarrow \cot g \theta = \frac{C_y}{2 C_x}$$

$$dC_{\text{máx}} = \frac{r \rho v^2 dS}{2} \left(\frac{C_y^2}{2 C_x} - \frac{C_x C_y^2}{4 C_x^2} \right) = \frac{r \rho v^2 dS}{8} \frac{C_y^2}{C_x}$$

VELOCIDAD ANGULAR MÁXIMA.- La velocidad angular máxima $w_{\text{máx}}$ es:

$$w_{\text{máx}} = \left(\frac{dN}{dC} \right)_{\text{máx}} = \frac{\frac{2 \rho v^3 dS}{27} \frac{C_y^3}{C_x^2}}{\frac{r \rho v^2 dS}{8} \frac{C_y^2}{C_x}} = \frac{16}{27} \frac{v}{r} \frac{C_y}{C_x} = \frac{\pi n_{\text{máx}}}{30}$$

En los aerogeneradores de eje horizontal, para obtener una velocidad angular w uniforme, es necesario que tanto la velocidad v del viento, como su dirección, permanezcan constantes respecto a la pala. La relación ($TSR = \cot g \theta$) está comprendida entre 0,2 y 13, lo que permite hacer la siguiente clasificación de maquinaria eólica de eje horizontal:

- Para grandes molinos $u/v < 1$
- Para aerogeneradores de palas múltiples..... $u/v \approx 3$
- Para aerogeneradores rápidos de hélice..... $u/v \approx 10$

II.3.- MODELO TEÓRICO DE BETZ

Vamos a suponer que la energía eólica se puede recuperar y transformar mediante un aerogenerador de hélice (dato éste no estrictamente necesario, por cuanto la demostración es válida para cualquier otro medio de transformación). La hélice se supone inmersa en una corriente de aire de velocidad v que, aguas abajo, posee una velocidad v_2 no nula, lo que permite asegurar que no es posible la transformación y recuperación de toda la energía del viento en otra forma de energía.

Se supondrá que aguas arriba de la hélice, el aire que circula por el tubo de corriente indicado en la Fig II.14, posee una velocidad v_1 en la sección transversal ficticia A_1 , que es la velocidad del viento sin

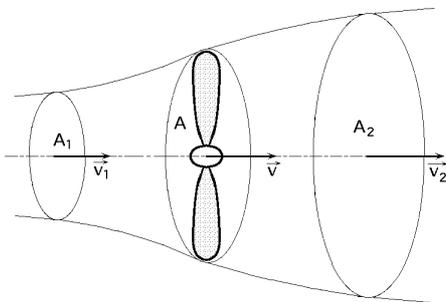


Fig II.14.- Modelo de Betz

perturbar, mientras que la velocidad v_2 se corresponde con otra sección transversal ficticia A_2 aguas abajo de la zona en que se encuentra la hélice.

En el plano que contiene la hélice, la sección transversal batida por la misma sería un disco imaginario de sección A , siendo v la velocidad útil del viento en la misma.

La hélice se supone como un disco de diámetro d que capta la energía del aire en movimiento que llega a él. Si el disco fuese capaz de captar toda la energía cinética del viento, aguas abajo del mismo el aire estaría en reposo y, por lo tanto, la velocidad sería ($v_2 = 0$).

Suponiendo que el gasto másico G de aire que circula por el tubo es constante, se puede poner:

$$G = \rho A_1 v_1 = \rho A_2 v_2 = \rho A v$$

La variación de la energía cinética del viento en la unidad de tiempo es de la forma:

$$\Delta E_{\text{cinética}} = E_{C1} - E_{C2} = \frac{G}{2} (v_1^2 - v_2^2) = \frac{\rho A v}{2} (v_1^2 - v_2^2)$$

La fuerza F ejercida por el viento en la unidad de tiempo ($\Delta t=1$) sobre el área ficticia A barrida por la hélice, es igual a la variación de la cantidad de movimiento del aire que la atraviesa; el trabajo generado por esta fuerza F en la unidad de tiempo, es la potencia $N_{\text{útil}}$, de la forma:

$$N_{\text{útil}} = F v = \left| F = \frac{G \Delta v}{\Delta t} = \rho A v (v_1 - v_2) \right| = \rho A v^2 (v_1 - v_2)$$

que es igual a la variación de energía cinética del aire, en el mismo tiempo, pudiéndose poner:

$$N_{\text{útil}} = \rho A v^2 (v_1 - v_2) = \frac{\rho A v}{2} (v_1^2 - v_2^2) \Rightarrow v = \frac{v_1 + v_2}{2}$$

Si se hace el cambio ($v_2 = b v_1$) con ($0 < b < 1$), resulta:

$$N_{\text{útil}} = \frac{\rho A (v_1 + v_2)}{4} (v_1^2 - v_2^2) = \frac{\rho A v_1^3}{4} (1 + b)(1 - b^2)$$

El máximo valor de $N_{\text{útil}}$ se obtiene haciendo $\frac{dN_{\text{útil}}}{db} = 0$, resultando

$$(1 - b^2) + (1 + b)(-2b) = 0 \quad ; \quad (1 + b)(1 - 3b) = 0$$

cuyas soluciones son: $\left\{ \begin{array}{l} b = -1, \text{ que no cumple con la condición } (0 < b < 1) \\ b = \frac{1}{3} = \frac{v_2}{v_1} \quad ; \quad v_1 = 3 v_2 \end{array} \right.$

que permite hallar la potencia máxima suministrada por el rotor, de valor:

$$N_{\text{útil máx}} = \frac{\rho A v_1^3}{4} \left(1 + \frac{1}{3}\right) \left(1 - \frac{1}{9}\right) = \frac{8 \rho A v_1^3}{27} = 0,37 A v_1^3$$

que se conoce como *ecuación de Betz*, y en la que se ha tomado como densidad media del aire ($\rho = 1,25$) kg/m^3 , ya que en invierno ésta viene a ser del orden de 1,33 y en verano de 1,15.

De todo esto se deduce que la potencia máxima teórica es proporcional al diámetro D del círculo barrido por la pala y al cubo de la velocidad nominal del viento v_1 .

Como la potencia del viento aguas arriba de la hélice, viene dada por la expresión:

$$N_{\text{disponible viento}} = \frac{\rho A v_1^3}{2} = 0,625 A v_1^3$$

el rendimiento maximal aerodinámico (o factor de potencia maximal) es:

$$\eta_{\text{maximal}} = \frac{N_{\text{útil máxima}}}{N_{\text{viento}}} = \frac{16}{27} = 0,595 = 59,5\%$$

que es el límite teórico o coeficiente de Betz, resultado que ninguna máquina eólica, por muy sofisticada que sea, puede superar.

Consideraciones prácticas.- La ecuación de Betz proporciona el límite superior de las posibilidades de un

aerogenerador, pero en sí es poco fina, pues no tiene en cuenta una serie de factores como:

La resistencia aerodinámica de las palas

La pérdida de energía por la estela generada en la rotación

La compresibilidad del fluido

La interferencia de las palas

El rendimiento práctico depende del tipo de rotor, por lo que multiplicando la expresión anterior de la potencia máxima teórica por un coeficiente del rendimiento teórico máximo, que compendia los factores anteriores, y que está comprendido en el intervalo (0,30÷0,80) se obtiene:

$$N_{\text{máxima real}} = (0,11 \div 0,30) A v_1^3$$

En realidad habrá que tener en cuenta además el rendimiento de los diversos mecanismos que componen el aerogenerador, por lo que considerando el siguiente balance del mismo para los distintos componentes:

<i>Rendimiento de Betz</i>	<i>59,3%</i>
<i>Rendimiento de la hélice.....</i>	<i>85%</i>
<i>Rendimiento del multiplicador.....</i>	<i>98%</i>
<i>Rendimiento del alternador.....</i>	<i>95%</i>
<i>Rendimiento del transformador.....</i>	<i>98%</i>

se obtiene un rendimiento global de la instalación del orden del 46%.

En la práctica el rendimiento del aerogenerador será aún menor, por lo que se puede aceptar como un valor bastante razonable para la potencia del mismo, la siguiente expresión:

$$N_{\text{útil}} = (0,11 \div 0,17) A v_1^3$$

II.4.- ROTOR MULTIPALA

FUERZA AXIAL SOBRE UNA PALA.- Si la hélice tiene Z palas, siendo L la longitud de la cuerda del perfil y t el paso tangencial de las palas, la fuerza axial que se ejerce sobre un elemento de pala es:

$$dF_{\text{axial}} = \frac{1}{2} \frac{C_y \rho v^2 \cos(\theta - \alpha) L dr}{\cos \alpha \sin^2 \theta}$$

FUERZA AXIAL TOTAL.- La fuerza $dF_{\text{axial total}}$, para Z palas es:

$$dF_{\text{axial total}} = Z dF_{\text{axial}} = \frac{Z}{2} \frac{C_y \rho v^2 \cos(\theta - \alpha) L dr}{\cos \alpha \sin^2 \theta}$$

Si se produjese un aprovechamiento total del viento $v_2 = 0$, se tendría que $v = \frac{v_1}{2}$, y la fuerza F_{total} en la dirección del eje del aerogenerador sería:

$$dF_{\text{axial total}} = \rho dA v (v_1 - v_2) = 2 \rho dA v^2 = | dA = 2 \pi r dr | = 4 \pi \rho v^2 r dr$$

Igualando las dos expresiones de $dF_{\text{axial total}}$ se obtiene:

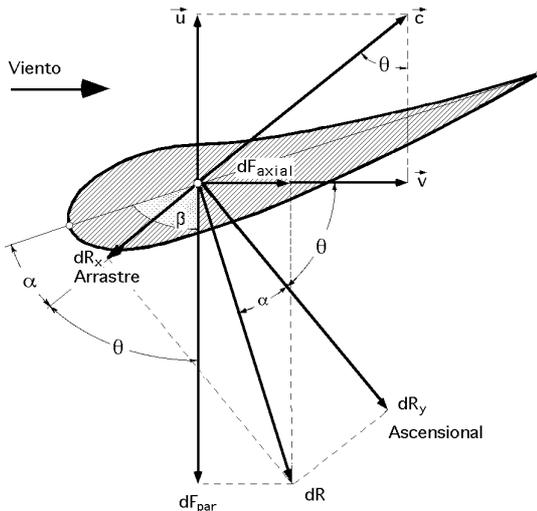


Fig II.15.- Fuerzas sobre un perfil de pala

$$\frac{Z}{2} \frac{C_y \rho v^2 \cos(\theta - \alpha) L dr}{\cos \alpha \sin^2 \theta} = 4 \pi \rho v^2 r dr$$

$$\frac{Z L C_y}{2 \pi r} = \frac{4 \cos \alpha \sin^2 \theta}{\cos(\theta - \alpha)}$$

Conocida la relación entre el paso tangencial t y el número de palas Z , se obtiene:

$$Z = \frac{2 \pi r}{t} ; \quad \frac{Z}{2 \pi r} = \frac{1}{t} ; \quad \frac{L C_y}{t} = 4 \frac{\cos \alpha \sin^2 \theta}{\cos(\theta - \alpha)}$$

que es la relación que existe entre el ángulo de incidencia del viento α y el del movimiento relativo θ del mismo a la salida, en función de la longitud de la cuerda L , del paso t , y

del coeficiente de sustentación C_y .

Para una velocidad aguas abajo de la forma $v_2 = b v_1$ se tiene:

$$\frac{Z L C_y}{2 \pi r} = \frac{4 \cos \alpha \sin^2 \theta}{\cos(\theta - \alpha)} \frac{1 - b}{1 + b} = \frac{L C_y}{t}$$

FUERZA DE PAR.- La fuerza de par dF_{par} es de la forma:

$$dF_{par} = dR \sin(\theta - \alpha) = dF_{axial} \operatorname{tg}(\theta - \alpha) = \frac{1}{2} \frac{C_y \rho v^2 \sin(\theta - \alpha) L dr}{\cos \alpha \sin^2 \theta}$$

El viento llega axialmente a una pala, pero sabemos que a la salida de la misma ha cambiado de dirección, adquiriendo una velocidad aparente c que tiene una componente u (igual y de signo contrario a la velocidad periférica de la pala). El viento aparente a la entrada de la pala tiene una velocidad c_1 y el viento aparente a la salida tiene una velocidad c_2 conformando sobre los triángulos de velocidades, Fig II.16, una componente para la velocidad aparente de la forma:

$$c = c_1 - c_2 = 2 u a = 2 w r a$$

en la que w es la velocidad angular de la hélice, r es la distancia de la sección dS considerada al eje de giro y a es una variable a determinar, que depende de r, v, w y θ .

Si se aplica el Teorema de la Cantidad de movimiento a la sección anular barrida por las palas, de anchura dr , y que es atravesada por el viento en el tiempo unidad ($\Delta t = 1$), se tiene:

$$dF_{par} \Delta t = dG(c_1 - c_2) \xrightarrow{\Delta t = 1} dF_{par} = (2 \pi r dr \rho v)(2 w r a) = 4 \pi \rho a w v r^2 dr$$

que es una expresión de dF_{par} para Z palas por cuanto en su determinación se ha tenido en cuenta el área barrida por las mismas, independientemente de su número.

PAR MOTOR.- El momento dC aplicado al elemento de superficie dS se obtiene multiplicando dR por su distancia r al eje de giro:

$$dC = dF_{par} r = 4 \pi \rho a w v r^3 dr$$

La expresión de dC , para Z palas, es de la forma:

$$dC = 4 \pi \rho a w v r^3 dr = \frac{Z}{2} \frac{C_y r \rho v^2 \sin(\theta - \alpha) L dr}{\cos \alpha \sin^2 \theta}$$

e igualando ambas expresiones del par motor se obtiene:

$$\frac{Z C_y v L}{2} \frac{\sin(\theta - \alpha)}{\cos \alpha \sin^2 \theta} = 4 \pi a w r^2 = \left| Z = \frac{2 \pi r}{t} ; r = \frac{Z t}{2 \pi} \right| = 4 \pi a w r \frac{t Z}{2 \pi}$$

función del radio r , paso t de las palas y su número Z , llegándose a:

$$\frac{L C_y}{t} = \frac{4 a w r}{v} \frac{\cos \alpha \sin^2 \theta}{\sin(\theta - \alpha)}$$

Igualando las expresiones encontradas para $\frac{L C_y}{t}$ se llega a:

$$\frac{4 a w r}{v} \frac{\cos \alpha \sin^2 \theta}{\sin(\theta - \alpha)} = 4 \frac{\cos \alpha \sin^2 \theta}{\sin(\theta - \alpha)} \Rightarrow \frac{r w}{v} = \frac{\operatorname{tg}(\theta - \alpha)}{a} = SR$$

Para una velocidad aguas abajo de la forma $v_2 = b v_1$ se tiene: $SR = \frac{1 - b}{1 + b} \frac{\operatorname{tg}(\theta - \alpha)}{a}$

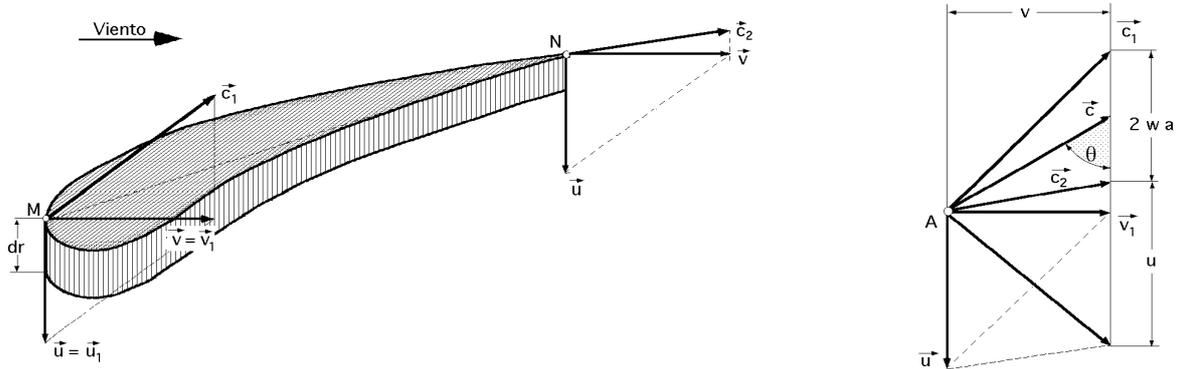


Fig II.16.- Triángulos de velocidades a la entrada y salida del perfil

Teniendo en cuenta los triángulos de velocidades a la entrada, a la salida y en el centro de sustentación de la pala, Fig II.16, se encuentra el valor de a :

$$\operatorname{tg} \theta = \frac{v}{w r - w a r} = \frac{v}{w r (1 - a)} = \frac{v}{u (1 - a)} = \frac{1}{SR (1 - a)} ; a = 1 - \frac{1}{SR \operatorname{tg} \theta}$$

deduciéndose una relación entre la velocidad del viento v y la velocidad tangencial de las palas u , en función de los ángulos θ y α , de la forma:

$$v \{ \operatorname{tg} \theta \operatorname{tg}(\theta - \alpha) + 1 \} = w r \operatorname{tg} \theta = \frac{\pi n}{30} r \operatorname{tg} \theta ; \frac{v}{r w} = \frac{v}{u} = \frac{\operatorname{tg} \theta}{\operatorname{tg} \theta \operatorname{tg}(\theta - \alpha) + 1} = \frac{1}{SR}$$

La representación gráfica de las ecuaciones $\begin{cases} \frac{C_y L}{t} = f(\theta) \\ \frac{v}{u} = \frac{v}{r w} = SR \end{cases}$ se presenta en las Fig II.20.a.b, para

diversos valores de θ en el intervalo $(0^\circ < \theta < 60^\circ)$ y para $(\alpha = 1^\circ)$ y $(\alpha = 6^\circ)$, tal como se indica en la Tabla II.1, en la que se observa que en el intervalo de valores de α comprendidos entre 0° y 6° , el valor de

$\frac{v}{r \omega} = \frac{1}{SR}$ pasa por un máximo para valores de θ del orden de 40° a 45° , Fig II.17-b.

Si se fija la velocidad angular ω , el flujo de aire se hace maximal cuando $\frac{L C_y}{t}$ alcanza valores comprendidos entre: $2,5 < \frac{L C_y}{t} < 3$, que son demasiado elevados, lo que implica el riesgo de desprendimiento de la pala y la consiguiente destrucción del aparato.

Tabla II.1.- Valores de $f(\theta)$

θ	$\alpha = 1^\circ$				$\alpha = 6^\circ$			
	0	20	40	60	0	20	40	60
$\frac{4 \operatorname{sen}^2 \theta \cos \alpha}{\cos(\theta + \alpha)}$	0	0,5	2,2	6,16	0	0,52	2,36	7,33
$\frac{\operatorname{tg} \theta}{1 + \operatorname{tg} \theta \operatorname{tg}(\theta + \alpha)}$	0	0,36	0,48	0,4	0	0,31	0,45	0,35

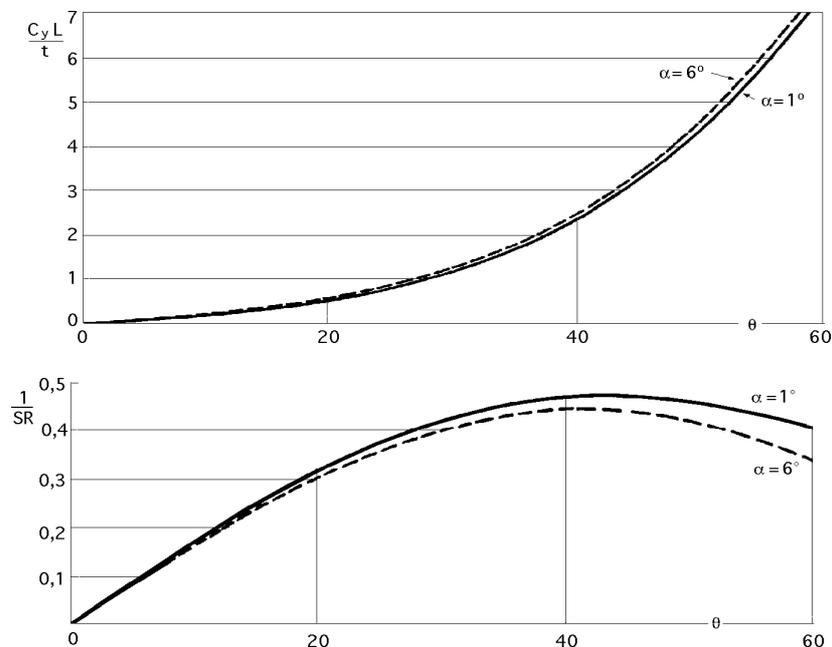


Fig II.17.a.b

Si se tiene considera la estadística de Rayleigh, en la que:

$$v_1 = v \sqrt{\frac{6}{\pi}} = 1,382 v \Rightarrow \begin{cases} v = \frac{v_1}{1,382} = 0,724 v_1 \\ v_2 = 0,618 v = 0,448 v_1 = b v_1 \Rightarrow b = 0,448 \end{cases}$$

el valor de la fuerza axial total y la relación $\frac{L C_y}{t}$ serían:

$$dF_{\text{axial total}} = 2 \pi r dr \rho v (v_1 - v_2) = 2 \pi r dr \rho v^2 (1,382 - 0,618) = 4,8 \rho v^2 r dr$$

$$\frac{L C_y}{t} = 1,525 \frac{\cos \alpha \operatorname{sen}^2 \theta}{\cos(\theta - \alpha)}$$

pudiéndose volver a repetir con estos datos el método anteriormente expuesto.

Al par motor no afectan estas velocidades ya que en su deducción no se han tenido en cuenta, por cuanto la fuerza de par total se ha obtenido a partir del área barrida por las palas.

II.5.- TEORÍA TURBILLONARIA DE HÉLICES EÓLICAS

En lo anteriormente visto, las pérdidas de energía que se han considerado son mínimas, ya que se han despreciado algunos efectos importantes como son la pérdida de potencia por el giro de la estela, la interferencia de las palas, la resistencia aerodinámica de las mismas, la compresibilidad del aire, etc. En la teoría de la pala no se han considerado velocidades inducidas, ni la rotación de la estela, defectos que se subsanan en la teoría turbillonaria.

La velocidad del viento aguas arriba del rotor es v_1 y al llegar al rotor se modifica de forma que su valor es v_1 menos una velocidad inducida axial que llamamos ($v_{ind} = k v_1$), Fig II.18.

Se puede considerar, por lo tanto, que la velocidad del viento en el rotor es de la forma:

$$v = v_1 (1 - k)$$

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

$$w = w_1 (1 + k^*)$$

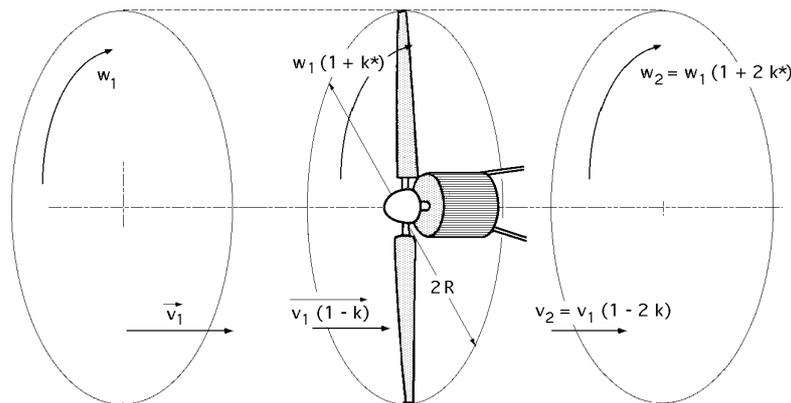


Fig II.18

Aguas abajo del rotor, la velocidad axial de salida del viento será: $v_2 = v_1 (1 - 2 k)$

y la velocidad angular de la estela: $w_2 = w_1 (1 + 2 k^*)$

Aplicando el Teorema de la cantidad de movimiento y del momento cinético al elemento diferencial de espesor dr , a la distancia r del eje de giro, se obtiene:

$$\begin{aligned} dF_{axial\ total} &= \rho dA v (v_1 - v_2) = \left| \begin{array}{l} v = v_1 (1 - k) \\ v_2 = v_1 (1 - 2 k) \end{array} \right| = \\ &= \rho (2 \pi r dr) v_1 (1 - k) \{v_1 - v_1 (1 - 2 k)\} = 4 \pi \rho k r dr v_1^2 (1 - k) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} dC &= 2 \pi r dr \rho v r (u_2 - u_1) = \left| \begin{array}{l} u_2 = r w_2 \\ u_1 = r w_1 \end{array} \right| = 2 \pi r^3 dr \rho v (w_2 - w_1) = \\ &= 2 \pi r^3 dr \rho v_1 (1 - k) \{w_1 (1 + 2 k^*) - w_1\} = 4 \pi r^3 dr \rho v_1 (1 - k) w_1 k^* \end{aligned}$$

La fuerza $dF_{axial\ total}$ para Z palas (deducida anteriormente) quedaría en la forma:

$$dF_{\text{axial total}} = \frac{Z}{2} \frac{C_y \rho v^2 \cos(\theta - \alpha) L dr}{\cos \alpha \sin^2 \theta} = |v = v_1(1 - k)| = Z \frac{C_y \rho v_1^2 (1 - k)^2 \cos(\theta - \alpha) L dr}{2 \cos \alpha \sin^2 \theta}$$

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

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

La fuerza $dF_{\text{axial total}}$ para Z palas es:

$$dF_{\text{par total}} = Z \frac{C_y \rho v^2 \sin(\theta - \alpha) L dr}{2 \cos \alpha \sin^2 \theta} = Z \frac{C_y \rho v_1^2 (1 - k)^2 \sin(\theta - \alpha) L dr}{2 \cos \alpha \sin^2 \theta}$$

y el par motor:

$$dC = dF_{\text{par}} r = \frac{Z C_y \rho v_1^2 (1 - k)^2 \sin(\theta - \alpha) L dr}{2 \cos \alpha \sin^2 \theta} r$$

Igualando las dos expresiones de $dF_{\text{total axial}}$ se obtiene:

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

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

Haciendo lo mismo con las dos expresiones del momento:

$$4 \pi r^3 dr \rho v_1 (1 - k) w_1 k^* = \frac{Z C_y \rho v_1^2 (1 - k)^2 \sin(\theta - \alpha) L dr}{2 \cos \alpha \sin^2 \theta} r$$

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

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

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

Las expresiones anteriores permiten un procedimiento de cálculo de palas de aerogeneradores calculando los valores de k y k^* :

En primer lugar se toma una sección cualquiera del perfil ya diseñado, con su espesor, cuerda, etc, y se supone inicialmente un ángulo de ataque α , que junto con la torsión ó calaje β que se ha dado a la pala, permiten entrar en las expresiones:

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

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

de las que se conoce todo el segundo miembro. Los ángulos de ataque que deben ir apareciendo, deben ser tales que no produzcan discontinuidades a lo largo de la pala.

Conocidos k y k^* se entra en:

$$\text{TSR} = \frac{u_1}{v_1} = \frac{R w_1}{v_1} = \frac{(1 - k) \cotg \theta}{1 + k^*}$$

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

Para el estudio general se toma un determinado perfil, y se calcula el valor de C_y para cada ángulo de ataque y para cada espesor, para diversos valores de α , y con ello se prepara un programa informático que permita obtener datos para cada situación.

Como la velocidad del viento aguas abajo del rotor es:

$$v_2 = v_1 (1 - 2k)$$

el valor de k no puede ser mayor de 0,5 porque implicaría velocidades negativas.

Un buen valor de k que estaría de acuerdo con los valores de b dados por la estadística de Weibull es:

$$k = \frac{1 - b}{2} = \frac{1 - 0,448}{2} = 0,276$$

II.7.- OPTIMIZACIÓN DE UNA INSTALACIÓN EÓLICA

La optimización de una instalación eólica radica en conseguir la máxima generación de energía para un coste dado. Por tanto, y teniendo en cuenta que el coste principal procede de la amortización de la inversión, es evidente que el objetivo es conseguir que el equipo instalado genere la mayor cantidad de energía posible. Esta energía se puede calcular como la potencia eléctrica media que ha generado la instalación a lo largo de un año, multiplicada por el número de horas de ese año.

Suponiendo que la velocidad del viento se puede representar como una variable aleatoria de la función de densidad $f(v)$, la potencia eléctrica media generada será:

$$N_{\text{el éct. generada}} = \frac{\rho A}{2} \int_{v_{\text{conex}}}^{v_{\text{nom}}} \eta_p \eta_m \eta_g v f(v) dv + \frac{\rho A \eta_p \eta_m \eta_g v}{2} \int_{v_{\text{nom}}}^{v_{\text{emb}}} f(v) dv = \eta_p \eta_m \eta_g N_{\text{viento}}$$

en la que:

$\eta_p < 59,5\%$, es la eficiencia conque la energía del viento se convierte en energía mecánica (Límite de Betz)

$\eta_m < 0,83$, es la eficiencia conque la energía mecánica es cedida al generador a través de la transmisión mecánica

$\eta_g < 0,93$, es la eficiencia conque la energía cedida al generador se transforma en electricidad

Por lo tanto, para un emplazamiento dado se debe escoger un aerogenerador cuyos parámetros v_{conex} , v_{nom} y v_{emb} hagan máxima esta potencia eléctrica media. Para que este cálculo se pueda realizar, es necesario conocer la función de distribución de velocidades del viento $f(v)$ y la relación existente entre η_p , η_m y η_g con la velocidad del viento v ; no obstante, debido a que el funcionamiento del generador para potencias inferiores a la nominal es poco conveniente, se puede realizar la optimización conside-

rando solamente la segunda integral de la ecuación anterior.

Además, como es evidente, el generador óptimo (independientemente de las características del viento), debería tener ($v_{conex} = 0$) y ($v_{emb} = \infty$), quedando únicamente como parámetro a elegir el valor de ($v_{nom} = v$). Pero esto no es posible por cuanto ($v_{conex} > 0$) debido a la existencia de rozamientos y pérdidas y ($v_{emb} < \infty$) por razones de resistencia mecánica de las palas.

Para calcular el valor de v_{nom} que hace óptimo a $N_{(eléct. generada)}$ se puede efectuar una simplificación adicional, basándose en que N_n es proporcional al cubo de v_{nom} ; en primera aproximación, se puede suponer además que ($v_{emb} = \infty$), obteniéndose:

$$\frac{dN_{eléctrica generada}}{dv_{nominal}} = 0$$

En el caso de utilizar la distribución de Rayleigh se tiene:

$$v_{nominal} = v \sqrt{\frac{6}{\pi}} = 1,382 v = v_1 \Rightarrow v = \frac{v_1}{1,382} = 0,724 v_1$$

y en el caso de utilizar la distribución de Weibull (k factor de distribución de forma):

$$v_{nominal} = \frac{\hat{v}}{\Gamma(1 + \frac{1}{k})} \left(\frac{3}{k}\right)^{\frac{1}{k}}$$

Si no se acepta esta simplificación, la ecuación resultante sería:

$$\text{Para la distribución de Rayleigh: } \left\{ 3 - \frac{\pi}{2} \left(\frac{v_{nom}}{\hat{v}}\right)^2 \right\} e^{-\frac{\pi}{4} \left(\frac{v_{nom}}{\hat{v}}\right)^2} = 3 e^{-\frac{\pi}{4} \left(\frac{v_{emb}}{\hat{v}}\right)^2}$$

$$\text{Para la distribución de Weibull: } \left\{ 3 - k \left(\frac{v_{nom}}{c}\right)^k \right\} e^{-\left(\frac{v_{nom}}{c}\right)^k} = 3 e^{-\left(\frac{v_{emb}}{c}\right)^k}$$

Para valores pequeños de v la influencia de v_{emb} es despreciable y se puede utilizar la ecuación de Weibull:

$$v_{nominal} = \frac{\hat{v}}{\Gamma(1 + \frac{1}{k})} \left(\frac{3}{k}\right)^{\frac{1}{k}}$$

pero conforme v aumenta, las diferencias entre ambas expresiones se hacen cada vez mayores.

III.- MAQUINAS EÓLICAS

CARGAS, ORIENTACIÓN Y REGULACIÓN

III.1.- CLASIFICACIÓN

Las máquinas eólicas han sido estudiadas por el hombre en forma intensiva y dentro de ellas existen en la actualidad diferentes tipos que van desde pequeñas potencias, a las grandes máquinas americanas y alemanas de varios MW.

Son numerosos los dispositivos que permiten el aprovechamiento de la energía eólica, pudiéndose hacer una clasificación de los mismos según la posición de su eje de giro respecto a la dirección del viento.

En las máquinas eólicas de eje horizontal, para obtener en las palas una velocidad angular regular y uniforme ω , para una determinada velocidad del viento v se requiere que tanto la dirección del viento, como su velocidad, se mantengan constantes con respecto a las palas.

Por el contrario, en las máquinas eólicas de eje vertical, manteniendo las mismas condiciones regulares en la velocidad del viento y en la velocidad angular de las palas, resulta que éstas pueden estar sometidas a un viento aparente de dirección y velocidad continuamente variables, por lo que en estas máquinas, el flujo aerodinámico resulta ser muy complicado, ignorándose en muchas ocasiones las verdaderas posibilidades de las mismas.

Las máquinas eólicas se pueden clasificar en:

Aeroturbinas de eje horizontal y de eje vertical

Sistemas giromill (eje vertical y palas verticales, con o sin distribuidor)

Sistemas especiales.

Dentro de ellas las aeroturbinas de eje horizontal se encuentran más desarrolladas, tanto desde el punto de vista técnico como comercial.

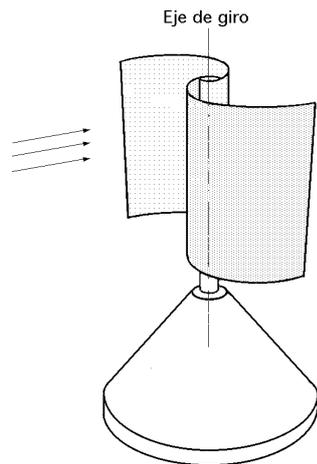


Fig III.1.- Rotor Savonius

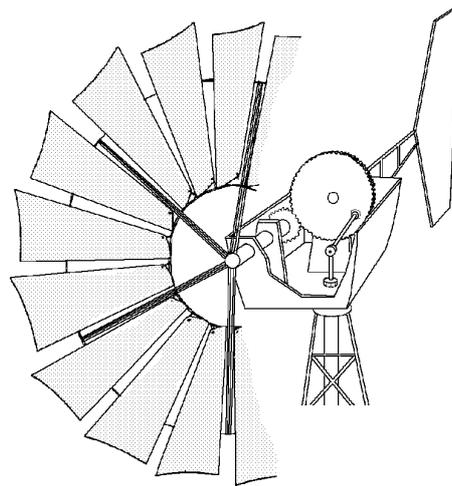


Fig III.2.- Molino multipala

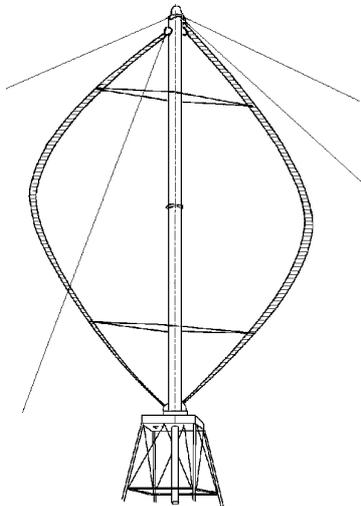


Fig III.3.- Aerogenerador Darrieux

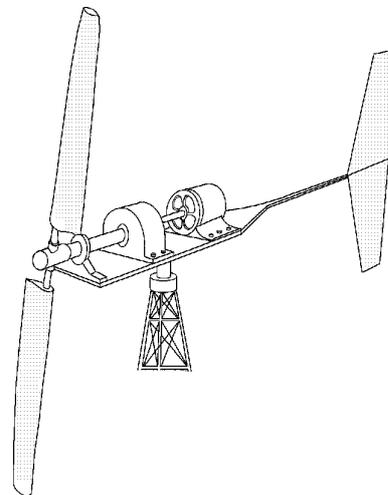


Fig III.4.- Aerogenerador de hélice

MAQUINAS EÓLICAS DE EJE HORIZONTAL.- Las aeroturbinas de eje horizontal se suelen clasificar según su velocidad de giro o según el número de palas que lleva el rotor aspectos que están íntimamente relacionados, en rápidas y lentas; las primeras tienen un número de palas no superior a 4 y las segundas pueden tener hasta 24.

Los principales tipos de máquinas eólicas de eje horizontal, son:

- a) Máquinas que generan un movimiento alternativo, que se utilizan para el bombeo de agua
- b) Máquinas multipalas
- c) Hélices con palas pivotantes (ángulo de ataque variable)
- d) Hélices con palas alabeadas, muy sofisticadas, que incluyen clapetas batientes y alerones de ángulo variable

Los aerogeneradores de eje horizontal tipo hélice Fig III.4, constan de una aeroturbina, de una góndola o navecilla que contiene al generador eléctrico, dinamo o alternador, al sistema de acoplamiento que puede ser a su vez multiplicador del número de revoluciones proporcionadas por la hélice y al sistema de control y orientación; todo esto va montado sobre una torre similar a las de las líneas eléctricas, en la que hay que vigilar con sumo cuidado sus modos de vibración.

La hélice puede presentar dos tipos de posiciones frente al viento, como son:

- a) Barlovento upwind, en la que el viento viene de frente hacia las palas, teniendo el sistema de orientación detrás, aguas abajo.

b) *Sotavento downwind*, en la que el viento incide sobre las palas de forma que éste pasa primero por el mecanismo de orientación y después actúa sobre la hélice.

Las aeroturbinas lentas tienen un TSR pequeño y gran número de palas; sus aplicaciones van destinadas generalmente al bombeo de agua.

Las aeroturbinas rápidas tienen un TSR alto y el número de palas tiende a ser menor. Suelen ser tripalas $TSR = 4$ y en algunos casos bipalas $TSR = 8$, habiéndose diseñado y construido, incluso, aeroturbinas con una sola pala.

El proceso de funcionamiento de estas máquinas es diferente, por lo que respecta al tipo de la acción debida al viento que las hace funcionar; en las máquinas lentas la fuerza de arrastre es mucho más importante que la de sustentación, mientras que en las máquinas rápidas la componente de sustentación es mucho mayor que la de arrastre.

El número de palas también influye en el par de arranque de la máquina, de forma que una máquina con un rotor con gran número de palas requiere un par de arranque mucho mayor.

MAQUINAS EÓLICAS DE EJE VERTICAL.- Entre las máquinas eólicas de eje vertical se pueden citar:

a) *El aerogenerador Savonius* Fig III.1 que puede arrancar con poco viento, siendo muy sencilla su fabricación; tiene una velocidad de giro pequeña y su rendimiento es relativamente bajo.

b) *El aerogenerador Darrieux* o de catenaria Fig III.3, requiere para un correcto funcionamiento, vientos de 4 a 5 metros por segundo como mínimo, manteniendo grandes velocidades de giro y un buen rendimiento; se construyen con 2 ó 3 hojas

c) *El molino vertical de palas tipo giromill o ciclo giro* que deriva del Darrieux; tiene entre 2 y 6 palas.

El modelo Darrieux arranca mal, mientras que el Savonius se puede poner en funcionamiento con una pequeña brisa; debido a ello se puede hacer una combinación sobre un mismo eje de ambas máquinas de forma que un rotor Savonius actúe durante el arranque y un rotor Darrieux sea el que genere la energía para mayores velocidades del viento Fig III.28.

Las ventajas de los aerogeneradores de eje vertical frente a los de eje horizontal, son:

- a) *No necesitan sistemas de orientación*
- b) *Los elementos que requieren un cierto mantenimiento pueden ir situados a nivel del suelo*
- c) *No requieren mecanismos de cambio de revoluciones, por cuanto no suelen emplearse en aplicaciones que precisen una velocidad angular constante.*

Las ventajas de los aerogeneradores de eje horizontal respecto de los de eje vertical son:

- a) *Mayor rendimiento*
- b) *Mayor velocidad de giro (multiplicadores más sencillos)*
- c) *Menor superficie de pala S a igualdad de área barrida A*
- d) *Se pueden instalar a mayor altura, donde la velocidad del viento es más intensa*

III.2.- AEROGENERADORES DE EJE HORIZONTAL

Desde los primeros diseños de aerogeneradores para la utilización comercial, hasta los actuales, ha habido un progresivo crecimiento en la potencia de las turbinas (mayores rotores y alturas de torre), con progresivos descensos en el coste de generación por kWh.

Los aerogeneradores de eje horizontal se clasifican según su velocidad de giro o según el número de palas que lleva el rotor, aspectos que están íntimamente relacionados, en rápidos y lentos. En los

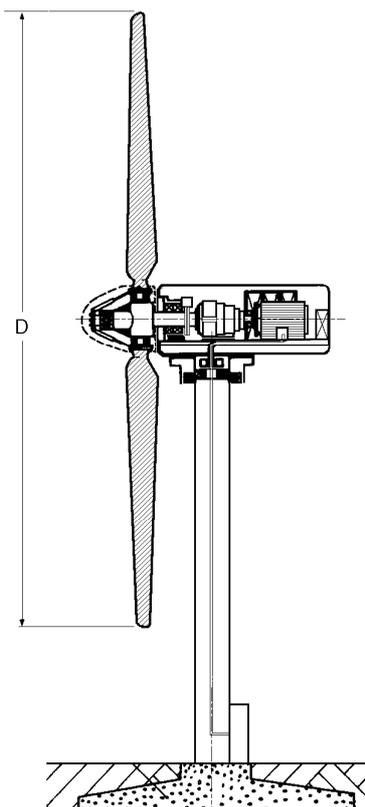


Fig III.6.- Aerogenerador de eje horizontal

aerogeneradores de eje horizontal rápidos, el rotor está constituido por una hélice de 2 o más palas; los perfiles utilizados normalmente en las mismas son muy parecidos al perfil de ala de avión, por cuanto éstos están muy estudiados y se conocen muy bien sus características; dichos perfiles se eligen teniendo en cuenta el número de revoluciones por minuto que se desea adquiera el aparato, definiéndose el perfil en función de:

- a) La forma de la estructura del mismo respecto a sus líneas medianas o cuerdas a distintas distancias del eje de giro
- b) De su espesor con relación a la longitud característica de la cuerda
- c) De la simetría o no de las palas, etc.

La forma de la pala es función de la potencia deseada, al igual que su velocidad de rotación, eligiéndose perfiles que no creen grandes tensiones en los extremos de las palas por efecto de la fuerza centrífuga, de forma que el número de revoluciones por minuto máximo $n_{máx}$ no supere la relación ($n_{máx} \times D = 2000$) siendo D el diámetro de la hélice en metros.

Para aerogeneradores destinados a la obtención de energía eléctrica, el número de palas puede ser de 2 ó 3, por cuanto la potencia generada no depende más que de la superficie *A barrenada* por la hélice, y no del número de palas. La aeroturbina puede accionar dos tipos distintos de generadores eléctricos, de corriente continua (dinamos), o de corriente alterna (síncronos, asíncronos, etc), bien directamente o mediante un sistema de multiplicación de engranajes Fig III.8, en la que se observa que los ejes del aerogenerador y del alternador pueden estar alineados o no. Los primeros diseños que eran de potencias pequeñas y velocidad fija, tenían generadores de inducción directamente conectados a la red.

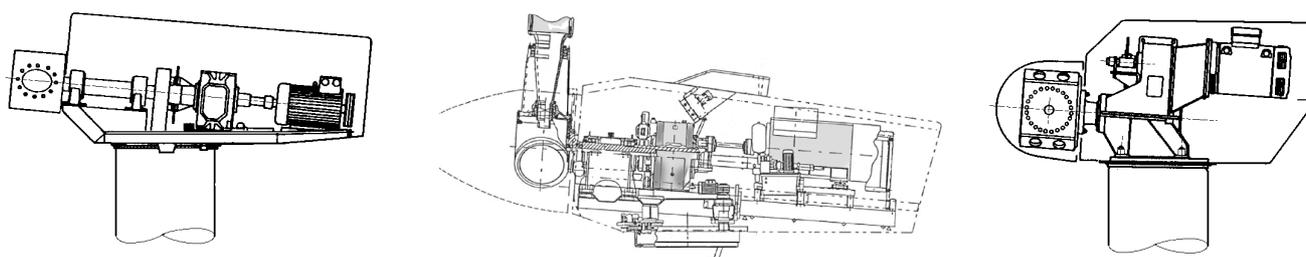


Fig III.8.- Disposiciones típicas de la torreta de un aerogenerador

La potencia nominal, en primera aproximación, viene dada por la expresión:

$$N = 0,20 D^2 \bar{v}^3$$

en la que N viene dada en W, D en metros y \bar{v} en m/seg.

Con el diagrama de la Fig III.9 se determina la potencia de un aerogenerador rápido en función del n° de rpm, el TSR, la velocidad del viento y el diámetro de la superficie barrida por las palas

La potencia máxima de un aerogenerador rápido se obtiene para valores del TSR altos, del orden de 7 a 10, requiriéndose velocidades del viento superiores a 6 m/seg. Su rendimiento es del orden del 35% al 40%, que es un valor más alto que el de los multipala.

