

## 4. Mecanismos para el aprovechamiento eólico: Las máquinas eólicas.

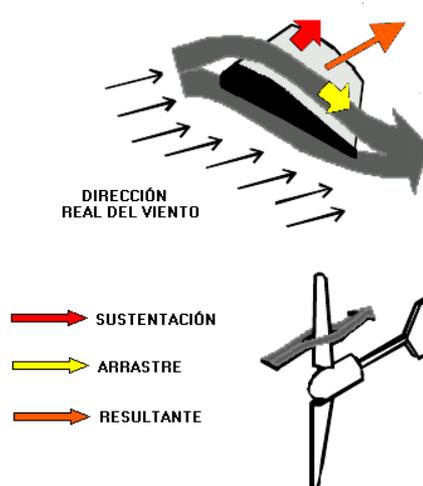
### 4.1. Definición.

Las máquinas eólicas son mecanismos desarrollados para el aprovechamiento del recurso eólico o del viento con la finalidad de transformar su energía (energía eólica) en energía mecánica o en energía eléctrica.

#### 4.1.1. Principios de funcionamiento.

Los molinos de viento, aeromotores, máquinas eólicas (términos que pueden ser considerados sinónimos), o los aerogeneradores, o turbinas eólicas en su acepción, son dispositivos que convierten la energía cinética del viento en energía mecánica.

Aunque existen dos tipos básicos de molinos, eje horizontal y eje vertical, el principio de operación es esencialmente el mismo así como su clasificación diversa. La captación de la energía eólica se realiza mediante la acción del viento sobre las palas, las cuales están unidas al eje a través de un elemento denominado cubo (conjunto que recibe el nombre de rotor). El principio aerodinámico, por el cual este conjunto gira, es similar al que hace que los aviones vuelen.



**Ilustración 5.25: Fuerzas de sustentación y arrastre.**

Según este principio, el aire que es obligado a fluir por las caras superior e inferior de una placa o perfil inclinado (ver ilustración 5.25) genera una diferencia de presiones entre ambas caras, dando origen a una fuerza resultante (R) que actúa sobre el perfil. Descomponiendo esta fuerza en dos direcciones se obtiene:

- La fuerza de sustentación (s), o simplemente sustentación, de dirección perpendicular al viento.
- La fuerza de arrastre (a), de dirección paralela al viento.

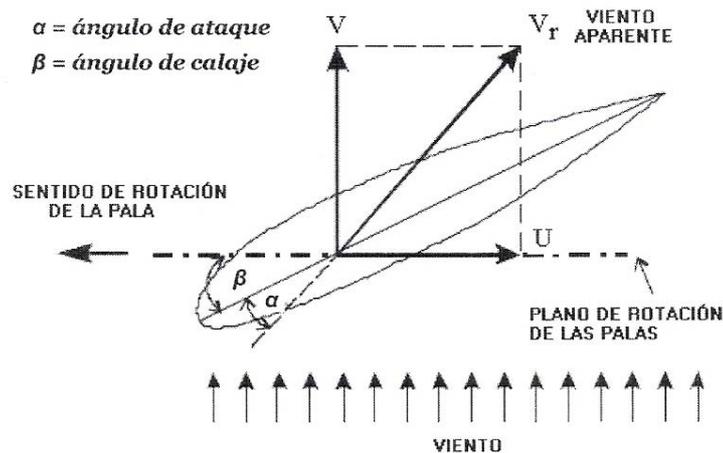
Para favorecer la circulación del aire sobre la superficie de las palas, evitar la formación de torbellinos y maximizar la diferencia de presiones, se eligen perfiles de pala con formas convenientes desde el punto de vista aerodinámico. Según como estén montadas las palas con respecto al viento y al eje de rotación, la fuerza que producirá el par motor será predominantemente la fuerza de arrastre o la de sustentación. Con excepción de las panémonas y los rotores tipo Savonius, en todas las máquinas modernas la fuerza dominante es la de sustentación pues permite obtener, con menor peso y costo, mayores potencias por unidad de área del rotor. Analizaremos únicamente el comportamiento

aerodinámico de las turbinas eólicas cuyo par motor está originado por las fuerzas de sustentación.

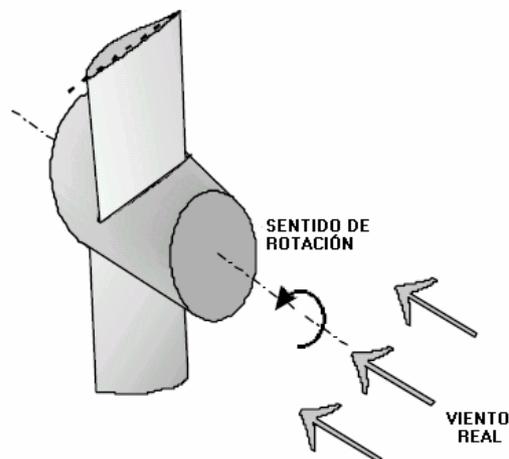
Como la fuerza de sustentación es la única que dará origen al par o cupla motora habrá que diseñar el perfil y ubicar las palas dándole un ángulo de ataque ( $\alpha$ ) que haga máxima la relación fuerza de sustentación/fuerza de arrastre.

Este análisis simple es solo válido cuando las palas de un molino están en reposo. Al permitir el giro del rotor, la fuerza resultante sobre las palas será el resultado de la combinación de la acción directa del viento real ( $U$  en la ilustración 5.22) y la acción del "viento" ( $V$  en la ilustración 5.26) creado por las propias palas al girar. Dicho con otras palabras, el viento que "ven" las palas no es más el viento real ( $U$ ) sino el llamado viento aparente ( $V_r$ ), resultante de la composición de los vectores  $V$  y  $U$ .

Como cada sección de una pala tiene velocidad diferente del viento aparente también varía en el sentido longitudinal; por lo tanto, una pala ideal deberá presentar un ángulo de incidencia diferente a lo largo de toda su longitud, efecto que se logra dándole un alabeo. Asimismo, y también porque las velocidades son más altas al acercarnos a la punta de pala, el perfil podrá tener menores dimensiones para dimensiones para obtener la misma fuerza resultante. Estas consideraciones son particularmente importantes en máquinas de gran tamaño. En molinos pequeños, por razones de simplicidad y fundamentalmente costos, se acostumbra optar por palas de sección constante y sin alabeo.



**Ilustración 5.26:** Efectos del viento sobre un elemento de pala.



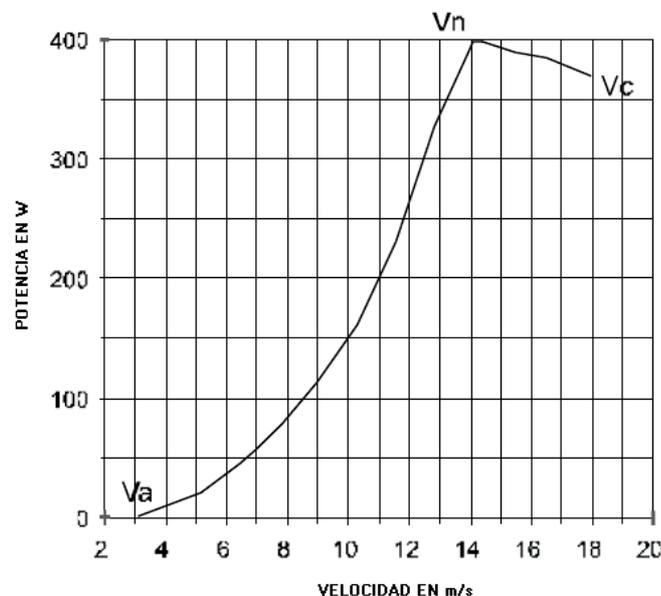
**Ilustración 5.27:** Viento aparente.

Si el viento no supera la denominada velocidad de puesta en marcha (valor mínimo necesario para vencer los rozamientos y comenzar a producir trabajo útil) no es posible el arranque de un molino. Con velocidades mayores comenzará a girar entregando una potencia que responde a la conocida ley del cubo de la velocidad. Esto será así hasta que se alcance la potencia nominal, generalmente la máxima que puede entregar, punto en que comienzan a actuar mecanismos activos o pasivo de regulación para evitar que la máquina trabaje bajo condiciones para las cuales no fue diseñada. Continuará operando a velocidades mayores, aunque la potencia entregada no será muy diferente a la nominal, hasta que se alcance la velocidad de corte donde, por razones de seguridad, se detiene.

Estos parámetros vienen especificados en lo que se denomina las **curvas de potencia** de la máquina que es un gráfico que muestra el desempeño de la máquina a distintas velocidades de operación.

En el ejemplo anterior y en el siguiente gráfico se presenta una curva típica de potencia, así como los puntos de importancia que deben de tenerse en cuenta durante su estudio.

**Gráfico 5.26: Rendimiento típico de un aerogenerador pequeño (400 W).**



Donde:

$V_a$  = Velocidad de arranque.

$V_n$  = Velocidad nominal.

$V_c$  = Velocidad de corte.

En cuanto a las máquinas eólicas multipala, estas extraen la energía del viento a través de un rotor y convierte su movimiento rotacional en acción mecánica con algún mecanismo que permite mover una bomba y así producir la acción de bombeo. Es por esto que existen diversas alternativas de disposición de elementos mecánicos para bombear agua con la energía de los vientos, como se vera más adelante.

#### **4.1.2. Clasificación de las máquinas eólicas.**

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 ( $\omega$ ) 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:

A. Por su potencia nominal.

- Baja Potencia < 3 KW (equivalente eléctrico).
- Media Potencia < 30 kW (equivalente eléctrico).
- Alta potencia >100 kW (equivalente eléctrico).

B. Por la orientación del rotor.

- Eje vertical.
- Eje horizontal.

C. Por el mecanismo de regulación de potencia.

- De paso variable.
- Vasculación del rotor.
- Pérdida aerodinámica de la pala.

D. Por el tipo de generador eléctrico.

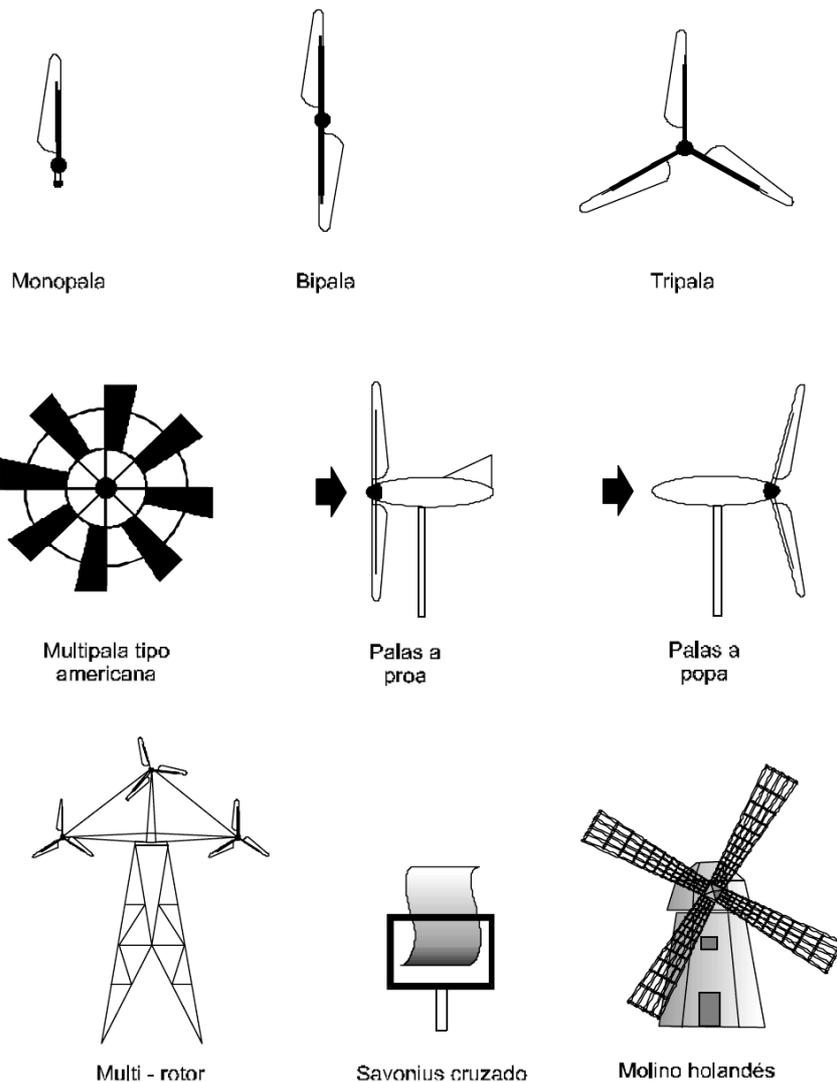
- Generador de corriente continua.
- Generador de corriente alterna (síncrono y asíncrono).

E. Por el número y tipología de palas.

- Bipalas.
- Tripalas.
- Multipalas.

La clasificación más común y difundida de las máquinas eólicas son la de eje horizontal y las de eje vertical.

Los molinos de eje horizontal son los más difundidos y los que han permitido obtener las mayores eficiencias de conversión; los diseños más utilizados de este tipo de máquinas eólicas están representados en la siguiente ilustración:



**Ilustración 5.28: Máquinas eólicas de eje horizontal.**

*En su gran mayoría, la conversión de la energía disponible en el eje del rotor en otra forma de energía, se realiza mediante dispositivos ubicados sobre la torre. Tal es el caso de las turbinas eólicas destinadas a la producción de electricidad donde el generador eléctrico, acoplado al eje del rotor a través de un multiplicador, está localizado en la navecilla o góndola.*

*Las denominadas máquinas rápidas, con palas de perfil aerodinámico y casi exclusivamente empleadas para generación de electricidad, tiene rotores de 1 a 3 palas que, según los diseños, están ubicados a popa (sotavento) o a proa (barlovento) de la navecilla. Los rotores con palas a popa en principio no requieren de sistemas de orientación pues las fuerzas en juego tienden a orientarlo naturalmente, aunque en máquinas de gran tamaño se prefiere emplearlos para evitar los "cabeceos" que someterían las palas a vibraciones perjudiciales. En el caso de palas a proa los sistemas de orientación son imprescindibles; en molinos pequeños se emplean las clásicas colas de orientación pero en los grandes se prefieren los servomecanismos.*

*Existen diferentes modos de prevenir aumentos descontrolados de la velocidad de rotación del rotor en presencia de vientos fuertes, o de regularla ante condiciones variables de la carga. Ellos van desde el cambio de paso, o "calaje" de las palas, la utilización de "flaps" que se abren y aumentan la resistencia al viento, hasta dispositivos*

que desplazan el rotor de su orientación ideal logrando que aumenten las pérdidas aerodinámicas. Prácticamente todas las máquinas disponen de dispositivos de frenado para poder detenerlas bajo condiciones extremas de viento o efectuar reparaciones.

**En las máquinas relativamente pequeñas a veces se evitan estos mecanismos pues resulta más barato diseñarlas para soportar los máximos vientos esperables que adicionar sistemas de frenado.**

Los rotores multipala, tipo americano, tienen por uso casi excluyente el bombeo de agua. Su alto par de arranque y su relativo bajo costo los hace muy aptos para accionar bombas de pistón. Se estima que en el mundo existen más de 1 000 000 de molinos de este tipo en operación.

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:

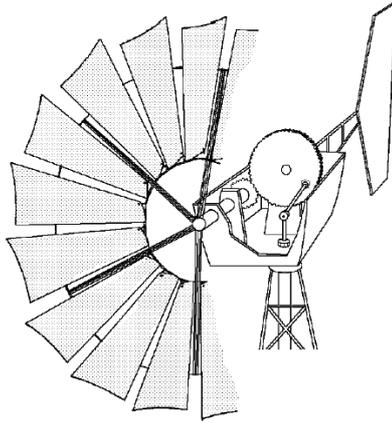
- Máquinas que generan un movimiento alternativo, que se utilizan para el bombeo de agua.
- Máquinas multipalas.
- Hélices con palas pivotantes (ángulo de ataque variable).
- Hélices con palas alabeadas, muy sofisticadas, que incluyen clapetas batientes y alerones de ángulo variable.

Esencialmente, una máquina multipala como la que se muestra a continuación consiste de: rotor, torre, un sistema de transmisión de movimiento, la bomba misma, un sistema de tuberías para el movimiento de agua y cuando se requiera un tanque de almacenamiento.

Dependiendo de la aplicación y de la disponibilidad tecnológica, diferentes tipos de sistemas de aerobombeo se han desarrollado. La elección del tipo de bombas es bastante amplia y se han realizado diseños con bombas de pistón, bombas centrífugas, de tornillo, de ascenso de aire, de mecate, etc.; indudablemente que cualquier combinación depende de la fuente de agua disponible.

El tamaño de las aerobombas de acción mecánica directa puede estar entre 1 hasta 8 metros del diámetro del rotor, y dependiendo de la altura de bombeo (cabeza hidráulica) y de las velocidades promedios del viento, la potencia hidráulica promedio puede estar entre unos cuantos vatios hasta cerca de 1 kW.

Para demandas hidráulicas mayores se pueden utilizar sistemas eólicos-eléctricos de bombeo, los cuales permiten generar electricidad y a través de una transmisión eléctrica se maneja un motor eléctrico con su respectiva bomba. En el mercado internacional se encuentran disponibles estos sistemas para aplicaciones típicas con demandas hasta de 10 kW. Sin embargo, sistemas de mayor potencia pueden ser también utilizados.

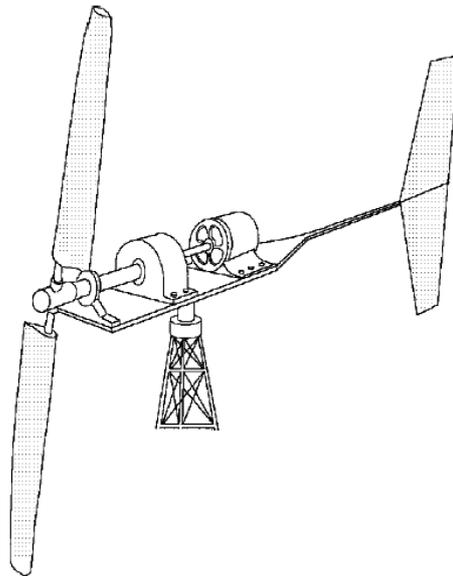


**Ilustración 5.29: Máquina multipala (multipala americano).**

Los aerogeneradores de eje horizontal tipo hélice como de la siguiente figura, 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.



**Ilustración 5.30: Aerogenerador de hélice.**

Las aeroturbinas lentas (máquinas multipala) 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.*

*Ampliando lo expuesto en la sección 4.1.1, 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 (máquinas multipala) la fuerza de arrastre es mucho más importante que la de sustentación, mientras que en las máquinas rápidas (aerogeneradores) 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 como una multipala requiere un par de arranque mucho mayor.*

*La característica principal de los molinos de eje vertical es que no requieren de sistemas de orientación. Ventaja nada despreciable pues evita complejos mecanismos de direccionamiento y elimina los esfuerzos a que se ven sometidas las palas ante los cambios de orientación del rotor. Por su disposición permite colocar los sistemas de conversión prácticamente a nivel de suelo, evitando pesadas cargas en las torres, como ocurre en los de eje horizontal.*

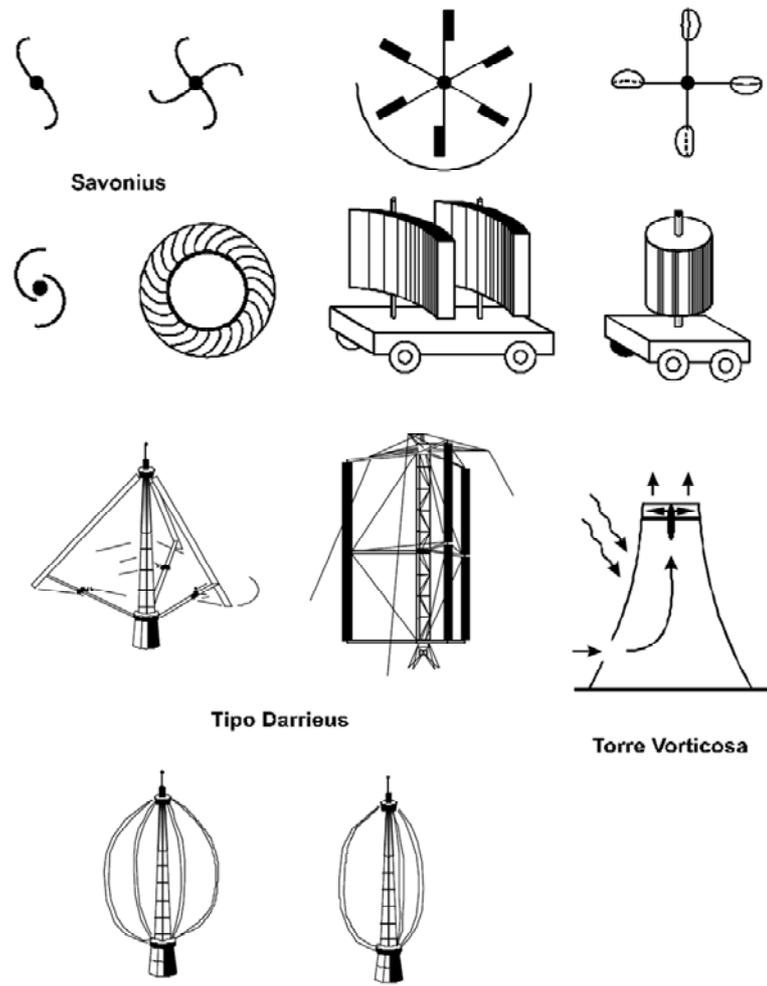
*Existen dos diseños básicos de rotores de eje vertical: Savonius y Darrieus.*

*El rotor Savonius (ver ilustración 5.32) trabaja esencialmente por arrastre, tiene un alto par de arranque pero su eficiencia es pobre. Por su sencillez y bajo costo es fácil de construir con técnicas artesanales. Se los emplea en aplicaciones que requieren potencias pequeñas como es el caso de los extractores de aire en grandes edificios industriales o depósitos y en bombeo de agua.*

*Los rotores Darrieus (ver ilustración 5.33), inventados por G.J.M.Darrieus en Francia en la década del 20, son actualmente los principales competidores de los de eje horizontal de palas aerodinámicas para la generación de electricidad. Las fuerzas dominantes son las de sustentación, tienen un par de arranque prácticamente nulo, pero entregan potencias altas por unidad de peso del rotor y por unidad de costo. El diseño original de palas curvadas a dado origen a otras configuraciones, tratando de mejorar algunas características constructivas u operacionales. Tal es el caso de la combinación con rotores Savonius para aumentar el par de arranque.*

*Se han concebido y ensayado otros tipos de máquinas eólicas de eje vertical. Tal es el caso de las torres vorticosas en las que se induce una circulación de aire, por el interior de una torre hueca, que succiona aire exterior haciéndolo pasar a través de una turbina ubicada en la base.*

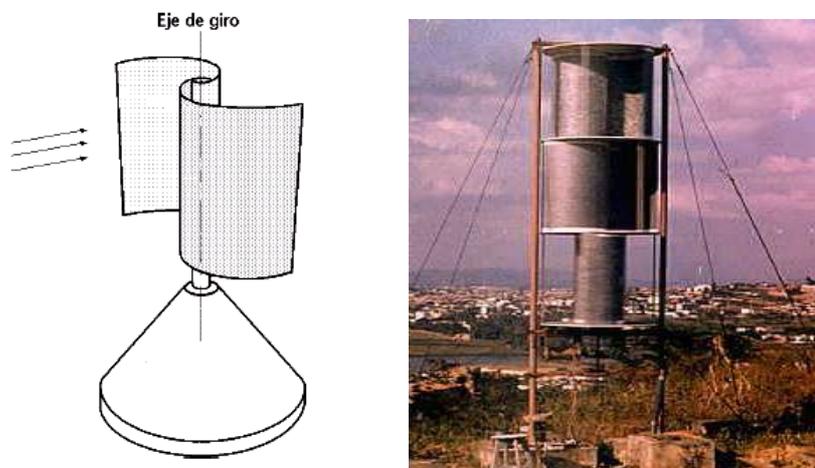
*Un esquema similar siguen las torres en donde el flujo de aire es inducido por calentamiento con energía solar. Estas variantes no han pasado del nivel de prototipo.*



**Ilustración 5.31: Máquinas eólicas de eje vertical.**

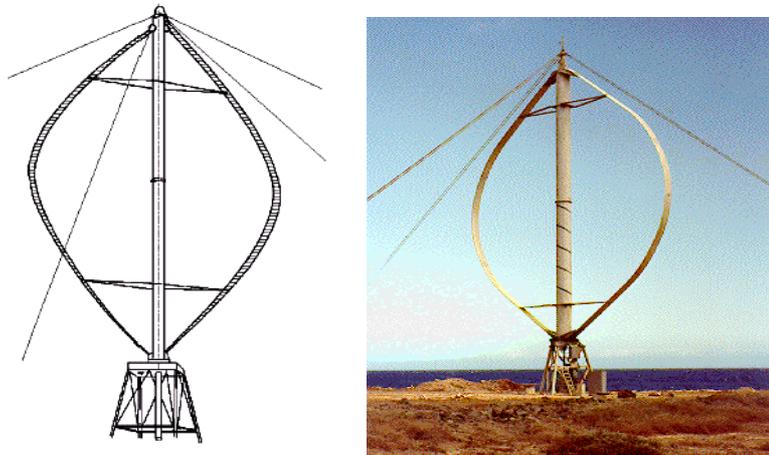
Entre las máquinas eólicas de eje vertical se pueden citar:

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



**Ilustración 5.32: Rotor Savonius.**

**El aerogenerador Darrieux o de catenaria**, 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.



**Ilustración 5.33: Aerogenerador Darrieux.**

**El molino vertical de palas tipo giromill o ciclogiro**, 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.

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

- No necesitan sistemas de orientación.
- Los elementos que requieren un cierto mantenimiento pueden ir situados a nivel del suelo.
- 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:
- Mayor rendimiento.
- Mayor velocidad de giro (multiplicadores más sencillos).
- Menor superficie de pala  $S$  a igualdad de área barrida  $A$ .
- Se pueden instalar a mayor altura, donde la velocidad del viento es más intensa

En la siguiente tabla se resumen las características salientes de los rotores eólicos más utilizados.

**Tabla 5.11: Características de los rotores eólicos.**

Eje	Tipo de Rotor	Rendimiento Máximo	Características
HORIZONTAL	Holandés	0,17	<ul style="list-style-type: none"> <li>-30-60 kW</li> <li>-Alto par de arranque</li> <li>-Velocidades medias(*)</li> <li>-Diseño ineficiente de las palas</li> <li>-4 palas</li> </ul>
	Multipala Americano	0,15	<ul style="list-style-type: none"> <li>-0,4-6 kW</li> <li>-Alto par de arranque</li> <li>-Bajas velocidades</li> <li>-Muchas pérdidas</li> <li>-12-15 palas</li> </ul>
	Perfil Aerodinámico (hélices)	0,47	<ul style="list-style-type: none"> <li>-0,5-3.200 kW</li> <li>-Bajo par de arranque</li> <li>-Altas velocidades</li> <li>-Alto rendimiento</li> <li>-1 a 3 palas</li> </ul>
VERTICAL	Savonius	0,30	<ul style="list-style-type: none"> <li>-0-1,5 kW</li> <li>-No requiere ser orientado</li> <li>-Alto par de arranque</li> <li>-Bajas velocidades</li> <li>-2 a 4 palas</li> </ul>
	Darrieus	0,35	<ul style="list-style-type: none"> <li>-5-500 kW</li> <li>-No requiere ser orientado</li> <li>-No arranca solo</li> <li>-Altas velocidades</li> <li>-Buen rendimiento</li> <li>-2 a 3 palas</li> </ul>

**(\*) Máquinas lentas son aquellas en las cuales la relación entre la velocidad de la punta de pala y la velocidad del viento (TSR) es menor a 2, mientras que en las máquinas rápidas esta relación es superior a 4.**

#### **4.1.3. Aplicaciones de las máquinas eólicas.**

La energía captada por el rotor de una máquina eólica se transforma inicialmente en energía mecánica disponible en un movimiento rotativo. Este movimiento puede utilizarse para impulsar dispositivos que la transformen en otras formas de energía: mecánica, eléctrica, térmica o potencial. Las aplicaciones más efectivas serán aquellas en las que se llega al uso final de la energía con el menor número de transformaciones.

**Tabla 5.12: Aplicaciones más usuales de los molinos de viento.**

Objetivo	Categoría	Tipo de Rotor	Aplicación
Generación de energía eléctrica	Sistemas aislados o remotos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Horizontal bipala o tripala rápidos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- radioenlaces</li> <li>- comunicaciones</li> <li>- iluminación</li> <li>- electrodomésticos</li> <li>- seguridad</li> </ul>
	Sistemas híbridos diesel eólicos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Vertical Darrieus</li> <li>• Horizontal 1 a 3 palas, rápidos</li> </ul>	- Abastecimiento eléctrico de comunidades o industrias aisladas.
	Sistemas conectados a las redes eléctricas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Vertical Darrieus</li> <li>• Horizontal 1 a 3 palas, rápidos</li> </ul>	- Abastecimiento eléctrico a través de redes de distribución
Obtención de Energía mecánica	Sistemas aislados o remotos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Horizontal multipala</li> <li>• Vertical Savonius</li> <li>• Horizontal 1 a 3 palas, rápidos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Bombeo de agua</li> <li>- Molienda</li> <li>- Etc.</li> </ul>

*En términos generales, las aplicaciones de las máquinas eólicas pueden subdividirse en dos grandes grupos según el tipo de energía a obtener: energía mecánica o energía eléctrica (Ver tabla 5.12). Este último admite, según el servicio a prestar, tres clasificaciones bien diferenciadas:*

- *Instalaciones aisladas o remotas.*
- *Sistemas híbridos diesel-eólicos.*
- *Sistemas interconectados a las redes de distribución de energía eléctrica.*

*Cada una de estas aplicaciones tiene características particulares que condicionan tanto el tipo de máquina a utilizar como sus sistemas auxiliares.*

#### **4.1.3.1. Generación de electricidad.**

*Para obtener electricidad a partir del viento es necesario accionar máquinas que, por arrancar prácticamente en vacío no exigen al rotor eólico un gran par de arranque. Si a esto agregamos las mayores eficiencias de los rotores rápidos, es fácil comprender porqué son los que se emplean casi con exclusividad para generación de electricidad.*

*Los generadores eléctricos pueden ser de corriente continua (dínamos) o de corriente alterna, existiendo en este último caso dos tipos: generadores sincrónicos o alternadores y generadores asincrónicos o de inducción. Las dínamos tienen el inconveniente de utilizar escobillas, que exigen mantenimiento periódico, y son más pesadas y caras que los generadores de corriente alterna (C.A.) de igual potencia; aunque tienen la ventaja de no necesitar de sistemas especiales para cargar baterías, su uso se ha ido abandonando reemplazándolos por los generadores de C.A., con la excepción de algunos equipos para proveer muy bajas potencias, de construcción artesanal.*

*El tipo de generador de C.A. que se utilice depende fundamentalmente de las características del servicio a prestar. Como regla general puede decirse que los alternadores son mayoritariamente usados en máquinas que alimentan instalaciones autónomas y los generadores de inducción en turbinas eólicas interconectados con otros sistemas de generación.*

*Esto es así pues los generadores de inducción tienen la enorme ventaja de que, una vez en marcha y conectados a las líneas de distribución, giran a una velocidad constante impuesta por la frecuencia de la red, entregando más o menos energía según la intensidad del viento, pero siempre rotando al mismo número de revoluciones. En otras palabras, los aerogeneradores no requieren de costosos sistemas de regulación de velocidad, ventaja a la que se adiciona la apreciable diferencia de costos entre un generador asincrónico y un alternador de la misma potencia. Es importante destacar que los generadores asincrónicos necesitan tomar energía de la red para mantener la corriente de magnetización; de interrumpirse esta conexión la máquina debe ser frenada para evitar su aceleración.*

*Los generadores sincrónicos, aunque tienen un mayor rendimiento potencial, deben operar a velocidad constante si se quiere mantener fija la frecuencia. El mantenimiento del número de revoluciones, acorde con la frecuencia de línea, es función exclusiva del motor que los impulsa (en nuestro caso el rotor eólico), siendo necesario elaborados sistemas de control. Distinto es el caso de las aplicaciones en que la única fuente de abastecimiento es el aerogenerador. En ellos el uso de generadores sincrónicos es casi obligado, pero no tan crítico el mantenimiento de la frecuencia de la C.A. generada, pues, por lo general, los equipos a alimentar toleran variaciones en la frecuencia.*

*Es un hecho también que la variabilidad del recurso exige, en muchas instalaciones aisladas, acumular energía en baterías y desde ellas alimentar la demanda. En estos casos la frecuencia no tiene ninguna importancia pues habrá rectificadores que transformaran la C.A. en corriente continua (C.C.). Es obvio entonces que la utilización de alternadores responde en estos casos a la búsqueda de menores costos y mejores rendimientos y no a una característica del servicio.*

*El acoplamiento entre rotor eólico y generador se realiza a través de una caja multiplicadora. Su empleo es necesario pues a medida que crece el diámetro deben limitarse las r.p.m. del rotor para evitar que las puntas de las palas trabajen a velocidades que comprometan la resistencia de los materiales empleados o induzcan vibraciones perjudiciales. Por otra parte, los generadores comerciales requieren girar a velocidades que están entre las 1000 y las 3000 r.p.m., dependiendo de sus características constructivas y la frecuencia a obtener.*

#### **4.1.3.1.1. Instalaciones remotas o aisladas.**

##### **Configuración y características de los generadores eólicos aislados.**

*La configuración típica de un sistema autónomo está representada en la ilustración 5.34. Las potencias van de 0,15 hasta 10 kW. Se emplean rotores de eje horizontal habiendo máquinas de paso variable y de paso fijo. Se prefieren estas últimas pues presentan menos problemas de mantenimiento aunque en este caso serán necesarios dispositivos que la protejan ante vientos muy fuertes.*

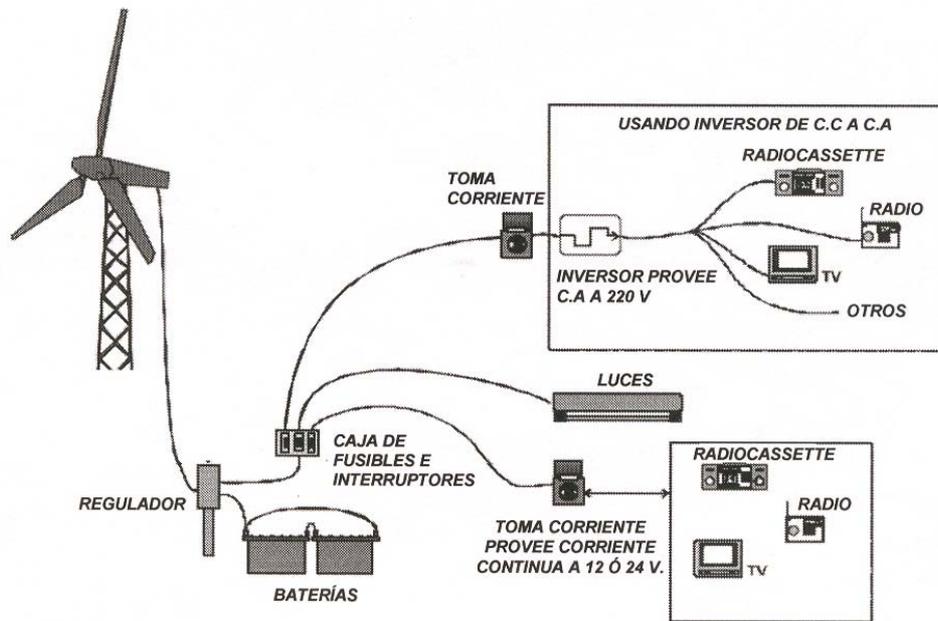
*Las soluciones adoptadas van desde sistemas excéntricos que “desalinean” al aerogenerador de su posición enfrentada al viento a sistemas de frenado que evitan que la palas giren en condiciones adversas. En la gran mayoría de los casos se emplean generadores sincrónicos de imán permanente y la acumulación se realiza en baterías de plomo-ácido. Para alimentar equipos que requieran C.A. desde las baterías es necesario utilizar convertidores de C.C. a C.A., llamados inversores.*

*Se han implementado sistemas autónomos para los más variados usos: alimentación de repetidoras de TV y telefonía, faros, instalaciones domiciliarias, etc. En todos ellos pudo demostrarse la factibilidad técnica.*

*Estudios comparativos realizados en varios países indican que los aerogeneradores son económicamente competitivos con otros sistemas de abastecimiento eléctrico aislado cuando se trata de potencias no muy superiores a los 5 kW y el recurso eólico es abundante.*

*Otros estudios indicaron que en el caso de electrificación rural puede competir, bajo ciertas condiciones, con la conexión a las redes. Se estimó que para demandas domiciliarias de aproximadamente 400 kWh/mes y velocidades de viento superiores a 4 m/s la generación eólica podía competir con el tendido de líneas más allá de los 5 km.*

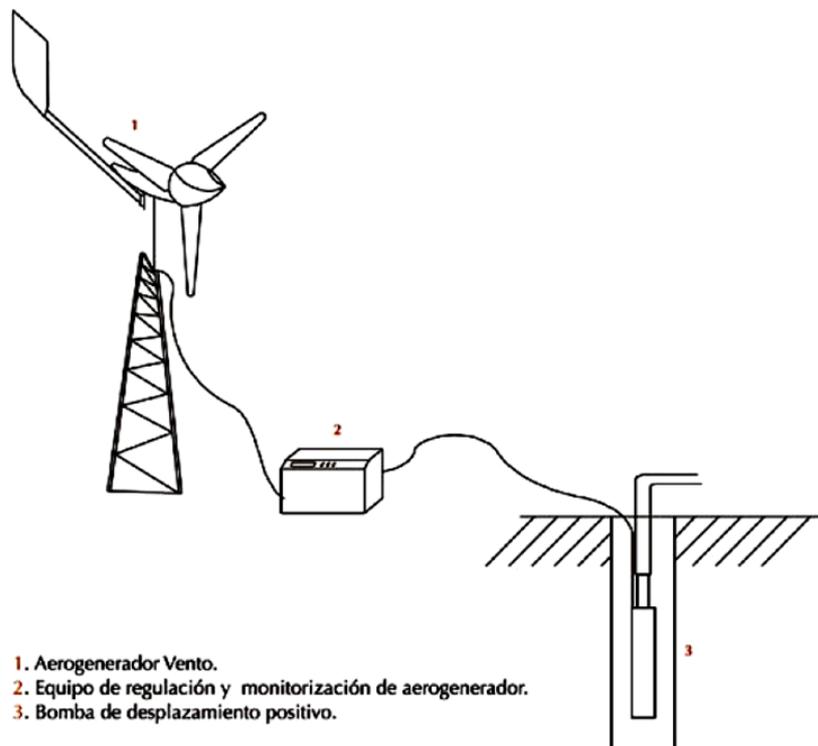
*Tomando en cuenta que en el mundo aproximadamente 1.500 millones de personas no tiene acceso a los servicios eléctricos centralizados y que existe un sinnúmero de requerimientos de baja potencia, el mercado potencial para la generación eólica autónoma es sumamente amplio y promisorio.*



**Ilustración 5.34:** Esquema típico de un sistema eólico para uso residencial.

Una aplicación alternativa de este tipo de sistemas es el bombeo de agua, utilizando una bomba eléctrica de desplazamiento positivo. La instalación consistirá en el aerogenerador, su equipo de regulación y monitorización y una bomba de desplazamiento positivo especialmente adaptada para funcionar directamente conectada al equipo de regulación del aerogenerador.

