



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE  
MÉXICO**

---

---

**ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES  
"CAMPUS ARAGÓN"**

**UTILIZACIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA EN LA  
GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA UNA  
PLATAFORMA HABITACIONAL MARINA DE PEMEX**

**T E S I S   P R O F E S I O N A L  
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE  
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA  
P R E S E N T A:  
*MIGUEL ORTEGA ESPINOSA***

Director de tesis:  
M. en C. ARQUÍMEDES SOLÍS TÉLLEZ

San Juan de Aragón, Estado de México., Junio del 2004





Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES  
ARAGÓN  
DIRECCIÓN

MIGUEL ORTEGA ESPINOSA  
Presente

Con fundamento en el punto 6 y siguientes. del Reglamento para Exámenes Profesionales en esta Escuela, y toda vez que la documentación presentada por usted reúne los requisitos que establece el precitado Reglamento; me permito comunicarle que ha sido aprobado su tema de tesis y asesor.

TÍTULO:

"UTILIZACIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA UNA PLATAFORMA HABITACIONAL MARINA DE PEMEX"

ASESOR: M. en C. ARQUÍMEDES SOLÍS TÉLLEZ

Aprovecho la ocasión para reiterarle mi distinguida consideración.

Atentamente  
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

San Juan de Aragón, México, 8 de marzo de 2004.

LA DIRECTORA

ARQ. LILIA TURCOTT GONZÁLEZ



C p Secretaría Académica  
C p Jefatura de Carrera de Ingeniería Mecánica Eléctrica  
C p Asesor de Tesis

LTG/AIRA

Agradecimiento al



**INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO**

Trabajo de tesis realizado con apoyo  
económico y material del **“Programa para  
la Formación y Desarrollo del Factor Humano”**  
del **Instituto Mexicano del Petróleo.**

## ***Agradecimientos a:***

### ***A dios:***

*Por permitirme llegar a esta instancia*

### ***A mis padres:***

*Maria de Jesús Espinosa*

*Por que su actitud hacia la vida es realmente admirable. Te dedico este pequeño logro.*

*José Ortega Díaz*

*Por su honestidad y apoyo brindado para realizar mis metas..*

### ***A la Universidad Nacional Autónoma de México:***

*Por haberme dado la oportunidad de estudiar una carrera profesional y por ser un baluarte de la diversidad de ideas. Es un honor ser universitario.*

### ***A mis hermanos:***

*Mario, Margarita, Marisela, Patricia, Sergio y Lilia por su apoyo y critica en todos los sentidos.*

### ***A mis profesores y amigos de toda la vida:***

*Por contribuir en mi formación.*

### ***Agradecimientos especiales a:***

*M. en C. Arquímedes Solís Téllez*

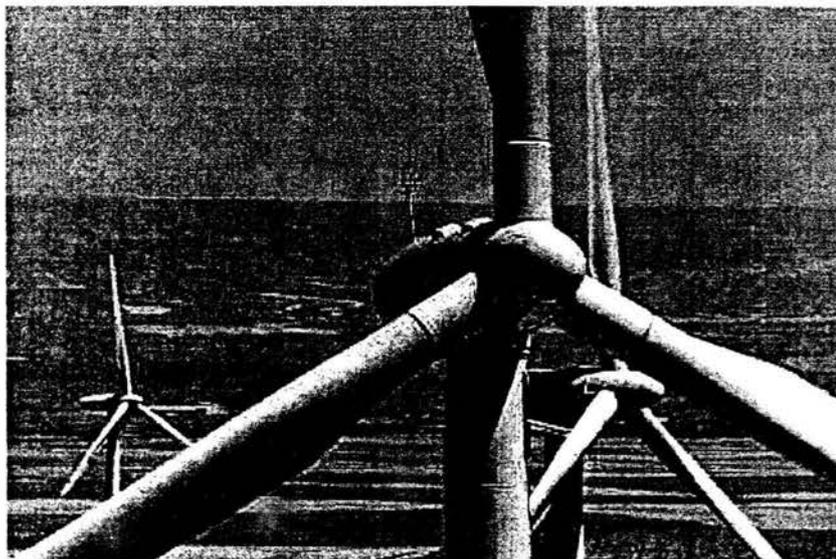
*Por brindarme las facilidades necesarias para la realización de esta tesis en el Instituto Mexicano del Petróleo.*

*Ing. Moisés Magdaleno Molina*

*Por sus consejos desinteresados y su humildad, pero antes que nada por contar con su amistad.*

**“UTILIZACIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA UNA PLATAFORMA HABITACIONAL MARINA DE PEMEX”**

*MIGUEL ORTEGA ESPINOSA*



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

**ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES “ARAGÓN”**

*MÉXICO D.F. JUNIO DE 2004*

# I N D I C E

<b>INTRODUCCIÓN</b>	1
---------------------	---

## **Capitulo I.- CONCEPTOS TEÓRICOS**

1.1 Origen de la energía eólica	4
1.2 Los vientos globales	4
1.3 Los Vientos Superficiales	7
1.4 Potencia del Viento	11
1.5 Determinación del Potencial Eólico de un Lugar	13
1.6 Calculo de la Densidad Media del Aire	16
1.7 Representaciones Estadísticas de la Velocidad del Viento	20
1.8 Calculo del Potencial Eólico de un Sitio	21

## **Capitulo II.- HISTORIA DE LOS AEROGENERADORES**

2.1 Primeras Máquinas Eólicas	25
2.2 Difusión de las Máquinas Eólicas	25
2.3 Edad Moderna	27
2.4 Diseños Importantes de Aerogeneradores de 1920 a 1990	29
2.5 Parques Eólicos	33
2.6 Aerogeneradores de la Actualidad	35
2.7 Perspectiva Mundial	36
2.8 Energía Eólica en México	37

## **Capitulo III.- CARACTERÍSTICAS DE UN AEROGENERADOR**

3.1 Clasificación de los Aerogeneradores	42
3.2 Funcionamiento de Aerogeneradores de Eje Horizontal	43
3.3 Partes de un Aerogenerador	44
3.4 Diseño y Construcción de Aerogeneradores	47

## **Capitulo IV.- DISEÑO DEL AEROGENERADOR**

4.1 Características de una Plataforma Habitacional Marina de PEMEX	63
4.2 Determinación del Potencial Eólico	66
4.3 Evaluación de dos Modelos Distintos de Aerogeneradores	73
4.4 Elección del Aerogenerador	79
4.5 Instalación y Conexión de los Aerogeneradores a la Plataforma Habitacional Marina	80

## **Capitulo V.- ANÁLISIS ECONÓMICO**

5.1 Aspectos Económicos de la Energía Eólica	84
5.2 Desarrollo Tecnológico y Costo de la Energía	84
5.3 Mecanismos de Incentivación	86
5.4 Aspectos Económicos de la Energía Eólica Marina	87
5.5 Costo Estimado del Proyecto	87

<b>CONCLUSIONES</b>	93
---------------------	----

<b>REFERENCIAS</b>	95
--------------------	----

<b>APÉNDICE A</b>	96
-------------------	----

<b>APÉNDICE B</b>	103
-------------------	-----

<b>APÉNDICE C</b>	110
-------------------	-----

## **INTRODUCCIÓN**

El hombre a través de su historia ha sido capaz de adaptarse al medio ambiente y aprovechar sus recursos. Uno de los recursos más importantes para el desarrollo de las primeras civilizaciones fue el viento, sobre todo a partir de la invención del molino accionado por aspas que giraban en presencia de viento. Estos molinos eran utilizados principalmente para la molienda de granos y semillas. El aprovechamiento de este recurso no se limitó a la molienda de granos, también se utilizó su fuerza para mover barcos de diferentes dimensiones y en el bombeo de agua. En la realización de estos fines ha sido esencial la inventiva innata en hombre, capaz de concebir y construir mecanismos tan simples como la vela de un barco o un molino para la molar semillas o bombear agua. Con el paso de los siglos estas máquinas se han perfeccionado y orientado hacia otras aplicaciones más indispensables como la generación de energía eléctrica. Estos mecanismos se conocen en la actualidad como aerogeneradores.

Un factor determinante para la evolución de estas máquinas es el análisis científico, que ha dado lugar a grandes avances técnicos en su diseño, a tal grado que sus dimensiones rebasan en la actualidad los cien metros de altura para los diseños más grandes, y con una potencia del orden de mega watts (MW). Sin embargo los avances científicos en este caso, son motivados a su vez por razones de origen económico y tienen el objetivo fundamental de reducir los costos en la producción de energía, pero de cualquier forma la generación de energía eléctrica a partir de energía eólica cuenta con grandes ventajas como la nula producción de contaminantes sólidos o gaseosos durante su vida útil (a excepción del ruido el cual se encuentra en los niveles más bajos, si se instalan adecuadamente), no utiliza combustible para su funcionamiento, es la más económica y eficiente de las energías renovables (su eficiencia es de alrededor del 40 %), su instalación ocupa poco terreno y tiene un factor de disponibilidad del 98 %, es decir están listos para funcionar casi todo el año, por mencionar algunas.

Actualmente la generación de electricidad a partir de energía eólica resulta altamente competitiva en relación con las fuentes convencionales (hidroeléctricas, ciclo combinado, nucleares etc.), sobre todo por las ventajas antes mencionadas. El presente trabajo analiza el empleo de aerogeneradores de última generación, como una alternativa para energizar una plataforma habitacional marina de PEMEX. Tradicionalmente estas plataformas se abastecen de energía mediante motogeneradores a diesel, o generadores a gas, que producen altos niveles de ruido, contaminantes sólidos y gaseosos que se mezclan irremediablemente con el medio ambiente marino, lo cual en un futuro podría ocasionar graves problemas ecológicos y ambientales. Este análisis parte de un estudio preliminar sobre los recursos eólicos en la zona de ECO-1, donde se ubica la plataforma habitacional marina HA-KU-H, el cual es necesario para determinar la energía disponible en este sitio. Posteriormente se realizara una evaluación de dos modelos distintos de aerogeneradores para determinar cuál se adapta mejor a las necesidades energéticas requeridas por la plataforma. Finalmente el resultado del análisis expuesto tiene como objetivo proponer una fuente de energía renovable para la plataforma habitacional marina, basada en la energía eólica del sitio, trayendo como ventajas la omisión de los inconvenientes inherentes a los generadores tradicionales utilizados actualmente, y en lo posible la reducción de los costos.

# **CAPITULO I**

## **CONCEPTOS TEORICOS**



## 1.1 ORIGEN DE LA ENERGÍA EÓLICA

La mayor parte de las fuentes renovables de energía (con excepción de la maremotriz y la geotérmica) tienen su origen en la energía que irradia el sol en forma de luz hacia la Tierra. En el presente trabajo hablaremos acerca de algunos aspectos de la energía eólica (de Eolos, dios griego del viento) relacionados, principalmente, con su aprovechamiento para fines de generación de energía eléctrica.

El sol irradia su energía en todas direcciones, de tal manera que la energía que recibe la Tierra por unidad de área es la cantidad resultante de dividir su energía total entre el área de una esfera que tenga como radio la distancia media de la tierra al sol. Esta distancia es de  $1.5 \times 10^{11}$  m, y se conoce como “Unidad Astronómica” [Ref. a-1]. Si efectuamos el cálculo, obtenemos el valor de la llamada “Constante Solar”,  $1,367 \text{ W/m}^2$  [Ref. 1].

Esta potencia incide sobre un disco circular con un área de  $1.27 \times 10^{14} \text{ m}^2$ , como se muestra en la figura 1.1 (el radio promedio de la Tierra es aproximadamente de 6,371 km) [Ref. 2]. Al multiplicar el valor de la constante solar por el área transversal de la tierra obtenemos  $1.74 \times 10^{17} \text{ W}$  que es la potencia que incide sobre la tierra [Ref. 1].

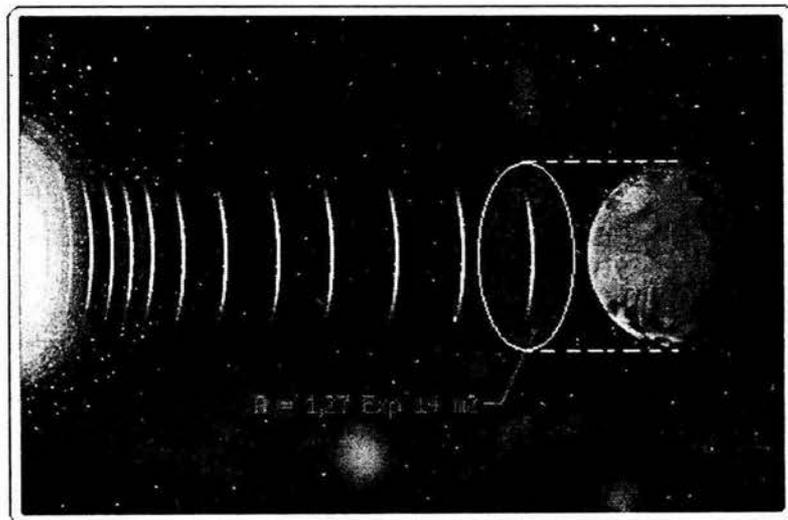


Figura 1.1. - La radiación del sol incide sobre el área transversal de la tierra, propiciando el origen de la mayor parte de las fuentes de energía.

De la potencia total que llega a la Tierra solo un 1% o un 2% se convierte en energía eólica o energía cinética del aire. La energía eólica tiene como ventajas la de ser inagotable gratuita y no daña al medio ambiente, pero también cuenta con los grandes inconvenientes de ser dispersa y aleatoria.

## 1.2 LOS VIENTOS GLOBALES

La atmósfera se divide fundamentalmente en cuatro capas: la troposfera, la estratosfera, la mesosfera y la ionosfera [Ref. 3], como se observa en la figura 1.2.

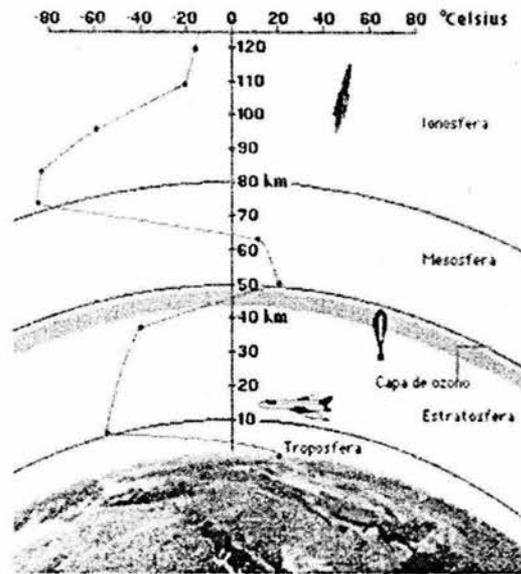


Figura 1.2. - Capas que componen la atmósfera y su espesor.

La troposfera es la capa mas baja y densa a la vez, pues su espesor es de aproximadamente 12 Km, aunque este varía de acuerdo a la estación del año y la latitud. Contiene casi tres cuartos de la masa total de la atmósfera. En ella se producen todos los fenómenos meteorológicos, como las lluvias, tormentas, la circulación de las masas de aire y el efecto invernadero. Si la Tierra no rotara, el aire caliente se elevaría a diez kilómetros en el ecuador, circularía hacia los polos para enfriarse, descender y regresar al ecuador, es decir, el aire circularía directamente de una zona de alta presión a una zona de baja presión, para equilibrar los desbalances causados por el *calentamiento diferencial*<sup>1</sup> de la superficie terrestre.

Sin embargo, como la Tierra rota, para una persona que observa desde la superficie del planeta, se produce una aparente desviación del aire. Este fenómeno se conoce como la "Fuerza de Coriolis" debido al matemático francés Gustave Gaspard Coriolis (1792-1843), quien fue el primer científico en describir matemáticamente este fenómeno.

### 1.2.1 La Fuerza de Coriolis

La Fuerza de Coriolis es un fenómeno que causa una desviación del aire a la derecha en el hemisferio norte y a la izquierda en el hemisferio sur. Se trata de una fuerza aparente causada por la rotación de la Tierra, que incide sobre el movimiento del aire [Ref. a-2].

Aparentemente, tanto la fuerza de gravedad como las fuerzas de fricción (rozamiento de la superficie terrestre con la atmósfera) hacen que la tierra y su atmósfera se muevan como un solo cuerpo, pero debido a que la atmósfera tiene una densidad inferior, este movimiento no puede ser igual. La fuerza de Coriolis actúa sobre cualquier móvil por unidad de masa y su componente horizontal es:

$$F = -2\Omega \sin \phi V \dots\dots\dots(1.1)$$

1) El *calentamiento diferencial* es la propiedad que hace que las diferentes superficies se calienten y se enfríen en velocidades distintas.

Donde  $\Omega$  es la velocidad angular de la tierra ( $360^\circ$  en 24 horas ó  $7.29 \times 10^{-5}$  radianes/seg),  $\phi$  es la latitud y  $V$  la velocidad del móvil. A  $2\Omega \text{sen}\phi$  se le conoce como parámetro de Coriolis.

La dirección de la fuerza es perpendicular al movimiento y hace que en el hemisferio norte el aire se desplace desviándose constantemente hacia la derecha (al contrario en el hemisferio sur). La desviación es proporcional al seno de la latitud y por tanto será máxima en los polos ( $\text{sen } \phi = 1$ ) y mínima en el ecuador ( $\text{sen } \phi = 0$ ). Para las latitudes peninsulares ( $36^\circ$  a  $44^\circ$ ) el parámetro de Coriolis varía entre  $8.5 \times 10^{-5}$  y  $10.1 \times 10^{-5}$ . Algunos aspectos interesantes de la fuerza de Coriolis se señalan a continuación:

- Aumenta a medida que se incrementa la velocidad del viento
- Crece cuando la latitud aumenta (es decir, la fuerza es mayor en los polos y cero en el ecuador)

El efecto de esta fuerza de desviación es que el viento parezca cambiar de dirección en la Tierra. En realidad, esta se mueve en relación con el viento.

### 1.2.2 Vientos Geostroficicos

Los efectos de la *fuerza de fricción*<sup>2</sup> actúan hasta una altitud de entre 500 a 1,000 metros sobre la superficie terrestre. A esta sección de la atmósfera se le conoce como capa límite planetaria o atmosférica. Por encima de esta altura, el efecto de la fuerza de fricción desaparece y la fuerza de Coriolis se encuentra balanceada con la fuerza del "*gradiente de presión*"<sup>3</sup>, creando vientos que soplan paralelamente con las isobaras. Estos vientos se les conoce como vientos geostroficicos o vientos globales.

### 1.2.3 La Circulación General

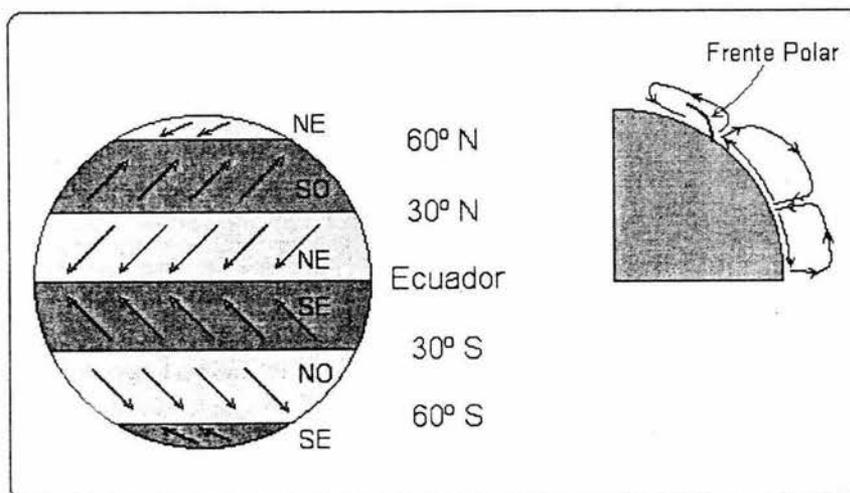


Figura 1.3. - Distribución y dirección de los vientos dominantes sobre la tierra.

(2) La fuerza de fricción afecta la velocidad y dirección del viento dominante y esta en función de los accidentes de la superficie terrestre y su efecto aumenta a medida que nos acercamos a esta.

(3) El gradiente de presión es la fuerza que equilibra la fuerza que tiende a mover el aire de la presión alta a la baja. En otras palabras, es la tasa y dirección del cambio de presión.

La circulación general divide la Tierra en celdas de circulación que definen zonas de presión y cinturones de vientos dominantes [Ref. 3]. La transferencia de energía es de norte a sur o sur a norte y los vientos dominantes son este - oeste u oeste - este. Lo anterior se debe a que los vientos son desviados por la fuerza de Coriolis.

El movimiento del aire hacia el ecuador se desvía para formar los vientos del noreste o sureste (los vientos alisios) de las regiones tropicales. El aire que viaja hacia los polos forma los vientos del oeste, asociados a un cinturón de sistemas de baja presión y circulación ciclónica entre 50° y 60° de latitud de norte y sur.

En general, donde el aire desciende se desarrollan zonas de alta presión, generalmente a latitudes subtropicales ( $\pm 30^\circ$ ) y cerca de los polos. Estas regiones generalmente marcan las zonas desérticas del planeta. Donde el aire asciende la presión atmosférica es baja, en esta región se desarrollan tormentas y sistemas frontales. La Zona de Convergencia Inter-tropical (ITCZ) es la región cerca del ecuador que rodea la Tierra donde los vientos del NE y el SE de ambos hemisferios convergen.

En la figura 1.3 se aprecia la dirección de los vientos dominantes en el globo terrestre. Los resultados se encuentran en la tabla 1.1.

Direcciones del Viento Dominante						
Latitud	90°- 60° N	60°-30° N	30°-0° N	0°-30° S	30°-60° S	60°-90° S
Dirección	NE	SO	NE	SE	NO	SE

Tabla 1.1. - Dirección del viento dominante de acuerdo a la latitud.

## 1.3 LOS VIENTOS SUPERFICIALES

### 1.3.1 Vientos Locales

Dentro de la capa límite planetaria, la fuerza de Coriolis, la fuerza del gradiente de presión y la fricción ejercen una influencia sobre el viento, la cuál aumenta a medida que el viento se acerca a la superficie terrestre.

Mientras más accidentada sea la superficie terrestre, mayor será la fricción. Por ejemplo, sobre una área urbana el flujo de aire experimenta más fricción que sobre una masa de agua (figura 1.4). La fricción no solo disminuye la velocidad del viento, sino que también modifica su dirección, y determina de esta forma los vientos locales que en algunos casos suelen ser distintos en magnitud y dirección a los vientos globales. La fricción se maneja en términos de rugosidad del terreno, es decir, de las características de los obstáculos que se encuentran en él. Lo referente a la rugosidad se explicara más adelante.

Los vientos locales no se restringen a causas de origen orográfico sino que también existen efectos causados por condiciones térmicas debidas al calentamiento diferencial, de los que podemos citar las brisas entre mar y tierra, los vientos de ladera y de valle (figura 1.5).

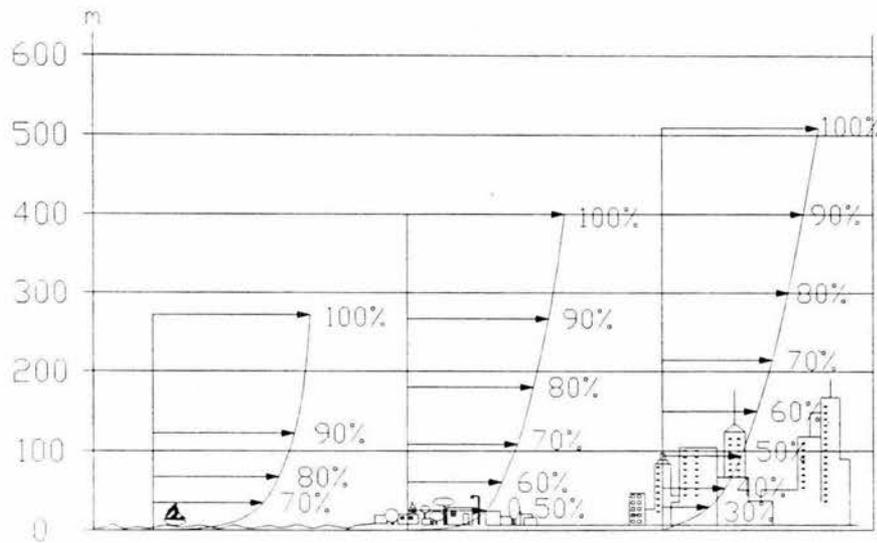


Figura 1.4. - El perfil vertical del viento cambia de acuerdo a las condiciones orográficas de la superficie. En la gráfica se muestra como el viento aumenta su velocidad con el cambio en la altura respecto a distintos tipos de superficies [Ref. 2].

Para determinar sus características es práctico dibujar la rosa de los vientos del lugar sometido a estudio. Además de los efectos relativos a la interacción del viento con la topografía del terreno mencionados arriba, existen otros que revelan con mayor exactitud las características del lugar. Entre ellos tenemos, la rugosidad del terreno, el cizallamiento del viento y la turbulencia, los cuáles darán como resultado la rosa de los vientos de un lugar en particular.

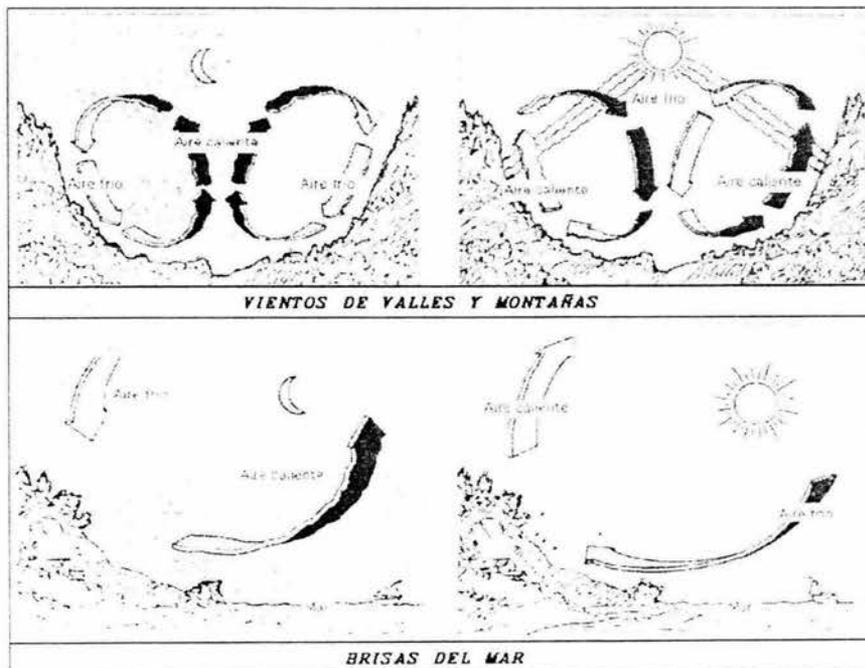


Figura 1.5. - Vientos locales originados por la combinación de efectos térmicos y orográficos.

### 1.3.2 Rugosidad de la Superficie

La rugosidad es un fenómeno producido por la fricción del viento con los accidentes de la superficie terrestre y su efecto es la disminución de la velocidad del viento de acuerdo a la cantidad y dimensiones de los obstáculos del área de estudio.

Así por ejemplo, una zona de bosques frenara más el viento que una pista de hormigón o una superficie de agua. La disminución de la velocidad del viento sigue en aproximación una ecuación de tipo estadístico, conocida como "Ley Exponencial de Hellmann", en la cuál el exponente  $\alpha$  varía de acuerdo con la rugosidad del terreno. La tabla 1.2 indica los valores del exponente  $\alpha$ .

Lugares llanos con hielo o hierba	$\alpha = 0.08 - 0.13$
Lugares llanos(mar, costa)	$\alpha = 0.14$
Terrenos poco accidentados	$\alpha = 0.15 - 0.16$
Zonas rústicas	$\alpha = 0.2$
Terrenos accidentados o bosques	$\alpha = 0.2 - 0.25$
Terrenos muy accidentados y ciudades	$\alpha = 0.25 - 0.4$

Tabla 1.2. - Valores del exponente de Hellmann de acuerdo a la rugosidad de distintos paisajes [Ref. 4].

### 1.3.3 Cizallamiento del Viento

Al hecho de que el perfil vertical del viento se mueve a velocidades más bajas con forme nos vamos acercando al nivel de la superficie, se le conoce como cizallamiento del viento.

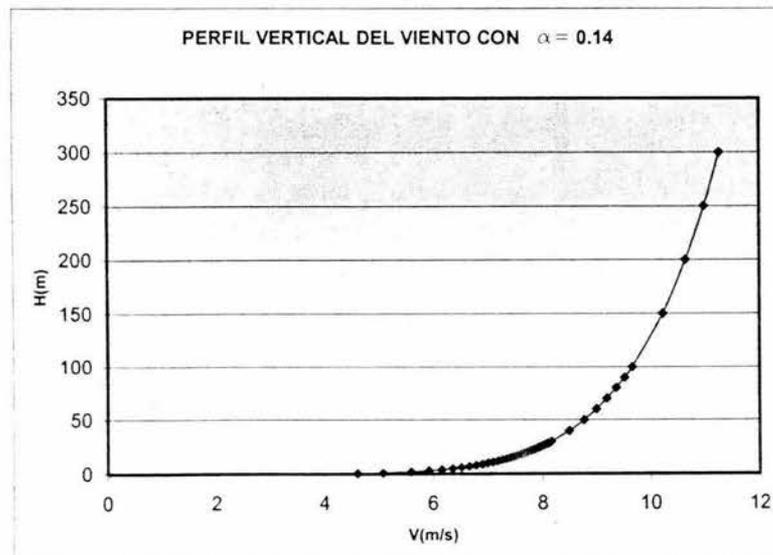


Figura 1.6. - Variación de la velocidad del viento a diferentes alturas.

La gráfica de la figura 1.6 se obtiene a partir de la aplicación de la ecuación de Hellmann (ecuación 1.2).

Esta ecuación nos da el resultado teórico de la velocidad del viento ( $V_h$ ) a una altura ( $X_h$ ) dada sobre el nivel del suelo, teniendo como referencia la velocidad del viento ( $v_{ref}$ ) a una altura conocida ( $X_{ref}$ ), así como el valor del exponente  $\alpha$  del sitio.

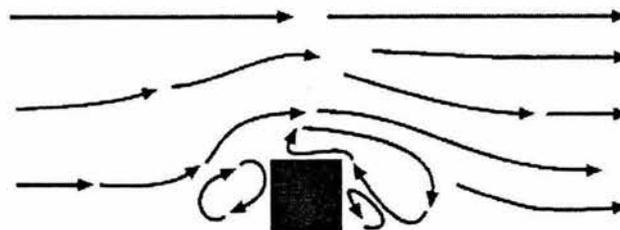
$$V_h = V_{ref} \left( \frac{X_h}{X_{ref}} \right)^\alpha \dots\dots\dots(1.2)$$

En esta gráfica, la velocidad del viento a 10 metros de altura es de 7 metros por segundo, y el parámetro de rugosidad es de acuerdo a las condiciones del mar.

### 1.3.4 Turbulencia

La potencia del viento se ve disminuida con el aumento de la rugosidad, pero en ocasiones, hay obstáculos individuales que por sus dimensiones afectan la velocidad y dirección del viento a una distancia considerable. Objetos como árboles grandes, edificios o formaciones rocosas producen muchas turbulencias que causan remolinos y vórtices en los alrededores, afectando el viento en forma de fluctuaciones de velocidad.

La turbulencia creada en los alrededores del obstáculo tiene la forma que se aprecia en la figura 1.7. Como se puede observar, la turbulencia es más pronunciada en la parte trasera del obstáculo que delante de él.



*Figura 1.7. - La turbulencia que se origina a partir de un obstáculo crea grandes cambios en la velocidad y dirección del viento. Sus efectos son más fuertes en la parte trasera del obstáculo.*

### 1.3.5 La Rosa de los Vientos

El viento es un elemento que posee magnitud y dirección, pero estas características pueden cambiar de acuerdo a la topografía de cada lugar. Es por ello que para mostrar la información sobre la frecuencia de variación de las direcciones del viento, puede dibujarse la llamada rosa de los vientos (figura 1.8), basándose en observaciones meteorológicas de las velocidades y direcciones del viento.

La rosa de los vientos es un gráfico circular dividido en 8, 12 o 16 sectores, aunque 12 es el número de sectores que se utiliza como estándar [Ref. a-3]. La utilidad de los datos que proporciona la rosa de los vientos radica en la posibilidad de saber en que direcciones el viento sopla durante mas tiempo. Estos datos son imprescindibles para el diseño de cualquier estructura, para determinar en que puntos o direcciones, el viento causara mayores esfuerzos.

En el caso de aerogeneradores, servirá fundamentalmente como dato para determinar su correcta ubicación.

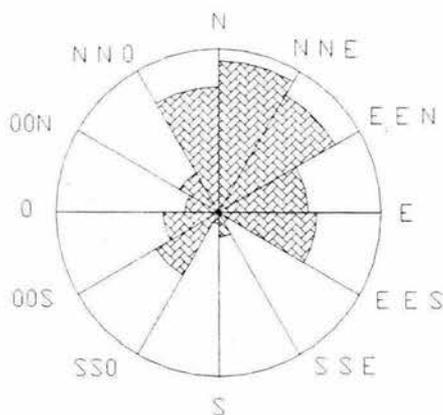


Figura 1.8. - La rosa de los vientos típica dividida en 12 sectores muestra en este caso que las direcciones del viento dominante son NOO, N, NNE, EEN, y en menor proporción E y EES.

### 1.4 POTENCIA DEL VIENTO

El viento es el elemento básico de la circulación general de la atmósfera y es definido como “el aire en movimiento”. Este movimiento, desde ráfagas pequeñas hasta grandes masas de aire es ocasionado por la energía solar y la rotación de la tierra. La energía cinética del viento depende básicamente de los valores que tomen la densidad ( $\rho$ ) y velocidad ( $v$ ) del aire.

