



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

Diseño de un controlador para un generador eólico

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Eléctrico electrónico

P R E S E N T A N

López Rionda Vianney
Nophal Jiménez Ixsacbe

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Rodolfo Peters Lammel



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2004

1. INTRODUCCIÓN

La concienciación reciente para el medio ambiente y la naturaleza se ve reflejada en la demanda de nuevas formas de energía. Su explotación cuenta con un alto grado de aceptación, ya que se reconoció que las fuentes convencionales de energía tales como el carbón, el petróleo y el gas natural son limitadas. Además, la creciente demanda de energía en los países umbrales de la industrialización y en países en vía de desarrollo presenta uno de los problemas elementales, que sólo se pueden solucionar mediante una planificación energética inteligente a largo plazo.

Entre todos los intentos de solución resultó que el aprovechamiento de la energía eólica representa una fuente de energía renovable muy importante, tanto más que ya ahora y a nivel mundial se reconoce que esta rama tiene un alto potencial económico en el mercado de las energías renovables.

La energía eólica es la energía que podemos obtener de la fuerza del viento. El mayor interés que existe actualmente es la producción de electricidad a partir del viento con el fin de sustituir los costosos combustibles fósiles. Las principales dificultades que presenta el aprovechamiento de esta fuente son: las variaciones en la velocidad del viento y la incapacidad de asegurar un suministro regular o constante.

La energía eólica es una fuente de energía segura y renovable, no produce emisiones a la atmósfera ni genera residuos, salvo los de la fabricación de los equipos y el aceite de los engranajes. Se trata de instalaciones móviles, cuya desmantelación permite recuperar totalmente la zona, tiene un rápido tiempo de construcción (inferior a 6 meses). Su instalación es compatible con otros muchos usos del suelo

El dispositivo capaz de convertir la fuerza del viento en electricidad aprovechable se llama aerogenerador o generador eólico, y consiste en un sistema mecánico de rotación, provisto de palas al igual que el tradicional molino de viento, acopladas a un generador eléctrico (alternador o dinamo). Cuando el viento mueve las palas también hace girar al generador eléctrico, produciendo electricidad, al mismo tiempo, la envía hacia el sistema de acumulación (baterías o acumuladores eléctricos) donde se almacenará para su uso en el momento necesario, también puede requerirse un sistema de adaptación del generador eólico a la red, o bien de la transformación a continua de la energía absorbida de la red.

Para el control de la turbina eólica se necesita de varios ordenadores que continuamente supervisan las condiciones de la turbina eólica, y recogen estadísticas de su funcionamiento. Como su propio nombre indica, el controlador también controla un gran número de interruptores, bombas hidráulicas, válvulas y motores dentro de la turbina. Cuando el tamaño de una turbina eólica crece hasta máquinas de megavatios, se hace incluso más importante que su tasa de disponibilidad sea alta, es decir, que funcionen de forma segura todo el tiempo.

Normalmente, suele haber un controlador en la parte inferior de la torre y otro en la góndola. En los modelos recientes de aerogeneradores, la comunicación entre controladores suele hacerse utilizando fibra óptica.

Es posible monitorear o fijar alrededor de entre 100 y 500 valores de parámetros en una turbina eólica moderna. Por ejemplo, el controlador puede contrastar la velocidad de rotación del rotor, el generador, su voltaje y corriente. Además, los rayos y su carga pueden ser registrados. También pueden realizarse medidas de la temperatura del aire exterior, la temperatura en los armarios electrónicos, la temperatura del aceite en el multiplicador, la temperatura de los devanados del generador, la temperatura de los cojinetes del multiplicador, la presión hidráulica, el ángulo de paso de cada pala del rotor (en máquinas de regulación por cambio del ángulo de paso pitch controlled o de regulación activa por pérdida aerodinámica stall controlled, el ángulo de orientación (contando el número de dientes en la corona de orientación), el número de vueltas en los cables de alimentación, la dirección del viento, la velocidad del viento del anemómetro, el tamaño y la frecuencia de las vibraciones en la góndola y en las palas del rotor, el espesor de las zapatas del freno, si la puerta de la torre está abierta o cerrada (sistema de alarma).

En el capítulo 2 hablaremos de los antecedentes de la energía eólica así como la disponibilidad del recurso en nuestro país. En el capítulo 3 describiremos las partes que componen un aerogenerador, así como los distintos tipos de éstos. En el siguiente capítulo se explicará el principio de funcionamiento de una máquina eléctrica y ventajas y desventajas de diferentes máquinas eléctricas para el uso de aerogeneradores. En el capítulo 5 mencionaremos algunos de los parámetros de diseño para la construcción de las palas y el rotor. En el capítulo posterior, definiremos las formas de control de velocidad de aerogeneradores y el diseño elegido para la presentación de esta tesis.

2. ENERGÍA EÓLICA

2.2 Antecedentes

La energía eólica ha sido aprovechada desde hace 3000 años a.C. por los egipcios como fuerza motriz en la navegación. Hace unos 2000 años, al parecer, en Persia se originaron los primeros molinos de viento. Estos eran de eje horizontal y movían un par de piedras redondas sin emplear engranes. Este recurso también fue utilizado por los chinos para bombeo de agua.

En Europa los primeros molinos de viento datan de 1105. Para el siglo XVII la tecnología en molinos estaba muy desarrollada, siendo los holandeses los más avanzados. En ese tiempo se contaba con 10000 molinos sumando 110MW en Inglaterra; y en los países bajos se contaba con 12000 molinos totalizando 125MW.

En 1745 el inglés E. Lee inventó la cola del molino. Esta orienta al molino perpendicularmente al viento para maximizar la energía capturada.

A principios del siglo XIX el principal objetivo de desarrollo tecnológico en molinos de viento eran las aspas y el control automático del eje de rotación. A mediados de siglo, D. Halladay introdujo las aerobombas en Estados Unidos. En 1883, S. Perry las fabricó de acero a un bajo costo y confiables, pero ineficientes.

A finales del siglo XIX y principios del XX se comenzó a utilizar la energía eólica para generar electricidad. P. Lacour diseñó el primer aerogenerador eléctrico, que entró en operación en 1890, poco tiempo después del generador eléctrico de vapor.

Actualmente la generación de electricidad a partir del viento se realiza por medio de aspas o hélices que hacen girar un eje central conectado a un generador eléctrico a través de un sistema de engranajes.

2.2 Características y Disponibilidad del Recurso

Los vientos ocurren por diferencias de presión generadas por un calentamiento no uniforme de la atmósfera terrestre, desplazándose grandes masas de aire de las zonas de alta presión a las de baja. Aproximadamente el 2% del calor del sol que llega a la tierra se convierte en energía cinética (3.5×10^{12} kW), de ésta solo una fracción muy pequeña puede ser aprovechada ya que buena parte de estos vientos ocurren a grandes alturas o sobre los océanos, mar adentro. Las velocidades del viento promedio van de 0.25 m/s para los lugares con muy baja incidencia de viento hasta los 10 y 12.5 m/s para los más altos.

Los factores más importantes que determinan el comportamiento del viento son: la radiación solar y la rotación de la tierra. Las variaciones estacionales son debidas al ángulo de inclinación del eje relativo de la tierra y por lo tanto su posición con respecto al sol. Esto es lo que rige el comportamiento a nivel macro¹ y de ahí se pueden estimar algunos sitios como los más probables ventosos como los hemisferios y sus locaciones cercanas.

¹ Describe las propiedades de las masas de aire con escalas de cientos de kilómetros en proyección horizontal

Los factores que determinan el comportamiento de los vientos a nivel micro² son la topografía del lugar, altura, fricción sobre la superficie, montañas, diferencias de temperaturas entre el día y la noche.

Por cuestiones tecnológicas, sólo los vientos que fluyen en los primeros 150m son aprovechables, sólo una mínima fracción de los vientos se convierte en energía útil. A mayor altura el contenido energético del viento es mayor (debido al efecto de rugosidad del terreno).

2.3 Energía Eólica en México

México tiene un gran potencial en energías renovables. Cuenta actualmente con cerca de 10,500 MW de este tipo de energías, siendo la energía hidráulica y geotérmica las más desarrolladas, con 9,679 y 837 MW de generación, respectivamente. Ha habido poco avance relativo en materia de energía eólica y solar: se cuenta con alrededor de 12 MW instalados de energía solar, y 5.7 MW de energía eólica. Se calcula de manera conservadora que existe un potencial adicional de alrededor de 17,000 MW adicionales, si se cuentan la energía hidráulica y mini hidráulica, la energía eólica y la solar. El mapa adjunto ilustra las regiones de energía eólica en México.

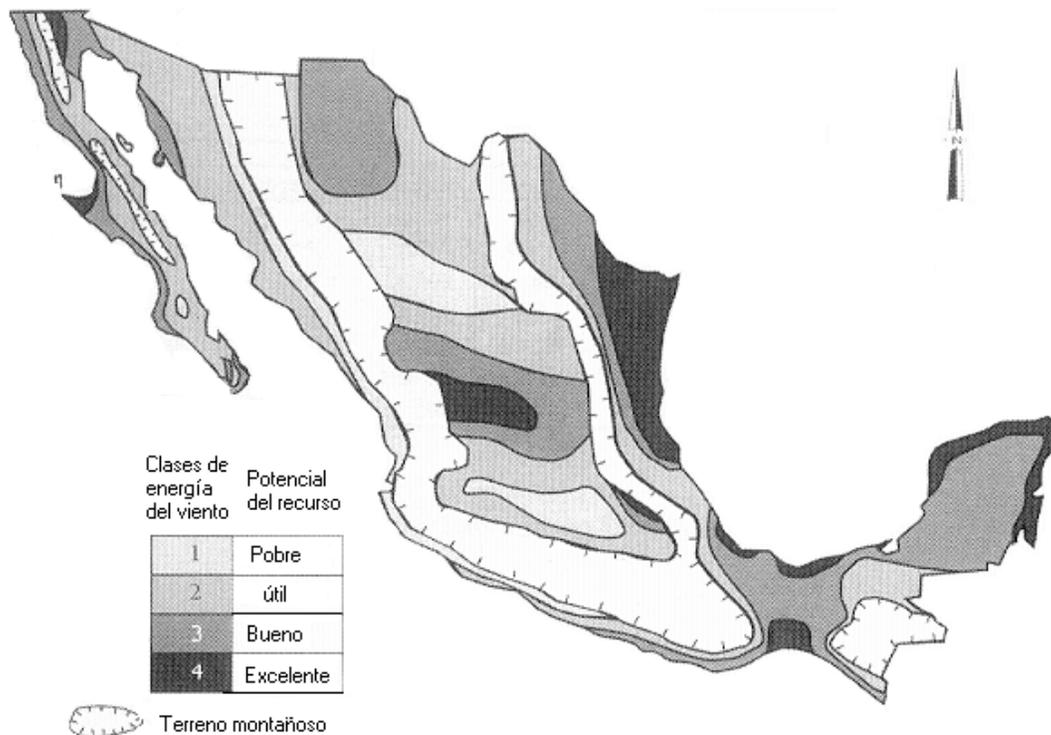


Figura 2.1 Regiones de energía eólica en México

México se integró al grupo de países que generan electricidad a partir de la energía del viento en el año de 1994 cuando la Comisión Federal de Electricidad construyó una planta eólica prototipo en la Venta, Oaxaca, donde hay grandes extensiones de tierras planas, permitiendo la competitividad de la tecnología y el aprovechamiento de la bondad del recurso eólico, con capacidad de 1.5 MW (esto equivale a

² Describe las propiedades que transmiten al flujo las rugosidades superficiales naturales y artificiales

proporcionar electricidad a 150 casas por día en la ciudad de México) y una capacidad adicional en aerogeneradores y aerobombas de aproximadamente 2.4 MW, según el *Balance Nacional de Energía* de 1997 constituida por 7 aerogeneradores Vestas (Daneses) de 225 kW cada uno.

Esta tecnología se considera una fuente renovable en nuestro país, ya que desde hace muchos años en los estados de Coahuila y Yucatán se utilizan los molinos de viento para bombear agua, acoplando directamente una bomba al rotor del molino. La energía eólica es relativamente cara por los subsidios agregados, pero no contamina y es una solución tangible para mejorar nuestro medio ambiente y aprovechar los recursos naturales.

En nuestro país hay muchas zonas con alto potencial energético proveniente del viento. Están el Istmo de Tehuantepec, especialmente en las cercanías de Salina Cruz y Juchitán; Zacatecas en el Cerro de la Bufo y el de la Virgen. Estos son los que más destacan por la intensidad del viento y por la extensión en la cual sopla.

En México, el desarrollo de la tecnología de conversión de energía eólica a electricidad, se inició con un programa de aprovechamiento de la energía eólica en el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) en febrero de 1977, cuando la Gerencia General de Operación de Comisión Federal de Electricidad, cedió al IIE la Estación Experimental Eoloeléctrica de El Gavillero, en las cercanías de Huichapan, Hidalgo, donde se pretendía energizar el ejido ya electrificado y con servicio, a partir de una microcentral eólica, integrada por dos aerogeneradores australianos Dunlite de 2 kW cada uno, un banco de baterías, y un inversor de 6 kW para alimentar la red de distribución del poblado. El inversor, construido por personal de CFE, fallaba arriba de los 2 kW de demanda por problemas de calidad de componentes, por lo que físicamente no pudo realizarse el experimento, sin embargo, estando instrumentado el sitio, se tenían los promedios horarios de velocidad del viento y conociéndose las características de respuesta de los aerogeneradores era posible estimar numéricamente la energía que podría suministrarse al ejido. El régimen de vientos del lugar producía exceso de energía en verano y déficit en invierno para el consumo normal del poblado.

El conocimiento del recurso energético eólico en México está a nivel exploratorio y de reconocimiento. Las mediciones realizadas principalmente por el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) y algunas otras entidades o empresas, han servido para confirmar la existencia de vientos técnicamente aprovechables y económicamente viables en diversas regiones de nuestro país.

El IIE elaboró los anteproyectos de un aerogenerador de 50 kW y de otro de 100 kW para ser montado en las inmediaciones de la Estación de El Gavillero junto a un pozo profundo donde se instaló una bomba de 100 HP. Proyecto que careció de respaldo económico para su ejecución.

Para la generación industrial de electricidad existen sólo tres proyectos importantes:

1. Un aerogenerador de Mitsubishi de 250 kW (equivalente a la energía que consumen 2,500 focos de 100 W) que instaló la compañía Exportadora de Sal en Guerrero Negro, Baja California Sur.

2. Un proyecto que encabezan el municipio de Zacatecas y el Instituto de Investigaciones Eléctricas, para la instalación de aerogeneradores en las cercanías de la ciudad de Zacatecas.
3. El proyecto de la Venta, Oaxaca, de la Comisión Federal de Electricidad.

Existen varias ventajas competitivas de la energía eólica con respecto a otras opciones, como son:

- Se reduce la dependencia de combustibles fósiles.
- Los niveles de emisiones contaminantes se reducen.
- Las tecnologías de la energía eólica se encuentran desarrolladas para competir con otras fuentes energéticas.
- El tiempo de construcción es menor con respecto a otras opciones energéticas.

El IIE, otras entidades y empresas han confirmado a nivel de prefactibilidad, la existencia de vientos técnicamente aprovechables y económicamente viables en las siguientes regiones:

- Sur del Istmo de Tehuantepec.

Esta región cuenta con un área de 1000 km cuadrados con vientos muy intensos. Este intenso viento del norte desde el otoño hasta la primavera es generado por un fenómeno monzónico entre el Golfo de México y el Golfo de Tehuantepec. Esta región, considerando la infraestructura eléctrica existente y otros usos del suelo podría asimilar una capacidad instalada del orden de los 2000 a 3000 MW, con un *factor de planta*³ medio de 0.45. En las zonas más propicias se llega a obtener un factor de planta del 0.6 anual y de 0.9 o más en el otoño e invierno.

- Península de Yucatán

La exposición de la península a *viento alisios*⁴ de primavera y verano, incrementados en su costa oriental por la brisa marina y a los nortes en el invierno, hacen de Cabo Catoche, la costa de Quintana Roo y el oriente de Cozumel zonas con un potencial eólico interesante.

- Región Central

En la región central del altiplano, prevalecen los vientos alisios de verano, desde Tlaxcala a Guanajuato. Estos vientos complementan estacionalmente, a los del altiplano norte y los del sur del Istmo de Tehuantepec. La complejidad orográfica de esta región debe dar lugar a la existencia de innumerables pasos y mesetas donde el viento sea energéticamente aprovechable.

³ El factor de planta mide el grado de utilización de la capacidad efectiva de una central eléctrica.

⁴ Viento por lo general con dirección del Noreste, en el hemisferio Norte. Es la dirección del viento que domina la franja tropical

➤ Península de Baja California.

Esta península es interesante eoloenergéticamente hablando, por varias razones: su extensión geográfica, baja densidad poblacional y es alimentada eléctricamente con sistemas aislados. En sus montañas y en innumerables pasos proporciona lugares con un potencial explotable. El poblado de la Rumorosa y zonas aledañas, así como el paso entre la Sierra de Juárez y la Sierra de San Pedro Mártir, por donde cruza la carretera y la línea eléctrica de Ensenada a San Felipe en el Golfo de California, son algunos ejemplos de zonas con alto potencial eólico.

➤ Altiplano norte.