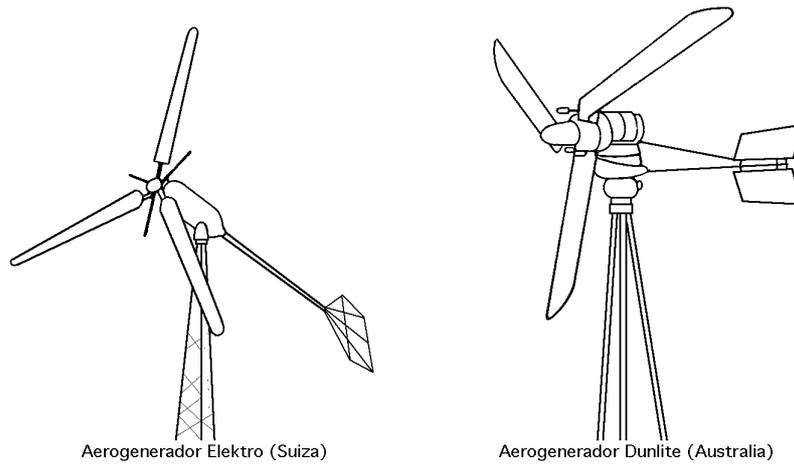


Fig III.7.- Aerogeneradores antiguos de eje horizontal tripala y timón de orientación

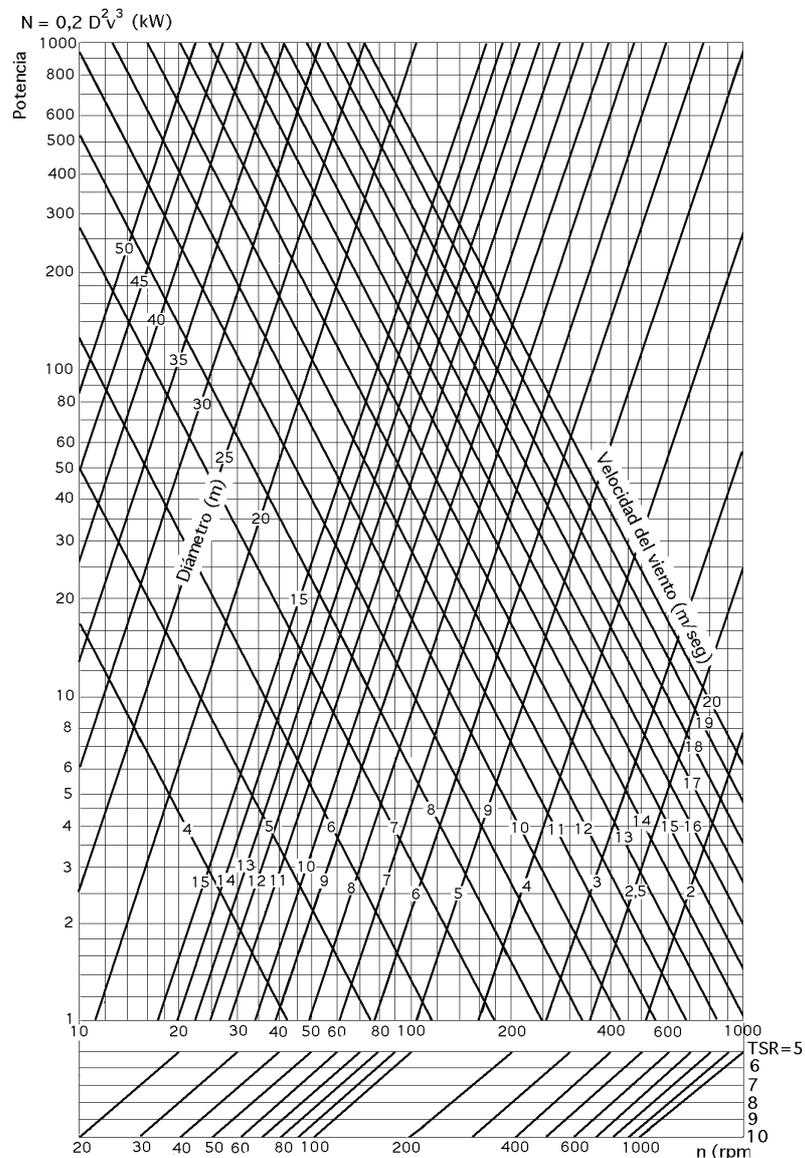


Fig III.9.- Diagrama para la determinación de la potencia en aerogeneradores rápidos

Con 3 o 4 palas se consigue un par de arranque importante, por cuanto en la puesta en marcha la fuerza ejercida por el viento es proporcional al número de palas (de ahí el uso de rotores multipala

para el bombeo de agua, que requieren un buen par de arranque dadas las características del fluido a bombear), cosa que no se consigue con aparatos bipala que, en algunos casos, precisan de energía adicional para comenzar a funcionar.

III.3.- CARGAS QUE ACTÚAN SOBRE EL ROTOR

Las cargas que actúan sobre el rotor se pueden clasificar en estáticas y dinámicas.

La fuerza centrífuga es una carga estática perpendicular al eje de giro; la pala suele colocarse ligeramente inclinada, proporcionando dicha fuerza centrífuga una componente de tracción a lo largo de la pala y otra de flexión en sentido contrario al de las cargas aerodinámicas; los esfuerzos estáticos que dichas cargas originan son muy pequeños.

Las cargas dinámicas son debidas al giro de la pala existiendo también cargas transitorias debidas a las maniobras de la máquina.

La gravedad actúa como una carga periódica que se comporta como una fuerza oscilante en el plano del rotor, apareciendo una desalineación por cuanto el rotor nunca funciona perpendicularmente a la acción del viento, sino que tiene oscilaciones que generan cargas dinámicas.

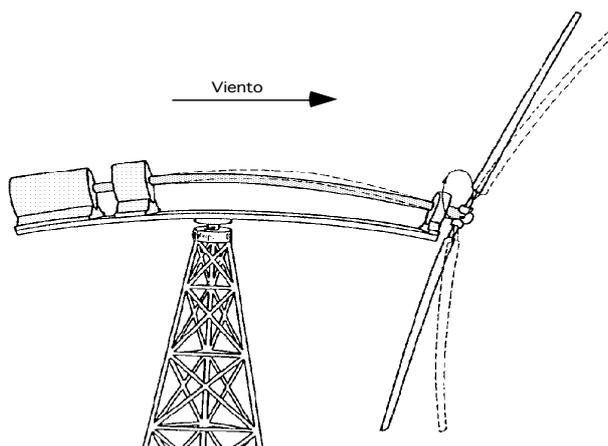


Fig III.10.- Flexión de las palas del rotor por la acción del viento

Otros tipos de cargas dinámicas son el efecto de la variación del viento con la altura Fig III.10, o el efecto de la estela sobre la torre, sobre todo si el rotor está detrás de la torre, o los efectos debidos a las turbulencias. Estas cargas dinámicas originan un problema de vibraciones, en el que hay que estudiar la frecuencia de las fuerzas que intervienen. También hay que tener en cuenta los cambios de paso de cada pala y los efectos de las maniobras de orientación del rotor.

Los efectos estáticos y dinámicos que actúan sobre el rotor se estudian en situaciones límites, tales que si en ellas se asegura que la pala no se rompe, ésta no se romperá en ninguna de las otras situaciones previsibles.

SITUACIONES LÍMITE A TENER EN CUENTA:

a) *Casos operativos (régimen estacionario)* en los que se exige que los esfuerzos que actúan en la estructura estén siempre dentro de los límites de fatiga y, además, que no alcancen nunca los límites del esfuerzo de pandeo, ya que la pala se comporta como una viga empotrada y en ella aparecen esfuerzos de tracción y compresión que provocan la fatiga.

El primer caso operativo se corresponde con una *velocidad nominal del viento* que provoca la máxima carga y se supone con potencia y revoluciones nominales y paso de pala nulo; este caso corresponde a

la carga máxima de la pala y es un esfuerzo dinámico máximo.

El segundo caso se corresponde con la *máxima velocidad del viento* y se supone también con potencia y revoluciones nominales, pero con paso de pala máximo; este caso es también de esfuerzo dinámico máximo.

El tercer caso se corresponde con la *velocidad máxima del viento necesaria para provocar el arranque*, con potencia cero y paso cero; se corresponde con un gran esfuerzo estático.

b) Los *transitorios* se incluyen en los casos anteriores como esfuerzos dinámicos, con velocidades próximas a la nominal y a la de desconexión (embalamiento).

c) Los *casos extremos* a tener en cuenta son:

El huracán y el rotor en bandera

La velocidad del viento se duplica sin cambio de paso

VIBRACIONES:- *El rotor de dos palas*, en general, genera vibraciones ya que durante la rotación normal el c.d.g. de las palas describe, teóricamente, una circunferencia, pero debido a su propio peso y a la acción del viento que tiende a flexar las palas, el c.d.g. del sistema durante la rotación no está sobre el eje de giro del rotor, debido al plegamiento y deformación de las palas bajo su propio peso, como se indica en la Fig III.10; este efecto se puede evitar parcialmente, equilibrando las palas mediante unos contrapesos que tiendan a hacer coincidir el c.d.g. del conjunto de las mismas con el eje de giro.

Sin embargo, y aún equilibrada, la hélice bipala genera vibraciones de frecuencia doble a la de rotación, debido a efectos de inercia, que si llegan a acoplarse con las vibraciones de la estructura soporte, pueden destruir el aparato. Estos inconvenientes no se presentan, en general, en el rotor tripala, aunque su equilibrado es más difícil de conseguir.

El diseño del soporte del aerogenerador y de la torre se tiene que estudiar con cuidado, de forma que sus frecuencias propias de vibración no estén próximas a las frecuencias generadas por la rotación de la hélice y así evitar el que entren en resonancia, siendo su estudio bastante complicado.

Para las aeroturbinas cuyo diámetro sea inferior a 30 ó 40 metros se puede utilizar un cubo rígido, especialmente cuando la hélice es tripala porque este tipo de rotor es más equilibrado que el tipo bipala. El momento de cabeceo es menor para el primero, por lo que la fatiga a la flexión del eje del rotor se reduce. Cuando el diámetro es superior a 40 m parece preferible la utilización del cubo articulado (flexible) para los rotores bipalas. El momento de cabeceo disminuye y la fatiga a la flexión de las palas, del eje y de la torre se reduce considerablemente.

El soporte más barato es de tipo baja frecuencia. Puede consistir en una torre de hormigón o de acero; este tipo es más ligero pero menos resistente que el de frecuencia elevada, que es rígido. Sea cual sea el tipo escogido, hay que hacer constar que el soporte se debe calcular para resistir a la fuerza centrífuga que aparecería en su parte más elevada en caso de rotura de una pala.

Esto es importante para la seguridad de los aerogeneradores; las estadísticas muestran que muchas instalaciones han sido destruidas por la rotura de una pala. En Suecia, todas las instalaciones de gran potencia se han calculado para aguantar este tipo de accidente.

III.4.- MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN

Una cuestión que hay que tener muy en cuenta en el diseño de un rotor es el problema estructural, por cuanto siempre es posible diseñar una pala muy buena desde el punto de vista aerodinámico, pero que no sea capaz de resistir los esfuerzos a que esté sometida.

Otra cuestión importante es el proceso de fabricación del rotor, puesto que una disminución de costes en este sentido tiene que rebajar el coste de la instalación.

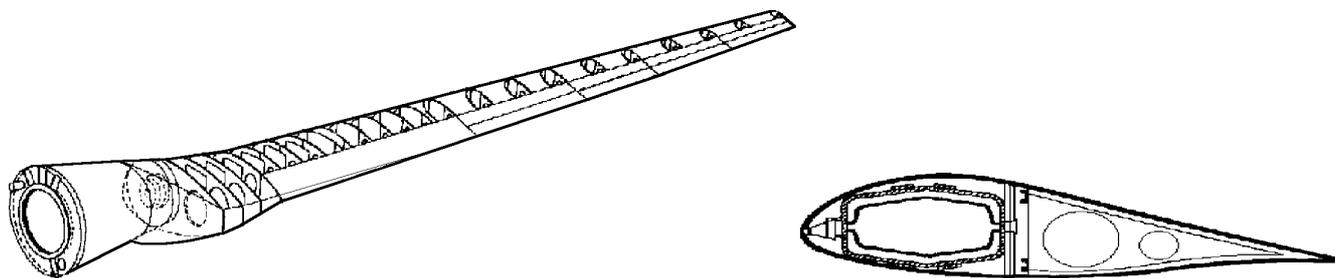


Fig III.11.- Estructura moderna de una pala

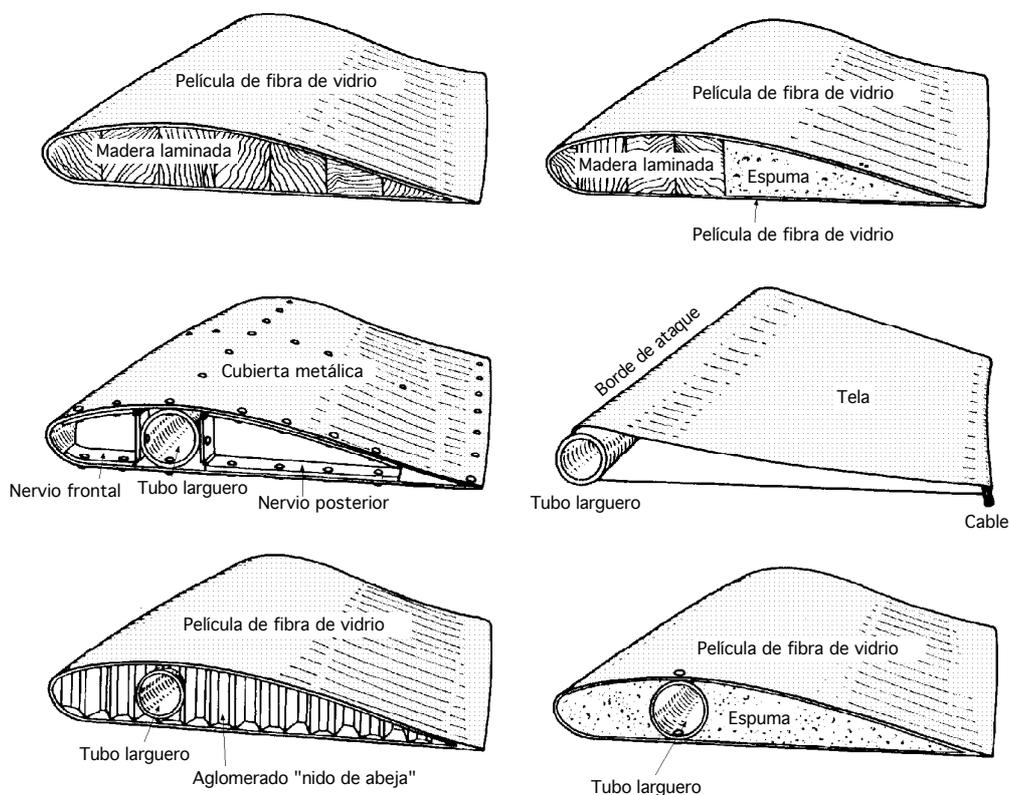


Fig III.12.- Algunas de las soluciones constructivas antiguas para la fabricación de las palas

Las palas van a estar sometidas a condiciones de trabajo muy duras, como fenómenos de corrosión, erosión, contracciones y dilataciones debidas a las vibraciones (fatiga), etc y de ahí el que sea muy importante el material conque se construyan; en su fabricación se pueden utilizar materiales baratos como telas (equipos económicos), maderas, pero una de las soluciones más interesantes consiste en utilizar estructuras de aleaciones de aluminio (duraluminio) con chapa fina, larguero central resistente y costillas que le proporcionen una cierta rigidez, Fig III.11; ésta parece la concepción más simple pero quizás sea la más cara; por ello se pueden utilizar otros procedimientos como sustituir el aluminio por acero con el inconveniente de un mayor peso para resistencias análogas.

Otro tipo de estructura previsible es la de fibra de vidrio, que se puede realizar de diversas formas. Se pueden construir mediante bobinado o colocando la fibra en sentido longitudinal o en dirección del eje, con lo que la resistencia aumenta considerablemente; estas fibras pueden ser, complejos de resinas sintéticas (fibra de vidrio + resinas epoxy), (fibra de vidrio + poliésteres), (fibras de carbono + elastómeros), etc, que se pueden moldear fácilmente, y que son interesantes para pequeñas series.

Para la construcción de la parte móvil de las palas se puede utilizar plástico armado debido a su ligereza y resistencia y para la parte fija plástico y acero.

III.5.- DIMENSIONADO DE LAS PALAS

La anchura de las palas no interviene prácticamente en la potencia generada por el viento; las palas finas permiten una velocidad de rotación muy grande, gracias a la disminución de su masa y del rozamiento con el aire; sin embargo, tienen el inconveniente de ser muy frágiles y el de no presentar una superficie frontal suficiente para proporcionar un par de arranque adecuado. Se suele tomar una anchura de pala (cuerda) del orden de $\frac{1}{20} \div \frac{1}{25}$ del diámetro D descrito por ellas, estando comprendido el ángulo de calaje β de la pala entre 3° y 8° .

La ventaja de elegir un TSR alto (para el caso de una hélice bipala del orden de 10), es la de obtener una máquina eólica ligera, simple y barata.

Por otro lado, como estas máquinas suelen ir acopladas a generadores eléctricos que requieren, en general, una velocidad de rotación sincrónica, precisan de un sistema multiplicador de revoluciones con un mínimo de engranajes, con lo que las pérdidas por rozamiento disminuyen simplificando la transmisión.

En general, el rotor se puede construir con palas fijas o con palas de paso variable. El primer sistema presenta la ventaja de la robustez. El segundo es más frágil y requiere de mayores cuidados.

En la escala de grandes potencias las experiencias americanas y danesas muestran que la mejor solución consiste en utilizar palas de paso fijo cerca del cubo y de paso variable en la otra extremidad.

III.6.- SISTEMAS CLÁSICOS DE REGULACIÓN DE LA VELOCIDAD DE GIRO

Un dispositivo fundamental en un aerogenerador eólico es el que permite la regulación y control del número de revoluciones, que además sirve de protección de dicha máquina para velocidades del viento superiores a las admisibles bajo el punto de vista estructural.

Cuando una máquina está sometida a una determinada velocidad del viento, comienza a girar; dicha velocidad es la velocidad de conexión, pero su giro es lento y la máquina está lejos de generar su máxima potencia.

A medida que la velocidad del viento aumenta el rotor gira más deprisa y la potencia que produce también aumenta; a una determinada velocidad (nominal), el rotor gira a las revoluciones precisas para que la máquina proporcione su potencia nominal y a partir de este momento, aunque aumente la velocidad del viento, no interesa que la velocidad de giro aumente, por lo que hay que actuar sobre ella regulando su velocidad.

Si la velocidad del viento sigue aumentando, el rotor puede peligrar desde el punto de vista estructural siendo muy importante disminuir las vibraciones; por eso, cuando esta velocidad aumenta mucho, el rotor se tiene que frenar.

La velocidad a la que el rotor inicia la parada es la velocidad de desconexión y los procedimientos utilizados para que dicha desconexión se produzca se llaman de protección.

En las primeras aeroturbinas el paso de la pala era fijo por lo que las ráfagas de viento provocaban fuertes sobrecargas mecánicas sobre los componentes de la turbina, que tenían que estar sobredimensionadas.

Con la introducción del paso variable se limitan las cargas máximas en la turbina, y con esta innovación comienza el proceso de disminuir los esfuerzos mecánicos que se generaban durante las ráfa-

gas de viento en los momentos en que su velocidad media era del orden de la nominal, iniciándose también el proceso de ofrecer rotores de varios diámetros para adecuarse a las condiciones del emplazamiento.

Para las máquinas eólicas que accionan un generador eléctrico existen diversos sistemas de regulación, tales como:

a) *Regulación por frenos aerodinámicos* que se activan por la acción de la fuerza centrífuga y que actúan cuando el giro del rotor no es el adecuado por sobrepasar un cierto valor.

Todos ellos se basan en el efecto de la fuerza centrífuga de rotación y la actuación del frenado aerodinámico se realiza mediante un dispositivo adecuado, que consiste en colocar perfiles aerodinámicos en los extremos de las palas del rotor que actúan cuando éste alcanza altas velocidades. El sistema implica la regulación por variación del ángulo de inclinación β de las palas, que puede ser de toda la pala, de parte de la pala o mediante alerones.

La sencillez de los mecanismos de regulación es una de las principales características de los aerogeneradores de baja potencia.

Los sistemas, cada vez más complejos, se simplifican mediante la introducción de nuevas tecnologías y los nuevos materiales permiten diseñar elementos resistentes y flexibles que facilitan la regulación, como en el caso del modelo desarrollado por la Universidad de East-Hartfort (USA) Fig III.15.

La regulación por medio de palas orientables es la más utilizada en las grandes máquinas; su funcionamiento consiste en actuar sobre el ángulo de calaje β de cada pala, ya que como es sabido, la fuerza aerodinámica que actúa sobre ella es función del ángulo θ que, a su vez, lo es también del ángulo de ataque α y del de calaje β , ($\theta = \beta + \alpha$); así se consigue variar la fuerza aerodinámica que actúa sobre la pala sin más que hacer variar el ángulo de calaje, que se controla por procedimientos mecánicos relacionados con la velocidad de ataque del viento

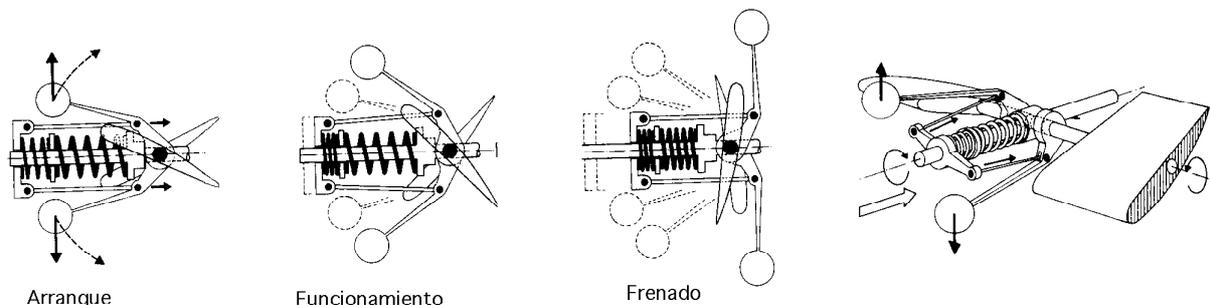


Fig III.13.- Regulación del ángulo de inclinación de las palas mediante resortes, por acción de la fuerza centrífuga, período 1950-70 (Aerowatt)

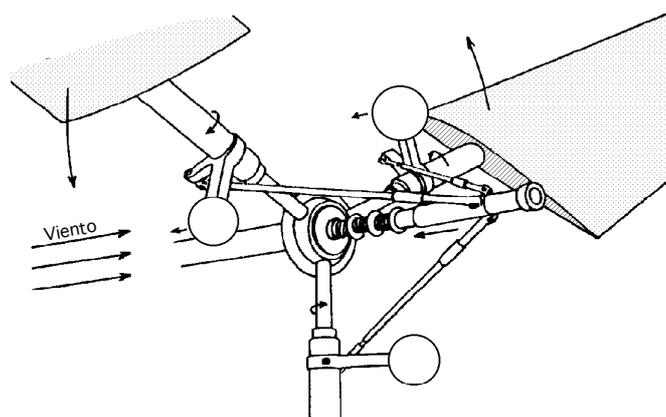


Fig III.14.- Sistema de regulación centrífugo del ángulo de inclinación de las palas mediante bieletas

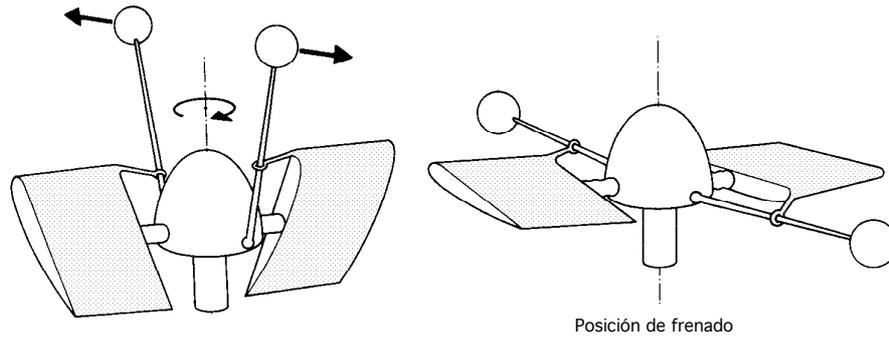


Fig III.15.- Sistema de regulación centrífuga desarrollado por la Universidad de East-Hartfort (USA)

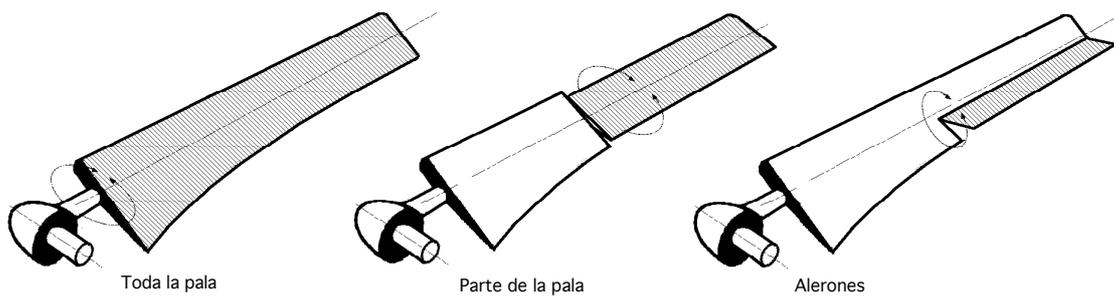


Fig III.16.- Regulación del calaje de las palas

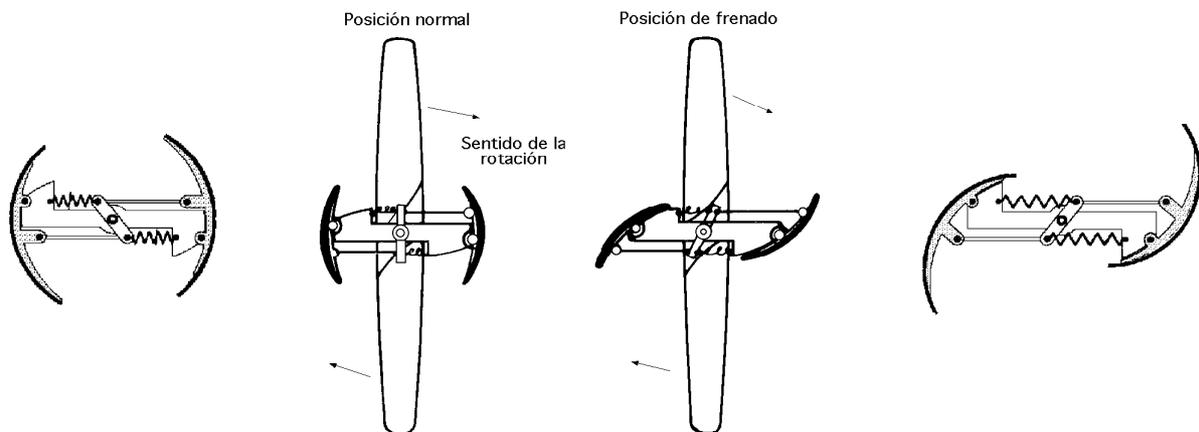


Fig III.17.- Regulación del ángulo de inclinación de las palas por acción de la fuerza centrífuga, (Windcharger)

Una variante del sistema de regulación por alerones es el sistema danés en el que el extremo de las palas juega el papel de freno aerodinámico con viento fuerte; con viento normal, el alerón móvil que se encuentra en la prolongación de la pala, cuya superficie es del orden de la décima parte de la de la misma, constituye el elemento de frenado que se acciona mediante un servomotor hidráulico; en caso de velocidad excesiva llega a girar 60° , introduciendo así un par de frenado considerable.

Otra solución consiste en accionar los alerones mediante un regulador centrífugo.

b) Mediante el control electrónico de la potencia, se puede variar la velocidad del rotor, en un pequeño margen, mediante resistencias rotóricas variables, controladas por un microprocesador y accionadas por interruptores estáticos; de esta forma se consigue variar el deslizamiento del generador, y con ello la velocidad del rotor.

c) Regulación por desenganche de las palas (Darrieux) en las que mediante la acción de una varilla, éstas se pueden dejar en una posición en la que no actúe sobre ellas el viento, Fig III.18. Esta situación

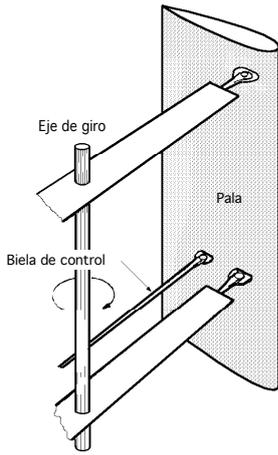


Fig III.18.- Regulación por desenganche de las palas

se conoce también como *regulación por bandera* y se utiliza en aquellas máquinas eólicas cuya velocidad de giro no tiene la necesidad de ser constante, por no accionar generadores eléctricos. Los dispositivos que utilizan el desenganche aerodinámico de las palas originan vibraciones debido a las estelas que aparecen sobre el extradós de las palas. Los dispositivos que colocan las palas paralelamente a un viento de velocidad fuerte son mejores. Evidentemente cada aerogenerador debe tener un freno mecánico para parar el rotor.

d) Regulación por orientación del rotor (en aerogeneradores de baja potencia), cuando la velocidad del viento comienza a ser peligrosa para la hélice, que pone sus palas orientadas de modo que ofrezcan al viento la mínima superficie posible, para que éste no interaccione con ellas.

En la Fig III.19 un muelle permite un giro de la hélice de 90° alrededor

de un eje vertical.

En la Fig III.20 un muelle permite un giro de la hélice de 90° alrededor de un eje horizontal.

En la Fig III.21 el efecto se consigue mediante una veleta auxiliar o mediante el empuje aerodinámico sobre una excéntrica.

En los dispositivos de palas fijas existen procedimientos que consiguen la regulación del giro del rotor, haciendo que el plano del mismo gire de manera que la superficie que ofrece al viento disminuya; ésto se consigue con una conexión que articula el eje del rotor con el eje de transmisión o colocando una excéntrica que haga que la fuerza de empuje del viento produzca un par que desoriente el plano del rotor. En estas situaciones la hélice deja de estar en posición frontal a la dirección del viento.

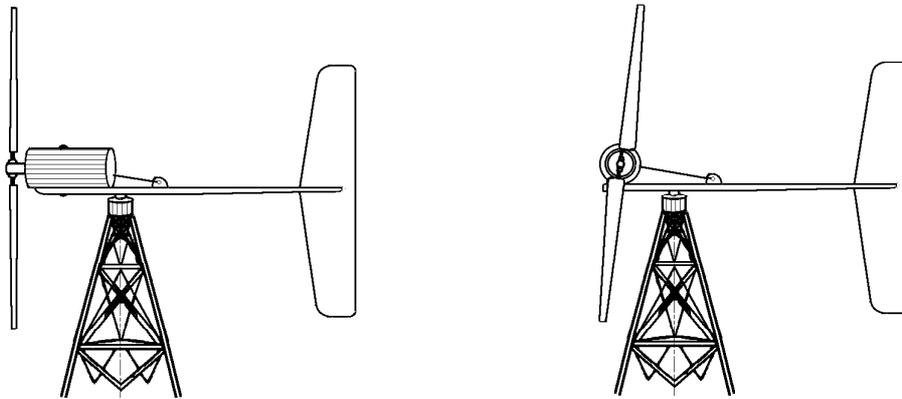


Fig III.19.- Regulación por giro de la hélice de 90° respecto a un eje vertical

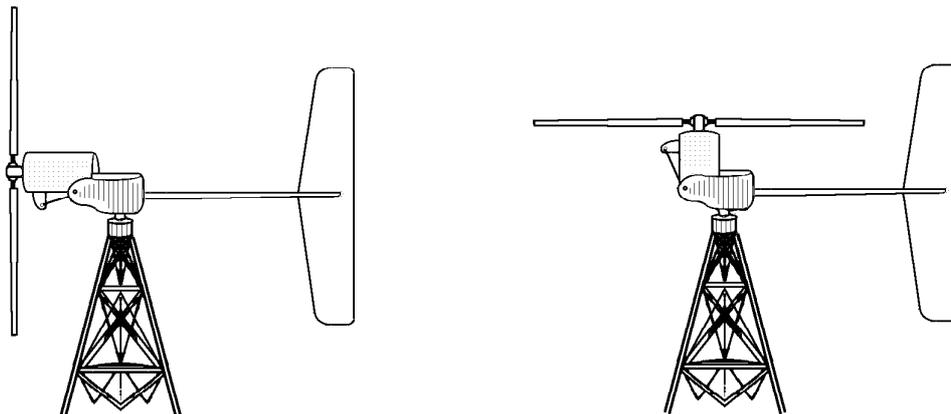


Fig III.20.- Regulación por giro de la hélice de 90° respecto a un eje horizontal

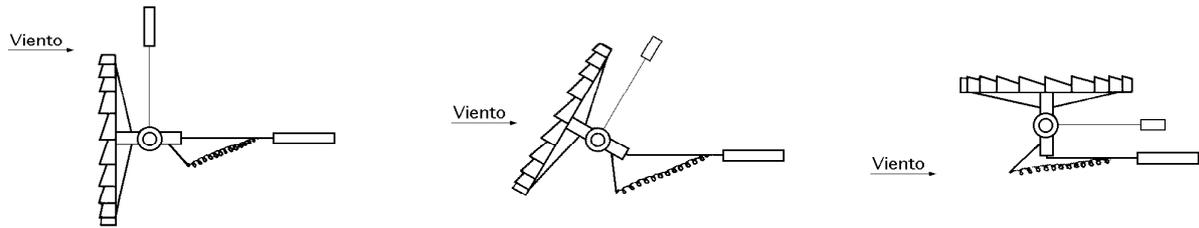


Fig III.21.- Regulación por giro de la hélice de 90° respecto a un eje horizontal (sistema de pala lateral)

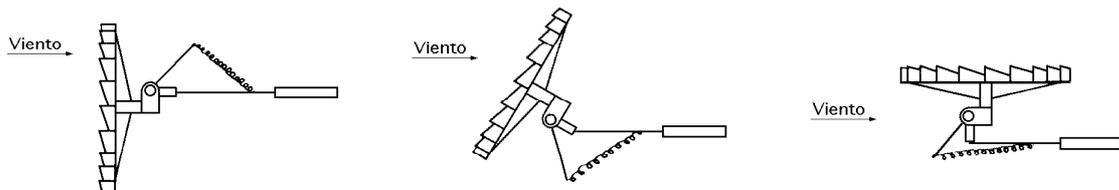


Fig III.22.- Regulación por giro de la hélice de 90° respecto a un eje horizontal (sistema de eje excéntrico)

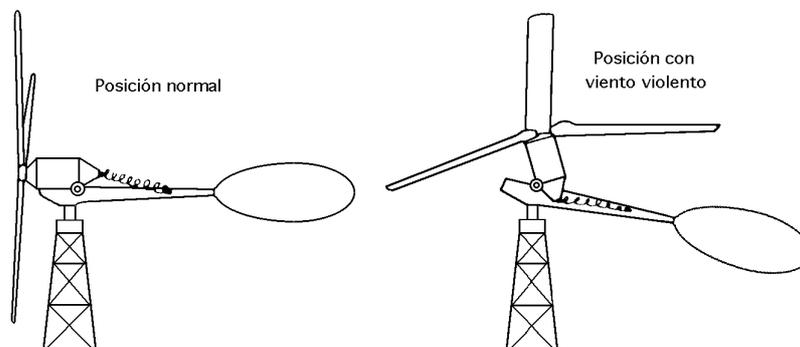


Fig III.23.- Dispositivo de eje de regulación inclinado

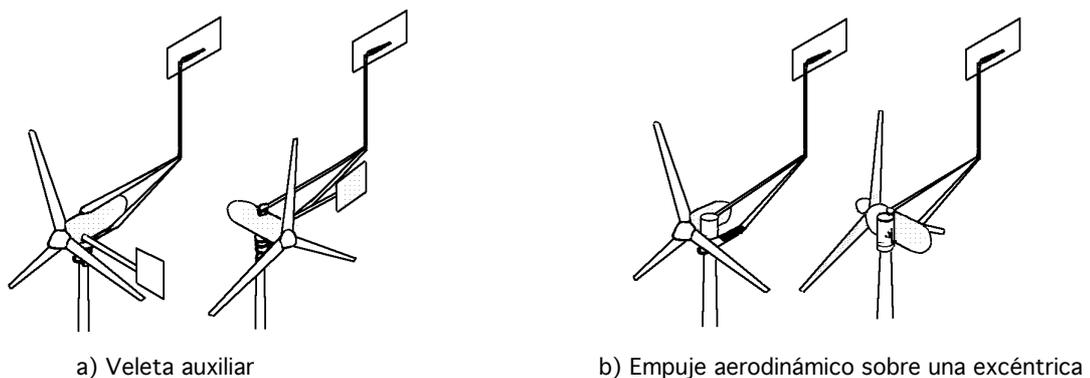


Fig III.24.- Sistema de regulación por orientación del rotor

e) Otras formas de frenado.- El frenado aerodinámico con palas huecas permite reducir la velocidad del aerogenerador mediante la aparición de una corriente de aire en la periferia de las palas, en el supuesto de que éstas se hayan construido huecas, como en el aerogenerador Andreu-Enfield Fig III.25.

El frenado aerodinámico con una hélice secundaria fijada a la hélice principal Fig III.26, la gran anchura de la hélice secundaria permite asegurar el arranque de la aeroturbina, así como el frenado cuando el viento es demasiado fuerte.

A partir de una cierta velocidad, por efecto de la fuerza centrífuga, las palas del regulador se separan de la hélice principal, de forma que el sentido de rotación alrededor de su propio eje es tal que su ángulo de asiento se anula, adquiriendo a continuación un valor negativo; el par que era motor en el

arranque y velocidades pequeñas, pasa a valer cero y después se convierte en par resistente, no permitiendo que la máquina se embale.

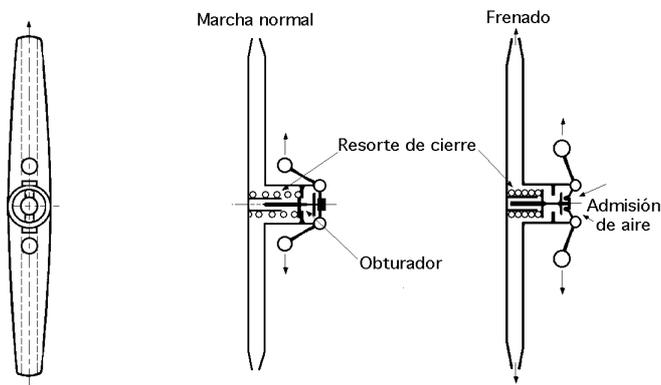


Fig III.25.- Sistema de regulación por palas huecas

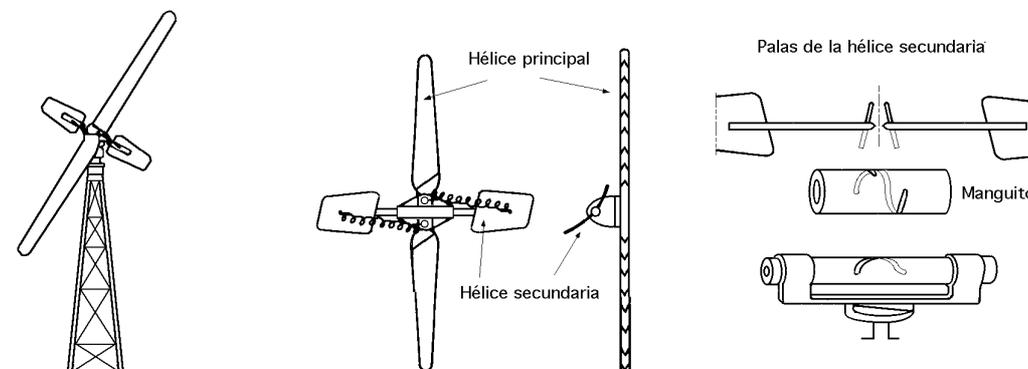


Fig III.26.- Sistema de regulación por palas secundarias fijadas a las palas principales (Aerogenerador París-Rhône)

III.7.- MECANISMOS DE ORIENTACIÓN

Uno de los principales problemas que plantean los aerogeneradores de eje horizontal es la necesidad de su orientación, de forma que el viento incida perpendicularmente al disco barrido por el rotor, con el fin de obtener la máxima potencia a base de hacer incidir la mayor cantidad posible de masa de aire en movimiento y así obtener la mayor cantidad posible de energía cinética; con este fin existen diversos sistemas que permiten la orientación de la máquina, como:

- a) Una cola o veleta que es un método muy eficaz sobre todo en máquinas pequeñas Fig III.27
- b) Un sistema de orientación accionado por rotores auxiliares Fig III.28
- c) Un servomotor controlado electrónicamente
- d) Un sistema de orientación por efecto de la conicidad que se da a las palas en su disposición y montaje sobre el cubo del rotor, tal como se indica en la Fig III.29

Las **veletas o timones** son dispositivos de orientación situados en la prolongación del eje del rotor y tienen por misión orientar la aeroturbina en la dirección del viento. Están constituidas por una superficie plana metálica o de madera, sobre la que el viento ejerce una presión en el momento en que no están orientadas paralelamente en la dirección del mismo, provocando un par de giro que orienta la máquina.

Si llamamos m a la distancia entre el centro de gravedad de la placa que conforma la veleta y el eje de giro vertical de la máquina y s a la distancia entre el plano barrido por las palas y dicho eje de giro se debe cumplir que ($m = 4 s$).

Otro procedimiento de orientación de las máquinas eólicas consiste en la utilización de *rotores auxiliares* colocados en un plano ortogonal al plano del rotor del aerogenerador; cuando éste no esté orientado correctamente, los rotores eólicos auxiliares comienzan a girar y hacen que la máquina principal se oriente correctamente Fig III.28.

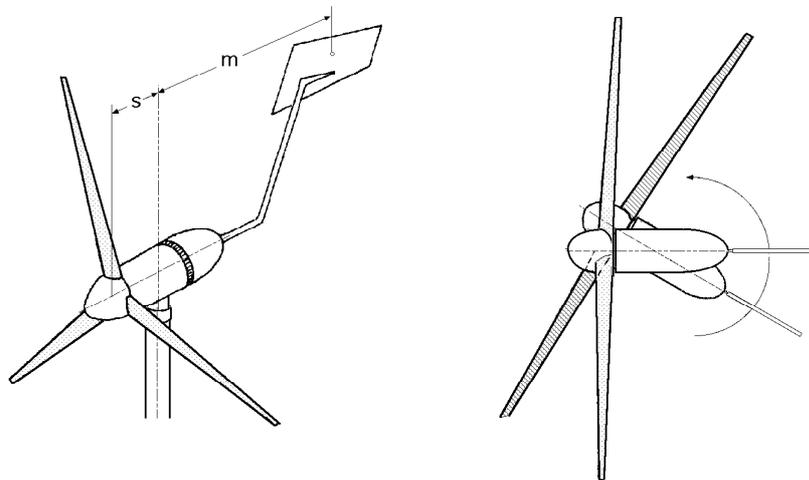


Fig III.27.- Orientación del rotor mediante timón de cola

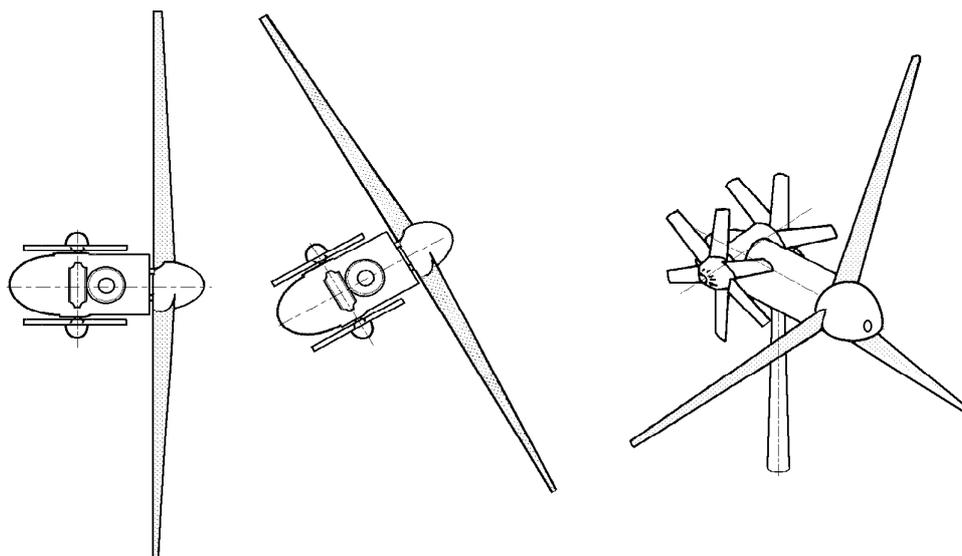


Fig III.28.- Orientación del rotor por efecto de rotores auxiliares

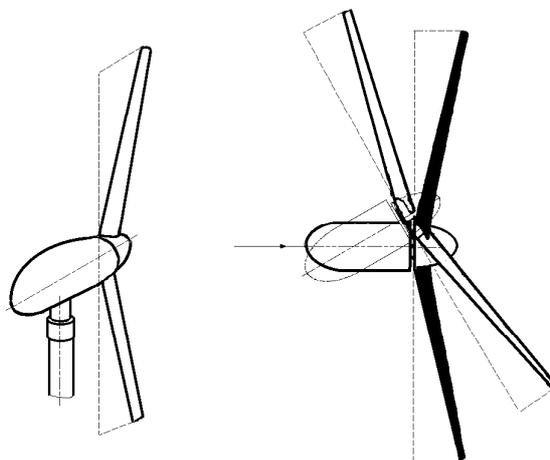


Fig III.29.- Orientación del rotor por efecto de la conicidad (Ver Fig VI.5)

Una máquina eólica se puede autoorientar, sin más, colocando el rotor a sotavento de la torre, de forma que el viento incida antes en la góndola del aerogenerador que en el rotor; este procedimiento implica una interferencia al estar el rotor situado detrás de la torre y, por ello, hay que construir góndolas y torres que presenten poca resistencia Fig III.29.

El aerogenerador se puede orientar también mediante un servomecanismo que actúe sobre él al recibir información de la dirección del viento por medio de una veleta. Este procedimiento es adecuado para su utilización en grandes máquinas o en granjas eólicas con varias máquinas.

Cuando la torre es cilíndrica y de diámetro grande, es mejor colocar el rotor delante de la torre debido a la estela producida por ésta.

Cuando el soporte es un pilón de acero o una torre de diámetro pequeño, la hélice se puede colocar detrás.

Cuando el rotor gira delante de la torre, es necesario un motor de orientación. Cuando el rotor gira detrás, la máquina se puede orientar sola y no es necesario motor; en este caso, se aconseja utilizar un amortiguador.

Mecanismos de transmisión.- Mediante el mecanismo de la transmisión, el rotor se acopla al generador eléctrico o al sistema de bombeo de agua, pudiéndose hacer de muchas formas, de entre las que destacamos las siguientes:

- a) *Dispositivos mecánicos, mediante engranajes, bielas, correas de transmisión, etc*
- b) *Dispositivos eléctricos, que proporcionan la velocidad adecuada a la dinamo o al alternador*
- c) *Dispositivos hidráulicos, según los cuales el rotor acciona una bomba rotativa o aspirante-impelente*
- d) *Dispositivos neumáticos que producen una eyección de aire a través de las palas huecas del rotor, provocando una corriente de aire que acciona una turbina eólica, como en el generador eólico Andreu-Enfield*

III.8.- TENDENCIAS ACTUALES EN EL DISEÑO DE LA ALTURA DE LA TORRE Y DIÁMETRO DEL ROTOR.