La siguiente ilustración muestra un sistema de este tipo:

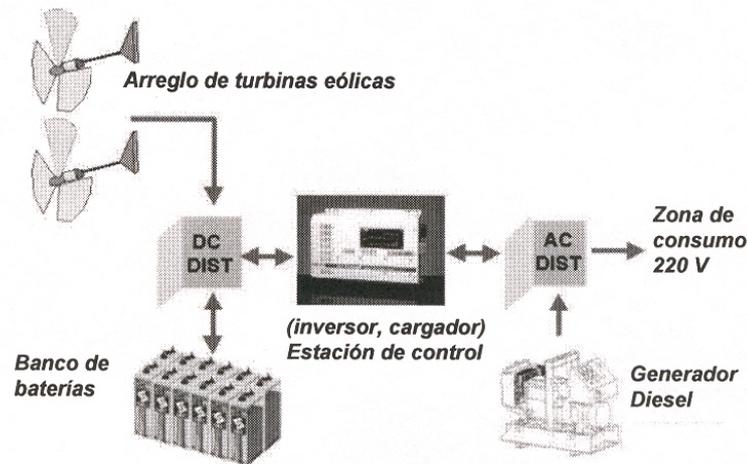


1. Aerogenerador Vento.
2. Equipo de regulación y monitorización de aerogenerador.
3. Bomba de desplazamiento positivo.

**Ilustración 5.35.** Sistema eólico aislado para el bombeo de agua.

#### 4.1.3.1.2. Sistemas híbridos o mixtos.

Pequeñas turbinas eólicas brindan una solución atractiva para la electrificación rural en muchos lugares, por su operación económica y simple. Sin embargo, la fluctuación del viento no permite obtener una producción de electricidad constante. Por esta razón, frecuentemente, se usa una turbina eólica en combinación con otra fuente de generación; por ejemplo, paneles fotovoltaicos o un generador eléctrico a base de diesel. Este tipo de sistema se llama un “sistema híbrido”. La mayor ventaja de un sistema híbrido es que provee mayor confiabilidad para la generación eléctrica comparado con uno individual.



**Ilustración 5.36: Sistema híbrido eólico – diesel.**

En ciertas regiones del mundo, particularmente islas y países en desarrollo, se dan condiciones demográficas, geográficas o económicas que limitan la posibilidad de brindar abastecimiento eléctrico desde las redes interconectadas nacionales. Esto ha dado origen a la instalación de una gran cantidad de pequeñas redes aisladas, alimentadas, por lo general, con generadores diesel.

Debido al pequeño tamaño de las instalaciones o a su ubicación aislada, los costos de generación son apreciablemente más altos que los de los sistemas interconectados. Costos operativos en el rango de 1,5 a 4 centavos de \$US/kWh son usuales en la generación en gran escala, mientras que valores entre 5 y 20 centavos de \$US/kWh, y aún mayores, son típicos en instalaciones aisladas.

Si se toma en cuenta que en lugares con buen viento se puede generar energía eléctrica en el rango de 5 -15 centavos de \$US/kWh, la operación en paralelo de aerogeneradores y equipos diesel surge como una alternativa interesante.

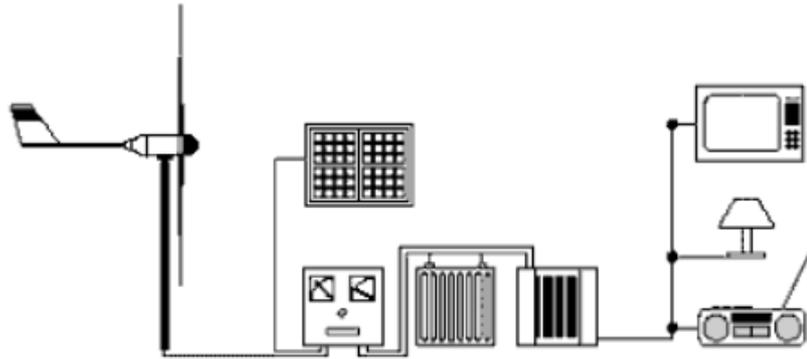
Hasta ahora, prácticamente todas las instalaciones Diesel-Eólicas fueron hechas con fines de demostración y están en un nivel de desarrollo que podríamos catalogar como prototipo. Si bien existe suficiente información sobre cada uno de los componentes, los datos operativos acumulados de instalaciones completas no son muy abundantes ni cubren períodos prolongados de funcionamiento.

Los resultados son muy alentadores aunque todavía insuficientes para permitir el paso a una escala comercial comparable a la dada en los sistemas aislados o en los interconectados a las redes.

Una estrategia que se ha comenzado a emplear en los sistemas diesel-eólicos relativamente pequeños (5 - 15 kW) es la de incorporar acumulación en baterías y sólo emplear el generador diesel para recargar baterías y haciéndolo operar en el punto de

máxima eficiencia. En estos casos el costo de la acumulación es compensado por el menor costo operativo del motor diesel.

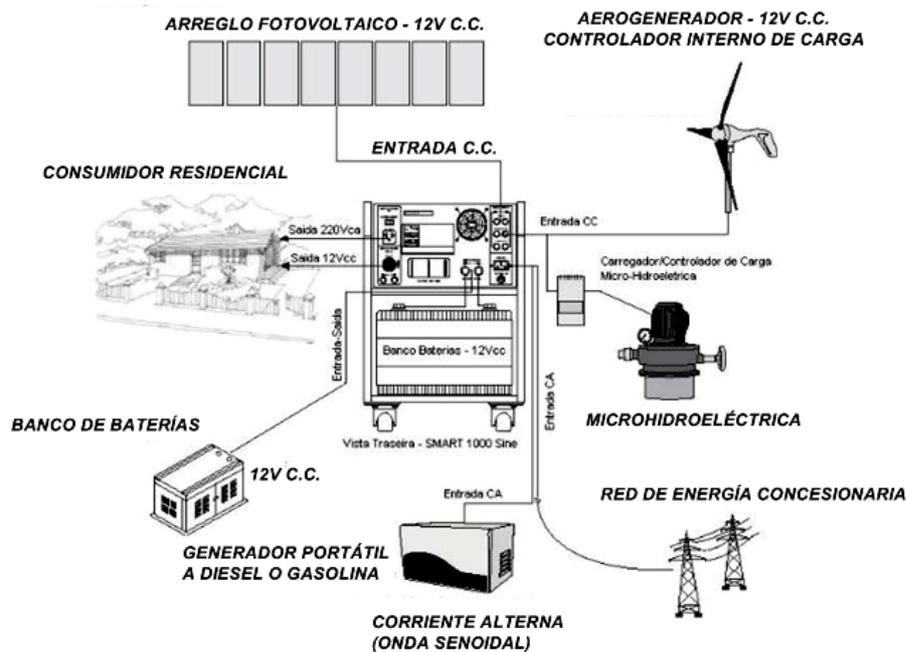
La combinación de energía eólica con paneles fotovoltaicos es muy apropiada para zonas aisladas porque no requiere del transporte de combustibles fósiles y, en muchos lugares, la disponibilidad del viento complementa la del Sol, así también se puede realizar combinaciones con sistemas hidroenergéticos o a biogás.



**Ilustración 5.37:** Sistema híbrido eólico – solar fotovoltaico en red aislada.

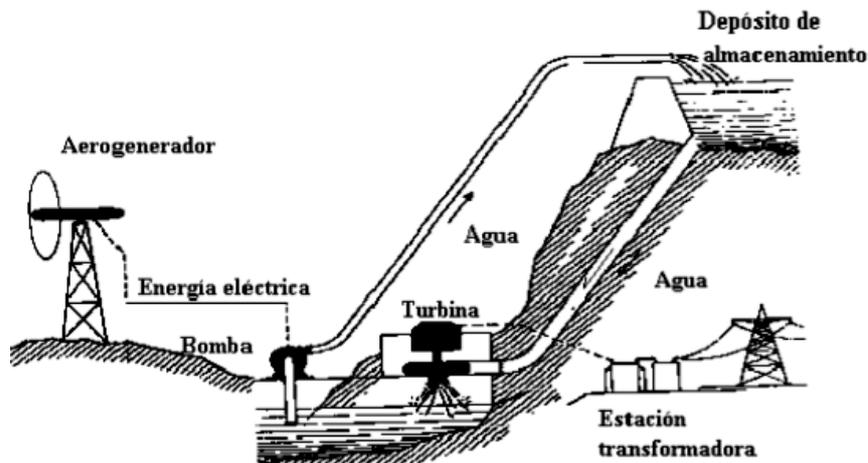
Los sistemas híbridos son especialmente buenos para la electrificación de comunidades y para usos productivos como el procesamiento de productos agrícolas, porque estas aplicaciones, generalmente, requieren un servicio eléctrico más confiable y estable.

Otra forma de utilizar los sistemas híbridos es conectados a red es a través de un arreglo mixto entre conexión a red y un sistema híbrido tal como se muestra en la siguiente ilustración:



**Ilustración 5.38:** Esquema de un sistema híbrido conectado a red.

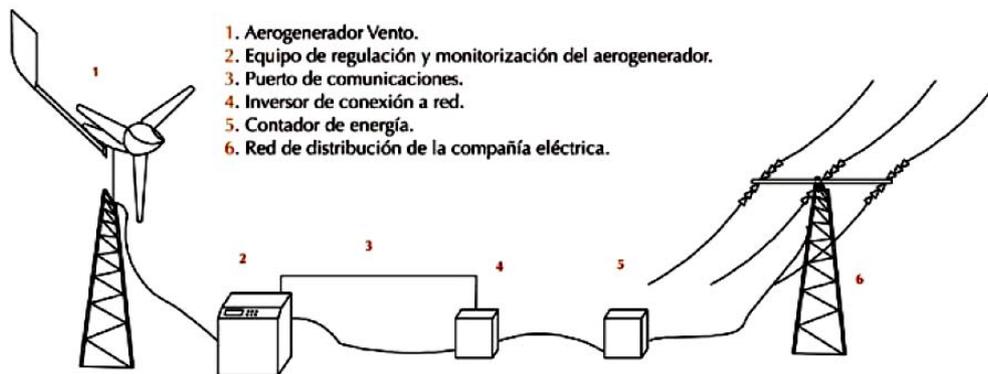
Otra forma interesante de utilizar un sistema híbrido es el caso de un sistema eólico – hidroeléctrico. Como se muestra en la siguiente ilustración, se trata del caso de un aerogenerador que genera energía eléctrica para que sea utilizada por la bomba centrífuga, la cual lleva la cantidad necesaria de agua al reservorio de la central hidroeléctrica, para que seguidamente sea transformada en energía eléctrica mediante el grupo turbina – generador. Esta es una forma ingeniosa de resolver el problema de un bajo caudal de agua o de una baja velocidad del viento para instalar solamente un sistema eólico o solo un sistema hidroeléctrico.



**Ilustración 5.39:** Esquema de un sistema eólico para abastecimiento de agua a una central hidroeléctrica.

#### 4.1.3.1.3. Aerogeneradores acoplados a las redes eléctricas.

Al margen de algunas experiencias aisladas como la del aerogenerador de 100 kW nominales instalado en Balaclava, URSS, que operó entre 1931 y 1942 o el aerogenerador de 1,25 MW instalado en Grandpa's Knob, Vermont, USA en 1940, es a partir de comienzos de la década del 80 que la utilización del recurso eólico para generación de energía eléctrica experimentó un salto cualitativo y cuantitativo espectacular.



**Ilustración 5.40:** Esquema de instalación eólica de baja potencia con conexión a red

Esta es la aplicación actual más significativa de los aerogeneradores desde el punto de vista del total de energía generada. Países como Estados Unidos de América y Dinamarca, por mencionar los casos más destacables, han incentivado la generación eléctrica de origen renovable favoreciendo la implantación de los llamados parques o plantas eólicas. Países como EEUU de Norteamérica, Dinamarca y Alemania, entre

otros, han promovido la instalación de grandes máquinas conectadas a las redes eléctricas, estimándose en la actualidad unos 25000 aerogeneradores conectados a las redes.



**Ilustración: 5.41: Parque eólico offshore de Middelgrunden en Dinamarca.**

*Si bien las crisis petroleras de la década del 70 influyeron, en gran medida, en el desarrollo de nuevas tecnologías energéticas, su real penetración en el mercado de la generación eléctrica no hubiera sido posible sin la creación de un marco legal, económico y político favorable para las inversiones del sector privado, como lo es la ley PURPA en los Estados Unidos de América. Es muy importante destacar este aspecto pues hay muchas regiones en el mundo donde existen condiciones climáticas iguales, o mejores, a las de Dinamarca o EE.UU. pero, sin un marco adecuado, estas inversiones son impensables.*

*Los aerogeneradores de tres palas son quienes dominan el mercado actual de tecnología (solo 3% son Darrieus o bipala). Con potencias que van desde los 50 a algo más de 1 MW, se producen en escala totalmente comercial. La gran mayoría utilizan generadores asíncronos. El tamaño de las máquinas ha ido creciendo con el desarrollo tecnológico; a comienzos de la década del 80 eran usuales potencias entre 30 y 100 kW, actualmente la mayoría de las máquinas que se están instalando tienen potencias entre 400 kW y 1 MW. Hasta el año 2000 la mayor máquina de eje horizontal construida tenía 3,2 MW nominales (100 metros de diámetro) y está en operación en Hawai desde 1987, actualmente la mayor máquina*

**Tabla 5.13: Costos de generación de diferentes centrales eléctricas.**

TIPO DE CENTRAL	COSTO DE LA ELECTRICIDAD ¢US/kWh
Eólica	5-22
Carbón	3-11
Nuclear	4-18
Fuel-Oil	4-14
Gas Natural	2-10
Hidráulica	3-20
Biomasa	6-14
Fotovoltaica	10-37

*El costo de la energía generada es comparable a muchos sistemas de generación convencional. Los valores de la tabla 5.13 son el resultado de un estudio realizado por la Comisión de Energía del Estado de California en 1988. Los costos de instalación son también comparables y están en el orden de 1000 - 1200 \$US/kW. Los factores de utilización oscilan entre 15 y 30%, dependiendo del lugar de instalación y del tipo de máquinas. Con el mejoramiento del diseño de los rotores y, sobre todo, con el desarrollo de metodologías para localizar parques eólicos y aerogeneradores, los factores de utilización en las nuevas instalaciones tienden a ubicarse en el orden del 30%, valor que se aproxima al de muchas centrales hidráulicas.*

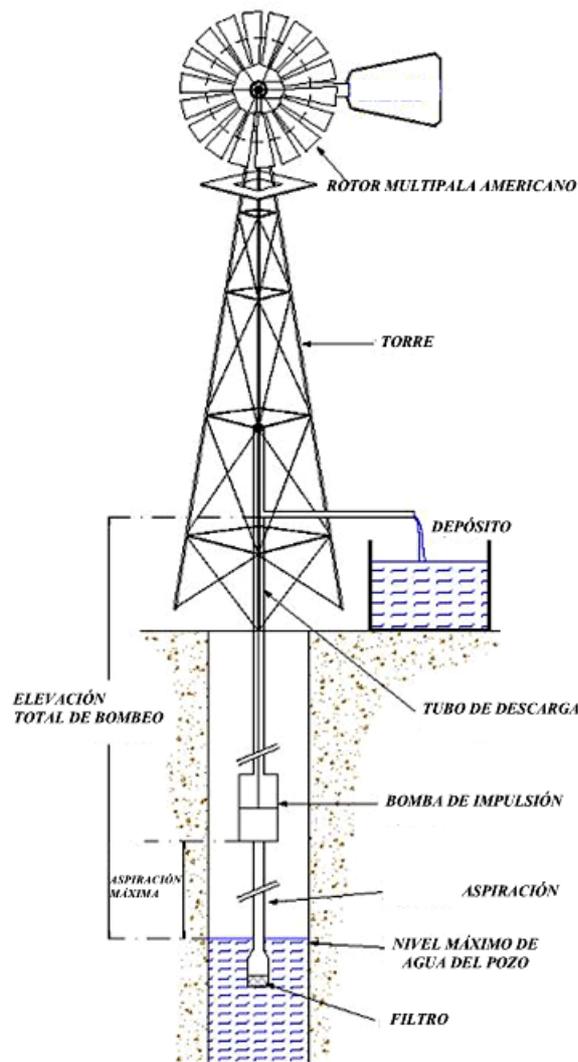
*El estado de California, EE.UU., fue una región piloto para el desarrollo de los parques eólicos. Actualmente en las regiones de Altamont Pass, Tehachapi y San Gorgonio funcionan unos 14.500 molinos entregando más de 2.300 millones de kWh en las redes eléctricas, equivalente a la demanda residencial de una ciudad como San Francisco y economizando unos 430.000 m<sup>3</sup> de petróleo por año. El más importante de los parques, Altamont Pass, tiene aproximadamente 7300 aerogeneradores entre 40 y 750 kW y fue desarrollado por una veintena de empresas utilizando máquinas de distintos orígenes pero en su gran mayoría norteamericanas y dinamarquesas.*

#### **4.1.3.1.4. Obtención de energía mecánica.**

*Estas aplicaciones, típicamente autónomas, fueron históricamente las primeras y se las destinó a mover todo tipo de máquinas. La invención de los motores de combustión y del generador eléctrico (y el desarrollo de los sistemas de distribución) originaron su paulatino reemplazo por motores más controlables y estables en el tiempo.*

*En el caso de los molinos de viento destinados al bombeo de agua ocurrió un proceso similar al implementarse la electrificación rural, sobre todo en los países más desarrollados. Del total de 6 000 000 de molinos producidos en los EE.UU. hasta comienzos del siglo XX solo 150 000 quedan en operación en nuestros días.*

*En regiones menos desarrolladas, el bombeo de agua con máquinas eólicas continuó siendo en muchos casos la única alternativa económicamente viable. En islas de Grecia, donde aún se utilizan los molinos con palas de tela, y en la llamada pampa húmeda de Argentina y en las grandes llanuras australianas, donde se impusieron los molinos multipala tipo americano, las máquinas eólicas pueden contarse de a miles.*

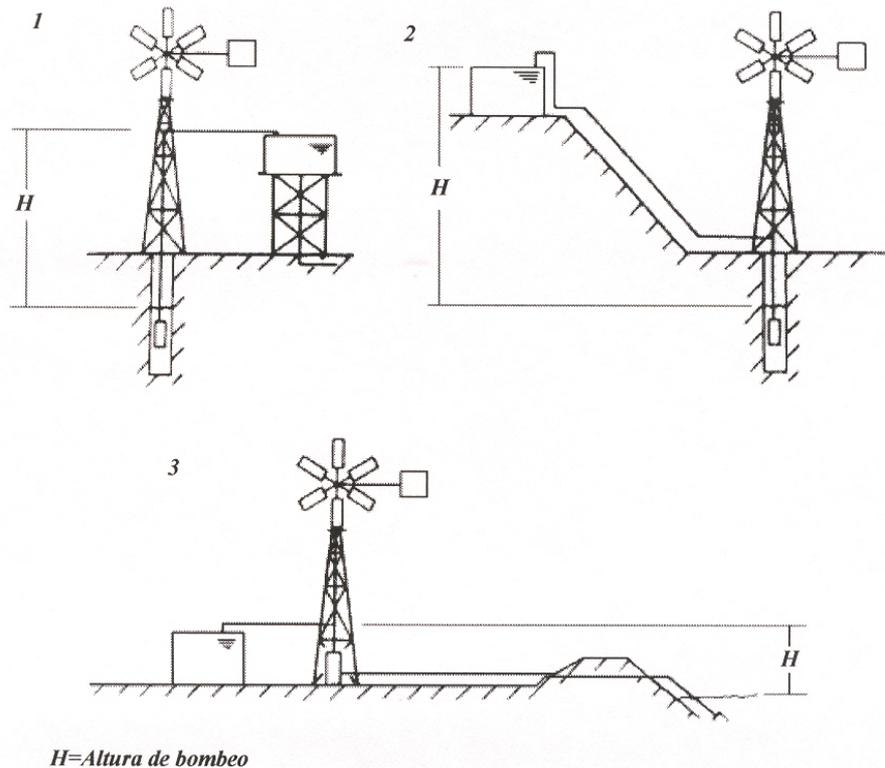


**Ilustración 5.42: Sistema eólico para el bombeo mecánico de agua.**

La tecnología de aerobombeo ha sido materia de estudio y desarrollo de algunas soluciones interesantes, particularmente desde 1980 donde algunas soluciones son realidades comerciales y disponibles en el mercado. Sobra mencionar que equipos tradicionales de aerobombeo directo como los molinos multipala americanos, han tenido poco desarrollo en años recientes, ya que estos equipos han demostrado su viabilidad y robustez desde principios del siglo XX.

El tipo de solución técnica al problema de aerobombeo depende de la disponibilidad del recurso hidráulico, ya que su localización determina la estrategia de bombeo. En este sentido se distinguen dos situaciones prácticas, a saber: aerobombeo directo y aerobombeo remoto.

La primera situación de bombeo ocurre cuando la fuente de agua es un pozo o aljibe y la solución de aerobombeo es la aplicación de bombeo directo en el cual el molino se coloca directamente sobre la fuente de agua. Este tipo de instalación es la más común de las aplicaciones de aerobombeo. (Ver Ilustración 5.42). Una variante de esta aplicación puede ser cuando la bomba extrae agua de un río y la bomba hidráulica puede ser localizada en la base de la torre y la acción de bombeo se realiza lateralmente. La Ilustración 5.43 resume estos tipos de instalaciones.



**Ilustración 5.43: Figura 2 Configuración típica de aerobombeo directo.**  
**(Tomado de: Gipe, P. Wind Power for Home & Business, 1993)**

La segunda opción, la de aerobombeo remoto, consiste en el tipo de solución, en la cual la fuente de agua se encuentra apartada de la posible localización de la torre de la aerobomba. Esta situación es típica de regiones montañosas en las cuales el recurso eólico tiene mayor intensidad en la cima de las montañas y la fuente de agua es un río, un pozo o aljibe que se encuentra a gran distancia, tanto lateral como vertical.

Dependiendo del tipo de instalación, sea directa o de bombeo remoto, se han desarrollado esquemas de bombeo en la cual se incluyen transmisiones de movimiento de diversas formas. Por lo tanto cada solución determina el tipo de bomba hidráulica que se puede utilizar.

En lo que va del siglo XX, los molinos destinados al bombeo de agua no fueron objeto de desarrollos significativos. Las máquinas más utilizadas en la actualidad (multipala), con excepción de la incorporación de nuevos materiales, no difieren en mucho de las desarrolladas hace más de 100 años. Actualmente se están estudiando máquinas con acoplamiento directo a bombas centrífugas, salto tecnológico importante que podría permitir la extracción de mayores volúmenes de agua y alcanzar mayores profundidades que las permitidas por las bombas de pistón.

Una forma más detallada y resumida de las aplicaciones de la energía eólica se muestra en la siguiente ilustración:



**Ilustración 5.44: Aplicaciones de la energía eólica.**

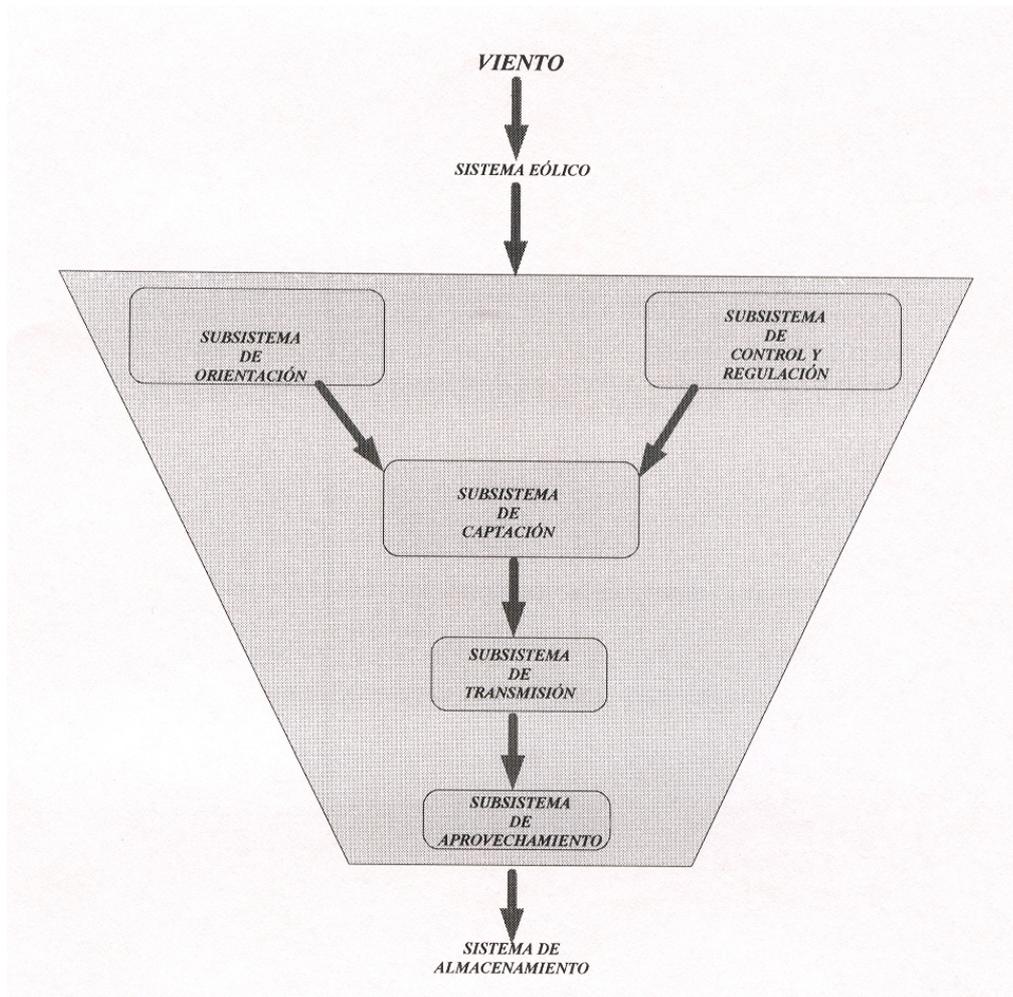
Las turbinas eólicas (aerogeneradores) han experimentado durante los últimos 20 años un desarrollo significativo. Se han mejorado los rendimientos, ha aumentado la confiabilidad y se han reducido los costos. El único punto sobre el que quedan algunas dudas es la durabilidad. Si bien en los cálculos se acostumbra tomar 20 años de vida útil, por el momento, ninguna de las máquinas actualmente en operación ha alcanzado ese tope.

La industria es aún demasiado joven y debe esperar unos 10 años más para demostrar con los hechos que esa meta es alcanzable; las tecnologías y materiales empleados dan un margen de confianza razonable. Tanto en el campo de las pequeñas potencias como en el de los sistemas conectados a las grandes redes de distribución, la energía eólica puede competir, si las condiciones son adecuadas, con los sistemas convencionales de generación. Sus limitantes más importantes son, quizás, el desconocimiento que muchos tienen de esta realidad y la falta de incentivos para la realización de inversiones en el sector.

#### **4.1.4. Descripción de las máquinas eólicas.**

Una máquina para la captación de la energía del viento es un sistema mecánico, constituido por un conjunto de elementos agrupados en subsistemas, que es capaz de tomar la energía cinética del viento y transformarla en otro tipo de energía (mecánica, eléctrica, etc.) para ser usada directamente, o almacenada para su empleo posterior.

En la siguiente ilustración se muestra esquemáticamente el conjunto de subsistemas que conforman una máquina eólica generadora de electricidad (aerogenerador) y una máquina eólica generadora de energía mecánica (aerobomba).



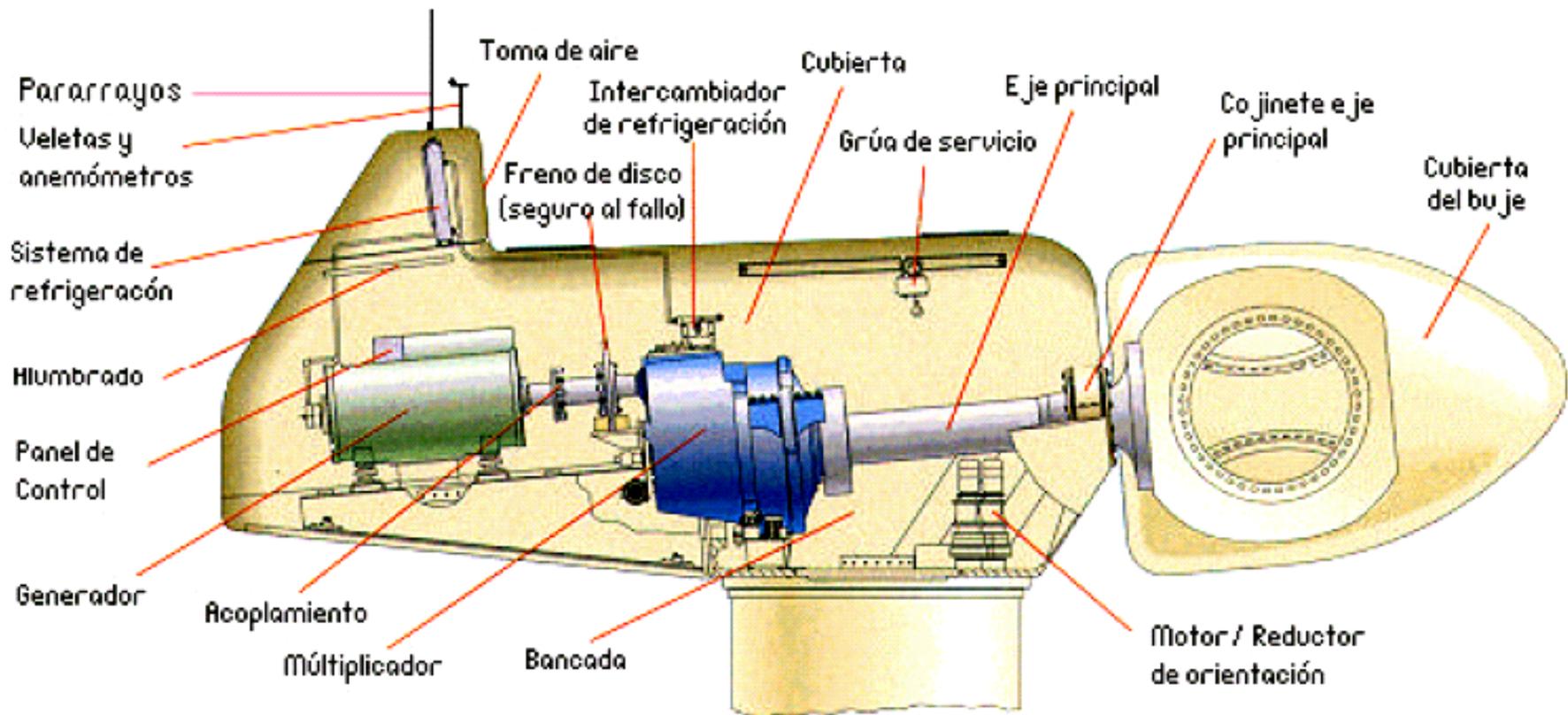
**Ilustración 5.45: Conjunto de subsistemas que conforman a una máquina eólica.**

#### **4.1.4.1. El sistema eólico.**

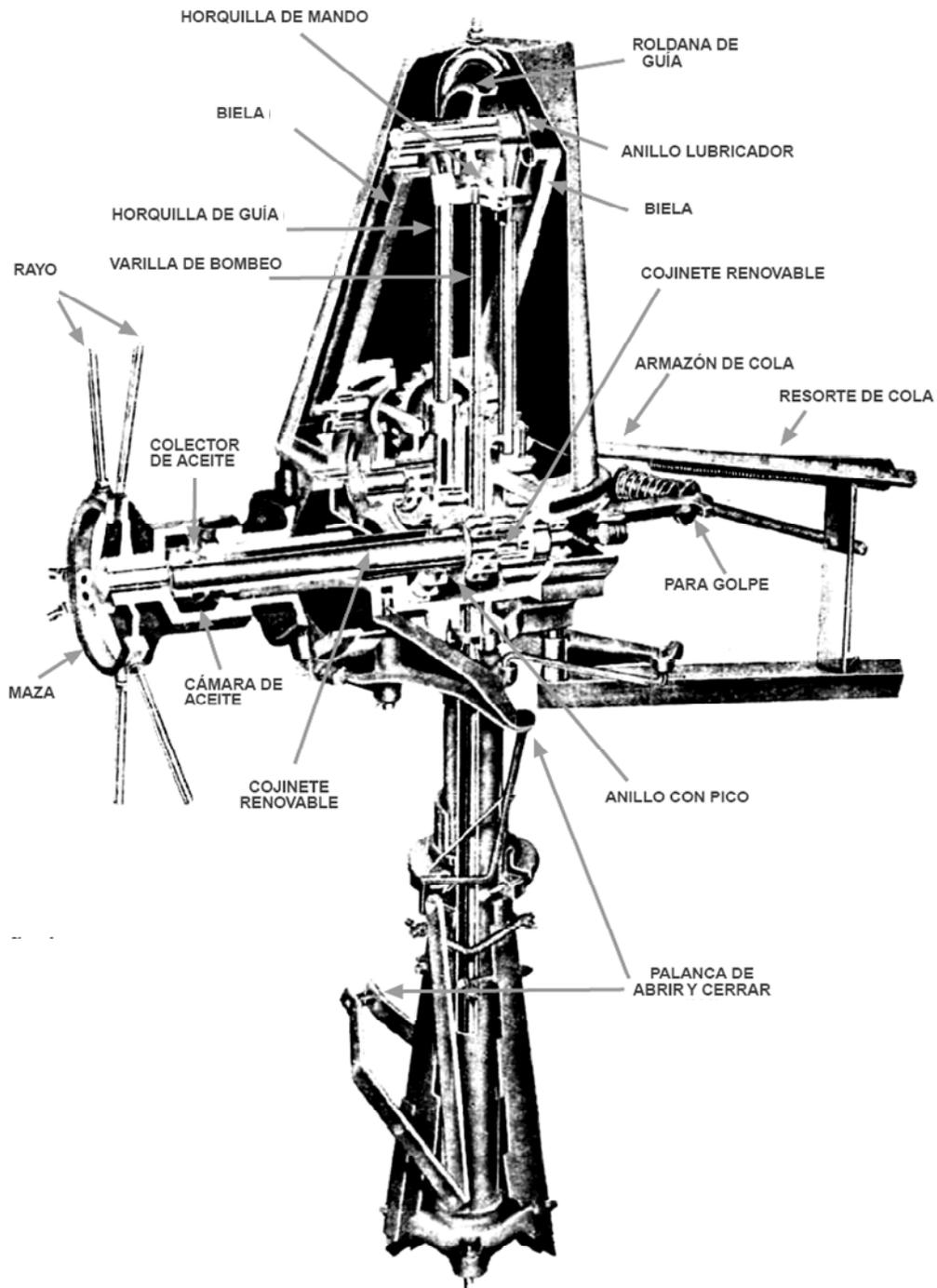
*El sistema eólico está formado por un conjunto de subsistemas que interaccionan entre sí para el buen funcionamiento de la máquina, basaremos nuestra descripción en función a las máquinas eólicas rápidas o aerogeneradores por ser las que presentan el sistema completo. El sistema eólico esta conformado por:*

- a) Subsistema de captación*
- b) Subsistema de orientación*
- c) Subsistema de regulación y control*
- d) Subsistemas de transmisión*
- e) Subsistemas de aprovechamiento*
- f) Subsistema de sustentación*

*Antes de entrar al estudio del sistema eólico observemos con detalle las siguientes ilustraciones, que muestran la diferencias constructivas entre una máquina eólica para generar electricidad (ilustración 5.46) y una máquina eólica para bombeo (ilustración 5.47).*



*Ilustración 5.46: Esquema típico de un generador eólico actual.*



**Ilustración 5.47:** Esquema típico de una máquina eólica para bombeo (aerobomba).

Las componentes principales de un sistema de aerobombeo son: el rotor eólico (subsistema de captación), el cual extrae la energía cinética del viento y la convierte en energía rotacional. La energía rotacional mecánica en el eje del rotor eólico es convertida en un movimiento oscilatorio ascendente-descendente a través de la transmisión (subsistema de transmisión). Esta puede tener una caja de reducción de velocidad (subsistema de regulación y control) y un sistema biela-manivela (subsistema de transmisión) para excitar el vástago que mueve la bomba de pistón (subsistema de aprovechamiento) o simplemente con acción directa sin reducción de velocidad. Todo

este conjunto esta soportado por una torre (subsistema de sustentación) y generalmente esta provisto con un sistema de seguridad (subsistema de regulación y control) para evitar operación de la aerobomba en condiciones de extremas de velocidad de viento, para su protección.

