

Este trabajo pretende ser una introducción a la energía eólica, y sobre todo a las técnicas y modelos empleados en ésta nueva clase de máquinas de generación eléctrica, así como las soluciones de control automático que requieren. El nivel, dada la extensión del tema, no pretende ser más que de introducción. Se busca, sin embargo, dar material, alternativas y un tratamiento matemático de nivel intermedio, como para que la profundización en éste campo sea accesible a los profesionales que deseen involucrarse con ésta energía limpia.

El curso se basa en material de trabajo, presentaciones y charlas como así también una revisión bibliográfica extensa, además de experiencia de primera mano del autor en instalaciones de energía eólica sobre todo en baja y media potencia y sus sistemas de medición asociados.

La primera parte es introductoria, y expone algunos conceptos básicos de los principios físicos y de las tecnologías utilizadas en la generación de energía con máquinas eólicas. También comprende las mediciones a realizar para evaluar el potencial del viento, y algunos aspectos de utilización y costos de instalación de equipos de generación eólica.

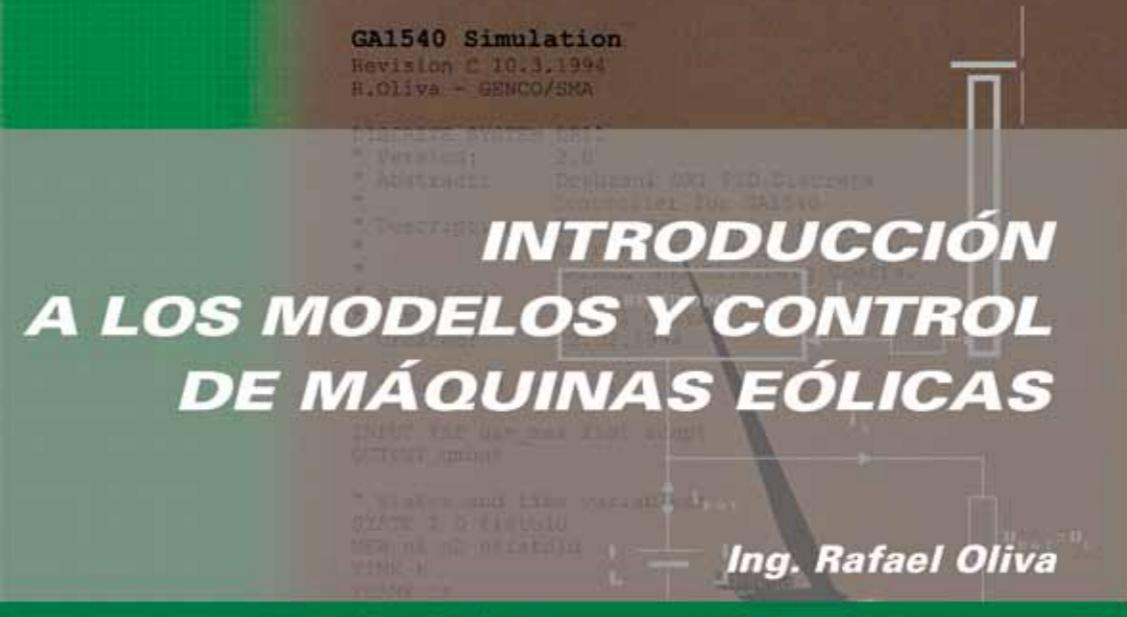
La segunda parte encara las técnicas específicas utilizadas para modelizar y controlar las máquinas eólicas. Se plantean los esquemas de simulación utilizados en máquinas eólicas de origen europeo, hasta potencias por encima del MW. Se discuten algunas soluciones desarrolladas e implementaciones típicas, así como conceptos de control en tiempo real. Por último, se exponen conceptos sobre sistemas diesel-eólico genéricos y los nuevos desarrollos automáticos, para generación en sitios aislados.



© 2010 Ediciones Universidad Nacional de la Patagonia Austral



INTRODUCCIÓN A LOS MODELOS Y CONTROL DE MAQUINAS EÓLICAS Ing. Rafael Oliva



Rafael Oliva es Ingeniero Electrónico de la Universidad de Buenos Aires, Argentina (1992), con un posgrado técnico en Aerogeneradores Conectados a Red en el DEWI (Deutsches Windenergie Institut) de Wilhelmshaven, Alemania entre 1993 y 1994, y cursa actualmente la Maestría en Energías Renovables de la UNSa/UNSAJB en Comodoro Rivadavia, Argentina. Se desempeña como docente e investigador categoría III de la Universidad Nacional de la Patagonia Austral en el área de Energías Renovables en Río Gallegos. Ha sido Secretario de Ciencia y Tecnología de dicha Universidad entre 2003 y 2005, y además se desempeñó como Director del Instituto Provincial de Energías Renovables de Santa Cruz entre 2005 y 2006, y presidente de la Asociación Santacruceña de Energías Renovables. Actualmente desarrolla también su actividad profesional como consultor para L&R Ingeniería en el tema energía eólica, mediciones y adquisición de datos. Ha publicado gran cantidad de trabajos en el área de energía eólica y mediciones, en aspectos tecnológicos y de aplicabilidad de esta fuente renovable de energía.



© 2010 Ediciones UNPAedita
Universidad Nacional de la Patagonia Austral

*"El autor desarrolla su actividad
en la Unidad Académica Rio Gallegos de la UNPA".*



_ Lisandro de la Torre n° 860 CP Z9400JZR

_ +54 02966 442370 / 76 / 77 427899

_ email: rectorad@unpa.edu.ar

_ web: www.unpa.edu.ar

UNIVERSIDAD NACIONAL DE LA PATAGONIA AUSTRAL

INTRODUCCIÓN A LOS MODELOS Y CONTROL DE MAQUINAS EÓLICAS

© 2011 | UNPAedita |

| ISBN |
978-987-1242-35-1

Primera edición: Mayo de 2011

| Foto de Tapa |
Horns Rev im Abendlicht

| Diseño y Diagramación |
DCV Prof. Ariel Rosica

Hecho el depósito que establece la ley 11.723

Impreso en

© 2011 Ediciones Universidad Nacional de la Patagonia Austral

No se permite la reproducción total o parcial de esta publicación, ni su almacenamiento en un sistema informático, ni su transmisión en cualquier forma o por cualquier medio electrónico, mecánico, fotocopia u otros métodos, sin el permiso del editor.

Río Gallegos . Santa Cruz . Patagonia Austral Argentina

INTRODUCCIÓN A LOS MODELOS Y CONTROL DE MAQUINAS EÓLICAS

Ing. Rafael Oliva

Oliva, Rafael Beltran

Introducción a los modelos y control de maquinas eólicas. - 1a ed. - Río Gallegos : Universidad Nacional de la Patagonia Austral, 2009.

204 p. : il. ; 20x15 cm.

ISBN 978-987-1242-35-1

1. Energía Eólica.
CDD 333.92



Dedicado

...a Claudia, Juan y Flor, por estricto orden de llegada.

. /Agradecimientos

A mis viejos, a mi familia, a Carlos Luna Pont, a Mario Brugnoni, a Gautam Dutt, a la gente de UNPA, de la Planta de Hidrógeno y la Tecnicatura de Pico Truncado, a Jens y Cristina Molly, a Arturo Kunstmann, a Héctor Mattio y su gente, a Juan Carlos Bolcich y a tantos amigos que me creyeron...



./Prefacio

Este trabajo pretende ser una introducción a la energía eólica, y sobre todo a las técnicas y modelos empleados en esta nueva clase de máquinas de generación eléctrica, así como las soluciones de control automático que requieren. El nivel, dada la extensión del tema, no pretende ser mas que de introducción. Se busca, sin embargo, dar material, alternativas y un tratamiento matemático de nivel intermedio, como para que la profundización en este campo sea accesible a los profesionales que deseen involucrarse con esta energía limpia.

El libro se basa en cursos dictados por el autor con material de trabajo, presentaciones y charlas como así también una revisión bibliográfica extensa, además de experiencia de primera mano en instalaciones de energía eólica sobre todo en baja y media potencia y sus sistemas de medición asociados.

La primera parte es introductoria, y expone algunos conceptos básicos de los principios físicos y de las tecnologías utilizadas en la generación de energía con máquinas eólicas. También comprende las mediciones a realizar para evaluar el potencial del viento, y algunos aspectos de utilización y costos de instalación de equipos de generación eólica.

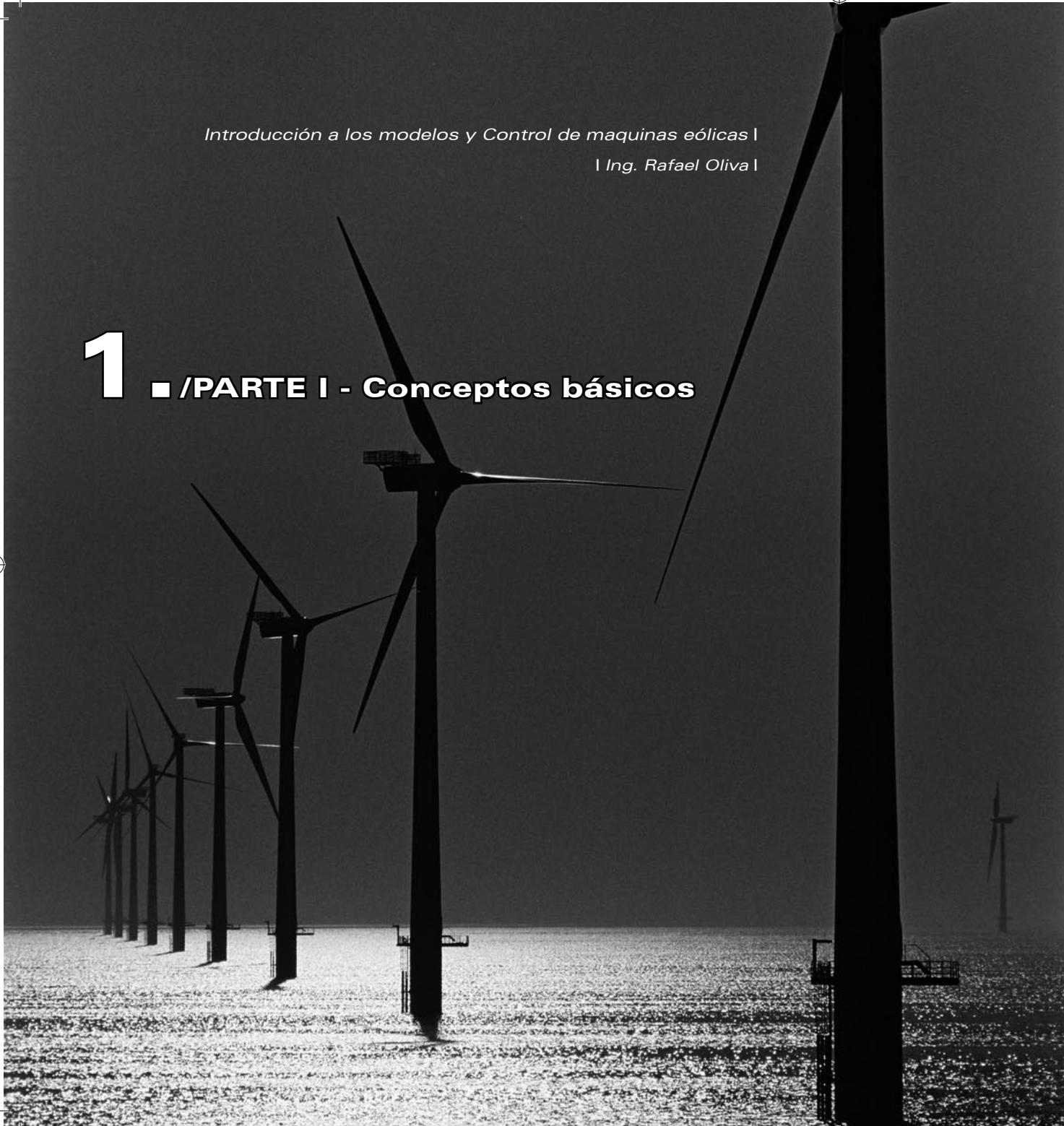
La segunda parte encara las técnicas específicas utilizadas para modelizar y controlar las máquinas eólicas. Se plantean los esquemas de simulación utilizados en máquinas eólicas de origen europeo, hasta potencias por encima del MW. Se discuten algunas soluciones desarrolladas e implementaciones típicas en las primeras experiencias de fabricación local, así como conceptos de control en tiempo real. Por último, se exponen rudimentos sobre sistemas diesel-eólico genéricos y los nuevos desarrollos automáticos, para generación en sitios aislados.-

Introducción a los modelos y Control de maquinas eólicas I

I Ing. Rafael Oliva I

1 ■ /PARTE I - Conceptos básicos

.INTRODUCCIÓN



.INTRODUCCIÓN

La Energía Eólica ha dejado de ser un nicho de investigación marginal para convertirse en una industria consolidada que, como alternativa para generación de electricidad, sigue en franca expansión en todo el mundo. La búsqueda de nuevas fuentes de energía, mas limpias y menos nocivas para el ambiente ha sido la causa política mayor que incentivó el crecimiento de alternativas sustentables y en particular de esta industria desde mediados de los ochenta. Las causas económicas pueden rastrearse en las proyecciones de costos energéticos que realizaron la mayoría de los países centrales, y que vaticinaron un continuo crecimiento de los precios de combustibles fósiles (que ya hoy superan muchas previsiones), y el elevado costo social de la contaminación del ecosistema.

No debe suponerse que la Energía Eólica es una fuente perfecta o que no presenta mayores desafíos técnicos. Tiene sus dificultades y desventajas, y sus costos deben evaluarse cuidadosamente. Sin embargo, con los niveles de potencia instalada mundial de aerogeneradores, que superan los 160GW desde el 2009 [fuente: GWEC], cada vez más es considerada dentro de las alternativas energéticas para la Humanidad en el futuro.

El fuerte de la Eólica estuvo hasta ahora en los países mas desarrollados, donde las redes eléctricas eran mas fuertes y las consecuencias de la combustión irracional de combustibles fósiles y los problemas generados por los residuos contaminantes del desarrollo industrial se comenzaron a ver desde fines de la década del setenta. En los últimos años, algunos países emergentes como China e India se han convertido en nuevos referentes de esta industria. Entre los países en vías de desarrollo como la Argentina, la concientización acerca de nuevas fuentes energéticas y la necesidad de medidas de eficiencia energética y fuentes limpias de energía es relativamente reciente, pero está cobrando un impulso considerable a través de nuevos marcos legales y programas como el local GENREN [2009] y el PROINFA en Brasil.

Es en este marco que resulta de importancia profundizar en tecnologías energéticas nuevas, que vayan planteando nuevas opciones a los enfoques tradicionales. Paradójicamente, aún siendo el viento una de las fuentes motrices mas antiguas empleadas por la Humanidad, su uso en el campo de la generación eléctrica es



relativamente reciente, y mas reciente aún es su desarrollo como industria masiva y tecnología estable. Los avances logrados en este campo en los últimos treinta años son enormes, y no pueden desligarse del avance general de la ciencia gracias al incremento del poder y la miniaturización de componentes electrónicos y pequeños procesadores de datos. Estos han “democratizado” un antes impensable poder de cálculo, que solía asociarse a grupos selectos. Como en todo el campo industrial, en el de las máquinas eólicas las computadoras han facilitado las tareas tanto de diseño, como de simulación “sin riesgos” de una costosa planta aún no construida, como de control y supervisión del funcionamiento del complejo sistema final que constituye un generador eólico. Basta pensar lo poco práctico que sería una máquina de medio megavatio de potencia, que requiriera de un ejército permanente de técnicos supervisando su funcionamiento, en los lugares generalmente poco habitados que suelen ser los de mejores vientos.

Este trabajo realiza una introducción a las técnicas y modelos empleados en esta nueva clase de máquinas de generación eléctrica, así como las soluciones de control automático que requieren. El nivel, dada la extensión del tema, no pretende ser mas que de introducción. Se busca, sin embargo, dar material, alternativas y un tratamiento matemático de nivel intermedio, como para que la profundización en este campo sea accesible a los profesionales que deseen involucrarse con esta energía alternativa.

Introducción a los modelos y Control de maquinas eólicas I

I Ing. Rafael Oliva I

2 ■ /PARTE I - Conceptos básicos

.FUNDAMENTOS FÍSICOS DEL APROVECHAMIENTO DE LA ENERGÍA EÓLICA

_2.1 Teoría elemental de Betz

***_2.2 Conversores aerodinámicos
de resistencia y de empuje***

_2.3 Aerodinámica del rotor

***_2.4 Trazado de características
de un rotor eólico***

***_2.5 Limitación aerodinámica de potencia
y velocidad de giro***

_2.6 El viento y su descripción estadística

.2 FUNDAMENTOS FÍSICOS DEL APROVECHAMIENTO DE LA ENERGÍA EÓLICA

2.1/ Teoría elemental de Betz

Se tratarán aquí los fundamentos físicos que permiten predecir el comportamiento de las máquinas eólicas, y que fueron sistematizados en principio por el científico alemán Albert Betz (1885-1968) en una serie de artículos publicados entre 1922 y 1925. Dichos escritos fueron luego reunidos en un único trabajo [Betz26].

La energía cinética de una masa m de aire en movimiento con velocidad V puede expresarse;

$$E_{cin} = \frac{1}{2} m V^2 \quad \text{con } m \text{ [kg]} = \text{masa del aire, } V \text{ [m/s]} \text{ velocidad del Viento (2.1)}$$

Este es el tipo de energía que se aprovecha para obtener trabajo a partir del viento, ya que el aire tiene muy poca energía potencial. Para una superficie transversal S atravesada por un volumen V_{ol} de aire se pueden definir las siguientes relaciones:

$$\frac{dm}{dt} = \rho V S \quad \text{Flujo de masa [kg/s]} \quad (2.2)$$

$$\frac{dV_{ol}}{dt} = V S \quad \text{Flujo de Volumen [m}^3\text{/s]} \quad (2.3)$$

$$\text{con } \rho = \text{Densidad del aire [kg/m}^3\text{]}$$

Para obtener una expresión de Potencia, se utiliza el concepto de cambio de energía por unidad de tiempo. Incorporando el concepto de flujo de masa queda la expresión:

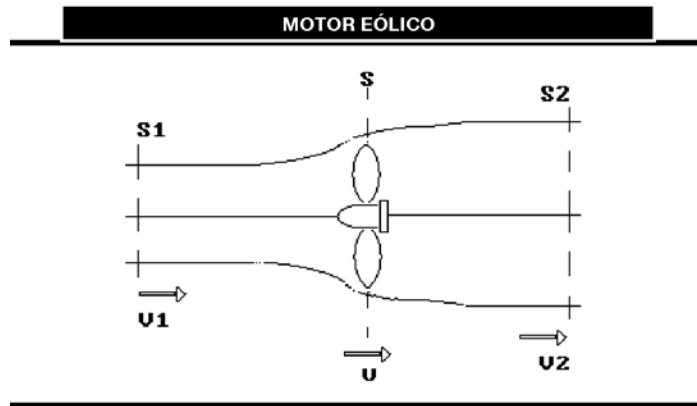
$$\frac{dE_{cin}}{dt} = \frac{1}{2} \frac{dm}{dt} V^2 = \frac{1}{2} (\rho V S) V^2 = \frac{1}{2} \rho S V^3 = P \quad \text{con } P \text{ [W]} = \text{potencia}$$

$$V \text{ [m/s]} \text{ velocidad del Viento (2.4)}$$

Betz atacó el problema de la cantidad máxima de potencia que teóricamente puede extraerse del aire en movimiento con un sistema conversor. Para ello trató al aire como un fluido incompresible, y consideró **constantes** tanto el **flujo de volumen** como el de **masa**.



Al considerar esto último, toda la potencia extraída es a costa de la velocidad de la masa de aire. Si se interpone en una corriente de aire una máquina convertora, la velocidad detrás de ella será menor que la que tiene antes de ser interceptada. Esto puede verse gráficamente en la Figura 2.1. I



■ Figura 2.1 I
Máquina convertora
- áreas y velocidades

En dicha figura, V_1 indica la velocidad del aire no perturbado, que atraviesa una superficie S_1 . La velocidad del viento detrás de la eólica está indicada por V_2 , atravesando una superficie S_2 , y la velocidad y superficie en el convertor eólico son V y S , respectivamente. Se cumple que $V_2 < V < V_1$.

La potencia mecánica extraída en el convertor será la diferencia entre las potencias delante y detrás del mismo, es decir:

$$P_{mec} = \frac{1}{2} \rho S_1 V_1^3 - \frac{1}{2} \rho S_2 V_2^3 \quad [W] \quad (2.5)$$

El mantenimiento del flujo de masa requiere que:

$$\rho S_1 V_1 = \rho S_2 V_2 \quad \text{o sea que} \quad S_1 V_1 = S_2 V_2 \quad (2.6)$$

Reemplazando en la expresión de P se obtiene:

$$P = \frac{1}{2} (\rho V_1 S_1) (V_1^2 - V_2^2) \quad \text{con } P [W] = \text{potencia} \quad (2.7)$$

Según ésta expresión, podría maximizarse la potencia si se reduce V_2 a 0. Sin embargo, ello implicaría la eliminación de la corriente. Por lo tanto, se buscará una relación V_2/V_1 que maximice la potencia extraída.

Para completar el desarrollo, es necesario utilizar una relación adicional para la potencia mecánica del convertidor. Por el principio de reacción a una masa en movimiento, puede expresarse el empuje F sobre el convertidor como:

$$F = \frac{dm}{dt} (V_1 - V_2) \quad \text{con } F = \text{Empuje } [N] \quad (2.8)$$

En el punto de contacto del aire con la máquina, ésta fuerza actúa a una velocidad V , por lo que la potencia P resultante se puede escribir:

$$P = FV = \frac{dm}{dt} V (V_1 - V_2) \quad \text{con } P = \text{Potencia } [W] \quad (2.9)$$

Si ahora se igualan 2.8 y 2.9, recordando la expresión del flujo de masa de 2.2, tenemos:

$$\frac{1}{2} (\rho V_1 S_1) (V_1^2 - V_2^2) = \frac{dm}{dt} V (V_1 - V_2) \quad [W] = \text{potencia} \quad (2.10)$$

De donde surge, operando, que

$$V = \frac{1}{2} (V_2 + V_1) \quad \text{con } V [m/s] \quad (2.11)$$

Esta expresión de V puede reemplazarse en 2.7 para obtener la potencia en función solo de V_2 y V_1 , como sigue;

$$P = \frac{dm}{dt} (V_1 - V_2) \left(\frac{1}{2} (V_1 + V_2) \right) \quad \text{con } P [W] \quad (2.12)$$

pero además,

$$\frac{dm}{dt} = \rho S \left(\frac{1}{2} (V_1 + V_2) \right) \quad [kg/s] \quad (2.13)$$

por lo cual se reescribe la 2.12 de la siguiente manera;

$$\begin{aligned} P &= \frac{1}{2} \rho S (V_1 - V_2) \left(\frac{1}{2} (V_1 + V_2) \right)^2 \\ &= \frac{1}{4} \rho S (V_1^2 - V_2^2) (V_1 + V_2) \\ &= \frac{1}{4} \rho S V_1^3 \left\{ 1 - \left[\frac{V_2}{V_1} \right]^2 \right\} \left\{ 1 + \left[\frac{V_2}{V_1} \right] \right\} \quad \text{con } P [W] \quad (2.14) \end{aligned}$$

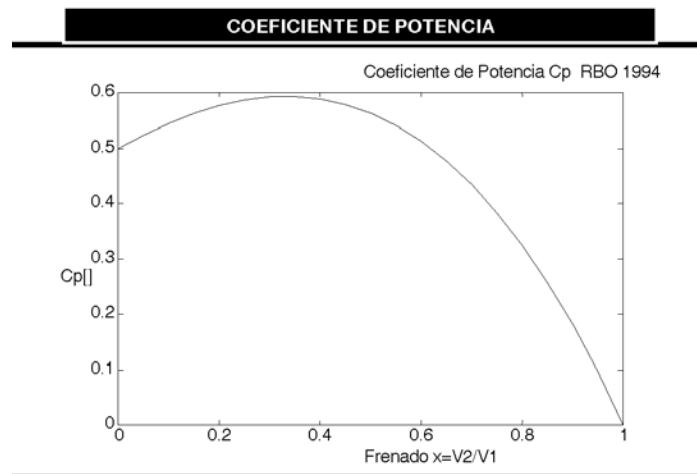
Para el análisis, puede llamarse $x=V_2/V_1$ a la relación de frenado y si se introduce la *potencia meteorológica*,

$$P_o = \frac{1}{2} \rho S V_1^3 \quad \text{con P [W]} \quad (2.15)$$

Puede definirse el coeficiente de potencia C_p como sigue:

$$\frac{P}{P_o} = C_p = \{1 - [x]^2\} \{1 + [x]\} \quad [] \quad (2.16)$$

cuya representación gráfica puede verse en la **Figura 2.1 II**.



■ Figura 2.1 II/
Coeficiente de
Potencia en función
del frenado

El máximo puede obtenerse analíticamente resolviendo:

$$\frac{dC_p}{dx} = 0 \quad (2.17)$$

lo cual da como resultado el punto $V_2/V_1=1/3$ para el máximo que se observa en la figura. Para éste punto se cumple que:

$$C_p = \frac{16}{27} \cong 0.593 \quad (2.18)$$

Esto indica que la potencia máxima teórica que puede extraerse de una máquina eólica en condiciones ideales no llega al 60 % de la potencia meteorológica disponible en el viento:

$$P_{\max} = \frac{8}{27} \rho S V_1^3 \quad \text{con P [W]} \quad (2.19)$$

En el tema siguiente se verá, desde el punto de vista aerodinámico, cuales son las implementaciones más comunes de los conversores eólicos, y cuanto pueden aproximarse a éste máximo rendimiento.

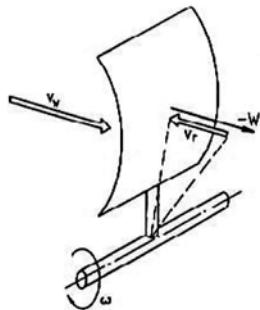
2.2/ Conversores aerodinámicos de resistencia y de empuje

La teoría expuesta en 2.1, o teoría de impulsión de Betz, implica un límite teórico en la potencia extraíble de una máquina eólica, independientemente de su tipo constructivo.

Sobre cualquier cuerpo expuesto a una corriente de aire, se producen fuerzas en el sentido de la corriente (fuerzas resistentes) y fuerzas en la dirección perpendicular a la corriente de aire, conocidas como fuerzas de empuje. Según cuál de estas fuerzas se utilice predominantemente para extraer potencia mecánica del flujo de aire, surgen significativas diferencias en el rendimiento aerodinámico C_p . La clasificación de los conversores sigue el criterio de diferenciar conversores de resistencia y de empuje.

2.2a_ Conversores de resistencia

Los sistemas conversores más sencillos son los construidos con una simple superficie de resistencia a la corriente de aire, como puede verse en la **Figura 2.2 I**. Se trata de una superficie S recorrida por un flujo de aire de velocidad V_w . En el análisis, se supondrá un movimiento de traslación, aunque la velocidad de la superficie es $V_r = \omega r$.



■ Figura 2.2 I /
Conversor de
resistencia

La potencia P se obtiene a partir de la fuerza resistente W y la velocidad V_r con que la superficie resistente se desplaza, según:

$$P_{mec} = W V_r \quad [w] \quad (2.20)$$

La velocidad relativa $V_w - V_r$, con que la superficie es efectivamente alcanzada por la corriente, es la que determina su fuerza W de resistencia al aire. Llamando C_w al coeficiente de resistencia de ésta superficie (a veces denotado C_x), la fuerza puede expresarse como:

$$W = c_w \frac{\rho}{2} S (V_w - V_r)^2 \quad [N] \quad (2.21)$$

Entonces es posible reemplazar en la expresión de la potencia para tener:

$$P = c_w \frac{\rho}{2} S (V_w - V_r)^2 V_r \quad [w] \quad (2.22)$$

Retomando la definición de C_p expuesta en 2.1, se puede escribir para la máquina de resistencia:

$$\frac{P}{P_o} = C_p = \frac{c_w \frac{\rho}{2} S (V_w - V_r)^2 V_r}{\frac{\rho}{2} S (V_w^3)} \quad [] \quad (2.23)$$

Análogamente al resultado descrito en 2.1, tomando ésta vez $x = V/V_w$, se obtiene el máximo de C_p para $V_r = V_w/3$ y éste máximo vale:

$$C_{p \max} = \frac{4}{27} c_w \quad [] \quad (2.24)$$

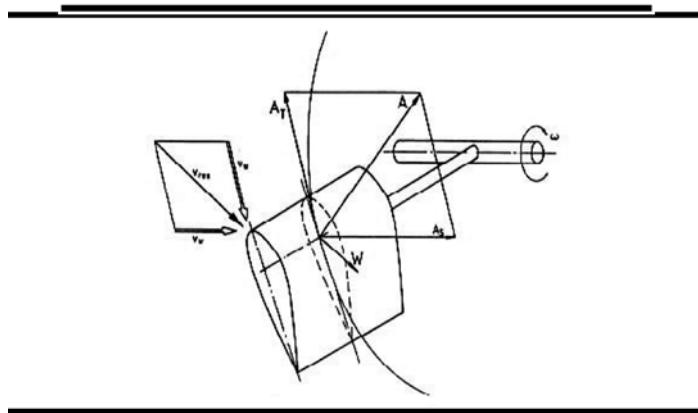
Si se tiene en cuenta que una chapa cóncava presenta un c_w apenas superior a 1.3, se obtiene:

$$C_{p \max} \cong 0.2 \quad [] \quad (2.25)$$

Esto muestra que un conversor de resistencia puede obtener apenas un tercio del máximo teórico de Betz.

2.2b_ Conversores de empuje

Si en la construcción de un rotor eólico se utilizan las fuerzas de empuje en lugar de las de resistencia, el rendimiento alcanzable es mucho mayor. Todas las formas modernas de máquinas eólicas utilizan este principio. Las más apropiadas son las tipo hélice con rotor de eje horizontal, como se describe en la **Figura 2.2 II**.



■ Figura 2.2 II/
Convertidor de empuje

La velocidad del viento V_w se compone vectorialmente con la velocidad V_u del perfil. En un rotor, cada porción radial de la pala tiene una velocidad V_u distinta, dada por ωr . La composición de velocidades crea una velocidad efectiva V_{res} que es la que incide sobre el perfil a un ángulo aerodinámico determinado.

La fuerza de aire originada tendrá una componente en el sentido de la corriente W y una en el sentido perpendicular, que es el empuje denotado como A . Este último puede descomponerse en una componente en el sentido del plano de giro del rotor A_T , que es el que origina el momento de giro de la pala, y una componente A_S perpendicular a ese plano. La sumatoria de las A_S es la que produce la fuerza de empuje resistente de la máquina eólica.

Los modernos perfiles, desarrollados mayormente para la industria aeronáutica pero cada vez más por los fabricantes de equipos aerogeneradores, presentan coeficientes de pérdida muy reducidos. Dicho coeficiente puede expresarse como el cociente $E=A/W$ que llega en algunos casos a 200. Algunos autores utilizan la inversa de éste cociente, expresado como la tangente de pérdidas tgs .

La utilización de los perfiles aerodinámicos es de gran importancia en las máquinas eólicas actuales, debido al incremento en rendimiento que producen. Su estudio, por lo tanto, será encarado en el capítulo 2.3, en forma más exhaustiva.

2.3/ Aerodinámica del rotor

El rotor se ubica al comienzo de la cadena de conversión energética de una máquina eólica. Es por eso que sus propiedades mecánicas y aerodinámicas afectan fuertemente el funcionamiento del sistema. La capacidad de un rotor eólico de convertir en potencia mecánica la mayor parte de la energía del viento que barre la superficie de la máquina, es una consecuencia de su diseño aerodinámico. Este diseño tiene por lo tanto un fuerte impacto también en la viabilidad económica del aerogenerador.

Otro punto de vista no tan obvio, es la capacidad del sistema de convertir en un movimiento aproximadamente uniforme la energía del viento, que es por naturaleza de carácter aleatorio. Esta propiedad facilita la conversión de la energía, simplifica las tareas de control y reduce las cargas estructurales a que se ve sometida la máquina.

Esto muestra la importancia de disponer de un conocimiento básico de las propiedades aerodinámicas de una máquina eólica, tanto en lo que respecta a los temas técnicos de su control, como a la posibilidad de evaluar económicamente su funcionamiento.

2.3 /1 Fuerzas aerodinámicas en un perfil

Las fuerzas que aparecen en un perfil de rotor, y que son las que permiten la extracción de potencia mecánica del flujo de aire, dependen de varios factores. Se suelen considerar dos casos fundamentales:

2.3 /1a Rotor estático

2.3 /1b Rotor en movimiento giratorio, a ω rad/seg

2.3 /1a Rotor estático

Se supone en principio un perfil estático de cuerda t que presenta una superficie S a una corriente de aire de velocidad $V=V_\infty$. Se considera que la corriente llega al perfil formando un ángulo α con la cuerda t . Este es el ángulo de incidencia, denotado i por algunos autores [LeGourrieres83]. Sobre éste perfil estático (Figura 2.3 I) se producirá, por efecto de V , una fuerza aerodinámica distribuida. En algunos textos se la denomina *Acción Aerodinámica Total* R . Para estudiarla, se la considera aplicada en un punto de presión D que generalmente coincide en abscisas con $t/4$, contado a partir del comienzo del perfil.

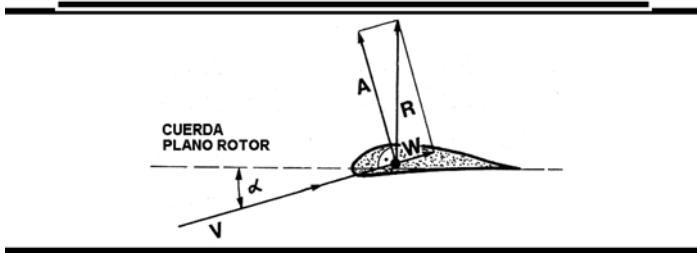


Figura 2.3 I/
Perfil Estático
(DEWI)

La expresión de esta fuerza surge de plantear:

$$F = \frac{dm}{dt} V = \rho S V^2 \quad [N] \quad (2.26)$$

En base a este principio, la fuerza **R** se define genéricamente como dependiente de la superficie y de la velocidad al cuadrado, según:

$$R = \frac{1}{2} \rho S C_r V^2 \quad [N] \quad (2.27)$$

donde **C_r** es un cierto coeficiente aerodinámico. Esta fuerza, según lo visto en 2.2, se descompone en dos partes: una en el sentido de la corriente (resistencia **W**) y otra normal a la corriente (empuje **A**). Las expresiones utilizadas son:

$$A = \frac{1}{2} \rho S c_a V^2 \quad [N] \quad (2.28)$$

$$W = \frac{1}{2} \rho S c_w V^2 \quad [N] \quad (2.29)$$

Los coeficientes se denominan **c_a** = coeficiente de empuje y **c_w** = coeficiente de resistencia. En [Le Gourrieres83] la notación utilizada es **c_z** y **c_x**, respectivamente. Estos coeficientes dependen de la construcción y medidas del perfil, además del ángulo de incidencia **α** del flujo de aire. De las expresiones 2.28,29 puede verse que el cociente **c_a/c_w** es igual al factor de calidad **E** definido en el tema 2.2b.

Las características de cada perfil están generalmente expresadas en curvas que relacionan **c_a** y **c_w** con el ángulo de incidencia **α** del flujo de aire respecto a la cuerda del perfil (Figura 2.3 II, para un perfil Wortman FX77). Es común además especificar el Número de Reynolds **R_e** con el que fueron trazados, que relaciona la velocidad del aire de la prueba con la viscosidad cinemática del mismo. La expresión de dicho número es:

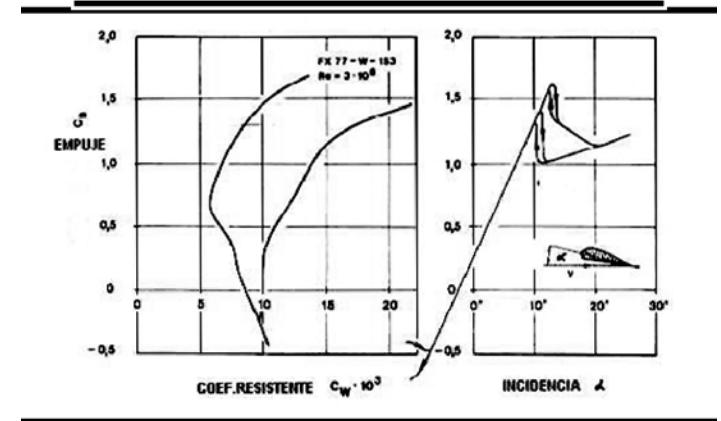
$$Re = \frac{vt}{\nu_{aire}} \quad (2.30)$$

Donde **v** [m/s] es la velocidad de la corriente, **t** [m] es la longitud característica del perfil.

La viscosidad cinemática del aire es $\nu_{aire} = 14.3 E - 06 \left[\frac{m^2}{s} \right]$

Los valores típicos del Número de Reynolds para perfiles de máquinas eólicas se encuentran en un rango **0.5E06 < Re < 5.0E06**.

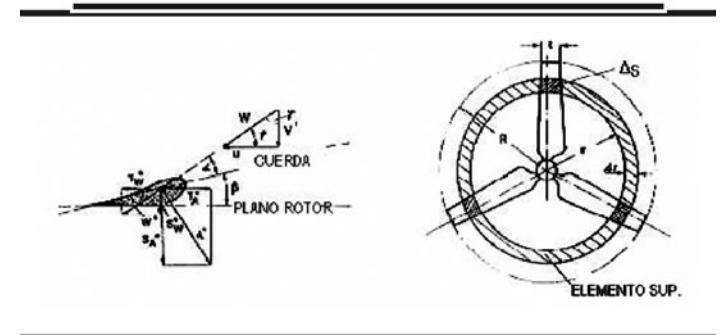
Figura 2.3 II/
Coeficientes de
Empuje en función
de la resistencia
(izq.) y en función del
ángulo (der.)
(DEWI)



2.3 /1b Rotor en movimiento giratorio, a ωrad/seg

Supóngase ahora el rotor en movimiento, y el perfil sumergido en una corriente de viento de velocidad **V_∞**, cuya velocidad en el plano del rotor es **V < V_∞**, como se ve en la Figura 2.3 III.

Figura 2.3 III/
Perfil aerodinámico
en movimiento
(izq) y elemento de
superficie de pala
(der.)
(DEWI)



También es posible suponer que el perfil tiene un espesor radial Δr , y que por tanto presenta a la corriente una superficie $\Delta r = t \Delta r$, donde t es la cuerda del perfil. La velocidad del perfil, incorporado a un rotor que gira a ω rad/seg, es $\omega r = u$ [m/s].

Como puede verse, el aire incide sobre el perfil a una velocidad efectiva W_e , composición de las velocidades $-u$ y V .

Los coeficientes de empuje c_a y de resistencia c_w son válidos para el ángulo α que forma la velocidad efectiva W_e con la cuerda de la pala, de longitud t . En general existirá además un ángulo constructivo del perfil respecto al plano de giro, denotado β en la figura.

NOTA (I): Otras notaciones comunes son v cuando es un ángulo variable, y α según la literatura francesa [Le Gourrieres83]

Un tercer ángulo de importancia es el que aparece marcado como γ en la figura, y es el que forman la velocidad efectiva W_e y la velocidad de la corriente de aire V . Nótese que en el caso estático γ se reduce a 0, pues la velocidad de giro u se anula y W_e coincide con $V = V_\infty$.

NOTA (II): El ángulo γ varía continuamente durante el funcionamiento de la máquina, (pues depende de ω y de V), y además es distinto para perfiles ubicados a lo largo de la pala. Esto es debido a que $u = \omega r$.

Es de notar que los tres ángulos están relacionados por:

$$\alpha + \beta = 90 - \gamma \quad (2.31)$$

En este punto se introduce la **definición de la velocidad específica en r** , o **velocidad específica efectiva λ_{eff}** [Molly90], expresada por el cociente adimensional entre la velocidad de giro u y la de la corriente de aire V .

$$\lambda_{eff} = \frac{u}{V} = \frac{\omega r}{V} = tg \gamma \quad (2.32)$$

Nótese que V no será la velocidad de viento no perturbada V_∞ sino aproximadamente 2/3 de la misma, en el caso de rendimiento óptimo. Algunos autores [Gasch90] introducen además la **velocidad específica de diseño λ_a** según:

$$\lambda_a = \frac{\Omega_o R}{V_\infty} \quad (2.33)$$

donde Ω_o es la velocidad de giro nominal de la máquina [rad/s]. Otros autores [Le Gourrieres83] utilizan la definición **velocidad específica λ** para la fórmula 2.33 con una velocidad genérica ω , haciendo la distinción entre λ a un radio r y λ_o para la pala completa y radio R .

La velocidad específica es una medida muy usual en el diseño y el control de máquinas eólicas, ya que permite expresar ciertas características aerodinámicas, como son el coeficiente de potencia ya visto, y los coeficientes de momento y empuje de una pala, abstrayendo las condiciones de viento y velocidad de giro instantáneas de la misma.

Las fuerzas de interés para el funcionamiento de la máquina eólica son las que se desarrollan en el plano del rotor en movimiento. Por eso, volviendo a la **Figura 2.3 III**, se descomponen a su vez las partes **A** y **W** marcadas en direcciones paralelas al plano del rotor, denotadas **T**, y perpendiculares al mismo, denotadas **S**. Analizando las componentes en el plano, se tiene:

$$T = T_A - T_W = A \cos \gamma - W \sin \gamma \quad [N] \quad (2.34)$$

pero,

$$T \cong A \cos \gamma \quad \text{pues } W \ll A \quad [N] \quad (2.35)$$

Esta fuerza tangencial **T**, multiplicada por el radio del perfil de superficie ΔS , genera un momento de giro:

$$\Delta M = T r \quad [Nm] \quad (2.36)$$

A su vez, la fuerza de empuje contribuida por el mismo perfil, que debe absorber el rotor, está dada por:

$$S_T = S_A + S_W = W \cos \gamma + A \sin \gamma \cong A \sin \gamma \quad [N] \quad (2.37)$$

Esta fuerza no tiene ninguna utilidad práctica, pero debe ser tenida en cuenta al calcular la resistencia constructiva de las palas, la torre y elementos de montaje de la máquina. El estudio del momento y la fuerza de empuje de un rotor completo son de gran importancia en el control y diseño de máquinas eólicas.

2.3 /2 Determinación del perfil y alabeado óptimos

1/ Determinación del perfil óptimo de Betz

La distribución óptima de las cuerdas t de cada perfil a lo largo de la pala, de acuerdo a la teoría de Betz, puede analizarse teniendo en cuenta el resultado:

$$V_{opt} = \frac{2}{3} V_{\infty} \quad [\text{m/s}] \quad (2.38)$$

ó velocidad de viento en el plano del rotor que optimiza, en condiciones ideales, la captura de potencia (ver Eq. 2.17). Suponiendo que el rotor gira a la velocidad nominal, y que el viento es también constante y de valor nominal, puede concluirse que los *triángulos de viento óptimos* a lo largo de la pala varían en función de r . Se busca entonces determinar una función $t(r)$ que satisfaga la condición (2.38) en todos los puntos de la pala. Para ello, se supondrá además que se trata de un rotor de z palas, y que entonces el empuje debido a los elementos de perfil a radio r de la Figura 2.3 III vale:

$$S_T = z A s e n \gamma \quad [\text{N}] \quad (2.39)$$

siendo,

$$A = \frac{\rho}{2} c_a (\Delta r t) W_{eff}^2 \quad [\text{N}] \quad (2.40)$$

Además, por la teoría de impulsión en el elemento de ancho Δr se tiene que este mismo empuje vale:

$$S_T = \frac{dm}{dt} V = \rho (2\pi r \Delta r V) V \quad [\text{N}] \quad (2.41)$$

Igualando 2.39 y 2.41, es posible despejar t , y utilizando la relación,

$$W_{eff}^2 = u^2 + V^2 = (\omega r)^2 + \left(\frac{2}{3} V_{\infty}\right)^2$$

resulta que:

$$t_{opt}(r) = \frac{16\pi R}{9z c_a} \frac{1}{\lambda_A \sqrt{\lambda_A^2 \left(\frac{r}{R}\right)^2 + \frac{4}{9}}} \cong \frac{16\pi R}{9z c_a} \frac{1}{\lambda_A^2 \left(\frac{r}{R}\right)} \quad [\text{m}] \quad (2.42)$$

La forma óptima se asemeja entonces bastante a una hipérbola, y su espesor ideal es menor cuanto mayor es la **velocidad específica de diseño** λ_A , definida por 2.33. Las soluciones habituales de construcción de palas se asemejan a esta forma ideal, pero por una cuestión de costo la más utilizada es la forma trapezoidal, que se indica en la Figura 2.3 IV.