#### 1.4.1 Calculo de la Potencia del Viento

Como se señaló anteriormente, la energía cinética de una masa de aire, depende básicamente de su densidad y velocidad [Ref. a-3]. La energía cinética de una masa de aire “m” moviéndose a una velocidad “v” responde a la expresión:

$$Ec = \frac{1}{2} m v^2 \dots\dots\dots(1.3)$$

El volumen de aire que se mueve es “V”, y tiene una densidad “ $\rho$ ”, por lo tanto su masa es:  $m = \rho V$  y su energía cinética será:

$$Ec = \frac{1}{2} \rho V v^2 \dots\dots\dots(1.4)$$

La cantidad de aire que atraviesa un área “A” perpendicular a la corriente, en un tiempo “t”, dependerá de la magnitud del área y de su velocidad. Esta cantidad o volumen de aire se expresa como:

$$V = Avt \dots\dots\dots(1.5)$$

Sustituyendo la ecuación (1.5) en la ecuación (1.4), tenemos:

$$Ec = \frac{1}{2} \rho A t v^3 \dots\dots\dots(1.6)$$

Que es la energía cinética del aire. Dado que la energía se define como;  $E = P \times t$ , donde "P" es la potencia y "t" el tiempo, entonces la potencia del viento resulta:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 \dots\dots\dots(1.7)$$

Donde:

- P = potencia en watts ( 746 watts = 1 hp)
- $\rho$  = densidad (1.225 kg/m<sup>3</sup> al nivel del mar)
- A = área (m<sup>2</sup>)
- v = velocidad del viento (m/s) ( 1 m/s = 2.24 mph = 1.944 nudos)

De esta manera, la potencia mecánica disponible en las masas de aire en movimiento, es directamente proporcional al cubo de la velocidad del viento y al área expuesta perpendicularmente a la corriente de aire (figura 1.9).

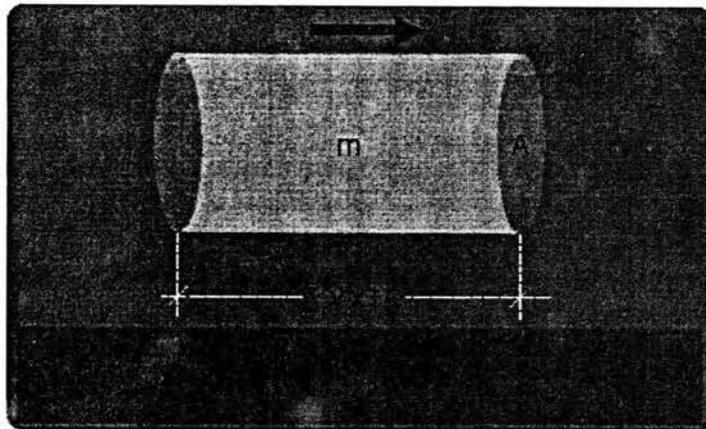


Figura 1.9. - La potencia que posee una masa de aire en movimiento depende de su velocidad y del área que atraviesa.

Sin embargo, debido a que debe cumplirse la ecuación de conservación de la masa en el flujo de aire (condición de continuidad), ningún mecanismo puede extraer toda la potencia eólica disponible en el viento. Por lo anterior, la máxima potencia que se puede extraer del viento está descrita por el "teorema de Betz" [Ref. a-3], el cuál predice que el valor máximo de la potencia aprovechable es del 59%. Este valor también es conocido como Coeficiente de Potencia o "Límite de Betz".

En la tabla 1.3 se aprecia como aumenta la potencia del viento (densidad de potencia en W/m<sup>2</sup>) con el correspondiente aumento en su velocidad, en condiciones normales de presión a nivel del mar, 15° C y  $\rho = 1.225 \text{ kg/m}^3$ . La potencia que posee el viento tiende a aumentar con la altitud, esto es por que la fricción entre el viento y la superficie va disminuyendo conforme nos alejamos del suelo, permitiendo que el viento fluya con una mayor velocidad.

Como la densidad disminuye con la altitud, la potencia del viento también baja, pero este efecto es despreciable a alturas de hasta unos 200 metros aproximadamente.

Densidad de Potencia del Viento					
m/s	W/m <sup>2</sup>	m/s	W/m <sup>2</sup>	m/s	W/m <sup>2</sup>
0	0	8	313,6	16	2508,8
1	0,6	9	446,5	17	3009,2
2	4,9	10	612,5	18	3572,1
3	16,5	11	815,2	19	4201,1
4	39,2	12	1058,4	20	4900,0
5	76,5	13	1345,7	21	5672,4
6	132,3	14	1680,7	22	6521,9
7	210,1	15	2067,2	23	7452,3

Tabla 1.3. - Densidad de Potencia de Viento a diferentes velocidades.

## 1.5 DETERMINACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO DE UN LUGAR

### 1.5.1 Condiciones Meteorológicas

En la determinación del potencial eólico de un sitio, es necesario tener en cuenta sus condiciones meteorológicas, principalmente, su temperatura, presión, humedad relativa y sobre todo la velocidad del viento. Estos datos los proporcionan estaciones meteorológicas, las cuáles por lo general registran los cambios de estos parámetros las 24 horas del día (en promedios de una hora), y durante largos lapsos de tiempo (meses o años).

Es claro que todos estos datos por si mismos no nos proporcionan una idea clara del potencial eólico del sitio que se analice, por lo que es necesario someterlos a un proceso de análisis que involucra los conceptos vistos en el capítulo anterior, así como otros de naturaleza estadística, debido a que como veremos en detalle mas adelante, el viento es un parámetro de características dispersas y aleatorias.

#### *Medición de la Velocidad y Dirección del Viento*

Las mediciones de las velocidades del viento se realizan normalmente usando un anemómetro de cazoletas como el de la figura 1.10. El anemómetro de cazoletas tiene un eje vertical y tres cazoletas que capturan el viento. El número de revoluciones por segundo se registran electrónicamente. Normalmente, el anemómetro está provisto de una veleta para detectar la dirección del viento. Otros tipos de anemómetros incluyen ultrasonidos o anemómetros provistos de láser que detectan el desfase del sonido o la luz coherente reflejada por las moléculas de aire.

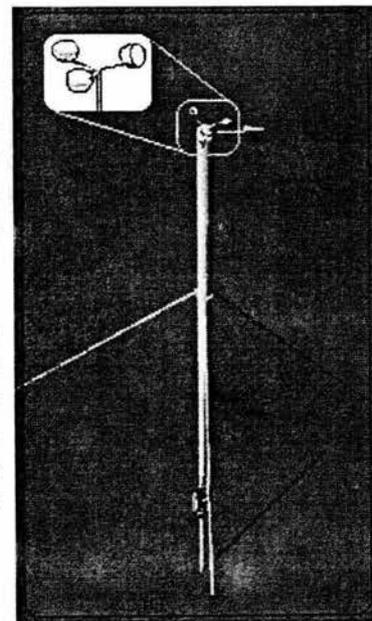


Figura 1.10. - Anemómetro de cazoletas.

La dirección del viento se comprueba con una veleta, que consiste en un dispositivo montado en un eje vertical y de giro libre, de tal modo que puede moverse cuando el viento cambia de dirección. Normalmente el movimiento de la veleta está amortiguado para prevenir cambios demasiado rápidos en la dirección del viento. Según sea la velocidad del viento se pueden considerar tres tipos de definiciones:

- Viento Instantáneo; se mide la velocidad del viento en un instante determinado.
- Viento Medio Aeronáutico; se mide la velocidad media durante 2 minutos.
- Viento Medio Meteorológico; se mide la velocidad media durante 10 minutos.

De los tres casos mencionados arriba, el más utilizado es el Viento medio meteorológico, ya que es la medida estándar, aunque si los intervalos son menores, aumentara la precisión. En realidad los sensores toman muestras del valor del viento con una frecuencia de 5 a 10 segundos y los promedian cada dos minutos, 10 minutos o una hora.

El anemómetro y la veleta se ubican por norma a una altura de 10 metros sobre la superficie, es por ello que si necesitamos calcular la velocidad del viento a otra altura, podemos aplicar la ley exponencial de Hellmann vista en la sección 1.3.2. Una forma de hacer una evaluación preliminar rápida de la velocidad del viento, es realizar una observación física del comportamiento del entorno en presencia del viento y compararlo con la escala Beaufort (Tabla 1.4), que relaciona intervalos de velocidades del viento con una escala adimensional que va de 0 a 12.

Estos números describen el comportamiento del entorno a diferentes velocidades del viento. Los resultados de la aplicación de este método solo deben servir para los fines que se indican, nunca como resultados definitivos, ya que lecturas confiables solo se pueden obtener con el equipo adecuado (anemómetro y la veleta).

#### *Medición de la Presión Atmosférica*

La presión atmosférica es útil para determinar la climatología local y la determinación de la potencia contenida en el viento. Su medición se realiza con un barómetro meteorológico corriente. Debido a que la presión cambia con lentitud, la frecuencia de las medidas se puede realizar en intervalos de una a tres horas.

#### *Medición de la Temperatura*

En la determinación de la energía eólica, la medida de la temperatura es importante para analizar la climatología local. Generalmente los termómetros corrientes basados en un elemento de resistencia de platino son los más utilizados.

#### *Medición de la Humedad Relativa*

La humedad relativa se mide con el psicrómetro, que es un instrumento que consta de un termómetro seco que mide la temperatura del aire, y de un termómetro cuyo depósito está rodeado de una mecha de algodón empapado en agua (termómetro húmedo). El termómetro húmedo, debido a la evaporación marca una temperatura inferior al seco, y la diferencia entre ambos es una función de la humedad relativa que se expresa en unas tablas.

ESCALA BEAUFORT					
Definición		Velocidad		Especificaciones	
		M/seg	Km/h	En tierra	En la mar
0	CALMA	0-0.2	< 1	El humo sube verticalmente	La mar está como un espejo
1	VENTOLINA	0.3-1.5	1-5	La dirección del viento se define por la del humo	Rizos sin espuma
2	BRISA MUY DÉBIL	1.6-3.3	6-11	El viento se siente en la cara. Se mueven las hojas de los árboles, veletas y banderas	Olas pequeñas que no llegan a romper
3	BRISA DÉBIL	3.4-5.4	12-19	Las hojas de los árboles se agitan constantemente. Se despliegan las banderas	Olas algo mayores cuyas crestas comienzan a romper.
4	BRISA MODERADA	5.5-7.9	20-28	Se mueven los árboles pequeños. En los estanques se forman olas pequeñas.	Las olas se hacen más largas.
5	BRISA FRESCA	8.0-10.7	29-38	El viento levanta los árboles pequeños. En los estanques se forman olas largas.	Olas moderadas alargadas. Gran abundancia de espuma.
6	BRISA FUERTE	10,8-13,8	39-49	Se utilizan con dificultad los paraguas.	Comienzan a formarse olas grandes. Las crestas de espuma blanca se extienden.
7	VIENTO FUERTE	13.9-17.1	50-61	Todos los árboles se mueven. Es difícil andar contra el viento.	La mar engruesa. La espuma de las crestas empieza a ser arrastrada por el viento.
8	DURO	17.2-20.7	62-74	Se rompen las ramas delgadas de los árboles. Casi no se puede andar contra el viento.	Olas de altura media y más alargadas. De las crestas se desprenden algunos torbellinos.
9	MUY DURO	20.8-24.4	75-88	Ocurren desperfectos en las partes salientes de los edificios, cayendo chimeneas y levantando tejados.	Olas gruesas: la espuma es arrastrada en capas espesas. Las crestas de las olas comienzan a romper.
10	TEMPORAL	24.5-28.4	89-102	Se observa rara vez. Arranca árboles y ocasiona daños de consideración en los edificios.	Olas muy gruesas. La espuma se aglomera en grandes bancos, siendo arrastrada por el viento en forma de espesas estelas blancas. La superficie del mar parece blanca.
11	BORRASCA	28.5-32.6	103-117	Observada muy rara vez. Ocasiona destrozos en todas partes.	Olas excepcionalmente grandes (los buques de pequeño y mediano tonelaje pueden perderse de vista). La mar está completamente cubierta de bancos de espuma blanca.
12	HURACÁN	32.7-36.9	118-133		

Tabla 1.4. - Escala Beaufort de las velocidades del viento tomando velocidades del viento a diez metros de altura [Ref. a-4].

## 1.6 DETERMINACIÓN DE LA DENSIDAD MEDIA DEL AIRE

### 1.6.1 Cálculo de la Densidad Media del Aire

Comúnmente, la densidad del aire no es medida directamente, sino que se calcula a partir de las condiciones meteorológicas de temperatura, presión y humedad relativa o punto de rocío [Ref. a-5].

El aire como un gas real, obedece a la expresión:

$$pV = nZRT \quad \dots\dots\dots (1.8)$$

Donde:

- P = presión
- V = volumen del gas
- n = cantidad de sustancia
- Z = factor de compresibilidad
- R = constante universal de los gases ideales
- T = temperatura del aire (°K)

Designando por  $m$  la masa del gas y por  $M$  su masa molar, la densidad del aire es:

$$\rho = \frac{m}{V} = \frac{nM}{V} \quad \dots\dots\dots(1.9)$$

Y sustituyendo (1.10) en la ecuación (1.9) tenemos:

$$\rho = \frac{pM}{ZRT} \quad \dots\dots\dots(1.10)$$

El aire húmedo contiene una fracción molar de vapor de agua  $x_v$ , y una fracción molar de aire seco  $(1 - x_v)$ . Por lo tanto la expresión que define su masa molar es:

$$M = M_a \left[ 1 - x_v \left( 1 - \frac{M_v}{M_a} \right) \right] \quad \dots\dots\dots(1.11)$$

Donde:

- $M_a$  masa molar del aire seco ( $M_a = 0,028963512 \text{kgmol}^{-1}$ )
- $M_v$  masa molar del agua ( $M_v = 0,018015 \text{kgmol}^{-1}$ )

Sustituyendo la ecuación (1.11) en la ecuación (1.10) queda:

$$\rho = \frac{pM_a}{ZRT} \left[ 1 - x_v \left( 1 - \frac{M_v}{M_a} \right) \right] \quad \dots\dots\dots(1.12)$$

Esta ecuación se usa para determinar la densidad del aire, con una certidumbre relativa de la ecuación de  $\pm 1 \times 10^{-4}$ .

La Constante Universal de los Gases Ideales es:

$$R = 8.314510 \pm 8.4 \times 10^{-6} J \cdot mol^{-1} \cdot ^\circ K^{-1}$$

El Factor de Compresibilidad se calcula con la ecuación (1.13).

$$Z = 1 - \frac{p}{T} [a_0 + a_1 t + a_2 t^2 + (b_0 + b_1 t)x_v + (c_0 + c_1 t)x_v^2] + \frac{p^2}{T^2} (d + e x_v^2) \quad \dots(1.13)$$

Donde:

t temperatura en  $^\circ C$

$$a_0 \ 1,518 \ 23 \times 10^{-6} \text{ } ^\circ K \text{ Pa}^{-1}$$

$$a_1 \ -2,933 \ 1 \times 10^{-8} \text{ Pa}^{-1}$$

$$a_2 \ 1,104 \ 3 \times 10^{-10} \text{ } ^\circ K^{-1} \text{ Pa}^{-1}$$

$$b_0 \ 5,707 \times 10^{-6} \text{ } ^\circ K \text{ Pa}^{-1}$$

$$b_1 \ -2,051 \times 10^{-8} \text{ Pa}^{-1}$$

$$c_0 \ 1,989 \ 8 \times 10^{-4} \text{ } ^\circ K \text{ Pa}^{-1}$$

$$c_1 \ -2,376 \times 10^{-6} \text{ Pa}^{-1}$$

$$d \ 1,83 \times 10^{-11} \text{ } ^\circ K^2 \text{ Pa}^{-2}$$

$$e \ -0,765 \times 10^{-8} \text{ } ^\circ K^2 \text{ Pa}^{-2}$$

T temperatura del aire en  $^\circ K$

p presión barométrica en Pa

La Fracción Molar de Vapor de Agua  $x_v$  se determina a partir de la humedad relativa  $h$ . La humedad relativa se define como la fracción molar de vapor de agua en el aire húmedo  $x_v$ , entre la fracción molar del vapor de agua en aire húmedo saturado  $x_{sv}$ , a la misma presión y temperatura.

$$h = \frac{x_v}{x_{sv}} \quad \dots\dots\dots(1.14)$$

$x_{sv}$  está en función de la presión de saturación de vapor  $P_{sv}$ , a la misma temperatura. Es necesario introducir un factor de corrección  $f$ , llamado "factor de fugacidad", el cuál depende de la temperatura y la presión.

El Factor de Fugacidad con la temperatura en  $^\circ C$  se calcula con la expresión:

$$f = \alpha + \beta p + \gamma t^2 \quad \dots\dots\dots(1.15)$$

Donde:

$$\alpha \ 1,00062$$

$$\beta \ 3,14 \times 10^{-8} \text{ Pa}^{-1}$$

$$\gamma \ 5,6 \times 10^{-7} \text{ } ^\circ K^{-2}$$

p presión barométrica en Pa

t temperatura del aire en  $^\circ C$

La Presión de Vapor Saturado ( $P_{sv}$ ) se calcula como sigue:

$$P_{sv} = 1Pa \times \exp\left(AT^2 + BT + C + \frac{D}{T}\right) \dots\dots\dots(1.16)$$

Donde:

- A  $1,237\ 884\ 7 \times 10^{-5} \text{ }^\circ\text{K}^{-2}$
- B  $-1,912\ 131\ 6 \times 10^{-2} \text{ }^\circ\text{K}^{-1}$
- C  $33,937\ 110\ 47$
- D  $-6,343\ 164\ 5 \times 10^3 \text{ }^\circ\text{K}$
- T temperatura del aire en  $^\circ\text{K}$

Ahora, despejando  $x_v$  de la ecuación (1.14) y sustituyendo el valor de  $x_{sv}$  queda la siguiente expresión:

$$x_v = hf(p,t) \frac{P_{sv}(t)}{p} \dots\dots\dots(1.17)$$

Con la ecuación (1.17) se puede obtener el valor de la fracción molar del vapor de agua. Al aplicar este procedimiento a una serie de datos, obtenemos la densidad correspondiente, pero es común requerir calcular la densidad media durante el lapso de estudio [Ref. 5], para lo cuál aplicaremos la siguiente expresión estadística:

$$\bar{X} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^n n_i x_i \dots\dots\dots(1.18)$$

Donde:

- $\bar{X}$  valor medio de la muestra(media de la densidad)
- $N$  tamaño de la muestra(numero de veces que se calculo la densidad)
- $x_i$  marca de clase(cada valor de la densidad)
- $n_i$  repeticiones de cada valor de la densidad.

### 1.6.2 Cambio de la Densidad con la Altura

En la sección sobre los vientos globales vimos que el aire caliente suele ascender hasta los límites de la Troposfera, para enfriarse y volver a descender, originando de esa manera la circulación general. Por lo anterior es claro que a partir de la superficie el aire es más frío y por lo tanto más denso, y a medida que vamos ascendiendo su densidad disminuye. La densidad del aire  $\rho$  a una altura  $z$ , se puede obtener aplicando la ecuación(1.19) [Ref. 7].

$$\rho(z) = \rho_0 \left[ 1 - \left( \frac{k-1}{k} \right) \left( \frac{z}{H_0} \right) \right]^{\frac{1}{k-1}} \dots\dots\dots(1.19)$$

Donde  $k = 1.4$ , es el exponente isoentrópico para el aire con una densidad inicial  $\rho_0$ , a una altura dada, y con una atmósfera homogénea hasta una altura  $H_0$ .

Para el caso de una atmósfera politrópica, el exponente  $k$  ya no es valido y se cambia por  $n$ , cuyo valor es  $n = 1.235$ , y  $H_0 = 8434$  metros.

Entonces la ecuación anterior queda:

$$\rho(z) = \rho_0(1 - 0.0000226z)^{4.25532} \dots\dots\dots(1.20)$$

Para el calculo de la densidad a otra altura también suele emplearse la ecuación (1.21) que proporciona resultados análogos a la ecuación (1.20).

$$\rho(z) = 1.2255 - 1.1743 \times 10^{-4} z + 4.0267 \times 10^{-9} z^2 \dots\dots\dots(1.21)$$

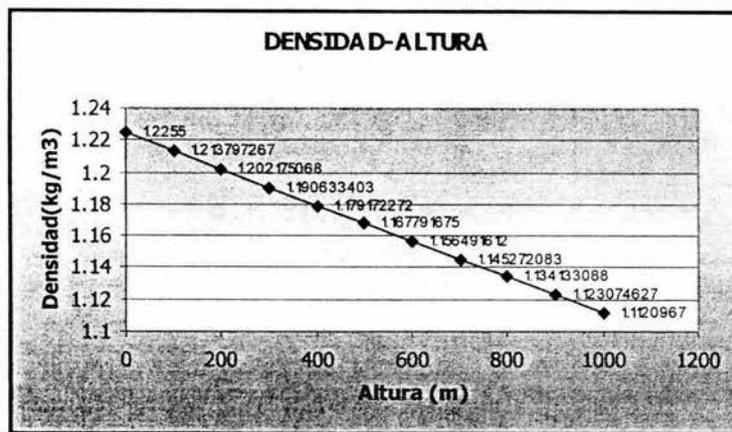


Figura 1.11. - Gráfica obtenida con los datos de la tabla(1.5).

Tomando como ejemplo una densidad del aire de  $1.2255 \text{ kg/m}^3$ , al nivel del mar a presión atmosférica normal (101325 Pa) y  $15^\circ \text{ C}$  ( $288^\circ \text{ K}$ ), y aplicando la ecuación (1.21),el cambio de la densidad hasta una altura de 1000 metros se muestra en la tabla 1.5, así como en la gráfica de la figura 1.11.

DENSIDAD(kg/m³)	ALTURA(m)
1.2255	0
1.213797267	100
1.202175068	200
1.190633403	300
1.179172272	400
1.167791675	500
1.156491612	600
1.145272083	700
1.134133088	800
1.123074627	900
1.1120967	1000

Tabla 1.5. - Valores de la densidad del aire estándar con el aumento de la altura

## 1.7 REPRESENTACIONES ESTADÍSTICAS DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO

Dadas las características tan dispersas y aleatorias del viento, es obvio que la única manera de estudiar características tales como su duración y su distribución a lo largo de un lapso dado de estudio, es analizándolo por medio de la estadística [Ref. a-2]. Para ello se recurre a la representación de la velocidad del viento como una variable aleatoria con una cierta función de distribución.

Normalmente se suele utilizar la Distribución de Weibull. Se trata de una distribución de dos parámetros: el parámetro de escala  $c$  y el parámetro factor de distribución de forma  $k$ . También se suele utilizar la Distribución de Rayleigh, que es un caso especial de la distribución de Weibull. Ambas se analizarán en las siguientes secciones.

### 1.7.1 La Distribución de Weibull

La expresión analítica más usada en estudios de energía eólica para representar la probabilidad de velocidades del viento, es la Distribución de Weibull. La función de densidad de probabilidad de esta distribución es de la forma:

$$f(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \dots\dots\dots(1.22)$$

Donde:

- $f(v)$  representa la probabilidad estadística de que ocurra una determinada velocidad.
- $c$  es el denominado factor de escala, cuyo valor es cercano a la velocidad media (m/s).
- $k$  es el factor de distribución de forma (adimensional).

La función de distribución correspondiente es:

$$F(v) = 1 - e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \dots\dots\dots(1.23)$$

#### *Determinación del Factor de Distribución de Forma y del Factor de Escala*

La potencia que llevaría el viento si se desplazara con una velocidad igual a la media durante las 8760 horas del año sería:

$$P_{media} = \int_0^{8760} \frac{1}{2} \rho A v_{media}^3 dt = 8760 \left( \frac{1}{2} \rho A v_{media}^3 \right)$$

Y la potencia realmente disponible será:

$$P = \int_0^{8760} \frac{1}{2} \rho A v^3 dt$$

Se define el "factor de distribución de forma" como la relación entre la potencia realmente disponible y la potencia del viento a una velocidad constante igual a la velocidad media, es decir:

$$k = \frac{P}{P_{media}} = \frac{\frac{1}{8760} \int_0^{8760} v^3 dt}{v_{media}^3} = \frac{\bar{v}^3}{v_{media}^3}$$

Donde  $\bar{v}^3$  es el promedio del cubo de las velocidades. Los valores prácticos de  $k$  están comprendidos entre 1.4 y 4.4. Si comparamos dos sitios con igual velocidad media del viento, el que mayor potencia disponible tendrá será aquel cuyo valor del factor  $k$  es mayor. Cuanto mayor sea  $k$ , mayor será la energía del viento disponible. El valor del factor de escala  $c$ , es cercano a la velocidad media, por lo general un metro sobre segundo mayor. Los valores de  $c$  y  $k$  se calculan a partir de las lecturas que dan las estaciones meteorológicas, que como vimos con anterioridad, se encuentran a una determinada altura  $z_0$ .

Es por lo anterior que para conocer la distribución de velocidades a otra altura se deben extrapolar los valores de  $v$ , aplicando la ley exponencial de Hellmann, de la sección 1.3.3 y en consecuencia se obtienen otros valores para  $c$  y  $k$ .

### 1.7.2 Distribución de Rayleigh

La ecuación de Distribución de Rayleigh describe la distribución de velocidades del viento con una aproximación razonable dentro de ciertos límites, siendo su velocidad media un parámetro de gran importancia. Esta distribución es un caso especial de la distribución de Weibull, con  $k = 2$ . La función de densidad de probabilidad de la Distribución de Rayleigh es:

$$f(v) = \frac{\pi v}{2 \bar{v}^2} e^{-\xi} \quad ; \quad \xi = \frac{\pi}{4} \left( \frac{v}{\bar{v}} \right)^2 \quad \dots\dots\dots(1.24)$$

y su función de distribución correspondiente es:

$$F(v) = 1 - e^{-\xi} \quad \dots\dots\dots(1.25)$$

Para calcular el número de horas que el viento soplara a cada velocidad, se debe multiplicar la ecuación (1.24) por el número de horas al año, que son 8766. Si bien, esta función tiene como parámetro de distribución de forma  $k = 2$ , también se puede aplicar con una aproximación aceptable, para velocidades del viento medias superiores a 15 km/h, pero sobre todo si solo se cuenta con la velocidad media.

## 1.8 CALCULO DEL POTENCIAL EÓLICO DE UN SITIO

De acuerdo con lo visto hasta ahora acerca de las características aleatorias de la velocidad del viento, estamos en posibilidad de poder calcular el potencial eólico de un sitio, es decir, la "Energía disponible" en kWh/m<sup>2</sup> que durante un intervalo de tiempo (un mes o un año) estará disponible de acuerdo a sus condiciones particulares de viento, esto a partir del calculo de la "Densidad de Potencia Eólica" o potencia media del viento en W/m<sup>2</sup> [Ref. a-3].

Clase de Potencia Eólica	Densidad de Potencia (W/m <sup>2</sup> )	Velocidad media del viento (m/s)	Viabilidad Comercial (Tarifas Actuales)
3	300 a 400	6 a 7	Marginal
4	400 a 500	7 a 7.5	Buena
5	500 a 600	7.5 a 8	Muy Buena
6	600 a 800	8 a 8.75	Excelente

Tabla 1.6. - Densidad de potencia del viento según la clase [Ref. a-6].

La importancia de obtener el potencial eólico radica en que nos da una idea clara acerca de la cantidad de potencia que en un momento dado, podríamos aprovechar o sustraer del viento al implementar aerogeneradores, que son máquinas capaces de transformar la energía cinética del aire en energía eléctrica. Mas adelante veremos de forma analítica las condiciones en las cuáles funcionan estas máquinas, así como la forma en que podemos calcular la potencia que pueden producir basándose en condiciones meteorológicas particulares.

La “Densidad de Potencia Eólica” se clasifica, de acuerdo con el Consejo para el Desarrollo Sustentable para la Energía en Texas (Julio de 1995), por “clase” (tabla 1.6). En la cuarta columna se menciona la viabilidad comercial de los precios de la energía obtenida con aerogeneradores en ese año.

Podría pensarse que la potencia media de un lugar se calcula utilizando como dato la velocidad media(durante un intervalo considerado) del viento, sin embargo hay que recordar que la energía que lleva el viento es proporcional al cubo de su velocidad, por lo que velocidades mayores a la media implican un transporte energético de mayor densidad. De ahí la importancia de aplicar la función de densidad de probabilidad de Weibull para cada intervalo de 0.1 m/s, que en combinación con la ecuación de la potencia del viento (1.7), nos dará como resultado la potencia media del viento[Ref. a-2], es decir:

$$P_{media} = \sum_{i=0}^i P(v_i) f(v_i) \dots\dots\dots(1.26)$$

Donde tenemos que  $P(v)$  es la potencia del viento para cada velocidad del viento,  $f(v)$  es la probabilidad de que ocurra cada una de ellas en el intervalo de tiempo considerado(un mes o un año) y  $P_{media}$  es la densidad de potencia o potencia media disponible en W/m<sup>2</sup>.

Así mismo podemos obtener el número de horas que el viento sopla a cada velocidad, si multiplicamos el número de horas del intervalo considerado por la probabilidad de que ocurra cada velocidad. La ecuación queda de la siguiente forma:

$$T = H \cdot f(v) \dots\dots\dots(1.27)$$

En la gráfica de la figura 1.12 aparece, a manera de ejemplo, la curva de duración de la velocidad del viento que resulta de la aplicación de la ecuación anterior, donde la velocidad media del viento es de 6.1 m/s y factor de distribución de forma  $k = 2$ .

Así mismo podemos obtener el número de horas que el viento sopla a cada velocidad, si multiplicamos el número de horas del intervalo considerado por la probabilidad de que ocurra cada velocidad. La ecuación queda de la siguiente forma:

$$T = H \cdot f(v) \dots\dots\dots(1.27)$$

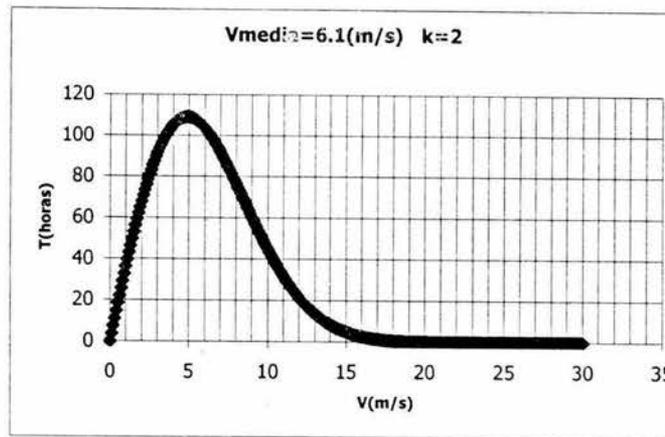


Figura 1.12. - Curva de duración de la velocidad del viento para intervalos de 0.1 m/s.

En la gráfica de la figura 1.12 aparece, a manera de ejemplo, la curva de duración de la velocidad del viento que resulta de la aplicación de la ecuación anterior, donde la velocidad media del viento es de 6.1 m/s y factor de distribución de forma  $k = 2$ .

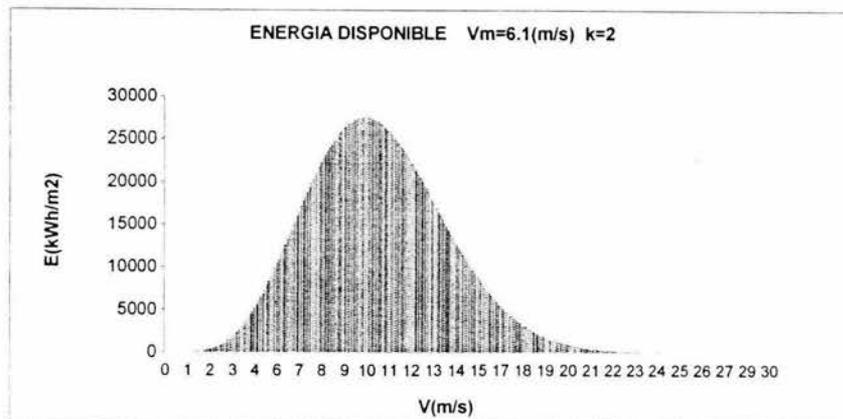
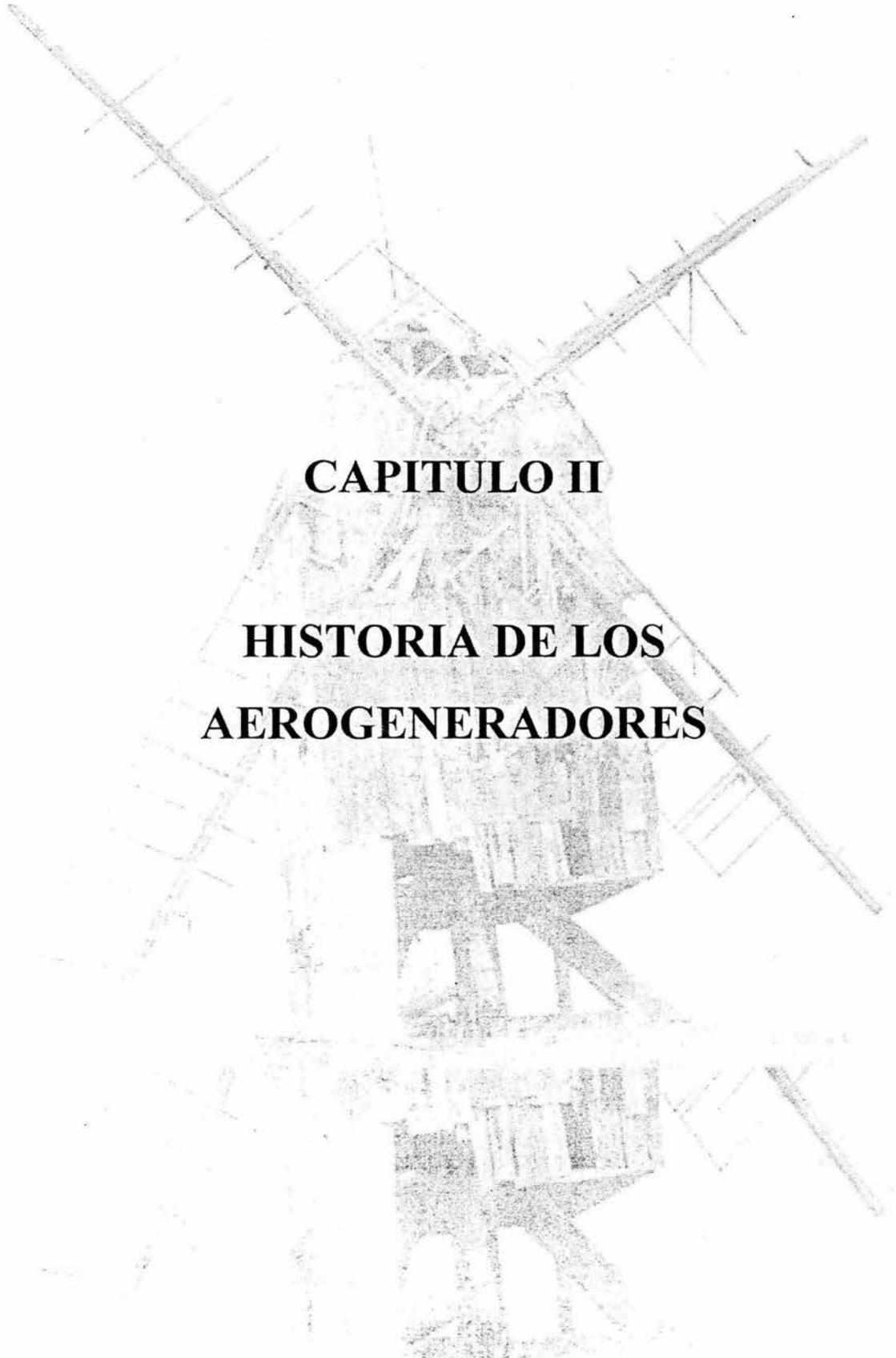


Figura 1.13. - El área bajo la curva representa la energía disponible del viento en un rango de 0 a 30 m/s, durante un año.

