



UNIVERSIDAD DE BELGRANO

Las tesis de Belgrano

Facultad de Ingeniería y Tecnología Informática
Carrera de Ingeniería Electromecánica

La energía eólica

Nº 101

Juan José Segurado Carrizo

Tutor: Alberto Pistelli Iuspa

Departamento de Investigación
Septiembre 2003

Índice

Capítulo 1: Introducción.	5
1.1- Concepto y origen de la energía eólica.	5
1.2- Energía eólica en Argentina.	6
1.2.1-Actualidad de los aerogeneradores en Argentina.	7
1.2.2-Potencia Instalada.	7
1.3- Aspectos Generales	8
1.3.1-Ventajas y Desventajas	8
1.3.2-Clasificación de los generadores eólicos	8
1.3.2.1-Máquinas de eje horizontal	8
1.3.2.2-Máquinas de eje vertical	9
1.3.2.2.1-Rotor Savonius y Persa	10
1.3.2.2.2-Rotor Darrieus	10
1.3.2.3-Diferencia entre máquinas de rotores verticales y horizontales.	11
1.3.3-Elementos de un sistema eólico.	11
1.3.4-Formas de aprovechamiento de la energía eólica	12
1.3.4.1-Bombeo de agua	12
1.3.4.1.1-Bombeo mecánico de agua	12
1.3.4.1.2-Bombeo eléctrico de agua	13
1.3.4.2-Generación de energía eléctrica	13
1.3.5-Energía eólica y medio ambiente	14
1.3.5.1-Efectos ambientales	14
1.3.5.2-Aspectos que afectan la percepción o el comportamiento humano	14
1.3.5.2.1-Uso de la tierra	14
1.3.5.2.2-Efecto visual	14
1.3.5.2.3-Ruido	14
1.3.5.3-Aspectos ecológicos	15
1.3.5.3.1-Flora y fauna	15
1.3.5.3.2-Pájaros	15
1.3.5.4-Selección del lugar	15
1.3.5.5-Distribución en planta del parque	16
1.4- El Viento, fuente de energía	16
1.4.1-Turbulencia Atmosférica	16
1.4.2-Variación de la Velocidad con la altura	17
1.4.3-Energía del Viento.	18
1.4.4-Selección del lugar para instalar la turbina	19
1.4.5-Ráfagas	21
1.4.6-Vientos en Argentina	21
Capítulo 2: Características tecnológicas de diseño de los aerogeneradores	23
2.1- Principios de aerodinámica.	23
2.1.1-Aerodinámica de las turbinas de eje horizontal	25
2.1.2-Aerodinámica de las turbinas rápidas de eje vertical	26
2.1.3-Aerodinámica de las turbinas lentas de eje vertical.	27
2.1.4-Elección del perfil aerodinámico.	28
2.2- Rotor o hélice.	28
2.2.1-Determinación de la curva de c_p en función de λ .	28
2.2.2-Tamaño de los aerogeneradores	29
2.2.3-Número de palas	30
2.2.3.1-Turbinas de una pala	30
2.2.3.2-Turbinas de dos palas	30
2.2.3.3-Turbinas de tres palas	31
2.2.4-Solidez	31
2.2.5-Tamaño de la hélice.	31

2.2.6-Velocidad de rotación de la hélice	33
2.2.7-Teoría de la cantidad de movimiento. Límite de Betz	33
2.2.8-Cálculo simplificado de la forma geométrica de la hélice	35
2.2.9-Principio de funcionamiento de las cicloturbinas	38
2.2.10-Cálculo simplificado de cicloturbinas	38
2.2.10.1-Velocidad de rotación	39
2.2.10.2-Relación de Velocidades, Solidez y Cuerda	39
2.3-Sistemas de Control	40
2.3.1-Sistema de control centrífugo	41
2.3.2-Sistema con ángulo de paso fijo y variación del área de captación	41
2.3.3-Sistema de ángulo de paso fijo y entrada en pérdida aerodinámica o "stall".	42
2.3.4-Sistema con ángulo de paso variable o "pitch"	43
2.3.5-Sistema de control manual	44
2.3.6-Otros sistemas de control de potencia	44
2.3.7-Conceptos generales sobre la función de control	44
2.3.8-Mecanismo de orientación	45
2.4- Generadores de turbinas eólicas	47
2.4.1-Generadores de corriente continua	47
2.4.2-Alternadores sincrónicos	47
2.4.2.1-Aplicaciones	48
2.4.3-Alternadores asincrónicos	48
2.4.3.1-Aplicaciones	49
2.4.4-Caja multiplicadora	49
2.4.5-Protección contra el embalamiento	50
2.4.6-Sistema de freno aerodinámico	50
2.4.7-Sistema de freno mecánico	50
2.5- Torre de aerogeneradores	51
2.5.1-Torres tubulares de acero	51
2.5.2-Torres de celosía	52
2.5.3-Torres de mástil tensado con vientos	52
2.5.4-Soluciones de torres híbridas	52
2.5.5-Elección entre torres altas y bajas	53
Capítulo 3: Desarrollo del Proyecto y Evaluación Económica	54
3.1-Diseño del aerogenerador	54
3.1.1-Determinación de la distribución de Rayleigh	55
3.1.2-Potencia disponible	56
3.1.3-Energía por unidad de área	57
3.1.4-Variación de la velocidad con la altura	58
3.1.5-Determinación del tamaño de la hélice	59
3.1.6-Potencia disponible	60
3.1.7-Potencia captada	60
3.1.8-Velocidad de rotación	60
3.1.9-Cálculo de la forma geométrica	61
3.1.10-Fuerza Sustentadora, Resistencia y Momento	63
3.1.11-Generador	64
3.1.12-Caja Multiplicadora	64
3.1.13-Torre del aerogenerador	64
3.1.14-Especificaciones técnicas de la instalación	66
3.2- Evaluación Económica	67
3.2.1-Costo de la energía generada por el viento	67
3.2.2-Costo de la energía producida por grupo electrógeno	70
3.2.3-CostoTotal	71
Conclusión	72
Bibliografía	72
Anexo	73

Capítulo 1. Introducción

1.1 Concepto y origen de la energía eólica.

La energía eléctrica es un componente esencial en el estilo de vida moderno, hace funcionar las computadoras, los electrodomésticos, las industrias y negocios y buena parte del transporte. Sin energía barata nuestro estándar de vida sufriría. Pero la generación de energía eléctrica es también una gran generadora de contaminantes y desechos tóxicos. La energía eólica ofrece un modo de satisfacer las necesidades de la economía y el ambiente proveyendo una fuente limpia y competitiva de electricidad.

Se conoce como energía eólica al aprovechamiento por el hombre de la energía del viento. La fuente de energía eólica es el viento, o mejor dicho, la energía mecánica que, en forma de energía cinética transporta el aire en movimiento.

Es una fuente de energía renovable, es decir, llega de forma continua a la tierra y es inagotable. Además de la energía eólica, entre las distintas fuentes de energías renovables encontramos: solar, mareomotriz, hidráulica y biomasa.

El aprovechamiento del viento se inició en los primeros barcos a vela que miles de años antes de Jesucristo (a.C.) comenzaron a ser usados por el hombre.

La primera información con que se cuenta sobre la construcción de un molino de viento data de 200 años a.C. Este aparato fue usado en Persia para moler granos. El eje de rotación era vertical y su estructura estaba hecha con troncos de árboles. Un muro construido a su alrededor servía para orientar el flujo de aire.

Posteriormente aparecieron los primeros molinos de eje horizontal con unos diez rayos de madera que sostenían las velas.

Los molinos eran utilizados principalmente para moler granos y su uso se extendió en el Siglo XI sobre todo Oriente Medio y apareció en Europa en el Siglo XII traído por quienes volvían de las Cruzadas.

Se desarrollaron especialmente en Holanda, donde su aplicación se extendió al bombeo de agua. Holanda y Dinamarca fueron los países que más explotaron la utilización industrial de estos aparatos y lo introdujeron en América en la época de la colonia.

Con el correr del tiempo, el que más se difundió en América fue el molino bombeador de agua utilizado en el campo para extraer aguas subterráneas, alimentando los bebederos de animales y también el pequeño cargador de baterías de menos de 1 kW, que fundamentalmente proveía la energía eléctrica para los aparatos de radio. Con la aparición de las radios a transistores de escaso consumo que funcionan con pequeñas pilas, desapareció esta necesidad de energía y los aerogeneradores redujeron su uso a la carga de las baterías de los vehículos de campo.

Mientras tanto en Europa seguían popularizándose y al finalizar el Siglo XIX ya existían en Dinamarca unos 3.000 molinos industriales y otros 30.000 de uso familiar.

La industria de estos aparatos fue creciendo significativamente hasta la aparición del motor de explosión y de la máquina de vapor. Estos motores permitían la obtención de energía a menores costos, gracias a los combustibles baratos, desalentando a los constructores de molinos.

Durante las primeras décadas del siglo XX, el bajo precio del petróleo permitió gran parte del desarrollo industrial. Sin embargo no pasó mucho tiempo para que esta concepción fuera bruscamente alterada.

Los primeros efectos de una población mundial exponencialmente creciente comenzaron a sentirse con la gran demanda y consumo de bienes, los cuales permitían predecir a corto plazo el inevitable agotamiento de los recursos naturales no renovables.

En 1973 los países de la OPEP anunciaron el primer aumento significativo en el precio internacional del petróleo. Con el correr de los años el precio del kWh ha seguido aumentando y con demasiada frecuencia lo ha hecho en forma drástica. El precio del petróleo ha subido considerablemente y luego ha oscilado, ajustándose al comportamiento dinámico de la oferta y la demanda. (1)

Las fuentes de energía renovables comenzaron a ser estudiados con un renovado interés ya que su mayor costo de otros tiempos no lo eran ahora con los consecutivos incrementos del precio de los combustibles líquidos.

De estas energías renovables, la eólica en particular, se encontraba en ventajosas condiciones para competir en precio y confiabilidad.

Para la República Argentina, tomando en cuenta solamente la velocidad de los vientos y las áreas posibles de utilizar, pero sin entrar en consideraciones de factibilidad técnico económica, ni posibilidad de aprovechamiento de la electricidad generada, se estima que podría haber para la región de la Patagonia un

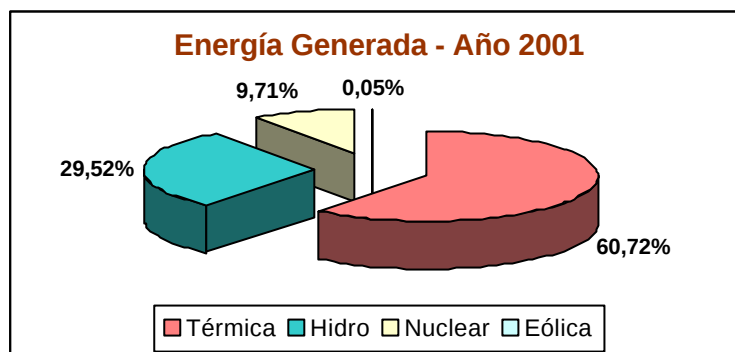
1. Ricardo A.. Bastianon, "Energía del viento y diseño de turbinas eólicas», Pág. 4, Tiempo de cultura ecidiones, 1994.

2. Jaime A. Morajes – Alfredo T. Rapalli, "Aspectos Ambientales de la Energía Eólica", Revista Proyecto Energético, Pág. 24, Julio 2002

recurso de origen eólico del orden de 300.000 MW. Si bien el potencial económicamente viable, es altamente probable que no alcance esos valores, los mismos indican la importancia del recurso eólico en el país. (2)

La energía eólica, en nuestro país, ha evolucionado considerablemente en estos últimos años. En el año 1994 había instalada una potencia de 1020 kW; hoy en día tenemos instalada una potencia de 25.520 kW. (3) (4)

En el siguiente gráfico puede observarse que, aunque el crecimiento de esta energía es considerable, frente a las energías convencionales, queda un largo camino para recorrer para que esta fuente menos contaminante de energía pueda contribuir significativamente a la generación de electricidad. (5)



1.2. Energía eólica en Argentina.

En la República Argentina la historia de los molinos de viento comienza en 1858, en la Exposición Agrícola de Rural realizada en la residencia de Rosas en Palermo donde Gervasio Posadas presenta un artefacto para extraer agua denominada "Torno Argentino".

En 1861, Pedro Binet registra como invención una "rueda hidráulica movida por el viento" y un año después Carlos Dartis patenta una "máquina para utilizar el viento alzando agua principalmente". En ninguno de estos dos casos se describen sus principios de funcionamiento.

En 1874, Roldán, Lanús y Cía. importan una noria movida por el viento mediante una hélice de 30 pequeñas aletas, las cuales si el viento es demasiado fuerte se abren a fin de no ofrecer resistencia. Este equipo fue presentado en 1878 en la 3ra Exposición-Feria de la Sociedad Rural Argentina, servía para extraer de 400 a 500 litros de agua por minuto en pozos de 3 m de profundidad.

En 1880, Miguel Lanús introduce en la Argentina el "Primer Molino de Viento para Extraer Agua" y lo hace como único agente de los molinos de viento Corcoran, los más afamados de los Estados Unidos. Es totalmente de madera, fabricado por Andrew J. Corcoran que lo hace desde 1866 en New York. Este molino había sido presentado en 1878 en la Exposición Universal de París donde recibió una medalla de plata.

En 1894, Lanús adquiere la patente de Corcoran y comienza a fabricarlo en Argentina y en 1895 lo exhibe en la Exposición de la Sociedad Rural Argentina. El molino tenía 32 m de altura con un tanque para 26.000 litros y fue llamado la Torre Eiffel de la exposición.

En 1895 la Exposición de Palermo presenta el "Aeromotor" de Agar Cross con una torre de 12 y 15 metros y también se exhiben en Buenos Aires, otros modelos entre los que figuran uno de fabricación nacional "El Argentino" de los ingenieros Spínola y Noceti.

En 1900 se importa el molino de acero "Dandy" de Estados Unidos y se lo conoce aquí con el nombre de Elite y desde 1952 es fabricado en Argentina.

El molino Guanaco, también originado en Estados Unidos con el nombre de "Star" entra en fabricación seriada en Argentina en 1950.

Estos molinos bombeadores de agua comienzan a difundirse y progresivamente se extienden por toda la llanura pampeana.

Entre 1961 y 1967 en la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Buenos Aires se construyó un molino de viento para bombear agua. Era de eje horizontal, con una torre reticulada soportando una hélice de madera de 3 palas de 18 m de diámetro. Fue instalada en las afueras de Buenos Aires hacia fines de 1967 donde funcionó solamente dos días y la rotura de una pala de hélice determinó el fin del proyecto.

En 1980, en el Servicio Naval de Investigación y Desarrollo, con el apoyo de la Secretaría de Ciencia y Técnica, R. Bastianón y sus colaboradores diseñaron y construyeron la primer turbina eólica nacional denominada "Austral". La turbina generaba corriente alterna en 220 y 380 voltios, y tenía una hélice de dos palas de 11,5 m de diámetro ubicada detrás de una torre de 10 m de altura.

3. Diario "Crónica", Portada y Pág. 2 y 3, Comodoro Rivadavia 30 de Diciembre de 2000.

4. Diario "La Nación", Información General, Pag.18, Buenos Aires 30 de Abril de 2002. Argentina.

5. Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi", Informe de Estadística, Coyunturas 2001, www.iae.org.ar

1.2.1 Actualidad de los aerogeneradores en Argentina.

El 53% de las centrales Argentinas produce energía primaria, derivada de combustibles fósiles, y la organización ambientalista Green Peace ya advirtió que “el aumento de molinos de viento en la Argentina ocurre en un mercado absolutamente adverso, donde el precio del gas natural resulta determinante, y sin ningún tipo de políticas gubernamentales destinadas a promover el desarrollo eólico”. (6)

Green Peace enfatiza la necesidad de alcanzar una potencia eólica instalada de 3.000 MW en el año 2010. Esa meta alcanzaría para cubrir el 7% de la electricidad a escala nacional. Para el desarrollo de esa meta se estima necesario que grandes compañías de energía se vuelquen al desarrollo de la energía del viento. Por esta razón busca que Shell ingrese en el desarrollo de la energía eólica, con vistas a desarrollar dos proyectos en Chubut: uno en Rada Tilly (con una potencia proyectada de 50 MW) y otro en Puerto Madryn (con una potencia proyectada de 60 MW). (7)

En la Argentina existen nueve parque eólicos, que como se indico anteriormente, en total tienen instalada una potencia de 25.520 kW.

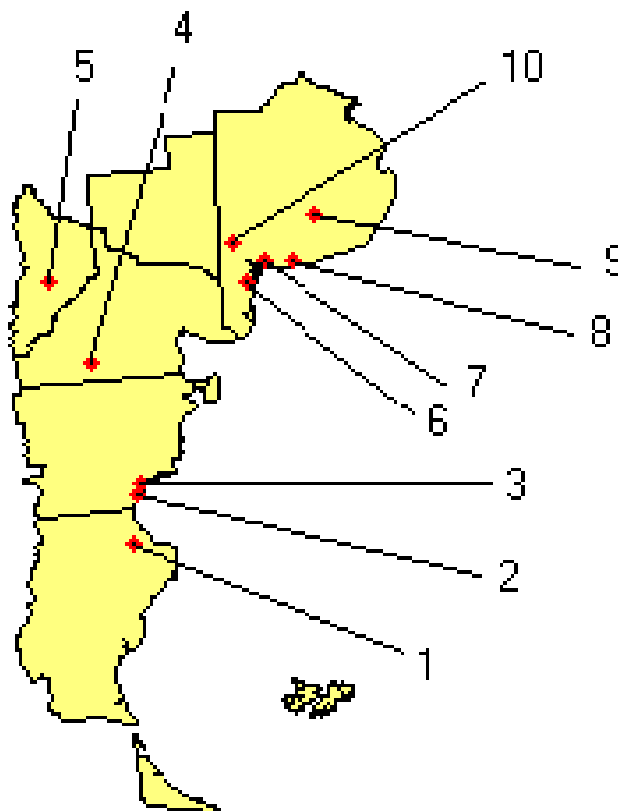
Han sido las cooperativas, de gran presencia en el mercado distribuidor del interior, quienes experimentan en serio.

1.2.2 Potencia Instalada en Argentina.

☐ Neuquén	400 kW.
☐ Chubut	18.220 kW.
☐ Buenos Aires	5.700 kW.
☐ Santa Cruz	1.200 kW.

Referencias:

1 – Pico Truncado.	1.200 kW.
2 – Rada Tilly.	400 kW.
3 – Comodoro Rivadavia.	17.700 kW.
4 – Río Mayo.	120 kW.
5 – Neuquén.	400 kW.
6 – Mayor Buratovich.	1.200 kW.
7 – Punta Alta.	2.200 kW.
8 – Claromecó.	750 kW.
9 – Tandil.	800 kW.
10 – Darragueira.	750 kW.



6. Diario la Nación. Información General, Pag. 18. Buenos Aires 30 de Abril de 2002. Argentina.

7. Diario "Crónica", Suplemento de Ecología y Medio Ambiente, Comodoro Rivadavia 28 de Septiembre de 2001.

1.3. Aspectos Generales.

1.3.1 - Ventajas y Desventajas.

Ventajas esenciales de la energía extraída del viento: La primera es perfectamente conocida: la energía eólica es inagotable e independiente de cualquier relación comercial o de la política exterior. La segunda es igualmente importante: la energía se obtiene en forma mecánica y por tanto es directamente utilizable. En cuanto a la transformación en electricidad, ésta se realiza con un rendimiento excelente.

Finalmente su tecnología ya existe en su totalidad: actualmente no es necesario esperar a descubrimientos o progresos inciertos para pasar a la fase de las realizaciones industriales.

Los inconvenientes de la energía eólica provienen directamente de las características del viento: el aire es un fluido de pequeño peso específico lo que implica fabricar máquinas grandes y en consecuencia caras. Por otra parte, el viento es variable y por tanto hay que adaptar los aparatos a esta fuente aleatoria de energía, en particular estudiar el almacenamiento de la energía producida.

El problema del almacenamiento se plantea además de forma distinta según han sido ideadas para funcionar de forma independiente y se reservan para objetivos precisos: bombeo, irrigación, calefacción, alimentación de pequeñas instalaciones en zonas aisladas con corriente eléctrica que será menos regular que la de la red de distribución y, en cualquier caso, no interferirá con ella. A pequeña escala, existen soluciones posibles para el almacenamiento de la energía. La utilizada con mayor frecuencia es la de las baterías de acumuladores.

Por el contrario, las máquinas con potencias de varios MW estarán directamente conectadas a la red. Los grandes tendidos públicos interconectados y la corriente alterna existen para compensar las dificultades de almacenamiento y de transporte de una energía cuyo propio consumo siempre es fluctuante.

1.3.2 - Clasificación de los generadores eólicos.

En una primera clasificación pueden dividirse las máquinas eólicas en dos grandes grupos: de eje vertical y de eje horizontal. Otra clasificación que puede realizarse es la división entre máquinas rápidas y máquinas lentas, conforme a su velocidad específica.

El rendimiento de un rotor eólico es el cociente entre la potencia que el mismo puede extraer del aire y la potencia del aire, con importantes diferencias según los modelos utilizados.

Los rendimientos más altos corresponden a las máquinas de menor número de palas, pero eso no es indicativo de que estas sean las mejores. Eso depende del uso que se les quiera dar. Por ejemplo, si se pretende un elevado par de arranque se debe requerir de máquinas de baja velocidad.

Las máquinas de alta velocidad tienen un par de arranque muy bajo, en función de los valores de potencia que estamos acostumbrados a manejar con otras formas de energía.

Para obtener potencias razonables es necesario construir máquinas de gran porte. Y cuando es necesario manejar potencias muy grandes se recurre a las llamadas "Granjas eólicas" o "Parques eólicos".

1.3.2.1 - Máquinas de eje horizontal.

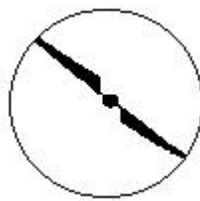
El viento incidiendo en forma oblicua sobre una pala, produce una fuerza que trata de arrastrar a la pala en su misma dirección. La fuerza se puede descomponer en dos partes: una en la dirección del viento y la otra en dirección normal. Si se monta la pala sobre un eje tal que impida su desplazamiento en la dirección del viento, la pala sólo podrá moverse en el sentido de la componente normal, iniciando un movimiento de rotación de un plano.

Cuando se inicia el movimiento de la pala en el plano de rotación aparece un viento relativo con la dirección del movimiento y con sentido contrario. Este viento relativo se compone con la velocidad real del viento y la del viento aparente que ve la pala. Este viento aparente va modificando su dirección y amplitud en la medida en que varía la velocidad de la pala y es esta la razón por la que es muy importante la elección del ángulo que forma la pala con el plano de rotación.

Los rotores eólicos de eje horizontal pueden ser multipala, tripala, bipala e incluso monopala o monóptero. La diferencia entre ellos está dada por la velocidad específica de óptimo funcionamiento.



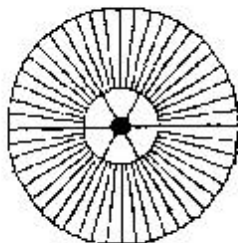
Monopala



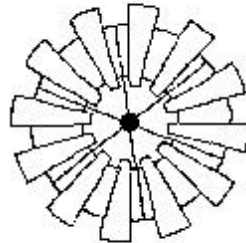
Bipala



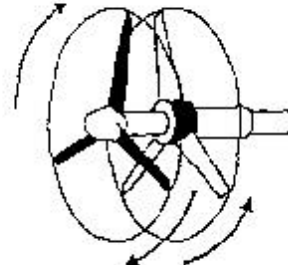
Tripala



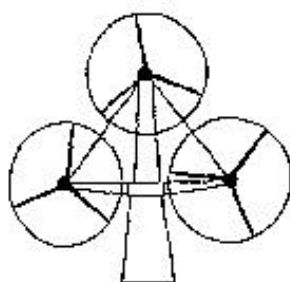
Multipala



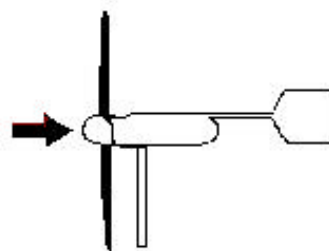
Multipala Americano



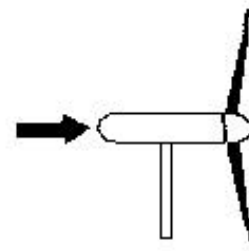
Bipala



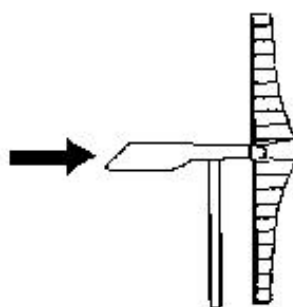
Multirotor



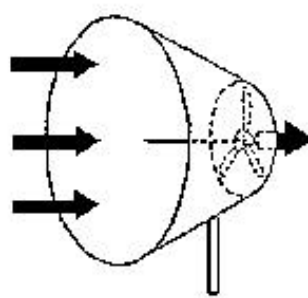
Rotor a barlovento



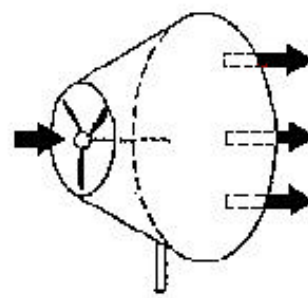
Rotor a sotavento



Rotor a Vela



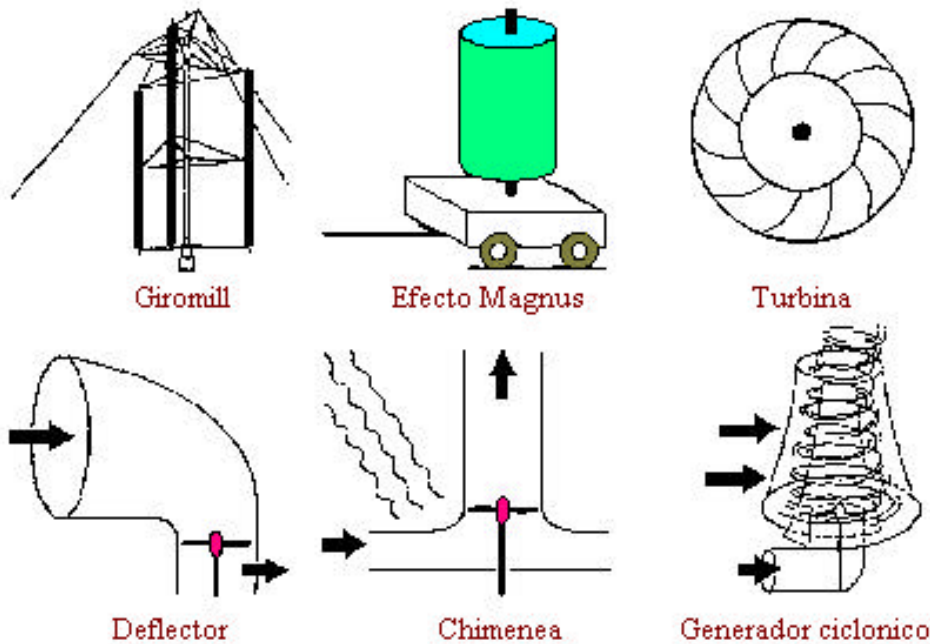
Concentrador



Difusor

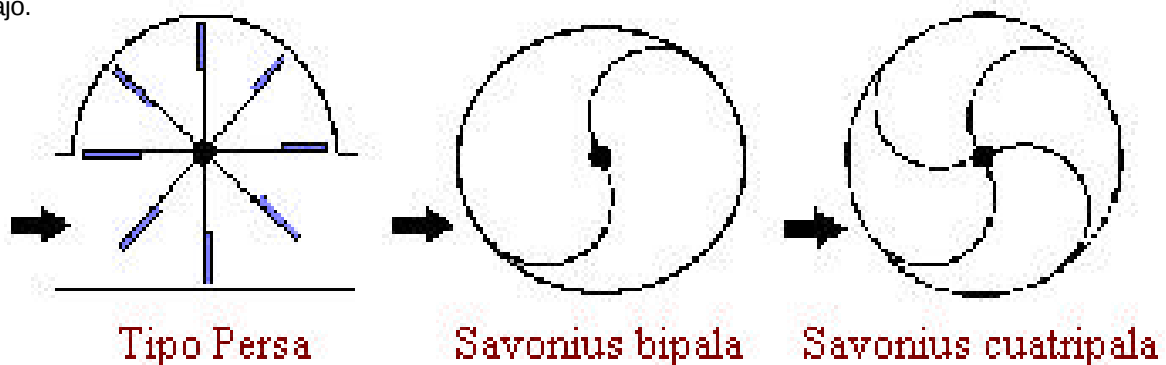
1.3.2.2 - Máquinas de eje vertical.

Entre las máquinas de eje vertical tenemos las lentas y las rápidas. Entre las primeras podemos mencionar el rotor tipo Persa y el rotor Savonius, mientras que en las rápidas encontramos el rotor Darrieus.



1.3.2.2.1 - Rotor Savonius y Persa.

La máquina tipo persa es muy sencilla pero el inconveniente es que sólo funciona para una determinada dirección del viento. El principio de funcionamiento del rotor Savonius es también muy sencillo. Evidentemente, es una máquina de fácil construcción, solo basta un tambor de 200 lts., pero su rendimiento es muy bajo.



1.3.2.2.2 - Rotor Darrieus.

El principio de funcionamiento no es tan intuitivo como en los casos anteriores, porque es aerodinámico.

Si un rotor de este tipo está quieto, por más que haya viento el mismo no arranca, ya que el par provocado por una pala se opone al par provocado por la otra.

Si en cambio consideramos el rotor en movimiento, cada pala tendrá una velocidad tangencial que provoca un viento relativo, con una fuerza que siempre tiene una componente en la dirección del movimiento de la pala, manteniendo al rotor en movimiento.

Este tipo de rotor necesita algún dispositivo de arranque que puede ser un motor auxiliar o un rotor Savonius acoplado al eje.

Con respecto a la eficiencia y la cupla de los rotores de eje vertical lentos y rápidos caben apreciaciones similares a las de las máquinas de eje horizontal, con la diferencia de que en este caso las máquinas de eje vertical rápidas (Darrieus) no poseen cupla de arranque.



1.3.2.3 - Diferencia entre máquinas de rotores verticales y horizontales.

La diferencia radica en las ventajas e inconvenientes que cada una de estas disposiciones tiene:

- La máquina de eje horizontal tiene la ventaja de que posee su propia cupla de arranque y en ella es relativamente fácil efectuar un control de velocidad. Tiene el inconveniente de que es necesario montar el equipo conversor en la torre o efectuar una transmisión a 90°, y además requiere mecanismo de orientación.
- La máquina de eje vertical no requiere mecanismo de orientación (excepto el tipo persa) y la máquina conversora se puede montar en la base, pero en el caso del rotor Darrieus se requiere un elemento auxiliar de arranque.

1.3.3 - Elementos de un sistema eólico.

En la figura se muestra esquemáticamente los principales elementos de un molino de eje horizontal para la producción de electricidad. El rotor extrae la energía del viento, transmitiéndola al eje del molino. Entre este eje y el generador eléctrico suele ser necesario intercalar una transmisión, dado que la velocidad de giro del rotor para extraer la máxima potencia no está dentro de la gama de velocidades en la que el generador tiene buen rendimiento, y de la carga de la batería cuando se prevé el almacenamiento de energía.