La performance de cada solución particular se puede ver en la figura siguiente, 2.3 V que muestra para un alabeado determinado de cada perfil, los coeficientes C_p de potencia obtenibles en cada caso.

Figura 2.3 IV/
Formas habituales
de pala
[Molly90]

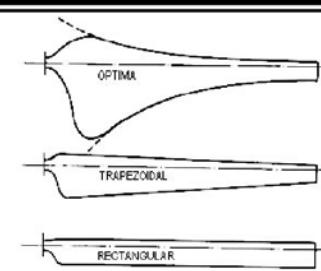
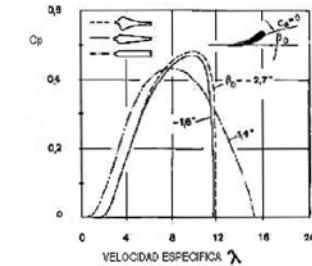


Figura 2.3 V/
Rendimiento Cp
según forma
[Molly90]



Es notorio que la forma trapezoidal se acerca bastante, en lo que se refiere a coeficiente de potencia, a la ideal de Betz. Esto es debido sobre todo a que las contribuciones de los perfiles son poco importantes cerca de la raíz de la pala, donde están las mayores diferencias entre el óptimo y el trapezoidal.

La forma recta, sin embargo, presenta un rendimiento general mucho menor.

2/ Determinación del alabeado óptimo

Del mismo modo que se define una cuerda óptima, para los distintos *triángulos de viento óptimos* existirán ángulos de la cuerda respecto al plano del rotor, o ángulos constructivos, que maximicen el coeficiente de empuje c_a . En la Figura 2.3 II esto ocurre cuando el ángulo de incidencia α alcanza aproximadamente los 12° . En general se eligen los ángulos α_A de diseño para obtener el mayor cociente $E = c_a/c_w$ para el perfil elegido.

Se recordará que los ángulos en el perfil en movimiento se relacionaban, según la Figura 2.3 III, por:

$$\alpha + \beta = 90 - \gamma \quad (2.31)$$

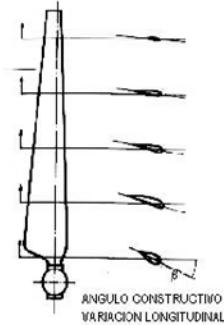
Entonces, recordando que la relación u/V que maximiza la potencia es:

$$\frac{\omega r}{V} = \frac{3}{2} \lambda_A \left(\frac{r}{R} \right) \quad (2.43)$$

Y reemplazando este valor en la relación con el ángulo γ , dado en la 2.32, se tiene:

$$\beta_{opt} = 90 - \alpha_A - \text{tg}^{-1} \left(\frac{3}{2} \lambda_A \left(\frac{r}{R} \right) \right) \quad (2.44)$$

También con este ángulo en casos reales se llega a una solución de compromiso, debido a que el alabeado presenta una cierta complejidad constructiva. En la Figura 2.3 VI puede verse una distribución típica.



■ Figura 2.3 VI/
Distribución
de ángulos
[Molly90]

Cuando el ángulo varía o las condiciones de viento o velocidad de giro se alteran, disminuye la captura de potencia. Esto se utiliza comunmente para limitar la potencia de la máquina eólica.

2.4/ Trazado de características de un rotor eólico

El trazado de las características de un rotor eólico comprende una serie de temas complejos, pero que esencialmente permiten predecir el comportamiento de una máquina eólica antes de construirla, o evaluar su comportamiento real frente a un cálculo teórico. No se intentará aquí un tratamiento profundo, pero si una idea básica de los cálculos necesarios, sobre todo en lo que afecta al control de la máquina. En la bibliografía citada se puede encontrar un desarrollo exhaustivo del tema. El enfoque se hará aquí para rotores de eje horizontal.

Como se vió en el capítulo 2.3, para el perfil en rotación conviene referir las magnitudes a la **velocidad específica** $\lambda = \omega R/V$ (adimensional), que permite estudiar las características de una pala giratoria independientemente de su condición de funcionamiento. Aquí se supone un λ genérico, es decir que λ_A (de diseño) sería el caso particular de λ para velocidades de viento y rotación nominales. En 2.3 también se estudió la contribución *individual* al momento y al empuje de un elemento de perfil de espesor Δr , a un radio r genérico. En este punto se verán los procedimientos necesarios para determinar la contribución de todos los elementos de la pala al empuje y momento totales, y por extensión a la potencia mecánica que desarrolla el rotor.

2.4/1 Momento y potencia del rotor. Coeficientes normalizados

Según se vio al tratar las fuerzas en 2.3, para el perfil elemental en rotación, las fuerzas tangencial ΔT y de empuje ΔS_T están definidas según las (2.34,37):

$$\Delta T = T_A - T_W = A \cos \gamma - W \text{sen} \gamma \quad [N] \quad (2.45)$$

$$\Delta S_T = S_A + S_W = W \cos \gamma + A \text{sen} \gamma \quad [N] \quad (2.46)$$

Aquí se ha utilizado la notación con Δ para reforzar la noción de que se trata de perfiles elementales. El momento M_{ROT} del rotor, producido por la contribución de cada elemento de fuerza tangencial a lo largo del radio R de la pala puede escribirse:

$$M_{ROT} = z \sum_{i=1}^n r_i \Delta T_i \quad [Nm] \quad (2.47)$$

donde se supone la pala dividida en n segmentos que completan el radio, y un rotor de z palas. Si además se llama F_e a la fuerza de empuje total que el rotor opone al viento, y que debe soportar la estructura del molino, resulta:

$$F_e = z \sum_{i=1}^n \Delta S_{Ti} \quad [N] \quad (2.48)$$

Finalmente, para la potencia mecánica del rotor puede escribirse:

$$P_{ROT} = M_{ROT} \omega \quad [W] \quad (2.49)$$

La potencia mecánica, el momento y el empuje opuesto por el rotor pueden representarse adimensionalmente de la siguiente manera:

$$C_p = \frac{P_{ROT}}{\left(\frac{1}{2} \rho S V_\infty^3\right)} \quad [W/W] \quad (2.50)$$

$$C_m = \frac{M_{ROT}}{\left(\frac{1}{2} \rho S R V_\infty^2\right)} \quad [Nm/Nm] \quad (2.51)$$

$$C_F = \frac{F_e}{\left(\frac{1}{2} \rho S V_\infty^2\right)} \quad [N/N] \quad (2.52)$$

La dependencia de estos tres coeficientes con la velocidad específica λ es lo que habitualmente se conoce como *características del rotor*.

Obsérvese que las características se independizan del tamaño de la máquina, al normalizarse para la superficie barrida $S = \pi R^2$, y de la densidad de aire y del viento. Para el cálculo simplificado no se tendrán en cuenta las pérdidas por turbulencia, ni por longitud finita de las palas.

2.4 /2 Cálculo de las características

Para la estimación de las características, se parte de una pala cuyas cuerdas $t(r)$ y alabeado $\beta(r)$ se suponen conocidos, o al menos previamente calculados con las expresiones dadas en en capítulo 2.3. Se recordará que ambas funciones fueron calculadas para el óptimo de Betz en $V_2 = \frac{1}{3} V_{\infty(nom)}$

Para hallar las características de la pala deben calcularse para velocidades de viento *distintas* a la nominal, por lo que puede

esperarse que $V_2 = k V_\infty$, donde k valdrá 1/3 en el caso nominal. Además, la velocidad de giro ω es también una variable.

Entonces se buscará para distintos $\lambda = \frac{\omega R}{V_\infty}$ lo siguiente:

$$\lambda = \frac{\omega R}{V_\infty}$$

a/ la relación k ,

b/ el
$$\lambda_{eff} = \lambda_r = \frac{2\lambda}{1+k} \left(\frac{r}{R}\right)$$

que surge de utilizar la relación

$$V = \frac{1}{2}(V_\infty + V_2) = \frac{1}{2}V_\infty(1+k) \quad ,y$$

c/ el ángulo de incidencia α sobre el elemento de perfil.

Recordando que (de ecuaciones 2.40 y 2.45)

$$\Delta A = \frac{\rho}{2} c_a (\Delta r t) W_{eff}^2 \quad y \quad \Delta T \equiv \Delta A \cos \gamma \quad [N] \quad (2.53)$$

con

$$W_{eff}^2 = u^2 + V^2 = (\omega r)^2 + V^2 = V^2(1 + \lambda_r^2)$$

se llega a que:

$$\Delta T_i = \frac{\rho}{2} c_a (\Delta r t) \left(\frac{1}{4} V_\infty^2\right) (1+k)^2 \left(1 + \left[\frac{2\lambda}{1+k} \left(\frac{r_i}{R}\right)\right]^2\right) \cos\left(\text{tg}^{-1}\left[\frac{2\lambda}{1+k} \left(\frac{r_i}{R}\right)\right]\right) \quad [N] \quad (2.53a)$$

Este valor, contribución del elemento ubicado a r_i del centro de la pala, y para la velocidad específica λ buscada, se reemplaza en 2.47. El momento M_{ROT} surge al sumar las n contribuciones. Es usual elegir $10 < n < 20$ en cálculos aproximados. El problema es la determinación de k , que condiciona a su vez el coeficiente de empuje c_a al hacer variar el ángulo de incidencia. Por ello se utiliza en general un proceso iterativo, para hallar los valores indicados en a/, b/ y c/.

Se utilizará la variante propuesta por [Seifert93] y que se basa en los trabajos de Betz de 1926, adecuada incluso para iteraciones manuales:

| |
|---|
| 1/ Sugerir un valor: $k_o = V_2 / V_\infty$ |
| 2/ Hallar $\lambda_{eff} = \lambda_r = \frac{2\lambda}{1+k_o} \left(\frac{r_i}{R}\right)$ |
| 3/ Calcular $\gamma = \text{tg}^{-1}(\lambda_r)$ |
| 4/ A partir del β_o de alabeado, $\alpha = 90 - \gamma - \beta_o$ |

| |
|---|
| 5/ Con la característica del perfil elegido, determinar el coeficiente $c_a(\alpha)$ |
| 6/ Escribir $Temp_i = \left\{ tzc_a \lambda_r \sqrt{\lambda_r^2 + 1} \right\} / (8\pi r_i)$ y calcular $k_i = \frac{1 - Temp_i}{1 + Temp_i}$. |
| 7/ Variar k_o hasta que $k_o \cong k_i$, repitiendo los pasos 1/ a 6/. |
| 8/ Con los valores k , λ_r , α hallados proceder a calcular: $c_a(\alpha)$, $c_w(\alpha)$ $W_{eff(i)}^2 = u^2 + V^2 = V_\infty^2(1+k)(1+\lambda_{ri}^2)$ y las fuerzas $\Delta A_i = \frac{\rho}{2} c_a(\Delta r_i) W_{eff(i)}^2$ [N] $\Delta S_{Ti} = \frac{\rho}{2} c_w(\Delta r_i) W_{eff(i)}^2$ [N] $\Delta T_i = \Delta A_i \cos \gamma_i - \Delta S_{Ti} \sin \gamma_i$ [N] $\Delta F_{ei} = \Delta A_i \sin \gamma_i + \Delta S_{Ti} \cos \gamma_i$ [N] |
| 9/ Hallar el momento: $\Delta M_i = r_i \Delta T_i$, y la potencia mecánica aportada por el elemento de perfil: $\Delta P_i = \omega \Delta M_i$ |
| 10/ Repetir los pasos 1/ a 9/ para i variando de 1 a n , o sea para distintos radios. El momento total del rotor, para el λ de cálculo y el ángulo de asiento o alabeado β_o es: $M_{ROT}(\lambda, \beta_o) = z \sum_{i=1}^n r_i \Delta T_i$ [Nm] la potencia mecánica del rotor es: $P_{ROT}(\lambda, \beta_o) = \omega M_{ROT}(\lambda, \beta_o)$ [w] y el empuje: $F_e(\lambda, \beta_o) = z \sum_{i=1}^n \Delta F_{ei}$ [N] |
| 11/ Calcular los coeficientes para el rotor, en las condiciones dadas; $C_p(\lambda, \beta_o) = \frac{P_{ROT}(\lambda, \beta_o)}{\left(\frac{1}{2} \rho S V_\infty^3\right)}$ [w/w] $C_m(\lambda, \beta_o) = \frac{M_{ROT}(\lambda, \beta_o)}{\left(\frac{1}{2} \rho S R V_\infty^2\right)}$ [Nm/Nm] $C_F(\lambda, \beta_o) = \frac{F_e(\lambda, \beta_o)}{\left(\frac{1}{2} \rho S V_\infty^2\right)}$ [N/N] |

Puede verse que se trata de un procedimiento largo, y usualmente se programa en una rutina de cálculo. Suele determinarse los valores de los coeficientes para una serie de puntos de λ , valores enteros de 1 a 20, que luego se ajustan a una curva continua. Si la máquina es de paso de pala variable, habrá que repetir el proceso para distintos ángulos de asiento $\beta_o = \nu$, lo cual proporcionará familias de curvas de C_p , C_m y C_F . Este cálculo ha tenido en cuenta las pérdidas en el perfil a través de la resistencia al aire. Sin embargo, algunos efectos fueron despreciados.

2.4 /3 Cálculo teniendo en cuenta las turbulencias y el largo finito de las palas

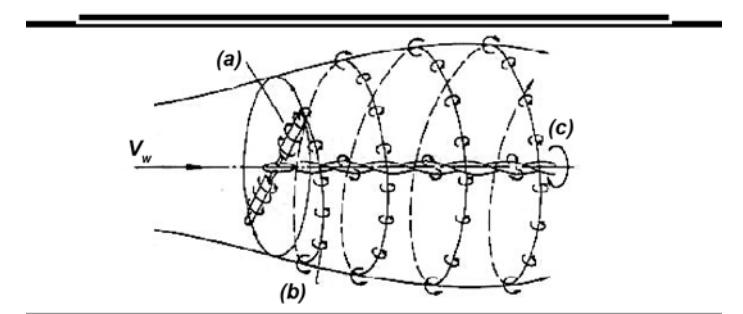
El cálculo de rotores ha sido investigado debido a su importancia para la industria aeronáutica, y existen muchas variantes que perfeccionan los resultados. Tres efectos han sido despreciados en el cálculo anterior, cuya importancia depende de la precisión requerida:

- 1_ Efecto de las turbulencias generadas al rotar la hélice.
- 2_ Pérdidas por largo finito de las palas.
- 3_ Errores debido al cálculo bidimensional.

2.4 /3.1_ Este efecto fue estudiado sucesivamente por Glauert, [Glauert35] luego por Schmitz [Schmitz55] y además por Wilson y Lissaman [Wilson&Lis74] en 1974. Esencialmente, consiste en que el flujo de aire a través del rotor con una velocidad de giro ω es deformado, generándose turbulencias alrededor y detrás de las palas. Las mismas pueden verse en la Figura 2.4 I, y son básicamente tres:

- (a) Remolinos relativos a las palas.
- (b) Remolinos periféricos libres, que se enrollan alrededor del eje de la eólica.
- (c) Remolino central del cubo de la máquina.

Figura 2.4 I /
Efectos de Remolinos en rotor [LeGourrieres83]



Un tratamiento exhaustivo (en español) del cálculo en estos casos puede obtenerse en [LeGourrieres83], donde además se describen rutinas de FORTRAN que pueden utilizarse para implementarlo. Consiste básicamente en agregar una incógnita adicional, originada por el efecto de frenado en la velocidad del aire en rotación alrededor de la pala. Entonces, además de la relación $k = V_2 / V_\infty$, que conserva su validez, existirá ahora una,

$$u_{eff} = \left(\frac{1+h}{2} \right) \omega r$$

utilizada para calcular los triángulos de viento, siendo h un coeficiente adimensional. Por lo demás, la rutina es una iteración similar a la expuesta, con algunos refinamientos.

2.4 13.2_ Efecto del largo finito de las palas. Los efectos de borde que surgen en las puntas de las palas, causados por los remolinos y la disrupción de la capa laminar del perfil, son tanto más acentuados cuanto mayor es el espesor de las puntas (tips). Una expresión debida a Prandtl, citada en [LeGourrieres83] y en [Gasch90], permite tenerlos en cuenta multiplicando la potencia mecánica por un rendimiento:

$$\eta_{tip} = \left(1 - \frac{0.92}{z \sqrt{\frac{4}{9} + \lambda_A^2}} \right)^2 \quad [] \quad (2.54)$$

Puede verse que la pérdida disminuye para valores de λ_A , de diseño altos, lo cual coincide con máquinas de alta velocidad y palas finas.

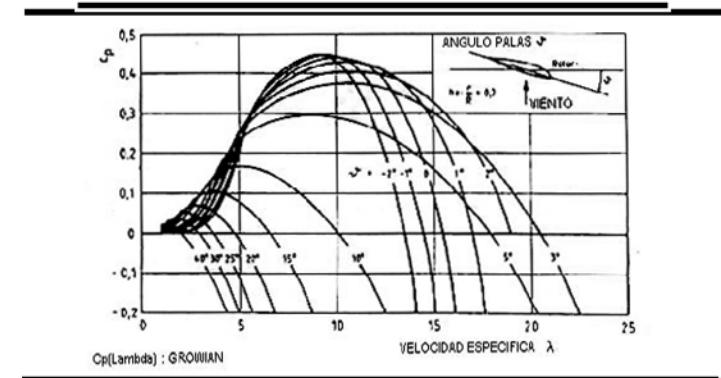
2.4 13.3_ Errores por cálculos en 2 dimensiones. Varios autores han estudiado el efecto real de las 3 dimensiones sobre el comportamiento de los perfiles, al tratar de explicar ciertos efectos observados en máquinas reales. Como ejemplo, puede citarse el aumento del coeficiente c_a de los perfiles cerca de la raíz de la pala, tomando un modelo 3D del perfil (ver, p. ej. [TUDelft93], al explicar los modelos del programa DUWECS).

2.4 14 Formas típicas de las curvas características

En las figuras siguientes pueden observarse las formas que toman las curvas características de una máquina real. En este caso, se trata del aerogenerador experimental de paso de pala variable Growian I de 3 MW, construido en Alemania en 1981 y que sólo funcionó unas

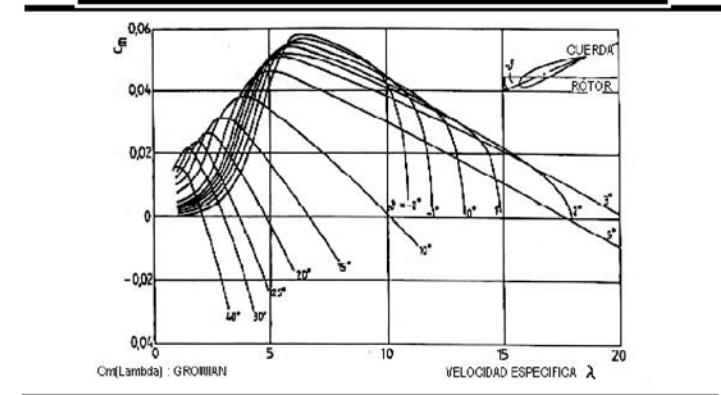
2000 horas por problemas estructurales. En la Figura 2.4 II puede verse el trazado de la curva de $C_p(\lambda)$ para distintos calajes. En este caso, la notación es ν para indicar un ángulo β de asiento variable, y se trazan distintas curvas para ángulos variables. El punto de mayor rendimiento se indica con 0° . La máquina reduce su potencia en vientos fuertes aumentando el ángulo ν a zonas de rendimiento de potencia menor. El ángulo ν se mide referido al punto de radio $r/R=0.7$. Este valor es típico, ya que suele ser la zona de la pala que más potencia contribuye.

Figura 2.4 II / Cp de Máquina experimental Growian 3MW



En la Figura 2.4 III puede verse el coeficiente $C_m(\lambda)$ de la misma máquina. De las expresiones anteriores puede deducirse que $C_p(\lambda) = \lambda C_m(\lambda)$. Los valores de C_m son en general inferiores en valor absoluto que los de C_p .

Figura 2.4 III / Cm de Máquina experimental Growian 3MW



2.5/ Limitación aerodinámica de potencia y velocidad de giro

La potencia del viento, debido a la ley cúbica de crecimiento, excede la capacidad estructural de las máquinas para velocidades V muy grandes. Si bien podría considerarse la construcción de una máquina eólica que absorba, para un diámetro dado, toda la potencia hasta una velocidad de viento de, por ejemplo, $V=55\text{m/s}$ (unos 200km/h), su producción sería tan costosa que resultaría absolutamente antieconómica. Por eso normalmente se utiliza algún mecanismo aerodinámico de limitación de la potencia mecánica extraída, que funciona para vientos por encima de una cierta velocidad especificada.

Por otro lado, la velocidad de giro del rotor de la máquina debe también mantenerse constante o dentro de límites precisos (de acuerdo al tipo de regulación), lo cual obedece a un requerimiento estructural. Esto es especialmente cierto en máquinas de gran tamaño, donde los márgenes de tolerancia de los materiales son mucho más estrechos.

Se clasificarán los métodos de regulación aerodinámica en tres categorías principales:

- _ Regulación por control del ángulo de pala (Pitch)
- _ Regulación por pérdida aerodinámica (Stall)
- _ Reducción de la superficie efectiva barrida por el rotor en la dirección del viento
- _ Métodos combinados - Active Stall.

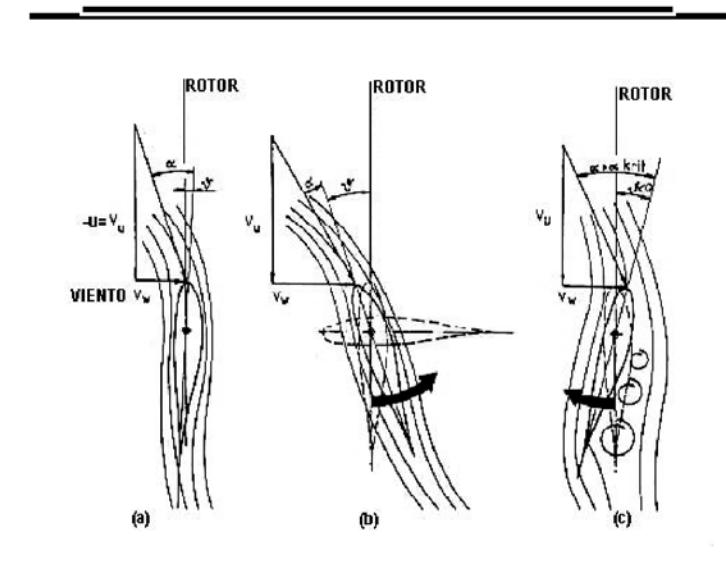
Los cuatro métodos son ampliamente utilizados en las máquinas eólicas actuales. La regulación *pitch* es la más utilizada en máquinas grandes, por ser más predecible su comportamiento. Su problema es la complicación y el costo adicional que requiere. La regulación *stall* resultaba la más popular en máquinas medianas, sobre todo las de velocidad de giro constante, por su reducida complejidad, aunque a partir de 2005 son pocos los fabricantes con máquinas *stall* para conexión a red para potencias inferiores al MW. Algunos fabricantes utilizan el denominado *active stall*, que regula la entrada en pérdida aunque en un rango de ángulos mucho más reducido que en la regulación *pitch*. Finalmente, el método de reducir la superficie barrida es sumamente efectivo en máquinas pequeñas, hasta unos 15kW, y es el menos costoso de implementar. Se tratarán en lo siguiente

las ventajas y desventajas de cada método, observando también los costos de cada solución.

2.5 /1 Regulación por control del ángulo de pala (pitch)

Este método consiste en el ajuste continuo del ángulo longitudinal de la pala, entre el plano de giro y la cuerda del perfil. En 2.4 la notación para este ángulo era β cuando designaba el alabeado constructivo, o v cuando era variable. Dado que el ajuste de dicho ángulo altera a su vez el ángulo α de incidencia de la velocidad efectiva del viento (Figura 2.5 I), y este a su vez modifica las fuerzas sobre el perfil, es posible con este sistema regular potencia y velocidad de giro.

Figura 2.5 I / Puntos Extremos del ángulo de operación v en control pitch



En general se toma como referencia para el ángulo, debido al alabeado de la pala, la posición $r=0.7R$, medido desde el cubo del rotor. Se fijan para este perfil los siguientes valores típicos:

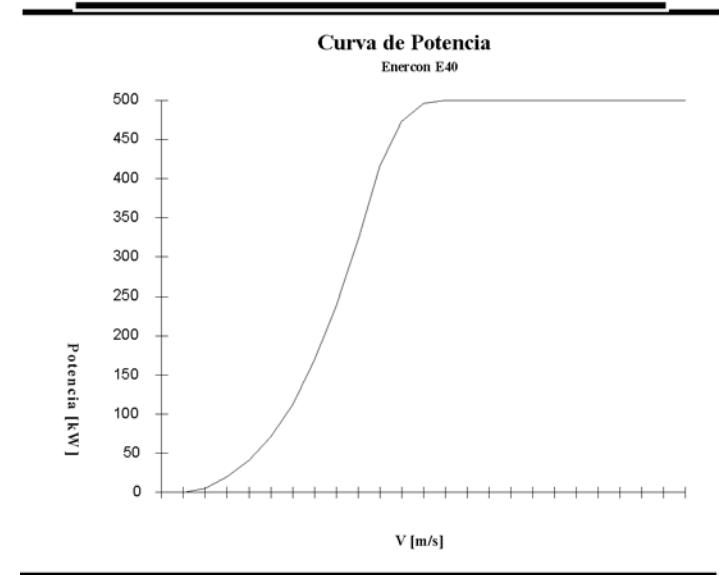
- $v=0^\circ$...Plano del Rotor coincide con la cuerda (máximo rendimiento)
- $v=90^\circ$...Plano del Rotor perpendicular a la cuerda (posición de bandera)

El rango de variación normal es de 0° a 90° para ν , como se muestra en la figura en los apartados (a) y (b). En estos casos el perfil mantiene el flujo laminar en su capa límite, y se reducen vibraciones. Es posible utilizar, como en (c), ángulos $\nu < 0^\circ$. En estos casos el ángulo α de incidencia supera un valor crítico α_k y el perfil entra “en pérdida” o “stall”, generándose el despegue de la capa límite, turbulencia y una caída en la potencia mecánica. Este método se ha utilizado recientemente en máquinas por encima de 1MW por su costo inferior al sistema *pitch*, aunque elimina muchas de sus ventajas al generar turbulencia y vibraciones.

La secuencia de uso típica es la siguiente. El rotor detenido o girando lentamente tiene las palas en bandera ($\nu=90^\circ$), o sea con rendimiento mínimo. En 2.4 se vieron gráficas de C_p con el ángulo ν como parámetro, y era posible observar que para ν muy altos el C_p es casi 0 o negativo. Se lleva entonces mediante un actuador el ángulo a 45° aproximadamente, con lo cual el C_p aumenta y el rotor toma velocidad. Si las condiciones son adecuadas, se lleva el ángulo a un cierto valor ν_{opt} cercano a 0° , se conecta la carga y el ángulo se mantiene mientras la potencia P no supere un valor prefijado P_n . Si se detecta un crecimiento de la velocidad de viento o $P > P_n$, se regula ν hacia valores mayores, reduciendo el C_p . El valor de ν_{opt} se suele elegir [Molly90] de modo de lograr un C_p elevado en un amplio rango de λ , lo cual ayuda a mejorar la captura de potencia. La velocidad de variación del ángulo $\frac{d\nu}{dt}$ [°/s] condiciona la calidad del control. Una variación rápida es deseable para el control, pero puede provocar vibraciones o efectos colaterales sobre todo en máquinas grandes. Por otro lado, mayores $\frac{d\nu}{dt}$ [°/s] implican un costo mayor por la potencia del actuador. La solución de compromiso es limitar sus valores típicos de 10 a 15°/s.

La complicación de ajustar el ángulo longitudinal de las palas tiene obviamente un costo no despreciable. El control es más elaborado, el costo de los actuadores debe agregarse y el mantenimiento del equipo es más complejo. Sin embargo, la exigencia estructural de estos molinos es menor, y en general puede decirse los costos se compensan por la estructura más liviana. En la Figura 2.5 II puede verse una curva típica de potencia de una máquina con regulación *pitch*, aquí un modelo Enercon E40, similar a las instaladas en Pico Truncado pero en una versión anterior de 500 kW en lugar de 600 kW.

Figura 2.5 II/
Curva de potencia
de una máquina
con control Pitch
(Enercon-Wobben E40)



2.5 /2 Regulación por pérdida aerodinámica o stall

Este método es muy utilizado en máquinas eólicas chicas y medianas con conexión directa a la red, debido a su simplicidad y bajo costo. En este caso el ángulo ν es fijo. Su principio de funcionamiento puede analizarse a partir de la Figura 2.5 III. En (a) puede verse el funcionamiento normal de una máquina *stall*. El ángulo constructivo ν es fijo y cercano al óptimo, y se supone que la velocidad de giro $u=\omega r$ es aproximadamente constante. En estas condiciones, si el viento no supera un cierto valor nominal V_n , los ángulos efectivos α (que varían con el viento) estarán dentro de un rango de 5 a 12° típicamente, que suelen ser los que producen los mejores coeficientes c_a de empuje. El C_p varía también con V continuamente, pero en general puede lograrse que sea relativamente alto.

Cuando la velocidad del viento trepa por encima de V_n la situación en el perfil se indica en 1.2.5 III (b). El ángulo de incidencia, debido al aumento de la componente velocidad de viento V y a la constancia de la velocidad de rotación ωr , se incrementa hasta un valor $\alpha > \alpha_k$ y, al igual que lo descrito para *pitch* con ángulos negativos, el perfil sufre un despegue de la capa límite, el flujo deja de ser laminar y la

potencia se reduce considerablemente. El fenómeno es comparable a la pérdida de sustentación de un avión que pretende ascender con una pendiente demasiado fuerte.

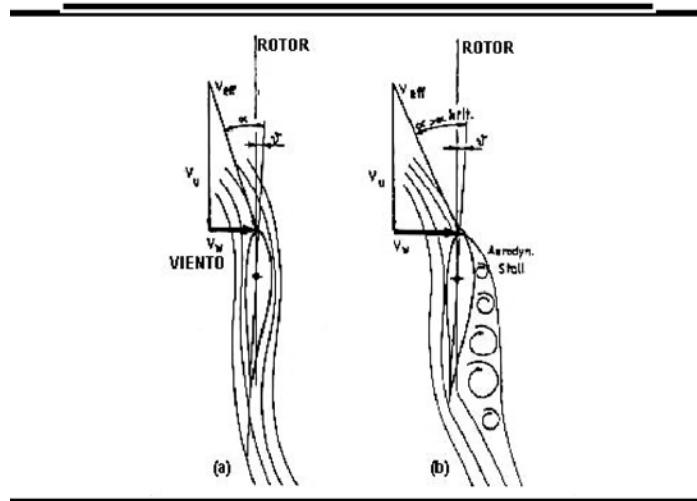


Figura 2.5 III/
Control de potencia
por efecto stall

Este sistema requiere para su correcto funcionamiento:

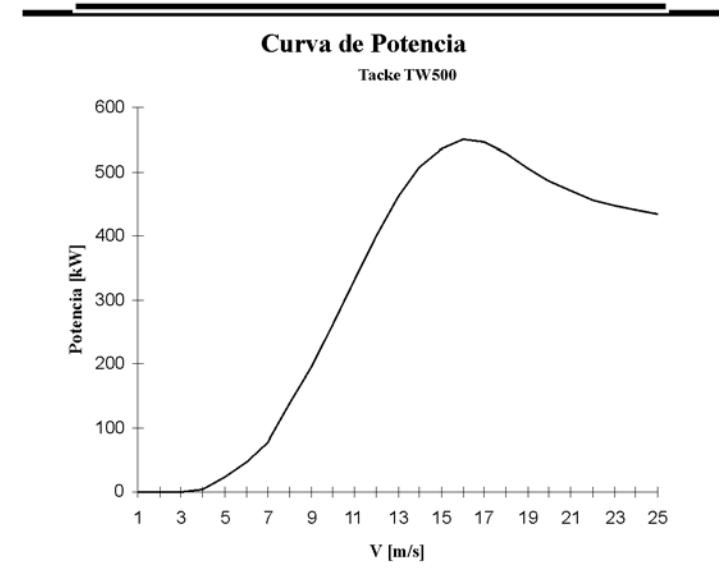
a/ un diseño cuidadoso de la geometría de las palas, para lograr el efecto *stall* a las velocidades de viento previstas.

b/ Garantizar una velocidad de giro constante dentro de un rango de no más del 10 %. Esto se logra, como se verá, mediante el uso de conexiones a red directas y generadores asíncronos. Sin embargo, un embalamiento por *desenganche* súbito de la red o falla eléctrica puede ser muy peligroso, ya que la potencia crece sin control. Por ello invariablemente se utilizan frenos aerodinámicos y mecánicos para emergencias.

c/ Una estructura reforzada para soportar las vibraciones y el empuje generados por el efecto *stall*.

La tecnología de estas máquinas ha sido experimentada desde comienzos de los años 80, habiendo alcanzado un estadio avanzado que las hizo muy competitivas en el rango de potencias intermedias hasta 800 kW. Aunque algunos equipos superan hoy el MW, para producción comercial, la tendencia es reducir los esfuerzos en máquinas más grandes a través del uso de sistemas *pitch*. La forma de la curva de potencia típica puede verse en la **Figura 2.5 IV**, para una eólica Tacke TW500 (hoy General Electric).

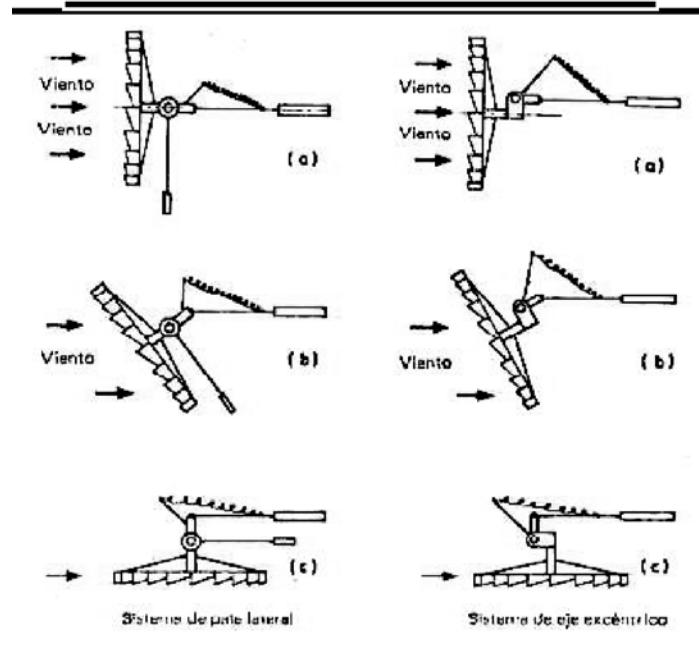
Figura 2.5 IV/
Curva de Potencia
de Máquina Stall
Tacke-GE TW500
(discontinuada)



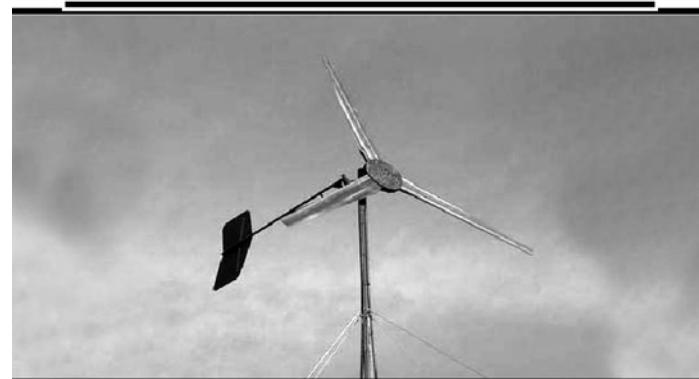
2.5 /3 Regulación por reducción de la superficie efectiva barrida por el rotor en la dirección del viento.

Este tipo de regulación pasiva es muy económica y ampliamente utilizada para potencias de hasta 10 kW, tanto en molinos de bombeo de agua como en máquinas de generación eléctrica. Su principio físico es la reducción de la superficie S barrida por el rotor, mediante un desvío de éste respecto a la dirección del viento en un ángulo Φ . La superficie efectiva a la que la potencia es proporcional es entonces $S' = S \cos\Phi$, siendo Φ el ángulo formado por el la normal al plano del rotor y la dirección del viento. El desvío se logra mediante una veleta articulada con resorte y una placa lateral de empuje, clásica en los molinos mecánicos de bombeo (**Figura 2.5 Va**). El mismo sistema se utiliza en modernos molinos de algunos kW de potencia, para carga de baterías, aunque cada vez más se emplea alguna variante que utilice un retorno por gravedad en vez de resorte, para evitar los problemas asociados a su calibración y confiabilidad. Esto se logra realizando una inclinación leve desde la vertical del eje de accionamiento de la aleta de plegado. Estos sistemas (**Figura 2.5 Vb,c**) son de sencillez mecánica aunque la velocidad de viento a la que actúan requiere una calibración constructiva un tanto compleja, sobre todo en la etapa

de desarrollo. En el caso de máquinas grandes, la veleta tomaría un tamaño excesivo, y experimentalmente se ha recurrido al control activo a través de variación con motores del ángulo Φ . La complejidad de la dinámica rotacional involucrada reduce el atractivo de éste enfoque.

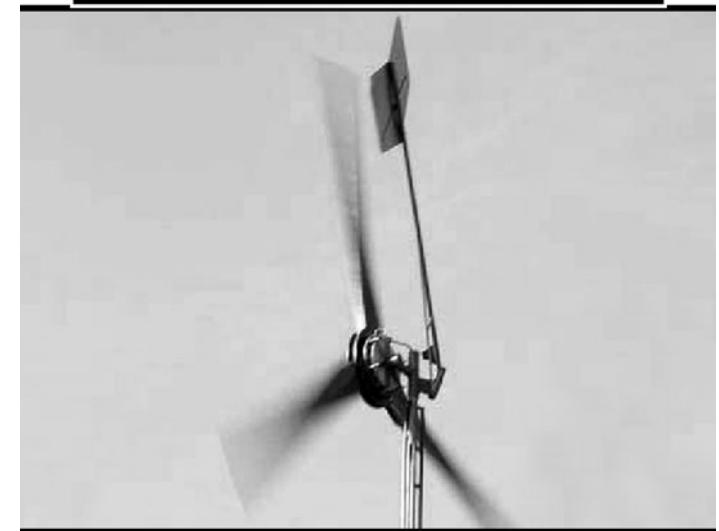


■ Figura 2.5 Va/
Regulación por
variación de
superficie de barrido
del rotor



■ Figura 2.5 Vb/
Sistema de
limitación de
potencia por
plegado y retorno
gravitatorio, en
funcionamiento
normal

Figura 2.5 Vc/
Sistema de
limitación de
potencia por
plegado y retorno
gravitatorio,
actuando en
tormenta
(fotos cortesía de
www.otherpower.com)



2.5 /4 Sistema Active-Stall

Este tipo de sistema de control es relativamente reciente. Es similar a la regulación por stall, con la diferencia de que la pala completa puede ser rotada unos pocos grados ($3-5^\circ$) en sentido de ángulo negativo ($v < 0$), esto es en sentido opuesto al concepto pitch tradicional. El resultado es conocido como stall profundo o *deep-stall*, y produce una curva de potencia que tiende al horizontal en forma pronunciada al llegar a la potencia nominal, y manteniéndose en éste nivel de potencia hasta los vientos fuera del rango de operación, que produzcan el cut-out o apagado por viento excesivo.

La aplicación de este concepto se realiza en máquinas relativamente grandes de velocidad fija (condición necesaria para el stall), como una forma de reducir las cargas mecánicas. Exponentes típicos son las Bonus de más de 1 MW, y los modelos Vestas-Micon de 1.5 y 2 MW de potencia. La diferencia principal con el pitch tradicional no solo es el rango de variación del ángulo (mucho menor) sino que la variación es en sentido opuesto. Además, en active-stall las variaciones de ángulo sólo se realizan en el arranque y en velocidad nominal, mientras que en pitch estas variaciones pueden ser continuas para mejorar la eficiencia del rotor.

2.6/ El viento y su descripción estadística

La atmósfera es una capa gaseosa de varios kilómetros de espesor que cubre a la Tierra. En el estrato inferior, conocido como tropósfera, es donde se desarrollan los fenómenos climáticos. La composición de esta capa gaseosa es de nitrógeno y oxígeno en un 98 %. Otros importantes componentes son el dióxido de carbono (0.05 %) y el vapor de agua (0.01 a 0.03 %). Estos últimos tienen bandas de fuerte absorción de radiaciones infrarrojas (provenientes de la Tierra al elevarse su temperatura), y constituyen una barrera aislante. Se calcula que en ausencia de H_2O y CO_2 , la temperatura de la Tierra bajaría de los 15°C de promedio actual a cerca de -20°C.

Los movimientos de esta mezcla de gases, causados principalmente por diferencias de calentamiento solar entre el ecuador y los polos, son lo que se conoce como viento. La radiación solar, que alcanza a (casi) 1400 W/m² al alcanzar nuestro planeta, se distribuye irregularmente debido a la forma cuasiesférica de la Tierra, y causa el calentamiento desigual del ecuador. La *circulación general* de la atmósfera se produce del ecuador hacia los polos.



Además de las diferencias de temperatura, la rotación de la Tierra provoca el desvío de las masas de aire de su desplazamiento a lo largo de los meridianos terrestres. Esto se explica a través de la *fuerza ficticia* de Coriolis que afecta a los sólidos en rotación. La consecuencia es que, a nivel de superficie y en latitudes bajas la convergencia es del Este, hacia el Ecuador (**Figura 2.6 I**). En cada uno de los hemisferios, en las latitudes medias y hasta cerca del círculo polar predominan vientos del Oeste. Entre ambas circulaciones y en la latitud de aprox. 30°, en ambos hemisferios hay una región de escasos vientos y largas calmas. En latitudes muy altas hay también vientos prevalecientes del Este. [Barros85]

Aunque en líneas generales, el movimiento de la masa atmosférica está caracterizado por perturbaciones que hacen que el registro del viento en un sitio dado muestre variaciones continuas de dirección e intensidad, esta característica es más pronunciada en los cinturones de viento del Oeste en ambos hemisferios. Debe además mencionarse que en algunas zonas del planeta, los vientos del Oeste son particularmente intensos, tal como ocurre en la Patagonia.

Figura 2.6 I /



El esquema hasta aquí presentado es muy incompleto, y deben agregarse al mismo alteraciones por el desigual calentamiento de los océanos y continentes, la influencia del relieve y las variaciones introducidas en el calentamiento planetario por las estaciones del año. Por ejemplo, en las costas y particularmente en verano, el mayor calentamiento de la superficie continental origina el fenómeno de la Brisa de Mar que suele producir vientos bastante intensos.