Los factores que influyen en el aprovechamiento de la energía eólica son el emplazamiento y el aerogenerador, y sólo mediante una adecuada combinación de ambos se puede alcanzar un buen rendimiento en un parque eólico.

Los emplazamientos difieren unos de otros no sólo en la velocidad media anual del viento, sino también en la distribución de frecuencias de esa velocidad (cuántas horas sopla el aire en cierto rango de velocidades), la turbulencia del lugar, y el perfil de velocidades del viento con la altura. La orografía del lugar y la rugosidad del suelo juegan un papel importante.

Con este panorama parece sencillo admitir que tiene que existir una cierta adecuación de la turbina al emplazamiento. Si existe una cierta flexibilidad a la hora de elegir parámetros como la altura de torre o el diámetro del rotor, se puede diseñar un prototipo único de góndola para una turbina que aproveche al máximo los recursos de cada emplazamiento.

Las diferentes alturas de la torre permiten jugar con ciertos compromisos como:

Una mayor altura permite captar vientos con flujo más laminar, en principio (salvo orografía complicada) de mayor velocidad media y con menor diferencia entre la velocidad del viento en la parte superior e inferior de la circunferencia barrida). Lógicamente el costo es superior, y en ciertos emplazamientos, como las crestas de los montes, puede existir una inversión del perfil de vientos con lo que no siempre es cierto que a mayor altura la velocidad del viento es mayor.

Por otra parte, para un mismo tipo de turbina se pueden ofertar diversos diámetros del rotor; por ejemplo, para una turbina de 600 kW se pueden ofertar rotores de 39, 42 y 44 m de diámetro.

Un rotor mayor (más caro) permite captar más energía del viento, disminuyendo la velocidad nominal del viento a la que se genera la potencia nominal.

Sin embargo la velocidad de corte del viento, a la que la turbina se detiene por cuestiones de seguridad, es menor con lo que existe el riesgo de desaprovechar horas de vientos fuertes. En principio, cuanto menor es la velocidad media anual del viento en un emplazamiento se debe elegir un rotor más grande, siempre que la turbulencia del viento en el lugar se mantenga en niveles aceptables.

TORRES FLEXIBLES Y TORRES RÍGIDAS.- Si la orografía no es compleja, a mayor altura, mayor es la velocidad del viento puesto que el efecto de fricción de las capas contra el suelo disminuye. Este hecho, junto con el de aumento de la potencia de las turbinas (y por consiguiente del diámetro del rotor), hace que los diseños tiendan a torres más altas.

Existe el problema de que cuando la frecuencia propia de la torre, junto con el peso de la góndola y palas, coincide con la frecuencia a la que gira el rotor, que origina un movimiento vibratorio peligroso en la torre, ambas frecuencias entran en resonancia y pueden destruir el aparato.

Torres rígidas.- Las torres rígidas, que son las que se han construido hasta la fecha, se lastran para aumentar la frecuencia propia del sistema y alejarlas así del punto de operación. Como la frecuencia propia de la torre disminuye tanto al aumentar la altura, como al aumentar el peso de la góndola y palas de diseños de mayor potencia, el material a añadir para hacer más rígida la torre aumenta excesivamente.

Torres flexibles.- Para paliar el efecto de lastrado o sobrecarga de la torre se ha tomado una solución opuesta a la anterior, es decir, construir torres flexibles para que la frecuencia de resonancia del sistema sea menor que la frecuencia de operación del rotor, lo cual se puede conseguir a partir de una potencia y altura dadas; esta solución supone un ahorro de material y también de costos.

III.9.- TENDENCIAS ACTUALES EN EL DISEÑO DEL AEROGENERADOR

PASO VARIABLE Y PASO FIJO.- Los diseños actuales de aerogeneradores se pueden clasificar en aerogeneradores de pala de paso fijo y aerogeneradores de pala de paso variable.

Los de paso fijo presentan un ángulo de inclinación de la pala constante cara al viento.

Los de paso variable permiten adaptar dicha inclinación de pala en función de la velocidad del viento, rotando alrededor del eje longitudinal de la pala, y modificando las propiedades del perfil aerodinámico en su confrontación frente al viento incidente.

Aerogeneradores de paso fijo.- Consisten en una aeroturbina de palas fijas y un generador de rotor de jaula bobinada (máquina asíncrona de inducción), conectados mediante una caja multiplicadora de engranajes. El devanado del estator del generador está conectado a la red.

Sus ventajas fundamentales son la simplicidad del equipo y costo, por lo que se utilizan mayoritariamente en sistemas de baja potencia; a velocidades de viento altas no aprovechan óptimamente las propiedades aerodinámicas de las palas, con la consiguiente pérdida de energía captada. Al ser un diseño fijo, a velocidades de viento altas los esfuerzos mecánicos son considerablemente altos, con lo que las palas se deben construir de tal manera que soporten tales tensiones, aumentando su coste. No disponen de un autofrenado, con lo que en caso de embalamiento hay que instalar un freno que sea capaz

de absorber toda la energía cinética de las palas. Este tipo de control tiene problemas de par de arranque del rotor, con lo que a veces el arranque es motorizado (utilizando el generador como motor).

En ciertas turbinas de paso fijo se incluyen ciertos frenos aerodinámicos como control de punta de pala, alerones, etc, para evitar el embalamiento.

Aerogeneradores de paso variable.- En sistemas de alta potencia es rentable instalar un mecanismo de giro de inclinación de las palas, que supone una mayor complejidad y costo del equipo, pero que se justifica por las ventajas que a continuación se exponen:

a) *Al variar el ángulo de inclinación de las palas se consigue optimizar el aprovechamiento de la energía del viento en todo el rango de velocidades, muy particularmente por encima de la velocidad nominal de la turbina.*

b) *Con paso variable, las cargas mecánicas sobre las palas y el resto del aerogenerador son menores, permitiendo un diseño más ligero y de menor coste de la pala. Las cargas horizontales sobre la turbina se reducen, minimizando también la cimentación.*

c) *Al poder orientar la pala se resuelve de forma aerodinámica el frenado de la turbina en caso de embalamiento. Por esto, el freno hidráulico de emergencia de la turbina se puede diseñar más pequeño sin comprometer la seguridad de la operación. En las turbinas de paso variable la pala es un elemento estructural único, con la consiguiente simplicidad. El par de arranque de la turbina es bueno puesto que el ángulo de paso de las palas se regula, consiguiéndose el óptimo par de arranque y con posibilidad de arranque a velocidades inferiores de viento.*

d) *En zonas donde el ruido generado es un problema, el paso variable le disminuye a altas velocidades de viento o incluso puede limitar la generación de ruido a cualquier velocidad de viento (en Alemania existen turbinas en zonas habitadas que se desconectan si el nivel de ruido excede cierto valor).*

e) *La turbina se puede ajustar, mediante un software adecuado, a trabajar a una potencia inferior a la establecida normalmente en caso de redes muy débiles, o para realizar ciertos ensayos, consiguiéndose además evitar el problema de la sensibilidad del momento de entrada en pérdida de la pala ante ciertos parámetros, como la densidad del aire o la suciedad en la pala.*

El único parámetro a la hora de diseñar una pala es optimizar la captación de energía y no el punto de entrada en pérdida (remolinos) del perfil de la pala.

VELOCIDAD VARIABLE Y VELOCIDAD FIJA .- Dentro de las máquinas de paso variable, se pueden comparar las diferentes opciones de regulación de velocidad, desde los diseños menos sofisticados a los más complejos.

Aerogenerador de velocidad fija.- La estructura del aerogenerador de velocidad fija es básicamente un sistema multiplicador y un generador asíncrono directamente acoplado a la red por su estator, con unas baterías de condensadores para compensar la energía reactiva.

La mayoría de los aerogeneradores de gran potencia que operan hoy en día en parques eólicos son de este tipo. Incorporan un generador asíncrono de roto de jaula bobinada estándar, gracias al cual se consigue un precio ajustado.

Los inconvenientes de funcionar a velocidad fija son las sobrecargas mecánicas que se generan debido a las ráfagas de viento. Estas fluctuaciones de potencia en el viento se traducen, aunque filtradas, en fluctuaciones de la potencia eléctrica generada.

El **deslizamiento** del generador varía con la energía generada cuando varía la velocidad, y es función de la resistencia del devanado del rotor, es decir, a mayor resistencia mayor deslizamiento, por lo que una forma de variar el deslizamiento consiste en variar la resistencia del rotor del alternador.

El generador asíncrono demanda energía reactiva de la red, lo cual es otro inconveniente desde el punto de vista de la red eléctrica; el consumo de energía reactiva de un generador de rotor de jaula bobinado se compensa y corrige con baterías de condensadores.

La inestabilidad del viento supone, por lo tanto, un problema para la maquinaria del aerogenerador y para la red eléctrica de distribución.

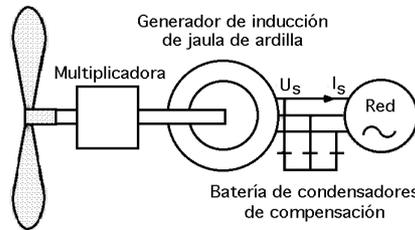


Fig III.30.- Esquema de aerogenerador de velocidad fija y generador asíncrono acoplado directamente a la red por su estator

Deslizamiento variable.- La estructura de deslizamiento variable consta de un sistema multiplicador, generador asíncrono y unas resistencias del rotor variables. Al variar la resistencia del rotor se varía el deslizamiento, entre un 1% y un 10%, lo que permite a los aerogeneradores absorber los golpes de viento, reduciendo las cargas extremas sobre el multiplicador, a la vez que se genera una potencia eléctrica sin fluctuaciones; este sistema está patentado bajo el nombre de Opti-Slip^(R) en el que las resistencias externas van montadas en el propio rotor, junto con el sistema electrónico.

La energía de las ráfagas de viento se elimina mediante un ligero aumento de la velocidad de la cadena cinemática y mediante la disipación en resistencias en el rotor. El sistema necesita compensación de energía reactiva mediante baterías de condensadores, al igual que en el caso anterior.

El control de orientación de las palas es relativamente sencillo, el aumento de precio es pequeño y el generador sigue siendo un generador estándar de jaula de ardilla, al que se le añade un módulo de resistencias variables en la parte posterior.

El deslizamiento se puede empezar a aumentar cuando se esté cerca de la potencia nominal de la aeroturbina, funcionando el generador en estas circunstancias, aproximadamente, a la mitad de su deslizamiento máximo. Con una ráfaga de viento, las señales del mecanismo de control hacen que el deslizamiento aumente para permitir que el rotor gire un poco más rápidamente, hasta que el mecanismo regulador del cambio del ángulo de paso de las palas pueda hacer frente a la situación; a partir de este momento, el deslizamiento disminuye.

Velocidad variable con generador de doble inducción.- Este sistema está formado por un sistema multiplicador y un generador asíncrono cuyo estator está conectado directamente a la red y cuyo rotor lo está a través de dos convertidores de frecuencia.

Con esta estructura se consigue regular la velocidad del sistema en un rango alrededor de la velocidad nominal. Los convertidores no deben soportar toda la potencia de la máquina, sino sólo una fracción de ella, resultando de esto un equipo electrónico más sencillo. Al poder variar la velocidad, nos acercamos más a puntos de rendimiento aerodinámico más altos.

El generador asíncrono es estándar, de jaula de ardilla de rotor bobinado. A velocidades altas del viento se genera energía por el rotor; la potencia de salida no tiene fluctuaciones. La potencia reactiva se puede controlar, como en el caso de un generador síncrono. Las ráfagas no implican sobrecargas en el multiplicador, sino que es una energía que se emplea en aumentar la velocidad.

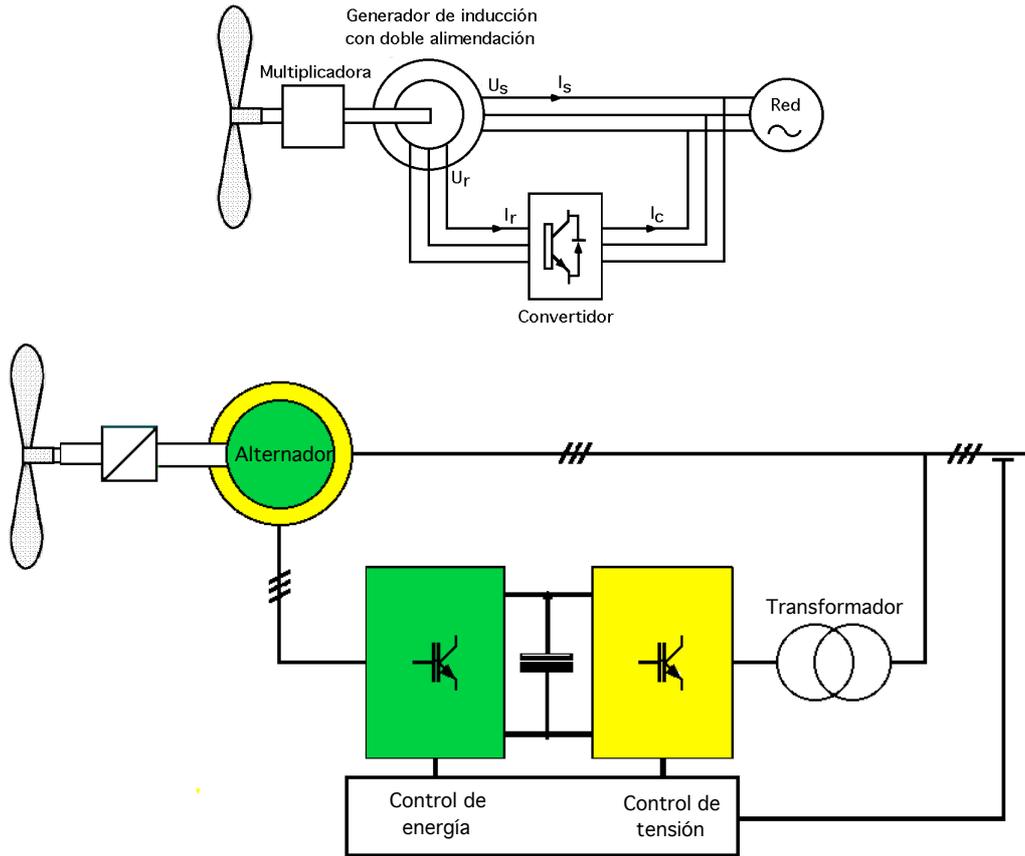


Fig III.31 .- Esquema de aerogenerador de velocidad variable y generador asíncrono cuyo estator va acoplado directamente a la red y cuyo rotor lo está a través de dos convertidores de frecuencia.

El inconveniente es el aumento de precio debido a la utilización de un sistema de control más sofisticado y de los equipos electrónicos de conversión de potencia en el rotor.

Velocidad variable con generador síncrono multipolo.- Este sistema es el más complejo de todos. El sistema multiplicador se elimina merced a un generador síncrono multipolo, empleándose para variar la velocidad en el estator dos convertidores que controlan toda la potencia de la máquina.

Las ventajas de este sistema son:

- La mejora del rendimiento aerodinámico
- La potencia de salida sin fluctuaciones
- El control de la energía reactiva
- La eliminación del sistema multiplicador

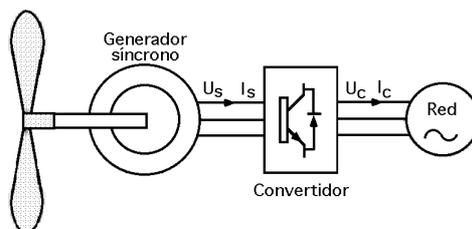


Fig III.32 .- Esquema de aerogenerador de velocidad variable y generador síncrono

Sin embargo, este sistema puede tener grandes inconvenientes ya que la eliminación del multiplicador implica la construcción de un generador muy complicado, que ya no es estándar y, por lo tanto, caro. Además como los equipos electrónicos de conversión de potencia manejan toda la potencia, encarecen el aerogenerador.

IV.- PARÁMETROS DE DISEÑO

IV.1.- PARÁMETROS PRÁCTICOS UTILIZADOS EN EL DISEÑO DE LOS AEROGENERADORES EÓLICOS

RELACIÓN DE VELOCIDAD PERIFÉRICA TSR.- La relación de velocidad específica o periférica TSR, Tip-Speed-Ratio, es un término que sustituye al número de revoluciones por minuto n del rotor; sirve para comparar el funcionamiento de máquinas eólicas diferentes, por lo que también se le suele denominar velocidad específica.

El TSR indica que la periferia de la pala circula a una velocidad TSR veces mayor que la velocidad del viento v y es la relación entre la velocidad periférica u de la pala $R \omega$ la del punto más exterior sobre la misma a partir del eje de rotación, y la velocidad v del viento, en la forma:

$$\text{TSR} = \frac{\text{Velocidad de la periferia de la pala}}{\text{Velocidad del viento}} = \frac{R \omega}{v} = \cot \theta = \frac{\pi R n}{30 v}$$

Si se conoce la velocidad v del viento, el radio de la pala y el número n de rpm a las que funciona, se puede calcular el TSR a cualquier distancia r comprendida entre el eje de rotación del rotor y la periferia de la pala, relación entre velocidades que se conoce como SR, y es de la forma:

$$\text{SR} = \frac{2 \pi r n}{60 k v} = 0,105 \frac{r n}{k v}$$

en la que k es una constante de ajuste de las diversas unidades que se pueden emplear, tomando los siguientes valores:

$$k = \begin{cases} 1,47 & \text{cuando la velocidad del viento } \bar{v} \text{ venga en millas por hora y el radio en ft} \\ 1 & \text{cuando } \bar{v} \text{ venga en ft/seg y el radio en ft} \\ 1 & \text{cuando } \bar{v} \text{ venga en metros/seg y el radio en metros} \\ 3,6 & \text{cuando } \bar{v} \text{ venga en km/hora y el radio en metros} \end{cases}$$

RELACIONES PRACTICAS ENTRE C_x y C_y .- En la Fig IV.1 se presenta la polar del perfil FX60-126 y a la misma escala la representación de C_y en función del ángulo de ataque α ; de ellas se obtiene que la sustentación máxima se presenta para un ángulo de ataque $\alpha = 12^\circ$ y que el arrastre mínimo se produce

para un valor de $C_x = 0,006$ que se corresponde con un coeficiente de sustentación $C_y = 0,2$.

El mejor funcionamiento de la pala se produce para un ángulo de ataque α en el que la relación $\frac{C_y}{C_x}$ sea máxima, es decir, el coeficiente ascensional tiene que ser grande, pero no necesariamente el máximo absoluto, al tiempo que el coeficiente de arrastre tiene que ser lo más pequeño posible, compatible con la relación anterior.

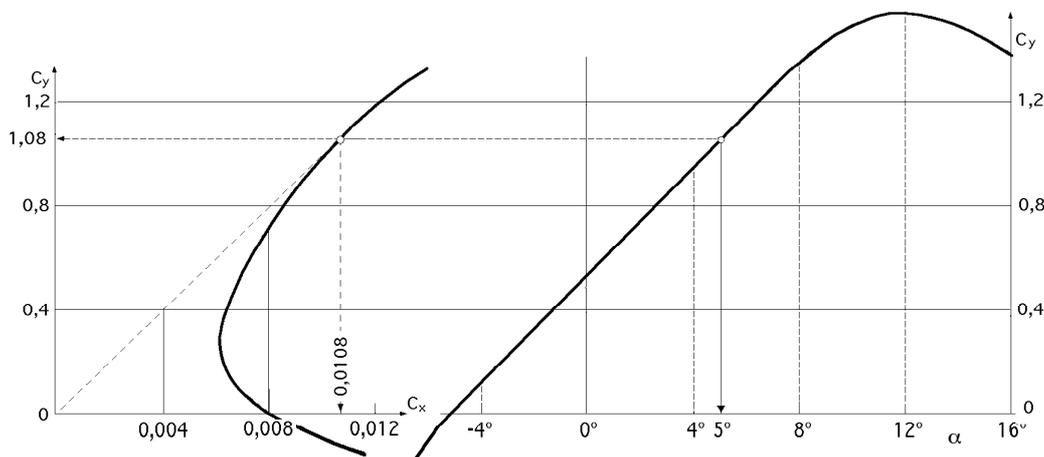


Fig IV.1.- Coeficientes de arrastre y de sustentación del perfil FX60-126

También se observa que el mínimo arrastre se produce para $C_y = 0,2$ que es un valor bajo comparado con el máximo posible $C_y = 1,6$. Para encontrar el ángulo de ataque α para el que la relación $\frac{C_y}{C_x}$ se hace máxima, se traza la tangente a la polar desde el origen de coordenadas; el punto de tangencia P se corresponde con el máximo valor de $\frac{C_y}{C_x}$ del perfil de la pala, proporcionando en este caso un valor de $C_y = 1,08$ y un valor de $C_x = 0,0108$, obteniéndose un ángulo de ataque $\alpha = 5^\circ$ y una relación:

$$\frac{C_y}{C_x} = \frac{1,08}{0,0108} = 100$$

Colocando el perfil con este ángulo, para una determinada velocidad del viento, funcionará en condiciones óptimas de funcionamiento.

Tabla IV.1.- Máquinas de viento de eje horizontal

Tipo de máquina	TSR de diseño	Tipo de pala	C_y/C_x
Bombeo de agua	1	Placa plana	10
	1	Placa curvada	20-40
	1	Ala de tela	10-25
Generadores eólicos pequeños	3-4	Perfil simple	10-50
	4-6	Perfil alabeado	20-100
	3-5	Ala de tela	20-30
Generadores eólicos grandes	5-15	Perfil alabeado	20-100

FACTOR DE ACTIVIDAD, FA.- El factor de actividad indica la capacidad estructural de un rotor para generar energía; se define en la forma:

$$FA = \frac{100.000}{32} \int_{\text{Raiz}}^{\text{Punta}} \frac{L}{R} \left(\frac{r}{R} \right) d\left(\frac{r}{R} \right)$$

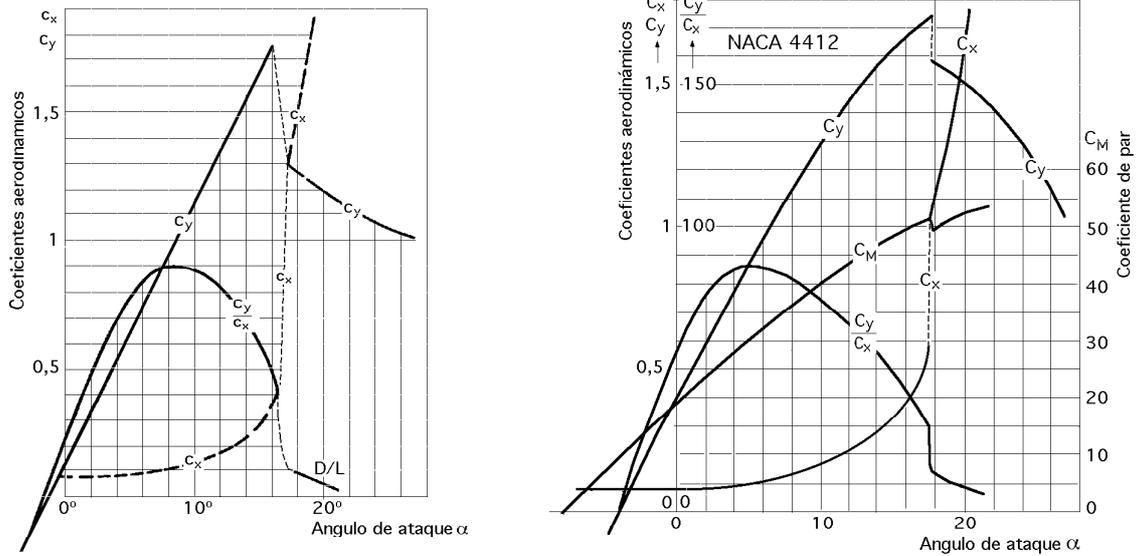


Fig IV.2.- Coeficientes de arrastre y de sustentación en función de α

siendo: L la longitud de la cuerda media, R el radio y r la distancia al eje.

Los valores admisibles del factor de actividad están comprendidos entre 15 y 60. Con valores por debajo de 15 el rotor carece de resistencia estructural, por lo que grandes valores del FA se corresponden con palas anchas, mientras que pequeños valores se corresponden con palas finas.

Los valores del FA mayores de 15 se corresponden con ($6,5 < \text{TSR} < 10$), $\frac{D}{L}$ del orden de 60 y coeficiente de potencia C_N del orden de 0,4

RENDIMIENTO AERODINÁMICO η .- Se ha definido el rendimiento aerodinámico η como la relación entre la potencia generada por el aerogenerador y la energía del viento que atraviesa el rotor, en la forma:

$$\eta = \frac{\text{Potencia del aerogenerador}}{\text{Potencia del viento}} = \frac{N}{\frac{\rho A v^3}{2}}$$

En las Fig IV.3ab se indica la relación entre el rendimiento aerodinámico η , la velocidad específica TSR y el nº de palas, para una relación $\frac{D}{L} \rightarrow \infty$.

COEFICIENTE DE PAR C_M .- Se define el coeficiente de par C_M en la forma:

$$C_M = \frac{\text{Par del aerogenerador}}{\frac{\text{Potencia del viento}}{v} R} = \frac{C}{\frac{1}{2} \rho A v^3 R} = \frac{C}{\frac{1}{2} \rho A v^2 R} = \frac{\frac{N_{\text{útil}}}{R w}}{\frac{N_{\text{viento}}}{v}} = \frac{\frac{N_{\text{útil}}}{R w}}{\frac{R w}{v}} = \frac{\eta_{\text{aerod}}}{\text{TSR}} = \frac{C_N}{\text{TSR}}$$

Para el caso particular de un rotor de hélice, el valor del área frontal barrida es $A = \pi R^2$ y el coeficiente de par C_M correspondiente:

$$C_M = \frac{2 C}{\rho v^2 R^3}$$

El par motor se puede expresar también en función del rendimiento aerodinámico o coeficiente de potencia C_N y de la potencia útil del viento en la forma:

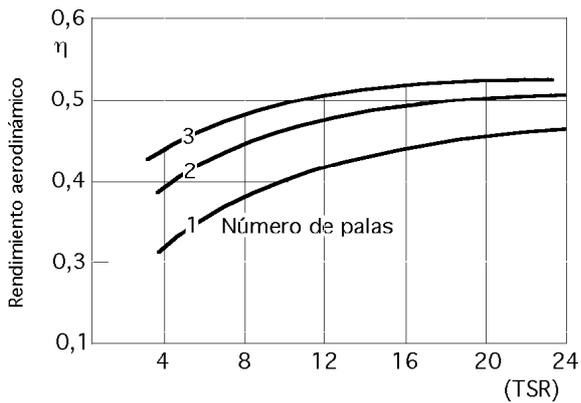


Fig IV.3a.- Relación entre el rendimiento aerodinámico, el TSR y el número de palas para $D/L \rightarrow \infty$

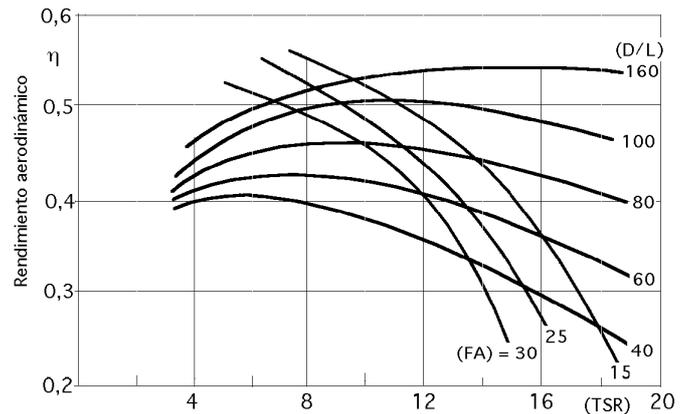


Fig IV.3b.- Relación entre el rendimiento aerodinámico, el TSR y la relación D/L

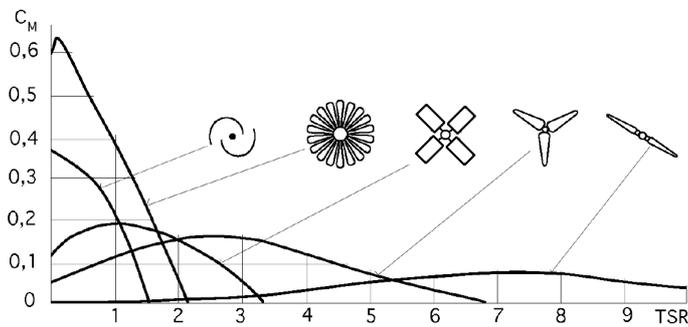


Fig IV.4.- Relación entre el coeficiente de par y el TSR

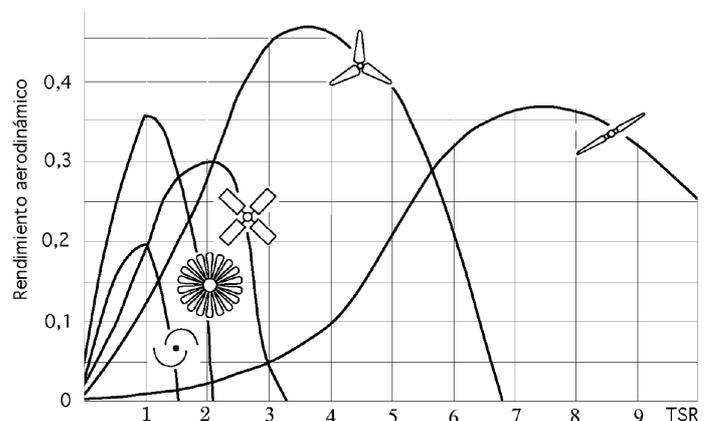
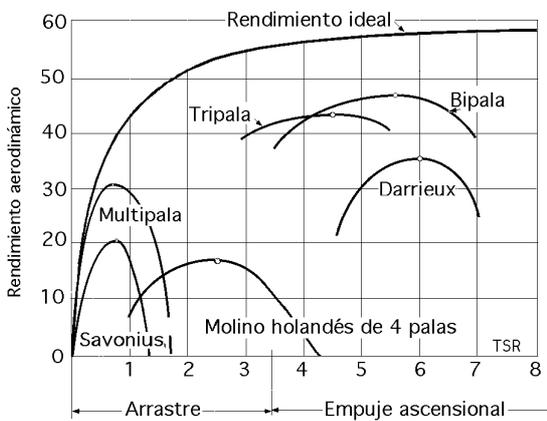


Fig IV.5.- Curvas ($\eta_{aerod} - TSR$)

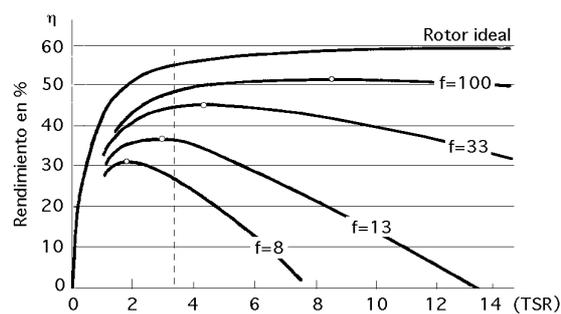


Fig IV.6.- Curvas ($\eta_{aerod}-TSR$), para hélices

$$C = \frac{N_u}{w} = \frac{\eta_{\text{aerod}} N_{\text{viento}}}{w} = \frac{C_N N_{\text{viento}}}{w}$$

Teniendo en cuenta lo anterior, podemos determinar la calidad de una máquina eólica, considerando las curvas del tipo ($\eta_{\text{aerod}} - \text{TSR}$), de las que en primer lugar se puede hacer una clasificación mediante la representación gráfica de la Fig IV.5, obteniéndose las siguientes conclusiones:

- Los molinos multipala y Savonius obtienen su máximo rendimiento aerodinámico para TSR pequeños, es decir, giran a baja velocidad; asimismo funcionan con velocidades \vec{v} del viento pequeñas.
- El rendimiento aerodinámico y, por tanto, la potencia útil es superior en los aparatos Darrieux y hélice.
- El rendimiento aerodinámico se mantiene siempre por debajo del límite de Betz, y se aproximaría a él si el TSR tendiese a infinito.
- Si el TSR es mayor que 3,5 las palas funcionan principalmente por empuje ascensional, y si es menor que 3,5 funcionan por arrastre.

En la Fig IV.6 se ha hecho una representación $\{\eta_{\text{aerod}} - \text{TSR}\}$ en función del nº Z de palas, relaciones $\frac{D}{L}$, y $f = \frac{F_{\text{asc}}}{F_{\text{arr}}} = \frac{C_y}{C_x}$, respectivamente.

IV.2.- DIMENSIONADO DE UN ROTOR EÓLICO

ÁREA FRONTAL BARRIDA POR LA PALA.- El área A barrida por el rotor y que éste presenta frontalmente al viento, es un parámetro que se utiliza con cierta frecuencia en los cálculos de energía eólica.

Para una hélice, este área es la superficie total barrida por las palas del rotor, perpendicular a la dirección del viento; para un rotor de hélice, de eje horizontal, paralelo a la dirección del viento, y diámetro D, el valor de A es:

$$A = \frac{\pi D^2}{4}$$

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

$$A = \text{Altura} \times \text{Anchura} = h d$$

de aplicación al rotor Savonius y a los rotores de palas tipo giromill.

En un rotor Darrieux, la curva envolvente que conforma el perfil (catenaria) proporciona el área A. Sin embargo, en algunos casos, esta curva envolvente se puede aproximar bastante bien, mediante dos medias parábolas, por lo que el área frontal sería, aproximadamente, igual a:

$$A = 0,67 d h$$

siendo d el diámetro máximo de giro y h la altura del aparato, (distancia entre los extremos del rotor).

El tamaño y dimensiones de un rotor eólico se determinan calculando:

- El área frontal A del mismo; para ello se le puede suponer como una máquina motriz, a la que de antemano se tiene que prefijar y asignar la energía que se desea genere
- El promedio de energía que se puede obtener a partir de los recursos eólicos del lugar donde se vaya a instalar la máquina eólica.

Conocidos los datos energéticos, de la máquina y de la fuente energética, se igualan, y se determina

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

Estos promedios de energía eólica necesarios $N_{\text{útil}}$ vienen dados por la ecuación:

$$N_{\text{útil}} = N_{\text{viento}} \eta = \frac{1}{2} \rho A v^3 \eta \Rightarrow A = \frac{2 N_{\text{útil aerog}}}{\rho v^3 \eta} = \frac{93 N_{\text{útil aerog}}}{\eta F C_A C_T}$$

siendo: $N_{\text{útil}}$ en kW, y $\eta = \eta_{\text{aerod}}$ el rendimiento aerodinámico global del aerogenerador, en las que:

F es un factor que depende de la velocidad del viento y cuyos valores se indican en la Tabla IV.2

C_A y C_T son dos factores de corrección de la densidad del aire, en función de la altitud (en metros) y de la temperatura del lugar en °C, valores que vienen indicados en la Tabla IV.3.

Tabla IV.2.- Valores del factor de potencia F

v mph	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
F	1,07	1,78	2,62	3,74	5,13	6,82	8,86	11,3	14,1	17,3	21	25,2
v mph	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
F	29,9	35,2	41	47,5	54,6	62,4	70,9	80,1	90,1	101	113	125

Tabla IV.3.- Factores de corrección de la densidad del aire

Altitud m	C_A	Temperatura °C	C_T
0	1	-18°	1,13
750	0,898	-6°	1,083
1500	0,819	+4°	1,04
2250	0,744	+16°	1
3000	0,676	+27°	0,963
		+38°	0,929

Tabla IV.4.- Valores estimados de la eficiencia

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

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

Ejemplo: Dado un aerogenerador de 3 palas que genera 1 kW, instalado en un lugar en el que se sabe sopla el viento a 15 mph, determinar el área A barrida por el rotor.

Se comienza por estimar la eficiencia, que, para pequeños propulsores se puede suponer, a priori, entre un 15% y un 30%; elegimos $\eta = 25\%$.

Para $v = 15 \text{ mph} \Rightarrow F = 17,3$

Para una temperatura standard a nivel del mar de $16^\circ\text{C} \Rightarrow C_A = C_T = 1$.

$$A = \frac{93 \times 1 \text{ kW}}{0,25 \times 17,3 \times 1 \times 1} = 21,5 \text{ m}^2 \quad \xrightarrow{\text{Diámetro del rotor}} \quad d = 5,23 \text{ m}$$

TAMAÑO DE LAS PALAS Y COEFICIENTE DE SOLIDEZ Ω - Cuando una máquina eólica dispone de un número determinado de palas Z , la superficie total de las mismas se puede calcular mediante la expresión:

Área total de las palas = $z s = \text{Solidez } \Omega \times \text{Área } A \text{ barrida por el rotor}$

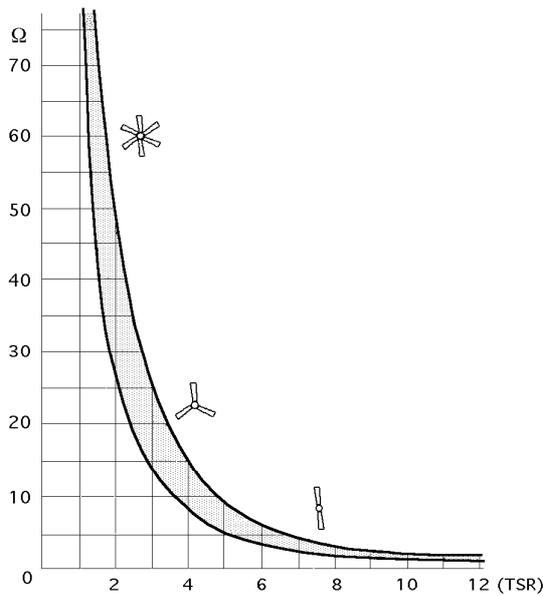


Fig IV.7.- Relación entre el coeficiente de solidez Ω y el TSR

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

$$\Omega = \frac{Z S}{\pi R^2} = \frac{Z R L}{\pi R^2} = \frac{Z L}{\pi R}$$

Para obtener la superficie de una pala se divide el área total así obtenido por el número de ellas. El coeficiente de solidez Ω guarda una relación inversa con el TSR. En la Fig IV.7 se ha hecho una representación en función del n° de palas, sin tener en cuenta sus características; sin embargo, en los actuales aerogeneradores con valores del TSR mayores de 10 la solidez es del orden de 2,5 por ser las palas muy esbeltas.

Ejemplo: Supongamos se necesita un $\text{TSR} = 5$ y se ha seleccionado un tripala con un diámetro de 3,7 metros y un área frontal $A = 10,75 \text{ m}^2$.

De la Fig IV.7 se obtiene la conclusión de que la máxima solidez recomendada para $\text{TSR} = 5$ tiene que ser $\Omega = 0,1$ por lo que:

La superficie total de las palas es: $0,1 \times 10,75 = 1,075 \text{ m}^2$

La superficie S de cada pala es: $1,075/3 = 0,358 \text{ m}^2$

Las máquinas con un coeficiente de solidez Ω grande son más lentas.

IV.3.- RESISTENCIA AERODINÁMICA DEL ROTOR

FUERZA CENTRIFUGA.- La fuerza centrífuga empuja las palas hacia afuera y tiende a arrancarlas del cubo del rotor viene dada por la ecuación:

$$F_{\text{cent}} = \frac{1}{2} G \frac{u^2}{r_G} = \frac{G \left(\frac{\pi r_G n}{30} \right)^2}{2 r_G} = \frac{\pi^2 G (r_G n)^2}{1800 r_G} = \frac{\pi^2 G \left(\frac{k v (SR)_G}{0,105} \right)^2}{1800 r_G} = \frac{0,1034 G \{k v (SR)_G\}^2}{r_G}$$

en la que:

G es el peso de la pala en kg, y k un valor que depende de las unidades

$(SR)_G$ se calcula en el centro de gravedad de la pala a la distancia r_G

r_G es la distancia en metros, desde el eje de rotación del rotor al c.d.g. de la pala

Como la velocidad del viento está elevada al cuadrado, un aumento brusco de la misma originaría un gran aumento en la fuerza centrífuga.

Ejemplo: Un aerogenerador de 3 palas con un diámetro de 3,70 m se utiliza para funcionar con un $TSR = 6$. Si cada pala pesa 2,268 kg, con su centro de gravedad determinado mediante unos ensayos de balance, y situado a una distancia del eje de giro de 0,925 m, determinar la fuerza centrífuga a la que está sometida la pala, cuando el viento sople a una velocidad, $v = 4,47$ m/seg.

En primer lugar hay que conocer la distancia r_G del centro de gravedad de la pala, que se encuentra en este caso en la mitad de su longitud $\frac{3,7}{4} = 0,925$ m; por lo tanto, el valor del SR y de la fuerza centrífuga son:

$$SR = \frac{1}{2} TSR = 3 \quad ; \quad F_{cent} = \frac{0,1034 \times 2,268 \times (3 \times 4,47)^2}{0,925} = 45,58 \text{ kg}$$

Tabla IV.6.- Datos de aeroturbinas tipo hélice

Diámetro del rotor metros	Número de r.p.m.		Potencia en kW	
	$v = 5$ m/seg	$v = 7$ m/seg	$v = 5$ m/seg	$v = 7$ m/seg
1	935	1340	0,07	0,2
2	470	670	0,27	0,8
3	310	450	0,60	1,8
4	235	335	1,07	5
10	95	134	6,7	20
15	62	90	15	45
20	47	67	26,8	80
30	31	45	60	180
40	23	33	107	320
50	19	27	168	500

Para un rotor que funciona con un TSR fijo, la fuerza centrífuga crece con el cuadrado de la velocidad del viento.

Existen dos condiciones operativas a tener en cuenta para el cálculo de la fuerza centrífuga:

a) Lo primero que hay que prever, cuando todavía el rotor está en fase de diseño, es la velocidad del viento máxima que podrá soportar el aparato antes de que el regulador comience a limitar su número de revoluciones.

b) Una vez construida la máquina y entra en funcionamiento, si se embala por fallo del mecanismo de regulación hay que preveer la máxima velocidad que puede permitírsele alcanzar; si la máquina eólica es pequeña, puede soportar un exceso en la velocidad de rotación de hasta un 50%, pero si es grande, en estas circunstancias, quedaría averiada e inutilizada.

RESISTENCIA AERODINÁMICA DE LA PALA.- Una fórmula aproximada para determinar la resistencia aerodinámica de un aerogenerador en rotación, inmerso en una corriente de aire de velocidad \vec{v} , se puede expresar en la forma:

$$F_{aerod} = 0,062 A v^2$$

en la que A viene dada en m^2 , y v en m/seg.

Ejemplo: Una hélice tripala de 3,70 metros de diámetro, está girando en una corriente de aire de velocidad $v=8,94$ m/seg.

La fuerza aerodinámica es: $F_{\text{aerod}} = 0,062 \frac{\pi \times 3,7^2}{4} \times 8,94^2 = 53,27$ kg, y como el rotor tiene 3 palas, la fuerza aerodinámica correspondiente a cada una es de 17,75 kg.

Si la máquina eólica está parada, pero inmersa en la corriente de aire, la resistencia estática aerodinámica por pala se calcula mediante la expresión:

$$F_{\text{estática aerod}} = 2 \Omega F_{\text{aerod en movimiento}}$$

Para una solidez del rotor $\Omega=0,1$ la fuerza estática aerodinámica para cada pala es:

$$F_{\text{estática aerod}} = 2 \times 0,1 \times 17,75 = 3,55 \text{ kg}$$

siendo la fuerza estática aerodinámica total igual a 10,65 kg.

MOMENTO FLECTOR DE LA PALA.- El momento flector de la pala se calcula a partir de las fuerzas aerodinámicas que actúan sobre las palas, que son paralelas al eje de giro, a la distancia r_G del mismo, de la forma:

$$M_{\text{flector de la pala}} = r_G F_{\text{aerod}}$$

que proporciona sólo un valor aproximado, por cuanto los factores que intervienen en el cálculo, son también aproximados, pero suficientes para gran número de aplicaciones; para valores exactos sería precisa una formulación más compleja.

Para un aerogenerador de diámetro de palas igual a 3,7 metros y $r_G = \frac{D}{4}$ se tiene un momento flector para el modo operativo (máquina en funcionamiento) igual a 16,42 m.kg, mientras que para el modo estacionario (máquina parada), sería de 3,28 m.kg.

El punto de máximo esfuerzo, que a su vez está sometido a una fatiga máxima, se encuentra situado en la zona donde la pala se une al cubo del rotor.

MOMENTO DE TORSIÓN DEL EJE DE GIRO.- El momento de torsión de las palas respecto al eje de giro (par motor), viene dado por la expresión:

$$C = \frac{N_{\text{generada en el rotor}}}{w} = \frac{N_{\text{útil}} D}{2 (TSR) v} \quad \text{con:} \quad \begin{cases} N_{\text{útil}} \text{ en (Kgm/seg)} \\ D \text{ en metros y } v \text{ en (m/seg)} \end{cases}$$

o también:

$$C = \frac{51 N_{\text{útil}} D}{(TSR) v} \quad \text{con:} \quad \begin{cases} N_{\text{útil}} \text{ en kW} \\ D \text{ en metros y } v \text{ en (m/seg)} \end{cases}$$

El par motor C así obtenido es el total, por lo que para calcular el par originado por cada pala, habrá que dividirlo por el número de palas Z .

Hay que tener en cuenta que la potencia $N_{\text{útil}}$ a utilizar es la que se tiene en el eje del rotor, y no en el eje de salida del generador u otro aparato impulsado por el aerogenerador.

Este momento actúa en el plano de rotación, estando localizada la tensión máxima en la zona de implantación de cada pala con el rotor; el par aumenta con el coeficiente de solidez Ω .

IV.4.- DISEÑO Y CALCULO SIMPLIFICADO DE LOS AEROGENERADORES EÓLICOS RÁPIDOS DE EJE HORIZONTAL

DIÁMETRO DEL ROTOR.- Para calcular el diámetro del rotor, se iguala la potencia específica proporcionada por el generador, a la potencia de salida del sistema a la velocidad máxima del viento; si se supone que:

$$N_{\text{útil}} = 1 \text{ kW} ; \quad \rho = 1,25 \text{ kg/m}^3 ; \quad v = 6,7 \text{ m/seg} ; \quad \eta = 25\%$$

$$1 \text{ kW} = \frac{10^{-3}}{2} \times 1,257 \times (6,7)^3 \times A \times 0,25 \Rightarrow A = 21,27 \text{ m}^2 \Rightarrow D = 5,25 \text{ m}$$

Si se aumenta el rendimiento a un 35%, para obtener la misma energía de 1 kW se podría utilizar un rotor más pequeño, cuya superficie frontal fuese:

$$A = 15,2 \text{ m}^2 \Rightarrow D = 3,75 \text{ m.}$$

Un aumento de la velocidad del viento implica una disminución del diámetro de las palas para obtener la misma potencia.