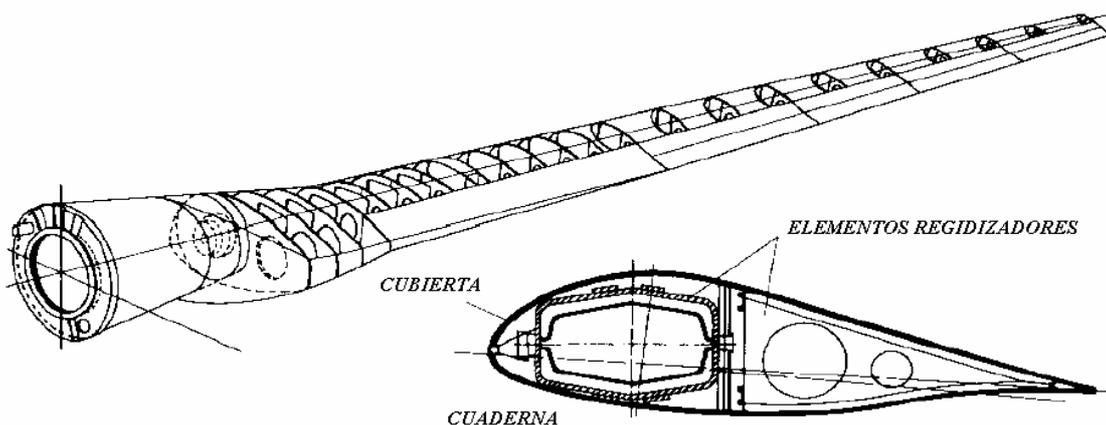
Existen componentes adicionales y las cuales juegan un papel importante en la acción de bombeo como es el sistema de tuberías para ascenso y distribución de agua (subsistema de aprovechamiento) y dependiendo de la instalación se requiere de un tanque de almacenamiento de agua.

En el caso de un sistema eolo-eléctrico, es sabido que la energía rotacional del eje del rotor eólico alimenta un generador eléctrico, generalmente un generador de imanes permanentes en sistemas pequeños, el cual produce energía eléctrica. Componentes adicionales como controles electrónicos de carga, baterías, cables son requeridos en estos sistemas.

En función de la estrategia de emplazamiento de la aerobomba, existen elementos adicionales como los sistemas de transmisión hidráulica, neumática, etc., los cuales imprimen cierta complejidad a la solución de aerobombeo. Como se menciona anteriormente, algunas estrategias de aerobombeo no son totalmente confiables, aunque algunas de estas sean comerciales. Debe tenerse en cuenta que los sistemas convencionales de aerobombeo tienen la ventaja de trabajar desatendidos por largos periodos de tiempo y algunos de estos sistemas como el aerobombeo remoto neumático ó hidráulico requieren de permanente supervisión, para un satisfactorio funcionamiento.

#### **4.1.4.1.1. Subsistema de captación.**

El subsistema de captación lo constituye la rueda o turbina eólica propiamente dicha. Su misión es transformar la energía cinética del aire en energía mecánica (giro de un eje, con una cierta potencia). Como ya vimos en la clasificación general de las máquinas eólicas, la posición del eje que soporta la rueda eólica determina una primera clasificación de estas máquinas en: máquinas de eje horizontal y de eje vertical.



**Ilustración 5.48: Construcción típica de una pala de aerogenerador.**

A su vez, cada uno de estos grupos se subdivide en otros grupos, según la forma de las palas o elementos de captación. Así se tienen de nuevo dos grupos:

- a) Con palas de sección constante (normalmente, con forma de chapas, planas o curvadas).
- b) Con palas de sección variable (de perfil aerodinámico tipo "ala de avión").

Por otro lado, los diferentes arreglos señalan otras diferencias, como pueden ser:

- Número de palas en la rueda (monopala, bipala, tripala, multipala).
- Número de ruedas de la máquina (Bihélice, multirotor).
- Posición de la rueda respecto del viento (rotor a barlovento y rotor a sotavento).

Finalmente, el material y la construcción de las palas también señalan importantes diferencias, según sean de tela, madera, acero, fibra de vidrio o de carbono u otras combinaciones, y también según se resuelva su construcción estructural: pala maciza, hueca con cuadernas, etc.

Los rotores eólicos utilizados en aerobombas, generalmente deben estar provistos de muchas palas (rotor multipala) debido a que son equipos de baja velocidad y requieren de fuerzas altas para realizar la función de bombeo. Es por esto que rotor multipala americano pueden llegar a tener 12, 18, 24 ó aún 36 palas (ver ilustración 5.49). Estos rotores se conocen técnicamente como rotor eólico de alta solidez, baja velocidad y alto momento par en el eje.



**Ilustración 5.49: Rotor multipala de aerobomba y detalle de los álabes.**

Desarrollos recientes, como en el rotor del molino de viento Gaviotas, es un rotor de solidez intermedia, más rápido y su diseño es considerado de bajo peso.

Como se verá más adelante, la **solidez ( $\Omega$ )** de un rotor se define como la relación entre el área ocupada por las palas del rotor y el área circular del rotor barrida en un giro. El rotor multipala americano puede alcanzar una solidez cercana al 85% contra una solidez del rotor Gaviotas del 30%.

En el otro extremo de diseño de rotores eólicos, por ejemplo, para generación eléctrica en la cual se requiere de mayor velocidad se utilizan rotores con solamente 3 palas aerodinámicas. La solidez de estos rotores de alta velocidad puede ser tan baja como de 7 a 8%.

Otro aspecto importante que define la operación de un rotor eólico es la relación que existe entre la **velocidad periférica ( $U$ )** de la punta de las palas y la **velocidad axial de viento ( $V$ )** que incide sobre el rotor.

Esta relación se conoce como la **velocidad específica, celeridad o TSR ( $\lambda$ )**. Así pues, un rotor con alta solidez tiene una relación de velocidad específica con un valor entre 1 y 2. Rotores con menor número de aspas (5 ó 6) tienen una relación de velocidad específica entre 2 y 4. Rotores eólicos para generación de electricidad son diseñados con relaciones de velocidad específica entre 6 y 10.

*A manera de ejemplo, si a un rotor eólico le incide un viento de 5 m/s, la velocidad periférica de la punta de las aspas para un rotor de alta solidez puede llegar a ser cerca de 7 a 8 m/s. Un rotor eólico con solidez intermedia tendrá una velocidad periférica cercana a los 15 m/s. Si en este ejemplo se considera un rotor de 3 metros de diámetro querrá decir que el equipo de alta solidez gira a 50 rpm contra 100 rpm para el equipo de más baja solidez. A mayores velocidades de viento más alta será la velocidad de giro.*

*En efecto, para una velocidad de viento dada, rotores de menor diámetro (entre 2 y 4 metros) giraran a más alta velocidad rotacional que un rotor con mayor diámetro (sea más de 5 metros). Las altas velocidades inducidas en la transmisión operando una bomba de pistón resultarían en elevados niveles de carga y esfuerzo que la construcción del equipo (torre, transmisión y vástago) no podrá resistir. Por ello es necesario proveer la transmisión con un reductor de velocidad en el cual con varias vueltas del rotor produzca un ciclo de bombeo. Un correcto acople entre sistema de transmisión de movimiento para pulsar una bomba de pistón típica exige que esta no exceda los 40 ciclos por minuto en todo el rango de operación. Evidencia teórica y experimental demuestran que mayores velocidades de operación de bombas de pistón resultan en un incremento en los daños producidos en todos los componentes de las aerobombas, reduciendo sustancialmente la vida útil del sistema.*

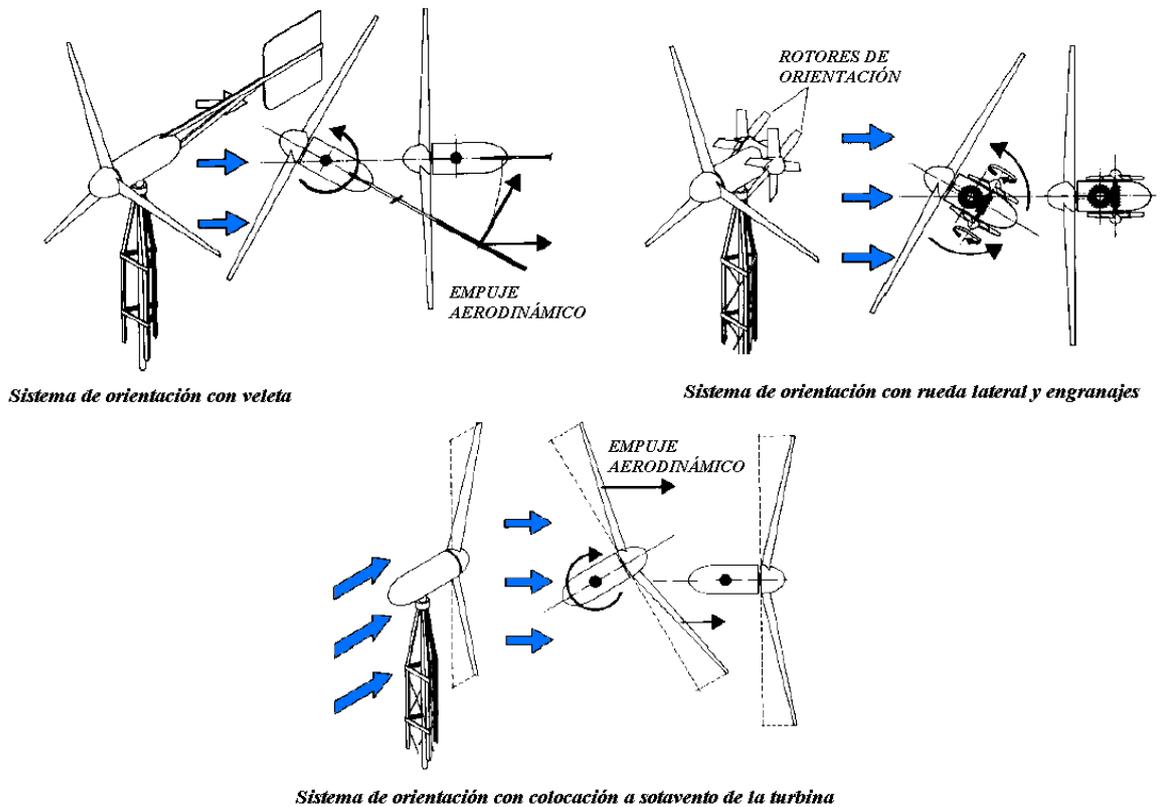
*Nuevos desarrollos de aerobombas de baja solidez sin necesidad de caja reductora de velocidades para la acción de bombeo, incluye elementos adicionales como elementos flexibles en la transmisión, diseño adecuado de las tuberías de ascenso y adecuados sistemas de seguridad para evitar altas velocidades de pulsación de las bombas.*

#### **4.1.4.1.2. Subsistema de orientación.**

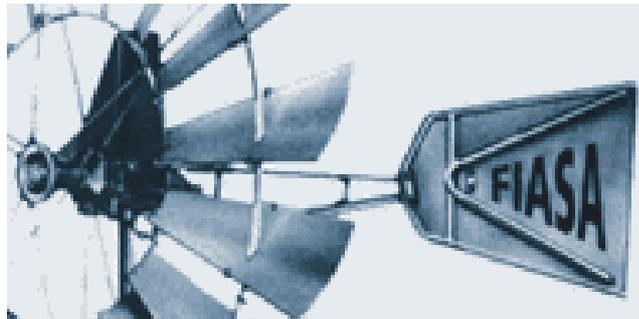
*Dada la variabilidad en la dirección del viento, la misión del subsistema de orientación es hacer que la turbina eólica se mantenga siempre con su plano perpendicular a la dirección del viento, de manera que la superficie enfrentada a éste sea siempre la máxima. Evidentemente, este subsistema sólo es necesario en las máquinas de eje horizontal, y no en las de eje vertical, que son "neutras" a la dirección del viento. Los sistemas de orientación son de tipo "pasivo" (mecánicos), o de tipo "activo" (eléctrico y electrónico). Dentro de los primeros se encuentran tres grupos:*

- *Los basados en una veleta. Este sistema se utiliza preferente para las aerobombas, en la que la veleta es una plancha de acero o aluminio de forma trapezoidal de área, peso y distancia del eje de rotación adecuados, además para este tipo de sistemas la veleta sirve como un contrapeso para equilibrar la máquina.*
- *Los basados en una rueda lateral y un mecanismo de engranajes. Cuando el viento cambia de dirección, incide sobre las ruedas laterales, haciéndolas girar, y transmitiendo su giro a la barquilla que soporta la turbina y ésta queda orientada de nuevo al viento, en ese momento las ruedas laterales ya no son accionadas por éste.*
- *Los basados en la colocación a sotavento de la turbina, respecto del eje pivote de la barquilla, en este caso, la turbina y la barquilla pueden girar libremente alrededor del eje de la torre, y la diferencia entre las fuerzas de empuje sobre las palas, según están dando más o menos la cara al viento, producen la autoorientación de la rueda. Para que este efecto se potencie se disponen las palas en forma de cono, y no en un plano.*

Los tres tipos de sistemas de regulación pueden apreciarse en las siguientes ilustraciones:



**Ilustración 5.50: Subsistemas de orientación para aerogeneradores.**



**Ilustración 5.51: Subsistema de orientación para aerobombas.**

Los sistemas activos constan de:

- Un "sensor" que señala en todo momento la dirección del viento (una veleta instrumentada).
- Un microprocesador que identifica los cambios de dirección del viento respecto de la posición de la turbina.
- Un motor eléctrico que, puesto en marcha por el microprocesador, hace que gire la barquilla que soporta la turbina hasta que ésta se coloque en la posición correcta.

#### 4.1.4.1.3. Subsistema de regulación y control.

Dada la variabilidad en la intensidad del viento, así como la de la carga aplicada a la máquina eólica en muchos casos, se precisa de un sistema, que permita regular la velocidad de funcionamiento evitando:

- Posibles embalamientos.
  - Por exceso de viento bajo carga constante.
  - Por descensos en la carga.
- Pérdidas de velocidad.
  - Por falta de viento con la carga plenamente aplicada.
  - Por aumentos repentinos de la carga aplicada.

De esta importante misión se encarga el sistema de regulación.

Por otro lado, también existe un sistema de control, que permite parar y arrancar la máquina a voluntad, pararla automáticamente en caso de averías, etc. De estos aspectos se encarga el sistema de control (aún cuando normalmente ambos sistemas, de regulación y de control, están totalmente integrados).

La mayoría de los aerogeneradores actuales son de velocidad constante: la velocidad de giro de su rotor debe permanecer casi constante a pesar de la variación de la velocidad del viento. Además algún dispositivo debe limitar la potencia y proteger al aerogenerador de sobreesfuerzos en caso de fuertes vientos. Estas funciones las asume el sistema de regulación de velocidad. Los métodos de regulación de velocidad se pueden clasificar en dos grupos:

- Métodos basados en palas fijas.
- Métodos basados en palas orientables.

Hoy en día son muchos los aerogeneradores que efectúan la regulación de velocidad por paso fijo de manera que, por encima de la velocidad nominal, la pala entra en pérdida aerodinámica limitando la potencia de salida. Existen también técnicas adicionales de control de velocidad con palas fijas como son la aleta estabilizadora articulada que gira al rotor en dirección paralela al viento.

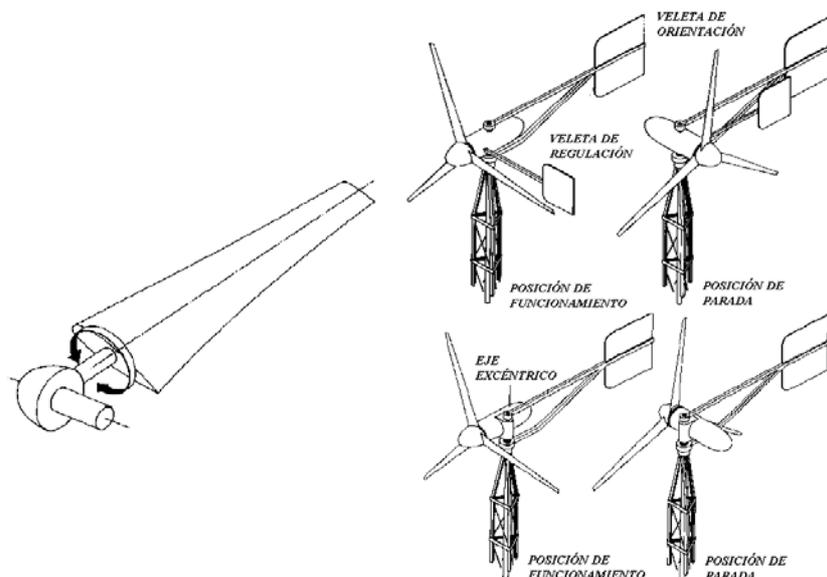


Ilustración 5.52: Subsistemas de regulación.

*Respecto a los métodos de regulación de velocidad basados en palas orientables, estos permiten la adaptación de las palas a diferentes condiciones de viento hasta el repliegue en caso de viento muy fuerte.*

*Existen múltiples métodos, ya sean constituidos por resortes, masas o servomotores. Pocos sistemas eólicos tienen un sistema de regulación de velocidad orientable mediante el cual el ángulo de paso está cambiando constantemente, la mayoría de los sistemas consideran a las palas fijas en un ancho margen de viento. Estos métodos tienen múltiples ventajas:*

- *Ayudan a arrancar el rotor, posicionan el ángulo de ataque de la pala de forma que esté*
- *en el punto de operación óptimo.*
- *Efectúan el control de vueltas para que no se sobrecargue el generador.*
- *Protegen a todo el sistema frente a daños debidos a una alta velocidad del viento.*

*Actualmente, la regulación de los aerogeneradores se lleva a cabo en un control que suele ser un ordenador. El sistema de control electrónico recibe, mediante sensores que monitorizan las variables más importantes, datos como la velocidad del viento, las revoluciones por minuto del eje, las vibraciones que puedan aparecer, la potencia generada, el ángulo de paso de la pala, etc. A partir de estas entradas, el ángulo de paso de la pala óptimo se obtendrá mediante un algoritmo, a partir del cual se envíe una orden adecuada a los actuadores. Esta técnica controla las vueltas del rotor en todo el rango de operación. Si se detecta algún problema o algún parámetro fuera del rango preseleccionado, el sistema, actuando sobre los servomecanismos del ángulo de paso, pondrá a la pala fuera de operación (posición de bandera, ángulo = 90°); cuando todo vuelva a la normalidad efectuará el proceso de arranque de nuevo.*

### ***Regulación de potencia.***

*Desde el punto de vista de la potencia existen dos apartados: uno es la conexión del generador a la red cuando las vueltas del mismo están a velocidad de sincronismo. Esta condición se da cuando no hay exceso de par y la potencia ni entra ni sale del generador.*

*La otra es el control de velocidad del rotor; así no existe sobrepotencia en el generador (exceso de deslizamiento, par u otros parámetros) y no se causan daños en el sistema de generación. El control de vueltas del rotor se ha discutido en la sección anterior y lo único que se debe recordar es que si se desconecta eléctricamente al generador, se debe utilizar algún tipo de control de velocidad del rotor.*

*En el caso de las aerobombas, los rotores eólicos deben tener la capacidad de girar para encarar el viento en caso de que este cambie su dirección y al mismo tiempo protegerse de intensidades de viento muy altas que pueden causar sobrecargas excesivas a la torre, a la transmisión y al rotor. Diversos diseños se han probado e implementado para alcanzar la acción de control y seguridad necesarios para la protección del equipo de eventuales rachas de alta velocidad de viento y tormentas.*

*Generalmente los subsistemas de regulación y control se combinan con los sistemas de orientación, del tipo mecánico, y en los cuales se garantiza que a bajas velocidades de viento el rotor enfrente plenamente el viento y con velocidades de viento mayores el rotor se desorienta para limitar la velocidad de excitación de la bomba y reducir, así, las fuerzas y cargas inducidas en todo el sistema.*

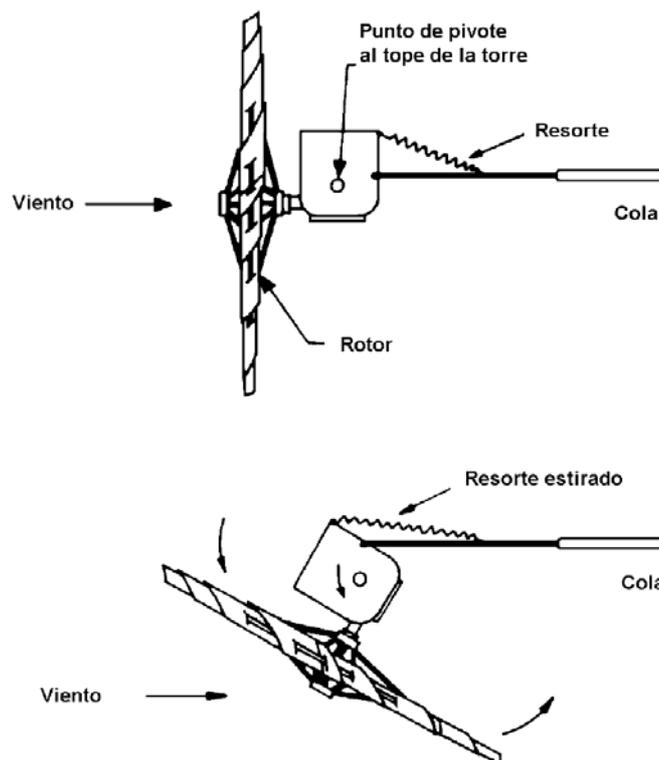
*Los sistemas mecánicos de regulación - control y orientación, fundamentalmente, se basan en la colocación excéntrica entre el eje del rotor y el eje vertical de la torre. Esta*

excentricidad es pequeña y permite la presencia de una fuerza de empuje horizontal ejercida por el rotor tendiendo a auto-rotar alrededor del eje vertical de la torre. El balanceo o desbalanceo de esta fuerza de empuje horizontal (representado en un momento par vertical) se logra a través fuerzas aerodinámicas ejercidas sobre la cola de la aerobomba o sobre placas laterales que regulan este movimiento vertical.

Generalmente, el desequilibrio de estas fuerzas, cuando se saca el rotor de la dirección del viento incidente, es compensado por contrapesos o resortes que recuperan la colocación del rotor eólico cuando la velocidad del viento disminuye.

Los sistemas de regulación – control y orientación comienzan a operar a velocidades de viento entre 10 y 12 m/s (35 a 40 km/hr) y detienen completamente el rotor y lo sacan de operación a velocidades cercana a los 15 m/s (50 km/hr). Adicionalmente, al sistema mecánico de regulación – control y orientación, algunas aerobombas también cuentan con frenos mecánicos operados manualmente para frenar totalmente el sistema para permitir actividades de mantenimiento o detenerlo cuando no se requiere abastecimiento de agua.

Vale la pena mencionar que la inadecuada operación de un sistema de regulación – control y orientación conduce a situaciones catastróficas poniendo el riesgo la alta inversión que implica una instalación de aerobombeo. La siguiente ilustración muestra el mecanismo de seguridad simplificado de las aerobombas convencionales multipala americano.



**Ilustración 5.53: Sistema de regulación – control y orientación con cola trasera.**

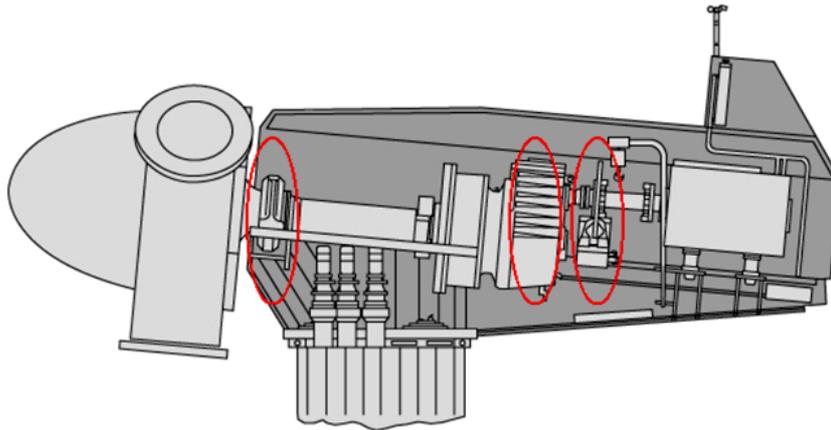
#### **4.1.4.1.4. Subsistema de transmisión.**

Es el encargado de transmitir la potencia en el eje de la turbina eólica hasta el subsistema de aprovechamiento (generador eléctrico, bomba de pistones, etc.). Normalmente esta transmisión puede ser directa o a través de una caja multiplicadora.

Este subsistema está formado por:

- Trenes de engranajes.
- Árboles de transmisión
- Sistemas hidráulicos de potencia (o cualquier combinación de éstos).

En el caso de aerogeneradores, el subsistema de transmisión tiene otra misión importante, y es la de conseguir, que a partir de las bajas revoluciones por minuto de la turbina eólica, el alternador sea accionado con la alta velocidad que exigen los modelos comerciales.



**Ilustración 5.54:** Diferentes engranajes para diferentes procesos de transmisión. En una aerobomba

### **¿Por qué utilizar una caja multiplicadora?**

La potencia de la rotación del rotor de la turbina eólica es transferida al generador a través del tren de potencia, es decir, a través del eje principal, la caja multiplicadora y el eje de alta velocidad.

Pero, ¿por qué utilizar una caja multiplicadora? ¿No podríamos hacer funcionar el generador directamente con la energía del eje principal?. Si usásemos un generador ordinario, directamente conectado a una red trifásica de CA ( corriente alterna ) a 50 Hz, con dos, cuatro o seis polos, deberíamos tener una turbina de velocidad extremadamente alta, de entre 1000 y 3000 revoluciones por minuto (r.p.m.), como se verá cuando hablemos del subsistema de aprovechamiento, con un rotor de 43 metros de diámetro, esto implicaría una velocidad en el extremo del rotor de bastante más de dos veces la velocidad del sonido, así es que deberíamos abandonar esta opción.

Otra posibilidad es construir un generador de CA lento con muchos polos. Pero si quisiera conectar el generador directamente a la red, acabaría con un generador de 200 polos (es decir, 300 imanes) para conseguir una velocidad de rotación razonable de 30 r.p.m.

Otro problema es que la masa del rotor del generador tiene que ser aproximadamente proporcional a la cantidad de par torsor (momento, o fuerza de giro) que tiene que manejar. Así que, en cualquier caso, un generador accionado directamente será muy pesado (y caro).

### **Menos par torsor, más velocidad.**

La solución práctica, utilizada en dirección contraria en muchas máquinas industriales, y que está relacionada con los motores de automóviles, es la de utilizar un multiplicador.

Con un multiplicador se hace la conversión entre la potencia de alto par torsor, que obtiene del rotor de la turbina eólica girando lentamente, y la potencia de bajo par torsor, a alta velocidad, que utiliza en el generador.

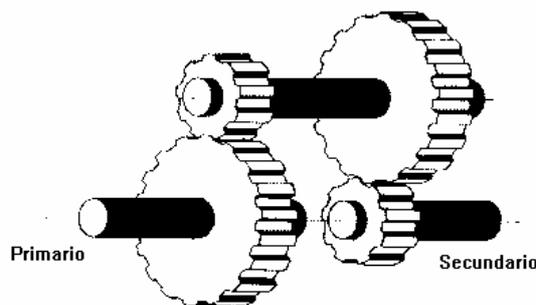
La caja multiplicadora de la turbina eólica no "cambia las velocidades". Normalmente, suele tener una única relación de multiplicación entre la rotación del rotor y el generador. Para una máquina de 600 ó 750 kW, la relación de multiplicación suele ser aproximadamente de 1:50.

La fotografía de abajo muestra una caja multiplicadora para un aerogenerador de 1,5 MW. Esta particular caja multiplicadora es un tanto inusual, pues tiene bridas para acoplar dos generadores en la parte de alta velocidad (en la derecha). Los accesorios naranja, que están justo debajo de los dispositivos de sujeción de los generadores (derecha), son frenos de emergencia de disco accionados hidráulicamente. El fondo puede ver la parte inferior de una góndola para una turbina de 1,5 kW.



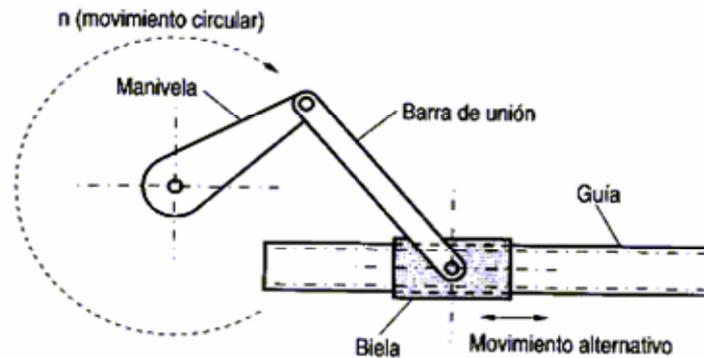
**Ilustración 5.55: Caja multiplicadora para un aerogenerador de 1.5 MW.**

Los sistemas de engranajes se usan principalmente para los sistemas eólicos de generación de electricidad, primeramente en estos es necesario aumentar la velocidad de giro, ya que generalmente los rotores tienen una velocidad de giro demasiado bajas (<200 rpm) como para poder accionar directamente un generador de corriente eléctrica. Por tanto, para estas máquinas es imprescindible intercalar un multiplicador entre el rotor y el generador. El sistema consta de un eje primario acoplado directamente al eje de rotación del captador, que a través de un multiplicador transmite la potencia al eje del generador (eje secundario).



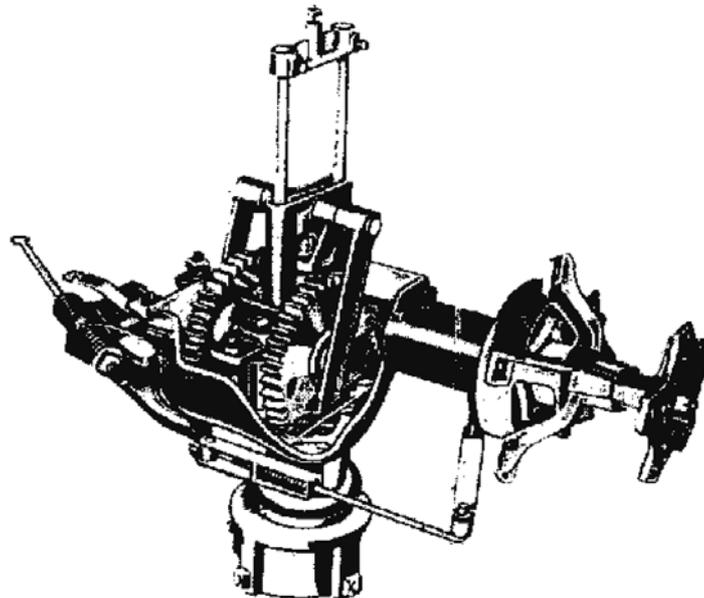
**Ilustración 5.56: Multiplicador de engranajes.**

La transmisión en una aerobomba es aquella que toma el movimiento giratorio del eje del rotor y lo convierte en un movimiento lineal de ascenso y descenso para pulsar la bomba de pistón, denominado movimiento biela manivela (vea la siguiente ilustración).



**Ilustración 5.57: Sistema biela manivela.**

Aquellas aerobombas que requieren reductor de velocidad generalmente utilizan doble engranaje para aliviar las cargas desparejas en el mecanismo de biela manivela (ver ilustración 5.57 y 5.58). La reducción de velocidad típica es de 3 a 1 y el conjunto viene sumergido en un baño de aceite para la adecuada lubricación.