El relieve condiciona también fuertemente la circulación del aire: una colina modifica notablemente la velocidad del viento produciendo un efecto de aceleración. Este mismo hecho es el que hace que las cimas de las colinas suaves, en su ladera de cara a los vientos, sean un emplazamiento recomendable para las máquinas eólicas [Mattio/Franco95].

El cambio en la circulación general de los vientos durante el año hace que en el *hemisferio norte* los vientos promedio del invierno sean mucho más intensos y por ello la potencia máxima teórica es generalmente del orden de 2 o 3 veces más que en el verano. En el hemisferio sur, los vientos son más homogéneos a lo largo de todo el año aunque en regiones extremas como Patagonia los vientos del oeste son mucho más intensos en verano que en invierno.

Algo similar sucede con el ciclo diurno del viento. En términos generales, a la puesta del sol, el enfriamiento del suelo genera una capa muy estable hidrostáticamente en los primeros metros de la atmósfera que impide la transferencia de momento desde las capas altas. En estas condiciones, se producen calmas que duran hasta la

mañana siguiente. Por razones aún no muy estudiadas [Barros85], en la Patagonia este proceso se suele modificar a partir de las 22 a 24hs con la irrupción de vientos muy fuertes que dan lugar a un definido máximo nocturno en las estadísticas de intensidad del viento. Esto tiende a uniformizar la potencia medida a lo largo del período diario.

2.6 /1 Variación del viento con la altura

La variación del viento con la altura en los primeros metros de la atmósfera es una característica de mucha importancia práctica para el aprovechamiento energético del viento. La fricción en el suelo reduce la velocidad del viento, y en los primeros metros se genera una capa límite en la que el proceso físico dominante es la transferencia de momento hacia el suelo. El perfil del viento en esa *capa límite* es muy pronunciado hasta los 30 m, aumentando luego en forma gradual. El tipo de terreno tiene mucho que ver con la forma de este perfil, ya que influye el rozamiento del suelo. En general la variación del viento en esta zona es exponencial, y se lo describe en forma práctica mediante una ecuación que contiene mediciones realizadas a una altura de referencia, según:

$$v(z) = v(z_{REF}) \left(\frac{z}{z_{REF}} \right)^\alpha \quad (2.55)$$

Lo usual es utilizar mediciones a 10m como referencia, o sea $z_{REF}=10m$. El valor α en la fórmula se puede estimar o se toma de tablas aproximadas. Rigurosamente, el valor será distinto si extrapolamos valores instantáneos (o de 1 min) o medias anuales. Para un tratamiento riguroso del tema referimos al capítulo 3.C de [Mattio/Ponce95], páginas 25 y subsiguientes.

Existen tablas [Gasch90] para la estimación del factor α de la fórmula 2.55. Las mismas se expresan en función de la longitud de rugosidad característica z_0 . Esta medida es muy utilizada para caracterizar la rugosidad del terreno en aplicaciones de cálculo de proyectos eólicos. Es común tomar valores de 0.001 m para z_0 en aguas abiertas (muy poca rugosidad) y valores de 1 a 10 m para ciudades o zonas montañosas. El uso de la (2.55) está, sin embargo, restringido a estimaciones, ya que no tiene en cuenta las variaciones de temperatura ni presión atmosférica en el cálculo. La forma práctica de obtener el perfil es realizar mediciones a dos o más alturas en el lugar, y extrapolar la el exponente con métodos adecuados.

2.6 /2 Descripción estadística del viento

El funcionamiento de una máquina eólica depende de un recurso esencialmente aleatorio, como es el viento. Su producción energética, los requerimientos del control y por supuesto su emplazamiento adecuado dependen de una descripción probabilística del viento esperado. Por ello es importante conocer los elementos básicos de éstas descripciones, y su aplicabilidad a casos concretos.

2.6 /2.1_ Media anual de viento

La medida más usual de la intensidad del viento es la media anual en un sitio, denotada $\langle V \rangle$ [m/s] en la mayoría de las publicaciones. Su definición estricta es la *esperanza matemática de la función de variable aleatoria v*, dada por:

$$\langle V \rangle = \int_0^{\infty} v f(v) dv \quad (2.56)$$

donde $f(v)$ es la distribución de probabilidad.

En general la distribución de probabilidad del viento, o *función densidad de probabilidad f(v)* no es conocida para el lugar particular donde se mide, y es necesario determinar una aproximación mediante una serie temporal de mediciones.

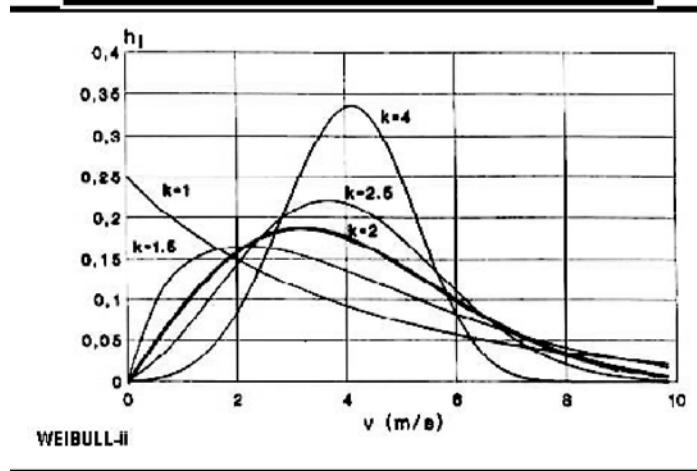
La determinación experimental de la distribución de probabilidad se hace en la mayoría de los casos con un *clasificador*. En general se trata de una pequeña computadora, que almacena mediciones de intensidad de viento de un anemómetro, por ejemplo, y calcula la media en un tiempo T (ej. 10 min) de esos valores. Entonces se incrementa el contador interno correspondiente a la clase o *bin* correspondiente al valor promedio obtenido. La amplitud de cada *bin* es en general de 1m/s o menos, y los valores de cada contador definen el alto de las columnas en un histograma.

La experiencia muestra [Molly90 y otros] que las distribuciones experimentales de viento pueden ajustarse bastante bien con una distribución de Weibull-II, según la fórmula:

$$f_w(v) = \frac{k}{A} \left(\frac{v}{A} \right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k} ; A = \text{factor de escala [m/s]}, k = \text{factor de forma []} \quad (2.57)$$

La distribución indicada tiene dos parámetros, siendo común denotar con c al factor de escala que hemos llamado A . El factor de forma k define una exponencial decreciente cuando es igual a la

unidad. En la **Figura 2.6 III** puede verse la función $f_w(v)$ para distintos valores de k y una velocidad media $\langle V \rangle$ de 4m/s [Gasch90].



■ Figura 2.6 III/
Distribución de Weibull - ii para distintos valores de k

La probabilidad de que el viento para esta distribución esté entre dos valores V_x y V_y está dada por la *probabilidad acumulativa equivalente*:

$$P(V_x \leq V \leq V_y) = \int_{V_x}^{V_y} f_w(v) dv = e^{-\left(\frac{V_x}{A}\right)^k} - e^{-\left(\frac{V_y}{A}\right)^k} \quad (2.58)$$

donde se usa la función $F(V) = 1 - e^{-\left(\frac{V}{A}\right)^k}$ que cumple $dF(V) / dv = f_w(v)$.

Para el cálculo de la media $\langle V \rangle$ [m/s] con $f_w(v)$ se puede reemplazar la expresión de la siguiente manera:

$$\langle V \rangle = \int_0^{\infty} v \left(\frac{k}{A}\right) \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k} dv \quad ; \quad (2.59)$$

y utilizar el cambio de variable $z = \left(\frac{v}{A}\right)^k$ para escribir:

$$\langle V \rangle = \int_0^{\infty} \left(Az^{\frac{1}{k}}\right) e^{-z} dz = A\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad ; \quad (2.60)$$

donde se ha utilizado la función gamma usual, definida por:

$$\int_0^{\infty} z^{x-1} e^{-z} dz = \Gamma(x) \quad ; \quad \text{Función tabulada.} \quad (2.61)$$

La función de distribución de Rayleigh es un caso particular de la de Weibull, con $k=2$, en cuyo caso la media es:

$$\langle V \rangle = A\Gamma\left(1 + \frac{1}{2}\right) = A\frac{\sqrt{\pi}}{2} \quad [\text{m/s}] \quad (2.62)$$

Esta distribución es adecuada para descripciones de viento en lugares poco turbulentos o con baja variabilidad, y tiene la ventaja de requerir un sólo parámetro. Es muy utilizada por los fabricantes de molinos para predecir valores de energía de salida en forma genérica, con el único dato de la $\langle V \rangle$ a la altura del rotor.

En [Molly90] se da la siguiente aproximación para la expresión de $\langle V \rangle$ para realizar estimaciones con la estadística de Weibull sin recurrir a tablas de $\Gamma(x)$ o software específico:

$$\langle V \rangle \cong A\left(0.568 + \left(\frac{0.434}{k}\right)^{1/k}\right) \quad (2.63)$$

2.6 /2.2_ Estimación de valores de k y A:

Si bien existen una cantidad de programas [ej. **WASP** de **RISO/Dinamarca**, y **WindPro** de **EMD (www.emd.dk)**] que permiten calcular los parámetros de Weibull a partir de las series temporales de intensidad de viento, se expondrá aquí un método sugerido en [Barros86] y [Mattio/Ponce95] que permite obtener dichos parámetros a partir de la salida de un *clasificador* como el descrito antes. La salida de este aparato consiste en cantidades de ocurrencias de viento en bins de $0-V_1, V_1-V_2$, etc. con frecuencias f_1, f_2 , etc.

El método consiste en hallar las frecuencias acumuladas P_i tales que $P_1=f_1, P_2=P_1+f_2, \dots, P_i=P_{i-1}+f_i$. Se recordará que para la estadística de Weibull, puede escribirse lo siguiente:

$$F(v_i) = P_i = 1 - e^{-\left(\frac{v_i}{A}\right)^k} \quad \text{o también} \quad 1 - P_i = e^{-\left(\frac{v_i}{A}\right)^k} \quad (2.64)$$

tomando logaritmo natural dos veces, se tiene:

$$\ln(-\ln(1 - P_i)) = k \ln v_i - k \ln A \quad (2.65)$$

El cambio de variable siguiente;

$$\begin{aligned} \ln(-\ln(1 - P_i)) &= y_i \\ \ln v_i &= x_i \end{aligned} \quad (2.66)$$

permite intentar un ajuste de la recta $y_i = bx_i + a$ y luego, en base a los coeficientes b, a obtenidos, hallar:

$$A = e^{-\frac{a}{b}} \quad [\text{m/s}]$$

$$k = b \quad [] \quad (2.67)$$

que son los coeficientes requeridos. Esta estimación debe hacerse sobre un período suficientemente extenso.

2.6 /2.3_ Turbulencia y desviación estándar

La velocidad del viento puede considerarse como una superposición de una velocidad media $\langle V \rangle$ y una componente instantánea turbulenta, cuya medida usual es la desviación standard σ_v . También se utiliza con frecuencia el factor adimensional $S = \sigma_v / \langle V \rangle$, a veces designado IT por "intensidad de turbulencia". Y es también común obtener una medida σ_d de las variaciones de dirección del viento.

La turbulencia es un factor importante para el control y la performance general del molino, y es siempre necesario ubicar las máquinas con lugares de mínimo factor S , en lo posible 15 % como máximo. Esto se debe, en primer lugar, a los esfuerzos de fatiga que implican las variaciones rápidas de intensidad de viento. La vida útil disminuye y la probabilidad de fallas es mayor en lugares escarpados, cerca de obstáculos importantes o zonas de concentración con altos valores de S . Además, el control de las máquinas eólicas, sobre todo en las de velocidad variable y/o *pitch*, tiene un ancho de banda reducido, por lo cual la energía de las variaciones demasiado rápidas de viento se pierde. Esto se discutirá con más detalle en el capítulo 5.2.

La desviación estándar es la raíz positiva de la *varianza*, que para distribuciones de probabilidad de viento conocidas puede escribirse:

$$\sigma^2 = \int_0^{\infty} (v - \langle V \rangle)^2 f(v) dv \quad [\text{m}^2/\text{s}^2] \quad (2.68)$$

En el caso de la distribución de Weibull, se tiene que:

$$\sigma_w = A \sqrt{\left[\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right) \right]} \quad [\text{m/s}] \quad (2.69)$$

y por lo tanto el factor S , intensidad de turbulencia, puede definirse de la siguiente manera.

$$S = \frac{\sigma_w}{\langle V \rangle} = \sqrt{\left[\frac{\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right)}{\Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right)} - 1 \right]} \quad [] \quad (2.70)$$

En general, para valores crecientes de k la intensidad S disminuye, debido a que la distribución se uniformiza.

2.6 /2.4_ Potencia meteorológica y potencia extraíble

La potencia del flujo de aire, de una densidad ρ que barre un área A a la velocidad V había sido definida, al estudiar los fundamentos de Betz, como:

$$P_a = \frac{1}{2} \rho A V^3 \quad [\text{W}] \quad (2.71)$$

Un medio para caracterizar la potencia eólica de un determinado sitio, generalizando para cualquier superficie barrida A , es definiendo la *potencia meteorológica promedio* según:

$$\frac{\langle P_a \rangle}{A} = \frac{1}{2} \rho \langle V^3 \rangle \quad [\text{W/m}^2] \quad (2.72)$$

Conociendo la distribución de Weibull f_w puede estimarse, a partir de la velocidad media $\langle V \rangle$ la potencia promedio por unidad de superficie como:

$$\frac{\langle P_a \rangle}{A} = \frac{1}{2} \rho k_e \langle V \rangle^3 \quad [\text{W/m}^2] \quad (2.73)$$

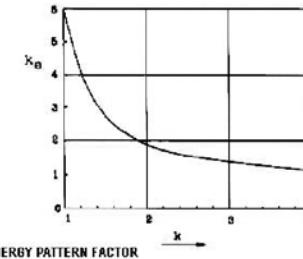
Donde k_e se conoce como factor de patrón de energía (energy pattern factor, **epf**), que suele variar entre 1.5 y 3, con promedios cercanos a 2.

La expresión del **epf** está dada por el cociente:

$$k_e = \frac{\langle V^3 \rangle}{\langle V \rangle^3} = \frac{\Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)}{\Gamma^3\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad [] \quad (2.74)$$

La variación de este parámetro según [Lysen83] para distintos valores de k de la distribución de Weibull puede verse en la **Figura 2.6 IV**. El valor del **epf** es en general superior en la Patagonia al promedio de Europa, por ser los vientos menos uniformes.

Figura 2.6 IV/ Variación con k del factor de patrón de energía (k_e = energy pattern factor, epf)



La *potencia extraíble* depende del tipo de máquina a través del valor de C_p y su variación con el viento. Si se conoce dicha función, puede definirse la potencia eólica extraíble como:

$$\langle P_e \rangle = \frac{1}{2} \rho A \int_0^{\infty} v^3 C_p(v) f_w(v) dv \quad [w] \quad (2.75)$$

Por último, si bien no existe acuerdo general [WindPower94] respecto a la definición de factor de capacidad **CF** para un aerogenerador, se han planteado una serie de propuestas. Este factor mide, para un determinado lugar y una máquina en particular, la eficiencia respecto a la potencia que el aerogenerador proporciona en condiciones ideales. Según [Mattio/Ponce95], se tiene:

$$CF = \frac{1}{C_p(v_N) v_N^3} \int_0^{\infty} v^3 C_p(v) f_w(v) dv \quad [] \quad (2.76)$$

En cálculos prácticos, si es conocida la energía anual E_a producida, por un aerogenerador de potencia nominal P_n , su CF anual se calcula con la siguiente expresión:

$$CF = \frac{E_a}{8760h * P_n} \quad (\%) \quad (2.77)$$

Introducción a los modelos y Control de maquinas eólicas I

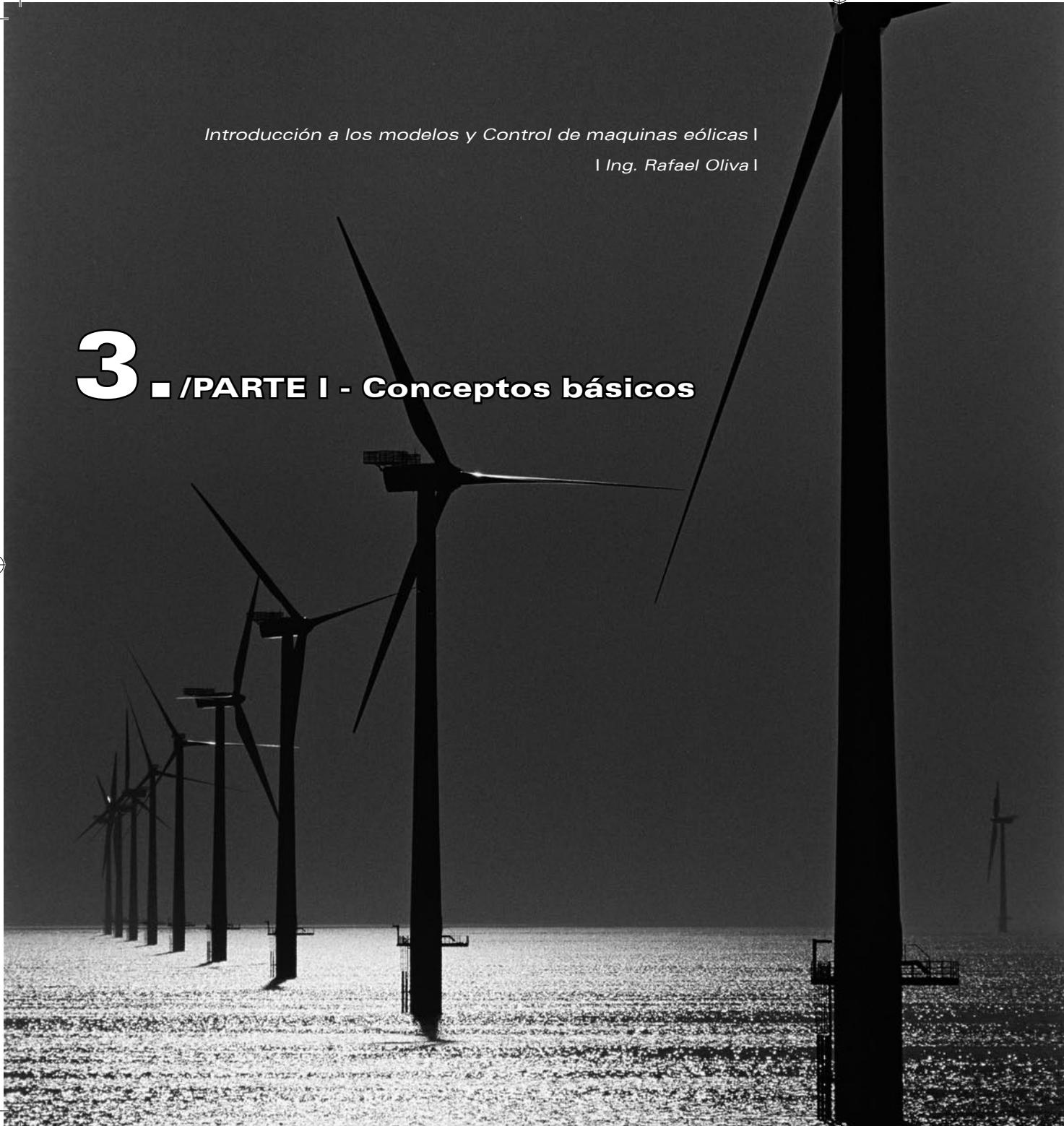
I Ing. Rafael Oliva I

3 ■ /PARTE I - Conceptos básicos

.ADQUISICIÓN DE DATOS RECURSO EÓLICO

_3.1 Mediciones de viento

***_3.2 Evaluación de datos
Mediciones de Viento***



.3 ADQUISICIÓN DE DATOS RECURSO EÓLICO

Se tratará en este tema la adquisición de datos orientada a equipos eólicos. En sentido general puede definirse la adquisición de datos como cualquier proceso de recolección de información del mundo real, aunque cada vez con mayor frecuencia se traducen las magnitudes físicas a adquirir a magnitudes eléctricas. El uso y abaratamiento de las computadoras en los últimos años han permitido la automatización de este proceso, facilitando la recolección de más datos en menos tiempo reduciendo los errores.

En lo que respecta a las máquinas eólicas, la adquisición de datos comprende tanto la medición de datos meteorológicos importantes para el funcionamiento de la máquina, antes y durante la operación, como en las mediciones de los parámetros potencia, velocidad de giro, tensión y corriente propios de la máquina.

Los equipos para medición meteorológica “stand-alone” son utilizados en general para evaluar las condiciones de un futuro emplazamiento para máquinas eólicas. Estos equipos almacenan como mínimo datos de intensidad y dirección de viento, aunque no es raro utilizar también sensores de temperatura y presión atmosférica. Son equipos autónomos y de bajo consumo, que pueden funcionar sin atención durante meses.

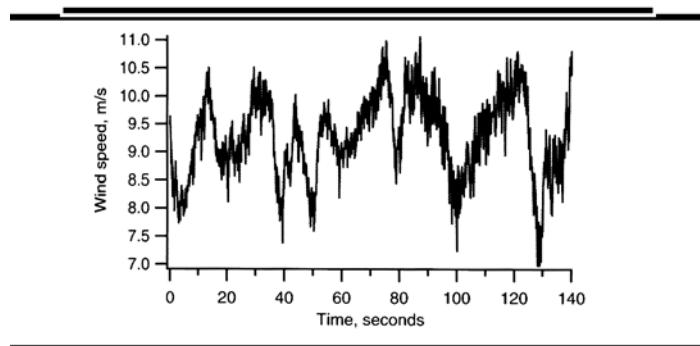
La mayoría de las máquinas eólicas por encima de los 50kW de potencia tienen incorporados en la góndola instrumentos para medición de viento en dirección e intensidad. Esta última, con las correcciones por la proximidad del rotor, se suele utilizar para diferenciar estados de operación (ej $V > V_N$ o $V < V_N$) pero no como parámetro continuo de control. La medición de dirección se utiliza para la corrección del azimut de la góndola a través de un motor y un sistema de piñón y corona. Todas las máquinas eólicas necesitan algún tipo de medición de potencia, o de tensión y corriente de salida. Otras magnitudes importantes que suelen medirse son velocidad de giro, temperatura del generador y caja multiplicadora, y potencia activa y reactiva.

Finalmente, el relevamiento de las características de las máquinas eólicas, típicamente la curva de potencia o los esfuerzos en la torre o las palas, requieren complejos sistemas de adquisición de datos que combinan mediciones meteorológicas con datos internos de la máquina.



3.1/ Mediciones de viento

3.1a_ Medición de intensidad de viento: La evolución temporal de la intensidad de viento es típicamente muy irregular. Como se muestra en la **Figura 3 I**, en pocos segundos su valor instantáneo puede apartarse bastante de la media $\langle V \rangle$. La velocidad instantánea es una magnitud analógica, entendiéndose por tal a una variación de cambios infinitesimales. En general tendremos, sin embargo, mediciones “discretas”, o sea muestras digitalizadas cada Δt segundos, constituyendo una serie de valores que aproximan la medición real.



■ Figura 3 I/
Representación
analógica de la
velocidad V de viento

El tipo de transductor más utilizado para la medición de la intensidad V del viento es el anemómetro de copas o de copelas (**Figura 3 II**). Se trata de una rueda con piezas cóncavas de material liviano, de eje vertical. Su principio de funcionamiento es el de un *rotor de eje vertical con arrastre diferencial*, que se basa en la disímil resistencia al aire de las piezas cóncavas según su ubicación respecto a la dirección del viento. La velocidad de giro del transductor tiene una relación aproximadamente lineal con la velocidad, y por lo tanto con la frecuencia de la señal eléctrica de salida.



■ Figura 3 II/
Anemómetro de
copas
MAX#40 de NRG

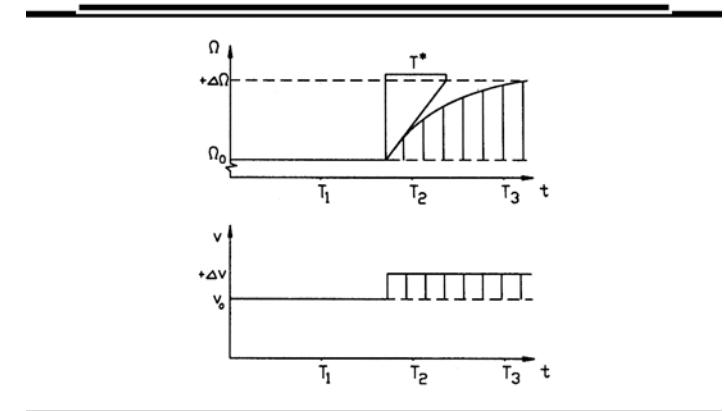
Si bien se fabrican modelos para adquisición de una tensión analógica de salida, la mayoría de los anemómetros actuales generan pulsos de salida de un sensor óptico o un sensor de efecto Hall, o una salida de tensión alterna senoidal cuya información es la frecuencia. La salida proporcional a la frecuencia otorga una gran inmunidad a los ruidos. Rangos típicos de frecuencia son:

- 0-70 Hz NRG Systems (imanes permanentes ó efecto Hall)**
- 0-800 Hz Thies Clima (sensor óptico)**

La respuesta transitoria de los anemómetros de copela puede caracterizarse mediante una constante L [m]. Esta constante representa la longitud de la columna de aire que pasa en un tiempo T^* [s], tiempo de respuesta a la velocidad V_0 [m/s] de la columna, suponiendo un sistema de primer orden y un escalón de velocidad a $V_0 + \Delta V$. Esto puede verse en la **Figura 3 III**. La expresión de la constante de longitud es entonces $L = V_0 T^*$.

Una constante L reducida indica mejor respuesta en los cambios de la velocidad de giro Ω a las variaciones de V . Para instrumental de investigación se suele requerir L de 1 m o menos. Valores típicos para medición son 3 a 5m.

■ Figura 3 III/
Respuesta transitoria
del anemómetro
(gent. DEWI)



Los principales errores en los anemómetro de copela surgen en la alinealidad para bajas velocidades de viento (típicamente errores superiores al 20 % para 1 m/s, dependiendo del instrumento) y los errores en la respuesta transitoria por sobrevelicidad, o efecto overspeeding.

Esto se debe a la diferencia en los coeficientes de arrastre $C_{w1,2}$, que producen una aceleración $+d\Omega/dt$ ante un escalón de viento mayor que la deceleración ante una caída de V .

Los instrumentos más utilizados son los de 3 o 4 copelas, y la elección del tipo de generador de señal depende en gran medida del circuito de adquisición que se utilice. Para aplicaciones en temperaturas extremas, se fabrican anemómetros con resistencias de calentamiento que evitan su inutilización en invierno. Esto se realiza con transformadores para aplicar 24VCA a dichas resistencias [NRGSystems], y el sistema de alimentación de la estación es mucho más complejo.

Otros instrumentos utilizados para la medición de la intensidad de viento son los anemómetros de hélice, en 1 ó en tres dimensiones (muy especializados), los anemómetros de esfera de arrastre, los de alambre caliente (que actúan por enfriamiento convectivo al aumentar la intensidad de V) y los tubos de presión o de Pitot. Estos últimos suelen utilizarse para calibración de anemómetros de copela, en túneles especiales de viento.

3.1b_ Medición de dirección de viento: Para medir la dirección del viento (la convención usual de la OMM es la dirección desde dónde viene el viento) se utiliza comúnmente una veleta con salida analógica (a través del cursor de un potenciómetro) o digital (típicamente con una codificación Gray de 8 bits, y corrección de errores). Los modelos más nuevos de salida analógica utilizan potenciómetros de plástico conductivo, que otorgan una vida útil extendida de aproximadamente 50×10^6 revoluciones [NRGSystems], o potenciómetros duales. Valores típicos son potenciómetros de 10 Kohm con un rango de 352° y un error de linealidad mejor que 1 %. La pequeña zona muerta requiere en general alguna compensación por software.



■ Figura 3 IV/
De Izq. a Der.
Anemómetro,
Piranómetro
(radiación solar),
Sensor de
Temperatura, Data
Logger (Registrador),
Sensor de Presión
Atmosférica y Veleta
(Ammonit GmbH)

También se fabrican veletas especiales para el control de dirección del viento de máquinas eólicas. Estas veletas tienen un interruptor óptico o un *microswitch* en topes de $\pm 10^\circ$, que permiten iniciar el desvío actuando con el motor azimutal por parte del control supervisor. También tienen la capacidad de ubicar a la máquina a 90° fuera de la dirección del viento.

3.1c_ Otras magnitudes meteorológicas: En 1.3 se presentaron las magnitudes principales que describen la potencia de una máquina eólica, según la fórmula:

$$P = \frac{1}{2} \rho C_p \eta_{TS} V_N^3 \left(\frac{\pi D^2}{4} \right) \quad [\text{kW}] \quad (3.1)$$

donde η_{TS} es el rendimiento del *drivetrain* + generador [0.7 a 0.95] y C_p el coeficiente de potencia [0.3 a 0.5]

Una vez medida la velocidad V del viento, la magnitud restante que no depende de la máquina eólica es la densidad ρ [kg/m^3] del aire. Puede utilizarse la siguiente fórmula para evaluar la densidad del aire:

$$\rho = \frac{B}{RT} \quad \left[\frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right] \quad B \equiv \text{Presión [hPa]}; R \equiv \text{constante de los gases} \quad (3.2)$$

y $T =$ Temperatura en $^\circ\text{K}$

y referir los valores a una atmósfera standard de valores:

$$T_0 = 15^\circ\text{C} = 288^\circ\text{K}$$

$$\rho_0 = 1.225 \text{ [kg/m}^3\text{]}$$

$$B_0 = 1013.13 \text{ [hPa]}$$

La siguiente fórmula, utilizada por el Instituto Alemán de Energía Eólica [DEWIK93] y por el CREE de Rawson, [Mattio/Guerrero95] permite corregir para la densidad real, basándose en mediciones de temperatura y presión (indicadas con subíndice m):

$$\rho = \rho_0 \frac{B_m T_0}{B_0 T_m} \quad \left[\frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right] \quad B \equiv \text{Presión [hPa]} \text{ y } T \equiv \text{Temperatura [}^\circ\text{K]} \quad (3.3)$$

con lo cual la potencia corregida resulta:

$$P_{corr} = P_m \left(\frac{\rho_0}{\rho_m} \right) \quad [\text{kW}] \quad ; \text{ el subíndice } m \text{ indica medido} \quad (3.4)$$

3.1c_1 Medición de la presión atmosférica

Si bien es común utilizar para la presión atmosférica la columna de mercurio, basada en el principio de Torricelli, para mediciones automáticas se recurre a algún sensor más adecuado. Por ejemplo, para mediciones de precisión se utiliza un sensor tipo *caja aneroide*. Se trata de una caja o tubo de paredes finas y deformables, de cobre-berilio, parcialmente al vacío. Las variaciones de presión externa **B** se transmiten con buena precisión en deformaciones de las paredes de la caja.

Como ejemplo citamos al *Barogeber D1* de Thies-Clima (Alemania), que tiene un rango de presiones absolutas entre 700 y 1050 hPa, y una precisión de ± 0.5 hPa. Se trata de una unidad programable que puede trabajar a temperaturas entre 0 y 50°C. La altura sobre el nivel del mar en que opera el instrumento se selecciona con microswitches entre 0 y 1970m s.n.m. El instrumento cuenta con una salida serie estandar RS232, y una salida analógica tipo 4-20mA.

El avance de la tecnología de semiconductores ha facilitado la construcción de sensores de presión micromecanizados, cuyo costo es sensiblemente inferior al de los clásicos de caja aneroide [NRGSystems]. Las primeras versiones requerían acondicionamiento de señal externo, y las últimas ya incluyen en el mismo sensor el amplificador, un conversor A/D y una interfase serie (ej. I²C) que permiten su conexión directa a un circuito con microcontrolador.

3.1c_2 Medición de temperatura

Hay una gran variedad de sensores utilizables para mediciones automáticas de temperatura. Las resistencias NTC (*Negative Temperature Coefficient*) suelen tener una transferencia fuertemente alineal aunque su costo es reducido y existen actualmente versiones con excelente repetibilidad en los reemplazos (1 a 2 %). Para mejor precisión se prefieren las resistencias PTC construidas con alambre de platino, de altísima linealidad, denominadas genéricamente Pt100. También suelen construirse en base al mismo principio sensores integrados con salida analógica, por ejemplo de 4 a 20mA. El modelo 2.12.14 de Thies-Clima (Alemania) tiene una salida de éste tipo, con una precisión de ± 0.3 °C. El rango de trabajo es de 0 a 60°C. En general, se proveen con algún tipo de abrigo meteorológico que inhibe su enfriamiento por corrientes convectivas o su calentamiento por radiación directa. Finalmente, se pueden utilizar sensores semiconductores integrados de menor costo, aunque se fabrican algunos de precisión aceptable para aplicaciones eólicas [NRGSystems].

3.1d_ Sistemas autónomos para recolección de datos meteorológicos (Data-logger)

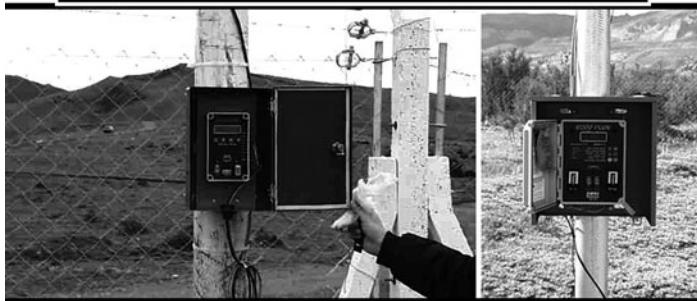
Estos sistemas son de funcionamiento automático y bajo consumo, indicados para mediciones a largo plazo de viento, presión y temperatura para evaluación de sitios para máquinas eólicas. La mayoría de los equipos posee al menos 2 entradas, para un anemómetro y una veleta. Varios parámetros son programables. En una aplicación típica, el procesador interno tomará muestras de intensidad de viento cada 1s, construyendo luego de 10min una media $\langle V \rangle$ de 600 valores, que es almacenada en una serie temporal asociada a un indicador de hora/fecha generado por un reloj interno. Simultáneamente, se incrementa el contador correspondiente a un intervalo predefinido ΔV o *bin* en que cae la media recién calculada, lo que permite construir el histograma de la medición. Ambos datos son almacenados junto con la media de dirección. Es común que el aparato calcule y almacene también alguna medida de la dispersión de los datos, como la desviación standard o la intensidad de turbulencia **S** (ver 2.8 -4). Algunos *Data-loggers* tienen entradas adicionales para medir el viento a distintas alturas, presión, temperatura e incluso lluvia y humedad relativa.

Figura 3 V /
Estación BAPT
nacional – SPSE
/Los Antiguos



Los métodos de almacenamiento de estos sistemas han evolucionado bastante. Al principio, lo más común eran las memorias estáticas de estado sólido SRAM fijas, con respaldo de baterías. El acceso a los datos se realizaba con una interfase RS232 a través de una PC portátil que debe llevarse hasta el lugar de la medición (marcas BAPT – Figura 3 V, Ammonit, Figura 3 IV). Las siguieron los modelos basados en memorias tipo EEPROM extraíbles (marca NRG, modelo 9200 - Figura 3 VI) o en tarjetas de estado sólido extraíbles tipo PCMCIA (NRG 9300, *Secondwind*). Los últimos modelos utilizan Tarjetas de memoria Flash y conexión a Internet (NRG Symphonie) que son más sencillos

de operar y arriesgan menos la integridad de los datos. Su costo, sin embargo, es mayor. Como opcionales, estos *data-loggers* permiten la conexión a un modem con teléfono celular, satelital o con una línea telefónica convencional. Existen modelos de menor costo como la NRG WindExplorer, que almacenan menor cantidad de información aunque resultan útiles para muchas aplicaciones (Figura 3.VI).



■ Figura 3.VI/
Estación NRG Wind Explorer UNPA-SPSE Río Turbio y (der.) Estación NRG 9200

En general las mismas firmas que fabrican los *data-loggers* venden algún tipo de software para análisis de datos de viento en entorno PC. Estos paquetes simplifican la elaboración de los datos, permitiendo el ajuste a una distribución de Weibull del histograma y la creación de gráficas. Fue el caso del paquete ALWIN, producido conjuntamente por el DEWI y la firma Ammonit de Alemania, y el software MicroSite de NRG Systems, EEUU, hoy discontinuado.

Otros programas, como el WASP del RISO National Laboratory de Dinamarca, permiten no sólo la evaluación y ajuste a distribución de Weibull por dirección de series temporales de datos de viento, sino también la construcción de los denominados *Atlas* de viento para una determinada zona, con una validez de 100 km a la redonda. Estos *Atlas* simplifican la evaluación de un nuevo sitio para la ubicación de máquinas eólicas dentro de la zona de influencia, pues proporcionan datos bastante precisos si se evalúan correctamente la rugosidad y los obstáculos, sin necesidad de realizar extensas mediciones en el lugar mismo [WASP-RISO92]. Otros programas mas recientes, como el WindPro de EMD (www.emd.dk), integran módulos de tipo básico (Basis, Meteo) que permiten introducción de series de tiempo de diversas estaciones y el cálculo de producción anual energética de aerogeneradores típicos. Asimismo, es posible integrar (a costo adicional) módulos para dimensionamiento de parques, estudios eléctricos y análisis de ruido y efectos visuales.

3.2/ Evaluación de los datos - Mediciones de viento

La estadística del viento que se discutiera en la sección anterior sirve como base para la evaluación de las muestras de datos de viento digitalizadas por los equipos de registro. Las fórmulas basadas en funciones continuas pueden ser aproximadas con precisión aceptable por expresiones discretas. La media anual $\langle V \rangle$ [m/s] definida en (2.56) puede aproximarse de la siguiente manera:

$$\langle V \rangle = \int_0^{\infty} v f(v) dv \cong \sum_{i=1}^n f_i V_i \quad (3.5)$$

donde $f(v)$ es la distribución de probabilidad.

Aquí se ha supuesto que un *data-logger* proporciona una serie de cantidades de ocurrencia de viento N_i para distintos *bins* separados un valor ΔV entre sí, con valores centrales V_i . Si la función distribución no es conocida, las frecuencias f_i se pueden calcular a partir de la expresión:

$$f_i = \frac{N_i}{N_T}; \text{ con } i = 1, 2, 3, \dots, n, \text{ y } N_T = \sum_{i=1}^n N_i \quad (3.6)$$

Del mismo modo, el momento de tercer orden para las expresiones de potencia puede aproximarse de la siguiente manera:

$$\langle V^3 \rangle = \int_0^{\infty} v^3 f(v) dv \cong \sum_{i=1}^n f_i V_i^3 \quad (3.7)$$

donde $f(v)$ es la distribución de probabilidad.

Una vez obtenida la media muestral $\langle V \rangle$, es posible calcular la varianza muestral que aproxima al valor continuo con:

$$\sigma^2 = \int_0^{\infty} (v - \langle V \rangle)^2 f(v) dv \cong \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (V_i - \langle V \rangle)^2 f_i \quad [\text{m}^2/\text{s}^2] \quad (3.8)$$

Con estas estimaciones, es posible calcular la intensidad de turbulencia $S = \sigma_v / \langle V \rangle$, y la expresión del *epf* o factor de patrón de energía:

$$\kappa_e = \frac{\langle V^3 \rangle}{\langle V \rangle^3} [] \quad (3.9)$$

que se utilizó para evaluar la potencia promedio en 2.6/2.4.

3.2 /1 Cálculo práctico de valores

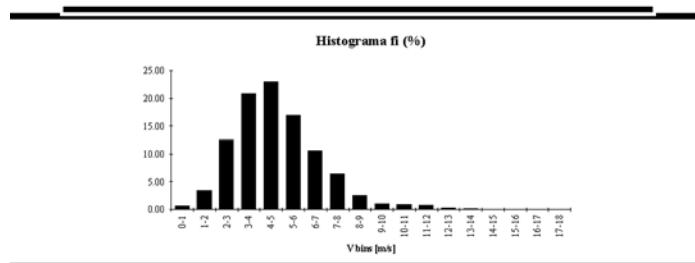
A continuación se muestra una tabla de valores, y los resultados de cálculo implementados con una planilla electrónica convencional, para datos relevados por un *data-logger* Ammonit.

Para estos cálculos se utilizaron las fórmulas 3.5 a 3.9.

| Histograma DEWI, iniciado 10.8.88, 512h 41m | | | | RBO 1995 | | | |
|---|-----------|----------------------------|----------------|-------------------------------|--|--|--------------------------------------|
| Valor | Bin [m/s] | fi (%) | V _i | f ^a V _i | f ^a V _i ² | f ^a V _i ³ | n*(V _i -<V>) ² |
| 1 | 0-1 | 0.60 | 0.50 | 0.30 | 0.15 | 0.08 | 0.11045549 |
| 2 | 1-2 | 3.40 | 1.50 | 5.10 | 7.65 | 11.48 | 0.368153644 |
| 3 | 2-3 | 12.50 | 2.50 | 31.25 | 78.13 | 195.31 | 0.655856045 |
| 4 | 3-4 | 20.80 | 3.50 | 72.80 | 254.80 | 891.80 | 0.346454859 |
| 5 | 4-5 | 23.00 | 4.50 | 103.50 | 465.75 | 2095.88 | 0.019423123 |
| 6 | 5-6 | 17.00 | 5.50 | 93.50 | 514.25 | 2828.38 | 0.085552221 |
| 7 | 6-7 | 10.60 | 6.50 | 68.90 | 447.85 | 2911.03 | 0.309737126 |
| 8 | 7-8 | 6.40 | 7.50 | 48.00 | 360.00 | 2700.00 | 0.469814295 |
| 9 | 8-9 | 2.50 | 8.50 | 21.25 | 180.63 | 1535.31 | 0.343991209 |
| 10 | 9-10 | 1.00 | 9.50 | 9.50 | 90.25 | 857.38 | 0.221784484 |
| 11 | 10-11 | 0.90 | 10.50 | 9.45 | 99.23 | 1041.86 | 0.293375235 |
| 12 | 11-12 | 0.80 | 11.50 | 9.20 | 105.80 | 1216.70 | 0.360128387 |
| 13 | 12-13 | 0.30 | 12.50 | 3.75 | 46.88 | 585.94 | 0.178304545 |
| 14 | 13-14 | 0.09 | 13.50 | 1.22 | 16.40 | 221.43 | 0.068268284 |
| 15 | 14-15 | 0.06 | 14.50 | 0.87 | 12.62 | 182.92 | 0.056563469 |
| 16 | 15-16 | 0.02 | 15.50 | 0.31 | 4.81 | 74.48 | 0.02293825 |
| 17 | 16-17 | 0.01 | 16.50 | 0.17 | 2.72 | 44.92 | 0.013711005 |
| 18 | 17-18 | 0.00 | 17.50 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0 |
| | | 99.98 | | 479.06 | 2687.90 | 17394.88 | 3.9245117 |
| Valores Calculados: | | | | | | | |
| | | <V>[m/s]= | 4.7906 | | | | |
| | | <V**2>[m/s]= | 26.87895 | | | | |
| | | <V**3>[m/s]= | 173.94875 | | | | |
| Tmedia=10min | | ke= | 1.582164303 | | | | |
| Nro. medias=3076 | | sigma[m2/s2] | 1.981038028 | | | | |
| <V>[dado por ALWIN] = 4.7m/s | | IT=sigma/<V> | 0.413526078 | | | | |
| | | Verificación Sigma: | | <V**2>-<V>**2)*n*-5= | | | |
| | | | | 1.982196166 | | | |

■ Tabla 3.2 I / Implementación en planilla electrónica

El histograma toma, para esta medición, la forma siguiente:



■ Figura 3.2 I / Histograma de los datos

Si se quisieran obtener los coeficientes para una distribución de Weibull que ajuste al histograma de la medición, puede recurrirse a los métodos explicados en 2.6, que requieren el ajuste de una recta $y_i = bx_i + a$, con valores dados por:

$$\ln(-(\ln(1 - P_i))) = y_i$$

$$\ln v_i = x_i \quad (3.10)$$

A partir de las constantes, pueden obtenerse los coeficientes de Weibull según;

$$A = e^{-\frac{a}{b}} \text{ [m/s]}$$

$$k = b \quad [] \quad (3.11)$$

Esto es lo que se ha realizado en la **tabla 3.2 II (derecha, abajo)**, a partir de datos de la misma medición. Los valores P_i son las *frecuencias acumulativas* obtenidas sumando las f_i .