En este sitio, a una velocidad de 5 m/s, el viento soplara durante unas 110 horas, para el intervalo de un año u 8766 horas. El potencial eólico o energía disponible en kWh/m<sup>2</sup>, se determina evaluando la potencia del viento para cada velocidad con la ecuación (1.7), y posteriormente multiplicar cada resultado por el número de horas que el viento soplara a esa velocidad. La expresión para el potencial eólico disponible queda:

$$E = \sum_{i=0}^n P(v_i) \cdot T_i \dots\dots\dots(1.28)$$

Para el ejemplo anterior, la energía disponible se representa en la gráfica de la figura 1.13, donde se observa la energía que lleva el viento a cada velocidad. Para una velocidad de 10 m/s, la potencia acumulada en el año será de unos 27,300 kWh/m<sup>2</sup>.



**CAPITULO II**

**HISTORIA DE LOS**

**AEROGENERADORES**

## 2.1 PRIMERAS MÁQUINAS EÓLICAS

Las primeras máquinas eólicas de las que se tiene noticia aparecieron en las regiones del Tíbet [Ref. 8] y Mongolia poco antes del siglo II a.C., y se usaron con fines religiosos (figura 2.1). Eran máquinas de eje vertical. En la antigua Persia apareció por primera vez el molino de viento de aplicación práctica, para moler granos (figura 2.2). Es posible que esta máquina se haya construido varios siglos antes de nuestra era.

Era un molino diseñado sobre un eje vertical formado por una torre de mampostería con una pared frontal que dirigía el viento sobre las palas del rotor. El rotor estaba formado por seis u ocho palas de madera unidas a un eje que a su vez se conectaba a una muela situada en su base. Su sistema de regulación consistía en un sistema de compuertas de accionamiento manual que permitía la entrada de un mayor o menor flujo de aire.

El diseño de estas máquinas era muy elemental y su fabricación muy tosca. En la antigua China se utilizaron unos molinos de eje vertical denominados “panémonas” y su función era bombear agua. Sus palas estaban constituidas de velas de juncos. En la escuela de Alejandría aproximadamente por el siglo II d.C. Herón, creó una máquina llamada “Auneriom” que emitía sonidos musicales y funcionaba mediante un rotor de eje horizontal.

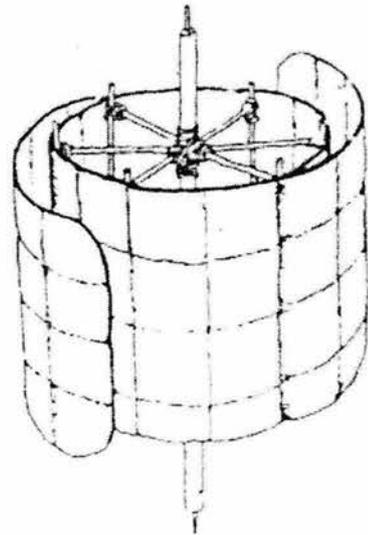


Figura 2.1. – Primeras máquinas eólicas conocidas como ruedas de oración.

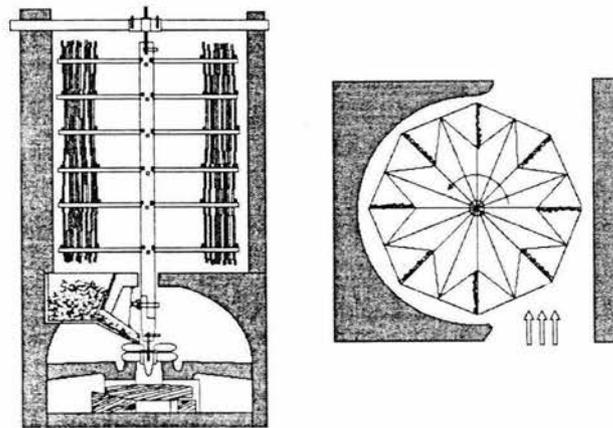


Figura 2.2. - Estructura de antiguo molino persa.

## 2.2 DIFUSIÓN DE LAS MÁQUINAS EÓLICAS

A partir del siglo IX el dominio de la cultura árabe contribuye a la difusión en Occidente de las máquinas eólicas desarrolladas en Oriente, en especial desde la cuenca inferior del Mediterráneo hasta el sur de la península ibérica.

Los geógrafos árabes Al-Tabri y Al-Masudi mencionan que comenzaron a construir molinos a gracias a las explicaciones de los esclavos de Oriente. Por otro lado, en los países del norte de Europa, específicamente Inglaterra y los países bajos, aparecieron en forma paralela a los molinos mediterráneos, los llamados molinos europeos. Su origen es muy dudoso, pero se cree que fueron introducidos por los cruzados a su regreso de Palestina siguiendo las rutas comerciales de Rusia Meridional.

### 2.2.1 Molinos Mediterráneos

A partir del siglo X, el uso de molinos de viento mediterráneos fue muy frecuente en regiones como la isla de Creta y posteriormente en el Califato de Córdoba al sur de la península Ibérica, donde eran utilizados para el bombeo de agua. Los molinos mediterráneos (figura 2.3) se caracterizaban por poseer un rotor con velas para atrapar el viento. La velocidad de giro se regulaba soltando o recogiendo las velas.

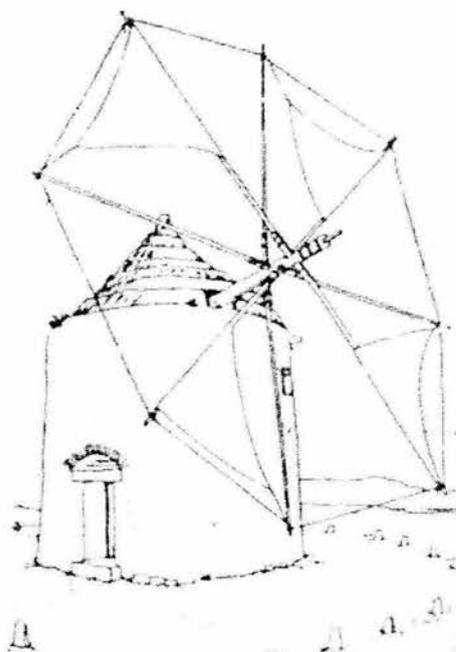


Figura 2.3. – Típico molino de viento mediterráneo, empleado para moler granos

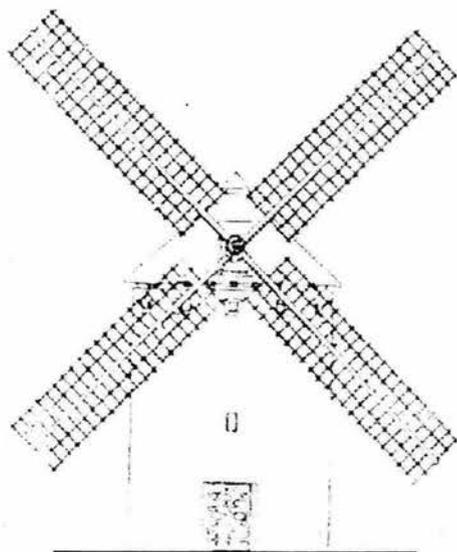


Figura 2.4. – Vista frontal de un molino manchego del siglo XIII.

La estructura en si era muy flexible, lo cuál la hacía vulnerable a las tormentas. Con el paso del tiempo se perfeccionaron y dieron lugar a los molinos tipo torre, hechos de mampostería que incluían una corona dentada para orientar el rotor y mediante diversos mecanismos transmitía el movimiento a unas muelas en la parte inferior.

El uso de este tipo de molinos se extendió por la cuenca del Mediterráneo y la zona de Huelva y Cádiz hacia los siglos XII y XIII. En la zona de la Mancha se construyó el molino *manchego* (figura 2.4), que es una mezcla del típico molino mediterráneo y el tipo europeo. Su base era de mampostería como el tipo mediterráneo, pero las aspas estaban hechas con un entramado de madera y recubierto con tela.

### 2.2.2 Molinos Europeos

En la región norte de Europa el empleo de molinos de viento se remonta al siglo XII de nuestra era. De acuerdo con documentos de la época el primer molino se construyó en Francia en 1180, y a partir de ahí su uso se extendió rápidamente hasta los países bajos.

Su origen es poco claro, pero no se ha encontrado evidencia que los relacione con los molinos mediterráneos, mas aún se manejan las hipótesis sobre su introducción por parte de los cruzados a su regreso de Palestina o bien, como resultado del desarrollo tecnológico en europeo. Si bien tanto el molino mediterráneo como el europeo se utilizaban para el riego y la molienda de granos, el diseño de este último era un tanto distinto; poseían un rotor de cuatro aspas fabricadas de entramado de madera y recubierto de tela. Las palas se unían a un eje horizontal que transmitía el movimiento a las muelas a través de un engranaje que cambiaba la dirección del movimiento. La estructura exterior era una construcción de madera que permitía hacerla girar sobre una base o tripoide apoyado en un pivote (figura 2.5).

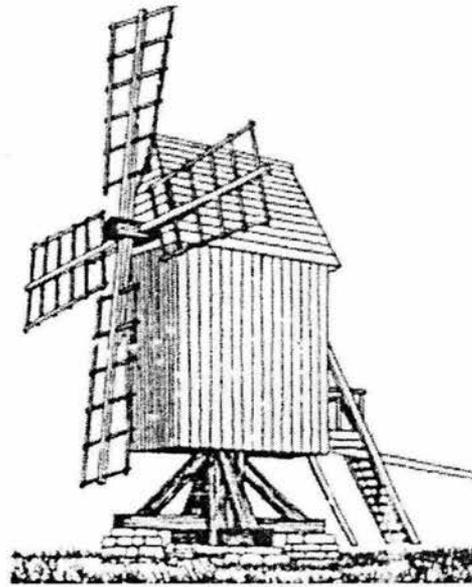


Figura 2.5. – Molino europeo del siglo XIV. Se pueden apreciar características como su base en forma de tripoide y las cuatro aspas del rotor.

Este tipo de molinos se utilizó casi sin ningún cambio en el norte de Europa hasta el siglo XVI. Su evolución se dio a partir del siglo XVII con la invención de las palas con torsión, y mas tarde con la creación de sistemas de orientación y regulación de potencia cuyo desarrollo mas alto se dio hasta el siglo XIX. Los molinos de viento europeos se extendieron hasta Australia, Estados Unidos, Canadá y algunos países latinoamericanos donde los inmigrantes europeos se habían establecido.

### 2.3 EDAD MODERNA

El desarrollo industrial que ya se apreciaba desde el siglo XVIII influyo desde entonces y de manera gradual en todos los procesos productivos, con lo cuál, el uso de molinos de

viento comenzó a relegarse a las zonas rurales mas alejadas. Lo anterior aunado a la invención de nuevos mecanismos contruidos de aleaciones metálicas, impusieron un nuevo camino a la construcción y aplicación de los molinos eólicos. Mas adelante se verá como sus partes de madera se fueron reemplazando poco a poco por partes metálicas y después por materiales compuestos.

#### 2.3.1 El Multipala Americano

Este diseño aparece por primera vez en EE.UU. en 1854 y su funcionamiento se limitaba a bombear agua debido a que este tipo de turbina es de giro lento (figura 2.6) [Ref. a-3].

Posteriormente, en el año de 1883 Steward Perry introdujo un diseño que incluía palas metálicas.

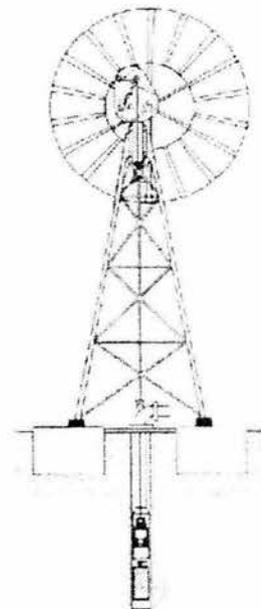


Figura 2.6.- Multipala americano conectado a un sistema de bombeo de agua.

El diámetro de rotor era de unos 3 metros y el número de palas variaba entre 18 y 24. Este molino de viento es el que más se ha comercializado en el mundo, pues se fabricaron unas 6,000,000 de unidades.

### 2.3.2 Primer Turbina Generadora de Electricidad (Aerogenerador)

La primer turbina de viento utilizada para la generación de electricidad fue construida durante el invierno de 1887-88 por Charles F. Brush (1849-1929), uno de los fundadores de la industria eléctrica estadounidense (figura 2.7). La turbina de Brush tenía un diámetro de rotor de 17 metros, era del tipo americano de rosa de los vientos con 144 palas cedro y producía 12 kW debido a que era de giro lento. Esta turbina cargó las baterías de su sótano por casi 20 años. La descripción de la turbina de Brush fue publicada en la revista Scientific American el 20 de diciembre de 1890. El artículo resaltaba las siguientes características:

- El costo. El costo de la inversión es tan elevado que contrarresta el hecho de que el viento no cuesta nada.
- La torre. La torre tiene forma rectangular y unos 60 pies de altura, su peso es de 36.2 Toneladas.
- La turbina. Es de 17 metros de diámetro, está asegurada al eje y tiene 144 palas.
- El molino. Se vuelve en automático mediante una veleta auxiliar que se extiende desde un lado, y que sirve para girar la rueda del lado del viento durante un vendaval fuerte.
- Los dispositivos de control. Los dispositivos de interrupción automática están dispuestos para que el dinamo pase a acción efectiva a 330 rpm, y un regulador automático evita que la fuerza electromotriz supere los 90 voltios a cualquier velocidad.

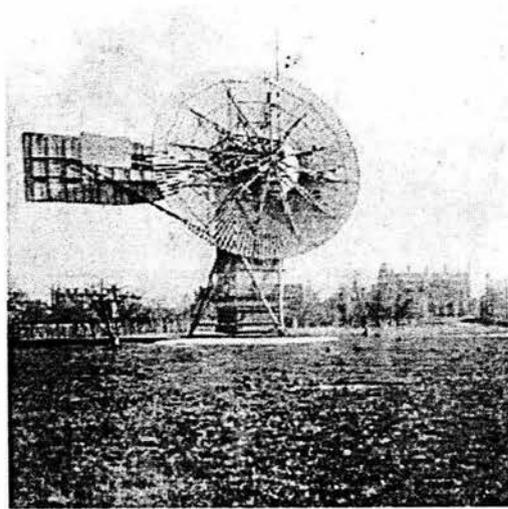


Figura 2.7. – Turbina eólica diseñada por Charles F. Brush. Fue la primera turbina generadora de electricidad.

El circuito de trabajo está dispuesto para cerrar automáticamente a 75 volts y abrir a 70 volts. En el sótano de la casa hay 408 células de batería secundarias dispuestas en doce baterías de 34 células cada una. Cuenta con instrumentos de control y regulación automática, como voltímetros, amperímetros, detector de fugas de corriente etc.

### 2.3.3 Poul la Cour: Pionero de la Energía Eólica

Sin duda Poul la Cour (1846-1908) fue el primer hombre que aplico principios científicos relacionados con el viento (era meteorólogo) para diseñar turbinas eólicas para generar electricidad, y para ello, construyo un túnel de viento para realizar experimentos. Inicialmente, la Cour utilizaba la energía de los aerogeneradores para producir hidrógeno por electrólisis, con el cuál funcionaban las lámparas de su escuela.

Posteriormente hacia 1918 sus diseños de 20 a 35 kW (figura 2.8) fueron requeridos por algunas empresas danesas, que hacían un total de 3 MW de potencia instalada, lo que representaba aproximadamente el 3% del consumo total de Dinamarca.

La Cour fundó en 1905 la "Society of Wind Electricians" así como la primer revista de electricidad eólica del mundo. El entusiasmo por la energía eólica decayó en los años siguientes, pero se recuperaría hacia mediados del siglo.

### 2.3.4 Desarrollo de los Principios Aerodinámicos

Inicialmente el estudio de la aerodinámica tuvo como único fin el desarrollo de las aeronaves, pero posteriormente su aplicación se extendió al diseño de las turbinas eólicas.

Científicos como Joukowski, Prandtl y Betz establecieron los criterios que más adelante servirían para construir las nuevas generaciones de aerogeneradores. Betz demostró en 1927, que ningún sistema eólico podía recuperar más del 60% de la energía cinética contenida en el viento. Durante los años 20 inició el diseño de las palas aerodinámicas para los rotores eólicos, esto en base a la experiencia obtenida con los aviones que básicamente utilizaban el mismo tipo de perfiles para sus hélices y alas.

En 1927 el holandés Dekker construyó el primer rotor provisto con palas de sección aerodinámica y demostró que a que a mayores velocidades de rotación, menor influencia en el rendimiento del sistema tiene el número de palas, por lo que fue posible construir turbinas de dos y tres palas. En esta época se produjo un avance significativo, la introducción de los sistemas de regulación de paso variable, que permiten un mejor control de la potencia de las turbinas.

## 2.4 DISEÑOS IMPORTANTES DE AEROGENERADORES DE 1920 A 1990

En esta sección se resaltan los modelos que han sido producto de la experiencia y la aplicación de los principios aerodinámicos, y algunos que en su tiempo sirvieron como máquinas de pruebas para realizar mejoras en modelos posteriores.

### *Turbina Savonius*

En el año de 1924 el ingeniero finlandés Sigurd Savonius construyó un rotor capaz de funcionar a velocidades de viento muy bajas. Este rotor está constituido por un cilindro hueco partido por la mitad y ambas partes se desplazan para convertirse en una S.

Las partes cóncavas captan el viento, mientras que los reversos presentan menor resistencia al viento, por lo que giran en el sentido que menos resistencia ofrezcan.

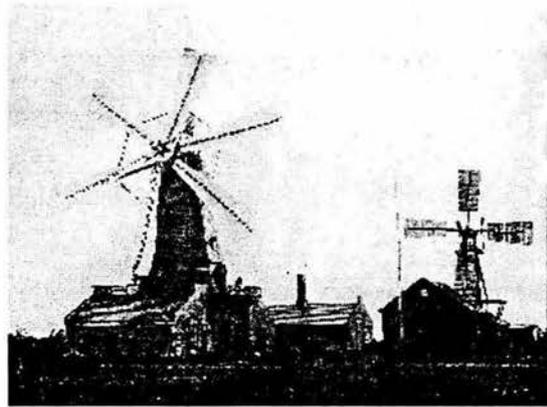


Figura 2.8. – Turbinas eólicas diseñadas por Poul la Cour.

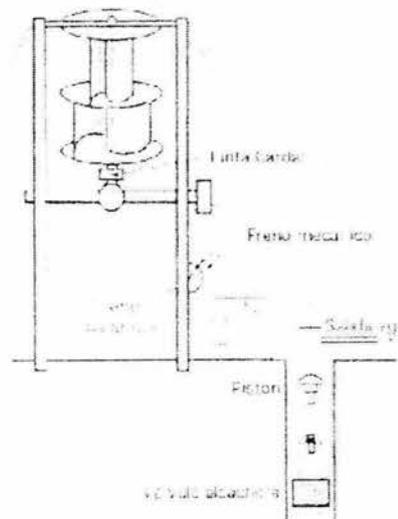


Figura 2.9. – Esquema de la conexión de un rotor Savonius a un sistema de bombeo de agua.

Sin embargo este rotor tiene el inconveniente de presentar una sobrepresión en el interior de las zonas cóncavas al no poder salir el aire, perjudicando su rendimiento, aunque si separan ambos cilindros dejando un hueco entre ambos el aire circulara y el sistema mejora su rendimiento. Este tipo de turbinas solo funciona a bajas velocidades del viento y no son capaces de generar grandes cantidades de electricidad, pero son usadas ampliamente para aplicaciones mecánicas como el bombeo de agua(figura 2.9). La sencillez del diseño la convierten en una turbina ideal para construir bombas eólicas con buenos rendimientos en regiones poco industrializadas.

### *Turbina Darrieus*

La turbina Darrieus debe su nombre al ingeniero francés Georges Darrieus [Ref. a-6], quien patento el diseño en 1931. Este modelo consta de unas finas palas en forma de ala de avión simétrica, que están unidas al eje solo por los dos extremos, con una curva especial diseñada para un máximo rendimiento entre las dos uniones del eje(figura 2.10). En un principio este diseño no despertó demasiado interés, pero posteriormente ha sido objeto de numerosos estudios, convirtiéndose actualmente en una opción de interés para su comercialización.

Este rotor presenta el problema de que no puede arrancar por si mismo, por lo que se utiliza el generador que se encuentra en la parte inferior como motor, pero una vez en movimiento es capaz de mantenerse. La turbina Darrieus es más veloz que el rotor Savonius, pero no lo es tanto como un rotor de eje horizontal, aunque si genera una cantidad suficiente de electricidad, por lo que es el único diseño de eje vertical que se ha comercializado, con modelos de diferentes capacidades.

### *Turbinas F.L. Smidth*

Durante la segunda guerra mundial, la compañía danesa FL-Smidth construyó y comercializó la primera turbina con diseño aerodinámico, la F5L-Aeromotor, una máquina bipala que era capaz de generar entre 30 y 70 kW, de la cuál se fabricaron 18 unidades [Ref. a-3]. También en la isla de Bogo se construyó una máquina tripala de 45 kW, cuyo diseño corrió a cargo del ingeniero J. Juul.

### *Aerogenerador de Gedser*

El aerogenerador Gedser de 200 kW fue construido por el ingeniero J. Juul para la compañía eléctrica SEAS en el año de 1956-7 (figura 2.11).

Esta máquina se ubico en la costa de Gedser, en la parte sur de Dinamarca y contaba con una turbina tripala con rotor a barlovento, con orientación electromecánica y un generador asíncrono. La turbina disponía de regulación por pérdida aerodinámica, y además con frenos aerodinámicos de emergencia en punta de pala, que se sueltan con la fuerza centrífuga en caso de sobre velocidad, este último, un invento de J. Juul.

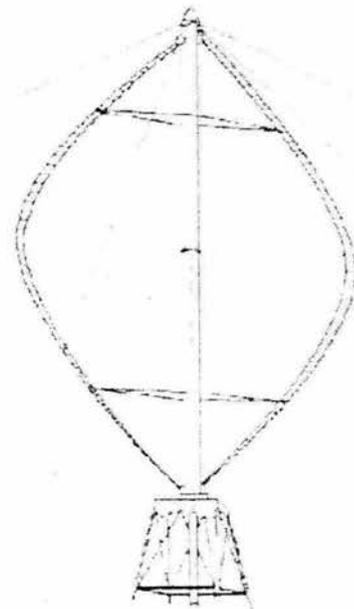


Figura 2.10. – Aerogenerador Darrieus.

Esta turbina fue por mucho tiempo la más grande del mundo y fue sumamente duradera, ya que funcionó durante ocho años sin mantenimiento y fue reconstruida en 1977 dentro del programa de desarrollo eólico del Ministerio de Energía danés. Durante su funcionamiento generó una media anual de 450.000 kWh, o 900 kWh/año/m<sup>2</sup> de superficie barrida. Algunas de sus características técnicas eran:

- Diámetro de rotor: 24 m; superficie barrida: 450 m<sup>2</sup>.
- Velocidad nominal: 17 m/s; Potencia nominal: 200 kW; velocidad de rotación: 30 rev/min.
- Altura de la torre: 24 m.
- Generador asíncrono: 200 kW con 8 polos.
- Velocidad de arranque: 5 m/s.
- Relación de multiplicación: 25.



Figura 2.11. – Aerogenerador Gedser de 200 kW.

#### *Aerogenerador Tvind*

En el año de 1978 se construyó la turbina eólica más grande hasta ese momento, ya que tenía la capacidad de generar 2 MW [Ref. 4]. Este proyecto se llevó a cabo a iniciativa de los maestros de las escuelas de Tvind, cerca de Ulfborg, en el oeste de Jutlandia (Norroeste de Dinamarca), y con el apoyo de otras instituciones, diseñaron y construyeron esta turbina para generar la energía que se consumía en su comunidad, de alrededor de mil personas.

El aerogenerador Tvind fue el primero de gran potencia diseñado para operar con la máxima eficiencia con cualquier condición de viento inferior a 54 km/h (15 m/s). La potencia eléctrica generada se utilizaba parcialmente para la calefacción y el resto en forma de corriente continua, como suministro de energía eléctrica. Desde entonces, la planta (figura 2.12) ha funcionado en forma continua, aunque con ciertos problemas operacionales, proporcionando electricidad a la comunidad de Tvind.

Algunas características interesantes son:

- Hélice tripala de plástico armado de fibra de vidrio de paso variable.
- Diámetro de rotor: 54 m.
- Situación del rotor: sotavento (corriente abajo).
- Potencia nominal: 2 MW, para una velocidad del viento de 15 m/s.
- Peso del multiplicador: 18 ton.
- Peso de cada pala: 4 ton.
- Altura de la torre: 53 m.

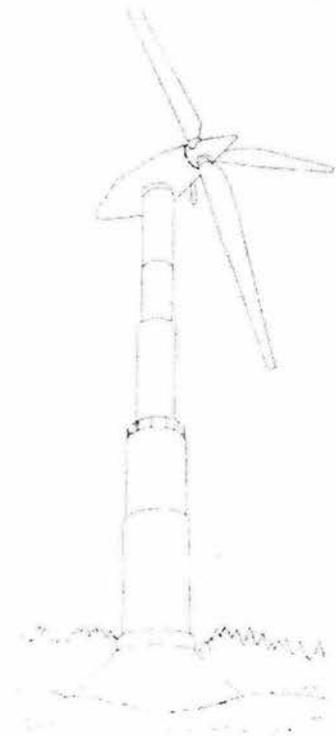


Figura 2.12. – Aerogenerador Tvind de 2 MW.

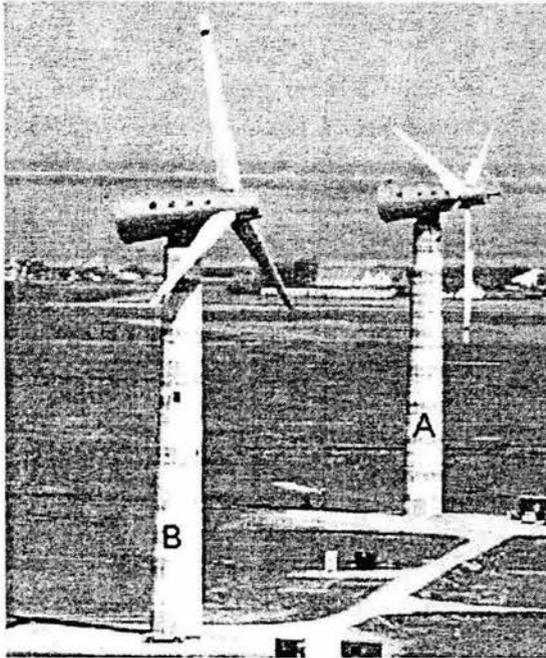
*Aerogeneradores NIBE*

Figura 2.13 – Turbinas Nibe A y B de 630 kW.

Debido a la crisis del petróleo en 1973 algunos países despertaron su interés en la energía eólica, entre ellos, Dinamarca, quien en 1977 elaboró un programa de desarrollo de dos años de duración, que incluía la reconstrucción del aerogenerador Gedser y la construcción de dos más, los NIBE A y B (Fig.2.13) ambos de 630 kW, los cuáles entraron en funcionamiento en 1979 y 1980 respectivamente [Ref. a-3].

*Aerogenerador A:* esta máquina utilizaba un dispositivo de regulación basado en la reducción de la fuerza aerodinámica alrededor del descolgamiento aerodinámico.

La reducción de la potencia se provocaba por la variación del ángulo de asiento de las extremidades móviles de las palas. Las partes de las palas situadas cerca del cubo eran fijas.

*Aerogenerador B:* el aerogenerador B utilizaba un sistema de regulación de paso variable sobre toda la longitud de las palas. Con vientos muy fuertes, las palas tomaban una posición paralela a la dirección del viento.

Características técnicas comunes eran:

- Rotores de 40 m de diámetro.
- Torres cilíndricas de hormigón de 41 m.
- Hélices tripala ubicadas a barlovento.
- Producción anual estimada: 1,5 GWh.
- Velocidad máxima del viento en servicio: 25 m/s.
- Velocidad mínima del viento para generación: 6 m/s.
- Las palas eran de acero y de poliéster con refuerzo de fibra de vidrio.

*Growian 3 MW*

La turbina Growian de 3 MW construida en el año de 1983 y posteriormente desmantelada en 1987, se encontraba cerca de la desembocadura del río Elba en Alemania (Fig.2.14). Este modelo contaba con un rotor bipala de 100,4 metros de diámetro construida de acero, situado a sotavento de una torre de 100 metros de altura. El alternador asíncrono tenía una potencia prevista de 3 MW para una velocidad nominal de 11,8 m/s.

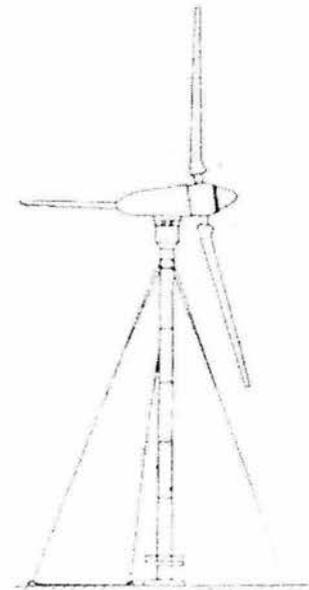


Figura 2.14. – Aerogenerador Growian de 3 MW.

Otras características importantes eran las siguientes:

- Palas de paso variable sobre toda la longitud; su anchura varia de 4,25 m en la base hasta 1,30 m en el extremo.
- Velocidad nominal del viento: 11,8 m/s; velocidad mínima de generación: 6,3 m/s.
- Velocidad del viento máxima en servicio: 24 m/s.
- Producción estimada: 12 GWh.

### *Aerogenerador AWEC-60*

El aerogenerador AWEC-60 fue el resultado de un programa conjunto hispano-alemán para el diseño y fabricación de aerogeneradores en el rango de 1 MW. El AWEC-60 de 1,2 MW y 60 metros de diámetro, entró en funcionamiento en Cabo Villano (la Coruña) en 1989. Esta máquina introdujo innovaciones tales como un sistema eléctrico que permitía el funcionamiento de la turbina con una variación en la velocidad de giro del 10 % y la puesta a punto de un nuevo proceso de fabricación de palas.

## 2.5 PARQUES EÓLICOS

Dados los avances tecnológicos en materia de aerogeneradores aunado a la necesidad de generar grandes cantidades de energía limpia, que no dañara el medio ambiente, países avanzados como Dinamarca, Alemania y Estados Unidos dieron impulso desde principios de los años ochenta a la creación de parques eólicos, es decir, la instalación de varios aerogeneradores que puede abarcar varios km<sup>2</sup>.

Dado que en ese entonces este tipo de instalaciones representaba una nueva experiencia, se tenían pocas garantías de éxito, sin embargo con el transcurso de los años la mayor parte de ellas han tenido un desempeño bastante bueno, e inclusive se han instalado parques eólicos en el mar, los cuáles muestran un mejor rendimiento comparados con los instalados en tierra firme. En los siguientes párrafos se describen las características de algunos de los parques eólicos más significativos, yendo de los más antiguos a los más recientes.

### *Palm Springs*



*Figura 2.15. - Parque Eólico de Palm Springs (California) construido a principios de los años 80.*

El desarrollo de nuevas turbinas eólicas de 55 kW por parte de empresas danesas en 1980-81, supuso grandes ventajas como la caída del costo del kW-hora (kWh) de alrededor del 50% y con ello la posibilidad de emprender proyectos de parques eólicos los cuáles se constituirían de numerosas turbinas eólicas para generar grandes cantidades de electricidad. Uno de los primeros y mayores parques eólicos se instaló en Palm Springs California (Fig.2.15) a principios de los 80.

El parque cuenta con más de 1.000 máquinas. El mercado de energía eólica de Estados Unidos desapareció súbitamente con la desaparición de los esquemas de apoyo californianos alrededor de 1985.

### *Vindeby*

El parque eólicos de Vindeby fue construido en 1991, en la costa del mar Báltico de Dinamarca entre 1.5 y 3 km al norte de la costa de la isla de Lolland, cerca del pueblo de Vindeby. El parque consta de 11 aerogeneradores Bonus de 450 kW con regulación de pérdida dinámica. Estas turbinas que inicialmente fueron diseñadas para aplicación terrestre, fueron modificadas para llevarlas al ambiente marino.