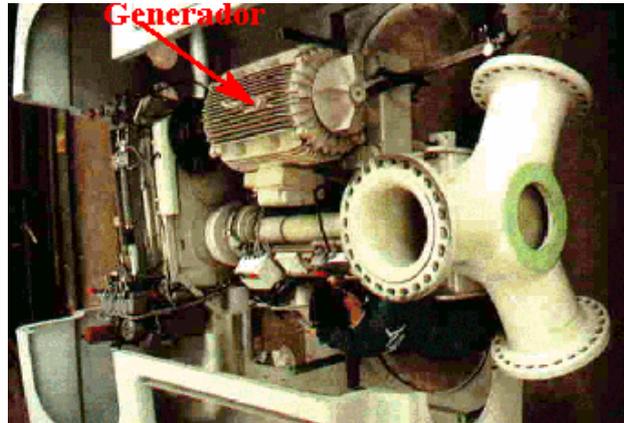
**Ilustración 5.58: Caja reductora de velocidad en aerobomba.**

**(Tomado del Manual: Assembly Instructions, Dempster Industries, Inc., Nebraska, 1980)**

El movimiento oscilante producido por el sistema de bielas y manivelas es transmitido a la bomba por un vástago guiado en varios puntos, ya que puede alcanzar longitudes considerables sobretodo en bombeo desde un pozo profundo. Los vástagos cuentan con un eslabón giratorio para desacoplar cualquier giro vertical causado por cambios en la dirección del viento, para prevenir que este giro sea transmitido a la bomba. Adicionalmente, el vástago cuenta con un fusible mecánico proteger la bomba de eventuales daños que pueden ocurrir.

#### **4.1.4.1.5. Subsistema de aprovechamiento o generación.**

Es el encargado de efectuar un trabajo útil partiendo de la energía captada por la turbina.



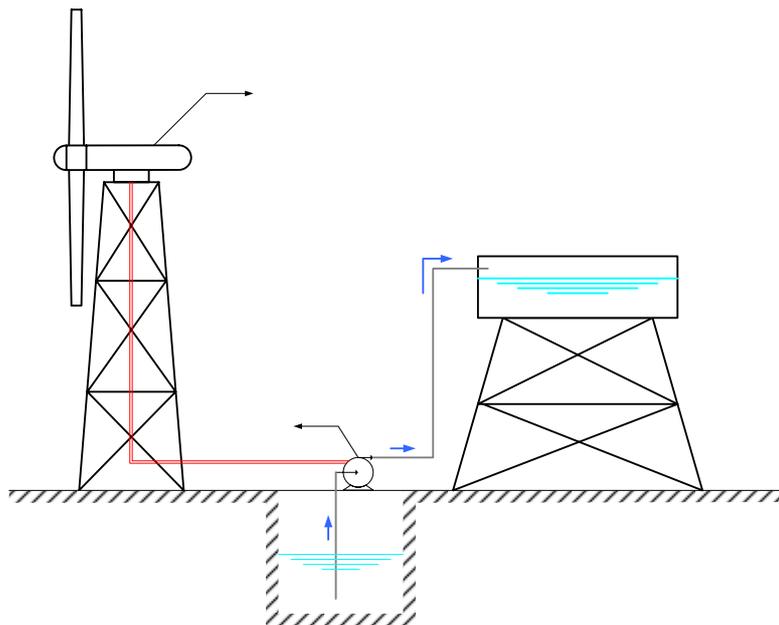
**Ilustración 5.59:** *Generador eléctrico dentro de la góndola de una máquina eólica, este elemento es el principal componente de este subsistema.*

Los subsistemas de aprovechamiento pueden clasificarse en dos grandes grupos: sistemas mecánicos y eléctricos.

#### **A. Sistemas mecánicos.**

Entre los sistemas de aprovechamiento mecánicos se encuentran los sistemas mecánicos directos:

- Una polea perteneciente al subsistema de transmisión que permite accionar directamente una máquina herramienta.
- Las bombas hidráulicas que permiten a partir de ellas accionar motores hidráulicos o el bombeo de agua en pozos.
- Los compresores de aire u otro gas, a partir del cual se pueden accionar sistemas neumáticos.

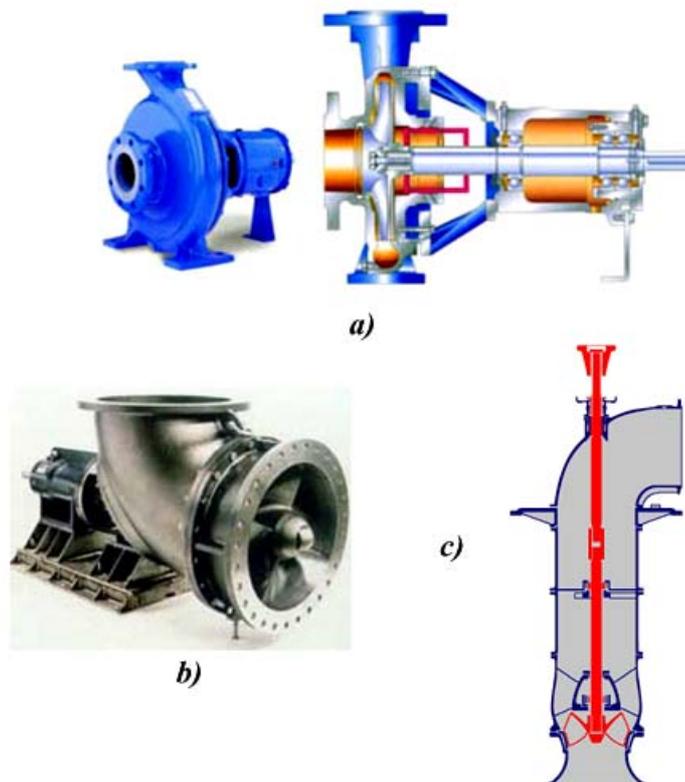


**Ilustración 5.60:** *Ejemplo de aprovechamiento en bombeo de agua.*

Dentro de la hidromaquinaría, las bombas se emplean para aumentar el nivel energético de fluidos (gases, líquidos, ó mezclas de los anteriores entre sí ó con sólidos), convirtiendo energía mecánica externa en energía hidráulica. Su uso no se limita exclusivamente a cambiar un líquido de altura, sino a llevar fluidos a través de largas distancias o de condiciones de baja a alta presión.

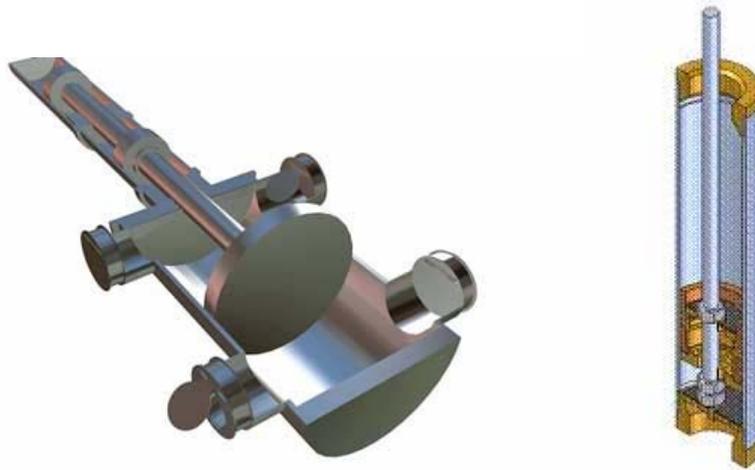
Las bombas hidráulicas se dividen en dos grandes grupos: Bombas rotodinámicas y Bombas de desplazamiento positivo.

**Las bombas rotodinámicas** radican el aumento de energía en el fluido de trabajo, en principios dinámicos a través de la acción de la fuerza centrífuga ejercida por un rotor. Entre las máquinas más comunes están las bombas centrífugas, especiales para aplicaciones de alta cabeza de bombeo, y por supuesto, bajo caudal bombeado. Las bombas rotodinámicas de flujo mixto son adecuadas para caudal y cabezas de bombeo intermedio y las bombas de flujo axial, especialmente útiles para condiciones de bombeo de baja cabeza y grandes caudales del fluido de trabajo.



**Ilustración 5.61: Bombas rotodinámicas: bombas centrífugas (a), bombas axiales (b) y bombas mixtas (c).**

**Las bombas de desplazamiento positivo** cuentan con una o más cámaras que se llenan o vacían cíclicamente, este tipo de bomba desplaza "paquetes" de flujo a intervalos regulares desde la succión hasta la descarga. Hay dos grupos grandes de maquinaria de desplazamiento positivo: las bombas reciprocantes de pistón, y las rotatorias, que utilizan piñones, engranajes, tornillos, husillos y paletas deslizantes.



**Ilustración 5.62: Bomba recíproca de pistón.**

No importa si son recíprocas o rotativas, las bombas de desplazamiento positivo tienen, en contraste con las bombas rotodinámicas la siguiente característica: en teoría, un sello permanente que no permite por instante alguno la comunicación simultánea entre las tuberías de succión y descarga. El sellado por lo general es logrado por medio de válvulas internas ó por ajustes con huelgos restringidos entre las partes internas de la bomba. (Burton & Loboguerrero, 1999).

El acople de rotores eólicos a diversos tipos de bombas se realiza a través del subsistema de transmisión, sea esta de acción mecánica rotatoria, de acción mecánica recíproca, acción hidráulica recíproca, ó aun transmisión con cables eléctricos. (Pinilla, 1985).

Las aerobombas comerciales se han centrado en solo cinco tipos de soluciones confiables, sin embargo algunas de ellas requieren mayor desarrollo e investigación, al igual que otro tipo de esquemas no mencionadas en este documento, ya que no son soluciones viables económicamente en la actualidad.

Las cinco soluciones de aerobombas son:

- **Aerobombas acopladas a bombas de pistón:** El rotor eólico está acoplado mecánicamente (o con acople directo o con un reductor de velocidad) a una bomba de pistón a través de un vástago que transmite el movimiento oscilante desde la parte superior de la torre hasta la bomba sumergida generalmente dentro del pozo o fuente de agua. Esta instalación, es por lejos, la más común en las soluciones de aerobombeo al nivel mundial.
- **Aerobombas con transmisión rotatoria:** El rotor eólico transmite su energía rotacional a través de una transmisión mecánica rotatoria (caja de cambios) para acoplarse a una bomba rotodinámica (una bomba centrífuga ó axial) o de desplazamiento rotatoria (una bomba de tornillo ó un tornillo de Arquímedes). Este esquema de aerobombeo generalmente es usado para aplicaciones de baja cabeza y grandes volúmenes de agua.
- **Aerobombas con transmisión neumática:** Algunas compañías comerciales fabrican equipos eólicos provistos de compresores recíprocos. El aire comprimido puede ser utilizado para operar bombas de Ascenso de aire (air lift pumps) ó acopladas a cilindros hidráulicos para el accionamiento de bombas recíprocas convencionales. Esta solución neumática permite su uso para aplicaciones de aerobombeo remoto.

- *Aerobombearo eléctrico: Este esquema consiste en la generaci3n de energía eléctrica, la cual puede ser transmitida a trav3s de cables para la operaci3n de bombas sumergibles eléctricas comerciales (sin requerir acoplamiento a la red eléctrica). Este esquema, al igual que la transmisi3n neumática, es útil en aplicaciones de aerobombearo remoto.*
- *Aerobombearo con transmisi3n hidr3ulica: Este tipo de soluci3n se encuentra en una fase experimental, y es muy similar a la transmisi3n neumática con la diferencia que el fluido de trabajo es agua. Esta soluci3n ha sido aplicada en condiciones de bombeo remoto.*

*Generalmente los tipos de esquemas de aerobombearo, brevemente descritos, son operados con rotores e3licos de eje horizontal. Algunos desarrollos de esquemas aerobombearo en los ańos setentas utilizaron rotores e3licos de eje vertical (esto es: Rotor Savonius). Estos intentos no han guiado a soluciones de bombeo pr3cticas debido a las bajas eficiencias de conversi3n de energía y aerobombas excesivamente pesadas, con costos de bombeo muy altos.*

## **B. Sistemas de aprovechamiento eléctrico.**

*Entre los sistemas de aprovechamiento eléctrico pueden emplearse: los generadores de corriente continua y los de corriente alterna síncronos y asíncronos.*

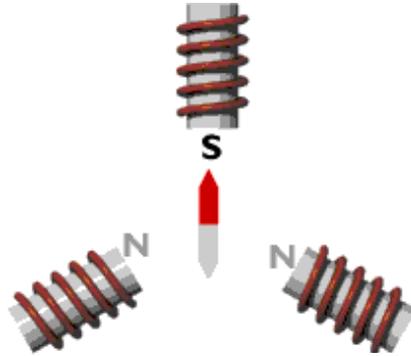
- *Generadores de c.c.: poco empleados excepto para carga directa de baterías, la tensi3n generada depende de la velocidad de giro de la turbina, lo cual es un aspecto a tener en cuenta. Por otro lado, no requieren ninguna conexi3n eléctrica exterior y generan corriente aún para bajas velocidades de giro, por lo que son id3neos para suministro eléctrico a lugares aislados, con pocos requerimientos energéticos.*
- *Generadores síncronos (alternadores): dado que la corriente de excitaci3n (para generar el campo magnético) es corriente continua de procedencia "exterior", la frecuencia de la corriente alterna producida depende de la velocidad de giro de la turbina e3lica, por lo que cuando se precisen frecuencias estabilizadas es necesario disponer de sistemas de regulaci3n de la e3lica muy precisos.*
- *Por otro lado, también se precisan sistemas de regulaci3n de tensi3n, dado que ésta se elevará para velocidades de giro altas. Sin embargo, como la corriente de excitaci3n es fácil de obtener de la corriente del propio generador síncrono, previamente rectificadas, estos aerogeneradores son id3neos para su colocaci3n en lugares aislados (no conectados a la red eléctrica general).*
- *Generadores asíncronos: la corriente de excitaci3n ha de ser alterna, por lo que necesitan estar conectados a una red eléctrica, que facilite esta corriente de excitaci3n, por lo que su utilizaci3n aislada es complicada (para estos casos se utilizan sistemas de convertidores alterna-continua-alterna). Presentan la ventaja de su extrema sencillez constructiva y de que la frecuencia de la corriente generada es constante (la misma que la de la corriente de excitaci3n).*

*Los aerogeneradores son algo inusuales, si se les compara con los otros equipos generadores que suelen encontrarse conectados a la red eléctrica. Una de las razones es que el generador debe trabajar con una fuente de potencia (el rotor de la turbina e3lica) que suministra una potencia mecánica muy variable (momento torsor).*

## Generadores de C.A.

Presentan la ventaja de su extrema sencillez constructiva y de que la frecuencia de la corriente generada es constante (la misma que la de la corriente de excitación).

- **Generadores síncronos (alternadores).**



**Ilustración 5.63: Motor síncrono bipolar.**

Siguiendo con la ilustración, hemos construido de hecho lo que se llama motor síncrono bipolar de imán permanente. La razón por la que se llama motor síncrono es que el imán del centro girará a una velocidad constante síncrona (girando exactamente como el ciclo) con la rotación del campo magnético.

La razón por la que se le llama bipolar es que tiene un polo norte y un polo sur. Puede parecerle tripolar, pero de hecho la aguja de la brújula siente la tracción de la suma de los campos magnéticos que están alrededor de su propio campo magnético. Por tanto, si el imán de la parte superior es un polo sur fuerte, los dos imanes de la parte inferior equivaldrán a un polo norte fuerte.

Se llama motor de imán permanente debido a que la aguja de la brújula del centro es un imán permanente, y no un electroimán (se podría fabricar un motor real sustituyendo la aguja de la brújula por un potente imán permanente, o un electroimán que mantenga su magnetismo gracias a una bobina, arrollada alrededor de un núcleo de hierro, alimentada con corriente continua).

Al montaje con los tres electroimanes se le denomina estator del motor, porque es la parte del motor que permanece estática (en el mismo lugar). La aguja de la brújula del centro es el llamado rotor, obviamente porque es la parte que gira.

Dado que la corriente de excitación (para generar el campo magnético) es corriente continua de procedencia "exterior", la frecuencia de la corriente alterna producida depende de la velocidad de giro de la turbina eólica, por lo que cuando se precisen frecuencias estabilizadas es necesario disponer de sistemas de regulación de la eólica muy precisos.

Por otro lado, también se precisan sistemas de regulación de tensión, dado que ésta se elevará para velocidades de giro altas. Sin embargo, como la corriente de excitación es fácil de obtener de la corriente del propio generador síncrono, previamente rectificadas, estos aerogeneradores son idóneos para su colocación en lugares aislados (no conectados a la red eléctrica general).

En cuanto a la frecuencia: en la ilustración, la aguja de la brújula (con el polo norte pintado de rojo) seguirá exactamente el campo magnético, y completará una revolución

por ciclo. En una red de 50 Hz, la aguja completará 50 revoluciones por segundo, lo que equivale a 50 veces 60 = 3000 r.p.m. (revoluciones por minuto).

### **Operación de un generador síncrono.**

Si empieza a forzar el imán para que gire (en lugar de dejar que la corriente de red lo mueva) descubrirá que trabaja como generador, devolviendo corriente alterna a la red (debería tener un imán más potente para producir mucha electricidad). Cuanta más fuerza (par torsor) le aplique, mayor electricidad producirá, aunque el generador seguirá girando a la misma velocidad, impuesta por la frecuencia de la red eléctrica.

Puede desconectar completamente el generador de la red y construir su propia red eléctrica trifásica, enganchando bombillas a tres bobinas arrolladas a electroimanes (recuerde el principio de inducción eléctrica/magnética). Sin embargo, si desconecta su generador de la red principal tendrá que accionarlo a una velocidad de giro constante para que produzca corriente alterna a una frecuencia constante. Por lo tanto, con este tipo de generador, normalmente querrá usar una conexión indirecta a red del generador.

En la práctica, los generadores síncronos de imán permanente no son muy usados. Hay varias razones para que así sea. Una ellas es que los imanes permanentes tienden a desmagnetizarse al trabajar en los potentes campos magnéticos en el interior de un generador.

Otra de las razones es que estos potentes imanes (fabricados a partir de tierras raras, como el neodimio) son bastante caros, a pesar de que los precios han disminuido últimamente.

### **Turbinas eólicas con generadores síncronos.**

Las turbinas eólicas que utilizan generadores síncronos suelen usar imanes en el rotor alimentados por corriente continua de la red eléctrica. Dado que la red suministra corriente alterna, hay que convertir la corriente alterna en corriente continua antes de enviarla a las bobinas arrolladas a los electroimanes del rotor. Los electroimanes del rotor están conectados a la corriente mediante escobillas y anillos rozantes en el árbol (eje) del generador.

- **Generadores asíncronos (o de inducción).**

En este tipo de generador la corriente de excitación ha de ser alterna, por lo que necesitan estar conectados a una red eléctrica, que facilite esta corriente de excitación, por lo que su utilización aislada es complicada (para estos casos se utilizan sistemas de convertidores alterna-continua-alterna).



**Ilustración 5.64: Generador asíncrono.**

***El dibujo ilustra los principios básicos de un generador síncrono, como el que vimos anteriormente. En realidad, como verá sólo la parte del rotor se ve diferente.***

*La mayoría de turbinas eólicas del mundo utilizan un generador asíncrono trifásico (de jaula bobinada), también llamado generador de inducción, para generar corriente alterna. Fuera de la industria eólica y de las pequeñas unidades hidroeléctricas, este tipo de generadores no está muy extendido; aunque de todas formas, el mundo tiene una gran experiencia en tratar con ellos: Lo curioso de este tipo de generador es que fue inicialmente diseñado como motor eléctrico. De hecho, una tercera parte del consumo mundial de electricidad es utilizado para hacer funcionar motores de inducción que muevan maquinaria en fábricas, bombas, ventiladores, compresores, elevadores, y otras aplicaciones donde se necesita convertir energía eléctrica en energía mecánica. Otra de las razones para la elección de este tipo de generador es que es muy fiable, y comparativamente no suele resultar caro. Este generador también tiene propiedades mecánicas que lo hace especialmente útil en turbinas eólicas (el deslizamiento del generador, y una cierta capacidad de sobrecarga).*

### ***El rotor de jaula.***

*Este es el rotor que hace que el generador asíncrono sea diferente del generador síncrono. El rotor consta de un cierto número de barras de cobre o de aluminio, conectadas eléctricamente por anillos de aluminio finales.*

*En el siguiente dibujo puede verse el rotor provisto de un núcleo de "hierro", utilizando un apilamiento de finas láminas de acero aisladas, con agujeros para las barras conductoras de aluminio. El rotor se sitúa en el centro del estator, que en este caso se trata de nuevo de un estator tetrapolar, conectado directamente a las tres fases de la red eléctrica.*

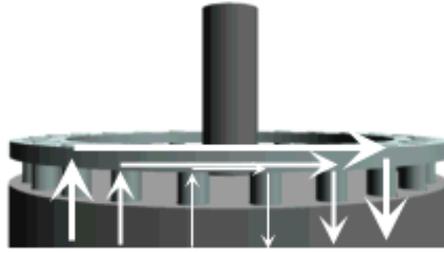


***Ilustración 5.65: Rotor de jaula.***

***Un componente clave del generador asíncrono es el rotor de jaula. (Solía llamarse rotor de jaula de ardilla, pero después resultó ser políticamente incorrecto ejercitar a sus roedores domésticos en una rueda de andar, y ahora sólo disponemos de este nombre menos encantador).***

### ***Funcionamiento como motor.***

*Cuando se conecte a la corriente, la máquina empezará a funcionar como motor, girando a una velocidad ligeramente inferior a la velocidad síncrona del campo magnético del estator. ¿Qué es lo que ocurre?*



**Ilustración 5.66: Rotor visto desde arriba.**

Si miramos las barras del rotor desde arriba (en el dibujo) tenemos un campo magnético moviéndose respecto al rotor. Esto induce una corriente muy elevada en las barras del rotor, que apenas ofrecen resistencia, pues están cortocircuitadas por los anillos finales.

El rotor desarrolla entonces sus propios polos magnéticos, que se ven, por turnos, arrastrados por el campo magnético giratorio del estator.

### **Funcionamiento como generador.**

Ahora bien, ¿qué es lo que ocurre si hacemos girar el rotor de forma manual a, exactamente, la velocidad síncrona del generador, p.ej. 1500 r.p.m. (revoluciones por minuto) para el generador síncrono tetrapolar, tal y como anteriormente? La respuesta es: nada. Dado que el campo magnético gira exactamente a la misma velocidad que el rotor, no se produce ningún fenómeno de inducción en el rotor, por lo que no interaccionará con el estator.

¿Y si aumentamos la velocidad por encima de las 1500 r.p.m.? En ese caso el rotor se mueve más rápidamente que el campo magnético giratorio del estator, lo que significa que, una vez más, el estator inducirá una gran corriente en el rotor. Cuanto más rápidamente hagamos girar el rotor, mayor será la potencia transferida al estator en forma de fuerza electromagnética, y posteriormente convertida en electricidad suministrada a la red eléctrica.

### **Deslizamiento del generador.**

La velocidad de un generador asíncrono variará con la fuerza de giro (momento, o par torsor) que se le aplique. En la práctica, la diferencia entre la velocidad de rotación a potencia máxima y en vacío es muy pequeña, alrededor de un 1 por ciento. Esta diferencia en porcentaje de la velocidad síncrona es el llamado deslizamiento del generador. Así pues, un generador tetrapolar girará en vacío a 1500 r.p.m. si se conecta a una red con una corriente de 50 Hz. Si el generador está funcionando a la máxima potencia, girará a 1515 r.p.m.

El hecho de que el generador aumente o disminuya ligeramente su velocidad si el par torsor varía es una propiedad mecánica muy útil. Esto significa que habrá menor rotura y desgaste en la caja multiplicadora (menor par torsor máximo).

Esta es una de las razones más importantes para la utilización de generadores asíncronos, en lugar de generadores síncronos, en aerogeneradores directamente conectados a la red eléctrica.

### **Ajuste automático de los polos del rotor.**

¿Se ha dado cuenta de que no especificamos el número de polos del estator cuando describíamos el rotor? Lo bueno del rotor de jaula es que él mismo adapta el número de

polos del estator de forma automática. Así pues, un mismo rotor puede ser utilizado con una gran variedad de números de polos.

### **Requerimientos de conexión a la red.**

*En el caso generador síncrono de imán permanente mostramos que podía funcionar como generador sin conexión a la red pública.*

*En un generador asíncrono es diferente, pues precisa que el estator esté magnetizado por la red antes de funcionar.*

*Sin embargo, se puede hacer funcionar un generador asíncrono de forma autónoma si se le provee de condensadores que le suministren la corriente magnetizante necesaria.*

*También es preciso que haya algo de remanencia en el hierro del rotor, es decir, algo de magnetismo restante, cuando se ponga en marcha la turbina (en caso contrario, necesitará una batería y electrónica de potencia, o un pequeño generador diesel, para arrancar el sistema).*

### **Generadores de deslizamiento variable para turbinas eólicas.**

*Durante muchos años, los fabricantes de motores eléctricos se han enfrentado al problema de que sus motores sólo podían girar a velocidades casi fijas, determinadas por el número de polos del motor.*

*Tal y como vimos en la página anterior, el deslizamiento del motor (o generador) en una máquina asíncrona (de inducción) suele ser muy pequeño por cuestiones de eficiencia, por lo que la velocidad de giro variará alrededor de un uno por ciento entre el régimen en vacío y a plena carga.*

*Sin embargo, el deslizamiento es función de la resistencia (medida en ohmios) de los devanados del rotor del generador. A mayor resistencia, mayor deslizamiento. Por lo que una de las formas de variar el deslizamiento es variar la resistencia del rotor. De esta forma puede aumentarse el deslizamiento del rotor hasta, p.ej., un 10 por ciento.*

*En motores, esto suele hacerse mediante un rotor bobinado, es decir, un rotor con cables de cobre arrollados conectados en estrella, y conectados a resistencias variables externas, además de un sistema de control electrónico para operar las resistencias. La conexión suele hacerse con escobillas y anillos rozantes, lo que supone un claro inconveniente respecto al diseño técnico elegante y simple de una máquina de rotor de jaula bobinada. También introduce partes que se desgastan en el generador, por lo que requiere un mantenimiento adicional.*

### **Opti Slip.**

*Una variación interesante del generador de inducción de deslizamiento variable evita los problemas que introducen los anillos rozantes, las escobillas, las resistencias externas y, a su vez, el mantenimiento.*

*Montando las resistencias externas en el propio rotor, así como el sistema electrónico, todavía le queda el problema de cómo comunicarle al rotor la cantidad de deslizamiento que necesita. Sin embargo, esta comunicación puede hacerse de forma muy elegante, usando comunicaciones de fibra óptica, y enviando la señal a través de la electrónica del rotor cada vez que pasa por una fibra óptica fija.*

### **Funcionamiento a velocidad variable de una turbina de regulación por cambio del ángulo de paso ("Pitch Controlled").**

Como se mencionó, ser capaz de hacer funcionar una turbina a velocidad variable supone muchas ventajas. Una de las razones por las que se puede querer hacer funcionar la turbina a velocidad variable es que el control del ángulo de paso (control del par tursor para evitar sobrecargas en la caja multiplicadora y en el generador, variando el ángulo de paso de las palas) es un proceso mecánico. Lo cual significa que el tiempo de reacción del mecanismo de cambio del ángulo de paso viene a ser un factor crítico en el diseño de turbinas.

Sin embargo, si se tiene un generador de deslizamiento variable, se puede empezar a aumentar el deslizamiento una vez se esté cerca de la potencia nominal de la turbina. La estrategia de control aplicada en un diseño ampliamente utilizado en turbinas danesas es la de hacer funcionar el generador a la mitad de su deslizamiento máximo cuando la turbina está funcionando cerca de su potencia nominal. Cuando sopla 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 de cambio del ángulo de paso puede hacer frente a la situación, girando las palas más hacia afuera del viento. Una vez que el mecanismo de cambio del paso ha hecho su trabajo, el deslizamiento disminuye de nuevo. En el caso de que el viento caiga de repente, el mecanismo aplicado es el inverso.

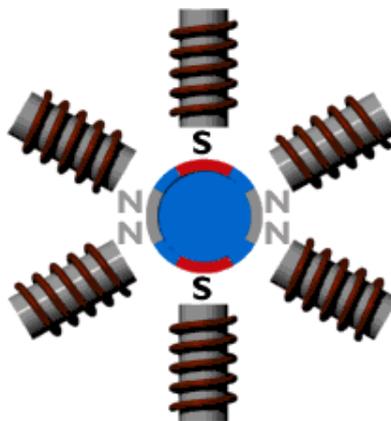
Aunque estos conceptos puedan parecer simples, asegurar que los dos mecanismos de control cooperen de forma eficiente es todo un reto técnico.

### **Cambio de la velocidad de giro del generador.**

#### **Un generador Tetrapolar.**

La velocidad de un generador (o motor) que está directamente conectado a una red trifásica es constante y está impuesta por la frecuencia de la red, tal y como vimos anteriormente.

Sin embargo, si dobla el número de imanes que hay en el estator, puede asegurar que el campo magnético girará a la mitad de la velocidad.



**Ilustración 5.67: Generador Tetrapolar.**

En el dibujo de la parte superior el campo magnético se mueve en el sentido de las agujas del reloj durante media revolución antes de alcanzar de nuevo el mismo polo magnético.

Simplemente hemos conectado los seis imanes a las tres fases en el sentido de las agujas del reloj.

Este generador (o motor) tiene cuatro polos en todo momento, dos polos sur y dos polos norte. Dado que un generador sólo completará media revolución por ciclo, obviamente dará 25 revoluciones por segundo en una red de 50 Hz, o 1500 revoluciones por minuto (r.p.m.).

Al doblar el número de polos en el estator de un generador síncrono, tendremos que doblar el número de imanes en el rotor, tal y como se ve en el dibujo. En caso contrario, los polos no irían parejos (podríamos utilizar dos imanes en forma de herradura en este caso).

### **Otros números de polos.**

Obviamente, podemos repetir lo que acabamos de hacer, e introducir otro par de polos, simplemente añadiendo 3 electroimanes más en el estator. Con 9 imanes conseguimos una máquina de 6 polos, que girará a 1000 r.p.m. en una red de 50 Hz. Los resultados generales son los siguientes:

**Tabla 5.14: Velocidades de un generador síncrono (r.p.m.).**

<b>Número de polos</b>	<b>50 Hz</b>	<b>60 Hz</b>
2	3000	3600
4	1500	1800
6	1000	1200
8	750	900
10	600	720
12	500	600

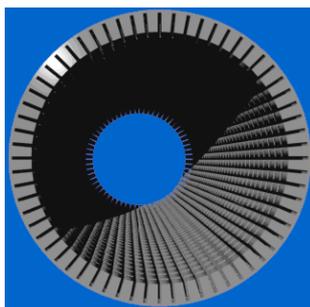
El término "velocidad del generador síncrono" se refiere a la velocidad del generador cuando está girando de forma síncrona con la frecuencia de red. Esto es aplicable a todo tipo de generadores, sin embargo: en el caso de generadores asíncronos (o de inducción) equivale a la velocidad en vacío del generador.

### **¿Generadores de baja o alta velocidad?**

La mayoría de turbinas eólicas usan generadores de 4 ó 6 polos. La razón por la que se utilizan estos generadores de velocidad relativamente alta es por ahorrar en tamaño y en costes. La fuerza máxima (par torsor) que un generador puede manejar depende del volumen del rotor. Para una potencia de salida dada, podrá elegir entre un gran generador (y, por lo tanto, caro) de baja velocidad, o un generador más pequeño (más barato) de alta velocidad.

### **Cambio del número de polos del generador.**

Tal vez esté pensando que un estator con el doble de imanes será el doble de caro, pero en realidad no ocurre así. De cualquier forma, los generadores (y motores) están fabricados con un gran número de imanes estatóricos, tal y como se ve en el dibujo (en el dibujo aún no se han añadido los devanados estatóricos arrollados al hierro).



**Ilustración 5.68: Estator del generador.**

**Como una ballena. En realidad, el estator de un generador consta de un número muy elevado de electroimanes.**

*La razón de esta disposición es que se desea minimizar el entrehierro entre el rotor y el estator. Al mismo tiempo es necesario refrigerar los imanes.*

*El hierro del estator consta en realidad de un gran número de delgadas (0,5 mm) láminas de acero aisladas, que se apilan para formar el hierro del estator. Esta disposición en capas se realiza para evitar que las corrientes parásitas en el hierro del estator disminuyan la eficiencia del generador.*

*Así pues, el problema de proveer de más polos a un generador asíncrono de jaula bobinada se reduce a conectar de distinta forma los imanes vecinos: bien cogemos un grupo de imanes a la misma vez, conectándolos a la misma fase conforme nos vamos moviendo alrededor del estator, o bien cambiamos a la siguiente fase cada vez que tenemos un nuevo imán.*

### **Generador de número de polos variable, dos velocidades.**

*Algunos fabricantes equipan sus turbinas con dos generadores, uno pequeño para periodos de vientos suaves, y otro grande para periodos de vientos fuertes.*

*Un diseño más común en las máquinas más nuevas es un generador de número de polos variable, es decir, generadores en los que (dependiendo de como están conectados los imanes del estator) puede funcionar con diferente número de polos y, por tanto, a distinta velocidad de rotación.*

*Algunos generadores se fabrican por encargo como dos-en-uno, es decir, que son capaces de funcionar como, p.ej., un generador de 400 kW o uno de 2000 kW, y a dos velocidades diferentes. Este diseño se está extendiendo cada vez más en toda la industria.*

*Si vale o no la pena de utilizar un generador doble o un mayor número de polos para los vientos suaves dependerá de la distribución de velocidades del viento local, y los costes de los polos adicionales comparado con el precio que el propietario de la turbina obtiene por la electricidad (deberá tener presente que el contenido energético de los vientos suaves es muy bajo).*

*Sin embargo, una buena razón para utilizar un sistema de generador doble es que puede hacer funcionar su turbina a más baja velocidad de rotación a bajas velocidades de viento. Esto supone a la vez una mayor eficiencia (aerodinámicamente), y un menor ruido de las palas del rotor (que sólo suele suponer un problema a bajas velocidades del viento).*

*Y a todo esto, es posible que usted tenga algunos motores de número de polos variable en su casa sin ni siquiera saberlo: las lavadoras que también centrifugan suelen tener motores con número de polos variable capaces de girar a baja velocidad para lavar y a alta velocidad para centrifugar. De igual forma, los ventiladores de su cocina pueden estar contruidos para funcionar a dos o tres velocidades diferentes (en este último caso, con un ventilador de velocidad variable, puede emplear lo que ha aprendido sobre la energía en el viento : si quiere extraer de su casa una cantidad de aire dos veces superior por minuto utilizando el mismo ventilador, gastará ocho veces más de electricidad).*

### **Control de la calidad de potencia en aerogeneradores.**

*La mayoría de la gente piensa en el controlador como la unidad que hace funcionar el aerogenerador; por ejemplo, que orienta la turbina en contra del viento, que vigila que los sistemas de seguridad funcionen correctamente y que conecta la turbina.*



**Ilustración 5.69: Controlador de potencia.**

*El controlador hace de hecho todas estas cosas, pero también vigila la calidad de potencia de la corriente generada por la turbina eólica.*

### **Conexión a la red y calidad de potencia.**

*En la sección sobre calidad de potencia veremos como las compañías exigen que la conexión a red de los aerogeneradores se realice "suavemente", y qué requerimientos tienen respecto a que la corriente alterna y la tensión se muevan de forma sincronizada la una respecto a la otra.*

*La fotografía de arriba muestra la parte de alta tensión de un controlador de una máquina de 1 megavatio. Esta parte del controlador opera, por ejemplo, los tiristores que aseguran un acoplamiento suave a la red eléctrica.*

### **Control de la potencia reactiva.**

*Típicamente, la tensión y la corriente son medidas 128 veces por ciclo de corriente alterna (es decir, 50 x 128 veces por segundo o 60 x 128 veces por segundo, dependiendo de la frecuencia de la red eléctrica). Partiendo de esto, un procesador DSP calcula la estabilidad de la frecuencia de la red, así como la potencia activa y reactiva de la turbina (la componente reactiva de la potencia es básicamente una cuestión de si la tensión y la corriente están o no en fase).*

*Para asegurar que la calidad de potencia sea la adecuada, el controlador debe conectar y desconectar un gran número de condensadores eléctricos, que ajustarán la potencia reactiva (es decir, el ángulo de fase entre la tensión y la corriente).*



**Ilustración 5.70: Banco de baterías.**

*Como puede ver en la fotografía, un banco de condensadores conmutables es en sí mismo una unidad bastante grande en una máquina de 1 megavatio. Compatibilidad electromagnética ("EMC").*

*En una turbina eólica, alrededor de los cables para transporte de energía y de los generadores, hay campos electromagnéticos muy potentes. Esto implica que la electrónica del sistema de control tiene que ser insensible a estos campos electromagnéticos.*



**Ilustración 5.71: Sala libre de radiación.**

*Y a la inversa, la electrónica no debería emitir radiación electromagnética que pueda inhibir el funcionamiento de otros equipos electrónicos.*

*La imagen muestra una sala libre de radiación con paredes de metal en el laboratorio de uno de los mayores fabricantes de controladores de aerogeneradores. El equipo de la sala se utiliza para medir las emisiones electromagnéticas de los componentes de los controladores.*

### **Mejora de la calidad de potencia.**

*Puede objetar que hacer funcionar un generador con un alto deslizamiento produce más calor, lo hace que el generador trabaje menos eficientemente. Sin embargo, esto no constituye un problema en sí mismo, ya que la única alternativa es gastar el exceso de energía orientando las palas del rotor fuera del viento, al cambiar el ángulo de paso.*

Uno de los beneficios reales de utilizar la estrategia de control que aquí se menciona es la obtención de una mejor calidad de potencia, dado que las fluctuaciones en la potencia de salida son absorbidas o compensadas variando el deslizamiento del generador, y almacenando o liberando parte de la energía en forma de energía rotacional en el rotor de la turbina eólica.