La gráfica del ajuste de la recta puede verse en la **Figura 3.2 II**.

De una manera similar, se puede reconstruir el histograma de una medición en forma aproximada conociendo los coeficientes de la distribución de Weibull del sitio, recordando que;

$$f_i = F(V_i + \frac{\Delta V}{2}) - F(V_i - \frac{\Delta V}{2})$$

$$[] \quad (3.12)$$

donde

$$F(v) = 1 - e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k} \quad (3.13)$$

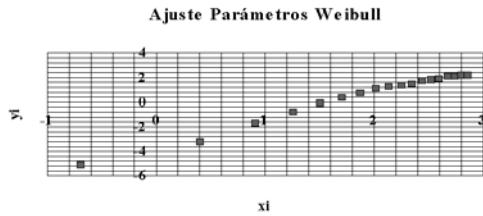
| Ajuste Weibull - II | | |
|---------------------|---------|---------|
| Pi (%) | yi | xi |
| 0.60 | -5.1130 | -0.6931 |
| 4.00 | -3.1985 | 0.4055 |
| 16.50 | -1.7130 | 0.9163 |
| 37.30 | -0.7618 | 1.2528 |
| 60.30 | -0.0792 | 1.5041 |
| 77.30 | 0.3939 | 1.7047 |
| 87.90 | 0.7476 | 1.8718 |
| 94.30 | 1.0525 | 2.0149 |
| 96.80 | 1.2361 | 2.1401 |
| 97.80 | 1.3394 | 2.2513 |
| 98.70 | 1.4685 | 2.3514 |
| 99.50 | 1.6674 | 2.4423 |
| 99.80 | 1.8269 | 2.5257 |
| 99.89 | 1.9188 | 2.6027 |
| 99.95 | 2.0283 | 2.6741 |
| 99.97 | 2.0933 | 2.7408 |
| 99.98 | 2.1421 | 2.8034 |
| 99.98 | 2.1421 | 2.8622 |

| Curva de ajuste yi=bx _i +a | |
|---------------------------------------|---------|
| b= | a= |
| 2.1324 | -3.5612 |

| | |
|-------------|--------|
| A[Weibull]= | 5.3124 |
| k[Weibull]= | 2.1324 |

3.2 /2 Cálculo de energía

Se trata de obtener una predicción de la energía producida por una máquina eólica en un período T , conocida la distribución discreta f_i del sitio y la curva de potencia $P(V_i)$ dada por el fabricante.

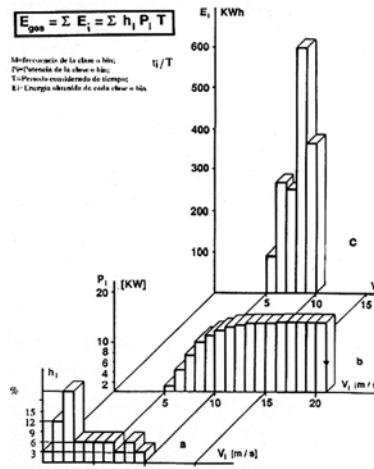


■ Figura 3.2 II/
Ajuste de
Coeficientes de
Weibull

La energía producida por la máquina puede hallarse a partir de:

$$E = T \sum_{i=1}^n f_i P_i \text{ [kWh]} \quad (3.14)$$

Puede verse que ambas curvas, la distribución discreta f_i y la característica de potencia de la máquina P_i contribuyen fuertemente al resultado final de energía E . Para el período T suele tomarse 1 año (8760h) o un mes, dependiendo de la aplicación. En la Figura 3.2 III pueden verse las tres características, con la notación h_i para designar las frecuencias f_i .



■ Figura 3.2 III/
Cálculo de la Energía
 h_i = frecuencia de la clase
o bin;
 P_i = Potencia de la clase o bin;
 T = Período considerado de
tiempo;
 E_i = Energía obtenida de cada
clase o bin

La determinación precisa *a priori* de la energía anual que entregará una máquina eólica es imposible. Sin embargo es de suma importancia económica el cálculo de una estimación confiable, que

permita evaluar la inversión, pues la cantidad de kWh define muchas veces la viabilidad de un proyecto.

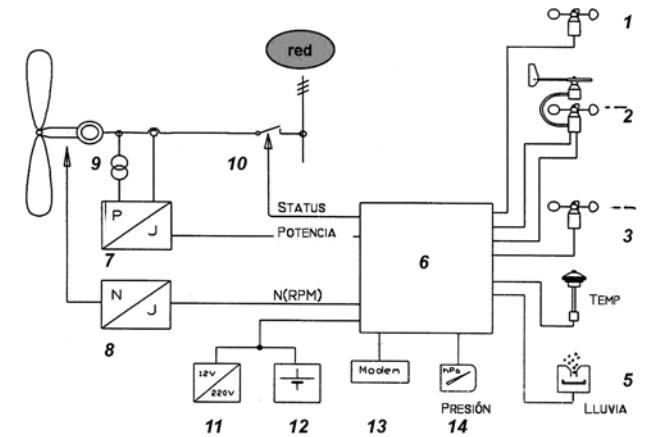
3.2 /3 Característica de potencia de una máquina eólica

Como se vio en la fórmula de energía, es importante conocer la potencia que entrega una máquina eólica para una determinada velocidad de viento. Los fabricantes proporcionan una curva $P(V_i)$ que suele ser demasiado optimista. En los casos en que dicha curva no ha sido certificada por un organismo técnico independiente, puede considerarse la evaluación particular como una referencia.

La medición de potencia se realiza con un *data-logger* especial, con capacidad de registrar potencia activa entregada (a través de tensión y corriente de línea), velocidad de giro, y estado (activo-inactivo) del aerogenerador, además de los datos meteorológicos: viento en magnitud y dirección, temperatura, presión barométrica y lluvia.

Este equipo almacena una secuencia de valores medios, típicamente generados cada 600 s [10 min] a una frecuencia de muestreo de 1 Hz. En la Figura 3.2 IV podemos ver un esquema de este tipo de *data-logger*, que cuenta incluso con un módem para consulta a distancia de la evolución de la medición. Los valores medios extraídos se evalúan con un programa estadístico, construyendo una curva media de potencia en función de la velocidad del viento.

Figura 3.2 IV/
Sistema para
medición de curvas
de potencia de
aerogeneradores
(gent. DEWI)
1 Velocidad de viento a la
altura del cubo del rotor; 2
Medición de velocidad de
viento de referencia y
dirección; 3 Velocidad de
viento a 10m de altura; 4
Temperatura; 5 Precipitación;
6 Data-logger; 7 Trasdutor
de potencia; 8 Trasdutor de
velocidad de giro; 9 Medición
de tensión y corriente; 10
Status; 11 Fuente de
alimentación; 12 Batería
de backup; 13 Módem;
14 Trasdutor de presión
atmosférica



El programa ALDA (DOS), del DEWI y Ammonit GmbH, realizaba este tipo de evaluaciones, con capacidad para realizar comparaciones entre la curva teórica de la máquina y la medición realizada. El programa realizaba corrección para las zonas en que la medición del anemómetro no era efectiva, tomaba nota del tiempo activo de la máquina durante la medición, de la energía producida y del rendimiento general.

3.2 /4 Propagación de errores en la medición de potencia

El tratamiento de los datos para las curvas de potencia es relativamente complejo, y existen trabajos importantes publicados al respecto (ver [ECN-Dragt89] o [Mattio-Guerrero95]). Solo trataremos aquí el tema de la evaluación simplificada del error y la influencia de cada componente en la medición de la curva de potencia de una máquina eólica.

La expresión de potencia es:

$$P = \frac{1}{2} \rho C_p S V^3 = \frac{1}{2} \left(\frac{B}{RT} \right) C_p S V^3 \quad [\text{kW}] \quad (3.15)$$

donde B es la presión atmosférica, y T la temperatura.

Tomando en cuenta los transductores en un sistema típico como el de la **Figura 3 IV**, se suele tomar la siguiente expresión para la propagación de error;

$$\Delta P = \left[\left(\frac{\partial P}{\partial V} \Delta V \right)^2 + \left(\frac{\partial P}{\partial B} \Delta B \right)^2 + \left(\frac{\partial P}{\partial T} \Delta T \right)^2 + \Delta P_{med}^2 \right]^{\frac{1}{2}} \quad [\text{kW}] \quad (3.16)$$

donde B es la presión atmosférica, T la temperatura, V el viento y ΔP el error del transductor de potencia.

La contribución al error de la componente del viento es la mayor, debido a su potencia cúbica. Por eso es de suma importancia la calibración precisa de los anemómetros en estos casos. A continuación se muestran los resultados de error de una medición de una máquina de 100kW.

$$\left(\frac{\partial P}{\partial V} \right) \approx 15 \text{ kW} / \text{ms}^{-1} \quad \Delta V = 0.2 \text{ ms}^{-1}$$

$$\left(\frac{\partial P}{\partial B} \right) \approx 1.2 * 10^{-5} \text{ kW} / \text{Pa} \quad \Delta B = 200 \text{ Pa}$$

$$\left(\frac{\partial P}{\partial T} \right) \approx 4.2 * 10^{-3} |P_i| \text{ kW} / ^\circ \text{C} \quad \Delta T = 2^\circ \text{C}$$

$$\Delta P_{med} = 0.5\% \text{ f.e.} \approx 1 \text{ kW}$$

Con lo cual la medición produce un error absoluto total de:

$$\Delta P_{tot} \approx 3.2 \text{ kW}$$

lo cual representa un error relativo de 3.2 % para la potencia nominal indicada de aerogenerador.-

Introducción a los modelos y Control de maquinas eólicas I

I Ing. Rafael Oliva I

4 ■ /PARTE I - Conceptos básicos

.SISTEMA ELÉCTRICO Y GENERADORES

***_4.1. Generadores sincrónicos
y asincrónicos***

***_4.2 Notas adicionales y
resumen de fórmulas***

.4 SISTEMA ELÉCTRICO Y GENERADORES

El *sistema eléctrico* de una máquina eólica consta de todos los componentes que permiten la conversión de la energía mecánica en energía eléctrica, como así también de los equipos auxiliares y la electrónica de control.

El **generador**, punto donde ocurre realmente la conversión, es un factor muy importante dentro de las consideraciones de diseño de la máquina, y se discutirá aquí.

En principio, cualquier tipo de generador puede ser utilizado con una máquina eólica. La necesidad de contar con niveles de tensión y frecuencia tolerados por la red puede ser resuelta hoy en día con **convertidores electrónicos** a costos y rendimientos razonables, con alta confiabilidad. Sin embargo, existen factores a tener en cuenta que influyen en el diseño y permiten optimizar la relación de costos y beneficios.

Los **generadores de continua**, por ejemplo, tienen la ventaja de poder ser operados en forma directa a RPM variables. Por otro lado, por encima de cierta potencia ya no son comunes y resultan caros, además de tener mayor peso y requerir mantenimiento constante de los conmutadores. Debido a esto, sólo se utilizan actualmente en ciertas máquinas eólicas pequeñas para carga de baterías, aunque con tendencia a ser reemplazados por robustos alternadores de imanes permanentes con rectificador.

Para potencias de algunos kW y mayores, se utilizan **generadores de corriente alterna** en casi todos los casos. Al igual que una central generadora convencional, la máquina eólica debe cumplir una serie de condiciones de seguridad y funcionamiento automático. Esto último es especialmente cierto ya que suelen ubicarse en lugares descampados, requiriendo sólo un mínimo de vigilancia. Por todo ello, es importante considerar el *sistema eléctrico* -el generador, los equipos eléctricos auxiliares, la electrónica de potencia y de control- como una unidad de diseño.



4.1/ Generadores sincrónicos y asincrónicos

Es necesaria una familiaridad básica con los principios funcionales de las máquinas trifásicas de alterna para la comprensión de los eoloproducedores y su interacción con la red. Sólo se mencionarán aquí algunas ideas esenciales.

Las máquinas de corriente alterna trifásica pueden englobarse en las categorías **sincrónica** o **asincrónica**. En lo que respecta a los bobinados trifásicos del estator, ambas máquinas tienen los mismos principios constructivos. Las diferencias surgen en la forma en que se generan los campos en el rotor.

4.1/i Máquina asincrónica en conexión a red

En este tipo de máquina, se genera un campo eléctrico a través del *movimiento relativo (resbalamiento)* entre el rotor y los bobinados del estator. El campo magnético consecuente en el rotor, en su interacción con el del estator produce las fuerzas que se registran en el eje de la máquina.

El **rotor** de la máquina asincrónica puede ser **en corto circuito** o *jaula de ardilla*, o sino del **tipo bobinado**, que tiene la ventaja de permitir ser controlado desde el exterior a través de anillos rozantes. Por ejemplo, es posible alterar la resistencia del circuito del rotor para lograr un resbalamiento mayor, y un acople más flexible (en el caso de máquina en generación) con una red de potencia infinita.

Las máquinas asincrónicas pueden funcionar (al igual que las sincrónicas) tanto en **modo generación** como en **modo motor**. Son ampliamente conocidas las características de robustez, simplicidad y bajo costo de los motores asincrónicos. Sin embargo, en generación sólo son usadas máquinas asincrónicas en casos especiales. Uno de ellos es el de las eólicas, sobre todo las acopladas a redes fuertes.

Un generador asincrónico necesita para la generación y mantenimiento de su campo magnético *una corriente de magnetización*. Esta corriente es de *naturaleza reactiva* (está fuera de fase con la tensión) y depende de la potencia entregada. En la mayoría de los sistemas eléctricos, la circulación de corrientes reactivas es indeseable ya que requieren un sobredimensionamiento de los conductores eléctricos cuando dichas corrientes son provistas por la red. Por ello es habitual incorporar compensadores capacitivos a la salida del estator, para acercar el **cosφ** a 1 y reducir el flujo inproductivo de corriente.

NOTA: En el caso de redes aisladas, frecuentemente se incorpora un motor sincrónico como compensador ya que (según se verá) permite suministrar corriente reactiva a una red en forma controlada. Puede incluso utilizarse a este efecto el mismo generador sincrónico de una unidad diesel, dotándolo de un desacople mecánico.

La *velocidad angular sincrónica* de una máquina asincrónica depende de la frecuencia de la red **f** y del número de pares de polos **p** según la relación 4.1:

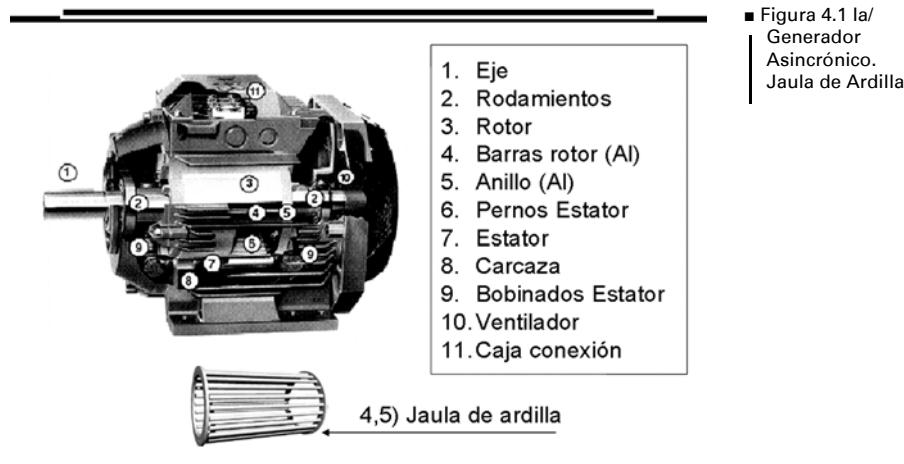
$$n_{syn} = \frac{60f}{p} \quad [\text{RPM}] \quad (4.1)$$

En el caso común de **f=50 Hz** y dos pares de polos se tiene una velocidad sincrónica de 1500 RPM. La velocidad angular mecánica está por debajo (motor) o por encima (generador) de la sincrónica en un cierto porcentaje. Esta diferencia está dada por el *resbalamiento* o slip **s**, cuya expresión es:

$$s = \frac{n_{syn} - n_{mec}}{n_{syn}} \quad (4.2)$$

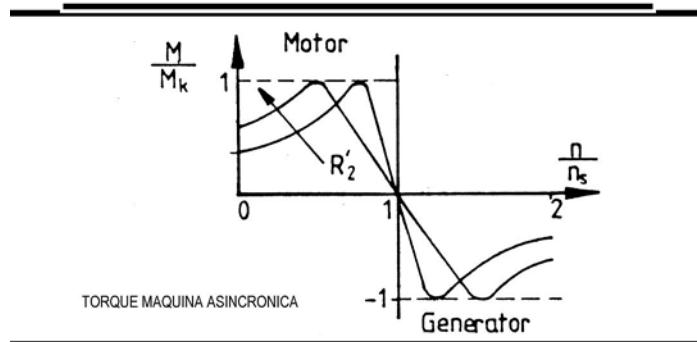
De donde resulta:

$$n_{mec} = n_{syn}(1 - s) \quad (4.3)$$



En modo motor, esta velocidad es *menor* que la sincrónica. En generación, que es el caso de interés en máquinas eólicas, es *mayor*. La diferencia de velocidad típicamente llega a un 10 % en máquinas de algunas decenas de kW, y se reduce a 1 o 2 % en máquinas de gran tamaño.

El **momento** en el eje de la máquina asincrónica es una función del resbalamiento. La **Figura 4.1 I** muestra esta característica, aunque en función del parámetro $S=1+s=n/n_s$, y para dos valores de resistencia rotórica (la característica para máquinas asincrónicas de rotor en corto es similar).



■ Figura 4.1 I / Torque en función del resbalamiento. ASG Jaula de ardilla

Para el caso de $s=0$ ($S=1$) o $s=\infty$ la máquina no puede desarrollar (o no puede tomar) ningún momento de giro. En el medio la curva de momento presenta un máximo (**Momento de vuelco**) M_k . La relación entre el par nominal M_n y M_k debe ser según normas alemanas (VDE 0530) de 1,6 como mínimo.

Los sistemas eólicos que incorporan un generador asincrónico se valen de la "elasticidad" de esta característica par-velocidad para absorber las variaciones de potencia del viento, sin sobrecargar la estructura de las palas y la torre. Sin embargo, para potencias considerables esta *elasticidad* decrece tanto que hace necesario buscar otras soluciones.

El rendimiento eléctrico de un generador asincrónico depende del resbalamiento nominal s_n de diseño. En el caso de las máquinas experimentales grandes, del orden del MW (ej AWEC/60 - 1992 - español, 1.2 MW con rotor bobinado), el valor de s_n es menor al 1 %. El rendimiento asociado en este caso es de 95 ó 96 %, apenas inferior al de un generador sincrónico comparable. Sin embargo, el factor de potencia (**cosφ**) de alrededor de 0.87 es comparativamente desfavorable. Los valores de s_n en máquinas de menor potencia son

mayores, y los rendimientos empeoran.

La dificultad para tolerar cambios amplios de RPM en los generadores asincrónicos condujo al uso de generadores con *conmutación de polos* (ej. 4 polos a 1500 RPM y 6 polos a 1000 RPM), que permitieron utilizar la robusta jaula de ardilla en el rotor, y lograr dos o más rangos de operación. En general los bobinados de mayor potencia corresponden a RPM mayores y menor cantidad de polos. Hoy se utiliza el generador asíncrono con rotor bobinado en forma casi exclusiva (ver 8.2.4).

4.1 /ii Máquina sincrónica en conexión directa a red

En este tipo de máquina el rotor es excitado con una fuente controlable de *corriente continua*. La forma en que esta llega al rotor depende de la construcción, aunque frecuentemente se hace a través de anillos rozantes. Las corrientes que circulan en el estator con frecuencia f_1 generan un campo rotante. La corriente continua de los bobinados del rotor genera otro campo *anclado al del estator*, y por lo tanto las RPM del rotor son fijas y dadas por (4.4):

$$n = \frac{60 f_1}{p} \quad \text{n en RPM, f}_1 \text{ en Hz} \quad (4.4)$$

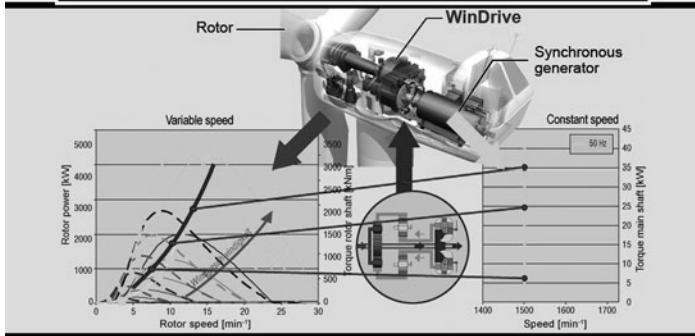
donde f_1 es la frecuencia de la red, y p el n° de pares de polos.

En nuestro país para una frecuencia de red de 50 Hz y dos pares de polos resultan 1500 RPM.

Los tipos constructivos esenciales son las máquinas **de rotor liso** y alta velocidad, y las **de polos salientes** para velocidades menores. Aunque el uso de generadores sincrónicos en conexión directa con la red para eólica se ha restringido a algunas aplicaciones experimentales (debido a la rigidez del acople), en esos casos los tipos constructivos utilizados han sido de polos salientes. Las velocidades nominales de algunas decenas de RPM para los rotores eólicos de media y potencia hacen necesario el uso de cajas multiplicadoras de velocidad, o de construcciones especiales de múltiples pares de polos.

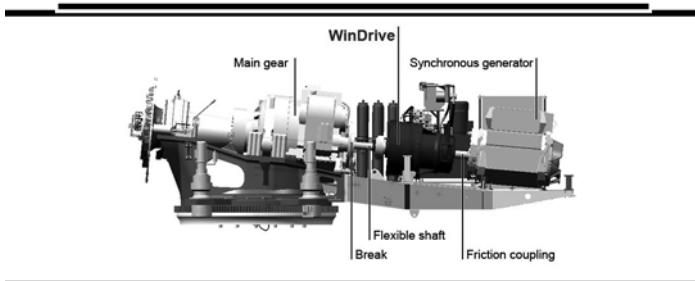
La mencionada rigidez de acople se origina en que para las máquinas sincrónicas *el resbalamiento es nulo*, y el rotor gira a la velocidad del campo del estator. El procedimiento del acople requiere una sincronización muy precisa (similar a la de un grupo térmico convencional) pero además las variaciones aleatorias del torque con el viento hacen necesario un amortiguamiento mecánico, por ejemplo sobre los soportes de la caja multiplicadora (como en el Maglarp 3MW), lo cual incrementa el coste constructivo.

En los últimos años, se han desarrollado mecanismos mas avanzados de acople como el WinDrive de la empresa Voith (http://www.voithturbo.de/vt_en_pua_windrive_project-report_2008.htm), basado en un convertidor hidrodinámico acoplado a una caja multiplicadora de tipo planetario. Estos sistemas actúan como una caja automática convencional de automotores, adaptando sin embargo la velocidad variable del rotor debido a las ráfagas de viento a una velocidad constante del lado del generador sincrónico (Figura 4.1 II), con una adecuada transferencia de potencia. Estos sistemas se han implementado en algunas máquinas comerciales, por ejemplo la DeWind8.2 de 2MW como la instalada en la mina Barrick de Veladero (San Juan - Argentina) a una altura de 4200m SNM.



■ Figura 4.1 II/
Diagrama de
Funcionamiento del
acople WinDrive de
Voith.
Máquina sincrónica

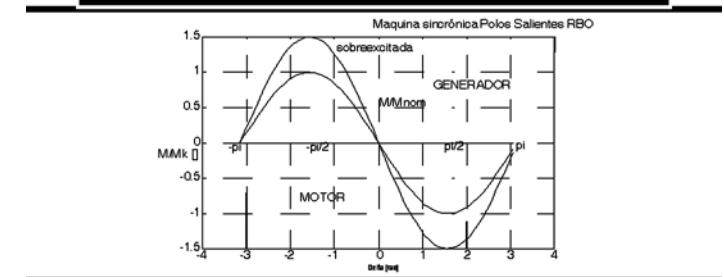
La utilización de un sistema mecánico de adaptación tiene algunas ventajas, como la reducción del peso y número de componentes comparado con un sistema de generador multipolo y convertidores de frecuencia (ej. ENERCON) y la una excelente calidad de suministro de potencia a la red, debido a la utilización de un generador síncrono.



■ Figura 4.1 III/
Implementación
del acople WinDrive
de Voith.
Máquina sincrónica

A pesar del resbalamiento nulo, existe sin embargo un **ángulo de par δ** entre el rotor y la referencia del estator que da una medida de la carga o esfuerzo en la máquina. La representación habitual le asigna un valor positivo durante la entrega de Potencia Activa (Generador), un valor negativo en la toma de Potencia Activa de red (motor) y un valor nulo en vacío. En la Figura 4.1 IV se observa la característica de momento normalizada de una máquina sincrónica, en función del ángulo de par.

Figura 4.1 IV/
Diagrama de
Momento en función
de ángulo de par.
Máquina sincrónica



La característica de Momento de esta máquina tiene forma sinusoidal dada por el ángulo de par δ . El momento de vuelco ocurre en 90° ($\pi/2$) y las normas VDE/IEC recomiendan un valor para potencia nominal de 30° . La amplitud de esta característica puede ser variada modificando la corriente de excitación.

Por otro lado, la corriente de excitación permite regular la potencia reactiva. Un generador sincrónico sobreexcitado proporciona reactiva a la red, mientras que uno subexcitado la toma de la red. Esta flexibilidad es una característica muy importante en generación.

El **rendimiento** de las máquinas sincrónicas es mayor que el de las asíncronas comparables. En la práctica, para máquinas grandes la diferencia es de solo 1 o 2 %. Como para las demás máquinas, el rendimiento crece con crecientes potencias nominales. Para el uso en generadores eólicos, es interesante la *dependencia del rendimiento con el grado de carga de la máquina*. El rendimiento de las máquinas pequeñas no sólo es inferior en relación con la potencia nominal, sino que presenta una caída mayor para funcionamiento en carga parcial.

4.2/ Notas adicionales y resumen de fórmulas

Máquina asincrónica

- Resbalamiento

$$s = \frac{n_{syn} - n_{mec}}{n_{syn}} \quad (\text{en Generación, } s < 0)$$

- Frecuencia del rotor

$$f_2 = sf_0 \quad f_0 \text{ es la frecuencia de la red}$$

- Tensión en terminales rotor

$$E_2 = sE_{oc} \quad E_{oc} \text{ es la Tensión Induc. en el Rotor a circ. abierto}$$

- Velocidad angular sincrónica

$$n_{syn} = \frac{60f}{p} \quad \text{en RPM}$$

- Potencia eléctrica en generación

$$P_{elec} = \frac{P_{mec}}{1-s} - (P_{R^2} + P_{Fe} + P_{Roce}) \quad \text{Potencias de pérdidas en } R^2, \text{ Hierro y Roce}$$

- Par resistente en generación

$$M_{res} = (30 / \pi) \frac{P_e - P_{cons}}{n_s} \quad P_e \text{ eléctrica, } n_s \text{ en RPM}$$

Máquina sincrónica

- Velocidad de giro

$$n_{syn} = \frac{60f}{p} \quad \text{en RPM}$$

- Potencia eléctrica en generación

$$P_{activa} = - \frac{|E||E_o| \text{sen} \delta}{X_s} \quad E_o \text{ tensión vacío, } E \text{ bornes, } X_s = \text{ reactancia sinc. ; } \delta \text{ ángulo de par.}$$

- Par resistente en generación

$$M_{res(snc)} = (30 / \pi) \frac{P_{activa}}{n_s} \quad P_{activa} \text{ eléctrica, } n_s \text{ en RPM}$$

Para referencias adicionales, datos y enlaces dirigirse a:

<http://www.lyr-ing.com/libroeolica/temas>

5 ■ /PARTE I - Conceptos básicos

.ASPECTOS CONSTRUCTIVOS DE MÁQUINAS EÓLICAS

***_5.1 Categorías constructivas
y evolución histórica de los diseños***

***_5.2 Particularidades constructivas
de las máquinas eólicas***

***_5.3 Datos principales de la construcción
de máquinas eólicas***

_5.4 Rotor

_5.5 Construcción y materiales del rotor

_5.6 Cubo del rotor y anclaje de las palas

***_5.7 Soporte de maquinaria
y tren de impulsión***

***_5.8 Seguimiento de la dirección
del viento (yawing)***

_5.9 Torre y basamentos

_5.10 Estructura interna de máquinas típicas

.5 ASPECTOS CONSTRUCTIVOS DE MÁQUINAS EÓLICAS

Las formas constructivas de las máquinas eólicas son muy variadas, y se ajustan a la aplicación específica y al medio para el que se las concibe. En las naciones más industrializadas, las máquinas eólicas de última generación se utilizan casi exclusivamente para el suministro de energía eléctrica a la red pública.

Además, es posible hacer funcionar a las máquinas eólicas en redes aisladas, como ocurre muchas veces en sitios apartados o dentro de naciones en vías de desarrollo, donde las distancias o la distribución de las redes hacen difícil o antieconómico el acceso a la red pública. Allí estos sistemas encuentran también aplicación en bombeo de agua, propulsión de motores y herramientas, calefacción y refrigeración.

La gran variedad de las aplicaciones de las máquinas eólicas hacen que la construcción de un modelo único sea técnicamente irrealizable. Se discutirán los modelos orientados a generación de potencia eléctrica, tanto en su configuración para red como para sistemas aislados.



5.1/Categorías constructivas y evolución histórica de los diseños

La clasificación por potencias y tamaños provee una primera aproximación al espectro de diseños habituales en esta industria.

5.1/a Máquinas de potencia superior al MW.

A partir de la crisis del petróleo de 1973, se retomaron en todo el mundo una serie de proyectos sobre energía eólica, que habían sido abandonados en la década del '50. A pesar de su enorme costo, el desarrollo de prototipos experimentales de potencia superior al MW fue muy importante, y sirvió de "banco de pruebas" para las tecnologías utilizadas hoy en máquinas seriadas. Hoy las máquinas comerciales de 5 MW o más y 110 m de altura se instalan en Europa y EE.UU., y aplican muchos de los conceptos de estos primeros desarrollos.

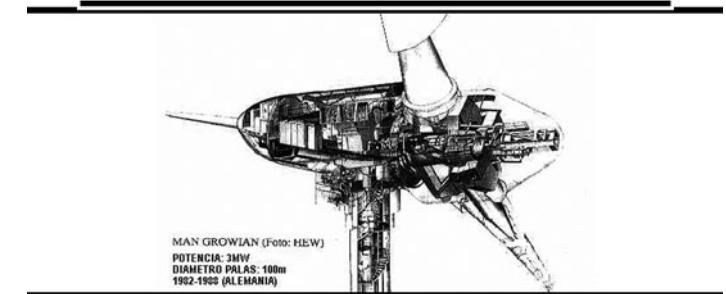
En Dinamarca se montó en 1977 la máquina TVIND (2 MW, 54 m de D) que fue uno de los primeros y más durables desarrollos de máquinas de ésta categoría. El ELSAM 2000 (2 MW, 61 m de D) que comenzó a funcionar en 1988 continuó en la línea de máquinas de gran tamaño en ése país, donde sin embargo el énfasis del apoyo estatal estuvo siempre en las tecnologías para producción seriada de molinos (*up-scaling*). Estos modelos seriados son los que han dado amplia difusión y reconocimiento a su industria.

Por el contrario, en Suecia, Alemania, Canadá y los EEUU los programas estatales se concentraron en máquinas de gran tamaño. Existe aún debate sobre la efectividad de algunos de éstos proyectos, como por ejemplo el GROWIAN de Alemania. En 1982 se erigió el GROWIAN I de 3 MW y D=100 m (Figura 5.1 I), cuyos criterios de diseño y mediciones asociadas fueron ampliamente utilizados en proyectos posteriores. Sin embargo, un error de cálculo en el cubo pendular de las dos enormes palas con alma de acero condujo a problemas de fatiga y agrietamiento del mismo. La máquina debió ser desarmada en el verano de 1988 tras 420 horas de servicio.

Su similar sueco, el WTS-3 de Maglarp (3 MW, 78 m de D) se convirtió en el récord de operación para máquinas de esta categoría, con 3700 MWh generados desde 1982 hasta su desconexión en mayo de 1993 [WindPowerA93]. Esta máquina contaba con un control óptimo sumamente elaborado para el calaje de la pala [Mattsson84], desarrollado en el prestigioso Instituto de Tecnología de Lund, Suecia, que fue acompañado de una modelización exhaustiva. Una

máquina similar, el WTS-4 de 4 MW, fue instalada por la Hamilton Standard en Medicine Bow, EEUU en 1982. Desarrollos posteriores en la comunidad europea fueron el WTS-75 de 2 MW (Suecia) y el programa Aeolus II, surgido de la colaboración entre Alemania y Suecia, con sendas máquinas gemelas de 80m de D y 3 MW funcionando desde 1992/93.

Figura 5.1 I /
Máquina
Experimental
Growian 3MW
1982-1988



Otros desarrollos importantes fueron la familia WKA 60, originada en Alemania, con tres máquinas casi idénticas, de rotor tripala, un diámetro de 60 m, y una potencia de 1.2 MW. El primer WKA 60 se montó en 1990 en la isla de Helgoland, en el mar del Norte. Su similar alemán-español, el AWEC/60 se instaló al año siguiente en Cabo Villano, España, pero ambos cesaron de funcionar por diversos problemas técnicos. Y el tercer modelo, el WKA 60/2 funcionó desde 1992 en el parque Kaiser-Wilhelm-Koog, en Alemania.

En el campo monopala, cabe destacar los prototipos Monópteros 50 (640kW) que funcionaron desde 1988 en Wilhelmshaven, Alemania. Su operación, sin embargo, no ha sido exenta de problemas debido al desbalanceo dinámico de la estructura y ciertas fallas técnicas asociadas al cubo articulado [DEWik93].

En EEUU, se montó en 1941 lo que puede considerarse la primera máquina eólica de gran tamaño: el modelo Smith-Putnam de 1.25 MW y diámetro D=53m, con palas de chapa de acero. El desarrollo experimental se detuvo luego hasta la crisis de 1973, y se reinició con la serie de máquinas MOD-0, 1 y 2 a partir de 1977. El MOD-2 tenía una potencia nominal de 2.5 MW y un diámetro D=91.4m, mientras que el más reciente MOD-5b (Hawaii, 1987), tuvo una potencia de 3.2 MW y un diámetro de 97 m. Como se mencionó anteriormente, el símil del Maglarp sueco, el WTS-4 de 4 MW, fue montado en Medicine Bow, Wyoming en 1982. Luego de sufrir una falla inicial, fue vendido por Hamilton Standard a la compañía local (Medicine Bow

Energy Company) que lo reparó, y operó hasta enero de 1994 cuando quedó seriamente dañado luego de una falla en el sistema de control durante una tormenta.

En Canadá se trabajó mucho sobre aerogeneradores de eje vertical, siendo el resultado más conspicuo el EOLE C, de 4.2 MW y 64m de diámetro, una enorme máquina Darrieus montada en 1988 en ese país. Los resultados no fueron, sin embargo, tan buenos como se esperaba y la máquina funcionó poco tiempo a plena potencia.

Desde mediados de la década del '90 existió una creciente oferta de máquinas eólicas comerciales de potencia superior al MW, y fueron varias las empresas de origen dinamarqués, holandés y alemán que produjeron modelos en este rango, entre ellas MICON, Vestas (esta última adquirió Micon en 2004), Nordex, Enercon, Nedwind y otras. Hacia 2005, hay modelos de casi 5 MW comerciales, por ejemplo los provistos por Vestas y Enercon y REpower. El costo por kW es muy bajo, aunque su instalación resulta sumamente compleja sobre todo en sitios aislados, por el equipamiento de izaje sumamente costoso y específico que se requiere.

| 1,000 kW | >1,500 kW |
|-----------------------------------|---------------------------|
| 1 Ecotécnia 44 | 1 Ecotécnia 74 |
| 2 Ecotécnia 48 | 2 Ecotécnia 80 |
| 3 REpower 48/750 | 3 Enercon E-70 |
| 4 Enercon E-48 | 4 Gamesa G80-2.0 MW |
| 5 Gamesa G52-850 kW | 5 Gamesa G83-2.0 MW |
| 6 Gamesa G58-850 kW | 6 Gamesa G87-2.0 MW |
| 7 Vestas V52-850 kW | 7 Gamesa G90-2.0 MW |
| 8 Suzlon S 54/1250 | 8 REpower MM 70 |
| 9 ENERCON E 58 | 9 REpower MM 82 |
| 10 Fuhrlander FL 1000 | 10 Suzlon S 88/2000 |
| 11 WWD-1 multibrid@wi | 11 Vestas V80-2.0 MW |
| 1,500 kW | 12 Vestas V90-2.0 MW |
| 1 VENSYS 62 | 13 AN BONUS 2.3 MW/82 |
| 2 Ecotécnia 62 | 14 AN BONUS 2.3 MW/82-VS |
| 3 Suzlon 64/1250 | 15 AN BONUS 2.3 MW/93-VS |
| 4 Suzlon S 68/1250 | 16 GE 2.3 |
| 5 AN BONUS 1.3 MW/62 | 17 Nordex N90 |
| 6 Nordex N60 | 18 Fuhrlander FL 2500 |
| 7 Fuhrlander FL 1500 | 19 GE 2.5 |
| 8 GE 1.5s/1.5se | 20 Nordex N80 |
| 9 GE 1.5sl/1.5sle | 21 Vestas V100-2.75 MW |
| 10 GE 1.5xle/1.5 | 22 Ecotécnia 100 |
| 11 Nordex S70 | 23 Vestas V90-3 MW |
| 12 Nordex S77 | 24 Vestas V100-3 MW |
| 13 REpower MD 70 | 25 WWD-3 multibrid@wi |
| 14 REpower MD 77 | 26 AN BONUS 3.6 MW/107-VS |
| 15 Vestas V82-1.5 MW | 27 GE 3.6sl |
| Source: Bundesverband Windenergie | 28 ENERCON E-112 |
| | 29 REpower 5M |

■ Tabla 5.1/
Generadores
P>1MW disponibles
comercialmente (2005)
fuente: Bundesverband-WE /
Alemania

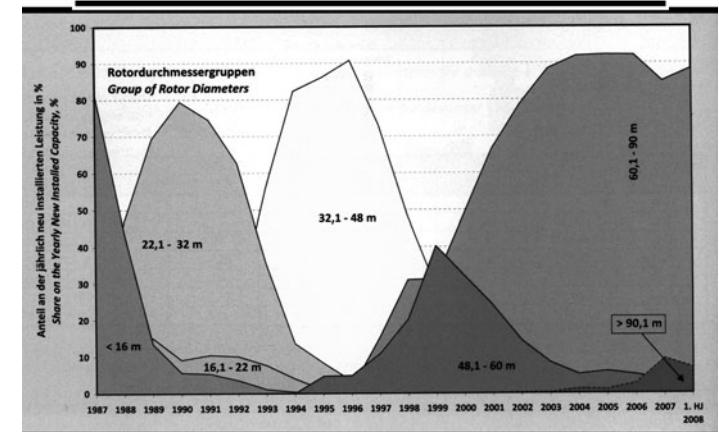
5.1/b Máquinas seriadas de potencia inferior al MW.

Quizás el diseño más difundido hasta el 2000 fue el llamado "concepto danés". Se trata de máquinas sencillas y robustas, con generador asíncrono para conexión a redes fuertes, rotor tripala con regulación *stall* (paso fijo), y disposición del rotor a barlovento. La mayoría de los componentes de los frenos, la caja de velocidad, el generador e

incluso el control supervisor pueden considerarse "standard", y por lo tanto su precio resultaba altamente competitivo. El viraje comercial en Europa hacia potencias por encima del MW hizo que esta tecnología se utilizara en forma mas restringida. El *stall* es muy demandante para máquinas grandes, por la turbulencia y vibraciones estructurales, por lo cual se tiende a utilizar sistemas mixtos *pitch* o *active stall*.

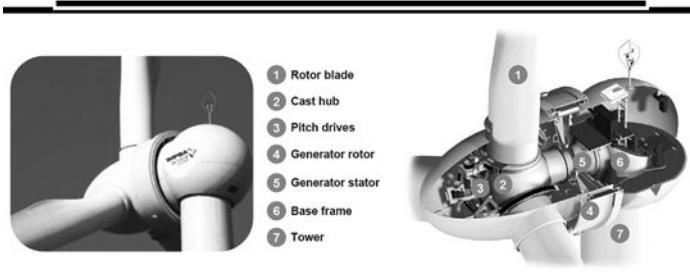
Estas máquinas encontraron un mercado vasto, no solo en Europa sino en EEUU a partir de 1978. Esto se debió al régimen legal conocido como PURPA (*Public Utility Regulatory Policies Act*) para regulación del suministro eléctrico, de la administración Carter, que favoreció la compra y construcción de sistemas de energía renovable, en particular de máquinas eólicas. Un gran porcentaje de las máquinas de los enormes parques eólicos de California ha sido provisto por firmas de origen danés (**Micon, Vestas y otras**). Desde entonces, el desarrollo de la técnica, la confiabilidad y el crecimiento de la potencia nominal de las máquinas han sido continuos.

Figura 5.1a/
Evolución de tamaños
más vendidos
Aerogeneradores
(fuente DEWI)



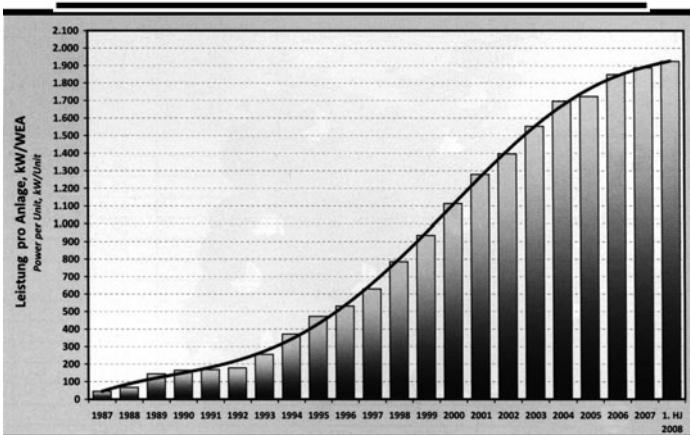
Algunas de las máquinas más vendidas (**3er lugar mundial - 2005**) son las Enercon, de un concepto constructivo distinto. Se trata de máquinas de velocidad de giro variable, regulación *pitch* y avanzados controles electrónicos distribuidos, como las instaladas en Pico Truncado (Santa Cruz, Argentina). Cuentan con generadores multipolos, sin cajas reductoras mecánicas, y circuitos intermedios de continua para desacoplar la frecuencia de giro variable de la fija de red. Los inversores utilizados son autoconmutados de alta frecuencia y modulación por ancho de pulso, incluso en las máquinas de varios MW. Aunque su

costo relativo es elevado, hay una fuerte competencia comercial con los sistemas de generador asíncrono y rotor bobinado con convertidores de frecuencia, para grandes potencias en máquinas de paso de pala variable (**Vestas y otros**) y últimamente con generadores multipolos sincrónicos de iman permanente (Vensys, IMPSAWind). Estos últimos, fabricados en Brasil por le empresa argentina IMPSA bajo licencia de la alemana Vensys, tienen la ventaja de tener menor cantidad de piezas móviles y evitar los anillos rozantes requeridos para transmitir la corriente de excitación al rotor (**Figura 5.1b**).