De la potencia disponible en el eje de la máquina

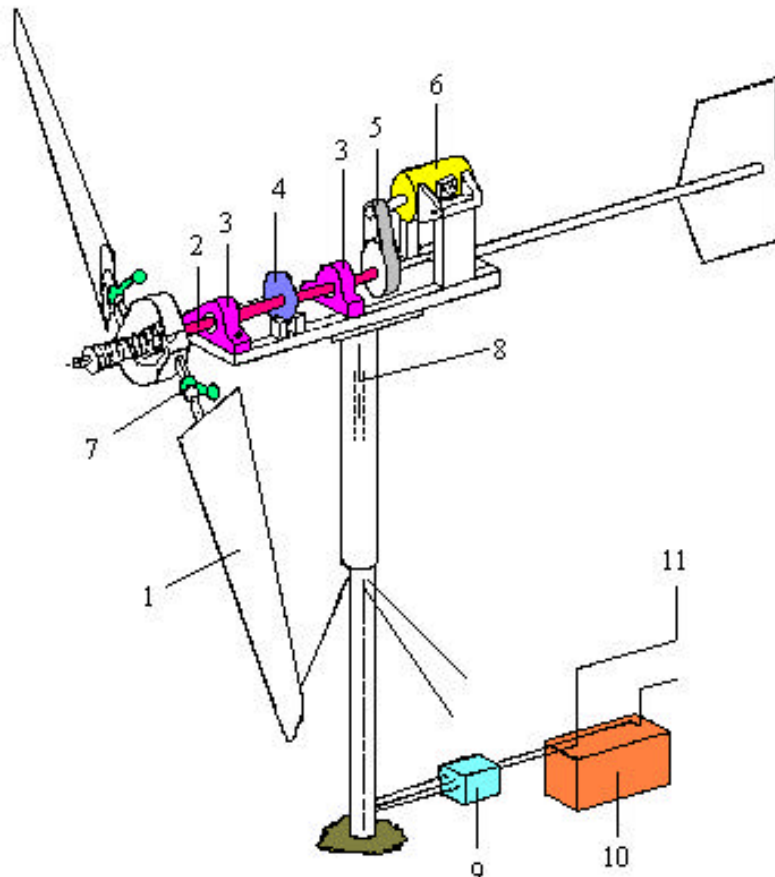
$$P_{\text{eje}} = C_p \frac{\rho A V^3}{2} \quad (1)$$

solamente es utilizable para la alimentación de la carga

$$P_{\text{carga}} = \eta_{\text{Tr}} \eta_{\text{G}} \eta_{\text{B}} P_{\text{eje}} \quad (2)$$

donde:

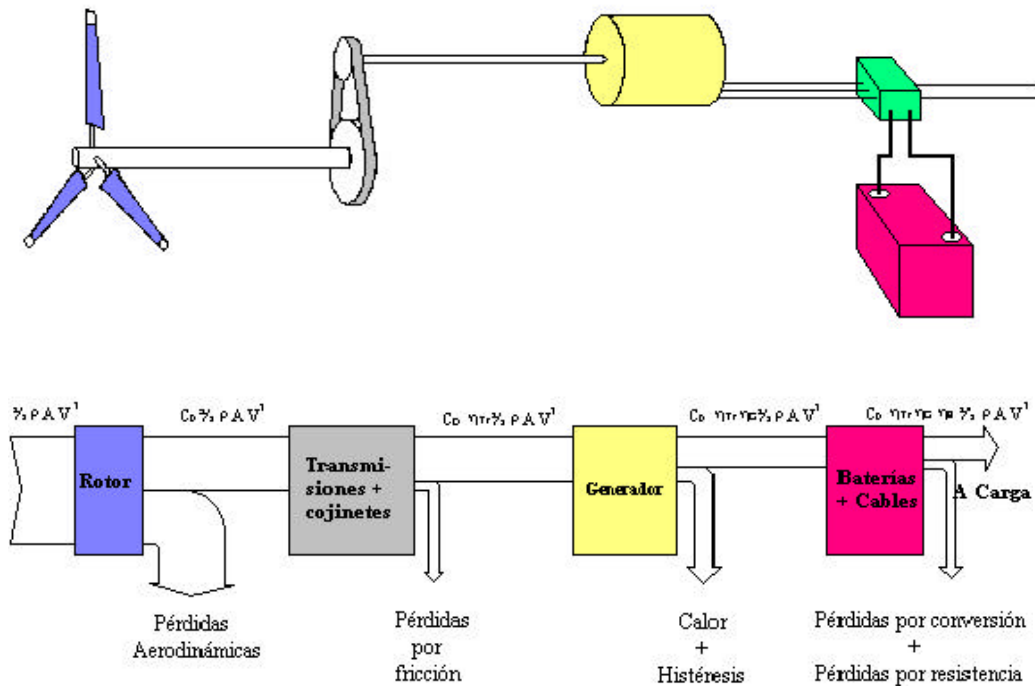
- η_{Tr} : rendimiento de la transmisión.
- η_{G} : rendimiento del generador.
- η_{B} : rendimiento de la batería.
- P_{eje} : potencia en el eje.



Referencias:

- | | |
|-----------------------------|---|
| 1-Rotor o hélice. | 7-Regulador de Velocidad. |
| 2-Eje del Rotor. | 8-Distribuidor Eléctrico. |
| 3-Cojinetes. | 9-Regulador para el distribuidor eléctrico. |
| 4-Freno. | 10-Batería. |
| 5-Mecanismo de transmisión. | 11-Conexión a la carga. |
| 6-Generador Eléctrico. | |

En cada etapa se pierde algo de la energía extraída por el rotor de la corriente de aire, como se indica a continuación.



1.3.4 - Formas de aprovechamiento de la energía eólica.

Los molinos se utilizaban en la antigüedad para la molienda de granos, accionamiento de sierras, trituración y otros usos. Hoy los molinos siguen utilizándose, en reemplazo de los combustibles convencionales en dos aplicaciones básicas.

- Bombeo de agua.
- Generación de electricidad.

1.3.4.1 - Bombeo de agua.

Para el bombeo de agua mediante la energía eólica, pueden emplearse dos formas básicas:

- Bombeo mecánico.
- Bombeo eléctrico.

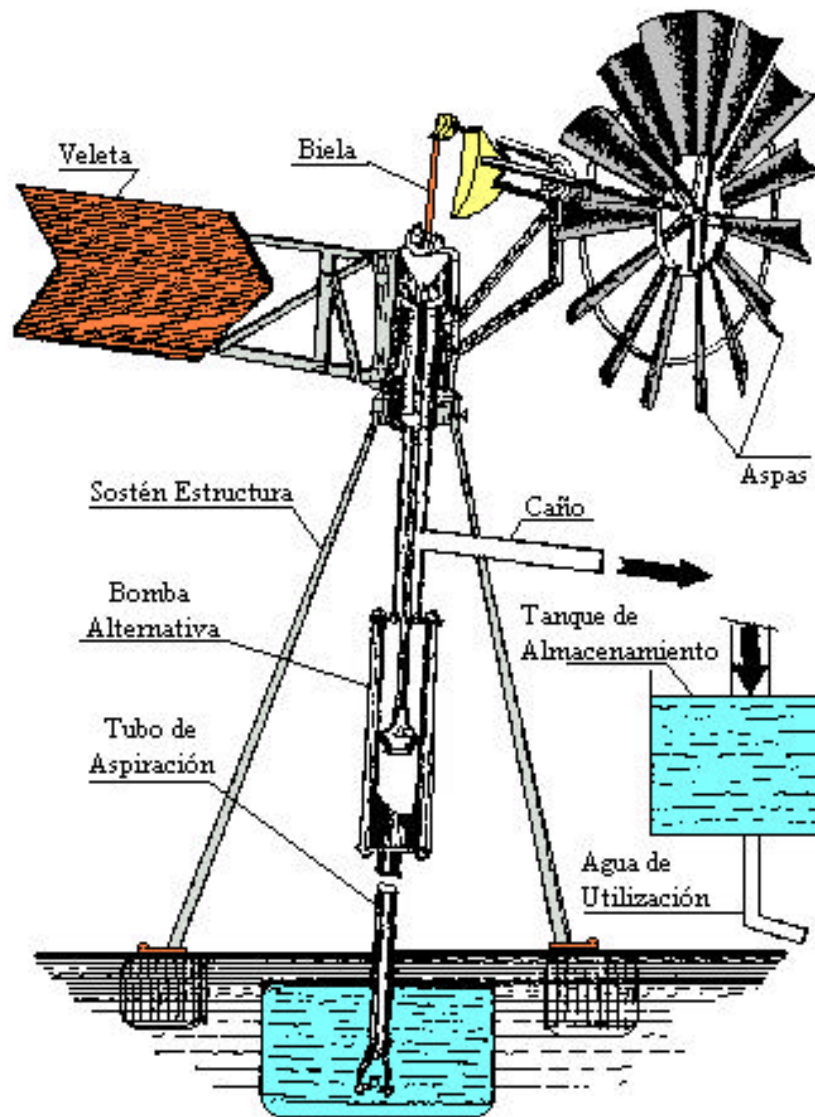
1.3.4.1.1 - Bombeo mecánico del agua

Una de las formas para el bombeo de agua en forma mecánica, consiste en la utilización de una bomba a pistón, que provoca la aspiración en la tubería sumergida y la expulsión hacia un depósito de acumulación.

Es necesario para lograr este objetivo, conectar la bomba a un dispositivo o engranaje diseñado especialmente.

En general es preferible que el bombeo se efectúe en forma lenta, a fin de reducir al mínimo la resistencia a la circulación del agua por las cañerías.

Por ello en la aplicación mecánica de los sistemas de eólicos para bombear agua, no se requiere una velocidad de giro del rotor elevada, debiendo contar, sin embargo, con un alto par de arranque, para vencer la inercia del equipo.



1.3.4.1.2 – Bombeo eléctrico del agua.

Para el bombeo del agua se emplea una bomba eléctrica, cuyo motor se conecta a los terminales del generador eólico o a los polos de la batería acumuladora, en caso de utilizarse la misma.

1.3.4.2 – Generación de energía eléctrica.

Para la generación de energía eléctrica suelen emplearse generadores eólicos bipala o tripala, siendo los últimos los más utilizados.

Uno de los inconvenientes de la energía eólica es que su disponibilidad no es constante; por lo tanto, se requiere un sistema de almacenamiento. En el caso de la energía eléctrica y para algunos usos muy limitados existe una solución inmediata que es generar en corriente continua y almacenar en acumuladores ácidos o alcalinos.

La generación con los generadores de corriente continua descritos está siendo reemplazada por la generación con alternadores y posterior rectificación a corriente continua mediante rectificadores para luego almacenar la corriente continua en baterías.

Este sistema tiene sus limitaciones, dado que la acumulación para potencias superiores a 1kW se hace demasiado costosa.

Una solución al problema es almacenar en corriente continua y mediante un inversor estático transformar en corriente alterna a 220 V 50 Hz, que es la tensión para la que están dimensionados la mayoría de los artefactos de uso doméstico.

Este sistema tiene el inconveniente de que los inversores tienen rendimientos del orden del 0,8 lo que afecta al rendimiento total del sistema.

Otra solución es usar directamente corriente continua para algunas aplicaciones (iluminación) y usar el inversor para los artefactos que así lo exigen.

Esto implica hacer distribución en corriente continua y distribución en corriente alterna, con su consecuente aumento del costo de la instalación.

Otra solución es la combinación de las anteriores. Generar y usar en 220 Vca. Utilizando un inversor para corriente continua, solamente cuando sea necesario. A su vez, si se desea, puede rectificarse y almacenarse, la corriente continua, en baterías.

Ver esquema en el punto 1.3.3 (Elementos de un sistema eólico).

1.3.5 - Energía Eólica y Medio Ambiente.

La energía eólica tiene muchas facetas ambientales positivas. Es limpia, renovable y un medio de generación sustentable.

La generación de electricidad a partir del viento no produce gases tóxicos, ni contribuye al efecto invernadero, ni a la lluvia ácida. No origina productos secundarios peligrosos ni residuos contaminantes.

Algunos impactos ambientales del aprovechamiento de la energía eólica son los factores visuales y paisajista, ruido y efecto materiales sobre la flora y la fauna.

1.3.5.1 - Efectos ambientales.

Para la discusión de los efectos ambientales locales de la energía eólica hay que diferenciar entre aspectos que afectan la percepción o el comportamiento humano de aquellos que afectan la ecología. Entre los primeros están el uso de la tierra, el impacto visual, el ruido,. Entre los segundos están los efectos sobre la fauna y la flora, la erosión del suelo, la alteración de la calidad del agua y del aire.

1.3.5.2 - Aspectos que afectan la percepción o el comportamiento humano.

1.3.5.2.1 - Uso de la tierra.

Si bien las instalaciones eólicas necesitan de grandes áreas para su instalación, solo usan en forma efectiva una pequeña porción del terreno (1 a 10 %). Por otra parte, generalmente las granjas eólicas están localizadas en áreas rurales o remotas previamente no desarrolladas. Alrededor del 99 % del área empleada para instalar una granja eólica está físicamente disponible para ser usado con otros fines, inclusive el fin que tenía antes de la instalación. Entre otros, se puede emplear para la agricultura o ganadería. (8)

1.3.5.2.2 - Efecto visual.

Las granjas eólicas deben estar en áreas expuestas a fin de que sean comercialmente viables y por lo tanto están visibles. La reacción a la vista de una granja eólica es altamente subjetiva. Muchas personas lo ven como un símbolo de bienvenida a una fuente limpia de energía y otras la ven como una adición no deseada al paisaje.

La industria a desarrollado un esfuerzo considerable para integrar cuidadosamente las granjas eólicas con el paisaje. Fotomontaje generado por computadora, animación y aún vista panorámica, junto con mapas zonales de la influencia visual, proveen predicción objetiva de la apariencia de una granja eólica.

La mayoría de las turbinas son actualmente instaladas sobre esbeltas torres de acero tubular, las cuales son para la mayoría de las personas estéticamente más agradables que las torres enrejadas clásicas de las líneas de alta tensión. Los diseñadores profesionales son empleados por muchas compañías para mejorar la apariencia de sus máquinas y en muchos casos arquitectos paisajistas están involucrados en la evaluación visual de los proyectos.

1.3.5.2.3 – Ruido.

Las turbinas eólicas modernas son bastante silenciosas y lo serán más en el futuro. Cuando se planifica una granja eólica, se debe prestar especial cuidado cualquier sonido que pueda ser escuchado desde el exterior de las casas vecinas.

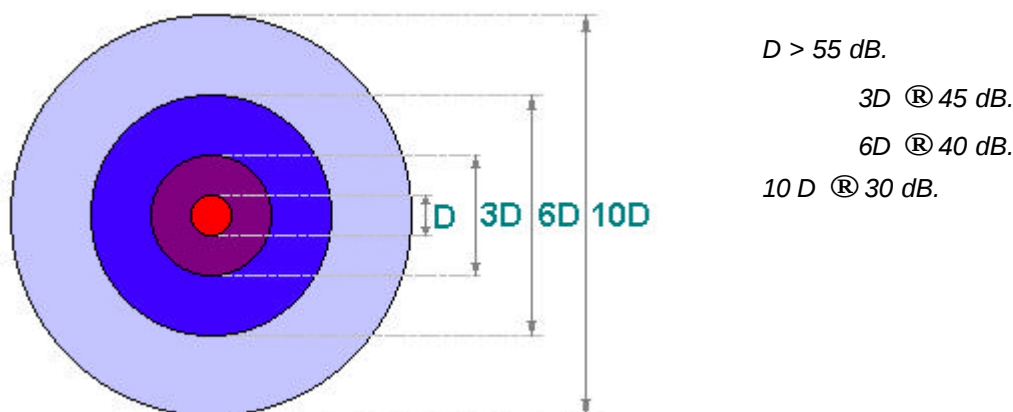
Se ha puesto mucho esfuerzo para crear la presente generación de turbinas como máquinas silenciosas a través tanto del diseño de las palas como el de las partes mecánicas de la máquina, dado que este es un factor muy importante para la instalación de las mismas.

El oído humano tiene una frecuencia audible de 20 ciclos/seg. ≤ 20.000 ciclos/seg. y un nivel de intensidad 10^{-16} W/cm² $\leq 10^{-4}$ W/cm².

El nivel de intensidad se obtiene resolviendo la siguiente ecuación

$$dB = 10 \log_{10} \frac{I}{I_0}$$

El nivel de intensidad máximo que soporta el oído humano es de 120 dB. El límite legal, en algunos países de Europa, para las instalaciones es de 40 dB. Por esta razón, el siguiente esquema representa el área donde debe instalarse un generador para que cumpla con la condición antes mencionada. (9)



1.3.5.3 - Aspectos Ecológicos.

1.3.5.3.1 - Flora y fauna.

Los efectos potenciales de la energía eólica sobre la flora y la fauna silvestre han despertado preocupaciones en los últimos años. El tema tomó preeminencia a fines de los 80 cuando se observó que algunas aves, especialmente las águilas doradas y los halcones de cola roja protegidos por normas federales, murieron a causa de turbinas eólicas y líneas de transmisión.

Otros recursos biológicos incluyen una amplia variedad de plantas y animales que viven, usan o pasan a través de un área determinada. Estos van desde las bacterias y hongos hasta los depredadores quienes están al tope de la cadena alimentaria. Cualquier proyecto constructivo puede afectar los recursos biológicos del lugar donde serán emplazados, deteriorando la relación física y ecológica de la comunidad que allí vive.

1.3.5.3.2 - Pájaros.

Los pájaros frecuentemente colisionan con las estructuras que ellos tienen dificultad de ver, especialmente líneas de alta tensión, postes y ventanas de edificios. También son muertos por vehículos en movimiento, como autos en las rutas. El comportamiento de los pájaros y la tasa de mortalidad tiende a ser específica de las especies y de los sitios.

Un estudio realizado con radar en el oeste de Dinamarca, donde hay instalada una turbina de 2 MW con un rotor de 60 m de diámetro, mostró que los pájaros tienden a cambiar su ruta de vuelo entre 100 y 200 m antes de la turbina y pasan por arriba o por el costado a una distancia segura. Este comportamiento ha sido observado en forma consistente de día y de noche. (10)

Algunas aves se acostumbran a los aerogeneradores muy rápidamente, a otras les lleva algo más de tiempo. Al emplazar los parques eólicos normalmente se tendrán en cuenta las rutas migratorias de las aves.

No obstante, el tema de los pájaros es tenido en cuenta muy seriamente por las industrias y los planificadores y las instalaciones son excluidas de localidades sensibles al tema de los pájaros.

1.3.5.4 - Selección del lugar.

Al igual que todos los proyectos energéticos, el de una granja eólica debe pasar por un proceso de selección del lugar y de obtención del permiso y las aprobaciones necesarias para proceder a su construcción y operación. Los objetivos de este proceso son asegurar que la planta sea rentable, segura, ambientalmente sana y que haga un uso apropiado de la tierra.

9. Jaime A. Moragues – Alfredo T. Rapallini, "Aspectos Ambientales de la Energía Eólica", Revista Proyecto Energético, Pág. 25, Julio 2002.

10. Asociación Danesa de la Industria Eólica, "Visita guiada sobre la energía eólica", pág. 228, www.windpower.dk/news

Las granjas eólicas pueden ser construidas en etapas, por lo que una central que originalmente fue de 25 MW puede crecer en el futuro a una de 500 MW.

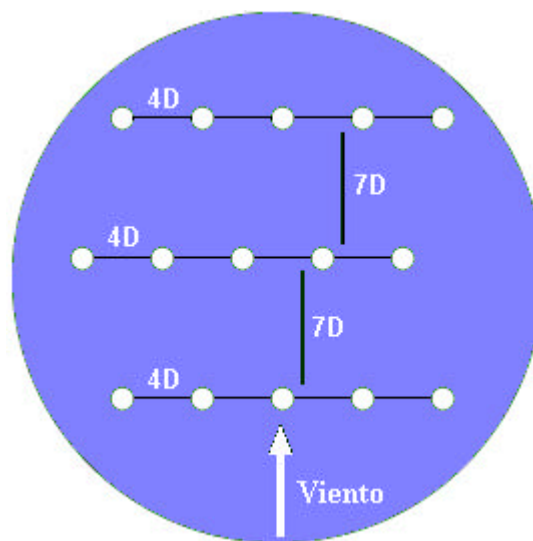
Hay muchos grupos diferentes e individuos involucrados en la determinación de la selección de un lugar para construir una granja eólica. Es importante entender los diferentes roles, intereses y prioridades de los distintos interesados que participan en el proceso. Los principales participantes usualmente incluidos en el proceso son:

- La empresa interesada en la construcción e instalación de la granja eólica.
- Los gobiernos nacionales, provinciales y municipales, con sus diferentes intereses y necesidades.
- Los grupos comunitarios de usuarios, organizaciones ambientalistas y el público en general.

1.3.5.5 – Distribución en planta del parque.

Como norma general, la separación entre aerogeneradores en un parque eólico es de 5 a 9 diámetros de rotor en la dirección de los vientos dominantes, y de 3 a 5 diámetros de rotor en la dirección perpendicular a los vientos dominantes.

En el siguiente esquema se muestra un modelo totalmente típico, considerando las separaciones promedio. (11)



1.4. El Viento, fuente de energía.

El viento es el resultado del movimiento del aire atmosférico. Este movimiento es causado principalmente por la radiación solar, la cual es absorbida y reflejada en forma distinta por las diferentes capas de la atmósfera y por los diferentes tipos de superficies existentes sobre la tierra. De este modo, la atmósfera se calienta en forma desigual, originando circulación por convección.

Este hecho se manifiesta a nivel planetario, con un mayor calentamiento del aire en las zonas tropicales que lo hace ascender y su lugar es ocupado por aire más frío proveniente de los polos. Esta acción se combina con la rotación de la tierra y la fuerza de la gravedad contribuyendo a la formación de los vientos.

El estudio del viento se limita a una porción de la atmósfera, donde funcionan las turbinas eólicas y que normalmente no sobrepasan los 100 o 200 metros de altura. En esta región, la fricción origina una variación significativa de la velocidad con la altura y esta variación depende fuertemente de la rugosidad del terreno circundante, por lo que resulta importante una adecuada elección del sitio donde se instala la turbina.

Para la explotación energética de una zona, se debe tener en cuenta además del valor medio de la velocidad, su distribución anual, conjuntamente con la duración de los períodos de calma, dirección predominante del viento, intensidad de las ráfagas y sus variaciones diarias y estacionales.

1.4.1 - Turbulencia Atmosférica.

Generalmente el movimiento atmosférico presenta características de flujo turbulento.

En la atmósfera deben distinguirse dos tipos de turbulencias:

- ☐ Turbulencia de origen mecánico; y
- ☐ Turbulencia de origen térmico.

11. Asociación Danesa de la Industria Eólica, "Visita guiada sobre la energía eólica", pág. 238, www.windpower.dk/news

La turbulencia mecánica se genera por la presencia de obstáculos sobre la superficie, como edificios, árboles y vehículos que fuerzan al viento a pasar por encima de ellos produciendo remolinos de distintas características en la parte posterior de los obstáculos. El tamaño de los vórtices será relacionado con la velocidad media del viento y el tamaño y forma de los obstáculos.

La turbulencia térmica es producida por el movimiento ascendente de masas de aire calentadas en la superficie de la tierra y el descenso de masas frías que se mueven para ocupar el lugar dejado por las primeras.

Ambos tipos de turbulencia actúan simultáneamente y según los casos, será más importante uno que otro.

La turbulencia térmica puede ser inestable, neutral o estable. En el caso inestable, la temperatura del aire disminuye con la altura y la turbulencia producida por los obstáculos actúa como excitación inicial para ser luego amplificada y transportada.

En el caso neutral, la temperatura es prácticamente constante con la altura y cualquier perturbación en la atmósfera no produce reacción.

La turbulencia térmica estable se manifiesta cuando la temperatura del aire aumenta con la altura y las perturbaciones son rápidamente amortiguadas. Si además, la velocidad del viento es baja, las perturbaciones mecánicas son reducidas y puede existir flujo laminar.

1.4.2 - Variación de la Velocidad con la altura.

La velocidad del viento aumenta con la altura. La turbulencia atmosférica y la fricción contra el suelo de las capas inferiores determinan la forma de esta variación, que puede expresarse por:

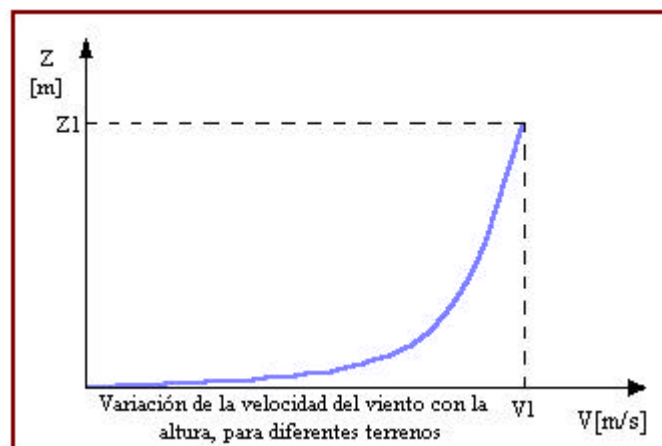
$$V = V_1 \frac{\ln Z/Z_0}{\ln Z_1/Z_0}$$

donde:

V = Velocidad del viento a una altura Z

V_1 = Velocidad del viento medida a una altura sobre el suelo Z_1

Z_0 = medida del tamaño de los remolinos producidos por la rugosidad del terreno.



La ley de variación logarítmica, ha sido estudiada en un gran número de observaciones experimentales y ha sido verificada su validez en condiciones atmosféricas de estabilidad neutral. Como estos casos se manifiestan con velocidades de viento de cierta significación, que son los que realmente interesan para el aprovechamiento de la energía eólica, esta expresión es la recomendada para aplicaciones referidas a turbinas de viento.

En casos de turbulencias térmica estables e inestables, la variación de la velocidad con la altura se representa con la fórmula:

$$V = V_1 \frac{Z\varepsilon - Z\varepsilon_0}{Z\varepsilon_1 - Z\varepsilon_0}$$

donde ε es un exponente que tiene en cuenta las condiciones atmosféricas.

Estable	$0 < \varepsilon \leq 0,5$
Inestable	$-0,5 \leq \varepsilon < 0$
Neutral	$\varepsilon = 0$

En el último caso de condición neutral, $\varepsilon = 0$ ecuación anterior nos vuelve a dar la distribución logarítmica. (12)

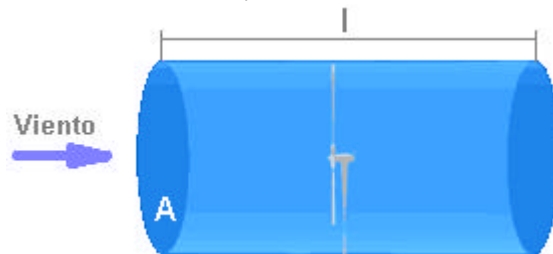
1.4.3 - Energía del Viento.

La energía del viento es una consecuencia de la energía cinética de las partículas del aire en movimiento. La energía cinética es igual a:

$$E_c = \frac{1}{2} m V^2$$

donde m es la masa de las partículas del aire y V la velocidad de las mismas. A su vez, la masa que atraviesa una sección A , perpendicular a la dirección del viento, es:

$$m = \rho A l$$



donde ρ es la densidad del aire y l el desplazamiento de las partículas. Consecuentemente, la energía cinética que pasa por A en la unidad de tiempo es la potencia disponible en el viento.

$$P_d = \frac{1}{2} \rho A V V^2 = \frac{1}{2} \rho A V^3$$

Se puede observar que cuando la velocidad se duplica, la potencia aumenta 8 veces. Debido a que la velocidad está elevada al cubo, su efecto sobre la potencia es considerable y mucho cuidado debe observarse en su medición y análisis.

En el estudio del viento para su aprovechamiento energético, interesa conocer fundamentalmente, la velocidad media anual y su distribución o frecuencia de ocurrencia.

La velocidad media es un primer indicador del potencial eólico y debe complementarse con la duración anual de velocidades del viento de diferentes magnitudes, es decir, cuantas horas por año sopla a una determinada velocidad. Normalmente la velocidad del viento se registra con un instrumental que permite obtener valores medios horarios. Estos valores son agrupados por rangos de velocidades con los que se grafican los histogramas de velocidades de viento, que representan las distribuciones de frecuencia de las velocidades medias horarias a intervalos regulares, de un determinado lugar.

La curva permite visualizar como se distribuye la intensidad del viento y que rango de velocidades ocurren con mayor frecuencia.

Esta distribución anual de la velocidad del viento, es importante para poder evaluar la energía eólica disponible de un lugar. Con el valor de la velocidad media se puede estimar, aproximadamente, la distribución de velocidades por medio de la curva de Rayleigh, cuya ecuación es:

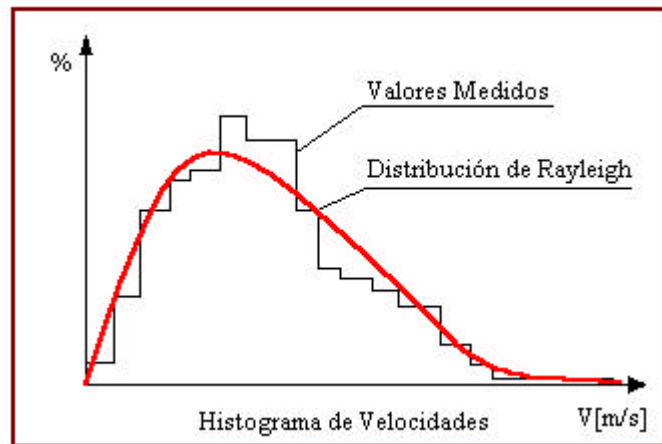
$$R[V] = \frac{\pi}{2} \frac{V e^{-k}}{(V_m)^2}$$

donde:

V = velocidad del viento

V_m = velocidad media del viento

$$k = \frac{\pi}{4} (V / V_m)^2$$



Ahora se verá como se representa gráficamente la distribución de la energía, y como a partir de ésta, se obtiene la verdadera indicación del potencial eólico disponible.

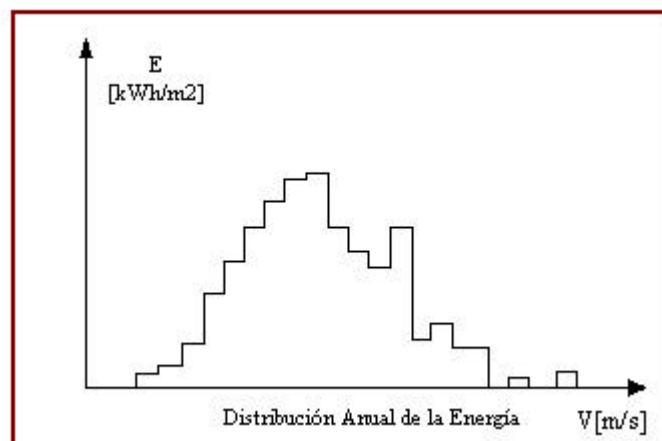
Para ello consideramos la potencia por unidad de área perpendicular a la dirección del viento.

$$P/A = \frac{1}{2} \rho V^3$$

Entonces la energía por unidad de área, producida por una velocidad V_i que sopla durante un tiempo T_i , será:

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

Con esta expresión, usando los datos de las velocidades horarias medias y los tiempos de duración de cada rango, se obtiene la distribución anual de la energía.



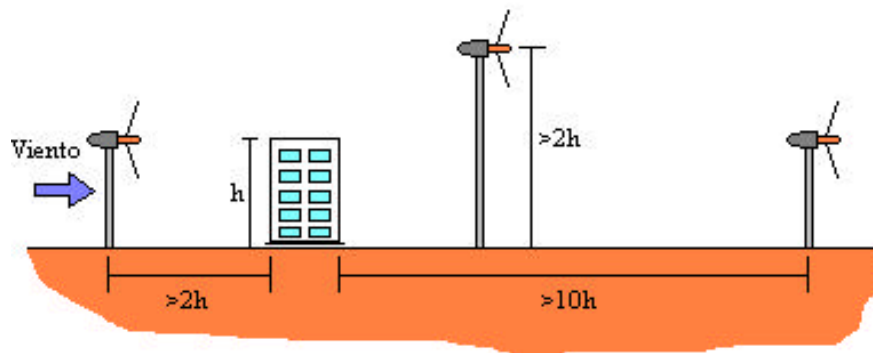
1.4.4 - Selección del Lugar para Instalar la Turbina.

La instalación de una turbina debe ser cuidadosamente estudiada, pues su eficiente funcionamiento depende estrechamente de cuánto es afectada por obstáculos u ondulaciones del terreno circundante.

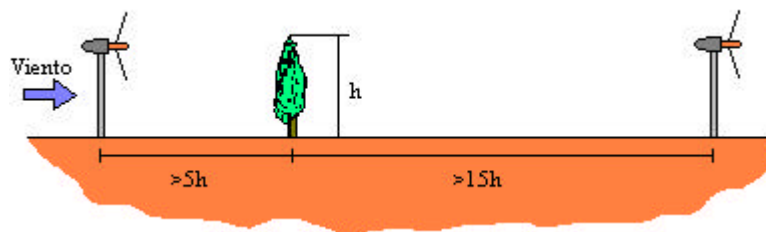
Si existen edificios de una altura h en la zona, deberá tenerse en cuenta que el aparato deberá instalarse:

- a más de 10 h , detrás del edificio;
- a más de 2 h , delante del edificio.

Si estos requisitos no se cumplen, entonces deberá sobrepasar la altura del edificio, ubicando el aerogenerador a una altura sobre el suelo de más de 2 h .

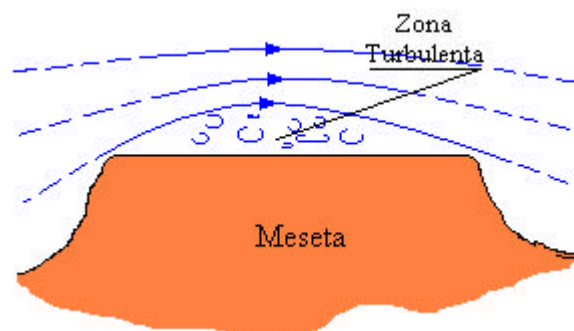


En caso de barreras de arboles, el aparato deberá ubicarse a una distancia delante del comienzo de la barrera a más de 5 h, y en caso de ubicarse detrás de la barrera, deberá instalarse a más de 15 h.