### **Conexión eléctrica.**

El censor electrónico que conecta el generador correctamente diferirá para sistemas en alterna y en continua. Los generadores de corriente continua tienen una potencia de salida muy pequeña a baja velocidad. Por ello, la conexión correcta se hará cuando las vueltas del rotor sean adecuadas para generar algo de potencia, ya que el pequeño pero suficiente flujo remanente puede ser la causa de un imprevisto traqueteo del rotor cuando se efectúa la conexión eléctrica. La sensibilidad en el punto de conexión en velocidad es mucho mayor en sistemas de corriente alterna que en los de corriente continua, no sólo por la naturaleza del sistema anterior, sino por la necesidad de algún control de frecuencia en la potencia generada.

Los sistemas utilizados para el control en continua son generalmente la corriente del generador o la tensión de activación. Estos sistemas son muy comunes, económicos y no hace falta una excesiva sofisticación. Por el contrario, los generadores de corriente alterna representan una condición de diseño que es más difícil de encontrar. Al principio de todo, la conexión a la red puede hacerse ajustándose a la frecuencia de sincronismo tanto como sea posible para ayudar a eliminar los picos de par generador y rotor - eje.

Una última consideración que debe ser discutida es la imprevista pérdida de potencia útil en la línea. El efecto de caída de tensión debida a la imprevista apertura del contactor se puede evitar mediante grandes condensadores conectados en paralelo con la red. Pero el mayor problema es la posible pérdida de control de frecuencia. La regulación de frecuencia solo es válida cuando se está conectado a red, ya que el aerogenerador está generalmente libre de cambiar la frecuencia mediante el cambio de la velocidad del rotor. Un sistema de control del rotor hará esto automáticamente ante posibles elevaciones de la velocidad.

El sistema de control electrónico puede ser válido para diferenciar entre varias condiciones y dispararse cuando se detecte un cambio en la frecuencia. Las pérdidas totales de potencia es un problema adicional para un sistema controlado electrónicamente. En éste caso, cuando la alimentación del ordenador falta (si no hay batería de emergencia) la alimentación de los servos que actúan sobre el ángulo de paso de las palas también falla. Así se produce una situación muy peligrosa ya que el rotor probablemente girará con ángulo de paso fijo. Una solución a este problema es conectar un pequeño generador de continua al eje de alta.

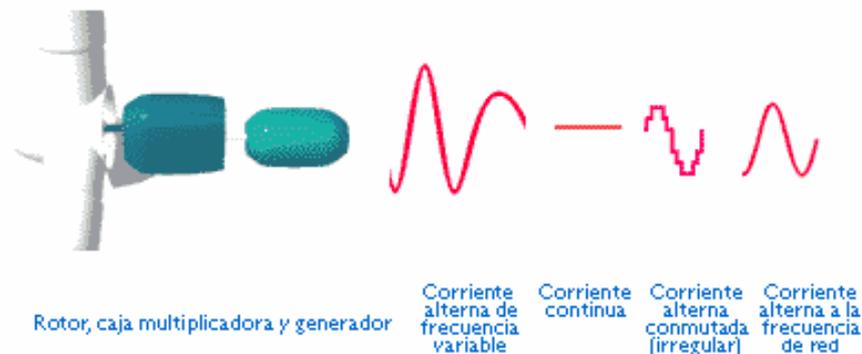
### **Conexión indirecta a red de aerogeneradores.**

- **Generación de corriente alterna (C.A.) a frecuencia variable.**

La mayoría de aerogeneradores funcionan a una velocidad casi constante con conexión directa a red. Sin embargo, con conexión indirecta a red, el generador de la turbina eólica funciona en su propia mini-red separada de corriente alterna, como se muestra en la ilustración 5.72.

Esta red está controlada electrónicamente (utilizando un inversor), por lo que puede variarse la frecuencia de la corriente alterna en el estator del generador. De esta forma

se puede hacer funcionar la turbina a una velocidad de giro variable. Así pues, la turbina generará corriente alterna exactamente a la frecuencia variable aplicada al estator.



**Ilustración 5.72: Conversión de la corriente eléctrica obtenida del aerogenerador.**

El generador puede ser bien un generador síncrono o un generador asíncrono, y la turbina puede tener una caja multiplicadora, como en la imagen de arriba, o no tenerla, si el generador tiene muchos polos.

- **Conversión a corriente continua (C.C.).**

La corriente alterna de frecuencia variable no puede ser tratada en la red eléctrica pública. Debemos, por tanto, rectificarla, es decir, convertirla en corriente continua (CC). La conversión de corriente alterna de frecuencia variable a corriente continua puede hacerse utilizando tiristores o grandes transistores de potencia.

- **Conversión a corriente alterna de frecuencia fija.**

Posteriormente convertimos la corriente continua (fluctuante) a corriente alterna (utilizando un inversor) de exactamente la misma frecuencia que la de la red eléctrica pública. Esta conversión de corriente alterna en el inversor también puede hacerse utilizando tiristores o transistores.

Los tiristores o transistores de potencia son grandes interruptores de material semiconductor que funcionan sin partes mecánicas. A primera vista, la clase de corriente alterna que se obtiene de un inversor tiene un aspecto bastante feo (nada que ver con la suave curva sinusoidal que aprendimos cuando estudiábamos corriente alterna). En lugar de eso, lo que se tiene es una serie de saltos bruscos en la tensión y en la corriente, como puede verse en la ilustración anterior.

- **Filtrado de la corriente alterna.**

Sin embargo, las formas de onda rectangulares pueden ser suavizadas utilizando las inductancias y condensadores apropiados, en lo que se da en llamar filtro. Sin embargo, la apariencia más o menos dentada de la tensión no desaparece completamente, tal y como se explica más abajo.

**Ventajas de la conexión indirecta a red: velocidad variable.**

La ventaja de la conexión indirecta a red es que permite hacer funcionar la turbina eólica a velocidad variable.

*La principal ventaja es que permite que el rotor gire más rápidamente durante ráfagas de viento, y almacenar así parte del exceso de energía en forma de energía rotacional hasta que la ráfaga haya terminado. Obviamente, esto requiere de una estrategia de control muy inteligente, pues debemos ser capaces de distinguir entre ráfaga y altas velocidades de viento en general. De esta forma es posible reducir el par torsor máximo (reduciendo así deterioro del multiplicador y del generador), así como las cargas de fatiga en la torre y en las palas del rotor.*

*La ventaja secundaria es que con la electrónica de potencia se puede controlar la potencia reactiva (es decir, el desfase de la corriente respecto a la tensión en la red de corriente alterna), y así mejorar la calidad de potencia de la red eléctrica. Esto puede ser particularmente útil en turbinas funcionando en una red eléctrica débil.*

*Teóricamente, la velocidad variable también supone una ligera ventaja en términos de producción anual, puesto que permite hacer funcionar una máquina a la velocidad óptima de giro, dependiendo de la velocidad del viento. Sin embargo, desde el punto de vista económico la ventaja es tan pequeña que apenas merece la pena mencionarlo.*

### **Desventajas de la conexión indirecta a red.**

*La desventaja básica de la conexión indirecta a red es el coste. Como acabamos de ver, la turbina necesitará un rectificador y dos inversores, uno para controlar la corriente del estator, y el otro para generar la corriente de salida.*

*Actualmente, parece ser que el coste de la electrónica de potencia excede a los beneficios que reporta el hecho de construir turbinas más ligeras, aunque esto puede cambiar cuando el coste de la electrónica de potencia disminuya.*

*Mirando las estadísticas de operación de aerogeneradores con electrónica de potencia (publicadas por el instituto alemán ISET), parece también que las tasas de disponibilidad de estas máquinas están por debajo de las de las máquinas convencionales, debido a fallos en la electrónica de potencia.*

*Otras desventajas son la pérdida de energía en el proceso de conversión CA-CC-CA, y el hecho de que la electrónica de potencia puede introducir distorsión armónica de la corriente alterna en la red eléctrica y, por tanto, reducir la calidad de potencia.*

*La distorsión armónica se produce porque el proceso de filtrado mencionado arriba no es perfecto, y puede dejar algunos "tonos agudos" (múltiplos de la frecuencia de la red) en la corriente de salida.*

### **Sistemas eléctricos.**

*El aerogenerador incorpora un sistema eléctrico con dos funciones diferenciadas:*

- a) La primera función de generación eléctrica propiamente dicha, se lleva a cabo mediante el generador, los contactores e interruptores y, a veces con la posible inclusión de una batería de condensadores para la compensación de energía reactiva.*
- b) La segunda función tiene como objeto el funcionamiento de los equipos auxiliares, como son los motores de orientación, el grupo hidráulico, tomas de corriente, resistencias calefactoras, iluminación general y alimentación del sistema electrónico de control y comunicaciones.*

*Los diferentes equipos mencionados se encuentran en la góndola, sujetos al bastidor y protegidos por la carcasa, pudiéndose actuar a través de los armarios eléctricos,*

normalmente situados en la base de la torre. Algunos actuadores son redundantes, disponiendo en la propia góndola de la posibilidad de manejar algunos sistemas para realizar mejor labores de operación, mantenimiento e inspecciones.

En este armario se suelen situar los siguientes componentes:

- *Elementos de compensación de energía reactiva: condensadores y sus elementos de descarga y protección. Elementos de potencia: contactores, instrumentos de medida, disyuntor general, circuitos de tiristores, contactores de bypass etc.*
- *Elementos de control: control por microprocesador, fuente de alimentación, resistencia de calentamiento, bobinas de actuación de contactores, etc.*
- *Elementos de protección: relés y contactores de los elementos auxiliares o elementos de protección de los equipos.*

Como parte del equipo eléctrico se considera todo el cableado, propio de la máquina, tanto de los elementos de generación como auxiliares, incluida la red de tierras tanto para protección general como para protección ante descargas atmosféricas.

Normalmente la tensión de generación en cada aerogenerador se eleva a media tensión agrupando paquetes pequeños de aerogeneradores para cada unidad de transformación, con el objeto de optimizar la inversión. Recientemente existe la tendencia a instalar elementos de transformación eléctrica de baja a media tensión, a nivel individual en cada aerogenerador, con lo cual se evitan grandes trazados internos de la red de media tensión.

### **El controlador electrónico de la turbina eólica.**

El controlador de la turbina eólica consta de varios ordenadores que continuamente supervisan las condiciones de la turbina eólica, y recogen estadísticas de su funcionamiento. Como su propio nombre indica, el controlador también controla un gran número de interruptores, bombas hidráulicas, válvulas y motores dentro de la turbina.



**Ilustración 5.73: Controlador electrónico.**

Cuando el tamaño de una turbina eólica crece hasta máquinas de megavatios, se hace incluso más importante que su tasa de disponibilidad sea alta, es decir, que funcionen de forma segura todo el tiempo.

### **Comunicación con el mundo exterior.**

*El controlador se comunica con el propietario o el operador de la turbina eólica mediante un enlace de comunicación, como por ejemplo, enviando alarmas o solicitudes de servicio a través del teléfono o de un enlace radiofónico.*

*También es posible llamar a la turbina eólica para que recoja estadísticas, y revise su estado actual. En parques eólicos, normalmente una de las turbinas estará equipada con un PC, desde el que es posible controlar y recoger datos del resto de los aerogeneradores del parque. Este PC será llamado a través de una línea telefónica o un enlace radiofónico.*

### **Comunicaciones internas.**

*Normalmente, suele haber un controlador en la parte inferior de la torre y otro en la góndola. En los modelos recientes de aerogeneradores, la comunicación entre controladores suele hacerse utilizando fibra óptica. La imagen de la derecha muestra una unidad de comunicaciones de fibra óptica.*



**Ilustración 5.74: Controlador de comunicaciones ópticas.**

*En algunos modelos recientes, hay un tercer controlador situado en el buje del rotor. Esta unidad suele comunicarse con la góndola utilizando comunicaciones en serie, a través de un cable conectado con anillos rozantes y escobillas al eje principal.*

### **Mecanismos de autoprotección y redundancia.**

*Los ordenadores y sensores suelen estar por duplicado (son redundantes) en todas las áreas de precisión, de seguridad o de servicio, de las máquinas grandes más nuevas. El controlador compara continuamente las lecturas de las medidas en toda la turbina eólica, para asegurar que tanto los sensores como los propios ordenadores funcionan correctamente. La fotografía del principio del tema muestra el controlador de una máquina de un megavatio, que tiene dos ordenadores centrales (quitamos la tapa en uno de los dos ordenadores para mostrar la electrónica).*

### **¿Qué está monitorizado?**

*Es posible monitorizar o fijar alrededor de entre 100 y 500 valores de parámetros en una turbina eólica moderna. Por ejemplo, el controlador puede contrastar la velocidad de rotación del rotor, el generador, su voltaje y corriente. Además, los rayos y su carga*

pueden ser registrados. También pueden realizarse medidas de la temperatura del aire exterior, la temperatura en los armarios electrónicos, la temperatura del aceite en el multiplicador, la temperatura de los devanados del generador, la temperatura de los cojinetes del multiplicador, la presión hidráulica, el ángulo de paso de cada pala del rotor (en máquinas de regulación por cambio del ángulo de paso -pitch controlled- o de regulación activa por pérdida aerodinámica -active stall controlled-), el ángulo de orientación (contando el número de dientes en la corona de orientación), el número de vueltas en los cables de alimentación, la dirección del viento, la velocidad del viento del anemómetro, el tamaño y la frecuencia de las vibraciones en la góndola y en las palas del rotor, el espesor de las zapatas del freno, si la puerta de la torre está abierta o cerrada (sistema de alarma).

### **Estrategias de control.**

Muchos de los secretos de empresa de los fabricantes de aerogeneradores se encuentran en la forma en que el controlador interacciona con los componentes de la turbina eólica. Las mejores estrategias de control son responsables de una parte importante del crecimiento de la productividad de los aerogeneradores en los últimos años.

Una estrategia interesante seguida por algunos fabricantes es la de adaptar la estrategia operacional al clima eólico local. De esta forma, puede ser posible, por ejemplo, minimizar el desgaste y la rotura de la máquina durante los (raros) periodos de clima tormentoso.

### **Voltaje generado (Tensión).**

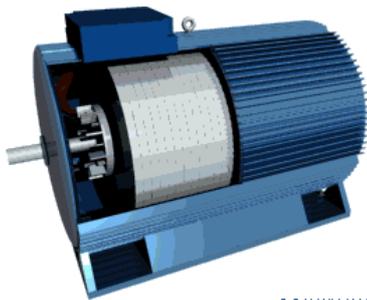
En grandes aerogeneradores (alrededor de 100-150 kW) el voltaje (tensión) generado por la turbina suele ser de 690 V de corriente alterna trifásica (AC). Posteriormente, la corriente es enviada a través de un transformador anexo a la turbina (o dentro de la torre), para aumentar su voltaje entre 10000 y 30000 V, dependiendo del estándar de la red eléctrica local.

Los grandes fabricantes proporcionan modelos de aerogeneradores tanto de 50 Hz (para las redes eléctricas de la mayor parte del mundo) y de 60 Hz (para la red eléctrica de América).

### **Sistema de refrigeración.**

Los generadores necesitan refrigeración durante su funcionamiento. En la mayoría de turbinas la refrigeración se lleva a cabo mediante encapsulamiento del generador en un conducto, utilizando un gran ventilador para la refrigeración por aire, aunque algunos fabricantes usan generadores refrigerados por agua.

Los generadores refrigerados por agua pueden ser construidos de forma más compacta, lo que también les proporciona algunas ventajas en cuanto a rendimiento eléctrico se refiere, aunque precisan de un radiador en la góndola para eliminar el calor del sistema de refrigeración por líquido.



**Ilustración 5.75: Generador por inducción.**

***Puede ver el ventilador de refrigeración interno dentro de este generador. Está montado en la parte posterior del rotor, que está oculto dentro del cilindro de acero magnético brillante, llamado estator. La superficie del radiador refrigera el generador.***

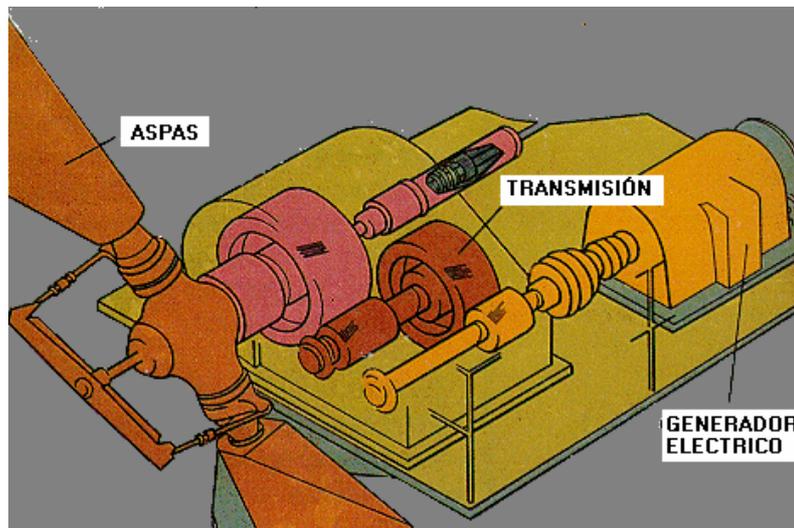
***Arranque y parada del generador.***

*Si conecta (o desconecta) un gran generador de turbina eólica a la red simplemente accionando un interruptor corriente, muy probablemente dañará el generador, el multiplicador y la corriente de red del vecindario.*

#### **4.1.4.1.6. Subsistema de sustentación.**

*El subsistema de sustentación es el encargado de elevar la turbina eólica sobre el suelo, permitiendo no sólo su giro, sino lo que a veces es más importante, colocando la rueda a una altura en la que la velocidad del viento es más elevada.*

*En las máquinas de eje vertical el subsistema de sustentación es un simple pedestal, en el que se alojan todos los subsistemas, y que soporta el eje vertical de giro de la turbina.*



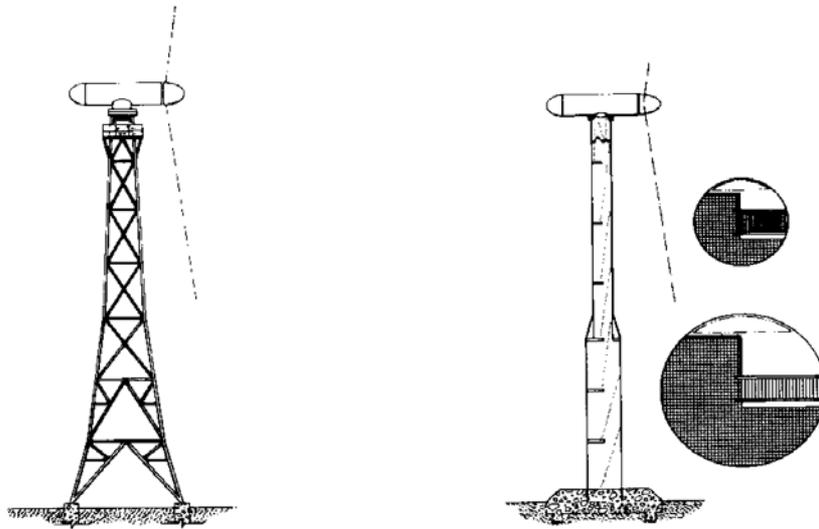
***Ilustración 5.76: Góndola de una turbina eólica.***

***La góndola es el elemento que contiene los subsistemas de captación, transmisión y generación.***

*En las máquinas de eje horizontal, el subsistema de sustentación tiene dos partes fundamentales:*

*La barquilla o góndola (donde se alojan normalmente los subsistemas de transmisión, aprovechamiento, regulación y captación).*

*La torre de elevación (sobre la que se apoya la góndola).*



**Ilustración 5.77: Torre de acero de celosía y tubular hueca de hormigón.**

La barquilla es un bastidor formado de perfiles laminados soldados o atornillados, forrada con un carenado aerodinámico de acero o fibra de vidrio. La torre puede ser maciza o hueca, tubular o de celosía, metálica o de hormigón tal y como se aprecia en la ilustración anterior.

Generalmente las aerobombas utilizan torres conocidas como autoportantes, las cuales no requieren de soportes externos, teniendo sus bases ancladas en bloques de concreto. Las aerobombas requieren de torres robustas debido al tipo e intensidad de las fuerzas que deben aguantar para una adecuada operación.

Dependiendo del tamaño de la aerobomba, las fuerzas transmitidas por la acción de bombeo pueden exceder una o varias toneladas de fuerza. Esto sin tener en cuenta la carga adicional que impone la fuerza de empuje causada por el viento sobre el rotor y los momentos giroscópicos por cambios en la dirección del viento incidente sobre el rotor eólico.

La siguiente ilustración muestra una torre típica de una aerobomba. Note en esta figura la presencia de una placa lateral como elemento de seguridad y orientación del equipo.

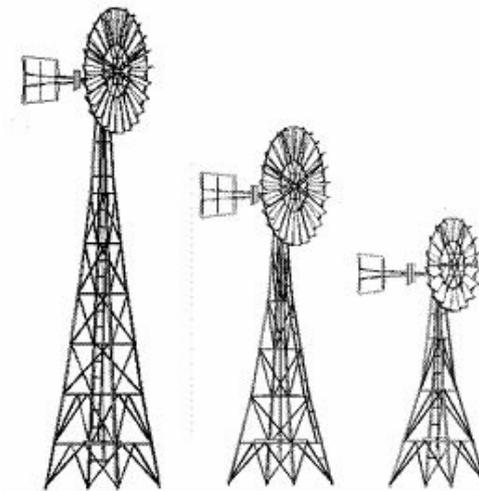


**Ilustración 5.78: Torre de aerobomba CWD2740.**

Las torres de aerobombas se construyen de ángulo estructural de acero galvanizado con uniones atornilladas, tensores estructurales y la base tiene cuatro puntos de apoyo. Esta configuración facilita el transporte y el ensamblaje in-situ.

Las torres tienen, además, una escalera de ascenso para facilitar labores de mantenimiento e inspección de los elementos mecánicos en el rotor, la caja de transmisión y el sistema de regulación - control y orientación.

No existe un tamaño estándar de altura de torre, aun cuando una altura común es 10 metros. Dependiendo del lugar elegido para la instalación de la aerobomba puede requerir una torre de unos cuantos metros (por ejemplo, 6 metros) hasta los 20 metros de altura, para superar obstáculos como pequeños árboles, pequeños galpones, etc.



**Ilustración 5.79: Diferentes alturas de torre para distintos diámetros de rotor.**

#### **4.1.4.1.7. Sistema de almacenamiento.**

Uno de los problemas más importantes en la explotación de la energía eólica lo constituye su variabilidad, de manera que es prácticamente imposible garantizar un suministro energético constante. Para eliminar este defecto se recurre a sistemas que permitan acumular la energía captada del viento en períodos de abundancia y emplear posteriormente la energía almacenada en períodos de vientos flojos o de calmas.

Los sistemas de acumulación no pueden considerarse como un subsistema propio de la máquina eólica, pero muchas veces son absolutamente imprescindibles para poder emplear ésta de forma utilizable. Por ello daremos a continuación una breve descripción de los mismos.

En líneas generales, los sistemas de acumulación pueden agruparse en cuatro grandes categorías:

- a) Mecánicos.
- b) Térmicos.
- c) Eléctricos.
- d) Químicos.

Los sistemas mecánicos pueden a su vez agruparse en otros dos:

- Sistemas inerciales (volantes de inercia).
- Sistemas de bombeo de fluidos (hidráulicos y neumáticos).

*Entre los sistemas de acumulación por medio de fluidos hidráulicos pueden considerarse el bombeo de agua a depósitos elevados (aprovechada luego para mover una turbina hidráulica) y el bombeo de agua a través de plantas de desalación, tanto de ósmosis inversa como de compresión de vapor (en estos casos, la acumulación de energía se realiza en forma de agua potable almacenada, proveniente de agua de mar).*

*En el caso de fluidos compresibles, lo más usual es la compresión de aire en depósitos, para mover posteriormente motores neumáticos.*

*Los sistemas térmicos pueden a su vez dividirse en dos grandes grupos:*

- *Los que emplean la energía eólica para provocar el calentamiento de sustancias.*
- *Los que la emplean para provocar un cambio de fase en las mismas.*

*En ambos casos, el calor acumulado en la sustancia es el que se emplea posteriormente para obtener un trabajo útil.*

*Los sistemas eléctricos lo constituyen, fundamentalmente las baterías de acumuladores, aún cuando también puede emplearse la acumulación en forma de agua desalada a partir del agua de mar o salobres, por el procedimiento de electrodiálisis.*

*Los sistemas químicos pueden ser varios pero el más importante lo constituye la producción de hidrógeno por electrólisis del agua y la utilización posterior de este hidrógeno como combustible.*

*En un sistema de aerobombeo no existe un sistema de almacenamiento propiamente dicho, ya que la energía producida al final del trabajo de esta máquina eólica es energía mecánica, la cual no es posible almacenar como la energía eléctrica; sin embargo, si quiere considerar un sistema de almacenamiento, este será el sistema de tanques o reservorios a los cuales se entrega la cantidad de agua bombeada por la máquina, la cual se almacena en estas construcciones, además como se verá más adelante, la cantidad de agua bombeada y luego almacenada estará en función directa a las necesidades hidráulicas y constructivas, las cuales estarán a la misma vez en función a las condiciones naturales e intensidad del viento de la zona.*

## **5. Fundamentos aerodinámicos de las máquinas 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.*

### 5.1. Fuerzas sobre un perfil aerodinámico.

Un objeto situado en el seno de una corriente de aire presenta una resistencia al avance deformando los filetes fluidos; esto depende de la forma del objeto y de su posición con relación a la dirección del viento, tal y como se aprecia en la siguiente figura:

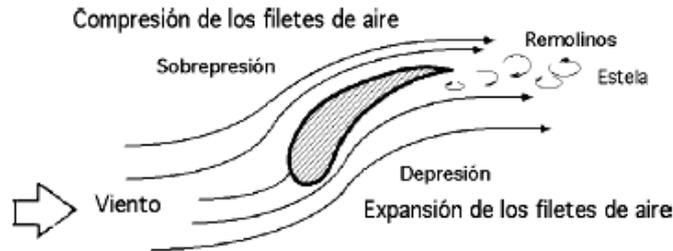


Ilustración 5.80: Perfil situado en el seno de una corriente fluida.

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

$$R_w = C_w \cdot \frac{l}{2} \cdot \rho \cdot \frac{A \cdot V^2}{2} = k \cdot S^2 \quad (5.53)$$

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

Si el ángulo  $\alpha$  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 turbillonario.

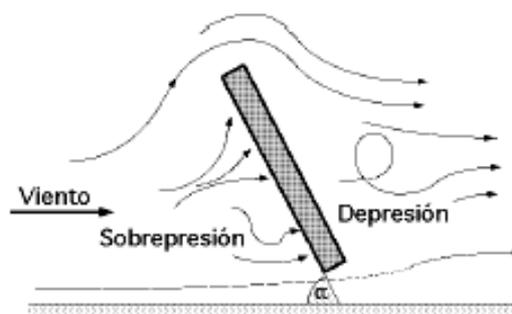
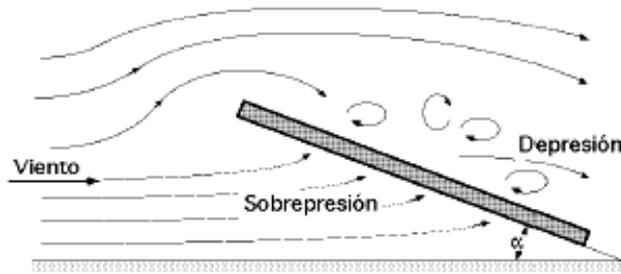


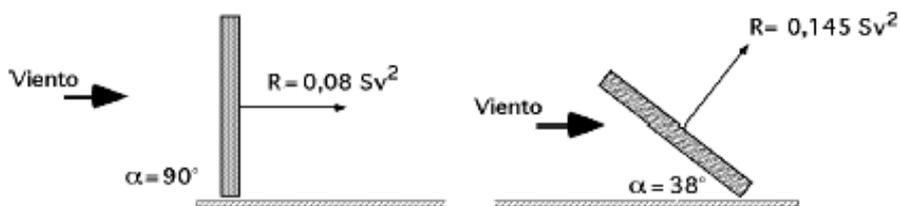
Ilustración 5.81: Zonas de sobrepresión y depresión sobre una superficie inclinada a una mayor pendiente.

Si el ángulo de incidencia ( $\alpha$ ) 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, conocida como fuerza de sustentación o de elevación.



**Ilustración 5.82: Zonas de sobrepresión y depresión sobre una superficie inclina una pendiente menor.**

En la siguiente ilustración 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  $\alpha$  de inclinación, la resultante  $R$  será mayor.



**Ilustración 5.83: Fuerzas de arrastre sobre placas plana vertical e inclinada.**

Para perfiles planos (fijos) de longitud  $L$  paralelos a la velocidad  $V$  del viento, el valor del número de Reynolds es:

$$R_e = \frac{V \cdot L}{\nu} \quad (5.54)$$

Donde:

- $V$  = Velocidad del viento.
- $L$  = Longitud perpendicular del perfil a la velocidad del viento.
- $\nu$  = Viscosidad cinemática del aire.

El valor de  $C_w$  viene dado por:

Para un régimen laminar:

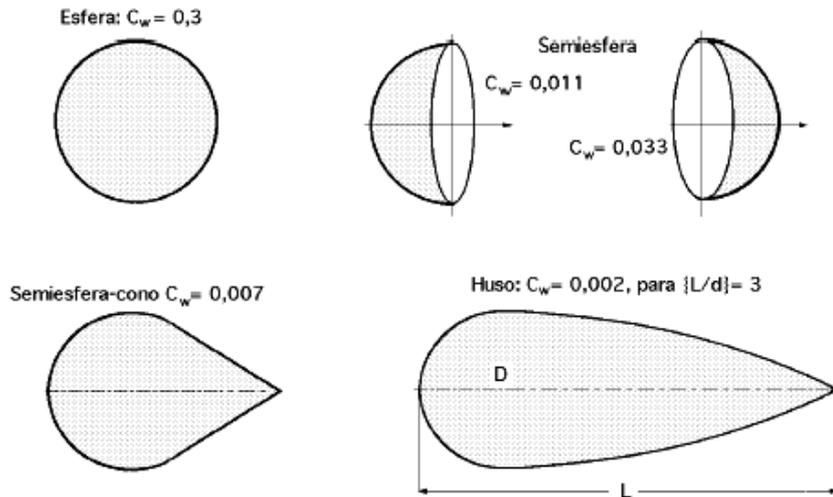
$$C_w = \frac{1.328}{\sqrt{Re}} \Leftrightarrow Re < 10^5 \quad (5.55)$$

Para un régimen turbulento:

$$C_w = \frac{0.074}{Re^{1/5}} \Leftrightarrow 10^5 < Re < 10^7 \quad (5.56)$$

$$C_w = \frac{0.445}{[\log(Re)]^{-2.58}} \Leftrightarrow Re < 10^7 \quad (5.57)$$

Para otros perfiles no planos con su eje de simetría paralelo a la dirección del viento, se indica en la siguiente figura, donde se muestra el valor del coeficiente  $C_w$  para cada caso.



**Ilustración 5.84:** Coeficiente  $C_w$  para algunos perfiles semiesféricos.

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

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

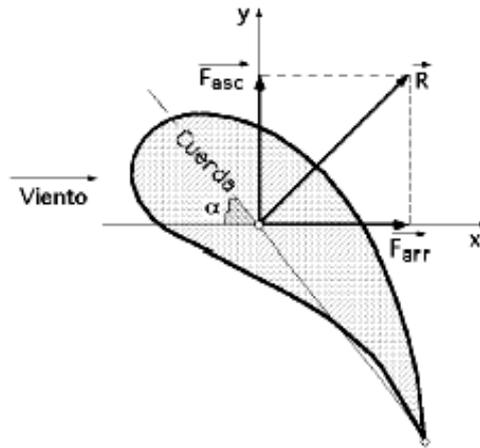
Si la placa no está perfilada convenientemente, las turbulencias originadas sobre el extradós disminuyen la energía cinética del aire. Si se permite que la placa se desplace bajo el efecto de la fuerza ejercida por el viento, producirá un cierto trabajo recuperable en forma de energía mecánica; cuanto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

### 5.1.1. Fuerzas de arrastre y ascensional en perfiles fijos.

En el siguiente gráfico podemos apreciar que la componente de  $R$  en la dirección del viento es la fuerza de arrastre  $\overline{F}_{arr}$  mientras que la componente de  $R$  perpendicular a la fuerza de arrastre es la fuerza ascensional  $\overline{F}_{asc}$ , definidas por:

$$\overline{F}_{arr} = R \cdot \text{sen}\alpha \quad (5.58)$$

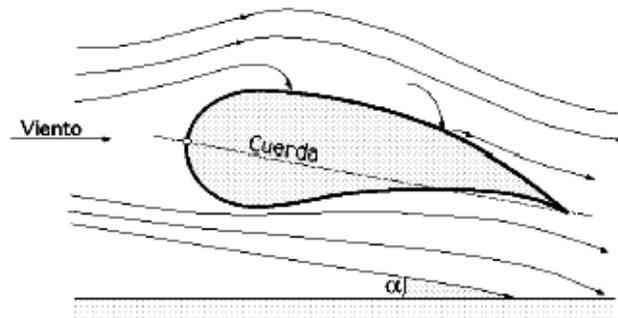
$$\overline{F}_{asc} = R \cdot \text{cos}\alpha \quad (5.59)$$



**Ilustración 5.85: Fuerza de arrastre y ascensional sobre un perfil aerodinámico (no plano).**

### 5.1.1.1. Fuerzas de arrastre y ascensional.

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  $\alpha$  disminuye. La cuerda se considera desde el borde de ataque del perfil, al borde de salida posterior, tal como se muestra en la siguiente ilustración:



**Ilustración 5.86: Efecto del viento sobre una superficie aerodinámica.**

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, para estas condiciones las fuerzas de arrastre y ascensional están definidas por:

$$\overline{F}_{arr} = K_x \cdot SV^2 \quad (5.60)$$

$$\overline{F}_{asc} = K_y \cdot SV^2 \quad (5.61)$$

Si combinamos estas ecuaciones con las ecuaciones (5.58) y (5.59), tenemos:

$$\overline{F}_{arr} = R \cdot \text{sen}\alpha = K_x \cdot SV^2 \quad (5.62)$$

$$\overline{F}_{asc} = R \cdot \text{cos}\alpha = K_y \cdot SV^2 \quad (5.63)$$

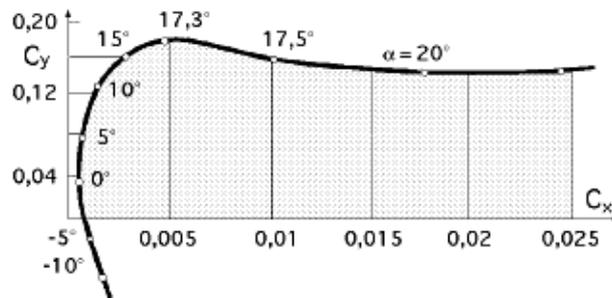
## 5.2. Polar de un perfil.