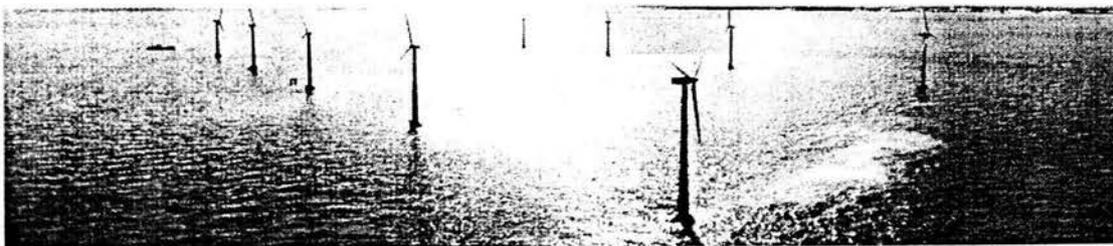
Algunas de estas modificaciones fueron la adición de grandes transformadores de alta tensión y la ubicación de las puertas de entrada a un nivel mas elevado de lo normal. Para la ubicación de este parque fue necesario un estudio de las condiciones eólicas del lugar por parte del Riso National Laboratory. El parque ha estado funcionando satisfactoriamente dando lugar a una producción de alrededor del 20% superior a la de emplazamientos en tierra comparables.

### *Tuno Knob*

Este parque eólico fue construido en 1995 y se ubica a 3 km mar adentro de la isla de Tuno y a 6 km de tierra firme de la costa de de la península de Jutlandia (Fig. 2.16). El parque consta de 10 aerogeneradores Vestas de 500 kW, los cuáles fueron modificados para adecuarlos al ambiente marino, así como también se cambiaron los multiplicadores para permitir una velocidad de giro 10 % superior al de la versión de tierra firme con el objeto de aumentar la producción en alrededor del 5%.

Adicionalmente a cada turbina se le doto de una grúa eléctrica para realizar el mantenimiento y sustitución de partes. Actualmente el parque funciona correctamente y ha dado resultados superiores a los esperados.

El parque consta de 10 aerogeneradores Vestas de 500 kW, los cuáles fueron modificados para adecuarlos al ambiente marino, así como también se cambiaron los multiplicadores para permitir una velocidad de giro 10 % superior al de la versión de tierra firme con el objeto de aumentar la producción en alrededor del 5%.



*Figura 2.16. - Parque Eólico Tuno Knob, ubicado en la costa de Dinamarca.*

Adicionalmente a cada turbina se le dota de una grúa eléctrica para realizar el mantenimiento y sustitución de partes. Actualmente el parque funciona correctamente y ha dado resultados superiores a los esperados.

## 2.6 AEROGENERADORES DE LA ACTUALIDAD.

Durante los últimos años, el desarrollo tecnológico de los aerogeneradores se ha visto fuertemente influenciado por causas económicas, dando lugar a diseños cuyas características se distinguen por la reducción en el costo de los componentes e instalación así como por el aumento en la producción de potencia.

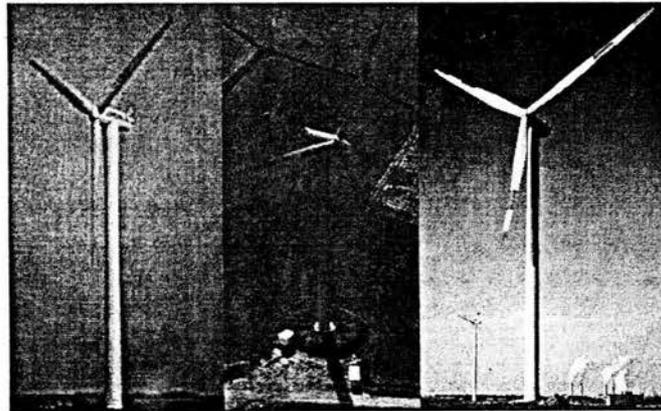


Figura 2.17. - A la izquierda NEG Micon 1,5 MW, al centro Bonus 2 MW, a la derecha Nordex 2,5 MW. Estos modelos debido a su gran capacidad poseen torres con una altura que supera los 80 metros de altura.

Algunos de ellos son: la NEG Micon 1,5 MW, Bonus 2 MW, Nordex 2,5 MW (Figura 2.17). Estos modelos son en la actualidad los de mayor capacidad para uso comercial, no obstante para la construcción de parques eólicos se requieren por lo general modelos de 600 kW a 800 kW.

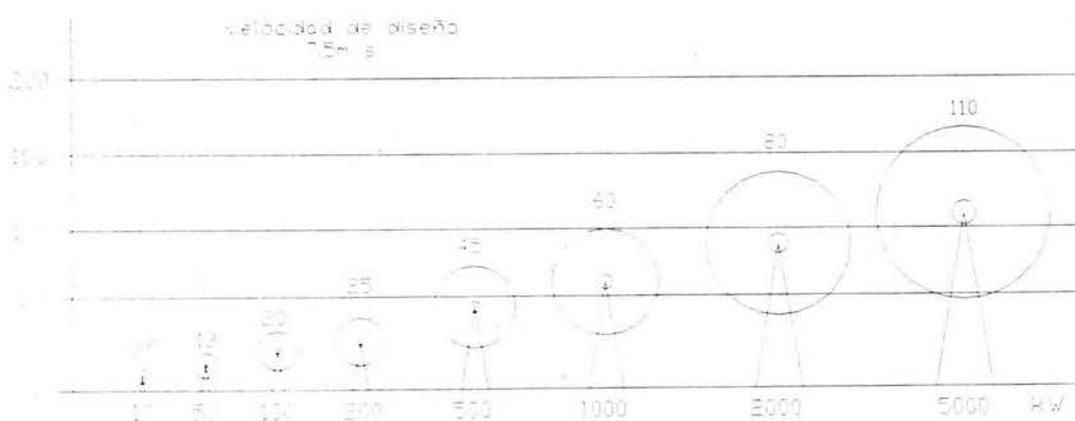


Figura 2.18. - La altura de la torre de un aerogenerador esta en función de la velocidad media del viento del sitio y de la potencia que se desea que genere. Las dimensiones y capacidades que aparecen en la gráfica son aproximadas a las que corresponden a una velocidad media de 7.5 m/s [Ref. 4].

De manera ilustrativa, se observa en la figura 2.18 como va aumentando el tamaño del aerogenerador cuando se requiere que produzca mas potencia eléctrica. El diseño se hace tomando como base la velocidad media del viento en el sitio en que se va a instalar el aerogenerador. Cabe señalar que en el tamaño de un aerogenerador también intervienen factores de carácter político, social y sobre todo económico.

## 2.7 PERSPECTIVA MUNDIAL

En el año 2001, la Asociación Americana de Energía Eólica (American Wind Energy Association, AWEA), organizo su reunión anual en la ciudad de Washington DC, para dar a los miembros de la industria eólica la oportunidad de mostrar a los legisladores la realidad de la situación de generación de electricidad a través de la energía eólica y proponer una legislación que fomente el crecimiento de la industria [Ref. a-8].

Alrededor de 3,800 MW en nuevas plantas eólicas entraron en funcionamiento durante el año 2001 en todo el mundo, totalizando un total de 17,300 MW para el final de este año, lo cual es suficiente para generar alrededor de 37 billones de kWh por año de electricidad, lo que representa ventas anuales de alrededor de 4 billones de dólares. En el año 2000 el crecimiento de la energía eléctrica se concentró en Europa con alrededor de 3,500 MW, de los cuales la mitad se instaló en Alemania. España instaló alrededor de 713 MW y Dinamarca 552. El crecimiento en Europa ha sido tan fuerte y estable que la Asociación Europea de Energía Eólica (European Wind Energy Association, EWEA) ha incrementado su meta para el año de 2010 en un 50% pasando de 40,000 a 60,000 MW, de los cuales 5,000 serán "offshore" (marinos).

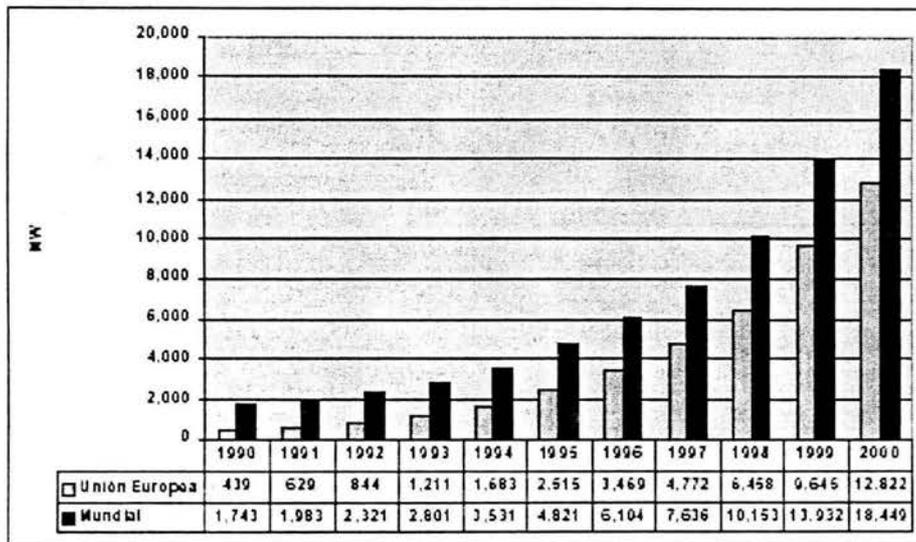


Figura 2.19. - Evolución de la capacidad instalada en la unión europea y en el Mundo.

La ligera disminución en la tasa de crecimiento de proyectos durante el año 2000 (28% comparado con el 37% en 1999) es debido a la depresión temporal en el mercado de Estados Unidos. La región mediterránea está empezando a desarrollar proyectos de viento, por ejemplo al sur se encuentra uno de los mercados más dinámicos del mundo, España, con casi 3,000 MW instalados. Marruecos instaló alrededor de 50 MW como parte de su política de diversificación energética.

La provincia de Apulia al sur de Italia, actualmente, está proyectando una planta eólica de 170 MW. Hacia el este en la línea costera del Mar Rojo, Egipto puso en operación 30 MW, a 250 km de la ciudad del Cairo. Turquía ha aprobado contratos para proyectos totalizando cientos de MW de nueva capacidad a partir del viento. En la Figura 2.20 se presentan los 10 mercados de energía eólica más grandes del planeta.

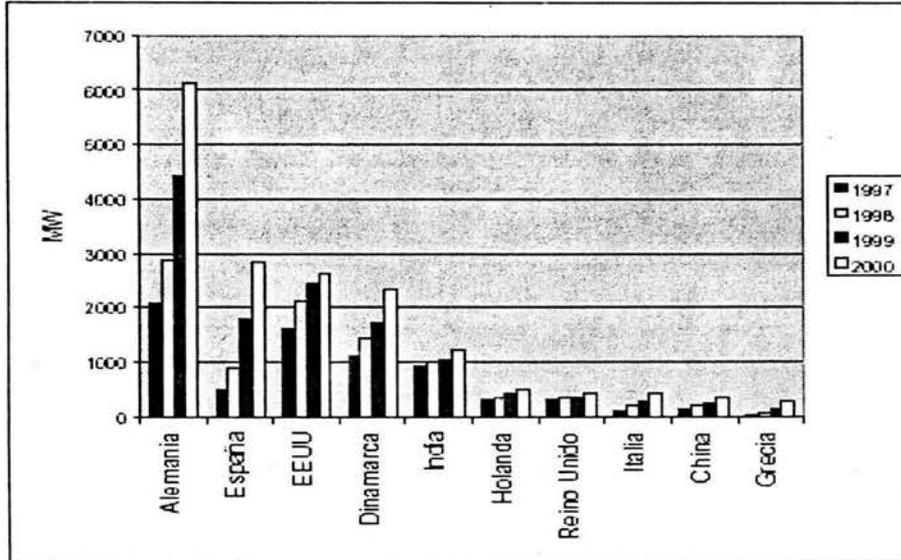


Figura 2.20. - Los 10 mercados de energía eólica más grandes del Mundo.

En contraste, los mercados asiáticos y latinoamericanos, con excepción de Argentina, permanecen estancados o con incertidumbre. India y China, con cantidades altas de capacidad instalada entre los países en desarrollo, han incrementado una mínima fracción de sus respectivos potenciales.

En Centroamérica, las energías renovables enfrentan todavía barreras tales como las reestructuraciones de los mercados eléctricos. Por ejemplo, la nueva empresa privatizada de generación de energía en Nicaragua, ENEL; se retractó de una tentativa de instalar 22 MW en respuesta los requerimientos en política energética del Banco Interamericano de Desarrollo. Un proyecto de 60 MW para Honduras propuesto por Enron Wind Corporation enfrentó incertidumbre debido a la reestructuración de la legislación energética de ese país. A pesar de todo esto la energía eólica, en esta región, presenta precios muy competitivos. Lo anterior muestra que proyectos eólicos no serán llevados a cabo mientras las políticas y reestructuraciones energéticas no incluyan acciones efectivas para la promoción de las energías renovables.

## 2.8 ENERGÍA EÓLICA EN MÉXICO

### 2.8.1 Potencial Eólico Disponible

A partir de las mediciones realizadas a lo largo de 1994-1995 y 2001-2003, ha sido posible establecer un patrón de comportamiento de los vientos que permite calcular la generación de Centrales Eolo eléctricas [Ref. a-8].

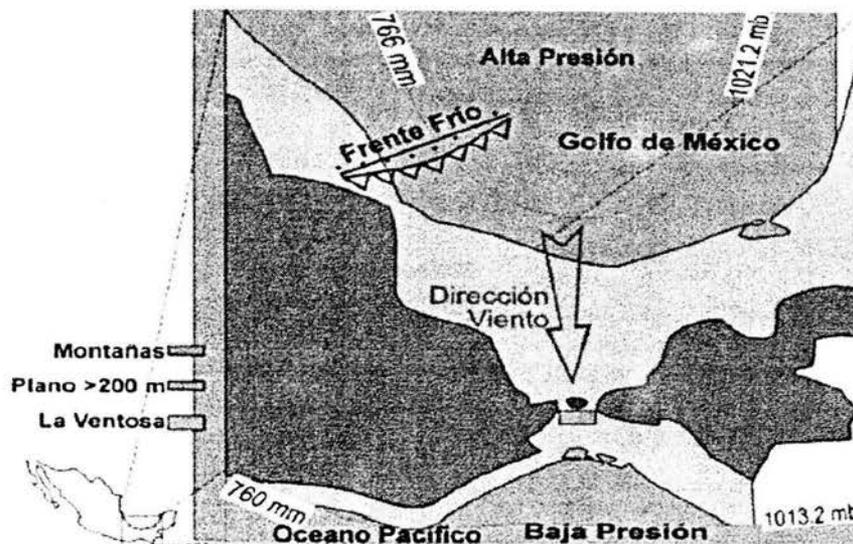


Figura 2.21. - Frente de vientos intensos en la zona del golfo de Tehuantepec ocasionado por la presencia de una zona de altas presiones en el Golfo de México y la Cordillera Centroamericana.

Estudios realizados por los diferentes desarrolladores e instituciones nacionales revelan que el potencial de energía eólica se debe ubicar por arriba de los 6,000 MW, sin embargo, en el reporte preliminar de un estudio macrorregional, realizado por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (National Renewable Energy Laboratory) del Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE) y el Gobierno del Estado de Oaxaca y la CONAE, se informa que el potencial es superior a los 20,000 MW. Este potencial tiene ahora mayores posibilidades de desarrollarse, por la disminución de sus costos que han llegado a ser casi competitivos con las energías convencionales y por las modificaciones a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento.

En este sentido, resaltan los potenciales identificados en la región del Istmo de Tehuantepec, Oaxaca (figura 2.21) en la parte correspondiente a la costa del Pacífico. Se han identificado también sitios en los estados de Baja California, Baja California Sur, Coahuila, Hidalgo, Quintana Roo y Zacatecas. En nuestro país existe desarrollo tecnológico importante en relación con la generación de electricidad a partir del viento. En particular, resalta el trabajo del Instituto de Investigaciones Eléctricas, IIE, con más de 20 años de experiencia en el tema.

### 2.8.2 Investigación y Desarrollo Tecnológico

El Instituto de Investigaciones Eléctricas, ha sido la única institución que por veinte años ha mantenido una ruta consistente de desarrollo de sistemas conversores de energía eólica. En febrero de 1977, la Gerencia General de Operación de Comisión Federal de Electricidad, cedió al IIE la Estación Experimental Eoloeléctrica de El Gavillero, en las cercanías de Huichapan, Hidalgo. Este sitio contaba con sistemas de prueba y adquisición de datos, un túnel de viento con un sistema de adquisición de datos en tiempo real, un laboratorio móvil de meteorología eólica, un taller móvil.

La investigación desarrollada en este sitio dio como resultado el diseño y construcción de varios prototipos de aerogeneradores de pequeña potencia. Estos prototipos se mencionan a continuación:

- Aerogenerador de 1.5 kW, tripala, palas de aluminio, con control centrífugo de ángulo de ataque (1977-1978).
- El Fénix, de 2 kW, eje horizontal tripala, palas fijas de lámina de hierro, y control de cola plegable (1981-1983).
- El Albatros I, de 10 kW, eje horizontal, 11 m de diámetro, tres aspavelas de estructura de aluminio y forradas de tela de dacrón de alta resistencia (1981-1985).
- El Albatros II, de 10 kW, eje horizontal, tripala, palas de fibra de vidrio super delgada con control por torcimiento de pala (1986-1987).
- La segunda versión del Fénix, con tres palas de fibra de vidrio (1992-1995).
- La Avispa, de 300 Watts, eje horizontal, tres palas de fibra de vidrio y control por timón de cola plegable (1990-1995).
- Aerobomba mecánica "Itia", de eje horizontal, 5 palas metálicas, con potencia del orden de 1/4 de HP, bombeaba agua de pozos de hasta 50 m de profundidad. Aunque se concedió licencia para su fabricación y comercialización, la carencia de un mecanismo de financiamiento de riesgo compartido, la dificultad para la creación de la red de distribución y servicios, como la falta de financiamiento a los usuarios potenciales, impidió su diseminación.

La Estación estuvo en operación hasta 1996 en que fue desmantelada. Al lado de estas actividades, otras instituciones han incursionado en el desarrollo de sistemas conversores de energía eólica, como la Facultad de Ingeniería de la Universidad Autónoma del Estado de México, que desarrolló el Ehecatl de 1 kW. El Instituto de Ingeniería de la UNAM junto con el Centro de Investigaciones Biológicas de Baja California Sur, que desarrollaron otro prototipo de 1 kW.

Las Facultades de Ingeniería de la Universidad Veracruzana y de la Universidad de Zacatecas, han realizado como trabajo de tesis, prototipos de pequeños aerogeneradores, usando alternadores automotrices.

### 2.8.3 Potencia Instalada

Hasta el 2000, el total de capacidad eólica instalada en México era de alrededor de 3 MW (figura 2.22). A mediados de 1994 entró en operación en La Venta, Oaxaca, una central eolieléctrica de 1,575 kW, constituida por 7 aerogeneradores Vestas (Daneses) de 225 kW cada uno, como resultado de una licitación pública convocada por CFE. Esta central, construida en un lugar donde el IIE realizó mediciones desde 1984 y ubicó el sitio como uno de los más ventosos en el Sur del Istmo de Tehuantepec.

Durante el 2000, la producción de energía de la central *la Venta* fue de 6.77 GWh. La central operó con un factor de capacidad del 49%. La disponibilidad global era 94.5%, según el gerente general de *la Venta*. La velocidad del viento media anual, registrada por los anemómetros localizados adelante de la góndola de las turbinas del viento, era 9.6 m/s.

En Guerrero Negro, Baja California Sur, se instaló un modelo de 600 kW. Después de 18 meses de funcionamiento, se registró un factor de capacidad de 25%. Datos preliminares revelan que la producción de energía durante el 2000 fue de aproximadamente 1.3 GWh. La velocidad de viento media anual en este sitio es de 8 m/s a 50 m sobre la tierra. Los datos de los aerogeneradores instalados en Ramos Arizpe (550 kW), y en Guerrero Negro (250 kW) no se han dado a conocer.

La central eoloeléctrica de La Venta fue el primer proyecto patrocinado por el Gobierno mexicano en 1994, posteriormente fue la turbina de 600 kW instalada a El Guerrero Negro en 1998, ambos proyectos, operados por la Comisión Federal de Electricidad. Asimismo, en algunos estados de la República tales como Chihuahua y Sonora, se utilizan sistemas eólicos para bombeo de agua denominados aerobombas, muy útiles en localidades rurales aisladas de la red de suministro, o cuyas condiciones geográficas impiden la electrificación convencional.

Actualmente el desarrollo del aprovechamiento del poder del viento en México es despreciable. La construcción de una estación eólica de 54 MW propuesta por la Comisión Federal de Electricidad en 1996 era una buena propuesta, sin embargo, fue pospuesta así como otros cinco proyectos propuestos por compañías privadas.

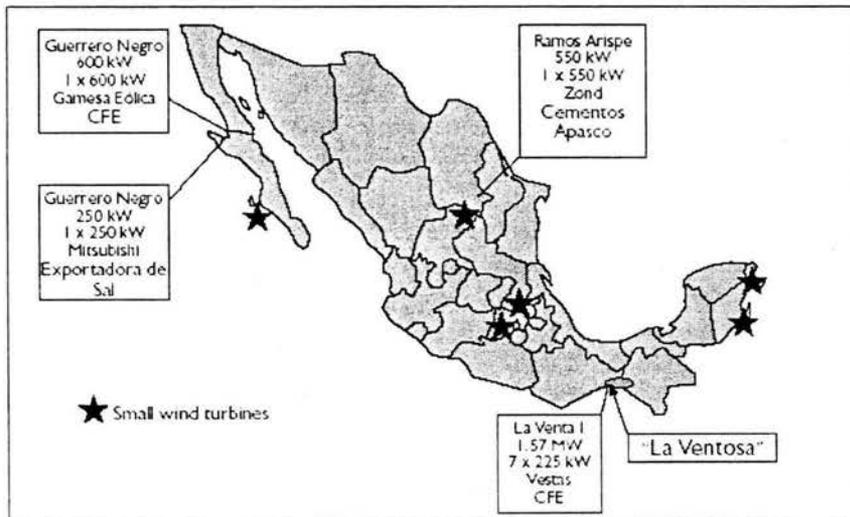


Figura 2.22. - Distribución de instalaciones eólicas en la república mexicana.

An aerial photograph of a landscape. A river flows from the top right towards the bottom left. A road or path runs parallel to the river on the left side. The terrain is a mix of light and dark patches, possibly representing different types of vegetation or land use. The overall image has a grainy, high-contrast appearance.

## **CAPITULO III**

# **CARACTERÍSTICAS DE UN AEROGENERADOR**

### 3.1 CLASIFICACIÓN DE LOS AEROGENERADORES

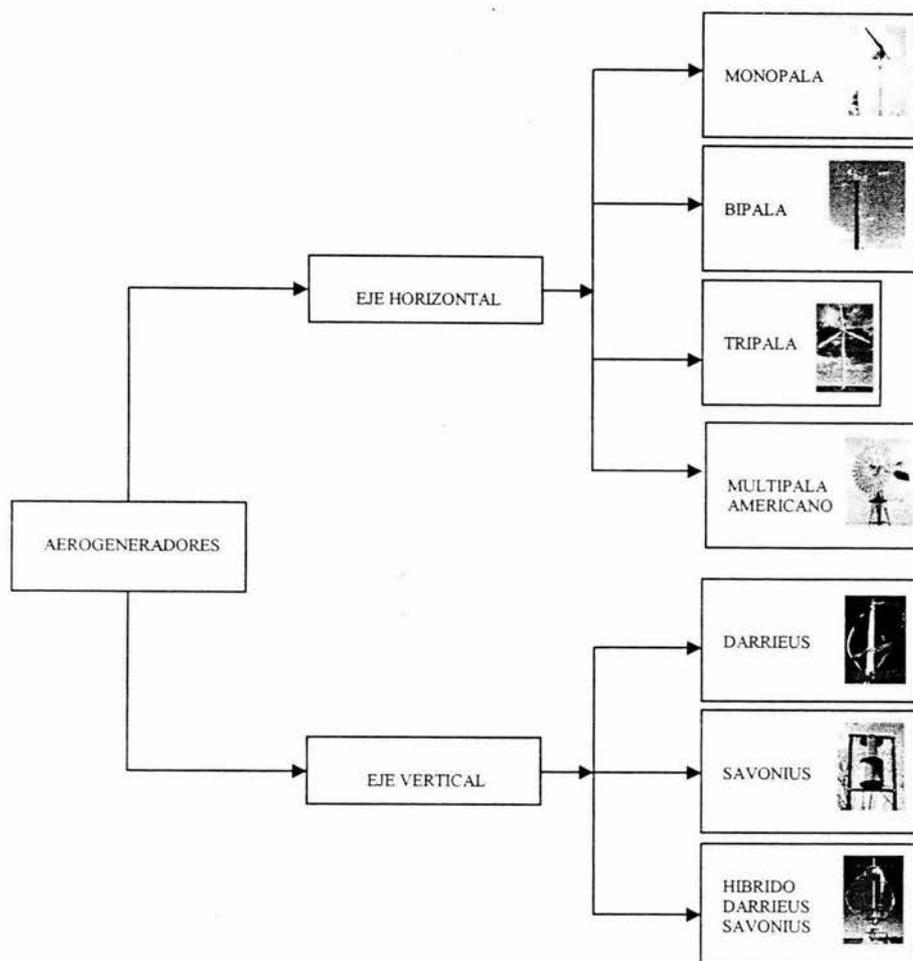


Diagrama 3.1. - Clasificación de los aerogeneradores basada en la posición del rotor.

Desde los tiempos de las primeras civilizaciones, el hombre ha diseñado y construido diversos tipos de generadores eólicos, de los cuáles, algunos modelos han desaparecido en la actualidad por su poca eficiencia, y otros por el contrario, han evolucionado gracias a los avances científicos y técnicos.

El diagrama 3.1 muestra una clasificación de los aerogeneradores que se basa en la posición del eje del rotor, y a partir de este criterio aparecen los diseños que más se han difundido en la actualidad. Algunas de las ventajas de los aerogeneradores de eje vertical respecto a los de eje horizontal son:

- a) No necesitan sistemas de orientación.
- b) Los elementos que requieren cierto mantenimiento pueden ir situados en el suelo.

A su vez las ventajas que presentan los aerogeneradores de eje horizontal respecto a los de eje vertical son:

- a) Tienen un mayor rendimiento.
- b) Presentan una mayor velocidad de giro.
- c) Se pueden instalar a mayor altura, donde la velocidad del viento es mas intensa.

Como nos podemos dar cuenta, los aerogeneradores de eje horizontal presentan más ventajas en cuanto al aprovechamiento de la energía del viento respecto a los diseños de eje vertical [Ref. a-2]. Es por ello que en la actualidad, los diseñadores de aerogeneradores se han enfocado más en modelos de eje horizontal, propiciando un desarrollo a tal grado que se han convertido en máquinas muy complejas y eficientes. En adelante solo se explicaran las características de este tipo de aerogenerador debido a las causas explicadas anteriormente.

### 3.2 FUNCIONAMIENTO DE AEROGENERADORES DE EJE HORIZONTAL

Básicamente, un aerogenerador es una máquina que transforma la energía cinética del viento en energía eléctrica por medio de un generador, que puede ser de inducción, síncrono o de corriente continua. Esta energía podrá cederse a la red eléctrica general, previamente transformada a la tensión adecuada, o almacenarse en baterías.

La máxima eficiencia de transformación de energía cinética del viento a eléctrica utilizable, está comprendida entre un 40% y un 45%, dependiendo de la velocidad del viento, de acuerdo con lo visto en el capítulo uno. El primer conversor de energía que aparece en un aerogenerador es el rotor, que para una máquina de eje horizontal contará con un número concreto de palas, las cuáles, por medio de efectos aerodinámicos, transforman la energía cinética del aire en energía mecánica de rotación, con una velocidad angular cuyo valor estará alrededor de 30 r.p.m.

El aerogenerador lleva incorporado un multiplicador de velocidades (caja multiplicadora) para suministrar la energía mecánica de rotación al generador eléctrico a una velocidad angular del orden de 1000 a 1500 r.p.m., con un rendimiento del 90% o un poco mas. El generador eléctrico transforma, a su vez, la energía mecánica de rotación en energía eléctrica, con un rendimiento del mismo orden que el del multiplicador de velocidades.

Tanto el multiplicador como el generador se encuentran dentro una caja protectora o góndola, formada por estructuras metálicas ligeras y resistentes. A su vez, la góndola se coloca sobre una torre tubular de acero que por lo general tiene una altura de aproximadamente un diámetro de rotor e incluso un poco más, dependiendo de las condiciones topográficas del lugar. La góndola está diseñada para poder girar sobre la torre con el objeto de colocarse de frente al viento en todo momento.

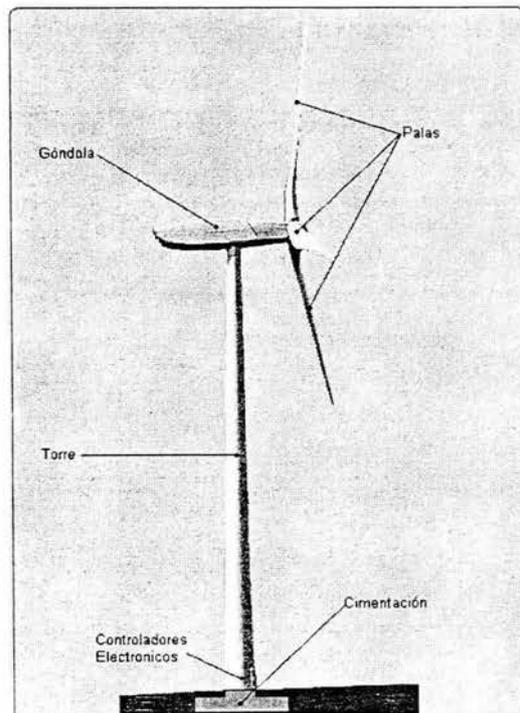


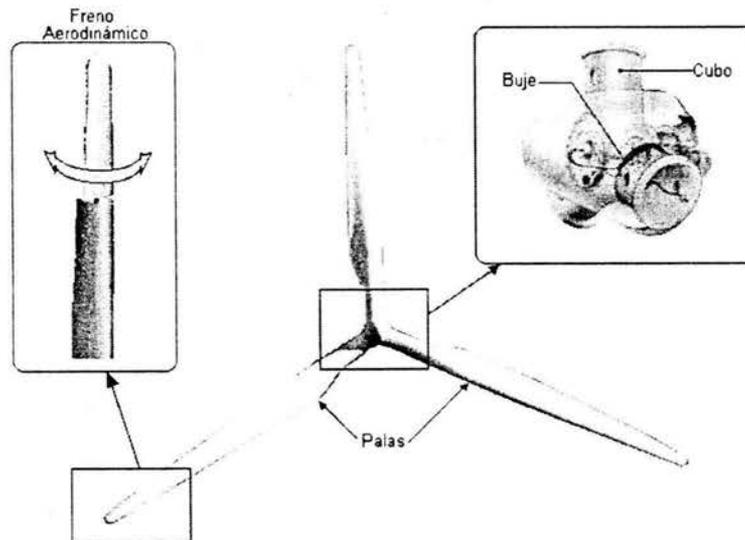
Figura 3.1. - Partes principales de un aerogenerador moderno.

En la base de la torre se encuentran los sistemas electrónicos que controlan la operación de la turbina, así como los sistemas encargados de entregar la energía eléctrica con las características requeridas de tensión y corriente. Mas adelante veremos las diferentes formas en que se conecta uno o más aerogeneradores dependiendo de las características de las cargas que va a abastecer.

### 3.3 PARTES DE UN AEROGENERADOR DE EJE HORIZONTAL

A simple vista un aerogenerador moderno se constituye principalmente de tres partes; el rotor, la góndola y la torre, sin embargo, cada una de estas partes se contiene diversos componentes esenciales para su funcionamiento. Es necesario conocer estos componentes a fin de entender la forma en que opera el conjunto en su totalidad. En la figura 3.1 se pueden apreciar las partes principales que constituyen a un aerogenerador actual.

#### *El rotor*



*Figura 3.2. - El rotor de un aerogenerador se constituye principalmente por las palas, el cubo, el buje y el freno aerodinámico.*

El rotor tiene la función de transformar la energía cinética del aire en energía rotacional transmitiendo la potencia al multiplicador que se encuentra en la góndola. Está compuesto por palas aerodinámicas que pueden ser de una hasta tres, dependiendo del diseño y se unen en el *cubo* mediante pernos. Las palas capturan el viento y transmiten la potencia hacia el buje, quien a su vez la transmite al eje de baja velocidad del multiplicador.

Para diseños de pequeña capacidad (hasta 50 kW), el rotor va acoplado directamente al generador. En la figura 3.2 se aprecia un rotor tripala cuyas partes antes mencionadas aparecen en detalle para así poder comprender con mayor facilidad la forma en que funciona. En ella se aprecia el freno aerodinámico, el cual basa su funcionamiento en la pérdida de sustentación aerodinámica ocasionada por el movimiento de las puntas de pala. Este mecanismo se activa en condiciones adversas de viento o en cuando se va a realizar el mantenimiento.

### La Góndola

La góndola es una de las partes más importantes del aerogenerador, debido a que en su interior contiene los mecanismos encargados de llevar a cabo el proceso de conversión de energía mecánica rotacional en energía eléctrica (Figura 3.3). En máquinas grandes (más de 200 kW) sus dimensiones permiten que un empleado pueda introducirse en ella para realizar el mantenimiento.

En la góndola se encuentra la caja multiplicadora, que es un mecanismo que se encarga de hacer la conversión entre la potencia de alto par torsor, que obtiene del rotor girando lentamente, y la potencia de bajo par torsor, a alta velocidad que utiliza el generador. El eje de baja velocidad es la entrada del multiplicador y se conecta al buje del rotor. En algunos casos lleva en su interior conductos del sistema hidráulico para el accionamiento de los frenos aerodinámicos. En el otro extremo del multiplicador se encuentra el eje de alta velocidad que para el ejemplo anterior y dada una relación de multiplicación de 1:50, girará a 1500 r.p.m. (revoluciones por minuto).