En todos los casos deberá evitarse la turbulencia producida por obstáculos alejándose del mismo o elevando la altura de la torre unas dos veces por encima del obstáculo próximo, como para poder ubicar toda la hélice fuera del área turbulenta.

Si el lugar de instalación corresponde a una zona montañosa, las partes más altas son recomendadas. Cuando el viento sobrepasa una montaña, las líneas de corriente se comprimen y el flujo se acelera alcanzando su valor máximo en la cima donde la velocidad media puede incrementarse hasta en un 50 % sobre la de la llanura circundante.



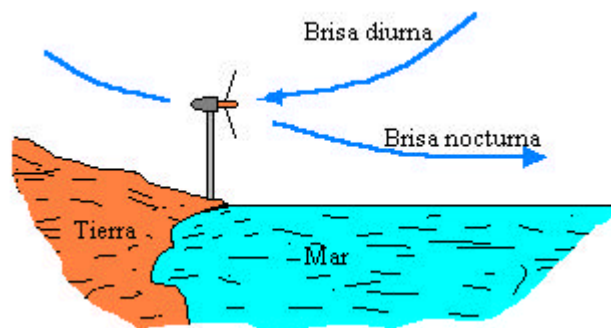
El viento detrás de la montaña se hace muy turbulento por lo que debe evitarse instalaciones en esta región. También deberán evitarse las instalaciones en mesetas o colinas con una parte superior plana, ya que la intensa turbulencia en esta zona puede dañar seriamente el funcionamiento de una hélice que barre regiones de velocidades de viento muy distintas.

En las zonas montañosas, también debe considerarse que durante la noche la tierra se enfría, enfriando a su vez, el aire de las capas adyacentes. Como el aire frío es más pesado, desciende por las laderas produciendo una brisa nocturna hacia el valle. En la parte más baja se acumula el aire frío, estableciendo una región calma, sin vientos.

Este fenómeno también ocurre en invierno, en el que la llegada de aire frío desciende las laderas y se estaciona en los valles.



Es también importante considerar el efecto local que se producen las regiones costeras debido al calentamiento y enfriamiento diurno-nocturno. Durante la noche, la tierra se enfría más rápidamente que el mar. El aire sobre el agua se mantiene más caliente y asciende y este lugar es ocupado por el aire frío de tierra, originándose una brisa hacia el mar. Este proceso se invierte durante el día.



1.4.5 - Ráfagas.

La velocidad media del viento es fundamental para el cálculo de la energía que pueden captar las turbinas eólicas, pero para el cálculo de resistencia estructural de las mismas, es necesario conocer los valores de velocidad media máxima de un lugar y los valores de las ráfagas que puedan ocurrir.

La velocidad media máxima, que se considera para los cálculos estructurales es normalmente de 60 m/seg. Con esta velocidad, se asegura que la instalación de la turbina puede resistir las tormentas más severas. En algunos lugares como en la Antártida de vientos extremos muy intensos, es necesario tomar un margen adicional.

En cuanto a la velocidad V_r alcanzada por las ráfagas más intensas, pueden ser estimadas a partir de la velocidad media horaria máxima V_{max} de un lugar, por medio del factor de ráfaga.

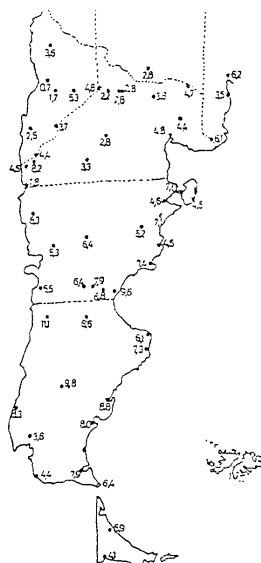
$$f_r = \frac{V_r}{V_{max}}$$

f_r varía entre 1,3 para terrenos suaves o en regiones próximas al mar y 2,5 para terrenos con numerosos obstáculos tales como edificios en las ciudades. Para estos valores numéricos se supone una ráfaga de 2 segundos de duración.

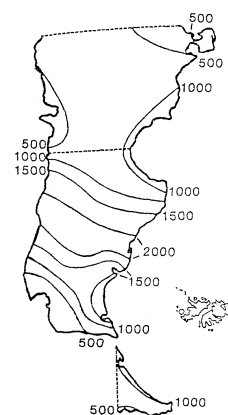
1.4.6-Vientos en Argentina.

La región Patagónica es conocida por sus intensos y persistentes vientos. Dado que el aprovechamiento eólico intensivo es relativamente reciente, las mediciones del Servicio Meteorológico Nacional, no han sido orientadas para la evaluación del potencial energético.

En las regiones montañosas los anemómetros y otros instrumentos de medición fueron instalados en los valles, donde normalmente se ubican los aeropuertos por sus menores niveles de vientos.



Velocidad Media Anual en m/seg
a 10 m sobre el nivel de la superficie



Potencia Media Anual Estimada en la
Patagonia a 50 m sobre el suelo en $[W/m^2]$

Capítulo 2. Características tecnológicas de diseño de los aerogeneradores

2.1 Principios de aerodinámica.

La forma típica de un perfil aerodinámico es la que se muestra en la figura 1. Si bien existe una gran variedad de diseños, la geometría básica es generalmente la misma: un borde anterior, respecto a la corriente de aire que enfrenta, redondeado llamado «borde de ataque» y un borde posterior agudo llamado «borde de fuga». El término «cuerda del perfil» se utiliza para el lugar geométrico de la recta que pasa por los puntos mencionados anteriormente.

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

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

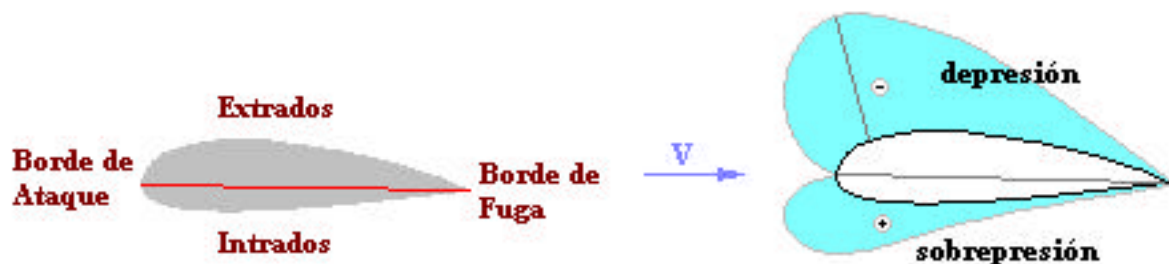


Figura 2

Integrando las presiones ejercidas sobre el perfil tenemos como resultado una fuerza de presión. Esta se sumará vectorialmente a la fuerza surgida del efecto de la viscosidad del aire sobre el material de la aeroforma, es decir, la fuerza originada por el rozamiento de sus partículas sobre la superficie del perfil, para obtener finalmente una fuerza resultante o acción aerodinámica total, R .

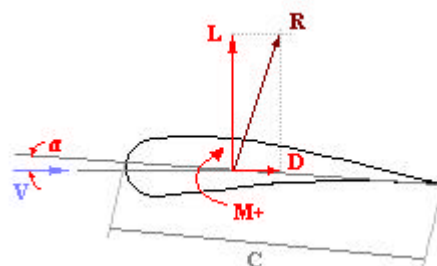


Figura 3

La resultante R de ambas fuerzas puede separarse en sus componentes normal y paralela a la dirección de la velocidad V de la corriente libre. La componente normal L , se denomina sustentación y la paralela D , se denomina resistencia. (13)

$$L = C_L q S$$

$$D = C_D q S$$

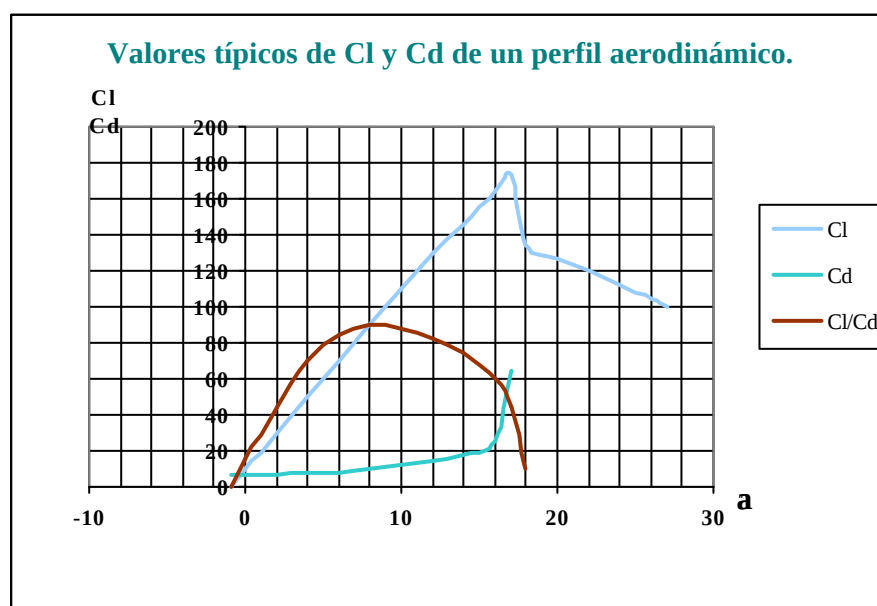
donde:

- C_L coeficiente de sustentación.
- C_D coeficiente de resistencia.
- $q = \frac{1}{2} \rho V^2$, presión aerodinámica.
- ρ = densidad del aire.
- V = velocidad relativa entre el perfil y el aire.
- $S = C \Delta r$ superficie proyectada de la sección del perfil.
- C = cuerda o distancia entre el borde de ataque y el borde de fuga del perfil.
- Δr = longitud de la sección, perpendicular al dibujo. Se supone que la forma del perfil se mantiene constante en esa distancia Δr .

El ángulo que se forma entre la dirección de la corriente libre y la cuerda, se denomina ángulo de ataque α y la acción del momento M tiende a modificar este ángulo.

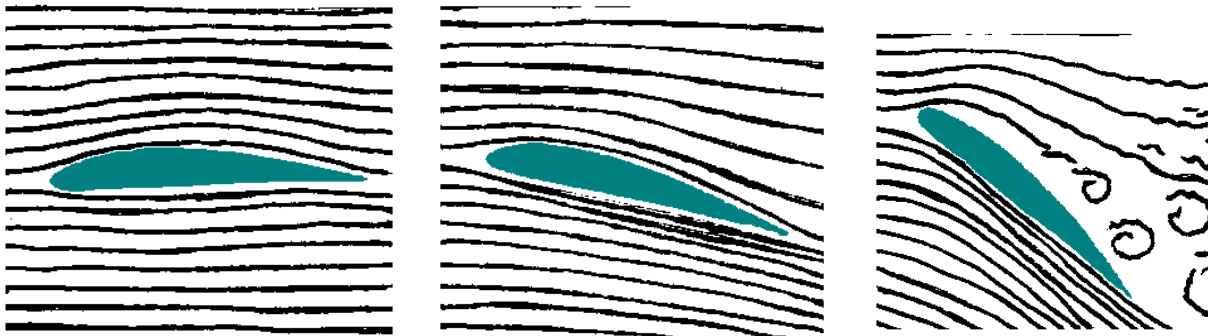
$$M = C_m q S C$$

Para determinar las características aerodinámicas de un perfil se pueden graficar los coeficientes C_L , C_D y C_m en función del ángulo de ataque



Para un determinado tipo de perfil, los coeficientes C_L y C_D crecen linealmente a medida que aumenta el ángulo de ataque, hasta que alcanzan un valor en el que sufren una brusca variación. A este fenómeno se lo conoce por "entrar en pérdida" y se manifiesta por una repentina pérdida de sustentación y un rápido incremento de la resistencia.

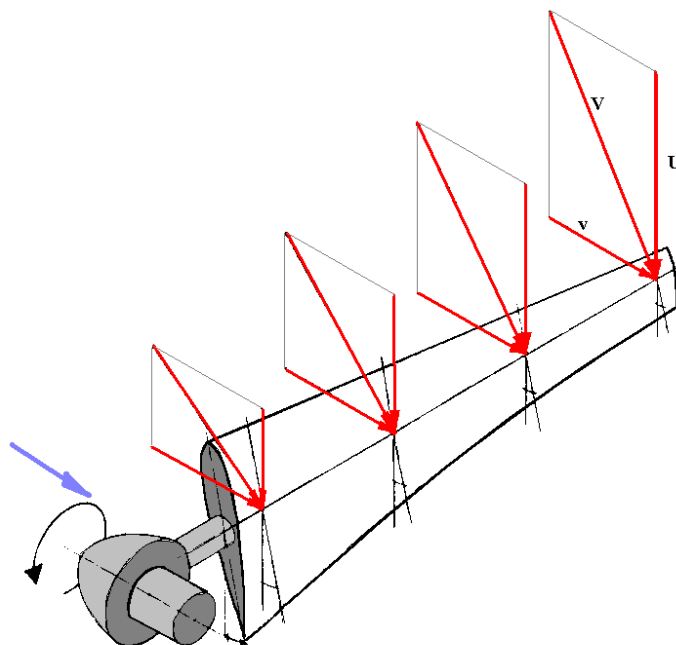
La entrada en pérdida se produce debido al desprendimiento de la corriente de aire de la superficie del ala y a la formación de turbulencias en su parte posterior.



En las palas de un rotor eólico, la entrada en pérdida no supone ningún problema, e incluso puede ser positivo para evitar una aceleración excesiva cuando la velocidad del viento es muy elevada. (14)

2.1.1 - Aerodinámica de las turbinas de eje horizontal.

En el caso de las palas de un motor eólico, a la velocidad de viento habrá que sumarle la velocidad que se produce a causa de la rotación de la pala. Esta velocidad debida a la rotación será mayor a medida que nos alejamos del eje y, en consecuencia, la velocidad de la corriente incidente crecerá con la distancia de cada segmento de pala al eje del rotor, y su ángulo de incidencia será diferente en cada uno de ellos.



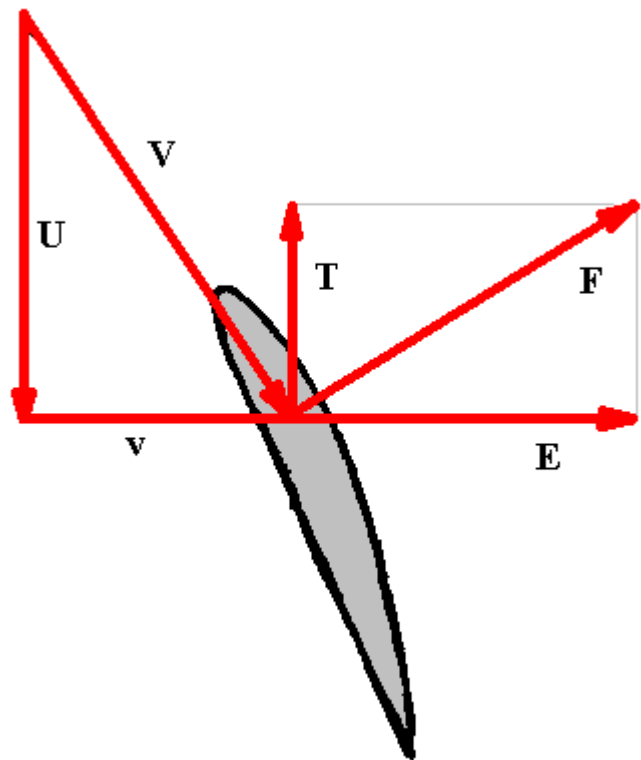
Distribución de velocidades sobre una pala de rotor eólico de eje horizontal, que gira por el viento.

14. Juan Carlos Cádiz Deleito, "La energía eólica. Tecnología e historia", Pág. 42, Hermann Blume, 1984.

La fuerza resultante que se produce sobre cada segmento de pala se descompone aquí en una fuerza T , dirigida en la dirección de rotación, que es la que produce el par motor, y en otra fuerza E , que se traduce en un empuje inútil sobre el eje del rotor.

donde:

- F = fuerza aerodinámica.
- T = fuerza motriz.
- E = empuje aerodinámico.
- v = velocidad del viento.
- V = Velocidad de la corriente.
- U = velocidad debida a la rotación.



Composición de velocidades que inciden sobre un segmento de pala, y de las fuerzas aerodinámicas que se generan sobre ella.

Si queremos que cada segmento trabaje con un ángulo de ataque óptimo que haga máxima la fuerza motriz T , tendremos que diseñar la pala con diferente ángulo en cada segmento, para compensar la variación en el ángulo de incidencia de la corriente. Esto es la causa de que frecuentemente las palas se construyan con torsión. Sin embargo, a veces es preferible diseñar la pala sin variar el ángulo de cada segmento, para evitar las dificultades de fabricación de una pala con torsión, a pesar de que el rendimiento aerodinámico disminuye.

2.1.2 - Aerodinámica de las turbinas rápidas de eje vertical.

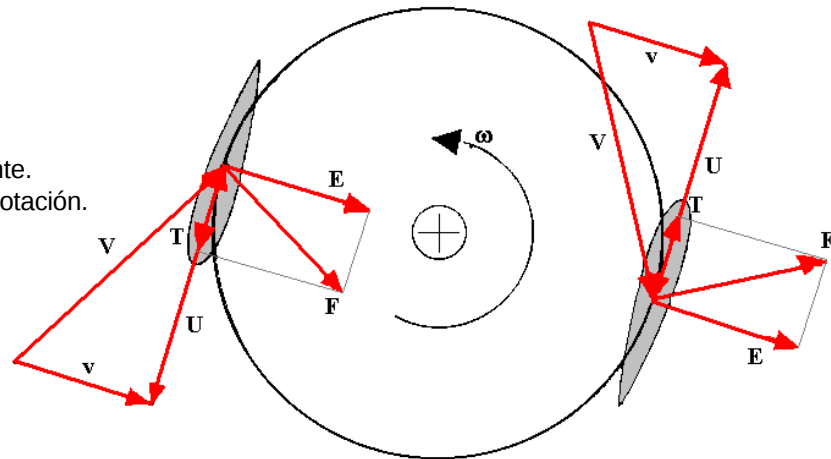
En el caso de estos rotores, la velocidad incidente no sólo varía en cada segmento de la pala, sino también a lo largo de la trayectoria de rotación, es decir, que el ángulo y la intensidad de la corriente dependen de la posición que tenga la pala en ese momento.

Esta nueva complicación trae como consecuencia que las fuerzas aerodinámicas, además de ser diferentes en cada uno de los segmentos de la pala, varían ahora cíclicamente durante la rotación, generando un par motor irregular.

Este inconveniente se puede subsanar con un rotor de mayor número de palas que compensen las variaciones cíclicas, o bien incrementando la velocidad de giro, de forma que la influencia de la velocidad del viento sea menor a la hora de componer el triángulo de velocidades para obtener la resultante incidente. De hecho, los rotores Darrieus funcionan mejor a elevadas velocidades de giro, no sólo debido a la regularización de su par motor, sino también a la mejora considerable de su rendimiento aerodinámico.

donde:

- F = fuerza aerodinámica.
- T = fuerza motriz.
- E = empuje aerodinámico.
- v = velocidad del viento.
- V = Velocidad de la corriente.
- U = velocidad debida a la rotación.



2.1.3 - Aerodinámica de las turbinas lentas de eje vertical.

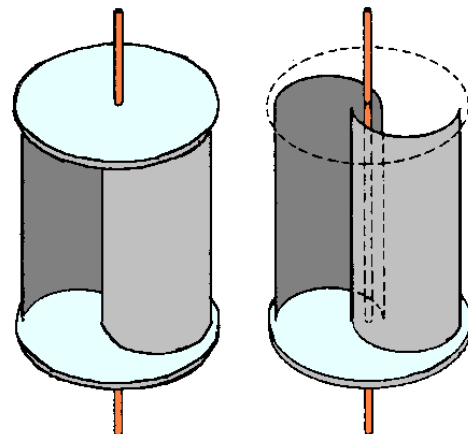
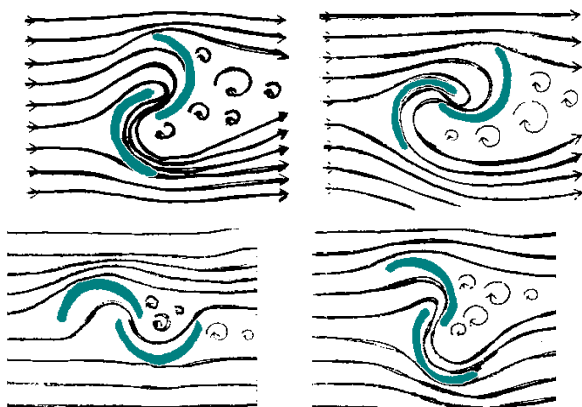
Entre los distintos tipos de eje vertical, existen unos que funcionan con un principio aerodinámico diferente, utilizando las fuerzas de resistencia aerodinámica en vez de las de sustentación.

Estos rotores consiguen que la fuerza de resistencia en uno de sus lados sea superior a la del lado opuesto, generando de esta forma un par motor.

En la actualidad se sigue fabricando el motor Savonius, que funciona en forma parecida, aunque en este caso es la pala, de sección semicircular la que consigue que la resistencia sea mayor en el lado que se mueve a favor del viento.

La geometría de las palas favorece la formación de torbellinos en ese lado, y ellos generan una zona de alta presión que presenta una mayor resistencia a la corriente de aire.

En general, este tipo de rotores funciona con rendimientos bajos, pero su diseño es muy sencillo y son fáciles de construir.

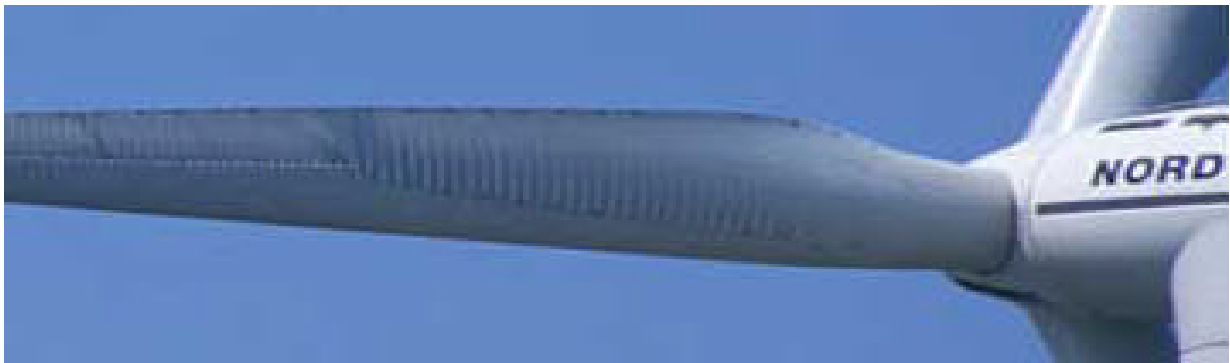


2.1.4 - Elección del perfil aerodinámico.

La elección del perfil aerodinámico se inicia seleccionando aquellos que posean un elevado coeficiente de sustentación y simultáneamente un bajo coeficiente de resistencia. Luego y según la aplicación para la cual será utilizado, se deberá considerar otras propiedades relacionadas con la forma en que C_L y C_D varían con el ángulo de ataque.

Se debe buscar aquel perfil cuyo coeficiente C_L alcanza su valor máximo en forma suave, dado que la caída abrupta de la sustentación produce violentas vibraciones.

2.2. Rotor o hélice.



La función del rotor o hélice de la turbina es transformar la energía cinética que posee la corriente de aire en energía mecánica en el eje del mismo.

Las turbinas eólicas pueden tener en el rotor diferentes números de palas. La regla general, en principio, es: un menor número de palas en el rotor permite mayor velocidad de giro en el eje del mismo.

En el diseño de turbinas eólicas para la generación de electricidad es aconsejable que el rotor gire al mayor número de revoluciones posible debido a la reducción en el tamaño y peso del generador eléctrico y del sistema multiplicador, si éste fuera necesario, con el consiguiente abaratamiento de la máquina. Por esto, en este tipo de turbinas el número de palas es bajo, encontrándose modelos de una, dos, tres y cuatro palas, denominándose turbinas rápidas.

Solamente los rotores multipalas, conocidos como molino americano y tan habituales en nuestro paisaje rural poseen entre 12 y 24 palas. Esta configuración posee un alto par de arranque y giran a bajas rpm (turbinas lentas) y encuentran su gran aplicación en el bombeo de agua.

Retornando al uso de turbinas eólicas para la generación eléctrica, se debe mencionar algunos puntos concernientes a la elección de la cantidad de palas. En primer lugar, el costo de las palas respecto al costo total de la máquina suele llegar al 20%.

Asimismo, debido a la cinética misma de la hélice es de fundamental importancia reducir al máximo las masas rotantes, y el peso de las palas es más que significativo.

Además, una máquina comercial debe poseer un nivel de emisión de ruido reducido, por esto y teniendo en cuenta que esta emisión aumenta potencialmente con la velocidad en punta de pala, la velocidad de rotación y la de punta de pala no deben exceder cierto nivel.

2.2.1 - Determinación de la curva de c_p en función de λ .

La potencia disponible en el viento P_d está dada por:

$$P_d = \frac{1}{2} \rho V^3 A$$

donde: ρ = densidad del aire

V = velocidad del viento.

A = superficie perpendicular a la dirección del viento.

De esta potencia disponible, sólo una parte puede ser captada por la hélice y el grado de eficiencia de ésta, es medido por el coeficiente de potencia c_p . La potencia captada es entonces:

$$P_c = c_p \frac{1}{2} \rho V^3 A$$

El coeficiente de potencia c_p permite representar las principales características de las hélices, en combinación con otro importante parámetro adimensional λ . Este último establece la relación entre la velocidad de la punta de la pala y la velocidad del viento. (15)

15. Juan Carlos Cádiz Deleito, "La energía eólica. Tecnología e historia", Pág. 43, Hermann Blume, 1984.

donde: r = radio de la hélice en m.

w = velocidad angular en rad/seg.

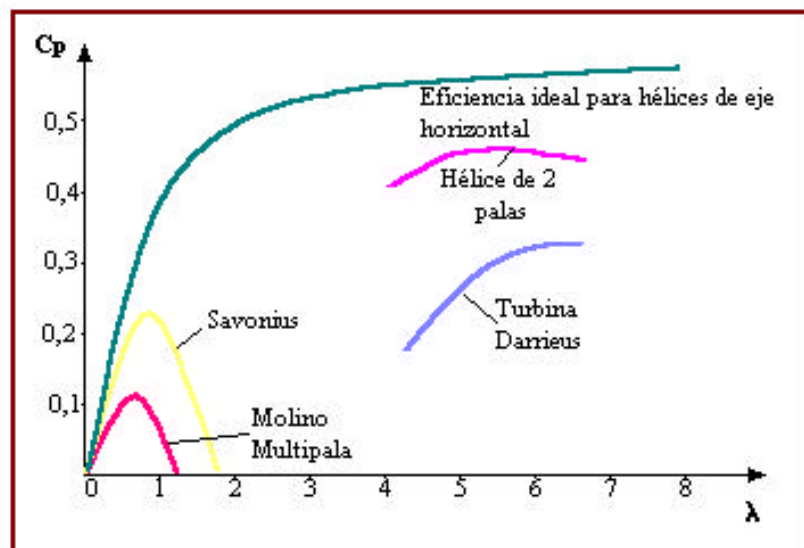
donde: n = velocidad de rotación de la hélice en rpm.

Γ combina las variables más importantes del diseño, de modo tal que las performances de cualquier hélice quedan totalmente definidas al representarse el coeficiente de potencia c_p en función de la relación de velocidades Γ .

Los valores de $c_{p_{max}}$ representan el rendimiento aerodinámico máximo de la hélice. A su vez, los altos valores de Γ , se hacen significativos cuando se debe generar electricidad, ya que por la característica propia de las máquinas eléctricas, requieren elevada velocidad de giro.

La curva de c_p en función de Γ , que caracteriza el comportamiento de una hélice, depende de la forma y las dimensiones geométricas de ella.

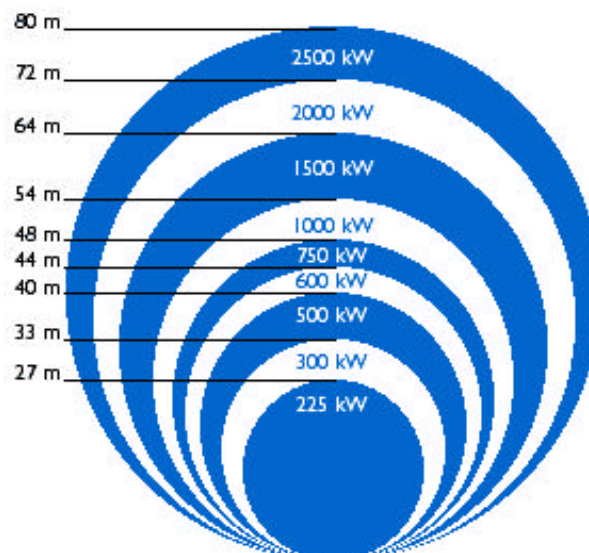
El perfil aerodinámico usado, la longitud de las palas y el número de estas, el alabeo y la variación de la cuerda en función del radio son elementos que determinan en forma sensible las performances de la hélice.



2.2.2 – Tamaño de los aerogeneradores.

Cuando un agricultor habla de la extensión de tierra que está cultivando normalmente lo hará en términos de hectáreas. Lo mismo ocurre con los aerogeneradores, aunque en el caso del cultivo eólico se cultiva un área vertical en lugar de una horizontal.

El área del disco cubierto por el rotor (y, por supuesto, las velocidades del viento) determina cuanta energía podemos colectar en un año.



El dibujo da una idea de los tamaños de rotor normales en aerogeneradores: una turbina con un generador eléctrico de 600 kW suele tener un rotor de unos 44 m. Si se dobla el diámetro del rotor, se obtendrá un área cuatro veces mayor. Esto significa que también obtendrá del rotor una potencia disponible cuatro veces mayor. (2)

Los diámetros pueden variar algo respecto a las cifras dadas, dado que muchos de los fabricantes optimizan sus máquinas ajustándolas a las condiciones de viento locales.

Para una máquina de 600 kW, los tamaños de rotor pueden variar entre 39 a 48 m. La razón por la que, en zonas de vientos suaves, se puede obtener una mayor producción de un generador relativamente más pequeño es que la turbina estará funcionando durante más horas a lo largo del año.

2.2.3 - Número de palas.



2.2.3.1 - Turbinas de una pala.

La razón de una turbina eólica monopala o monóptero es aumentar la velocidad de rotación del rotor y consiguientemente reducir las masas y costes de los demás elementos, como ser el multiplicador y el generador eléctrico. Por otro lado este tipo de hélices resultan muy atractivas económicamente por el costo mismo de poseer una sola pala.

Sin embargo, estas hélices requieren un contrapeso que compense a la pala y el balanceo de la misma debe realizarse con mucha precisión. Además un rotor de este tipo tiene un desequilibrio aerodinámico muy acentuado, lo que causa complejos esfuerzos de fatiga y complicadas construcciones en el centro para controlar adecuadamente la turbina que las hacen poco prácticas.

La desventaja principal para su uso comercial es el elevado nivel de ruido aerodinámico que producen, causado por una altísima velocidad en punta de pala. A esto debemos sumarle la perturbación visual en el paisaje que provoca ver rodar una sola pala.

2.2.3.2 - Turbinas de dos palas.

Comparándola con un rotor de tres palas, se logra disminuir en un cierto porcentaje el costo de la hélice; sin embargo debido los fluctuantes esfuerzos dinámicos que se originan con esta configuración se requieren dispositivos especiales para paliar este estado de carga, lo que eleva finalmente el costo global de la máquina no teniendo ventaja económica respecto a la primera.

De manera diferente a lo que sucede en el rotor tripala, ésta posee una componente no inercial oscilante durante el movimiento del nacelle a lo largo del eje longitudinal de la torre (orientación) originada por la fuerza de Coriolis, lo que incrementa los esfuerzos sobre la estructura.

Por otro lado y compartiendo esta propiedad con las hélices monopala en alguna medida, poseen la posibilidad de fijarse al cubo del rotor mediante un dispositivo de oscilación, efecto denominado teetering, una especie de bisagra que permite compensar los esfuerzos que provoca la variación del perfil de velocidad del viento con la altura, lográndose un patrón de esfuerzos externos un poco más plano a lo largo del área barrida por la pala.

Asimismo se cuenta con la ventaja técnica para la fabricación de las palas, si la turbina es de poca potencia y su sistema de control es stall (palas de paso fijo), de poder hacerlas en un único bloque. Además los dispositivos encargados del control de la potencia captada, si se trata de un sistema pitch (palas de paso variable), se torna mucho mas sencillo que en el caso de una hélice tripala.