Se define la esbeltez ( $f$ ) de un perfil, para un valor dado de  $\alpha$ , como la relación entre los coeficientes  $k_y$  y  $k_x$ , en la forma:

$$f = \frac{K_y}{K_x} = \frac{C_y}{C_x} = \frac{1}{\tan \alpha} \quad (5.64)$$

La curva,  $C_y = f(C_x)$  de la siguiente figura, 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  $\alpha$ .

Gráfico 5.27: Polar de un perfil.



## 5.3. Acción del viento sobre el perfil: potencia útil y rendimiento

### 5.3.1. 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 aviación). 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.

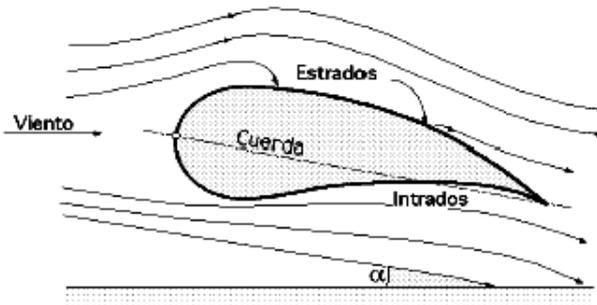
### 5.3.2. Perfil aerodinámico.

Un perfil aerodinámico, es un cuerpo que tiene un diseño determinado para aprovechar al máximo las fuerzas que se originan por la variación de velocidad y presión cuando este perfil se sitúa en una corriente de aire. Un ala es un ejemplo de diseño avanzado de perfil aerodinámico.

#### 5.3.2.1. Tipos de perfiles aerodinámicos.

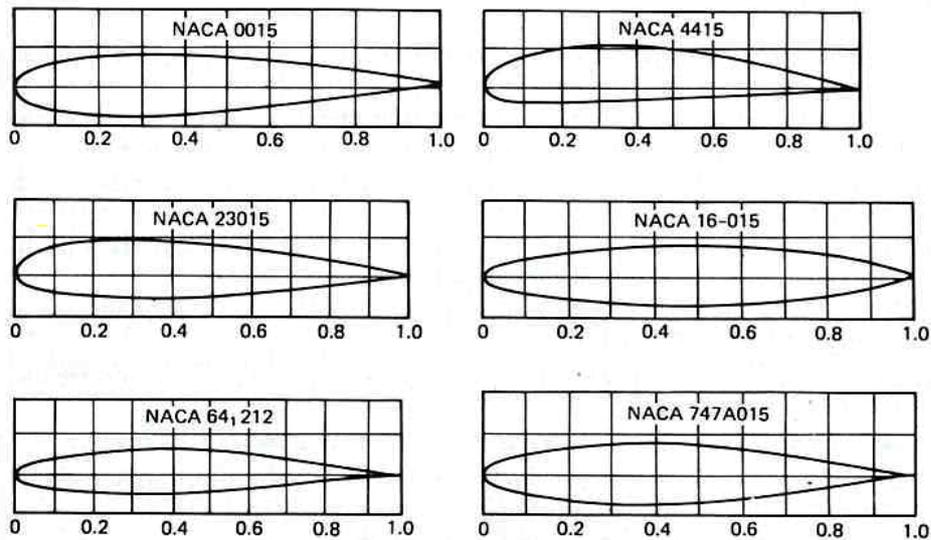
La mayor parte del desarrollo de perfiles a sido realizado a partir de 1929 por el Comité Nacional de Aeronáutica (NACA), que fue precursor de la Administración Nacional de la Aeronáutica y del Espacio (NASA). Las primeras series estudiadas fueron las llamadas "de cuatro dígitos". El primero de los dígitos daba la curvatura en porcentaje de la cuerda; el segundo daba la posición de la curvatura máxima en décimas de la cuerda y los dos últimos dígitos el espesor máximo en porcentaje de la cuerda.

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, de doble curvatura si el intradós y el extradós son cóncavos.



**Ilustración 5.87: Elementos esenciales de un perfil aerodinámico.**

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.



**Ilustración 5.88: Perfiles NACA.**

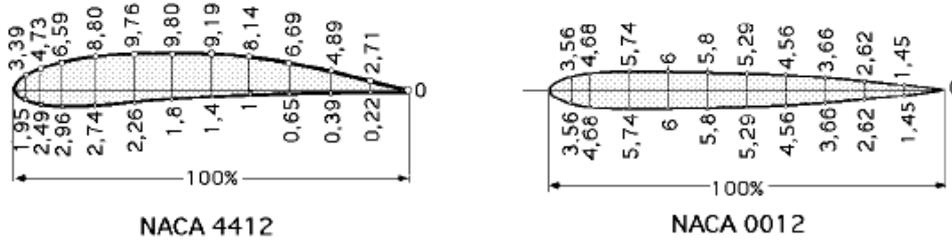
**El perfil se obtiene mediante dos parábolas tangentes en el punto de máxima línea media.**

### 5.3.2.2. Nomenclatura de perfiles.

#### 5.3.2.2.1. Nomenclatura de perfiles NACA – 4 cifras.

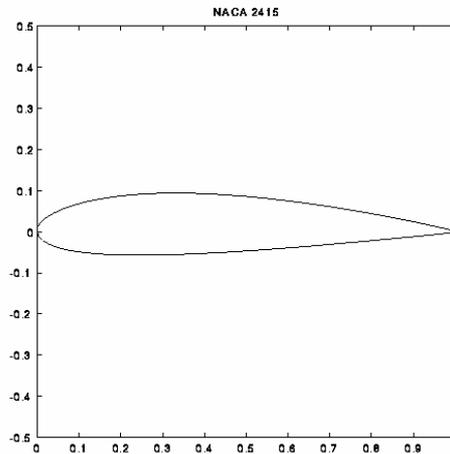
- La primera cifra tiene un significado geométrico, e indica la máxima flecha de la línea media de la cuerda en %, proporcionando la máxima curvatura.
- La segunda cifra tiene un significado geométrico, e indica su posición, es decir, la distancia desde el borde de ataque hasta la posición de la máxima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

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



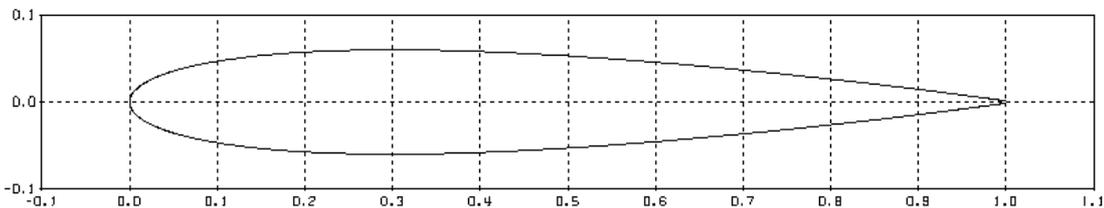
**Ilustración 5.89: Perfiles NACA 4412 y NACA 0012.**

Por ejemplo, un perfil NACA 2415 tiene la curvatura máxima del 2 % de la cuerda, situada en el punto del 40 % de la cuerda (medido desde el borde de ataque) y con un espesor máximo del 15 % de la cuerda.



**Ilustración 5.90: Perfil NACA 2415.**  
Fuente: [www.aerospaceweb.org/.../airfoils/q0041.shtml](http://www.aerospaceweb.org/.../airfoils/q0041.shtml)

El siguiente perfil es un NACA 0012, este es un perfil simétrico (de curvatura 0) y con un espesor del 12 % de la cuerda.



**Ilustración 5.91: Perfil NACA 0012.**

Los perfiles NACA 44XX (NACA 4415 por ejemplo) 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.

### 5.3.2.2.2. 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 de 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 (NACA 23015 por ejemplo), 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.

### 5.3.2.2.3. Nomenclatura de perfiles NACA – 6 y 7 cifras.

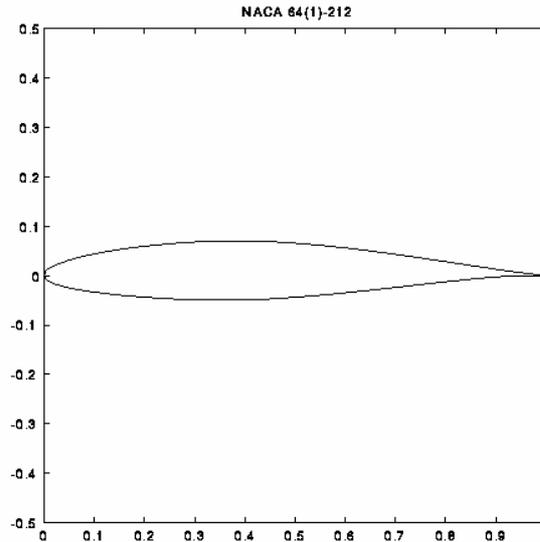
Aplicables a la industria de la aeronáutica se desarrollaron con la llegada de altas velocidades, estos son los denominados de **flujo laminar**, que corresponden a las “series 6 y 7” y resultan del desplazamiento hacia atrás del punto de espesor máximo y la reducción del radio de borde de ataque. De este diseño se obtiene dos resultados principales.

En primer lugar se desplaza hacia atrás el punto de presión mínima, aumentando con ello la distancia desde el borde de ataque en la que existe **flujo laminar** y reduciendo la resistencia.

En segundo lugar, aumenta el **número crítico de mach**, permitiendo incrementar la velocidad del avión sin la aparición de problemas de compresibilidad.

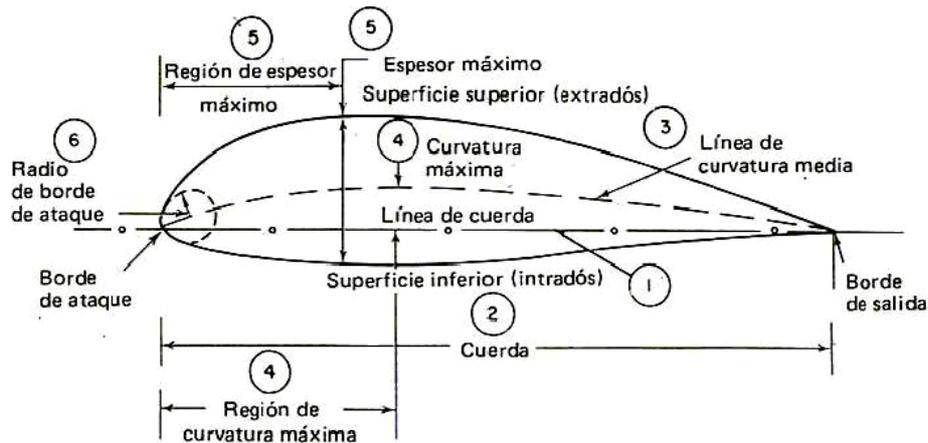
- En los perfiles de “serie 6”, el primer dígito indica la serie.
- El segundo la posición de presión mínima en décimas de la cuerda.
- El tercer dígito representa el **coeficiente de sustentación** en décimas y los dos últimos dígitos el espesor en porcentaje de la cuerda.

El NACA 64 - 212 es un perfil de la serie 6 con el punto de presión mínima en el 40 % de la cuerda, un coeficiente de sustentación de diseño de 0,2 y espesor del 12 % de la cuerda.



**Ilustración 5.92: Perfil NACA 64 - 212.**  
 Fuente: [www.aerospaceweb.org/.../airfoils/q0041.shtml](http://www.aerospaceweb.org/.../airfoils/q0041.shtml)

### 5.3.2.3. Partes de un perfil aerodinámico.



**Ilustración 5.93: Partes del perfil aerodinámico.**

Donde:

1. La línea de cuerda es una línea recta que une el borde de ataque y el borde de fuga del perfil.
2. La cuerda es la longitud de la línea anterior. Todas las dimensiones de los perfiles se miden en términos de la cuerda.
3. La línea de curvatura media es la línea media entre el extradós y el intradós.
4. Curvatura máxima es la distancia máxima entre la línea de curvatura media y la línea de cuerda. La posición de la curvatura máxima es importante en la determinación de las características aerodinámicas de un perfil.
5. Espesor máximo es la distancia máxima entre la superficie superior e inferior (extradós e intradós). La localización del espesor máximo también es importante.
6. Radio del borde de ataque es una medida delafilamiento del borde de ataque. Puede variar desde 0, para perfiles supersónicos afilados, hasta un 2 por 100 (de la cuerda) para perfiles más bien achatados.

### 5.3.2.3.1. Variables geométricas de los perfiles.

En la geometría de un perfil existen cuatro variables principales:

- Configuración de la línea de curvatura media. Si esta línea coincide con la línea de cuerda, el perfil es simétrico. En los perfiles simétricos la superficie superior e inferior tiene la misma forma y equidistan de la línea de cuerda.
- Espesor.
- Localización del espesor máximo.
- Radio del borde de ataque.

### 5.3.2.4. Construcción de perfiles aerodinámicos.

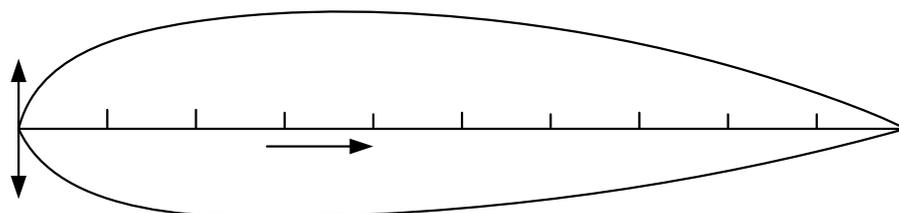
La construcción de un perfil aerodinámico se basa en los porcentajes de cuerda Standard para cada tipo de perfil, siendo en este caso la constante, estos valores (porcentajes de cuerda) son distintos tanto para el borde superior (upper surface) como para el inferior (lower surface). La variable será la longitud de la cuerda, ya que la forma del perfil no varía sea cual sea el tamaño o longitud de la cuerda. A cada porcentaje de cuerda (ver ilustración 5.90) le corresponde un valor o porcentaje del borde superior o inferior (ordinates), el cual irá aumentando o variando según el tipo de perfil. Por ejemplo, todos los perfiles, en este caso el NACA 4412, tienen un grupo de valores especificados en tablas como la que se muestra a continuación y que permite la construcción de estos:

**Tabla 5.15: Posiciones y coordenadas de las superficies con respecto al porcentaje de cuerda para un NACA 4412.**

Upper Surface		Lower Surface	
Station	Ordinate	Station	Ordinate
0	0	0	0
1.25	2.44	1.25	-1.43
2.5	3.39	2.5	-1.95
5.0	4.73	5.0	-2.40
7.5	5.76	7.5	-2.74
10	6.59	10	-2.86
15	7.89	15	-2.88
20	8.80	20	-2.74
25	9.41	25	-2.50
30	9.76	30	-2.26
40	9.80	40	-1.80
50	9.19	50	-1.40
60	8.14	60	-1.00
70	6.69	70	-0.65
80	4.89	80	-0.39
90	2.71	90	-0.22
95	1.47	95	-0.16
100	(0.13)	100	(-0.13)
100	.....	100	0

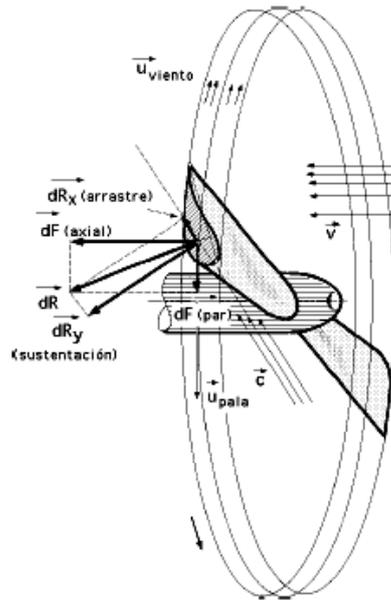
**L.E. radius: 1.58**  
**Slope of radius through L.E: 0.20**

Donde:



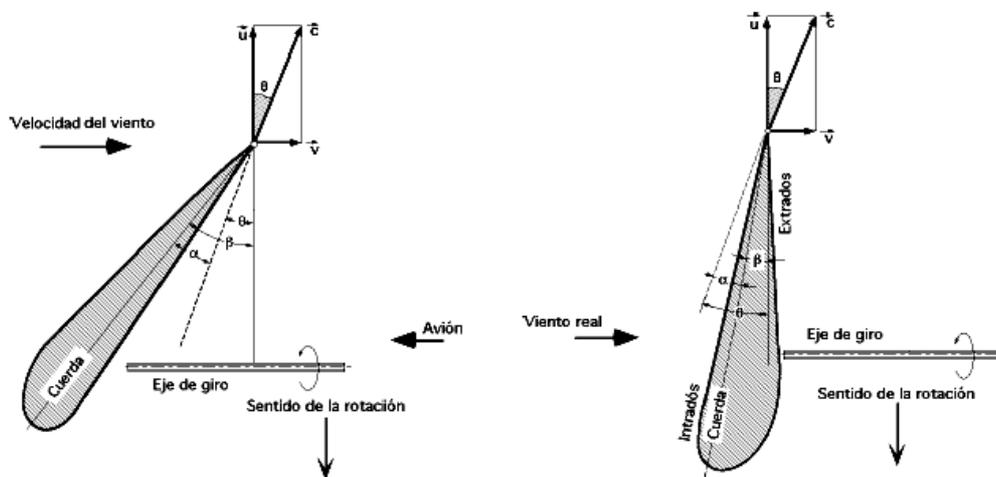
### 5.3.3. Ángulos de la cuerda.

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  $\vec{U}$ , tal como se muestra en la siguiente ilustración:



**Ilustración 5.94:** Fuerzas que actúan sobre un elemento de pala en rotación.

La ilustración anterior 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 siguientes ilustraciones:



**5.95:** Pala de hélice de avión y pala de hélice de aerogenerador

En las que:

- $\beta$  es el ángulo que forma una cuerda del perfil con el plano de rotación; es el ángulo de calaje o de inclinación (cuerda/u).
- $\alpha$  es el ángulo que forma la cuerda del perfil con la velocidad aparente del viento  $c$ , (ángulo de incidencia o de ataque).
- $\theta$  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.

Al observar detenidamente el gráfico anterior se puede deducir que:

$$\beta = \theta - \alpha \quad (5.65)$$

Para una hélice de aerogenerador.

$$\beta = \theta + \alpha \quad (5.66)$$

Para una hélice de avión.

$\bar{U}$  es la velocidad del viento creada por el desplazamiento (giro) de la pala.

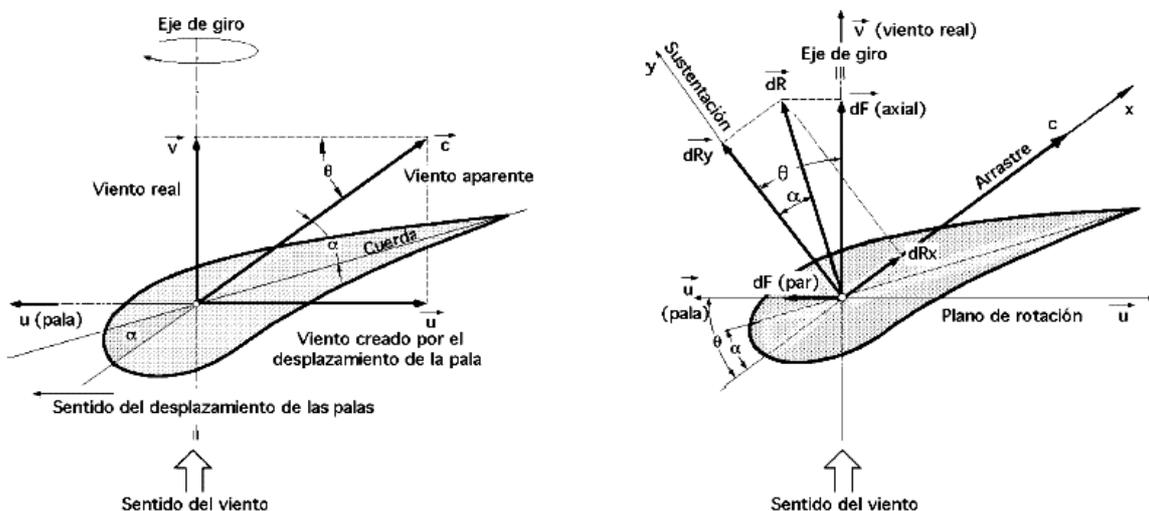
$\bar{V}$  es la velocidad del viento real (velocidad nominal).

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.

#### 5.3.4. 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  $dR$ , tal y como se muestra en:



**Ilustración 5.96: Velocidad y fuerzas que aparecen sobre una pala de aerogenerador en movimiento.**

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.

1. A la entrada del perfil móvil se tiene un viento de velocidad  $V$  que da lugar (como en los perfiles fijos) a la fuerza axial  $F_{ax}$  y a la fuerza de par  $F_{par}$ .
2. 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  $\bar{C}$  del viento aparente se corresponde con una degradación de la energía, mientras que,  $dR_y = F_{sust}$ , es la fuerza ascensional o empuje sobre el elemento de pala.

Para un elemento de pala diferencial en rotación  $dS$ , y de acuerdo con la ilustración 5.96 y teniendo en cuenta lo expuesto y desarrollado en la sección 5.1 se puede poner:

$$\text{Fuerza de arrastre} = dR_x = \frac{1}{2} C_x \cdot \rho \cdot C^2 \cdot dS = dF_{arr} \quad (5.67)$$

$$\text{Fuerza ascensional} = dR_y = \frac{1}{2} C_y \cdot \rho \cdot C^2 \cdot dS = dF_{asc} \quad (5.68)$$

Donde:

- $C_x$ , 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 como se vio anteriormente ( $C_w$ ).
- $dS$ , es el área del elemento diferencial de la pala que se ofrece al viento, de valor ( $Ldr$ ) 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:

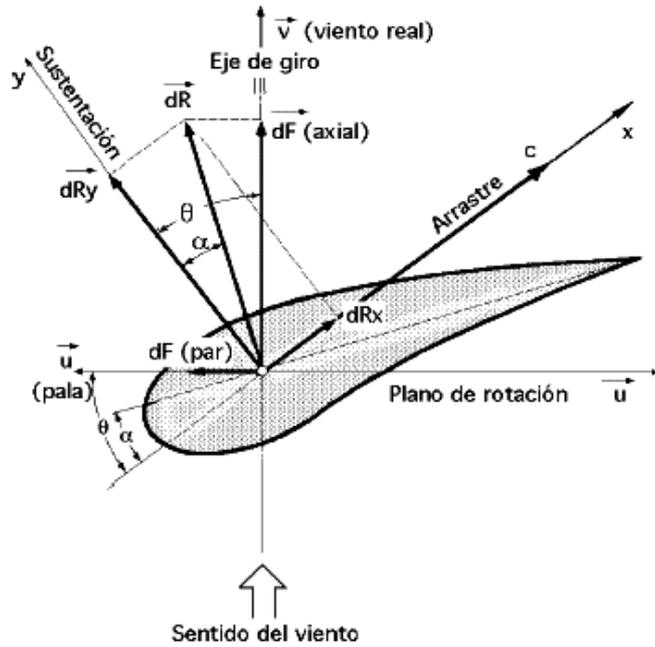
$$C_T^2 = C_x^2 + C_y^2 \quad (5.69)$$

La relación entre la fuerza ascensional y la fuerza de arrastre determina la esbeltez del perfil en la siguiente forma:

$$f = \frac{1}{\mu} = \frac{dR_y}{dR_x} \quad (5.70)$$

### 5.3.5. Fuerzas de par y axial.

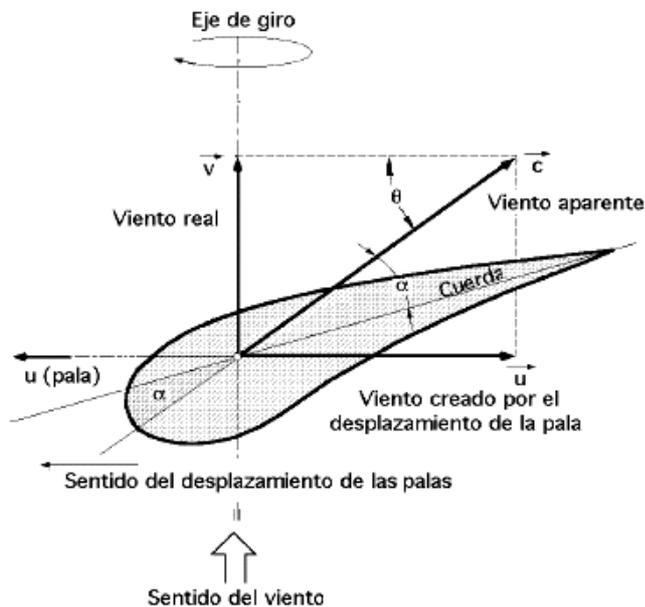
Si se proyectan las fuerzas de arrastre o de resistencia  $dR_x$  y de empuje ascensional o sustentación  $dR_y$ , sobre el plano de rotación, se obtiene una fuerza útil,  $dF_{par}$ , (paralela a  $\bar{U}$ ).



**Ilustración 5.97:** Fuerzas que aparecen sobre una pala en movimiento.

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.

Analizando el siguiente gráfico:



**Ilustración 5.98:** Velocidad que aparecen sobre una pala en movimiento.

En los aerogeneradores de eje horizontal, para obtener una velocidad angular ( $\omega$ ) uniforme, es necesario que tanto la velocidad  $V$  del viento, como su dirección, permanezcan constantes respecto a la pala. La relación ( $TSR = ctg\theta$ ) está comprendida

entre 0,2 y 13, lo que permite hacer la siguiente clasificación de maquinaria eólica de eje horizontal:

**Tabla 5.16: Celeridad o T.S.R para tres tipos de máquinas eólicas.**

<b>TSR (U/V)</b>	<b>Descripción</b>
<1	Grandes aerogeneradores.
≈ 3	Aerogeneradores de palas múltiples.
≈ 3	Aerogeneradores rápidos de hélice.

### **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:

$$P_{m\acute{a}xima\ real} = (0.11 - 0.30) \cdot A \cdot V_1^3 \quad (5.71)$$

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:

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

Obteniéndose un rendimiento global de alrededor de 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:

$$P_{\acute{u}til} = (0.11 - 0.17) \cdot A \cdot V_1^3 \quad (5.72)$$

Otra expresión que en buena aproximación, permite calcular la potencia desarrollada por un aerogenerador de 2 ó 3 aspas, en función del diámetro del rotor y la velocidad del viento es:

$$P_{\acute{u}til\ maxima} = 0.29 \cdot C_p \cdot D^2 \cdot V^3 \quad (5.73)$$

En el caso del molino americano multipala, la potencia útil máxima en función de la velocidad del viento  $V$ , y el diámetro de barrido  $D$ , se define por la siguiente fórmula:

$$P_{\text{util máxima}} = 0.15 \cdot D^2 \cdot V^3 \quad (5.74)$$

## 6. Dimensionado de un rotor eólico.

### 6.1. 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.

Esta área, para una hélice, 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:

$$A = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \quad (5.75)$$

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

$$A = \text{Altura} \cdot \text{Anchura} = h \cdot d \quad (5.76)$$

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

En un rotor Darrieux, la curva envolvente proporciona el área  $A$  que generalmente se calcula mediante una integral elíptica. 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.

$$A = 2,67 \cdot d \cdot h \quad (5.77)$$

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, en primer lugar, 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; al mismo tiempo se determina 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 estos datos energéticos, de máquina y de fuente energética, se igualan, y se determina el área  $A$  barrida por el rotor, para así calcular 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.

Como ya vimos, estos promedios de energía eólica necesarios,  $P_{\text{útil}}$ , vienen dados por la ecuación:

$$P_{\text{UTIL}} = P_{\text{VIENTO}} \cdot \eta = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V^3 \cdot \eta$$

siendo,  $\eta = \eta_{\text{aerod.}}$ , el rendimiento aerodinámico global o coeficiente de potencia del aerogenerador.

Esta fórmula se puede poner también en la forma:

$$A = \frac{2 \cdot P_{\text{UTIL AEROG.}}}{\rho \cdot V^3 \cdot h} = \frac{93 \cdot P_{\text{UTIL AEROG.}}}{\eta \cdot F \cdot C_A \cdot C_T} \quad (5.78)$$

con  $P_{\text{útil}}$  en kW y en la que  $F$  es un factor que depende de la velocidad del viento y cuyos valores se indican en la tabla 5.17 que sigue a continuación, siendo  $C_A$  y  $C_T$  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 compendiados en la tabla 5.18.

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 hará uso de la tabla 5.19.

**Tabla 5.17: 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 5.18: 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 5.19: Valores estimados de la eficiencia.**

MAQUINA EOLICA	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

## 6.2. Tamaño de las palas y coeficiente de solidez ( $\Omega$ ).

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

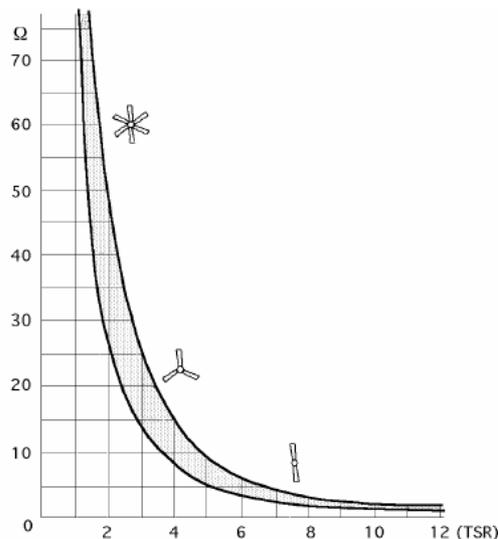
$$\text{Área total de las palas} = Z \cdot S = \text{Solidez}(\Omega) \cdot \text{Área barrida por el rotor (A)} \quad (5.79)$$

por lo que la solidez ( $\Omega$ ) del rotor, como ya habíamos visto, se puede interpretar como la relación entre el área geométrica de la pala,  $S = R \cdot L$ , y el área barrida por ella en su giro, es decir:

$$\Omega = \frac{Z \cdot S}{\pi \cdot R^2} = \frac{Z \cdot R \cdot L}{\pi \cdot R^2} = \frac{Z \cdot L}{\pi \cdot R} \quad (5.80)$$

Para obtener la superficie de una pala se divide el área total así obtenido por el número de ellas. Como se observa en el siguiente gráfico, el coeficiente de solidez guarda una relación inversa con el TSR.

**Gráfico 5.28: Relación entre el coeficiente de solidez ( $\omega$ ) y el TSR (Celeridad).**



## 6.3. Resistencia aerodinámica del rotor.

### 6.3.1. Fuerza centrífuga.

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

$$F_{cent} = \frac{1}{2} \cdot G \cdot \frac{U^2}{r_G} = \frac{1}{2r_G} \cdot G \cdot \left( \frac{\pi \cdot r_G \cdot n}{30} \right)^2 = \frac{\pi^2}{1800r_G} \cdot G \cdot (r_G \cdot n)^2 = \frac{\pi^2}{1800 \cdot r_G} \cdot G \cdot \left( \frac{kV \cdot (SR)_G}{0.105} \right) =$$

$$\Rightarrow F_{cent} = \frac{0.1034 \cdot G \cdot [K \cdot V \cdot (SR)_G]^2}{r_G} \quad (5.81)$$

En la que:

- $G$  es el peso de la pala en Kg.
- $k$  un valor que depende de las unidades.
- $SRG$  es la relación de la velocidad tangencial referida al viento 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. (centro de gravedad) 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.

### **6.3.2. 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  $\bar{V}$ , se puede expresar en la forma:

$$F_{aerod} = 0.062 \cdot A \cdot V^2 \quad (5.82)$$

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

### **6.3.3. 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:

$$M_{flector\ de\ la\ pala} = r_G \cdot F_{aerod} \quad (5.83)$$

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.

Así, para un aerogenerador de diámetro de palas igual a 3,70 metros y  $r_G = d/4$ , se obtiene 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.**

### **6.3.4. 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:

$$C = \frac{P_{\text{generada en el rotor}}}{\omega} = \frac{P_{\text{útil}} \cdot d}{2(\text{TSR}) \cdot V} \quad (5.84)$$

con,  $P_{\text{útil}}$  en Kg - m/seg ,  $d$  en metros y  $V$  en m/seg

La ecuación anterior se puede poner también en la forma:

$$C = \frac{51 \cdot P_{\text{útil}} \cdot d}{(\text{TSR}) \cdot V} \quad (5.85)$$

con,  $P_{\text{útil}}$  en kW,  $d$  en metros y  $V$  en m/seg.

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

Hay que tener en cuenta que la potencia "  $P_{\text{útil}}$  " 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 "  $\Omega$  ".

## **7. Diseño y calculo simplificado de los aerogeneradores eólicos rápidos de eje horizontal.**

### **7.1. 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

Otra manera más real, en la que se incorporan eficiencias mecánicas, eléctricas, etc, para calcular el diámetro de rotor es considerar una densidad de 1.25 Kg/m<sup>3</sup> el área de barrido ( $S$  o  $A$ ) en función del diámetro  $D$  y el factor 24 (horas) para la energía de consumo diario ( $E_d$ ), conocidos estos parámetros el diámetro necesario del aerogenerador puede determinarse, en términos aproximados, por:

$$D = \sqrt{\frac{E_d}{C_p \cdot V^3 \cdot 10.47}} \quad (5.86)$$

El término  $E_d$ , se calcula de la misma manera que se hizo en la unidad sobre sistemas fotovoltaicos, para aclarar, el  $E_d$ , es la cantidad de energía que se necesita suministrar al grupo de cargas consideradas en la futura instalación y que está dado en  $W - h$ , es fácil de notar que para obtener este valor, se tiene que elegir el voltaje de trabajo del sistema, criterios que se desarrollaron con anterioridad, por lo que Ud. tendrá que tenerlos siempre en cuenta.

A falta de datos del fabricante del aerogenerador en cuestión, podemos utilizar un valor para el rendimiento aerodinámico o coeficiente de potencia comprendido entre 0.2 y 0.3 o datos que se han señalado en secciones anteriores. Una vez que se ha obtenido, de manera muy aproximada, el diámetro del aerogenerador, se analizarán de entre las máquinas comerciales, aquellas cuyo diámetro este próximo al calculado, comprobando con la gráfica de potencia generada en función de la velocidad del viento que se cumple

que para la velocidad del viento, la potencia cedida por la máquina multiplicada por 24 horas, nos da un valor de energía generada igual o mayor que el de las necesidades diarias.