Las regiones desde Zacatecas hasta la frontera de los Estados Unidos de América, existe una corriente intensa y persistente de octubre a marzo. Al impactar esta corriente con la Sierra Madre Occidental, se generan zonas con potencial explotable. En el norte del estado de Coahuila existen zonas sumamente ventosas.

➤ Las costas del país.

El extenso litoral e islas de México son adecuadas para la generación eléctrica en pequeña escala y almacenamiento en baterías y sistemas híbridos diesel-eólicos. La generación eoloeléctrica para la producción de hidrógeno en las costas tendrá una gran importancia a mediados de este siglo⁵.

A mediados de éste siglo, cuando las termoeléctricas a combustóleo y carbón sean historia, y la población en México se estabilice alrededor de los 130 millones de mexicanos, nuestro sistema eléctrico deberá alcanzar el orden de los 125,000 MW instalados, en esas condiciones, la energía eólica podrá contribuir con la generación eléctrica del orden de 30,000 MW instalados de aerogeneradores.

⁵ Estimado por la CONAE (www.conae.gob.mx)

3. AEROGENERADORES

El aerogenerador es un dispositivo que convierte la fuerza del viento en electricidad. Este tipo de energía es inagotable y no contamina. Aunque la colocación de un aerogenerador puede ser costosa, a la larga se obtienen resultados positivos, sobre todo con respecto a la economía.

3.1 Partes del aerogenerador

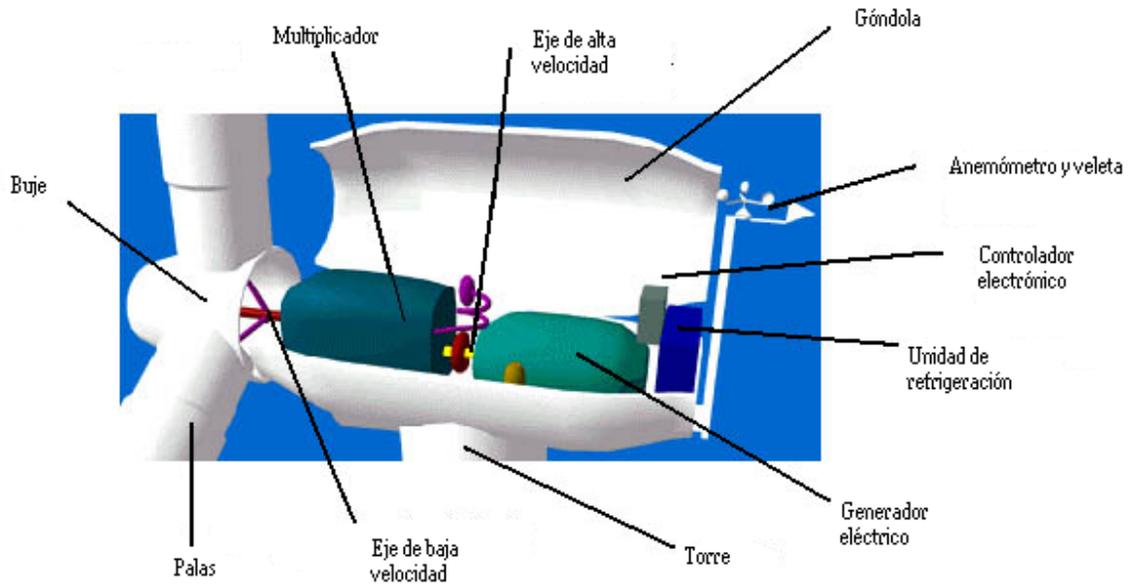


Fig 3.1 Partes de una turbina eólica.

- a) La góndola contiene los componentes clave del aerogenerador, incluyendo el multiplicador y el generador eléctrico. A la izquierda de la góndola tenemos el rotor del aerogenerador, es decir, las palas y el buje.
- b) Las palas del rotor capturan el viento y transmiten su potencia hacia el buje. En un aerogenerador moderno de 1000 kW cada pala mide alrededor de 27 metros de longitud y su diseño es muy parecido al del ala de un avión.
- c) El buje del rotor está acoplado al eje de baja velocidad del aerogenerador.
- d) El eje de baja velocidad del aerogenerador conecta el buje del rotor al multiplicador.
- e) El eje de alta velocidad gira aproximadamente a 1,500 revoluciones por minuto (r.p.m.), lo que permite el funcionamiento del generador eléctrico. Está equipado con un freno mecánico de emergencia. El freno mecánico se utiliza en caso de fallo del freno aerodinámico, o durante las labores de mantenimiento de la turbina.
- f) El generador eléctrico suele llamarse generador asíncrono o de inducción.

- g) El mecanismo de orientación es activado por el controlador electrónico, que vigila la dirección del viento utilizando la veleta. Normalmente, la turbina sólo se orientará unos pocos grados cada vez, cuando el viento cambia de dirección.
- h) La unidad de refrigeración contiene un ventilador eléctrico utilizado para enfriar el generador eléctrico. Además contiene una unidad de refrigeración del aceite empleada para enfriar el aceite del multiplicador. Algunas turbinas tienen generadores enfriados por agua.
- i) La torre del aerogenerador soporta la góndola y el rotor. En los grandes aerogeneradores las torres tubulares pueden ser de acero, de celosía o de hormigón.
- j) El anemómetro y la veleta se utilizan para medir la velocidad y la dirección del viento.

3.2 Clases de Aerogeneradores.

Se definen en general, los aerogeneradores según la posición de su eje de rotación, con relación a la dirección del viento. Básicamente se dividen en:

- Aerogeneradores de eje horizontal.
- Aerogeneradores de eje vertical.

3.2.1 Aerogeneradores de eje horizontal.

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

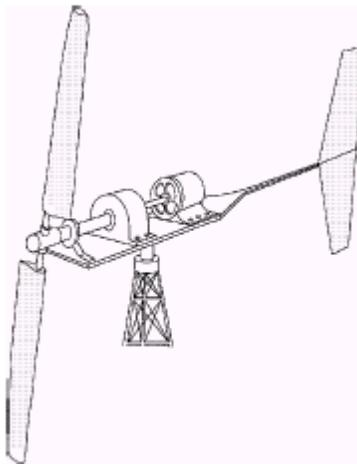


Fig 3.2.- Aerogenerador de eje horizontal bipala.

3.2.2 Aerogeneradores de eje vertical.

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

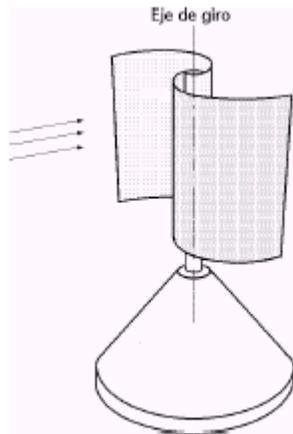


Fig 3.3.- Aerogenerador Darrieux

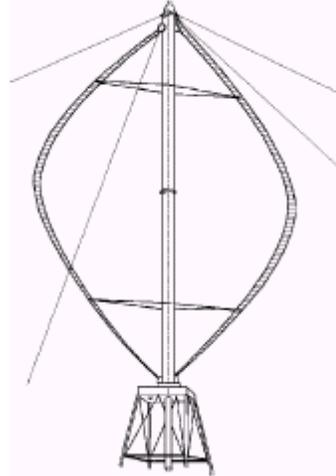


Fig 3.4.- Aerogenerador Savonius

Entre las máquinas eólicas de eje vertical se pueden citar:

a) *El aerogenerador Savonius* Fig 3.4 que puede arrancar con poco viento, siendo muy sencilla su fabricación; tiene una velocidad de giro pequeña y su rendimiento es relativamente bajo.

b) *El aerogenerador Darrieux* o de catenaria Fig 3.3, requiere, para un correcto funcionamiento, vientos de 4 a 5 metros por segundo como mínimo, manteniendo grandes velocidades de giro y un buen rendimiento; se construyen con 2 ó 3 hojas.

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

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

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

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

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

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

3.3. Tipos de Palas

Los ingenieros de modernos aerogeneradores evitan construir grandes máquinas con un número par de palas. La razón más importante es la estabilidad de la turbina. Un rotor con un número impar de palas (y como mínimo tres palas) puede ser considerado como un disco a la hora de calcular las propiedades dinámicas de la máquina.

En una máquina de estructura rígida, un número par de palas en el rotor puede ocasionar problemas de estabilidad. La razón es que la pala más alta se flexiona debido a la máxima potencia del viento, y la torre hace sombra de viento a la pala más baja.

3.3.1 Concepto *multipala*

El molino multipala americano es utilizado para bombeo de agua prácticamente en todo el mundo, y cuyas características sentaron las bases para el diseño de los modernos generadores eólicos.

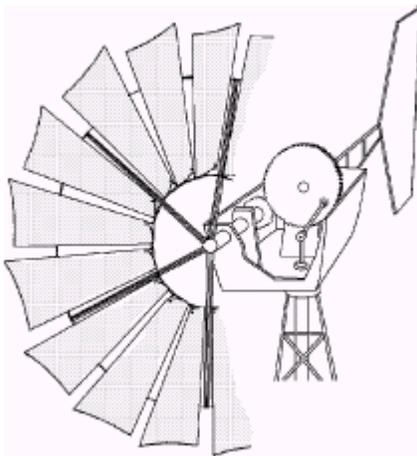


Fig. 3.5 Molino multipala

3.3.2 Concepto *Tripala*

La mayoría de aerogeneradores modernos tienen diseños tripala, con el rotor a barlovento¹ (en la cara de la torre que da al viento), usando motores eléctricos en sus

¹ Barlovento upwind, en la que el viento viene de frente hacia las palas, teniendo el sistema de orientación detrás, aguas abajo.

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

mecanismos de orientación. A este diseño se le suele llamar el clásico "concepto danés". La gran mayoría de las turbinas vendidas en los mercados mundiales poseen este diseño. El concepto básico fue introducido por primera vez por el célebre aerogenerador de Gedser, construido en 1956-57 por J. Juul para la compañía eléctrica SEAS en la costa de Gedser, en la parte sur de Dinamarca. La turbina tripala con rotor a barlovento, con orientación electromecánica y un generador asíncrono fue un diseño pionero de los modernos aerogeneradores.

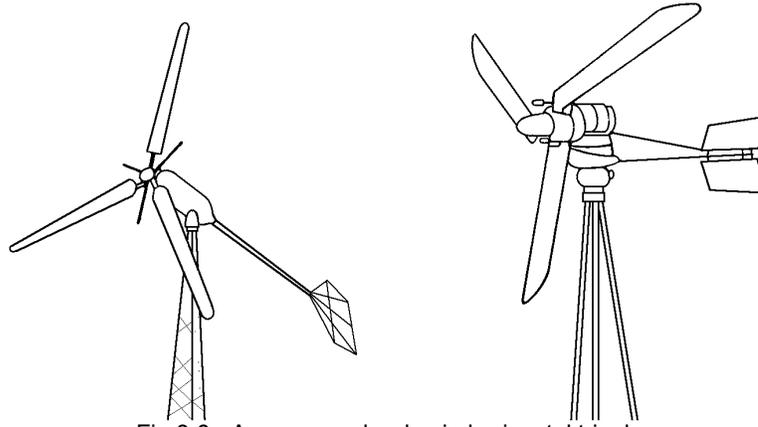


Fig 3.6.- Aerogenerador de eje horizontal tripala

3.3.3 Concepto Bipala

Los diseños bipala de aerogeneradores tienen la ventaja de ahorrar el coste de una pala y, por supuesto, su peso. Sin embargo, suelen tener dificultades para penetrar en el mercado, en parte porque necesitan una mayor velocidad de giro para producir la misma energía de salida. Esto supone una desventaja tanto en lo que respecta al ruido como al aspecto visual. Últimamente, varios fabricantes tradicionales de máquinas bipala han cambiado a diseños tripala. Las máquinas bi y monopala requieren de un diseño más complejo, con un rotor basculante (bujes oscilante), es decir, el rotor tiene que ser capaz de inclinarse, con el fin de evitar fuertes sacudidas en la turbina cada vez que una de las palas pasa por la torre.

3.3.4 Concepto Monopala

Los aerogeneradores monopala no están muy extendidos comercialmente, pues los inconvenientes de los bipala también son aplicables, e incluso en mayor medida, a las máquinas monopala. Además de una mayor velocidad de giro, y de los problemas de ruido, necesitan un contrapeso en el lado del buje opuesto a la pala que equilibre el rotor. Obviamente, esto anula el ahorro de peso comparado con un diseño bipala.

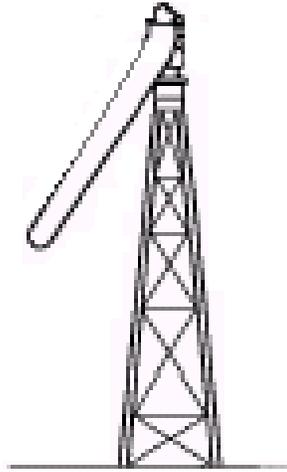


Fig. 3.7 Aerogenerador de eje horizontal monopala

4. GENERADORES ELÉCTRICOS

4.1 Conversión de energía electromecánica

La conversión de la energía mecánica de una turbina de viento en energía eléctrica puede ser realizada por uno de los siguientes tipos de máquinas eléctricas:

- Máquina de corriente directa (DC).
- Máquina síncrona.
- Máquina de inducción.

Estas máquinas trabajan en los principios de acción y reacción electromagnéticos. El resultado de la conversión de energía electromecánica es reversible. La misma máquina puede ser usada como el motor para convertir la energía eléctrica a energía mecánica o como el generador que convierte la energía mecánica en energía eléctrica.

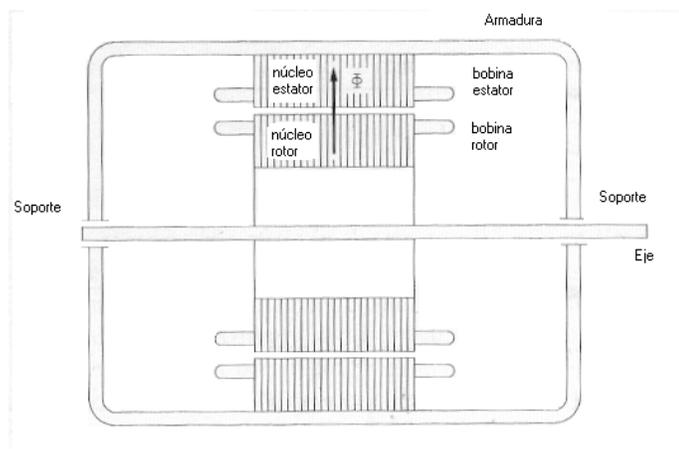


Fig 4.1 Características comunes de construcción de las máquinas eléctricas

La figura 4.1 representa las características comunes de las máquinas eléctricas. Típicamente hay un miembro externo fijo (estator) y un miembro interno rotatorio (rotor). El rotor es montado sobre baleros fijos al estator. Ambos, el estator y el rotor sostienen núcleos cilíndricos de acero, que están separados por un entrehierro. Los núcleos están hechos de acero magnético de alta permeabilidad, y tienen gruesos conductores empotrados en ranuras distribuidas alrededor de polos salientes. Los conductores son enrollados siguiendo la forma de la bobina alrededor de los polos magnéticos mencionados. La figura 4.2, es la vista transversal de la máquina eléctrica rotatoria con el estator, con los polos salientes y el rotor con conductores distribuidos. El flujo magnético, creado por la corriente de excitación en uno de los dos miembros, pasa de un núcleo al otro en el circuito magnético combinado formando siempre un lazo cerrado. La conversión de energía electromecánica es llevada a cabo por la interacción del flujo magnético producido por un miembro y la corriente eléctrica en el otro miembro. Éste puede ser suministrado externamente o inducido electromagnéticamente. La corriente inducida es proporcional a la relación de cambio en el enlace del flujo debido a la rotación.

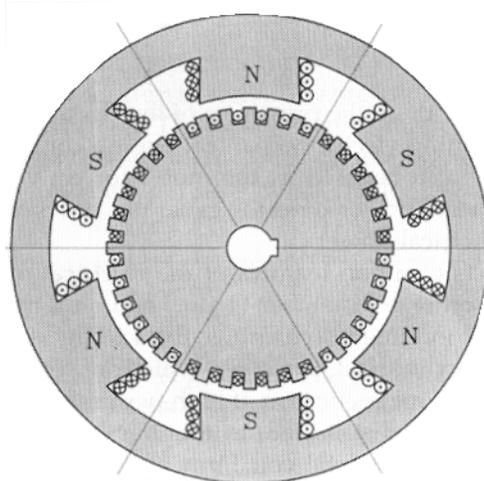


Fig 4.2 Muestra del rotor y estator en una máquina eléctrica

La operación eléctrica de alguna máquina dada depende de la naturaleza de los voltajes aplicados a sus bobinas. El entrehierro es la región crítica de operación de la máquina.

4.1.1 Máquina de CD.

Todas las máquinas son internamente máquinas de corriente alterna, debido a la rotación del conductor en el flujo magnético de polaridad alterna norte y sur. La máquina de CD debe convertir de CA a CD, y lo hace usando un conmutador mecánico. El conmutador lleva a cabo esta función por el contacto de las escobillas de carbón sobre una serie de segmentos de cobre. La terminal de salida positiva es entonces continuamente cambiada al conductor generando voltaje de polarización positiva como también la terminal de polaridad negativa. Los contactos deslizantes resultan inherentemente de baja confiabilidad y de alto costo de mantenimiento. A pesar de estas desventajas, la máquina de CD fue comúnmente usada hasta principios de los 80 porque su control de velocidad es extremadamente fácil. Éste ha sido usado en un número limitado de instalaciones de pequeña capacidad para obtener potencia del viento, particularmente donde la electricidad puede ser usada en forma de CD para una localidad. Sin embargo la máquina convencional de CD con un conmutador mecánico dejó de utilizarse.