■ Figura 5.1b/
Máquinas IMPSA-V
de generador
sincrónico e imanes
permanentes

Uno de los mayores mercados del mundo en aerogeneradores es Alemania. Allí la tendencia de ventas, explosiva a partir de las leyes de fomento de recursos renovables de 1991, ha sido hacia las máquinas de mayor potencia. El Standard pasó desde 1993 por unos 500 kW, luego creciendo en forma continua hasta 2008 con máquinas próximas a 2 MW y diámetros de 90m (**Figura 5.1c**).



■ Figura 5.1c/
Potencia promedio
por Aerogenerador
fuente: DEWI Magazine 2008

5.1/c Máquinas para suministro autónomo y potencia reducida

En este rango hay una gran cantidad de fabricantes, y los primeros intentos bastante exitosos de “cargadores de baterías” pueden rastrearse a los modelos Jacobs y Windcharger de la década del ‘30. La poca confiabilidad de los circuitos de control de carga primitivos resintió su eficiencia. Hoy en día, es mucho más factible construir un cargador electrónico confiable y lograr una máquina sencilla de funcionamiento automático. Sin embargo, todavía no existe una estandarización de *clases de turbinas pequeñas*, similar a la que sí se tiene para máquinas grandes (**ver 5.2**), y esto complica la elección para lugares demandantes (por fuertes vientos) como la Patagonia.

■ Figura 5.1 d,e/
Aerogenerador
Bergey 1kW/EE.UU.
(izq) y Giacobone-Eolux
1kW/Argentina (der)



Existen Firmas como Atlantic Orient, Northern Power Systems (EEUU) y Vergnet (Francia) que fabrican máquinas orientadas al funcionamiento autónomo en combinación con equipos diesel, en el rango de 20 a 200kW nominales.

En EEUU, las firmas Northern Power Systems y Bergey Windpower construyen máquinas de baja potencia con el grado de confiabilidad requerido por las compañías de telecomunicaciones [Gipe93]. Bergey, por ejemplo, fabrica 2 modelos de 10kW, 1.0kW (uno de 50kW en desarrollo) con múltiples configuraciones y el concepto de control de potencia combinado por veleta plegable (**Autofurl**) y palas flexibles con ajuste angular por fuerza centrífuga (**Powerflex**) - (**Figura 5.1 d**). En Argentina existen también compañías dedicadas desde hace tiempo a la fabricación de máquinas eólicas para carga de baterías, como por ejemplo el modelo 2000 de la firma Agroluz (construido a pedido) y la firma Giacobone - Eolux de Río Cuarto (Cordoba) (**Figura 5.1 e**).

5.2/ Particularidades constructivas de las máquinas eólicas

Es importante tener en cuenta, tanto para el diseño como para el control de máquinas eólicas, el carácter de sistema oscilante o potencialmente oscilante del conjunto [Molly90, Gasch90]. A los esfuerzos estáticos de cualquier construcción de este tipo debe sumarse un complejo sistema de exigencias dinámicas, originadas no sólo en las variaciones estocásticas del viento sino en las excitaciones periódicas de la frecuencia de giro del rotor y sus armónicas.

Además es importante considerar la cantidad enorme de ciclos de carga que debe soportar una máquina eólica típica a lo largo de su vida útil, sobre todo en lo que respecta a las palas. Para una máquina tripala de 55 kW, girando a 50rpm con un tiempo de funcionamiento de 5500h por año, los ciclos de carga durante una vida útil de 20 años llegan a $20 \cdot 50 \cdot 5500 \cdot 60 \cdot 3 = 9.9 \cdot 10^8$ (casi mil millones de ciclos), superando los valores de cualquier aplicación industrial común.

Las características aleatorias del viento hacen que la mayoría de las máquinas eólicas trabajen gran cantidad de tiempo en carga parcial, por lo que el esquema clásico de diseñar el generador para un punto nominal de operación resulta inadecuado.

La tecnología de las máquinas eólicas, lejos de ser simple, involucra conceptos de aerodinámica, mecánica, electrotecnia y electrónica en forma bastante compleja. Es por eso que la construcción de una máquina eólica sencilla y confiable requiere un desarrollo exhaustivo y una inversión considerable.

El establecimiento de Clases de Máquinas (de acuerdo al viento y esfuerzos tolerados) para modelos de gran tamaño constituye una estandarización importante para la industria. Se las suele clasificar de acuerdo al promedio de viento anual (Average Wind Speed), a las ráfagas máximas en un período de tiempo (gusts), o a las ráfagas máximas probabilísticamente esperadas en un determinado período (ej. en 50 años). A nivel mundial, las más difundidas son las clasificaciones de IEC (Internacional Electrotechnical Commission) y del GL - Germanischer Lloyd de Alemania (Tabla 5.2). En el caso de la IEC se incluye también una clase especial que puede ser definida a requerimientos de sitios particulares. En Patagonia a veces se menciona como Clase I+, en sitios donde el promedio de viento excede los 11m/s a la altura de cubo, en la clasificación IEC. Asimismo, IEC clasifica los sitios de acuerdo a la Intensidad de turbulencia promedio (cociente de la desviación standard y velocidad media) en tres niveles

■ Tabla 5.2 / Clases de Maquinas eólicas de acuerdo a IEC y Germanischer Lloyd

A,B,C y las máquinas eólicas deben indicar su compatibilidad con estas definiciones de turbulencia.

| Standard | Criteria | Class I | Class II | Class III | Class IV |
|----------|--------------------|---------------|--------------|--------------|--------------|
| GL | Average wind speed | Max. 10,0 m/s | Max. 8,5 m/s | Max. 7,5 m/s | Max. 6,0 m/s |
| | Max. 5 Sec. gust | 65,1 m/s | 55,3 m/s | 48,8 m/s | 39,1 m/s |
| | Max. 10 Min gust | 46,5 m/s | 39,5 m/s | 34,9 m/s | 29,9 m/s |
| IEC | Average wind speed | Max. 11,0 m/s | Max. 8,5 m/s | Max. 7,5 m/s | Max. 6,0 m/s |
| | 50 yearly gust | 70,0 m/s | 59,5 m/s | 52,5 m/s | 42,0 m/s |
| | 50 yearly wind | 50,0 m/s | 42,5 m/s | 42,5 m/s | 30,0 m/s |

5.3/ Datos principales de la construcción de máquinas eólicas

Las medidas y magnitudes principales de una máquina eólica se determinan al comienzo del diseño, y están en todos los casos relacionadas con la aplicación y la ubicación que se planean para la máquina. A partir de una dada potencia P , es posible definir el diámetro D del rotor necesario a partir de la expresión 5.1 (ya vista como 3.1):

$$P = \frac{1}{2} \rho C_p \eta_{TS} V_N^3 \left(\frac{\pi D^2}{4} \right) \quad [\text{kW}] \quad (5.1)$$

donde η_{TS} es el rendimiento drive - train + generador [0.7 a 0.95] y C_p el coeficiente de potencia [0.3 a 0.5]

La obtención de V_N es fuertemente dependiente del tipo de emplazamiento para el cual se planea la máquina. En general se la elige entre 1.4 a 2 veces la $\langle V \rangle$ [m/s] que se espera. Muchos fabricantes europeos venden modelos configurados en forma distinta para zonas costeras ($\langle V \rangle$ altas) y para zonas mediterráneas ($\langle V \rangle$ reducidas). Este valor de V_N se refiere a la velocidad de viento a la altura del cubo del rotor.

La potencia nominal del generador guarda en general poca relación con la potencia extraíble de la m.e. Una medida mejor de la potencia de la máquina es el diámetro D . La potencia nominal del generador depende mucho del criterio del diseñador, del tipo de control utilizado e incluso de la ubicación. Por ejemplo, la particular característica de potencia en función del viento para máquinas *stall* hace que se precisen generadores eléctricos de mayor potencia nominal para ubicaciones con valores altos de velocidad media $\langle V \rangle$.

5.4/ Rotor

Son aspectos importantes del rotor de una máquina eólica:

5.4/1 La orientación de su eje de rotación

Vertical u horizontal

Los aspectos teóricos de las máquinas de eje vertical se discuten en una serie de textos [Gasch90, Molly90]. Los problemas técnicos allí señalados han restringido la aplicación comercial de éstas máquinas, y son pocos los fabricantes que continúan la producción de los mismos.

Figura 5.1 f,g/
A - Eólica Darrieus de Eje Vertical (Wikipedia) y Maquina Darrieus en Quebec



5.4/2 La ubicación del rotor respecto de la torre en los modelos de eje horizontal

Barlovento o Sotavento

Dentro de las máquinas de eje horizontal, la ubicación del rotor puede ser delante de la torre (barlovento o *upwind*) o detrás de la misma (sotavento o *downwind*). Es un problema de diseño que ha sido ampliamente discutido, y las implementaciones de ambos conceptos son numerosas, aunque comercialmente está más difundido el rotor a barlovento. Se argumenta a veces que el rotor a sotavento o *downwind* produce más ruido y que es más notorio el efecto de sombra o frenado de la torre. Sin embargo, ha sido utilizado tanto en máquinas pequeñas, donde se lo puede aprovechar para obtener una alineación automática con el viento (caso AOC-50), como

en máquinas experimentales de gran tamaño (Growian I, WTS 3). La mayoría de las aplicaciones comerciales utilizan el rotor a barlovento.

5.4/3 La velocidad de giro nominal

Este es un punto importante del diseño de una máquina eólica. La potencia de la misma surge de la relación $P=M\Omega$, y la velocidad angular Ω se vincula, como se vio en el capítulo 2, con la velocidad específica del rotor. La definición de la velocidad específica de diseño está dada por $\lambda_A = \Omega R / V_{\infty N}$, y cuanto mayor es el número de palas, en general es menor el valor de la velocidad específica de diseño. La relación entre número de palas y coeficiente de par C_m puede verse en la Figura 5.1 II. Resulta notorio que el par de arranque (para velocidad de rotación nula, y por lo tanto $\lambda=0$) de los molinos de bombeo multiaspa tipo B es excelente, y aunque su coeficiente de potencia es relativamente bajo, cumplen su función con mucha efectividad. Para las máquinas de generación eléctrica, el par de arranque es irrelevante, y la búsqueda es hacia la obtención de altos valores de C_p . Las máquinas de velocidad de giro fija sólo pueden funcionar a λ_A para un determinado valor de V del viento, mientras que las de velocidad de giro variable pueden alterar su velocidad de giro de acuerdo a V , para optimizar el rendimiento C_p .

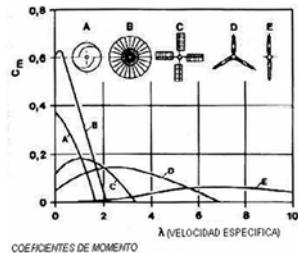


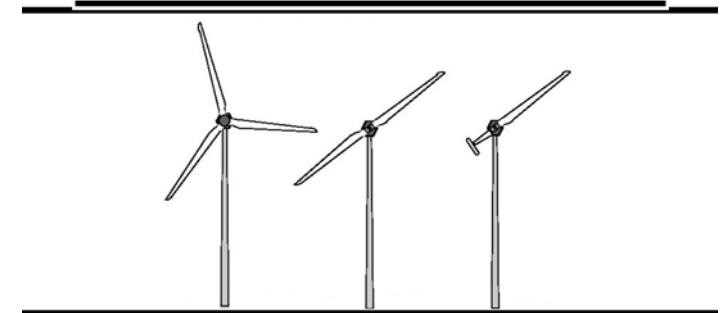
Figura 5.1 II/ Coeficientes de momento

5.4/4 Número de palas

El efecto del número de palas sobre el λ_A y los triángulos de viento en el rotor puede observarse en la Figura 5.1 III. Las máquinas para generación eléctrica se construyen a lo sumo con 3 palas, y los λ_A habituales son superiores a 4. El alto costo de construcción de las palas (casi un 20% del total de una máquina tripala según [Gasch90]) impulsaron en un tiempo a los fabricantes a buscar soluciones con dos

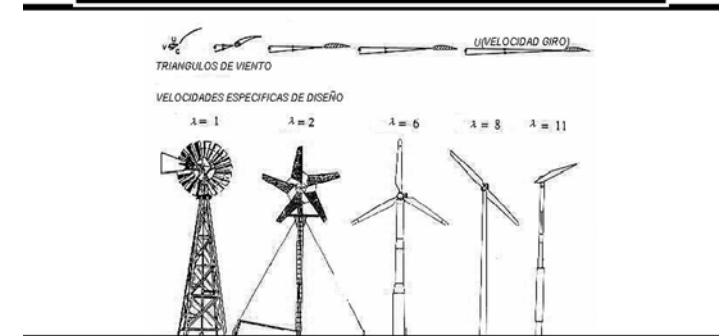
o con una única pala. Las propiedades dinámicas del rotor tripala son las más convenientes, debido a su distribución simétrica. Esto hace que su momento de inercia respecto al eje de la torre sea invariable durante el giro de la pala. En el caso de los bipala, dicho momento es variable durante el giro del rotor, complicando el seguimiento azimutal. La solución bipala ha sido sin embargo utilizada para máquinas de potencia superior al megavatio, en las que se han experimentado mecanismos de cubo pendular o similar para reducir los esfuerzos de las ráfagas, las velocidades de viento cambiantes con la altura y los efectos de sombra de la torre.

Figura 5.1 IIa/ Conceptos de Turbina de Eje horizontal



Las máquinas monopala presentan un desbalanceo dinámico severo, acoplado con el desbalanceo aerodinámico que requiere un costoso cubo articulado con amortiguadores variables. Estos sistemas han sufrido múltiples problemas técnicos en los prototipos Monópteros 50 de MBB. Presentaban además el problema del ruido generado por la alta velocidad de punta de pala (ver Figura 5.1 III) que los hacía inadecuados para zonas medianamente pobladas.

Figura 5.1 III/ Modelos, velocidades específicas y vectores de velocidad asociados



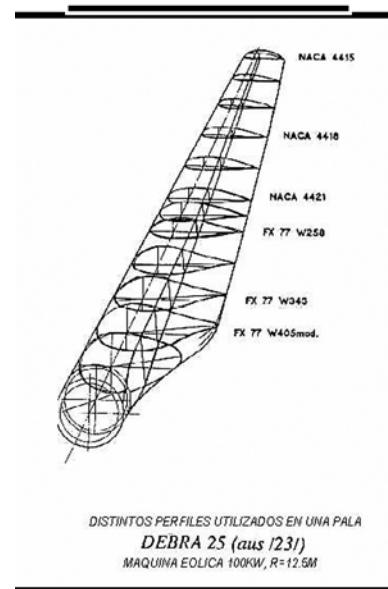
5.5/ Construcción y materiales del rotor

La construcción de la pala individual está determinada tanto por la elección del perfil aerodinámico, como por la geometría externa y el tipo de material utilizado.

Para velocidades específicas bajas, la calidad del perfil no tiene mucha relevancia. En el caso de los molinos mecánicos multipala de λ_A cercanos a 1, bastan perfiles de chapas de acero dobladas para lograr un resultado efectivo. Sin embargo, la mayoría de las m.e. para generación eléctrica, con λ_A entre 4 y 8, requieren perfiles de alta calidad con factores E (ver capítulo 2) altos. Muy comunes son los perfiles americanos tipo NACA 44xx o 63xx, o los perfiles de Wortmann, serie FX.

En cuanto a los materiales, del mismo modo que para los *westernmills* o molinos de bombeo bastaban las chapas de acero dobladas, en el caso de las eólicas rápidas la elaboración requerida para un buen rendimiento es mayor. En general los materiales utilizados en estas máquinas son fibra de vidrio con refuerzo de poliéster, o mejor de epoxi. Se están utilizando también fibras de carbono, aunque los costos son elevados. En todos los casos se trata de un proceso de laminación complejo y costoso, que aún se realiza a mano en la gran mayoría de las fábricas, con diferentes grados de automatización en los procesos. Se procede en general a construir un larguero reforzado de sostén con muchas capas de tejido y aglomerante, y luego se da forma al perfil en base a esta pieza. En las máquinas más grandes se utilizaron palas de acero (MOD-x) o largueros base de acero (GROWIAN I, WTS 75). En modelos posteriores, como el Aeolus II de 3MW, el uso de fibra de carbono permitió reducir el peso de las palas en un 75 % respecto a sus predecesores.

Las optimizaciones dinámica y constructiva requeridas por el rotor conducen en general, para eólicas rápidas, a complejas geometrías de palas. Las superficies redondeadas y lisas son casi siempre terminadas en plástico o resinas epoxi. Una distribución típica de perfiles puede verse en la **Figura 5.1 IV**, correspondiente a una máquina experimental Debra 25 de 100kW. Puede observarse la utilización de varios perfiles distintos y la forma trapezoidal de la cuerda como aproximación al t_{opt} según se vió en el capítulo 2.



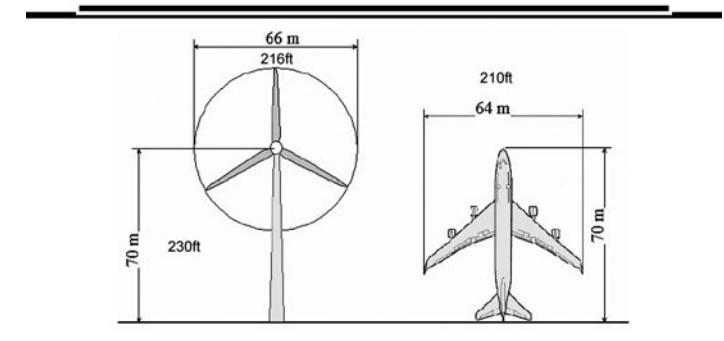
■ Figura 5.1 IV/
(Gent. DEWI)

5.6/ Cubo del rotor y anclaje de las palas

La unión entre las palas y el eje rotante de la máquina se realiza a través del cubo del rotor. La unión puede ser fija en el plano del rotor o articulada, e incluir o no un sistema de ajuste de ángulo de palas (*pitch*) en el eje longitudinal de las mismas. La mayoría de los rotores de tres palas tienen una unión fija en el plano del rotor, aunque posean sistemas *pitch*. El ajuste que se realiza corresponde al ángulo denotado ν o β en el capítulo 2, o sea el ángulo entre la cuerda del perfil de referencia y el plano del rotor. En el caso de las máquinas con regulación *stall*, el cubo es de acero de fundición con anclajes sin movimientos. Este tipo de construcción, aunque de peso elevado, es sencilla y confiable.

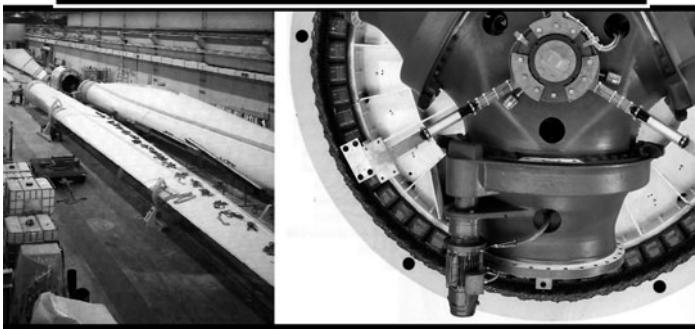
En el caso de las máquinas bipala, fue más común sobre todo en máquinas de gran tamaño, utilizar un cubo articulado, es decir que permitía movimientos transversales al plano del rotor. La solución más económica fue utilizar una articulación pendular o *teetering hub* (GROWIAN, WTS-3), que permitía no solo absorber los efectos de la *sombra* o frenado de la torre, particularmente fuertes en rotores a sotavento, sino también reducir los esfuerzos debidos a la mayor velocidad del viento en la pala superior, más elevada.

Figura 5.1 IVa/
Comparación de dimensiones entre una máquina de 1.5MW y un Boeing 747

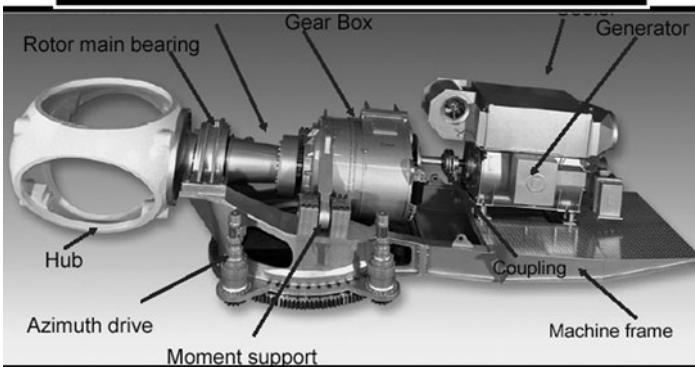


Existen varios métodos para lograr el ajuste del calaje o *pitch* de las palas. En los casos de desarrollos históricos, como en las MOD-2 y MOD-5b norteamericanas, sólo se ajustaba la parte externa de las palas. El sistema habitual es el ajuste simultáneo de toda la pala, mediante un sistema de acople accionado por un actuador hidráulico ó eléctrico. El primero funciona con una válvula hidráulica proporcional accionada electrónicamente, y realimentando una señal de posición;

el segundo con motores de continua de imanes permanentes. El eje hueco permite actuar mediante el cilindro hidráulico no rotante sobre el ángulo de las tres palas en rotación. Hay una tendencia a reducir circuitos hidráulicos y utilizar accionamientos eléctricos individuales para cada pala, con controladores independientes y con backup de batería, que proporciona mayor seguridad en caso de fallas (Enercon, Vensys) (Figura 5.1 IVb).



■ Figura 5.1 IVb/
Armado de Palas
en una planta
de Enercon (izq) y
accionamientos
individuales de pitch
por pala. (der)
(Enercon GmbH)



■ Figura 5.1 V/
Tren de impulsión
- DeWind / Dr.
G.Gerdes

5.7/ Soporte de maquinaria y tren de impulsión

El tren de impulsión o *drive-train* está compuesto por los ejes del rotor y del generador, los rodamientos, la caja multiplicadora de velocidad, el o los frenos, el generador y los acoplamientos. Existen en estos casos muchas variantes constructivas, pero se las clasifica habitualmente en construcción *suelta*, *integrada* o *semi-integrada*.

El sistema completamente integrado tiene la ventaja de ser liviano, además de ahorrar piezas al permitir "atornillar" todo a la caja-soporte. Sin embargo, el mantenimiento es más caro y difícil, es casi imposible aislar los ruidos y no se puede agregar amortiguación mecánica para absorber el torque de las ráfagas. Los primeros sistemas fueron "suelos" por una cuestión de simplicidad de diseño, aunque su construcción es más costosa. El mantenimiento es, sin embargo, más sencillo, pues es posible cambiar piezas clave sin tener que bajar la góndola. El sistema semi-integrado surgió como una solución de compromiso entre ambos extremos. Los sistemas con cajas convencionales de engranajes frontales son los más comunes, aunque hay una creciente utilización de cajas de tipo planetario. Estas suelen ser más silenciosas y de mejor rendimiento, aunque su costo es mayor.

Los frenos se implementan con sistemas de disco, del tipo fail-safe accionado por resorte. Las pinzas se liberan solamente si hay suficiente presión en el sistema hidráulico, por una cuestión de seguridad. El disco se puede ubicar tanto en el eje del rotor como en el de generador. Si sólo se trata de un freno auxiliar, se prefiere éste último, pues el momento de frenado y por consiguiente el tamaño y costo es menor del lado de alta velocidad. La mayoría de las máquinas con regulación tipo stall complementan éstos frenos mecánicos con frenos aerodinámicos, que se accionan por ejemplo desviando las puntas de pala (*tips*) por fuerza centrífuga.

5.8/ Seguimiento de la dirección del viento (yawing)

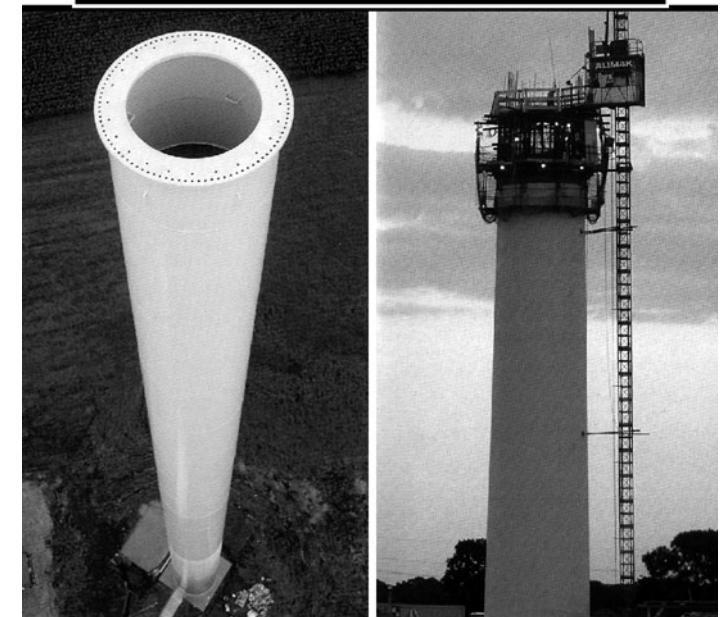
Estos sistemas permiten que la góndola gire enfrentando al rotor perpendicularmente a la dirección del viento en forma permanente, y a veces se lo conoce como seguimiento azimutal. Se distinguen en general los sistemas *pasivos* de los *activos*. Los sistemas pasivos se implementan por lo general con algún tipo de veleta, o ubicando el rotor a sotavento con palas en un ángulo cónico, y el cubo a una cierta distancia del eje de la torre. Por una cuestión de tamaño y costo, estos sistemas sólo son realizables en máquinas pequeñas de menos de 10kW. Para sistemas de mayor potencia, se utiliza algún sistema *activo* de ajuste. Hasta no hace mucho tiempo, se utilizaba el sistema de *roseta lateral*, una hélice multipala ubicada en uno a ambos costados de la góndola (ej.: Aeroman). Esta roseta giraba al cambiar el viento por presentar el mismo una componente en el sentido perpendicular al rotor lateral, y hacía cambiar el azimut de la góndola a través de un sistema de piñón y corona. En la actualidad, se ha reemplazado la roseta por un sistema de motor y frenos de fricción. El motor eléctrico o hidráulico es accionado por el control supervisor, en base a datos suministrados por la veleta de la góndola. Los movimientos son muy lentos, y los frenos contribuyen a evitar oscilaciones.

5.9/ Torre y basamentos

La **torre** de una máquina eólica no solo debe dimensionarse para una suficiente rigidez estática, sino que es importante tener en cuenta las exigencias mecánicas de empuje, y el comportamiento dinámico en las cercanías de la frecuencia de resonancia de la misma. Es además un factor importante de costo, con aproximadamente un 20 % del precio total de fábrica [Molly90] de una máquina eólica.

La altura de la torre es en general, para máquinas de eje horizontal, aproximadamente igual al diámetro D , aunque para emplazamientos de menor viento nominal se utilizan torres más altas. Para máquinas de poca potencia, la altura suele ser un valor nD , con $n > 1$.

Figura 5.1 V1a/ ■
Torres de acero (izq)
y de concreto (der)



En lo que se refiere a la estructura, suele distinguirse entre torres blandas y rígidas. En las torres rígidas, las frecuencias de excitación (Ω_N de giro y las armónicas $z\Omega_N$, con $z = \text{Nro. palas}$) están **por debajo** de la frecuencia de resonancia de la torre. Para torres blandas, la máquina debe atravesar la frecuencia de resonancia de la torre para llegar a su Ω_N . Este paso debe ser por lo tanto controlado, sobre todo para el caso de máquinas de velocidad variable. Las torres de

acero tubulares o de sección poligonal tienden a ser más blandas (y costosas) que las de concreto.

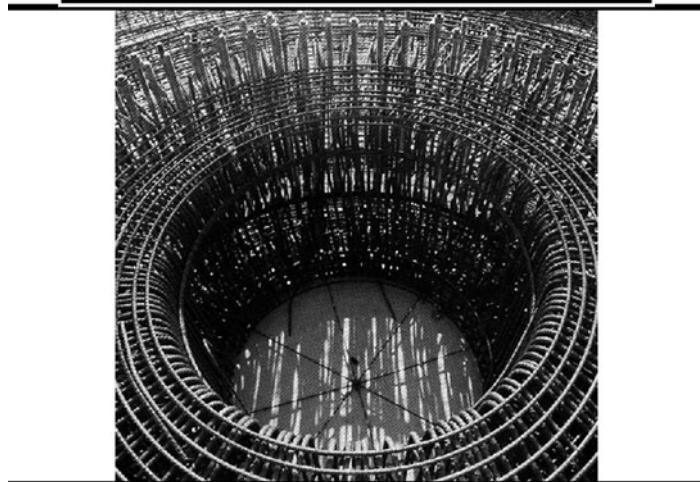
Ejemplo: Para la máquina experimental WKA 60 (1.2 MW), las frecuencias de resonancia de la torre de 50 m de altura, considerando una masa de góndola de 207 toneladas, resultaron:

$$f_{R(\text{acero})} \cong 0.55 \text{ Hz}$$

$$f_{R(\text{hormigón})} \cong 0.96 \text{ Hz}$$

El costo en Alemania de la torre de acero, de 20 mm de espesor de pared, era exactamente el doble que la solución de hormigón utilizada para dicha máquina, de 300 mm de espesor de pared. Estas torres carecen de vientos o cables tensores, que son comunes en máquinas de menor potencia. Las torres *reticuladas* tienden a tener frecuencias de resonancia mayores y a utilizar menos material, pero se las ha ido dejando de lado por motivos estéticos, excepto en máquinas de baja potencia.

Los **basamentos** o fundaciones de las torres para máquinas eólicas son por lo general bloques de concreto. Para el caso de las torres sin tensores, este bloque debe estar dimensionado no sólo para evitar el hundimiento de la estructura, sino para evitar que el empuje de las palas derribe la torre. En el caso de torres con tensores, los requerimientos se reparten entre las bases de los tensores y los de la torre.

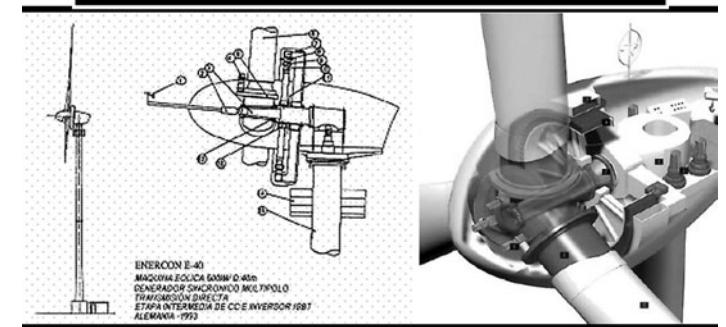


■ Figura 5.1 VIb/
Basamento para
torre en preparación

5.10/ Estructura interna de máquinas típicas

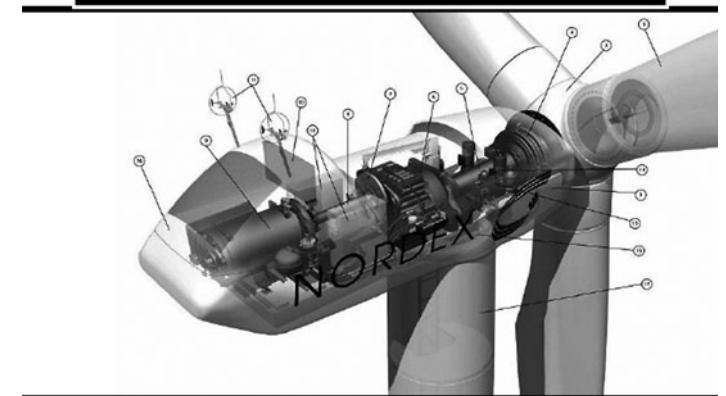
• **Enercon E-40:** Máquina comercial tripala de regulación pitch y velocidad de giro variable, 40m de diámetro, 500kW nominales (600kW en la Serie 2), introducida en 1993 con una serie de innovaciones que incluyeron generador multipolo de baja velocidad, acople directo, control de paso de pala con tres motores de continua con una computadora cada una, e inversor autoconmutado de alta frecuencia. (ver Figura 5.1 VII)

Figura 5.1 VII/
(Izq.) Modelo Original
1993 y (der.) Serie 2 de
600kW - 2001
1 Medidor de viento; 2 Anillos
rozantes; 3 Pin de encastre
del rotor; 4 Equipo eléctrico de
ajuste de palas; 5 Rodamiento
de raíz de palas; 6 Pala; 7
Anillo soporte del estator del
generador; 8 Arrollamientos
del estator; 9 Soporte polar;
10 Anillo soporte del rotor; 11
Disco de freno; 12 Rodamiento
del rotor; 13 Sostén del rotor;
14 Plataforma de servicio; 15
Torre de hormigón pretensado.



• **NORDEX:** Estructura interna de máquina Stall de Nordex. A la izquierda el generador asincrónico de polos conmutables, acoplado al eje de alta velocidad (1000-1500rpm). La caja planetaria (centro) obtiene ésta velocidad a partir de los 25-35rpm nominales del eje principal.

Figura 5.1 VIII/
Estructura interna de
máquina Stall
de Nordex.



Introducción a los modelos y Control de maquinas eólicas I

I Ing. Rafael Oliva I

6 ■ /PARTE II - Modelos y técnicas de control de máquinas eólicas. Aplicaciones

.CONTROLES PARA MÁQUINAS EÓLICAS

_6.1 Conceptos generales

_6.2 Características de Potencia y Torque

_6.3 Estrategia de control

.6 CONTROLES PARA MÁQUINAS EÓLICAS

6.1/ Conceptos generales

En general las máquinas eólicas para generación de electricidad son equipos costosos, y es necesario asegurar que su funcionamiento sea seguro y libre de fallas **en forma totalmente automática**. Este es un requerimiento fundamental, sobre todo desde el punto de vista económico.

Otros requerimientos importantes son **la máxima extracción de energía del viento**, en todas las condiciones normales de funcionamiento, la **flexibilidad** del control para cambios y mejoras, y **su mantenibilidad y facilidad de operación**.

El primer requerimiento suele estar a cargo de un *control maestro* implementado alrededor de un microprocesador. El bajo costo, la confiabilidad y la adaptabilidad de los sistemas digitales han difundido considerablemente el uso de controles programables aún en los molinos más económicos de baja potencia. El control maestro tiene a su cargo la decisión acerca de la condición de operación del molino, así como las secuencias de arranque, parada normal y frenado de emergencia. Es el que provee las referencias para el o los *lazos de control esclavo o reguladores* que tienen comunicación directa con los elementos del molino. También almacena los parámetros importantes de operación y permite al usuario el acceso y modificación de los mismos. Obviamente, la complejidad y prestaciones del control maestro estarán en relación con el tamaño y el costo de la máquina. Esto se analiza en la sección correspondiente al control maestro.

Un requerimiento asociado al de seguridad y automaticidad, y que atañe tanto al control maestro como a los reguladores, es la *minimización de desgaste y fatiga de componentes*. Esto ha requerido considerables esfuerzos de diseño, sobre todo para máquinas de gran potencia. Los elementos más sensibles son las palas, la caja reductora (si corresponde) y el generador. Es importante que el diseño evite excitar los modos de resonancia del sistema, sobre todo los inferiores de la torre y de las palas.

El requerimiento de *máxima extracción de energía* tiene directa relación con la estrategia de control empleada (**ver Cap .8**), con el tipo de máquina eólica que se analiza, y la conexión de la misma al resto



del sistema de generación. La mayoría de los autores considera que la operación en *velocidad de giro variable* es la que obtiene la máxima extracción de energía. Esto es así porque las palas pueden funcionar cerca de su C_p máximo para cualquier condición de viento. Sin embargo, no parece haber acuerdo respecto a la justificación económica y técnica de la complejidad adicional requerida por los sistemas de velocidad de giro variable.

El objetivo de *flexibilidad* suele lograrse con controles programables que permiten el cambio de parámetros por parte del usuario, para satisfacer los particulares requerimientos del lugar, red de conexión y condiciones de viento.

Finalmente, la *mantenibilidad y facilidad de operación* del control son virtudes del diseño y deben ser tenidas en cuenta en los estadios iniciales del mismo. La mantenibilidad se facilita con los diseños modulares, un buen programa residente de diagnóstico de fallas y la comunicación vía módem con la central de servicio del equipo. La facilidad de operación tiene una gran componente subjetiva, pero pasa por proporcionarle al operador una interfase sencilla (pocos botones), incrementalmente informativa (a través de menús de detalle creciente) y segura. A veces es necesario poner barreras, por ejemplo con *passwords*, al acceso a ciertos parámetros de operación que pueden originar estados peligrosos o destructivos de la máquina.

Si bien el control de una máquina eólica puede considerarse como una unidad, su análisis se facilita -sobre todo en máquinas grandes- si se definen las jerarquías de control que se mencionaron anteriormente, o sea el *control maestro y los reguladores o controles esclavos*. La distinción física a veces no existe, pero es conveniente el análisis por partes ya que sus funciones son distintas.

Según Gasch [1], además de existir las jerarquías citadas, los tipos de control para máquinas eólicas son:

- _ Reguladores sencillos pasivos
- _ Protectores de sobrevelocidad
- _ Reguladores rápidos

Los **reguladores pasivos** son los más antiguos, y siguen siendo la solución más efectiva y económica incluso para máquinas de hasta 10kW. Si bien existen gran cantidad de mecanismos, los más comunes son:

- a) el control centrífugo del paso de pala (puede ser por deformación elástica), que altera el ángulo de ataque a posiciones de menor rendimiento para velocidad creciente de giro.
- b) desvío azimutal del molino a través de eje excéntrico y

veleta plegable. Este es el sistema utilizado por la mayoría de los bombeadores eólicos de agua, y consiste en un repliegue del aparato a medida que la fuerza del viento se incrementa, evitando su destrucción. También es muy utilizado en generadores eólicos chicos. Por encima de cierto tamaño, la efectividad reducida y el costo de la veleta plegable disminuyen el atractivo de éste sistema.

En los controles pasivos existe poca diferenciación entre control maestro y esclavo, debido a la simplicidad de los sistemas.

Los **protectores de sobrevelocidad** son sistemas de emergencia que no actúan en condiciones normales. Por ejemplo, en las máquinas de regulación *stall* del tipo danés, con generador asíncrono y conexión directa a la red, una súbita desconexión de la misma puede provocar el embalamiento y destrucción de la máquina. Por ello se exige un doble sistema protector: por un lado los frenos de disco (preferiblemente de lado del rotor), que son activados por resortes, por sensores centrífugos o por ausencia de fluido hidráulico. Y además debe existir algún sistema de frenado aerodinámico, siendo el más común el de puntas de pala deformables. Típicamente este sistema se implementa de tal modo que un sector (10 %) del extremo de la pala cambia su ángulo de paso por un mecanismo centrífugo, para velocidades de giro que superan en 20 % a la nominal. Este cambio de ángulo frena en pocos segundos al rotor, pues se destruye el flujo laminar sobre el perfil de las palas.

Los **reguladores rápidos** son los que implementan la mayoría de los generadores eólicos por encima de los 10 kW, y son capaces de mantener ciertas condiciones (ej. acople a una red de frecuencia fija) de operación prefijadas frente a las variaciones de viento en intensidad y dirección. Consisten en la mayoría de los casos de un sistema electrónico acoplado a actuadores eléctricos o electrohidráulicos. El costo adicional de éstos componentes se ve plenamente justificado por el alivio de los esfuerzos estructurales (y las reducciones de costo) obtenibles, la seguridad de operación y la vida útil extendida de la máquina.

En los reguladores rápidos la distinción de las jerarquías es más notoria. Son éstos los tipos de control que discutiremos con mayor detalle.

6.2/ Características de Potencia y Torque

A efectos de analizar las distintas estrategias y tipos de control empleados para máquinas eólicas, se hace necesario profundizar en las expresiones que rigen el comportamiento de estos sistemas.

6.2/a Máquina de paso de pala fijo

Analizaremos en principio las ecuaciones y curvas de una máquina de paso de pala fijo de dimensiones reducidas. Este caso es aplicable a máquinas con regulación tipo *stall* o a aerogeneradores de veleta plegable de poca potencia. Tiene la ventaja de permitir trabajar con una dimensión menos (el ángulo de paso de pala es constante), y poder así simplificar los cálculos.

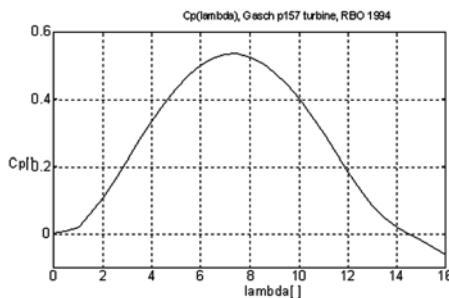
La fórmula fundamental de la **potencia** en [W] que puede extraer una máquina eólica, que presenta a un viento de V [m/s] una superficie de S [m²] es:

$$P_{mec} = \frac{1}{2} \rho S C_p(\lambda) V^3 \quad \text{con } \rho [\text{kg/m}^3] = \text{densidad del aire, } C_p(\lambda) \text{ [coefic. potencia, } \lambda = \frac{\Omega R}{V} \quad (6.1)$$

A su vez, se cumple que el **par desarrollado** en [Nm] es:

$$T_{mec} = \frac{1}{2} \rho S R C_m(\lambda) V^2 \quad \text{con } \rho [\text{kg/m}^3] = \text{densidad del aire, } C_m(\lambda) \text{ [coeficiente de momento} \quad (6.2)$$

Interesa conocer la variación de estos parámetros con la velocidad de rotación Ω de la máquina. Para el caso de la máquina en estudio, se verifica que C_p y C_m son sólo funciones del coeficiente de punta de pala λ (*tip-speed ratio*) y no del ángulo de paso de pala. Una curva típica de $C_p(\lambda)$ puede verse en la **figura 6.1**.



■ Figura 6.1/
Característica de Cp
en función de lambda

Una curva típica de variación de potencia P con la velocidad angular puede obtenerse a partir de la expresión (6.1), observando que la dependencia con Ω está en $C_p(\lambda) = C_p(\Omega R/V)$

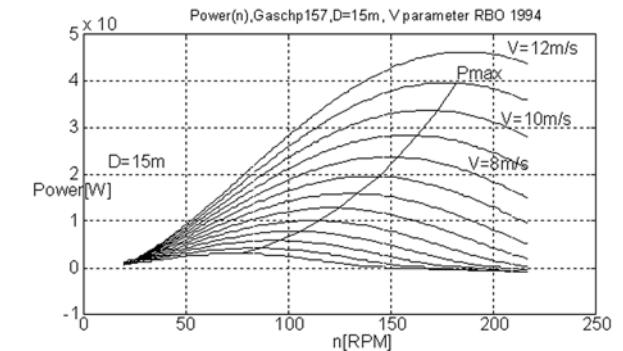
$$P_{mec} = \left(\frac{1}{2} \rho S V^3\right) C_p(\Omega R/V) \quad \text{con } V = \text{parámetro} \quad (6.3)$$

Para la máquina cuyo C_p se vio en la **figura 6.1**, estas curvas toman la forma representada en la **figura 6.2**. Aquí puede apreciarse que el lugar de los puntos de potencia máxima en función de $\Omega = 2\pi n/60$ sigue también una ecuación cúbica. Esto puede explicarse recordando que en P_{max} se cumple $\lambda = \lambda_{opt}$, y por tanto se mantiene el cociente $U/V = \text{cte}$. Esto da una expresión del tipo:

$$P_{MAX} = \left(\frac{1}{2} \rho S C_{pMAX}\right) (\Omega^3 R^3 / \lambda_{opt}^3) = K_1 \Omega^3 \quad \text{donde se ha reemplazado } V = \Omega R / \lambda_{opt} \quad (6.4)$$

que es el lugar de los puntos óptimos de operación de la máquina. Cuando se controlan turbinas de velocidad variable, es común que busque una característica $P(\Omega)$ de este tipo en carga parcial, a efectos de extraer el máximo de potencia posible con vientos menores que el nominal. Cuando P alcanza un valor máximo prefijado, se lo mantiene constante reduciendo C_p o aumentando el torque resistente para frenar la máquina y proteger al generador.