ACOPLAMIENTO ROTOR EOLICO-GENERADOR ELÉCTRICO.- En el acoplamiento del rotor a un generador eléctrico, a través del multiplicador, hay que tener en cuenta el número de rpm a que va a funcionar el generador. Si se selecciona en el generador eléctrico una velocidad baja (p.e. para una actividad como puede ser la de cargar baterías), el rotor se puede poner a un número de revoluciones que se corresponda con la velocidad máxima del viento.

Si en nuestro ejemplo suponemos que el generador requiere 300 rpm para generar la potencia de 1 kW y el rotor funciona a estas 300 rpm, no es necesario colocar ningún tipo de multiplicador y el acoplamiento será directo; estas rpm se corresponden con un TSR igual a:

$$\text{TSR} = 0,105 \frac{r \cdot n}{v} = 0,105 \frac{(5,25/2) \cdot 300}{6,7} = 12,34$$

que es un valor un poco elevado.

Si se pone un multiplicador de velocidades, con una relación, por ejemplo de 2/1, se podría utilizar un rotor con una velocidad inferior, 150 rpm, reduciendo el TSR a 6,17 que es un valor mucho más apropiado. Si lo que se desea accionar es un generador eléctrico, éste requiere una velocidad sincrónica a un número de rpm constante por lo que ésta vendrá perfectamente determinada en función de la frecuencia de la energía eléctrica a obtener y del número de pares de polos del mismo, de la forma:

$$50 \text{ ciclos/seg} \times 60 \text{ seg} = 3000 = n_{(\text{rpm})\text{alt}} \times (\text{n}^\circ \text{ de pares de polos})$$

Para 2 pares de polos ($n = 1500 \text{ rpm}$), lo que implica una multiplicación de 5/1 funcionando el rotor a 300 rpm. Un aumento del n° de pares de polos disminuye este factor de multiplicación.

SOLIDEZ Y N° DE PALAS.- Una vez seleccionada la relación de multiplicación del acoplamiento rotor-generador y por tanto del TSR se determina la solidez Ω mediante la gráfica de la Fig IV.7, y el número Z de palas según la Tabla IV.7, deduciéndose que para un $\text{TSR} = 6$ la solidez tiene que ser del orden de un 5% y el rotor tripala.

Sin embargo, el número de palas de un aerogenerador no es de gran importancia en su actuación,

por cuanto sus criterios de selección son más bien económicos, ya que a más palas mayor coste; a mayor número de palas mayor par de arranque.

Tabla IV.7.- Número de palas en función del TSR

TSR	1	2	3	4	5 a 8	8 a 15
Número de palas	6 a 20	4 a 12	3 a 8	3 a 5	2 a 4	1 a 2

PERFIL DE LA PALA.- Interesan perfiles con altos valores de D/L del orden de 60 y C_y próximo a la unidad; el espesor del perfil disminuye desde el entronque con el cubo a la periferia; cuando el espesor del perfil aumenta, disminuye la relación $\frac{D}{L}$ y el perfil transmite menos fuerza al rotor. Como los perfiles gruesos, por razones estructurales, deben estar más próximos al cubo, producen muy poco par, y por ello, teóricamente, se podrían suprimir en esa zona; concretamente, en el 10% ó 15% de la pala próximo

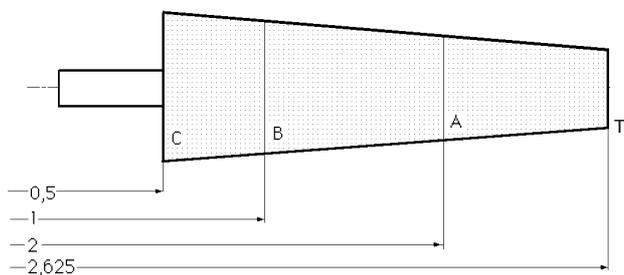


Fig IV.8.- División de una pala de aerogenerador

al cubo no sería necesario poner perfiles aerodinámicos, siempre que los problemas de fijación al cubo estuviesen resueltos, que no es el caso en los actuales aerogeneradores; en la periferia de las palas, éstas nunca deben superar espesores del 18%.

Para perfilar una pala se procede en primer lugar a hacer un esquema de la misma, Fig IV.8, dividiéndola en varias secciones, calculando la relación de velocidades SR correspondiente a cada una de ellas. En el ejemplo que se presenta se han fijado tres intervalos, aunque en la práctica habría que dividir la pala en 10 o más partes.

$$SR = \frac{TSR \cdot r}{R} \Rightarrow \begin{cases} SR_T = \frac{6 \times 2,625}{2,625} = 6 & ; & SR_A = \frac{6 \times 2}{2,625} = 4,57 \\ SR_B = \frac{6 \times 1}{2,625} = 2,29 & ; & SR_C = \frac{6 \times 0,5}{2,625} = 1,14 \end{cases}$$

Valores de θ .- Teniendo en cuenta las gráficas de las Fig IV.9.10, se determinan el ángulo θ y un *parámetro de forma* SP a partir del SR, tal como se indica a continuación:

$$\begin{cases} SR_T(6,00) \Rightarrow \begin{cases} \theta_T = 6,3^\circ \\ (SP)_T = 0,17 \end{cases} \\ SR_A(4,57) \Rightarrow \begin{cases} \theta_A = 7,3^\circ \\ (SP)_A = 0,32 \end{cases} \end{cases} ; \begin{cases} SR_B(2,29) \Rightarrow \begin{cases} \theta_B = 16^\circ \\ (SP)_B = 1,02 \end{cases} \\ SR_C(1,14) \Rightarrow \begin{cases} \theta_C = 28^\circ \\ (SP)_C = 2,4 \end{cases} \end{cases}$$

Cálculo del coeficiente ascensional C_y máximo.- Una vez elegido el tipo de perfil y determinado el coeficiente C_y que se obtiene de su polar, se determina la longitud L de la cuerda; para el perfil FX60-126 de la Fig IV.1, el máximo valor de $C_y = 1,08$ se tiene para una relación:

$$\frac{C_y}{C_x} = \frac{1,08}{0,0108} = 100$$

siendo el ángulo de ataque correspondiente, $\alpha = 5^\circ$

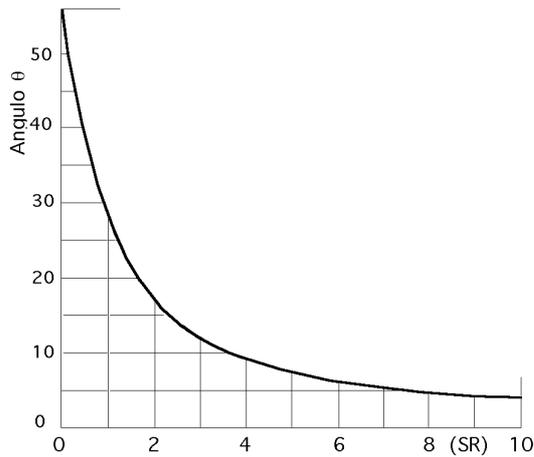


Fig IV.9.- Valores de θ en función del SR

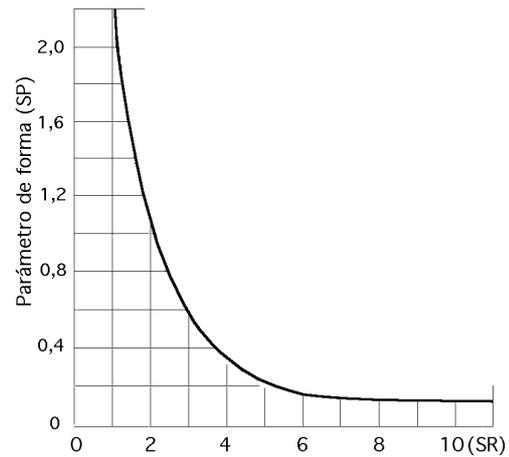


Fig IV.10.- Valores del SP en función del SR

Longitud L de la cuerda.- Para cada distancia radial r se calcula la longitud L de la cuerda, siendo Z el número de palas, mediante la expresión:

$$L = \frac{r \text{ (SP)}}{C_y Z} \quad \xrightarrow{\text{Longitud de las cuerdas}} \quad \begin{cases} L_T = \frac{2,625 \times 0,17}{1,08 \times 3} = 0,1377 \text{ m} \\ L_B = \frac{1,0 \times 1,02}{1,08 \times 3} = 0,3148 \text{ m} \end{cases} \quad \begin{cases} L_A = \frac{2,0 \times 0,32}{1,08 \times 3} = 0,1975 \text{ m} \\ L_C = \frac{0,5 \times 2,40}{1,08 \times 3} = 0,37 \text{ m} \end{cases}$$

Corrección del ángulo de incidencia α .- El ajuste del ángulo de ataque α para un valor óptimo de la relación $\frac{C_y}{C_x}$ se puede hacer mediante la siguiente ecuación empírica:

$$\alpha = -\alpha_0 + \frac{C_y}{0,11} \left(1 + \frac{3}{\Delta L}\right)$$

en la que ΔL es una relación, en primera aproximación, entre la envergadura de la pala (su longitud) definida por su radio máximo R y el promedio de las longitudes de las cuerdas en las distintas secciones consideradas, que sirve para corregir el ángulo de incidencia α :

$$\Delta L = \frac{R}{L} = \left| \hat{L} = \frac{0,1377 + 0,1975 + 0,3148 + 0,37}{4} = 0,255 \text{ m} \right| = \frac{2,625}{0,255} = 10,29$$

obteniéndose un valor de α constante para todas las cuerdas, por haber considerado el valor promediado de las mismas:

$$\alpha = -\alpha_0 + \frac{C_y}{0,11} \left(1 + \frac{3}{\Delta L}\right) = -5^\circ + \frac{1,08}{0,11} \left(1 + \frac{3}{10,29}\right) = 7,68^\circ$$

Se puede calcular con mayor precisión tomando para cada distancia la cuerda correspondiente, y tratando a cada sección como un caso particular.

$$\alpha_T = -\alpha_0 + \frac{C_y}{0,11} \left(1 + \frac{3}{\Delta L_T}\right) = \left| \Delta L_T = \frac{R}{L_T} = \frac{2,625}{0,1377} = 19,06 \right| = -5^\circ + \frac{1,08}{0,11} \left(1 + \frac{3}{19,06}\right) = 6,36^\circ$$

$$\alpha_A = -\alpha_0 + \frac{C_y}{0,11} \left(1 + \frac{3}{\Delta L_A}\right) = \left| \Delta L_A = 13,29 \right| = -5^\circ + \frac{1,08}{0,11} \left(1 + \frac{3}{13,29}\right) = 7,03^\circ$$

$$\alpha_B = -\alpha_0 + \frac{C_y}{0,11} \left(1 + \frac{3}{\Delta L_B}\right) = | \Delta L_B = 8,33 | = -5^\circ + \frac{1,08}{0,11} \left(1 + \frac{3}{8,33}\right) = 8,35^\circ$$

$$\alpha_C = -\alpha_0 + \frac{C_y}{0,11} \left(1 + \frac{3}{\Delta L_C}\right) = | \Delta L_C = 7,09 | = -5^\circ + \frac{1,08}{0,11} \left(1 + \frac{3}{7,09}\right) = 8,97^\circ$$

Ángulo de calaje o de inclinación β .- Un factor importante en el diseño de superficies alabeadas es determinar la torsión de la pala que se proyecta de forma que su ángulo de calaje β no sea constante, es decir, tiene que existir una variación de dicho ángulo a lo largo del perfil, con el fin de subsanar el hecho de que para diversos radios a lo largo de la pala, la velocidad del viento a la salida varía con la distancia al eje de giro, lo que hace que el ángulo θ no sea constante en cada sección del perfil. El ángulo β es la *torción* y se determina mediante la corrección del ángulo de ataque α , obteniéndose para cada sección transversal la inclinación de las diferentes cuerdas de la pala, correspondiente a cada distancia r al eje de giro, mediante la ecuación ($\beta = \theta - \alpha$), en la forma:

$$\text{Con } \alpha \text{ constante} \Rightarrow \begin{cases} \beta_T = 6,3^\circ - 7,68^\circ = -1,38^\circ & ; & \beta_A = 7,3^\circ - 7,68^\circ = -0,38^\circ \\ \beta_B = 16^\circ - 7,68^\circ = +8,32^\circ & ; & \beta_C = 28^\circ - 7,68^\circ = +20,32^\circ \end{cases}$$

$$\text{Con } \alpha \text{ variable} \Rightarrow \begin{cases} \beta_T = 6,3^\circ - 6,36^\circ = -0,06^\circ & ; & \beta_A = 7,3^\circ - 7,03^\circ = +0,27^\circ \\ \beta_B = 16^\circ - 8,35^\circ = +7,65^\circ & ; & \beta_C = 28^\circ - 8,97^\circ = +19,03^\circ \end{cases}$$

que determinan el ángulo β que forma la cuerda en cada sección del perfil de la pala, respecto al plano de rotación.

IV.5.- DISEÑO Y CALCULO SIMPLIFICADO DE LOS AEROGENERADORES EÓLICOS LENTOS DE EJE HORIZONTAL. MOLINOS MULTIPALA

Las máquinas eólicas de este tipo son de *arrastre*, y aprovechan la componente de la fuerza del viento perpendicular a la superficie de sus aspas, palas o aletas. El *molino americano* es un aerogenerador lento, Fig IV.11, que hizo su aparición hacia 1800; está formado por un rotor compuesto por un número de palas que puede oscilar entre 12 y 24 y que cubren casi toda la superficie del cubo. Su diámetro suele ser del orden de 5 a 8 metros; diámetros mayores originarían un excesivo peso del rotor que dificultaría el arranque; suelen ponerse en funcionamiento con vientos de 2 a 3 m/seg, aunque no alcanzan su potencia máxima hasta velocidades mayores. El rotor está conformado por delgadas placas metálicas, de perfil no aerodinámico, prácticamente planas, con una cierta orientación; el viento ejerce sobre ellas una fuerza de arrastre que provoca el par de giro.

La *potencia nominal* de estas máquinas suele darse para velocidades del viento del orden de 5 m/seg y se puede expresar, en primera aproximación, mediante la fórmula:

$$N = 0,15 D^2 v^3, \quad \text{siendo: } \begin{cases} N \text{ la potencia en W} \\ D \text{ el diámetro exterior del rotor en m.} \\ v \text{ la velocidad del viento en (m/seg)} \end{cases}$$

Su rendimiento máximo es del orden del 30% (aproximadamente el 50% del límite de Betz) con un TSR del orden de la unidad, (la periferia de la pala gira a una velocidad u igual a la velocidad del viento v con la que es atacado el rotor). Su funcionamiento es muy simple, por cuanto el rotor acciona directamente un sistema biela-manivela, que mueve un émbolo produciendo un movimiento de vaivén, Fig IV.13. La utilización más común para estas máquinas es el bombeo de agua mediante una bomba de

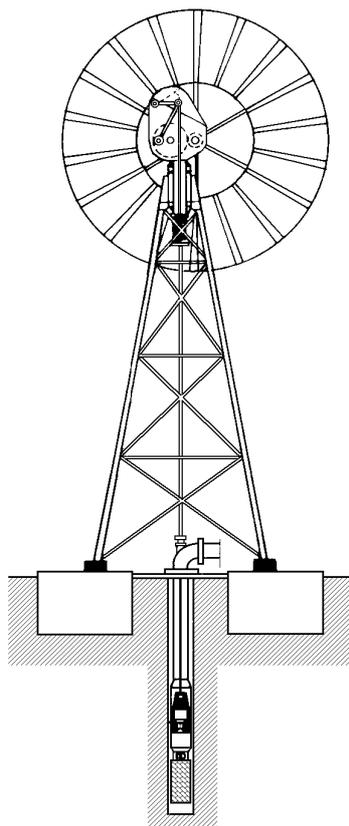


Fig IV.11

Molino multipala con bomba de pistón

émbolo que se ajustan bastante bien a las proporcionadas por el multipala, Fig IV.14.

La **fuerza de arrastre** F_x sobre una pala viene dada por la expresión:

$$F_{arr} = F_x = \frac{1}{2} \rho C_x c^2 S = \frac{1}{2} \rho C_x (v - u)^2 S$$

Si el rotor está en reposo, la velocidad periférica tangencial u de la pala es cero, y se tiene la fuerza máxima que actúa sobre la pala, cuando ésta esté perpendicular a la dirección del viento. Si se multiplica esta fuerza de arrastre máxima por el radio, tomado a partir del eje de giro, se obtiene el par motor de arranque que precisa la pala para comenzar a girar.

El par neto (resultante) tiene en cuenta la máquina completa y será menor, porque el viento está actuando a la vez sobre otras palas que se presentan a su acción, lo que retrasa y frena la rotación.

El **par motor a velocidad nominal** es:

$$C = r F_{arr} = \frac{r}{2} \rho v^2 S C_y \frac{\text{sen}(\theta - \alpha)}{\text{sen}^2 \theta \cos \alpha}$$

La potencia útil desarrollada por una máquina de arrastre es igual a la fuerza de arrastre multiplicada por la velocidad periférica tangencial de rotación de la pala u , es decir:

$$N_{\text{útil}} = \frac{1}{2} \rho (v - u)^2 u S C_x = \frac{\rho v^2 S C_y}{2} \frac{\text{sen}(\theta - \alpha)}{\text{sen}^2 \theta \cos \alpha}$$

Cuando la velocidad periférica u de la pala aumenta, la fuerza de arrastre disminuye rápidamente, y sin embargo, la energía generada a partir del viento crece.

Cuando la velocidad u de la pala sea 1/3 de la velocidad v del viento, en circulación libre y régimen de funcionamiento normal, se produce la máxima generación de energía eólica.

Tabla IV.5.- Datos de multipalas americanos

Diámetro del rotor metros	Número de r.p.m.		Potencia en kW	
	$v = 5$ m/seg	$v = 7$ m/seg	$v = 5$ m/seg	$v = 7$ m/seg
1	95	133	0,018	0,05
2	47,5	66,5	0,073	0,4
3	31,9	44,5	0,165	0,45
4	23,8	33,2	0,295	0,85
5	19	26,6	0,46	1,42
6	16	22,2	0,67	1,8
7	13,6	19	0,92	2,5
8	11,9	16,6	1,2	3,3
9	10,5	14,8	1,52	4,2
10	9,5	13,3	1,87	5,15

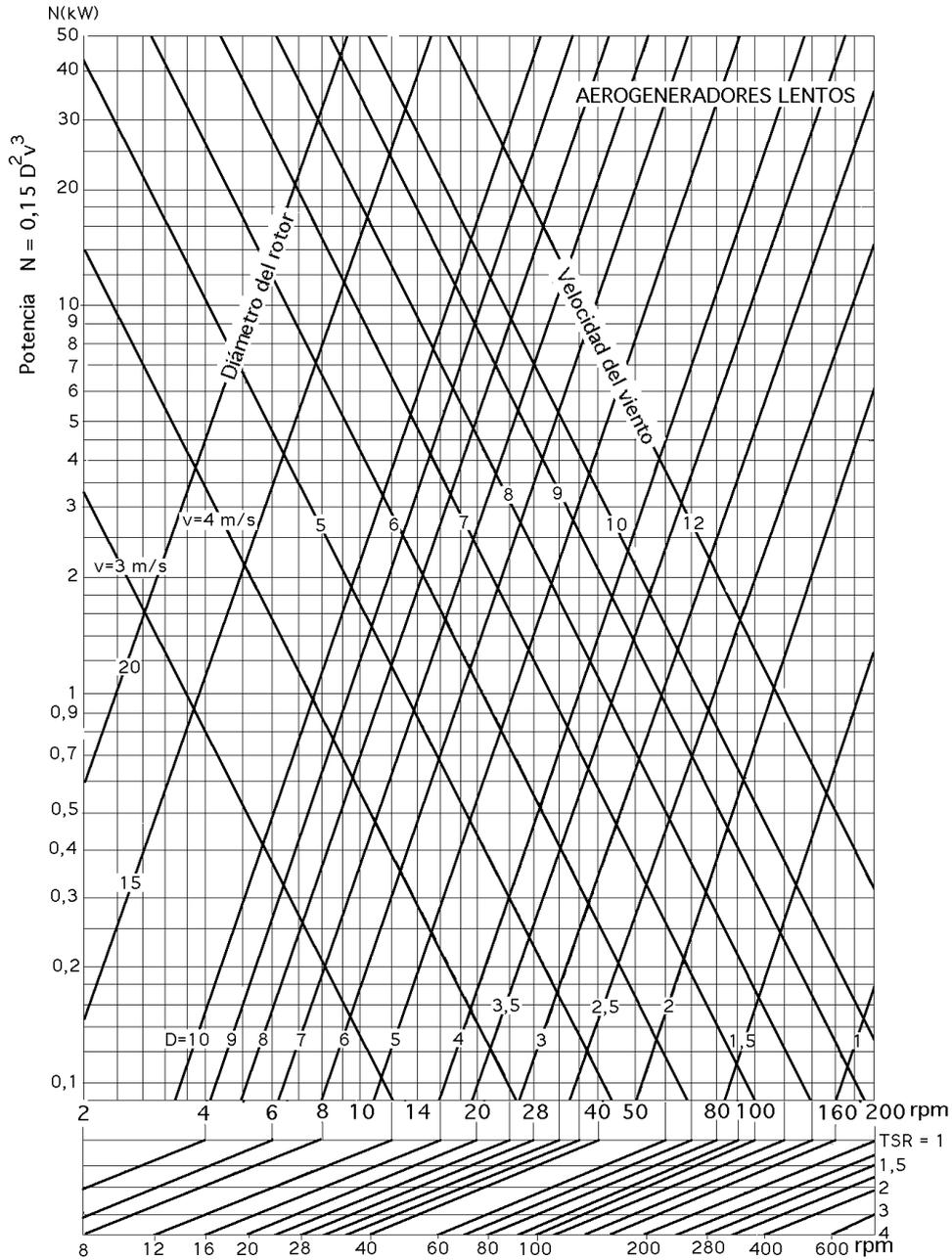


Fig IV.12.- Diagrama para la determinación de la potencia en aerogeneradores lentos

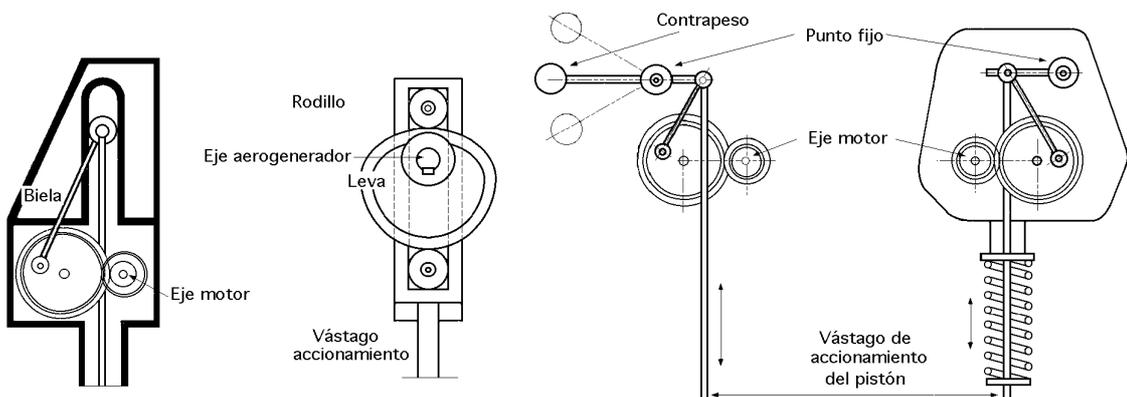


Fig IV.13.- Dispositivos de transmisión del movimiento del molino multipala a la bomba

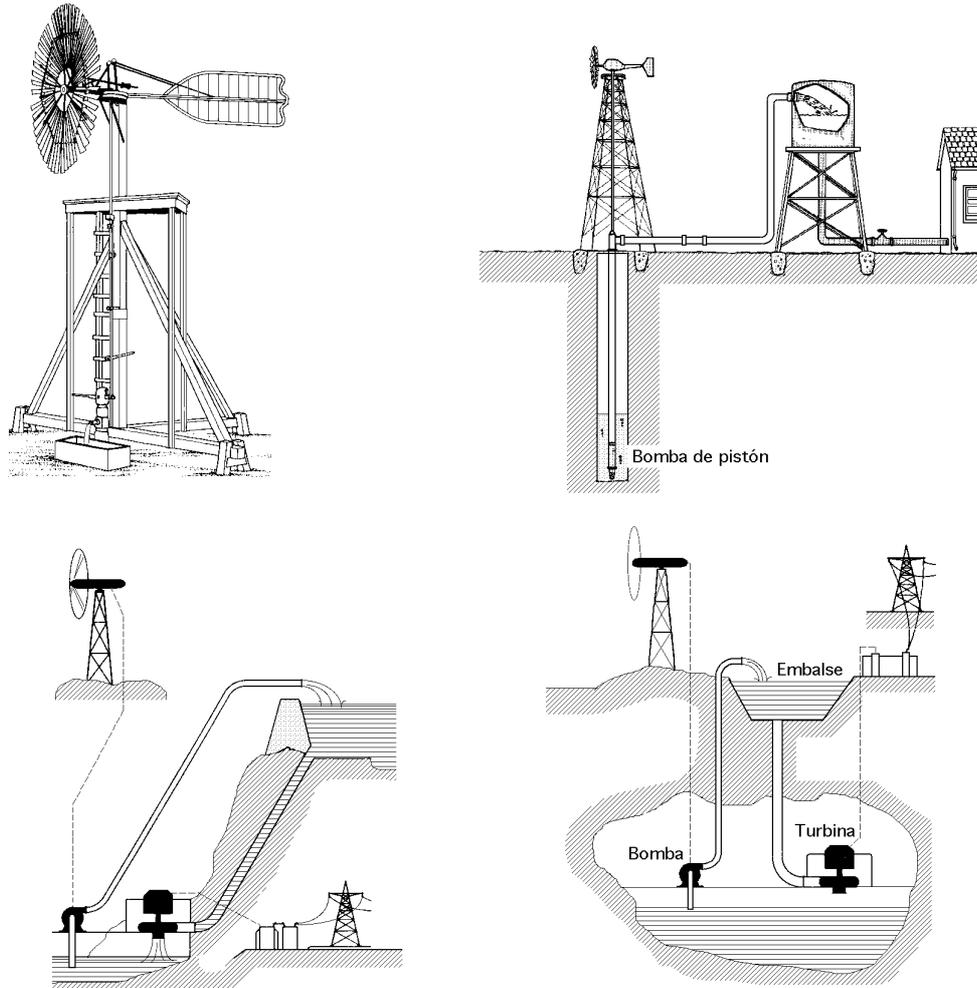


Fig IV.14.- Algunas aplicaciones de bombeo de los multipala

IV.6.- DESCRIPCIÓN Y POSIBILIDADES DE LOS AEROGENERADORES DE EJE VERTICAL

Las máquinas de arrastre diferencial presentan la ventaja de evitar todo tipo de dispositivos de orientación a causa de su configuración simétrica y de su construcción, que es muy simple.

ANEMÓMETRO.- El modelo más sencillo de instrumento de arrastre diferencial es el anemómetro de cucharillas. El movimiento de rotación de las máquinas de este tipo se funda en el movimiento que el viento ejerce sobre los cuerpos huecos o disimétricos originando fuerzas de intensidad muy diferente según la orientación de los cuerpos respecto a la dirección del viento. Por tanto, si el viento actúa sobre la parte hueca (cóncava) de una semiesfera, siendo C el coeficiente aerodinámico, la fuerza actuante es:

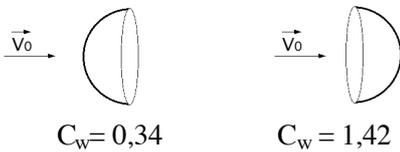
$$F = \frac{\rho C S v^2}{2}$$

Para ($10^4 < Re < 10^6$), los valores de C_w para semiesferas y semicilindros vienen indicados a continuación, observándose que debido a la disimetría de los elementos constituyentes se originan unas diferencias en las resistencias que se oponen al desplazamiento del aire, cuya acción sobre el conjunto del dispositivo se traduce en la aparición de un par motor sobre el eje y la rueda se pone en movimiento.

Una teoría aproximada del molino de eje vertical del tipo de acción diferencial simple consiste en suponer que el centro de las paletas gira con una velocidad periférica $u = \frac{R \omega}{2}$ en un viento de velocidad v .

Las fuerzas aerodinámicas que se ejercen sobre las palas bajo la acción del viento son aproximadamente proporcionales a $(v - u)^2$ y $(v + u)^2$, por lo que la potencia útil desarrollada por el molino se puede poner en la forma:

Hemisferio hueco



Semicilindro



$$N_{\text{útil}} = \frac{\rho S \{C_1 (v - u)^2 - C_2 (v + u)^2\} u}{2}$$

donde C_1 y C_2 son dos coeficientes que se suponen constantes.

Esta potencia es máxima cuando: $u_{\text{ópt}} = \frac{2 a v - v \sqrt{4 a^2 - 3 b^2}}{2}$, en la que: $\begin{cases} a = C_1 + C_2 \\ b = C_1 - C_2 \end{cases}$

Para: $\begin{cases} C_1 = 3 C_2 \Rightarrow u_{\text{ópt}} = \frac{v}{6} \\ C_2 = 0 \Rightarrow u_{\text{ópt}} = \frac{v}{3} \end{cases}$

En la práctica se verifica que el rendimiento de las ruedas del tipo de acción diferencial simple, es máximo para valores del TSR = 0,3 ÷ 0,6

AEROGENERADOR SAVONIUS.- El aerogenerador Savonius fue inventado por el finlandés de igual nombre en el año 1924 y patentado en 1929. Se compone de dos semicilindros de igual diámetro, de ejes paralelos acoplados al eje de giro y separados una cierta distancia, Fig IV.15. Las fuerzas que ejerce el viento en la parte cóncava y convexa son diferentes, como sabemos, y ello hace que el conjunto gire alrededor de un eje.

Para el rotor Savonius de dos palas o canaletas, el coeficiente de arrastre es aproximadamente la unidad para el curvado cóncavo (intradós), y oscila entre 0,12 y 0,25 para la parte opuesta (extradós) a donde sopla el viento. Estos valores no coinciden con los indicados anteriormente debido a la interferencia de las palas, como se observa en la Fig IV.16, ya que el rotor siempre está sometido a un par aerodinámico suplementario debido a las dos desviaciones sucesivas que experimenta el viento por efecto de las palas, llegando a formar esta desviación un ángulo de 180°, Fig IV.16ab.

Con estos datos se puede calcular fácilmente la fuerza de arrastre, resultante de la diferencia de las fuerzas de arrastre correspondientes a los dos flancos, así como el par motor neto del aparato.

Hay que tener presente que hay que utilizar la velocidad $(v + u)$ en lugar de $(v - u)$ en la pala que está, en un momento determinado, en la parte en que sopla el viento presentando al mismo su parte cóncava (intradós) y $(v - u)$ en la parte convexa (extradós).

CÁLCULOS

Fuerza de arrastre: $F_{\text{arr}} = \frac{1}{2} \rho S \{(v + u)^2 - 0,2 (v - u)^2\}$

Potencia: $N_{\text{útil}} = \frac{1}{2} \rho S \{(v + u)^2 - 0,2 (v - u)^2\} u$

Para valores de C_y del orden de 0,3 se admite, en primera aproximación, que: $N_{\text{útil}} = \frac{1}{2} \rho S C_y u^3$

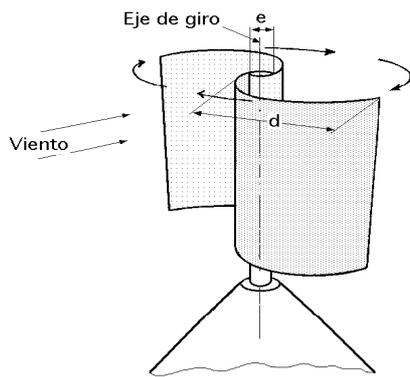


Fig IV.15.- Aerogenerador Savonius

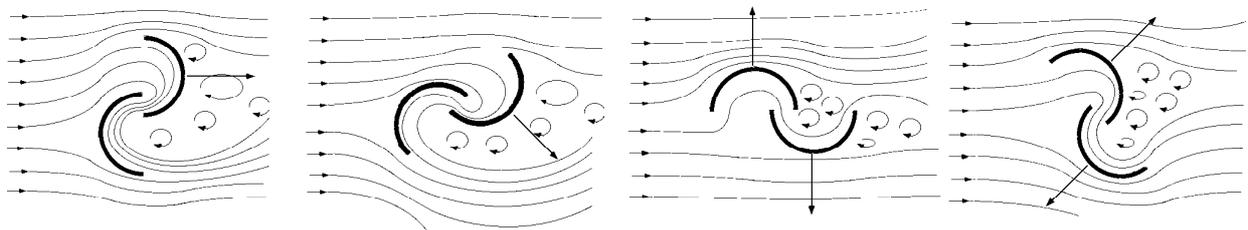


Fig IV.16.- Líneas de corriente en un rotor Savonius

Otra expresión para la potencia útil en función del factor k de conversión de la energía del viento es:

$$N_{\text{útil}} = \frac{1}{2} \rho A v^3 \eta k$$

en la que para v expresada en m/seg, A en m^2 , y $k = 0,00136$, se obtiene la potencia en kW; si los semicilindros tienen un diámetro d se tiene: $A = h (2 d - e)$

La potencia alcanza un valor máximo para velocidades u próximas a $\frac{v}{6}$.

El rendimiento del rotor viene dado por la gráfica de la Fig IV.17, para un valor dado del TSR; si el TSR es igual a 0,8 (que se corresponde con la potencia máxima), el valor del rendimiento es del orden de 0,15. Si se supone que las dimensiones del rotor son: altura, $h = 3$ m; diámetro, $d = 0,5$ m, y se desprecia la separación entre semicilindros, el área frontal A y la potencia útil generada son:

$$A = h \times 2 d = 3 \text{ m}^2$$

$$N_{\text{útil (kW)}} = \frac{10^{-3}}{2} \times 1,25 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \times v^3 \left(\frac{\text{m}}{\text{seg}}\right)^3 \times 3 \text{ m}^2 \times 0,15 = 0,2812 v^3$$

Las fuerzas de sustentación y de arrastre aparecen por efecto Magnus; el rotor frena al viento por una parte (sotavento), mientras lo acelera por la contraria (barlovento).

La fuerza ascensional empuja lateralmente al rotor mientras que la fuerza de arrastre lo empuja hacia abajo.

$$\text{Estas fuerzas se pueden expresar en la forma: } \begin{cases} F_{\text{asc}} = 1,08 C_y \rho A v^2 \\ F_{\text{arr}} = 1,08 C_x \rho A v^2 \end{cases}$$

obteniéndose los coeficientes C_x y C_y a partir de la Fig IV.15, en función del TSR.

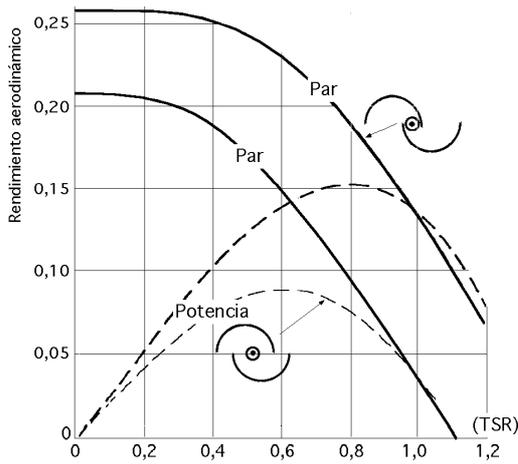


Fig IV.17- Rendimiento del rotor Savonius

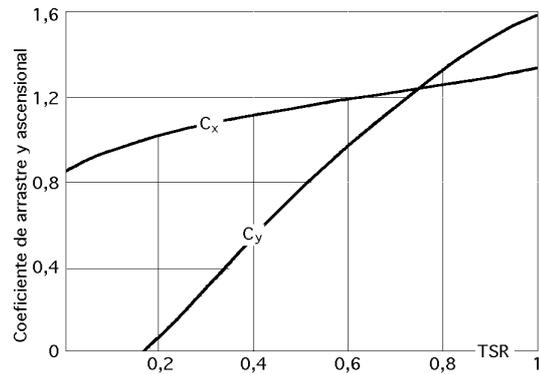


Fig IV.18.- Coeficientes del rotor Savonius

Para un $TSR = 0,8$ se obtiene $\begin{cases} C_y = 1,4 \\ C_x = 1,2 \end{cases}$ por lo que suponiendo una velocidad del viento de 10 m/seg se tiene:

$$\begin{cases} F_{asc} = 1,08 \times 1,4 \times 1,25 \times 3 \cdot 10^2 = 567 \text{ kg} \\ F_{arr} = 1,08 \times 1,2 \times 1,25 \times 3 \cdot 10^2 = 486 \text{ kg} \end{cases} \Rightarrow F_{total} = \sqrt{F_{asc}^2 + F_{arr}^2} = \sqrt{567^2 + 486^2} = 746,8 \text{ kg}$$

que es la carga total que tiene que absorber el soporte de la estructura.

DISEÑO.- Para diseñar un rotor Savonius hay que conocer de antemano las opciones que pueden existir, que incluyen espaciados entre palas, número de palas, esbeltez y posicionamiento de las mismas y discos laterales que conforman las bases de apoyo, como se indica en las Fig IV.19, presentando diversas opciones; se observa que la e tiene una mayor esbeltez que la f, mientras que la g mejora el rendimiento del rotor a bajas rpm, así como la energía liberada para un determinado campo de velocidades del viento.

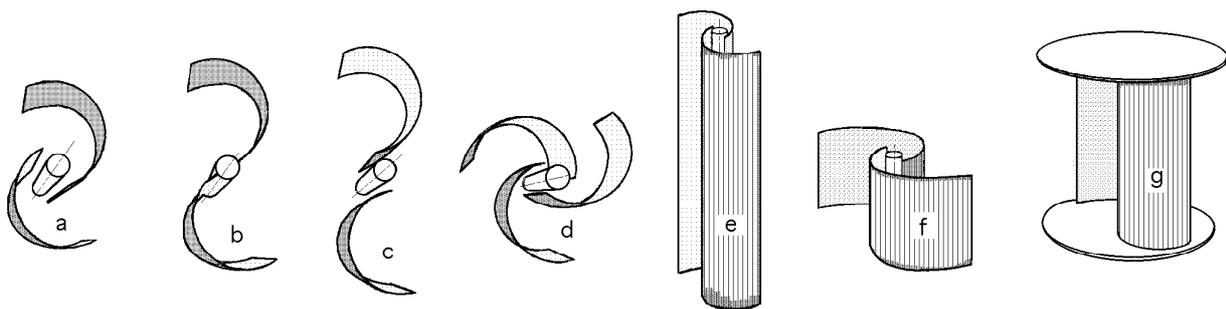


Fig IV.19.- Diversas opciones de diseño de un rotor Savonius

REGULACIÓN.- Por lo que respecta a la regulación sabemos que para un rotor de palas se utilizan formas de orientación y gobierno que actúan en el sentido de preservar a la máquina de la acción del viento para no encontrarse bajo estas fuerzas acelerativas.

Cuando el rotor Savonius se embala es muy difícil de gobernar; si para disminuir la velocidad de rotación se le aplica un freno, el par ejercido sobre el rotor aumenta y puede llegar a averiarle, por lo que este sistema de frenado no es el adecuado.

Si las palas (canaletas) se mueven de forma que el rotor Savonius se convierta en un cilindro, la superficie resultante, cilíndrica, no estaría en condiciones de realizar un trabajo y, por lo tanto, ésta es la

forma más usual de regulación en este tipo de rotores; en esta situación, por lo tanto, dejaría de comportarse como tal máquina eólica.

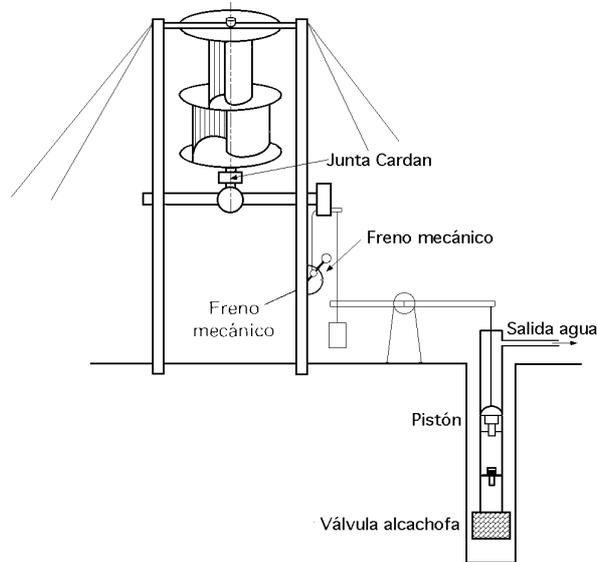


Fig IV.20.- Instalación de bombeo mediante un rotor Savonius

AEROGENERADOR DARRIEUX.- Los aerogeneradores de eje vertical fueron recuperados por Darrieux en los años veinte. El rotor Darrieux fue patentado en 1931, y está constituido por hojas perfiladas que giran alrededor de un eje vertical. En la Fig IV.21 se muestra un ejemplo de rotor Darrieux de tres hojas de aluminio extruido; el alternador síncrono gira a 1500 rpm y la relación de velocidades (alternador-rotor Darrieux) es de 16,78.



Fig IV.21.- Aerogenerador Darrieux

En lo alto del mástil lleva un anemómetro y un sensor de vibraciones, a cuyas señales anómalas el Darrieux se frena. Para evitar sobrecargas y exceso de velocidad en el alternador, se colocan unos contrapesos ensamblados en las hojas del aparato para absorber la energía extra del viento durante los períodos de alta velocidad; el peso total es de 3 Tm y la potencia generada en el alternador es de 25 kW para velocidades del viento del orden de 12 m/seg.

Los Laboratorios Sandia (New México), construyeron en 1977 una aeroturbina de 17 m de diámetro y una potencia de 70 kW, Fig IV.23. Ese mismo año, la National Research de Canadá encarga la construcción de una máquina de 24 m de diámetro y 200 kW de potencia, que se instaló en la isla Magdalena, acoplada a una planta

Diesel. El prototipo funcionó durante un año antes de que las palas acabaran por romperse. Posteriormente los Laboratorios Sandia desarrollaron otro modelo de 120 kW de potencia y 34 m de diámetro. En USA se han diseñado modelos comerciales de aerogeneradores Darrieux, con potencias de 150 y 250 kW y en California existen parques eólicos con turbinas de este tipo que alcanzan los 30 MW.

En Europa, el programa eólico holandés ha dedicado una especial atención a este tipo de turbinas. Dadas las dificultades para encontrar emplazamientos adecuados a las grandes turbinas de eje horizontal, los holandeses intentan desarrollar modelos Darrieux de potencia media con menores requerimientos desde el punto de vista de la utilización del suelo. Después de fabricar máquinas de baja potencia con el

fin de adquirir experiencia en este campo y contrastar modelos y métodos de análisis, la Fokker diseñó y construyó un prototipo de 400 kW.

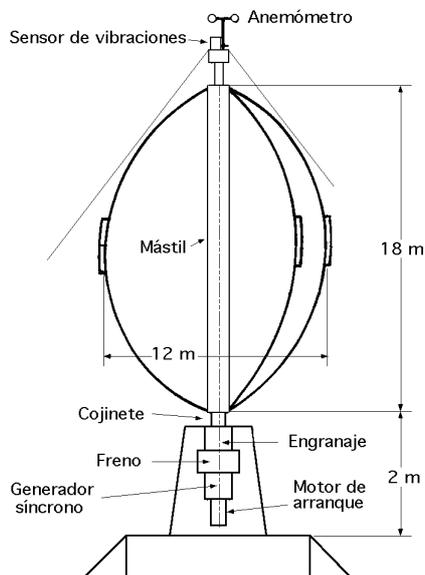


Fig IV.22.- Dimensiones de un rotor Darrieux de 25 kW

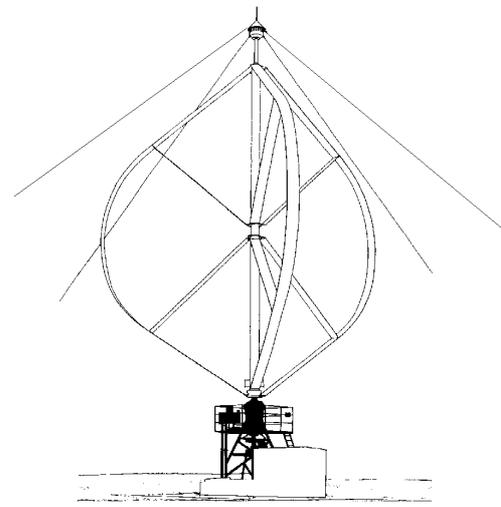


Fig IV.23.- Aeroturbina Darrieux de 70 kW (Lab. Sandia, Albuquerque, New México)

POTENCIA Y PAR MOTOR.- La fuerza ascensional o de sustentación en un rotor Darrieux, es la producida en el perfil según una dirección perpendicular a la dirección del viento aparente. En la Fig IV.24 se observa que para un rotor Darrieux la fuerza ascensional modifica continuamente su dirección, sentido y magnitud, dependiendo de la posición de las aspas respecto al viento, y es la que vería un observador situado sobre el propio perfil.

La **fuerza ascensional** viene dada por: $F_{\text{sust}} = F_y = \frac{1}{2} \rho C_y S c^2$

La **potencia** desarrollada por el aparato es: $N = \frac{1}{2} \rho C_y S c^3$

En la Fig IV.26, se ha hecho la representación ($\eta_{\text{aerod-TSR}}$), para un rotor Darrieux; se observa que el rotor tiene que ser acelerado cuando su TSR sea menor de 2.

Esta aceleración se puede conseguir mediante un motor de arranque, como por ejemplo el representado en la Fig IV.27, que consiste en dos turbinas Savonius acopladas al eje de la turbina principal, para así poder pasar a un TSR de funcionamiento normal, en que será accionado únicamente por la acción del viento; el prototipo indicado tiene una potencia de 20 kW, (Instituto de Climatología y Meteorología de Hannover, Alemania).

En la Fig IV.28 se indica la influencia de la suciedad de las hojas de un rotor Darrieux en la potencia, cuando se ensucian con el paso del tiempo. En la Fig IV.29 se muestra un prototipo giromill en el que se observa las posiciones de frenado y de trabajo normal de las hojas.