La máquina de CD en nuestros días es frecuentemente diseñada con magneto permanente para eliminar los requerimientos de corriente de campo, tales máquinas no necesitan conmutador ni escobillas, por lo tanto, la fiabilidad es mejorada sustancialmente. Las máquinas de CD de magneto permanente son usadas para pequeñas turbinas de viento debido a la limitación de la capacidad y potencia del magneto permanente. Se espera que las máquinas de CD sin escobillas sean limitadas a niveles por debajo de los 100 kW.

4.1.2 Máquina Síncrona

La mayor parte de la potencia eléctrica consumida en el mundo es generada por el generador sincrónico. La máquina trabaja a velocidad constante a frecuencia fija. Por lo

tanto, no es muy conveniente para operación de velocidad variable en las plantas de viento. Además, la máquina síncrona requiere que la corriente de CD excite el campo del rotor, que necesita escobillas deslizantes de carbón sobre anillos rozantes sobre el eje de rotor. Esto plantea una limitación sobre su uso. La máquina sincrónica es muy conveniente en sistemas de velocidad constante. A diferencia de la máquina de inducción cubierta más tarde en este capítulo, la máquina síncrona, cuando es usada en un sistema conectado a red tiene algunas ventajas. No requiere potencia reactiva de la red. Esto da como resultado una mejor calidad de la potencia en la interfaz de la red. Esta ventaja es más notoria cuando la granja de viento está conectada con una red de capacidad pequeña que usa líneas de bajo voltaje largas. Las plantas de viento de hoy generalmente se conectan a grandes redes usando líneas más cortas, y casi universalmente usan el generador de inducción.

4.1.3 Máquina de Inducción

La mayor parte de la energía eléctrica en la industria es consumida por la máquina de inducción que impulsa la carga mecánica. Por esta razón la máquina de inducción representa una tecnología bien establecida. La principal ventaja de la máquina de inducción es su construcción sin escobillas y la no necesidad de corriente de campo de CD.

Las desventajas de ambas máquinas, CD y síncrona, son eliminadas en la máquina de inducción, resultando un bajo costo y poco mantenimiento. Por estas razones, el generador de inducción es ampliamente usado en pequeñas y grandes granjas de viento así como en pequeñas plantas de energía hidroeléctrica. La máquina de inducción puede ser usada a niveles altos de potencia del orden de MW y más.

Para su economía y fiabilidad, muchos sistemas de energía del viento usan máquinas de inducción como generador eléctrico.

4.2 Generador de inducción

4.2.1 Construcción

En la estructura electromagnética del generador de inducción, el estator es hecho de numerosas bobinas con tres fases y se le suministra corriente trifásica. Las bobinas están físicamente distribuidas alrededor de la periferia de estator y llevan corrientes que están fuera de fase. Esta combinación produce un campo magnético rotativo, que es un rasgo clave del funcionamiento de la máquina de inducción. La velocidad angular del campo magnético rotativo es llamada velocidad sincrónica, es denotada por N_s y está dada por la siguiente ecuación:

$$N_s = 60 \cdot \frac{f}{p} \text{ (rpm) revoluciones por minuto} \quad (4.1)$$

donde f = frecuencia de la excitación del estator

p = número de pares de polos magnéticos

El rotor, sin embargo, tiene una estructura completamente diferente. Es hecho de barras conductoras sólidas colocadas en las ranuras del núcleo magnético. Los

extremos de las barras están puestos en corto, por medio de anillos de corto circuito. (Figura 4.3). A causa de su parecido, llaman al rotor el rotor de jaula de ardilla, o el rotor de jaula en corto.

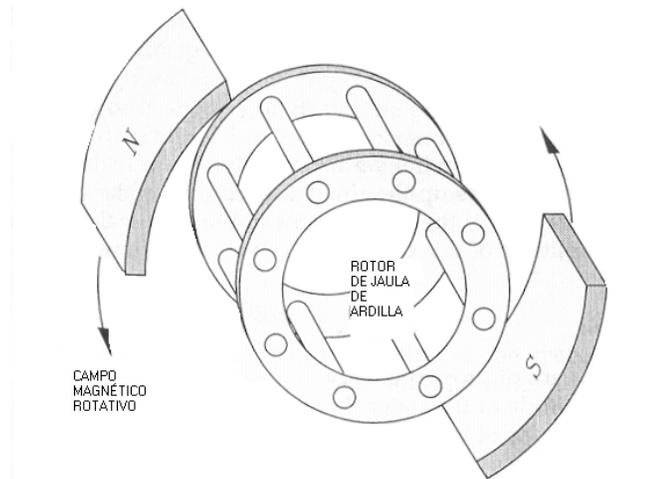


Fig 4.3 Rotor de jaula de ardilla de una máquina de inducción bajo campo magnético rotativo

4.2.2 Principio de funcionamiento.

El campo magnético del estator gira en la velocidad sincrónica determinada por la ecuación 4.1. Este campo está representado conceptualmente por los imanes rotativos en la figura 4.3. La velocidad relativa entre el campo rotativo y el rotor induce los voltajes en cada vuelta de rotor uniendo el flujo del estator (Φ). La magnitud del voltaje inducido está dada según la ley de Faraday de la inducción electromagnética, a saber:

$$e = -\frac{d\phi}{dt} \quad (4.2)$$

donde ϕ = flujo magnético de enlace de la vuelta del rotor.

El voltaje por su parte establece la corriente que circula en el rotor. La interacción electromagnética de la corriente de rotor y el flujo de estator produce el par. La amplitud de éste par está dada por la siguiente ecuación:

$$T = K \cdot \Phi \cdot I_2 \cdot \cos \phi_2 \quad (4.3)$$

donde K = constante de proporcionalidad.

Φ = Amplitud de onda del flujo del estator.

I_2 = Amplitud de la corriente inducida en las barras del rotor.

ϕ_2 = Ángulo de fase entre la corriente y el voltaje del rotor.

El rotor se acelerará bajo este par. Si el rotor estuviera sobre soportes sin fricción con carga no mecánica, es completamente libre de girar con resistencia nula. Bajo esta condición, el rotor conseguirá la misma velocidad que el campo del estator, llamada velocidad sincrónica. A esta velocidad, la corriente inducida en la velocidad del rotor es cero, no hay par producido y no es requerido. El rotor encuentra equilibrio a esta velocidad y continuará moviéndose a velocidad sincrónica.

Si al rotor ahora se le pone una carga mecánica como un ventilador reducirá la velocidad. El flujo del estator, que siempre gira a la velocidad constante, síncrona, tendrá velocidad relativa con respecto al rotor. Por consiguiente, el voltaje inducido electromagnéticamente, la corriente y la torsión son producidos en el rotor. El par producido debe igualar el requerido para impulsar la carga a dicha velocidad.

Si ponemos el rotor en una turbina de viento y lo manejamos por encima de la velocidad sincrónica, la corriente inducida y el par en el rotor invierten la dirección. Ahora la máquina trabaja como generador, convirtiendo la potencia mecánica de la turbina en potencia eléctrica entregada a la carga conectada a las terminales del estator. Si la máquina fuese conectada a la red, esto alimentaría la potencia de la red.

Entonces, la máquina de inducción puede trabajar como generador eléctrico sólo a una velocidad por encima de la velocidad síncrona. Por esta razón la operación del generador es frecuentemente llamada operación de la máquina de inducción a velocidad super-síncrona.

Como se describió anteriormente. La máquina de inducción no necesita una conexión eléctrica entre el estator y el rotor. Su operación está basada completamente en la inducción electromagnética, de ahí el nombre. La ausencia de frotar contactos eléctricos y la simplicidad de su construcción hace al generador de inducción muy fuerte, confiable, y una máquina económica.

El principio de funcionamiento de la máquina de inducción puede ser visto como un transformador. La bobina de alta tensión sobre el estator está excitada y la bobina de bajo voltaje sobre el rotor es cortocircuitada. La potencia de una a otra puede fluir en una u otra dirección. La teoría de operación del transformador, por lo tanto, se mantiene cierta cuando es modificada para explicar el movimiento relativo entre el estator y el rotor. Este movimiento es expresado en términos del deslizamiento del rotor con relación al campo magnético de giro síncrono.

4.2.3 Velocidad del rotor y deslizamiento

La velocidad de un generador asíncrono variará con la fuerza de giro (momento, o par torsor) que se le aplique. En la práctica, la diferencia entre la velocidad de rotación a potencia máxima y en vacío es muy pequeña, alrededor de un 1 por ciento. Esta diferencia en porcentaje de la velocidad síncrona es el llamado deslizamiento del rotor y está definido por:

$$s = \frac{N_s - N_r}{N_s} \quad (4.4)$$

donde s = deslizamiento del rotor

N_s = velocidad síncrona

N_r = velocidad del rotor

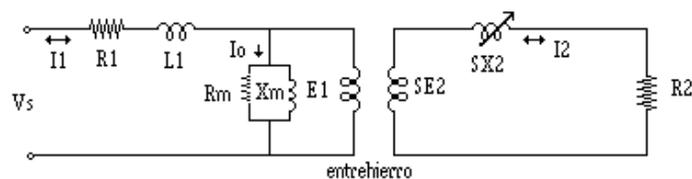
El deslizamiento es generalmente considerado positivo en su operación motora. En el modo generador, el deslizamiento podría ser por consiguiente negativo. En ambos modos, el valor del deslizamiento es generalmente de pocos a varios porcentajes. A mayores deslizamientos resulta una mayor pérdida eléctrica, que puede ser eficazmente disipado del rotor para mantener la temperatura de operación por debajo del límite permisible.

El calor es eliminado de la máquina por las aspas del ventilador unido al extremo de un anillo del rotor. El ventilador es encerrado por una cubierta al final. Las fuerza del viento viaja axialmente a lo largo de la maquina exterior, que tiene aletas para incrementar el área de disipación.

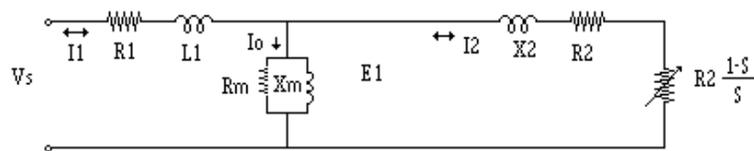
El generador de inducción alimentando la red de 60 Hz debe correr a una velocidad mayor a 3600 rpm en el diseño de dos polos, 1800rpm en un diseño de cuatro polos y 1200rpm en el diseño de 6 polos.

4.2.4 Circuito equivalente para manejo de cálculos.

La teoría de operación de la máquina de inducción es representada por el circuito equivalente mostrado en la Figura 4.4. Es similar al transformador. El lado izquierdo del circuito representa el estator y la parte derecha, el rotor. Las corrientes del estator y de rotor son representados por I_1 e I_2 , respectivamente. La conexión de la rama del circuito vertical lleva la corriente de magnetización (o excitación) I_o , que proporciona el flujo magnético requerido para la operación electromagnética de la máquina. La corriente total de estator es entonces la suma de la corriente de rotor y la corriente de excitación. No es mostrada la separación del entrehierro, ni la diferencia en el número de espiras de los embobinados del rotor y el estator. Esto esencialmente significa que el rotor tiene el mismo número de espiras que el estator y tiene un acoplamiento magnético ideal del 100 %.. Los parámetros de funcionamiento se toman como referencia de las bobinas del estator. El voltaje real de rotor y la corriente estarían relacionados con los valores calculados por la proporción de espiras entre las dos bobinas. Así, los cálculos son por regla general realizados en términos del estator. Esto coincide con la práctica ya que las medidas de interpretación se realizan sobre el lado del estator. El rotor se considera inaccesible para cualquier medida rutinaria.



(a) Circuito equivalente del rotor y el estator a través del entrehierro



(b) Circuito equivalente de una máquina de inducción referida al estator

Fig 4.4 Circuito equivalente de una máquina de inducción para manejo de cálculos

La mayor parte del flujo enlaza tanto al estator como al rotor. Se llama flujo de dispersión al flujo que no enlaza a ambos. El flujo de dispersión es representado por la reactancia de dispersión. La mitad del total de la reactancia de dispersión es atribuida a cada lado, a saber la reactancia de dispersión del estator X_1 , y la reactancia de dispersión del rotor X_2 en la Figura 4.4. La resistencia del rotor y estator son representados por R_1 y R_2 , respectivamente. Los parámetros de magnetización X_m y R_m representan la permeabilidad y pérdidas (histéresis y corrientes parásitas) en el circuito magnético de la máquina.

La resistencia del rotor $R_2(1-s)/s$ dependiente del deslizamiento representa la conversión de potencia electromecánica. La conversión de potencia por fase de la máquina trifásica es dada por $I_2^2 R_2(1-s)/s$. La conversión de potencia trifásica es como sigue:

$$P_{em} = 3I_2^2 R_2(1-s)/s \text{ watts} \quad (4.5)$$

El rango de capacidad de la máquina es la potencia desarrollada en condiciones nominales, que es como sigue:

$$\text{Rango de la máquina} = \frac{P_{em \text{ no min al}}}{1000} \text{ kW} \quad \text{o} \quad \frac{P_{em \text{ no min al}}}{746} \text{ hp} \quad (4.6)$$

La conversión de potencia electromecánica dada por la Ecuación 4.5 es apreciada físicamente como sigue. Si la máquina no es cargada y tiene fricción cero, gira a velocidad sincrónica, el deslizamiento es cero y el valor de $R_2(1-s)/s$ se hace infinito. La corriente del rotor es entonces cero, y así también P_{em} . Cuando el rotor no se mueve, el deslizamiento es la unidad y el valor de $R_2(1-s)/s$ es cero. La corriente del rotor no es cero, pero P_{em} es cero, como la potencia mecánica entregada por el rotor en alto es cero.

En cualquier deslizamiento distinto de cero o uno, ni la corriente de rotor ni la velocidad son cero, causando un valor no nulo de P_{em} .

La torsión mecánica es dada por la potencia dividida por la velocidad angular, que es como sigue:

$$T_{em} = P_{em}/\omega \quad (4.7)$$

donde T_{em} = la torsión electromecánica desarrollada en el rotor [Nm]

ω = velocidad angular del rotor = $2\pi N_s(1-s)/60$ en radianes / segundo

Combinando dichas ecuaciones, obtenemos el par en cualquier deslizamiento s , como sigue:

$$T_{em} = (180/2\pi N_s) I_2^2 R_2/s \text{ [Nm]} \quad (4.8)$$

El valor de I_2 en la ecuación 4.8 es determinada por los parámetros del circuito equivalente, y es dependiente del deslizamiento. El par desarrollado por la máquina de inducción es, por lo tanto, muy dependiente del deslizamiento.

El funcionamiento de la máquina de inducción es determinado completamente por parámetros del circuito equivalente. Los parámetros del circuito son proporcionados por el

fabricante de la máquina, pero pueden ser determinados por dos pruebas básicas de la máquina. La prueba a toda velocidad bajo ninguna carga y la prueba de velocidad cero con el rotor bloqueado determinan el circuito equivalente completo de la máquina.

Los parámetros del circuito equivalente son generalmente expresados en por-unidad de sus valores respectivos nominales por fase. La impedancia nominal por fase es definida como sigue:

$$Z_{no\ min\ al} = \frac{Voltaje\ no\ min\ al\ por\ fase}{Corriente\ no\ min\ al\ por\ fase} \quad (4.9)$$

Todo sobre las ecuaciones de funcionamiento es válido tanto para el motor de inducción como para el generador de inducción tomando el signo apropiado del deslizamiento. En el modo de generador, el valor del deslizamiento es negativo en las ecuaciones de funcionamiento dondequiera que aparezca. Debemos recordar también que las salidas de potencia reales son negativas, y que el eje recibe la potencia en vez de entregarla.

4.2.5 Eficiencia y Refrigeración

Los valores de R_1 y R_2 en el circuito equivalente representan las pérdidas eléctricas en el estator y el rotor, respectivamente. Para una máquina bien diseñada, la pérdida magnética principal debe igualar la pérdida de conductor. Por lo tanto, con R_1 y R_2 expresados en por-unidad de la impedancia base, la eficiencia de la máquina de inducción es aproximadamente igual a lo siguiente:

$$\eta = 1 - 2(R_1 + R_2) \quad (4.10)$$

Las pérdidas generadas en la máquina son eliminadas proporcionando la refrigeración adecuada. Las pequeñas máquinas son generalmente enfriadas por aire. Los generadores grandes localizados dentro de la góndola pueden ser difíciles de enfriarse por aire. La refrigeración de agua, siendo mucho más eficaz que la refrigeración por aire, puede ser ventajosa de tres modos:

- para la misma posición de máquina, la refrigeración de agua reduce el peso del generador sobre la góndola, así beneficiando el diseño estructural de la torre.
- absorbe y reduce el ruido y vibraciones.
- evita abrir la góndola instalando aire acondicionado afuera para el intercambio de calor, haciendo la góndola más impermeable.