Figura 6.2/
E [Turbina típica con
D=15 m,
Calaje óptimo,
Cp (lambda)
de Gasch pp157
Curva Pot(n),
V param.,
n=(60/2π) Ω]



Las características de torque $T(\Omega)$ son también de importancia en el diseño del control y en el comportamiento general de la máquina. En la **figura 6.3** podemos observar $T(\Omega)$ con $\Omega = 2\pi n/60$ para la misma máquina. A partir de la ecuación 6.4 puede concluirse que el lugar de T

para $P=P_{max}$ sigue una característica cuadrática, es decir dependiente de Ω^2 , y esto es lo que efectivamente se observa en la figura. Los picos de Torque ocurren a velocidades más reducidas que los de potencia. La relación $P=T\Omega$ permite concluir que los coeficientes C_m y C_p vistos están relacionados por $C_p=\lambda C_m$, y dada una de las curvas la otra se obtiene directamente.

6.2/b Máquina de paso de pala variable

En este caso la característica del rotor está dada por una familia de curvas, donde interviene además el paso o calaje (*pitch*) de la pala. El caso es aplicable a gran cantidad de modelos comerciales de generadores eólicos, que utilizan el tipo de regulación *pitch* para limitar la potencia del rotor, y a todos los generadores eólicos experimentales por encima del MW de potencia. Este ángulo se mide sobre el plano de los perfiles de la pala. Como la pala suele tener un cierto alabeado para mejorar su rendimiento, se toma usualmente como referencia el ángulo para $r=0.7R$. Este sector de la pala es el que contribuye la mayor cantidad de potencia. La convención de los ángulos varía de acuerdo al modelo, pero es común considerar 0° como el punto de máximo rendimiento y 90° la posición de bandera o frenado.

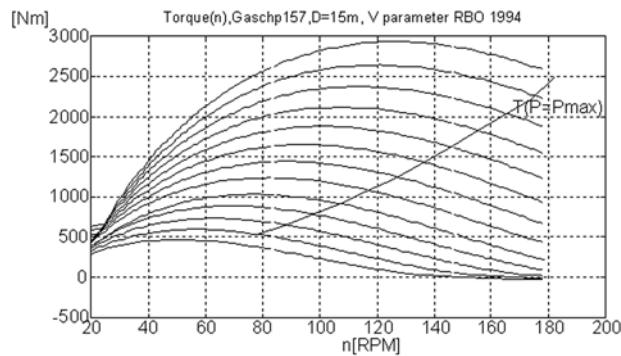


Figura 6.3/ Variación de torque en función de RPM, con ángulo de parámetro

La expresión de la potencia mecánica en [W] que puede extraer del viento a una velocidad V [m/s] una máquina eólica de superficie S [m²] con palas en calaje γ [°] se convierte ahora en:

$$P_{mec} = \frac{1}{2} \rho S C_p(\gamma, \lambda) V^3 \quad \text{con } \rho [\text{kg/m}^3] = \text{densidad del aire, } C_p(\gamma, \lambda) [\text{coefic. potencia}]$$

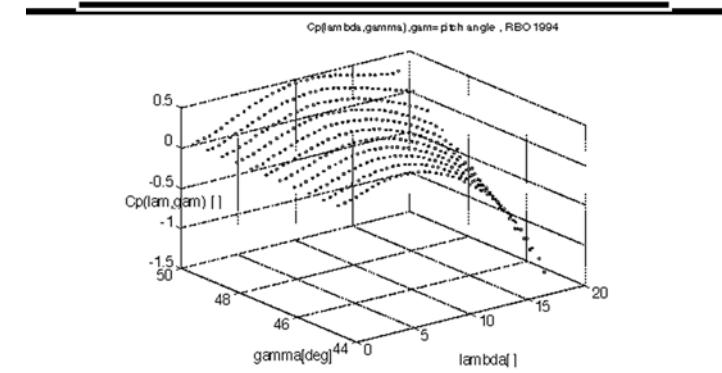
$$\lambda = \frac{\Omega R}{V}, \gamma = \text{calaje en } [^\circ] \quad (6.5)$$

y el par desarrollado en [Nm] es ahora:

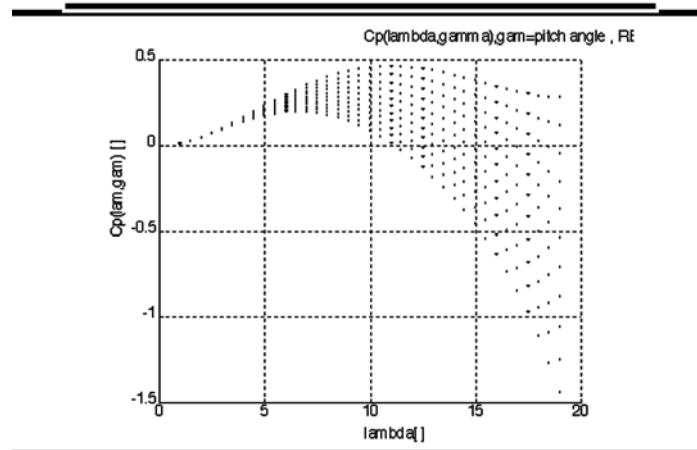
$$T_{mec} = \frac{1}{2} \rho S R C_m(\gamma, \lambda) V^2 \quad \text{con } \rho [\text{kg/m}^3] = \text{densidad del aire, } C_m(\gamma, \lambda) [\text{coeficiente de momento}] (6.6)$$

En la figura 6.4 puede verse la representación de la familia de curvas $C_p(\gamma, \lambda)$ para el aerogenerador Voest - Alpine GA1540 de la UBA. Se trata de una máquina bipala de $D=15\text{m}$, con palas de perfil Wortmann FX 67-170, y el ajuste de paso de pala se hace entre $\gamma=50^\circ$ (máximo rendimiento) y 0° (posición de bandera).

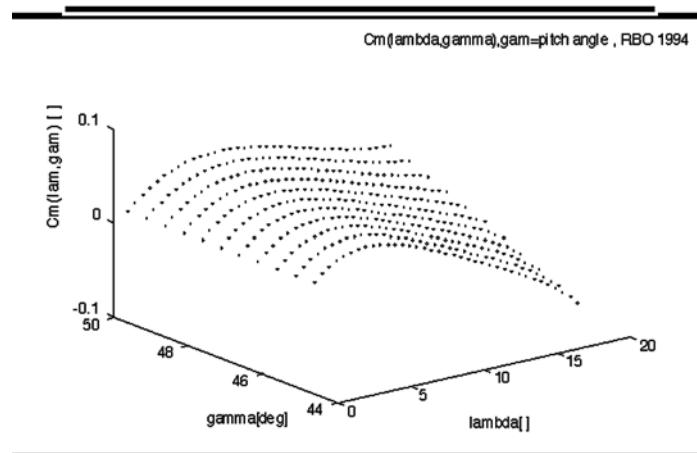
Figura 6.4/ Cp para máquina Voest-Alpine



La velocidad de giro n nominal de la máquina es de 75 RPM. Por lo tanto el lambda de trabajo es de aproximadamente 5 si se considera que V a potencia nominal es 12 m/s. En la figura 6.5 siguiente puede verse la superposición de las curvas de C_p en un gráfico bidimensional. Obsérvese que basta un pequeño rango de variación del ángulo de las palas (6 grados en la figura) para alterar fuertemente el valor de C_p . Los valores negativos indican el efecto de frenado a velocidades de viento bajas. Debe tenerse en cuenta que para cada calaje γ se tendrá una familia de curvas $P(\Omega)$ similares a la de la figura 6.2 y una familia de curvas $T(\Omega)$ como la 6.3. Los picos de potencia y torque serán mayores, cuanto más próximo esté el calaje a 50° , que es la posición de máximo rendimiento aerodinámico. La relación $C_p = \lambda C_m$ se mantiene para ángulos iguales, y la forma de las curvas de C_m puede verse en la siguiente figura 6.6, para la misma máquina.



■ Figura 6.5/
Superposición
de curvas Cp
-bidimensional-
Voest-Alpine



■ Figura 6.6/
Curvas de Cm -
Maquina Voest-Alpine

6.3/ Estrategias de control

El análisis comparativo de las distintas estrategias de control para máquinas eólicas se basa en la descripción de las trayectorias que recorre la máquina en el plano T (Ω), es decir torque en función de velocidad de giro. Las estrategias dependen mucho del tipo de generador empleado, del agregado de convertidores electrónicos y de la red a la que se conecta. Todo ello influye en la variación posible de la velocidad de giro de la máquina. Por el momento se intentará abstraer dichas limitaciones para considerar sólo las estrategias, dejando de lado los detalles eléctricos. De todos modos, para cada caso se mencionará el tipo de generador utilizado.

Aquí analizaremos la clasificación de estrategias expuesta en [Goodfellow86]. Dicho trabajo, orientado a la comparación de sistemas de velocidad de giro constante y variable, incluye un análisis de las energías anuales obtenidas y picos de torque absorbidos por cada sistema. Si bien los resultados se obtuvieron mediante simulaciones sobre un modelo de la máquina experimental MOD-2 de la NASA, gran parte de los mismos han sido verificados posteriormente en diseños comerciales.

Para el análisis se ha respetado la notación de [Goodfellow86] en cuanto a la denominación de las estrategias. Las mismas pueden clasificarse en dos grandes grupos, como sigue:

6.3/1 Grupos de estrategias

(i) Limitación de potencia por Pitch:

(a) **FSVP** - *Fixed Speed Variable Pitch*: Sistema de velocidad de giro fija y control de paso de pala.

(b) **VSVP** - *Variable Speed Variable Pitch*: Sistema de velocidad de giro variable y control de paso de pala.

(c) **VSCpmax** - *Variable Speed Maximum Cp*: Sistema de velocidad de giro variable y seguimiento de $C_{p,max}$ hasta alcanzar potencia máxima.

(ii) Limitación de potencia por Stall:

(d) **FSFP** - *Fixed Speed Fixed Pitch*: Sistema de velocidad de giro fija y limitación de P por stall, o pérdida aerodinámica.

(e) **VSCT** - *Speed Reduction at Constant Torque*: Sistema de velocidad de giro variable, y limitación de P con reducción de velocidad de giro a T constante.

(f) **VSCP - Speed Reduction at Constant Power:** Sistema de velocidad de giro variable, y limitación de **P** con reducción de velocidad de giro a **P** constante.

6.3/2 Suposiciones del modelo utilizado

En [Goodfellow86] el análisis se basa en un modelo de turbina similar al MOD-2, con un radio de **R=40m** y una potencia eléctrica nominal de **P_n=2.5 MW**. La fórmula de conversión usada es **P_{elec}(V)=0.97*Pmec(V)-55*10³ [W]** donde **V** es la velocidad del viento en [m/s]. Para observar los efectos de la inercia los autores corrieron simulaciones con **J_{tot}=0** y **J_{tot}=10** y **50*10⁶ [kgm²]**, aunque el **J_{tot}** supuesto para el modelo es **22.5*10⁶ [kgm²]**. Como estrategia de referencia, se tomó la **FSVP** (E=100%), y la velocidad de giro que optimizaba la captura de energía fue **ω₁=Ω₁=1.8r/s**. Para los cálculos de energía se utilizó una distribución de Rayleigh de probabilidad:

$$f(v) = e^{-(\pi/4)(\frac{v}{\bar{V}})^2} \quad \text{con } \bar{V} = 9\text{m/s, velocidad media anual. (6.7)}$$

que se reemplazó en la expresión de E [Wh/año]:

$$E = 8766h * \int_{V_{cin}}^{V_{cort}} P_{elec}(v) f(v) dv \quad \text{Con } V_{cin, cort} \text{ velocidades de viento de arranque y parada. (6.8)}$$

El valor 8766 es la cantidad de horas por año, y la **V_{media}** supuesta es sólo a efectos del cálculo.

En los gráficos de **T(Ω)** el lugar de los puntos de máxima potencia admisible es una hipérbola del tipo **T=P_{max}/Ω [Nm]**. Este valor no debe ser excedido para evitar daños a la máquina.

6.3/ 4 Desarrollo: Limitación de potencia por Pitch:

(a) **FSVP - Fixed Speed Variable Pitch: Sistema de velocidad de giro fija y control de paso de pala para limitar potencia.**

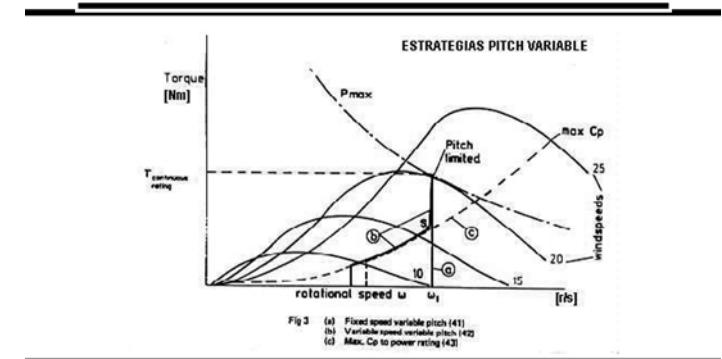
En estos sistemas el control de potencia se hace limitando el paso de la pala (pitch) para reducir el rendimiento aerodinámico del rotor en vientos fuertes. El caso es válido para generadores sincrónicos o asíncrónicos de bajo resbalamiento conectados en forma directa a una red de potencia infinita, que fija la frecuencia y por lo tanto la velocidad de giro del rotor.

Para un generador síncrono, la velocidad de giro una vez

conectado a la red será la sincrónica, y en el plano **T(Ω)** aparecerá como una recta vertical (figura 6.7), en este caso a **Ω=Ω₁=1.8r/s**. Se supone la existencia de una caja reductora de relación **a= Ω_{GS}/Ω₁** para utilizar un generador típico de 4 polos y velocidad sincrónica **Ω_{GS}**. Como el mecanismo de accionamiento de pala es generalmente hidráulico y tiene una velocidad limitada (típicamente menor a 15°/s), inevitablemente el sistema estará exigido para ráfagas fuertes, sobre todo en las cercanías de **P_{max}**.

Para un generador asíncrono de bajo resbalamiento (usualmente de gran potencia) la recta no será completamente vertical, pero tendrá una pendiente considerable (aquí, **dt/dΩ=70MNm/rs⁻¹**). De todos modos ello permite una cierta variación de velocidad de giro en las ráfagas y el consiguiente alivio estructural de la máquina. La característica FSVP puede observarse en la figura 6.7, curva (a).

Figura 6.7/ Estrategias de control a pitch variable



(b) **VSPV - Variable Speed Variable Pitch: Sistema de velocidad de giro variable y control de paso de pala para limitar potencia.**

En éstos sistemas (figura 6.7, curva (b)) el control conecta la carga a partir de una cierta velocidad giro de arranque **Ω_c**, y va ajustando el torque resistente del generador, ante las variaciones de viento, para seguir la curva de **C_{pmax}**. Esta curva, según se vio en 6.2/a, tiene la forma **T(C_{pmax})=k1*Ω²** y por lo general se recorre con la pala en posición de máximo rendimiento. Al llegar al punto **S** de la figura, la característica toma una pendiente de torque elevada. El control limita la velocidad máxima de giro a **Ω₁= ω₁** de la máquina, mediante un control de torque del generador, del paso de pala o de ambos.

(c) **VSCpmax - Variable Speed at Cpmax to Rated Power: Sistema de**

velocidad de giro variable a $C_p=C_{pmax}$, con limitación de potencia.

Para estos sistemas, se busca simplificar el control a costa de una mayor velocidad de giro. Este incremento de rango de Ω puede traer costos mayores debido a las previsiones estructurales requeridas. Como se ve en la figura 6.7, curva (c), la máquina sigue la línea de máximo rendimiento hasta interceptar la hipérbola de máxima potencia. Los autores proponen la utilización de este sistema para abaratar el costo del control, utilizando para la limitación a P_{max} un control simple a base de spoilers o flaps. Además, se reconoce para este caso un tiempo de reacción mayor del control, con las consecuentemente mayores cargas estructurales. En los sistemas simulados [Goodfellow86], esta estrategia fue la que produjo mayores rendimientos energéticos para las muestras de viento analizadas. (Ver tabla T6.1)

6.3/5 Desarrollo - Limitación de potencia por Stall

(d) FSFP - Fixed Speed Fixed Pitch: Sistema de velocidad de giro constante y paso de pala fijo.

Este es uno de los sistemas más sencillos, y ha sido popularizado como el “concepto danés” de regulación. La velocidad de giro es en general menor que en los anteriores, porque la máquina debe llegar a la **zona de pérdida o stall** (envolvente superior de las $T(\Omega)$) sin superar la potencia máxima admitida. Esto puede observarse en la figura 6.8, curva (a). Para este tipo de sistemas lo usual es utilizar **generadores asíncronos**, que proporcionan cierta elasticidad en el acople a costa de un consumo de energía reactiva. El control es sumamente sencillo, ya que una vez lograda la conexión a la red, es ella la que fija la velocidad sincrónica. La velocidad de giro del rotor puede superar esa velocidad dentro de los límites de resbalamiento del generador. El sistema es adecuado para conexión a redes fuertes.

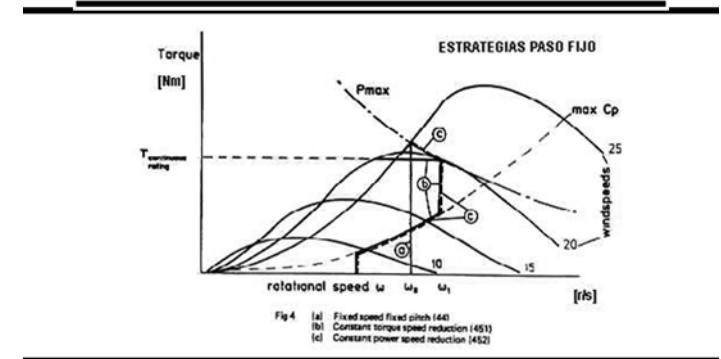
La desventaja del sistema es que sólo funciona a C_{pmax} para una velocidad de viento nominal prefijada, siendo su rendimiento para vientos reducidos mucho menor. La energía obtenida (tabla T6.1) es el 91 % de la correspondiente a FSVP. Esto ha sido en gran parte compensado en modelos comerciales por la utilización de dos generadores asíncronos, o un generador de polos conmutables. El generador de **menor potencia** tiene **más polos** (p.ej. 6) y una velocidad de giro nominal menor (p.ej. 1000 rpm). Es el que se conecta para vientos reducidos. Si el viento supera cierto valor durante un período prefijado, el control conmuta al generador de

mayor potencia, con **menor cantidad de polos** y mayor velocidad de giro nominal (ej. 4 polos y 1500 rpm). Por otro lado, el diseño de las palas debe ser cuidado para que entren en pérdida (*stall*) a los valores de diseño. El costo inferior del acople fijo de las palas puede verse compensado por la necesidad de refuerzos estructurales (en palas, torre y rodamientos) para soportar las vibraciones que se producen durante el frenado aerodinámico o *stall*.

(e) Velocidad Variable con reducción de velocidad

En estos esquemas, la pala es de paso fijo, y la regulación se logra por control sobre el torque eléctrico presentado por el generador. Se reduce la velocidad de giro al llegar a la zona de Potencia máxima del generador, y se lleva al rotor a la zona de *stall* de la curva $T(\Omega)$.

Figura 6.8/ Estrategias de Control - Paso Pala Fijo



(e1) VSCT - Variable Speed with Speed Reduction at Constant Torque: Reducción de Velocidad de giro a Torque Constante.

El aparato llega a la potencia máxima siguiendo una curva de máximo rendimiento, y luego es frenada a *torque constante* hasta alcanzar la zona de pérdida del rotor (figura 6.8, curva (b)).

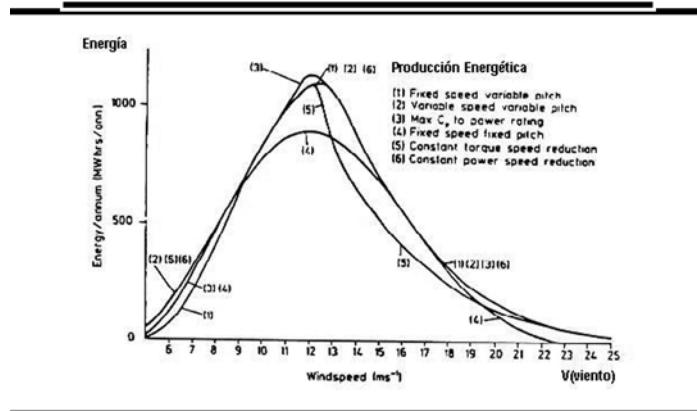
Una vez alcanzada la P_{max} , el par resistente del generador debe superar al del rotor para frenar la máquina. Para vientos mayores a los de *stall*, puede tolerarse un incremento de velocidad a T constante, antes de frenar completamente la máquina si se supera nuevamente el punto $\Omega_1 = \omega_1$. En los puntos de esta recta horizontal la máquina opera a potencias menores que la nominal, lo cual reduce la captura de energía.

(e2) VSCP - Variable Speed with Speed Reduction at Constant Power: Reducción de Velocidad de giro a Potencia Constante.

En este caso se produce una reducción de la velocidad de giro similar a la que se logra en (e1), pero esta vez siguiendo la hipérbola de potencia constante. (figura 6.8, curva (c)). Del análisis de las simulaciones, en [Goodfellow86] se concluye que este esquema produce tanta energía anual como VSVP, pero con la desventaja de un torque a potencia nominal mayor. Además, si bien la máquina opera a menor velocidad de giro, el control es más complejo.

(iii) Comparación de estrategias y efectos de la inercia:

En la figura 6.9 vemos la representación de las energías anuales obtenibles según [Goodfellow86] para las distintas estrategias de control, por unidad de velocidad de viento media, para una máquina de R=40 m y potencia 2.5 MW. Los valores obtenidos son puntuales, y se han dibujado líneas en favor de la claridad del esquema.



■ Figura 6.9/
Energía obtenida -
por estrategia

En la **Tabla T6.1** se representan los valores obtenidos y citados en [Goodfellow86]. Se observan los extremos de torque en ráfagas y la velocidad pico alcanzada por la máquina.

Los efectos de la inercia se manifiestan, para turbinas de velocidad variable, en dos cuestiones principales: la captura de energía y las pulsaciones de torque. La energía obtenida se ve influenciada sobre todo al operar a velocidades de viento inferiores a la nominal. En estos casos se obtiene una respuesta lenta con inercias grandes, y el tiempo en que el sistema se encuentra a rendimientos inferiores a C_{pmax} disminuye la energía obtenida. Sin embargo, [tabla 2 en Goodfellow86] para velocidades de viento cercanas a la nominal, el

efecto de la inercia es sostener a la máquina cerca del punto nominal, salvando posibles caídas de rendimiento. Esto aumenta la energía obtenible.

Las pulsaciones de torque vistas por el generador se ven fuertemente influenciadas por la inercia del sistema. Permitiendo una velocidad de giro variable, se reducen fuertemente las pulsaciones de torque vistas por el generador, y las fluctuaciones de potencia que recibe la red son menores. Además se evitan esfuerzos estructurales en la máquina. Esta última es una de las principales razones para elegir la característica de velocidad de giro variable, además del incremento (no muy significativo) en la energía obtenible.

■ Tabla 6.1 /
Comparación de
estrategias

| Caso | Condiciones estacionarias | | | | Condición en ráfagas | | |
|------|---------------------------|-------------|--------------------|--------------|----------------------|---------------------|--------------------|
| | Estrategia | omega [r/s] | Eobt (anual) [MWh] | Torque [kNm] | Peor caso ráfagas | Torque máximo [kNm] | omega máximo [r/s] |
| (a) | FSVP (i) SG | | | | | (i) 2632 | (i) 1.8 |
| | (ii) ASG 2 % slip | 1.8 | 8932 (100 %) | 1463 | 2 seg | (ii) 2520 | (ii) 1.815 |
| | (iii) ASG 5% slip | | | | | (iii) 2276 | (iii) 1.827 |
| (b) | VSVP | 1.8 | 9226 (103 %) | 1463 | 2 seg | 1463 | 1.865 |
| (c) | VSCpmax | 2.15 | 9231 (104 %) | 1330 | 10 seg | 1717 | 2.387 |
| (d) | FSFP | 1.45 | 8119 (91 %) | 1811 | - | 1811 | 1.45 |
| (e1) | VSCT | 1.8 | 8095 (91%) | 1463 | 2 seg/rampa | 3243 | 1.81 |
| (e2) | VSCP | 1.8 | 9226 (103 %) | 1811 | 2 seg/rampa | 2793 | 1.81 |

Introducción a los modelos y Control de máquinas eólicas I

I Ing. Rafael Oliva I

7 ■ /PARTE II - Modelos y técnicas de control de máquinas eólicas. Aplicaciones

.MODELOS PARA MÁQUINAS EÓLICAS

_7.1 Modelo elemental

_7.2 Acople máquina eólica - generador

_7.3 Carga para máxima potencia

_7.4 Modelo con generador y carga resistiva constante

_7.5 Un estudio concreto

_7.6 Máquina eléctrica con característica de torque cuadrática

_7.7 Modelos para máquinas eólicas en conexión a red

_7.8 Notas finales sobre modelos

.7 MODELOS PARA MÁQUINAS EÓLICAS

Trataremos en este tema los modelos elementales para una máquina eólica, comenzando por el más simple, pasando luego al problema del acople con un generador y a la modelación de máquinas conectadas a red.

7.1/ Modelo elemental

Iniciamos el planteo de un modelo para máquina eólica simple y de baja potencia. Supondremos que se trata de un sistema de paso de pala fijo, con un generador de CA e imán permanente y acople directo del rotor, esto es sin caja reductora. Como vimos en **Cap 16**, las expresiones de potencia mecánica y torque de una máquina eólica de paso de pala constante tomaban la forma:

$$P_{mec} = \frac{1}{2} \rho S C_p(\lambda) V^3 \quad \text{con } \rho [\text{kg/m}^3] = \text{densidad del aire, } C_p(\lambda) \text{ [coefic. potencia, } \lambda = \frac{\Omega R}{V} \quad (7.1a)$$

$$T_{mec} = \frac{1}{2} \rho S C_m(\lambda) V^2 \quad \text{con } \rho [\text{kg/m}^3] = \text{densidad del aire, } C_m(\lambda) \text{ [coeficiente de momento} \quad (7.1b)$$

Si ahora abreviamos de la siguiente manera

$$A_{1a} = \frac{1}{2} \rho S \quad \text{con } \rho [\text{kg/m}^3] = \text{densidad del aire, } S [\text{m}^2] \text{ superficie del Rotor} \quad (7.2)$$

Podemos escribir las expresiones en función de la velocidad de giro del rotor Ω con la velocidad de viento V como parámetro:

$$P_{mec}(\Omega) = (A_{1a} V^3) C_p\left(\Omega \left[\frac{R}{V}\right]\right) \quad \text{con } V = \text{parámetro, (7.3a)}$$

$$T_{mec}(\Omega) = (A_{1a} R V^2) \left(\frac{V}{\Omega R}\right) C_p\left(\Omega \left[\frac{R}{V}\right]\right) \quad \text{con } V = \text{parámetro, (7.3b)}$$

donde se ha usado la relación $C_p = \lambda C_m$. Es importante recordar que los puntos de máximo rendimiento de potencia C_{pmax} siguen, en el plano $T(\Omega)$ una curva cuadrática, tal como se observó en el **Cap 16**:

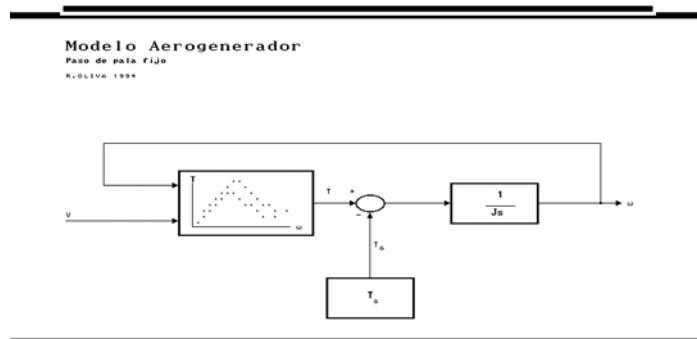
$$T_{P=P_{max}}(\Omega) = (A_{1a} C_{pMAX}) (R^3 / \lambda_{opt}^3) \Omega^2 = K_1 \Omega^2 \quad \text{donde se ha reemplazado } V = \Omega R / \lambda_{opt}. \quad (7.4)$$

Si escribimos $T_{mec} = T(\Omega, V)$, podemos plantear un modelo dinámico simplificado [Buehring81] de la planta considerando un rotor de inercia J [kgm²] y un par resistente presentado por el generador que es función sólo de la velocidad de rotación, $T_g(\Omega)$ [Nm], según la ecuación:



$$J \frac{\partial \Omega}{\partial t} = T(\Omega, V) - T_G(\Omega) \quad (7.5)$$

El sistema correspondiente a esta ecuación puede verse en la figura 7.1, donde Ω es la variable a controlar y V la perturbación.



■ Figura 7.1/
Modelo básico

A efectos del análisis dinámico, puede linealizarse esta ecuación cerca de un punto de operación genérico $[\Omega_0, V_0]$, utilizando la forma:

$$J \frac{\partial(\Delta \Omega)}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial \Omega} (T(\Omega, V) - T_G(\Omega))_{(V_0, \Omega_0)} \Delta \Omega + \frac{\partial}{\partial V} (T(\Omega, V) - T_G(\Omega))_{(V_0, \Omega_0)} \Delta V \quad (7.6)$$

Reagrupando las constantes, y escribiendo $T(\Omega, V)$ a partir de (7.3b) como:

$$T(\Omega, V) = (A_{1a} R V^2) C_m \left(\frac{\Omega R}{V} \right) \quad \text{con } \Omega R / V = \lambda, \quad (7.7)$$

tenemos lo siguiente:

$$\tau \frac{\partial(\Delta \Omega)}{\partial t} + \Delta \Omega = \mu \Delta V \quad (7.8)$$

Donde hemos reemplazado:

$$\tau = \frac{J}{\frac{\partial T_G}{\partial \Omega} - A_{1a} R^2 V_0 \frac{\partial C_m}{\partial \lambda}} \quad [\text{seg}] \quad (7.9a)$$

$$\mu = \frac{A_{1a} R \left[2 V_0 C_m - \Omega_0 R \frac{\partial C_m}{\partial \lambda} \right]}{\frac{\partial T_G}{\partial \Omega} - A_{1a} R^2 V_0 \frac{\partial C_m}{\partial \lambda}} \quad [\text{m}^{-1}] \quad (7.9b)$$

Obsérvese en (7.9a) y (7.9b) que la expresión de $C_m(\lambda)$ dependerá del rotor y será un dato constructivo, mientras que la expresión de $T_G(\Omega)$ dependerá tanto del sistema como del control elegido. En este sentido, la expresión (7.8) es general y simboliza un retardo de primer orden de constante de tiempo τ [s], que varía con el punto de operación.

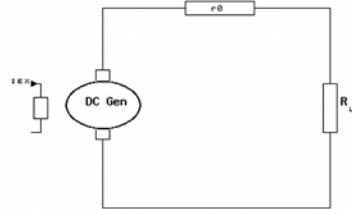
Llevando la linealización al campo de la frecuencia, y normalizando para el punto de operación $[\Omega_0, V_0]$, la expresión (7.8) puede escribirse:

$$\frac{\left(\frac{\Delta \Omega}{\Omega_0} \right) (s)}{\left(\frac{\Delta V}{V_0} \right) (s)} = G_T(s) = C_\mu \frac{1}{1 + s\tau} \quad \text{con } C_\mu = \mu V_0 / \Omega_0 \quad (7.10)$$

Aún con sus restricciones, nuestro modelo es útil para analizar el comportamiento esperable del sistema ante distintas condiciones y esquemas de control.

7.2/ Acople máquina eólica - generador

Analizaremos aquí el acople de nuestra máquina eólica, cuyo modelo planteáramos en el punto anterior, a un generador de CC, con resistencia interna r_o y excitación constante. Este caso [Buehring81] es aproximadamente asimilable a un generador CA con imanes permanentes y rectificador, que es lo más utilizado en la actualidad para máquinas de baja potencia [Gipe93]. Es, sin embargo, más sencillo de tratar matemáticamente. En la figura 7.2 vemos el circuito equivalente.



■ Figura 7.2/
Máquina de continua

La fuerza electromotriz E en bornes del generador dependerá de la velocidad según la ecuación:

$$E = k_e \Omega \quad E[\text{Volts}] \quad (7.11)$$

con lo cual la potencia disipada en la carga resistiva R_L será:

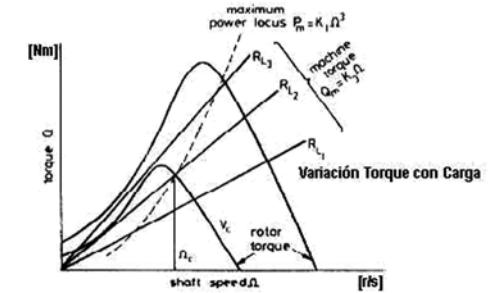
$$P_C = (k_e \Omega)^2 \left[\frac{1}{r_0 + R_L} \right] \quad k_e[\text{V/rs}^{-1}]; R_L, r_0 [\text{ohms}] \quad (7.12)$$

y el torque resultante en el eje, suponiendo pérdidas despreciables, tomará la forma;

$$T_C(\Omega) = \left[\frac{(k_e)^2}{r_0 + R_L} \right] \Omega = K_3 \Omega \quad k_e[\text{V/rs}^{-1}]; R_L, r_0 [\text{ohms}] \quad (7.13)$$

La notación de las constantes es similar a la utilizada en [Buehring81], y expresa que en el plano $T(\Omega)$ el torque resistente del generador describe una recta cuya pendiente depende de la carga, R_L , y de los aspectos constructivos del generador a través de k_e y r_o . En la figura 7.3 podemos ver estas características. Obsérvese que la reducción de la carga R_L incrementa la pendiente de las rectas.

■ Figura 7.3/
Torque motor y
resistente,
generador de
continua



7.3/ Carga para máxima potencia

Según se vio en el Cap. 6, la expresión del torque para máxima potencia de la máquina eólica tomaba la forma de $T_{opt}=k\Omega^2$, según lo cual podemos escribir:

$$T_{opt}(\Omega) = T_{nom} \left(\frac{\Omega}{\Omega_{nom}} \right)^2 \quad T[\text{Nm}] \quad (7.14)$$

Si la carga R_L puede variarse electrónicamente en función de la velocidad de giro, podremos hacer que la máquina siga una curva de rendimiento óptimo de potencia. La expresión para la carga en este caso es;

$$R_{Lopt}(\Omega) = r_o \left[\Omega^{-1} \left(\frac{k_e^2 \Omega_{nom}^2}{r_o T_{nom}} \right) - 1 \right] \quad T[\text{Nm}], R_L [\text{ohms}] \quad (7.15)$$

Es decir, una hipérbola que reduce el valor de la resistencia de carga para velocidades de giro crecientes. En los casos prácticos, se construye una característica equivalente para máquinas de alterna e IP a través de un rectificador controlado, alterando el ángulo de disparo de los tiristores.

7.4/ Modelo con generador y carga resistiva constante

En este punto podemos plantear nuevamente nuestro modelo, actualizando las expresiones genéricas de torque del generador T_G planteadas anteriormente. Las ecuaciones de torque nos quedan:

$$T_G(\Omega) = \left[\frac{(k_e)^2}{r_0 + R_L} \right] \Omega = K_3 \Omega \quad k_e [\text{V/rs}^{-1}]; R_L, r_0 [\text{ohms}] \quad (7.16)$$

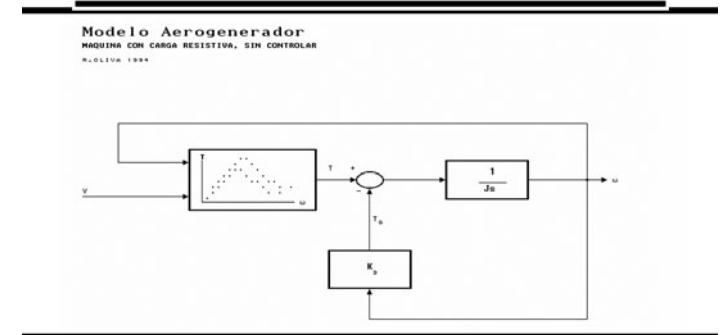
$$T(\Omega, V) = \frac{1}{2} \rho S R C_m(\lambda) V^2 = A_{1a} R C_m(\lambda) V^2 = K_4 C_m(\lambda) V^2 \quad (7.17)$$

La notación usada para las constantes es similar a la de [Buehring81]. Como se vio en el punto anterior, la ecuación principal tomaba la forma indicada en Eq.(7.5):

$$J \frac{\partial \Omega}{\partial t} = T(\Omega, V) - T_G(\Omega) \quad (7.5)$$

donde J [kgm²] es la inercia del rotor. En la figura 7.4 podemos ver el diagrama en bloques del sistema.

Figura 7.4/ Máquina con carga resistiva



Una linealización de este sistema en las proximidades de un punto de operación $[\Omega_o, V_o]$ nos daba la ecuación (7.8), que repetimos aquí por claridad:

$$\tau \frac{\partial(\Delta \Omega)}{\partial t} + \Delta \Omega = \mu \Delta V \quad (7.8)$$

Las constantes involucradas en la linealización ahora son, resolviendo las derivadas en (7.8), y reemplazando:

$$\tau = \frac{J}{K_3 - K_4 R V_0 \frac{\partial C_m}{\partial \lambda}} \quad [\text{seg}] \quad (7.18)$$

$$\mu = \frac{K_4 \left[2V_0 C_m - \Omega_0 R \frac{\partial C_m}{\partial \lambda} \right]}{K_3 - K_4 R V_0 \frac{\partial C_m}{\partial \lambda}} \quad [\text{m}^{-1}] \quad (7.19)$$

7.5/ Un estudio concreto

El análisis de la relación de estas constantes con la velocidad V del viento, la velocidad de *cut-in* o arranque V_c y la inercia J del rotor fue realizado en [Buehring81]. Los valores numéricos usados correspondían a una máquina prototipo con las siguientes características;

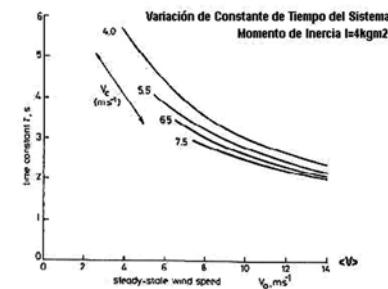
| | | | |
|---------------------------|-------------------------|--------------------------------|---------------------|
| $R=1.22\text{m}$ | $\lambda_{opt}=4.2$ | $J=4\text{kgm}^2$ | $K_1=4.22\text{Kg}$ |
| $C_m=0.179-0.0233\lambda$ | $dC_m/d\lambda=-0.0233$ | $V_c=\Omega_c R/\lambda_{opt}$ | $K_3=0.0806V_c$ |

La máquina contaba con una carga resistiva constante. Por tanto, la recta de carga cruza a la óptima del generador en un solo punto. Para evitar el frenado de la máquina, es común elegir en estos casos la velocidad de *cut-in* como $V_c = \Omega_c R / \lambda_{op}$, es decir en la intersección de la recta de carga con el lugar de máxima potencia.

Para estos valores, con una velocidad V_0 de 8 m/s, y una de arranque de $V_c=4\text{m/s}$, la constante de tiempo resulta $\tau=3.63\text{ s}$, tal cual lo sugiere el gráfico 5 del citado trabajo, que reproducimos en la figura 7.5. Es notorio que para V_0 mayores la constante de tiempo se reduce, y lo mismo ocurre con velocidades de *cut-in* crecientes.

La constante de ganancia m para los valores dados es 5.152 m^{-1} , y la variación que presenta no es tan significativa como la de τ . Sin embargo, se nota un crecimiento de la misma a 5.295 m^{-1} para V_0 de 12 m/s.

Figura 7.5/ Variación de constante de tiempo con el viento



Los autores concluyen, en los análisis de energía obtenida a través de simulaciones con muestras de viento, que es preferible en muchos casos una mayor V_c (contrariamente a lo que intuitivamente podría sugerirse), dado que esto reduce τ y mejora la respuesta transitoria de la máquina. Esta conclusión refuerza el concepto de que la energía obtenida depende fuertemente del tiempo de reacción de la máquina eólica y su control asociado.

7.6/ Máquina eléctrica con característica de torque cuadrática

Si concebimos una implementación ideal de la característica de torque del Generador para máxima transferencia de potencia, es decir;

$$T_{opt}(\Omega) = T_{nom} \left(\frac{\Omega}{\Omega_{nom}} \right)^2 = K_5 \Omega^2 \quad T[\text{Nm}] \quad (7.20)$$

y lo igualamos a la característica de la máquina para λ_{opt} , tenemos

$$K_4 C_m(\lambda_{opt}) V^2 = K_5 \Omega^2 \quad [\text{Nm}] \quad (7.21)$$

$$\frac{\partial T_G}{\partial \Omega} = 2 K_5 \Omega \quad [\text{Nm/rad}] \quad (7.22)$$

Los valores que toman las constantes de Eq. (7.8) para el prototipo indicado [Buehring81] son los siguientes, y suponen la adaptación instantánea de la planta a la trayectoria del par óptimo:

$$\mu = 3.4483 \quad [\text{m}^{-1}]$$

$$\tau = \frac{3.869 J}{V_0} \quad [\text{seg.}]$$

Con estos valores, la constante de tiempo para $V_0=8$ m/s se reduce a 1.934 seg, y es aún menor para vientos más altos. Esto haría que el molino se comporte como un filtro de primer orden para variaciones de V por encima de $f=1/\tau=0.517$ Hz. El contenido energético espectral del viento está concentrado en las cercanías de 0.001 Hz [Buehring81] y es muy reducido para frecuencias mayores a 1Hz aún para muestras turbulentas, por lo que constantes de tiempo en estos órdenes de magnitud sólo producen pérdidas mínimas de captura.

Esta característica cuadrática ideal sólo puede realizarse en la práctica aproximadamente, siendo un tema importante en el estudio de los controles para generadores eólicos.

7.7/ Modelos para máquinas eólicas en conexión a red

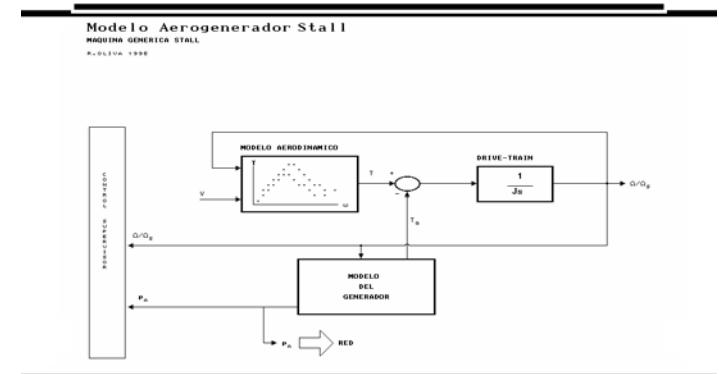
Las máquinas eólicas de eje horizontal en conexión con la red responden en general a dos categorías básicas: control por pérdida aerodinámica o *stall*, y control por regulación de paso de pala o *pitch*. Ambos sistemas presentan características particulares en cuanto a su modelización. Se trata de sistemas con potencias medianas a grandes, es decir desde 10 kW hasta varios MW. La interacción con la red, así como la estrategia de control adoptada, influye fuertemente en las propiedades del modelo.

7.7/1 Máquinas tipo stall

El modelo general para estos sistemas puede verse en la figura 7.6. Es posible distinguir los tres grandes submodelos, designados *modelo aerodinámico*, *drive-train* y *modelo del generador*. Además se incluye el control supervisor, pero no es tema de esta sección. Solo supondremos que se implementa alguna de las estrategias FSFP (*Fixed Speed Fixed Pitch*) ó VSCT/P (*Variable Speed with speed reduction at Constant Torque/Power*) discutidas en el Capítulo 6.