Aunque hasta el momento todas las aeroturbinas Darrieux construidas no han sobrepasado el rango de las potencias medias, el campo de las grandes potencias no está vedado a los sistemas de eje vertical. A medida que se ha ido adquiriendo experiencia práctica se han emprendido proyectos cada vez más ambiciosos; así, a finales de los sesenta, South y Rangitikei, en el National Research Council de Canadá, comenzaron los estudios y ensayos sobre unas turbinas de este tipo que, hoy en día, constituyen uno de los modelos eólicos de interés.

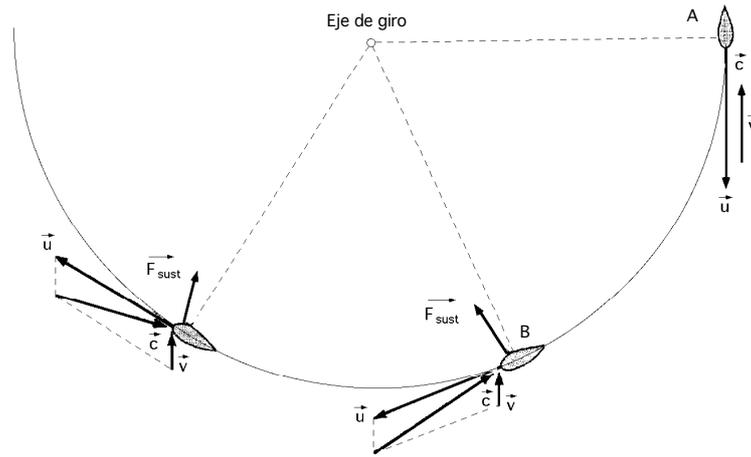


Fig IV.24.- Modificación de la fuerza ascensional en un rotor Darrieux

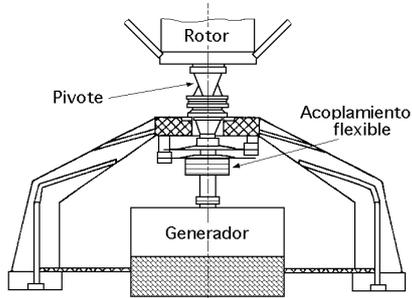


Fig IV.25.- Sistema soporte del rotor Darrieux

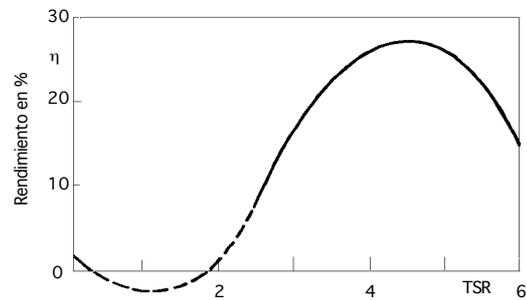


Fig IV.26.- Curva, $\{\eta_{aerod-TSR}\}$, rotor Darrieux

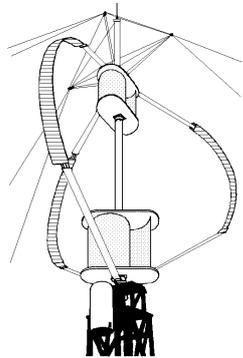


Fig IV.27.- Aerogenerador Darrieux con dos Savonius acoplados, que actúan como motor de arranque

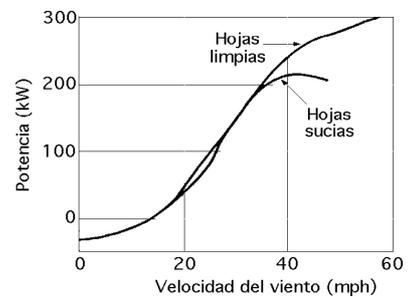


Fig IV.28.- Efecto de la suciedad sobre las hojas de un rotor Darrieux

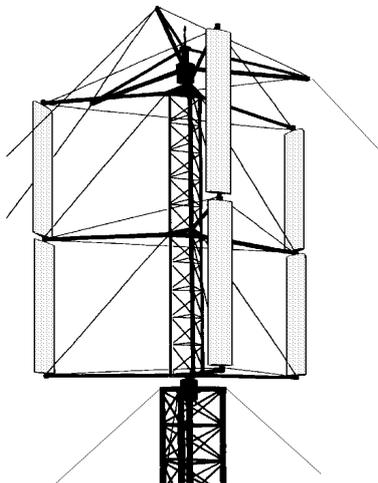


Fig IV.29.- Prototipo giromill 500 kW) MacDonnell-Douglas

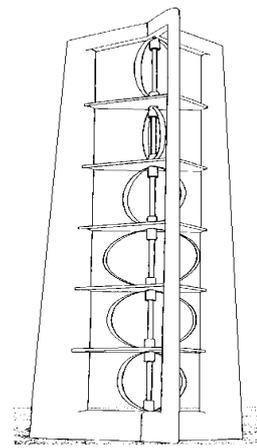


Fig IV.30.- Torre de 6 aerogeneradores Darrieux acoplados en serie

Así, por ejemplo, el proyecto Eolo canadiense consistía en una turbina de 4 MW que fue instalada en Cap Chat, Quebec, en 1987. El aerogenerador, de 2 palas y 98 m de altura, tiene un diámetro ecuatorial de 64 m y es una de las mayores instalaciones construidas hasta el momento.

A finales de 1991 había completado 14.000 horas de operación, si bien con algunos problemas de agrietamiento en las palas.

Otra planta de 1,2 MW diseñada por J. Fischer, utiliza varias aeroturbinas Darrieux acopladas en serie, e instaladas por pisos en una torre de gran altura, Fig IV.30.

IV.7.- OTROS TIPOS DE MAQUINAS EÓLICAS

Después del desarrollo de generadores de hélice de grandes dimensiones, la búsqueda de nuevos modelos para generar potencias superiores a los 100 MW ha conducido a sistemas básicamente distintos a los tradicionales, como:

Sistemas difusores.- La forma más simple de incrementar la eficacia del rotor es incluirle en el interior de una tobera divergente, Fig IV.31.

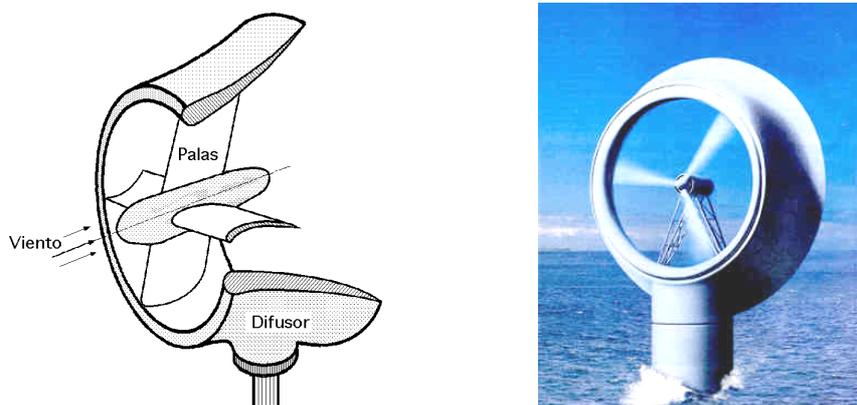


Fig IV.31.- Sistema difusor

El rotor y las palas se incluyen dentro de un conducto de forma cónica o simple embocadura de tobera, con el fin de acelerar la velocidad del viento que incide sobre las palas de la hélice; de este modo se consigue una eficacia teórica superior a tres veces la correspondiente a una aeroturbina ordinaria.

Alas en delta.- Los concentradores de viento Fig IV.32, que tienen forma de *ala en delta* generan vórtices a ambos lados de la misma, lo que permite concentrar la energía del viento sobre un par de turbinas eólicas estratégicamente situadas.

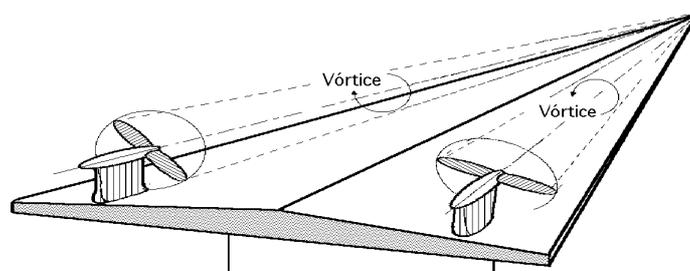


Fig IV.32.- Concentrador de viento tipo ala en delta

Es de esperar que la producción de energía por turbinas impulsadas por los vórtices marginales sea diez veces superior a la obtenida en las turbinas libres, pero hasta la fecha este sistema no ofrece mejoras de rendimientos sobre los convencionales de eje horizontal o vertical.

Generador Andreu-Enfield.- El generador Andreu-Enfield, Fig IV.33, tiene sus palas huecas, y giran por la acción del viento exterior que incide sobre ellas como una máquina eólica normal, lo que provoca la expulsión del aire en ellas contenido, que sale despedido bruscamente por los extremos de las mismas, por efecto de la fuerza centrífuga originada en el giro, generando una depresión o vacío parcial en su interior, que permite la aspiración de aire por la parte inferior de la estructura, el cual hace girar una turbina eólica de eje vertical conectada a un generador situado en su parte inferior.

Sistemas tipo tornado.- Otro aspecto de utilización de la energía eólica que ha sido objeto de numerosos estudios y proyectos de plantas de gran potencia son los generadores ciclónicos.

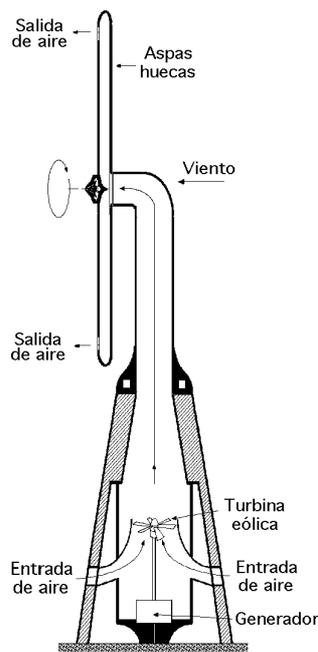


Fig IV.33.- Generador Andreu-Enfield

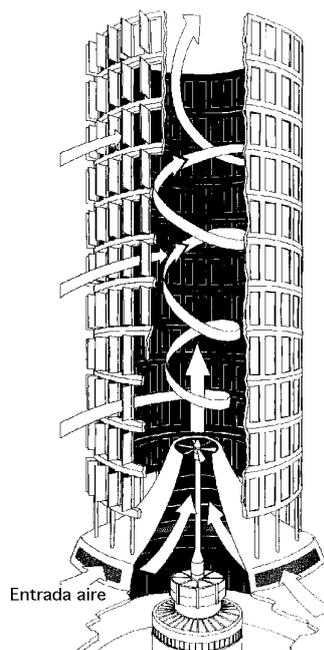


Fig IV.34.- Turbina tipo tornado

Este sistema, totalmente diferente de los que hemos visto hasta ahora, está inspirado en el principio que utiliza la naturaleza al generar energía en tornados, ciclones y huracanes; el viento sopla tangencialmente sobre una torre cilíndrica y penetra en su interior a través de deflectores, produciendo un tornado en su interior.

El vacío creado en el centro del vórtice produce una succión en el fondo de la torre, formándose una corriente vertical que se va acelerando en su movimiento ascendente, generando una depresión en su centro que mueve las turbinas axiales por el efecto de succión, Fig IV.34.

Los primeros antecedentes de este tipo de generadores corresponden al meteorólogo americano Ringleb (1962), aunque existen ciertos grabados de Leonardo da Vinci en los que aparecen unas máquinas movidas por un efecto parecido.

El desarrollo experimental de los generadores ciclónicos fue realizado por L. M. Michaud y J. Yen, siendo el proyecto de este último apoyado por el Gobierno federal de los EE.UU.

Los cálculos realizados parecen demostrar que la velocidad de rotación del aire en el vórtice del ciclón (en una zona comprendida entre el centro y 1/7 del radio del cilindro) puede alcanzar valores diez veces superiores a la que se obtiene en la pared del cilindro.

La velocidad vertical de salida, que es la que se utiliza para mover la turbina, es nula en la pared y crece hacia el centro vórtice, alcanzando valores entre siete y ocho veces la del medio circundante. Ciertas estimaciones parecen indicar que se pueden obtener potencias entre cien y mil veces mayores

que las que se obtendrían con sistemas eólicos convencionales con la misma superficie de captación.

El prototipo diseñado por el profesor Yen, con una potencia nominal de 15 MW, fue ensayado en túneles aerodinámicos; un problema aún no resuelto es el enorme ruido que provocaba el tornado en la torre; los estudios teóricos demostraron que la energía que puede suministrar una chimenea vertical es del orden de cien veces superior a la de una máquina eólica convencional con el mismo viento. En esta torre de conversión ciclónica, la turbina y el generador están situados, donde se producen los vórtices, en la base de la torre de 15 metros de altura y 8,5 m de diámetro.

Los deflectores son fijos y las válvulas de las compuertas de admisión del aire se accionan por el propio flujo del viento; el aire que entra por su parte inferior asciende caliente por la acción del Sol que provoca un efecto invernadero; en períodos nublados, la energía térmica necesaria para la formación del flujo inducido es suministrada por una cámara de combustión de hidrógeno, que calienta el aire; de este modo la fuerza del tornado se refuerza con la corriente de aire caliente al igual que en los tornados naturales, en los que los efectos convectivos térmicos se suman a los verticales.

Este tipo de sistema eólico podría superar las limitaciones de rendimiento del 60% impuestas por la teoría de Betz.

Chimenea eólico-solar.- Lugares ideales para este tipo de central son las regiones soleadas no accesibles a los métodos normales de explotación de la energía eólica; en Manzanares (Ciudad Real) se construyó una central piloto eólico-solar; tenía una chimenea de 200 m. de altura y 10 m. de diámetro, (con un peso de 200 Tm); estaba construida de chapa de acero galvanizado y ocupaba el centro de una cubierta de poliéster de 250 m. de diámetro. Esta planta, llevada a cabo por el Departamento alemán de Investigación Tecnológica en colaboración con Unión Eléctrica Española, aprovechaba la energía solar calentando una gran superficie de terreno mediante el efecto invernadero. El proyecto se desarrolló a partir de una idea original del profesor Schlaich, del Leonhart und Andra de Stuttgart, y los cálculos y diseños de detalle se realizaron en el Instituto de Aerodinámica de la Universidad de Stuttgart, bajo la dirección del profesor Schwartz.

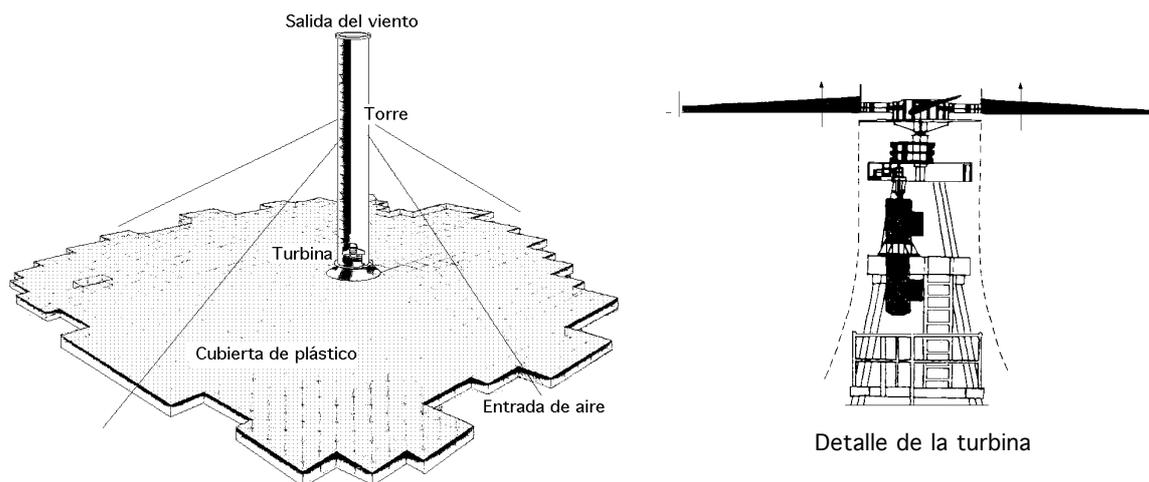


Fig IV.35.- Chimenea eólico-solar

El aire en contacto con el suelo se calentaba, y producía una corriente ascendente a través de una chimenea central en la que se disponía una aeroturbina que la transformaba en energía eléctrica. El modelo experimental, de 100 kW de potencia, se puso en marcha a principios de 1982, y ha funcionado durante ocho años antes de ser desmantelado. La chimenea eólico-solar era una central, en la que la energía, procedía del aire y del Sol, Fig IV.35, y combinaba tres técnicas, como: *El efecto invernadero*, *el*

efecto chimenea y las aspas del aerogenerador de viento

Los rayos solares atravesaban una enorme cubierta de plástico transparente, situada a una corta distancia del suelo, 2 m, y calentaban el aire que entraba por la periferia, entre 20°C y 50°C, que tendía a escapar por la chimenea situada en el centro de la cubierta; para favorecer este flujo, la cubierta ascendía en dirección a la torre-chimenea; el tiro de aire al ascender por la torre, podía alcanzar grandes velocidades y mover las aeroturbinas dispuestas en su interior, generando energía eléctrica.

El conjunto del turbogenerador estaba formado por una turbina, un regulador de caudal del aire y dos generadores de 150 kW y 40 kW, cuyo acoplamiento dependía del número de revoluciones de la turbina; una vez acoplado el generador de 40 kW, cuando éste alcanzaba las 1.000 rpm se efectuaba el paso al generador grande; en la misma forma, si la velocidad del viento disminuía por debajo de un cierto límite, automáticamente un relé desconectaba el generador de la red para no consumir energía en vez de producirla y la turbina giraba sin carga.

La calidad de la cubierta era fundamental, pues debía permitir la penetración de los rayos solares de corta longitud de onda e impedir el paso de los rayos de longitud de onda larga (infrarrojos) procedentes de la tierra. Al mismo tiempo debía poseer una gran resistencia mecánica, pues las fisuras o cortes en la lámina producirían fugas del aire con pérdidas del rendimiento; por ello, la vida de la cubierta, 25.000 m² de poliéster, frente a las influencias climatológicas (tormentas, granizo, etc.) fue crítica para el éxito del sistema, pues representaba aproximadamente el 45% de la inversión total.

En el centro de cada 6 m² de cubierta iba instalada una válvula de drenaje que normalmente estaba cerrada para evitar escapes de aire, y que durante períodos de lluvia se abría para permitir el drenaje y la limpieza de polvo y tierra acumulados en la superficie exterior.

En este tipo de sistemas la capacidad productiva crece (el coste disminuye) con la temperatura creciente bajo el colector por efecto invernadero, así como con la altura de la torre y con las dimensiones de la cubierta. La producción de energía depende de la irradiación solar y de las dimensiones de la instalación; el suelo se recubre de mantillo oscuro para favorecer la absorción de la radiación; el movimiento del aire en forma de chorro se produce a pesar de que fuera de la instalación, la calma puede ser absoluta.

Con una altura de chimenea de 900 m, un colector de 10 km de diámetro y 78,5 millones de m², se podrían alcanzar potencias de 1000 MW; con una chimenea de 800 metros de altura, en un emplazamiento ideal en un desierto de rocas con una irradiación solar media de 0,5 kW/m², se podrían generar 270 MW.

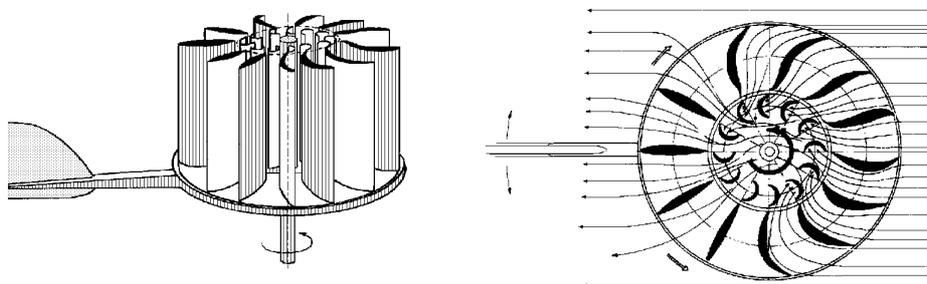


Fig IV.36.- Rotor Savonius con sistema difuso orientable por aleta de cola

Rotor Savonius con difusor.- Existe una variante del rotor Savonius que incluye un mecanismo difusor de álabes fijos, que a su vez se pueden orientar como conjunto mediante una aleta de cola. Esto permite dirigir el viento hacia un rotor con varias aspas, 10 o más, provocando su giro sin apenas efectos de frenado y mejorando por lo tanto su rendimiento, Fig IV.36.

Acoplamiento de las energías eólica y solar.- En muchos países la energía disponible del viento varía a lo

largo del año siendo máxima en los meses de invierno y mínima en los meses de verano, al contrario de lo que ocurre con la energía solar. Por lo tanto, un sistema mixto de captación eólica solar podría ser útil en aplicaciones de calefacción ambiental. Las variaciones diurnas de la velocidad del viento suelen presentarse con cierto retraso respecto al máximo solar.

El método más simple consiste en disponer de una batería de colectores solares planos en una pared inclinada que favorece las corrientes de aire ascendentes y que en su parte superior posee un conjunto de turbinas difusoras de viento de modo que se suman los efectos eólicos con los solares.

Otra posibilidad es el acoplamiento de una torre eólica tipo Savonius, y un panel de células solares; si un día el tiempo es soleado y el viento está en calma, la energía procede del panel fotovoltaico, pero si al día siguiente puede estar nublado y con viento, la energía procederá entonces de la máquina eólica; una batería actúa como elemento que almacena la energía eléctrica, cualquiera sea su origen, como fuente de energía en aquellos días en que simultáneamente esté nublado y no haya viento.

IV.7.- ALGUNOS PROYECTOS UTÓPICOS

La atracción que representa una energía como la del viento, inagotable, gratuita y no contaminante ha dado lugar a un gran número de proyectos ambiciosos y de proporciones gigantescas que hoy nos parecen utópicos, pero que quizá podrán realizarse en el futuro; entre ellos citamos los siguientes:

Proyecto Heronemus.- El profesor Heronemus, USA, proyectó la construcción de 30.000 torres eólicas, de 250 metros de altura provistas de 20 aeroturbinas de 15 metros de diámetro.

Estas torres se distribuirían en las grandes llanuras que se extienden desde Texas al Canadá con una torre por milla cuadrada; ésta empresa representaría la construcción de una torre por cada 1000 ciudadanos americanos con un total de 600.000 generadores con sus correspondientes aparatos de almacenamiento de energía. En conjunto, el proyecto supondría una producción eléctrica de 190.000 MW (equivalente a 150 centrales nucleares de la generación actual), y produciría más del 50 por ciento de la energía eléctrica consumida hoy en USA. Incluso se prevé el aprovechamiento de la energía eólica instalando torres con aerogeneradores de 2 MW flotando sobre lagos y océanos. La energía eléctrica generada se destinaría a la obtención de hidrógeno procedente de la electrólisis del agua.

Proyecto de Ezgar Nazare.- E. Nazare (Francia) propuso la construcción de una torre ciclónica a instalar en el Sáhara con una chimenea convergente divergente entre 300 y 600 metros de altura y 300 metros de diámetro en la base. El tiro por la chimenea aspira aire caliente a ras del suelo y se eleva a gran velocidad hacia las capas frías de la parte superior de la torre. Una o más turbinas situadas en la sección más estrecha de la torre producirían hasta 1.000 MW durante las horas más cálidas del día.

Proyecto Aurora.- F. Moissin-Franckhauser propuso la idea de un generador formado por una inmensa vela de 450 metros de radio sujeta por cables de 2 km a un buque dotado de máquinas eólicas, que al ser propulsado por la vela transformarían su energía cinética en electricidad. Para una vela a 500 m de altura, se podría proporcionar una potencia de 1.000 MW que se destinaría a la fabricación de hidrógeno y metanol a partir de la electrólisis del agua.

Proyecto Heidman.- Consistía en el aprovechamiento total de la energía eólica del viento mistral a lo largo del valle del Ródano y así sustituir 20 centrales nucleares de 500 MW.

Proyecto Valioukine.- Valioukine ha propuesto instalar en Rusia, en el trayecto de los vientos siberianos que soplan periódicamente a más de 100 km/h, un conjunto de 1.000 aerogeneradores de 20 metros de diámetro a lo largo de un cañón artificial, suministrando una potencia total de 7.000 MW.

Otra posibilidad es la de utilizar un conjunto de paracaídas dispuestos en fila y unidos mediante un

cable, conformando un circuito en forma de lazo; los paracaídas de una parte de este circuito se hinchan por la acción del viento, mientras que los de la parte opuesta se pliegan, estableciéndose así un movi-

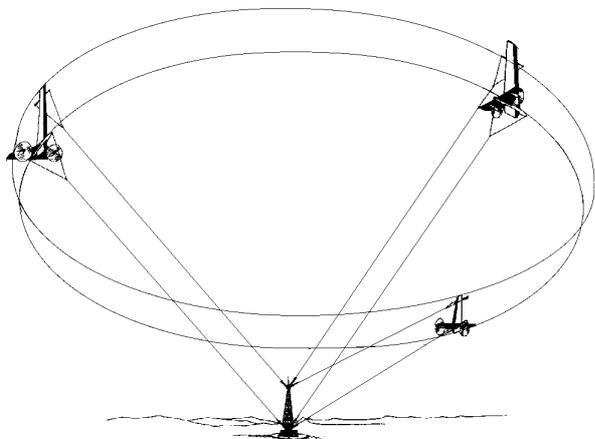


Fig IV.36.- Proyecto de una planta eólica de módulos aéreos provista de aerogeneradores que giran a gran altura (Herter)

miento circular que aprovecha el viento para accionar una polea situada sobre el buque anclado y que está acoplada a un generador eléctrico; pruebas mediante modelos (en laboratorio) demuestran que el método funciona con la ventaja de que su instalación es menos costosa que la de los sistemas de turbina convencionales. Otros proyectos prevén la posibilidad de aprovechar la energía de oscilación de los árboles sacudidos por el viento o las cargas electrostáticas producidas por la fricción del viento en la superficie de globos cautivos o el establecimiento de centrales eólicas en la troposfera que aprovecharían la gran regularidad de los vientos a gran altura, etc. Al margen de estos proyectos, que en algún momento llegaron a despertar cierto interés, todavía existen otros sistemas eólicos, tal vez con pocas posibilidades de desarrollo, pero cuyos diseños indican un elevado nivel de imaginación.

Proyecto Obert.- El sistema aerostático diseñado por el profesor Obert se compone de seis aerogeneradores acoplados a un globo, que podría elevarse entre 5.000 y 10.000 m de altura, para operar con velocidades de viento muy superiores a las que se pueden obtener a nivel del suelo. Una planta de este tipo podría generar 20 MW e incluso alcanzar los 100 MW.

Proyecto Herter.- Otro ambicioso proyecto, también de 20 MW, es el del profesor E. Herter, que consistía en unas alas provistas de hélices y sobre las que se apoya otra ala vertical de 30 m de altura. El sistema formado por varios módulos se pone en funcionamiento mediante la ayuda de motores auxiliares que utilizan las hélices como impulsoras. Una vez estabilizados los módulos a 100 m de altura y describiendo círculos de 300 m de diámetro, las hélices actúan como aerogeneradores. Las alas horizontales proporcionan la sustentación necesaria para mantenerse en el aire, actuando igual que las alas de los aviones Fig IV.36. Las alas verticales generarían el impulso que debe vencer la resistencia aerodinámica y producir el empuje necesario para que el sistema siga girando. Dicho impulso es inducido sobre las alas verticales por la energía del viento, de la misma forma que actúa sobre las turbinas Darrieux. La superficie de barrido del sistema sería de 18.000 m² y las velocidades del viento a 100 m de altitud son muy superiores a las que se pueden encontrar a nivel del suelo. La electricidad se obtendría a través de los rotores y se enviaría a la estación localizada en la base de la torre por los cables de sujeción. Por el momento, la limitación de potencia de las grandes máquinas eólicas, 5 a 7 MW, supone una dificultad comparativa frente a otros sistemas energéticos. Sin embargo, la solución en el futuro parece ser la instalación de granjas de aeroturbinas. La separación entre turbinas debería ser del orden de diez veces su diámetro para evitar posibles fenómenos de interferencias, pero podría compensarse con la reducción de los costes de mantenimiento y de instalación.

V.- PARQUES EÓLICOS Y ANTECEDENTES DE LOS AEROGENERADORES AMERICANOS

V.1.- CONCEPTO DE PARQUE EÓLICO

Con este nombre se conoce la instalación conjunta de un determinado número de generadores eólicos que generan electricidad conectados a las redes de suministro, resolviendo dos problemas como son la potencia relativamente baja de los aerogeneradores individuales y su producción intermitente.

Hasta hace unos pocos años, un parque eólico estaba constituido por un conjunto de un centenar, o más, de aerogeneradores de potencia entre 25 kW y 50 kW, lo que reducía los gastos de mantenimiento y simplificaba los requisitos de interconexión de potencia, suavizando y compensando las interrupciones provocadas por las turbulencias y fluctuaciones locales en la velocidad del viento; se estructuraban de forma que, por ejemplo, una instalación con rotores de 12,5 m de diámetro podía comenzar a suministrar energía para velocidades del viento de 4 m/seg, llegando a generar una potencia nominal de 30 kW con velocidades del viento del orden de 11 m/seg; para velocidades del viento por encima de este valor, podían mantener constante su potencia hasta velocidades de desconexión del orden de 25 m/seg.

La red de parques eólicos más extensa del mundo, a principios de 1992, se encontraba en California; había 17.000 aerogeneradores de 25 kW a 50 kW instalados en terrenos montañosos que generaban el 1% de la energía consumida en California, y que suponía en esa época el 80% de toda la energía eólica generada en el mundo; se calculaba que para el año 2000 la energía eólica podría suministrar el 20% de la electricidad consumida en el Estado de California, pero problemas inherentes a la propia señal eléctrica no permitieron llegar a esta situación.

Actualmente el concepto de parque eólico está asociado a un conjunto de aerogeneradores con potencias individuales del orden de 0,6 MW a 2 MW que suman en total una potencia entre 10 MW y 20 MW. Los problemas tecnológicos que plantean las interconexiones entre los aerogeneradores requieren un estudio completo e individualizado de coordinación económica, meteorológica y social.

Actualmente se ha llegado a la conclusión de que más de un 10% de energía eléctrica de tipo eólico conectada a la red puede originar perturbaciones y averías en determinados aparatos y equipos industriales, científicos y domésticos, por lo que parece ser, por el momento, un límite superior a no sobre-

pasar.

Para mantener al mínimo posible unas necesidades de planificación, los parques eólicos se han desarrollado, con la experiencia acumulada en estos años, con un concepto técnico de constituir una estación central de distribución de energía del orden de 20 MW.

Los requerimientos a tener en cuenta para su instalación, mantenimiento preventivo y reparación de aerogeneradores en lugares alejados, hacen que la estructuración de un parque eólico compuesto por aerogeneradores pequeños resulte más conveniente que una instalación única de mayor potencia; el número de aerogeneradores y la potencia nominal del parque eólico, se rigen por las necesidades constantes de suministro de potencia a la red eléctrica y por criterios económicos que permiten ampliar un parque eólico para aumentar la generación de energía eléctrica, gracias a la estructura modular que se ha dado al conjunto de aerogeneradores que le conforman por cuanto éstos se construyen en serie.

Todas las funciones esenciales del servicio corren a cargo de unidades de control electrónico en cada uno de los sistemas aeroeléctricos, que están integradas tanto para el arranque del aerogenerador, o su interconexión a la red, como a su seguimiento y desconexión en caso de avería en la red o interrupciones breves, así como a toda una serie de funciones de seguridad y servicio que permiten la operatividad automática y casi exenta de cuidado y mantenimiento del parque eólico. La operatividad de las instalaciones de energía eólica conectadas a una red eléctrica, tienen que ser consecuentes con la frecuencia de la señal eléctrica principal, por lo que se las exige un ajuste de ciertos controles como el del ángulo de ataque de la pala que permite mantener regulado el régimen de rotación y potencia dentro de estrechas tolerancias, independientemente de las condiciones momentáneas de la red; como es natural, sólo es posible controlar la potencia generada por una instalación aeroeléctrica, en regímenes por debajo de los correspondientes a la potencia máxima dada por la velocidad instantánea del viento.

Para mantener una frecuencia fiable, incluso si el gasto máximo disponible del viento sobrepasa temporalmente las necesidades de potencia de la red, es necesario tomar medidas preventivas en las técnicas de control del aerogenerador actuando sobre el ángulo de ataque de las palas, lo que ofrece posibilidades sencillas y eficaces que evitan el ascenso indeseable de la frecuencia de la señal a la red eléctrica general. Esto supone, como ya se ha dicho y comprobado, que la máxima energía eléctrica de tipo eólico conectada a la red general no debe superar el 10% de ésta; los daneses ya han llegado a esta cota y los españoles llegaremos próximamente.

Es posible programar en la unidad de control de la instalación aeroeléctrica una curva característica de potencia supeditada a la frecuencia, con objeto de que la potencia emitida caiga a cero antes de que se alcance la frecuencia límite superior admisible; alternativamente, también es posible consignar a las diferentes unidades de control de cada aerogenerador un parámetro de potencia teórica o una instrucción de desconexión a través de un sistema de mando remoto, por ejemplo desde un grupo electrógeno Diesel cuando conformen un sistema híbrido.

El período operativo de los parques eólicos permite disponer actualmente de resultados estadísticos suficientemente fiables para poder juzgar los proyectos en toda su extensión; los resultados demuestran, para todos los lugares de ubicación, la existencia de una buena concordancia entre la generación de energía comprobada y lo planificado en la fase de proyecto.

La disponibilidad temporal de las instalaciones eólicas, a largo plazo, puede ser superior al 98%, lo que se refleja en un mantenimiento inferior al 0,5% de los gastos de inversión en el parque eólico, y representan un notable ahorro económico en la producción de electricidad. Los costes del capital invertido y la producción energética anual constituyen, en términos muy generales, los factores decisivos.

vos que influyen sobre los costes de producción de energía.

Los costes de operación tienen menor importancia, pero para contar con una estimación realista no se deben despreciar; una estimación de los costes previsibles para la generación de electricidad, en base a los costes efectivos de la inversión y la producción de corriente obtenida hasta la fecha, se puede llevar a cabo de acuerdo con los supuestos siguientes:

Tasa de interés anual 8%

Vida útil 20 años.

Mantenimiento preventivo y de reparación, 2% anual de los costes de inversión, y un 1% anual en seguros

Comparando estos costes con los de generación de corriente eléctrica, no se aprecian todavía ventajas claras en este tipo de instalaciones eólicas, por cuanto la potencia instalada es muy pequeña; sin embargo, su aplicabilidad económica respecto del consumo de gasóleo en sistemas híbridos, en los que la generación está más equilibrada, no sólo depende del creciente nivel de los precios de los combustibles fósiles, sino también de la optimización técnica y económica del parque eólico. Se han conseguido algunas mejoras modificando el diámetro del rotor y la altura de la torre, según el lugar de ubicación, para obtener la misma potencia, con unos costes operativos y de inversión prácticamente iguales.

Perspectivas.- Las experiencias operativas que se han hecho en los parques eólicos han motivado el interés por aprovechar más a fondo la energía eólica, en base a ampliar los parques eólicos existentes o de instalar nuevos puntos de ubicación. Los parques eólicos se consideran un complemento adecuado a las centrales eléctricas convencionales, dentro del 10% indicado, interés que no sólo se debe a los costes de generación de energía que resultan de los cálculos de rentabilidad, sino también a los criterios del aprovechamiento de la energía eólica, que son más amplios; es importante considerar que el cálculo de los costes de generación de electricidad se hagan a largo plazo y se mantengan al margen de la evolución de los precios de los combustibles.

Con el estudio de las instalaciones de energía eólica disponibles en la actualidad, se han sentado las bases para una más amplia explotación racional de la energía eólica en los llamados países umbrales y en vías de desarrollo. No sería de extrañar que aerogeneradores de primera generación, retirados de algunos parques eólicos, se reutilizaran en estos países.

Es importante estudiar con detalle los aspectos ambientales de los parques, construirlos con esmero y dotarlos de elementos singulares que los caractericen. Los aerogeneradores tienen que adecuarse a situaciones de un mayor aprovechamiento de los vientos locales existentes, es decir, aprovechar los vientos más bajos que se pueden dar en zonas más accesibles, que implicarían menores costes de instalación. Su producción en serie incide en menores costos de fabricación

Equipos sofisticados de control, telemando y telegestión permitirán una explotación más racional de los parques eólicos y una mejor calidad de la señal de la energía suministrada a la red.

También permitirán adaptar las turbinas eólicas a situaciones insulares, donde el factor de calidad de la energía suministrada es más crítico, por no existir otras fuentes de energía convencionales.

Los costes de generación de electricidad en un parque eólico eran, en base a estos supuestos, del orden de 12 ptas/kW del año 1998, tendentes a la baja. En un mercado cada vez más competitivo, la relación (coste/producción) se tiene que reducir.

En 1980 el coste de MW instalado era de 200 millones de ptas, y el de generación, de 0,16 dólares USA/kW. En la actualidad estos costes se han reducido por debajo de los 100 millones por MW instalado y 0,08 dólares USA/kW generado. La adecuación a tarifas cada vez más ajustadas hará más importante la reducción de la relación (coste/producción)

Tabla V.1.- Potencia instalada en Europa en MW

1995	1996	1997	1998	1999	2000
2529	3496	4695	6430	8960	12160

Tabla V.2.- Potencia eólica en Europa

País	Potencia hasta 1999	MW instalados en 1999
Austria	42	12
Bélgica	9	3
Dinamarca	1700	289
Finlandia	38	21
Francia	19	0
Alemania	4444	1569
Grecia	121	73
Irlanda	68	5
Italia	281	101
Luxemburgo	10	1
Holanda	409	69
Portugal	57	6
España	1180	346
Suecia	195	19
Reino Unido	1342	18
Total	9915	2532

La potencia eólica total conectada a red en Europa se recoge en las Tablas V.1.2; por ejemplo, en 1998 se instalaron 1735 MW. Alemania es el primer país por energía eólica generada, (6113 MW instalados hasta el año 2000), habiendo superado a países como Dinamarca, considerado el pionero de la industria de la energía eólica en Europa.

El sector eólico ha sido un fenómeno, en España, probablemente demasiado rápido; se van a cumplir holgadamente los objetivos del Plan de Fomento de las Energías Renovables y habrá que empezar a prever soluciones para cuando haya un exceso de potencia eventual, momento en que la red tendrá que limitar la entrada de energía eólica en horas valle.

V.2.- IMPACTO AMBIENTAL DE LOS AEROGENERADORES EÓLICOS

Los principales efectos de los aerogeneradores sobre el medio ambiente son los siguientes:

Efectos meteorológicos sobre el microclima.- Se estima que la reducción de la velocidad del viento por los aerogeneradores tiene, aproximadamente, las mismas consecuencias sobre el clima local que un grupo de árboles, no esperándose que se produzcan cambios significativos.

Efectos sobre la fauna y flora.- El efecto mas significativo está relacionado con el obstáculo que los rotores representan para el vuelo de las aves. Sin embargo, la experiencia obtenida hasta el momento ha demostrado que la probabilidad de choque es sumamente baja, debido a la rotación lenta de las máquinas y su bajo coeficiente de solidez.

Ruido.- La intensidad del ruido generado por las máquinas eólicas ha sido investigado por la NASA mediante un prototipo de 100 kW. El estudio acústico abarcó un espectro de frecuencias comprendido en el rango de audición entre 15 y 20.000 Hz.

El nivel acústico medido cerca de la máquina fue de 64 dB para las frecuencias comprendidas en el rango audible, con un nivel de ruido de fondo de 52 dB, observándose que el ruido de la máquina era inaudible por encima del ruido de fondo a distancias del orden de 200 metros.

El ruido generado por una máquina de 2,5 MW a pie de torre es similar, en cuanto al tipo de intensidad, al de un automóvil circulando por una autopista, desapareciendo el ruido a una distancia relativamente pequeña de la máquina.

El ruido correspondiente a frecuencias inferiores al rango audible es producido por la circulación del aire sobre obstáculos como la torre y las palas, y puede afectar a la salud ocasionando problemas si se superan los 100 dB; las mediciones efectuadas no han sobrepasado los 75 dB.

Existe sin embargo otra experiencia, en una aeroturbina de 2 MW en la que sí se han presentado ruidos molestos para los residentes en las inmediaciones, ligados a los fenómenos aeroacústicos antes mencionados; en dicha máquina, cuyo rotor estaba a sotavento de la torre, se producía una interacción de muy baja frecuencia entre las palas y la torre, que originaba ruidos por debajo del rango audible que obligaron a modificar el diseño del aerogenerador, reduciendo la velocidad periférica de las palas.

Este problema tiene menores probabilidades de presentarse en el caso de posicionar el rotor a barlovento, si bien se estima que durante el diseño se puede evitar su aparición, aun en el caso de estar posicionado a sotavento. Lo cierto es que, actualmente, dada la proliferación de parques eólicos, son muchas las quejas, por este motivo, de personas que viven en sus proximidades y a las que nadie, en ningún momento, pidió su aprobación para la instalación; estos detalles habrá que cuidarlos mucho.

Interferencias con ondas de televisión y radiocomunicaciones.- Las palas del aerogenerador pueden reflejar las ondas electromagnéticas, pero se estima poco probable que produzcan interferencias en las señales de radio y navegación salvo a distancias pequeñas de la máquina.

La señal de televisión puede quedar afectada a distancias de unos centenares de metros e, incluso, hasta 1 ó 2 km. Esto puede ocurrir si el aerogenerador está emplazado a gran altura y si los receptores de televisión reciben normalmente una señal débil, debido a la distancia o a efectos de blindaje causados por el terreno sobre la estación de televisión. Influyen también las posiciones relativas de la estación, el receptor y el aerogenerador.

Consumo de energía.- Una de las ventajas de la energía eólica frente a otras nuevas fuentes de energía, es que el balance energético de los aerogeneradores es claramente positivo, recuperando el coste de la energía empleada en la producción de sus materiales constitutivos y en su construcción en un período del orden de 7 meses de funcionamiento.

Seguridad y utilización del terreno.- El principal problema relacionado con la seguridad radica en la posibilidad de rotura de una pala. Dada la alta velocidad periférica del rotor, se estima que el área de seguridad en torno a un aerogenerador debe comprender un círculo de unos 200 metros con centro en la base de la torre de la máquina.

Con los métodos de cálculo existentes actualmente la probabilidad de que se produzca dicha rotura es pequeña por lo que la zona de seguridad se puede utilizar para usos agrícolas, ganadería, circulación de vehículos y otros fines equivalentes. La superficie de terreno ocupada por un aerogenerador de 1 MW es pequeña, (2000 m²); la zona de seguridad abarcaría 120.000 m².

En el caso de una agrupación de aerogeneradores es necesario que la distancia entre ellos guarde un mínimo necesario para evitar interferencias aerodinámicas entre máquinas, que es del orden de 7 a 10 veces el diámetro del rotor, lo que implica distancias de aproximadamente 1 km para generadores de 2,5 MW. El terreno entre aerogeneradores podría ser utilizado para otros fines respetando las servidumbres impuestas por las carreteras de acceso a las máquinas y las líneas eléctricas.

Protección contra el rayo.- Como los aerogeneradores sobresalen del entorno que les rodea, constituyen unos conductores privilegiados de transmisión de la electricidad estática de las nubes hacia el

suelo. Para evitar que durante una tormenta se estropeen por un rayo, conviene conectar el pilón soporte del aerogenerador a una buena toma de tierra y colocar pararrayos en los cables eléctricos que unen el aerogenerador a la red de utilización, (chispómetro de gas, y en las instalaciones de grandes potencias, eventualmente variómetros). Como los chispómetros de pararrayos se regulan para una tensión doble de la tensión máxima eficaz que pueden producir en sus bornes, se deben unir a la toma de tierra mediante un conductor lo más corto posible.

V.3. EL PROGRAMA AMERICANO

Las primeras realizaciones importantes llevadas a cabo en USA corresponden a Marcellus Jacobs, quien en los años veinte se dedica a estudiar la posibilidad de adaptar los antiguos molinos de bombeo como aerogeneradores.

El resultado de sus trabajos fue el modelo Jacobs, de diseño completamente nuevo, al que acopló un rotor de tres palas para evitar problemas de vibraciones, que en pruebas realizadas con rotores bi-pala habían resultado de consideración.



Fig V.1.- Aerogenerador Jacobs de 1 kW

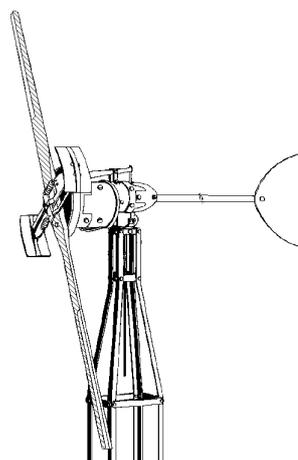


Fig V.2.- Aerogenerador Windcharger

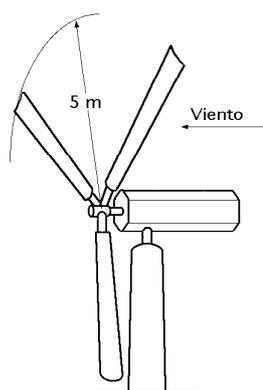
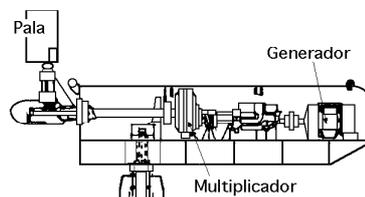


Fig V.3.- Aerogenerador Windstream 33



Los aerogeneradores diseñados por la casa Jacobs trabajaban en el campo de la baja potencia; el modelo más corriente tenía un rotor de 5 m de diámetro, generaba 1 kW con velocidades de viento de 18 km/h, Fig V.1, y llevaba un sistema de regulación por paso variable, accionado por masas centrífugas, que demostró su fiabilidad después de afrontar tifones en el Caribe y tormentas en la Antártida. A partir de 1928, la compañía Jacobs Wind Electric fabricó cientos de miles de aerogeneradores de 1 kW, sobre torres de 20 m de altura, que se exportaron a gran número de países. Al final de la década

de los treinta, la producción disminuyó a causa de la expansión de las redes de electrificación rural, llevada a cabo durante la administración Roosevelt. La empresa siguió funcionando hasta 1957, pero el aerogenerador Jacobs fue recuperado a principios de los ochenta por la North Wind Energy.