4.2.6 Capacitancia de autoexcitación

Como el generador, la máquina de inducción tiene un inconveniente pues requiere potencia reactiva para la excitación. La potencia de excitación puede ser proporcionada por un condensador externo conectado a las terminales del generador (la Figura 4.5). No necesita por separado ningún suministro de corriente alterna en este caso. En el generador conectado a la red, la potencia reactiva es suministrada por los generadores sincrónicos que trabajan al otro lado de la red. Si la capacidad de la red de suministrar la

potencia reactiva es limitada, pueden ser usados condensadores locales para suministrar la potencia reactiva necesaria.

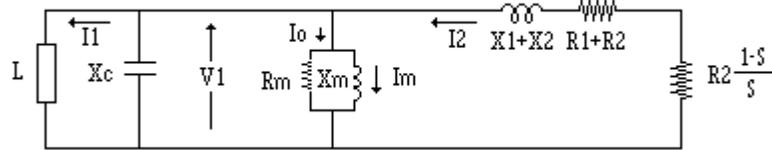


Fig. 4.5 Generador de inducción autoexcitado con un capacitor externo

El voltaje y frecuencia de operación son determinados bajo los términos del circuito aproximado equivalente de la Figura 4.5.

Sin carga, la corriente del condensador $I_c = V_1/X_c$ debe ser igual a la corriente de magnetización $I_m = V_1/X_m$. El voltaje V_1 es una función de I_m elevándose linealmente hasta que es alcanzado el punto de saturación del núcleo magnético (Figura 4.6). La operación estable requiere que la línea $I_m X_c$ intersekte la curva V_1 contra I_m . El punto de operación es fijado donde V_1/X_c igual V_1/X_m , esto es cuando $1/X_c = 1/X_m$, donde $X_c = 1/\omega C$. Este coloca la frecuencia de operación en hertz. Con el valor C_m del condensador la frecuencia de salida del generador autoexcitado es por lo tanto:

$$f = \frac{1}{2\pi C X_m} \quad (4.11)$$

En condiciones de carga, la potencia generada $V_1 I_2 \cos \phi_2$ proporciona la potencia en la resistencia de carga R y la pérdida en R_m . Las corrientes reactivas deben sumar cero:

$$\frac{V_1}{X} + \frac{V_1}{X_m} + 1 \cdot \sin \phi_2 = \frac{V_1}{X_c} \quad (4.12)$$

La ecuación 4.12 determina el voltaje de salida de la máquina bajo carga.

Las ecuaciones 4.11 y 4.12 determinan la frecuencia y voltaje de salida del generador de inducción con un valor de capacitancia dado. Inversamente, ellos pueden ser usados para determinar el valor requerido de la capacitancia para el voltaje y frecuencia deseados.

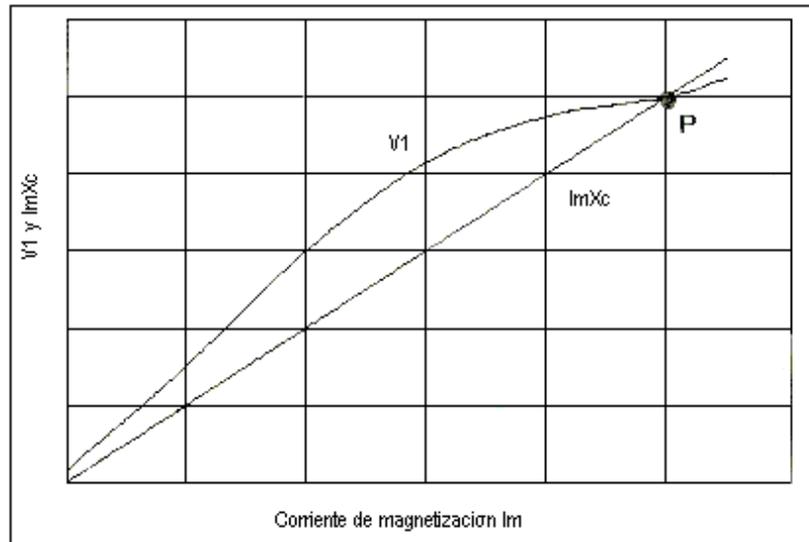


Fig 4.6 Determinación de la operación estable del generador de inducción autoexcitado

4.2.7 Características Velocidad Par

Si nosotros variamos el deslizamiento sobre un amplio rango en el circuito equivalente, obtenemos las características velocidad par mostradas en la figura 4.7. En la región de deslizamiento negativo la máquina trabaja como generador de potencia con carga eléctrica conectada a sus terminales. En la región de deslizamiento positivo, este trabaja como un motor girando la carga mecánica conectada a su flecha. Además de las regiones de generador y motor, la maquina de inducción tiene aun un tercer modo de operación, y ese es el modo de frenado. Si la máquina es operada a deslizamientos >1 girando hacia atrás, absorbe energía sin sacar nada. Esto es, trabaja como freno. En este caso la potencia I^2R , en los conductores del rotor es convertida en pérdida, la cual debe ser disipada como calor. Como tal, en caso de emergencias, el generador de inducción conectado a la red puede ser usado como freno invirtiendo la secuencia trifásica del voltaje en las terminales del estator. Esto invierte la dirección de rotación de la onda del flujo magnético con respecto al rotor.

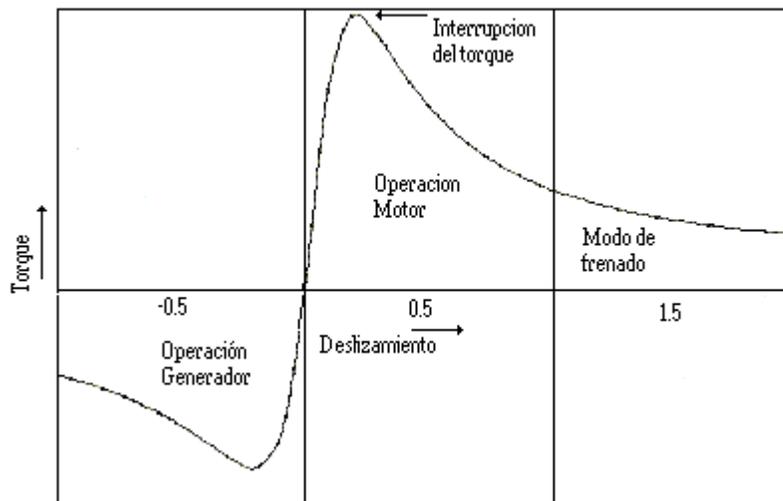


Fig. 4.7 Características de par contra velocidad de una máquina de inducción en tres modos de operación

Las características de la velocidad de par en el modo de generación se muestran por separado en la figura 4.8. Si el generador es cargado con un par de carga constante T_L , tiene dos posibles puntos de operación, P_1 y P_2 . Sólo uno de estos dos puntos, P_1 , es estable. Alguna perturbación en la velocidad alrededor del punto P_1 producirá estabilización del par para reestablecer en P_1 . La figura también muestra el límite al cual el generador puede ser cargado. El máximo par que puede soportar es llamado par de avería, que es mostrado como T_{max} . Si el generador es cargado bajo un par constante sobre T_{max} , este será inestable y perderá velocidad, consumirá corriente excesiva y autodestruirse termalmente si no es protegido adecuadamente.

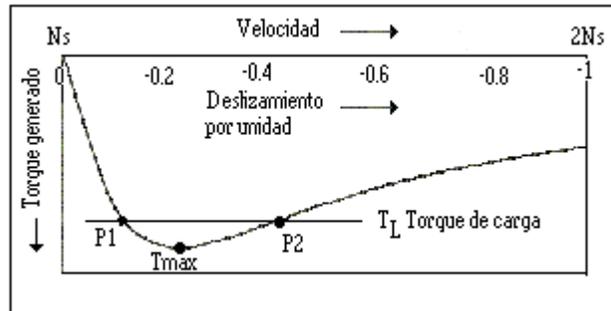


Fig 4.8 Características de par contra deslizamiento del generador de inducción bajo carga

5. PARAMÉTROS DE DISEÑO DE AEROTURBINAS

5.1 Perfil

Cada pala tiene un perfil que tiene forma aerodinámica; estos perfiles tienen un extremo romo, que es el borde de ataque mientras que el otro extremo, de forma afilada, es el borde de salida.

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

- a) La forma de la estructura del mismo respecto a sus líneas medianas o cuerdas a distintas distancias del eje de giro.
- b) De su espesor con relación a la longitud característica de la cuerda.
- c) De la simetría o número de las palas.

La cuerda se considera desde el borde de ataque del perfil, al borde de salida posterior. Para un perfil diseñado en forma aerodinámica se definen dos zonas que son:

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

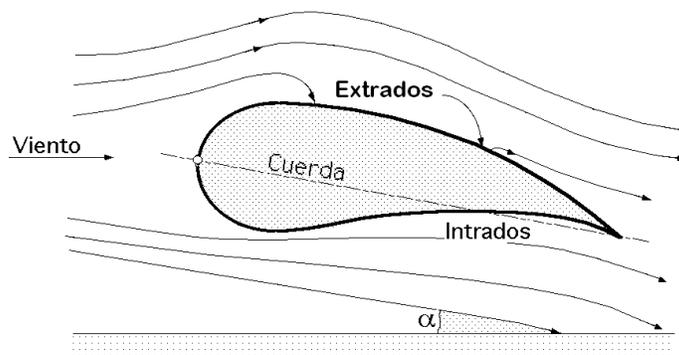
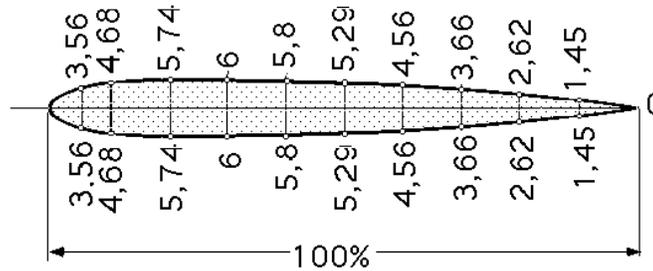


Fig 5.1 Perfil de una pala

En general, los tipos de perfiles utilizados en las máquinas eólicas rápidas son de la serie NACA (National Advisory Committee of Aeronautics), y vienen determinados por un conjunto de cifras que definen su geometría. Por ejemplo, para aerogeneradores rápidos se usa la nomenclatura de perfiles naca-4 cifras.

- La primera cifra tiene un significado geométrico, e indica la máxima flecha de la línea media de la cuerda en % , proporcionando la máxima curvatura.

- La segunda cifra tiene un significado geométrico, e indica su posición, es decir, la distancia desde el borde de ataque hasta la posición de la máxima flecha de la línea media o máxima curvatura
- Las dos últimas cifras indican el espesor relativo máximo en % respecto a la cuerda.



NACA 0012
Fig 5.2. Perfil NACA

Por ejemplo, el perfil NACA0012, tiene un 0% de altura máxima de la línea media, situada a un 0% del borde de ataque, con un espesor relativo del 12%.

La forma de la pala es función de la potencia deseada, al igual que su velocidad de rotación, eligiéndose perfiles que no creen grandes tensiones en los extremos de las palas por efecto de la fuerza centrífuga, de forma que el número de revoluciones por minuto máximo $n_{\text{máx}}$ no supere la relación, $n_{\text{máx}} D = 2000$, siendo D el diámetro de la hélice en metros. Para aerogeneradores destinados a la obtención de energía eléctrica, el número de palas puede ser de 2 ó 3, por lo que la potencia generada no depende más que de la superficie barrida por la hélice, y no del número de palas.

La potencia nominal, en primera aproximación, viene dada por la expresión: $N=0.20 D^2 v^3$ en la que N viene dada en watts, D en metros y v en m/seg.

Con el diagrama de la Fig 5.3 se puede determinar la potencia de un aerogenerador rápido en función del número de rpm, la velocidad del viento y el diámetro de la superficie barrida por las palas

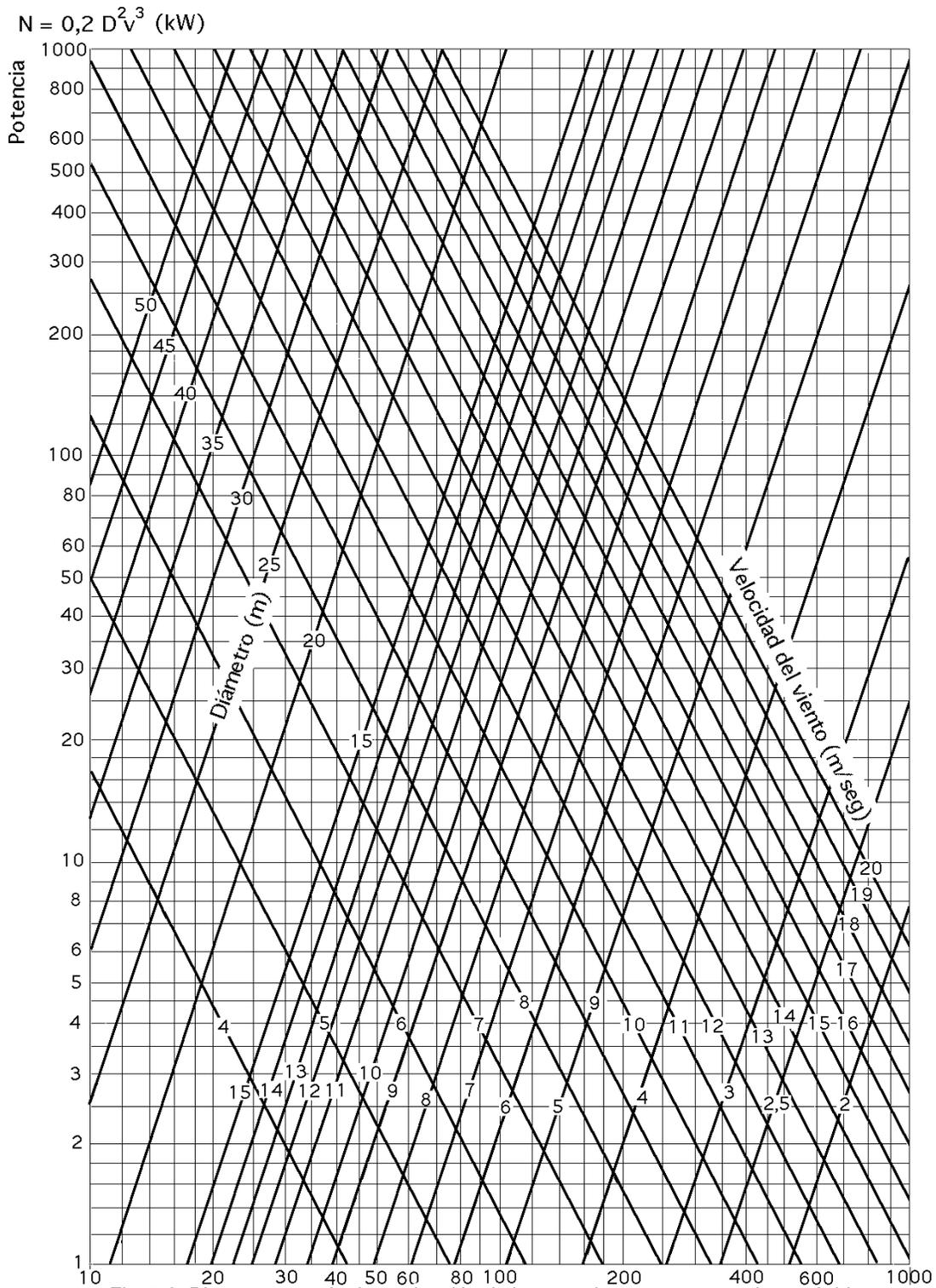


Fig. 5.3. Diagrama para la determinación de la potencia en aerogeneradores rápidos

5.2 Ángulos de la cuerda

- β es el ángulo que forma una cuerda del perfil con el plano de rotación; es el ángulo de calaje o de inclinación (cuerda/ \bar{u})
- α es el ángulo que forma la cuerda del perfil con la velocidad aparente del viento \bar{c} , (ángulo de incidencia o de ataque)
- θ es el ángulo que forma el plano de rotación con la dirección aparente del viento que pasa por el borde de ataque; se conoce como ángulo aparente del viento.