En cuanto a las vibraciones, son mucho más sensibles a este fenómeno que las tripala y debido a las mayores velocidades en punta de pala con las que operan se eleva el nivel de ruido respecto a estas.

2.2.3.3 - Turbinas de tres palas.

La característica fundamental de esta configuración es su mayor suavidad de funcionamiento respecto a las anteriores.

Por otro lado, en las hélices de tres palas al ser sus velocidades de rotación relativamente bajas, los son también las de punta de pala, lo que constituye una gran ventaja respecto a las monopalas y bipalas debido a la reducción de nivel de ruido que esto conlleva. Esta propiedad se ve potenciada en el caso de que la turbina se utilice para abastecimiento eléctrico de puntos aislados, donde generalmente la máquina se debe emplazar en las cercanías de la población y donde se debe minimizar la perturbación introducida en el hábitat natural.

Asimismo, de manera diferente a las hélices mono y bipalas las de tres palas gozan de una gran aceptación pública en cuanto al impacto visual que ocasionan.

2.2.4 – Solidez.

Se denomina solidez a la relación entre la superficie ocupada por las palas y la superficie frontal barrida por la hélice.

$$S := \frac{A_p}{A_{fb}}$$

$$A_p = N \int_{raíz}^{punta} c \, dr$$

Donde:

- S = solidez
- N = número de palas
- c = cuerda
- r = radio
- D = diámetro de la hélice
- $A_{fb} = \pi r^2$ = área frontal barrida.

Si se tiene alta solidez, se tiene una fuerte cupla de arranque y velocidad baja. Por esta razón estas máquinas son buenas para molinos bombeadores de agua.

A medida que disminuye la solidez, la hélice puede girar a mayor velocidad y la cupla se reduce. Estas máquinas son buenas para generar energía eléctrica.

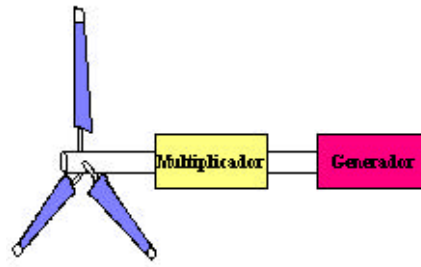
Esta propiedad es importante pues la potencia es igual a la cupla por la velocidad angular y por lo tanto, para una misma cupla, la potencia aumenta con la velocidad angular.

$$P = C \, w$$

Las exigencias para lograr perfiles aerodinámicos óptimos, conducen normalmente a perfiles muy delgados, razón por la cual la solidez es baja, con valores de cuerda reducidos y por lo tanto más frágiles. Es necesario que sean capaces de resistir considerables esfuerzos mecánicos, razón por la cual, deberá realizarse un compromiso entre la aerodinámica y la resistencia estructural.

2.2.5 – Tamaño de la hélice.

Para determinar el tamaño de la hélice es necesario conocer la potencia eléctrica requerida por el usuario y los rendimientos de los distintos elementos que integran la turbina.



Para lograr un alto número de revoluciones se debe incorporar un multiplicador de velocidades, el rendimiento máximo que se puede obtener para un multiplicador con engranajes es del 90%. (16)

Para generadores eléctricos los rendimientos varían según la potencia, para máquinas mayores a 10 kW encontramos rendimientos del 92%, mientras que para potencias menores se encuentran rendimientos cercanos al 50%. (17)

c_p es el coeficiente de potencia, el cual tiene un valor máximo teórico de 0,59 (límite de Betz). Una buena hélice tiene un rendimiento cercano al 42%.

Podemos definir de esta manera el rendimiento total de la máquina, siendo el mismo:

$$h_t = c_p h_m h_G$$

La potencia eléctrica que puede salir de un aerogenerador será:

$$P_e := \eta_t \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V_1^3 \cdot A_{fb}$$

$$A_{fb} := \sqrt{\frac{2 \cdot P_e}{\eta_t \cdot \rho \cdot V_1^3}}$$

Para turbinas de eje horizontal:

$$r^2 := \frac{2 P_e}{\eta_T \rho V_1^3}$$

$$r := \sqrt{\frac{2 \cdot P_e}{\eta_t \cdot \pi \cdot \rho \cdot V_1^3}}$$

Para potencia eléctrica media:

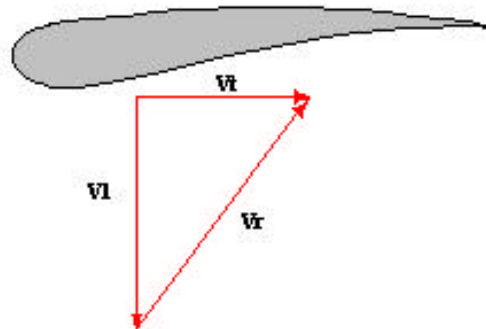
$$r := \sqrt{\frac{2 \cdot P_e}{\pi \cdot \eta_t \cdot \rho \cdot 1.91 \cdot V_{1m}^3}}$$

16. Eduardo Gallegos, "Energía Eólica en la Argentina", Pág. 44, Activa, 1998.

17. Asociación Danesa de la Industria Eólica, "Visita guiada sobre la Energía Eólica", Pág. 164, www.windpower.dk/news

2.2.6 – Velocidad de rotación de la hélice.

Para la generación de energía eléctrica, la hélice debe girar a la mayor velocidad posible, ya que los generadores eléctricos disminuyen su tamaño y precio al aumentar su velocidad de giro. A su vez, para la hélice, la máxima velocidad de rotación debe ser compatible con la resistencia estructural de las palas.



$$V_r := \sqrt{V_t^2 + V_1^2}$$

La máxima velocidad del viento que debe soportar una turbina sin sufrir daños es V_r , en valores prácticos esta velocidad no debe superar los 60 m/s, considerada velocidad de supervivencia (V_s)

Si ahora consideramos que V_1 es 10 m/s;

$$V_t := \sqrt{V_r^2 - V_1^2}$$

$$V_t := \sqrt{\left(60 \cdot \frac{\text{m}}{\text{s}}\right)^2 - \left(10 \cdot \frac{\text{m}}{\text{s}}\right)^2}$$

$$V_t := 59 \cdot \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

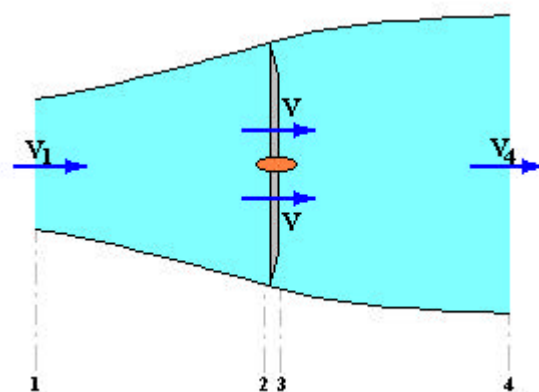
Debido al cálculo efectuado anteriormente, el diseño de la turbina se efectúa considerando $V_t = 60$ m/s.

2.2.7 – Teoría de la cantidad de movimiento. Límite de Betz.

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

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

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



Nomenclatura:

V_1 = velocidad del viento aguas arriba del rotor;
 V_4 = velocidad del viento aguas abajo del rotor;
 $V = V_2 = V_3$ = velocidad incidente en el plano del rotor;
 ρ = densidad del aire;
 p = presión;
 F = fuerza sobre el aire de la hélice;
 F_h = fuerza del aire sobre la hélice;
 A = superficie que envuelve al volumen de control;

$$V_2 = V = V_3 \quad (1)$$

$$p_1 + \frac{1}{2} \rho V_1^2 = p_2 + \frac{1}{2} \rho V_2^2$$

$$p_3 + \frac{1}{2} \rho V_3^2 = p_4 + \frac{1}{2} \rho V_4^2$$

$$p_1 = p_4 \quad (2)$$

$$p_2 = p_1 + \frac{1}{2} \rho V_1^2 - \frac{1}{2} \rho V_2^2 = p_1 + \frac{1}{2} \rho (V_1^2 - V_2^2)$$

$$p_3 = p_4 + \frac{1}{2} \rho V_4^2 - \frac{1}{2} \rho V_3^2 = p_1 + \frac{1}{2} \rho (V_4^2 - V_3^2)$$

$$p_2 - p_3 = p_1 + \frac{1}{2} \rho V_1^2 - \frac{1}{2} \rho V_2^2 - p_4 - \frac{1}{2} \rho V_4^2 + \frac{1}{2} \rho V_3^2$$

$$p_2 - p_3 = p_1 - p_4 + \frac{1}{2} \rho (V_1^2 - V_2^2 - V_4^2 + V_3^2) \quad (1)(2)$$

$$p_2 - p_3 = \frac{1}{2} \rho (V_1^2 - V_4^2)$$

$$F_h = (p_2 - p_3) A = \frac{1}{2} \rho (V_1^2 - V_4^2) A \quad (3)$$

Por la ecuación de la cantidad de movimiento axial para flujo estacionario:

$$F_h = \rho A V (V_1 - V_4) \quad (4)$$

$$\frac{1}{2} \rho (V_1^2 - V_4^2) A = \rho A V (V_1 - V_4) \quad (3)(4)$$

$$V = \frac{(V_1 - V_4) (V_1 + V_4)}{2 (V_1 - V_4)} = \frac{V_1 + V_4}{2} \quad (5)$$

$$V = V_1 (1 - a) \quad (6)$$

$$2 V = V_1 + V_4 \quad (5)$$

$$V_4 = 2 V - V_1 = 2 V_1 (1 - a) - V_1$$

$$V_4 = V_1 (1 - 2a) \quad (7)$$

$$P = F V = F_h V$$

$$P_c = \rho A V (V_1 - V_4) V$$

$$P_c = 2 \rho A V_1^3 a (1 - a)^2 \quad (8)$$

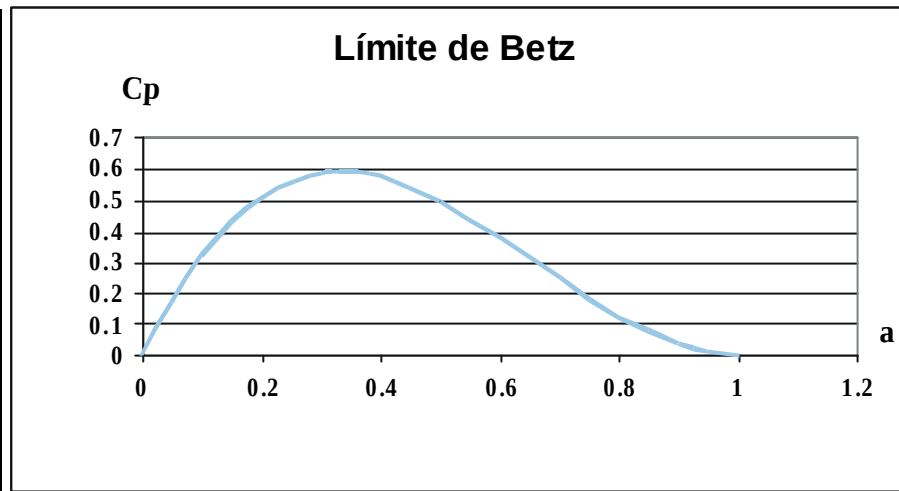
$$P_c = c_p P_d \quad (9)$$

$$P_d = \frac{1}{2} \rho A V_1^3$$

$$c_p \frac{1}{2} \rho A V_1^3 = 2 \rho A V_1^3 a (1 - a)^2 \quad (8)(9)$$

$$c_p = 4 a (1 - a)^2 \quad (10)$$

a	c_p
0	0
0.1	0.324
0.2	0.512
0.3	0.588
0.33333	0.593
0.4	0.576
0.5	0.500
0.6	0.384
0.7	0.252
0.8	0.128
0.9	0.036
1	0



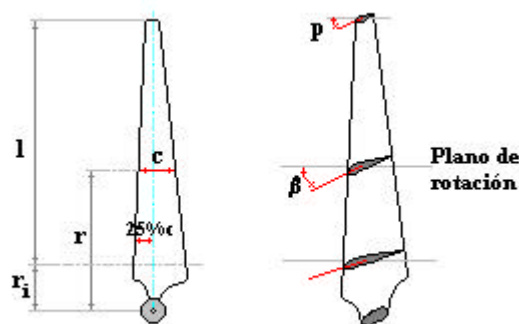
El valor máximo de c_p se produce cuando $a = 1/3$ y

$$c_{p\text{máx.}} = 16/27 = 0,593$$

Esta última expresión es el denominado Límite de Betz y expresa “La máxima potencia que se puede obtener, en teoría, de una corriente de aire con una aeroturbina ideal nunca puede superar al 59,3% de la potencia del viento incidente”.

2.2.8 – Cálculo simplificado de la forma geométrica de la hélice.

Debido a la gran complejidad del diseño se hace necesario establecer hipótesis simplificadoras que permitan tratar el problema con recursos razonables Este es un cálculo simple y rápido para el cálculo de la hélice.

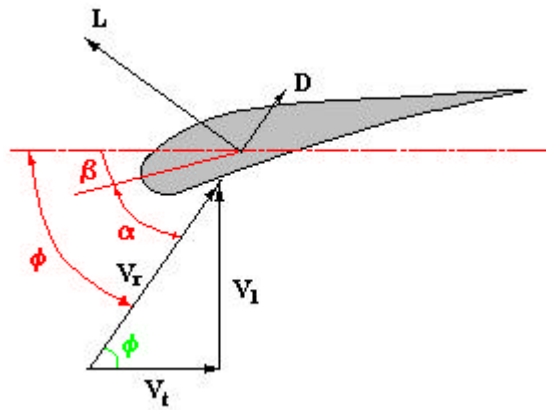


p (paso) = ángulo entre el plano de rotación de la hélice y la cuerda del perfil de pala.

r_i = radio inútil.

l = longitud de la pala.

El modelo simplificado del perfil de la hélice será:



$$r := \sqrt{\frac{2 \cdot P_{em}}{\pi \cdot \eta \cdot \rho \cdot 1.91 \cdot V_m^3}}$$

$$\lambda := \frac{V_t}{V_1}$$

$$V_t := 60 \cdot \frac{m}{s}$$

para valores de $\lambda < 10$, para calcular el valor de la solidez, se emplea una relación aproximada entre λ y S . (4)

$$S := \frac{0.872}{\lambda} - 0.086\lambda$$

$$S := \frac{A_p}{A_{fb}}$$

$$S := \frac{c \cdot r \cdot N}{\pi \cdot r^2}$$

$$S := \frac{c \cdot N}{\pi \cdot r}$$

Para una construcción simple se utiliza cuerda constante, igual al valor de la cuerda media y para una hélice un poco mejor, se puede lograr una variación lineal entre la cuerda punta de pala c_{pp} y la cuerda raíz $c_{raíz}$. Estas se calculan aproximadamente por:

$$c_{pp} := c - 0,025 l$$

$$c_{raíz} := c + 0,025 l$$

La velocidad tangencial varía según el radio, la velocidad resultante que incide sobre cada sección de pala, varía en magnitud e inclinación. La pala más simple es plana pero una un poco mejor debe tener en cuenta una rotación relativa de cada sección. Esta rotación, conocida como alabeo ($\Delta b_{\text{óptimo}}$) suele ser de 40° a 50° .

Fabricar una hélice con tal alabeo es difícil, es por esta razón que se adopta un alabeo de 10° , con una variación lineal entre la punta de pala y la raíz de la misma.

Dado que experimentalmente el centro de gravedad (aerodinámicamente hablando) se encuentra para un radio de $0,7r$; se analizará el valor del alabeo para dicho valor.

$$V_t = \omega r = 0,7 \omega r$$

$$\omega r = 60 \text{ m/s}$$

$$\Rightarrow$$

$$V_t = 0,7 \cdot 60 \text{ m/s} = 42 \text{ m/s}$$

Ahora se define la cuerda para el 70% antes calculado, esta cuerda debe ser un valor comprendido entre c_{pp} y $c_{raíz}$.

$$c_{0.7} := c_{pp} + (c_{raíz} - c_{pp}) \cdot \frac{0.3}{r - r_i}$$

$$R_e := \frac{\rho \cdot c_{0.7} \cdot V_r}{\mu}$$

Con el número de Reynold se ingresa en las tablas de perfiles y se obtiene el valor de $(c_L/c_D)_{\text{máx}}$ y de allí el valor de $\alpha_{\text{óptimo}}$.

$$\beta_{0.7} := \phi - \alpha_{\text{op.}}$$

$$\tan(\phi) := \frac{V_1}{\omega \cdot r}$$

$$\beta_{pp} := \beta_{0.7} - \frac{3 \cdot r}{r - r_i}$$

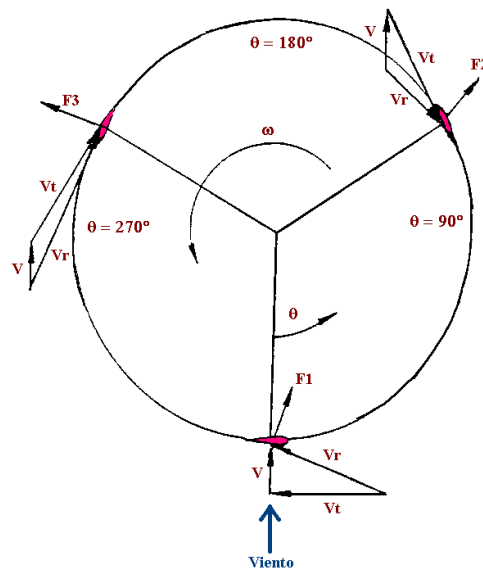
$$\beta_{raíz} := \beta_{0.7} + \frac{7 \cdot r - 10 \cdot r_i}{r - r_i}$$

$$V_r := \sqrt{(\omega \cdot r)^2 + V_1^2}$$

2.2.9 – Principio de funcionamiento de las cicloturbinas.

El siguiente esquema muestra el funcionamiento de un rotor Darrieus de tres palas, donde en cada una de ellas se han representado la velocidad tangencial V_t , que experimenta cada pala debido a su movimiento de rotación, la velocidad V , que es la velocidad del viento disminuida por un factor que tiene en cuenta el frenado sufrido por la corriente al cruzar el rotor y la velocidad V_r , resultante de la suma vectorial de las anteriores.

El flujo resultante incide sobre el perfil desarrollando una fuerza de resistencia D , en la dirección de V_r y una de sustentación L perpendicular a V_r , L y D originan una resultante F que genera una cupla en el sentido de rotación del rotor.



2.2.10 – Cálculo simplificado de cicloturbinas.

Por medio de este método se pueden determinar todos los parámetros geométricos, esfuerzos, cupla y potencia.

Lo primero que se debe definir es la potencia eléctrica de salida P_e . Luego debemos estimar los rendimientos de cada uno de los elementos existentes entre el rotor y la salida eléctrica para su utilización.

De esta manera tenemos:

$$\eta = \eta_G \eta_m C_p$$

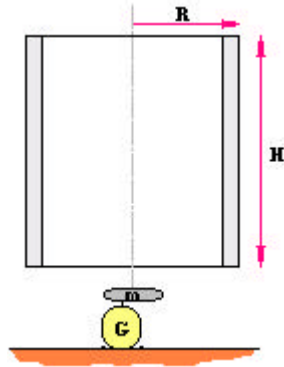
La potencia eléctrica quedará definida entonces como:

$$P_e = \eta \frac{1}{2} \rho V^3 A_{fb}$$

$$A_{fb} := \frac{2 \cdot P_e}{\eta \cdot \rho \cdot V^3}$$

Para la cicloturbina $A_{fb} = 2 R H$ siendo H la longitud de las palas del rotor y como usualmente $H = 2 R$, nos queda:

$$A_{fb} = 4 R^2$$



Entonces:

$$R := \sqrt{\frac{P_e}{2 \cdot \eta \cdot \rho \cdot V^3}}$$

Por las mismas consideraciones realizadas con hélices de eje horizontal, para obtener la potencia media anual producida por el equipo, se reemplaza el valor V^3 por la media anual del cubo de la velocidad.

$$R := \sqrt{\frac{P_e}{2 \cdot \eta \cdot \rho \cdot 1.91 \cdot V_m^3}}$$

2-2.10.1 – Velocidad de rotación.

Para determinar los esfuerzos sobre una pala se debe analizar la velocidad máxima que esta puede llegar a soportar. Como ya se indico en la sección 6.6, la velocidad de supervivencia $V_s = 60$ m/s

La turbina debe ser capaz de resistir esta velocidad del viento sin sufrir daños. Para esta velocidad del viento se supone que el sistema de control de la turbina ha actuado y ésta se encuentra detenida o girando a muy bajas revoluciones y por lo tanto la velocidad que debe soportar es V_s .

El punto más desfavorable se produce cuando la fuerza radial alcanza su valor máximo y esto ocurre cuando q es aproximadamente cero.

En este punto la velocidad resultante es:

$$V_r := \sqrt{V_n^2 + (\omega \cdot R)^2}$$

Por lo mencionado anteriormente:

$$(\omega R)^2 \leq 3600 - V_n^2$$

Para valores de velocidad del viento entre 8 y 10 m/s, la velocidad tangencial $V_t = \omega R$ también resulta de acuerdo con el cálculo, aproximadamente igual a 60 m/s. Por esta razón, se admite que ωR pueda alcanzar el valor de 60 m/s.

Conociendo el valor de $\omega = 60/R$, se calcula el número de revoluciones por minuto.

$$n := \frac{\omega \cdot 30}{\pi}$$

Este valor de n es la máxima velocidad de giro compatible con la resistencia estructural de las palas y es también la correspondiente a la velocidad de rotación nominal.

2.2.10.2 – Relación de Velocidades, Solidez y Cuerda.

Una vez determinado el valor de V_t se puede evaluar la relación de velocidades λ .

$$\lambda := \frac{\omega \cdot R}{V}$$

A partir de λ se calcula la solidez S , que al igual que las hélices de eje horizontal, se cumple que para $\lambda \leq 10$:

$$S := \frac{0.872}{\lambda} - 0.086\lambda$$

A su vez, la solidez es:

$$S := \frac{N \cdot c}{2 \cdot R}$$

De esta manera se puede deducir la cuerda del perfil de pala. El número de palas N , será entre 2 y 3, siendo con 2 más económico y con 3 su funcionamiento más suave, con menores vibraciones. Entonces la cuerda resulta:

$$c := \frac{2 \cdot R \cdot S}{N}$$

De este modo, la geometría del rotor de la turbina queda determinada.

2.3. Sistemas de Control.

Como se ha mencionado, la potencia captada por el rotor aumenta con el cubo de la velocidad del viento y el par según una ley cuadrática respecto al mismo parámetro.

Toda turbina eólica necesita un sistema de control que permita, por un lado, detener la máquina y limitar su velocidad por razones de seguridad y por el otro optimizar el funcionamiento y en el caso de generación eléctrica a frecuencia constante es necesario mantener la velocidad de giro del rotor dentro de ciertos límites para obtener un rendimiento elevado en el generador.

Respecto a lo primero la necesidad surge de evitar que la potencia captada alcance valores extremos y genere tensiones estructurales en el equipo mas allá de los límites tolerables. El sistema de control limita la velocidad de giro de la turbina. Si la fuerza centrífuga, que aumenta con el cuadrado de esta velocidad supera la resistencia de la raíz de la pala, esta se desprenderá. Aún si esto no llegara a suceder, podría ocasionarse que durante las tormentas de viento, que cambia de dirección con variada frecuencia, induce a la máquina a cambiar su orientación. La hélice, girando a elevadas revoluciones, tiende por efecto giroscópico a mantener fijo su plano de rotación, aún cuando el eje de la hélice cambia de dirección. Este fenómeno produce una flexión tan importante en las palas que puede hacer que éstas toquen la torre o sus tensores.

Variados sistemas de control han sido utilizados en diferentes tipos de turbinas. Existen sistemas mecánicos que actúan por la acción de la fuerza centrífuga y otros sistemas que cambian el plano de rotación de la hélice para reducir la captación de energía del viento. Existen también aquellos que actúan aerodinámicamente por medio de alerones y los hay hidráulicos y también electrónicos. Los sistemas mecánicos son más simples y los más seguros, pero su regulación también es la más grosera. En el otro extremo, se encuentran los sistemas de control electrónico, mucho más complejos pero ofrecen una regulación de excelente calidad y la posibilidad de incorporar el control de otras operaciones adicionales.

Como siempre, no se debe perder de vista el aspecto económico del problema. Las máquinas de este tipo son diseñadas para producir energía eléctrica lo mas económicamente posible. Por esto es que, en su desarrollo, se adopta un generador eléctrico con una potencia nominal que a la velocidad de viento nominal entregará la potencia deseada. Para velocidades superiores es necesario desperdiciar o dejar de producir este exceso de energía en pos de proteger la integridad estructural de la turbina. Es así que también surge la necesidad de un sistema de control para limitar la potencia captada.

2.3.1 - Sistema de Control Centrífugo.

En estos sistemas la fuerza para realizar el control, proviene de la fuerza centrífuga generada por la rotación de contrapesos que varían su distancia al eje de rotación.

Los pesos están conectados cinemáticamente con las palas de la hélice, de modo que la apertura de los pesos producen un cambio del paso de las palas con lo cual se varía la captación de energía.

Además de la fuerza centrífuga originada por los contrapesos rotantes, también existe la acción de una fuerza que tiende a restaurar la posición de las masas cuando la fuerza centrífuga disminuye. Esta fuerza originada en algunos diseños por la acción de la gravedad, cuando el eje de rotación es vertical o también por la acción combinada de la gravedad y de un resorte. En cambio, cuando el eje de rotación del regulador es horizontal, la fuerza restauradora se logra por la sola acción de un resorte.

La componente radial de esta fuerza se denomina fuerza de control F .

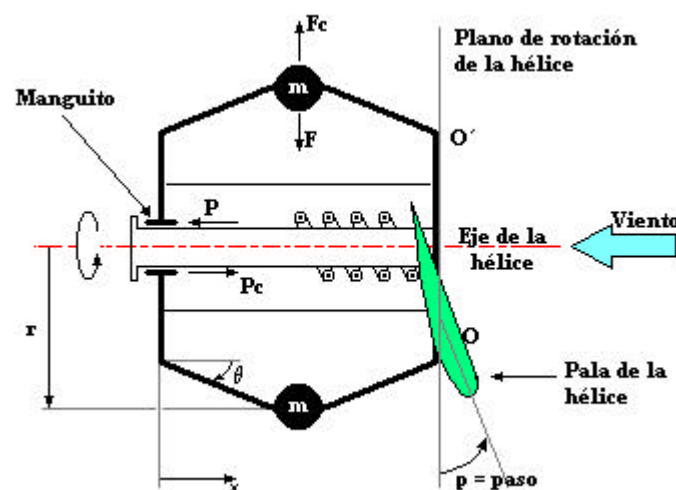
Las distintas fuerzas que se generan en el sistema se transmiten a un manguito que se desplaza en la dirección del eje de rotación. Sobre el manguito, actúa en la dirección de su movimiento, una fuerza P , debida a la fuerza centrífuga F_c y una fuerza P que se opone a ésta, debida a la fuerza de control F . Por lo tanto se tiene:

F_c = Fuerza centrífuga.

F = Fuerza de control. Componente radial de la fuerza restauradora que se opone a la fuerza centrífuga.

P_c = Fuerza en el manguito en la dirección de su movimiento, debido a la fuerza centrífuga.

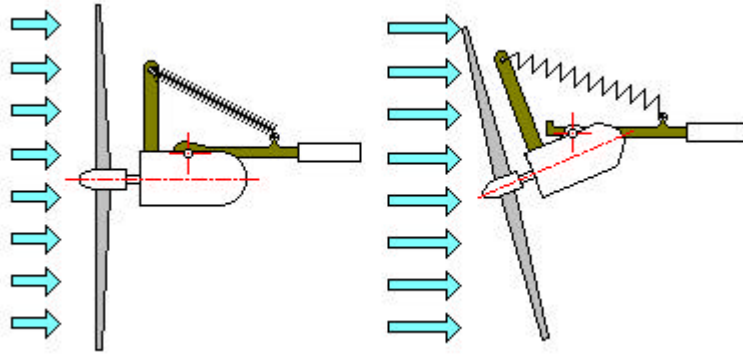
P = Fuerza de acción sobre el manguito que se opone a P_c .



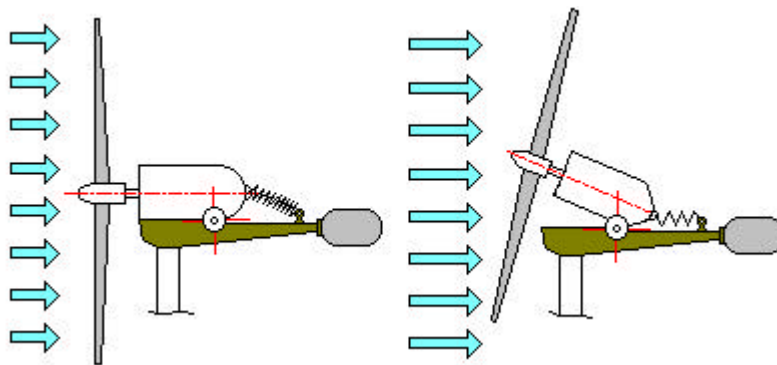
2.3.2 - Sistema con ángulo de paso fijo y variación del área de captación.

Estos sistemas son dominantes en máquinas de pequeña envergadura ya que se complementan con la estructura de la cola de orientación. Su principio fundamental es el de reducir el área de captación o área del rotor en posición perpendicular a la corriente de aire incidente cuando la velocidad de ésta supera cierto valor crítico. El sistema de detección de la energía en exceso y el de actuación lo forman el mismo rotor y su vinculación a la torre a través del nacelle.

Al incidir el viento sobre el rotor se genera sobre éste una fuerza en la dirección y sentido de la corriente de aire. Si el eje del rotor, lugar donde se aplica esta fuerza, no pertenece al plano vertical que contiene al eje de la torre, donde gira el conjunto nacelle-rotor según la dirección del viento, se originará una cupla que desalineará al rotor respecto a la dirección del viento. Si se limita este giro mediante un resorte calibrado solidarizado por un lado al rotor y por el otro a la estructura de la cola del molino lograremos que solamente cuando se sucedan corrientes de aire a velocidades superiores a la nominal se presente la desalineación mencionada, llamado este sistema "furling".



Otro sistema de esta naturaleza se basa en un principio similar, la explicación de su funcionamiento resulta excesiva presentándolo gráficamente. Este es utilizado corrientemente en equipos de hasta 5 kW.



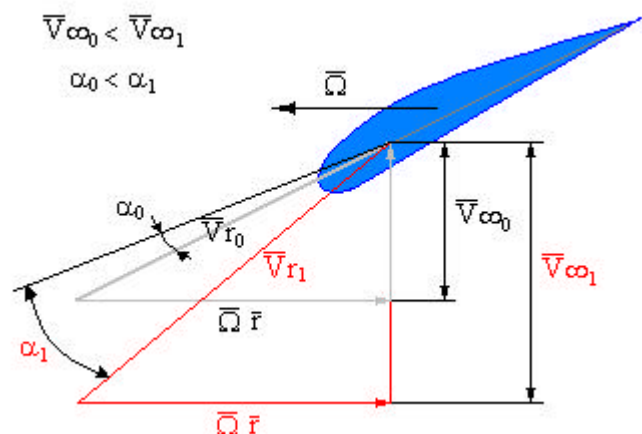
Es característico en estos sistemas una fuerte vibración que inducirían peligrosos esfuerzos de fatiga de naturaleza irregular en toda la estructura. Estas se deben a que el viento incidente no posee un comportamiento estable en el tiempo y por lo tanto las cargas sobre el rotor también serán irregulares; de este modo se sucederán en las situaciones de velocidades cercanas a la crítica, situaciones de equilibrio casi inestable, una serie de idas y venidas de la posición angular del eje del rotor, golpeando contra el tope del soporte.

2.3.3 - Sistema de ángulo de paso fijo y entrada en pérdida aerodinámica o "stall".

Este es un sistema de control pasivo, que reacciona con la velocidad del viento. Las palas están fijas al cubo del rotor, por lo tanto su ángulo de paso y/o ataque son constantes para todas las condiciones de velocidad del aire incidente, si bien la pala es dimensionada de manera tal de obtener un máximo rendimiento para condiciones nominales.

Al analizar el triángulo de velocidades actuantes sobre un perfil aerodinámico, para determinada velocidad de giro del rotor, se aprecia que al aumentar la velocidad del aire incidente se producirá un aumento en el ángulo de ataque efectivo entre la velocidad del aire relativa al perfil de la pala. De esta forma, para un determinado ángulo característico del perfil utilizado, se llegará a una situación en que la capa límite del perfil se desprende entrando en pérdida y perdiendo sus propiedades de elevada sustentación y baja resistencia aerodinámica. Así, disminuye drásticamente el rendimiento y la energía captada por la pala.