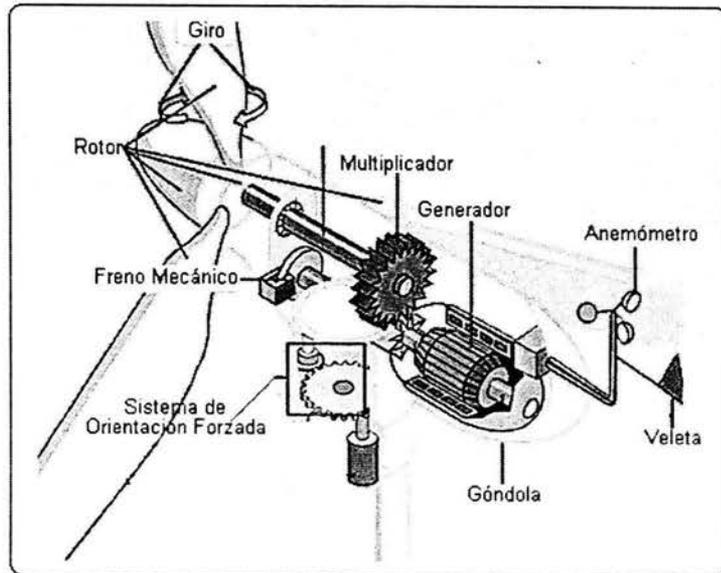


Figura 3.3. – Elementos que componen la góndola.

Es un freno de disco el que funciona como freno de estacionamiento en las turbinas de regulación por pérdida aerodinámica. En las turbinas de regulación por cambio en el ángulo de paso solo se activa cuando se va a realizar el mantenimiento o en caso de emergencia, debido a que la turbina casi no se mueve cuando se activa el freno aerodinámico ya que las palas están giradas 90°. Este sistema va conectado al eje de alta velocidad. En cuanto al generador eléctrico puede ser síncrono o asíncrono.

Las mayores ventajas del generador síncrono son la buena calidad de la potencia suministrada y el hecho de estar auto excitado. Por contra los sistemas de control necesarios son más caros, requieren amortiguación y flexibilidad adicional en el tren de Potencia y además se requiere la instalación de un sistema de control de velocidad del rotor para la buena sincronización.

Del generador asíncrono podemos decir que cuenta con un sistema de control sencillo, flexibilidad y amortiguación inherentes al generador. No es necesario un sistema de control de velocidad para arranques. Como inconveniente presenta la necesidad de excitación a través de la red, la necesidad de utilizar condensadores para corregir el factor de potencia eléctrico y el hecho de provocar perturbaciones en la red eléctrica. La mayoría de los aerogeneradores utilizan generadores de inducción. Son baratos y robustos reduciendo el coste del aerogenerador.

El sistema de orientación forzada forma parte del mecanismo de orientación, que incluye anemómetro, veleta y un controlador electrónico. Este formado por dos o más motores eléctricos situados en la parte inferior de la góndola, para hacer contacto con una corona dentada la cuál está unida a la torre en su parte más alta. A una orden del controlador electrónico, estos motores orientan la turbina en contra del viento.

#### *La Torre*

La torre es un elemento esencial para todo el sistema, puesto que carga la góndola a la altura más conveniente de acuerdo al diámetro del rotor para recibir el viento a la su velocidad optima de funcionamiento. Como vimos anteriormente, el viento aumenta su velocidad al aumentar su altura respecto a la superficie terrestre, aumentando por consecuencia su contenido energético. Si bien es cierto que la densidad del aire también disminuye con la altura, esta disminución es insignificante a alturas por debajo de los 200 metros de altura.

La altura de los aerogeneradores más grandes que se han construido apenas rebasan los 150 metros de altura medido hasta la punta de la pala en su posición más elevada. La altura de la torre de un aerogenerador debe ser de un diámetro de rotor e incluso un poco más, de acuerdo a las condiciones orográficas del paisaje, pero por esta misma razón, en un paisaje con una rugosidad mínima, como la superficie del mar, la altura de la torre puede ser de 3/4 del diámetro del rotor e incluso menos. En la base de la torre se encuentra el controlador electrónico, el cuál se encarga de orientar la turbina en contra del viento, vigila que los sistemas de seguridad funcionen adecuadamente y la calidad de potencia de la corriente generada, para ello monitorea la frecuencia de la red para igualar la frecuencia de la turbina con el fin de acoplarlas. Para ello el controlador cuenta con un banco de condensadores que conecta y desconecta para ajustar la potencia reactiva. En otras palabras, controla el funcionamiento de todo el sistema. Consta de varios ordenadores que supervisan continuamente las condiciones de la turbina y recogen estadísticas de su funcionamiento.

Para conectar la energía producida a la red eléctrica, cuenta con un sistema de acoplamiento suave, constituido por bancos de tiristores que son interruptores de un material semiconductor. Este tipo de interruptores son necesarios por que transmiten la potencia a la red de forma gradual y no de golpe, lo que ocasionaría un deterioro a todo el sistema e incluso a la propia red eléctrica.

Los tiristores pierden aproximadamente un 2% de la energía, por lo que una vez que la turbina se ha conectado a la red, se procede a activar un interruptor mecánico minimizando las pérdidas de energía [Ref. a-2].

#### *La Cimentación*

Si bien la torre tiene un diseño apropiado para soportar el peso de la góndola y rotor, así como las cargas dinámicas causadas por el viento, gran parte de su estabilidad es debida a la cimentación. De esta manera las dimensiones de la cimentación dependen de las cargas antes mencionadas, así como del tipo de terreno en que se encuentre.

En aerogeneradores marinos existen varios diseños para la cimentación, dependiendo de las condiciones del lecho marino y de su profundidad. En la siguiente sección sobre el diseño de aerogeneradores se explicará con más detalle las características de este tipo de cimentaciones.

### 3.4 DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE AEROGENERADORES

En la actualidad el diseño de los aerogeneradores de eje horizontal cuenta con un alto grado de desarrollo tecnológico en todas sus partes, para asegurar la mayor eficiencia posible del conjunto. En contra podemos decir que debido a que esta tecnología es relativamente reciente, el precio es elevado, pero es posible que en pocos años sea más accesible a los países del tercer mundo. Sobre el diseño de los aerogeneradores de eje horizontal hablaremos en esta sección.

#### 3.4.1 Posición del Rotor

El rotor de una turbina eólica se puede ubicar en de dos formas distintas; rotor a barlovento y rotor a sotavento [Ref. 4].

##### *Rotor a Barlovento (upwind)*

Las turbinas eólicas a barlovento son las que poseen las palas enfrentando al viento, es decir, delante de la torre para evitar la influencia de las turbulencias ocasionadas esta. Sin embargo a pesar de que se evitan estas turbulencias, existe una perturbación cada vez que las palas pasan delante de la torre, ocasionada por la velocidad de las palas que originan una variación temporal de presiones, cayendo sensiblemente la captación de la potencia del viento.

Existe la desventaja de que se necesita un rotor más rígido y situado a cierta distancia de la torre, ya que de otro modo existe el riesgo de que las palas lleguen a chocar con esta. Esto implica el empleo de materiales más eficientes para su construcción, lo cuál aumenta considerablemente su costo. Pero la principal desventaja que requiere de un sistema de orientación para mantener el rotor de cara al viento.

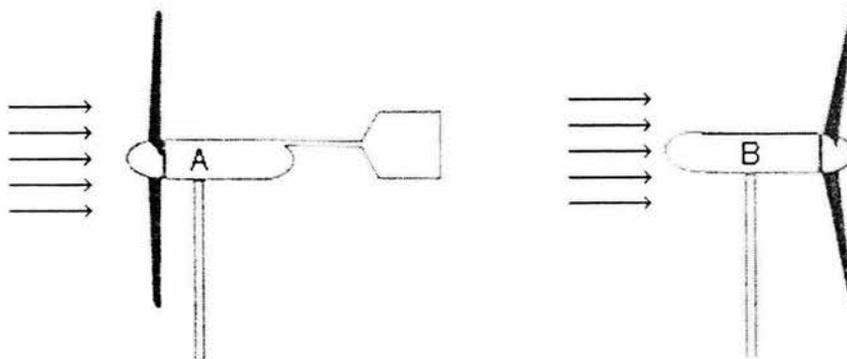


Figura 3.4. - Diferentes ubicaciones de un rotor eólico. A) rotor ubicado de frente al viento(barlovento). B) rotor ubicado atrás del viento(sotavento).

##### *Rotor a Sotavento (downwind)*

Un rotor diseñado a sotavento es el que tiene las palas detrás de la torre, respecto a la dirección del viento. La principal ventaja de esta configuración es que no requiere de un sistema de orientación debido a que si el rotor y la góndola se diseñan adecuadamente, el viento puede guiar su dirección.

Otra ventaja es que las palas son mas ligeras debido a que se puede emplear para su construcción materiales más flexibles que a su vez hacen que estas se deformen con mayor facilidad y ayuden a aliviar los esfuerzos ocasionados por fuertes ráfagas o vientos turbulentos. Su desventaja básica es la fluctuación de la potencia del viento al pasar el rotor por la sombra de la torre, trayendo consigo mayores cargas de fatiga que una turbina diseñada a barlovento.

Un ejemplo notable de turbina eólica a sotavento es el aerogenerador de Tvind de 2 MW, visto en el capítulo anterior. Actualmente el mercado esta dominado por máquinas a barlovento.

### 3.4.2 Cargas que Actúan Sobre el Rotor

Las cargas que actúan sobre el rotor se clasifican normalmente en estáticas y dinámicas.

#### *Cargas estáticas*

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

#### *Cargas dinámicas*

Se deben al giro de la pala, existiendo también las cargas transitorias debidas a las maniobras de la máquina. La gravedad actúa como una carga periódica que se comporta como una fuerza oscilante en el plano del rotor, apareciendo una desalineación por cuanto el rotor nunca funciona perpendicularmente a la acción del viento, sino que tiene oscilaciones que generan cargas dinámicas. También el efecto de la variación del viento con la altura es un tipo de carga dinámica. Estas cargas dinámicas originan un problema de vibraciones que pueden llegar a ser muy peligrosas, pero por fortuna se pueden limitar haciendo algunas perforaciones de forma circular en la góndola.

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

- a) Casos Operativos. En estas situaciones se exige que los esfuerzos que actúan en la estructura estén dentro del límite de fatiga y además, que no alcancen nunca los límite de esfuerzo de pandeo, ya que la pala se comporta como una viga empotrada y en ella aparecen esfuerzos de tracción y compresión que provocan la fatiga. En el primer caso operativo se trata de una velocidad nominal del viento que provoca la máxima carga y se supone con potencia y revoluciones nominales. Este caso corresponde a la carga máxima de la pala y es un esfuerzo dinámico máximo. El segundo caso corresponde a la máxima velocidad del viento y se supone también con potencia y revoluciones nominales. Este caso es también de esfuerzo dinámico máximo. El tercer caso corresponde a la velocidad máxima del viento necesaria para provocar el arranque, con potencia cero. En este caso ocurre un gran esfuerzo estático.
- b) Casos Transitorios. Estos casos se incluyen en los anteriores como esfuerzos dinámicos, con velocidades próximas a la nominal y a la de desconexión (embalamiento).
- c) Casos Extremos. Los casos extremos a tener en cuenta son:

- El huracán y el rotor de bandera.
- La velocidad del viento se duplica.

En la actualidad la mayoría de los fabricantes de aerogeneradores someten sus máquinas a pruebas cuyas condiciones son las que se describen en lo incisos a, b y c, garantizando un funcionamiento y resistencia óptimos.

### 3.4.3 Diseño de las Palas

Las palas de los modernos aerogeneradores tienen perfiles aerodinámicos para hacer girar el rotor en presencia de corrientes de aire. A simple vista observamos que el viento hace presión sobre la superficie de las palas, que parecen tanto inclinadas, y de esta manera es como las hace girar, pero en realidad se trata de un fenómeno más complejo que involucra teorías sobre la dinámica de los fluidos y da lugar a toda una teoría de perfiles aerodinámicos [Ref. a-2].

El perfil aerodinámico es utilizado ampliamente en el diseño de aviones y helicópteros, y es el responsable de crear el fenómeno de la sustentación que las eleva y mantiene en el aire. Un perfil diseñado aerodinámicamente (figura 3.5-a) presenta dos zonas fundamentales que son:

- Estrados*: es la parte del perfil en donde los filetes de aire están en depresión.
- Intrados*: es la parte del perfil en donde los filetes de aire están en sobrepresión.

Así mismo el perfil tiene un extremo romo, que es el borde de ataque, mientras que el otro extremo de forma afilada, es el borde de salida. La cuerda es la línea que parte del borde de salida y pasa por el centro aerodinámico del perfil.

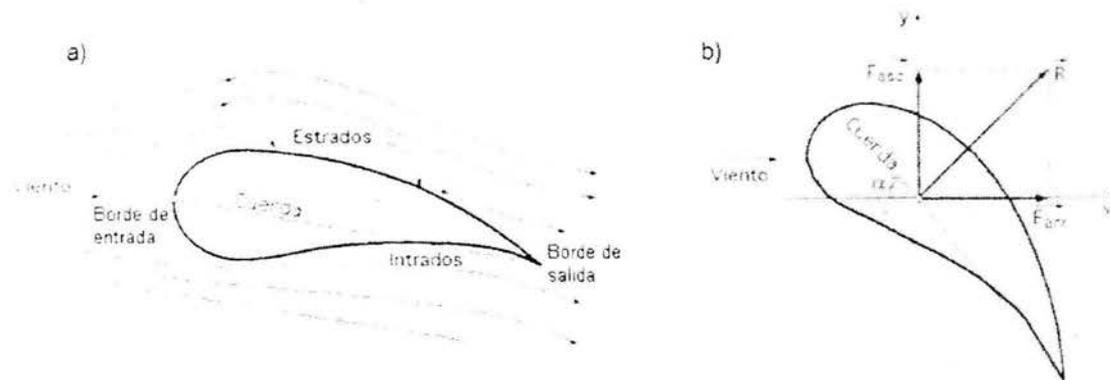


Figura 3.5. - Características de un perfil aerodinámico. a) zonas principales. b) fuerzas originadas en el perfil en presencia de viento.

Si el perfil no está correctamente perfilado puede crear turbulencias que disminuyen la energía cinética del aire. Si permitimos que el perfil se desplace bajo el efecto de la fuerza ejercida por el viento, producirá un cierto trabajo recuperable en forma de energía mecánica, la cuál podrá verse afectada en presencia de turbulencias.

Sobre la superficie de estrados, en presencia de viento, aparece una fuerza  $\bar{R}$ , normal a la cuerda del perfil, que es la resultante de las fuerzas de arrastre ( $\bar{F}_{arr}$ ) y ascensorial ( $\bar{F}_{asc}$ ).

La fuerza de arrastre tiene la dirección del viento y la fuerza ascensorial es perpendicular a ella. La magnitud de estas fuerzas está en función del ángulo de incidencia  $\alpha$ , que es el ángulo entre la cuerda y la dirección del viento.

Existe un parámetro que relaciona la velocidad periférica  $u$  de la pala en su punto más alejado respecto al eje de giro, y la velocidad del viento  $v$  en la forma:

$$TSR = \frac{\text{Velocidad de la periferia de la pala}}{\text{Velocidad del viento}} = \frac{u}{v} = \frac{wr}{v}$$

El TSR o Relación de Velocidad Periférica (Tip Speed Ratio), es un parámetro que sustituye el número de revoluciones por minuto del rotor, y sirve para comparar el rendimiento de diferentes máquinas eólicas. Teniendo en cuenta lo anterior tenemos las siguientes conclusiones:

- Los modelos multipala y Savonius obtienen su máximo rendimiento aerodinámico para TSR pequeños, es decir, giran a baja velocidad, así mismo funcionan con velocidades del viento pequeñas.
- El rendimiento aerodinámico y por lo tanto, la potencia útil es superior en los aparatos Darrieux y helice.
- El rendimiento aerodinámico se mantiene siempre por debajo del límite de Betz (59%), y se aproximaría a él si el TSR tendiese al infinito.
- Si el TSR es mayor que 3.5, las palas funcionan principalmente por empuje ascensorial, y si es menor, por arrastre.

Lo señalado en los incisos de arriba, se muestra en la grafica ( $\eta_{aerod} - TSR$ ) de la figura 3.6, donde podemos apreciar que ningún diseño realizado hasta ahora ha alcanzado el rendimiento máximo posible señalado por el límite de Betz. En general, los tipos de perfiles utilizados en los rotores eólicos son los de la serie NACA (National Advistory Comité of Aeronautics), la cuál es la antecesora de la National Aeronautics and Space Administration (NASA). La nomenclatura de estos perfiles viene determinada por un conjunto de cifras que definen su geometría. Los perfiles mas utilizadas para rotores eólicos son los de la serie NACA-4 cifras y NACA-5 cifras.

A medida que el ángulo de ataque del perfil aumenta puede ocurrir pérdida de sustentación aún cuando la inclinación sea de unos pocos grados. Este fenómeno se caracteriza por la aparición de turbulencias sobre la superficie de estrados cuando el ángulo de ataque alcanza una magnitud tal que produce de manera casi instantánea la separación de la capa limite y la fuerza sustentadora desaparece. Este efecto se utiliza en las palas de aerogeneradores como freno aerodinámico.

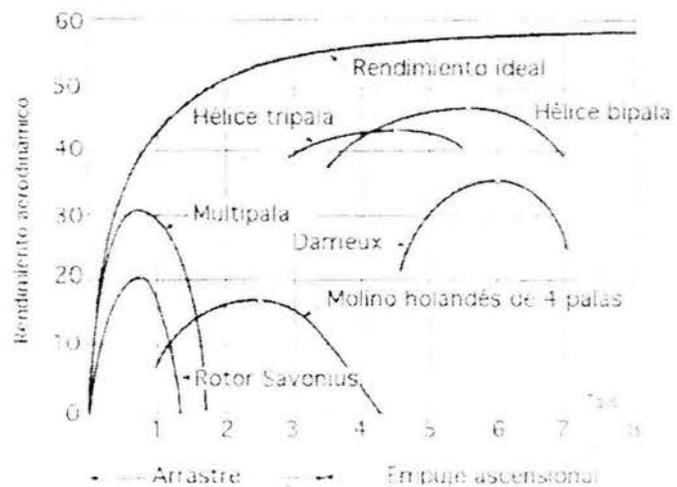


Figura 3.6. - Curva  $TSR - \eta_{aerod}$  para distintos tipos de rotores.

En ocasiones es necesario frenar la turbina debido a condiciones extremas de viento e incluso, solo para estar seguros de que no vaya a entrar en funcionamiento en caso de reparación. Para estos casos, en especial para el primero algunos diseños de turbinas cuentan con el sistema de freno aerodinámico, cuyo diseño consiste en construir las palas con las puntas móviles, es decir que tengan la libertad de girar sobre su propio eje y de esta manera ocasionar el efecto de pérdida de sustentación. El sistema se acciona mediante resortes para estar seguros de que funcionará aún cuando falle el suministro eléctrico. Al accionarse el sistema, las puntas de las palas se giran 90° y cuando las condiciones del viento vuelven a ser favorables, el sistema hidráulico devuelve las puntas a su posición normal. Este sistema ha demostrado ser bastante seguro y adecuado para el cuidado del sistema mecánico, puesto que frena la turbina de forma suave, minimizando el desgaste.

#### 3.4.4 Número de Palas

Las turbinas eólicas suelen diseñarse con un número de palas que van de una a tres, aunque diversos estudios técnicos han revelado que las turbinas construidas con un número impar de palas se pueden considerar como un disco, mientras que las construidas con un número par, tienden a ser inestables debido a las vibraciones.

##### *Turbinas Monopala*

Este modelo no ha sido muy comercializado debido a que presenta múltiples inconvenientes en su operación, como lo son una mayor velocidad de giro, problemas de ruido y las vibraciones ocasionadas por el paso de la pala tanto por su posición mas alta, donde el viento es más fuerte ocasionando una flexión extrema que debe ser amortiguada. Esto obliga a que el diseño sea más complejo, aumentando el costo de la máquina.

##### *Turbinas Bipala*

Las turbinas bipala tienen básicamente los mismos inconvenientes que las turbinas monopala, tanto en lo referente al ruido, como en lo referente a las vibraciones. Necesitan una mayor velocidad de giro para producir la misma potencia que una turbina tripala. Algunos fabricantes que construían diseños bipala han cambiado a diseños tripala por los inconvenientes señalados arriba.

##### *Turbinas Tripala*

En la actualidad es el diseño más desarrollado y comercializado por los fabricantes de aerogeneradores y tiende a imponerse como estándar. Este modelo conocido como el "concepto danés" cuenta con un mecanismo de orientación a base de motores eléctricos. Este concepto fue introducido por primera vez por el célebre aerogenerador de Gedser.

#### 3.4.5 Materiales de la Pala

Las palas van a estar sometidas a condiciones de trabajo muy duras, como la corrosión, erosión, contracciones y dilataciones debidas a las vibraciones. Por eso es preciso construirlas de los materiales apropiados. Una de las soluciones más interesantes consiste en utilizar estructuras de aleaciones de aluminio (duraluminio) con chapa fina, larguero central resistente y costillas que le proporcionen cierta rigidez.

En la figura 3.7 se observa el diseño de una pala moderna, así como también algunos materiales que se usan para su construcción. Hasta hoy, tres materiales se utilizan principalmente en la construcción de palas: laminados de madera / epoxi, fibra de vidrio reforzada con poliéster y acero.

#### *Madera / epoxi*

Sus ventajas son el bajo peso, la ausencia de problemas de corrosión y la facilidad de construir formas complejas. En contra presenta elevados costes de obtención, falta de información en cuanto a sus propiedades a largo plazo, baja rigidez y problemas de humedad y radiación ultravioleta.

#### *Fibra de vidrio / poliéster*

Presenta las mismas ventajas que las palas de madera / epoxi y además, existe una tecnología de construcción bien desarrollada y un buen conocimiento de su comportamiento sometido a fatiga. También como el anterior material tiene los inconvenientes de su elevado coste de obtención, baja rigidez y problemas de humedad y radiación U.V.

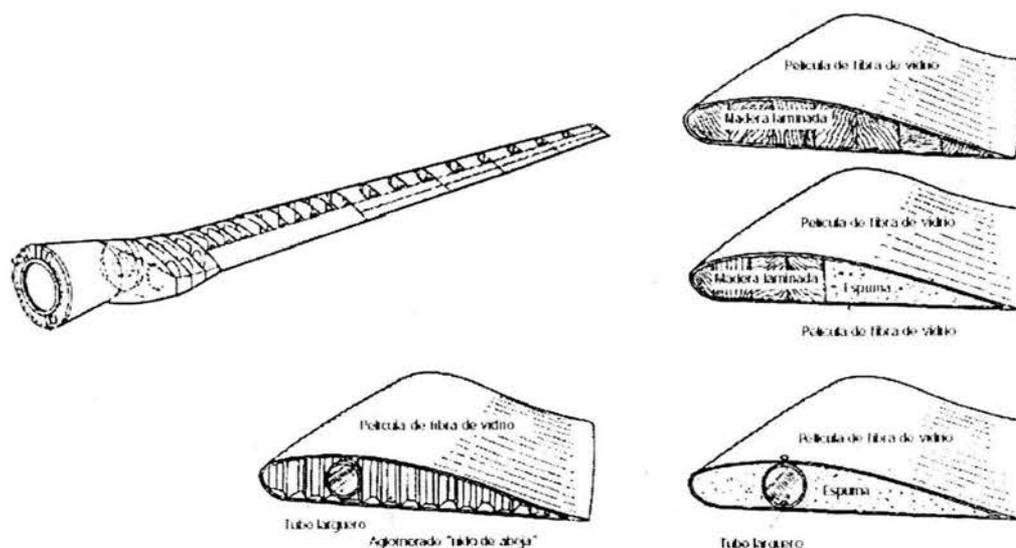


Figura 3.7. - Estructura básica de una pala de aerogenerador. Los cortes transversales muestran el diseño del perfil y la disposición de los materiales dentro de la pala.

#### *Acero*

A diferencia de los anteriores materiales presenta un bajo coste de obtención, elevada rigidez y un conocimiento muy bueno de su comportamiento sometido a fatiga. En cambio sus principales inconvenientes son su elevado peso, la dificultad que presenta para construir formas complejas y la necesidad de protección anticorrosiva.

Estos inconvenientes lo hacen cada vez menos atractivo que los otros dos materiales. El efecto de este elevado peso se hace más significativo para grandes aerogeneradores, para los cuales es la causa de la fatiga.

Las diferencias empiezan a ser muy obvias cuando las comparamos el peso que tiene cada una cuando tienen 25 metros de diámetro de rotor: madera / epoxi: 400 kg; fibra de vidrio / poliéster: 700 kg; acero: 1700 kg.

Otros materiales como la fibra de carbón y titanio han sido propuestos, pero el rendimiento y el coste del material no hacen factible aún estos tipos de materiales.

### 3.4.6 Control de Potencia

Las turbinas eólicas están diseñadas para producir energía eléctrica de la forma más barata posible. Es por ello que están generalmente diseñadas para rendir al máximo a velocidades alrededor de 15 m/s. La razón es que los vientos tan fuertes no son comunes, y cuando se presentan es mejor gastar parte del exceso de la energía del viento para evitar daños en el aerogenerador, y la forma en que se ha hecho es diseñar los aerogeneradores con algún tipo de control de potencia. Hay tres formas de hacerlo con seguridad en los modernos aerogeneradores [Ref. a-3].

#### *Regulación por Cambio del Ángulo de Paso ("pitch controlled")*

Este sistema funciona de la siguiente manera; el controlador electrónico de la turbina comprueba varias veces por segundo la potencia generada. Cuando ésta alcanza un valor mínimamente superior a la potencia nominal, el controlador envía una orden al mecanismo de cambio del ángulo de paso, que inmediatamente hace girar las palas del rotor ligeramente fuera del viento, manteniendo la potencia nominal hasta la velocidad de corte. Y a la inversa, las palas son vueltas hacia el viento cuando éste disminuye de nuevo.

De esta manera, las palas del rotor deben ser capaces de girar sobre su eje longitudinal (variar el ángulo de paso). El diseño de aerogeneradores controlados por cambio del ángulo de paso requiere una ingeniería muy desarrollada, para asegurar que las palas giren exactamente el ángulo deseado.

En este tipo de aerogeneradores, el ordenador generalmente girará las palas unos pocos grados cada vez que el viento cambie, para mantener un ángulo óptimo que proporcione el máximo rendimiento a todas las velocidades de viento. Este sistema funciona de forma hidráulica.

#### *Regulación Pasiva por Pérdida Aerodinámica ("stall controlled")*

Los aerogeneradores de regulación pasiva por pérdida aerodinámica tienen las palas del rotor unidas al buje en un ángulo fijo. Sin embargo, el perfil de la pala ha sido aerodinámicamente diseñado para asegurar que, en el momento en que la velocidad del viento sea demasiado alta, se creará turbulencia en la parte de la pala que no da al viento, ocasionando la pérdida de sustentación.

Las palas del rotor de un aerogenerador regulado por pérdida aerodinámica están ligeramente torsionadas a lo largo de su eje longitudinal. Esto es así en parte para asegurar que la pala pierde la sustentación de forma gradual, en lugar de hacerlo bruscamente, cuando la velocidad del viento alcanza su valor crítico. La principal ventaja de la regulación por pérdida aerodinámica es que se evitan las partes móviles del rotor y un complejo sistema de control.

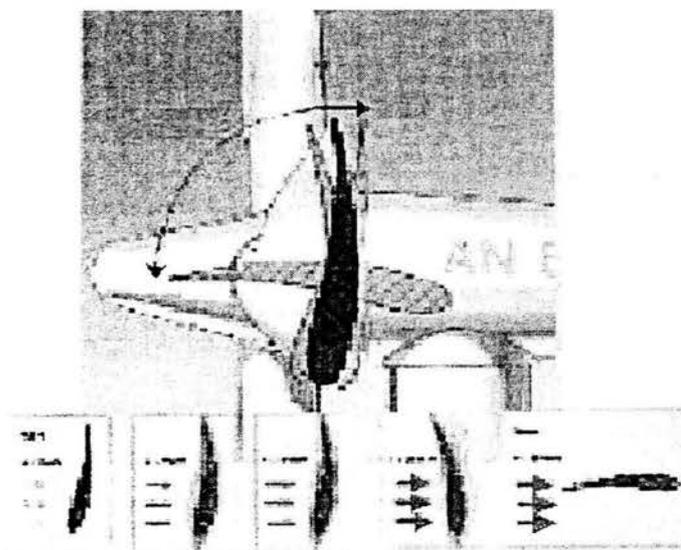
Por otro lado, la regulación por pérdida aerodinámica representa un problema de diseño aerodinámico muy complejo, y comporta retos en el diseño de la dinámica estructural de toda la turbina, para evitar las vibraciones provocadas por la pérdida de sustentación. Alrededor de las dos terceras partes de los aerogeneradores que actualmente se están instalando en todo el mundo son máquinas de regulación por pérdida aerodinámica.

#### *Regulación Activa por Pérdida Aerodinámica*

Técnicamente, las máquinas de regulación activa por pérdida aerodinámica se parecen a las de regulación por cambio del ángulo de paso, en el sentido de que ambos tienen palas que pueden girar. Para tener un momento de torsión (fuerza de giro) razonablemente alto a bajas velocidades del viento, este tipo de máquinas serán normalmente programadas para girar sus palas como las de regulación por cambio del ángulo de paso a bajas velocidades del viento (a menudo sólo utilizan unos pocos pasos fijos, dependiendo de la velocidad del viento).

Sin embargo, cuando la máquina alcanza su potencia nominal, este tipo de máquinas presentan una gran diferencia respecto a las máquinas reguladas por cambio del ángulo de paso: si el generador va a sobrecargarse, la máquina girará las palas en la dirección contraria a la que lo haría una máquina de regulación por cambio del ángulo de paso, como se muestra en la figura 3.8. En otras palabras, aumentará el ángulo de paso de las palas para llevarlas hasta una posición de mayor pérdida de sustentación, y poder así consumir el exceso de energía del viento.

Una de las ventajas de la regulación activa por pérdida aerodinámica es que la producción de potencia puede ser controlada de forma más exacta que con la regulación pasiva, con el fin de evitar que al principio de una ráfaga de viento la potencia nominal sea sobrepasada. Otra de las ventajas es que la máquina puede funcionar casi exactamente a la potencia nominal a todas las velocidades de viento. Un aerogenerador de regulación pasiva por pérdida aerodinámica tendrá generalmente una caída en la producción de potencia eléctrica a altas velocidades de viento, dado que las palas alcanzan una mayor pérdida de sustentación. El mecanismo de cambio del ángulo de paso suele operarse mediante sistemas hidráulicos o motores eléctricos paso a paso.



*Figura 3.8. – Sistema de regulación activa por pérdida aerodinámica. Las palas del rotor giran en sentido antihorario para originar una mayor pérdida de sustentación.*

#### **3.4.7 Potencia Eólica Aprovechable por un Aerogenerador**

Los aerogeneradores, están diseñados para aprovechar la energía cinética del aire, pero no en su totalidad, por motivos inherentes a la naturaleza.

Primeramente, debido a que, como lo demostró Betz, solo es posible aprovechar como máximo el 59 % de la energía cinética del aire, de acuerdo con la ecuación de conservación de la masa en un flujo de aire, y después por causas de origen tecnológico, es decir, por el producto de las eficiencias individuales de cada mecanismo conversor de energía que componen el aerogenerador. Últimamente se han alcanzado eficiencias del 40 % al 45 %.

Algunos fabricantes de aerogeneradores muestran en sus catálogos la curva de potencia de sus modelos, la cuál muestra el rendimiento de la máquina a cada velocidad del viento. Generalmente estas curvas de potencia se calculan de acuerdo a una distribución de Rayleigh. Es por ello que para seleccionar una turbina no debemos basarnos en esta curva, sino que debemos evaluar primero los recursos eólicos del sitio en el que se piensa instalar el aerogenerador con la ayuda de la distribución de Weibull, y después aplicar la ecuación (3.1), que nos genera la curva de potencia del aerogenerador en las condiciones particulares del sitio evaluado [Ref. a.2].

$$P(v) = \begin{cases} 0 & 0 < v \leq v_{conexion} \\ A + Bv^k & v_{conexion} < v \leq v_{nominal} \\ P_{nominal} & v_{nominal} < v \leq v_{corte} \end{cases} \dots\dots\dots(3.1)$$

Donde:

$$A = - \frac{P_n v_{conx}^k}{v_n^k - v_{conx}^k}$$

$$B = \frac{P_n}{v_n^k - v_{conx}^k}$$

- $k$  factor de distribución de forma
- $v_{conx}$  velocidad de conexión
- $v_n$  velocidad nominal
- $v_c$  velocidad de corte
- $P_n$  potencia nominal

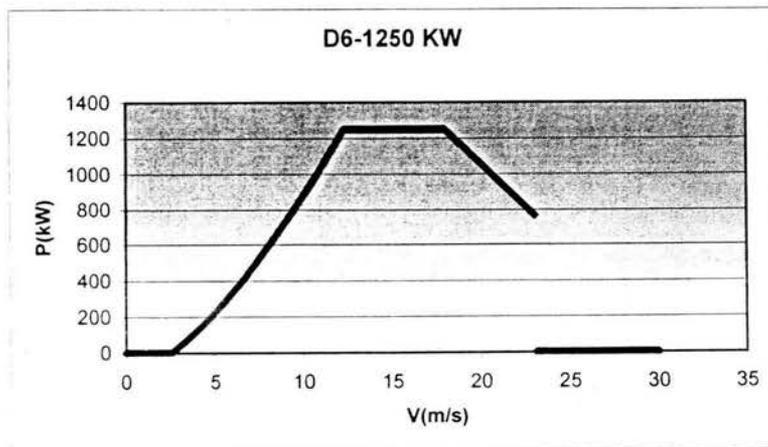


Figura 3.9. - Curva de potencia del aerogenerador DEWIND-1250 kW. Este aerogenerador cuenta con un sistema de control de potencia por cambio de ángulo de paso, manteniendo su potencia nominal hasta los 18m s, para después ir frenando la turbina hasta detenerla por completo para evitar averías por exceso de viento.