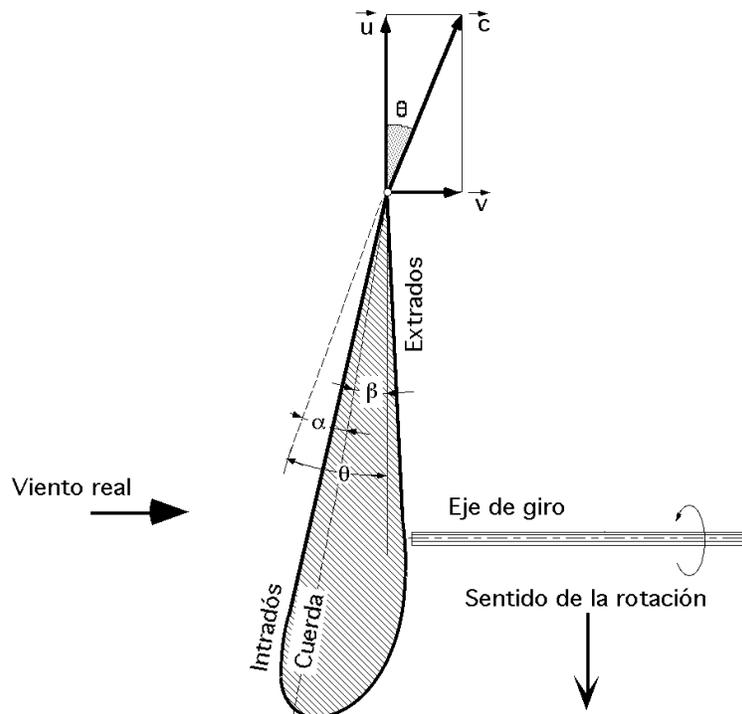


Fig 5.4 Ángulos de la cuerda

Se tiene que:

$$\beta = \theta - \alpha$$

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

\bar{v} es la velocidad del viento real (velocidad nominal)

5.3 Teoría de betz

Cuanto mayor sea la energía cinética que un aerogenerador extraiga del viento, mayor será la ralentización que sufrirá el viento que deja el aerogenerador por la parte izquierda en la Figura 5.5

Si intentamos extraer toda la energía del viento, el aire saldría con una velocidad nula, es decir, el aire no podría abandonar la turbina. En ese caso no se extraería ninguna energía en absoluto, ya que obviamente también se impediría la entrada de aire al rotor del aerogenerador. En el otro caso extremo, el viento podría pasar a través de nuestro tubo sin ser para nada estorbado. En este caso tampoco habríamos extraído ninguna energía del viento.

Así pues, podemos asumir que debe haber alguna forma de frenar el viento que esté entremedio de estos dos extremos, y que sea más eficiente en la conversión de la energía del viento en energía mecánica útil. Resulta que hay una respuesta a esto sorprendentemente simple: un aerogenerador ideal relentizaría el viento hasta $2/3$ de su velocidad inicial.

La ley de Betz dice que sólo puede convertirse menos de $16/27$ (el 59 %) de la energía cinética en energía mecánica usando un aerogenerador

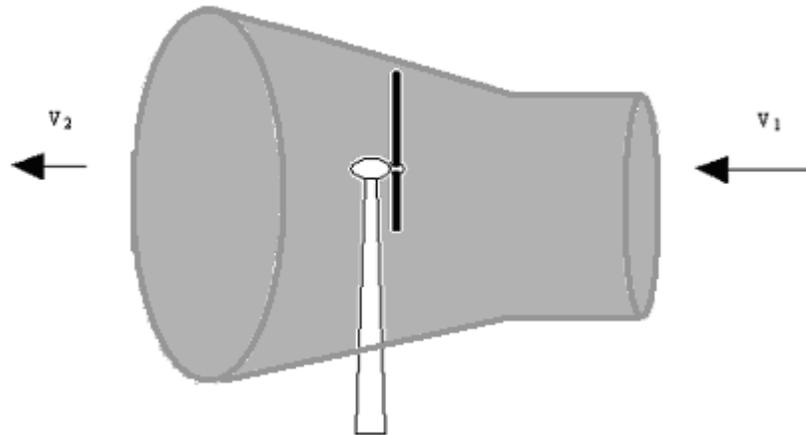


Fig 5.5 Aerogenerador y el tubo de aire

El rotor de la turbina eólica debe obviamente frenar el viento cuando captura su energía cinética y la convierte en energía rotacional. Esto implica que el viento se moverá más lentamente en la parte izquierda del rotor que en la parte derecha.

Dado que la cantidad de aire que pasa a través del área barrida por el rotor desde la derecha (por segundo) debe ser igual a la que abandona el área del rotor por la izquierda, el aire ocupará una mayor sección transversal (diámetro) detrás del plano del rotor.

Este efecto puede apreciarse en la figura 5.5 donde se muestra un tubo imaginario, el llamado tubo de corriente, alrededor del rotor de la turbina eólica. El tubo de corriente muestra cómo el viento moviéndose lentamente hacia la izquierda ocupará un gran volumen en la parte posterior del rotor.

El viento no será frenado hasta su velocidad final inmediatamente detrás del plano del rotor. La relentización se producirá gradualmente en la parte posterior del rotor hasta que la velocidad llegue a ser prácticamente constante.

5.4 Cálculo de las fuerzas aerodinámicas

Las fuerzas aerodinámicas son fuerzas que actúan sobre la pala, ya sea de sustentación L o de resistencia D , de relevancia para el desarrollo de una máquina eólica. El cálculo de estas fuerzas es de gran importancia, ya que son muy utilizados en los cálculos de elementos y mecanismos de la máquina.

La fuerza de sustentación L se calcula con la siguiente ecuación

$$L = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot C_y \cdot v^2 \cdot S \quad (5.1)$$

Y la fuerza de resistencia D de la misma forma:

$$D = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot C_x \cdot v^2 \cdot S \quad (5.2)$$

donde :

ρ = densidad del aire (kg/m^3)

C_y y C_x = factores aerodinámicos adimensionales ()

v = velocidad del aire (m/s)

S = superficie de pala (m^2)

Los valores de C_y y C_x los podemos obtener de las graficas del perfil utilizado.

5.5 Parámetros prácticos utilizados en el diseño de los aerogeneradores eólicos

Cálculo del coeficiente de potencia (C_p).- Se obtiene el factor de potencia, que es un factor muy importante en el estudio de aeroturbinas, éste vale el cociente de la potencia que es la energía por unidad de tiempo, extraída de la vena fluida por el rotor, y la potencia que transporta dicha vena, éste lo podemos obtener directamente de la velocidad relativa la cual es $V - V_0$.

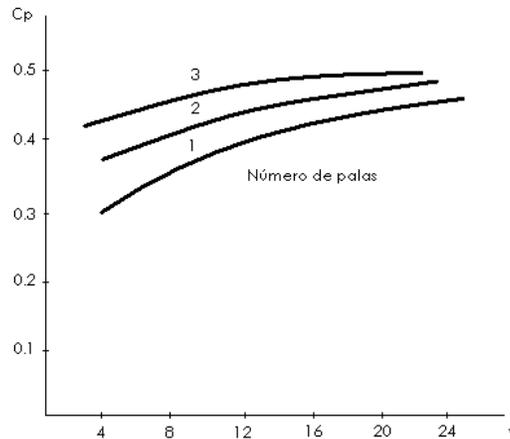


Fig 5.6. Muestra el coeficiente de potencia, correspondiente a una determinada velocidad relativa y un determinado número de palas.

Ejemplo: Para una velocidad relativa de 10 (m/s) con 3 palas el $C_p = 0.49$

Se puede notar que el C_p obtenido está por debajo del C_p máximo para una aeroturbina ya que éste es de $16/27$ (0.59); de acuerdo con la teoría de Betz es el C_p máximo que se puede extraer de la vena fluida.

Para calcular la potencia con el C_p obtenido se utiliza la siguiente ecuación:

$$P = \frac{C_p}{2 * \rho * A * V^3} \quad (5.3)$$

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

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

$$TSR = \frac{\text{Velocidad de la periferia de la pala}}{\text{Velocidad del viento}} = \frac{R\omega}{v} \quad (5.4)$$

La potencia máxima de un aerogenerador rápido se obtiene para valores del TSR altos, del orden de 7 a 10, requiriéndose velocidades del viento superiores a 6 m/seg.

Relaciones practicas entre Cx y Cy.- En la Fig 5.7 se representa Cy en función del ángulo de ataque α ; de ellas se obtiene que la sustentación máxima se presenta para un ángulo de ataque $\alpha = 12^\circ$ y que el arrastre mínimo se produce para un valor de $C_x = 0,006$, que se corresponde con un coeficiente de sustentación $C_y = 0,2$.

El mejor funcionamiento de la pala se produce para un ángulo de ataque α en el que la relación C_y/C_x sea máxima, es decir, el coeficiente ascensional tiene que ser máximo, al tiempo que el coeficiente de arrastre tiene que ser mínimo.

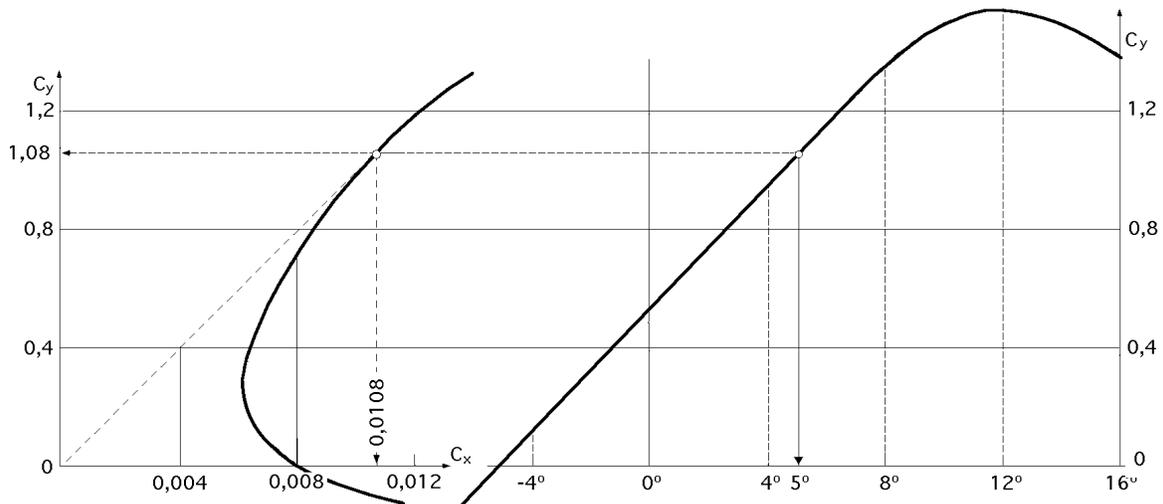


Fig 5.7. Coeficientes de arrastre y de sustentación del perfil FX60-126

También se observa que el mínimo arrastre se produce para $C_y = 0,2$, que es un valor bajo comparado con el máximo posible $C_y = 1,6$. Para encontrar el ángulo de ataque para el que la relación C_y/C_x se hace máxima, se traza una línea desde el origen de coordenadas tangente a la polar; el punto de tangencia P se corresponde con el máximo

valor de C_y/C_x del perfil de la pala, proporcionando en este caso un valor de $C_y = 1,08$ y un valor de $C_x = 0,0108$, obteniéndose:

$$\frac{C_y}{C_x} = \frac{1,08}{0,0108} = 100 \quad (5.5)$$

para un ángulo de ataque $\alpha = 5$, correspondiente al valor máximo de C_y/C_x . Colocando el borde del perfil con este ángulo, para una determinada velocidad del viento, le permitirá *volar* en condiciones óptimas de funcionamiento.

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

$$FA = \frac{100.000}{32} \int_{Raiz}^{Punta} \frac{l}{R} \left(\frac{r}{R} \right) d \left(\frac{r}{R} \right) \quad (5.6)$$

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

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

Rendimiento aerodinámico (η): Se ha definido el rendimiento aerodinámico η como la relación entre la potencia generada por el aerogenerador y la energía del viento que atraviesa el rotor, en la forma:

$$\eta = \frac{\text{Potencia del aerogenerador}}{\text{Potencia del viento}} = \frac{N}{\frac{\rho A v^3}{2}} \quad (5.7)$$

5.6 Dimensionado de un rotor eólico

Área frontal barrida por la pala.- El área A barrida por el rotor y que éste presenta frontalmente al viento, es un parámetro que se utiliza con cierta frecuencia en los cálculos de energía eólica.

Este área, para una hélice, es la superficie total barrida por las palas del rotor, perpendicular a la dirección del viento.

Para un rotor de hélice, de eje horizontal, paralelo a la dirección del viento, y diámetro d , el valor de A es:

$$A = \frac{\pi d^2}{4} \quad (5.8)$$

El tamaño y dimensiones de un rotor eólico se determinan calculando, en primer lugar, el área frontal A del mismo; para ello se le puede suponer como una máquina

motriz, a la que de antemano se tiene que fijar y asignar la energía que se desea genere; al mismo tiempo se determina el promedio de energía que se puede obtener a partir de los recursos eólicos del lugar donde se vaya a instalar la máquina eólica.

Conocidos estos datos energéticos, de máquina y de fuente energética, se igualan, y se determina el área A barrida por el rotor, para así calcular la longitud de las palas.

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

Tamaño de las palas y coeficiente de solidez Ω .- Cuando una máquina eólica dispone de un número determinado de palas Z, la superficie total de las mismas se calcula mediante la expresión:

$$\text{Área total de las palas} = Z S = \text{Solidez } \Omega \times \text{Área A barrida por el rotor} \quad (5.9)$$

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

$$\Omega = \frac{Z l}{\pi R} \quad (5.10)$$

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

5.7 Resistencia aerodinámica del rotor

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

$$F_{cent} = \frac{1}{2} G \frac{u^2}{r_G} \quad (5.11)$$

donde:

G es el peso de la pala en kg,

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

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

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

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

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

$$M_{\text{flector de la pala}} = r_G D \quad (5.11)$$

Momento de torsión del eje de giro.- El momento de torsión de las palas respecto al eje de giro (par motor), viene dado por la expresión:

$$C = \frac{51 N_{\text{útil}} d}{TSR v} \quad (5.12)$$

con, $N_{\text{útil}}$ en kW, d en metros y v en m/s

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

5.8 Diseño y cálculo simplificado de los aerogeneradores eólicos rápidos de eje horizontal

Diámetro del rotor. Para calcular el diámetro del rotor, se iguala la potencia específica proporcionada por el generador, a la potencia de salida del sistema a la velocidad máxima del viento, esto es:

$$N_{\text{útil}} = \frac{1}{2} \rho v^3 A \eta \quad (5.13)$$

Acoplamiento rotor eólico-generador eléctrico. En el acoplamiento del rotor a un generador eléctrico, a través del multiplicador, hay que tener en cuenta el número de rpm a que va a funcionar el generador. Si se selecciona en el generador eléctrico una velocidad baja el rotor se puede poner a un número de revoluciones que se corresponda con la velocidad máxima del viento. Las rpm del rotor se corresponden con un TSR igual a:

$$TSR = 0.105 \frac{r n}{v} \quad (5.14)$$

5.9 Cargas que actúan sobre el rotor

Las cargas que actúan sobre el rotor se pueden clasificar en estáticas y dinámicas. La fuerza centrífuga es una carga estática perpendicular al eje de giro; la pala suele colocarse ligeramente inclinada, proporcionando dicha fuerza centrífuga una componente de tracción a lo largo de la pala y otra de flexión en sentido contrario al de las cargas aerodinámicas. Los esfuerzos estáticos que dichas cargas originan son muy pequeños.

Las cargas dinámicas son debidas al giro de la pala existiendo también cargas transitorias debidas a las maniobras de la máquina. La gravedad actúa como una carga periódica que se comporta como una fuerza oscilante en el plano del rotor, apareciendo una desalineación por cuanto el rotor nunca funciona perpendicularmente a la acción del

viento, sino que tiene oscilaciones que generan cargas dinámicas. Estas cargas dinámicas originan un problema de vibraciones.

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

Situaciones límite a tener en cuenta:

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

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

c) Los casos extremos a tener en cuenta son: El huracán y el rotor en bandera y la velocidad del viento se duplica sin cambio de paso

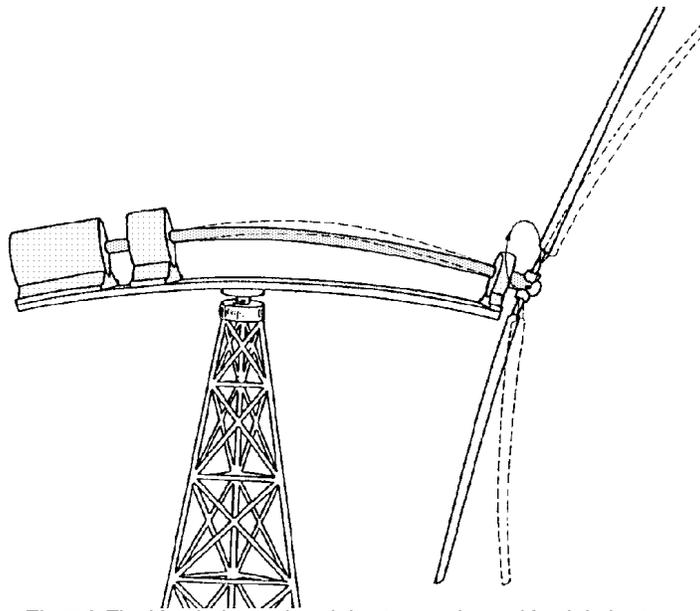


Fig 5.8 Flexión de las palas del rotor por la acción del viento

5.10 Mecanismo de orientación

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

a) Una cola o veleta que es un método muy eficaz sobre todo en máquinas pequeñas Fig 5.9

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

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

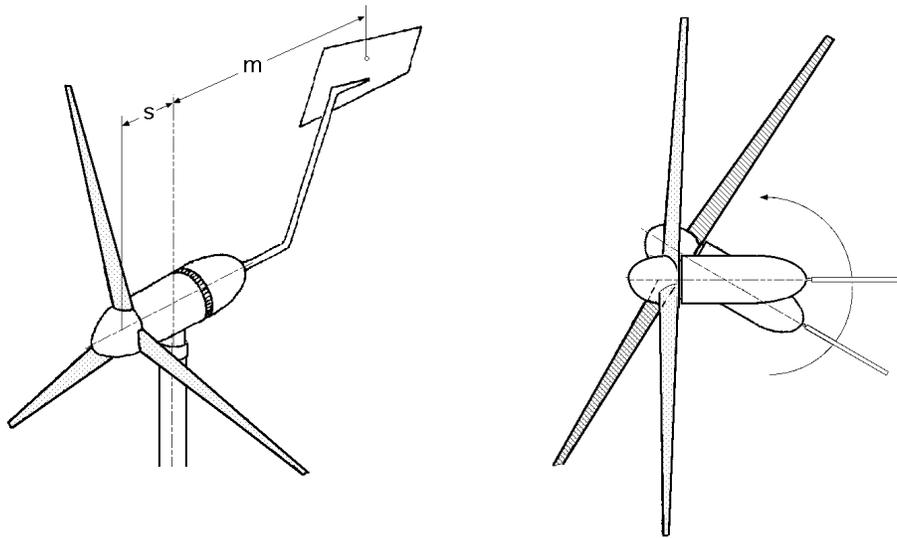


Fig 5.9.- Orientación del rotor mediante timón de cola

b) Un sistema de orientación accionado por rotores auxiliares

Este procedimiento consiste en la utilización de *rotores auxiliares* colocados en un plano ortogonal al plano del rotor del aerogenerador; cuando éste no esté orientado correctamente, los rotores eólicos auxiliares comienzan a girar y hacen que la máquina principal se oriente correctamente

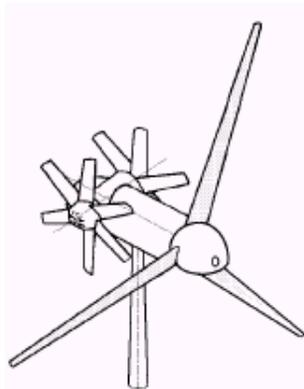


Fig 5.10 Orientación del rotor por efecto de rotores auxiliares

c) Un servomotor controlado electrónicamente

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

5.11 Sistemas de regulación de la velocidad de giro

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

Cuando una máquina está sometida a una determinada velocidad del viento, comienza a girar; dicha velocidad es la velocidad de conexión, pero su giro es lento y la máquina está lejos de generar su máxima potencia. A medida que la velocidad del viento aumenta el rotor gira más de prisa y la potencia que produce también aumenta; a una determinada velocidad (nominal), el rotor gira a las revoluciones precisas para que la máquina proporcione su potencia nominal y a partir de este momento, aunque aumente la velocidad del viento, no interesa que la velocidad de giro aumente, por lo que hay que actuar sobre ella regulando su velocidad.