Los ángulos de torsión de la pala a través de sus radios se determinan de tal forma que las diferentes no entren en pérdida simultáneamente ya que de lo contrario sus efectos serían demasiado abruptos, con esta distribución se provoca, superada la velocidad crítica, una separación de la estela en forma paulatina a lo largo del eje de la pala.



Entre las ventajas principales de este sistema se puede mencionar:

- ☐ Ausencia de mecanismos de variación del ángulo de paso de las palas.
- ☐ La estructura del cubo resulta mucho más simple.
- ☐ Menor mantenimiento debido a menos partes móviles.

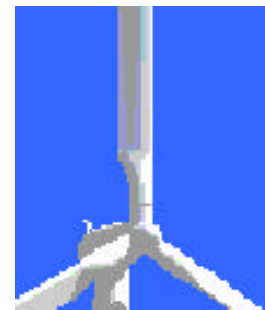
En contrapartida, los sistemas “stall” representan un complejo problema aerodinámico de difícil solución, las cargas, entrando el perfil en pérdida, producen un estado vibratorio peligroso para la estructura de la turbina.

2.3.4 - Sistema con ángulo de paso variable o “pitch”.

A diferencia del stall, este es un sistema de mando activo que normalmente necesita una señal de entrada de la energía captada.

La forma de limitar la potencia de este sistema es la siguiente: siempre y cuando las rpm nominales sean superadas debido a un incremento de la velocidad del viento incidente, el sistema hace girar la pala en torno a su eje longitudinal, con el fin de disminuir su ángulo de ataque, en todas sus secciones, y reducir el rendimiento aerodinámico del perfil, reduciendo de esta forma la extracción de energía del viento. Contrariamente, al reducirse la velocidad de giro se incrementa nuevamente el ángulo de paso para lograr una mayor captación energética.

Veamos ahora la necesidad de este método de regulación para optimizar la potencia captada manteniendo las r.p.m. nominales. Supongamos una pala cuya geometría comprenda una distribución de cuerdas y ángulos de torsión variables respecto de la distancia al centro del rotor, tal geometría es determinada de forma tal que el rendimiento aerodinámico del rotor sea óptimo para unas determinadas condiciones de borde, sean éstas la velocidad nominal incidente del aire y la velocidad de giro del rotor. Es decir, para las condiciones nominales las palas extraen la máxima cantidad de energía posible real. De este modo si la velocidad del aire varía y mantenemos constantes las r.p.m. del eje por cuestiones de rendimiento de generador eléctrico, necesitamos cambiar el ángulo de paso de la corriente de aire respecto a los perfiles de la pala para continuar la operación de la máquina en condiciones de óptimo rendimiento. Con un sistema de paso variable podremos interactuar con la pala para lograr esta optimización.



Entre las ventajas de este sistema encontramos que:

- ☐ Permite el control de la potencia activa bajo todas las condiciones de viento.
- ☐ Óptima performance aerodinámica del rotor.
- ☐ Arranque de la máquina a bajas velocidades de viento ajustando el ángulo a un valor adecuado.
- ☐ No necesidad de fuertes frenos mecánicos para detener el rotor en caso de emergencia posicionando las palas en bandera.
- ☐ Disminución y uniformidad de las cargas sobre las palas para elevadas velocidades de viento.

Como inconveniente se puede mencionar la inclusión de un sistema como éste, que generalmente no es sencillo y requiere una delicada ingeniería en su diseño en el cubo del rotor aumentando las partes mecánicas y un incremento en el costo de la turbina, aunque este aspecto debería ser analizado tomando en cuenta el mayor rendimiento alcanzado.

Existen varias alternativas y principios para la detección de la señal de entrada. Las señales de entrada pueden provenir del eje del rotor censando las r.p.m., de la potencia de salida del generador eléctrico o de un anemómetro que detecta directamente la velocidad en la corriente de aire incidente. La detección de esta señal puede ser de naturaleza mecánica, eléctrica o electrónica.

Los de origen mecánico normalmente se originan a partir de la fuerza centrífuga experimentada por una masa solidaria al eje del rotor. Estos dispositivos establecen una alternativa económica, confiable y moderadamente simple. En general estos sistemas se complementan con sistemas de actuación también mecánicos para lograr el giro de las palas a lo largo de su eje longitudinal. Dentro de esta tipología existen o se

han desarrollado numerosos sistemas, mas o menos complicados. La gran desventaja de este método es la dificultad para lograr una determinada ley de control medianamente compleja.

Las otras alternativas son combinaciones electrónicas, neumáticas o hidráulicas, servomecanismos en general. Con estos sistemas la regulación es mucho más precisa y manipulable, pudiéndose lograr una ley de control bien definida. Tienen el inconveniente de ser más complejos, de mayor costo y requerir un mantenimiento mayor.

2.3.5 - Sistema de Control Manual.

Adicionalmente a los sistemas de control mencionados, en el tablero de control instalado al pie de la turbina, se han previsto dos botones. Uno que permite mandar la hélice a bandera y sacarla de ella, imponiéndose sobre el control automático y también un segundo botón para disparar y liberar el freno. De este modo y en cualquier circunstancia, un operador puede tomar el control de la turbina.

2.3.6 – Otros sistemas de control de potencia.

Algunas turbinas modernas usan alerones (flaps) para controlar la potencia del rotor, al igual que los aviones usan aletas para modificar la geometría de las alas y obtener así una sustentación adicional en el momento del despegue o aterrizaje.

2.3.7 - Conceptos generales sobre la función de control.

Como se ha visto anteriormente, la potencia disponible en una corriente de aire aumenta según una ley cúbica con la velocidad.

$$P_d = \frac{1}{2} \rho A V^3$$

Luego la potencia captada por la hélice tendrá un comportamiento similar.

$$P_c = C_p P_d$$

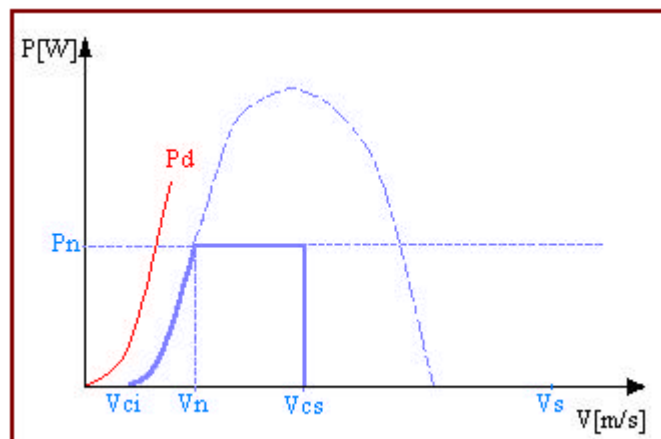
Una turbina eólica está caracterizada por cuatro velocidades distintas

- ❑ V_{ci} = Velocidad de corte inferior. Velocidad del viento para la cual la máquina comienza a generar electricidad. V_{ci} @ 3 a 4,5 m/s
- ❑ V_n = Velocidad nominal. Velocidad del viento para la cual la máquina entrega la potencia nominal. V_n @ 8 a 11 m/s
- ❑ V_{cs} = Velocidad de corte superior. Velocidad del viento sobre la cual la turbina debe detenerse para evitar daños en su estructura. V_{cs} @ 24 m/s
- ❑ V_s = Velocidad de supervivencia. Velocidad del viento sobre la cual el fabricante garantiza resistencia estructural. V_s @ 60 m/s

A partir de la V_{ci} la potencia eléctrica producida crecerá rápidamente con la velocidad teóricamente de forma indefinida, mientras crezca la velocidad incidente. Sin embargo, se debe poner cierto límite a esta potencia principalmente por cuestiones de resistencia estructural. Por otro lado el generador eléctrico escogido tendrá una determinada potencia nominal, que puede ser sobrepasada levemente bajo ciertas condiciones pero no en forma ilimitada. En tal caso deberíamos adoptar un generador de mayor potencia, cuyo costo crece con ésta.

De esta manera debemos limitar la potencia captada a la nominal, generada a la velocidad nominal o de diseño, mediante el sistema de control. Así, cuando el viento sople más rápido que lo nominal se continuará generando la potencia nominal. Esto sucederá hasta el momento en que se alcanza la velocidad V_{cs} , donde los sistemas asistidos de control de paso harán que el sistema deje de producir energía eléctrica.

El esquema de lo explicado sería el siguiente:

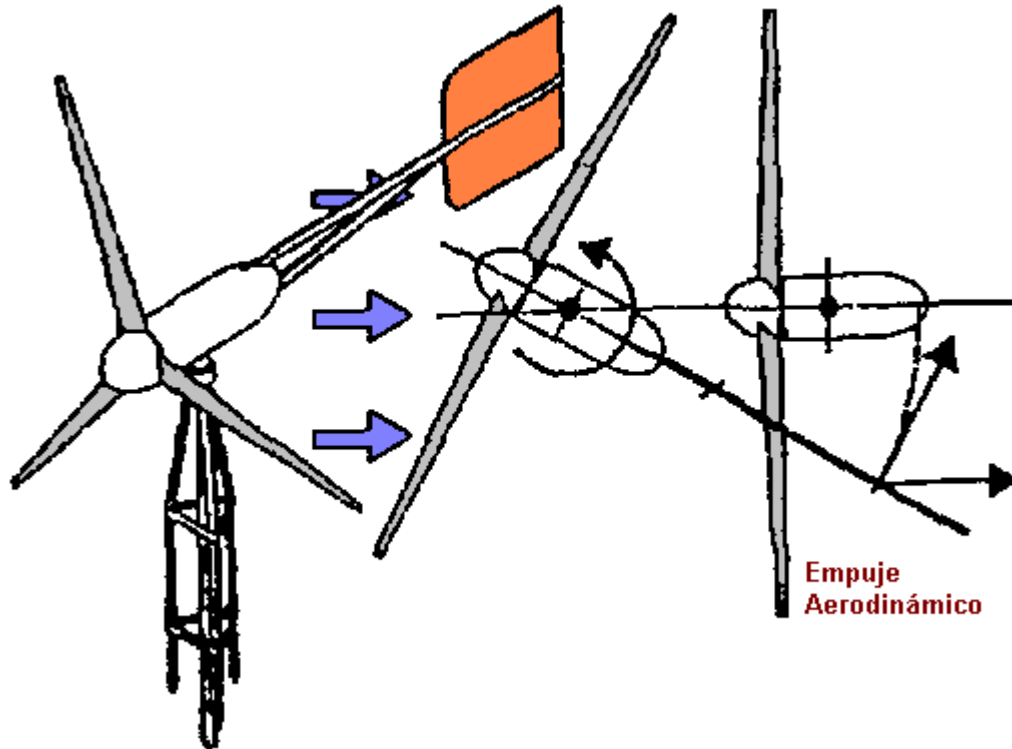


2.3.8 – Mecanismo de orientación.

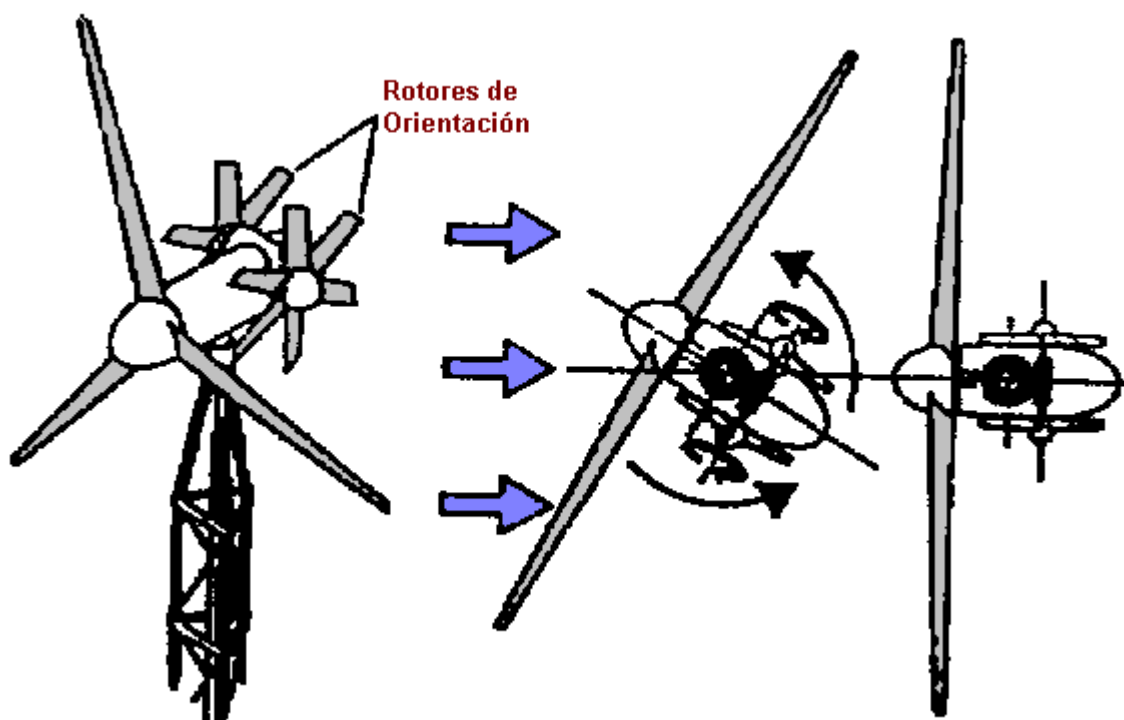
Los rotores de eje horizontal necesitan de algún sistema que los oriente en la dirección del viento, de forma que en condiciones de operación siempre se encuentren en un plano perpendicular a él.

Las pequeñas turbinas suelen utilizar un sistema de orientación, sencillo y de muy buenos resultados, consistente en una cola aerodinámica que actúa como una veleta.

Cualquier alteración de la posición de equilibrio genera un empuje sobre la cola que tiende a devolver la turbina a su posición original.



Un sistema de orientación a base de rotores auxiliares que consiste en disponer una hélice auxiliar en un plano perpendicular al rotor principal de forma que cuando éste no esté orientado en la dirección adecuada reciba cierta cantidad de viento.

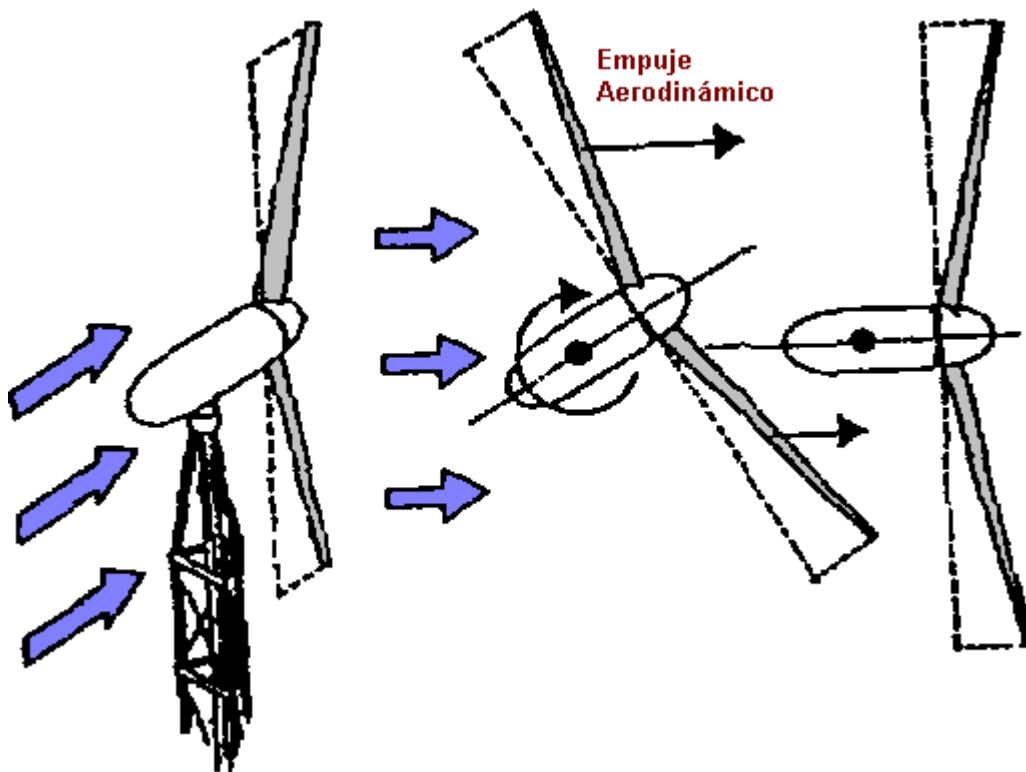


En los aerogeneradores de gran potencia la solución requiere de motores auxiliares que funcionan automáticamente mediante servomecanismos, y que son los que se encargan de orientar la hélice en la dirección adecuada.



Existe otro sistema de orientación, en el cual las palas de la hélice se sitúan a sotavento y se inclinan ligeramente hacia atrás, de forma que en su rotación describa un cono. Cuando la hélice no está orientada, las palas que se encuentran más a favor del viento reciben un mayor empuje aerodinámico, que tiende a variar la orientación del rotor hasta conseguir la posición de equilibrio donde todas las palas sufren el mismo empuje.

Sin embargo, la disposición del rotor a sotavento, genera un problema adicional conocido por el efecto sombra. El empuje aerodinámico que actúa sobre las palas se ve afectado cuando éstas pasan por detrás de la torre, ya que ésta perturba la corriente de aire que incide sobre el rotor. Dicha perturbación produce oscilaciones en la pala, además de ciertos fenómenos acústicos de baja frecuencia que pueden ser perjudiciales para determinado tipo de afecciones cardíacas y respiratorias.



2.4. Generadores de turbinas eólicas.

En la actualidad, la mayoría de las modernas aeroturbinas suelen estar adaptadas para producir electricidad, debido a la facilidad en la manipulación y transporte inherente a este tipo de energía.

El sistema eléctrico de una aeroturbina está condicionado por las características de operación del rotor, es decir, si opera a vueltas constantes o a vueltas variables, y por el sistema de aprovechamiento de la energía obtenida, ya sea con conexión directa a la red o con alguna forma de almacenamiento.

El inconveniente de utilizar los sistemas de vueltas variables para producir electricidad es la dificultad de conseguir frecuencias estabilizadas.

Existen dos métodos de utilizar sistemas eólicos de vueltas variables para generar corriente alterna con frecuencia estable, aunque resultan bastante complicados. Posiblemente, la solución más práctica es generar corriente continua, almacenarla en baterías y, en todo caso, transformarla después en alterna mediante un convertidor cc/ca.

Uno consiste en modular el campo de excitación del generador en función de la variación en las revoluciones del eje del motor, mediante sistemas electrónicos.

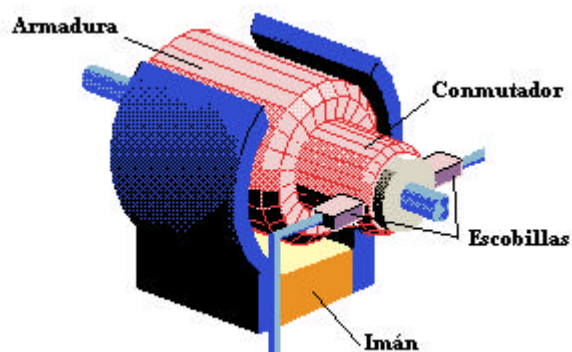
El otro consiste en utilizar corriente alterna en la excitación del generador y hacer girar el inductor a altas velocidades. La corriente de salida tendría una alta frecuencia estabilizada, que una vez modulada podría ser adecuada para conectarla a la red.

La mayoría de los aerogeneradores funcionan en régimen de vueltas constantes, dado que las soluciones para obtener corrientes estables en los sistemas de vueltas variables no son, por el momento, demasiado prácticas.

Las turbinas que funcionan con velocidad de régimen fija suministran una corriente de salida con una frecuencia estable, debido a los sistemas de regulación y control de las revoluciones del eje motor.

Los generadores transforman la energía mecánica en eléctrica pueden ser dinamos o alternadores, los cuales pueden ser de excitación (síncronos) o de inducción (asíncronos).

2.4.1 – Generadores de corriente continua.



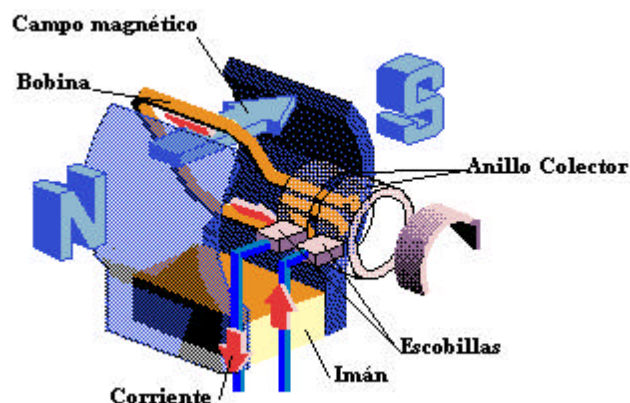
La dinamo es una máquina eléctrica sencilla. Su mayor inconveniente, tal vez es que utiliza escobillas en el colector, lo que exige un mantenimiento superior al de los alternadores.

El inducido es el rotor; la corriente generada en las bobinas inducidas es alterna, pero la salida se obtiene mediante dos semianillos recorridos en su giro por dos escobillas colectoras, que con el tiempo se desgastan. Las bobinas inductoras se encuentran en el estator y son alimentadas por la corriente generada por la propia máquina. El arranque se realiza utilizando el magnetismo remanente en los polos inductores.

La tensión generada depende de la velocidad de giro y el número de polos, y la intensidad de la corriente está relacionada con la tensión y la carga.

Para evitar sobretensiones o sobreintensidades suelen ir acompañadas de unos reguladores tanto de tensión como de intensidad.

2.4.2 – Alternadores sincrónicos.



Los generadores sincrónicos son los alternadores clásicos que reciben la corriente de excitación en forma de corriente continua.

Los devanados del inducido se encuentran en el estator y actúan como reguladores de intensidad, por efecto de la autoinducción, por lo que no permiten el paso de sobreintensidades. Sí necesitan regulador de tensión que evite los fuertes incrementos del voltaje que se produciría en caso de embalamiento de la turbina.

Los generadores de este tipo suministran una corriente con una frecuencia que depende de la velocidad de rotación de la máquina, por lo que si se desean frecuencias estabilizadas habrá que disponer de un sistema de regulación muy preciso. En caso de conexión a la red, el sistema de control debe realizar la conexión en el momento en que la turbina haya alcanzado la velocidad de sincronismo, y la corriente de salida sea igual a la de la red. La turbina sólo puede funcionar a esa velocidad, puesto que para velocidades de giro menores actuaría como un motor, absorbiendo potencia de la red.

2.4.2.1 - Aplicaciones.

La turbina eólica con alternador sincrónico puede utilizarse para proveer energía a usuarios aislados o para entregar electricidad a la red de distribución.

Para esta segunda aplicación y antes que un generador individual pueda ser conectado a la red, es necesario que alcance la velocidad de sincronismo.

Una vez conectada, si la máquina tiende a girar más rápido que la velocidad de sincronismo, no podrá hacerlo por la enorme inercia de la red pero estará empujando, entregando energía al sistema y actuará como un generador. Si por el contrario carga el sistema, tendiendo a frenarlo, actuará como un motor tomando energía de la red.

En caso de vientos muy intensos, la cupla producida por la hélice puede ser suficientemente elevada como para producir la pérdida del sincronismo. La tensión producida por el generador se desfasa con respecto a la de la red y una corriente excesiva circula por el estator en el momento en que ambas se colocan en oposición de fase con el peligro de recalentamiento.

Varios sistemas de control han sido desarrollados para efectuar el suave acoplamiento y luego mantener a la máquina operando como generador. Estos sistemas de control han resultado bastante complejos.

Si bien los generadores sincrónicos ofrecen ciertas dificultades en su conexión con la red, son particularmente adecuados para su uso aislado, donde la exactitud de la frecuencia no sea crítica como en aplicaciones para iluminación, calefacción y algunos motores cuya velocidad de rotación pueda variar dentro de cierto rango. En estos casos la conexión puede efectuarse directamente. Para aquellos que requieran una frecuencia constantes, la electricidad generada deberá rectificarse, almacenarse y luego por medio de un inversor generar corriente alterna a la frecuencia requerida.

2.4.3 - Alternadores asincrónicos.

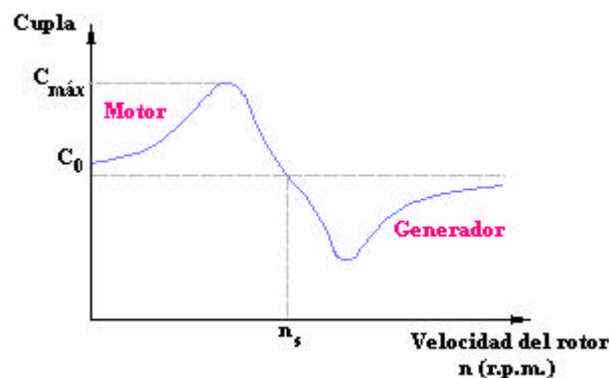


Este tipo de alternadores recibe la corriente de excitación de una fuente exterior, que puede ser la red o algún generador auxiliar, pero en cualquier caso se trata de una corriente alterna, que crea un campo magnético alterno de la misma frecuencia en el inductor.

La frecuencia de la corriente generada depende de la frecuencia de excitación, y su intensidad de la caída de velocidad de giro respecto a la de sincronismo, que es la velocidad de giro del rotor cuando gira libremente sin ceder o absorber potencia eléctrica. Estos generadores son por tanto muy adecuados para obtener frecuencias estables.

Los sistemas de control de los generadores de inducción deben efectuar la conexión a la red cuando la velocidad de giro del rotor sea algo superior a la velocidad de sincronismo.

Los generadores asincrónicos tienen la ventaja de que utilizan un rotor de jaula de ardilla, muy robusto, que no necesita de anillos ni escobillas. Sin embargo, el hecho de depender de la red para obtener su corriente de excitación limita su aplicación, y hay que prever los efectos de posibles fallos en la alimentación o sobretensiones, que ocurren con relativa frecuencia en las redes rurales.



Como bien se puede apreciar, cuando la velocidad de rotación es menor que la de sincronismo n_s , la máquina consume energía eléctrica de la red y funciona como motor. Cuando supera dicha velocidad, la máquina entrega electricidad y su funcionamiento corresponde al de un generador.

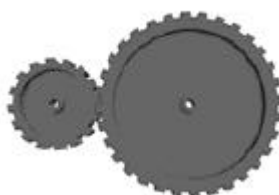
2.4.3.1 – Aplicaciones.

El generador asincrónico o de inducción es un equipo robusto y pesado que para igual régimen de vientos produce menos energía que un generador sincrónico.

Sin embargo, ofrece significativas ventajas cuando se lo debe utilizar conectado a la red. Su conexión es simple y la frecuencia de rotación la mantiene la línea que con su inercia impide al generador girar a otra revolución que no sea la establecida por la frecuencia de la red. Si hay mucho viento la hélice tratará de girar más rápido pero la enorme inercia de la línea se lo impedirá resultando una mayor entrega de energía pero siempre a la misma frecuencia. Si por el contrario, hay poco viento, el generador tenderá a disminuir sus revoluciones pero la corriente de la línea lo mantiene girando a su frecuencia operando como motor y consumiendo energía. Para que esto no ocurra, un dispositivo electrónico aísla al sistema de la red a la que está conectado y sólo vuelve a conectarlo cuando las condiciones se hayan establecido.

Este tipo de generador no puede utilizarse en regiones aisladas, pues el estator necesita estar conectado a una fuente capaz de mantener su tensión.

2.4.4 – 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 a 50 Hz, con dos, cuatro o seis polos, deberíamos tener una turbina de velocidad extremadamente alta, de entre 1000 y 3000 r.p.m. Con un rotor de 43 metros de diámetro, esto implicaría una velocidad en el extremo del rotor de bastantes 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 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.

La solución práctica es la de utilizar un multiplicador.

Un multiplicador realiza 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 el generador.

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

2.4.5 – Protección contra el embalamiento

Es fundamental que un aerogenerador se pare automáticamente en caso de un mal funcionamiento de alguno de los componentes críticos. Por ejemplo, si hay un sobrecalentamiento del generador o se desconecta de la red eléctrica dejará de frenar al rotor y, en cuestión de segundos, el rotor empezaría a acelerarse rápidamente.

En un caso así es esencial disponer de un sistema de protección contra el embalamiento. Por ley, los aerogeneradores daneses están obligados a llevar dos mecanismos de freno independientes a prueba de fallos para detener la turbina.

2.4.6 – Sistema de freno aerodinámico.

El sistema de frenado primario de la mayoría de aerogeneradores modernos es el sistema de frenado aerodinámico, que básicamente consiste en girar las palas del rotor unos 90 grados alrededor del eje longitudinal (en el caso de turbinas de regulación por cambio en el ángulo de paso o de turbinas de regulación activa por pérdida aerodinámica), o en girar 90 grados la punta de las palas del rotor (en el caso de turbinas de regulación por pérdida aerodinámica).

Estos sistemas suelen estar accionados mediante resortes con el fin de que, incluso en caso de fallo de suministro eléctrico, sigan funcionando, y son automáticamente activados si el sistema hidráulico de la turbina pierde presión. Una vez que la situación de peligro ha pasado el sistema hidráulico de la turbina suele devolver las palas, o la punta de las palas, a su posición original.

La experiencia demuestra que los sistemas de freno aerodinámico son extremadamente seguros. Frenarán la turbina en cuestión de un par de vueltas como mucho. Además, ofrecen una forma muy suave de frenar la turbina, sin ningún esfuerzo, desgaste o rotura importante en la torre ni en la maquinaria.

Así pues, la forma habitual de frenar una turbina moderna (por cualquier razón) es la de utilizar el sistema de freno aerodinámico.

2.4.7 – Sistema de freno mecánico

El freno mecánico es utilizado como sistema de apoyo del sistema de freno aerodinámico, como freno de estacionamiento, una vez que la turbina ha sido parada, en el caso de una turbina de regulación por pérdida aerodinámica.

Las turbinas de regulación por cambio del ángulo de paso no suelen necesitar activar el freno mecánico (excepto en trabajos de mantenimiento), dado que el rotor apenas si puede moverse cuando las palas del rotor están giradas 90 grados.



2.5. Torres de aerogeneradores.



La turbina eólica en funcionamiento normal, tiene inevitablemente ciertas vibraciones que son transmitidas a la torre y es importante que ésta actúe como amortiguador y no como amplificador de ellas.

Para evitar estos hechos, es necesario que las frecuencias naturales de la torre y en particular su primer modo en flexión, estén suficientemente alejados de las frecuencias de las cargas cíclicas que excitan la estructura a vibraciones. La torre de la turbina soporta la barquilla y el rotor.

En las grandes turbinas las torres tubulares pueden ser de acero, de celosía o de hormigón. Para las turbinas pequeñas se emplean torres tubulares tensadas con vientos.

2.5.1 – Torres tubulares de acero.

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



2.5.2 – Torres de celosía.

Las torres de celosía son fabricadas utilizando perfiles de acero soldados. La ventaja básica de las torres de celosía es su coste, puesto que una torre de celosía requiere sólo la mitad de material que una torre tubular sin sustentación adicional con la misma rigidez. La principal desventaja de este tipo de torres es su apariencia visual. En cualquier caso, por razones estéticas, las torres de celosía han desaparecido prácticamente en las grandes turbinas modernas.



2.5.3 – Torres de mástil tensado con vientos.

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



2.5.4 – Soluciones de torres híbridas.

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



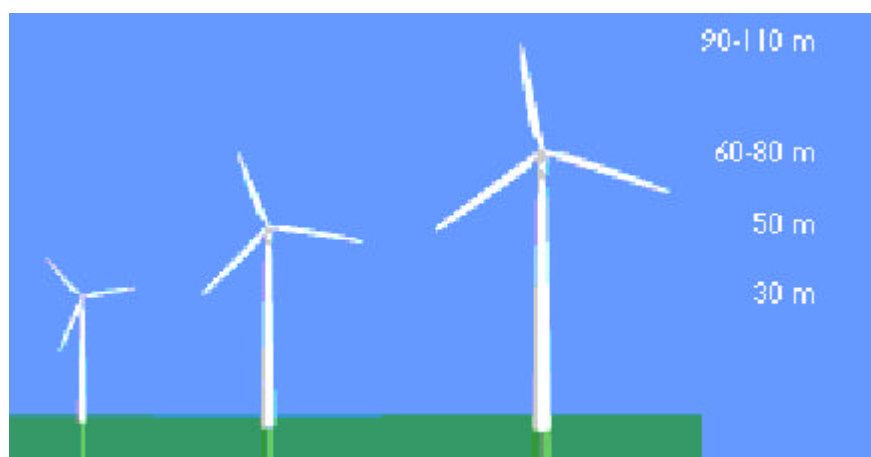
2.5.5 – Elección entre torres altas y bajas.

Se sabe que se obtiene más energía de una turbina más grande que otra pequeña. A medida que aumenta el diámetro del rotor aumenta la altura de la torre.