En el período anterior a la guerra aparecieron otros aerogeneradores de pequeña potencia, Fig V.2, como el Windcharger que tenía dos palas y un sistema de regulación mediante freno aerodinámico que actuaba por acción centrífuga, y otros que se describen a continuación.

El aerogenerador Windstream 33, Fig V.3, utilizaba un dispositivo hidráulico para variar el paso del rotor y regular la potencia, estando normalmente conectado a la red; fueron estudiados para funcionar en estado de abandono.

Los aerogeneradores MP 20, Fig V.4c estaban conectados a la red y funcionaban sin vigilancia. Utilizaban el efecto de descolgamiento aerodinámico cuando la velocidad del viento era superior a la nominal. En caso de una excesiva velocidad de rotación, los alerones de frenado situados en las extremidades de las palas giraban alrededor de sus ejes y frenaban la máquina.

En el campo de las grandes máquinas, Fales proyectó un aerogenerador de una sola pala, que funcionaba con un contrapeso. No se llegó a construir por considerar que las masas del rotor se podrían desequilibrar en caso de funcionar en tiempo de helada, poniendo en peligro la integridad de la pala.

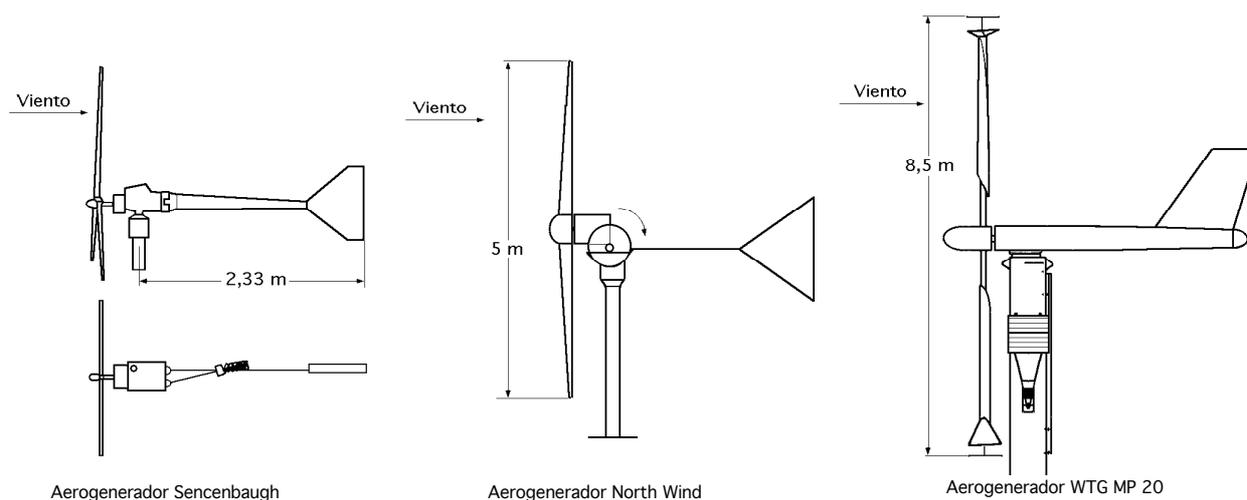


Fig V.4.- Pequeños aerogeneradores americanos

Tabla V.1.- Características de algunos aerogeneradores americanos de baja potencia

Marca	Windcharger	Sencenbaugh	North wind	KTG
Modelo	20 - 110	500-1 000	HR2	MP 20
Palas	2, madera,	3, madera,	3, madera,	3, acero inox.
Rotor	palas fijas Barlovento (upwind)	palas fijas Barlovento (upwind)	palas fijas Barlovento (upwind)	palas fijas Barlovento (upwind)
Diámetro (m)	2,30 a 3,35	1,80 a 3,60	5	8,5
Potencia kW	0,25-1	0,5-1	2,2	20 (m'xx 36)
Veloc. nominal (m/seg)	8,5 a 9	11 a 10	9	13,5
N r.p.m.	400	1000 a 290	250	120
Relación de multip. (k)	1 1	1 3	1	15
Generador	c.c. c.c.	c.c. c.c.	c.c.	inducción
Orientación del sistema	Plano de estabilización	Plano de estabilización	Plano de estabilización	Plano de estabilización

Aerogenerador Smith-Putnam de 1,25 MW.- Como caso un poco aislado, en el año 1941 se construye una máquina de 1,25 MW, a cargo de la Morgan Smith Company y diseñada por P.C. Putnan y J. B.

electricidad de frecuencia fija de 60 Hz.

Para evitar la desconexión de la unidad generadora durante las ráfagas de viento, la unión del aerogenerador con el alternador consistía en una transmisión eléctrica que permitía un cierto deslizamiento, por lo que la velocidad de rotación de la hélice no era en todo momento igual a la del generador. La regulación de la velocidad de rotación de la aeroturbina y la del par producido, estaban aseguradas por un regulador centrífugo que accionaba el paso de la hélice por medio de un servomotor de aceite.

Debido a la dirección de los vientos dominantes y a la inclinación de las líneas de corriente, el eje de rotación del aerogenerador formaba un ángulo de 12° con el plano horizontal.

Las posibles causas que originaron la rotura de la pala y que provocaron la inutilización de la instalación, pudieron ser debidas a:

- *La complicación (inútil) de las palas con conicidad variable.*
- *Las interferencias originadas por el poste-soporte de perfil angular cuando la hélice pasaba frente a él, que era una fuente no despreciable de perturbaciones para la hélice.*
- *La constitución de las palas, construidas en chapa de acero inoxidable soldada por puntos, lo que suponía una disminución de la resistencia del acero, e implicaba una relación resistencia-peso desfavorable.*
- *Como el eje de giro de las palas estaba situado en su borde de ataque, el centro de presiones se desplazaba con incidencias importantes como consecuencia del tipo de perfil (NACA 4418), lo que generaba unos esfuerzos de torsión que iban acompañados de vibraciones.*
- *La adopción de palas de forma rectangular (no alabeadas), aumentaba también el momento flector de las mismas y los efectos de inercia.*

Ninguno de los fenómenos descritos mejoraba el rendimiento de la instalación. Cualesquiera que fueren las imperfecciones que provocaron la rotura de la pala, estas no atenúan en absoluto los méritos de sus constructores que hicieron una labor pionera fabricando el primer aerogenerador de potencia superior a 1 MW.

Aerogenerador eólico de 6,5 MW de Percy Thomas - En ese mismo año, Percy Thomas presentó al Congreso el proyecto de un aerogenerador eólico de 6,5 MW de potencia, Fig V.6. El modelo era un multirrotor, situado sobre una torre de 145 m de altura, que operaba con velocidades de viento de 45 km/h. El proyecto no fue aprobado, posiblemente por estar todavía reciente el fracaso del experimento

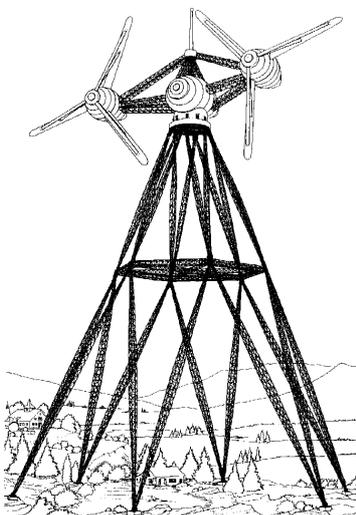


Fig V.6.- Aerogenerador eólico de 6,5 MW de Percy Thomas (1945)

Smith-Putnan; el interés en las máquinas eólicas desapareció durante las décadas siguientes. En los años setenta, el Departamento de Energía puso gran interés en dirigir los trabajos de investigación y desarrollo de este sector energético. La primera fase del programa consistió en un estudio sobre la viabilidad y rentabilidad de los sistemas eólicos de producción de energía a gran escala. El estudio fue realizado paralelamente en el año 1975 por las grandes compañías de la industria aeronáutica, la Karman Aerospace Corporation, en colaboración con la Hamilton Standard y la General Electric.

Una vez obtenidas las primeras conclusiones, se realizó otro estudio más detallado sobre dos modelos de 500 kW y 1.500 kW, diseñados para operar con vientos medios de 20 y 30 km/h, respectivamente. Se evaluaron emplazamientos y áreas de recur-

sos eólicos aprovechables, y se determinaron los parámetros de diseño más determinantes.

El paso siguiente fue la elaboración de un programa de cinco años de duración para el diseño y construcción de tres prototipos, los MOD-0, MOD-1 y MOD-2, de 100 kW, 2 MW y 2,5 MW, respectivamente, ocupándose el Centro de Investigación Lewis de la NASA en Sanduski (Ohio), de su coordinación. Los elementos más delicados, las palas, fueron construidas en aluminio, habiéndose utilizado para el diseño de los elementos estructurales procedimientos de cálculo y fabricación elaborados para rotores de helicópteros.

Las pruebas realizadas sobre la planta demostraron la validez de los modelos teóricos, ya que las tensiones calculadas en los elementos resistentes se ajustaban a las reales, por lo que se decidió construir otros prototipos con palas fabricadas en materiales diferentes, capaces de soportar vientos de mayor velocidad. La selección de los materiales y de los métodos constructivos empleados en la fabricación de las palas ha sido uno de los problemas de mayor interés de las nuevas aeroturbinas. Las soluciones actuales apuntan a palas huecas, fabricadas con resinas de poliéster reforzadas con fibra de vidrio que permiten soluciones constructivas más sencillas y económicas.

Aerogenerador experimental MOD 0 de 100 kW.- En 1975 empezó a funcionar el primer aerogenerador MOD-0 en Plum Brook cuyo objetivo era contrastar los resultados obtenidos mediante métodos analíticos y comprobar la información experimental obtenida en las plantas de Hütter y de Putnan, en las que se había basado el diseño; inicialmente fue proyectado con un rotor bipala con buje rígido, en el que la hélice que estaba situada a sotavento de la torre, estaba provista de una celosía muy tupida, con plataformas y escaleras que llegaron a provocar interferencias (bloqueo) debido a la acción de la torre sobre el rotor, cuando las palas de éste pasaban por su parte inferior; debido a ello se suprimieron las escaleras y las plataformas, quedando la torre con una celosía menos tupida.

A pesar de ello no se modificó la situación de las palas, dado que la ubicación de la torre, a sotavento, tenía la ventaja de la auto-orientación de la máquina.

Esta aeroturbina sirvió para realizar diversos estudios y ensayos de cargas dinámicas y puntos de funcionamiento a distintos regímenes de trabajo de los diferentes componentes de la instalación, y así obtener nuevos datos sobre los esfuerzos debidos al viento, y esfuerzos y vibraciones de las diferentes partes del aerogenerador, para así determinar los componentes más económicos y fiables para su construcción en serie. Las características más importantes de esta máquina eran:

- Rotor bipala de 38 metros de diámetro con buje basculante
- Nº de palas: 2, de paso variable con perfil aerodinámico tipo NACA 230 XVI
- No tiene palas alabeadas, siendo la cuerda en el cubo de 1,332 m. y en la periferia de 0,30 m
- La velocidad de conexión es de 4 m/seg, la nominal es de 8 m/seg y la de desconexión de 18 m/seg
- El alternador es síncrono con un voltaje de 480 voltios, 125 kVA y un peso de 700 kg
- Velocidad de rotación del eje: 40 rpm, por lo que lleva una caja de engranajes con un factor de multiplicación capaz de proporcionar 1.800 rpm. Rendimiento de la caja de engranajes = 0,75.
- El control de potencia se consigue mediante control hidráulico
- Apertura de las palas a partir de una velocidad del viento de 30 m/seg.
- Arranque a partir de una velocidad del viento de 3 m/seg
- Altura de la torre: 30 m.
- Coeficiente de potencia $C_N = 0,375$.
- La instalación estaba prevista para resistir vientos de 240 km/hora.

Cuando la velocidad del viento era superior a 4 m/seg comenzaba a girar el rotor hasta llegar a la velocidad de 8 m/seg en que la máquina producía su potencia nominal; a partir de aquí el paso variable de las palas se encargaba de mantener dicha potencia, siempre que la máquina no llegase a los 18

m/seg, en que dejaría de funcionar. Como sistema de seguridad se la incluyó un freno de disco.

Dos años más tarde entraron en funcionamiento tres aerogeneradores MOD-0 de 200 kW, diseñados por Westinghouse, que se instalaron en Clayton (Nuevo México), en la isla de la Culebra (Puerto Rico) y en Block Island (Rhode Island). En 1980 se instaló en Hawai otro modelo de este tipo.

Aerogenerador experimental MOD 0A de 200 kW.- Este prototipo de 200 kW estaba formado por un rotor bipala de 38 metros de diámetro, con la torre situada a sotavento, y eje rígido; la pala era de aluminio, con un perfil aerodinámico de la serie 230 XX, con una torsión de 26° y una cuerda de entronque en el cubo de 1,24 metros y en la periferia de 0,46 metros, Fig V.7.



Fig V.7.- Aerogenerador experimental MOD-0A de 200 kW

La torre era de celosía con una altura de 30 metros; la potencia de 200 kW se obtenía para una velocidad nominal de 10 m/seg, siendo la velocidad de conexión de 4 m/seg y la de desconexión de 18 m/seg. Estaba conectada a un alternador síncrono de 480 V que giraba a una velocidad de 1.800 rpm.

Aerogenerador MOD 1.- La siguiente fase del programa fue la construcción del MOD-1, Fig V.8, diseñado por General Electric, que se instaló en el monte Howard's Knob, cerca de Boone, en Carolina del Sur. Puesto en servicio a principios de 1979, fue la primera turbina eólica capaz de generar electricidad a escala industrial y ha sido una de las que mayores problemas ha planteado.

industrial y ha sido una de las que mayores problemas ha planteado.

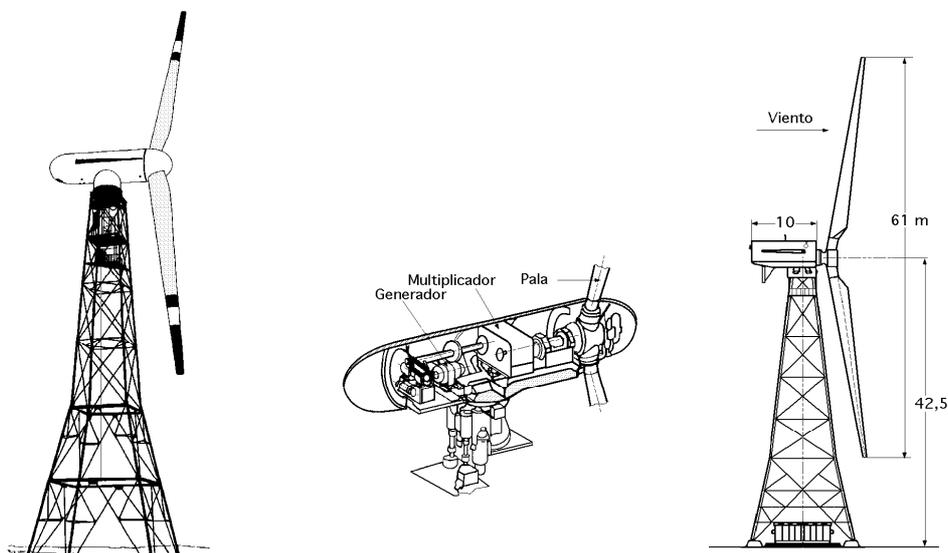


Fig V.8.- Aerogenerador MOD 1

Además de las ya habituales de tipo operacional, su rotor a sotavento producía perturbaciones aeroacústicas de baja frecuencia nocivas para personas con afecciones cardiacas. Sus características principales eran:

- Diámetro: 61 m; Hélice bipala de acero con paso variable, a sotavento.
- Potencia: 2 MW.
- Velocidad de rotación: 35 rev/min; Velocidad nominal del viento: 11,2 m/seg
- Velocidad de desconexión: 19 m/seg; Velocidad específica: $TSR = 7,8$.
- Alternador síncrono: 1 800 rev/min, 2 MW.
- Torre de acero (celosía) de 42,7 m de altura.

En este modelo se modificó el diseño original, reduciendo la velocidad de giro debido a problemas de ruido; el control de giro era de paso variable.

Las palas, de acero, tenían un perfil aerodinámico variable, de la serie 44-XX, con un ángulo de alabeo de 11°, una cuerda en el cubo de 3,6 m y de 0,85 m en la periferia.

Aerogenerador MOD 2.- Un año más tarde, la Boeing Engineering and Construction pone en marcha el MOD-2, con el objetivo de optimizar los parámetros de diseño y reducir los costes, mejorando la rentabilidad de la energía obtenida en este tipo de sistemas eólicos. La máquina, instalada en 1980 en Goldendale, Estado de Washington, se diferenciaba de las precedentes por su concepto y tecnología; era una máquina de segunda generación cuya construcción tuvo en cuenta las observaciones, ensayos y medidas hechas sobre los prototipos MOD 0 y MOD 1.

Sus características eran las siguientes:

- Hélice bipala girando delante de la torre (barlovento).
- Cada pala estaba compuesta por una parte fija (70% de la longitud) y una parte móvil (30% de la longitud). Las palas eran de acero y plástico armado con fibra de vidrio.
- Perfiles de la serie NACA 230-XX. Alabeo de 7°
- Cuerda del perfil en el cubo 3,4 m y en la periferia de 1,5 m
- Diámetro: 91,5 m.; Potencia: 2,5 MW.
- Velocidad nominal del viento: 12,5 m/seg; Velocidad específica: $TSR = 6,7$.
- Velocidad de rotación: 17,5 rev/min.; velocidad de conexión 5 m/seg; velocidad de desconexión 20 m/seg.
- Generador: alternador de 4 polos, 1 800 rev/min.
- La regulación y seguridad de la instalación, quedaban mantenidas, para la variación del paso, por la parte móvil de cada pala.
- Torre cilíndrica de acero de 61 m de altura. Como consecuencia de la diferencia entre las velocidades del viento por debajo y por encima del círculo recorrido por las palas, el eje del rotor estaba sometido a un momento de flexión de frecuencia doble de la velocidad de rotación.
- Buje basculante
- Control de potencia por paso variable

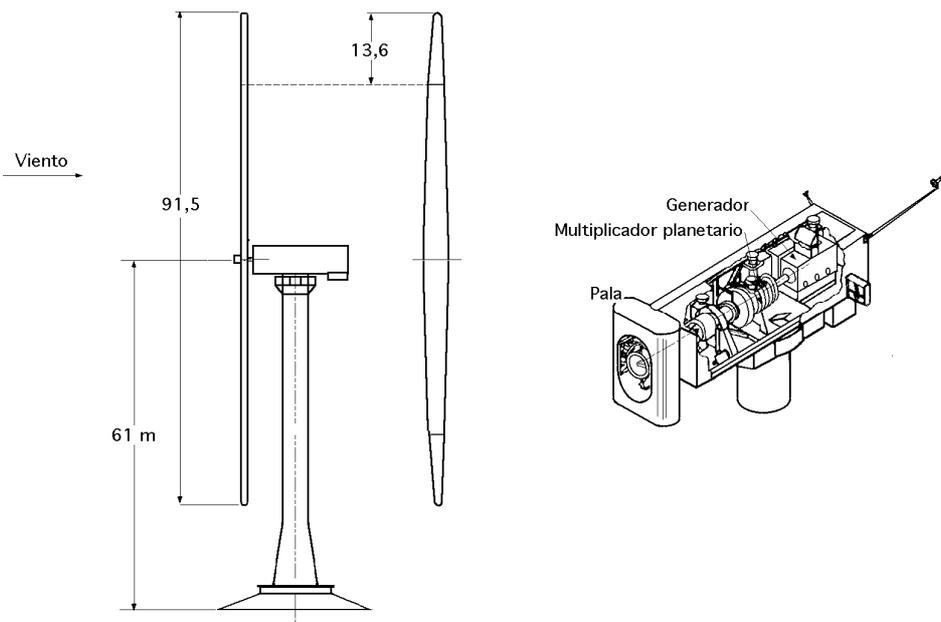


Fig V.9.- Aerogenerador experimental MOD-2 de 2,5 MW

Para reducir los efectos de las ráfagas y de la diferencia de velocidades por debajo y por encima del círculo barrido por las palas y, por consiguiente de la fatiga, el cubo del rotor llevaba articulaciones que permitían a las palas girar 5° de una a otra parte del plano medio de rotación.

Esta reducción de la fatiga implicó una reducción del peso y del precio del rotor, de la góndola y de la torre. La torre que soporta el aerogenerador estaba constituida por un cilindro de acero compuesto de virolas soldadas, (precursora de los actuales sistemas de construcción de torres); se calculó de forma que su frecuencia fundamental de vibración estuviese comprendida entre n y $2n$ rev/seg del rotor y, por consiguiente, era más ligera y flexible. La frecuencia de la torre fue seleccionada suficientemente distinta de $2n$ para evitar el fenómeno de resonancia.

El sistema de fijación de las palas sobre el eje del rotor reducía la transmisión a la torre de los momentos de flexión que actuaban sobre las palas. De todo ello se obtuvo un importante ahorro en el peso, ya que el aerogenerador MOD 2 tenía aproximadamente el mismo peso que el MOD 1, por lo que el precio del kW generado era inferior.

Aerogeneradores experimentales de 4, 6,2 y 7,5 MW.- Otros rotores, actualmente en estudio, tienen potencias del rango de 4 MW, con rotores bipala de 80 metros de diámetro y velocidades nominales de 17 m/seg. Finalizada esta fase del proyecto eólico, el Departamento de Energía elaboró otro programa para la construcción del MOD-5A, de 6,2 MW y 128 m de diámetro, con diseño de la General Electric, y el MOD-5B, de 7,5 MW de potencia diseñado por Boeing, Fig V.10.

Independientemente del programa federal, la compañía eléctrica Southern California Edison puso en funcionamiento en 1980 la turbina Bendix/Schale, de 3 MW con un rotor tripala de 50 m de diámetro, cuya originalidad era que transmitía la fuerza motriz a tierra mediante un sistema hidráulico. El rotor estaba fijado a la torre, y la orientación se realizaba girando la base de la misma.

Otra planta eólica, financiada por capital privado y desarrollada por la Hamilton Standard, se construyó en Medicine Bow (Wyoming), acoplada a una central hidroeléctrica; disponía de un rotor bipala de 78 m de diámetro con una potencia de 4 MW

El desarrollo eólico del mundo se inició en California, en donde se estableció en 1980 un marco de subvenciones que dieron lugar a la proliferación de aerogeneradores, que todavía pueden verse en Altamont Pass, Victory Garden, etc. Empresas de todo el mundo, especialmente danesas, empezaron a fabricar exclusivamente para el mercado californiano, y gracias a ello fueron mejorando los equipos y aumentando la potencia, (las primeras máquinas eran de 30 kW). Paralelamente a la

construcción de estas máquinas, se realizaron proyectos de desarrollo y optimización de las grandes aeroturbinas, para analizar las ventajas e inconvenientes de construir rotores con una, dos o tres palas, de bujes rígidos o basculantes, de torres de estructura metálica o de hormigón, etc., llegándose así a la actual generación de aeroturbinas.

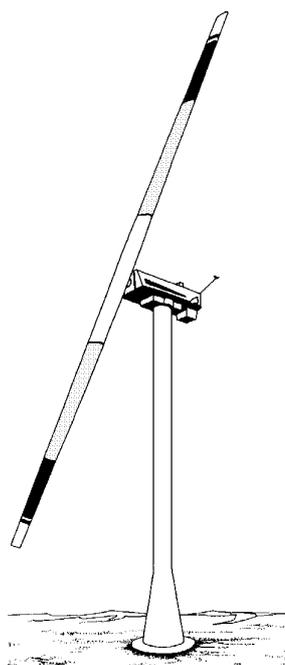


Fig V.10.- Aeroturbina MOD-5B de 7,5 MW (Boeing)

construcción de estas máquinas, se realizaron proyectos de desarrollo y optimización de las grandes aeroturbinas, para analizar las ventajas e inconvenientes de construir rotores con una, dos o tres palas, de bujes rígidos o basculantes, de torres de estructura metálica o de hormigón, etc., llegándose así a la actual generación de aeroturbinas.

VI.- ANTECEDENTES DE LOS AEROGENERADORES EUROPEOS

VI.1.- FINLANDIA

En 1924 el ingeniero Sigurd Savonius diseñó un rotor cuya principal ventaja consistía en trabajar con velocidades del viento muy bajas; estaba formado por dos semicilindros dispuestos alrededor de un eje vertical. El sistema presentaba además buenas características aerodinámicas para el autoarranque y la autorregulación. Las aeroturbinas Savonius son muy adecuadas para bombeo de agua en aplicaciones de riego.

La sencillez de su diseño y la posibilidad de construir bombas eólicas con buenos rendimientos utilizando los típicos bidones de petróleo convierten estas turbinas en las más adecuadas para regiones poco industrializadas.

VI.2.- RUSIA

En la Tabla VI.1 se presentan las características principales de algunos aerogeneradores construidos en la Unión Soviética, dentro de la gama de bajas potencias. Las tres primeras de estas máquinas estaban equipadas con un regulador de desenganche aerodinámico, mientras que el aerogenerador Sokol, Fig VI.1, estaba equipado con un regulador centrífugo de resorte.

Tabla VI.1.- Características de algunos aerogeneradores rusos de baja potencia

Modelo	BE 2M	VIESKH 4	UVEU D6	Sokol D12
Diámetro m	2	4	6	12
Número de palas	2	2	2	3
n rev/min	600	280	186	88
Potencia nominal kW	0,15	1,6	3,4	15,2
Viento nominal m/seg	6	8	8	8
Viento utilizado m/seg	3 - 25	4 - 40	4 - 40	4,5 - 40

Una de las primeras experiencias en el campo de los grandes aerogeneradores fue la llevada a cabo por los rusos en 1931, en Crimea (Balaclava, cerca de Yalta), donde se construyó un aerogenerador de 100 kW que generaba una producción anual del orden de 200000 kWh-año, Fig VI.2.

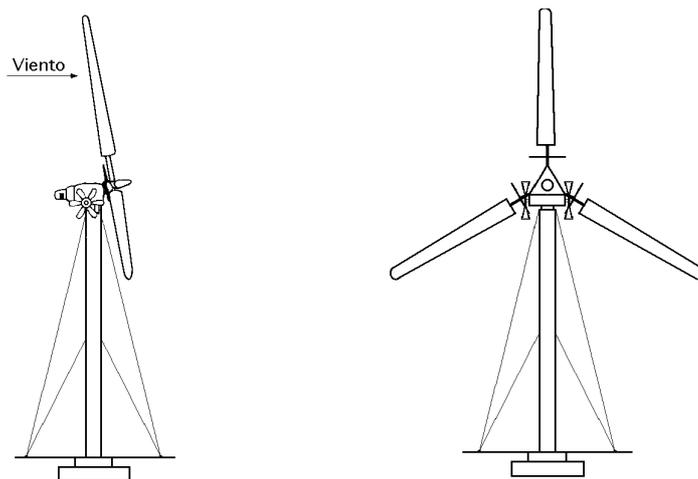


Fig VI.1.- Aerogenerador Sokol

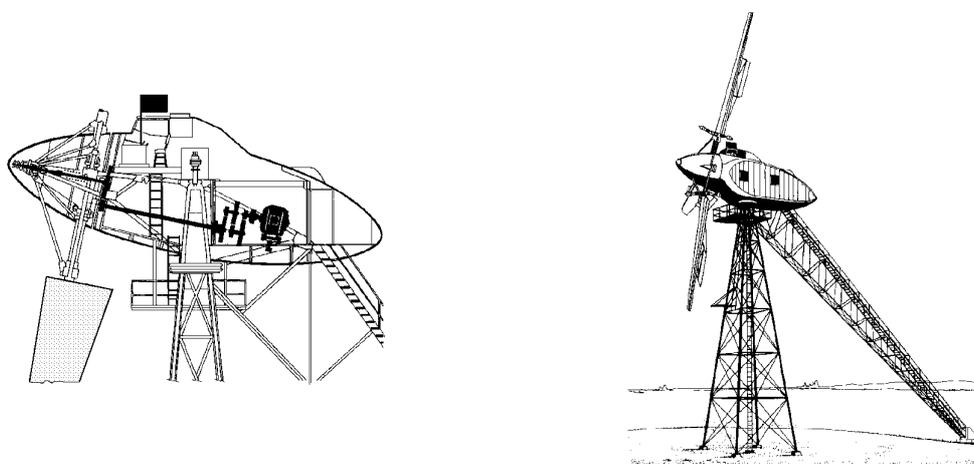


Fig VI.2.- Aerogenerador de 100 kW de Balaclava (1931) y vista interior de la góndola

La planta funcionó durante 10 años en combinación con una central térmica para generar electricidad y aparentemente dió buen resultado a pesar de los problemas operacionales que surgieron debido a la baja calidad de los materiales empleados en su construcción; los ejes y engranajes estaban fabricados en madera. Sus principales características eran:

- *Diámetro de las palas: 30 m.*
- *Potencia nominal: 100 kW para un viento de 10,5 m/seg y 50 kW para un viento de 8 m/seg.*
- *Potencia máxima: 130 kW para un viento de 11 m/seg.*
- *Velocidad de rotación: 25 rev/min para un viento de 8 m/seg y 30 rev/min para un viento de 10 m/seg.*
- *Generatriz asíncrona triásica de velocidad aproximada a 600 rev/min.*
- *Altura de la torre: 25 m.*
- *Hélice tripala de metal ligero de paso variable, de 2 m de ancho en la base (enronque con el cubo) y 1 m en el extremo del ala (periferia).*
- *Longitud útil: 11 m.*
- *Dispositivo de regulación automática de velocidad por alerón y mazarota.*
- *La hélice colocada en la parte superior del soporte está provista de un brazo de orientación.*
- *La extremidad inferior de cada brazo que descansaba sobre un rail circular, era arrastrada automáticamente por un motor cuando el viento cambiaba de dirección. La potencia del motor de orientación era de 1,1 kW.*

Después de tres años de pruebas ininterrumpidas, se proyectó la construcción de otras dos aeroturbinas paralelas de 100 kW, y más tarde otra de 5 MW. La guerra impidió que tales proyectos se llevaran a cabo y la que estaba construida fue destruida durante la invasión alemana.

Después de la guerra, Rusia construyó otra planta de características semejantes a la de Balaclava,

aerogenerador Zwei D-30, en lo que se refiere a la forma de las hélices, las dimensiones y los rendimientos.

Se diferenciaba solamente en la torre, y en el dispositivo de orientación, ya que la hélice tripala situada en la parte inferior del soporte se orientaba por medio de dos rotores auxiliares.

Sin embargo, el interés por las grandes máquinas parecía haber declinado en favor de pequeñas aeroturbinas de 30 kW, destinadas a explotaciones agrícolas.

En los años sesenta, a la vista de la experiencia acumulada, redujeron la potencia a 15 kW, considerando que estas turbinas se adaptaban mejor a las necesidades de las pequeñas granjas. A lo largo de esta década se fabricaron millares de estas máquinas. El modelo más típico tenía un rotor tripala con regulación de paso variable.

VI.3.- HUNGRÍA

En la Europa del Este, solamente Rusia se interesó en alguna medida por este tipo de energía, salvo en el caso aislado de una planta de 200 kW que se construyó en Hungría (1960), bajo la dirección de M. Ledacs Kiss. La instalación ofrecía las siguientes características:

- *Diámetro: 36,6 m.*
- *Aeroturbina de ataque frontal de 4 palas de 2.800 kg cada una y paso fijo.*
- *Constitución de las palas: estructura de sostén de acero, recubierta de chapa de aluminio; perfil Göttingen.*
- *Velocidad específica óptima: TSR = 5; Velocidad de rotación de la hélice, 17,85 rev/min.*
- *Generador asíncrono de 200 kW a 1000 rev/min.*
- *Multiplicador de dos pasos. Primer paso de cadena (relación de multiplicación, 4/1)
Segundo paso de engranajes (relación de multiplicación, 4/1).*
- *Velocidad nominal del viento: 10,4 m/seg.*
- *Potencia suministrada: 100 kW para vientos de 8 m/seg, y 200 kW para vientos de 10,4 m/seg.*
- *Torre de hormigón armado reforzado de 36 m de altura.*

Este aerogenerador se construyó para funcionar con vientos de débil intensidad. Cuando la velocidad del viento alcanzaba 3 m/seg, la hélice giraba en sincronismo con la red y el generador asíncrono comenzaba a proporcionar energía.

La orientación de la eólica era accionada por un sistema totalmente electrónico. El servomotor orientaba al aerogenerador frente al viento en el intervalo, 3 m/seg a 10,4 m/seg. y le separaba de la dirección del viento cuando la intensidad se elevaba, de forma que la potencia suministrada permanecía igual a la potencia nominal. La máquina no llevaba freno aerodinámico sino solamente un freno mecánico. El sistema de orientación sólo intervenía si la dirección del eje de la máquina se separaba de la dirección del viento un ángulo superior a 15°. Para velocidades del viento inferiores a 3 m/seg, el sistema de control aislaba el generador de la red.

VI.4.- DINAMARCA

A principios de siglo, Dinamarca era el país líder en el aprovechamiento del viento como recurso energético, con una potencia instalada de 30 MW que abastecían el 25% de sus necesidades. El parque eólico danés era aproximadamente de 2.500 turbinas industriales, y 4.600 más de pequeña potencia para uso rural.

En los años veinte, después de la Gran Guerra, se fabricaban unos aerogeneradores de 20 kW diseñados por P. Vinding, y en la década siguiente la compañía Lykegard comercializó otro modelo de 30 kW, en la misma línea que los anteriores y de diseño similar a los fabricados por el profesor Lacour. La primera turbina con diseño aerodinámico que se fabricó y comercializó en Dinamarca fue el

F5L-Aeromotor de la compañía FL-Smidth, capaz de generar potencias entre 30 y 70 kW y del que se llegaron a instalar 18 unidades durante la última guerra, Fig VI.3. A partir de entonces el parque eólico empezó a reducirse rápidamente.

De los 16.000 pequeños aerogeneradores que había a principios de la guerra no quedaban más de 1.500 al final de ella. Las plantas eólicas se incrementaron de 16 a 88 durante ese período, pero su número descendió a 57 en el año 1.947, desapareciendo completamente durante los años cincuenta.

Después de una breve experiencia a cargo del South Jutland Electricity Laboratory, en la que se instalaron en las islas Sealand y Bogø dos pequeños aerogeneradores de 13 y 45 kW diseñados por M. J. Juul, Fig VI.4, se creó en 1952 una comisión de energía eólica que en adelante se encargaría de dirigir los trabajos.

Se elaboró el mapa eólico, y en 1957 se instaló en Gedser un aerogenerador de 200 kW, con una hélice tripala de 24 m de diámetro, que se regulaba mediante alerones en sus extremos Fig VI.5. La planta funcionó durante ocho años, fue reconstruida en 1977 dentro del programa de desarrollo eólico del Ministerio de Energía danés, y se utilizó como banco de pruebas hasta 1979. Generó una media anual de 450.000 kWh, o 900 kWh/año/m² de superficie barrida.

Sus características técnicas eran:

- Diámetro: 24 m; Superficie barrida: 450 m²; Altura del soporte: 25 m.
- Hélice tripala: colocada bajo la góndola.
- Velocidad nominal: 17 m/seg; Potencia nominal: 200 kW; Velocidad de rotación: 30 rev/min.
- Generatriz asíncrona: 200 kW con 8 polos.
- Deslizamiento de: 0 a 1% plena carga.
- Velocidad de arranque: 5 m/seg.
- Relación de multiplicación: $k = 25$ (doble tren de cadenas).
- Freno aerodinámico en el extremo del ala accionada por servomotor.
- Longitud útil de las palas: 9 m; Anchura de las palas: 1,54 m.

La hélice era de palas alabeadas de paso fijo, ángulo de calado 16°. La construcción de las palas se inspiró en las técnicas utilizadas en los molinos de viento. Llevaban una armadura de madera sujeta por placas de acero de 10 y 16 mm; las estructuras de madera, estaban cubiertas por una chapa de aleación ligera adaptada a la forma aerodinámica de los perfiles.

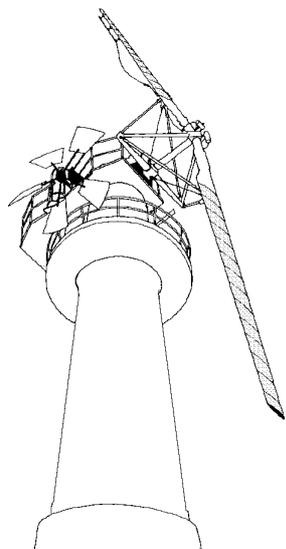


Fig VI.3.- Aeroturbina danesa de diseño aerodinámico capaz de generar entre 30 y 70 kW

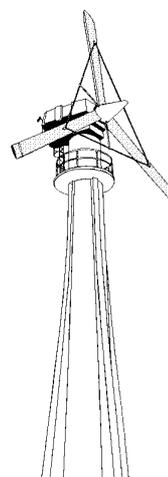


Fig VI.4.- Aerogenerador danés de 45 kW (J. Juul), que se instaló en la isla de Bogø

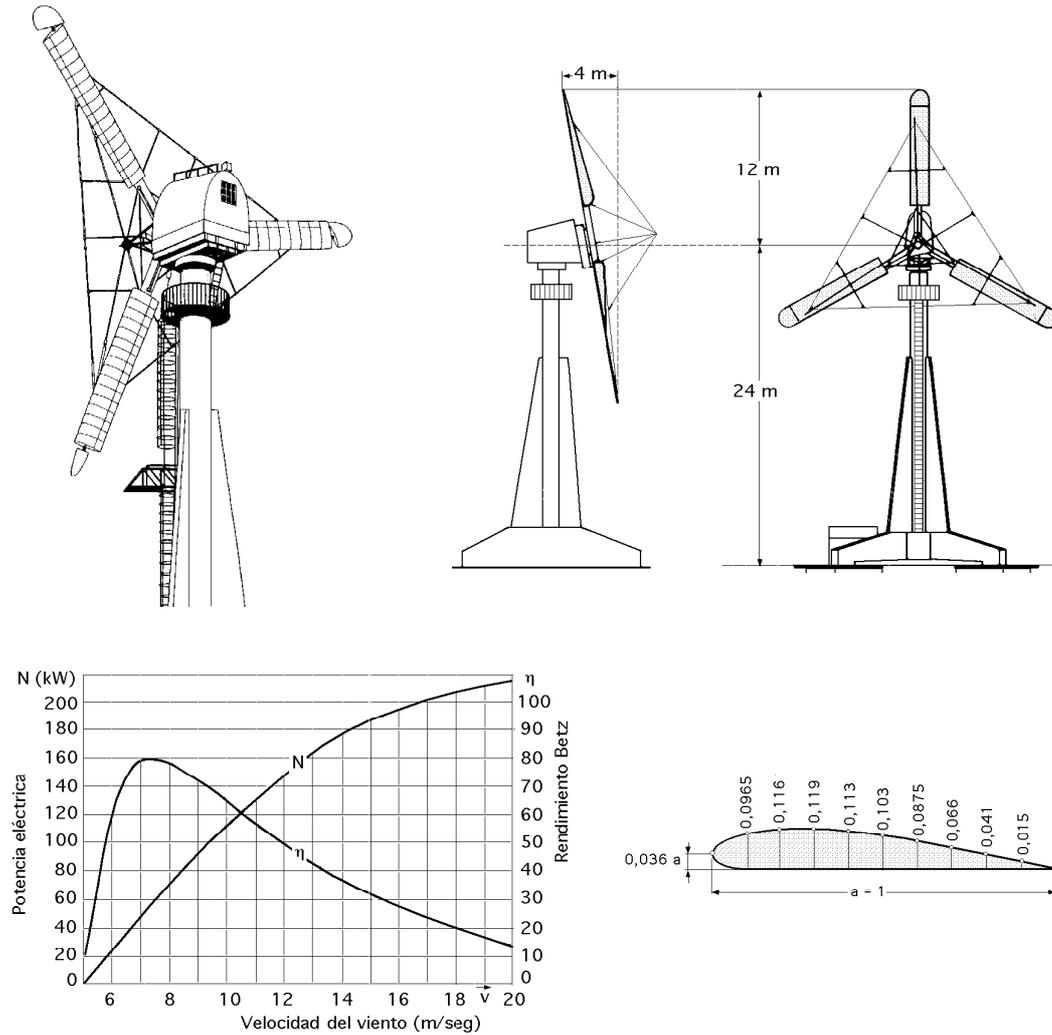


Fig VI.5.- Aerogenerador Gedser de 200 kW

La generatriz asíncrona unida a la red regional mantenía la velocidad de rotación en un valor casi constante. La regulación de la velocidad se facilitaba al disminuir el rendimiento aerodinámico de las palas con el aumento de la velocidad del viento.

En caso de exceso de velocidad debido a la ruptura de la conexión eléctrica con la red, los alerones móviles situados en el 12% de la superficie útil de las palas giraban 60° bajo la acción de un servomotor accionado por un regulador de bolas provocando así el frenado aerodinámico del conjunto. La parada de la máquina se obtenía por la intervención de un freno mecánico.

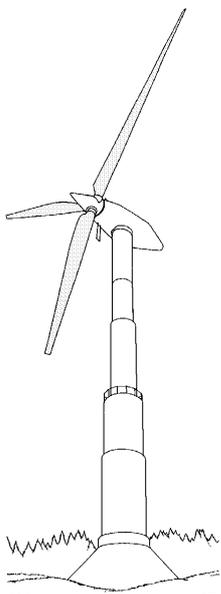


Fig VI.6.- Aerogenerador de Tvind de 2 MW

Aerogenerador de Tvind.- En 1978 se llevó a cabo una original planta eólica de 2 MW; los maestros de las escuelas de Tvind, cerca de Ulfborg, en el oeste de Jutlandia (Noroeste de Dinamarca), decidieron generar la energía que se consumía en su comunidad, de alrededor de un millar de personas. Con la ayuda de otras instituciones del país, diseñaron y construyeron esta aeroturbina, que era la de mayor potencia que se había construido hasta entonces Fig VI.6.

El aerogenerador Tvind fue el primero de gran potencia diseñado para operar con la máxima eficiencia con cualquier condición de

viento inferior a 54 km/h; consta de un rotor tripala, compuesto por palas de fibra de vidrio con un perfil NACA 23035 en el entronque con el cubo, 2,13 m de cuerda, hasta un perfil 23012 en la periferia, 0,7 m de cuerda.

La potencia eléctrica generada se utilizaba parcialmente para calefacción y el resto en forma de corriente continua, como suministro de energía eléctrica. La planta ha funcionado desde entonces, aunque con ciertos problemas de tipo operacional, proporcionando electricidad a la comunidad de Tvind.

Sus características eran las siguientes:

- Hélice tripala de plástico armado de fibra de vidrio de paso variable.
- Perfil NACA 23035, 23024 y 23012.- Diámetro: 54 m.
- Velocidad de rotación: 40 rev/min.
- Potencia nominal: 2 MW, para una velocidad del viento de 15 m/seg.
- Velocidad del viento máxima de servicio: 20 m/seg.
- Generador: alternador trifásico.- Velocidad de rotación: 760 rev/min.
- Relación de multiplicación: 19.
- Peso del multiplicador de velocidad: 18 toneladas.
- Peso de cada pala: 4 toneladas.
- Altura de la torre de hormigón: 53 m.

Aerogeneradores NIBE.- Animado por esta experiencia y por las presiones de los grupos ecologistas, el gobierno danés elaboró en 1977 un programa de desarrollo de dos años de duración, que incluía la reconstrucción del aerogenerador Gedser y la puesta en marcha de otros dos, (concebidos por Helge Petersen), de 630 kW, los NIBE A y B que entraron en funcionamiento en 1979 y 1980 respectivamente; la separación entre uno y otro era de 220 metros, Fig VI.7.

Primera máquina: El aerogenerador A utilizaba un dispositivo de regulación basado en la reducción de la fuerza aerodinámica alrededor del descolgamiento aerodinámico. La reducción de la potencia se provocaba por la variación del ángulo de asiento de las extremidades móviles de las palas; el ángulo de asiento podía tomar valores de -6° . Las partes de las palas situadas cerca del cubo eran fijas y estaban unidas con obenques.

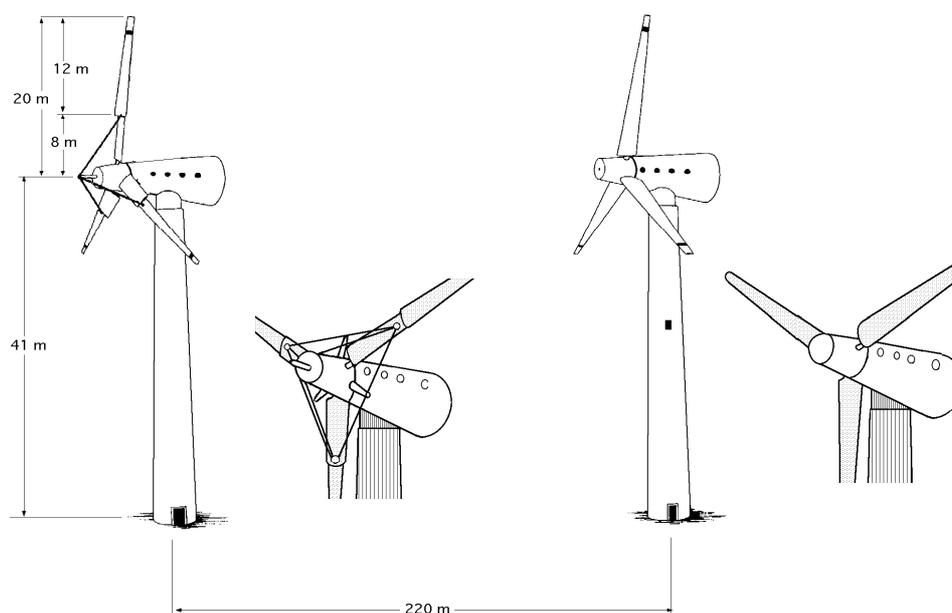


Fig VI.7.- Aerogeneradores NIBE A y B de 630 kW

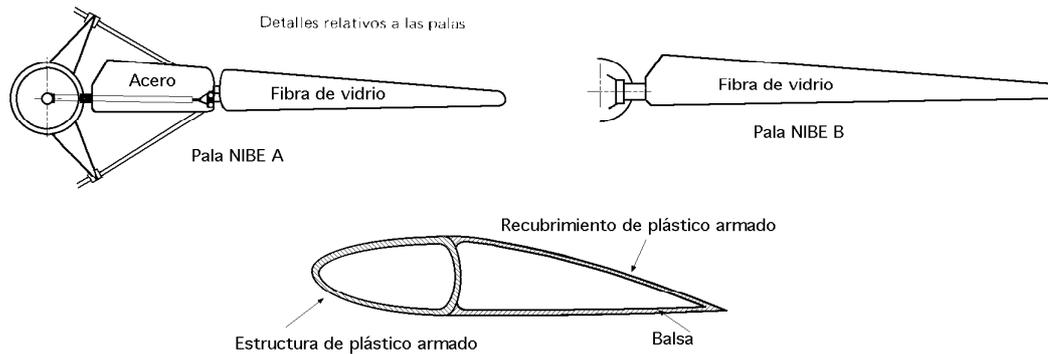


Fig VI.8.- Palas de los aerogeneradores NIBE A y B

Segunda máquina: El aerogenerador B utilizaba un sistema de regulación de paso variable sobre toda la longitud de las palas. Con vientos muy fuertes, las palas tomaban una posición paralela a la dirección del viento. Ambos rotores tenían 40 m de diámetro, y estaban fabricados en poliéster con refuerzo de fibra de vidrio.