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

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

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

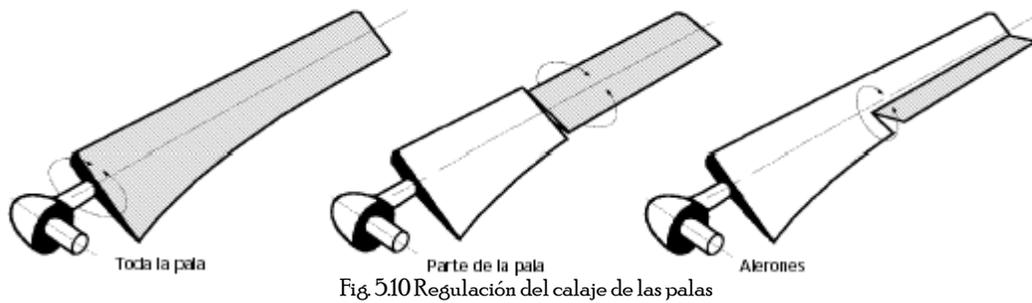
Con la introducción del paso variable se limitan las cargas máximas en la turbina, y con esta innovación comienza el proceso de disminuir los esfuerzos mecánicos que se generaban durante las ráfagas de viento en los momentos en que su velocidad media era del orden de la nominal, iniciándose también el proceso de ofrecer rotores de varios diámetros para adecuarse a las condiciones del emplazamiento.

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

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

Todos ellos se basan en el efecto de la fuerza centrífuga de rotación y la actuación del frenado aerodinámico se realiza mediante un dispositivo adecuado, que consiste en colocar perfiles aerodinámicos en los extremos de las palas del rotor que actúan cuando éste alcanza altas velocidades.

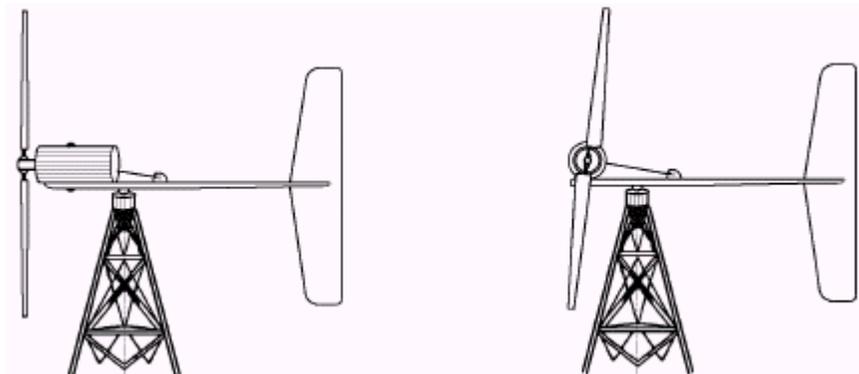
El sistema implica la regulación por variación del ángulo de inclinación α de las palas, que puede ser de toda la pala, de parte de la pala o mediante alerones.



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

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

En la Fig 5.11 un muelle permite un giro de la hélice de 90° alrededor de un eje vertical. En la Fig 5.12 un muelle permite un giro de la hélice de 90° alrededor de un eje horizontal. En la Fig 5.13 el efecto se consigue mediante una veleta auxiliar o mediante el empuje aerodinámico sobre una excéntrica.



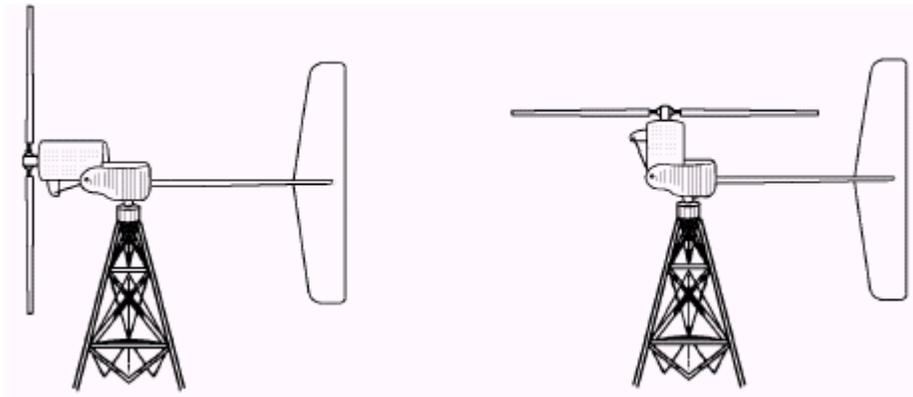
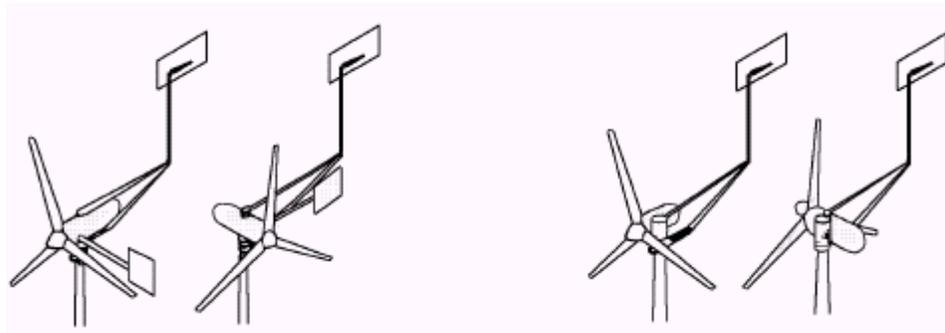


Fig 5.12 Regulación por giro de la hélice de 90° respecto a un eje horizontal



a) Veleta auxiliar

b) Empuje aerodinámico sobre una excéntrica

Fig 5.13.- Sistema de regulación por orientación del rotor

5.12 Materiales de construcción para las palas

La mayoría de las modernas palas de rotor de grandes aerogeneradores están fabricadas con plástico reforzado con fibra de vidrio ("GRP"), es decir, poliéster o epoxy reforzado con fibra de vidrio.

Utilizar fibra de carbono o aramidas (Kevlar) como material de refuerzo es otra posibilidad, pero normalmente estas palas son antieconómicas para grandes aerogeneradores.

Los materiales compuestos (composites) de madera, madera-epoxy, o madera-fibra-epoxy aún no han penetrado en el mercado de las palas de rotor, aunque existe un desarrollo continuado en ese área. Las aleaciones de acero y de aluminio tienen problemas de peso y de fatiga del metal, respectivamente. Actualmente sólo son utilizados en aerogeneradores muy pequeños.

6. CONTROL DE GENERADORES

La velocidad de turbina es generalmente inferior que la velocidad deseada por el generador eléctrico. Por esta razón, la velocidad de la turbina en la mayor parte de los sistemas de viento es acelerada usando un sistema de control. El sistema puede ser de velocidad fija o de velocidad variable.

6.1 Necesidad de los sistemas de control

6.1.1 Control de velocidad

La velocidad de rotor debe ser controlada por estos motivos:

- Para capturar más energía.
- proteger el rotor, el generador y el equipo electrónico de potencia de sobrecargas de viento fuerte.
- cuando el generador es desconectado por casualidad o para un acontecimiento previsto, perdiendo la carga eléctrica. En esta condición, la velocidad de rotor puede fugarse, destruyéndolo mecánicamente, si no es controlado.

La necesidad del control de velocidad del rotor tiene cinco regiones separadas (Fig 6.1):

1. La velocidad de corte en la cual la turbina comienza a producir la potencia. Debajo de esta velocidad, no es eficiente encender la turbina.

2. La región de C_p constante máxima, donde la velocidad del rotor varía con la variación de velocidad del viento para funcionar en el TSR constante correspondiente al valor de C_p máximo.

3. En la velocidad de viento todavía más alta, como durante una ráfaga, la máquina es hecha funcionar en la potencia constante para proteger al generador y la electrónica de potencia de una sobrecarga. Este puede ser conseguido bajando la velocidad de rotor. Si la velocidad es disminuida aumentando la carga eléctrica, el generador será sobrecargado, frustrando el objetivo. Para evitar la sobrecarga del generador, alguna clase de freno, la corriente de eddy, u otro tipo, debe ser instalada sobre el rotor.

4. Durante vientos fuertes, la velocidad del rotor es limitada con un valor superior constante basado en el límite del diseño de los componentes del sistema. En la región de velocidad constante, el C_p es inferior que el C_p máximo, y la potencia incrementa más en pequeñas proporciones que en la primera región.

5. La velocidad de corte. Más allá de cierta velocidad de viento, el rotor es cortado de la producción de potencia a fin de proteger las aspas, el generador eléctrico, y los componentes de los sistemas.

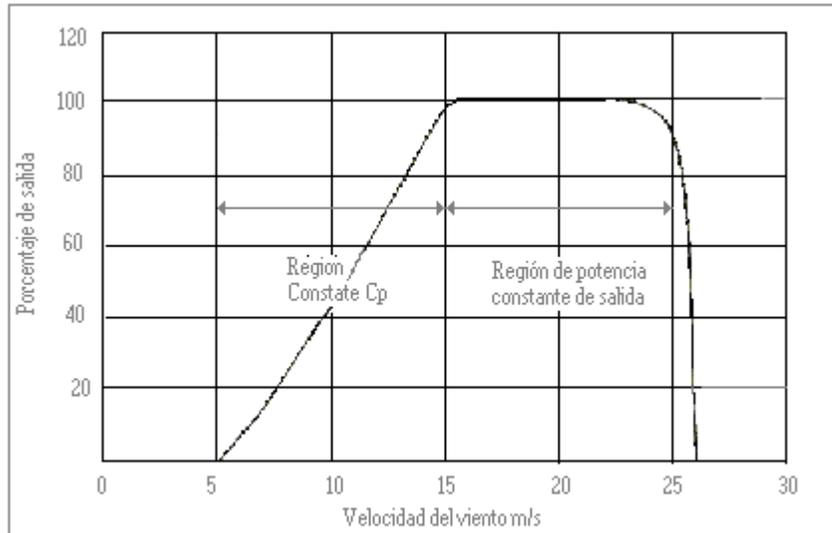


Fig 6.1 Cinco regiones de control de la velocidad de la turbina

La gran inercia del rotor de las palas debe ser tomada en cuenta en el control de velocidad. La aceleración y la desaceleración deben ser controladas para limitar la tensión dinámica mecánica sobre las palas del rotor y el eje, la carga eléctrica sobre el generador y la electrónica de potencia.

6.2 Regiones de Control de Velocidad

La velocidad y los controles de potencia en los sistemas de potencia de viento tienen tres regiones distintas:

- La región de C_p óptima constante
- La región limitada por velocidad
- La región limitada por potencia

Estas regiones son mostradas en la Figura 6.2. Típicamente la turbina comienza a funcionar cuando la velocidad de viento excede 4-5m/s, y es cortada en velocidades que exceden 25 a 30 m/s. Opera en medio de estas regiones. En un sitio típico, la turbina de viento puede operar aproximadamente del 70 a 80 por ciento del tiempo. Otras veces, es desconectado debido a que la velocidad del viento es demasiado baja o demasiado alta.

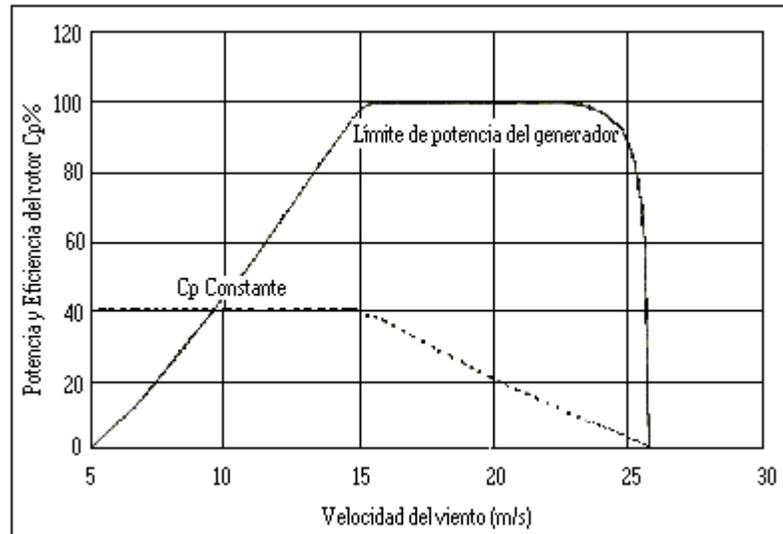


Fig 6.2 Tres distintas regiones de control de velocidad del rotor

La región de C_p máxima es el modo normal de operación, donde el control de velocidad opera al sistema en el valor de C_p óptimo constante almacenado en el sistema. Dos esquemas alternativos de controlar la velocidad en esta región se describen a continuación:

6.2.1 Esquema a TSR Constante

Este esquema está basado en el hecho de que la energía máxima es extraída cuando el TSR se mantiene constante en todas las velocidades de viento. El TSR óptimo es una característica de una turbina de viento dada. Este valor óptimo es almacenado como la referencia TSR en el dispositivo de control. La velocidad de viento es continuamente medida y comparada con la velocidad de punta de las palas. La señal de error es entonces alimentada al sistema de control, que cambia la velocidad de turbina para minimizar el error (Fig 6.3). En este momento el rotor debe estar funcionando en la referencia TSR generando la máxima potencia. Este esquema tiene la desventaja de requerir las medidas de velocidad de viento locales, que podrían tener un error significativo, en particular en una granja de viento grande con efectos de sombra. Siendo sensible a los cambios en la superficie de la pala, el TSR óptimo gradualmente se cambia.

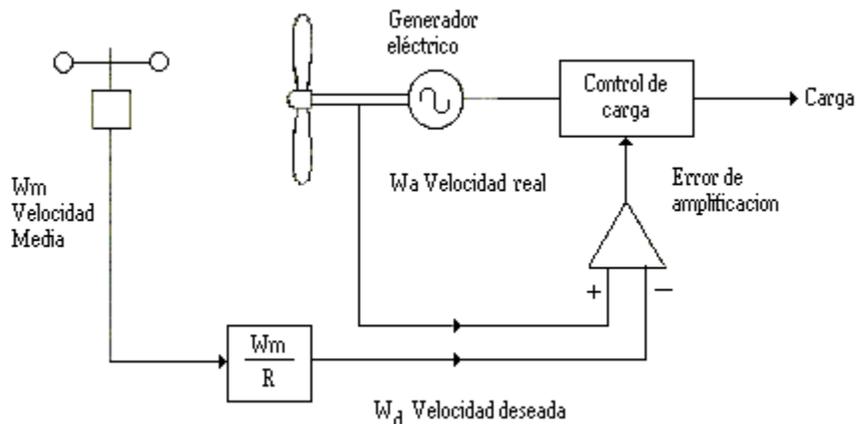


Fig 6.3 Máxima potencia de operación usando el esquema a TSR constante

6.2.2 Esquema de Rastreo de la Potencia Pico

La curva de potencia contra velocidad tiene solo un pico bien definido. Si operamos en el punto máximo, un pequeño aumento o decremento en la velocidad de turbina no causarían ningún cambio a la salida de potencia. Una condición necesaria para que la velocidad este en el punto máximo es la sigue:

$$\frac{dP}{d\omega} = 0 \quad (6.1)$$

El principio es usado en el esquema de control (Fig 6.4). La velocidad es aumentada o disminuida en pequeños incrementos, la potencia es continuamente medida, y $\Delta P/\Delta\omega$ es continuamente evaluado. Si esta proporción es positiva, significa que conseguimos más potencia aumentando la velocidad. Por otra parte, si la proporción es negativa, la generación de potencia reducirá si cambiamos la velocidad aún más. La velocidad es mantenida en el nivel donde $\Delta P/\Delta\omega$ está cerca del cero. Este método es insensible a los errores en medidas de velocidad de viento local, y también al diseño de la turbina de viento.