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

- ☐ Coste por metro de torre.
- ☐ Cuánto varían los vientos locales con la altura sobre el nivel del suelo, es decir, la rugosidad promedio del terreno local.
- ☐ El precio que el propietario de la turbina obtiene por un kWh adicional de electricidad.

Los fabricantes suelen servir máquinas donde la altura de la torre es igual al diámetro del rotor. Estéticamente, mucha gente piensa que las turbinas son más agradables a la vista cuando la altura de la torre es aproximadamente igual al diámetro del rotor.



Capítulo 3. Desarrollo del proyecto y evaluación económica

3.1 – Diseño del aerogenerador.

La instalación del aerogenerador tendrá como finalidad suministrar energía eléctrica a un barrio situado en la localidad de Puerto Deseado. El mismo deberá suministrar energía para una cantidad de 200 viviendas.

Se elige una turbina de eje horizontal, basado en el mayor rendimiento de la hélice de eje horizontal y en la disponibilidad de mayor información y conocimiento de estas hélices.

Para determinar la potencia necesaria para satisfacer los requerimientos específicos del usuario se debe determinar la potencia en wats de cada equipo, instrumento o luces que se deseen conectar. Esto es fácilmente realizable observando la placa que cada equipo posee, donde se indica la potencia, tensión y otras características. Luego, debe estimarse cuantas horas por mes está encendido cada equipo, haciendo un promedio entre los meses de mayor y menor consumo. Multiplicando la potencia por tiempo, se tendrá aproximadamente la energía requerida.

El consumo de una vivienda familiar tipo es:

	Potencia	Tiempo	Energía
Televisor ´20	85	240	20.40
Televisor ´14	55	120	6.60
Video Casetera	24	24	0.58
Equipo de Audio	75	60	4.50
Equipo DVD	17	24	0.41
Horno Microhonda	800	10	8.00
Heladera	155	240	37.20
Iluminación	600	240	144.00
Monitor Computadora	400	60	24.00
CPU	250	60	15.00
Impresora	30	30	0.90
Cafetera Eléctrica	1050	5	5.25
Labarropas	1350	8	10.80

Se considera que la región de vientos como moderada. En esta zona la turbina genera anualmente una energía E_g , la cual se considera equivalente a la de la misma turbina, operando a la potencia nominal durante 3000 horas por año.

$$E_g := P_n \cdot 3000h$$

El consumo será entonces:

$$P_n := \frac{E_g}{3000}$$

$$P_n := 1.83kW$$

De esta manera queda definida la potencia requerida, la cual se estima 2kW por vivienda.

❑ Condiciones locales:

Ubicación



Velocidad media del viento:	7,3 m/s
Rugosidad del terreno (arena)	0,001
Potencia nominal	400 kW

3.1.1 - Determinación de la distribución de Rayleigh.

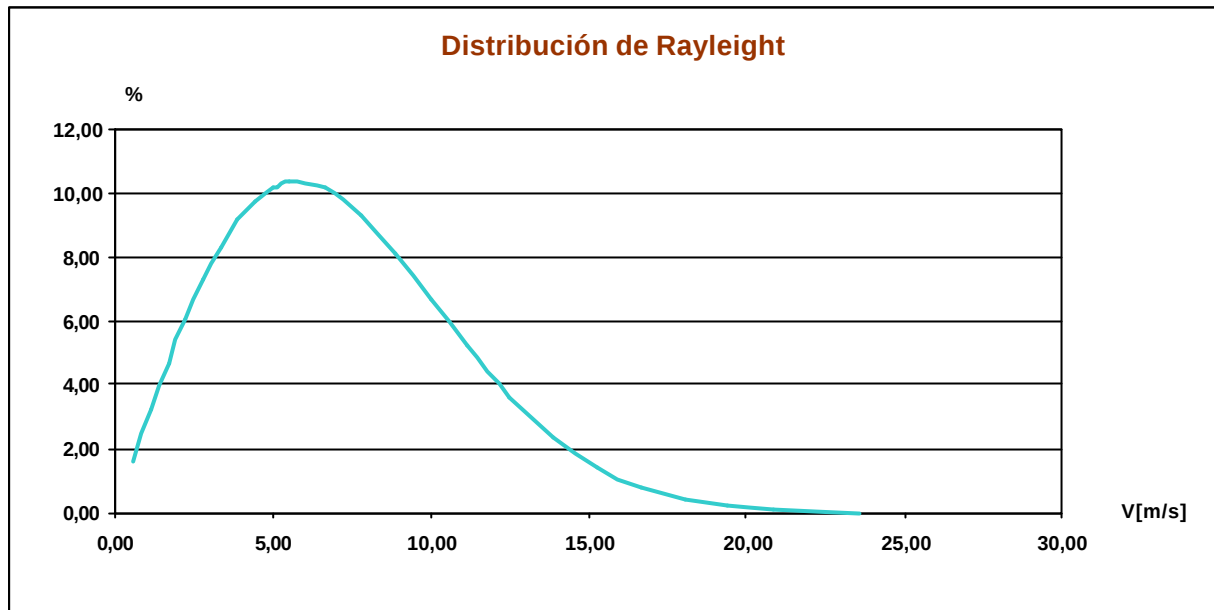
Permite visualizar como se distribuye la intensidad del viento y que rango de velocidades ocurren con mayor frecuencia.

Esta distribución anual del viento, es importante para poder evaluar la energía eólica disponible de un lugar. Teniéndose el valor de la velocidad media se puede estimar aproximadamente la distribución de velocidades por medio de la ecuación de Rayleigh.

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

$$k := \frac{\pi}{4} \cdot \left(\frac{V}{V_m} \right)^2$$

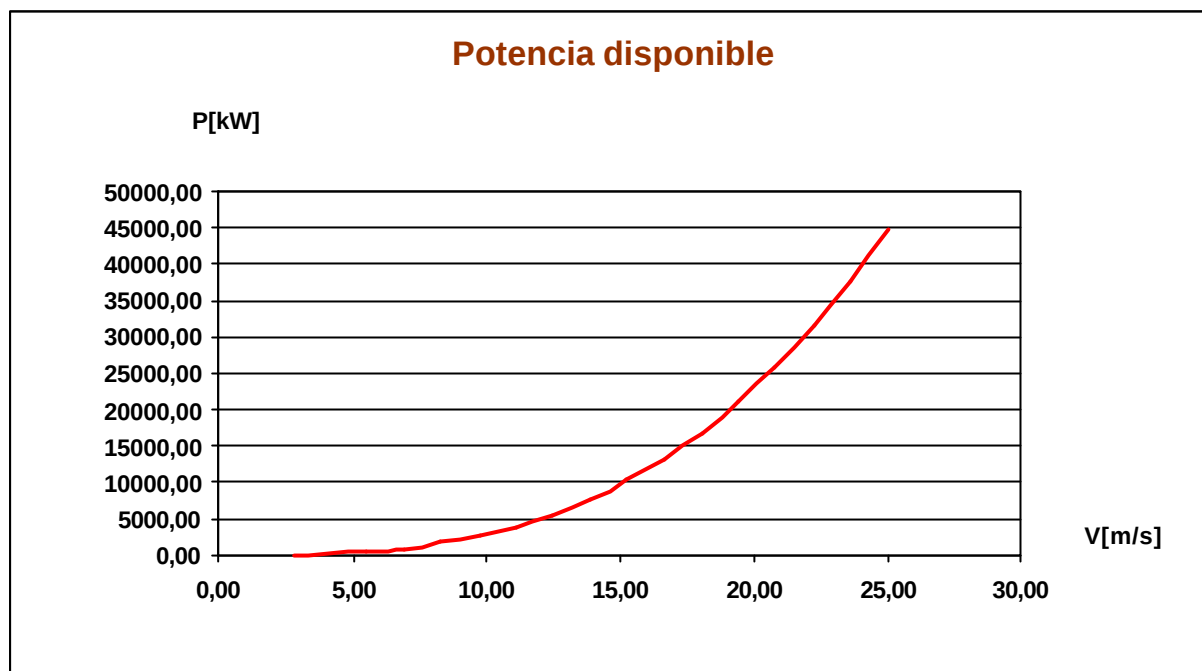
V[km/h]	V[m/s]	V/V _M	k	R[m]	%
2	0.56	0.0761	0.0046	0.0163	1.6293
4	1.11	0.1522	0.0183	0.0321	3.2141
6	1.67	0.2283	0.0412	0.0471	4.7121
8	2.22	0.3044	0.0732	0.0608	6.0848
10	2.78	0.3805	0.1144	0.0730	7.2992
12	3.33	0.4566	0.1647	0.0833	8.3291
14	3.89	0.5327	0.2242	0.0916	9.1561
16	4.44	0.6088	0.2928	0.0977	9.7700
18	5.00	0.6849	0.3706	0.1017	10.1688
20	5.56	0.7610	0.4575	0.1036	10.3579
24	6.67	0.9132	0.6589	0.1016	10.1629
28	7.78	1.0654	0.8968	0.0935	9.3462
32	8.89	1.2177	1.1713	0.0812	8.1171
36	10.00	1.3699	1.4825	0.0669	6.6901
40	11.11	1.5221	1.8302	0.0525	5.2501
45	12.50	1.7123	2.3163	0.0363	3.6324
50	13.89	1.9026	2.8597	0.0234	2.3441
55	15.28	2.0928	3.4602	0.0141	1.4144
60	16.67	2.2831	4.1179	0.0080	0.7993
65	18.06	2.4734	4.8328	0.0042	0.4236
70	19.44	2.6636	5.6050	0.0021	0.2108
75	20.83	2.8539	6.4343	0.0010	0.0985
80	22.22	3.0441	7.3208	0.0004	0.0433
85	23.61	3.2344	8.2645	0.0002	0.0179
90	25.00	3.4247	9.2653	0.0001	0.0070



3.1.2-Potencia disponible.

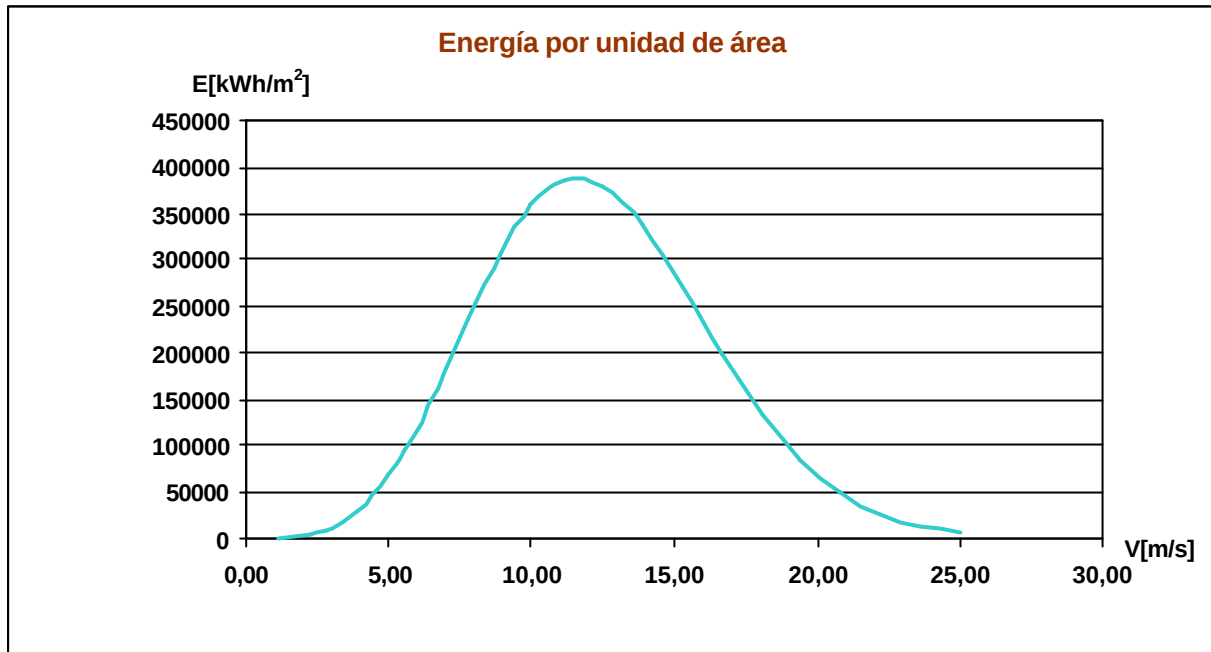
$$P_d := \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot 1.91 \cdot V_m^3 \cdot A$$

V[km/h]	V[m/s]	P _d [kW]
2	0.56	0.49
4	1.11	3.93
6	1.67	13.27
8	2.22	31.45
10	2.78	61.44
20	5.56	491.48
25	6.94	959.92
30	8.33	1658.75
35	9.72	2634.03
40	11.11	3931.85
45	12.50	5598.27
50	13.89	7679.39
55	15.28	10221.27
60	16.67	13269.98
65	18.06	16871.62
70	19.44	21072.24
75	20.83	25917.93
80	22.22	31454.77
85	23.61	37728.83
90	25.00	44786.19



3.1.3 – Energía por unidad de área.

V[m/s]	%	V_i	t_i	$V_i * t_i$	E_i
0.56	1.6293	0.17	142.72	24.47	14.99
1.11	3.2141	1.37	281.56	386.22	236.56
1.67	4.7121	4.63	412.78	1911.04	1170.51
2.22	6.0848	10.97	533.03	5849.44	3582.78
2.78	7.2992	21.43	639.41	13704.73	8394.15
3.33	8.3291	37.04	729.63	27023.23	16551.73
3.89	9.1561	58.81	802.08	47172.84	28893.37
4.44	9.7700	87.79	855.86	75136.90	46021.35
5.00	10.1688	125.00	890.78	111348.05	68200.68
5.56	10.3579	171.47	907.35	155581.37	95293.59
6.67	10.1629	296.30	890.27	263784.93	161568.27
7.78	9.3462	470.51	818.73	385219.01	235946.64
8.89	8.1171	702.33	711.06	499400.80	305882.99
10.00	6.6901	1000.00	586.05	586052.11	358956.92
11.11	5.2501	1371.74	459.91	630879.28	386413.56
12.50	3.6324	1953.13	318.20	621479.08	380655.94
13.89	2.3441	2679.18	205.35	550158.52	336972.09
15.28	1.4144	3565.99	123.90	441825.86	270618.34
16.67	0.7993	4629.63	70.02	324159.78	198547.87
18.06	0.4236	5886.17	37.11	218435.14	133791.52
19.44	0.2108	7351.68	18.47	135749.23	83146.40
20.83	0.0985	9042.25	8.63	78059.83	47811.65
22.22	0.0433	10973.94	3.79	41642.91	25506.28
23.61	0.0179	13162.83	1.57	20654.59	12650.93
25.00	0.0070	15625.00	0.61	9541.83	5844.37
Energía Total [kWh/m ²]: $1/2 \rho \sum V^3 t$					3212673.48



3.1.4 – Variación de la velocidad con la altura.

$$V := V_1 \cdot \frac{Z^\varepsilon - Z_0^\varepsilon}{Z_1^\varepsilon - Z_0^\varepsilon}$$

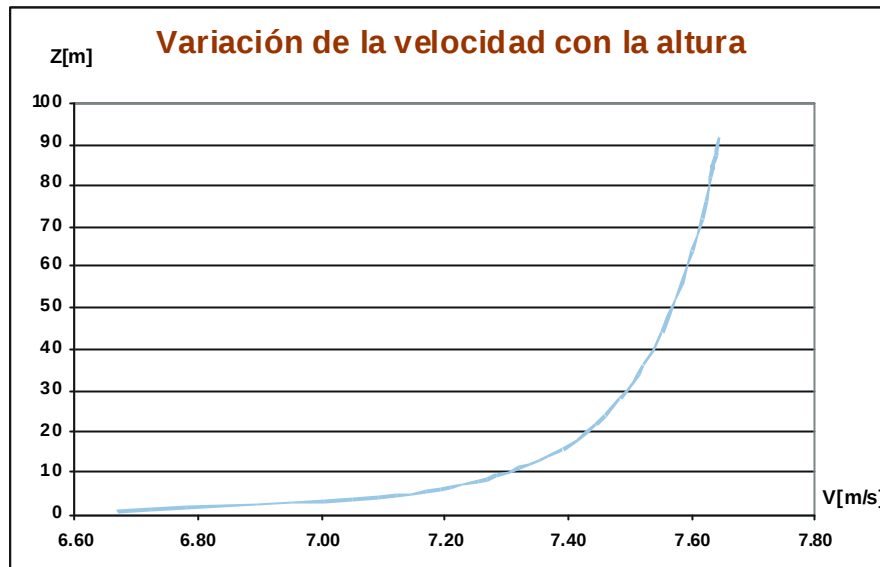
V_1 = velocidad del viento a una altura $Z_1 = 7.3$ m/s.

$Z_1 = 10$ m.

Z_0 = medida del tamaño de los remolinos producidos por la rugosidad = 0.001 m

ε = para condición inestable varía entre -0.5 y 0 $\text{Donde } \varepsilon = -0.25$

6.67	1
7.09	4
7.25	8
7.34	12
7.39	16
7.43	20
7.46	24
7.48	28
7.50	32
7.52	36
7.54	40
7.55	44
7.56	48
7.57	52
7.58	56
7.59	60
7.60	64
7.61	68
7.62	72
7.62	76
7.63	80
7.63	84
7.64	86



3.1.5 - Determinación del tamaño de la hélice.

Datos:

$$c_p := .40 \quad \eta_m := .90 \quad \eta_G := .92 \quad \rho := 1.225 \cdot \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \quad V_m := 7.3 \cdot \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

La velocidad varía continuamente generando también una potencia variable, por lo tanto lo que se desea conocer es un valor medio anual de la potencia eléctrica producida P_{em} *la cual se obtiene:*

$$P_{em} := \frac{\text{Energía}}{8760} \quad \rightarrow \quad P_{em} := 367 \text{ kW}$$

$$\eta_t := c_p \cdot \eta_m \cdot \eta_G \quad \eta_t = 0.33$$

$$r := \sqrt{\frac{2 \cdot P_{em}}{\pi \cdot \eta_t \cdot \rho \cdot 1.91 \cdot V_m^3}} \quad r = 28 \text{ m}$$

$$D := 2 \cdot r \quad D = 56 \text{ m}$$

3.1.6. Potencia

$$V_m := 7.3 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

$$\rho := 1.225 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$$

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

$$A = 2.435 \times 10^3 \text{ m}^2$$

$$P_d := \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot 1.91 \cdot V_m^3 \cdot A$$

$$P_d = 1.108 \times 10^3 \text{ kW}$$

3.1.7. Potencia captada

$$c_p := 0.4$$

$$P_c := c_p \cdot P_d$$

$$P_c = 443.237 \text{ kW}$$

3.1.8 – Velocidad de rotación.

La máxima velocidad del viento que puede soportar una turbina sin sufrir daños, es de 60 m/s, esta velocidad es considerada velocidad de supervivencia.

Cuando el viento sopla a una velocidad nominal V_1 , el rotor gira al número de revoluciones nominales. En estas condiciones:

Como se indico el rotor es capaz de tolerar velocidades de 60 m/s y por lo tanto $V_r \leq 60 \text{ m/s}$ de donde se deduce que para la punta de pala:

$$V_1 := 7.6 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

$$V_r := 60 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

$$V_t := \sqrt{V_r^2 - V_1^2}$$

$$V_t = 59.517 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

De esta manera se puede calcular el valor de la velocidad angular y consecuentemente, el número de revoluciones por minuto.

$$V_t := \omega \cdot r$$

$$\omega := \frac{V_t}{r}$$

$$\omega = 2.138 \frac{1}{\text{s}}$$

$$n := \frac{\omega \cdot 30}{\pi}$$

3.1.9 – Cálculo de la forma geométrica.

$$\text{Datos:} \quad V_1 := 7.6 \frac{\text{m}}{\text{s}} \quad N := 3 \quad \mu := 1.8 \cdot 10^{-5} \frac{\text{kg}}{\text{m} \cdot \text{s}} \quad V_t = 59.517 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

Determinación de la relación de velocidades λ :

$$\lambda := \frac{V_t}{V_1} \quad \lambda = 7.831$$

Como $l < 10$, entonces la solidez será:

$$S := \frac{0.872}{\lambda} - 0.086 \quad S = 0.025$$

Determinación de la cuerda media del perfil, c_m :

$$c_m := \frac{S \cdot \pi \cdot r}{N} \quad c_m = 0.739 \text{ m}$$

Para una construcción simple se utiliza cuerda constante, igual al valor de la cuerda media y para una hélice mejor, se puede lograr variación lineal entre la punta de pala c_{pp} y la cuerda raíz $c_{raíz}$. Estas se calculan aproximadamente por:

$$r_i := 0.05 \cdot r$$

$$l := r - r_i$$

$$c_{pp} := c_m - 0.025 \cdot l \quad c_{pp} = 0.078 \text{ m}$$

$$c_{raíz} := c_m + 0.025 \cdot l \quad c_{raíz} = 1.4 \text{ m}$$

Se analiza el valor de β para un valor $r = 0.7 r$, por lo tanto:

$$V_{t0.7} := V_t \cdot 0.7 \quad V_{t0.7} = 41.66 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

Ahora definimos la cuerda para el 70% antes calculado, esta cuerda debe ser un valor comprendido entre cuerda punta de pala y cuerda raíz.

$$c_{0.7} := c_{pp} + (c_{raíz} - c_{pp}) \cdot r \cdot \frac{0.3}{1}$$

$$c_{0.7} = 0.5 \text{ m}$$

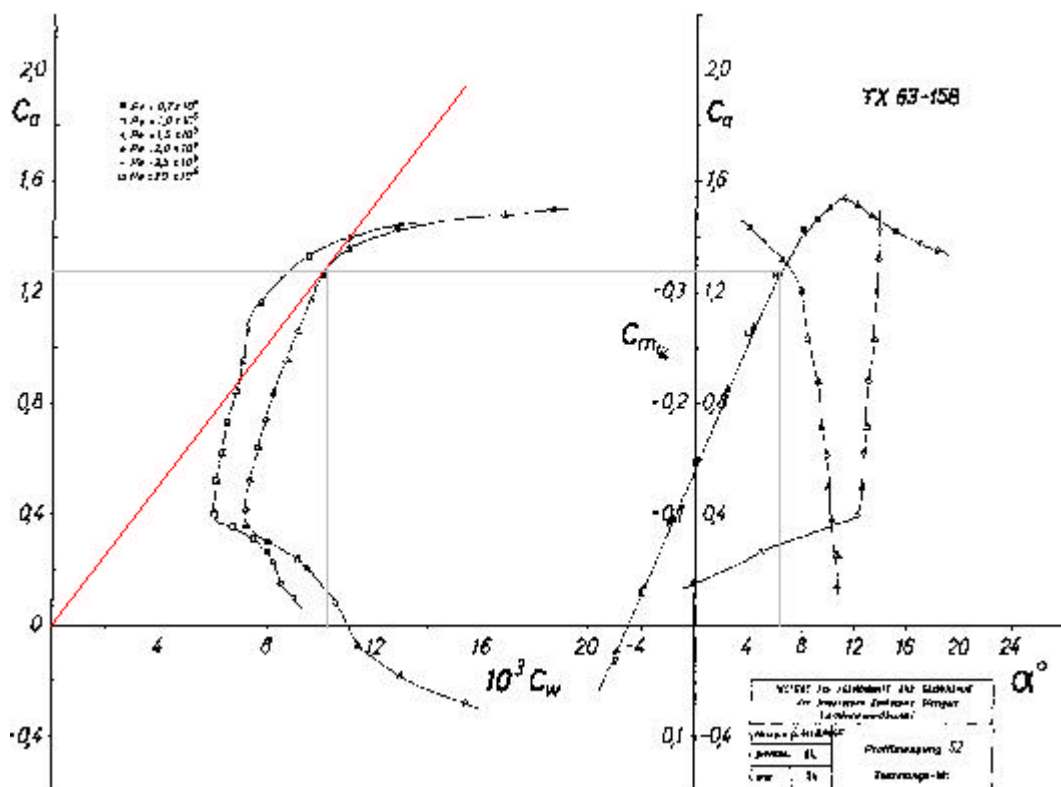
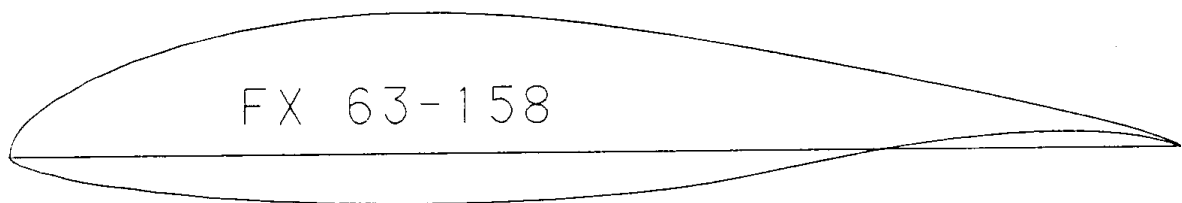
$$V_r := \sqrt{V_{t0.7}^2 + V_1^2}$$

$$V_r = 42.35 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

$$\text{Re} := \frac{\rho \cdot c_{0.7} \cdot V_r}{\mu}$$

$$\text{Re} = 1.428 \times 10^6$$

Con el número de Reynold se ingresa en la tabla de perfiles y se obtiene el valor de $(C_L/C_D)_{\text{máx}}$ y de allí el valor de $a_{\text{óptimo}}$. El perfil adoptado es el FX 63-158.



$$C_L := 1.3$$

$$C_D := 0.01$$

$$C_m := 0.083$$

$$\alpha_{opt.} := 6.92$$

$$\tan(\phi) := \frac{V_1}{V_t}$$

$$\phi := 10.340$$

$$\beta_{0.7} := \phi - \alpha_{opt.}$$

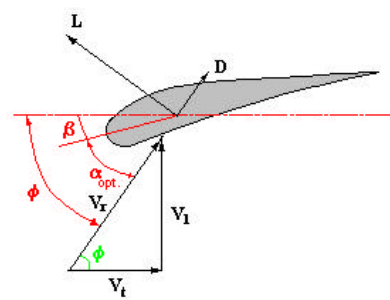
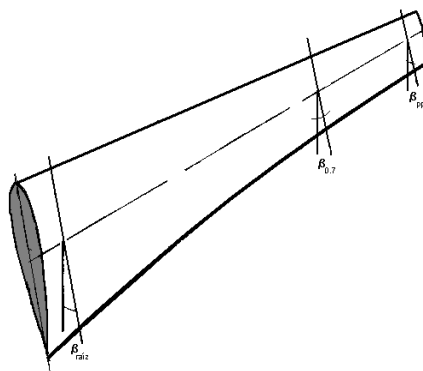
$$\beta_{0.7} = 3.42$$

$$\beta_{pp} := \beta_{0.7} - \frac{3 \cdot r}{r - r_i}$$

$$\beta_{pp} = 0.262$$

$$\beta_{raíz} := \beta_{0.7} + \frac{7 \cdot r - 10r_i}{r - r_i}$$

$$\beta_{raíz} = 10.262$$



3.1.10 – Fuerza Sustentadora, Resistencia y Momento.

$$V_1 = 7.6 \frac{m}{s}$$

$$\rho = 1.225 \frac{kg}{m^3}$$

$$C_L = 1.3$$

$$C_D := 0.01$$

$$C_m = 0.083$$

$$S_{up} := c_m \cdot r$$

$$S_{up} = 20.574 m^2$$

$$L := C_L \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V_1^2 \cdot S_{up}$$

$$L = 946.248 N$$

$$D := C_D \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V_1^2 \cdot S_{up}$$

$$D = 7.279 N$$

$$M := C_m \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V_1^2 \cdot S_{up} \cdot c_m$$

$$M = 44.649 J$$

3.1.11 – Generador.

El generador a utilizar es un ECO 40 1L, fabricado por la empresa MECCALTE SPA, el cual presenta las siguientes características:

$$\begin{aligned} P &= 500 \text{ kVA.} \\ M_{\text{ef}} &= 7571 \text{ Nm.} \\ h_G &= 92\% \\ n_e &= 1500 \text{ r.p.m.} \end{aligned}$$

3.1.12 – Caja Multiplicadora.

Determinación de la reducción:

$$i_N := \frac{n_e}{n_s} \quad i_N = 71.429$$

$$i_N := 71$$

- ☐ Condición de carga:
Para un generador de carga uniforme, la condición de carga es “U”.
- ☐ Factor de carga:
Para 24 horas de servicio diario, tenemos $F_1 = 1.4$.
- ☐ Factor mínimo necesario por frecuencia de arranque:
Considerando una frecuencia de arranque por hora no mayor a 5 veces, el factor $F_2 = 1$.
- ☐ Determinación del momento rotor nominal (M_N):

$$M_N > M_{\text{ef}} F_1 F_2$$

$$M_{\text{ef}} F_1 F_2 = 10599,4 \text{ Nm}$$
- ☐ Determinación del tipo y tamaño de la caja multiplicadora:
De los factores y momentos antes calculado, se llega a la determinación de la caja multiplicadora:
Según la reducción i_N ; el tipo del multiplicador es coaxial de 3 etapas.
Dado que $M_{\text{ef}} F_1 F_2 = 10560 \text{ Nm}$, se adopta un momento rotor nominal de 16000 Nm.
La caja multiplicadora a utilizar será entonces coaxial de 3 etapas, con tamaño de engranaje 200.

3.1.13 – Torre del aerogenerador.

La torre debe actuar como amortiguador de las vibraciones que transmite el aerogenerador en funcionamiento normal. Numerosos accidentes ocurrieron por resonancia, al coincidir la frecuencia de excitación con la frecuencia natural de la torre.

Para evitar esto hechos, es necesario que las frecuencias naturales de la torre estén suficientemente alejados de las frecuencias de las cargas cíclicas que excitan la estructura a vibraciones.

- ☐ Determinación de la excitación de la pala.
Para el estudio de los casos de carga se ha utilizado las normas empleadas por el Comité Sueco para el Desarrollo de Fuentes de Energía y las normas de la Universidad de Stuttgart en Alemania.

$$\begin{aligned} V_{\text{cs}} &= \text{Velocidad de corte superior.} \\ V_{\text{ci}} &= \text{Velocidad de corte inferior.} \\ V_n &= \text{Velocidad nominal.} \end{aligned}$$

$$V_{CS} := 24 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

$$V_{Ci} := 3 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

$$V_n := 7.3 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

$$f_r := 1.3$$

$$V_{raf} := f_r \cdot V_n$$

$$V_{raf} = 9.49 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

Análisis de los siguientes casos:

Caso 1

$$V_{Ci} = 3 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

$$V_{CS} = 24 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

Caso 2

$$V_n + V_{raf} = 16.79 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

$$2 \cdot V_n = 14.6 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

Caso 3

$$V_{CS} - V_{raf} = 14.51 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

$$0.6 \cdot V_{CS} = 14.4 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

Caso 4

$$V_{CS} + V_{raf} = 33.49 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

$$1.6 \cdot V_{CS} = 38.4 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

Caso 5

$$V_{CS} + V_{raf} = 33.49 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

$$1.6 \cdot V_{CS} = 38.4 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

Caso 6

$$1.2 \cdot V_{CS} - V_{raf} = 19.31 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

$$1.6 \cdot V_{CS} = 38.4 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

Analizando se determinó que el caso a adoptar es el 3, por lo tanto:

$$\eta_h := 21 \text{min}^{-1}$$

$$\omega_{1p} := \frac{\eta_h \cdot \pi}{30}$$

$$\omega_{1p} = 0.037 \frac{1}{\text{s}}$$

$$n_p := \left(\frac{\omega_{1p} \cdot 30}{\pi} \right) \cdot 1.15 \cdot 1.2$$

$$n_p = 28.98 \text{ min}^{-1}$$

mínimo 0

La excitación de la pala será w_p : nominal 3,04 rad/seg = 29 r.p.m.

máxima 4.56 rad/seg = 44 r.p.m.

Determinación de la excitación de la estructura.

$$n_s := N \cdot n_p$$

$$n_s = 86.94 \text{ min}^{-1}$$

mínimo 0

La excitación de la estructura será w_e : nominal 9,11 rad/seg = 87 r.p.m.

máxima 13,67 rad/seg = 131 r.p.m.

La torre a instalar tendrá las siguientes características:

Altura: 56 m
 Tipo: Tubular
 Material: acero
 Excitación de la estructura 61 r.p.m.

3.1.14-Especificaciones técnicas de la instalación.

Potencia [kW]	400
Frecuencia Nominal [Hz]	50
Regulación de Potencia	Stall
	56
N° de Palas	3
Eje	Horizontal
Orientación	Sotavento
Angulo de Ataque	7°
Area Barrida [m ²]	2463
Velocidad de Giro [r.p.m.]	21
Velocidad de Conexión [m/s]	3
Velocidad de Desconexión [m/s]	25
Velocidad de Supervivencia [m/s]	60
Multiplicador	coaxial
N° de Etapas	3
Generador	ECO 40 1L
N° de Polos	4
Velocidad de Giro [r.p.m.]	1500
Freno Principal	Aerodinámico
Freno de disco	Directamente en el buje
Torre	Tubular



❑ Soporte de energía:

Para poder satisfacer la demanda de energía, cuando el viento no pueda suministrar la energía suficiente al aerogenerador, se dispondrá de un grupo electrógeno que actuará como soporte de generación.