La velocidad de conexión es la velocidad a la que la turbina comenzara a generar electricidad. Por lo general el rotor comienza a girar a velocidades del viento un poco menores pero sin generar potencia. La velocidad nominal es la velocidad a la que la turbina entrega su máxima potencia, la cuál se mantiene hasta la velocidad de corte o desconexión, si la turbina cuenta con regulación de potencia por cambio de ángulo de paso, o regulación activa por pérdida aerodinámica. Si cuenta con regulación pasiva por pérdida aerodinámica, entonces la potencia irá disminuyendo a partir de la velocidad nominal y conforme la velocidad del viento aumente hasta la velocidad de corte o desconexión. Cabe señalar que la curva obtenida con la ecuación anterior es una buena aproximación a la realidad, y es muy usada en estudios preliminares de instalación de turbinas eólicas. En la figura 3.9 aparece la curva de potencia del aerogenerador D6 de 1250 kW, con una velocidad de conexión de 2.5 m/s, velocidad nominal de 12.3 m/s, que se mantiene hasta los 18 m/s y velocidad de corte de 23 m/s.

Si combinamos la curva de potencia obtenida con la ecuación (3.1), y la curva de duración de la velocidad obtenida con la ecuación (1.27), obtendremos la producción de energía de la turbina durante el periodo considerado. La curva resultante se conoce como curva de producción de energía. La curva de producción de energía para la turbina del ejemplo anterior se muestra en la figura 3.10. Cada barra representa la energía total que generara la turbina a esa velocidad, y la suma de todas las barras será la energía total generada.

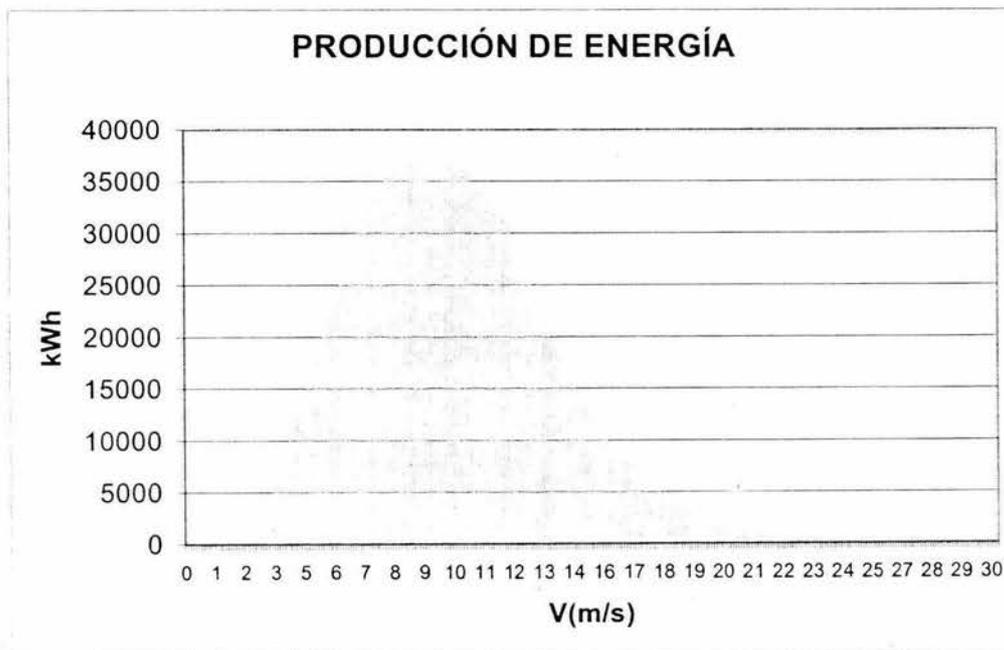


Figura 3.10. - Curva de producción de potencia del aerogenerador D-6. Cada barra corresponde a la energía producida a cada velocidad dentro del rango de operación, en este caso, de 2.5m/s a 23m/s.

#### Potencia Media de un Aerogenerador

Un aerogenerador nunca trabajara a su potencia nominal todo el tiempo, debido a las características aleatorias del viento. Por eso es conveniente calcular la potencia media a la que trabajara durante un periodo de tiempo, por lo general en un mes o un año, como veremos a continuación.

La potencia media de un aerogenerador en  $W/m^2$  está definida por:

$$P = \frac{E}{T} = P_n \left( \frac{e\left(-\left(\frac{v_{conx}}{c}\right)^k\right) - e\left(-\left(\frac{v_n}{c}\right)^k\right)}{\left(\frac{v_n}{c}\right)^k - \left(\frac{v_{conx}}{c}\right)^k} - e\left(-\left(\frac{v_c}{c}\right)^k\right) \right) \dots\dots\dots(3.2)$$

El valor de la potencia media de un aerogenerador depende los parámetros Weibull, obtenidos a partir del análisis de las características meteorológicas de un sitio en particular.

### Factor de planta

El factor de planta o factor de capacidad de un sistema de generación de energía se define como la relación entre la energía total producida por el sistema en un periodo de tiempo y la energía que produciría si el sistema estuviera funcionando todo ese tiempo a su potencia nominal. Lo anterior queda expresado de la siguiente manera:

$$FP = \frac{E}{P_n \cdot T} = \left( \frac{e\left(-\left(\frac{v_{conx}}{c}\right)^k\right) - e\left(-\left(\frac{v_n}{c}\right)^k\right)}{\left(\frac{v_n}{c}\right)^k - \left(\frac{v_{conx}}{c}\right)^k} - e\left(-\left(\frac{v_c}{c}\right)^k\right) \right) \dots\dots\dots(3.3)$$

Este valor se expresa en términos de porcentaje, y nos da una idea clara de la eficiencia de la máquina.

### 3.4.8 Caja Multiplicadora

Como su nombre lo indica, se encarga de transformar la potencia de alto par torsor del rotor, que gira lentamente a una potencia de bajo par torsor y alta velocidad para hacer funcionar el generador. La diferencia de velocidades que hay entre la entrada y la salida de la caja multiplicadora produce elevados momentos de torsión, principalmente a la entrada. Básicamente se cumple la siguiente igualdad:

$$\text{Potencia en Rotación} = M_{entr} \cdot \omega_{entr} \approx M_{sal} \cdot \omega_{sal}$$

Donde:

- $M_{entr}$  momento del par aplicado a la entrada de la caja multiplicadora y proporcionado por el rotor.
- $M_{sal}$  momento del par aplicado a la salida de la caja multiplicadora y suministrado al generador eléctrico.
- $\omega_{entr}$  velocidad angular de giro del rotor.
- $\omega_{sal}$  Velocidad angular de giro del generador eléctrico.

Si conectáramos directamente el rotor al generador, para producir la energía requerida por la red eléctrica sería necesario que el rotor girara de 1000 a 3000 revoluciones por minuto, lo cual no es posible.

Otra posibilidad sería construir un generador de giro lento, pero para producir la corriente requerida tendría que tener 200 polos. Un generador de 200 polos tendría un peso tal que el par torsor generado por el rotor no sería suficiente para hacerlo girar, puesto que la masa del rotor del generador tiene que ser aproximadamente proporcional a la cantidad de par torsor que tiene que manejar.

Existen dos tipos de cajas multiplicadoras; de ejes paralelos y planetarios. Las multiplicadoras de ejes planetarios tienen la ventaja de ser más compactas y ligeras que las de ejes paralelos, razón por la cuál a partir de los 500 kW son más empleadas, pero es más complicado darles mantenimiento. En cuanto al costo, hay pocas diferencias.

### 3.4.9 Sistema de Orientación

#### *Veleta de Cola*

Este sistema es usado ampliamente en pequeños aerogeneradores (de 1 kW - 50 kW) y diseños multipala debido a que su peso es muy pequeño comparado con los grandes aerogeneradores (más de 100 kW), y es posible orientarlos de cara al viento solamente con la fuerza del momento de torsión proporcionado por la veleta.

#### *Orientación Asistida*

El sistema de orientación asistida es el que se menciona en la sección (3.3.2) como "mecanismo de orientación". El Mecanismo de Orientación consta básicamente un anemómetro, veleta, controlador electrónico y un sistema de orientación forzada. El sistema de orientación forzada consta de una corona dentada unida a la parte superior de la torre, y tres o más motores eléctricos para hacer girar la góndola sobre la torre. Este sistema es activado por el controlador electrónico, que vigila la dirección del viento utilizando la veleta, para girar al aerogenerador en contra del viento. Normalmente, la turbina sólo se orientará unos pocos grados cada vez, cuando el viento cambia de dirección.

El anemómetro y la veleta utilizan para medir la velocidad y la dirección del viento. Las señales electrónicas del anemómetro son utilizadas por el controlador electrónico del aerogenerador para conectar el aerogenerador cuando el viento alcanza aproximadamente 5 metros por segundo. El ordenador parará el aerogenerador automáticamente si la velocidad del viento excede de 25 metros por segundo, con el fin de proteger a la turbina y sus alrededores.

#### *Orientación por Rotor a Barlovento*

Este tipo de sistema de orientación es usado en la actualidad sobre todo en modelos de pequeña capacidad (>50 kW). En este caso, el rotor, al estar detrás de la torre con respecto al viento, y careciendo de veleta, toma la dirección que le imprime el viento en todo momento. El caso más sobresaliente de aerogenerador de gran capacidad con este tipo de sistema de orientación, es el aerogenerador Tvind, visto en la sección 2.4.5.

### 3.4.10 Tipo de Torre

Existen varios diseños de torres de aerogeneradores, pero el empleo de cada uno está en función de varios factores, tanto técnicos como económicos, y en algunos casos hasta estéticos.

#### *Torres de Mástil Tensado*

La mayor parte de aerogeneradores de pequeña capacidad están montados sobre una torre de este tipo, debido a que es ligera y relativamente económica, pero presenta el inconveniente de que los cables tensores hacen que el acceso al área cercana al aerogenerador sea un tanto incomoda.

#### *Torres de Celosía*

Las torres de celosía se fabrican con perfiles de acero, soldados en una disposición tal que sean lo más resistente posible a las cargas dinámicas y estáticas. La ventaja básica de este tipo de torres es su costo, puesto que requieren de la mitad del material que una torre tubular con la misma rigidez, aunado a que producen menos abrigo del viento. En los últimos años este tipo de torre a desaparecido del mercado, argumentado motivos estéticos que en cualquier caso no intervienen con la finalidad de su aplicación, pero dificultan un tanto el acceso a la góndola, especialmente en condiciones climáticas adversas.

#### *Torres Tubulares*

Las torres tubulares son ampliamente usadas en los modelos actuales, principalmente por que el personal de mantenimiento puede acceder a la góndola por las escaleras que hay en su interior y protegerlos cuando hay mal tiempo. Tienen una forma tronco-cónica, es decir, con un diámetro decreciente con la altura, con la finalidad de aumentar su resistencia y ahorrar material. La lamina utilizada en su fabricación es de difícil fabricación ya que par darle la forma cónica al tubo, se debe pasar por un rodillo con diferentes presiones en cada lado. Una vez que la lamina tiene la forma correcta se unen sus extremos con soldadura de arco sumergido. Los cordones de soldadura se inspeccionan utilizando dispositivos de ultrasonido o rayos-X. Las torres son ensambladas a partir de sub-secciones cónicas pequeñas. A su vez una torre esta formada por secciones de 20 o 30 metros que se ensamblas con tornillos. El peso típico de una torre de 50 metros es de alrededor de 40 toneladas.

### 3.4.11 Tipo de Cimentación

Por lo general la cimentación para aerogeneradores ubicados en tierra firme tienen un diseño parecido. Constan de una base de concreto armado cuyas dimensiones dependen del tamaño del aerogenerador y en la parte central se construye un cilindro de poca altura, el cuál sobre su borde interior lleva incrustados ejes para atornillar la torre. En el caso de aerogeneradores marinos existen varios diseños que revisaremos enseguida.

#### *Cimentación por Gravedad + Acero*

Se constituye por un tubo de acero que en la parte inferior lleva soldada una caja de acero con forma circular o cuadrada y cuyas dimensiones son de 14 x 14 en una máquina de 65 metros de diámetro de rotor.

Para una profundidad de entre 4 y 10 metros la estructura de acero tiene un peso de 80 toneladas y se rellena con olivina que es un mineral muy denso, con lo cual el peso total aumenta a 1000 toneladas aproximadamente. El lecho marino debe ser previamente acondicionado para este fin, pues se tiene que retirar el limo para colocar un lecho de grava. Es un poco extraño el hecho de que los motivos principales que definen las dimensiones de la cimentación tienen que ver más estrechamente con las fuerzas que producen las olas que con el peso de la turbina. En cuanto al costo, este aumenta cuando nos movemos hacia zonas más profundas, pero lo atractivo de las turbinas instaladas en el mar es que su producción aumenta entre un 10% a un 15% con relación a las instaladas en tierra firme.

### *El Monopilote*

Este es el diseño más simple, pero uno de los más confiables, pues consta de un pilote de acero con un diámetro de entre 3,5 y 4,5 metros, el cual se clava a una profundidad de 8 a 10 metros del lecho marino dependiendo del tipo de subsuelo.

Una de las ventajas de este tipo de cimentación es el hecho de que no se requiere acondicionar el lecho marino y tampoco es una preocupación la erosión del mismo. El único inconveniente se presenta durante su instalación, puesto que si al perforar nos encontramos con un bloque de mineral se deben utilizar explosivos. Sus dimensiones dependen de las fuerzas del oleaje. Una vez colocado el pilote solamente resta atornillar a su parte superior el aerogenerador

### *El tripode*

Este diseño se basa en algunas pequeñas plataformas petrolíferas sostenidas sobre tres postes. Consta de un pilote de acero que lleva unidos tres brazos en cuyos extremos se encuentran tres pilotes de pequeñas dimensiones (0,9 metros aproximadamente). Estos tres pilotes se encuentran enclavados de 10 a 20 metros en el lecho marino. Debido a su forma, este tipo de cimentación no es adecuada para profundidades inferiores a 6-7 metros, puesto que representarían un riesgo para embarcaciones que se acercaran demasiado al aerogenerador.

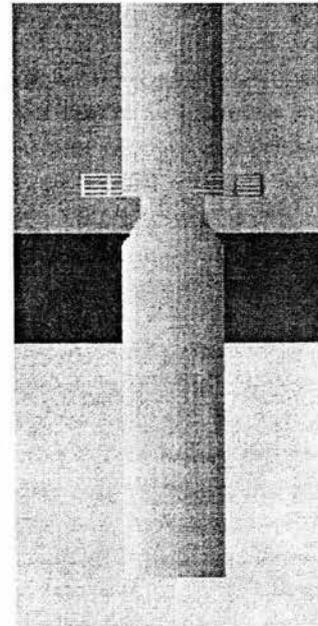


Figura 3.11. – El monopilote.

### **3.4.12 Diseño de Parques Eólicos**

Cuando se van a instalar dos o más aerogeneradores se tiene que tomar en cuenta factores técnicos y económicos para asegurar que en el emplazamiento se estén aprovechando al máximo los recursos eólicos y la superficie de terreno. Es debido a lo anterior que se han establecido como norma general la separación entre turbinas eólicas de 5 a 9 diámetros de rotor en la dirección de los vientos dominantes, y de 3 a 5 diámetros de rotor en dirección perpendicular a los vientos dominantes.

Para determinar el número exacto de diámetros de rotor para la separación de las turbinas necesitamos conocer e interpretar tanto las especificaciones de las turbinas como los datos que nos proporciona la rosa de los vientos, la distribución de Weibull, la rugosidad y determinar en qué porcentaje el viento se ralentiza por las propias turbinas.

La pérdida de energía del viento debida a la ralentización ocasionada por las turbinas en un parque eólico suele ser del 5 % aproximadamente.

### 3.4.13 Formas de Conexión de Aerogeneradores

Un aerogenerador, que como ya hemos dicho es una turbina que se encarga de la producción de energía eléctrica, se puede conectar de dos formas diferentes:

#### *Aislamiento de la red:*

Este tipo de instalaciones suelen ser realizadas en zonas muy alejadas del trazado de la red general de distribución eléctrica. El tamaño y tipo de instalación depende únicamente de las necesidades del usuario de la instalación y es característico en ellos que la instalación se sitúe muy cerca del centro de consumo, requiriéndose frecuentemente la existencia de un grupo de baterías.

Un aerogenerador aislado de la red se compone básicamente de las siguientes partes:

- Rectificador: sólo necesario si la salida del generador es en alterna.
- Regulador: necesario para evitar sobrecargas o descargas de la batería que podrían dañarla.
- Baterías: encargadas de acumular la energía eléctrica para aquellos periodos sin viento.
- Convertidor: que es el encargado de transformar la corriente continua que se obtiene de las baterías, en corriente alterna necesaria para el consumo.
- Fuente auxiliar: generalmente un grupo diesel que sirve de apoyo al aerogenerador para aquellos días sin viento de los que, además, no existe carga en las baterías o se ha prescindido de éstas.

#### *Conectado a la red:*

Una instalación eólica conectada a la red, se configura mediante la instalación de uno ó varios aerogeneradores de igual o diferente dimensión y potencia, interconectadas eléctricamente mediante redes eléctricas en baja y media tensión, dependiendo del tamaño de la instalación. Se aplica en aquellos casos en que existe una red de distribución eléctrica en las proximidades del consumo. Este tipo de aplicación se justifica basándose en los excedentes de energía eléctrica producidos y no consumidos, pueden volver a ser vertidos a la red, pagando la compañía eléctrica dicha energía. La conexión a la red eléctrica de distribución y/o transporte se realiza mediante la correspondiente transformación de tensión que será de baja a media o de media a alta tensión dependiendo de la capacidad técnica de las redes existentes y de la propia instalación.

Las instalaciones eólicas conectadas a la red son las aplicaciones eólicas que mayor aporte eléctrico proporciona, del orden de megavatios de potencia. Dado que el precio de esta energía vendida por el usuario es superior a la que compra, es necesario, para aumentar la rentabilidad de la instalación, dimensionarla bien para aprovechar al máximo la energía de origen eólico y recurrir lo menos posible a energía suministrada por la red. Una ventaja adicional de este funcionamiento es la flexibilidad en el suministro. Como un caso particular de esta aplicación están los parques eólicos, que son agrupaciones de aerogeneradores para la producción masiva de electricidad minimizando ciertos costes de instalación y mantenimiento.



**CAPITULO IV**

**DISEÑO DEL AEROGENERADOR**

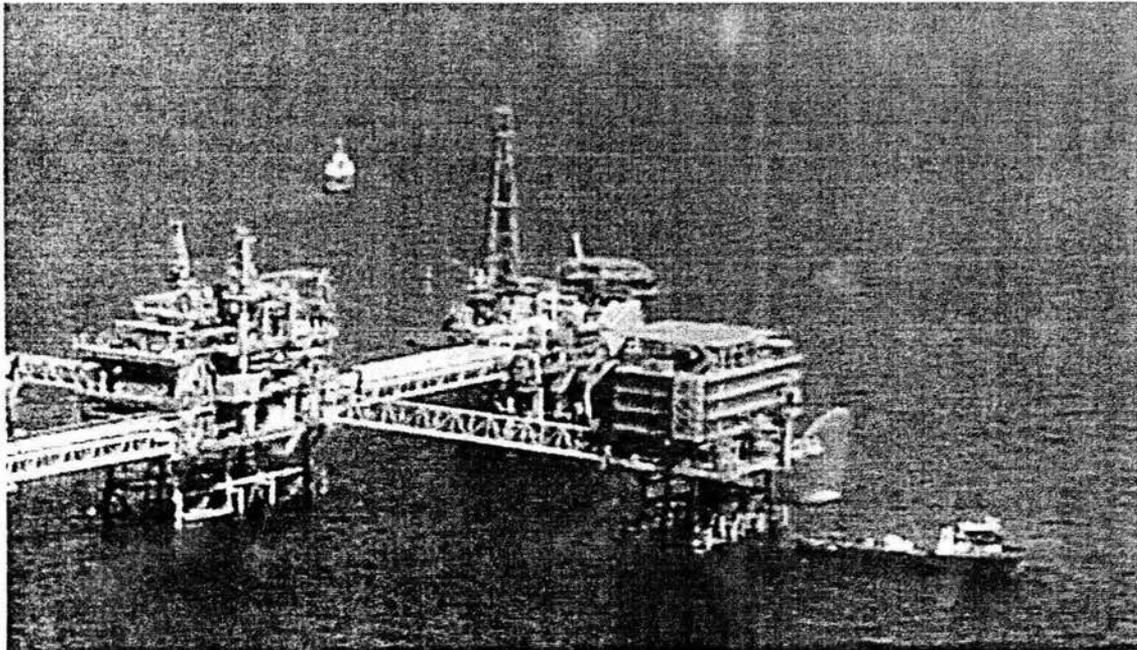
#### 4.1 CARACTERÍSTICAS DE UNA PLATAFORMA HABITACIONAL MARINA DE PEMEX

Una plataforma habitacional marina (figura 4.1) tiene la función de satisfacer las necesidades de vivienda, alimentación, higiene, vestuario, entretenimiento y primeros auxilios del personal que trabaja en el resto de las plataformas que conforman un complejo de explotación. En ella se pueden albergar desde 75 hasta 220 personas, dependiendo de las necesidades del área de trabajo.

Una plataforma habitacional típica, está dividida en tres partes o bloques:

- Modulo de servicios (Primer nivel y nivel de mezanine).
- Habitacional (segundo, tercero y cuarto nivel).
- Nivel de techo y Helipuerto

En el primer nivel se encuentran las áreas de taller electromecánico, taller de carpintería, taller de plomería, bodega, montacargas, almacén para suministros de aseo, cuarto de casilleros. También se localizan los equipos de servicio como la planta potabilizadora de agua, tanque de agua potable, sistema de calentamiento de agua, tanque de agua para servicio, tratadora de aguas negras y bombas de agua contra incendio. En el mezanine se ubican la lavandería, tanque de diesel, bombas de diesel, motogenerador eléctrico, cuarto de control eléctrico y el cuarto de baterías.



*Figura 4.1. – Complejo petrolero en donde se puede apreciar la plataforma habitacional marina en la parte inferior de la derecha. Es posible distinguir en su parte superior el helipuerto, así como los distintos niveles que lo componen.*

En el segundo nivel se encuentra la cocina, panadería, comedor, cámara fría, cámara de congelación, la superintendencia, la administración, consultorio médico, cuarto de telecomunicaciones y el área recreativa que comprende: sala de juegos, con mesa de billar, ping-pong y dominó, una sala de proyecciones, sala de T.V. y cabinas telefónicas.

El tercero y cuarto nivel contienen las habitaciones para descanso del personal, cada una con baño privado, mesa de trabajo y casilleros. En cada nivel se consideran un núcleo de baños en la parte central de la plataforma con servicio de sauna y gimnasio.

El helipuerto se localiza en la parte superior de la plataforma habitacional y tiene las dimensiones suficientes para permitir el aterrizaje de un helicóptero mientras otro helicóptero se encuentra estacionado. Se comunica con el resto de la plataforma por medio de dos escaleras para ascenso y descenso de personal y cuenta además con luces perimetrales para señalización.

Por motivos de seguridad, la plataforma habitacional es separada de las plataformas de perforación y producción, pero manteniendo la comunicación con ellas por medio de puentes.

#### **4.1.1 Requerimientos Energéticos de la Plataforma Habitacional Marina HA-KU-H**

De manera general hemos visto ya como está constituida una plataforma habitacional marina, lo cuál nos da una idea de los requerimientos energéticos de esta, y nos permite referirnos con mas facilidad a un caso particular, es decir, a la descripción exacta de aquellos componentes que requieren energía eléctrica para su funcionamiento dentro de la plataforma habitacional marina HA-KU-H, seleccionada para el presente trabajo.

Los componentes que requieren energía, así como su respectiva carga requerida aparecen en la tabla 4.1. Esta plataforma habitacional marina cuenta con todos los servicios mencionados en la sección anterior, sin embargo se debe hacer notar que en ella existen equipos que se utilizaran solo en situaciones especiales. Dentro de este tipo de equipos se encuentran algunos transformadores de baja tensión y los receptáculos de soldadura cuyos usos dependen de situaciones en las que se requiera realizar alguna compostura o instalar un nuevo equipo donde sea necesario soldar algunas de sus partes para ensamblarlo, y además se necesite de energía para ponerlos en funcionamiento.

Otros equipos que también requieren de energía de manera ocasional son los destinados a la seguridad del personal abordo. Entre ellos se encuentran el paquete de bote salvavidas y la bomba jockey contra incendio, los cuales funcionaran especialmente cuando exista una situación de emergencia tal como un incendio o se necesite evacuar a todo o parte del personal por causas de seguridad o solo por trasladarlo a otro sitio.

Como nos podemos dar cuenta, en general las plataformas habitacionales marinas, cuentan con equipos que pueden funcionar solo algunas veces durante el año. Por esto la carga que aparece en el Diagrama Unifilar (apéndice C) de esta plataforma solo toma en cuenta los equipos que funcionan casi todo el tiempo.

En la tabla 4.1 se indica la carga que requiere cada equipo así como el uso que tiene. Si bien la carga que representan la totalidad de los equipos instalados es de 1200 kW, la carga que representan los equipos utilizados frecuentemente es de 933.8 kW.

EQUIPO	CARGA	USO
TRA-01	24 KW	Ocasionalmente
INYECCIÓN DE AIRE PARA LA COCINA	3.7 KW	Frecuente
BOMBA DE AGUA HELADA	37.3 KW	Frecuente
BOMBA ELEVADORA DE AGUA DE MAR	45 KW	Frecuente
PREFILTRO DE AGUA DE MAR	1.2 KW	Frecuente
FILTRO FINO DE AGUA DE MAR	1.2 KW	Frecuente
BOMBA JOCKEY CONTRA INCENDIO	11.19 KW	Ocasionalmente
BOMBA DE AGUA POTABLE	30 KW	Frecuente
COMPRESOR DE AIRE DE PLANTAS E INSTRUMENTOS	53 KW	Frecuente
VENTILADOR PARA INYECCIÓN DE AIRE	3.7 KW	Frecuente
DRENAJE ACEITOSO	2.2 KW	Frecuente
UNIDAD MANEJADORA DE AIRE CUARTO ELÉCTRICO	8 KW	Frecuente
VENTILADOR DE EXTRACCIÓN DE AIRE EN COCINA	2.2 KW	Frecuente
COMPACTADOR DE BASURA	3.7 KW	Frecuente
ELEVADOR PARA ROPA DE LAVANDERIA	5.6 KW	Frecuente
PAQUETE DE BOTE SALVAVIDAS ( 4 )	90.8 KW	Ocasionalmente
UNIDAD DE OSMOSIS INVERSA DE AGUA POTABLE	45 KW	Frecuente
PAQUETE DE TRATAMIENTO DE AGUAS NEGRAS	9.6 KW	Frecuente
RECEPTÁCULO DE SOLDADURA ( 3 )	120 KW	Ocasionalmente
UNIDAD ENFRIADORA DE AGUA HELADA	45 KW	Frecuente
UNIDAD MANEJADORA DE AIRE DEL CUARTO DE TELECOMUNICACIONES	3.7 KW	Frecuente
UNIDAD MANEJADORA DE AIRE DEL CUARTO DE INSTRUMENTOS	5.6 KW	Frecuente
UNIDAD MANEJADORA DE AIRE DE LA CANCHA DE BASKETBALL	5.6 KW	Frecuente
MONTACARGAS DE MISCELANEOS	7.4 KW	Frecuente
TABLERO DE DISTRIBUCIÓN, ALUMBADO Y VENTILACIÓN	49 KW	Frecuente
TABLERO PARA EQUIPO DE LAVANDERIA	90 KW	Frecuente
TABLERO DE DISTRIBUCIÓN, ALUMBADO Y VENTILACIÓN	51 KW	Frecuente
UNIDAD CONDENSADORA EVAPORADORA DE REFRIGERACIÓN	11 KW	Frecuente
UNIDAD CONDENSADORA EVAPORADORA DE CONGELACIÓN	11 KW	Frecuente
ALIMENTACIÓN A PLATAFORMA DE TELECOMUNICACIONES	100 KW	Frecuente
BOMBA DE DIESEL LIMPIO	0.746 KW	Frecuente
PAQUETE INCINERADOR DE BASURA	8 KW	Frecuente
UNIDAD CONDENSADORA EVAPORADORA DE REFRIGERACIÓN	11 KW	Frecuente
UNIDAD CONDENSADORA EVAPORADORA DE CONGELACIÓN	11 KW	Frecuente
MALACATE PARA ESCALERA RETRACTIL	3.7 KW	Frecuente
TRA-02	6 KW	Ocasionalmente
TRA-03	4 KW	Ocasionalmente
TRA-04	8 KW	Ocasionalmente
PAQUETE CALENTADOR DE AGUA POTABLE	240 KW	Frecuente
PAQUETE DE BOMBA CENTRIFUGADORA Y DE TRANSFERENCIA DE DIESEL	5.5 KW	Frecuente
PAQUETE DE AGUAS NEGRAS RELEVO	4.8 KW	Frecuente
VENTILADOR MOTOGENERADOR	18.4 KW	Frecuente

Tabla 4.1 – Relación de los equipos instalados en la plataforma habitacional marina de PEMEX, HA-KU-H. Los números entre paréntesis indican el número de equipos.

Los datos mostrados arriba nos indican la energía que debemos suministrar a la plataforma habitacional marina para su funcionamiento, teniendo en cuenta las características los equipos instalados en ella.

Ahora es preciso dar paso al análisis que constituye la tesis propuesta en este trabajo, la “utilización de la energía eólica para la generación de energía eléctrica para una plataforma habitacional marina”, como una propuesta viable desde el punto de vista de los recursos eólicos disponibles en el sitio donde ésta se ubica.

## 4.2 DETERMINACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO

Para proponer un sistema de generación basado en energía eólica, es necesario saber de antemano si existen los suficientes recursos eólicos en el sitio elegido para su instalación, es decir, tenemos que realizar un análisis para determinar el potencial eólico (en kWh/m<sup>2</sup>). Para realizar este análisis, se cuenta con una base de datos del año 2000, de la Estación Meteorológica ECO-1, de PEMEX, ubicada en la zona petrolera del Golfo de México del mismo nombre, donde se encuentra la plataforma habitacional antes referida.

Esta base de datos cuenta con información detallada de la velocidad del viento, dirección, temperatura, humedad relativa y presión atmosférica, en promedios de una hora durante todos los meses del año, a excepción de algunas horas. Esto dio oportunidad para realizar un análisis mensual, y tener unos resultados más precisos sobre la potencia eólica disponible en este sitio. Iniciaremos nuestro análisis determinando la velocidad del viento.

### 4.2.1 Cambio de la Velocidad del Viento con la Altura

La estación meteorológica se encuentra ubicada a una altura de 40 metros sobre la superficie del mar y la torre de un Aerogenerador moderno con capacidad por encima de 1 MW, tiene una altura de 60 metros o más. Como velocidad del viento tiende a aumentar con el aumento de la altura, la potencia también aumentará.

MES	V <sub>m</sub> (m/s) - 40m	V <sub>m</sub> (m/s) - 60m
Enero	6.9	7.3
Febrero	7.95	8.41
Marzo	7.71	8.16
Abril	7.57	8.02
Mayo	7.8	8.25
Junio	6.57	6.95
Julio	5.9	6.34
Agosto	6.2	6.56
Septiembre	5.64	5.97
Octubre	7.53	7.97
Noviembre	7.78	8.24
Diciembre	7.69	8.14

Tabla 4.2. Cambio de la velocidad media del viento con la altura aplicando la ley exponencial de Hellmann.

Es por ello que necesitamos extrapolar la velocidad del viento de la base de datos a la altura de torre. Para esto aplicaremos la ley de Hellmann, expresada por la ecuación (1.2) del capítulo uno. El valor del exponente  $\alpha$ , será de 0.14, que corresponde a la rugosidad de la superficie del mar. Los resultados aparecen en la tabla 4.2. En ella se pueden apreciar los valores promedios de la velocidad del viento a una altura de 40 metros y 60 metros.

El aumento de la velocidad del viento con la altura es evidente, lo cuál hará que la potencia disponible crezca en gran medida.

#### 4.2.2 Dirección del viento

El viento es un elemento que posee magnitud y dirección, como se vio en la sección 1.3.5 del capítulo uno. Por esto, es necesario tener información que nos muestre la dirección en la que el viento sopla la mayor parte del tiempo en el sitio de estudio. En el caso de ECO-1, los datos registrados por la estación meteorológica durante el año 2000 se procesaron para formar la rosa de los vientos (figura 4.2).

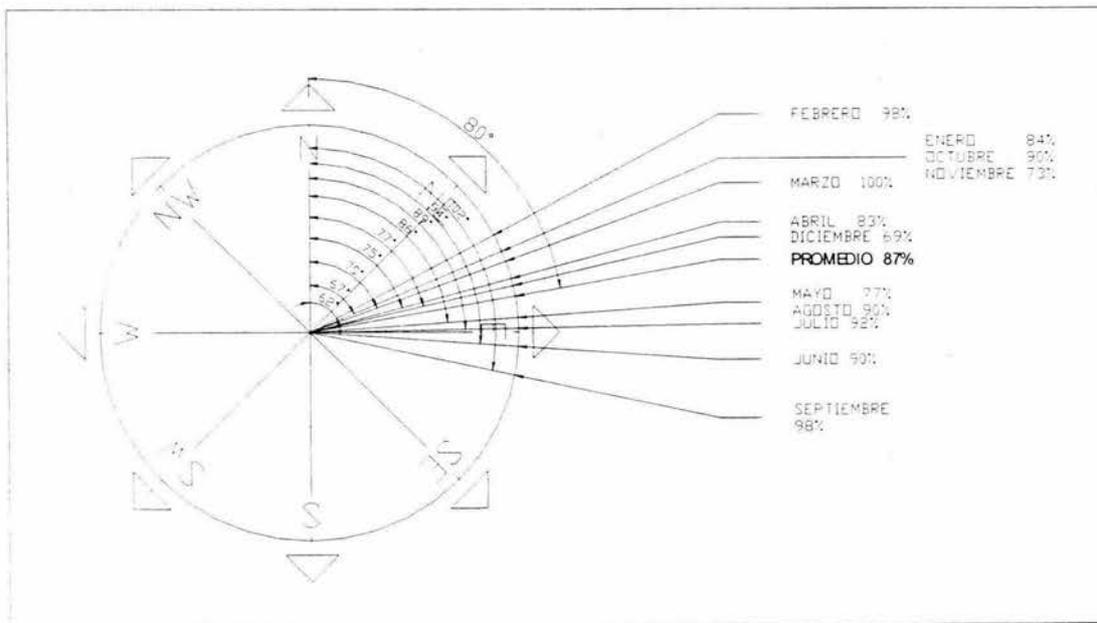


Figura 4.2. – Rosa de los vientos de la zona petrolera ECO-1, obtenida con datos correspondientes al año 2000. Los porcentajes que aparecen delante de cada mes indican el tiempo que el viento sopla en esa dirección.