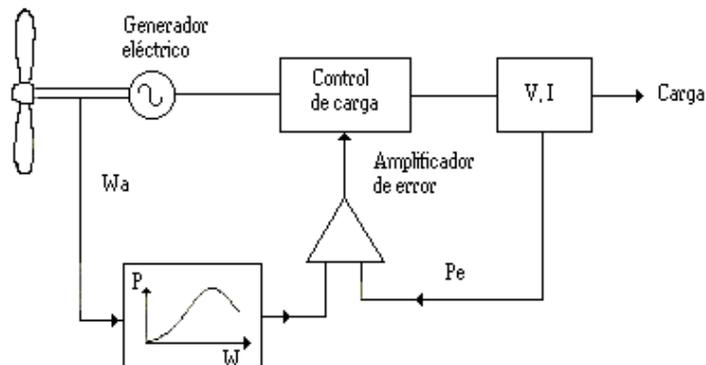


Fig 6.5 Máxima potencia de operación usando esquema de control de potencia

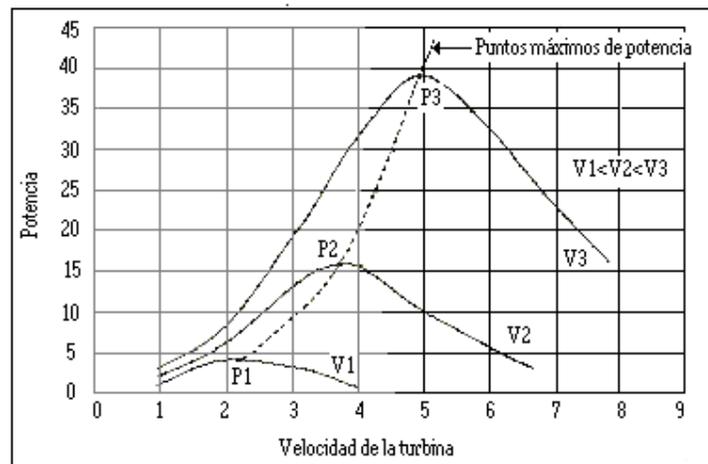


Figura 6.3 Potencia de la turbina contra características de velocidad del rotor en velocidades de viento diferentes. El pico de potencias mueve a la derecha en la velocidad de viento más alta

En la región de C_p constante, el sistema de control aumenta la velocidad del rotor en respuesta a la velocidad de viento creciente sólo hasta un cierto límite. Cuando este límite es alcanzado, el control cambia a la región restrictiva de velocidad. El coeficiente de potencia C_p no es más grande que el valor óptimo, y la eficiencia de potencia del rotor sufre.

Si la velocidad de viento se sigue elevando, los sistemas se acercarán al límite de potencia del generador eléctrico. Cuando esto ocurre, la velocidad de turbina es reducida, y el coeficiente de potencia C_p se aleja del valor óptimo. La potencia de salida del generador permanece constante en el límite del diseño. Cuando el límite de velocidad y el límite de potencia no pueden ser mantenidos bajo la ráfaga extrema de viento, la máquina es cortada de la operación de producción de potencia.

Dos métodos tradicionales de controlar la velocidad de turbina y la salida de potencia del generador son los siguientes:

Pitch control

En un aerogenerador de regulación por cambio del ángulo de paso, el controlador electrónico de la turbina comprueba varias veces por segundo la potencia generada. Cuando ésta alcanza un valor demasiado alto, el controlador envía una orden al mecanismo de cambio del ángulo de paso, que inmediatamente hace girar las palas del rotor ligeramente fuera del viento. Y a la inversa, las palas son vueltas hacia el viento cuando éste disminuye de nuevo.

Así pues, las palas del rotor deben ser capaces de girar alrededor de su eje longitudinal (variar el ángulo de paso).

El diseño de aerogeneradores controlados por cambio del ángulo de paso requiere una ingeniería muy desarrollada, para asegurar que las palas giren exactamente el ángulo deseado. En este tipo de aerogeneradores, el ordenador generalmente girará las palas unos pocos grados cada vez que el viento cambie, para mantener un ángulo óptimo que proporcione el máximo rendimiento a todas las velocidades de viento.

Stall control

Los aerogeneradores de regulación por pérdida aerodinámica tienen las palas del rotor unidas al buje en un ángulo fijo.

Sin embargo, el perfil de la pala ha sido aerodinámicamente diseñado para asegurar que, en el momento en que la velocidad del viento sea demasiado alta, se creará turbulencia en la parte de la pala que no da al viento. Esta pérdida de sustentación evita que la fuerza ascensional de la pala actúe sobre el rotor.

Conforme aumenta la velocidad real del viento en la zona, el ángulo de ataque de la pala del rotor también aumentará, hasta llegar al punto de empezar a perder sustentación.

En un aerogenerador regulado por pérdida aerodinámica la pala está ligeramente torsionada a lo largo de su eje longitudinal. Esto es así en parte para asegurar que la pala

pierda la sustentación de forma gradual, en lugar de hacerlo bruscamente, cuando la velocidad del viento alcanza su valor crítico

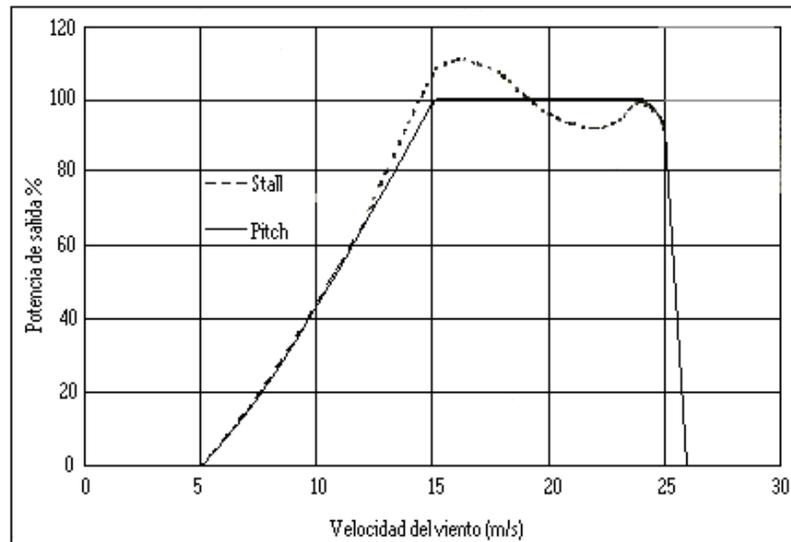


Fig 6.6 La variación de salida de potencia del generador con la velocidad de viento en las palas reguladas por ángulo de paso (pitch) y reguladas pérdida aerodinámica (stall)

6.3 Control de velocidad para Generadores

La selección de la velocidad de operación del generador y controlándolo con la velocidad de viento que cambia debe ser determinada en el diseño del sistema. Esto es importante, ya que esto determina todos los componentes principales y sus clases. Las estrategias alternativas y el correspondiente método de control de velocidad caen en las siguientes categorías:

6.3.1 Control de velocidad fija

La operación de velocidad fija del generador naturalmente se acopla bien con el generador de inducción, que es intrínsecamente una máquina de velocidad fija. Sin embargo, la velocidad de la turbina es generalmente baja, mientras que el generador eléctrico trabaja más eficientemente a alta velocidad. La caja de velocidades reduce la velocidad e incrementa el par, de esta manera mejora el coeficiente de potencia del rotor C_p . Bajo la variación de la velocidad del viento, el aumento y la disminución en el par convertido electromagnéticamente y la potencia están acompañados por el correspondiente aumento o disminución en el deslizamiento del rotor con respecto al estator.

Puesto que la velocidad se mantiene constante, una turbina que corre por encima de la velocidad nominal no es una preocupación de diseño. Sin embargo es posible generar potencia eléctrica por encima de la capacidad nominal del generador. Cuando esto pasa, el generador es cortado de operación por el circuito interruptor, así la carga es difundida y la generación del sistema de potencia cae a cero.

La principal desventaja de operación a una velocidad fija es que casi nunca captura la energía del viento en el pico de eficiencia en términos del coeficiente de potencia del

rotor C_p . La energía del viento es desperdiciada cuando la velocidad del viento es más alta o más baja que el valor seleccionado como óptimo. Con el generador operando a velocidad constante la producción anual de energía depende de la velocidad del viento y la relación de multiplicación.

A causa de la baja producción de energía por año, los controles de velocidad fija son limitados a pequeñas máquinas.

6.3.2 Control a dos velocidades fijas

Las máquinas de dos velocidades incrementan la captura de energía reduciendo las pérdidas eléctricas en el rotor y el ruido del engranaje. La velocidad es modificada cambiando el multiplicador. Las dos velocidades de operación son seleccionadas para optimizar la producción de energía anual con la distribución de la velocidad de viento esperada en el sitio. La producción de potencia varía con el multiplicador de engranes y la velocidad del viento como es visto en la figura 6.7. Por ejemplo, en la figura el sistema es operado con un bajo multiplicador de engranes para velocidades de viento por debajo de 10 m/s, y en un multiplicador alto para velocidades del viento por encima de los 10 m/s.

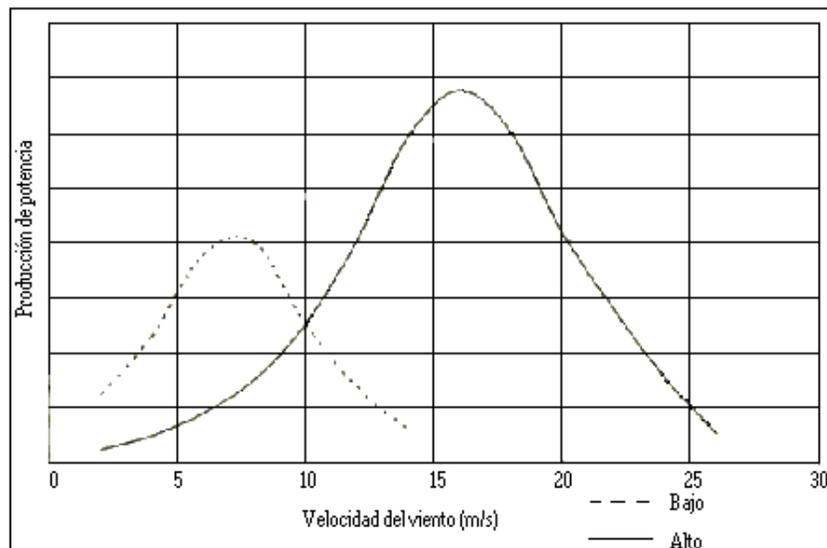


Fig 6.7 Distribución de probabilidad de la producción de potencia con velocidad de viento con un coeficiente de multiplicación de engranes alto y bajo

En algunos diseños americanos fueron conseguidas dos velocidades usando dos generadores por separado y haciendo el cambio entre los generadores por medio de un control.

Un método económico y eficiente es diseñar el generador de inducción para operar a dos velocidades.

6.3.4 Velocidad variable usando electrónica de potencia

El moderno controlador de velocidad variable usa electrónica de potencia para convertir voltaje variable y la salida de frecuencia variable del generador, en voltaje fijo y frecuencia de salida fija. La tendencia de usar tal sistema impulsa a la disminución del

costo de los semiconductores de potencia. El SCR convencional y el inversor pueden ser usados. La energía producida del sistema de velocidad variable es más alta que los otros métodos. Sin embargo, el costo añadido y las pérdidas eléctricas en la electrónica de potencia parcialmente contrarrestan el beneficio.

La electrónica de potencia basada en el sistema de velocidad variable introduce cuestiones de nivel de sistemas no encontradas en otros sistemas. Esto produce armónicas de alta frecuencia (ruido eléctrico) en la red, que degrada la calidad de potencia. Alternativamente la misma calidad de potencia requiere un alto grado de filtración eléctrica.

Además de la alta producción de energía anual, el sistema de electrónica de potencia de velocidad variable ofrece calidad controlable y ajustable de la potencia. Tienen dos grandes beneficios no encontrados en otros sistemas:

- La oportunidad de un control remoto. Esto lo hace atractivo para aplicaciones cerca de la costa.
- Las operaciones de ajuste para la conexión a la red.

6.3.5 Control Directo a Velocidad Variable

El generador que opera directamente a velocidad variable de la turbina es extremadamente llamativo. Esto es posible particularmente para pequeñas máquinas donde la velocidad del rotor es alta. El control directo elimina todo el equipo mecánico y no necesita electrónica de potencia. Esto tiene múltiples beneficios:

- Menor peso en la góndola
- Reduce ruido y vibraciones
- Menor pérdida de potencia en un alto porcentaje
- La góndola requiere con menos frecuencia servicio

El último beneficio es particularmente atractivo para instalación externa. El esfuerzo significativo de investigación y desarrollo es necesario antes de que el sistema de control directo de velocidad variable pueda ser puesto a disposición comercialmente para redes eléctricas de grandes vientos.

6.4 Selección del control

La operación de velocidad variable puede capturar teóricamente aproximadamente un tercio más de energía por año que el sistema de velocidad fija. La mejora real reportada por los operadores del sistema de velocidad variable en el campo es inferior, alrededor del 20 a 35 por ciento. Sin embargo, la mejora de hasta el 15 a 20 por ciento en la producción de energía anual por la operación de velocidad variable puede hacer los sistemas comercialmente viables en la región de viento baja. Este puede abrir el nuevo mercado entero para las instalaciones de potencia de viento, y esto pasa actualmente en muchos países. Por lo tanto las instalaciones más nuevas con mayor probabilidad usarán los sistemas de velocidad variable.

Desde 1997, la distribución del diseño del sistema es 35 por ciento a una velocidad fija, 45 por ciento a dos velocidades fijas y 20 por ciento en sistemas electrónicos de potencia a velocidad variable (Fig 6.8) la acción en el mercado de los sistemas de velocidad variable, sin embargo, aumenta cada año.

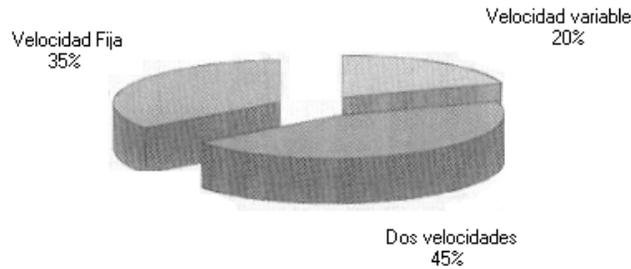


Fig 6.8 Opciones de diseño en un sistema de control de generador

6.5 Selección de la Velocidad de Corte

En cualquier caso, es importante que la máquina sea operada debajo de los límites de velocidad y potencia. Excediendo el uno o el otro encima del límite de diseño pueden dañar y hasta destruir la máquina. En el diseño del sistema de velocidad variable, la decisión importante debe ser tomada sobre el límite superior de la velocidad de operación. Para la distribución de energía mostrada en la figura 6.9, si la planta de viento es diseñada para funcionar en la velocidad fija V_1 , esto puede capturar energía E_1 durante el año. Por otra parte, si es diseñado para funcionar en la velocidad variable hasta V_2 , puede capturar la energía E_2 durante el mismo período. Éste, sin embargo, viene con un costo añadido de diseñar la turbina de viento y el generador para manejar la potencia alta

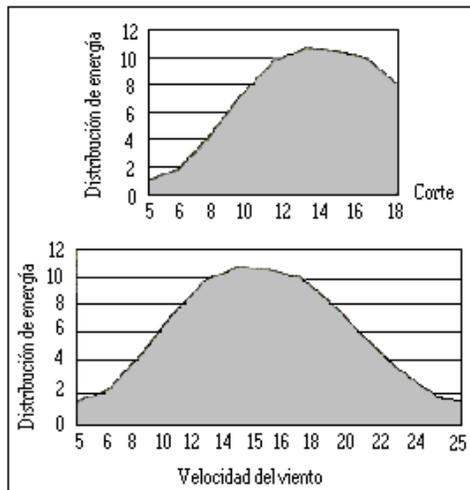


Figura 6.9 Distribución de probabilidad de la producción de energía anual a varias velocidades de corte

6.6 Contador de la torsión de los cables

Los cables llevan la corriente desde el generador de la turbina eólica hacia abajo a lo largo de la torre. Sin embargo, los cables estarán cada vez más torsionados si la

turbina, por accidente, se sigue orientando en el mismo sentido durante un largo periodo de tiempo. Así pues, los aerogeneradores están equipados con un contador de la torsión en los cables que avisará al controlador de cuando es necesario detorsionar los cables. Por tanto, es posible que alguna vez vea una turbina que parezca que haya perdido los estribos, orientándose continuamente en la misma dirección durante cinco vueltas.