Dicho grupo electrógeno presenta las siguientes características:

Fabricante	FG WILSON
Modelo	P600
Frecuencia	50 Hz.
Potencia de Salida	600 kVA 480 kW
Velocidad del motor	1500 r.p.m.



3.2. Evaluación Económica.

En épocas de combustibles baratos era imposible competir con la generación eléctrica de las centrales térmicas y recién a partir de la crisis energética de 1973, al aumentar el precio del petróleo, la energía eólica comenzó a recobrar importancia, permitiendo la construcción de perfeccionadas turbinas de viento que comenzaron a generar energía a precios razonables.

La energía del viento comenzó entonces a desarrollarse por una razón fundamental:

El costo de la energía generada con turbinas eólicas empezaba a ser comparable con el de la energía generada a partir de las fuentes convencionales y con una tendencia de costos decreciente en el tiempo.

3.2.1 – Costo de la Energía Generada con el Viento.

Para el cálculo del costo de la energía generada en \$/kWh, se considera:

Costo del capital C_c , en primer lugar se evalúa la siguiente expresión:

$$C_a := C \cdot \frac{i}{1 - \frac{1}{(1+i)^N}}$$

donde: C_a = cuotas anuales de igual monto durante N años en \$.
 C = capital en \$.
 i = interés anual.
 N = años de vida útil. Para las turbinas eólicas se considera 20 años.

El costo de capital C_c , será:

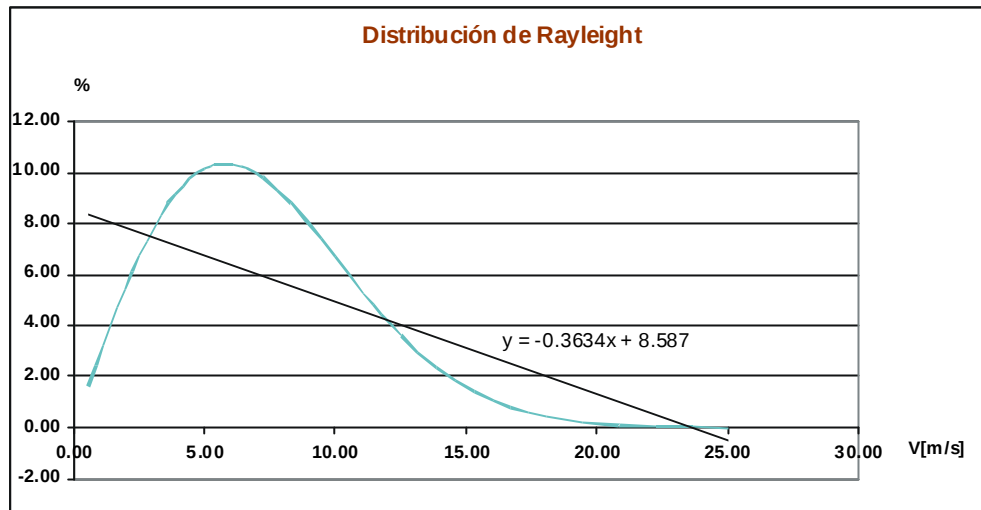
$$C_c = C_a / E_a$$

donde E_a es la energía anual generada por el equipo en kWh, el mismo será:

$$E_a = P_N f_c 6744$$

donde P_N = potencia nominal del equipo en kW
 f_c = factor de carga.
 6744 = números de horas de funcionamiento en un año.

Para determinar cuánto es el tiempo que funciona el aerogenerador (t_1) y cuánto el del grupo electrógeno (t_2), se debe integrar la función de Rayleigh entre los valores de viento de conexión y desconexión del aerogenerador. Esto quiere decir:



$$t_1 := \int_3^{25} -0.3634 \cdot x + 8.587 \, dx$$

$$t_1 := \left(-0.3634 \cdot \frac{25^2}{2} + 8.587 \cdot 25 \right) - \left(-0.3634 \cdot \frac{3^2}{2} + 8.587 \cdot 3 \right)$$

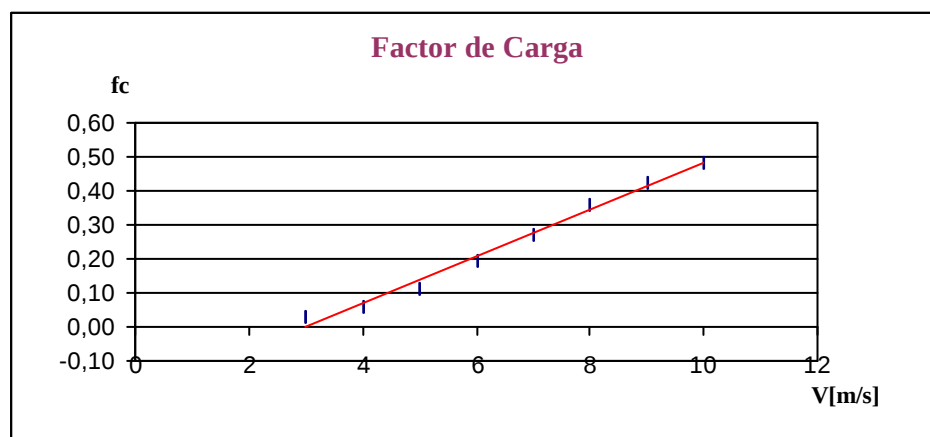
$$t_1 = 76.987$$

Queda definido de esta manera el tiempo que funcionarán el aerogenerador y el grupo electrógeno:

Aerogenerador	77	281	6744
Grupo electrógeno	23	84	2016

El factor de carga representa la relación entre la energía, realmente generada por una turbina eólica, en un determinado período, y la energía que hubiese producido en ese mismo período, generando continuamente a la potencia nominal P_N .

Este factor es función de la velocidad del viento V , de su distribución anual y también de la curva característica del equipo, $P = P(V)$, donde P es la potencia de generación del equipo.



El costo de capital C_c será entonces:

$$C_c := \frac{C}{E_a} \cdot \frac{i}{1 - \frac{1}{(1+i)^N}}$$

Capital:

Nº	Detalle	Costo
1	Grupo electrógeno	52000
2	Fundación	47718
3	Torre	84000
4	Nacelle	5000
5	Alternador	47432
6	Caja multiplicadora	58500
7	Rotor	40276
8	Sistema de control	16500
9	Transporte	6000

(ver anexo)

Finalmente el costo será:

$$C = \$ 377426$$

$$i = 0,1$$

$$N = 20 \text{ años}$$

$$P = 400 \text{ kW}$$

$$f_c = 0,3$$

$$E_a = 809.280 \text{ kWh}$$

$$C_c = 5.48 \times 10^{-2} \$/\text{kWh}$$

☐ Costo de Operación y Mantenimiento, OM:

El costo anual de operación y mantenimiento de las turbinas OM se estima aproximadamente en 2% del capital.

$$OM = 0,02 \times C$$

El costo de la energía generada con el viento (C_1) será entonces:

Costo de Operación y Mantenimiento, OM:

El costo anual de operación y mantenimiento de las turbinas OM se estima aproximadamente en 2% del capital.

$$OM = 0,02 \times C$$

El costo de la energía generada con el viento (C_1) será entonces:

$$C_1 := \frac{C}{E_a} \cdot \left[\frac{i}{1 - \frac{1}{(1+i)^N}} + 0,02 \right]$$

$$C_1 := 0,064 \$/\text{kWh}$$

3.2.2 - Costo de la energía generada por grupo electrógeno:

Para la evacuación del costo de la energía generada con grupos electrógenos se tiene en cuenta el costo del capital, operación y mantenimiento y el costo del combustible utilizado.

Para la zona seleccionada el equipo trabajará aproximadamente 84 días, es decir que tenemos un promedio anual de 5 hs diarias. Por lo tanto el tiempo de funcionamiento anual será 2016 h.

El costo de la energía debido al capital es:

$$C_c := \frac{C}{P_{ND} \cdot t} \cdot \frac{i}{1 - \frac{1}{(1+i)^N}}$$

$$C = \$ 52.000$$

$$P_{ND} = 480 \text{ kW}$$

$$i = 0,1$$

$$N = 20 \text{ años}$$

$$t = 2016 \text{ h}$$

El costo de operación y mantenimiento anual OMD, se estima aproximadamente en 2% del capital.

$$OMD = 0,02 \times C$$

El costo de combustible, será:

$$C_{comb} := \text{Cons} \cdot \frac{P_{comb}}{P_{ND}}$$

$$\text{Cons} = 121 \text{ lts/h}$$

$$P_{comb} = 1.209 \text{ \$/lts}$$

$$P_{ND} = 480 \text{ kW}$$

$$C_{comb} = 0,305 \text{ \$/kWh}$$

En este caso estaríamos calculando el costo de combustible considerando que el equipo funciona 365 días. Dado que esto no es así, debemos afectar este costo por un factor de servicio, el cual tiene en consideración la energía generada, la potencia nominal y el tiempo de funcionamiento del mismo.

$$E_g := P_N \cdot f_s \cdot t$$

La energía generada por el grupo electrógeno viene dada por la siguiente ecuación:

$$E_g := E_1 \cdot 200 \cdot \frac{2016h}{8760h}$$

donde:

$$E_1 = 5491.61 \text{ energía [kWh/año] de cada vivienda (Cap. 3 punto 3.1)}$$

200 número de viviendas.

El factor de servicio del grupo electrógeno será entonces:

$$f_s := \frac{E_g}{P_N \cdot t}$$

$$\begin{aligned}
 E_g &= 252764.52 \text{ kWh/año} \\
 P_N &= 480 \text{ kW} \\
 t &= 2016 \text{ h/año} \\
 f_s &= 0,26
 \end{aligned}$$

Por lo tanto el costo de combustible es:

$$C_{\text{comb.}} := 0,079 \text{ \$/kWh.}$$

Sumando el costo de capital, operación y mantenimiento y combustible se obtiene el costo de generación con grupos electrógenos.

$$C_2 := \frac{C}{P_{ND} \cdot t} \cdot \left[\frac{i}{1 - \frac{1}{(1+i)^N}} + 0,02 \right] + C_{\text{comb.}}$$

$$C_2 := 0,086 \text{ \$/kWh}$$

3.2.3 - Costo Total.

El costo final de la instalación, será la suma de cada uno de los costos antes calculados. Por lo tanto el costo final C_F , será:

$$C_F = C_1 + C_2$$

$$C_F = 0,143 \text{ \$/kWh}$$

Conclusión

A lo largo de la presente tesina se han analizado las distintas ventajas y desventajas que presenta la producción de energía por medio de aerogeneradores. La realidad es que dentro de las energías renovables, la energía eólica es la que mayores avances tecnológicos a desarrollado.

Las mejores perspectivas de extensión del uso de la energía eólica en estos momentos reside en la producción de electricidad.

Si bien no es una energía que pueda reemplazar a las hoy utilizadas, por distintos factores, como ser: el costo de las grandes turbinas eólicas, la región a instalarse, régimen de vientos, transporte de las partes componentes de una turbina, etc., es una solución válida al problema energético que presentan pequeñas comunidades que se encuentran alejadas de la red de distribución eléctrica, como así también estancias, chacras, barrios privados o cualquier asentamiento aislado.

Debido a la disminución progresiva del precio de las turbinas en U\$S/kW instalado y por la mejora tecnológica de los equipos, que ha permitido incrementar su rendimiento, existe una tendencia decreciente del costo de la energía eólica. Estos hechos hacen ver con optimismo el futuro de la energía eólica, dado que puede pensarse en la instalación de grandes parques eólicos con el fin de insertar, a la red de distribución local o nacional, la energía producida.

Dependerá entonces de nosotros, los que tenemos profundo interés en la generación de energía, el estudio y diseño de las turbinas eólicas, o de cualquier otro tipo de energía alternativa, para lograr una mayor producción de energía limpia y renovable.

Bibliografía

- ❑ Eduardo Gallegos, "Energía eólica en la Argentina", Activa, 1998.
- ❑ Recopilación de Artículos, "Las nuevas energías", La Recherche, 1995.
- ❑ A plan for action in europe, "Wind Enrgy – The Facts", European Commission, 1999.
- ❑ Urbano Dominguez Garrido, "Energía y Energías Renovables", Universidad de Salamanca, 1990.
- ❑ Ricardo A. Bastianon, "Energía del viento y diseño de turbinas eólicas", Tiempo de cultura ediciones, 1994.
- ❑ Ricardo A. Bastianon, "Diseño de un aerogenerador: adaptación óptima entre la velocidad de giro de la hélice y el del alternador", CITEFA, 1998.
- ❑ Jaime A. Moragues - Alfredo T. Rapallini, "Aspectos Ambientales de la Energía Eólica", Revista Proyecto Energético, p. 24-26, N° , Julio 2002.
- ❑ Rafael Sanjurjo Navarro, "Máquinas Eléctricas", Mc. Graw Hill, 1997.
- ❑ Manuel Alvarez Pulido, "Alternadores de grupos electrógenos", Marcombo Boixareu Editores, 1997.
- ❑ Dieter Althaus – Franz Xaver Wortmann, "Stuttgarter Profilkatalog I", Vieweg, 1981.
- ❑ Asociación Danesa de la Industria Eólica," Visita guiada sobre la energía eólica", www.windpower.org
- ❑ Hector Matto – Graciela Ponce, "Nociones generales de energía eólica", CREE, 1998.
- ❑ Comisión Nacional de Investigaciones Especiales, " Consideraciones generales sobre aspectos relacionadas a la transformación del viento con la altura, FAA, 1983.
- ❑ MECCALTE SPA - Via Roma, 20-36051 CREAZZO ITALIA Tel 0444/39611 – Fax 0444/396166 – web site: www.mecalte.com
- ❑ FG WILSON Ltd. Old Glenarm Road, Larne, County Antrim BT40 1 EJ, Northern Ireland, United Kingdom. Tel 44 (0) 28 2826 1000. Fax 44 (0) 28 2826 1111 – web site: www.FGWilson.com
- ❑ HILLMANN ACCIONAMIENTOS S.A. Echeverría 230 – Tel. 54 (011) 4207-5537, Fax.: 54 (011) 4207-9752, Buenos Aires, Argentina.
- ❑ NEG Micon Argentina S.A., Av. R.S. Peña 917, piso 5°B, Tel.: 54 (011) 4394-7686, Fax.: 54 (011) 4327-2844, Buenos Aires, Argentina.
- ❑ ECOTECNIA S.COOP., Amistat 23, Tel.: 34 932 257 600, Fax.: 34 932 210 939, Barcelona, España.
- ❑ Vestas – International Wind Technology A/S, Smed Sorensens Vej 1 DK-6950 Ringkobing, Tel.: 45 96 75 25 75, Fax.: 45 96 75 62 25, Denmark.
- ❑ EnronWind, 13681 Chantico Road, Tel.: 1 661 823 6423, Fax.: 1 661 823 1829, Tehachapi, USA.

Anexo

Ley 25.019

REGIMEN NACIONAL DE ENERGIA EOLICA Y SOLAR

Ley 25.019

Artículo 1º - Declárase de interés nacional la generación de energía eléctrica de origen eólico y solar en todo el territorio nacional.

El Ministro de Economía y Obras y Servicios Públicos de la Nación, a través de la Secretaría de Energía promoverá la investigación y el uso de energías no convencionales o renovables.

La actividad de generación de energía eléctrica de origen eólico y solar no requiere autorización previa del Poder Ejecutivo nacional para su ejercicio.

Art. 2º - La generación de energía eléctrica de origen eólico y solar podrá ser realizada por personas físicas o jurídicas con domicilio en el país, constituidas de acuerdo a la legislación vigente.

Art. 3º - Las inversiones de capital destinadas a la instalación de centrales y/o equipos eólicos o solares podrán diferir el pago de las sumas que deban abonar en concepto de impuesto al valor agregado por el término de 15 (quince) años a partir de la promulgación de esta Ley. Los diferimientos adeudados se pagarán posteriormente en 15 (quince) anualidades a partir del vencimiento del último diferimiento.

Art. 4º - El Consejo Federal de la Energía Eléctrica promoverá la generación de energía eólica y solar, pudiendo afectar para ello recursos del Fondo para el Desarrollo Eléctrico del Interior, establecido por el artículo 70 de la Ley 24065.

Art. 5º - La Secretaría de Energía de la Nación en virtud de lo dispuesto en el artículo 70 de la Ley 24065 incrementará el gravamen dentro de los márgenes fijados por el mismo hasta 0,3 \$/MWh, que serán destinados a remunerar en 1 (un) centavo por KWh efectivamente generados por sistemas eólicos instalados que vuelquen su energía en los mercados mayoristas y/o estén destinados a la prestación de servicios públicos.

Los equipos a instalarse gozarán de esta remuneración por un período de 15 (quince) años, a contarse a partir de la solicitud de inicio del período de beneficio.

Art. 6º - La Secretaría de Energía de la Nación, propiciará que los distribuidores de energía, compren a los generadores de energía eléctrica de origen eólico, el excedente de su generación con un tratamiento similar al recibido por las centrales hidroeléctricas de pasada.

Art. 7º - Toda actividad de generación eléctrica eólica y solar que vuelque su energía en los mercados mayoristas y/o que esté destinada a la prestación de servicios públicos prevista por esta Ley, gozará de estabilidad fiscal por el término de 15 (quince) años, contados a partir de la promulgación de la presente, entendiéndose por estabilidad fiscal la imposibilidad de afectar al emprendimiento con una carga tributaria total mayor, como consecuencia de aumentos en las contribuciones impositivas y tasas, cualquiera fuera su denominación en el ámbito nacional, o la creación de otras nuevas que las alcancen como sujetos de derecho a los mismos.

Art. 8º - El incumplimiento del emprendimiento dará lugar a la caída de los beneficios aquí acordados, y al reclamo de los tributos dejados de abonar más sus intereses y actualizaciones.

Art. 9º - Invítase a las provincias a adoptar un régimen de exenciones impositivas en sus respectivas jurisdicciones en beneficio de la generación de energía eléctrica de origen eólico y solar.

Art. 10º - La Secretaría de Energía de la Nación reglamentará la presente Ley dentro de los 60 (sesenta) días de la aprobación de la misma.

Art. 11º - Derógase toda disposición que se oponga a la presente Ley.

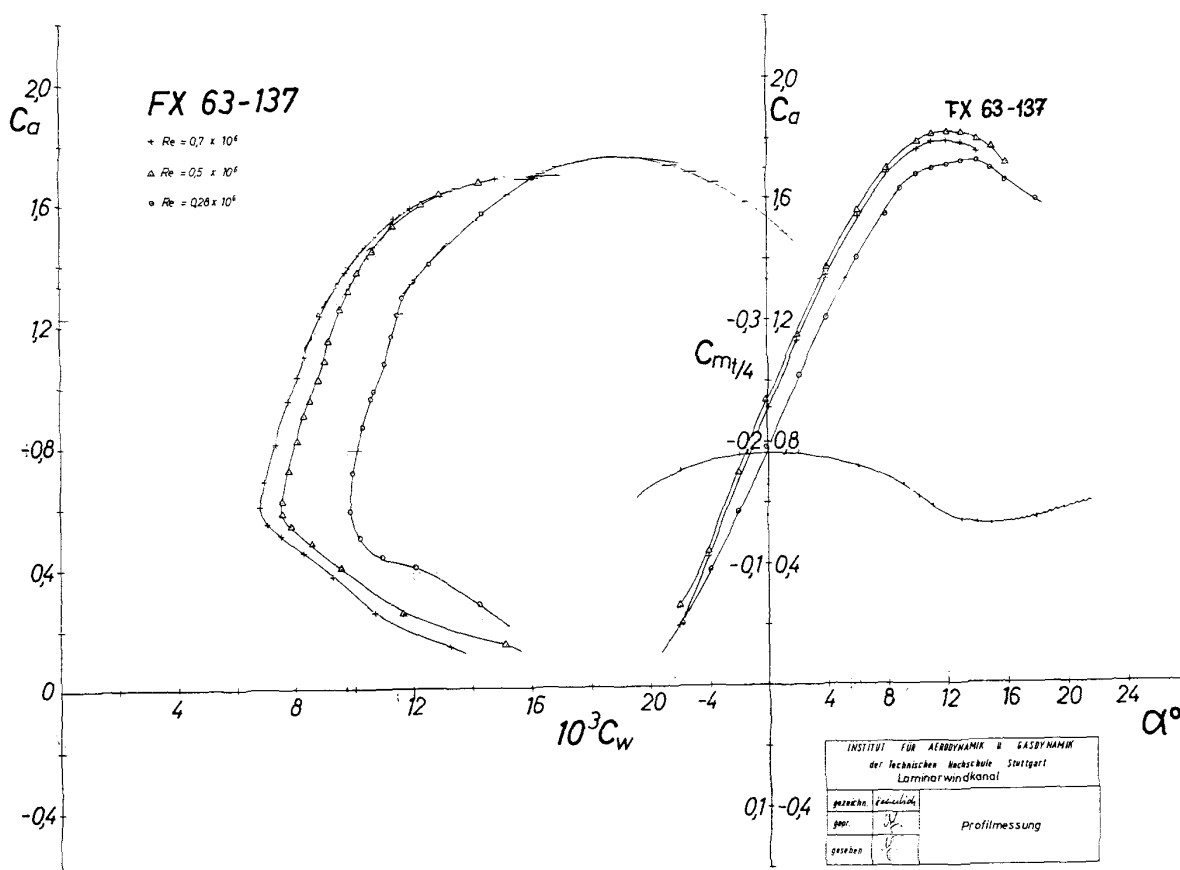
La presente Ley es complementaria de las Leyes 15336 y 24065 en tanto no las modifique o sustituya, teniendo la misma autoridad de aplicación.

Art. 12º - De forma.

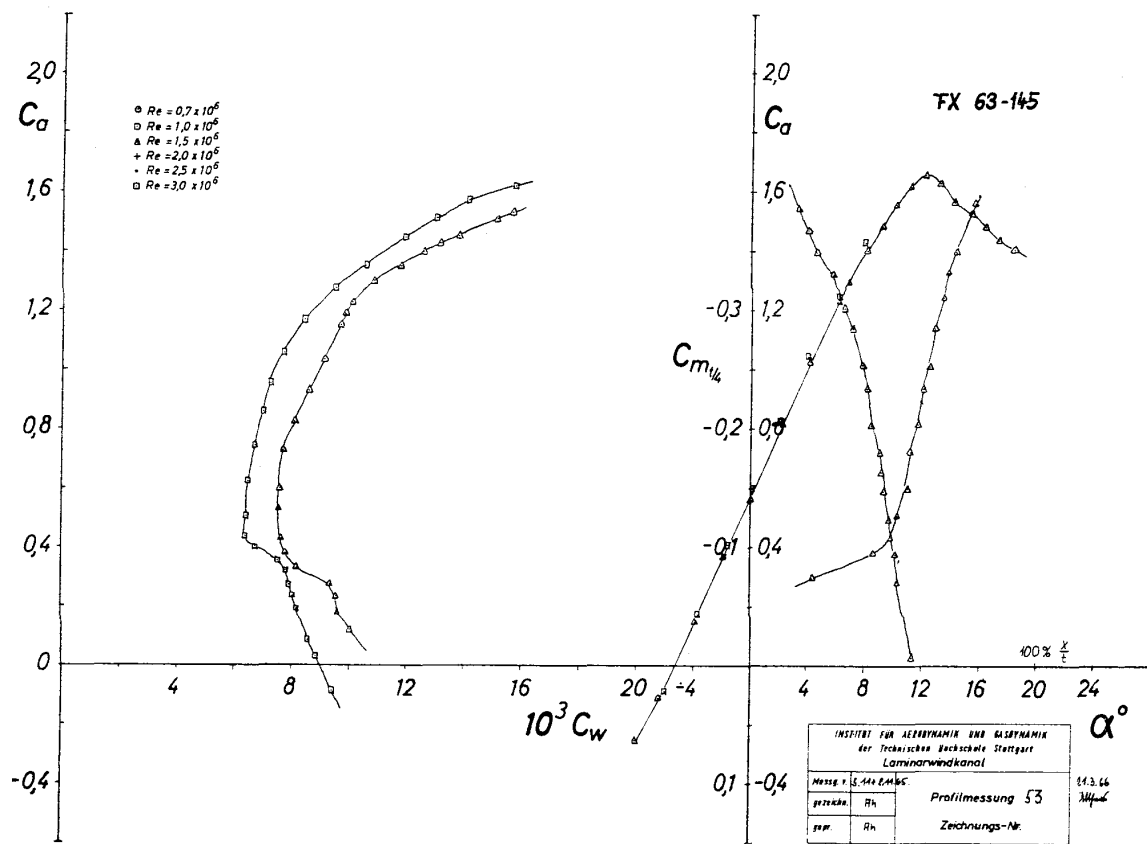
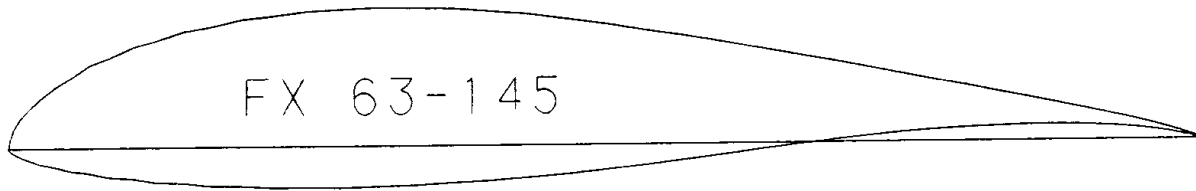
Nota: Esta Ley fue promulgada parcialmente por el Poder Ejecutivo mediante el D. 1220/98 (B.O.: 26/10/98) al observarse los artículos 3º y 5º. Posteriormente los artículos mencionados quedaron confirmados por el Honorable Senado de la Nación conformado el 11/11/98 y publicado (B.O.: 7/12/98).

Perfiles Aerodinámicos.

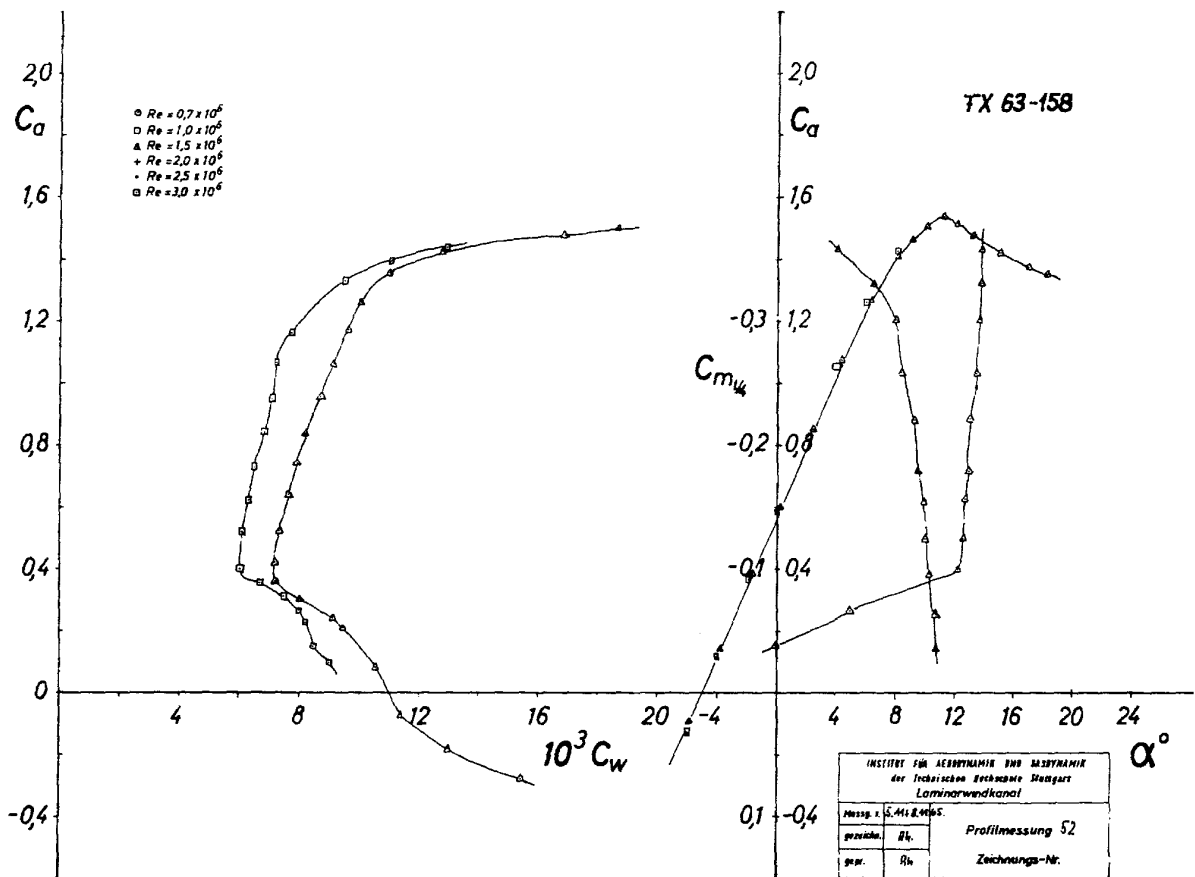
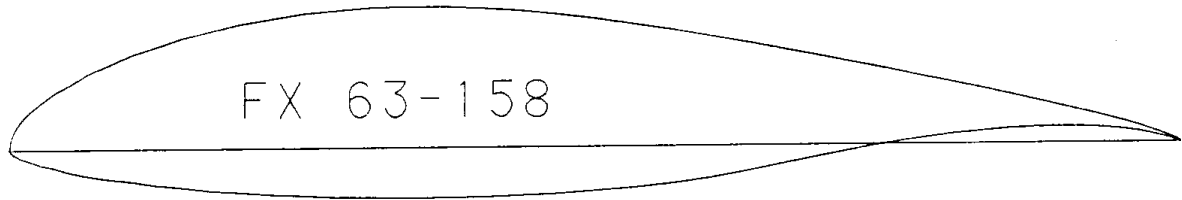
Perfil FX 63-137



Perfil FX 63-145



Perfil FX 63-158



Alternadores


meccalte spa

ECO 40

MECCALTE spa - Via Roma, 20 - 36051 CREAZZO (VI) ITALIA
Tel. 0444/396111 - Fax 0444/396166 - e-mail : meccalte-spa@meccalte.it
web site: www.meccalte.com

4 POLE

06 / 02

CARATTERISTICHE / CHARACTERISTICS / CARACTERISTIQUES / TECHNISCHE MERKMALE / CARACTERISTICAS
INDUSTRIAL RATINGS

ambient 40° C

Type	KVA - cos φ 0.8 - 3 Phase continuous							RENDIMENTI - EFFICIENCY - RENDEMENT WIRKUNGSGRAD - RENDIMIENTOS η % CL. F (ΔT= 105°C)		
	CL. H (ΔT= 125°C)				CL. F (ΔT= 105°C)					
Series Star Y	380	400	415	IP45 400 V	380	400	415	2/4	3/4	4/4
Parallel Star YY	190	200	208		190	200	208			
Series Delta Δ	220	230	240		220	230	240			
Parallel Delta ΔΔ	110	115	120		110	115	120			
ECO 40 1S	400	400	400	330	370	370	370	91,4	92,5	92
ECO 40 2S	450	450	450	370	410	410	410	91,9	92,6	92,5
ECO 40 3S*	500	500	500	410	450	450	450	91,9	92,7	92,4
ECO 40 1L	550	550	540	450	500	500	490	92,4	93,2	92,9
ECO 40 2L	680	680	680	500	630	630	630	92,2	92,8	92,9

*Note: ECO 40 3S name plate data are: 800V Series Star at 50 Hz; 960V Series Star at 60 Hz

Type	CL. H (ΔT= 125°C)				CL. F (ΔT= 105°C)			RENDIMENTI - EFFICIENCY - RENDEMENT WIRKUNGSGRAD - RENDIMIENTOS η % CL. F (ΔT= 105°C)		
Series Star Y	440	460	480	IP45 480 V	440	460	480	2/4	3/4	4/4
Parallel Star YY	220	230	240		220	230	240			
Series Delta Δ	254	265	277		254	265	277			
Parallel Delta ΔΔ	127	133	138		127	133	138			
ECO 40 1S	450	480	480	396	410	440	440	92,9	93,9	93,5
ECO 40 2S	510	540	540	444	460	490	490	92,9	94,1	93,5
ECO 40 3S*	580	600	600	492	520	540	540	93,4	94,1	93,7
ECO 40 1L	630	660	660	540	570	600	600	93,5	94,1	93,9
ECO 40 2L	780	816	816	600	720	756	756	93,9	94,8	94,4