La rosa de los vientos nos muestra de manera gráfica que la dirección del viento dominante en ese año fue EEN, E y ES. También podemos apreciar la dirección que predominó durante cada mes así como el promedio que resultó ser de 80°. La dirección promedio es un dato que nos servirá más adelante, cuando se diseñe la instalación de los aerogeneradores.

La potencia del viento es directamente proporcional a la densidad del aire, por lo cuál es imprescindible calcularla, debido a que esta suele cambiar de un lugar a otro de manera perceptible.

4.2.3 Densidad del Aire

En el calculo de la densidad emplearemos el método descrito en la sección 1.6, que es utilizado ampliamente por el CENAM(Centro Nacional de Metrología). Este método requiere valores de la humedad relativa (%), presión (Pa) y temperatura en (°C y °K), de la base de datos antes mencionada. En la base de datos, el valor de la presión atmosférica aparece en milibars (mb), los cuáles se convierten en pascuales (Pa), el valor de la temperatura en grados centígrados (°C), que se convierten a grados kelvin (°K), debido a que así lo requiere el método.

La evaluación del método se realizó en Microsoft Excel (figura 4.3), y los resultados se encuentran en la tabla 4.3. En ella tenemos la densidad media para cada mes. Para poder apreciar de forma más real la variación de la densidad, en el apéndice A, se encuentran las gráficas del comportamiento de la densidad durante cada mes.

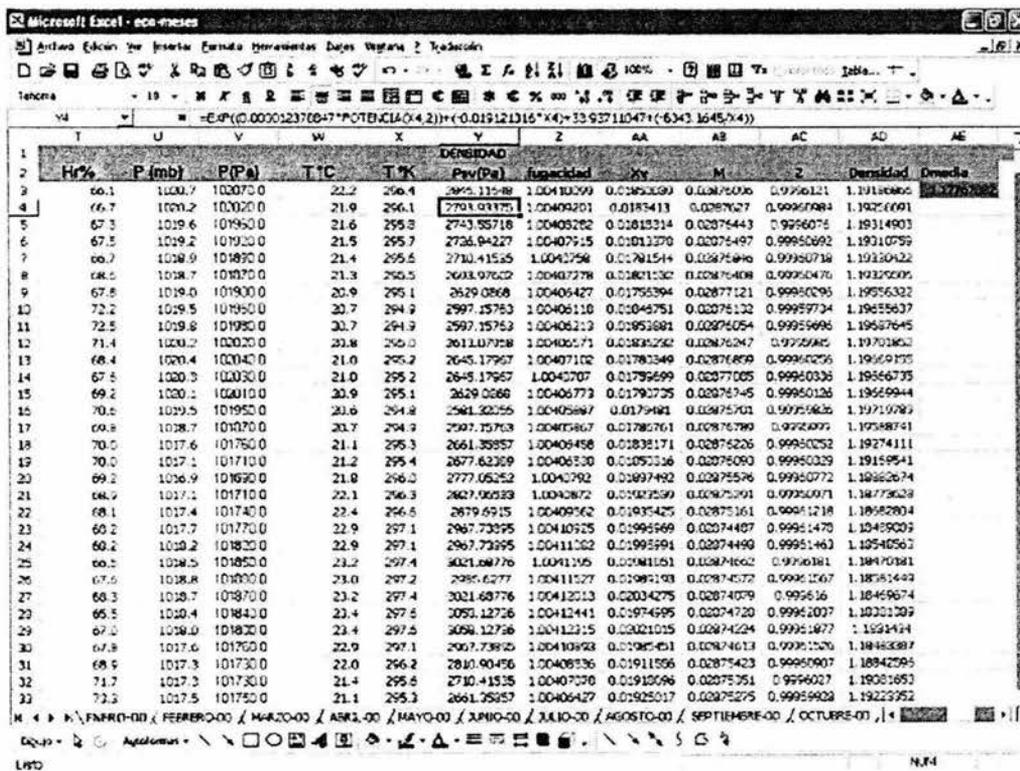


Figura 4.3. Pantalla de Microsoft Excel para el análisis de la densidad mensual. En este caso aparecen los datos correspondientes al mes de enero del año 2000.

En las columnas de la Y a la AC, contienen las formulas para calcular la presión del vapor saturado (Psat), el factor de fugacidad (f), la fracción molar del vapor de agua (Xv), la masa molar del aire (M) y el factor de compresibilidad (Z) en ese orden. En la columna AD se encuentra el valor de la densidad del aire durante cada hora, aplicando la ecuación (1.12), y en la celda AE3 el valor de la densidad media durante ese mes, calculada con la ecuación (1.18).

De acuerdo a lo visto en la sección 1.6.1 del capítulo uno, la densidad del aire cambia con la altura, pero como la diferencia de alturas entre la estación meteorológica y la altura de torre considerada es de solo 20 metros, la disminución de la densidad es despreciable.

Cabe recordar que la disminución de la densidad del aire comienza a ser importante a alturas por encima de los 200 metros.

MES	DENSIDAD (kg/m <sup>3</sup> )	TEMPERATURA(°C)
Enero	1.1776	23.1
Febrero	1.172	22.2
Marzo	1.168	23.8
Abril	1.149	24.8
Mayo	1.148	27.1
Junio	1.158	26.2
Julio	1.160	26.3
Agosto	1.158	26.4
Septiembre	1.158	25.9
Octubre	1.153	27.3
Noviembre	1.160	25.4
Diciembre	1.180	22.8

Tabla 4.3. Densidad del aire para cada mes durante el año 2000. Es claro el hecho de que la densidad es mayor durante los meses más fríos del año.

#### 4.2.4 Potencial Eólico de ECO-1

Para el cálculo del potencial eólico seguiremos el método descrito en la sección 1.8 del capítulo uno. Primero recurriremos a la función de distribución de probabilidades de Weibull en su forma de ecuación de densidad de probabilidad (Ec. 1.22). En este caso se calculó la probabilidad de que aparezcan velocidades del viento entre 0 y 30 metros sobre segundo cada 0.1 metros sobre segundo, que es el intervalo que se utilizó en todo el análisis.

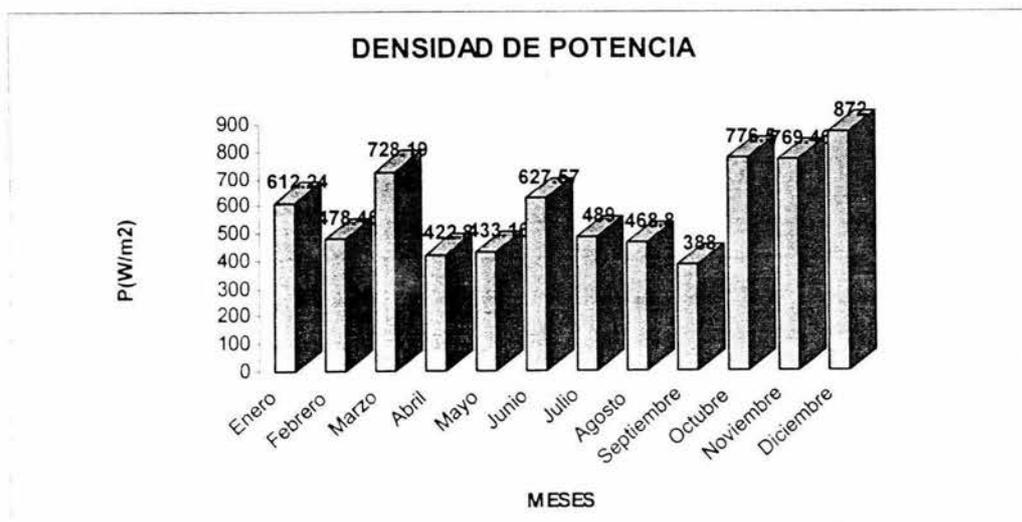


Figura 4.4. – Valores de la densidad de potencia en cada mes.

Este rango se eligió debido a que es poco común la aparición de velocidades por encima de 30 m/s. Inicialmente se calcularon los parámetros  $c$  y  $k$  de la distribución, de acuerdo al método de la sección 1.7.2.

#### Calculo del la Densidad de Potencia

Una vez obtenidos los parámetros  $c$  y  $k$  para cada mes, se calculo la probabilidad de que aparezca cada velocidad del viento con la ecuación (1.22).

Empleando la ecuación (1.26), se calculo la potencia media o densidad de potencia en  $W/m^2$ . Este método se aplico por mes. En la gráfica de la figura 4.4 se muestran los resultados obtenidos. La evaluación de las formulas y la gráfica, se realizó en Microsoft Excel.

#### Calculo del Potencial Eólico

Para obtener el potencial eólico o energía eólica disponible del sitio en  $kWh/m^2$ , para cada mes, se utilizó la ecuación (1.28), que es una sumatoria del producto de la ecuación de la potencia del viento (1.7) y la ecuación (1.27) que nos da el tiempo en horas durante el cuál el viento sopla a cada velocidad dentro del rango previsto. La energía disponible calculada de esta manera se muestra de manera gráfica en la figura 4.5.

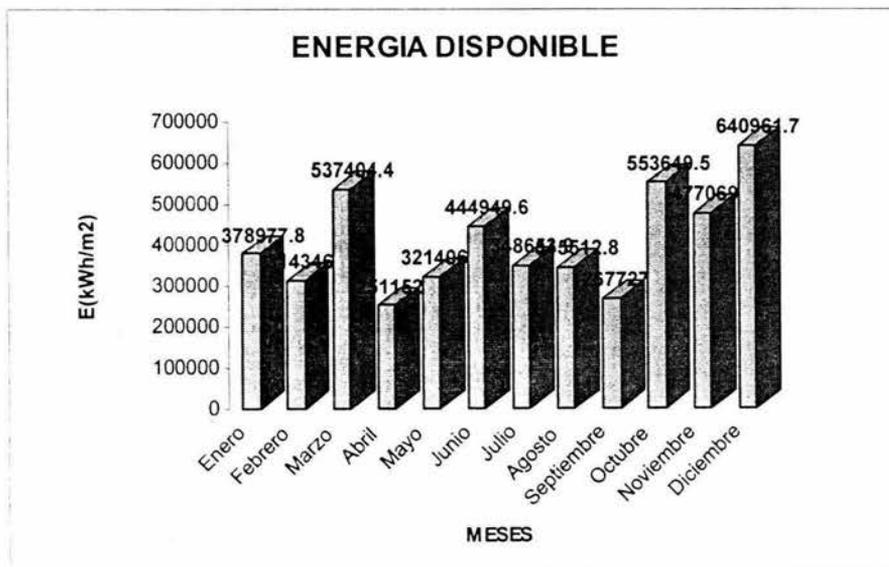


Figura 4.5. – Energía eólica disponible para cada mes durante un año en ( $kWh/m^2$ ). Estos resultados solo consideran la horas registradas por la estación meteorológica.

Las curvas características de duración de la velocidad del viento para cada mes se encuentran en el apéndice A. Es interesante ver estas curvas por que podemos ver como el valor del factor de distribución de forma incide directamente en el número de horas que el viento soplará a velocidades más altas, y con ello, un aumento en la densidad de potencia y la energía disponible. Todos los valores correspondientes a la evaluación del potencial eólico del sitio se concentran en la tabla 4.4, con el objetivo de ver en forma conjunta el comportamiento de las condiciones meteorológicas que determinan la potencia del viento a lo largo del año.

De ahí obtenemos la potencia media mensual y anual, la energía mensual y anual disponible que son los resultados que necesitáramos para proceder a evaluar el uso de aerogeneradores. Este método se evaluó en Microsoft Excel, introduciendo las formulas citadas, como se muestra en la figura 4.6.

Debemos señalar que la energía mensual disponible se calculo tomando en cuenta solamente el número de horas que registro la estación meteorológica, y que son menos que el número total de horas de cada mes, por lo que si consideramos todas las horas de cada mes, la energía disponible debe ser mayor.

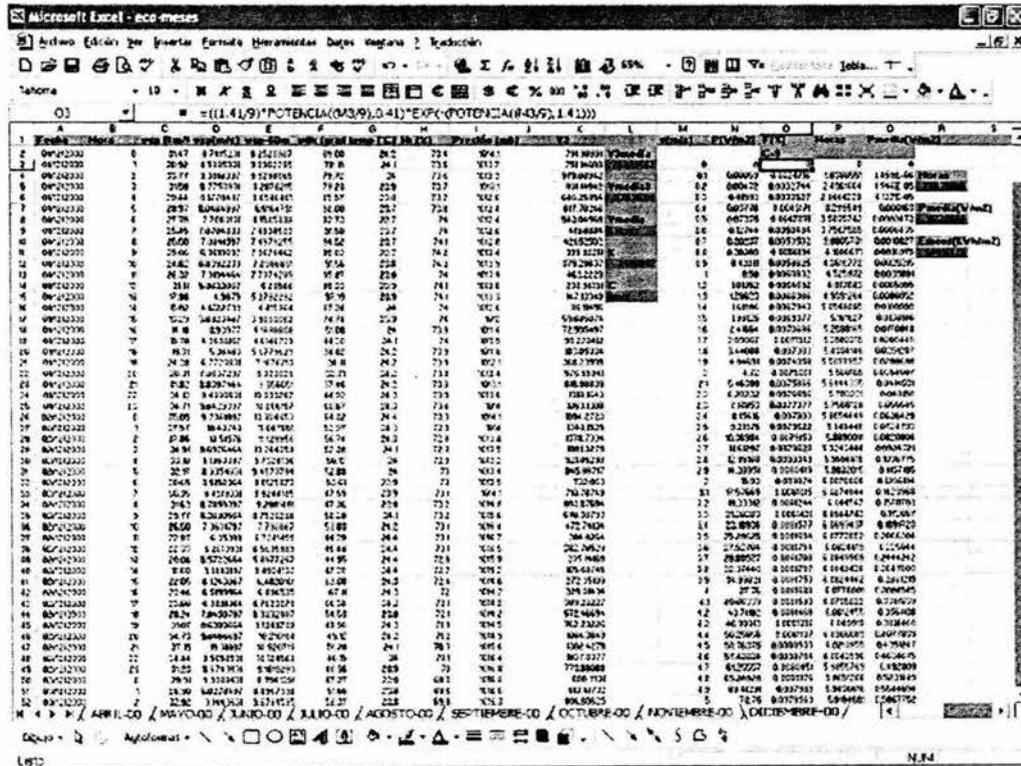


Figura 4.6. Ventana de Microsoft Excel donde aparecen a la izquierda los valores que proporciona la base de datos( fecha, hora, velocidad del viento, dirección, temperatura, humedad relativa y presión) y a la derecha, las columnas con los datos para calcular la potencia del viento (celda N), la probabilidad(celda O), el número de horas(celda P) y la potencia media(celda Q). En la columna R, aparecen en orden descendente, las horas totales en el mes, la potencia media y la energía mensual.

La densidad de potencia obtenida es clase cinco, como lo señala la tabla 1.6 del capítulo uno, ya que se encuentra entre los valores de 500 a 600 W/m<sup>2</sup>, y con una velocidad del viento media entre 7.5 y 8 m/s. En términos de viabilidad económica, la tabla señala a este lugar como una buena opción.

**ANÁLISIS DE LA ENERGÍA EÓLICA A 60 METROS DE ALTURA EN EL AÑO 2000**

**ESTACIÓN METEOROLÓGICA: ECO-1**

**LAT: 21° 33" N      LONG: 58° 72" E**

Mes	Horas-registradas	Horas-calma	V <sub>m</sub> (m/s)	Parámetros de Weibull		T <sub>m</sub> (°C)	ρ <sub>m</sub>	P <sub>m</sub> (W/m <sup>2</sup> )	E (kWh/m <sup>2</sup> )
				k	c (m/s)				
Enero	624	5	7.3	1.53	8.2	23.1	1.1776	612.24	378977.8
Febrero	658	1	8.41	2.9	9.3	22.2	1.172	478.46	314346.2
Marzo	743	5	8.16	1.62	9	23.8	1.168	728.19	537404.4
Abril	595	1	8.02	2.93	9	24.8	1.149	422.8	251152.9
Mayo	743	1	8.25	2.99	9.1	27.1	1.148	433.16	321406.9
Junio	717	8	6.95	1.39	7.9	26.2	1.158	627.57	444949.6
Julio	721	8	6.34	1.39	7.2	26.3	1.160	489	348653.9
Agosto	744	7	6.56	1.49	7.4	26.4	1.158	468.8	345512.8
Septiembre	697	7	5.97	1.41	6.7	25.9	1.158	388	267727.2
Octubre	719	6	7.97	1.48	8.9	27.3	1.153	776.5	553649.5
Noviembre	624	4	8.24	1.58	9.1	25.4	1.160	769.46	477069.4
Diciembre	744	9	8.14	1.41	9	22.8	1.180	872	640961.7
Totales(anual)	8329	62	7.52			25.10	1.1618	588.84	4881812.3

*Tabla 4.4. - Valores obtenidos con el método para la obtención del potencial eólico mensual y anual. La última fila muestra los valores promedios de la velocidad del viento, la temperatura, la densidad del aire y densidad de potencia y la energía total por metro cuadrado al año, así como el número total de horas al año con información y el número total de horas de calma.*

### 4.3 EVALUACIÓN DE DOS MODELOS DISTINTOS DE AEROGENERADORES

En la sección anterior hemos calculado el potencial eólico disponible en la zona petrolera de PEMEX denominada ECO-1, ubicada en el Golfo de México, y de acuerdo con los resultados llegamos a la conclusión de que este lugar es adecuado para la generación de electricidad a partir del viento.

Ahora el siguiente paso es evaluar dos modelos distintos de aerogeneradores para determinar cuál se ajusta mejor a las necesidades energéticas de la plataforma habitacional marina HA-KU-H, ubicada en este lugar.

#### 4.3.1 Cálculo de los Aerogeneradores

En esta sección se evaluará el desempeño de dos modelos de aerogeneradores; el modelo *D-6* de 1250 kW de potencia de la empresa alemana *DEWIND*, y el modelo *NM-92* de 2750 kW de potencia fabricado por la empresa danesa *NEG MICON*. Se analizarán en el mismo orden mencionado anteriormente.

##### *Aerogenerador D-6 de 1250 kW*

El desempeño de esta turbina eólica a cada velocidad del viento se observa obteniendo su curva de potencia aplicando la ecuación (3.1). Esta ecuación requiere de los siguientes datos para ser evaluada:

- $k$  factor de distribución de forma
- $v_{\text{conex}}$  velocidad de conexión
- $v_n$  velocidad nominal
- $v_c$  velocidad de corte
- $P_n$  potencia nominal

Los datos de operación de la turbina son los siguientes:

$P_{\text{nom}}$	1250Kw
$V_{\text{conexcion}}$	2.5m/s
$V_{\text{nominal}}$	12.3 m/s
$V_{\text{corte}}$	23 m/s

Los datos anteriores se obtuvieron de la ficha técnica que se encuentra en la página de Internet de esta empresa (viene en las referencias) y también en el apéndice C. El factor de distribución de forma  $k$  es el calculado para la distribución de Weibull, y sus valores mensuales son los que aparecen en la tabla 4.4.

Este método se evaluó en Microsoft Excel. Las curvas de potencia se encuentran en el apéndice B. Para obtener la energía total generada (kWh) en un mes, se puede multiplicar cada valor de la curva de potencia por el correspondiente número de horas que el viento sopla a cada velocidad, obtenida con la ecuación (1.27), como se vio en la sección 3.4.7 del capítulo tres.

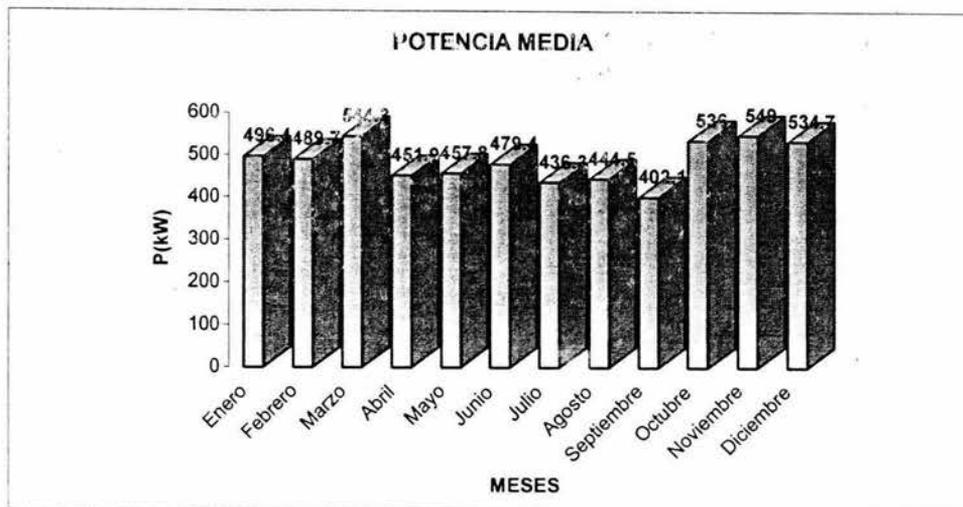


Figura 4.7. – Potencia media a la que trabajara el Aerogenerador D-6 de 1250 kW en cada mes.

Sin embargo dado que la estación meteorológica no monitoreo todas las horas de cada mes, el resultado de la energía generada es menor de lo que en realidad es. Por esto es conveniente calcular la potencia media a que trabajara la turbina, la cuál se obtiene con la ecuación (3.2). Ahora, para obtener la energía generada en un mes, solamente multiplicaremos el valor de la potencia resultante de la aplicación de esta ecuación, por el número de horas de ese mes.

En la gráfica de la figura 4.7 se encuentran las potencias medias calculadas con la ecuación (3.2) para cada mes. También es importante obtener el valor del “factor de capacidad o de planta”, que se define como la relación entre la energía total producida por el sistema en un periodo de tiempo y la energía que produciría si el sistema estuviera funcionando todo ese tiempo a su potencia nominal. Este factor se obtiene aplicando la ecuación (3.3).

El valor del factor de planta nos indica la eficiencia con la que la máquina realiza la conversión de energía cinética del viento en potencia eléctrica aprovechable. Los valores de la potencia media, la energía mensual y el factor de planta se concentran en la tabla 4.5.

Mes	Horas del mes	F.P.(%)	Pm(Kw)	E(kWh)
Enero	744	40.1	496.4	369321.60
Febrero	672	39.1	489.7	329078.40
Marzo	744	44	544.3	404959.20
Abril	720	36.1	451.9	325368.00
Mayo	744	36.6	457.8	340603.20
Junio	720	38.8	479.4	345168.00
Julio	744	35.2	436.3	324607.20
Agosto	744	35.8	444.5	330708.00
Septiembre	720	32.1	402.1	289512.00
Octubre	744	43.4	536	398784.00
Noviembre	720	44.5	549	395280.00
Diciembre	744	43.5	534.7	397816.80
Totales	8760	39.10	485.18	4251206.4

Tabla 4.5. – Valores mensuales del factor de planta, potencia media y energía mensual del Aerogenerador D-6 de 1250 kW.

Ahora bien, debido a que la plataforma habitacional demanda una potencia de 1200 kW, debemos calcular cuantas turbinas de este tipo serán necesarias para cubrir esta demanda. Para calcular esto, debemos considerar el mes en el que la turbina trabajara a menor potencia. De acuerdo con la tabla 4.5, en Septiembre la potencia media generada es la más pequeña, con un valor de 402.1 kW. Entonces para cubrir la demanda de 1200 kW son necesarias 3 turbinas de este tipo, suponiendo que trabajen a la misma potencia. Esto es posible debido a que como veremos más adelante, la distancia entre cada una es relativamente cercana, por lo que los vientos no pueden ser muy distintos.

Para poder observar como es la relación entre la energía que demanda la plataforma habitacional y la energía entregada o producida por los tres aerogeneradores, es necesario calcular tanto la energía que demandara la plataforma en cada mes, como la energía que producirán las tres turbinas durante el mismo periodo. Para la plataforma habitacional solo debemos hacer el producto de 1200 kW por las horas de cada mes, y para las tres turbinas, hacemos el producto de la suma de la potencia media mensual de las tres, por las horas de cada mes.

Los resultados del método anterior se encuentran en la gráfica de la figura 4.8. En esta gráfica se observa que en todos los meses del año, con excepción de Septiembre, la energía generada por las tres turbinas es un tanto superior a la que demanda la plataforma habitacional de tal manera que sería posible mediante un sistema de almacenamiento de energía, almacenar este excedente para utilizarlo en los momentos en que la producción de energía pueda ser deficiente, como en el mes de Septiembre. Los valores de la energía que aparecen en la parte inferior de la grafica están expresados en kWh. El exceso de energía también nos asegura que no habrá déficit de la misma en ningún momento.

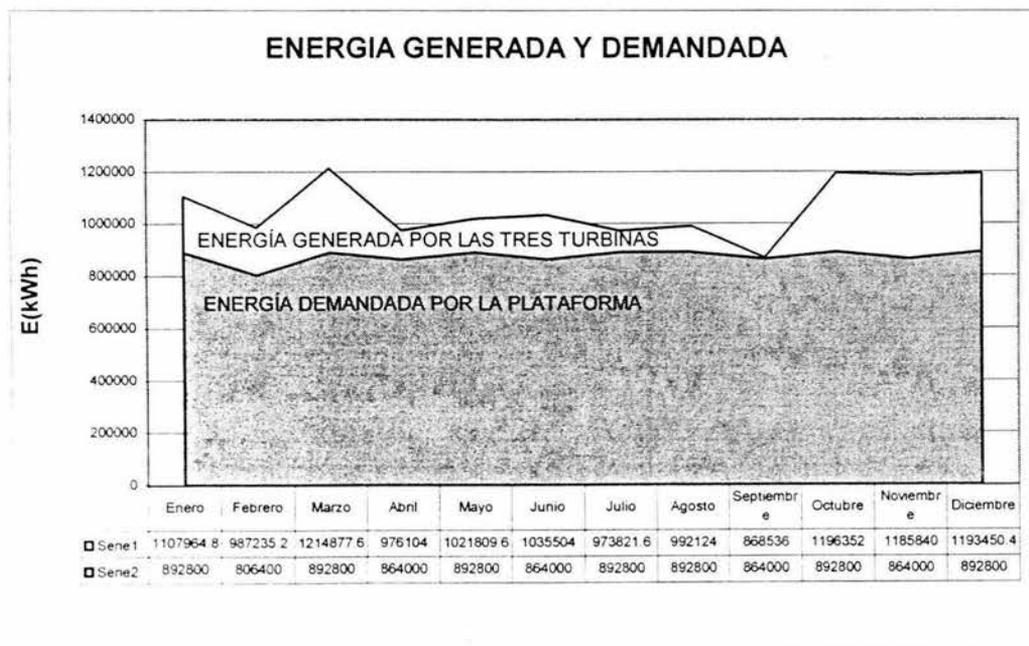


Figura 4.8. – Valores mensuales de la energía demandada por la plataforma habitacional y la energía generada por las tres turbinas eólicas.

Los datos de la gráfica de la figura 4.8, aparecen en la tabla 4.6, y en su última columna se calculo el exceso de energía por mes a fin de compararlo con el exceso que tendrá la otra máquina. El exceso de energía es la energía que no habrá de ocuparse y por lo tanto será una pérdida, a menos que se amplíen más las instalaciones, lo cuál es poco probable. Este es uno de los criterios de selección de aerogeneradores que tomaremos en cuenta.

En cuanto a la potencia instalada, esta será de 3.75 MW, por las tres turbinas de 1.25 MW. Este dato es importante ya que entre mayor sea la potencia instalada, todo el sistema de conexión deberá ser diseñado para soportar una mayor carga y por lo tanto será mas costoso.

<b>ENERGIA (KWh)</b>			
<b>MESES</b>	<b>ENERGIA DE 3 TURBINAS</b>	<b>CONSUMO DE PLATAFORMA</b>	<b>EXCESO DE ENERGIA</b>
ENERO	1107964.8	892800	215164.8
FEBRERO	987235.2	806400	180835.2
MARZO	1214877.6	892800	322077.6
ABRIL	976104	864000	112104
MAYO	1021809.6	892800	129009.6
JUNIO	1035504	864000	171504
JULIO	973821.6	892800	81021.6
AGOSTO	992124	892800	99324
SEPTIEMBRE	868536	864000	4536
OCTUBRE	1196352	892800	303552
NOVIEMBRE	1185840	864000	321840
DICIEMBRE	1193450.4	892800	300650.4
<b>TOTALES</b>	<b>12753619.2</b>	<b>10512000</b>	<b>2241619.2</b>

Tabla 4.6. - Valores de la energía generada por las tres turbinas eólicas en su conjunto y la energía consumida por la plataforma habitacional. En este caso el exceso de energía es de más de dos giga-wats al año.

#### Aerogenerador NM-92 de 2750 kW

El desempeño de esta turbina eólica a cada velocidad del viento se observa obteniendo su curva de potencia aplicando la ecuación (3.1), la cuál requiere de los siguientes datos para ser evaluada:

- $k$  factor de distribución de forma
- $v_{con}$  velocidad de conexión
- $v_n$  velocidad nominal
- $v_c$  velocidad de corte
- $P_n$  potencia nominal

Los datos de operación de la turbina son los siguientes:

$P_{nom}$	2750Kw
$V_{conecion}$	4 m/s
$V_{nominal}$	14 m/s
$V_{corte}$	25 m/s

Los datos anteriores se obtuvieron de la ficha técnica que se encuentra en la pagina de Internet de esta empresa y también en el apéndice C. Los valores mensuales del factor de distribución de forma  $k$  son los que aparecen en la tabla 4.4. Este método se evaluó en Microsoft Excel. Las curvas de potencia se encuentran en el apéndice B. Como en el caso anterior, para obtener la energía total generada (kWh) en un mes es necesario calcular la potencia media a que trabajara la turbina, obtenida con la ecuación (3.2).

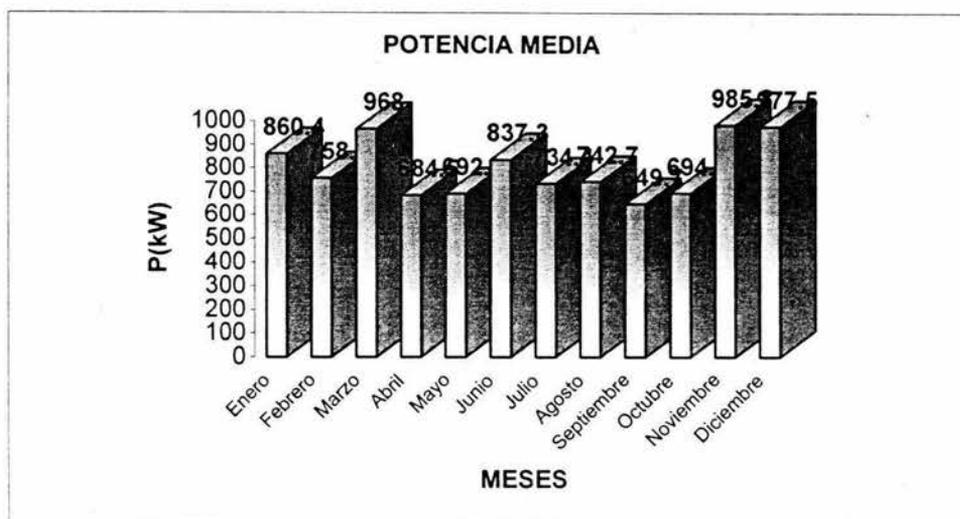


Figura 4.9. – Potencia media a la que trabajara el Aerogenerador NM-92 de 2750 kW en cada mes.

Posteriormente, para obtener la energía generada en un mes, solamente multiplicaremos el valor de la potencia resultante de la aplicación de esta ecuación, por el número de horas de ese mes. En la gráfica de la figura 4.9 se encuentran las potencias medias calculadas con la ecuación (3.2) para cada mes. También como en el caso anterior, se calculo el factor de planta aplicando la ecuación (3.3), y los valores de la potencia media, la energía mensual y el factor de planta se encuentran en la tabla 4.7.

Mes	Horas del mes	F.P.(%)	Pm(kW)	E(kWh)
Enero	744	31.28	860.4	640137.60
Febrero	672	27.57	758.4	509644.80
Marzo	744	35.2	968	720192.00
Abril	720	24.89	684.5	492840.00
Mayo	744	25.17	692.3	515071.20
Junio	720	30.44	837.3	602856.00
Julio	744	26.7	734.4	546393.60
Agosto	744	27	742.7	552568.80
Septiembre	720	23.62	649.7	467784.00
Octubre	744	35	694.5	516708.00
Noviembre	720	35.84	985.8	709776.00
Diciembre	744	35.54	977.5	727260.00
	8760	29.85	798.79	7001232

Tabla 4.7. – Valores mensuales del factor de planta, potencia media y energía mensual del Aerogenerador NM-92 de 2750 kW.

Como la plataforma habitacional demanda una potencia de 1200 kW, debemos calcular cuantas turbinas de este tipo serán necesarias para cubrir esta demanda, considerando el mes en el que la turbina trabajara a menor potencia. De acuerdo con la tabla 4.7, en Septiembre la potencia media generada es la más pequeña, con un valor de 649.7 kW. Entonces para cubrir la demanda de 1200 kW son necesarias 2 turbinas de este tipo, suponiendo que trabajen a la misma potencia.