Las características comunes de los dos aerogeneradores eran las siguientes:

- Rotores de 40 m de diámetro
- Las palas eran de acero y de poliéster con refuerzo de fibra de vidrio.
- Hélices tripala delante de la torre.
- Las palas presentaban una torsión (alabeo) de 11° desde el entronque en el cubo hasta las extremidades.
- Los perfiles utilizados fueron: NACA 4412, 4434.
- Cubo rígido.
- Ángulo de cono: 7°
- Inclinación del eje de rotación sobre el plano horizontal: 6° .
- Velocidad de rotación: 34 rev/min.- Velocidad nominal del viento: 13 m/seg.
- Velocidad específica: $TSR = 5,4$.- Velocidad máxima del viento en servicio: 25 m/seg.
- Generatriz eléctrica asíncrona: 4 polos, 6 kV, 630 kW.
- Velocidad mínima del viento para generación: 6 m/seg
- Producción anual estimada: 1,5 GWh.
- Regulación con paso variable y calculador.
- Orientación con servomotor hidráulico (velocidad de rotación: 0,4 grados/seg).
- Torres cilíndricas de baja frecuencia, de hormigón armado y 41 m de altura
- Masa y longitud de la parte móvil de las palas del aerogenerador A: 900 kg; 12 m.
- Masa de cada pala del aerogenerador B: 3.500 kg.
- Masa total (barquilla + palas): 80 Tm

Tenían entre sí algunas diferencias, como el arriostramiento de las palas y el control de regulación de potencia por entrada en pérdida de la pala en la serie A; los rotores eran tripala, y en la serie A estaban arriostradas entre sí.

La regulación de la hélice en el A se realizaba variando al ángulo de ataque de toda la pala, y en el B, el paso variable afectaba a 2/3 de la pala.

Aerogenerador Volund.- Describiremos solamente el modelo de 28 m de diámetro, concebido por Helge Petersen, Fig VI.9.

Sus características principales eran las siguientes:

- Hélice tripala- Diámetro: 28 m.- Palas de plástico armado de fibra de vidrio. Alabeo: $7,8^\circ$.
- Anchura de las palas: junto al cubo: 1 800 mm.; en sus extremidades: 600 mm.
- Perfiles: NACA 4412, 4420; Cubo rígido; Ángulo de cono: 4°
- Potencia: 265 kW.- Velocidad nominal del viento: 13 m/seg
- Velocidad de rotación: 42 rev/min para viento fuerte y moderado. 28 rev/min para viento suave

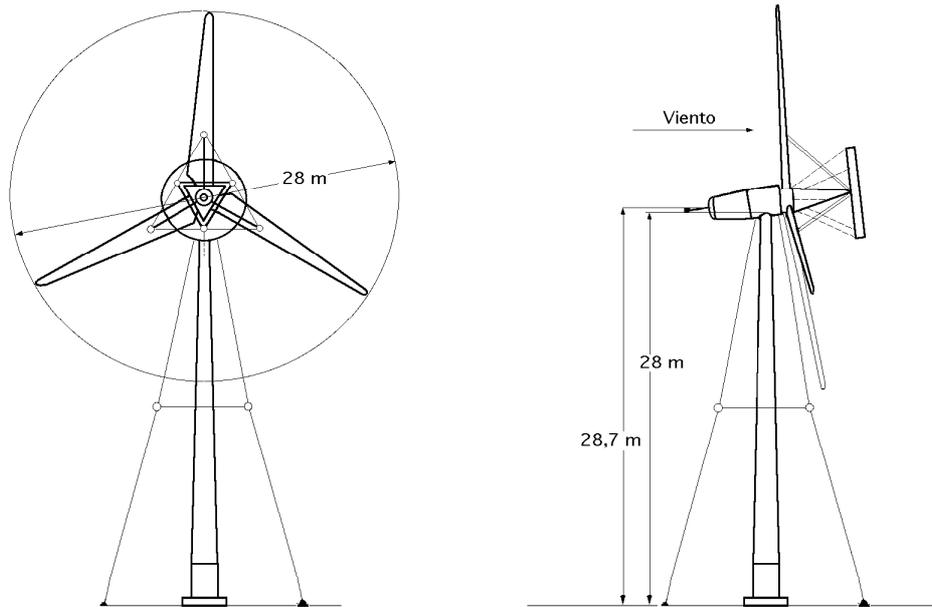


Fig VI.9.- Aerogenerador Volund de 265 kW

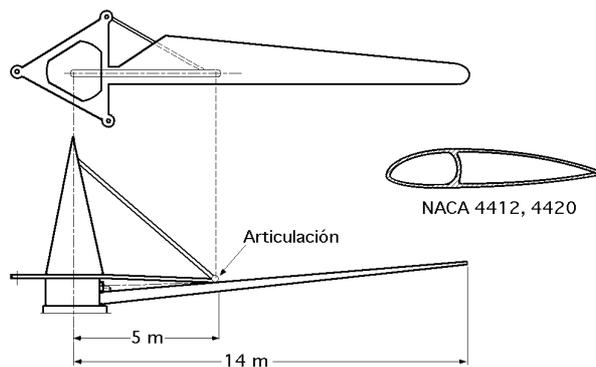


Fig VI.10.- Pala del aerogenerador Volund de 265 kW

- - *Inclinación del eje de rotación sobre el plano horizontal: 6°.*
- *Regulación con paso variable y regulador centrífugo.*
- *Torre troncocónica de acero de 28 m de altura, con diámetro de 0,80 m en la cima y 1,4 m en la base.*
- *Autoorientable por rotor auxiliar.*
- *Dos generadores asíncronos: el primero de 6 polos, 58 kW, 1000 rev/min para vientos de velocidad baja; el segundo de 4 polos, 265 kW, 1512 rev/min para vientos moderados y fuertes.*
- *Producción anual estimada: para una velocidad media de 5,35 m/seg: 450.000 kWh/año; para una velocidad media de 7 m/seg: 800.000 kWh/año.*
- *Peso de cada pala: 700 kg.- Peso del rotor con palas: 4000 kg.*
- *Barquilla + rotor: 14 000 kg. - Torre: 6 000 kg. - Peso total: 20 000 kg.*
- *La máquina puede resistir vientos de 70 m/seg (250 km/hora). Su duración se estimó en 30 años.*

A finales de 1991 las estadísticas operativas para ambos generadores indicaban más de 6.000 horas de funcionamiento para el A y más de 25.000 para el B.

Dinamarca desarrolló también aerogeneradores de baja potencia durante los años 1980-81, y así fueron instaladas 500 máquinas de potencias entre 10 y 55 kW. Entre ellas podemos citar:

Aerogenerador Kuriant.- El aerogenerador Kuriant, Fig VI.11a, tenía las siguientes características técnicas:

- *Tres palas fijas de plástico armado con fibra de vidrio.*
- *Diámetro: 10,90 m.*

- Velocidad de rotación: 68 r.p.m.

- Potencia nominal: 15 kW con una velocidad del viento de 9 m/seg.

- Velocidad específica: $TSR = 4,2$.

- Relación de multiplicación: $k = 15$.

- Dos generadores asíncronos, uno de 4 kW para vientos débiles y otro de 15 kW, a 1000 r.p.m. y velocidades del viento hasta 25 m/seg.

Los dos aerogeneradores están acoplados por poleas y correas.

- Altura del soporte: 12 m ó 18 m, según el lugar.

En caso de una excesiva velocidad de rotación, los alerones situados al final de las palas frenaban el rotor. La instalación estaba protegida también contra las vibraciones anormales y la sobrecarga. La máquina estaba orientada al viento por un motor eléctrico.

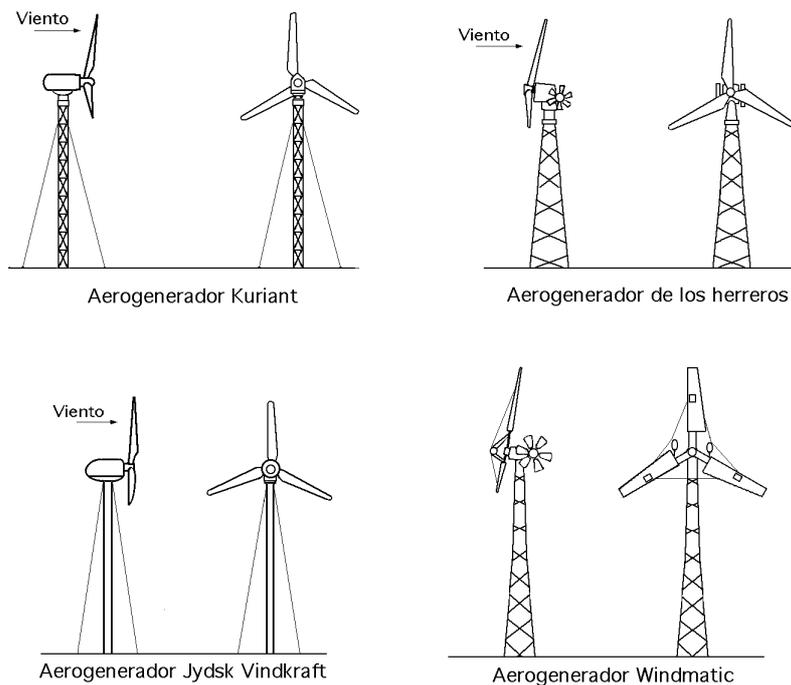


Fig VI.11.- Algunos aerogeneradores daneses

Aerogenerador Holger Danske.- El aerogenerador Holger Danske, era un tripala de palas de plástico armado de fibra de vidrio y tenía un diámetro de 11 m; los alerones colocados en el extremo exterior de las palas podían girar 60°; cuando el aerogenerador sobrepasaba en un 5% la velocidad nominal de rotación, actuaban frenando la máquina y volvían de nuevo a su posición cuando la velocidad caía al 30% de su valor nominal.

Aerogenerador Herborg.- El aerogenerador Herborg semejante al anterior, estaba equipado con dos generadores asíncronos de 30 y 5 kW.

Aerogenerador Sonebjerg.- Los aerogeneradores Sonebjerg, tripala, utilizaban rotores de diámetros que variaban entre 10 y 14 m, acoplados a generadores asíncronos de 22 a 55 kW; las palas eran de madera y estaban cubiertas de plástico armado.

Aerogenerador Jydsk.- El aerogenerador Jydsk arrastra un generador asíncrono de 15 kW, Fig VI.11c; el rotor de paso variable tiene un diámetro de 8,4 m.

Aerogenerador Windmatic.- La compañía Windmatic fabricó máquinas de diámetro 10, 12 y 14 m y potencias que variaban entre 10 y 55 kW. Las palas de las máquinas Windmatic eran fijas y arriostadas y estaban equipadas con frenos aerodinámicos colocados sobre las palas, Fig VI.11d. Las características del aerogenerador Windmatic de 22 kW eran las siguientes:

- Tres palas fijas de plástico armado.
- Diámetro: 10 m.
- Velocidad de rotación: 68 r.p.m.
- Potencia: 10 kW con viento de 8 m/seg, y 22 kW con viento de 12 m/seg.
- Velocidad específica: $TSR = 4,4$.
- Velocidad del viento = 20 m/seg.
- Relación de multiplicación.: $k = 14,83$.
- Generador de 22 kW a 1000 r.p.m.
- Soporte de acero
- El aerogenerador está orientado por dos rotores auxiliares colocados a cada lado de la barquilla.

Aerogenerador Erini.- El aerogenerador Erini era semejante al precedente, excepto en que sus palas estaban soldadas.

Aerogenerador Poulsen.- El aerogenerador Poulsen era muy particular; el eje de rotación estaba inclinado 30° respecto al plano horizontal. El rotor, de palas fijas, arrastraba dos generadores eléctricos asíncronos: uno de 5 kW, 6 polos, a 60 r.p.m. con viento débil, y otro de 30 kW, 4 polos, a 120 r.p.m. con viento moderado y fuerte.

Aerogenerador Dansk Vindkraft.- El aerogenerador Dansk Vindkraft estaba conectado a un generador de 15 kW; el paso de las palas era variable.

En 1988 se puso en marcha en la localidad de Tjaereborg, en la costa oeste de Jutlandia, el aerogenerador ELSAN 2.000 de 2 MW de potencia nominal, con un rotor de 3 palas, 60 m de diámetro, y control por cambio de paso. Otra experiencia interesante realizada en Dinamarca fue un aerogenerador de 1 MW, diseñado con el objetivo concreto de reducir costes, y que entró en funcionamiento en 1992. Su rotor de 50 m de diámetro puede funcionar tanto con paso fijo como variable.

En la actualidad, los daneses construyen modelos comerciales de gran potencia, como una máquina eólica con un rotor tripala de 28 metros de diámetro con palas de perfiles NACA de la serie 44-XX y velocidad nominal de 13 m/seg. Una de las variantes de esta máquina consiste en una multipala coaxial con la que se pone en funcionamiento y genera energía para velocidades de viento menores. Otras características son: *Posición de la torre a sotavento, palas de acero y fibra de vidrio, potencia 650 kW, altura de la torre 45 metros, velocidad de conexión 6 m/seg, velocidad nominal 13 m/seg, velocidad de desconexión 25 m/seg, y un alternador por inducción, (asíncrono).*

A comienzos de 1985, Dinamarca tenía instaladas 1.400 aeroturbinas con una potencia total de 50 MW que suministran 28 millones de kWh. En 1984 se exportaron aeroturbinas cuya suma de potencias fue de 100 MW y por un valor de 100 millones de dólares; en California existen instaladas una gran cantidad de máquinas eólicas danesas.

VI.5.- ALEMANIA

En la década de los años veinte, el ingeniero alemán Kumme diseña una de las primeras turbinas que utilizaba palas con perfil aerodinámico. El aerogenerador Kumme llevaba un rotor de cinco palas que transmitía la fuerza motriz a un generador situado en la base de la torre, mediante un sistema de engranajes y ejes. La máquina se orientaba con la ayuda de dos rotores auxiliares, Fig VI.12.

Años más tarde, Flettner construye un modelo basado en el efecto Magnus, que consistía en superponer dos campos de velocidades, uno producido por el viento y el otro por un cilindro con movimiento rotatorio, generando una diferencia de presiones que provocaba la aparición de fuerzas aerodinámicas. Flettner había atravesado el Atlántico en un barco impulsado por dos cilindros giratorios. La turbina Flettner tenía cuatro palas cilíndrico-cónicas, que giraban accionadas por unas pequeñas hélices

situadas en sus extremos. El efecto Magnus que aparece sobre las palas generaba su fuerza motriz. Aunque su rendimiento era más bajo que el de los sistemas convencionales, esta máquina llegó a alcanzar 30 kW de potencia con velocidades de viento de 35 km/h, Fig VI.13.

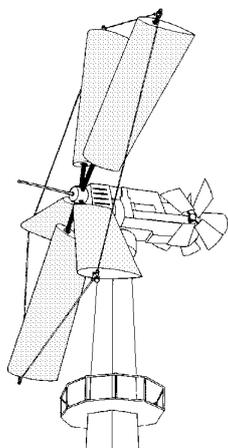


Fig VI.12.- Aerogenerador alemán Kumme

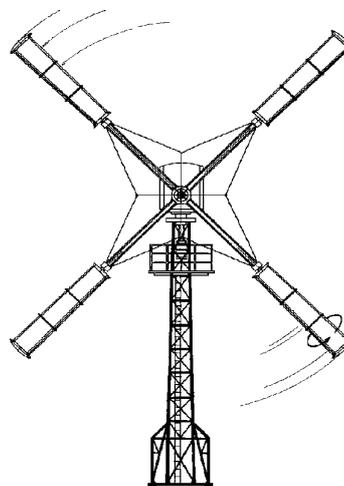


Fig VI.13.- Aerogenerador alemán de palas giratorias (Flettner)

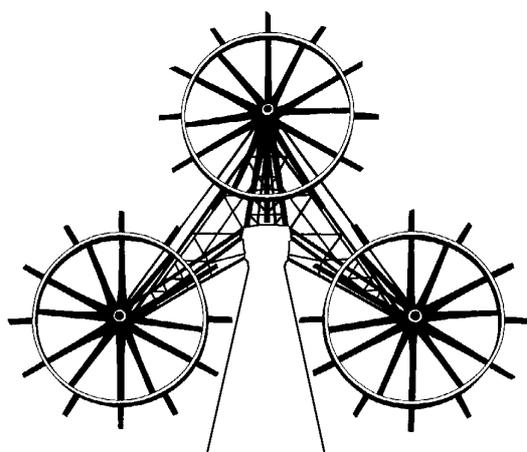
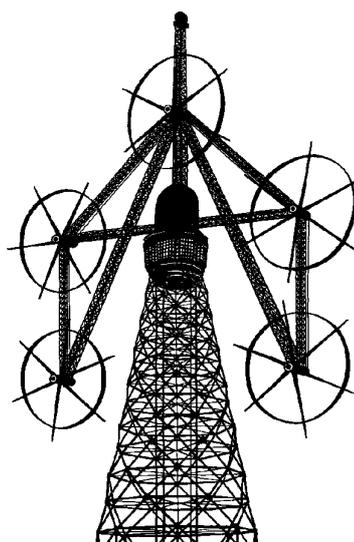


Fig VI.14.- Turbinas eólicas Honnef de 75 MW y 120 MW



El interés por las máquinas eólicas de gran potencia se incrementa en los años 30, en los que el profesor Hönnef proyecta una planta eólica, que nunca llegó a construirse, capaz de generar 75 MW. La turbina estaba formada por 3 rotores de 160 m de diámetro cada uno, dispuestos en una torre de 300 m de altura; posteriormente proyectó otra de 120 MW con 5 rotores, Fig VI.14.

Después de la guerra, el protagonista del programa eólico alemán fue el profesor Hütter, autor de numerosas obras teóricas, quien utilizó por primera vez materiales plásticos en la fabricación de las palas, consiguiendo con ello reducir su precio de forma apreciable; bajo su dirección, la compañía Allaier fabricó y comercializó un modelo tripala de 8 kW regulado por paso variable mediante un sistema mecánico de contrapesos que actuaban por efecto de la fuerza centrífuga. La aeroturbina de mayor potencia diseñada por Hütter alcanzó 100 kW con vientos de 30 km/hora. El rotor de 33 m de diámetro, estaba fabricado con resina "epoxi" y refuerzo de fibra de vidrio. La planta funcionó en perfectas condiciones durante diez años, siendo desmantelada en 1968, Fig VI.15. También se realizaron grandes esfuerzos en la construcción de un aerogenerador de 3 MW, con un rotor de 100 m de diáme-

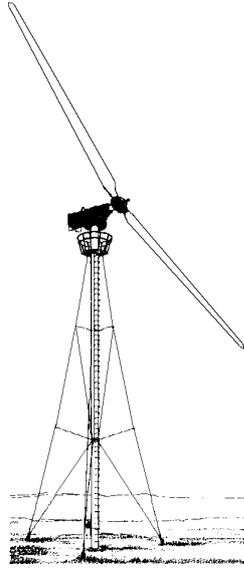


Fig VI.15.- Aerogenerador de Hütter de 100 kW, con palas de plástico

tro, diseñado por la Messerschmitt Bolkow Blohm, MBB, que empezó a funcionar en 1983 en la costa del Mar del Norte. El proyecto fracasó debido a la aparición de grietas en el buje durante las primeras horas de funcionamiento, provocando un replanteamiento en los criterios de diseño de futuros desarrollos.

Los nuevos modelos dieron lugar a una serie de turbinas de 1 MW, la primera de las cuales, el modelo WKA-60 de 1,2 MW, está funcionando en la isla de Helgoland y constituye junto con los modelos desarrollados por Dinamarca, Holanda y España, una de las experiencias más interesantes de las realizadas en grandes aerogeneradores. Algunos de los aerogeneradores de baja potencia experimentados en la isla de Pellworm, donde se encuentra el centro alemán de energía eólica, fueron:

- El aerogenerador Brümer de tres palas de aluminio, era de paso variable. El rotor que giraba detrás del soporte es autoorientable.

- El aerogenerador Aeroman tenía un rotor de plástico armado, de paso variable. El rotor que giraba detrás del soporte estaba orientado por un rotor auxiliar.

- El aerogenerador Böwe tenía una sola pala de plástico armado y de paso variable. Cuando la velocidad de rotación era excesiva, una cuña axial colocaba la pala paralela a la dirección del viento.

- El aerogenerador Hüllman tenía un rotor de tres palas, de plástico armado y de paso variable como los precedentes. Estas máquinas arrastraban alternadores de potencia superior a 10 kW conectados a la red de frecuencia 50 Hz.

Un prototipo de aerogenerador muy interesante fue el Noah de hélices coaxiales que giraban en sentido contrario, y así se suprimía el multiplicador de velocidad. Construido por W. Schoenball, consistía en una aeroturbina de 12 m de diámetro con dos hélices de 5 palas coaxiales que giran en sentido contrario. Una de las hélices arrastraba el rotor del generador y la otra el estator. Como las velocidades de rotación del rotor y del estator se suman, no era necesario un multiplicador de velocidad. La velocidad de rotación de cada rotor se mantenía constante e igual a 71 rev/min gracias a un dispositivo eléctrico. Una hélice auxiliar orientaba las hélices principales cara al viento. Si el viento superaba los 20 m/seg, un dispositivo especial aislaba los rotores principales del efecto del viento.

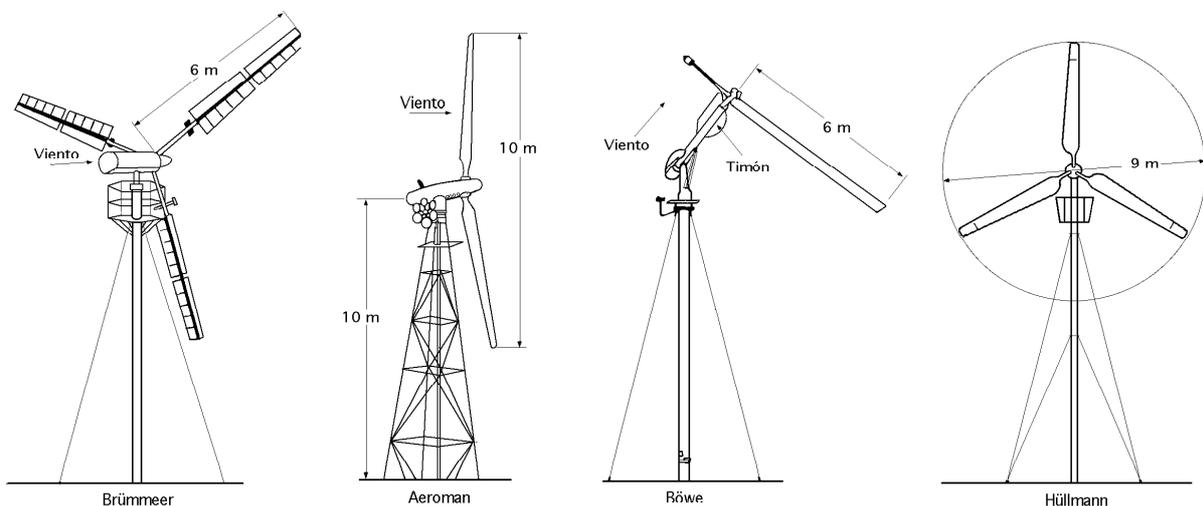


Fig VI.16.- Aeroturbinas alemanas

El prototipo construido en la isla de Sylt, Alemania, suministraba una potencia de 70 kW.

La ventaja del dispositivo residía en la supresión del multiplicador de velocidad, que se veía contrarrestada por una mayor complejidad, lo que constituía un problema para la máquina.

A estos proyectos se sumaron otras dos turbinas monopalas de tipo experimental, el modelo MON-400 de 400 kW y el MON-650 de 650 kW. Estos aerogeneradores entraron en funcionamiento en 1982 y 1989 e incorporaron importantes innovaciones en el diseño de palas, realizadas con los nuevos materiales en fibra de carbono.

Un nuevo proyecto de aerogenerador de 3 MW, el AEWS II, entró en funcionamiento en 1993.

Tabla VI.2.- Características geométricas y mecánicas de las diferentes máquinas

Modelo	Brümer	Aeroman	Böwe	Hüllman
Diámetro m	12	11	12	9
Palas	3	2	1	3
Potencia kW	10	11	10	10
Velocidad nominal m/seg	8	8	8	9
n, r.p.m.	40	100	115	100
TSR	3,14	7,2	9	5,9
Relación de multiplicación k	37,5	15	13	15
Altura del soporte m	9	10	11	12

Aerogeneradores Growian de 265 kW y 3 MW.- En la actualidad, el Growian I, situado cerca de la desembocadura del Elba, Fig VI.17a, es una aeroturbina con un rotor bipala de 100,4 metros de diámetro, situado a sotavento de una torre de 100 metros de altura. Lleva un perfil de la serie FX-77-W y un alternador asíncrono con una potencia prevista de 3 MW para una velocidad nominal de 11,8 m/seg.

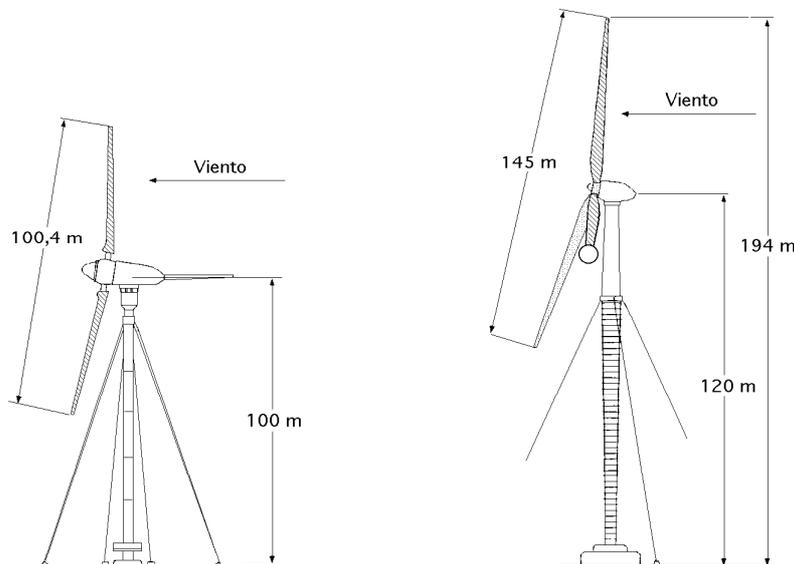


Fig VI.17.- Aerogeneradores Growian de 265 kW y 3 MW

Las características técnicas del Growian I eran:

- Hélice bipala de 100,4 m de diámetro, construida de acero
- Palas de paso variable sobre toda la longitud; su anchura: varía de 4,25 m en el cubo hasta 1,30 m en el extremo.
- Perfiles: FX-77-W. Cubo articulado.
- Velocidad de rotación: 18,5 rev/min \pm 15 %.- Velocidad específica: TSR = 8.
- Potencia: 3 MW.
- Velocidad nominal del viento: 11,8 m/seg.- Velocidad mínima de generación: 6,3 m/seg.

- Velocidad del viento máxima en servicio: 24 m/seg.
- El rotor está calculado para resistir un viento de 60 m/seg (220 km/hora).
- Generador asíncrono: 1500 rev/min \pm 15 %; 6,3 k.
- Relación de multiplicación: $k = 81$.
- Torre cilíndrica de 100 m de altura, constituida por cilindros soldados de acero de 3,5 m de diámetro, mantenida verticalmente con tirantes.
- Peso de la góndola y del rotor: 310 Tm.
- Producción estimada: 12 GWh.

El modelo Growian II, Fig VI.17b, está previsto con un rotor de una sola pala (con contrapeso) y un diámetro de 145 metros. La potencia de esta máquina será de 5 MW, con una velocidad nominal del viento de 11 m/seg y una altura de torre de 120 m. Dentro del campo de las grandes máquinas estUVO en estudio el proyecto EOLO con un nuevo aerogenerador de 3 MW.

VI.6.- FRANCIA

A principios de los años veinte, el ingeniero Andreau-Enfield diseña un original modelo de aerogenerador de 8 kW. El rotor estaba formado por dos palas huecas en su interior y agujereadas en los extremos. El giro de las palas bajo el impulso del viento y por acción de la fuerza centrífuga, generaba una corriente de aire que se transmitía a través de las palas y de la torre, moviendo una turbina situada en su base.

Por esta misma época, Darrieux desarrolla su turbina de eje vertical que, aunque en su momento no despertó demasiado interés, posteriormente ha sido objeto de numerosos estudios, convirtiéndose en una de las opciones de interés dentro del campo de los modernos aerogeneradores. La mayor ventaja de este tipo de turbinas era que las palas se apoyaban en los dos extremos, por lo que estructuralmente resultaban mucho más sólidas que las hélices convencionales.

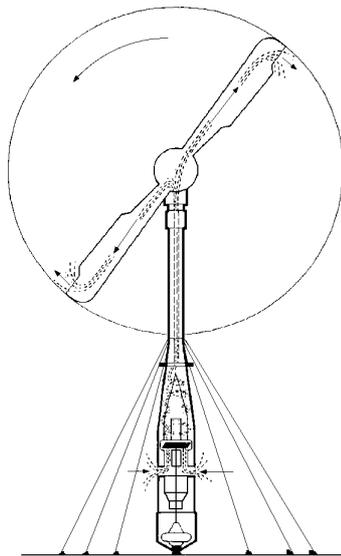


Fig VI.18.- Aerogenerador Andreu-Enfield

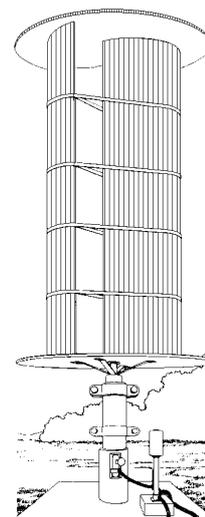


Fig VI.19.- Aerogenerador Savonius

En cambio tenían el inconveniente de funcionar a impulsos intermitentes puesto que en cada período rotacional las palas estaban sometidas a empuje aerodinámico, sólo cuando atravesaban por determinadas posiciones. Por otra parte resultaban difíciles de regular, por lo que el control de velocidad debía realizarse desde los elementos mecánicos (frenos, alternadores...), produciendo inevitables desgastes en los mismos.

Darrieux diseñó también tres turbinas experimentales de tipo convencional por encargo de la Compagnie Electromécanique, que se construyeron entre 1929 y 1931 y se instalaron en Le Bourget, cerca de París. Estas turbinas tenían unos rotores provistos de unas palas con curvatura, fabricadas mediante la yuxtaposición de dos alas, con el fin de soportar mejor las tensiones estructurales.

En el año 1947 se elaboró en Francia un amplio programa eólico, que se desarrolló durante la década de los cincuenta, y en el que se realizaron gran cantidad de mediciones de viento, no sólo encaminadas a la elaboración de un mapa eólico, sino también para determinar el comportamiento de las capas bajas de la atmósfera debido a las interferencias del terreno.

Aerogenerador Andreau Enfield.- Este aerogenerador fue construido en 1950 por la sociedad británica Enfield para la British Electricity Authority. La máquina fue instalada primero en St-Alban (Inglaterra), pero al ser un lugar muy boscoso, la circulación del viento se perturbaba mucho, por lo que la experiencia no fue aprovechable. La máquina fue utilizada de nuevo en 1957 por Electricity y Gaz d'Algerie para ser experimentada en Grand Vent (Argelia).

El aerogenerador era de un tipo particular, ya que al ser las palas huecas, al girar, la fuerza centrífuga expulsaba el aire por su extremo y la depresión que se originaba se utilizaba para accionar una turbina colocada en la base de la torre del aerogenerador.

Las características técnicas del aerogenerador Andreau Enfield eran:

- Potencia nominal de 100 kW para velocidades del viento comprendidas entre 13,5 y 29 m/seg.
- Velocidad del viento nominal: 13,5 m/seg
- Hélice bipala de paso variable colocada en la parte posterior de la torre.
- Gasto másico de aspiración: 1.655 m³/min.
- Alternador de 100 kW, 415 VI.
- Altura de la torre 30 m.
- Orientación por servomotor accionado por una veleta.

Como el rendimiento global de la instalación es el producto de las máquinas componentes (hélice bipala, soplante centrífuga, turbina de aire, y alternador), su rendimiento era bajo, 22%, viniendo influenciado ésto también por la entrada de aire en las juntas giratorias. Las palas tenían un rendimiento del 73%, pese a que sus perfiles eran defectuosos; una conclusión fue que hubiese sido preferible evitar las palas articuladas.

Aerogenerador Best Romani de Noi-le-Régent de 800 kW.- La Compañía de Electricidad de Francia, EDF, encargó a la Best-Romani la construcción del mayor aerogenerador del momento, Fig VI.20, que según los diseñadores era capaz de generar 800 kW con velocidades de viento de 60 km/h, que empezó a funcionar en abril de 1958 hasta el mes de abril de 1962, generando durante este periodo 221 000 kWh.

Sus características técnicas eran las siguientes:

- Rotor de 30,2 m de diámetro situado a sotavento, que facilitaba su orientación por efecto de conicidad.
- Potencia nominal 800 kW, para un viento de 16,7 m/seg.
- Velocidad de rotación de la hélice 47,3 rev/min.
- Generador: alternador con 6 poleas a 1 000 rev/min.
- Arranque, para una velocidad del viento de 7 m/seg.
- Altura del poste: 32 m sobre el suelo.
- Masa total (salvo la infraestructura): 160 toneladas.
- Unión entre hélice y alternador por dos multiplicadores de rueda planetaria de relación 7,5/1 y 3/1.

La hélice tripala, de palas fijas, estaba preparada para funcionar con un viento de 25 m/seg pero podía resistir ráfagas de 35 m/seg y soportar, parada, velocidades de 65 m/seg (250 km/h).

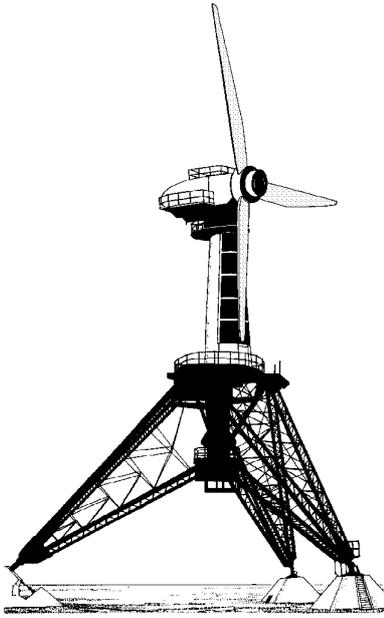


Fig VI.20.- Aerogenerador de 800 kW de Best-Romaní

Las palas, de forma trapezoidal, estaban recubiertas con una chapa de aleación ligera (aluminio-cinc) remachada, que mantenía un buen equilibrio entre la resistencia mecánica, la resistencia a la corrosión, el peso y el precio. Su perfil era el de un ala de avión clásica NACA 230-15.

El aerogenerador iba colocado en el extremo de un mástil fijado en el centro de una plataforma sostenida por un trípode gigante. Para la puesta en marcha, un embrague permitía desconectar la hélice del alternador, que arrancaba con motor asíncrono. En marcha normal, el alternador acoplado a la red por medio de dos transformadores, mantenía constante la velocidad de rotación. Cuando la velocidad del viento era excesiva, para evitar la desconexión con el alternador, un dispositivo automático separaba éste de la red y se alimentaba una resistencia constituida por una línea de 60 m de longitud. El freno eléctrico así constituido y un freno mecánico con disco de 1,80 m de diámetro paraba la máquina en menos de dos vueltas de hélice.

El ruido era tan pequeño que se podía sostener una conversación a un nivel normal, bajo la plataforma, a 50 cm de las palas en rotación.

El sistema de orientación era muy simple; la máquina se orientaba por sí misma sin ningún dispositivo en particular, estando la hélice en rotación cuando la velocidad del viento alcanzaba 3 m/seg.

Ese gran aerogenerador sirvió durante cinco años como banco de pruebas experimental. Durante una tempestad produjo 10.000 kWh en doce horas con una potencia de 1.025 kW. En régimen óptimo, el rendimiento de la hélice alcanzaba el 85% del límite de Betz. En uno de los ensayos, el 30 de agosto de 1960, la potencia pasó, en 2,85 segundos, de 300 kW a 900 kW.

Con el fin de eliminar un tren de engranajes y reducir el coste de las palas, en 1963 se diseñó otra hélice que giraría a 71 rev/min (velocidad periférica 112 m/seg), que era demasiado rápida, por lo que la velocidad periférica se fija en 100 m/seg, valor que no se debía superar.

Como consecuencia de la rotura de la pala, la máquina fue desmontada y ya no se volvió a montar debido a los bajos precios del petróleo existentes en aquellos momentos.

Aerogenerador Neyrpíc de 132 kW de St. Rémy des Landes (Manche, Francia).- En 1962 entró en funcionamiento el primer aerogenerador Neyrpíc, proyectado por Louis Vadot, Fig VI.21, de 132 kW con velocidad nominal de 45 km/h, que se instaló en St. Remy-des Landes; la planta estuvo en operación durante cuatro años, hasta marzo de 1966; durante este periodo su producción alcanzó los 700.000 kWh. El aerogenerador se orientaba con ayuda de rotores auxiliares, cuyas pruebas de autoorientación dieron resultados positivos. Sus características técnicas eran:

- Diámetro: 21,2 m.
- Potencia nominal: 132 kW.
- Velocidad nominal del viento: 12,5 m/seg
- Velocidad de rotación: 56 rev/min.
- Potencia máxima: 150 kW para un viento de 10 a 13,5 m/seg.
- Rendimiento máximo: 0,5 a 0,6 para un viento de 10 a 13 m/seg.
- Hélice tripala de paso variable, de aluminio soldado, y estructura metálica con revestimiento plástico.
- Doble tren multiplicador.
- Generatriz eléctrica asíncrona a 1530 rev/min.

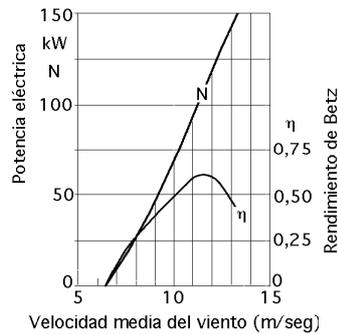
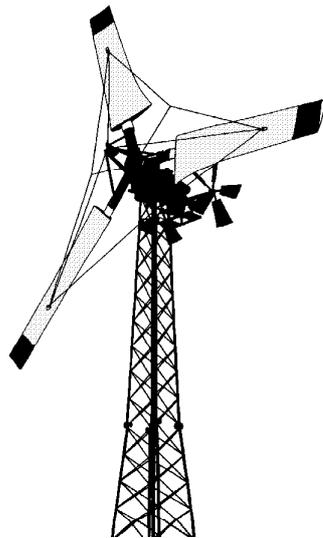


Fig VI.21.- Aerogenerador Neyrpíc de 132 kW de St. Remy-des Landes y curva de variación de la potencia y del rendimiento con relación al límite de Betz

Aerogenerador Neyrpíc de 800 kW de St. Rémy des Landes (Manche, Francia).- El segundo aerogenerador Neyrpíc, diseñado por Louis Vadot, Fig VI.22, empezó a funcionar en 1.963; el rotor, fabricado en plástico reforzado, era un tripala regulable de 35 m de diámetro, con paso variable.

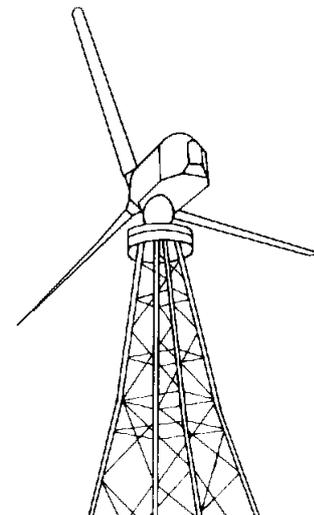
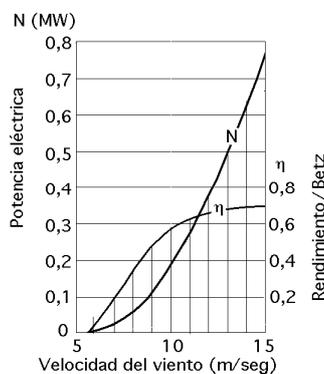
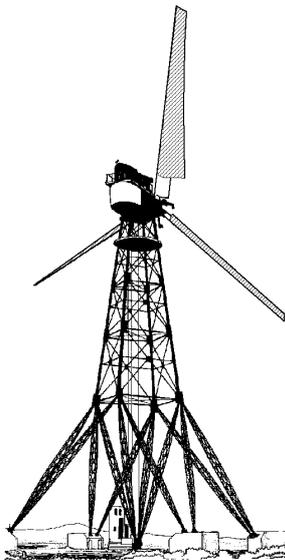


Fig VI.22.- Aerogenerador Neyrpíc de 0,8 MW

La planta, instalada en St. Remy des Landes, tuvo un funcionamiento muy satisfactorio durante un año, pero hubo de pararse al cabo de 2.000 horas de funcionamiento a causa de una avería producida en el multiplicador de velocidad. A pesar del dinero empleado y el poco tiempo de funcionamiento, no se reparó nunca debido también a los bajos precios del petróleo. Fue desmontado en junio de 1966. Sus características técnicas eran:

- Diámetro: 35 m.- Masa total : 96 toneladas.- Altura de la torre: 61 m.
- Potencia nominal: 1 MW para un viento de 17 m/seg (60 km/hora).
- Rendimiento máximo: $0,6 \div 0,7$ para un viento de 13 a 15 m/seg.
- Parada por alerones para una velocidad del viento inferior a 6 m/seg.
- Hélice tripala de plástico, autoorientable y palas de paso variable.
- Calaje fijo hasta 650 kW, y variable en adelante.
- Generatriz eléctrica asíncrona: 1.015 rev/min, 3.000 VI.

Aerogeneradores Aerowatt .- En los años cincuenta se comercializaron una serie de aerogeneradores de baja potencia y dentro de ellos los *Aerowatt*, Fig VI.23, con potencias comprendidas entre 25 W y 4 kW, que dieron muy buen resultado. Estos aerogeneradores utilizaban al máximo los vientos de débil velocidad, lo que reducía la capacidad de los acumuladores a instalar para la regulación.

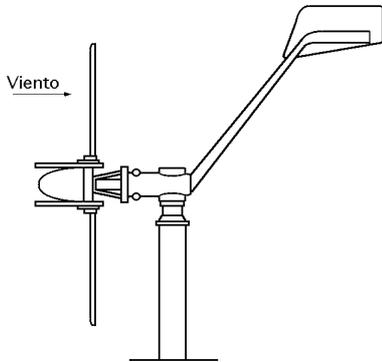


Fig VI.23.- Generador Aerowatt

Las hélices, bipalas de paso variable, estaban accionadas por un regulador centrífugo que actuaba por la acción de dos masas centrífugas, y utilizaban veletas para su orientación.

Las palas eran de perfil constante, estrechas y de gran diámetro, construidas con una aleación de aluminio y calculadas para resistir velocidades del viento entre 56 y 90 m/seg. Los alternadores utilizados eran del tipo de imán permanente.

Sólo las unidades más potentes llevaban multiplicadores de velocidad de planetarios. Las pequeñas unidades eran de acoplamiento directo. La constructora clasificó sus máquinas en las gamas FP-5 y FP-7 según que sus velocidades nominales fuesen de 5 ó 7 m/seg, o en las gamas 24-FP a 4000-FP, en función de la potencia.

Tabla VI.3.- Características técnicas del aerogenerador Aerowatt

Modelo Aerowatt	24 FP	150 FP	200 FP	300 FP	1100 FP
Diámetro, m	1	2	3,2	3,2	5
Potencia, W	24	140	200	350	1125
Velocidad del viento m/seg	7	7	5	7	7
n, r.p.m.	1200	525	380	420	178

Existen diversos modelos de estas máquinas, con diámetros de 1 m a 9 m; las máquinas más pequeñas generan energía eléctrica en forma de corriente continua, y las de mayor potencia en forma de corriente alterna.

En Francia, existen varios faros equipados con aerogeneradores Aerowatt, como el faro de Sept Iles cerca de Perros Guirec (Bretaña) cuya generatriz compound de corriente continua 110 V, puede desarrollar 5 kW a 300 rev/min, estando sometida a vientos que sobrepasan a veces los 40 m/seg, presentando una estanqueidad perfecta. Se ha acoplado a hélices tripala de 4 m y 5,70 m de diámetro, de paso fijo, suministrando anualmente una media de 7.000 kW, y posteriormente se la dotó de una hélice de paso variable de 9,20 m de diámetro, generando una media anual de 20.000 kW.

Aerogeneradores Enag.- La sociedad Enag de Quimper puso a punto aerogeneradores de hélice de aleación de aluminio inoxidable, ligeros, de paso variable y enteramente automáticos. Las hélices iban montadas directamente en el árbol de la generatriz sin interposición de engranajes multiplicadores. Las dinamos utilizadas, tipo de excitación shunt, alimentaban unos acumuladores de plomo con placas espesas con una capacidad mínima de baterías de 250 a 350 A.h.

Tabla VI.4.- Características técnicas del aerogenerador Enag

Modelo	Rotor bipala	Rotor tripala	Rotor tripala
Diámetro	2,35 m	2,55 m	4,40 m
Potencia	650 W	1 000 W	3 000 W
Velocidad nominal	9 m/seg	9 m/seg	9 m/seg
Velocidad de conjunción	4 m/seg	4 m/seg	4 m/seg

Aerogenerador "Aeroturbine".- La hélice era de una aleación de aluminio extrusionado, y tenía tres palas de anchura constante (perfil NACA 64-225 de doble curvatura: intradós y extradós). Un multiplicador de velocidad de relación 14,3/1 unía el eje de la hélice con el alternador.

El prototipo fue instalado en Plevenon cerca del cabo Frehel (Bretaña, Francia).