Como en los otros equipos de seguridad en la turbina, el sistema es redundante. En este caso, la turbina está equipada también con un interruptor de cordón que se activa cuando los cables se torsionan demasiado.

6.7. Diseño del controlador

La mayoría de aerogeneradores funcionan a una velocidad casi constante con conexión directa a red. Sin embargo, con conexión indirecta a red, el generador de la turbina eólica funciona en su propia mini-red separada de corriente alterna, como se ilustra en el gráfico. Esta red está controlada electrónicamente (utilizando un inversor), por lo que puede variarse la frecuencia de la corriente alterna del estator del generador. De esta forma se puede hacer funcionar la turbina a una velocidad de giro variable. Así pues, la turbina generará corriente alterna exactamente a la frecuencia variable aplicada al estator.

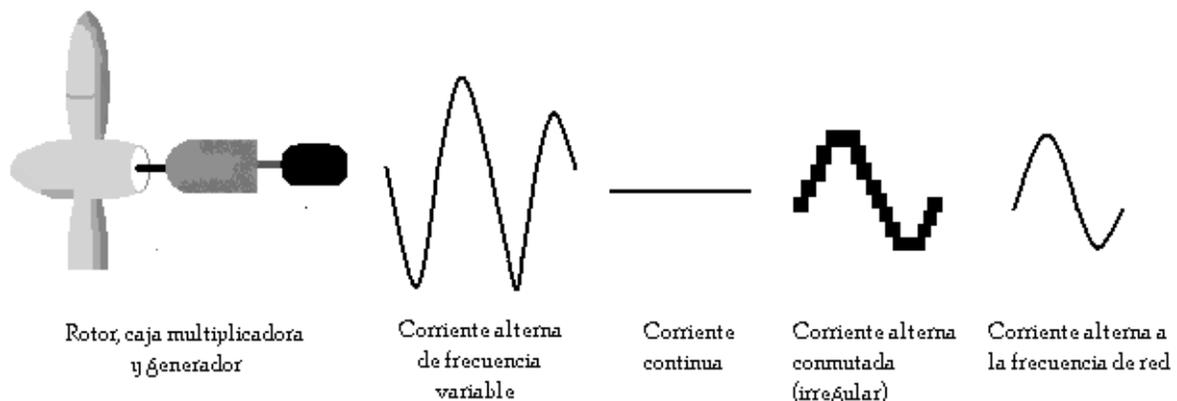


Figura 6.10 Conexión indirecta a la red del aerogenerador

En los sistemas de potencia de viento operando a velocidad variable para una producción máxima de energía anual, la frecuencia y voltaje de salida del generador de inducción varía con la velocidad del viento. La frecuencia variable, el voltaje variable de salida es convertido en un voltaje fijo de 60 Hz en la terminal de salida de manera que se acople a lo requerido por la red. Esto se puede conseguir utilizando electrónica de potencia. La frecuencia variable es primero rectificada a CD, y la CD es después invertida a frecuencia fija de CA.

6.7.1 Conversión a corriente continua (CC)

La corriente alterna de frecuencia variable no puede ser tratada en la red eléctrica pública. Debemos, por tanto, rectificarla, es decir, convertirla en corriente continua (CC).

La conversión de corriente alterna de frecuencia variable a corriente continua puede hacerse utilizando tiristores o grandes transistores de potencia.

Los rangos de voltaje y corriente de los dispositivos de conmutación disponibles en el mercado varían, algunos rangos disponibles están listados en la tabla 1.

Dispositivo	Rangos de voltaje [V]	de	Rangos de corriente [A]	de	Observaciones
BJT	1500		200		Requiere pulsos de corriente grandes para encender
IGBT	1200		100		Combina las ventajas del BJT, GTO y MOSFET
MOSFET	1000		100		Grandes velocidades de conmutación
SCR	6000		3000		Una vez encendido requiere circuitos de apagado drásticos.

Tabla 6.1 Rangos de máximo voltaje y corriente de los dispositivos de electrónica de potencia

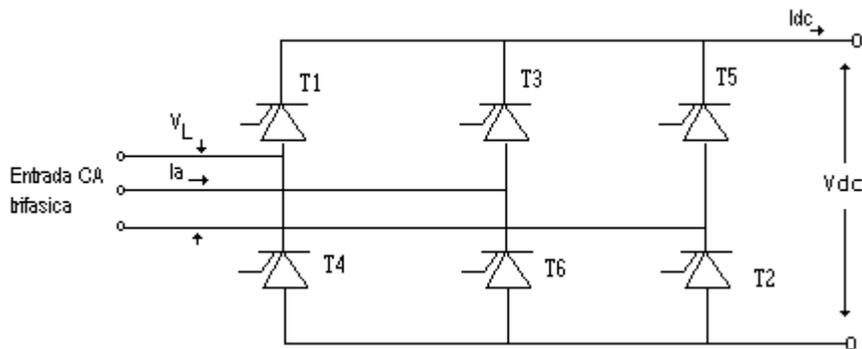


Fig 6.11 Circuito rectificador

El diagrama del circuito de onda completa trifásico mostrado es un rectificador de CA a CD. Generalmente se usan rectificadores de silicio controlado (SCR) para conseguir corriente rectificada. El voltaje promedio de salida de CD en este circuito esta dado por lo siguiente:

$$V_{cd} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} V_L \cos \alpha \quad (6.2)$$

donde

V_L = Voltaje de línea a línea del lado de CA del rectificador

α = ángulo de retraso de disparo para la conmutación

El ángulo de retraso es medido desde el cruce por cero de la parte positiva de la onda de voltaje de CA. La ecuación 6.2 muestra que el voltaje de salida de CD es controlable variando el ángulo de retraso α , el cual controla la conducción de cambio.

La carga determina la corriente del lado de CD :

$$I_{CD} = \frac{\text{Potencia de carga de CD}}{V_{CD}} \quad (6.3)$$

En la operación de estado estable, el balance de potencia debe ser mantenido en ambos lados de CA y CD. Esto es, la potencia del lado de CA debe ser igual a la suma de la potencia de carga de CD y las pérdidas en el circuito rectificador. La potencia del lado de CA es:

$$P_{CA} = \frac{\text{Potencia de carga de CD}}{\text{Eficiencia del rectificador}} \quad (6.4)$$

Nosotros sabemos que la potencia trifásica de CA esta dada por lo siguiente:

$$P_{CA} = \sqrt{3}V_L I_L \cos \varphi \quad (6.5)$$

donde $\cos \varphi$ es el factor de potencia del lado de CA, de la ecuación (6.4) con (6.5) obtenemos la corriente de línea del lado de CA.

6.7.2 Conversión a corriente alterna de frecuencia fija

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

A primera vista, la clase de corriente alterna que se obtiene de un inversor tiene un aspecto bastante feo (nada que ver con la suave curva sinusoidal que aprendimos cuando estudiábamos corriente alterna). En lugar de eso, lo que se tiene es una serie de saltos bruscos en la tensión y en la corriente.

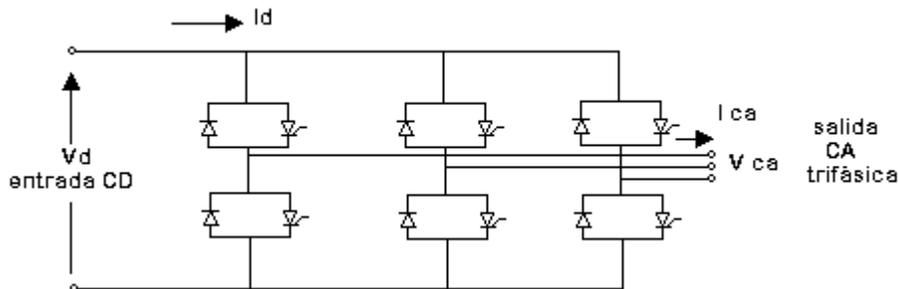


Fig 6.12 Circuito Inversor

La figura 4 muestra el diagrama del circuito inversor de CD a CA trifásica. La fuente de corriente de CD es cambiada sucesivamente a 60Hz trifásicos. La corriente de CA contiene armónicas significativas. El voltaje de fase a neutro de frecuencia fundamental (60Hz) es el siguiente:

$$V_{fase} = \frac{2\sqrt{2}}{\pi} \cos\left(\frac{\pi}{6}\right) \cdot V_{CD} \quad (6.6)$$

El voltaje de línea de CD esta dado por $\sqrt{3} \cdot V_{fase}$

6.7.3 Filtrado de la corriente alterna

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

6.7.4 Ventajas de la conexión indirecta a red: velocidad variable

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

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

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

6.7.5 Diagrama de bloques del funcionamiento del control

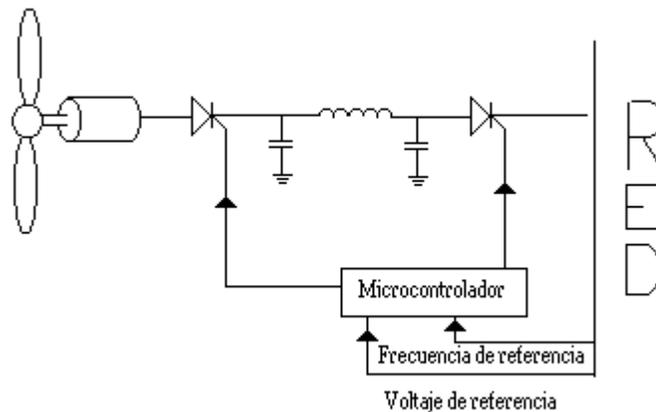


Fig 6.13 Diagrama del controlador del generador eólico

El esquema de la figura 6.13, es un diseño de velocidad variable. La frecuencia variable a la salida del generador, es primero rectificada a DC, y después invertida a frecuencia fija de AC. Antes de la inversión, las armónicas del rectificador son filtradas por los capacitores y el inductor. La frecuencia de referencia para el disparo del inversor y el voltaje de referencia para el control del ángulo de fase del rectificador son tomados de la red. El Microcontrolador es el que lleva a cabo el control de los disparos de los tiristores que conforman el rectificador e inversor.

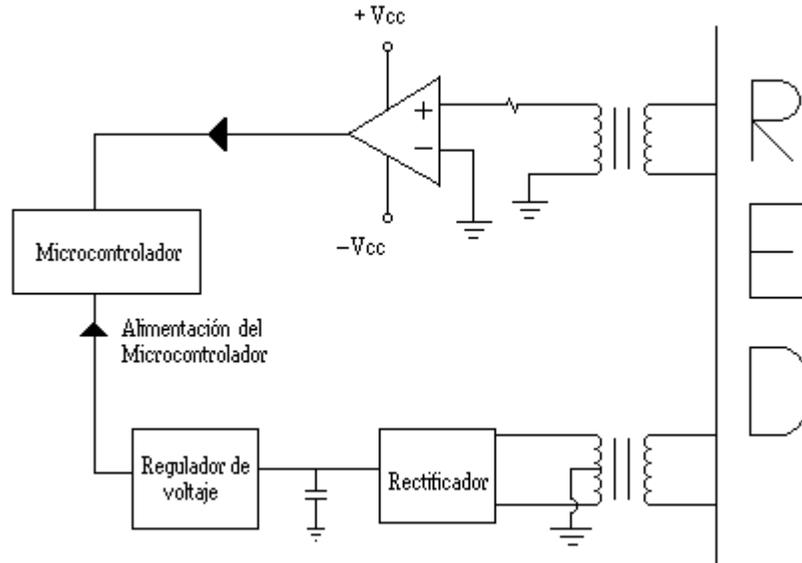


Fig 6.15 Diagrama para la obtención del voltaje y frecuencia de referencia.

En el diagrama de la figura 6.15 se muestra la forma en que será polarizado el microcontrolador, esto es, usando un transformador que toma el voltaje de la red y lo reduce a un voltaje aceptable para trabajar con los circuitos que permiten la alimentación del microcontrolador. Estos circuitos son un rectificador que convierte la CA a CC; se utiliza un capacitor para reducir el voltaje de rizo a la salida del rectificador. Por último se utiliza un regulador de voltaje con el cual se ajustará el voltaje necesario para polarizar el microcontrolador.

Para obtener la frecuencia de referencia utilizamos un transformador para reducir el voltaje de la red y una resistencia para reducir la corriente y poder utilizar un comparador. A este comparador se le pone una referencia que en este caso es la tierra en la terminal inversora y en la no inversora se toma el voltaje a la salida del transformador, de esta manera nos podemos dar cuenta que cuando tenemos un voltaje negativo a la salida del comparador la onda se encuentra en el semiciclo negativo y cuando exista un voltaje positivo se obtendrá una salida del comparador, la cual nos indica que se encuentra en el semiciclo positivo. La salida del comparador es conectada al microcontrolador que obtendrá la frecuencia de referencia y con ella será capaz de mandar los pulsos necesarios para que los tiristores trabajen adecuadamente y así entregar la frecuencia deseada en sincronía con la red

Para obtener nuestro voltaje de referencia utilizamos la misma conexión de alimentación a la salida del rectificador para obtener un voltaje de CD que tomará como referencia el microcontrolador y con las ecuaciones mencionadas en este capítulo se podrá obtener el ángulo de disparo α adecuado para los tiristores y así obtener el voltaje deseado.

7. CONCLUSIONES

Gracias a la investigación que realizamos sobre el aprovechamiento de la energía eólica nos dimos cuenta que esta energía es importante para el mundo, ya que es renovable barata y no contamina el medio ambiente.

Nosotras pensamos que este tipo de energía debe ser mas estudiada en México ya que descubrimos que se obtienen grandes beneficios del viento, pues habrá un momento en que la demanda en el país será mucho mayor por el aumento de la población, y deberíamos aprovechar las zonas eoloenergéticas, que afortunadamente contamos con varias de ellas en nuestro país.

Nos hubiera gustado profundizar más en el diseño del aerogenerador, desde el diseño de las palas hasta el controlador. Pero desafortunadamente los temas son muy extensos y requieren dedicación y tiempo, además son conceptos nuevos, que no vimos a lo largo de la carrera, como lo es la aerodinámica. En cuanto al controlador también nos llevaría mucho tiempo un diseño más minucioso pues son demasiados los parámetros a monitorear y controlar.

La investigación a cerca del control de un aerogenerador en cuanto a diseño nos lleva a concluir lo siguiente:

- ❖ De acuerdo a la información vista en el capítulo 3, por su economía y fiabilidad, el generador de inducción es el más adecuado en el diseño de turbinas. Su capacidad de generación alcanza potencias muy altas.
- ❖ En cuanto a la refrigeración del aerogenerador, la refrigeración por agua es la más eficaz porque en general reduce la exigencia de mantenimiento, una ventaja significativa en máquinas grandes que por lo general se sientan sobre altas torres.
- ❖ Para el óptimo funcionamiento de un aerogenerador, una parte clave es la correcta elección o diseño del perfil de las palas pues de estas dependerá obtener la potencia deseada.
- ❖ Muchas personas pensarían que lo más conveniente sería extraer el 100% de la potencia del viento, al comienzo de esta investigación nosotras creíamos que era posible, pero al estudiar la teoría de Betz descubrimos que sólo es posible extraer un menor porcentaje para aprovechar la energía del viento de la manera más óptima.
- ❖ En ciertas ocasiones no es necesario utilizar un multiplicador para acoplar el rotor al generador eléctrico, por ejemplo si un generador requiere 300 rpm para generar la potencia de 1 kW y el rotor funciona a estas 300 rpm, no es necesario colocar ningún tipo de multiplicador y el acoplamiento será directo.
- ❖ El diseño del soporte del aerogenerador y de la torre se tiene que estudiar con cuidado, de forma que sus frecuencias propias de vibración no estén próximas a las frecuencias generadas por la rotación de la hélice y así evitar el que entren en resonancia.

- ❖ En cuanto a los sistemas de orientación consideramos que el mejor sistema es usar servomotores para grandes máquinas eólicas pero no sería conveniente usarlos para máquinas de pequeña potencia pues el costo de la máquina sería elevado, por lo que es más conveniente utilizar una veleta.
- ❖ Como ingenieros electrónicos la opción más viable para nosotras en este momento sería utilizar electrónica de potencia para el sistema de frenado, esto no implica que los otros métodos mencionados no sean efectivos, pero debido a que no tenemos buenos conocimientos de aerodinámica no los elegiríamos para diseñar.
- ❖ La principal ventaja de la regulación por pérdida aerodinámica sobre regulación por cambio de ángulo de paso es que se evitan las partes móviles del rotor y un complejo sistema de control. Por otro lado, la regulación por pérdida aerodinámica representa un problema de diseño aerodinámico muy complejo, y comporta retos en el diseño de la dinámica estructural de toda la turbina.
- ❖ El sistema de velocidad variable está en aumento desde 1997 aunque en ese año el sistema más utilizado era a dos velocidades fijas. Debido a las ventajas que ofrece el sistema a velocidad variable como mayor captura de energía del viento, decidimos diseñar a groso modo el sistema a velocidad variable.

En general, el estudio, diseño y construcción de los aerogeneradores es complejo pero muy interesante y de gran beneficio para nuestra sociedad. El difícil acceso a información sobre diseño de aerogeneradores nos ha influido en la elaboración de esta tesis, la información que se ha podido sacar de libros y documentos son datos que no están actualizados sobre el entorno nacional.