*Note: ECO 40 3S name plate data are: 800V Series Star at 50 Hz; 960V Series Star at 60 Hz

MARINE RATINGS ΔT = 90° C

ambient 45° C

Type	50 Hz 3 Phase continuous						60 Hz 3 Phase continuous					
	KVA - cos φ 0.8			RENDIMENTI - EFFICIENCY - RENDEMENT WIRKUNGSGRAD - RENDIMIENTOS η %			KVA - cos φ 0.8			RENDIMENTI - EFFICIENCY - RENDEMENT WIRKUNGSGRAD - RENDIMIENTOS η %		
Series Star Y	380	400	415	2/4	3/4	4/4	440	460	480	2/4	3/4	4/4
Parallel Star YY	190	200	208				220	230	240			
Series Delta Δ	220	230	240				254	265	277			
Parallel Delta ΔΔ	110	115	120				127	133	138			
ECO 40 1S	330	330	330	91,1	92,5	92,2	370	396	396	92,7	93,7	93,6
ECO 40 2S	370	370	370	91,7	92,6	92,6	416	444	444	92,6	93,8	93,7
ECO 40 3S*	405	405	405	91,7	92,6	92,5	467	486	486	93,2	94	93,9
ECO 40 1L	450	450	440	92,2	93,1	93,1	513	540	540	93,3	94,1	94
ECO 40 2L	565	565	565	92	92,8	92,9	647	680	680	93,7	94,7	94,6

*Note: ECO 40 3S name plate data are: 800V Series Star at 50 Hz; 960V Series Star at 60 Hz

Type	J (Kgm ²) B3-B14 FORM	Peso/Weight Poids/Gewicht (Kg)	Vol. d'aria/Air Vol./Vol. d'air Luftmenge/Vol. de aire		Rumore - Noise - Bruit - Geräusch - Ruido dB(A)			
			50 Hz (m ³ /min)	60 Hz (m ³ /min)	50 Hz		60 Hz	
ECO 40 1S	5,719	1040	54	64,8	94	82	98	88
ECO 40 2S	6,455	1118						
ECO 40 3S	7,067	1171						
ECO 40 1L	7,571	1324						
ECO 40 2L	9,473	1586						

Dati di targa / Rating / Données pour plaque
Angaben auf dem Schild / Características nominales



**DATI ELETTRICI TIPICI / TYPICAL ELECTRICAL DATA / DONNEES ELECTRIQUES
TYPISCHE ELEKTRISCHE DATEN / DATOS GENERALES ELECTRICOS**

TIPO / TYPE / TYPE / TYP / TIPO		ECO 40 1S	ECO 40 2S	ECO 40 3S	ECO 40 1L	ECO 40 2L
Potenza classe "F" / Rating "F" class Puissance class "F" / Leistung klasse "F" Potencia clase "F"	kVA 50 Hz	370	410	450	500	630
	kVA 60 Hz	440	490	540	600	756
Reattanza sincrona diretta / Direct - axis synchronous reactance / Reactance longitudinale synchrone / Direkte Synchronreaktanz / Reactancia sincrónica directa	X _d %	288,2	345,6	262,9	282	225,2
Reattanza transitoria diretta / Direct - axis transient reactance / Reactance longitudinale transitoire / Direkte vorübergehende Reaktanz / Reactancia transitoria directa	X' _d %	29,2	27,2	27,6	28,2	24,4
Reattanza subtransitoria diretta / Direct - axis subtransient reactance / Reactance longitudinale subtransitoire / Direkte momentane Reaktanz / Reactancia subtransitoria directa	X'' _d %	19	16,9	18,3	18,7	14,8
Reattanza sincrona in quadratura diretta / Quadrature - axis synchronous reactance / Reactance transversale synchrone / Um 90° verschobene Synchronreaktanze / Reactancia sincrónica en cuadratura	X _q %	130,8	143,5	162	152	130,8
Reattanza transitoria in quadratura / Quadrature - axis transient reactance / Reactance transversale transitoire / Um 90° verschoben vorübergehende Reaktanz / Reactancia transitoria en cuadratura	X' _q %	130,8	143,5	162	152	130,8
Reattanza subtransitoria in quadratura / Quadrature - axis subtransient reactance / Reactance transversale subtransitoire / Um 90° verschoben momentane Reaktanz / Reactancia subtransitoria en cuadratura	X'' _q %	35,4	26,0	23,4	24,2	17,4
Reattanza di sequenza inversa / Negative - sequence reactance / Reactance inverse / Gegenereaktanz / Reactancia de secuencia inversa	X ₂ %	27,2	21,4	20,8	21,4	16,1
Reattanza di sequenza zero / Zero sequence reactance / Reactance homopolaire / Null - Phasenfolge Reaktanz / Reactancia de secuencia cero	X ₀ %	3,77	3,2	2,9	3,2	2,46
Costante di tempo transitoria / Transient time constant / Constante de temps transitoire / Vorübergehende Zeitkonstante / Constante de tiempo transitoria	T _d (ms)	110	118	125	138	130
Costante di tempo subtransitoria / Subtransient time constant / Constante de temps subtransitoire / Momentane Zeitkonstante / Constante de tiempo subtransitoria	T' _d (ms)	14	17	19,3	18,5	15,7
Costante di tempo unidirezionale / Armature time constant / Constante de temps d'armature / Einseitig gerichtete Zeitkonstante / Constante de tiempo unidireccional	T _α (ms)	13	20	25,8	30	42,2
Costante di tempo a vuoto / Open circuit time constant / Constante de temps transitoire à vide / Leerlauf - Zeitkonstante / Constante de tiempo en vacío	T' _{do} (s)	2,5	2,64	2,71	2,85	2,91
Rapporto di cortocircuito / Short - circuit ratio / Rapport de court circuit / Kurzschlussverhältnis / Relación de cortocircuito	K _{cc}	0,36	0,43	0,4	0,42	0,44
Resistenza di avvolgimento statore / Stator winding resistance / Résistance de bobinage du stator / Wicklungswiderstand / Resistencia de bobinado estator	Ω	0,0048	0,0074	0,0106	0,0055	0,0042

REGULATOR		PARALLEL DEVICE	THERMAL PROTECTION			HEATERS	MECHANICAL PROTECTION		
SR7/2	UVR6		PTC	BIMET DEVICE	PT100		IP21	IP23	IP45
☐	☒	☒	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☐

● = Standard

□ = Optional

Caja Multiplicadora



DENTAXIAL®
Engranaje compacto

K,X,Y,Z

Tabla Nº 1		Condiciones de carga *			
Máquina conducida	*	Máquina conducida	*	Máquina conducida	*
ALIMENTICIA		GRUA Y PUENTEGRUA		PETROLIFERA	
amasadora	M	mecanismo auxiliar	U*	bomba de	- - chapa en caliente P**
balanza	M	mecanismo de giro	M	- inyección de agua	- - chapa en frío P**
cortadora de caña de azúcar	M**	mecanismo de elevación	M*	- inyección de barro	- - hojalata y lingotes P**
cortadora de remolacha	M	mecanismo de traslación	M**	- perforación	- - llantones P**
envasadora	M	cabrestante	U	- oleoducto	quebrant. descascarillado P**
empequetadora	U	MADERERA		horno rotativo	trafiladora M
quebrantadora caña azúcar	U	cepilladora	M	mesa rotary	trafiladora de tubos P*
trapiche	P**	desfibradora	M	prensa de filtro	transp. a cadena M**
BOMBA		tambor descortezador	P	PETROQUIMICA Y QUIMICA	- - emparrillado elevador M*
a émbolos		sierra alternativa	M	centrifugas livianas	transportador transversal M**
- irr. 1:100	P	MECANICA		centrifugas pesadas	sierra en caliente o frío P**
- irr. 1:100 a 1:200	M**	cepilladora	P	mezcladora	wagoneta de escoria U**
a émbolo buzo	P**	estampadora	P	tambor de secado	volc. wagoneta P
centrífuga		guillotina	M**	uniformador y agitador	SOPLANTES
- líquidos livianos	U	martinete	P**	- liq. densidad constante	a émbolo rotativo M
- líquidos viscosos	M	prensa canteadora	P	- liq. densidad variable	axial M
de arena	M*	prensa de forja	P	- liq. con sólidos	centrífugo U
de dosificación	M	prensa enderezadora chapa	P	- liq. viscosos	radial M
de lacas	P	prensa excéntrica	P	POTABILIZACION DE AGUAS	turbocoplante U
COMPRESOR		prensa plegadora	M**	espesador	TEXTIL
a émbolo rotativo		MINERIA		mezclador	batán de curtir M
- irr. 1:100	P	amasadora de arcilla	M	prensa filtro al vacío	bobinador y calandra M
- irr. 1:100 a 1:200	M	briqueadora	P	rastrillo	carda M
centrífugos	M	empulsador de wagoneta	P	transportador a rosca	impresora y telar M
turbocompresores	M	horno rotativo	P**	ventilador centrífugo	tintoreria y secador M
DRAGA Y DECANTADOR		quebrantador	P*	SIDERURGIA	TRANSPORTE, instalación de
excavadora a cangilones	P*	transportador	P	banda de sinterizado	ascensor de personas ***
excavadora a cucharas	M*	tritador	P	cabrestante de alambre	de carga uniforme
- bomba de succión	M*	zaranda	M*	cizalla de alambre	- alimentación de horno U
- cabezal cortador	P*	ventilador	M	cizalla de chapa	- a cangilones U
- mecanismo de giro	M*	MOLINOS		cizalla de despunte	- cinta de montaje U
- mecanismo de traslación		a bolas	P**	cizalla de rebordeado	- cinta de transporte U
- a oruga	M	a martillos	P**	cizalla de tochos/palanq.	- transporte a cadena U
- sobre riel	M	a muelas verticales	P**	colada continua	- - coigante y placas artic. U
rueda de cuchara para		a rodillos	P**	- torre giratoria	- transportador a rosca U
- escombros y tierra	P	a tren de muelas	P**	- dispositivo desplazamiento	de carga mediana y pesada
- carbón	P	de percusión	P**	convertidor	- a cangilones M
- creta	P	de rebatamiento	P**	enderezador de rodillos	- cabrestante de extracción M**
tambor enrolla-cable	M	pendular	P**	enfriadero	- cadena de transporte M
cabrestante	M	PAPELERA		grúa de fundición (elev.)	- cinta de montaje M
GENERADOR		abridora	P**	Laminación de acero	- cinta de transporte M
de carga uniforme	U	bobinadora	M	- empujador de lingotes	- elevador M
de soldadura	***	calandra	M**	- inversor de chapa	- elevador inclinado P**
GOMA Y PLASTICOS		cilindro de absorción	P**	- laminador de tubos	- máquina de perforación P*
amasadora de goma	M**	cilindro de alisado	P**	- mesada de elevación	- máquina transportadora P*
calandra	M**	cilindro de secado	P**	- prensa enderezadora	- transporte a rosca M
extrusor de		desfibradora de pulpa	P**	- regulación cilindro lamin.	- transp a placas articuladas M
- goma	P**	mezcladora	M	- transp. a rodillo liviano	- transporte vibratorio M
- plástico	M**	prensa de alzar	P**	- transp. a rodillo pesado	VENTILADOR
laminadora de goma	P**	prensa de cola	P**	- tren canteador	a paleta U
mezcladora	M**	prensa de húmedo	P**	- tren laminador de	de aspiración M
molienda de goma	M**			- - alambón	de torre enfriamiento ***
					grande (minería) M

Tabla Nº 2		Factor de servicio		F _s	
Condiciones de carga		Horas de servicio diario			
Máquina motriz		3	9	24	
Motor eléctrico o turbina	U	0,8	1	1,4	
	M	1	1,25	1,6	
	P	1,4	1,8	2	
Máq. a pistones 4-6 cilindros	U	1	1,25	1,6	
	M	1,25	1,4	1,8	
	P	1,8	2	2,24	
Máq. a pistones 1-3 cilindros	U	1,25	1,6	1,8	
	M	1,6	1,8	2	
	P	2	2,24	2,5	

Tabla Nº 4		Factor vida útil teórica							F _{vt}	
Condiciones de carga		Vida útil teórica (horas)								
Máquina motriz		3000	4000	5000	7500	10000	15000	20000		
Motor eléctrico o turbina	U	0,8	0,9	1	1,12	1,25	1,4	1,6	1,8	
	M	1	1,12	1,25	1,32	1,4	1,6	1,8	2	
	P	1,4	1,5	1,8	1,85	1,9	2	2,24		

* Parámetros de carga tomados de la experiencia

U = carga uniforme

M = carga media

P = carga pesada

* = dimensionado exacto sobre pedido

** = dimensionar solo para 24 horas/día

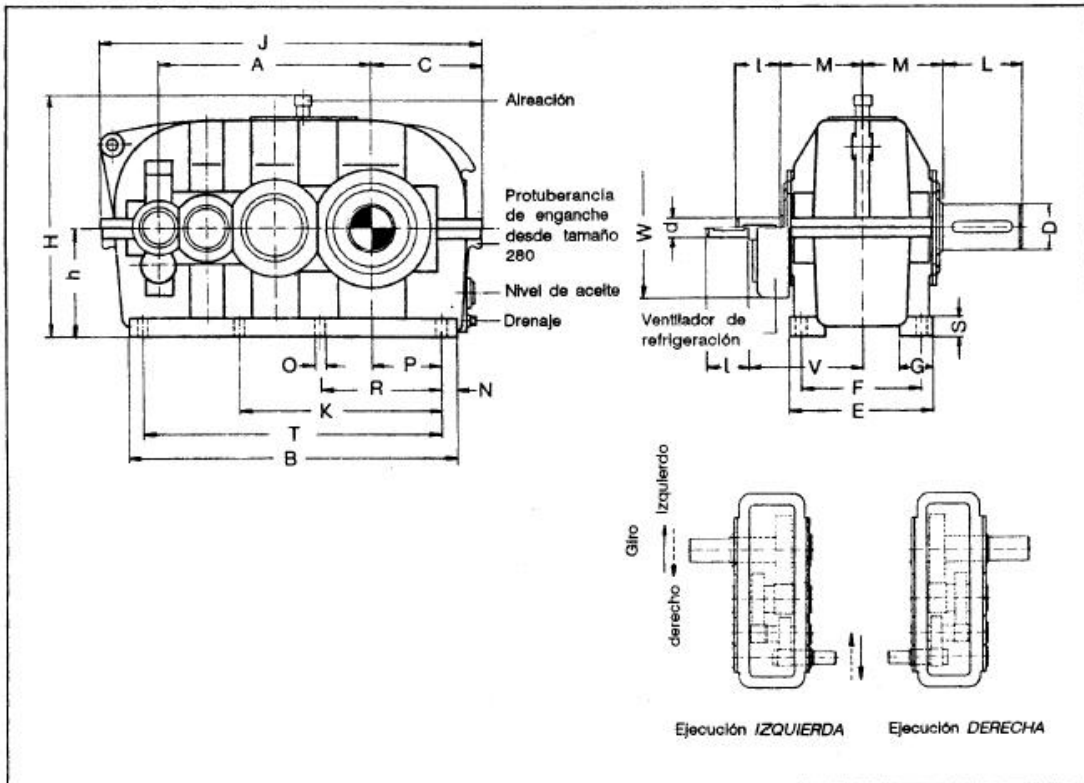
*** = condición de carga sobre pedido

- cargas no enunciadas o con variantes, sobre pedido.



Engranaje modular **DENTANORM®**
Ejes paralelos de tres etapas

CCN



Ejemplo de denominación:

Engranaje CCN 250 D

$P_N = 78 \text{ kW}$; $n_1 = 1500 \text{ min}^{-1}$
 $i_N = 40$ $n_2 = 38 \text{ min}^{-1}$

Ejecución normal, tamaño 250

D: ejecución **DERECHA** para transmisión de 78 kW con 1500 revoluciones de entrada y una relación $i_N = 40$

Tamaño	Eje de entrada						Dimensiones [mm]																			Ventilador	Mittel- Gewicht [	Volumen Lubr. dm³	
	$i_N \leq 45$		$i_N > 45$		$i_N > 100$		Eje de salida																						
	d	l	d	l	d	l	D	L	A	B	C	E	F	G	h	H	J	K	M	N	O	P	R	S	T				v
160	25	60	20	50			70	140	350	555	190	250	210	65	180	430	645		145	30	18	115	210	35	495	250	300	160	8
180	30	80	25	60			80	170	395	625	215	270	230	70	200	475	725		160	30	18	135	240	35	565	260	300	215	10
200	35	80	30	80	20	50	90	170	440	685	240	300	250	75	225	520	805		175	35	23	145	255	40	615	295	380	295	14
225	45	110	35	80	25	60	100	210	495	775	260	320	270	80	250	570	895		190	35	23	165	290	45	705	310	380	405	22
250	50	110	40	110	30	80	110	210	555	860	290	370	310	90	280	625	1000		210	40	27	180	315	50	780	335	380	540	28
280	55	110	45	110	35	80	120	210	620	970	325	400	340	100	315	690	1120		230	45	27	200	355	55	880	355	530	720	39
315	60	140	50	110	40	110	140	250	700	1085	355	450	380	110	355	785	1255	655	260	50	33	220	405	60	985	390	530	970	56
355	70	140	55	110	45	110	160	300	785	1220	390	480	410	120	400	865	1400	740	285	55	33	245	450	65	1110	420	550	1300	80
400	75	140	60	140	50	110	170	300	880	1355	440	530	460	130	450	960	1565	840	305	55	33	280	510	70	1245	440	550	1770	115
450	85	170	70	140	55	110	190	350	990	1520	490	600	510	140	500	1065	1750	940	345	60	39	315	575	80	1400	485	550	2350	165
500	95	170	80	170	60	140	220	350	1105	1690	550	650	560	150	560	1185	1950	1050	475	70	39	350	645	90	1550	575	850	3350	220
560	105	210	90	170	70	140	250	410	1240	1895	610	750	640	160	630	1325	2175	1165	510	80	45	390	715	100	1735	615	850	4500	310
630	115	210	95	170	80	170	300	470	1395	2145	695	800	690	170	710	1485	2485	1320	580	80	45	445	800	110	1985	655	850	6100	450
710	125	250	110	210	90	170	340	550	1565	2400	760	900	770	190	800	1665	2740	1490	600	90	45	500	900	125	2220	700	850	8500	670
800	145	250	120	210	100	210	400	650	1760	2700	840	1000	870	200	900	1870	3040	1680	645	90	45	560	1100	140	2520	740	850	11950	900

Extremos de ejes con chavetas s/ DIN 6885 Hoja 1 forma A.
Centros de ejes s/DIN 332 forma DS (con rosca)
Tolerancias ISO para extremos de ejes:
hasta $\phi 50 \text{ mm } k_6$, más de $\phi 50 \text{ mm } m_6$.

Engranajes especiales o mayores de este tipo, sobre pedido.
Queda reservado el derecho a modificaciones técnicas.



Potencias

CCN

Rel. nom. i_N	Revol. nominales (min ⁻¹) n_1 n_2	Tamaño															
		160	180	200	225	250	280	315	355	400	450	500	560	630	710	800	
		Potencia nominal P_N (kW)															
14	1500	107	50	70	105	140	200	280	380	500	660	930	1810	2540	3270	4880	4900
	1000	71	34	47	73	95	135	190	270	390	500	700	1250	1770	2340	3420	3700
	750	53	26	36	55	74	105	150	215	300	390	560	940	1330	1760	2580	
16	1500	94	46	65	95	130	180	260	350	460	600	860	1610	2260	2910	4330	4390
	1000	62	32	44	66	88	120	170	250	350	460	640	1120	1580	2090	3060	3270
	750	47	24	33	50	68	95	135	200	270	360	530	830	1180	1560	2280	
18	1500	83	42	62	85	120	160	230	320	420	550	800	1490	2110	2790	4080	3900
	1000	56	30	42	60	80	105	150	220	320	420	590	1000	1410	1860	2720	3140
	750	41	22	32	45	62	85	120	170	250	330	480	780	1110	1460	2170	
20	1500	75	39	59	73	105	145	205	295	385	500	740	1320	1860	2460	3600	3440
	1000	50	27	39	54	70	98	140	200	290	380	550	880	1240	1640	2400	2770
	750	38	20	30	43	55	77	110	160	240	305	445	690	990	1290	1920	
22,4	1500	67	35	52	66	93	130	185	270	350	480	700	1170	1640	2170	3180	3040
	1000	45	24	35	50	65	91	130	190	265	345	520	780	1100	1450	2120	2460
	750	33	18	26	38	49	69	96	140	215	275	400	620	880	1140	1710	
25	1500	60	30	44	62	83	115	160	235	330	450	660	1030	1450	1930	2820	2900
	1000	40	20	30	42	57	80	110	165	255	315	460	730	1040	1350	2010	2180
	750	30	15	22	31	43	60	85	125	195	240	350	550	780	1010	1510	
28	1500	54	27	40	58	75	105	145	215	310	405	590	910	1290	1700	2440	2550
	1000	36	18	27	38	52	72	100	150	230	285	420	640	910	1190	1770	1920
	750	27	14	20	28	39	54	77	115	165	215	315	490	690	890	1330	
31,5	1500	48	24	33	48	69	95	130	200	290	385	560	820	1170	1540	2260	2310
	1000	32	16	22	33	46	63	87	130	200	255	370	580	820	1070	1600	1740
	750	24	13	17	25	34	49	65	100	150	190	280	440	620	810	1200	
35,5	1500	42	22	32	46	62	87	120	180	280	345	500	770	1100	1430	2120	3070
	1000	28	15	22	30	41	58	82	120	185	230	340	510	720	950	1410	2030
	750	21	11	16	23	31	43	61	90	140	175	250	385	550	710	1060	1530
40	1500	38	20	30	43	56	78	110	160	240	310	450	700	990	1290	1920	2770
	1000	25	14	21	28	37	52	72	105	165	205	300	465	660	860	1280	1850
	750	19	10	15	22	29	41	56	82	125	155	230	350	495	640	960	1390
45	1500	33,5	17	26	36	50	69	97	145	220	275	400	620	880	1150	1710	2480
	1000	22	12	17	25	33	46	64	95	150	180	265	455	640	780	1140	1650
	750	16,6	8,5	13	18	26	36	50	74	115	140	205	320	455	600	880	1260
50	1500	30	15	23	32	44	62	87	130	200	245	360	550	780	1030	1540	2220
	1000	20	11	15	22	31	43	60	87	135	165	240	365	520	690	1020	1480
	750	15	8	12	16	23	32	44	65	100	120	180	290	410	540	780	1130
56	1500	27	14	20	28	39	56	77	115	175	220	320	500	700	920	1370	1980
	1000	18	9,5	14	19	27	38	53	77	120	145	215	340	485	640	930	1330
	750	13,4	7	10	15	21	28	40	59	91	110	165	255	360	475	690	990
63	1500	24	11	17	23	35	45	63	100	150	195	285	440	630	810	1220	1760
	1000	16	7,5	11	16	24	30	43	69	105	130	190	300	430	560	820	1180
	750	12	6	8,5	12	18	23	32	52	78	98	145	230	325	430	630	900
71	1500	21	9,5	15	21	31	40	56	90	135	175	250	395	560	730	1090	1570
	1000	14	6,5	10	14	22	27	39	61	92	115	170	270	380	500	730	1050
	750	10,5	5	7,5	11	16	20	29	46	69	86	125	200	285	380	550	790
80	1500	18,8	8,5	14	19	29	36	51	82	120	155	230	350	495	640	960	1390
	1000	12,5	6	9	13	19	24	34	54	82	100	150	240	340	450	650	940
	750	9,4	4,5	7	10	14	19	27	40	63	78	110	180	255	340	495	700
90	1500	16,7	8	12	17	26	32	46	74	110	140	205	320	455	600	880	1260
	1000	11,1	5,5	8	11	17	22	31	49	74	92	135	210	300	395	570	820
	750	8,3	4	6,5	9	13	17	24	37	57	69	100	160	225	295	430	620
100	1500	15	9,5	16	24	30	44	60	95	130	175	290	410	540	780	1130	
	1000	10	6,5	11	16	21	30	40	63	86	115	190	270	360	520	750	
	750	7,5	5	8	12	16	22	30	47	65	87	145	205	270	395	560	
112	1500	13,4	10	15	21	29	40	53	84	115	155	255	360	475	690	990	
	1000	8,9	7	10	14	19	27	36	57	78	105	170	245	325	470	670	
	750	6,7	5	7,5	11	15	20	27	43	58	78	130	185	245	355	510	
Rel. nom. i_N	Rev. entrada (min ⁻¹) n_1	Tamaño															
		160	180	200	225	250	280	315	355	400	450	500	560	630	710	800	
		Capacidad térmica P_{G1} (kW) para engranaje sin refrigeración															
14	1500	42	53	65	90	108	132	172	212	265	335	405	510	650	790	1010	
	a	1000	39	48	60	80	98	125	168	202	255	330	400	490	630	760	990
	750	33	44	54	75	90	118	152	195	242	312	388	485	620	750	970	
35,5	1500	36	48	60	80	97	122	165	202	255	330	395	495	630	770	990	
	a	1000	32	44	55	70	88	112	155	192	243	310	375	475	605	740	960
	750	30	40	50	65	80	100	135	172	222	295	368	468	595	720	940	
Capacidad térmica P_{G2} (kW) para engranaje con ventilador de refrigeración																	
14	1500	75	90	110	140	170	220	270	340	420	520	640	800	1050	1310	1510	
	a	1000	65	83	100	130	160	205	250	320	380	492	590	750	1002	1260	1450
	750	61	78	95	125	152	196	240	305	362	470	560	710	960	1210	1450	
35,5	1500	72	88	106	138	162	205	260	324	387	500	590	755	1000	1250	1510	
	a	1000	63	80	95	128	153	195	245	305	360	466	552	700	942	1190	1450
	750	58	75	90	120	140	180	232	290	342	445	522	670	900	1150	1400	
Capacidad térmica P_{G3} (kW) para engranaje con serpentina de refrigeración																	
14	1500	100	120	140	170	200	250	288	360	430	545	640	750	850	1010	1210	
	a	1000	96	115	132	160	195	245	280	348	425	535	615	720	820	980	1190
	750	92	110	126	150	190	240	272	340	420	515	605	715	805	960	1160	
Capacidad térmica P_{G4} (kW) para engranaje con ventilador y serpentina de refrigeración																	
14	1500	133	157	185	220	262	338	386	488	585	730	875	1040	1250	1510	1760	
	a	1000	122	150	172	210	257	325	362	466	550	697	805	980	1192	1450	1700
	750	120	144	167	200	252	318	360	450	540	673	777	940	1145	1400	1650	

Normas del Comité Sueco y Costo de fabricación**Norma de Comité Sueco.**

Caso	Velocidad del	Potencia	r.p.m., % del	Ciclos de	Coeficiente
Operación normal basada en resistencia a la fatiga					
1	V_{ci} a V_{cs}	Nominal y parcial al 50%	100		1,2
2	$V_n + V_{raf} = 2 V_n$	Nominal	100	1*10	1,2
3	$V_{cs} - V_{raf} = 0,6 V_{cs}$	Nominal	115		1,2
4	$V_{cs} - V_{raf} = 1,6 V_{cs}$	Nominal	115		1,2
5	$V_{cs} - V_{raf} = 1,6 V_{cs}$	Nominal	85	50	1,2
6	$1,2 V_{cs} - V_{raf} = 1,6 V_{cs}$	Nominal	115	50	1,2
7	$1,2 V_{cs}$	Nominal	115 Puesta en bandera rápida	500	1,2
8	60 m/s supervivencia		Inmovil en bandera horizontal		1,5
9	60 m/s		paso 40° a 85°		1,5
10	45,6 m/s		Pala vertical		1,5
Mantenimiento					

Costo de fabricación del rotor.

N°	Detalle	m	Kg	Precio Unit. U\$S	Precio Total U\$S
1	Balsa SuperLite S56 CK	50		29.49	1474.50
2	Gel-coat		20	3	60.00
3	Adhesivo		30	3.2	96.00
4	Material de 300 g m	100	33.33	2.9	96.67
5	Unidireccionales 0° 90° 700 g m	100	76.92	4.5	346.15
6	Unidireccionales 45° 700 g m	100	76.92	4.5	346.15
7	Poliester isofstálico		85	2.35	199.75
8	Film de vacío		1	100	100.00
9	Descartables y desmoldantes		10	1	10.00

Costo construcción de la base.

N°	Detalle	m3	\$/m3	Total
1	Excavación	303.4	10	3034.00
2	Doblado y armado de hierro. Encofrado y hormigonado	85	500	42500.00

Grupos Electrógenos

Output Ratings

Generating Set Model	P600	P660E
380 – 415V, 50 Hz	600 kVA 480 kW	660 kVA 528 kW
480V, 60 Hz	n/a	n/a
	n/a	n/a

Ratings at 0.8 pf

Ratings Definitions

Prime Power – Model P600

These ratings are applicable for supplying continuous electrical power (at variable load) in lieu of commercially purchased power. There is no limitation to the annual hours of operation and this model can supply 10% overload power for 1 hour in 12 hours.

Standby Power – Model P660E

These ratings are applicable for supplying continuous electrical power (at variable load) in event of a utility power failure. No overload is permitted on these ratings. The alternator on this model is peak continuous rated (as defined in ISO8528-3).

Technical Data

Engine Model:	Perkins 3012TAG2B	
Alternator Model:	LL 7024 D	
Number of Cylinders:	12V	
Cubic Capacity: Litres (cu.in)	26.11 (1593)	
Bore/Stroke: mm (in)	135.0 (5.31)/152.4 (6.0)	
Compression ratio:	14.5:1	
Aspiration:	Turbocharged, AA Charge Cooled	
Frequency:	50 Hz	60 Hz
Engine Speed:	1500 RPM	1800 RPM
Gross Engine Power: kW (hp)	624 (837)	n/a
BMEP: kPa (psi)	1427 (207)	n/a
Piston Speed: m/sec (ft/sec)	7.60 (24.9)	n/a
Fuel Tank Capacity: Litres (US Gal)	1310 (346)	n/a
Fuel Consump, P600: 1/hr (USg/hr)	121 (31.9)	n/a
Fuel Consump, P660E: 1/hr (USg/hr)	132 (34.9)	n/a
Heat Rejection to Exhaust System: kW (Btu/min)	403 (22923)	n/a
Heat Rejection to Cooling System: kW (Btu/min)	303 (17235)	n/a
Total Radiated Heat: kW (Btu/min)	105 (5972)	n/a
Exhaust Temperature: °C (°F)	465 (869)	n/a
Radiator Cooling Air Flow: m³/min (cfm)	914 (32266)	n/a
Combustion Air Flow: m³/min (cfm)	46.5 (1642)	n/a
Exhaust Gas Flow: m³/min (cfm)	115 (4054)	n/a

Note: Standard reference conditions 27 °C (80 °F) Air Inlet Temp, 152.4m (500ft) A.S.L., 60% relative humidity. All engine performance data based on the above mentioned maximum continuous ratings. Fuel consumption data at full load with diesel fuel with specific gravity of 0.85 and conforming to BS2869: 1998, Class A2.

Dimensions and Weights

Length: mm (in)	Width: mm (in)	Height: mm (in)	Dry: kg (lb)	Wet: kg (lb)
3826 (151)	1512 (59.5)	2206 (86.9)	5265 (11609)	5388 (11881)

Dry = With Lube Oil Wet = With Lube Oil and Coolant

Generating set pictured may include optional accessories



P600 – P660E



FG Wilson (Engineering) Ltd
Old Glenarm Road, Larne, County Antrim BT40 1EJ
Northern Ireland, United Kingdom
Tel: +44 (0) 28 2826 1000 Fax: +44 (0) 28 2826 1111
www.FGWilson.com

In line with our policy of continuous product development, we reserve the right to change specification without notice.
P600-P660E-01/2002



The 1001 Series is a keystack control panel fully equipped with all the necessary instruments and protection devices but no optional features are available.

Standard specification

► Construction and finish

Components installed in a heavy duty sheet steel enclosure

Phosphate chemical pre-coating of steel provides corrosion resistant surface

Polyester composite powder top-coat forms high gloss and extremely durable finish

Lockable hinged panel door provides for easy component access

► Mounting

Mounted to generating set baseframe on robust steel stand

Vibration isolated from generating set

Located at rear of generating set with excellent panel visibility

Installed as an integral part of the enclosure on enclosed generating sets

► Instrumentation

AC instruments are 90° deflection, 72 mm square, flush mounting

AC instruments in accordance with IEC60051 and 60529, DIN43700 and 43718, BSEN60051 and 61010, UL94

Engine gauges are heavy duty, 52 mm diameter, electrically operated

► Controls

Protected by fused DC supply from starting battery

Printed circuit board assemblies with field proven circuit elements

Thoroughly tested during manufacture and final test of generating set

Multi-pin plug and socket connections for ease in servicing

Switches and pushbuttons are heavy duty industrial type

Internal AC and DC panel wiring harnesses pre-formed for uniform routing and enhanced interconnect reliability



1001 Series



Control panel