Sus características eran las siguientes:

- *Diámetro: 8 m.- Hélice autoorientable situada detrás del soporte, de paso variable.*
- *Potencia nominal: 10 kW, con un viento de 10 m/seg.*
- *Velocidad nominal de rotación de la hélice: 105 rev/min.*
- *Alternador Unelec Alsthom sin anillos ni escobillas de 10 kW, que gira a 1.500 rev/min.*
- *Tensión: 220/380 VI.*
- *Altura de la torre: 15 m.*

Un elevador hidráulico telescópico colocado al pie del mástil permitía inclinarlo hasta el suelo para la verificación y mantenimiento de la instalación. Después de las experiencias de Noi Le Régent, la EDF proyectó la construcción de un multirrotor con dos hélices de 32 m de diámetro, con una potencia de 1 MW. La planta debería haberse instalado en Porspoder (Finisterre), pero el proyecto no se consideró rentable, y no se llegó a construir. Todavía se llegaron a proyectar turbinas de mayor potencia; una con dos rotores y una potencia de 4 MW, y otra de cuatro rotores de 10 MW.

VI.7.- HOLANDA

En Holanda se abordó en 1986 el proyecto NEWECS-45 de 1 MW y 45 m de diámetro, que se encuentra operativo desde 1990. Otras turbinas de 500 y 700 kW se encuentran en fase de desarrollo y otro modelo de 1 MW entró en funcionamiento en 1993.

VI.8.- GRAN BRETAÑA

Aunque Inglaterra se unió un poco más tarde al desarrollo de este tipo de tecnología, contaba desde 1.920 con la British Electrical & Allied Industries Research Association, creada por E.W. Golding con el fin de promover el aprovechamiento de los recursos eólicos.

Después de la Segunda Guerra, se inició un programa de medición de vientos, con más de 100 estaciones a lo largo de todo el país, con la intención de elaborar un mapa eólico que permitiera evaluar los recursos potenciales.

En el año 1950, la North Scotland Hydroelectric Board encargó a la compañía John Brown el diseño y construcción de un aerogenerador de 100 kW, hélice tripala y paso de pala variable. Las palas estaban aguzadas y no eran alabeadas; la velocidad de diseño era de 56 km/h; suministró energía eléctrica en las islas Orkney (Costa Hill), Fig VI.24. La turbina se instaló acoplada a un generador Diesel y a lo largo de cinco años funcionó durante cortos períodos, cerrándose después definitivamente debido a problemas operacionales.

Paralelamente, la British Electric Authority encargó a la Enfield Cable Company la construcción de otro aerogenerador de 100 kW, que se diseñó siguiendo el modelo desa-



Fig VI.24.- Aerogenerador de 100 kW en las islas Orkney(North Scotland Hydroelectric Board)

rrollado por el francés Andreu-Enfield en los años veinte y se instaló en St. Albans. La experiencia no resultó muy positiva y el sistema Andreu-Enfield mostró una eficacia inferior a la de los sistemas eólicos convencionales, ya que giraba lentamente; accionaba directamente un generador eléctrico trifásico.

Por otra parte, al inconveniente de tener que mover la totalidad de la máquina, incluyendo la torre de 26 m de altura, para orientar el rotor en la dirección del viento, había que añadir la debilidad estructural de las palas huecas.

Tampoco el emplazamiento en el que se instaló la planta fue muy acertado, debido al comportamiento irregular de los vientos; la instalación se cerró por problemas de vibraciones en las palas, vendiéndose posteriormente a la Compañía de Electricidad de Argelia en 1957.

Otras turbinas eólicas de baja potencia fueron las siguientes:

Aerogenerador de Dowsett.- Este aparato llevaba una hélice tripala de paso variable y arrastraba un generador asincrono de 25 kW; estaba orientada por dos rotores auxiliares.

Aerogenerador de Smith (Isla de Man).- La hélice de aluminio extrusionado estaba conformada por tres palas fijas de anchura constante. La potencia del generador eléctrico alcanzaba 100 kW, y estaba orientada por un rotor auxiliar.

Un proyecto que no llegó a construirse fue el realizado por la sociedad Folland Aircraft Ltd., por encargo del Ministerio de Energía. La planta, que se tenía que haber instalado en Costa Hill, en las islas Orkney, tenía una hélice alabeada de 68,5 m de diámetro, perfil NACA 0015, de paso variable; estaba accionada por un alerón, y arrastraba por medio de multiplicadores de engranajes una generatriz asíncrona prevista para proporcionar 3,5 MW a una velocidad del viento de 15,5 m/seg. La máquina se apoyaba sobre un trípode de 41 m de altura, construido con tres patas de estructura metálica, dos de las cuales se desplazaban sobre un carril de forma circular, en cuyo centro geométrico se apoyaba la tercera y sobre la que pivotaba toda la turbina.

El aerogenerador se orientaba por una eólica auxiliar accionando un motor que arrastraba los *boggies* colocados bajo el pie del trípode.

Tabla VI.5.- Características técnicas de algunos aerogeneradores ingleses

Aerogenerador	Enfield	Dowsett	Smith	J. Brown
Palas	2	3	3	15
Diámetro m	10	128	15,2	100
Potencia kW	10	25	100	15,2
Velocidad nominal m/seg	8,3	11	18,5	130
n r.p.m.	103	65	75	
Altura del soporte m	12	10	10,5	12

Un segundo proyecto de construcción de un aerogenerador gigante se estudió en 1978 por una agrupación de sociedades británicas bajo la dirección de D.F.Warne, de la Electrical Research Association. Las características de la instalación prevista eran las siguientes:

- Aerogenerador bipala de 60 m de diámetro colocado en la parte superior del poste para evitar los efectos de interferencias.
- Palas de paso fijo de acero.
- Perfiles utilizados: NACA 4412 en el extremo de las palas; NACA 4414 en el centro de las palas; NACA 4421 cerca del cubo.
- Las palas estaban curvadas hacia las extremidades para compensar los momentos flectores por la acción de la fuerza centrífuga.
- Un freno aerodinámico formado por alerones colocados sobre el borde de salida en la extremidad de las palas: éste sistema estaba reforzado por otro freno, mecánico, que inmovilizaba la hélice si era necesario.
- Potencia nominal: 3,7 MW. - Velocidad de rotación constante: 34 rev/min.
- Velocidad nominal del viento: 22 m/seg.- Velocidad del viento máxima tolerable para el funcionamiento de la máquina: 27 m/seg.

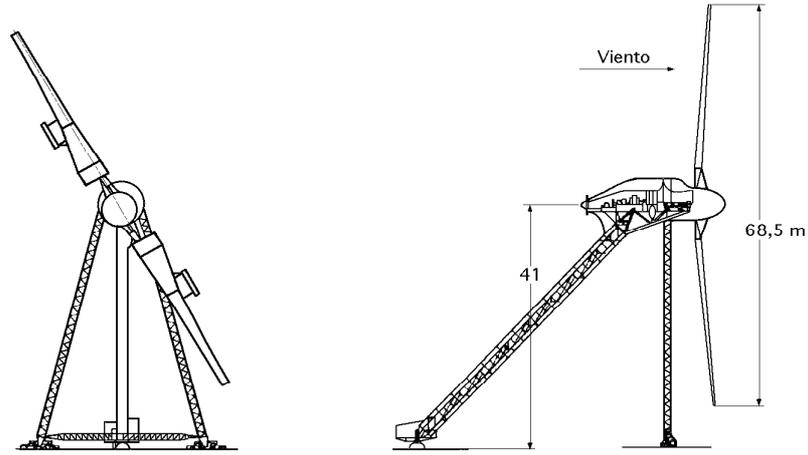


Fig VI.25.- Primer aerogenerador de 3,5 MW en las islas Orkney (No se construyó)

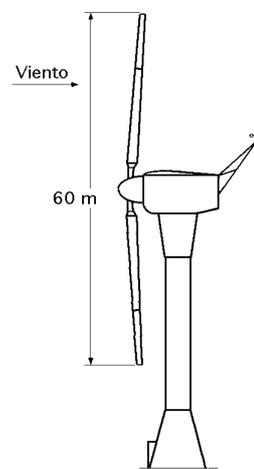


Fig VI.26.- Segundo aerogenerador de 3,7 MW en las islas Orkney

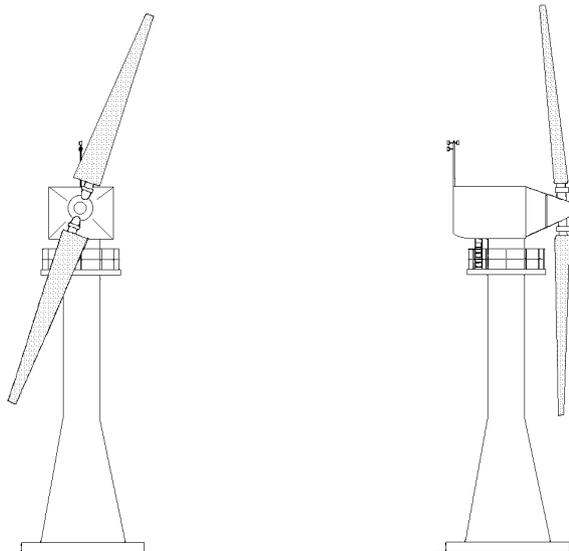


Fig VI.27.- Aeroturbina de 3 MW desarrollada por la North Scotland Hydroelectric

Cuando se alcanzaba esta velocidad entraba en funcionamiento el freno aerodinámico, el generador se desconectaba de la red y el servomotor de orientación colocaba el eje de la máquina perpendicularmente al viento. Utilizaba un generador asíncrono trifásico de 8 polos girando a 750 rev/min con

una frecuencia de la red de 50 Hz y una tensión entre fases de 3,3 kV. Cuando la intensidad del viento era débil, del orden de 7 m/seg, el arranque se aceleraba merced a la acción del par proporcionado por el generador que funcionaba en estas circunstancias como motor asíncrono. Cuando la intensidad del viento era suficiente, la máquina podía arrancar sola.

La unión del eje de la aeroturbina con el del generador se hacía mediante un multiplicador de engranajes helicoidales coaxial de relación de multiplicación 35/1. La altura de la torre alcanzaba los 45 m, y consistía en un cilindro de acero de 3,5 m de diámetro y 2,5 cm de espesor.

La máquina, que aprovechaba vientos de velocidad comprendida entre 7 y 27 m/seg, fue instalada en la costa Noroeste de Escocia en las islas Orkney.

Gran Bretaña también trabajó sobre un amplio plan de desarrollo eólico desde mediados de la década de los setenta. Dentro de este programa, las autoridades energéticas encargaron a la North Scotland Hydroelectric Board la construcción de dos turbinas, una de 250 kW y otra de 3 MW, Fig VI.27, que entraron en funcionamiento en 1982 y 1984.

Se eligió para su emplazamiento las islas Orkney (Escocia), debido a sus ventajosas características para el aprovechamiento eólico: vientos fuertes y constantes, limitado consumo de energía, sistemas de generación de electricidad a base de motores Diesel, centros de consumo dispersos, etc.

VI.9.- ITALIA

Las aportaciones de Italia en el campo de las grandes máquinas eólicas se concretan en el aerogenerador GAMMA-60 que entró en funcionamiento en 1992; tiene un rotor de dos palas, de 60 m de diámetro, y adopta como soluciones de diseño la velocidad variable, el paso fijo, y el control de potencia por desalineación del rotor. Se encuentra actualmente en desarrollo otra turbina, el modelo M-55, con una sola pala y 800 kW de potencia.

VI.10.- SUECIA

En 1975 Suecia elaboró un plan de desarrollo eólico de diez años de duración, con el objetivo de poner en marcha dos aerogeneradores de gran potencia.

Tabla VI.6.- Características técnicas de los aerogeneradores suecos de Marglap y Gotland

Aerogenerador	de Marglap	de Gotland
Rotor	bipala con paso variable	bipala con paso variable
Posición	en aval de la torre	delante de la torre
Diámetro, m	78	75
Potencia, MW	3	2,5
Velocidad de rotación r.p.m.	25	25
Velocidad nominal, m/seg	13	13
Velocidad mínima, m/seg	3	6
Velocidad máxima, m/seg	21	21
Generador	alternador	G. asíncrono
Cubo	articulado	rígido
Torre	acero	hormigón
Altura, m	80	80
Constructor	Karlskronavarvet	Karlstads Mekaniska Werkstad

El primero, de 2 MW y 75 m de diámetro, diseñado por la compañía sueca Karlstads Mekaniska Werkstad y la alemana ERRO, fue instalado en Nasudden, en la costa oeste de la Isla de Gotland, dentro del Báltico en 1983 y estuvo funcionando hasta 1991.

El segundo, de 3 MW y 78 m de diámetro, fue una colaboración entre la Karlskronavaret y la americana Hamilton Standard, y se instaló en 1983 en las inmediaciones de Marglap, cerca de Trelleborg, al sur de Suecia.

A finales de 1991 esta planta había funcionado durante 21.000 horas produciendo 30.000 MWh, siendo la turbina eólica que más energía había generado hasta ese momento.

Los dos rotores bipalas están contruidos en acero y plástico armado de fibra de vidrio.

Estas instalaciones fueron experimentales; el objetivo de las experiencias fue el definir el mejor modelo para la continuación del programa energético.

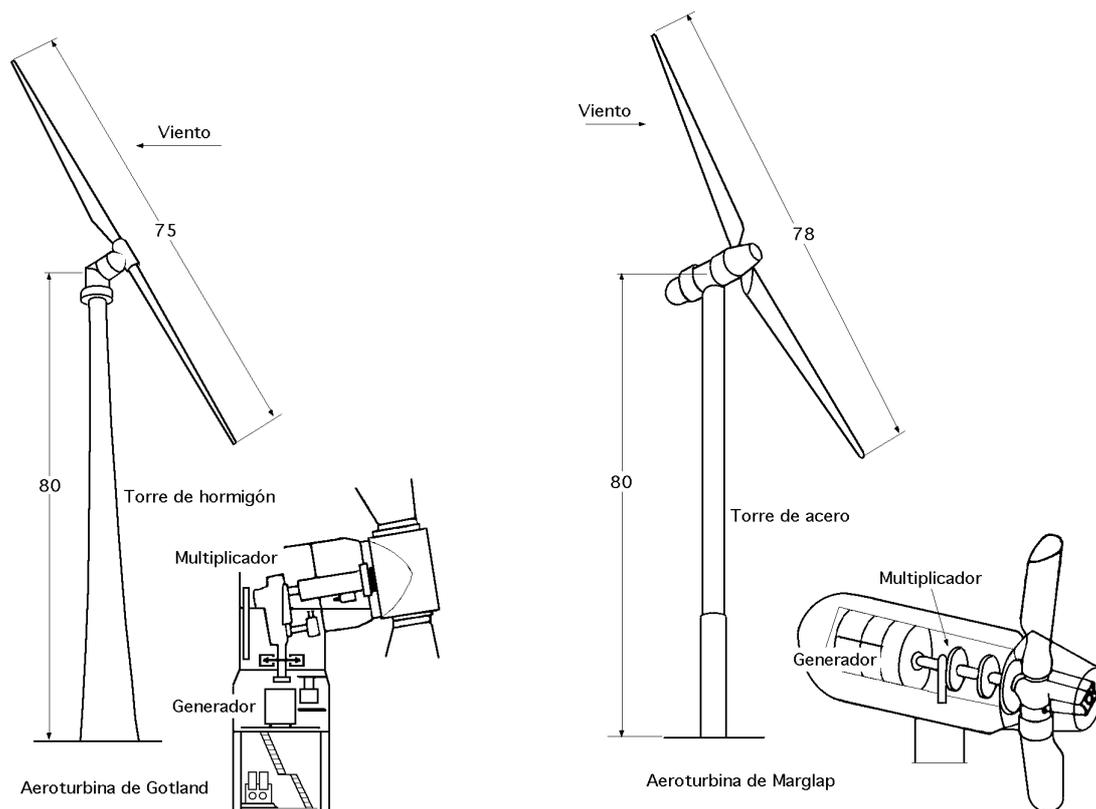


Fig VI.28.- Aeroturbinas suecas

VI.11.- ESPAÑA

En España, en el año 1979, el entonces Centro de Estudios de la Energía promovió una serie de estudios encaminados a la construcción de una planta experimental de 100 kW. El proyecto se inició con un preestudio de los recursos eólicos, que se realizó en el Instituto de Técnica Aeroespacial con datos del Instituto Nacional de Meteorología y de la extinguida Comisión de Energías Especiales, que en los años sesenta realizó cierto número de mediciones eólicas encaminadas a la localización de posibles emplazamientos de plantas aerogeneradoras.

El Plan de Energías Renovables analizó los recursos eólicos propios, racionalizó los existentes e identificó algunas zonas de elevado potencial eólico, completando el mapa eólico nacional. A finales de la década de los setenta y principios de los ochenta varias pequeñas empresas iniciaron el diseño e instalación de aerogeneradores. Como consecuencia de estos trabajos previos, se decidió construir una planta experimental en Punta de Tarifa (Cádiz) que constituyó la primera experiencia española en el campo de los modernos aerogeneradores. La instalación entró en funcionamiento en 1982, completando su programa de ensayos hasta el año 1990 en que fue desmantelada

En 1985 se inició un programa conjunto hispano-alemán para el diseño y fabricación de aerogeneradores en el rango de 1 MW. El AWEC-60 de 1,2 MW y 60 m de diámetro, entró en funcionamiento en Cabo Villano (La Coruña) en 1989. Este aerogenerador introducía ciertas innovaciones en las máquinas de gran potencia, tales como un sistema eléctrico que permitía el funcionamiento de la turbina con una variación en la velocidad de giro del 10%, y la puesta a punto de un nuevo proceso de fabricación de palas, Fig VI.29.

El Programa Energético UNESA-INI, PEUI, se creó en 1982, e inició su actividad con un prototipo de aeroturbina tripala de baja potencia, de las siguientes características:

Material de construcción de las palas: fibra de vidrio

Diámetro del rotor: 10 m. Velocidades nominales de rotación: 55 y 75 r.p.m.

Potencia nominal: 5,5 kW y 22 kW

Palas en posición fija: limitación de la potencia por entrada en pérdida de las palas.

Orientación de la góndola: mediante dos rotores auxiliares en la cola de la góndola.

Situación del rotor: barlovento; Freno hidráulico; Torre reticular de 12 m de altura.

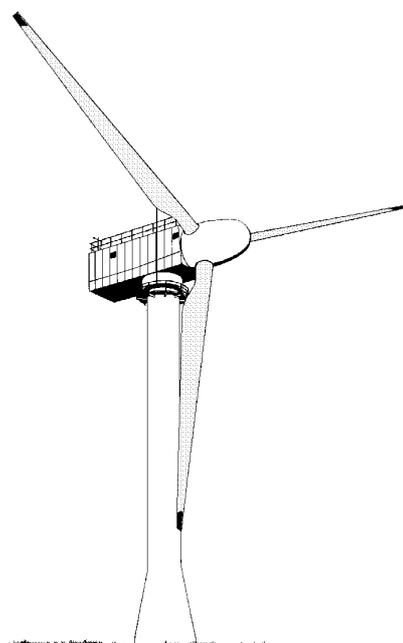


Fig VI.29.- Aerogenerador AWEC de 1 MW
(Cabo Villano)

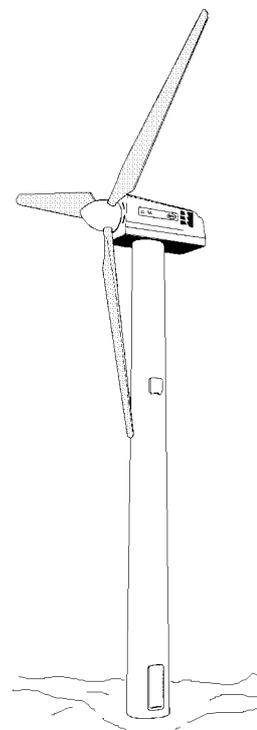


Fig VI.30.- Aerogenerador de 350 kW (Endesa-Made)

En base a este prototipo, en el año 1984 fueron construidos cinco aerogeneradores de 24 kW que se instalaron en el parque eólico del Ampurdán, Gerona, que generaban 50.000 kW anuales por unidad; actualmente este parque histórico está fuera de servicio. La experiencia adquirida en el funcionamiento de los aerogeneradores de 24 kW en este parque condujo al desarrollo de un nuevo prototipo cuyas diferencias e innovaciones más notables fueron:

Potencia nominal: 30 kW a 12 m/seg de velocidad del viento.

Orientación de la góndola: Mediante veleta y motorreductor.

Torre tubular de 12 m de altura.

Simplificación de los mecanismos instalados en la góndola.

Parque eólico de La Muela (Zaragoza).- Reseña histórica.- Este parque eólico instaló en 1987, 12 aerogeneradores de 30 kW de potencia, conectados a la red general mediante una estación transformadora. Posteriormente se instalaron en este parque eólico otros prototipos de 75 kW y 110 kW, donde operan

junto a los 12 aerogeneradores de 30 kW, siendo sus características:

Diámetro del rotor: 15,5 m el de 75 kW de potencia, y 18 m el de 110 kW.

Potencia nominal: 75 y 110 kW a 14 m/seg de velocidad del viento.

Palas en posición fija: limitación de la potencia generada por entrada en pérdida de las palas

Orientación de la góndola: Mediante veleta y motorreductor.

Torre tubular: Altura 18 m, 75 kW ; 21 m , 110 kW

El viento predominante, el conocido cierzo del valle del Ebro, es de dirección NO y su velocidad media anual de 6,8 m/seg con una producción media de 800 MW anuales.

En la actualidad está considerado como la primera instalación eólica a nivel mundial.

Parque eólico de Granadilla (Tenerife).- Reseña histórica.- Este parque eólico, conectado a la red eléctrica de las islas Canarias, está ubicado en el Polígono Industrial de Granadilla; fue realizado en el año 1986 e inicialmente constaba de cuatro aerogeneradores de 30 kW. En 1991 se desarrolla el proyecto de un prototipo de 300 kW, de eje horizontal, rotor tripala situado a barlovento y paso fijo, diseñado para conexión directa a la red eléctrica general, que se instala en 1992.

Las características principales de este aerogenerador MADE AE26 son:

Potencia nominal: 300 kW

Velocidad de viento nominal: 15 m/seg.- Velocidad de viento de arranque: 5 m/seg.- Velocidad de viento de desconexión: 24 m/seg

Número de palas: 3.- Diámetro del rotor: 26 m

Velocidad de rotación: 43 rpm

Orientación: barlovento

Generador eléctrico: asíncrono

Sistema de control de potencia: pérdida aerodinámica

Tipo de torre: troncocónica de acero.- Altura de torre: 27,3 m

Pesos: Pala, 840 kg; Rotor (incluido buje), 4.500 kg; Góndola (equipada), 9.500 kg; Torre, 13.700 kg;

El parque es uno de los puntos de mayor potencial eólico de la geografía española, en donde los vientos dominantes del NE tienen una velocidad media de 7 m/seg.

Parque eólico de Estaca de Bares (La Coruña).- Reseña histórica.- Este parque, situado en el municipio de Mañón junto al faro del cabo de Estaca de Bares, cuenta con 12 aerogeneradores de 30 kW, dispuestos paralelamente a la costa y perpendicularmente a las dos direcciones del viento predominante NO y SE, con una velocidad media anual de 7,8 m/seg y una producción media anual de 10⁶ kW. La potencia unitaria de las máquinas se ha incrementado a 37,5 kW, implantándose un control a distancia desde la propia central.

El parque incluye asimismo una estación anemométrica de registro automático, que recoge la velocidad y dirección del viento. Actualmente está previsto su desmontaje.

Parque eólico del Cabo Creus (Gerona).- Reseña histórica.- Este parque consta de 4 aerogeneradores de 110 kW y 2 de 75 kW, con una potencia instalada total de 590 kW; entró en funcionamiento en el primer semestre de 1989.

Parque eólico de Monte Ahumada (Cádiz).- Reseña histórica.- Mediante diversos estudios meteorológicos que se realizaron en Andalucía, se llegó a la conclusión que la zona más apropiada desde el punto de vista eólico era la provincia de Cádiz, especialmente en el área del estrecho de Gibraltar. Los vientos dominantes son de Levante y Poniente, con unas velocidades medias de 12,1 y 6,7 m/seg, respectivamente. En 1985 se inicia el proyecto del parque eólico de Monte Ahumada, situado en el término municipal de Tarifa, con 7 aerogeneradores a 470 metros de altura sobre el flanco Norte del estrecho de Gibraltar. Sobre la base del diseño y experimentación de estos aparatos, en 1988 se desarrolla un aerogenerador de potencia media de 150 kW con tecnología y fabricación española, que fue exhibido en la exposición España, 200 años de tecnología, instalada en el Parque del Retiro de Madrid en noviem-

bre de 1988 con motivo del bicentenario de la muerte del Rey Carlos III, y otro de 300 kW.

La potencia total del conjunto se aproxima a los 2 MW; con la experiencia obtenida en estos años se han acometido otros dos proyectos en esta zona de Tarifa, como son la Planta Eólica del Sur y la sociedad Energía Eólica del Estrecho.

La Planta Eólica del Sur PESUR ubicada en Tarifa, tiene una potencia total de 20,5 MW y está formada por 34 aerogeneradores de 180 kW y 154 de 100 kW, instalados en siete alineaciones. Las obras se iniciaron en junio de 1991 y la puesta en marcha tuvo lugar el 12 de enero de 1993.

La Planta Eólica del Estrecho, ubicada en la Sierra de Enmedio, Tarifa, tiene una potencia de 10 MW. Estos dos parques se unieron en una empresa con 30,5 MW de potencia y un coste superior a los 3.000 millones de pesetas.

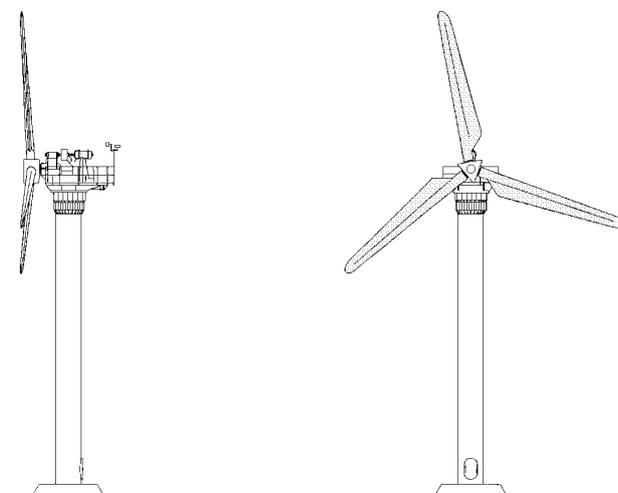


Fig VI.31.- Aeroturbina de 100 kW (Tarifa)

Las perspectivas de la energía eólica en el sur de España no pueden ser mejores; se calcula que la potencia eólica total disponible en esta zona, podría permitir instalar equipos eólicos que podrían alcanzar los 250 MW funcionando del orden de 2.000 a 2.500 horas anuales.

Parque Eólico Cabo Villano.- Reseña histórica.- Está situado en el Municipio de Camariñas (A Coruña), en línea de costa, próximo al faro que da nombre al parque. Consta de 20 aerogeneradores *AE20* de 180 kW, que totaliza 3,6 MW de potencia.

Aerogenerador AE20.- Este aerogenerador de eje horizontal, tiene un rotor tripala situado a barlovento y paso fijo, diseñado especialmente para conexión directa a la red eléctrica general. Sus características principales son:

Potencia nominal: 180 kW

Velocidad de viento nominal: 14 m/seg ; Velocidad de viento de arranque: 4 m/seg ; Velocidad de viento de desconexión: 28 m/seg

Número de palas: 3; Diámetro del rotor: 23 m; Velocidad de rotación: 46 rpm

Sentido de rotación: sentido horario; Orientación: barlovento

Generador eléctrico: asíncrono

Sistema de control de potencia: pérdida aerodinámica

Tipo de torre: troncocónica de acero; Altura de torre: 29 m (al eje del rotor)

Pesos: Pala: 840 kg; Rotor (incluido buje): 4.500 kg; Góndola (equipada): 9.500 kg; Torre: 13.700 kg

Este parque fue puesto en marcha a principios de 1992 y está conectado con la red de Eléctrica de Xallas, filial de Unión Fenosa. Existe también un aerogenerador de 1,2 MW, con el que en la actualidad se están dotando la mayoría de los parques de nueva generación.

CONDICIONES DE VENTA DE LA ENERGÍA A LA RED

La Ley 54/97 del Sector Eléctrico y la Normativa que la desarrolla, establecen la obligación de la red eléctrica de comprar toda la energía generada en los parques eólicos a un precio, establecido anualmente, que en 1999 fue de 11,02 pta/kW y en 2000 de 10,42 pta/kW. Esta bajada del 5,5% sumada a una inflación del 2,5% supuso una bajada del 8,0%. En el futuro es de preveer seguirá esta tendencia a bajar.

De igual modo que en el resto de las energías renovables, y con objeto de facilitar el desarrollo eólico, estos precios estaban primados sobre los costos medios de generación del sector eléctrico, que se podían estimar entre 5 y 6 pta/kW. La justificación de estas primas era conseguir el objetivo de la Unión Europea de reducir las emisiones de CO₂ y limitar los efectos sobre el cambio climático. Como la energía eólica tiene el inconveniente de que es una energía eventual, ya que se produce cuando hay viento, no sirve para cerrar centrales térmicas, sino para que éstas funcionen menos horas. En un planteamiento estrictamente económico los kW eólicos, al no tener garantía, deberían tener un precio marginal; sin embargo están primados porque ha prevalecido el criterio ambiental.

Esta situación de primar las energías renovables es probable que se mantenga, y aunque el sistema de primas puede cambiar, se acabará por aproximar los costos reales de las diferentes fuentes de energía. La obligación de la red de admitir todos los kW que se generan en los parques eólicos se posible se mantenga, siempre que la potencia total generada entre las centrales nucleares, hidráulicas, térmicas, cogeneración, y las renovables sea inferior a la demanda en horas valle. Cuando esta demanda se supere, habrá algún tipo de limitación, pudiendo ocurrir que en esas horas se limite la entrada en la red de la energía eólica, por lo que habrá que estudiar soluciones que den garantía a una energía eventual. Las máquinas que se han instalado en España son de 660, 750, 800, 1.000, 1250 y 1.500 kW. En algunos países se empiezan a instalar modelos de 1,7 a 2 MW y están en desarrollo máquinas de 3 y 5 MW.

La disponibilidad de las máquinas, es decir, las horas de funcionamiento supera el 99%, por lo que apenas tienen averías. El aumento continuado de la potencia y la fabricación en grandes series de los equipos hacen que esté bajando el precio unitario. Actualmente el costo total de los parques eólicos está en 140.000 ptas/kW y se prevé que baje a unas 120.000 ptas/kW e incluso a menos. La bajada del costo y la fiabilidad de las máquinas ha abarato los costos de generación. A ello se ha unido, en los últimos años, la bajada de los tipos de interés, que, en instalaciones de gran inversión y reducidos gastos de mantenimiento, son su principal carga.

Tabla VI.7.- Costo del kW generado según costo de inversión y horas de funcionamiento

Horas de funcionamiento	Precio del kW generado según costo de inversión		
	140000	120000	100000
3500	5,93	5,29	4,68
3000	6,63	5,93	5,19
2500	7,7	6,81	5,93
2000	9,25	8,14	7,03
1500	11,83	10,35	8,88

En la Tabla VI.7 se indica el costo del kW generado en diversas hipótesis de costo de inversión y de horas de funcionamiento, que dan una idea de la producción total anual funcionando las máquinas a plena potencia, y suponen, por tanto, un índice de la producción. El cálculo se ha realizado con un tipo de interés del 5,5%, una financiación con el 20% de capital propio, 15 años de vida útil de las máquinas y amortización, e incluyendo 1,50 ptas/kW como gasto de mantenimiento. A las cantidades in-

dicadas en el cuadro habría que añadir los gastos de promoción, licencias, impuestos y canon de ocupación de terrenos.

Los costos de generación calculados resultan extraordinariamente bajos; en los casos de altas velocidades de viento, resultan inferiores a los valores medios de generación del sector eléctrico.

Se observa que los costos, en parques de más 2.000 horas de funcionamiento, son inferiores al precio actual de compra por la red; esta situación es la causa del desarrollo tan rápido del sector.

Tabla VI.8.- Potencia instalada en España en los últimos años

1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
7,3	45,7	51,7	75,4	115,3	211	455,1	833,7	1400	2150

En la Tabla VI.8 se indica la potencia instalada en los últimos años en España. Si se mantiene el ritmo de crecimiento del sector en tres o cuatro años se podrían alcanzar los 9.000 MW previstos en el Plan de Fomento de las Energías Renovables, que, además, sería el límite de potencia en el que empieza a haber problemas para la incorporación de la energía a la red.

El precio actual de venta de energía a la red está motivando que se construyan parques con no muchas horas de funcionamiento y nada bien estudiados, y eso va a implicar que cuando llegue la saturación del sector ya no se puedan hacer otros de mayor rentabilidad, es decir que una prima elevada está provocando un desarrollo inadecuado, lo que ha provocado que en este sector aparezcan especuladores, sin intención de construir, sino de vender derechos, se abonen cánones excesivos a propietarios de terrenos, se hayan construido parques sin datos suficientes de viento (con algunos ejemplos muy significativos), se hagan parques con un porcentaje muy bajo de capital propio, confiando en que se mantengan los bajos tipos de interés, etc.

La limitación de entrada a la red, unida a la continuada bajada de precios, dará lugar a que algunos proyectos muy ajustados y con un porcentaje muy bajo de capital propio resulten menos rentables de lo que sus promotores hubieran estimado.

Este rápido desarrollo ha motivado la construcción de más fábricas de equipos que las que serían razonables, y que habrá que cerrar cuando se sature el mercado nacional, salvo que se vaya preparando la venta de aerogeneradores en el extranjero.

ACTUALIZACION AL AÑO 2000.- Un informe elaborado por la Asociación Americana de Energía Eólica (AWEA), señalaba a España como el segundo país en el ranking mundial de nuevas instalaciones eólicas en el año 2000, con 775 MW detrás de Alemania. Según este informe, en el citado año se instalaron en todo el mundo unos 3.500 MW, potencia suficiente para abastecer de electricidad a 3,5 millones de personas. Aunque la expansión de la energía eólica se ha ralentizado respecto a 1999, cuando se instalaron 3.900 MW en todo el mundo, la AWEA afirma que el futuro de esta energía renovable es bueno, ya que se espera que en el presente año se añadan 5.000 MW de potencia a los más de 17.000 que existen en la actualidad. Este descenso, según la AWEA, se ha debido a la espectacular caída del mercado en USA, donde sólo se instalaron 53 MW en comparación con los 732 MW de 1999. En el lado contrario de la balanza se encuentra Europa, donde la energía eólica ha crecido tanto que la Asociación Europea de la Energía Eólica (EWEA) ha incrementado su objetivo para el 2010 de 40.000 MW instalados a 60.000 MW.

Durante el año 2000, los países europeos añadieron 3.200 MW a su capacidad eólica. Más de la mitad de esta cantidad, 1.668 MW se instalaron en Alemania, que era el líder mundial en generación eólica con 6.113 MW. El segundo país era USA con 2.554 MW, seguido de cerca por España que ya había

alcanzado la cifra global de 2.235 MW. Les seguían Dinamarca 2.300 MW, India 1.167 MW, Holanda 446 MW, Italia 427 MW, Gran Bretaña 406 MW, China 265 MW y Suecia 231 MW.

Tabla VI.9.- Energía eólica instalada en Europa hasta 2002, (20.447 MW)

País	Instalado al final del año 2000 MW	Instalado al final del año 2001 MW	Instalado al final del año 2002 MW
Alemania	6113	8754	10650
España	2235	3337	4079
Dinamarca	2300	2417	2515
Italia	427	697	755
Holanda	446	493	563
Reino Unido	406	474	530
Suecia	231	290	304
Grecia	189	272	276
Portugal	100	125	171
Francia	66	78	131
Irlanda	118	125	125
Austria	77	94	100
Finlandia	10	39	39
Bélgica	13	31	31
Luxemburgo	10	15	15
Noruega	13	17	97
Polonia	5	22	29
Turquía	19	19	19
República Checa	12	12	12
Suiza	3	7	5
Rumanía	1	1	1
	12822	17319	20447

Países en vías de desarrollo.- El informe señala que Asia y América Latina continúan teniendo unos mercados de energía eólica muy débiles debido, principalmente, a que los gobiernos de estos países no tienen voluntad de promover los proyectos de energías renovables y prefieren acudir a las agencias de crédito que proporcionan financiación para proyectos basados en combustibles fósiles. Por ejemplo, en el caso de Honduras, el Banco Mundial aportará 75 millones de dólares para la construcción de un parque eólico de 60 MW en el cerro de Huía, al sur de la capital hondureña con un potencial de 450 MW. Si se consiguiera instalar la infraestructura, el viento aportaría el 70% de lo que Honduras requiere diariamente.

Por su parte, el Servicio Global Medioambiental (GEF), perteneciente al Banco Mundial, ha asegurado que los países en vías de desarrollo necesitarán más de 5 millones de MW en los próximos 40 años. Este crecimiento de la demanda ofrece, según el GEF, una gran oportunidad para la implantación de energía de fuentes renovables. Las inversiones en los países en vías de desarrollo podrían superar los 90 billones de pesetas al año. El informe hace referencia a los datos de la Agencia Internacional de la Energía que ha afirmado que las reservas de combustibles fósiles comenzarán a disminuir debido a que el crecimiento de la población y el desarrollo económico incrementarán la demanda.

Inversiones en el Reino Unido.- El Reino Unido es uno de los países de Europa con mayor potencial en sus costas para triplicar sus necesidades energéticas. El Departamento de Comercio e Industria de este país está considerando inversiones de más de un billón y medio de pesetas para parques eólicos de plataformas marinas, al tiempo que agilizar el proceso para fomentar la instalación de esta fuente renovable de energía. El potencial de este tipo de energía ha llevado a la aparición de una nueva compañía, Offshore Wind Power, fruto de la unión entre la líder británica en este tipo de energías renova-

ble, Renewable Energy Systems (RES), y la nuclear British Energy, cuyo objetivo es la creación de la segunda central eólica del país, con 30 turbinas que generarían 90 MW de potencia.

Otros proyectos en España.- En nuestro país, diversas empresas han propuesto la construcción de diversos parques eólicos destacando el marino de 200 MW en Cabo Trafalgar, Cádiz. En una primera fase, que servirá de experiencia piloto, se planea instalar 20 MW con 10 aerogeneradores, y en una segunda fase se instalarían los 180 MW restantes con aeroturbinas de 2 MW. Otro proyecto de 150 MW dividido en 4 parques eólicos a instalar en la provincia de Albacete, está incluido en el Plan Estratégico eólico de más de 600 MW aprobado en abril de 2000.

BIBLIOGRAFIA

R. Comolet.- MECANIQUE DES FLUIDES EXPERIMENTALE
Masson & Cie 1969.- 120 Boulevard Saint-Germain, París,VI.

M. Sedille.- TURBO-MACHINES HYDRAULIQUES ET THERMIQUES
Masson & Cie 1967.- 120 Boulevard Saint-Germain, París,VI.

F. de Matha Santanna.- LES MOULINS A VENT ET L' ENERGIE DE DEMAIN
Ecole Polytechnique de Montréal, Canada, 1975

J. Park.- THE WIND POWER BOOK (ISBN 0-917352-05-X)
Published by Cheshire Books, 514 Bryant Street, Palo Alto, CA 94301 USA

M. Hackleman.- WIND AND WINDSPINERS
Culver City, California: Peace Press, 1974

C. G. Justus.- WINDS AND WIND SYSTEM PERFORMANCE
Philadelphia: Franklin Institute Press, 1978

D. Le Gourières.- ENERGIA EOLICA (ISBN 84-311-0326-4)
Ed. Masson S.A. Barcelona (1983)

P. F. Díez .- ENERGIA EOLICA
Art. Revista Metalurgia y Electricidad 1980

M.G . Galludo.- ENERGIA EOLICA (ISBN 84-86505-05-4)
Ed Artes Gráficas Gala S.L. Avda República Argentina, 1 (41011) Sevilla

G.G. Piepers.- EUROPEAN WINDFARM PROJECTS (ISBN 0-08-034315-5)
Past Chairman EWEA. Het Vierkant 2, 1852 RA HEILOO, Holanda
International Solar Energy Society. Congress (10 th 1987, Hamburgo, Alemania)
Editado por W.H Bloss.-Pergamon Press

Wang Cheng Xu.- THE OPERATIONAL STUDY OF A DARRIEUS WIND TURBINE GENERATOR POR
APPLICATION DEMONSTRATION (ISBN 0-08-034315-5)
Dpto de Ingeniería Eléctrica, Tsinghua Univ. Beijing, China.
International Solar Energy Society. Congress (10 th 1987, Hamburgo, Alemania)
Editado por W.H Bloss.-Pergamon Press

J. Schlaich.- SOLAR CHIMNEYS, SOLAR ELECTRICITY FROM SOLAR RADIATION
Schlaich und Parner, Beratende Ingenieure im Bauwesen Hohenzollernstr, 1, 7000 Stuttgart 1.
International Solar Energy Society. Congress (10 th 1987, Hamburgo, Alemania)
Editado por W.H Bloss.-Pergamon Press

DESARROLLO TECNOLOGICO EN LA ENERGIA EOLICA.- Grupo ENDESA

INDICE

I- LAS FUENTES EÓLICAS

Antecedentes históricos	1
Circulación general	4
Tipos de vientos	7
Velocidad del viento	10
Ley exponencial de Hellmann	12
Energía útil del viento	14
Curvas de potencia	14
Representación estadística del viento	15
Distribución de Rayleigh	16
Distribución de Weibull	17

II- FUNDAMENTOS AERODINÁMICOS DE LAS MAQUINAS EÓLICAS

Fuerzas sobre un perfil	21
Polar de un perfil	23
Fuerzas de arrastre y ascensional en perfiles fijos	23
Acción del viento sobre el perfil, potencia y rendimiento	24
Nomenclatura de perfiles	24
Fuerzas de arrastre y ascensional en perfiles móviles	26
Fuerzas de par y axial	26
Par motor	28
Rendimiento aerodinámico de las hélices	28
Potencia y par motor máximos	29
Modelo teórico de Betz	30
Rotor multipala	33
Fuerza axial de una hélice multipala	33
Cálculo de la fuerza de par y del par motor	33
Teoría turbillonaria de hélices eólicas	36
Optimización de una central eólica	38

III- MAQUINAS EÓLICAS: CARGAS, ORIENTACIÓN Y REGULACIÓN

Clasificación	41
Máquinas eólicas de eje horizontal	42
Máquinas eólicas de eje vertical	43
Aerogeneradores de eje horizontal	43
Cargas que actúan sobre el rotor	46
Vibraciones	47
Materiales de construcción	48
Dimensionado de las palas	49
Sistemas clásicos de regulación de la velocidad de giro	56
Mecanismos de orientación	49
Tendencias actuales en el diseño de la altura de la torre y diámetro del rotor	56
Torres flexibles y torres rígidas	57
Paso variable y paso fijo	57
Velocidad variable y velocidad fija	58

IV- PARÁMETROS DE DISEÑO

Parámetros prácticos utilizados en el diseño de máquinas eólicas	61
--	----

Relaciones prácticas entre C_x y C_y	61
Factor de actividad	62
Rendimiento aerodinámico	63
Coefficiente de par	63
Dimensionado de un rotor eólico	64
Área frontal barrida por la pala	64
Tamaño de las palas; coeficiente de solidez	66
Resistencia aerodinámica del rotor	67
Resistencia aerodinámica de la pala	68
Momento flector de la pala	69
Momento de torsión del eje de giro	69
Diseño y cálculo simplificado de aerogeneradores eólicos rápidos de eje horizontal	69
Diámetro del rotor	69
Acoplamiento rotor eólico-generador eléctrico	70
Solidez y número de palas	70
Perfil de la pala	71
Cálculo del coeficiente ascensional máximo	72
Longitud de la cuerda, y cálculo de la relación (R/L) de la pala	72
Corrección del ángulo de incidencia	72
Cálculo del ángulo de calaje	73
Diseño y cálculo simplificado de aerogeneradores eólicos lentos de eje horizontal.- Molinos multipala	73
Descripción y posibilidades de los aerogeneradores de eje vertical	76
Aerogenerador Savonius	77
Aerogenerador Darrieux	80
Otros tipos de máquinas eólicas	83
Proyectos utópicos, Heronemus, Edgar Nazare, Aurora, Heidmann, Valiukine, Obert, Herter	87
V.- PARQUES EOLICOS Y ANTECEDENTES DE LOS AEROGENERADORES AMERICANOS	
El parque eólico	89
Impacto ambiental de los aerogeneradores	92
El programa americano	94
Aerogenerador Smith-Putnam de 1,25 MW	96
Aerogenerador eólico de 6,5 MW de Percy Thomas	97
Aerogenerador experimental MOD 0 de 100 kW	98
Aerogenerador MOD 1 y MOD 2	99
Aerogeneradores experimentales de 4, 6,2 y 7,5 MW	101
VI.- ANTECEDENTES DE LOS AEROGENERADORES EUROPEOS	
Finlandia	103
Rusia	103
Hungría	105
Dinamarca	105
Aerogenerador de Tvind	107
Aerogeneradores NIBE	108
Aerogenerador Volund	109
Aerogenerador Kurian	110
Aerogenerador Holger Danske y otros	111
Aerogenerador Dansk Vindkraft	112
Alemania	112
Aerogeneradores Growian de 265 kW y 3 MW	115
Francia	122
Aerogenerador Andreau Enfield	117
Aerogenerador Best Romani de Noi-le-Régent de 800 kW	117
Aerogeneradores Neyrpic de 132 kW y de 800 kW de St. Rémy des Landes (Manche)	118
Aerogeneradores Aerowatt	120

Aerogeneradores Aerowatt	120
Aerogeneradores Enag y Aeroturbine	120
Holanda	121
Inglaterra	121
Aerogenerador de Smith (Isla de Man)	122
Aerogenerador de 3,7 MW en las islas Orkney	122
Italia	124
Suecia	124
España	125
Parque eólico de La Muela (Zaragoza).- Reseña histórica.	127
Parque eólico de Estaca de Bares (La Coruña)	127
Parque eólico del Cabo Creus (Gerona)	127
Parque eólico de Monte Ahumada (Cádiz).- Reseña histórica	127
Parque Eólico Cabo Villano	128
Aerogenerador AE20.	128
Condiciones de venta a la red	129
Actualización al año 2000	130
BIBLIOGRAFÍA	133
INDICE	135