Nota: En los casos VSCT/P, el bloque Control Supervisor tiene injerencia (a través de un valor P_{ref}) sobre el bloque generador, por lo que la flecha que los une será bidireccional.

Figura 7.6/ Modelo para máquina stall



El *modelo aerodinámico*, como vemos, tiene como entradas la velocidad de viento V y la velocidad de giro normalizada. Es muy

similar a la planta sencilla de paso fijo estudiada en la sección inicial de modelos, cuyas ecuaciones (7.1) estaban dadas por:

$$P_{mec} = \frac{1}{2} \rho S C_p(\lambda) V^3 \quad \text{con } \rho [\text{kg/m}^3] = \text{densidad del aire, } C_p(\lambda) [\text{coefic. potencia, } \lambda = \frac{\Omega R}{V} \quad (7.1a)$$

$$T_{mec} = \frac{1}{2} \rho S R C_m(\lambda) V^2 \quad \text{con } \rho [\text{kg/m}^3] = \text{densidad del aire, } C_m(\lambda) [\text{coeficiente de momento} \quad (7.1b)$$

y donde la velocidad específica λ engloba la dependencia de los coeficientes tanto del viento V como de la velocidad de giro Ω , y S indica la superficie barrida por el rotor. Además, se cumple para los coeficientes que $C_p(\lambda) = \lambda C_m(\lambda)$.

La propiedad particular de este sistema es la autoregulación de potencia del bloque aerodinámico, mediante el fenómeno stall o pérdida aerodinámica que describimos en el capítulo 2, punto 2.5 (Figura 2.5 III). A determinada velocidad de viento, y suponiendo la velocidad de giro del rotor constante, el ángulo entre la velocidad de viento efectiva y la cuerda del perfil de la pala supera un cierto valor crítico α_c , que provoca la ruptura del flujo laminar sobre el perfil y la brusca caída de los valores de potencia mecánica. Es muy importante que la velocidad de giro permanezca constante o acotada. Si la máquina se embala, por ejemplo por una falla en la red, el fenómeno stall se produce sólo a vientos mayores, y probablemente la máquina se destruya antes.

En la figura 7.7 reproducimos una característica típica $C_p(\lambda)$ de un rotor de paso fijo. En funcionamiento normal, la velocidad específica $\lambda = \Omega R / V$ se mantiene cerca del valor 7, de máximo rendimiento. Durante el stall, el valor de V es alto, reduciendo el de λ y por lo tanto también el $C_p(\lambda)$.

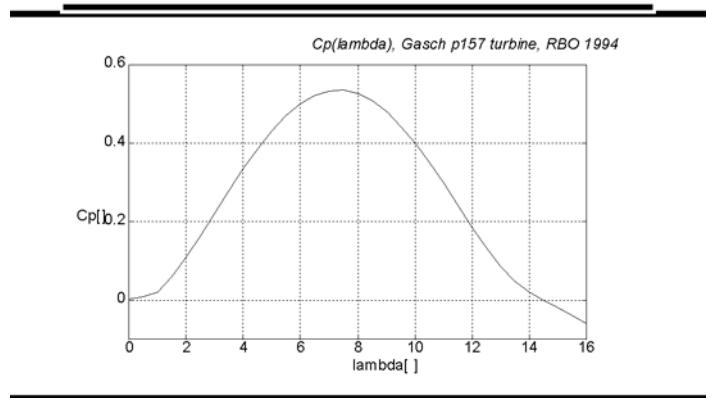
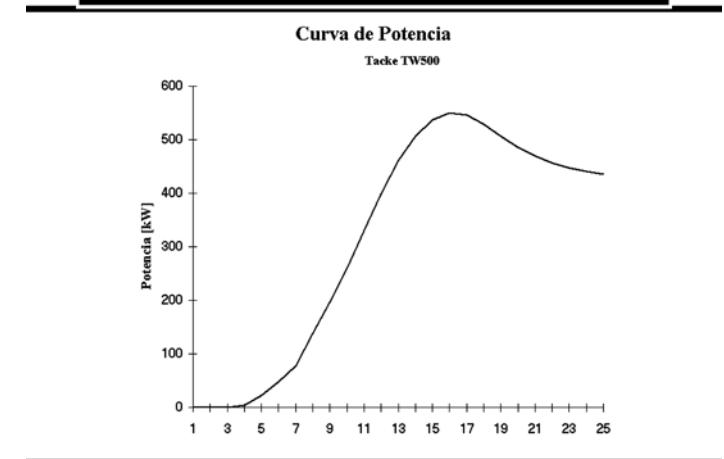


Figura 7.7/
Curva de Cp,
Maquina stall

Este tipo de regulación provoca fuertes turbulencias y vibraciones, por lo que las palas y la torre serán de mayor peso que las de los modelos pitch. El diseño de las palas y su ajuste durante el armado es crítico para lograr una regulación adecuada de potencia. La característica típica de potencia en función de la velocidad de viento de este tipo de máquinas se muestra en la figura 7.8.

Figura 7.8/
Curva máquina stall



La zona de limitación de potencia, a vientos fuertes, presenta una "loma" característica por el efecto stall.

El modelo del drive-train se describe en general por la ecuación utilizada ya en (7.5), o sea:

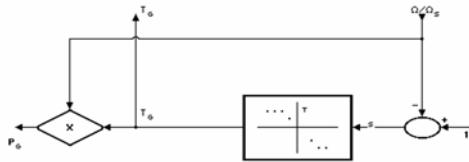
$$J \frac{d\Omega}{dt} = T(\Omega, V) - T_c(\Omega) \quad (7.5)$$

Es posible referir las revoluciones (Ω) al lado de alta o de baja velocidad, esto es del lado del generador o del lado del rotor, aunque lo normal es hacerlo desde este último. En este modelo se trata implícitamente a la caja de velocidades y a los acoples como un convertidor mecánico perfecto. Para máquinas de gran potencia, debe en general elaborarse más el modelo (ver [Hinrichsen84]), y la variable de control es el ángulo del rotor y no la velocidad de giro del mismo. Sin embargo, la aproximación resulta de utilidad en muchos casos para simular el comportamiento de las máquinas eólicas, debido a la gran inercia del conjunto rotor. El parámetro se expresa en forma normalizada a través de una constante de tiempo T .

El modelo generador es en una gran mayoría de los casos el correspondiente a una *máquina asíncrona con rotor en cortocircuito*. Esto es así debido a que su costo es inferior y su diseño y robustez probados. El esquema de regulación es típicamente FSFP, o sea de velocidad casi fija, con una variación típica de 10 % por encima de la velocidad sincrónica. Este resbalamiento es menor cuanto mayor la potencia del generador.

En estos casos la potencia entregada no puede ser influenciada por el Control Supervisor. Este tipo de máquinas requiere por lo tanto de redes fuertes, que puedan absorber toda la potencia del viento sin alterar la frecuencia. Esta característica ha sido resistida por las compañías que operan la red, y es una de las causas de su reducida utilización actual. El modelo generador asíncrono, puede verse en la **figura 7.9**.

MODELO DE GENERADOR ASINCRONO
ROTOR EN CORTO CIRCUITO
R. OLIVA 1995



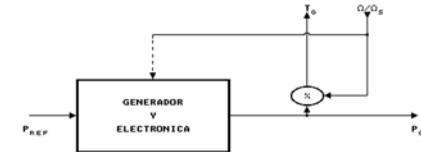
En este modelo, el torque resistente T_g que presenta el generador depende del resbalamiento s , que en generación es menor que 0, y se calcula de la forma habitual $1 - \Omega/\Omega_s$. El producto del torque resistente por la velocidad de giro, da la potencia que entrega el generador a la red.

Una alternativa menos habitual para máquinas *stall* es dotarla de algún esquema que permita la regulación de la potencia en el generador. Este esquema permite seguir una característica de control del tipo VSCT o VSCP, es decir de velocidad variable con reducción de velocidad a torque constante, o a potencia constante. Si bien se encuentra en funcionamiento en algunos sistemas (como el E18 de la firma alemana Enercon, que fue discontinuado en 1993), su funcionamiento requiere esfuerzos importantes de control. En algunos trabajos de investigación, como [Leithead90], se ha sostenido que resulta insuficiente dicho control para compensar los efectos normales de la turbulencia del viento, a menos que se la combine con

un control de paso de pala. La estructura del control tiene muchas variantes, pero en general toma la forma indicada en la **figura 7.10**.

Figura 7.10/ ■
ASG con control de rotor

MODELO DE GENERADOR
ASINCRONO CON CONTROL EN ROTOR,
O SINCRONO CON INVERSOR
R. OLIVA 1995



■ Figura 7.9/
Modelo de ASG

En este esquema, el control supervisor puede fijar una referencia de potencia P_{ref} al conjunto generador+electrónica de potencia. Este bloque puede consistir de un generador sincrónico con un rectificador, etapa de continua e inversor, o de un generador asíncrono con algún tipo de control rotórico. El conjunto es complejo, y tiene habitualmente un lazo interno de control de potencia, que permite fijar dicha referencia P_{ref} .

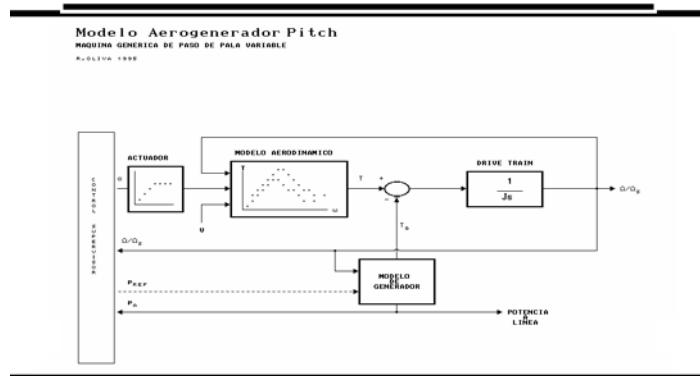
7.7/2 Máquinas tipo pitch

Las máquinas eólicas con regulación de potencia por paso de pala variable o *pitch regulation* tienen una serie de elementos comunes, a pesar de las distintas configuraciones que se han utilizado con éxito. En la **figura 7.11** podemos ver un diagrama general, desde el punto de vista del modelo, de este tipo de máquinas. Es importante notar que el control maestro modifica el ángulo longitudinal γ de las palas a través de un *bloque actuador*, y que por tanto se agrega una variable más a la determinación del torque de salida (T) del aerogenerador. Como vimos en el **capítulo 6** la expresión de este torque está dada por:

$$T_{mec} = \frac{1}{2} \rho S R C_m(\gamma, \lambda) V^2 \text{ con } \rho [\text{kg/m}^3] = \text{densidad del aire, } C_m(\gamma, \lambda) [\text{coeficiente de momento (6.6)}$$

donde λ es la velocidad específica. El *bloque actuador*, en general implementado eléctrica- ó hidráulicamente, tiene el efecto de atenuar a través de γ la magnitud del coeficiente C_m , y por lo tanto del torque impulsor. El torque resistente (T_g) depende del generador y de la potencia entregada a la línea o carga. El *bloque generador*

ha sido definido en forma genérica, debido a que existen varias configuraciones posibles. El *bloque aerodinámico* es similar al que se utilizó al estudiar la máquina tipo stall, con el agregado de la variación de C_m respecto al ángulo de calaje. Esta variación dista bastante de ser lineal, como se muestra en la **figura 7.12**. El desarrollo de un modelo linealizado del equipo en el entorno de un punto de operación puede tomar varias formas.

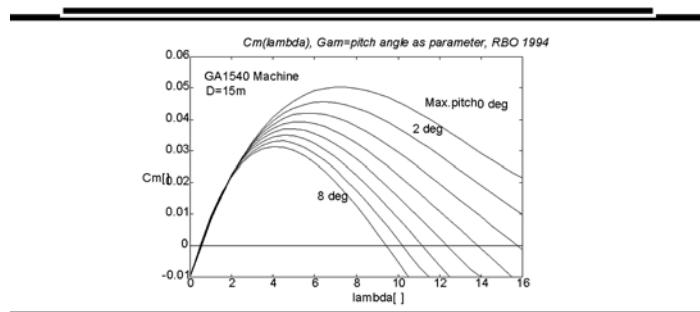


■ Figura 7.11/
Modelo
Aerogenerador
con control pitch

Nosotros nos basaremos en un esquema propuesto en [Gasch90] que toma la ecuación fundamental (7.5) levemente modificada:

$$J_{tot} \frac{\partial \Omega}{\partial t} = T_{mec}(\Omega, V) - T_G(\Omega) \quad (7.23)$$

para linealizarla en un punto \mathbf{B} , $[\mathbf{V}_B, \gamma_B, \Omega_B]$, con la suposición adicional de que el torque resistente tiene una variación lineal respecto exclusivamente a la velocidad de giro. El resultado puede observarse en la ecuación Eq 7.24:



■ Figura 7.12/
Variación C_m
(λ),
máquina Voest
GA1540

$$J_{tot} \frac{\partial \Omega}{\partial t} + \left[\frac{\partial T_G}{\partial \Omega} \Big|_B - \frac{\partial T_{mec}}{\partial \Omega} \Big|_B \right] \Omega = \frac{\partial T_{mec}}{\partial \gamma} \Big|_B \gamma + \frac{\partial T_{mec}}{\partial V} \Big|_B V \quad (7.24)$$

donde es posible obtener los coeficientes:

$$K_{MV} = \frac{\partial T_{mec}}{\partial V} \Big|_B = \frac{1}{2} \rho S R \left[2 V_B C_m(\lambda_B, \gamma_B) - \Omega_B R \frac{\partial C_m}{\partial \lambda} \Big|_B \right] \quad (7.25)$$

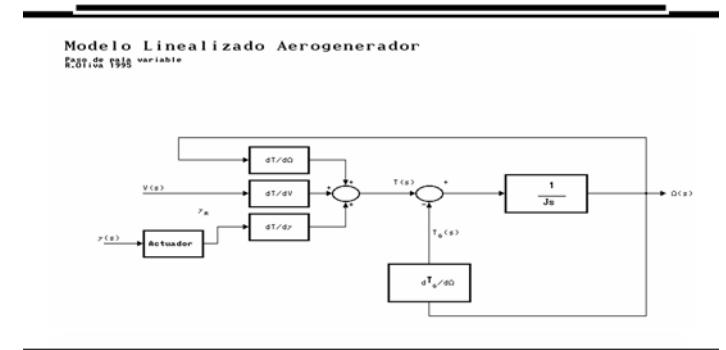
$$K_{MG} = \frac{\partial T_{mec}}{\partial \gamma} \Big|_B = \frac{1}{2} \rho S R V_B^2 \frac{\partial C_m}{\partial \gamma} \Big|_B \quad (7.26)$$

$$K_{MO} = \frac{\partial T_{mec}}{\partial \Omega} \Big|_B = \frac{1}{2} \rho S R^2 V_B \frac{\partial C_m}{\partial \lambda} \Big|_B \quad (7.27)$$

El valor del coeficiente $K_G = \frac{\partial T_G}{\partial \Omega} \Big|_B$ dependerá de la particular configuración del conjunto generador-electrónica de potencia.

En la **figura 7.13** podemos ver el esquema de control para éste modelo.

■ Figura 7.13/
Modelo de
Control linealizado
en un punto



En el caso del *actuador*, su modelización depende del accionamiento elegido. Debido a la fuerza considerable a desarrollar, lo más habitual es trabajar con un actuador hidráulico. Como la precisión de la ubicación es importante, sobre todo a velocidades de viento elevadas, es necesario incluir algún tipo de realimentación y un control con componente integral para compensar el error estacionario.

El modelo desarrollado para el actuador de la máquina Vöst-Alpine GA1540 puede observarse en la figura 7.14.

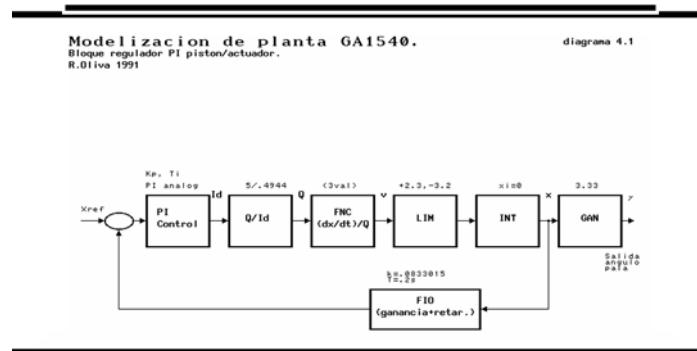


Figura 7.14/ Modelo GA1540 implementado en Tutsim [Oliva91]

Este actuador es de tipo hidráulico, basado en una válvula proporcional de corriente diferencial, y los detalles de su modelización pueden encontrarse en [Oliva91]. La válvula es accionada por un controlador maestro, que entregaba una tensión de referencia al bloque actuador. La respuesta temporal del sistema puede resumirse en un retardo no lineal, con una constante de tiempo mayor en movimiento desde bandera a máximo (unos 7 s) que en sentido inverso. Esta es una característica de este tipo de actuadores. El actuador posee un resorte que devuelve al pistón y por tanto a la pala a su posición de bandera en caso de falla en el sistema hidráulico, como una medida de seguridad. Los resultados de la simulación se aproximaron bastante a la realidad de las mediciones sobre el pistón. La notación utilizada está adaptada al programa Tutsim utilizado en ese momento, según:

- xref:** Entrada de referencia de posición, desde el control principal.
- PI Control:** Controlador PI de posición.
- Q/Id:** Transferencia entre caudal y corriente diferencial.
- FNC (dx/dt)/Q:** Transferencia entre velocidad lineal del eje y el caudal.
- LIM:** Limitador de velocidad, por limitaciones del pistón.
- INT:** Integrador.
- FIO:** Transferencia de primer orden, del transductor de posición.
- GAN:** Linealización entre desplazamiento lineal y ángulo.

Nota: El efecto del resorte de retorno debió ser agregado posteriormente al modelo.

7.8/ Notas finales sobre modelos

Las formas constructivas de las máquinas eólicas son muy variadas, y se ajustan a la aplicación específica y al medio para el que se las concibe. En las naciones industrializadas, las máquinas eólicas de última generación se utilizan casi exclusivamente para el suministro de energía eléctrica a la red pública.

Además, es posible hacer funcionar a las máquinas eólicas en redes aisladas, como ocurre muchas veces en sitios apartados, islas o en naciones en vías de desarrollo, donde las distancias o la distribución de las redes hacen difícil o antieconómico el acceso a la red pública. Allí éstos sistemas encuentran también aplicación en bombeo de agua, propulsión de motores y herramientas, calefacción y refrigeración.

La gran variedad de las aplicaciones de las máquinas eólicas hacen que la construcción de un modelo único sea técnicamente irrealizable. Asimismo, el crecimiento exponencial de una industria eólica ha hecho que muchos modelos matemáticos para el control de las máquinas, que se desarrollaban en ámbitos académicos a fines de los '80, se fueron convirtiendo en secretos industriales. Esto ocurrió notoriamente con las máquinas pitch de velocidad variable, en sus nuevas generaciones con generadores en anillo o de imanes permanentes. Se discuten en el capítulo siguiente algunas implementaciones de modelos orientados a generación de potencia eléctrica, tanto en su configuración para red como para sistemas aislados.

Introducción a los modelos y Control de maquinas eólicas I

I Ing. Rafael Oliva I

8 ■ /PARTE II - Modelos y técnicas de control de máquinas eólicas. Aplicaciones

. APLICACIONES Y CONEXIÓN A RED DE MÁQUINAS EÓLICAS

_ 8.1 Máquinas de baja potencia

_ 8.2 Esquemas con generador asíncrono para conexión a red

_ 8.3 Esquemas con generador síncrono



.8 APLICACIONES Y CONEXIÓN A RED DE MÁQUINAS EÓLICAS

Se tratan aquí la aplicación de los modelos tratados en el **capítulo 7**, para categorías de baja potencia, máquinas con generadores asincrónico y sincrónico.

8.1/ Máquinas de baja potencia

Las máquinas eólicas para generación eléctrica de baja potencia, hasta unos 10 kW, han sido utilizadas para carga de baterías desde principios de siglo. Últimamente están encontrando aplicaciones en otros campos, como el bombeo de agua eolo-eléctrico y la alimentación a redes. Resultan convenientes en lugares remotos con buenos promedios de viento, y es muy común utilizarlas para alimentación de sistemas aislados en combinación con baterías estacionarias sin mantenimiento y paneles fotovoltaicos. Dos aplicaciones importantes son los accionamientos de válvulas en oleoductos, y la alimentación de estaciones de comunicaciones o telecomando.

8.1/1 Requerimientos para carga de baterías

El almacenamiento en baterías resulta una alternativa económica para sistemas de generación aislados, con costos de transporte y suministro de combustible elevados. Los tipos de baterías utilizados son las llamadas *baterías de ciclo profundo*, que están optimizadas para un mayor número de ciclos de carga-descarga que las baterías de automotor convencionales. Estas últimas se optimizan para picos importantes de descarga (arranque). Las estadísticas indican que el 85 % del mercado de baterías estacionarias lo cubren las de plomo-ácido, seguidas por las de níquel-cadmio y otras tecnologías (Ni-Metal o Li-Ion) de menor difusión pero futuro promisorio por su mejor densidad energética por unidad de peso. Las de Ni-Cd soportan en general mayor cantidad de ciclos de carga/descarga (3000 aprox.) que las de plomo-ácido (1000-1500 ciclos), pero tienen un costo mayor.

Nota: Dentro de las baterías de Pb-Acido, se encuentran en una escala de costo creciente las semiestacionarias,



las estacionarias convencionales (con mantenimiento), las estacionarias de tipo tubular o de vaso, y las estacionarias de gel, de primera calidad y sin mantenimiento.

Las baterías de Pb-ácido tienen una tensión nominal de 2 V por celda (V_{pc}) y las de Ni-Cd una tensión de 1.2 V_{pc} . Las limitaciones que debe respetar el conjunto cargador-demanda para una batería típica de Pb-ácido son las siguientes:

- Tensión máxima de carga < 2.75 V_{pc}
- Tensión de descarga > 1.75 V_{pc}

La corriente de carga se debe mantener por debajo de 1/10 de la capacidad en Ah de la batería, es decir:

$$I_{M(carga)} < \frac{C_{Bat.}}{10 * 1h} \quad C_{bat}[Ah] \quad (8.1)$$

Capacidad necesaria:

En [DEWI92] y [LeGourrieres83] se sugieren expresiones similares a la siguiente para el dimensionamiento de un banco de baterías:

$$C_{Bat.} > (1 + FS) \frac{24n P_m}{V_{Bat.}} ; \text{ con } \begin{cases} P_m = \text{Potencia media de la carga} \\ n = \text{Nr. máximo de días sin Viento} \\ V_{Bat.} = \text{Tensión de batería} \end{cases}$$

El valor **FS** es un factor de seguridad, que en general vale 0.15 a 0.3, y el de **n** puede estimarse a partir de las estadísticas locales de viento, y de las consideraciones de costo.

8.1/2 Diagrama general del cargador de baterías

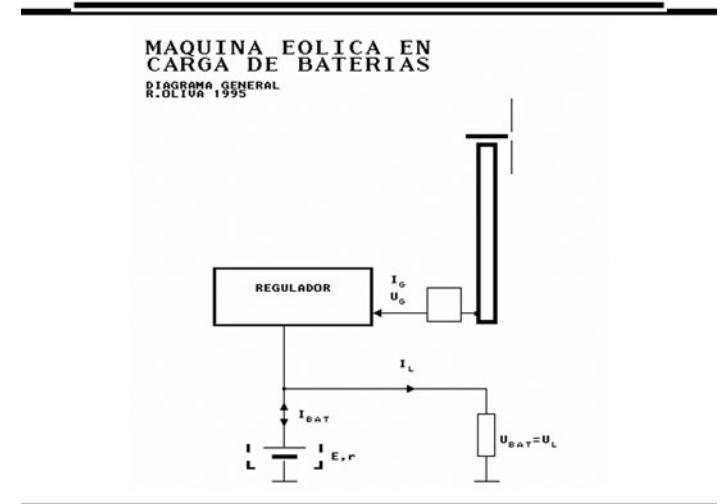
En la figura 8.1 podemos observar la representación genérica de una combinación de máquina eólica con cargador de baterías. Además, se simboliza el consumo como una resistencia R_L .

Con buen viento, el generador de la máquina eólica produce una tensión suficiente como para aportar corriente al conjunto batería- R_L . El regulador se encarga de impedir que la batería aporte energía al generador si la tensión del mismo baja demasiado, y de evitar la destrucción de la batería por excesiva tensión cuando sobra viento.

La ecuación general de la tensión de salida del circuito, considerando una tensión en vacío de batería **E** y una resistencia interna **r**, es la siguiente:

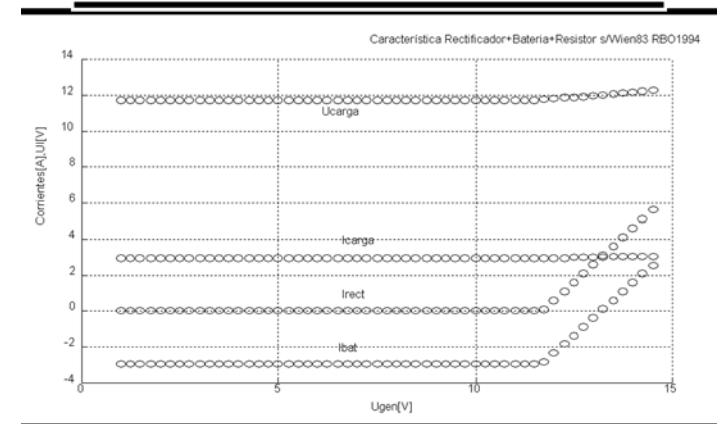
$$U = \frac{E + rI_G}{\left(1 + \frac{r}{R_L}\right)} \quad E[\text{Volts}], r, R_L[\Omega] \quad (8.2)$$

Figura 8.1/ Esquema básico de cargador



El comportamiento de este sistema puede verse en la figura 8.2 donde se grafican las variables considerando una tensión de barrera de 12 V, y una I_L de 3 A, en función de la tensión de salida U_{gen} del generador de la máquina eólica.

Figura 8.2/ Tensiones y corrientes en cargador

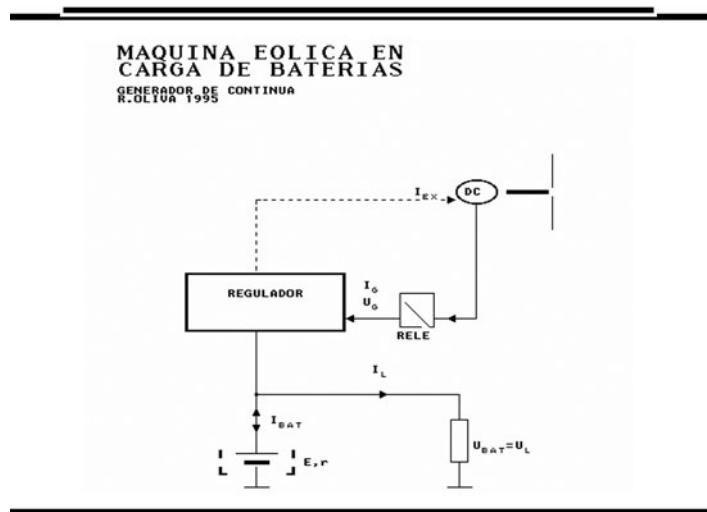


8.1/3 Configuraciones usuales

Los cargadores de baterías responden en general a alguna de tres categorías básicas:

- (1)** Generador de continua con regulador
- (2)** Generador de alterna con control por campo + rectificador
- (3)** Generador de alterna de imanes permanentes + rectificador y regulador.

Los sistemas de **(1)** han caído en desuso, debido a problemas de mantenimiento. Sin embargo, siguen existiendo en algunas instalaciones. La configuración habitual se muestra en la **figura 8.3**. Los diseños más elementales utilizan un relé de corte, cuando la tensión de la batería excede un valor máximo prefijado.



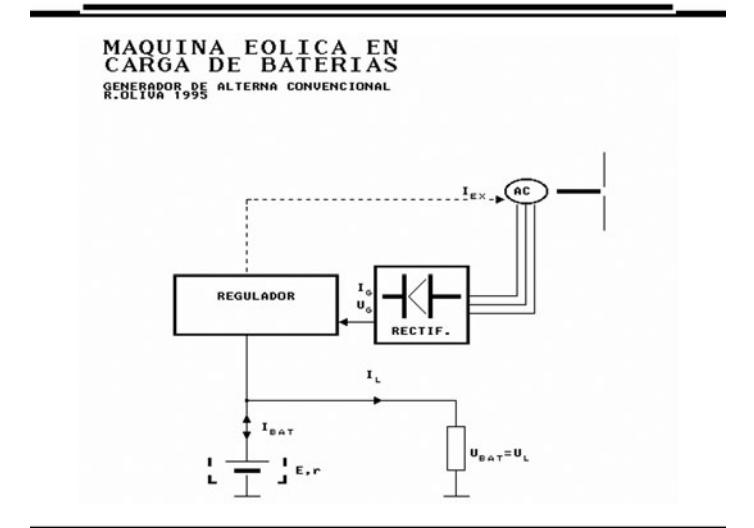
■ Figura 8.3/
Turbina con
generador de CC

La alternativa **(2)** comprende el uso de un alternador convencional con conexión para la fuente de excitación, de corriente continua. El alternador alimenta un puente de diodos convencional. La excitación puede controlarse por una señal continua o por pulsos de distinto ancho (PWM), o duración. El esquema de control por trenes de pulsos a través de un microprocesador [Sadr&Dupuy91] utilizando un algoritmo MPPT (*Maximum Power Point Tracking*), es utilizado en algunos reguladores (similares a los de paneles fotovoltaicos), aunque la mayoría de los sistemas utilizan ahora generadores de

imán permanente. Las mediciones requeridas para el control son la corriente de salida, y la velocidad de giro. La variable de control, la excitación.

El control debe fijar una velocidad mínima de giro y un nivel de histéresis adecuado, como condición de conexión para la corriente de excitación, para evitar que en vientos leves el aparato se conecte y desconecte continuamente. En general se utilizan alternadores convencionales de automóvil, por lo que los rangos de velocidad de giro hacen necesaria una caja multiplicadora de velocidad. En la **figura 8.4** vemos un circuito típico que utiliza ésta configuración circuital.

Figura 8.4/
Turbina con
alternador



La configuración más común en las máquinas modernas de baja potencia es la que se indica en **(3)**, es decir generadores de alterna trifásicos de imanes permanentes, y un rectificador-regulador para controlar la tensión de carga a las baterías. El uso de imanes permanentes elimina la necesidad de una corriente de excitación y el problema de mantener anillos y contactos rozantes de alta velocidad en buen estado. Además, la fabricación de generadores multipolo (con buen rendimiento a bajas RPM) permite eliminar la caja multiplicadora de velocidad, que es un costo adicional y un ítem más del mantenimiento. El esquema habitual de estas máquinas puede verse en la **figura 8.5**.

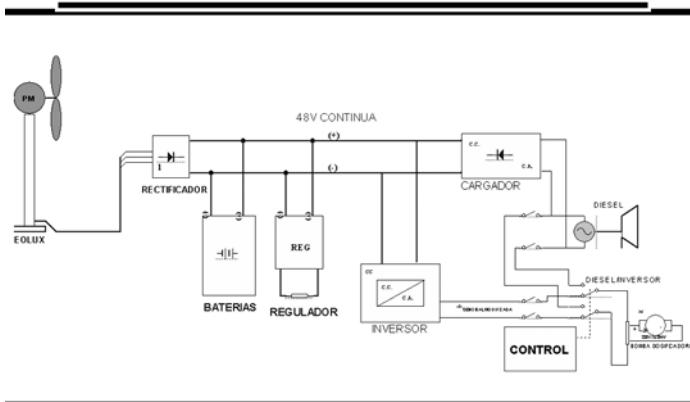


Figura 8.5/
Turbina con
Generador de
Imán permanente,
regulador shunt y
anexos

La salida del generador es trifásica de frecuencia y tensión variables, y es convertida a CC a través de un rectificador fijo ó controlado. En la figura 8.5 se observa un sistema típico con rectificador fijo y regulador shunt (paralelo), utilizado en aerogeneradores de fabricación nacional para bancos de baterías de 48 V. El regulador monitorea la tensión del banco de baterías, y si la misma crece por encima de valores recomendados (por excesiva inyección de corriente), deriva corriente hacia la resistencia calefactora (ó "fantasma") asociada al regulador. En dicha figura se observa también el convertidor de CC a CA (o inversor) que proporciona 220V/50 Hz monofásicos a partir de los 48 V de continua, y el cargador asociado a un equipo Diesel optativo que se enciende en épocas de viento reducido. En muchos casos se utiliza un inversor con cargador incorporado. El aerogenerador en estos casos debe contar además con alguna limitación mecánica de potencia.

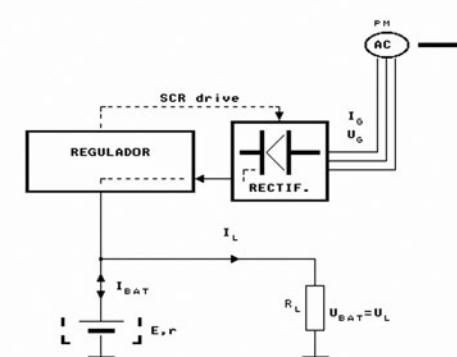
Otra configuración utilizada en generadores de origen norteamericano [Bergey95] es el puente trifásico con el ramal positivo integrado por tiristores, y el negativo por diodos, que configura un regulador serie (figura 8.6). Según las expresiones que se utilizan en electrónica de potencia, un puente de onda completa de éste tipo tiene una tensión de salida:

$$U_B = \frac{3\sqrt{6}}{\pi} U_G \left(\frac{1 + \cos \alpha}{2} \right) ; \quad U_G \text{ es la Tensión de fase del Generador. } \alpha = \text{ang. disparo} \quad (8.3)$$

La fórmula vale mientras exista tensión de disparo en las compuertas de los tiristores, a un retraso α dado por el controlador de acuerdo a la tensión medida sobre la salida U_B .

Figura 8.6/
Turbina con
Generador de
Imán permanente,
regulador serie
con tiristores

MAQUINA EOLICA EN
CARGA DE BATERIAS
GENERADOR DE ALTERNA
DE IMANES PERMANENTES
R. OLIVA 1995



El control de los tiristores a través del ángulo de disparo α se basa en la tensión registrada en bornes de la batería/carga. A tensión reducida, el molino entrega toda la potencia del molino hasta un cierto límite I_{max} , para evitar el daño a la batería. El molino tiene una limitación mecánica de la potencia, por si la tensión es de más de $2.35 V_{dc}$ y la disponibilidad de viento excesiva. Este esquema tiene la ventaja de un reducido desgaste, y la confiabilidad es elevada si la limitación mecánica de potencia actúa adecuadamente.

8.2/ Esquemas con generador asíncrono para conexión a red

Se analizarán aspectos de la utilización de generadores asíncronos en una máquina eólica, para alimentación a redes trifásicas. Esta configuración es una de las más económicas y difundidas para generación en paralelo con redes fuertes. Un tratamiento más detallado de los tipos de generadores y sus características se ha realizado en el **Capítulo 4**. Las configuraciones posibles son:

- _ Rotor en cortocircuito
- _ Variación discreta de resistencia rotórica
- _ Convertidor supersincrónico/cicloconvertor
- _ Cicloconvertor doble-alimentado

Los generadores asíncronos se adaptan bien a la conexión directa a red de generadores eólicos, debido sobre todo a que dicha conexión es inherentemente más *elástica* (permite variaciones de velocidad) que la que forma un generador síncrono en un sistema convencional. La naturaleza estocástica del viento hace que, al usarse como fuente energética, el rendimiento sea mayor y los esfuerzos estructurales menores si el vínculo con la red es elástico.

8.2/1 Revisión del principio de funcionamiento

El campo rotante a la frecuencia de red en el estator de un generador asíncrono induce en el rotor una tensión, cuya frecuencia depende de la velocidad de rotación del conjunto. Con rotor detenido, esta frecuencia es igual a la de red, o frecuencia sincrónica. El sistema trabaja, en caso de rotor en corto, como un transformador con salida cortocircuitada. A través de la corriente del rotor y del entrehierro, se forma en el rotor una fuerza tangencial, que pone al rotor en movimiento si se trata de un motor, o que resiste ese movimiento en el caso de funcionamiento como generador.

El circuito equivalente puede verse en la **figura 8.7**.

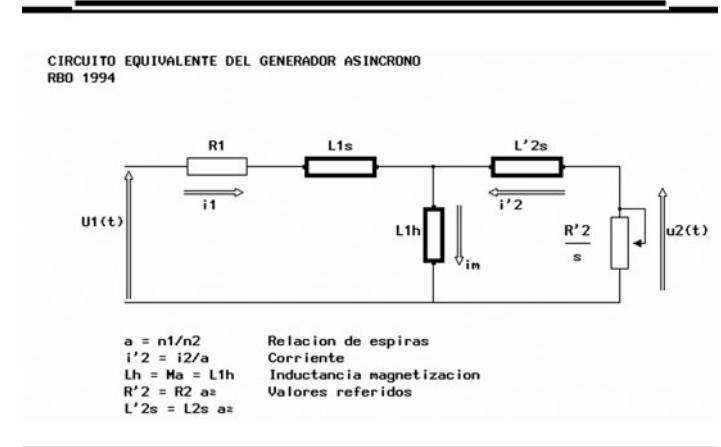
Como recordamos del **Capítulo 4**, el resbalamiento s está dado por la expresión:

$$s = \frac{n_{syn} - n_{mec}}{n_{syn}} \quad (4.2 - \text{en Generación, } s < 0)$$

donde la velocidad angular sincrónica es:

$$n_{syn} = \frac{60 f}{p} \quad \text{en RPM} \quad (4.1)$$

Figura 8.7/ ■
Circuito equivalente del generador asíncrono



La inductancia de magnetización L_h simboliza el consumo de corriente reactiva necesario para magnetizar el rotor, responsable del bajo factor de potencia de estas máquinas. A su vez, la resistencia del rotor R'_2 sólo puede ser variada en las máquinas con rotor bobinado, y anillos rozantes. Los parámetros del rotor están dados por las expresiones:

_ Frecuencia del rotor

$$f_2 = s f_0 \quad f_0 \text{ es la frecuencia de la red} \quad (8.4)$$

_ Tensión en terminales rotor

$$E_2 = s E_{oc} \quad E_{oc} \text{ es la Tensión Induc. en el Rotor a circ. abierto} \quad (8.5)$$

Ambos parámetros son variables en máquinas con rotor bobinado, para ajustar las características par-velocidad de la máquina. Estos parámetros son comunes a las máquinas asíncronas convencionales, y su tratamiento exhaustivo puede encontrarse en la literatura de referencia indicada en el **Capítulo 4**.

8.2/2 Generadores con rotor en corto circuito

El esquema general para máquinas asíncronas con rotor en cortocircuito, es el que se ve en la **figura 8.8**.

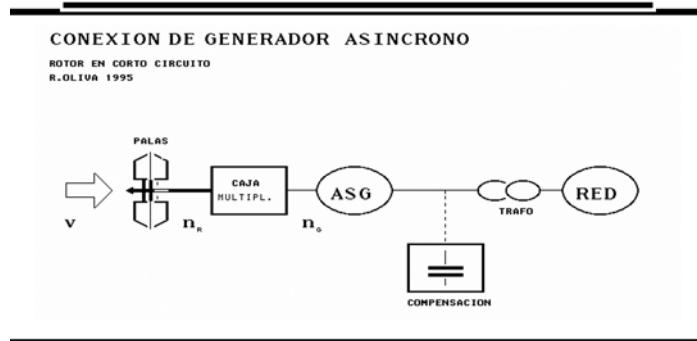


Figura 8.8/
Turbina eólica con
Máquina Asíncrona

Al igual que con los motores, los generadores de este tipo (llamados también *squirrel-cage* o “jaula de ardilla”) son confiables, económicos y requieren poco mantenimiento. Proveen una característica torque-velocidad relativamente elástica, sobre todo para máquinas de potencia mediana y pequeña, y fueron de uso muy difundido hasta fines de los ‘90. Podemos ver esta característica, normalizada, para dos generadores asíncronos de la máquina experimental Debra DB25 (100 kW), en la figura 8.9. El control de esta máquina conecta el generador I, de 30 kVA, en 6 polos (1000 RPM) para vientos débiles, y para vientos fuertes conmuta el generador I a 4 polos (1500 RPM) en paralelo con el generador II, de 55 kVA y 4 polos. El efecto que se logra es maximizar el C_p en dos franjas de velocidad de viento, sin el costo adicional de operar a velocidad variable.

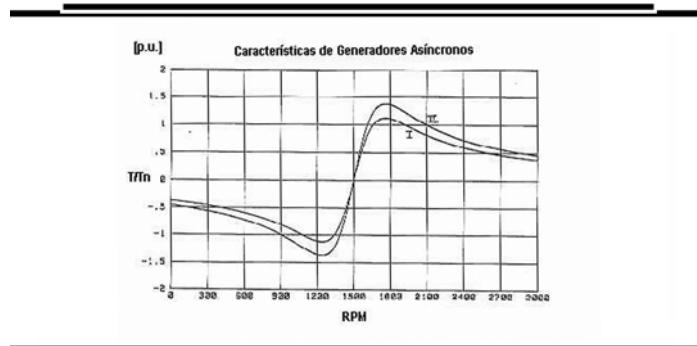
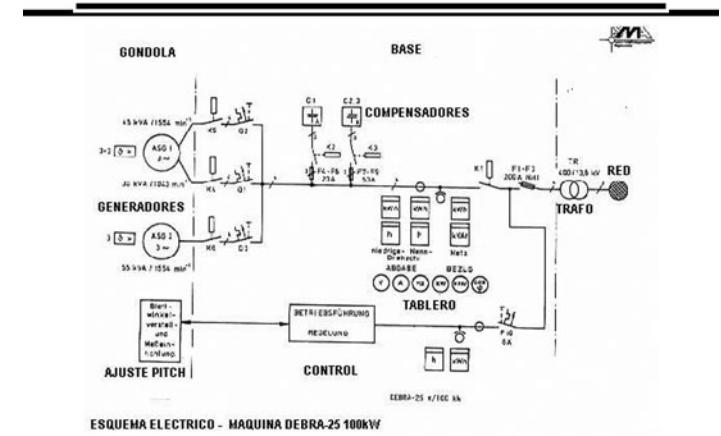


Figura 8.9/
Curva par
-velocidad de giro de
generador asíncrono
(Debra 100kW)-
Gent. DEWI

La distribución eléctrica y conexionado para estos generadores podemos verla en la figura 8.10, incluyendo el esquema del control, los dos niveles de compensación de reactiva y los contactores de conexión.

El instrumental de panel de la máquina muestra los parámetros eléctricos significativos del sistema. Obsérvese que el cableado del generador I, (ASG 1) lleva un total de 6 cables, 3 de ellos para la conexión en 6 polos de baja velocidad, y los restantes para conexión en 4 polos. El control los conecta en secuencia, pero permite primero la variación de velocidad correspondiente a cada nivel, en cuyo intervalo no se conecta ninguno de los bobinados a la red. El generador II sólo es conectado para vientos suficientes, en el nivel de carga II y a 1500 RPM.