## 7.2. Acoplamiento rotor eólico-generador eléctrico.

En el acoplamiento del rotor a un generador eléctrico, a través del multiplicador, hay que tener en cuenta el número de r.p.m. 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 el ejemplo 18, suponemos que el generador requiere 300 r.p.m. para generar la potencia de 1 kW y el rotor funciona a estas 300 r.p.m., no es necesario colocar ningún tipo de multiplicador y el acoplamiento será directo; estas r.p.m. se corresponden con un TSR según la ecuación:

$$TSR = 0,105 \cdot \frac{r n}{V} = 0,105 \cdot \frac{5,25 \cdot 300}{6,7} = 12,34 > 10$$

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 r.p.m., 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 r.p.m. 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:

- Para una frecuencia de 50 ciclos por segundo (50 Hz).

$$n_{(rpm)alt} = \frac{3000}{(n^{\circ} \text{ de pares de polos})} \quad (5.87)$$

- Para una frecuencia de 60 ciclos por segundo (60 Hz).

$$n_{(rpm)alt} = \frac{3600}{(n^{\circ} \text{ de pares de polos})} \quad (5.88)$$

Por ejemplo, para 2 pares de polos y a una frecuencia de 50 Hz.

$$n_{(rpm)alt} = \frac{3000}{(n^{\circ} \text{ de pares de polos})} = \frac{3000}{2} = 1500 \text{ r.p.m.} \quad (5.89)$$

o que implicaría una multiplicación de 5 a 1 funcionando el rotor a 300 rpm.

**Un aumento del número de pares de polos disminuye este factor de multiplicación.**

### 7.3. Solidez y N° de palas

Una vez seleccionada la relación de multiplicación del acoplamiento rotor-generator y por tanto del TSR se determina la solidez  $\Omega$  mediante la gráfica 5.28 y el número Z de palas según la siguiente tabla:

**Tabla 5.20: Número de palas en función del TSR.**

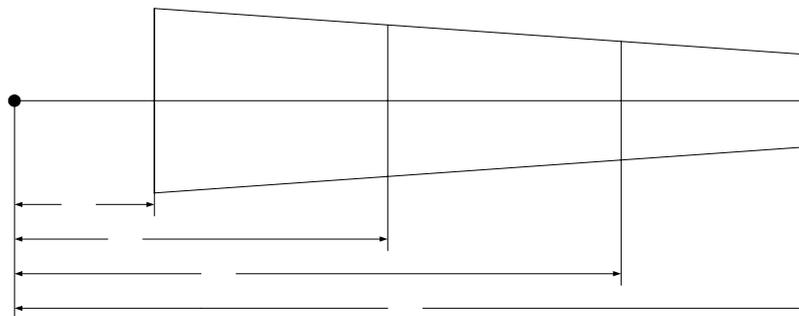
TSR	1	2	3	4	5 a 8	8 a 15
Número de palas	6 a 20	4 a 12	3 a 8	3 a 5	2 a 4	1 a 2

deduciéndose que para un 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.

### 7.4. Perfil de pala.

Interesan perfiles con altos valores de D/L, del orden de 60, para Cy 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 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 pueden suprimirse en esa zona; concretamente, en el 10% ó 15% de la pala próximo al cubo no es necesario poner perfiles aerodinámicos; 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, dividiéndola en varias secciones:



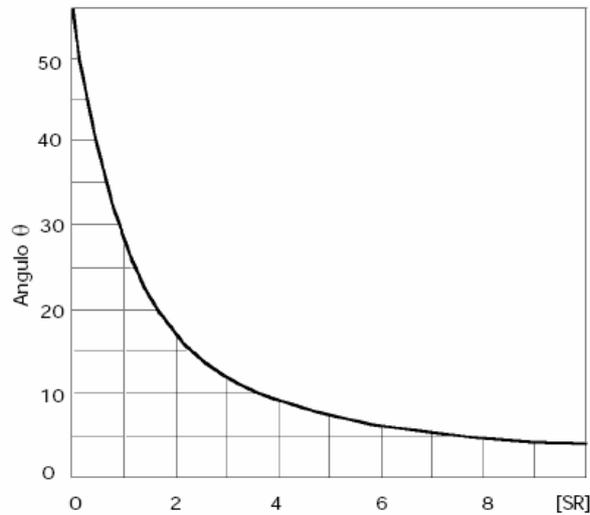
**Ilustración 5.99: División de una pala.**

Seguidamente, se calcula la relación de velocidades SR o celeridad ( $\lambda$ ) correspondiente a cada una de ellas.

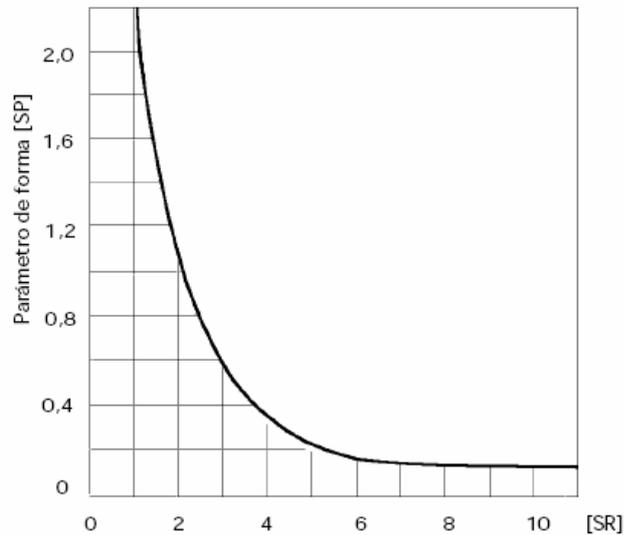
### 7.5. Valores de $\theta$ .

Teniendo en cuenta las gráficas 5.29 y 5.30, se determinan el ángulo  $\theta$  y un parámetro de forma (SP) a partir del SR.

**Gráfico 5.29: Valores de  $\theta$  en función del SR.**



**Gráfico 5.30: Valores del parámetro de forma SP en función del SR.**



### **7.6. Relación $\Delta L$ ( $R/L$ ) de la pala.**

La relación  $\Delta L$  entre la envergadura de la pala (su longitud) dada por su radio máximo  $R$  y el promedio de las longitudes de las cuerdas en las distintas secciones consideradas, está dada por:

$$\Delta L = \frac{R_{max}}{\bar{L}} \quad (5.90)$$

### **7.7. Corrección del ángulo de incidencia $\alpha$ .**

El ajuste del ángulo de ataque  $\alpha$  para un valor óptimo de la relación  $C_y/C_x$  se hace mediante la siguiente ecuación empírica:

$$\alpha = -\alpha_0 + \frac{C_y}{0.11} \cdot \left(1 + \frac{3}{\Delta L}\right) \quad (5.91)$$

### 7.8. Ángulo de calaje o de inclinación $\beta$ .

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  $\beta$  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  $\theta$  no sea constante en cada sección del perfil. El ángulo  $\beta$  se llama también torsión y se determina mediante la corrección del ángulo de ataque  $\alpha$ , obteniéndose para cada sección transversal la inclinación de las diferentes cuerdas de la pala, para cada distancia  $r$  al eje de giro, mediante la ecuación:

$$\beta = \theta - \alpha \quad (5.92)$$

### 8. Diseño y calculo simplificado de los aerogeneradores eólicos lentos de eje horizontal.

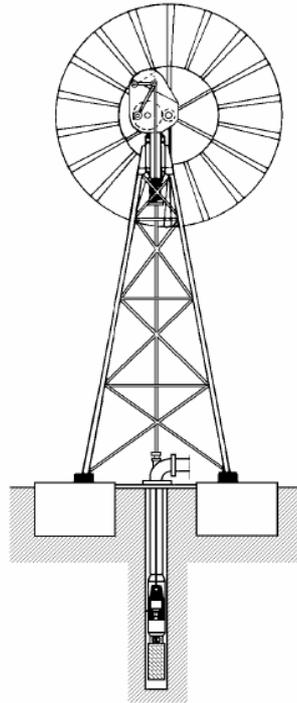
Las máquinas eólicas de este tipo son de arrastre, y aprovechan la componente de la fuerza del viento perpendicular a la superficie de sus aspas, palas o aletas.

El molino americano es un aerogenerador lento (ilustración 5.100), 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 o hasta 10 metros (ver tabla); 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.

**Tabla 5.21: 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

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.



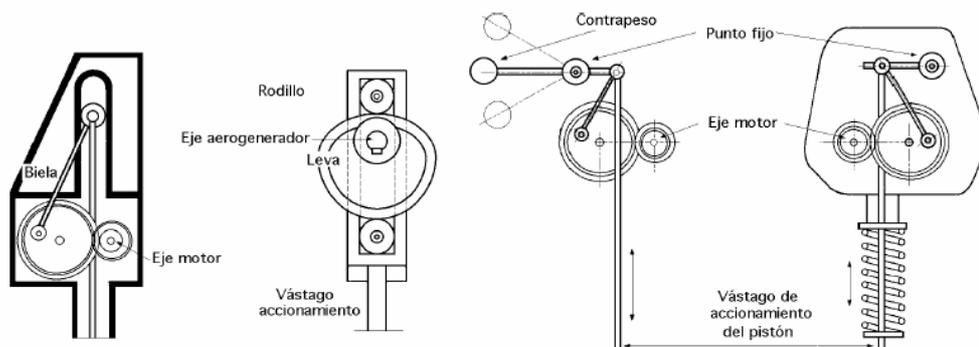
**Ilustración 5.100: Molino multipala con bomba de pistón.**

La potencia nominal de estas máquinas se puede expresar, en primera aproximación, mediante la ecuación, dada por:

$$P_{util\ maxima} = 0.15 \cdot D^2 \cdot V^3$$

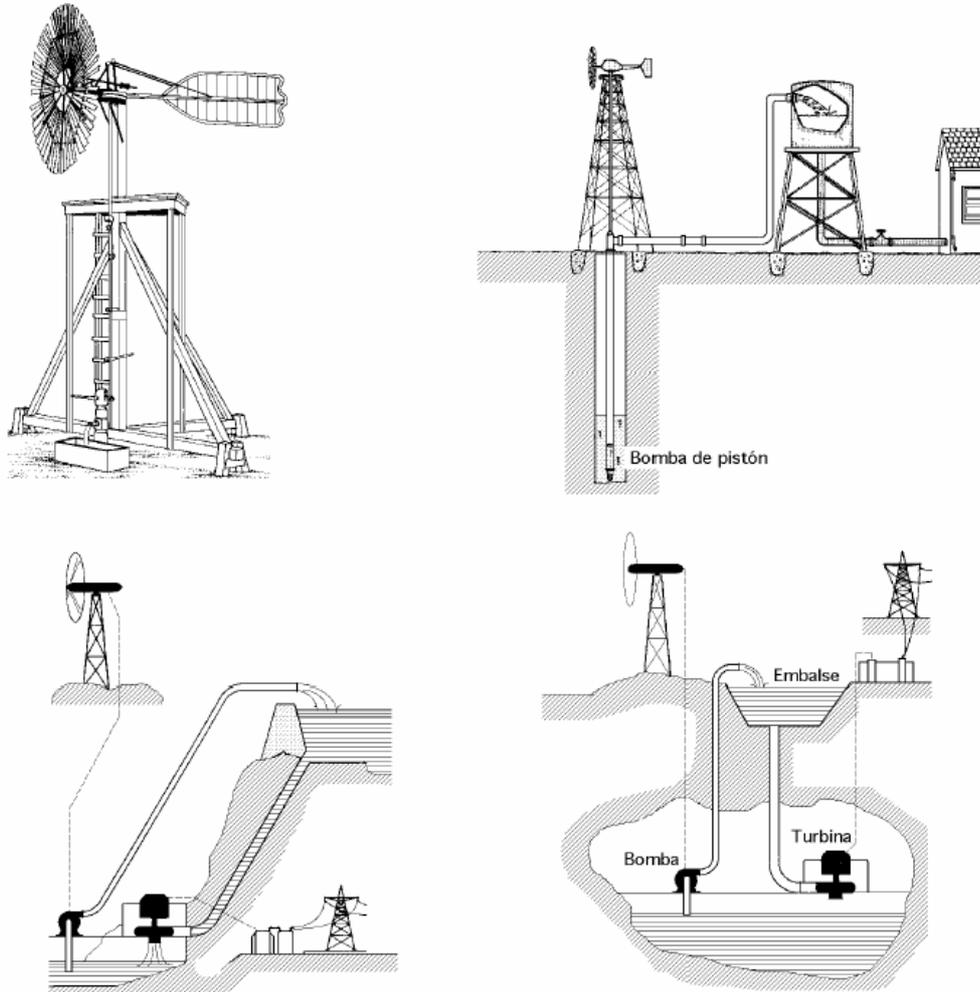
Donde  $P_{util\ maxima}$  es la potencia dada en Watios (W),  $D$  es el diámetro exterior del rotor en metros (m) y  $V$  es la velocidad del viento en m/s; la potencia nominal suele darse para velocidades del viento del orden de 5 m/seg.

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 como el que se muestra en la siguiente ilustración.



**Ilustración 5.101: Diversos dispositivos de transmisión del movimiento del molino multipala a la bomba.**

La utilización más común para estas máquinas es el bombeo de agua mediante una bomba de émbolo que se ajustan bastante bien a las proporcionadas por el multipala (ilustración 5.102).



**Ilustración 5.102: Algunas aplicaciones de bombeo de los multipala.**

Como ya se vio en la sección sobre **FUNDAMENTOS AERODINÁMICOS DE LAS MÁQUINAS EÓLICAS**, la fuerza de arrastre  $F_x$  sobre una pala viene dada por la expresión:

$$\text{Fuerza de arrastre} = F_{arr} = F_x = \frac{1}{2} C_x \cdot \rho \cdot C^2 \cdot S \quad (5.93)$$

donde la velocidad aparente  $C$ , puede ser puesta en función de la velocidad periférica  $U$  y la del viento  $V$  en:

$$\text{Fuerza de arrastre} = F_{arr} = F_x = \frac{1}{2} C_x \cdot \rho \cdot C^2 \cdot S = \frac{1}{2} C_x \cdot \rho \cdot (V - U)^2 \cdot S \quad (5.94)$$

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:

$$C = r \cdot F_{arr} = \frac{r}{2} \cdot \rho \cdot V^2 \cdot S \cdot C_Y \cdot \left( \frac{\text{sen}(\theta - \alpha)}{\text{sen}^2 \theta \cdot \cos \alpha} \right) \quad (5.95)$$

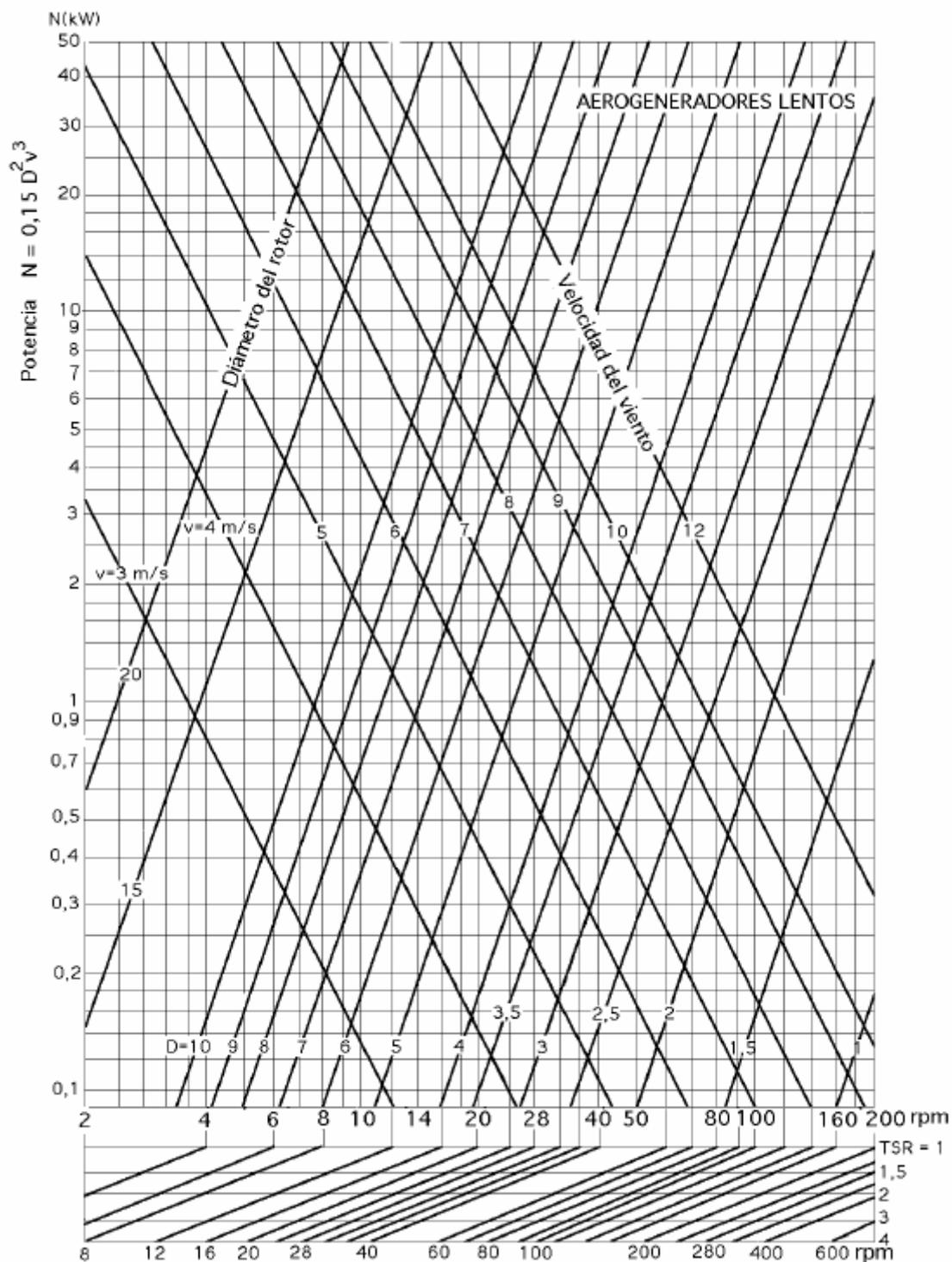
La potencia útil desarrollada por una máquina de arrastre es igual a la fuerza de arrastre multiplicada por la velocidad periférica tangencial de rotación de la pala  $U$ , es decir:

$$P_{UTIL} = F_{arr} \cdot U = \frac{1}{2} C_X \cdot \rho \cdot C^2 \cdot S \cdot U = \frac{1}{2} C_X \cdot \rho \cdot (V - U)^2 \cdot S \cdot U \Rightarrow$$

$$\Rightarrow P_{UTIL} = \frac{\rho \cdot V^2 \cdot S \cdot C_Y}{2} \cdot \left( \frac{\text{sen}(\theta - \alpha)}{\text{sen}^2 \theta \cdot \cos \alpha} \right) \quad (5.96)$$

En el siguiente gráfico se muestra una forma práctica de determinar la potencia de una máquina eólica lenta, para ser efectiva esta metodología es necesario tener dos datos de entrada: la velocidad del viento y el diámetro del rotor, el gráfico es el siguiente:

**Gráfico 5.31: Diagrama para la determinación de la potencia en aerogeneradores lentos.**



### 9. 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.

El modelo más sencillo de máquinas 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 expresión de la fuerza actuante es:

$$F = \frac{\rho \cdot C_p \cdot S \cdot V^2}{2} \quad (5.97)$$

El valor de  $C=1,33$ , es más elevado que cuando la corriente de aire se ejerce sobre la parte convexa de la esfera  $C= 0,34$ . Para un semicilindro estos mismos coeficientes se elevan a 2,3 y 1,2.

Debido a la disimetría de los elementos constituyentes que es causa de las diferencias en las resistencias que se oponen al desplazamiento del aire, la acción del viento 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 definida por:

$$U = \frac{\omega \cdot r}{2} \quad (5.98)$$

con 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:

$$P_{UTIL} = \frac{\rho \cdot S \cdot (C_1 \cdot [V - U]^2 - C_2 \cdot [V + U]^2) \cdot U}{2} \quad (5.99)$$

donde  $C_1$  y  $C_2$  son dos coeficientes que se suponen constantes.

Esta potencia será máxima cuando:

$$C_1 = 3C_2 \text{ y } C_2 = 0$$

Por lo tanto si  $C_1 = 3C_2$ , entonces tendremos que la potencia máxima a obtener será:

$$P_{max} = \frac{V}{6}$$

y si  $C_2 = 0$ , entonces:

$$P_{max} = \frac{V}{3}$$

En la práctica se verifica que el rendimiento de las ruedas del tipo de acción diferencial simple, es máximo para valores de celeridad o TSR comprendidos entre 0.3 y 0.6.

### 9.1. Aerogeneradores 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 (ver ilustración 5.103).

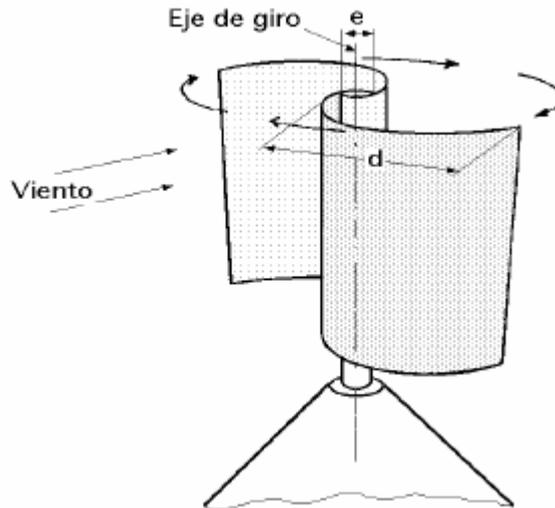


Ilustración 5.103: Aerogenerador Savonius.

Las fuerzas que ejerce el viento en la parte cóncava y convexa son diferentes 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. El rotor siempre está sometido a un par aerodinámico suplementario debido a las dos desviaciones sucesivas que experimenta el viento, formando un ángulo de  $180^\circ$  por efecto de las palas (ver ilustración 5.104).

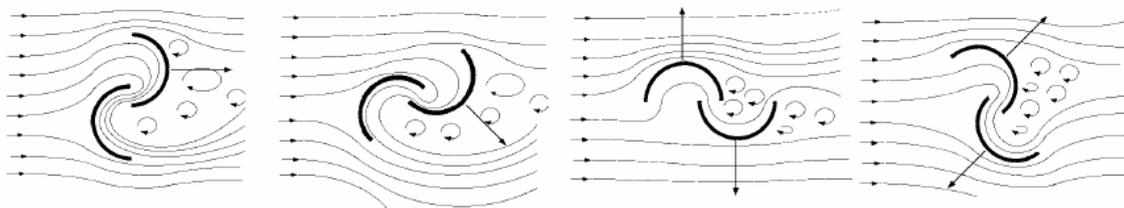


Ilustración 5.104: Líneas de corriente en un rotor Savonius.

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.

La expresión de la fuerza de arrastre es:

$$F_{arr} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot \left( [V + U]^2 - 0,2 \cdot [V - U]^2 \right) \quad (5.100)$$

y la de la potencia:

$$P_{útil} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot \left( [V + U]^2 - 0,2 \cdot [V - U]^2 \right) \cdot U \quad (5.101)$$

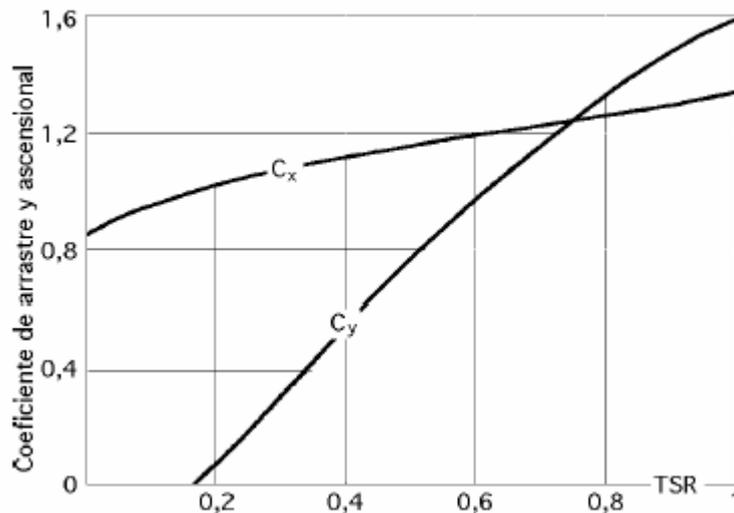
que en primera aproximación puede ponerse en la forma:

$$P_{útil} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot C_Y \cdot U^3 \quad (5.102)$$

siendo  $C_Y$  del orden de 0,3.

Una manera de determinar el valor de los coeficientes de arrastre ( $C_x$ ) y ascensional ( $C_y$ ) es mediante el siguiente gráfico, que muestra valores de estos coeficientes en función de la celeridad o TSR.

**Gráfico 5.32: Coeficientes del rotor Savonius.**



Otra expresión para la potencia útil en función del factor de conversión de la energía del viento  $k$  es:

$$P_{útil} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V^3 \cdot \eta \cdot k \quad (5.103)$$

en la que, para  $V$  en m/seg,  $A$  en  $m^2$ ,  $k = 0,00136$ , obteniéndose la potencia en KW.

La potencia alcanza un valor máximo para velocidades  $U$  próximas a  $V/6$ ; el valor de la sección es:

$$S = h \cdot (2D - e) \quad (5.104)$$

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. Estas fuerzas se expresan en la forma:

$$F_{as} = 1,08 \cdot C_y \cdot \rho \cdot A \cdot V^2 \quad (5.105)$$

$$F_{arr} = 1,08 \cdot C_x \cdot \rho \cdot A \cdot V^2 \quad (5.106)$$

Obteniéndose los coeficientes  $C_x$  y  $C_y$  a partir del gráfico 5.32, en función del TSR.

### 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 la ilustración 5.105, 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.

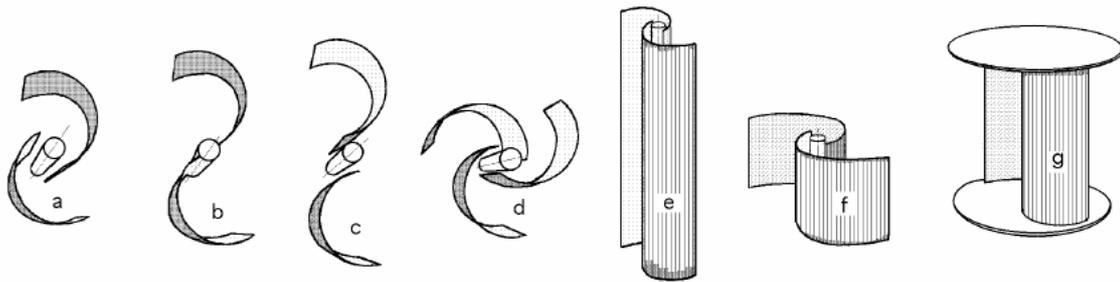
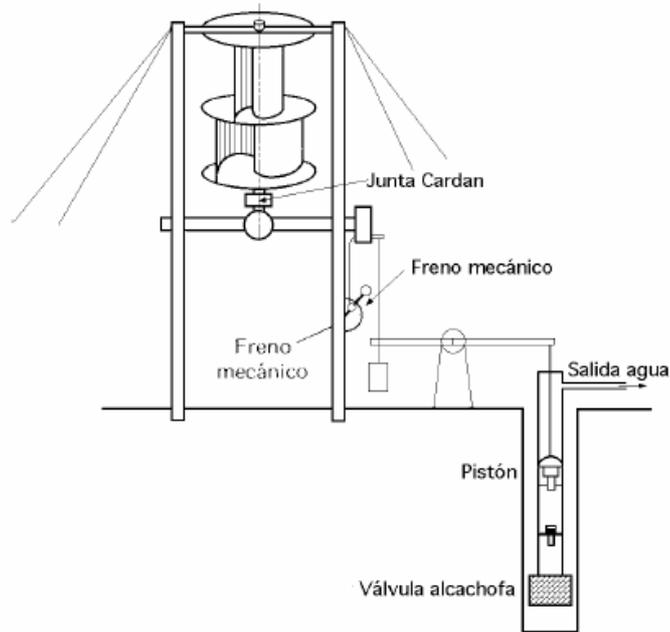


Ilustración 5.105: Diversas opciones de diseño de un rotor Savonius.

### 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 muy adecuado.

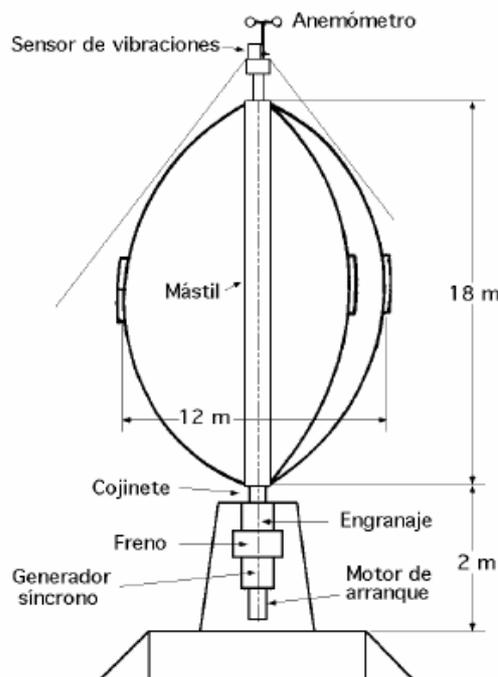
Si las palas (canaletas) se mueven de forma que el rotor Savonius se convierta en un cilindro, la superficie resultante, cilíndrica, no estaría en condiciones de realizar un trabajo y, por lo tanto, ésta es la forma más usual de regulación en este tipo de rotores; en esta situación, por lo tanto, dejaría de comportarse como tal máquina eólica.



**Ilustración 5.106: Instalación de bombeo mediante un rotor Savonius.**

## **9.2. Aerogenerador Darrieux.**

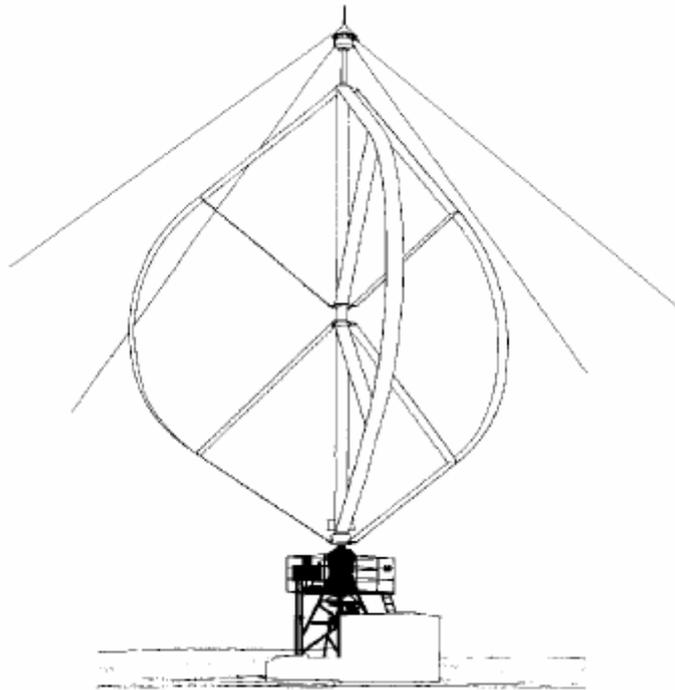
Los aerogeneradores de eje vertical fueron recuperados por Darrieux en los años veinte. El rotor Darrieux fue patentado en 1931, y está constituido por hojas perfiladas que giran alrededor de un eje vertical. En la ilustración 5.107 se muestra un ejemplo de rotor Darrieux de tres hojas de aluminio extruido; el alternador síncrono gira a 1500 rpm y la relación de velocidades (alternador-rotor Darrieux) es de 16,78.



**Ilustración 5.107: Dimensiones del rotor Darrieux de 25 kW.**

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 (ilustración 5.108). 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.



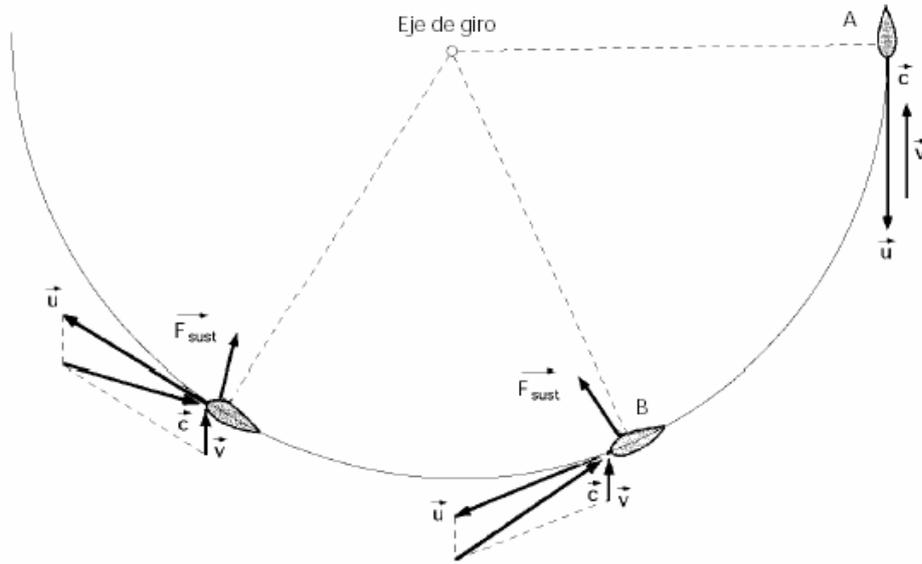
**Ilustración 5.108:** Aeroturbina Darrieux de 70 kW  
(Lab. Sandia, Albuquerque, New México)

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.

### **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 ilustración 5.109, 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.



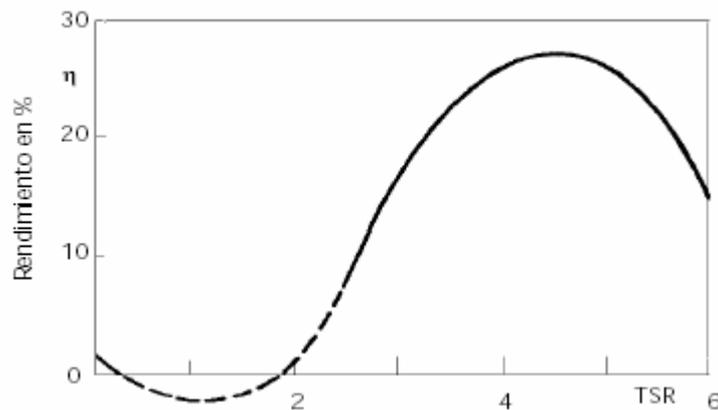
**Ilustración 5.109: Modificación de la fuerza ascensional en un rotor Darrieux.**

La potencia desarrollada por este tipo de aparatos es:

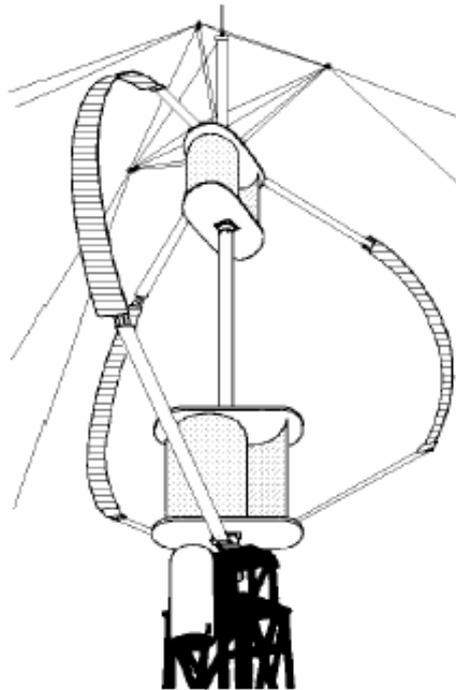
$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot C_Y \cdot S \cdot C^3 \quad (5.107)$$

En el siguiente gráfico se ha representado el rendimiento aerodinámico o coeficiente de potencia en función de la celeridad o TSR, para un Darrieux; se observa que el rotor tiene que ser acelerado cuando su celeridad sea menor de 2.