Figura 8.10/
Esquema eléctrico
DB-25 (Gent. DEWI)

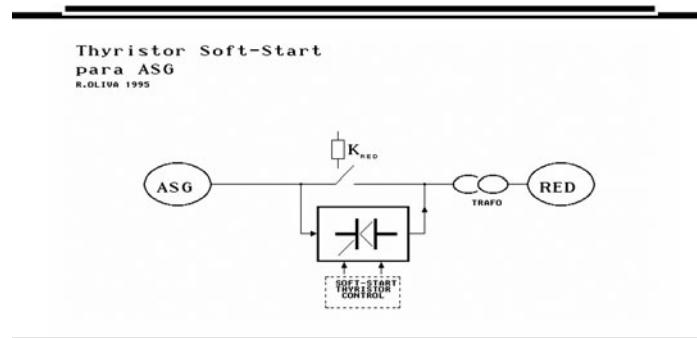


El consumo de reactiva es relativamente grande para estos generadores y aumenta junto con la potencia nominal, por lo que el control va conectando bancos de capacitores en D para cada nivel. Por ejemplo, al ASG1 tiene un factor de potencia de 0,85 a la potencia de 30 kVA. El banco de compensación 1, que se conecta en este nivel, es de 7,5 kVAr. El factor de potencia empeora considerablemente si el generador opera por debajo de 10 kW, y el consumo mínimo de reactiva es de 4 kVAr.

8.2/3 Conexión a red soft-start con tiristores

La sincronización de la máquina con la red no es crítica en el caso de los generadores asíncronos, como lo es en las máquinas sincrónicas. Sin embargo, se producen picos de corriente durante la conexión, (típicamente de $10 I_{nom}$ o más) que pueden afectar desfavorablemente a la red u otros usuarios conectados a la misma, además de requerir un dimensionado especial de los costosos contactores. La mayoría

de las máquinas eólicas que utilizan generadores asincrónicos tipo *jaula de ardilla* poseen para el arranque un sistema de tiristores como el que se muestra en la **figura 8.11**. La función de este circuito es modular gradualmente con los tiristores la tensión de línea aplicada al generador en forma de rampa, de menos de 1 segundo de duración, y luego puentear el nexo con un contactor una vez que la corriente alcanza valores aceptables.



■ Figura 8.11/
Arranque suave
con tiristores para
generador asincrónico

Al tratar la compensación de máquinas con rotor en cortocircuito, vemos que el factor de potencia empeoraba a potencias bajas. Esto es debido a que los requerimientos de corriente de magnetización pasan de implicar un 1 ó 2 % de la potencia de salida a valores nominales de potencia, a constituir un 20 % de la potencia de salida si trabajamos a 1/5 de la capacidad nominal. Se ha demostrado [Bourbeau87] que modulando con tiristores la tensión aplicada al generador se puede lograr que el porcentaje de potencia de 1 ó 2 % se mantenga para todas las potencias de salida. El fabricante de estos controladores especiales, *Enerpro*, (<http://www.enerpro-inc.com>) desarrolló en los '90 un contactor con tiristores sobredimensionados de accionamiento permanente (incluso *soft-start*), y sostenía que los incrementos cercanos al 5 % de la energía anual producida compensan el gasto adicional de sus equipos. En la mayoría de las máquinas modernas, la utilización de generadores asincrónicos de rotor bobinado hace innecesario el esquema de arranque suave.

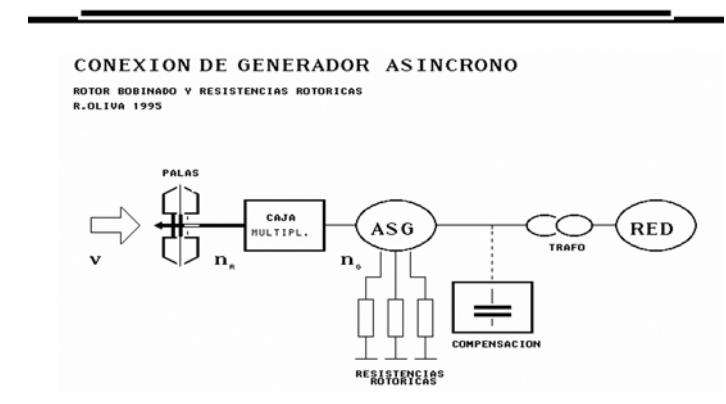
8.2/4 Generadores con rotor bobinado

Las características de elasticidad de los generadores eólicos en conexión a red empeoran para potencias grandes. La conexión es

más rígida ya que el s nominal se reduce, y es difícil lograr rangos adecuados de velocidad. En años recientes y para potencias por encima del megavatio, se justifica el uso de rotores bobinados. La forma más sencilla es la manipulación de la resistencia rotórica R'_2 de modo de aumentar la elasticidad. El **aumento de la resistencia rotórica** tiene el efecto de reducir la pendiente de la curva par-velocidad en la zona lineal o cuasi lineal de operación, cerca de la velocidad sincrónica. Esto se utiliza para mejorar el par de arranque de los motores asincrónicos, y en el caso de los generadores para máquinas eólicas se utiliza para dar mayor elasticidad a su acople con la red. Es decir, la reducción de la pendiente de la curva permite a la estructura *absorber* con menor esfuerzo los incrementos de la velocidad de viento V .

En la **figura 8.12** vemos la configuración básica con resistencias rotóricas ajustables. Se ha experimentado a inicios de los '90 con configuraciones de resistencia rotórica variable en máquinas experimentales de tamaño superior al megavatio, como el AWEC60, y también por empresas como Vestas con su sistema OptiSlip. Sin embargo, la característica más elástica se lograba a costa de una gran disipación de energía rotórica en los resistores. Es por ello que se los ha reemplazado en muchos casos [el mismo AWEC60 lo implementa] con un *cicloconvertor* o *convertidor supersincrónico*.

■ Figura 8.12/
Turbina con
generador asincrónico
bobinado y
resistencias rotóricas



El principio de funcionamiento de los primeros cicloconvertidores [Wildi83] puede verse en la **figura 8.13**, y se basa en la realimentación de la potencia del rotor en la red a través de un conjunto rectificador e inversor. Con la notación de la figura, tenemos:

$$E = sE_{oc} \quad \text{Eoc es la Tensión Induc.en el Rotor a circ. abierto}$$

$$E_d = 1,35 E \quad \text{Ed es la Tensión rectificad}$$

$$E_2 \cong E_d \quad \text{Si la caída en L es despreciable} \quad (8.5)$$

Se ha supuesto que la caída de tensión continua en L es despreciable. A su vez, la corriente I_d es alimentada a la red a través de un inversor de 6 pulsos y un transformador cuya tensión secundaria es E_T .

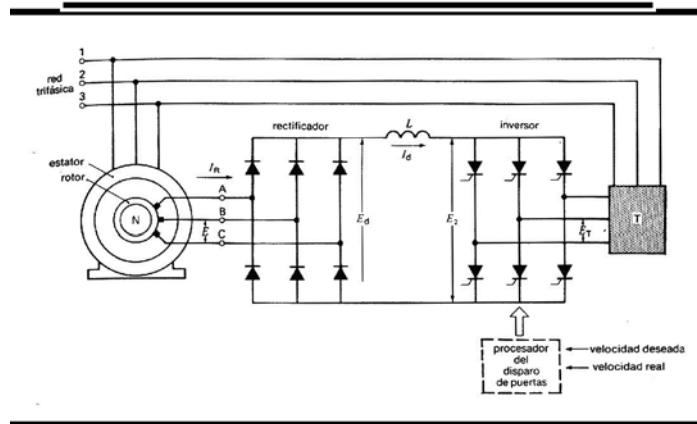


Figura 8.13/
Cicloconvertidor en máquina asíncrona de rotor bobinado [Wildi83]

La relación entre las tensiones para un inversor de este tipo puede escribirse:

$$E_2 = 1,35 E_T \cos \alpha \quad \alpha \text{ es el ángulo de disparo} \quad (8.6)$$

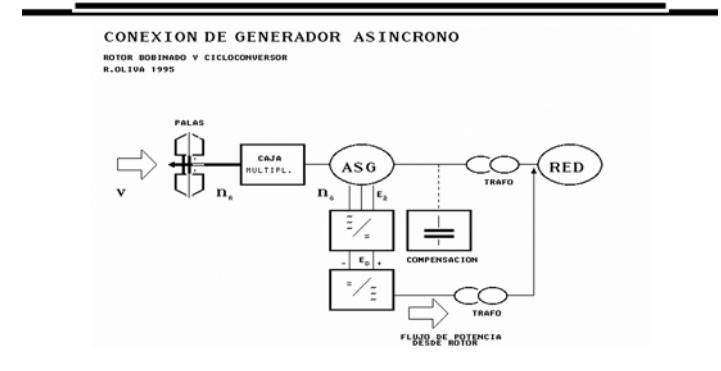
de donde resulta, combinando con las expresiones 8.5:

$$s = \frac{E_T \cos \alpha}{E_{oc}} \quad \alpha \text{ es el ángulo de disparo. } E_{oc} \text{ y } E_T \text{ constantes} \quad (8.7)$$

Como puede verse, el ángulo α de disparo del inversor permite controlar el resbalamiento s , y logra la alteración de la característica de par de la máquina (con R'_2 / s) con buen rendimiento, ya que no existe disipación considerable de potencia rotórica. Sin embargo, el uso de tiristores de conmutación lenta y fuerte generación de armónicos ha sido desplazado casi completamente en la actualidad por los más veloces IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistors).

La configuración completa la vemos en la figura 8.14, que muestra el flujo de la potencia rotórica hacia la red. Se denomina conversor supersincrónico porque sólo habilita a la máquina a trabajar por encima de la velocidad de sincronismo, y los rangos logrados para máquinas del orden de 1 MW fueron del 10 % o mejores [AWEC60], y esto fue utilizado también por sistemas comerciales (Vestas). Se desarrollaron variantes respecto a la alimentación rotórica, ya que utilizando circuitos más complicados fue posible lograr un **flujo bidireccional de potencia** (ASG *doble-alimentado* ó DFIG - *Doubly Fed Induction Generator*). Ante una racha de viento creciente, el sistema se acelera, y el incremento de velocidad se traduce en energía rotórica alimentada a la red. Ante la caída del viento, la desaceleración se amortigua tomando energía rotórica.

Figura 8.14/
Generador asíncrono con rotor bobinado y convertidor supersincrónico



La velocidad es regulable en un rango amplio. El caso experimental más conspicuo de la utilización de esta técnica fue el aerogenerador experimental alemán GROWIAN I, de 3 MW y 100 m de diámetro de palas, que debió ser desmontado en 1988 por problemas mecánicos. El rango de variación de velocidad era de +/-20 % respecto a la sincrónica, a través de un realimentador de corriente y de un cambiador de frecuencia para el rotor, sumamente complejo y costoso para la época. Como ventaja adicional, fue posible regular el factor de potencia del sistema, como ocurre con el generador síncrono. Hoy en día, los DFIG se utilizan ampliamente en máquinas comerciales (Vestas, GE entre otras) con convertidores "back-to-back" bidireccionales utilizando IGBTs, y logran rendimientos y confiabilidad elevados. La potencia de estos equipos va de uno a varios megavatios.

8.3/ Esquemas con generador síncrono

La utilización de generadores sincrónicos en máquinas eólicas ha sido más compleja en comparación con los generadores asíncronos para alimentación a redes trifásicas. Las configuraciones posibles se reducen a:

- _ **Conexión directa a la red (n fijo ó n variable con convertidor hidrodinámico)**
- _ **Conexión a red mediante circuito intermedio de CC e inversor, generador síncrono con excitación o de imanes permanentes (n variable)**

El campo rotante de los generadores sincrónicos puede lograrse a través de un bobinado de excitación por el que circula corriente continua (generadores convencionales), o través de imanes permanentes. En años recientes, la disponibilidad de imanes con tierras raras como el neodimio y otros materiales han permitido la construcción de generadores sincrónicos de excitación fija de varios megavatios. Los generadores sincrónicos convencionales, con excitación por bobinados, tienen una característica torque-velocidad vertical, es decir que las variaciones de velocidad en conexión directa con una red no son posibles en funcionamiento normal. Las variaciones angulares (ver Capítulo 4) dan una idea de la potencia entregada. En usinas convencionales, la utilización de este tipo de generadores es factible por la posibilidad de lograr, a un costo razonable, una excelente regulación de velocidad de giro de una turbina o motor convencional. La regulación se logra con servomecanismos ó inyección de combustible ó mezcla en motores, o flujo de agua en el caso de turbinas hidráulicas. La ventaja de poder regular el factor de potencia es también de suma importancia.

La naturaleza estocástica del viento hace que, al usarlo como fuente energética, los esfuerzos estructurales son mayores si el vínculo con la red es inelástico. La estructura debe absorber los esfuerzos de torque a menos que se instrumenten complicados controles de paso de pala o amortiguadores mecánicos sobre el generador. El esquema de conexión directa ha sido utilizado en máquinas experimentales de gran tamaño (MOD-1,2, WTS3/ Maglarp) y además en aerogeneradores pequeños para redes sin requerimientos importantes de estabilidad de frecuencia.

Según se observó en 4.1, se han desarrollado recientemente mecanismos más avanzados de acople como el WinDrive de la

empresa Voith de Alemania, basado en un convertidor hidrodinámico acoplado a una caja multiplicadora de tipo planetario. Estos sistemas actúan como una caja automática convencional de automotores, adaptando la velocidad variable del rotor (debido a las ráfagas de viento) a una velocidad constante del lado del generador síncrono. Se reducen de esta manera los esfuerzos mecánicos.

En los demás casos, se utiliza el circuito intermedio de continua e inversor, que desacopla la característica rígida del generador síncrono de la frecuencia fija de la red.

8.3/1 Revisión del principio de funcionamiento – generador convencional

En este tipo de máquina el rotor es excitado con una fuente controlable de *corriente continua*. La forma en que ésta llega al rotor depende de la construcción, aunque frecuentemente se hace a través de anillos rozantes ó escobillas. Las corrientes que circulan en el estator con frecuencia f_1 generan un campo rotante. La velocidad de giro es fija cuando se conecta directamente a la red, pero varía en los casos de conexión indirecta.

La corriente continua de los bobinados del rotor genera otro campo *anclado al del estator*, y por lo tanto las RPM del rotor son fijas y dadas por:

$$n = \frac{60 f_1}{p} \quad \text{n en RPM, } f_1 \text{ en Hz} \quad (8.8)$$

donde f_1 es la frecuencia de la red, y p el n° de pares de polos.

La máquina en vacío se comporta como un generador de tensión alterna E_o , controlado por la corriente de excitación i_{ex} , según vemos en la figura 8.15 para una fase del generador. La resistencia interna es en general muy baja, y la reactancia sincrónica depende de la construcción y del régimen de funcionamiento.

En el caso de conexión directa a la red, el circuito equivalente es perfectamente utilizable. En caso de estar en una red aislada, la carga será una impedancia, y si se trata de una conexión en paralelo con otros sistemas, se considerará una fuente de tensión como carga, a la que se aporta potencia activa. La potencia reactiva se podrá tomar o ceder, dependiendo del ajuste de i_{ex} . Para máquinas de velocidad de giro variable y conexión indirecta, el modelo se complica ya que entran en juego otras características transitorias y las alinealidades de la máquina. El estudio es más complejo.

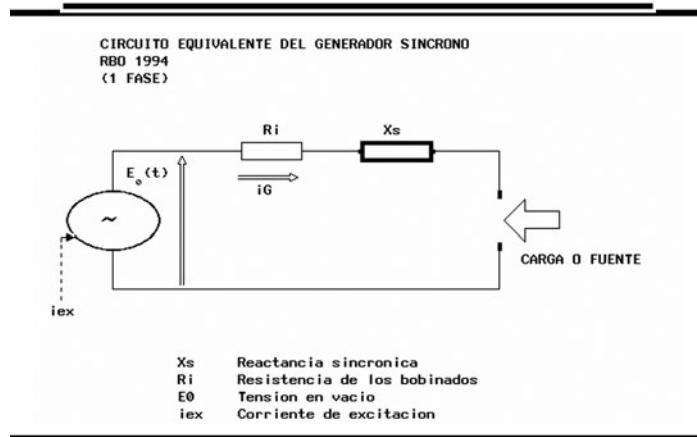


Figura 8.15/
Generador sincrónico convencional

8.3/2 Conexión directa a red

En esta configuración, el estator de la máquina se conecta a la red mediante un adecuado sistema de sincronización. En general se requiere de un efectivo mecanismo de regulación de paso de pala para lograr una conexión sin oscilaciones. En máquinas grandes, la conexión se realiza a través de impedancias que amortiguan el impacto, o a través del mencionado sistema hidrodinámico (Voith). La corriente de excitación se toma de la red mediante un rectificador con anillos rozantes, o por un sistema autoexcitado (inducción). En la figura 8.16 vemos el diagrama correspondiente.

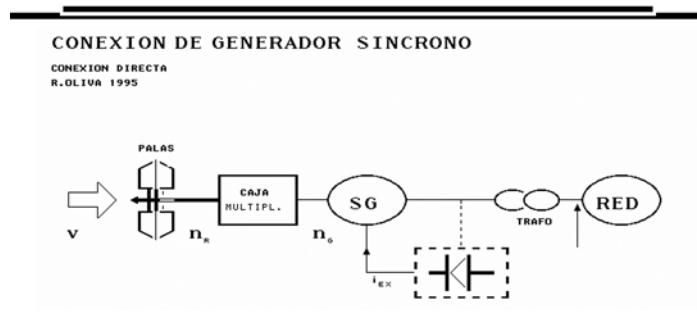


Figura 8.16/
Turbina con generador sincrónico convencional (SG) en conexión directa a red

Como se mencionó, este esquema fue utilizado en algunas de las grandes máquinas de ensayo de principios de los '80. La más

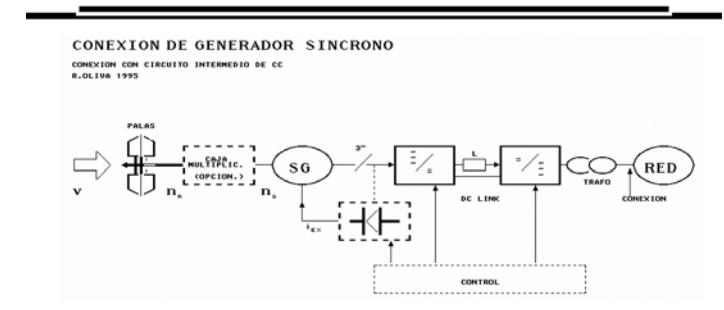
exitosa ha sido, sin duda, la sueca WTS-3 en Maglarp [1982-1993]. Con un generador sincrónico de 3 MW y un sofisticado sistema de amortiguación y control de palas, la máquina dejó de producir en Mayo de 1993 después de haber generado un record de 37000 MWh a lo largo de su vida útil [WindPower/Aug.1993]. La torre de 90 m resistió dos intentos de voladura, hasta que la empresa distribidora y generadora nuclear Sydkraft decidió cortar el acero y derribarla a mediados de ese año.

La máquina de 78 m de diámetro y rotor a sotavento dejó un importante caudal de ensayos y mediciones, ya que contaba con un sistema de adquisición de datos muy completo, tomando mediciones de viento a 7 niveles hasta 100 m de altura. El sistema de Control descrito en [Mattsson84], estimaba la velocidad de viento y la velocidad específica a través de mediciones de potencia y velocidad de giro, utilizando técnicas de control óptimo. Uno de los primeros usos del paquete de simulación SIMNON [Bergman&al83], fue en el desarrollo de esta turbina eólica.

8.3/3 Conexión indirecta a red

En estos esquemas, se desacopla la característica rígida de la máquina sincrónica de la red a través de un conjunto rectificador-inversor. Las configuraciones posibles son muchas, pero en general reúnen las características indicadas en la figura 8.17. La presencia de la caja multiplicadora se indica como opcional, y fue utilizada en los primeros modelos comerciales (por ejemplo, Enercon E-33 de 1991, figura 8.19a(izq)). Modelos posteriores utilizaron mayormente generadores multipolos en anillo de baja velocidad que prescindían de sistemas multiplicadores. Los nuevos generadores de imanes permanentes se construyen exclusivamente en configuraciones multipolo de baja velocidad de giro.

Figura 8.17/
Esquema con inversor





■ Figura 8.19a/
Vistas de Enercon
E33 en Alemania
(izq.), y autor con
WKA/60 Isla de
Helgoland (der. 1993)

En los casos de controles óptimos, ha habido una importante actividad investigativa para lograr esquemas de control adecuados para lazo generador síncrono-rectificador-inversor en conjunto con el control de paso de pala, a través de modelos con variables de estado. Uno de los primeros trabajos sobre el tema fue publicado por [Steinbuch87]. En dicho trabajo la dinámica del sistema de conversión eléctrica, que consiste del generador síncrono y el nexo de CC, es importante para el control. En la citada referencia, se utiliza un esquema base como el indicado en la figura 8.20, aplicado a un aerogenerador *pitch* de 330 kW, con generador síncrono convencional y caja multiplicadora (similar a lo utilizado en la Enercon E33, figura 8.19a (izq)). Las variables de control son β , ángulo de pala, α_r retardo del rectificador y u_F tensión del campo de excitación.

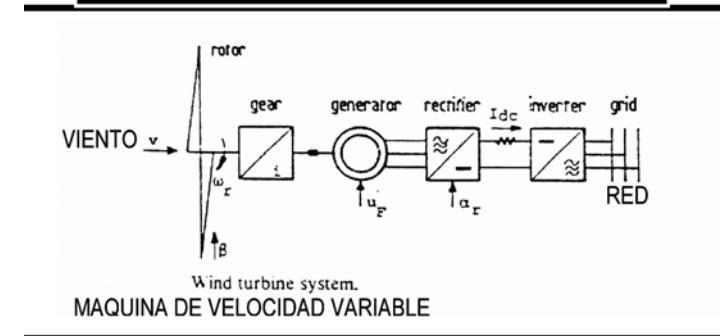
La dinámica del generador síncrono se modeliza utilizando las transformaciones de Park, que resulta en cinco ecuaciones de estado no lineales. El modelo del conversor consiste de las ecuaciones de estado estacionario desde tensión y fase para el rectificador e inversor, como así también una ecuación de 1º orden para la tensión intermedia de continua. Existe una relación de acople entre ambos modelos [Steinbuch2/86], de modo que el conjunto eléctrico puede describirse con 5 variables de estado. El modelo completo de planta puede describirse según:

$$\dot{x} = f(x, u, v) \quad (8.9)$$

$$u = \begin{pmatrix} \beta \\ u_F \\ \alpha_R \end{pmatrix}$$

donde x es un vector de estado de 9 variables (1 de *pitch servo*, 3 mecánicas y 5 eléctricas), y u el vector de entradas. La velocidad de viento v es considerada una variable de perturbación. Las salidas del sistema son potencia eléctrica, velocidad de giro y torque mecánico.

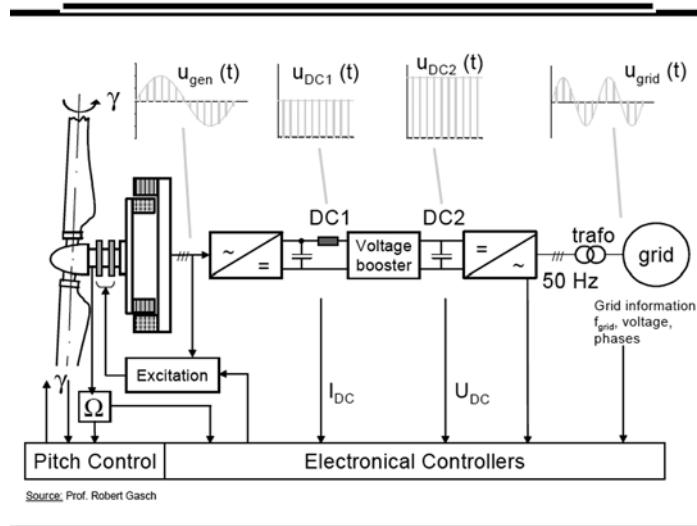
■ Figura 8.20/
Maquina VSVP
[Steinbuch87] de
330 kW



El modelo según [Steinbuch2/86] se linealiza en determinados puntos de operación, y se determina un índice de performance J (optimización lineal cuadrática) que maximiza la producción de energía y minimiza las cargas estructurales y las fluctuaciones de potencia. La matriz de control F es hallada para minimizar J .

Algunas máquinas modernas comerciales se basan en principios similares aunque los esquemas de control varían. La firma Enercon de Alemania utiliza un esquema de velocidad variable, control *pitch* de paso de pala, y generador síncrono multipolar en anillo. El primer modelo en implementar dicho esquema fue el E40 de 500kW (1993), que fue rediseñado luego a 600kW (equipos instalados en Pico Truncado, Santa Cruz en 2001 y 2005). Posteriormente, se construyeron los modelos siguientes basados en este concepto (Figura 8.21). Dicho generador tiene un control de excitación externo y permite eliminar la caja multiplicadora, al girar a velocidad reducida. Está acoplado a un rectificador, a un elevador conmutado de tensión y a un inversor PWM (modulación por ancho de pulsos) con IGBTs. Dicho inversor permite reducir las armónicas producidas por los clásicos inversores tiristorizados al conmutar a alta frecuencia. Se

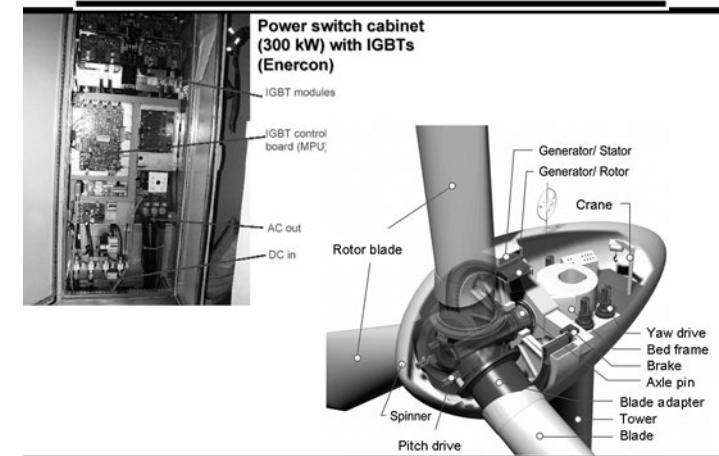
sincroniza automáticamente con la línea y permite la regulación del factor de potencia y del gradiente de potencia de salida. El control de la máquina es de tipo distribuido. Puede verse un esquema general en la **figura 8.21**



■ Figura 8.21/
Concepto Enercon utilizado a partir del E40 hasta las unidades de 126 m de diámetro (E-126) – Gent. Prof.Dr. Robert Gasch (TUB)

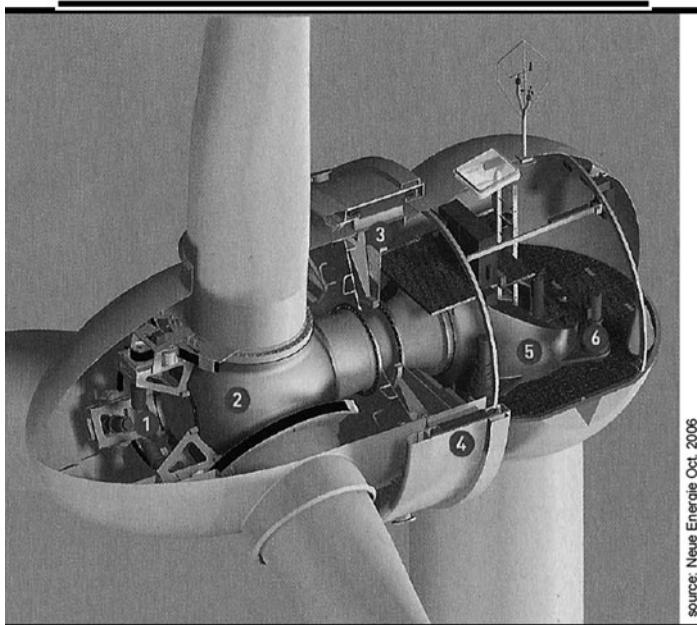
En dicha figura, se observa de izquierda a derecha el rotor y el “pitch control”, que ajusta el ángulo de las tres palas con motores individuales de continua. En la **figura 8.22 (der)** se aprecian esos mismos componentes en un diagrama del aerogenerador. Además, cada pala lleva un pack de baterías para llevar las palas a bandera en caso de falla imprevista de suministro o conexión. Luego está el sensor de RPM (indicado como Ω), y los anillos rozantes que transmiten la corriente de excitación al bobinado del rotor. El bobinado trifásico del estator, es el que produce la tensión indicada como $U_{gen}(t)$ de frecuencia variable y amplitud controlada parcialmente por la excitación. A partir de un rectificador trifásico fijo convencional se produce $U_{DC1}(t)$, y a través de un convertidor en configuración boost con IGBT se logra una elevación de tensión a $U_{DC2}(t)$, que resulta más adecuada para alimentar el inversor trifásico que se conecta a la tensión de red, indicada como $U_{grid}(t)$. Este inversor (**Figura 8.22-izq**) también utiliza IGBTs, de frecuencia de conmutación mucho mayor que los antiguos tiristores, con lo cual el filtrado de armónicas se simplifica y resulta mucho más liviano.

Figura 8.22/
(izq) Inversor Enercon 300kW ,
(der) Componentes internos de aerogeneradores Enercon E30



La estrategia de control se basa en la distinción de dos zonas separadas. La primera para vientos reducidos, en la cual la máquina trabaja a velocidad variable de giro ($\Omega_{cut-in} < \Omega < \Omega_{nom}$). En esta zona, la máquina utiliza un control VSC_{pmax}, manteniendo una velocidad específica óptima (λ_{opt}) y las palas en posición de máxima captación ($\gamma=0^\circ$), controlando el torque que opone el conjunto generador-línea, al torque motor del viento. La característica para esta zona es similar a la indicada en la **figura 6.2 (Capítulo 6)**, es decir una característica cúbica con la velocidad de giro. La segunda zona de control se define para vientos iguales o superiores a los nominales de la máquina, y sólo se permiten leves variaciones de Ω por encima de Ω_{nom} . La máquina limita potencia ajustando continuamente el ángulo de la pala ($\gamma>0^\circ$). Es importante destacar que la estrategia de control no se basa en la medición directa del viento (aunque sí se realiza una medición en la góndola para fines estadísticos), sino en una estimación del mismo a través de la medición de otros parámetros (corriente, frecuencia).

Para el caso de las máquinas más nuevas, que reemplazan el generador sincrónico bobinado por uno de imanes permanentes (ej. licencia Vensys, **figura 8.23**), el esquema es muy similar al de la **figura 8.21** pero con la ausencia de corriente de excitación como variable de control, y también la eliminación de los anillos rozantes o escobillas. Si bien el control resulta algo más complejo, y existen ciertos problemas con la provisión monopólica de imanes de tierras raras, esta tendencia es muy fuerte debido a que se reduce mucho el peso del generador, comparado con uno de rotor bobinado.



■ Figura 8.23/
Concepto Vensys
con generador de
imán permanente. La
Máquina IMPSA V,
utilizada desde 2009
en varios parques
eólicos de Brasil,
está construida con
esta licencia.

./BIBLIOGRAFÍA

I Bibliografía

- I Introducción a los modelos y Control de maquinas eólicas I
- [Manwell2002] Manwell, J.F., McGowan, J.G., Rogers, A.L.; "Wind Energy Explained", Ed. J. Wiley & Sons, UK 2002 – ISBN 0 471 49972 2
 - [LeGourrieres83] D.L. Le Gourriérés "Energía Eólica", Ed. Masson, Barcelona, 1983.
 - [Gipe2004] Gipe, P. "Wind Power, Revised Edition: Renewable Energy for Home, Farm, and Business", Ed. Chelsea Green Pub., US 2004 – ISBN 1931498148
 - [Heier1998] Heier, S. "Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems", ed- Ed. J. Wiley & Sons, UK 1996 – ISBN 0 471 97143 X
 - [Molly90] Molly, J.P., "Windenergie; Theorie, Anwendung, Messung", Verlag C.F. Müller, Karlsruhe, Alemania 1990.
 - [Gasch90] Gasch, R. (editor) "Windkraftanlagen", T.U. Berlin, B.G Teubner, Stuttgart, 1990.
 - [Oliva96] Oliva, R. "Conceptos Básicos, Modelos y Técnicas para el Control de Máquinas Eólicas" Ed. Facultad de Ingeniería-UBA, 1995, ISBN 950-29-0262-9 (03/96).

I Referencias y consulta

- [Betz26] Betz, A. "Windenergie und ihre Ausnutzung durch Windmühlen", Van & Ruprecht, Göttingen, 1926.
- [Wilson&Lis74] Wilson, R.E. y Lissaman, P.B. "Applied aerodynamics of wind power machines", Oregon State University, 1974.
- [Glauert35] Glauert, H. "Airplane Propellers", en Durand, W.F. "Aerodynamic Theory", Springer Verlag, Berlin 1935.
- [Schmitz55] Schmitz, G. "Theorie und Entwurf von Windrädern optimaler Leistung", Z. der Universität Rostock, 1955.
- [TUDelft93] Bongers, P. et al "Dynamic models of wind turbine systems for design purposes", MEMT 27, Delft Technical University, Delft, Holanda 1993.
- [Seifert93] Seifert, H. "Aerodynamik-Grundlagen" DEWI-Kurs 1993, Deutsches Windenergie-Institut, Wilhelmshaven, 1993.
- [Barros85] Barros, V. "Energía Eólica" UBA/CONICET, Boletín Técnico Techint 1985.

- [Barros86] Barros, V. "Atlas del Potencial Eólico del Sur Argentino", CONICET, Centro Regional de Energía Eólica, y Centro Nacional Patagónico, Rawson, 1986.
- [Barredo83] Barredo, L. "Utilización de la Energía Eólica para abastecimiento eléctrico", Expte. 553, Consejo Federal de Inversiones, 1983.
- [Mattio/Franco95] Mattio, H. y Franco A. "El recurso eólico", Publicación 04-95, Centro Regional de Energía Eólica, Rawson 1995.
- [Lysen83] Lysen, E.H. "Introduction to Wind Energy", Steering Committee - Wind Energy for Developing Countries, SWD, Amersfoort 1983.
- [WindPowerA94] Wind Power Monthly Magazine, "A fundamental dilemma / Capacity factors for wind plants" pp21-24. Agosto 1994.
- [WindPowerA93] Wind Power Monthly Magazine, "The Wind Turbine that wouldn't die", Agosto 1993.
- [Mattio/Guerrero95] Mattio, H. y Guerrero, C. "Evaluación del rendimiento de Sistemas Conversores de Energía Eólica (SCEE)" Centro Regional de Energía Eólica, Rawson 1995.
- [DEWI2.95] Keuper, Armin "Windenergienutzung in der B.R.Deutschland - Stand 31.12.94" DEWI Magazin, 2.95, Deutsches Windenergie-Institut, Wilhelmshaven, 1995.
- [Heidelberg93] Heidelberg Motor GmbH, Informe Interno, Stranberg, Alemania.
- [DEWIK93] Apuntes del Curso "Aerogeneradores conectados a red", 9.93 al 01.94, Deutsches Windenergie-Institut, Wilhelmshaven, 1993.
- [WASP-RISO92] RISOE National Laboratory "Wind Atlas Analysis and Application Program (WASP)", Roskilde, Dinamarca.
- [ECN-Dragt89] Dragt, J.B. "Error Analysis in the determination of the power performance of Wind Energy Conversion Systems", ECN-218, Netherlands Energy Research Foundation, Mayo 1989.
- [Buehring81] I.K.Buehring, L.L.Freris "Control Policies for Wind Energy Conversion Systems", IEE Proceedings, Vol 125, N° 5, Sept. 1981.

- [Leithead90] Leithead, W.E. "Dependence of performance of variable speed wind turbines on the turbulence, dynamics and control", IEE Proceedings, Vol.137, N° 6, Nov.1990.
- [Hinrichsen84] Hinrichsen, E.N. "Controls for variable pitch wind turbine generators" IEE PAS-103, Abril 1984.
- [Oliva91] Oliva, R. "Estudio de un controlador de velocidad de giro para generadores eólicos", Catedra de Electrónica Industrial, UBA 1991.
- [Sadr&Dupuy91] Sadrzadeh, M. y Dupuy R. "Control of a wind turbine by microprocessor", Univ. M. Curie / Paris, Proc. European Wind Energy Conference, Amsterdam, 1991.
- [Lappe&al91] Lappe, R; Conrad, H; Kronberg, M. "Leistungselektronik", Verlag Technik, Berlin, 1991.
- [Wildi83] Wildi, T. "Tecnología de los Sistemas Eléctricos de Potencia", Editorial Hispano Europea, Barcelona, 1983.
- [Peltz93] Peltz, G. "Netzspannungs-Elektronik", Elektor-Verlag, Aachen, Alemania, 1993
- [Åström90] Åström, K.J., Wittenmark, B. "Computer-Controlled Systems, Theory and Design", Prentice-Hall Intl., Englewood Cliffs, NJ, 1990.
- [Bourbeau87] Bourbeau, F. J. "Grid Connection with Auto Synchronous Controller", American Wind Energy Association Annual Meeting, San Francisco, CA, Oct. 5-8-1987.
- [Mattsson84] Mattsson, S.E., "Modelling and Control of Large Horizontal Axis Wind Power Plants", D.D., Lund University, Lund, Suecia, Dic. 1994.
- [Bergman&al83] Bergmann, S.; Mattsson, S. E.; Östberg, A. B., "Modular Simulation Model for a Wind Turbine System", J. Energy, Vol. 7, N° 4, Jul-Aug. 1983.
- [Steinbuch87] Steinbuch, M. "Optimal Multivariable Control of a Wind Turbine with Variable Speed", Wind Engineering, Vol 11, N° 3, p157, 1987.
- [Steinbuch2/86] Steinbuch, M. "Dynamical Modelling & Analysis of a Wind Turbine with Variable Speed", Journal A, Vol. 27, N° 2, pp1-8, 1986.

- [Enercon93] Enercon GmbH, "E40 Short Description", Aurich, Alemania, 1993.
- [SMA1/91] Cramer, G. et al, "WKA 60/2 Technische Beschreibung", SMA Regelsysteme GmbH, Kassel, Alemania 1991.
- [SMA2/88] Cramer, G.; Torbohm, G.; Reinmöller-Kringel, M., "Development of Control Structure and Supervisory Control of the Wind Energy Plant AWEC60, including Digital Simulation of the Plant Action. - Final Report", SMA Regelsysteme GmbH, Kassel, Alemania, 1988.
- [SMA3/82] Cramer, G. et al, "Auslegung der elektrischen Einrichtung zum Betrieb des Windenergiekonverters DEBRA-25m (100 kW) am schwachen elektrischen Versorgungsnetz", SMA Regelsysteme GmbH, Kassel, Alemania, 1982.
- [Cramer/Kleinkauf85] Cramer, G. (*); Kleinkauf, W. (**), "Modular System for an Autonomous Electrical Power Supply - Wind Diesel Combination" Proc. Windpower '85, 1985
(*) SMA Regelsysteme GmbH, (**) Universität Kassel GHS, Kassel, Alemania.
- [Molly90] Molly, J. P., "Windenergie; Theorie, Anwendung, Messung", Verlag C. F. Müller, Karlsruhe, Alemania 1990.
- [Heier/Wolmerath93] Wolmerath, H. en "Nutzung der Windenergie", por Dr. Heier, S. Universität Kassel GHS, Kassel, Alemania.
- [CLunaPont/GENCo90] Luna Pont, C. y otros "Prefactibilidad de Sistemas Diesel Eólicos en Lago Posadas", GENCo/UBA-F.del., (incl. software), 1990.
- [Keuper/DEWI93] Keuper, A. "Windenergienutzung in Europa und den USA", Material del Curso DEWIK93, Deutsches Windenergie-Institut, Wilhelmshaven, 1993.
- [Bergey95] Bergey Windpower Co., Product Information, Norman OK, 1995.
- [Bergey/Xcalac92] Bergey, K. "Hybrid Village Electrification Systems / Xcalac Mexico. - Case Study" Bergey Windpower Co., Norman, OK, 1992.
- [Gipe93] Gipe, P. "Wind Power for Home and Business", Chelsea Green Publishing Co., Post Mills, VT, 1993.

- [WindPowerJ95] Davidson, R. en Wind Power Monthly Magazine, "Wise words for policy makers", Julio 1995.

I Índice I

| | |
|--|------------|
| ./ Presentación | .11 |
| PARTE I - Conceptos básicos | |
| 1.INTRODUCCIÓN _____ | 15 |
| 2.FUNDAMENTOS FÍSICOS DEL APROVECHAMIENTO DE LA ENERGÍA EÓLICA ____ | 21 |
| <i>_2.1 Teoría elemental de Betz</i> | .21 |
| <i>_2.2 Conversores aerodinámicos de resistencia y de empuje</i> | .26 |
| <i>_2.3 Aerodinámica del rotor</i> | .29 |
| <i>_2.4 Trazado de características de un rotor eólico</i> | .37 |
| <i>_2.5 Limitación aerodinámica de potencia y velocidad de giro</i> | .44 |
| <i>_2.6 El viento y su descripción estadística</i> | .52 |
| 3.ADQUISICIÓN DE DATOS RECURSO EÓLICO _____ | 65 |
| <i>_3.1 Mediciones de viento</i> | .66 |
| <i>_3.2 Evaluación de datos. Mediciones de Viento</i> | .73 |
| 4.SISTEMA ELÉCTRICO Y GENERADORES _____ | 83 |
| <i>_4.1. Generadores sincrónicos y asíncrónicos</i> | .84 |
| <i>_4.2 Notas adicionales y resumen de fórmulas</i> | .90 |

5. ASPECTOS CONSTRUCTIVOS DE MÁQUINAS EÓLICAS _____ 95

| | |
|--|-------|
| <i>_ 5.1 Categorías constructivas y evolución histórica de los diseños</i> | . 96 |
| <i>_ 5.2 Particularidades constructivas de las máquinas eólicas</i> | . 102 |
| <i>_ 5.3 Datos principales de la construcción de máquinas eólicas</i> | . 104 |
| <i>_ 5.4 Rotor</i> | . 105 |
| <i>_ 5.5 Construcción y materiales del rotor</i> | . 108 |
| <i>_ 5.6 Cubo del rotor y anclaje de las palas</i> | . 109 |
| <i>_ 5.7 Soporte de maquinaria y tren de impulsión</i> | . 111 |
| <i>_ 5.8 Seguimiento de la dirección del viento (yawing)</i> | . 112 |
| <i>_ 5.9 Torre y basamentos</i> | . 113 |
| <i>_ 5.10 Estructura interna de máquinas típicas</i> | . 115 |

PARTE II - Modelos y técnicas de control de máquinas eólicas. Aplicaciones

6. CONTROLES PARA MÁQUINAS EÓLICAS ____ 119

| | |
|---|-------|
| <i>_ 6.1 Conceptos generales</i> | . 119 |
| <i>_ 6.2 Características de Potencia y Torque</i> | . 122 |
| <i>_ 6.3 Estrategia de control</i> | . 127 |

7. MODELOS PARA MÁQUINAS EÓLICAS _____ 137

| | |
|--|-------|
| <i>_ 7.1 Modelo elemental</i> | . 137 |
| <i>_ 7.2 Acople máquina eólica - generador</i> | . 140 |
| <i>_ 7.3 Carga para máxima potencia</i> | . 142 |
| <i>_ 7.4 Modelo con generador y carga resistiva constante</i> | . 143 |
| <i>_ 7.5 Un estudio concreto</i> | . 145 |
| <i>_ 7.6 Máquina eléctrica con característica de torque cuadrática</i> | . 146 |
| <i>_ 7.7 Modelos para máquinas eólicas en conexión a red</i> | . 147 |
| <i>_ 7.8 Notas finales sobre modelos</i> | . 155 |

8. APLICACIONES Y CONEXIÓN A RED DE MÁQUINAS EÓLICAS _____ 159

| | |
|---|-------|
| <i>_ 8.1 Máquinas de baja potencia</i> | . 159 |
| <i>_ 8.2 Esquemas con generador asíncrono para conexión a red</i> | . 166 |
| <i>_ 8.3 Esquemas con generador síncrono</i> | . 174 |

| | |
|-----------------------|-------|
| ./BIBLIOGRAFÍA | . 189 |
|-----------------------|-------|

Se terminó de imprimir en el mes de Mayo de 2011
en