**Gráfico 5.33: Curva  $\eta_{aerod}$  Vs. TSR (CP Vs.  $\lambda$ )**



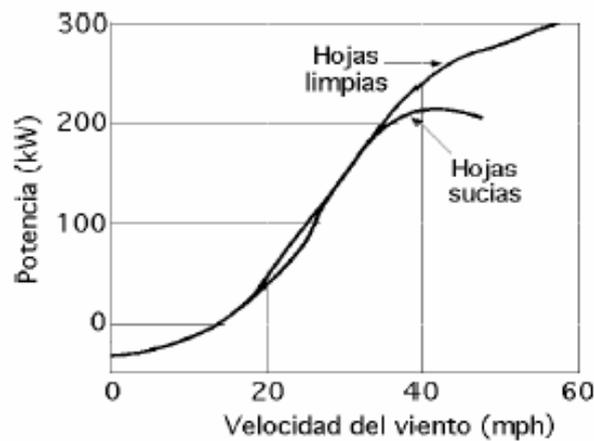
Esta aceleración se puede conseguir mediante un motor de arranque, como por ejemplo el representado en la ilustración 5.110, que consiste en dos turbinas Savonius acopladas al eje de la turbina principal, para así poder pasar a un TSR de funcionamiento normal, en que será accionado únicamente por la acción del viento; el prototipo indicado tiene una potencia de 20 kW, (Instituto de Climatología y Meteorología de Hannover, Alemania).



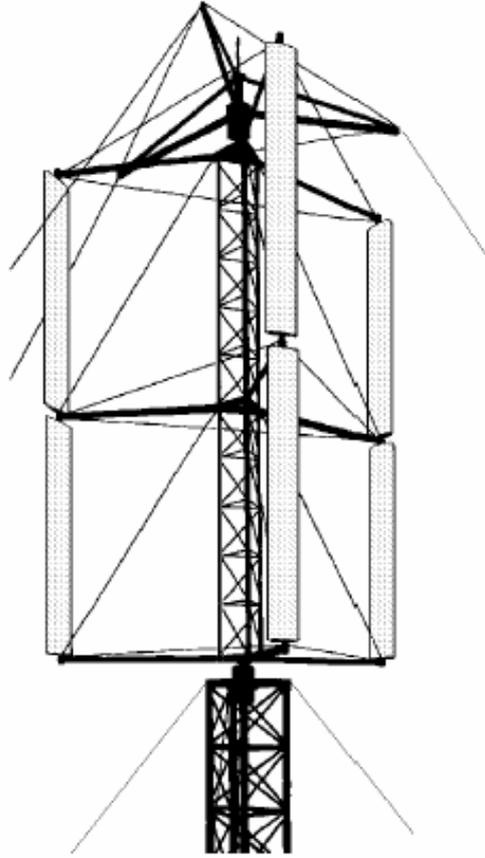
**Ilustración 5.110:** Aerogenerador Darrieux con dos Savonius acoplados, que actúan como motor de arranque.

En el siguiente gráfico 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.

**Gráfico 5.34:** Efecto de la suciedad sobre las hojas de un rotor Darrieux.



En la ilustración 5.111, se muestra un prototipo giromill en el que se observa las posiciones de frenado y de trabajo normal de las hojas.



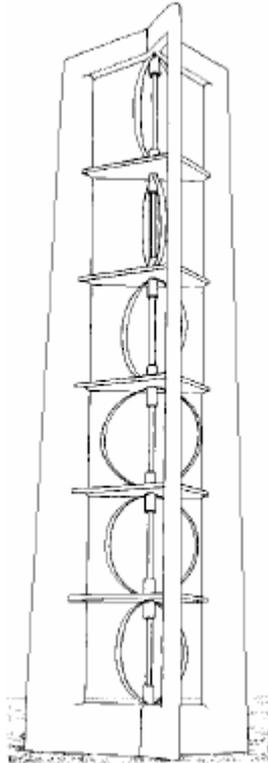
**Ilustración 5.111: Prototipo giromill 500 kW) MacDonnell-Douglas**

*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.*

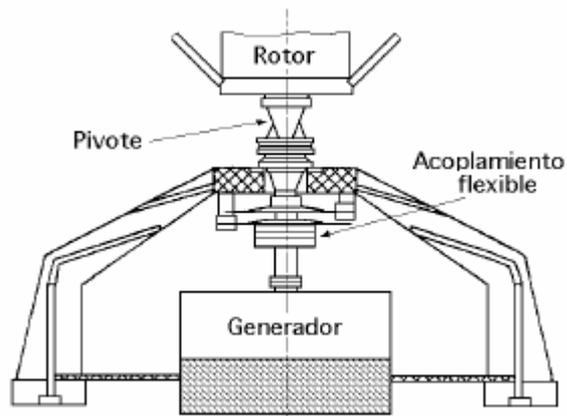
*A medida que se ha ido adquiriendo experiencia práctica se han emprendido proyectos cada vez más ambiciosos; así, a finales de los sesenta, South y Rangitikei, en el National Research Council de Canadá, comenzaron los estudios y ensayos sobre unas turbinas de este tipo que, hoy en día, constituyen uno de los modelos eólicos de interés.*

*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 (ver ilustración 5.112).*



**Ilustración 5.112: Torre de 6 aerogeneradores Darrieux acoplados en serie.**



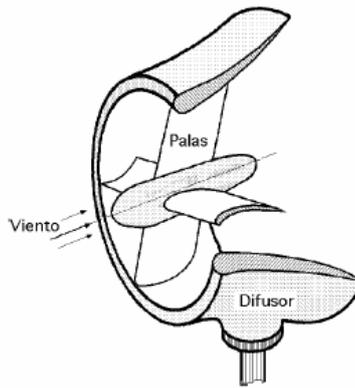
**Ilustración 5.113: Sistema soporte del rotor Darrieux.**

### **9.3. Otros tipos de máquinas 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.**

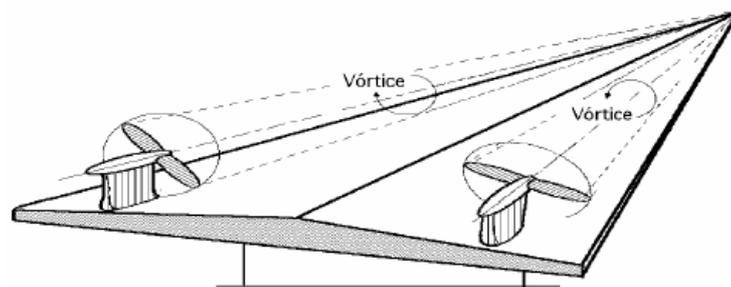
La forma más simple de incrementar la eficacia del rotor es incluirle en el interior de una tobera divergente (ilustración 5.114). El rotor y las palas se incluyen dentro de un conducto de forma cónica o simple embocadura de tobera, con el fin de acelerar la velocidad del viento que incide sobre las palas de la hélice; de este modo se consigue una eficacia teórica superior a tres veces la correspondiente a una aeroturbina ordinaria.



**Ilustración 5.114: Sistema difusor.**

### **Alas en delta.**

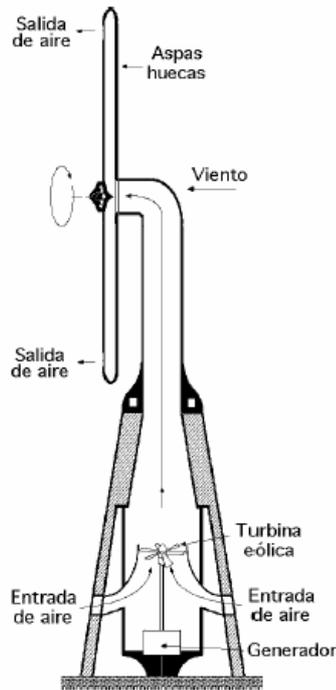
Los concentradores de viento (ilustración 5.115), que tienen forma de ala en delta generan vórtices a ambos lados de la misma, lo que permite concentrar la energía del viento sobre un par de turbinas eólicas estratégicamente situadas. Es de esperar que la producción de energía por turbinas impulsadas por los vórtices marginales sea diez veces superior a la obtenida en las turbinas libres, pero hasta la fecha, ninguno de estos sistemas ofrece mejoras de rendimientos sobre los convencionales de eje horizontal o vertical.



**Ilustración 5.115: Concentrador de viento tipo ala en delta.**

### **Generador Andreu-Enfield.**

El generador Andreu-Enfield (ilustración 5.116), tiene sus palas huecas, las cuales 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 IV.-91 alternador situado en su parte inferior.



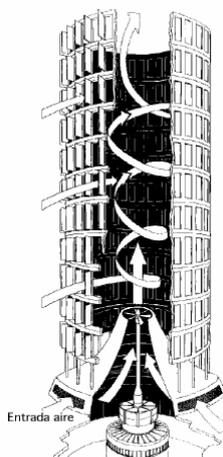
**Ilustración 5.116: Generador Andreu-Enfield.**

### **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. 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 (ilustración 5.117).

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.



**Ilustración 5.117: Turbina tipo tornado.**

*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% impuesta por el teorema 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.*

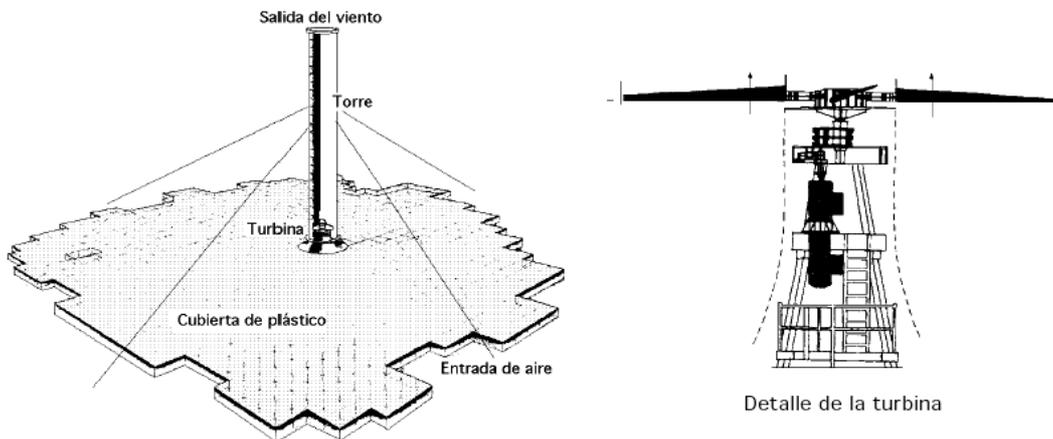
*Esta planta, llevada a cabo por el Departamento alemán de Investigación Tecnológica en colaboración con Unión Eléctrica Española, aprovechaba la energía solar calentando una gran superficie de terreno mediante el efecto invernadero. El proyecto se desarrolló a partir de una idea original del profesor 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.*

*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 (ilustración 5.118), y combinaba tres técnicas, como:

- El efecto invernadero.
- El efecto chimenea (tiro).
- Las aspas del aerogenerador de viento.



**Ilustración 5.118: Chimenea eólico – solar.**

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 m<sup>2</sup> 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.

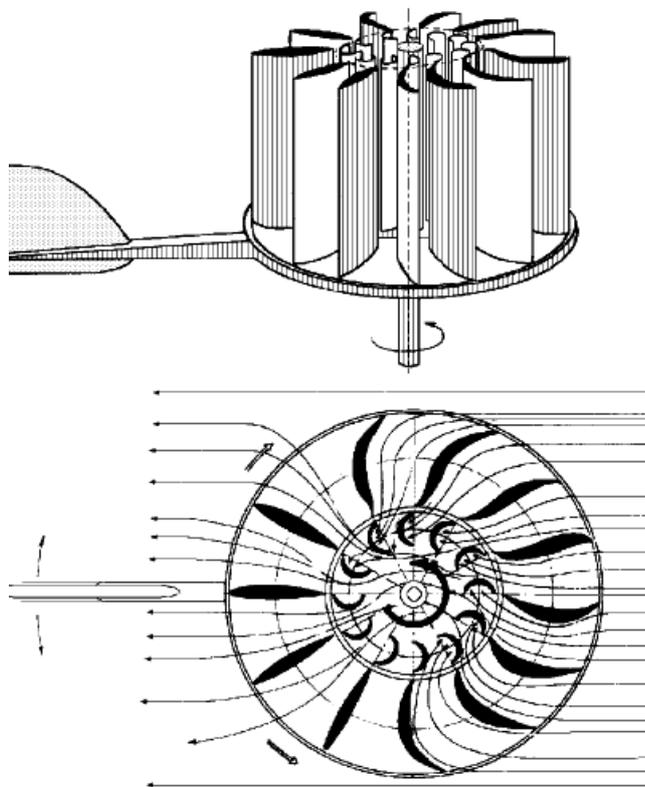
En el centro de cada 6 m<sup>2</sup> de cubierta iba instalada una válvula de drenaje que normalmente estaba cerrada para evitar escapes de aire, y que durante períodos de lluvia se abría para permitir el drenaje y la limpieza de polvo y tierra acumulados en la superficie exterior.

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 y un colector de 10 km de diámetro, 78,5 millones de m<sup>2</sup>, 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/m<sup>2</sup>, se podrían generar 270 MW.

### **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 (ilustración 5.119).



**Ilustración 5.119: Rotor Savonius con sistema difusor orientable por aleta de cola.**

### **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.

## 10. Cálculo y diseño de sistemas eólicos.

### 10.1. Cálculo y diseño de una instalación eólica de bombeo.

Para el cálculo y diseño de un sistema de este tipo necesitamos conocer como datos de partida los siguientes datos:

- Las necesidades hídricas en términos diarios ( $Q_d$ ) en  $m^3/día$ .
- La altura de bombeo ( $H$ ) en  $m$ .
- La velocidad del viento en media diaria mensual, y le número de horas con viento superior a  $4 m/s$ , si el cálculo lo hacemos para un rotor multipala, o superior a  $2 m/s$  si se va a usar un rotor Savonius.

Podemos establecer las necesidades de agua diarias  $Q_d$ , en función de las necesidades humanas, animales, agrícolas o industriales si fuera el caso; las siguientes tablas pueden ser de gran utilidad.

$$Q_d = \sum Q_i \quad (5.108)$$

Si dividimos el consumo diario de cada uno de los meses del año entre el número de horas con viento útil del mismo mes. Obtenemos el volumen por hora de bombeo que necesitamos por hora en cada mes:

$$Q = \frac{Q_d}{\text{horas de viento util}} \quad (5.109)$$

**Tabla 5.22: Consumo estimado de agua para personas y animales.**

Unidad de consumo	Litros/día
Persona	400
Novillo, caballo	50
Vacuno	60
Vaca lechera	140
Ovino, caprino	8
Porcino	16
Gallinas x 100	30
Pollos x 100	15
Pavos x 100	50

**Fuente: J. BORNAY aerogeneradores.**

**Tabla 5.23: Índices volumétricos de diversos productos en varios valles de la costa del Perú.**

<b>Índices volumétricos (miles de m<sup>3</sup>/Ha – año)</b>			
<b>Cultivos</b>	<b>Chira</b>	<b>San Lorenzo</b>	<b>Alto Piura</b>
Algodón	9.3	9.8	8.5
Arroz	16.4	17.2	14.6
Sorgo grano	6.9	...	6.5
Maíz	8.2	9.2	5.8
Frutales	16.0	16.2	15.2
Pastos y forrajes	18.9	21.0	17.8
Hortalizas	8.5	8.9	...
Menestras	6.6	7.7	6.4
Flores	12.8	...	...
Camote – yuca	8.9	10.3	...
Maíz amiláceo	...	...	7.9
Otros cultivos	7.2	...	...

**Fuente: Ministerio de Agricultura – Perú.**

Tomaremos para el cálculo el valor del mes de más caudal ( $Q_{max}$ ) en m<sup>3</sup>/h.

A continuación se establece la altura de bombeo  $H$ , siendo esta la suma aritmética de la altura de impulsión ( $H_i$ ), desde el nivel de agua del pozo hasta el nivel máximo del depósito, y la altura manométrica debida a las pérdidas de carga en las tuberías ( $H_m$ ):

$$H = H_i + H_m \quad (5.110)$$

Las pérdidas de carga en las conducciones ( $H_m$ ), en función del caudal horario, se determinan utilizando los datos de la siguiente tabla:

**Tabla 5.24: Pérdidas de carga en tuberías de plástico.**

<b>Dia inte. (mm)</b>	<b>14</b>	<b>19</b>	<b>25</b>	<b>32</b>	<b>38</b>	<b>50</b>	<b>63</b>	<b>75</b>	<b>89</b>	<b>100</b>
<b>Litros/hora</b>	<b>Metros por cada 100 metros de recorrido recto</b>									
500	8.9	2.1	0.6							
800	20.2	4.7	1.3	0.4						
1000	29.8	7	1.9	0.6						
1500		14.2	3.9	1.2	0.5					
2000		23.5	6.4	2	0.9					
2500			9.4	2.9	1.3	0.4				
3000			13	4	1.8	0.5	0.2			
3500			17	5.3	2.3	0.6	0.2			
4000			21.5	6.6	2.9	0.8	0.3	0.1		
4500				8.2	3.6	1	0.3	0.1		
5000				9.8	4.3	1.2	0.4	0.2		
5500				11.6	5.1	1.4	0.5	0.2		
6000				13.5	6	1.6	0.5	0.2		
6500				15.5	6.9	1.9	0.6	0.3		
7000				17.7	7.8	2.1	0.7	0.3		
8000				22.4	9.9	2.7	0.9	0.4	0.2	
9000					12.1	3.3	1.1	0.5	0.2	
10000					16.6	4	1.3	0.6	0.3	0.1

\*Añadir 5 metros por cada curva de 90° y 10 metros por cada válvula.

\*Multiplicar por 1.5 para tuberías de Hierro galvanizado.

\*Multiplicar por 1.2 para tuberías de fibrocemento.

La potencia de bombeo en Kilowatios, necesaria para una bomba de pistón será:

$$P_{bombeo} = \frac{Q \cdot g \cdot H}{\eta_v \cdot \eta_b \cdot \eta_m} \cdot \frac{1}{3600} \quad (5.111)$$

En la que  $Q$  y  $H$  son datos conocidos,  $g$  es la aceleración de la gravedad ( $9.81 \text{ m/s}^2$ ), y  $\eta_v$ ,  $\eta_b$  y  $\eta_m$ , son el rendimiento volumétrico, el rendimiento de la bomba, y el rendimiento mecánico de la aerobomba. Los valores normales de  $\eta_v$ ,  $\eta_b$  y  $\eta_m$  son 0.9, 0.65 y 0.8 respectivamente.

Como debe cumplirse que:

$$P_{bombeo} = P_{aerobomba} \quad (5.112)$$

Y como ya vimos anteriormente, que la potencia de un multipala tipo americano está dado por la ecuación (5.71), y por las expresiones de la sección 9.1 o por:

$$P_{util} = 0.18 \cdot h \cdot D \cdot V^3 \quad (5.113)$$

para un rotor Savonius, aplicando las correspondientes obtenemos, en buena aproximación, el diámetro de la rueda para el multipala americano según la expresión:

$$D = \sqrt{\frac{P_{bombeo}}{0.15 \cdot V^3}} \quad (5.114)$$

y para el valor del área expuesta para el Savonius, será:

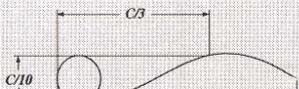
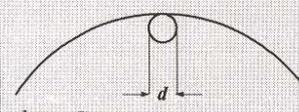
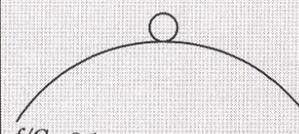
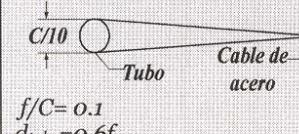
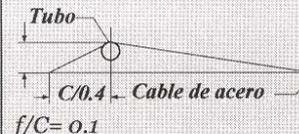
$$D = \frac{P_{bombeo}}{h \cdot 0.18 \cdot V^3} \quad (5.115)$$

Una vez determinada el diámetro, tenemos que elegir de entre las máquinas comerciales las más adecuada por su tamaño, y escogeremos la bomba de émbolo según el recorrido del golpe de pistón y el diámetro del cilindro. Normalmente se aconseja para pozos poco profundos, bombas de gran diámetro y recorrido corto del pistón, y viceversa para pozos profundos.

Otra manera de realizar los cálculos de diseño para una aerobomba en una forma más técnica es la siguiente:

- Primero se define el tipo de máquina a usarse, en este caso como se nos lo pidió la máquina será un tipo multipala americano.
- Seguidamente se escoge la geometría del aspa, la relación mínima entre el coeficiente de sustentación y de arrastre, así como otras características geométricas, las cuales pueden ser determinadas a partir de la siguiente tabla:

**Tabla 5.25: Superficies de sustentación y sus características.**

Nombre de la superficie de sustentación	Descripción geométrica	$(C_D/C_L=C_x/C_y)_{min}$	Ángulo de ataque ( $\alpha^\circ$ )	Coefficiente de sustentación ( $C_L$ )
Vela y poste		0.1	5	0.8
Placa plana de acero		0.1	4	0.4
Placa de acero arqueada (multipala Americano de alta solidez)	 $f/C=0.07$ $f/C=0.1$	0.02 0.02	4 3	0.9 1.25
Placa de acero arqueada con un tubo en el lado concavo. (multipala moderno de alta solidez)	 $d < 0.1C$ $f/C=0.07$ $f/C=0.1$	0.05 0.05	5 4	0.9 1.1
Placa de acero arqueada con un tubo en el lado convexo.	 $f/C=0.1$	0.2	14	1.25
Ala de vela	 $f/C=0.1$ $d_{tubo}=0.6f$	0.05	2	1.0
Vela truncada	 $f/C=0.1$ $d_{tubo}=0.6f$	0.1	4	1.0
NACA 4412		0.01	4	0.8
NACA 23015		0.01	4	0.8

- Luego se define el tipo de rotor y función a esto entramos al gráfico 5.5, donde escogemos la curva apropiada, sea esta para un multipala (clásico o moderno), un aerogenerador, etc. Una vez ubicada la curva en cuestión, debemos de encontrar el valor de la celeridad para el rendimiento aerodinámico o coeficiente de potencia máximo.
- Definida la celeridad, debemos ahora de calcular el radio del rotor, mediante la ecuación:

$$r = \sqrt{\frac{2 \cdot P_{EJE}}{\rho \cdot \pi \cdot V^3 \cdot C_p \cdot 0.8}} \quad (5.116)$$

donde:

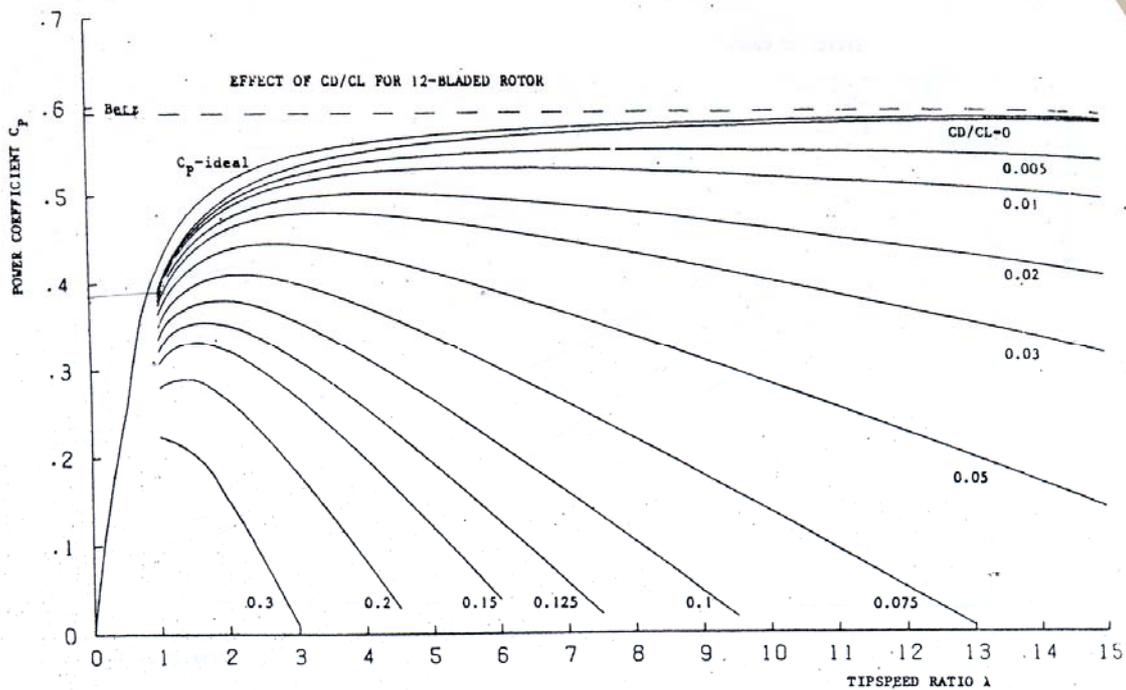
$$P_{EJE} = P_{UTIL} \cdot \left( \frac{51}{100} \right) = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H \cdot \left( \frac{51}{100} \right) \quad (5.117)$$

Sin embargo, es necesario realizar un recálculo, utilizando la tabla 5.21 o la 5.23 y el gráfico 5.35:

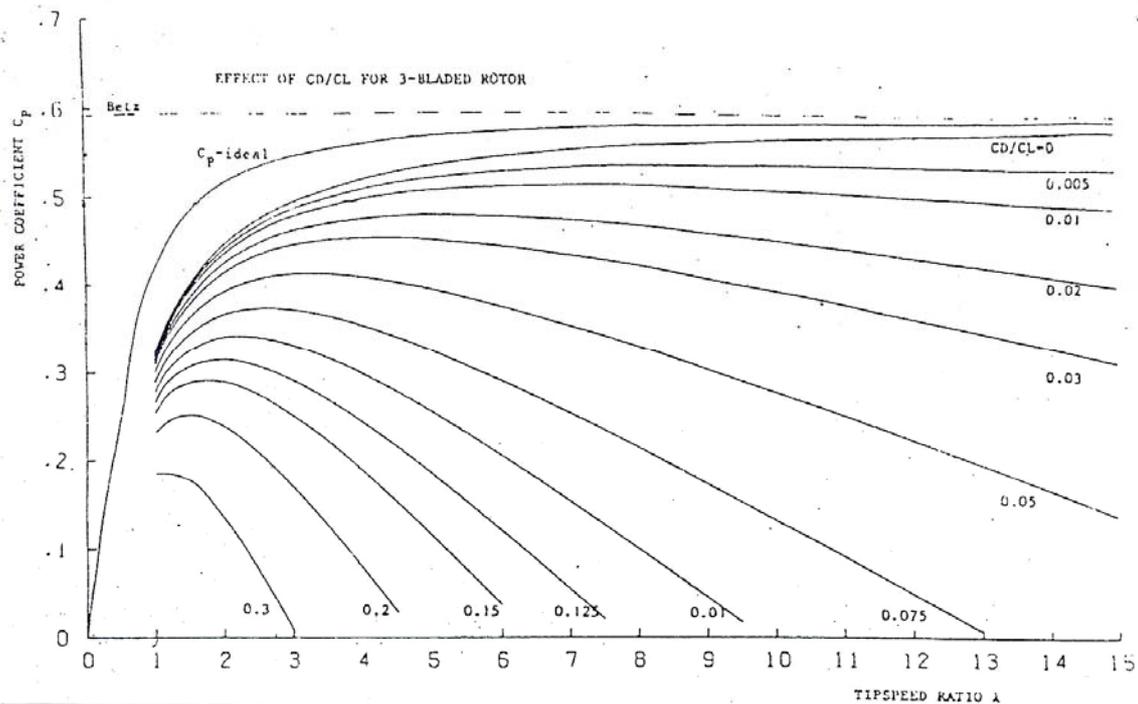
**Tabla 5.26: Celeridad en función al número de aspas.**

Celeridad ó TSR ( $\lambda$ )	Número de aspas o álabes ( $z$ )
1	6 - 20
2	4 - 12
3	3 - 6
4	2 - 4
5 - 8	2 - 3
8 - 15	4 - 2

**Gráfico 5.35: Efecto de la relación  $C_D/C_L$  para una turbina de 12 y 3 álabes.**



(a)



(b)

Una vez que se ha determinado la celeridad para el máximo valor del coeficiente de potencia, entramos con este valor a la tabla 5.23, donde seleccionamos el número de aspas recomendado para la celeridad determinada y con este valor entramos en el gráfico 5.35, ubicando la curva de nuestro  $(C_x/C_y)_{\min}$  determinada al escoger el tipo de perfil, al proyectar sobre esta curva y luego hacia el eje de las ordenadas, habremos de encontrado el valor exacto de nuestro rendimiento aerodinámico o coeficiente de potencia.

Al haberse determinado estos valores, ahora estamos listos para calcular las características geométricas de las aspas:

- La celeridad en cada tramo del aspa (5 a 10 tramos).
- Seguidamente calculamos el valor del ángulo  $\theta$  para cada tramo en función a la celeridad calculada respectivamente para estos, mediante la ecuación respectiva, un procedimiento diferente a lo explicado en la sección 7.5; pero igual de válido.
- Posteriormente se calcula el ángulo de calaje  $\beta$  para cada sección definida por la ecuación 5.92.
- Por último se calcula la cuerda de perfil en cada sección.

## 10.2. Cálculo y diseño de una instalación eólica para suministro eléctrico.

La energía generada por un aerogenerador debe ser como mínimo igual a la energía consumida o necesaria. Partiremos, entonces, como en el procedimiento de cálculo y diseño de una instalación fotovoltaica, de la evaluación de las necesidades energéticas diarias ( $E_d$ ), determinadas según las ecuaciones 3.28 y 3.32 del Capítulo 3.3. Por otro lado, si conocemos o hemos analizado el viento disponible en términos anuales, necesitamos saber la velocidad media del viento mes a mes. Elegiremos para el cálculo la del mes con menor velocidad media del viento. Comprobaremos que esta sea superior a la mínima necesaria para superar el par de arranque de los aerogeneradores de los catálogos comerciales, e inferior a la de parada por exceso de viento. Conocidos estos

parámetros el diámetro necesario del aerogenerador puede determinarse, como ya vimos a través de:

$$D = \sqrt{\frac{E_d}{C_p \cdot V^3 \cdot 10.47}}$$

Una vez determinado este parámetro es necesario calcular el tamaño y disposición de los vasos de batería, para los que se emplean las expresiones 3.22 (Capítulo 3.2), 3.44, 3.45 y 3.46 (Capítulo 3.3), en las que  $C_B$ , se ha calculado dividiendo  $E_d$ , entre la tensión continua de generación del aerogenerador, o, si es necesario rectificar o transformar de corriente alterna a continua, la de salida del rectificador o transformador:

$$C_B = \frac{E_d}{V_{ir}} \quad (5.118)$$

La carga de las baterías debe de hacerse controlada por un regulador, como ya conocemos por todo lo expuesto en el Capítulo III, dedicada a la energía fotovoltaica, estos reguladores tienen una electrónica adecuada a las características de la corriente del generador eólico. Para los demás elementos de la instalación como los inversores y los aparatos de consumo, igualmente, vale lo dicho en el Capítulo III.

Los esquemas tipo de las instalaciones eólicas para generación de electricidad son idénticas a los de las instalaciones fotovoltaicas, solo que sustituyendo los módulos por el aerogenerador o los aerogeneradores, en su caso.

Una manera aún más técnica y completa de dimensionamiento más cercano al diseño es el siguiente:

1. Se determina la velocidad viento promedio del peor mes y la demanda energética.
2. Se define el tipo de aerogenerador (monopala, bipala o tripala).
3. Se escoge el tipo de perfil y sus características aerodinámicas, mediante la tabla 5.15 (NACA 4412 ó NACA 23013).
4. Una vez escogida la tipología del rotor, entramos en el gráfico 5.35 (a), donde determinamos el valor máximo para el coeficiente de potencia y la celeridad a partir de la curva para la máquina en cuestión.
5. Definida la celeridad para el coeficiente máximo de potencia, ingresamos al gráfico 5.35 (b), donde ubicando la curva de nuestro  $(C_x/C_y)_{\min}$  determinada al escoger el tipo de perfil, al proyectar sobre esta curva y luego hacia el eje de las ordenadas, habremos de encontrado el valor exacto de nuestro rendimiento aerodinámico o coeficiente de potencia.
6. Se calcula la potencia en el eje del potencial rotor.
7. Definidas la demanda energética, el coeficiente de potencia, la velocidad del viento y la potencia en el eje, podemos calcular el diámetro del rotor mediante:

$$d = \sqrt{\frac{8 \cdot P_{eje}}{\rho \cdot \pi \cdot V^3 \cdot C_p}}$$

8. *Definido el diámetro del rotor, se procede a realizar el cálculo de las características geométricas de los álabes al igual que en una aerobomba y también el tamaño del acumulador y el número de baterías.*

## **11. Bibliografía.**

- 11.1. *P. Fraenkel, R. Barlow, F. Crick, A. Derrick and V. Bokalders: Windpumps – A guide for development workers - ITDG Publishing – 1993*
- 11.2. *David, A. Spera: Wind Turbine Technology, fundamental concepts of wind turbine engineering - ASME Press – 1994*
- 11.3. *E. W. Golding: The Generation of Electricity by Wind Power. Redwood Burn Limited – Trowbridge – 1976*
- 11.4. *Hugh Piggot: Windpower Workshop, building your own wind turbine - Centre for Alternative Technology – 1997*
- 11.5. *S. Karekezi and T. Ranja: Renewable Energy Technologies in Africa. AFREPREN / SEI – 1997*
- 11.6. *Wind Power – V. Daniel Hunt – Van Nostrand Reinhold – USA – 1981.*
- 11.7. *Energías Renovables – Mario Ortega Rodriguez – Paraninfo – España – 2000.*
- 11.8. *Energía eólica – Pedro Fernández Díez - Departamento de Ingeniería eléctrica y energética – Universidad de Cantabria – España.*
- 11.9. *Gary L. Johnson. Wind Energy Systems. Manhattan, KS, electronic edition, 2001.*
- 11.10. *David A. Spera, editor. Wind turbine technology. Number 0-7918-1205-7. ASME, 1998.*
- 11.11. *Robbins Mohan, Undeland. Power Electronics. Number ISBN: 0-471-58408-8. Wiley, second edition, 1995.*
- 11.12. <http://sleekfreak.ath.cx:81/3wdev/VITAHTML/SUBLEV/EN1/RENENRGY.HTM>
- 11.13. [http://146.83.6.25/literatura/memorias\\_tesis/AEROGENERADOR-MEMORIA-FINAL.pdf](http://146.83.6.25/literatura/memorias_tesis/AEROGENERADOR-MEMORIA-FINAL.pdf)
- 11.14. <http://www.iit.upco.es/~oscar/pfc/sesion02.pdf>
- 11.15. <http://www.iit.upco.es/~oscar/pfc/sesion02.pdf>
- 11.16. <http://www.windenergy.org/>
- 11.17. <http://www.tecno-point.com/es/biblioteca/desarollo-sustentable/energia/energia-eolica-energia-de-viento/>
- 11.18. <http://www.windatlas.dk/World/Index.htm>
- 11.19. <http://www.bergey.com/Maps/World.Wind.Lg.htm>
- 11.20. <http://www.windturbine.net/Siting.htm>
- 11.21. [http://oceanography.geol.ucsb.edu/AWP/Class\\_Info/GS-4/a\\_s2003/QOTD/Upwelling%20zones.htm](http://oceanography.geol.ucsb.edu/AWP/Class_Info/GS-4/a_s2003/QOTD/Upwelling%20zones.htm)

- 11.22. <http://www.dailykos.com/story/2005/5/25/112821/690>
- 11.23. <http://extractoresgm.galeon.com/productos931826.html>
- 11.24. <http://rabfis15.uco.es/lvct/tutorial/41/INDEX.htm>
- 11.25. <http://200.10.149.215/tesis/D-5130.pdf>.
- 11.26. <http://www.asades.org.ar/averma/3-1999/06-33.pdf>.
- 11.27. [http://146.83.6.25/literatura/memorias\\_tesis/AEROGENERADOR-MEMORIA-FINAL.pdf](http://146.83.6.25/literatura/memorias_tesis/AEROGENERADOR-MEMORIA-FINAL.pdf)