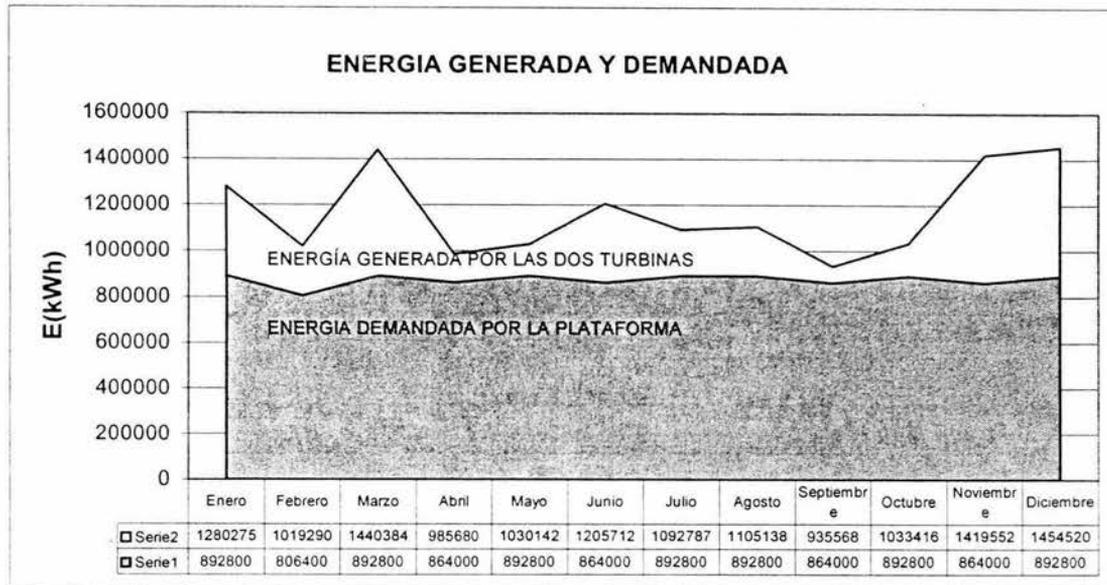


Figura 4.10. – Valores mensuales de la energía demandada por la plataforma habitacional y la energía generada por las dos turbinas eólicas.

ENERGIA (kWh)			
MESES	ENERGIA DE 2 TURBINAS	CONSUMO DE PLATAFORMA	EXCESO DE ENERGIA
ENERO	1280275.2	892800	387475.2
FEBRERO	1019289.6	806400	212889.6
MARZO	1440384	892800	547584
ABRIL	985680	864000	121680
MAYO	1030142.4	892800	137342.4
JUNIO	1205712	864000	341712
JULIO	1092787.2	892800	199987.2
AGOSTO	1105137.6	892800	212337.6
SEPTIEMBRE	935568	864000	71568
OCTUBRE	1033416	892800	140616
NOVIEMBRE	1419552	864000	555552
DICIEMBRE	1454520	892800	561720
<b>TOTALES</b>	<b>14002464</b>	<b>10512000</b>	<b>3490464</b>

Tabla 4.8. – Valores de la energía generada por las turbinas eólicas y la energía consumida por la plataforma habitacional. En este caso el exceso de energía es de más de tres giga-watts al año.

Para obtener la relación de energía demandada por la plataforma y entregada por las turbinas, seguimos el mismo método del caso anterior, es decir, para el caso de plataforma habitacional solo debemos hacer el producto de 1200 kW por las horas de cada mes.

Para las dos turbinas, hacemos el producto de la suma de la potencia media mensual de las dos, por las horas de cada mes. Los resultados aparecen en la gráfica de la figura 4.10. En este caso la forma de la curva de energía generada por las turbinas *NM-92* tiene la misma forma que la curva de la turbina *D-6*, solo que abarca un área mayor, es decir, genera una mayor cantidad de energía.

En la tabla 4.8 aparecen los datos de la gráfica 4.10, y en su última columna se calculo el exceso de energía por mes a fin de compararlo con el exceso que tendrá la otra máquina. La potencia instalada será de 5.5 MW, por las dos turbinas de 2.75 MW.

#### 4.4 ELECCIÓN DEL AEROGENERADOR

Basándose en los resultados obtenidos en la evaluación de los dos modelos de Aerogeneradores, se concluye que el Aerogenerador que mejor se adapta a las necesidades energéticas de la plataforma habitacional marina es el modelo *D-6* de 1250 kW de potencia. Debido a sus características físicas, este aerogenerador presenta las siguientes ventajas:

- **Menor potencia instalada por un mayor rendimiento;** esto lo vemos en los porcentajes del factor de planta, cuyo promedio anual es del 39 % para una potencia instalada de 3.75 MW, porcentaje claramente superior al 29% que maneja el modelo *NM-92* para una potencia instalada de 5.5 MW.
- **El exceso de energía que producen el conjunto de tres turbinas *D-6* es inferior al producido por las dos turbinas *NM-92*;** el exceso de energía que producen las turbinas *D-6* es de 2.24 GWh al año, mientras que la energía de exceso que producen las turbinas *NM-92* es de 3.49 GWh al año.
- **Puesto que la potencia instalada para el modelo *D-6* es menor que si se instalara las turbinas *NM*, entonces el costo de la instalación debe ser también inferior.** Este punto se analizara con más detalle en el capítulo cinco.

Como ya se ha comprobado, la instalación de tres aerogeneradores *D-6* de 1250 kW puede abastecer el consumo de la plataforma habitacional marina, pero de acuerdo con lo visto en el capítulo tres, sabemos que estas máquinas son de potencia variable, lo que hace necesario adicionar un sistema de almacenamiento de energía para activarlo cuando el viento falte o sea tan alto que se tenga que desconectar la turbina.

En la siguiente sección se propondrá un sistema de conexión que garantice, teóricamente, el suministro de energía a la plataforma habitacional marina.

#### 4.5 INSTALACIÓN Y CONEXIÓN DE LOS AEROGENERADORES A LA PLATAFORMA HABITACIONAL MARINA

Para la integración o conexión de los aerogeneradores a una plataforma habitacional marina es necesario tomar en cuenta el hecho de que su potencia es variable, lo cuál nos lleva a proponer un sistema de almacenamiento de energía que complemente su funcionamiento, ya que de no contar con uno, el suministro carecería de estabilidad y fiabilidad, haciéndolo incompatible para esta aplicación.

Típicamente la conexión de aerogeneradores comprende el uso de un inversor de corriente conectado a la salida de los primeros. El inversor se encarga de convertir la corriente alterna (CA) de las turbinas, en corriente directa (CD). La corriente directa pasa al controlador electrónico, que es el cerebro del sistema, como veremos durante el desarrollo del capítulo. El controlador electrónico envía la corriente directa hacia otro inversor, el cuál la convierte nuevamente a corriente alterna para enviarla directamente las cargas.

La razón por la cuál la corriente pase por estos dispositivos es que la señal se corrija lo mejor posible para entregar la corriente a una frecuencia estable. Sin embargo este tipo de conexión suele tener aplicación cuando los aerogeneradores se conectan a una red de suministro de alguna ciudad o población, actuando solamente como un refuerzo de la misma red, donde pueden entregar energía en forma variable sin problemas. Esta misma forma de conexión se puede emplear para la situación que se maneja en este trabajo, pero con unos cambios que la harán pasar de ser un sistema que proporciona un suministro de energía variable, a ser un sistema que suministra energía en forma constante. En primer lugar, se adicionará un banco de baterías con la capacidad de alimentar totalmente a la plataforma, es decir, de 1200 kW. Este banco estará compuesto a su vez por seis bancos de 200 kW cada uno.

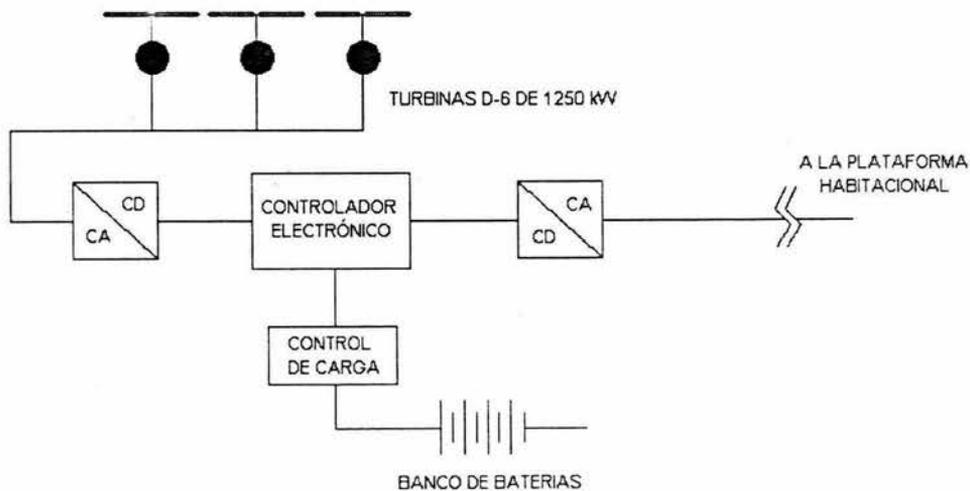


Figura 4.11. – Diagrama de conexión de las turbinas eólicas y los diferentes elementos para garantizar un suministro continuo de energía a la plataforma habitacional.

Los bancos de baterías se conectan a un control de carga que recibe energía proveniente de las turbinas a través del controlador electrónico. El diagrama de conexión resultante quedaría como se muestra en la figura 4.11.

BANCO DE BATERIAS (kW)		SUMINISTRO DE LAS TURBINAS EÓLICAS (kW)						1200 ≤ P
		P < 200	200 ≤ P < 400	400 ≤ P < 600	600 ≤ P < 800	800 ≤ P < 1000	1000 ≤ P < 1200	
		P = 0	P = 200	P = 400	P = 600	P = 800	P = 1000	P = 1200
1	200	200	400	600	800	1000	1200	+ CARGA DE LAS BATERIAS
2	200	400	600	800	1000	1200		
3	200	600	800	1000	1200			
4	200	800	1000	1200				
5	200	1000	1200					
6	200	1200						

Tabla 4.9. – Casos operativos del suministro proporcionado por las turbinas eólicas y el banco de baterías.

El sistema propuesto funcionara de acuerdo a los diferentes casos operativos que se podrían presentar en cuanto al suministro proporcionado por las turbinas. Estos casos se muestran en la tabla 4.9, y se describen en seguida:

#### CASO 1: $1200 \leq P$

Para este caso, las turbinas suministrarán una potencia mayor o igual que la potencia requerida por la plataforma. Cuando el suministro comience a sobrepasar los 1200 kW de potencia, el controlador electrónico alimentará al control de carga de las baterías, el cuál se encargará de la operación de recarga.

#### CASO 2: $1000 \leq P < 1200$

Cuando la potencia generada por las turbinas sea menor de 1200 kW y mayor igual que 1000 kW, el controlador electrónico suministrará únicamente 1000 kW, y a la vez conectará un banco de baterías, para satisfacer la demanda de 1200 kW de la plataforma.

#### CASO 3: $800 \leq P < 1000$

Cuando la potencia generada por las turbinas sea menor de 1000 kW y mayor igual que 800 kW, el controlador electrónico suministrará únicamente 800 kW, y a la vez conectará dos bancos de baterías, para suministrar 1200 kW a la plataforma.

#### CASO 4: $600 \leq P < 800$

Cuando la potencia generada por las turbinas sea menor de 800 kW y mayor igual que 600 kW, el controlador electrónico suministrará únicamente 600 kW, y a la vez conectará tres bancos de baterías, para satisfacer la demanda de 1200 kW de la plataforma.

#### CASO 5: $400 \leq P < 600$

Cuando la potencia generada por las turbinas sea menor de 600 kW y mayor igual que 400 kW, el controlador electrónico suministrará únicamente 400 kW, y a la vez conectará cuatro bancos de baterías, para suministrar 1200 kW a la plataforma.

#### CASO 6: $200 \leq P < 400$

Cuando la potencia generada por las turbinas sea menor de 400 kW y mayor igual que 200 kW, el controlador electrónico suministrará únicamente 200 kW, y a la vez conectará cinco bancos de baterías, para suministrar los 1200 kW.

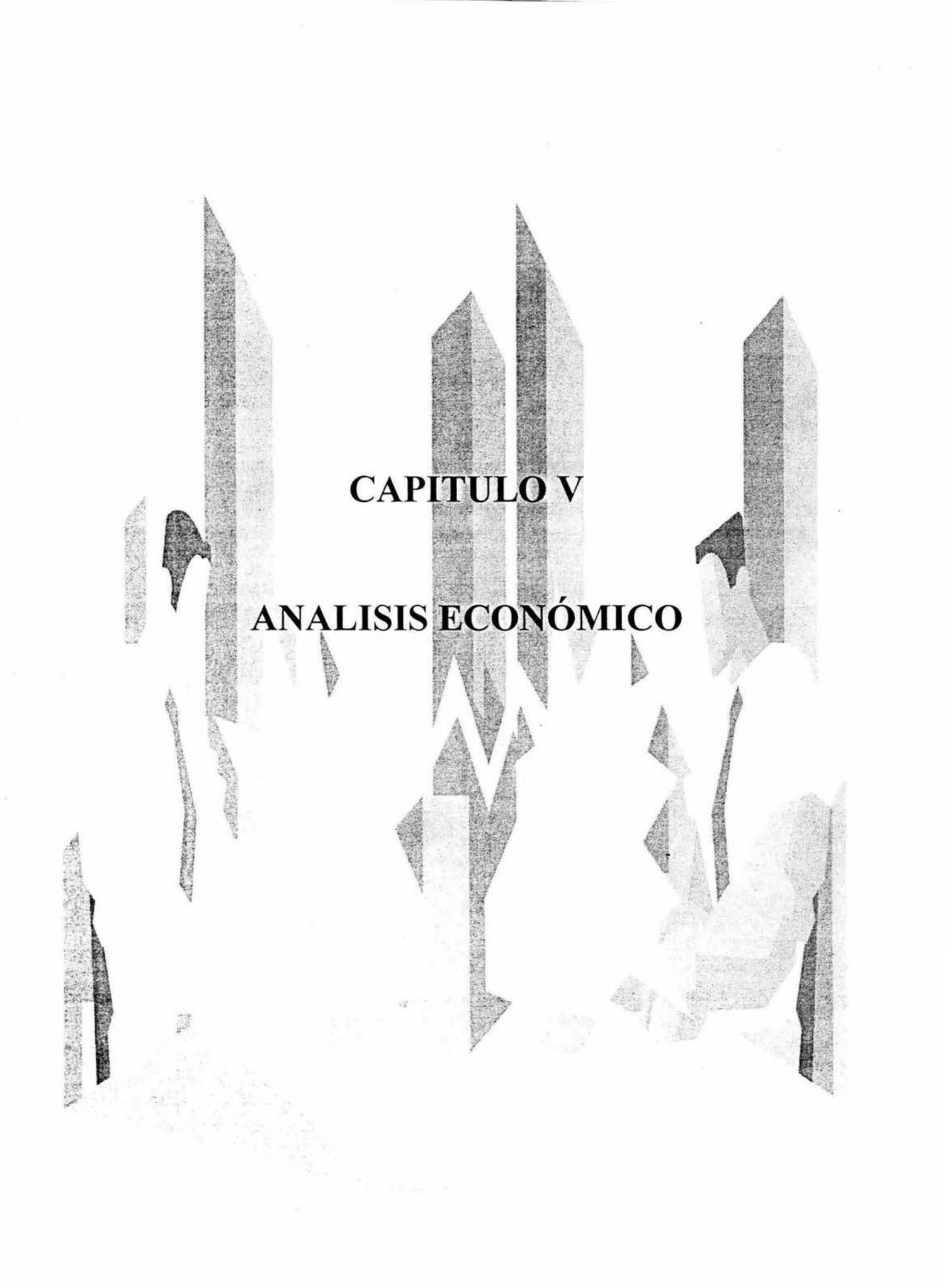
**CASO 7: P < 200**

Cuando la potencia generada por las turbinas sea menor de 200 kW, el controlador electrónico desconectará las turbinas eólicas, para conectar los seis bancos de baterías y de esta manera suministrar los 1200 kW a la plataforma.

El banco de baterías para ser confiable, debe diseñarse para funcionar continuamente por un periodo de 20 horas a un día sin recibir recarga, puesto que durante algunos meses del año suelen presentarse largos periodos de calmas, es decir, que hay ausencia casi total de viento. Aunque estos eventos son muy raros, deben tomarse en cuenta a la hora de diseñar, para garantizar el suministro eléctrico.

En cuanto a la instalación de las turbinas, la cimentación será del tipo monopilote. Este tipo de cimentación además de ser al más utilizado en la instalación de turbinas eólicas, es ampliamente conocido por la industria petrolera puesto que algunos diseños de plataformas se construyen sobre monopilotes.

Las turbinas se instalarán a una distancia mínima de cinco diámetros de rotor de la plataforma, por cuestiones de seguridad y ruido. La distancia entre estas será, como se vio en la sección 3.4.12 del capítulo tres, de tres diámetros de rotor. El diámetro de rotor de la turbina D-6 es de 64 metros, por lo que la distancia de las turbinas a la plataforma deberá ser por lo menos de 320 metros, y la distancia entre estas será de 192 metros. La ubicación final de todos los elementos instalados en el mar se encuentra en el apéndice C.

The background features several vertical, textured bars of varying heights and widths, resembling a bar chart. A jagged, white line with sharp peaks and valleys is superimposed over the bars, suggesting a fluctuating data series or a stylized landscape. The overall aesthetic is modern and graphic.

**CAPITULO V**

**ANALISIS ECONÓMICO**

## 5.1 ASPECTOS ECONÓMICOS DE LA ENERGÍA EÓLICA

El desarrollo de la energía eólica se ha manifestado en el hecho de que ha sido, de todas las fuentes energéticas, la de mayor crecimiento durante el período 1990-1998, con un 25.7 % y la capacidad instalada duplica cada 3 años. Existe el hecho de que las turbinas eólicas han incrementado su rango de potencias de apenas unos cuantos kW hasta tener turbinas de alrededor de 3 MW ya disponibles en el mercado para aplicaciones en alta mar.

Los fabricantes de turbinas eólicas han reducido el costo de la generación mediante la implementación de técnicas de fabricación, empleando las ventajas que dan las últimas herramientas de ingeniería, aplicando nuevos conceptos a diseños existentes e incrementando el tamaño de las turbinas. En el año de 1997 el tamaño promedio de las turbinas instaladas se encontraba entre los 600 kW y los 750 kW. Para el año 2000 los fabricantes estaban empezando a instalar máquinas de entre 1 MW y 2 MW, y muchos fabricantes se encontraban desarrollando máquinas de mayor potencia, enfocadas para instalaciones "offshore" (marinas) en aguas pocas profundas de las costas europeas.

Esta tendencia es guiada por cuestiones económicas, porque las turbinas pueden generar mayor energía si el tamaño del rotor es mayor, lo que requiere también torres y generadores de mayor tamaño. Para aplicaciones "offshore" el incremento es justificado debido a que el costo de la plataforma y el cable hacia tierra es alto, por lo que es mejor instalar una turbina del mayor tamaño posible dentro de las limitaciones de diseño.

Una de las razones por las que incrementar el tamaño de las turbinas reduce el costo de la energía generada, es porque, para ciertas características de viento, pueden extraer más energía. Los fabricantes argumentan que también los costos de fabricación se reducirían por un factor de escala. Sin embargo, en el año 2000 se llevaron a cabo estudios que indican que con la tecnología actual, lo más grande no significa lo más barato. Estudios realizados por el Departamento de Energía de los Estados Unidos (Department of Energy, USA), usando modelos de costo y de escalamiento, muestran que los costos decrecen hasta un punto y entonces empiezan a incrementarse. Por lo anterior, las investigaciones se enfocan a la implementación de nuevos materiales para vencer los factores de peso y el incremento de costos. Estas investigaciones se enfocan hacia cambios en los procesos de manufactura, en los diseños y los materiales, como es el caso de carbono o híbridos de carbono y vidrio, los cuales podrán reemplazar al acero, la fibra de vidrio y madera que actualmente se utilizan.

## 5.2 DESARROLLO TECNOLÓGICO Y COSTO DE LA ENERGÍA

El reto es perfeccionar la tecnología, como ya se mencionó, para lograr captar la mayor cantidad de energía del viento y lograr mayor confiabilidad de los sistemas para entregar la energía a los clientes a un precio competitivo. Para el año de 1980 el costo de generación se encontraba en alrededor de los 35 centavos de dólar por kWh hasta los 4 y 6 el día de hoy.

Actualmente la generación con energía eólica presenta costos competitivos, pues como se presenta en la gráfica de la figura 5.1, estos son únicamente superados por el uso de gas natural.

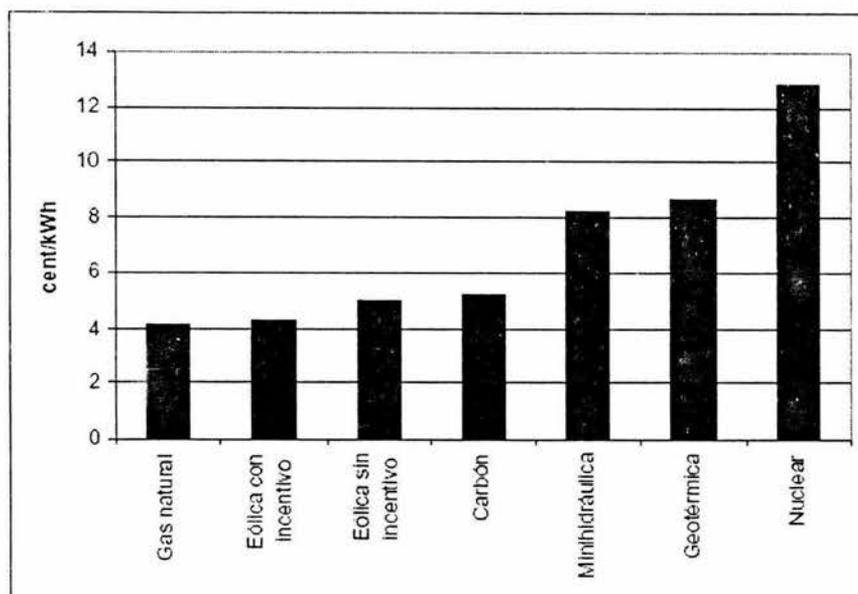


Figura 5.1. - Comparación de costos de generación con diversas fuentes

Aunque estos costos han decrecido significativamente los investigadores consideran que nuevas mejoras podrían reducir estos costos de un 30 a 50% más. La meta propuesta por el Departamento de Energía los Estados Unidos es alcanzar costos de 3 centavos de dólar por kWh en sitios de buen recurso para el año 2004 y de 3 a 4 centavos de dólar en sitios de potencial moderado para el período 2007-2015.

Concepto	1981	1985	1990	1998	1999	2000
Rotor (metros)	10	17	27	40	50	71
Potencia (kW)	25	100	225	550	750	1,500
Costo total (USDx103)	65	165	300	580	730	1,300
Costo por kW (USD)	2,600	1,650	1,333	1,050	950	790
Energía generada (MW/H)	45	220	550	1,480	2,200	5,600

Tabla 5.1. - Evolución del desempeño de las turbinas eólicas

Asimismo, la economía de escala presenta un papel muy importante en el costo de generación, pues por ejemplo, dos plantas eólicas una de 3 MW y otra de 51 MW, presentan costos de 0.059 y 0.036 centavos de dólar respectivamente, para una misma velocidad de viento lo cual evidencia el aprovechamiento de estas ventajas. A lo largo de 20 años se ha evolucionado en costos y tamaños de las turbinas como aparece en la Tabla 5.1.

Actualmente los costos de capital, alrededor de 1,000 USD por kW, de un proyecto de energía eólica se desglosan como se puede ver en la tabla 5.2.

Concepto	Porcentaje del costo inicial
Turbinas (FOB)	49 %
Construcción	22 %
Torre	10 %
Intereses durante la construcción	4 %
Conexión a la subestación	4 %
Actividades desarrolladas	4 %
Cuotas legales y de financiamiento	3 %
Diseño e Ingeniería	2 %
Transportación terrestre	2 %

*Tabla 5.2. - Desglose de los costos de la energía eólica*

A la luz de estos resultados existen ejemplos de proyectos que han sido desarrollados en zonas rurales, lo que ha traído desarrollo económico para estas, pues es más redituable la instalación de generadores eólicos que sembrar. Esto no quiere decir que las tierras dejan de producir alimentos, sino al contrario al contar con fuentes de energía se vuelven zonas más tecnificadas lo que también incrementa su productividad por unidad de área.

Nuestro país cuenta con uno de los mejores sitios en el mundo para la generación de electricidad a partir de la fuerza del viento. Es bien conocido el hecho de que existen zonas rurales que cuentan con buen recurso, como es el caso de Oaxaca, donde se podrían instalar generadores que no necesariamente tienen que ser de cientos de kilowatts, sino de mediana potencia, que les permitirían abastecerse de energía, para sembrar y cosechar con mayor tecnología lo que elevaría el nivel de vida de estas poblaciones marginadas.

### 5.3 MECANISMOS DE INCENTIVACIÓN

Las políticas energéticas estatales o federales constituyen un aspecto fundamental y de suma importancia para fomentar o en su caso frenar el desarrollo de proyectos de energía eólica, por lo que se debe trabajar en este tema y tener en cuenta los aspectos ambientales. La generación de energía a partir del viento ha sido desarrollada mediante estímulos y control del mercado, lo que no ha significado abandonar la economía de mercado sino simplemente combinar ambas estrategias a favor del desarrollo de la energía eólica, así como, con reglas de transmisión de energía favorables.

En algunos estados de la Unión Americana se han desarrollado mecanismos de incentivación hacia la energía eólica, pero principalmente han sido incentivos fiscales, desarrollo del portafolio de energías renovables, que en el caso del estado de Texas es un excelente ejemplo de cómo hacerlo. Los incentivos básicamente han sido que los distribuidores están obligados a comprar cierta cantidad de energía proveniente de renovables, mediante un sistema de denominado de "Créditos de energía renovable", el cual cada uno equivale a 1 MWh.

En México, la emisión de un Contrato de Interconexión para Fuentes Renovables de Energía ha traído la posibilidad de aprovechamiento eólico para el suministro de electricidad a los consumidores municipales e industriales. En el actual marco legal, la energía eólica puede abastecer la demanda de los sectores industriales, con costos competitivos en el largo plazo, aún considerando los subsidios no explícitos del sector eléctrico. El Gobierno Federal puede contribuir a un mejor desempeño económico, al menos, sobre dos bases:

- Aplicación de incentivos fiscales para las energías renovables, sobre todo aplicadas a la inversión inicial, como por ejemplo, la depreciación acelerada de la misma.
- Definición de los criterios nacionales de aplicación del Protocolo de Kyoto y de las condiciones del mercado de carbonos, en especial una línea base realmente vinculada a las condiciones de generación eléctrica.

Los costos de la energía eólica actualmente para plantas de gran escala y con buen factor de planta son competitivos con algunas plantas que utilizan combustibles fósiles. El desarrollo tecnológico de los generadores eólicos hará de esta fuente de energía una opción cada vez más competitiva, además de permitir la conexión de éstas unidades generadoras a la red de suministro sin problemas de inestabilidad en las redes de transmisión.

#### **5.4 ASPECTOS ECONÓMICOS DE LA ENERGÍA EÓLICA MARINA**

En los últimos años la energía eólica marina ha bajado sus costos debido a que el costo de las cimentaciones han disminuido de forma espectacular. La inversión total estimada necesaria para instalar 1 MW de energía eólica marina en está hoy en día alrededor de 1,7 millones de dólares americanos, incluyendo la conexión a las cargas, y se estima que el 1.5 % de esta inversión será el costo de operación y mantenimiento. Sin embargo, dado que hay mucho más viento en el mar que en la tierra, llegamos a un coste de electricidad promedio de unos 0.05 dólares americanos.

Sin embargo, parece ser que las turbinas en el mar tendrán una vida técnica más larga, debido a que la turbulencia es más baja. Considerando que una vida de proyecto de alrededor de 25 años en lugar de 20, los costes se reducen en un 9 por ciento.

En Dinamarca, las compañías de energía parecen estar optimizando los proyectos con vistas a obtener una vida de proyecto de 50 años. Esto puede verse en el hecho de que planifican tener una vida de proyecto de 50 años en las cimentaciones, en las torres, en la envoltura de la góndola y en los ejes principales de las turbinas. Si consideramos que las turbinas tienen una vida de proyecto de 50 años y añadimos una revisión general (reacondicionamiento) a los 25 años, que cueste alrededor del 25 por ciento de la inversión inicial, obtendremos un coste de la electricidad de 0.0462646 dólares / kWh.

#### **5.5 COSTO ESTIMADO DEL PROYECTO**

En el capítulo 4 llegamos a la conclusión teórica de que el aerogenerador D-6 de 1.25 MW es el más adecuado para alimentar la plataforma habitacional marina de 1 MW.

Ahora es necesario hacer una estimación del costo del proyecto para cada aerogenerador a fin de comprobar si también económicamente este modelo es el que implica menores costos.

Emplearemos el método del valor presente. Este método representa una cantidad de dinero inicial que equivale a una programación particular de ingresos y/o desembolsos. El tipo de interés que considera este método es el compuesto, es decir, el cargo por intereses en algún periodo se basa en la cantidad principal restante más los intereses acumulados.

El valor presente se representa por la ecuación (5.1).

$$P = A \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \dots\dots\dots(5.1)$$

Donde:

- P* Cantidad actual de dinero o costo total del proyecto (USD).
- A* Flujo de dinero al final del periodo en una serie que se prolonga por un número específico de periodos (USD).
- i* Tipo de interés para cada periodo de intereses (%).
- N* Número de periodos a interés compuesto

Para calcular el valor presente de cada pago actualizado al principio de la inversión, utilizaremos la siguiente ecuación:

$$p = F \frac{1}{(1+i)^n} \dots\dots\dots(5.2)$$

Donde *F*, representa el valor presente de cada pago, y *p* representa el valor de cada pago actualizado al principio de la inversión.

El valor presente o valor actual neto de la inversión, se considerara como rentable si al final de los periodos, la cantidad resultante es menor que el valor de la inversión inicial. De no ser así, la inversión no será rentable, siendo los costos de generación superiores al costo de la energía generada por el método convencional (generador a diesel).

Cabe mencionar que el costo estimado será basándose en las siguientes consideraciones:

- El costo de instalar un MW eólico marino es de aproximadamente 1.7 millones de dólares americanos (incluye conexión).
- La vida esperada del aerogenerador marino es de 25 años.
- 1.5% del total de la inversión para operación y mantenimiento.
- 0.05467 dólares/kWh, es el costo de la energía generada de manera convencional (con generadores a diesel).
- 5% de tasa de interés real anual.

Consideraremos ambos casos por separado. Primero evaluaremos el aerogenerador NM-92 de 2.75 MW, y después el aerogenerador D-6 de 1.25 MW.

**CASO 1. - IMPLEMENTACIÓN DEL AEROGENERADOR NM-92 DE 2.75 MW**

El consumo anual de energía de la plataforma habitacional marina es de 10.512 GWh. De acuerdo al análisis realizado en el capítulo 4, son necesarias dos turbinas de este tipo para abastecer el consumo. La potencia instalada será:

$$PI = 2 \times 2.750 = 5.5 \text{ MW}$$

Como el costo por MW instalado es de 1.7 mdd, el costo de instalar dos turbinas o inversión inicial es:

$$I = 5.5 \text{ (MW)} \times 1.7 \text{ (mdd)} = 9,350,000.00 \text{ USD}$$

Teniendo en cuenta que el costo de la energía al año es de:

$$CA = 10512000 \text{ (kWh)} \times 0.05467 \text{ (USD/kWh)} = 574,691.04 \text{ USD}$$

El costo de operación y mantenimiento de 1.5 % de la inversión inicial, es:

$$COM = 9,350,000.00 \text{ (USD)} \times 0.015 = 140250.00 \text{ USD}$$

Debemos descontar al CA el valor del COM, debido a que ese porcentaje se paga en convenio con la empresa que instalara las turbinas. Entonces  $A$  de la ecuación (5.1) es:

$$A = CA - COM = 434,441.04 \text{ USD}$$

Ahora evaluando las ecuaciones (5.1) y (5.2) en Microsoft Excel, tenemos la tabla 5.3.

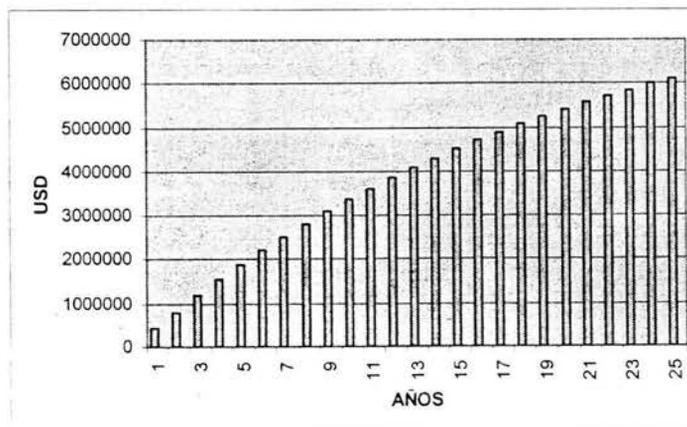


Figura 5.2. - Valores acumulados de la serie de pagos anuales. La última columna representa el valor presente de la serie de pagos.

El valor presente de esta serie de pagos uniformes durante los 25 años de vida del proyecto es:

$$P = 6,122,987.93 \text{ USD}$$

Esta cantidad es inferior por mucho al valor de la inversión inicial, por lo tanto el valor actual neto de la inversión será:

$$6,122,987.00 \text{ USD} - 9,350,000.00 \text{ USD} = -3,227,012.63 \text{ USD}$$

El signo negativo indica que la inversión **no es rentable**, es decir, aún después de terminar la vida útil del proyecto, pagando la energía con las tarifas de energía convencional, se debe todavía la cantidad del valor actual neto, lo cuál quiere decir que el costo por kWh será más alto.

En la figura 5.2, se encuentra la gráfica de los pagos acumulados.

PAGOS ACUMULADOS	PAGOS ANUALES ACTUALIZADOS	TI	AÑOS
413753.333	413753.371	0.05	1
807804.127	394050.83	0.05	2
1183090.6	375286.505	0.05	3
1540506.28	357415.719	0.05	4
1880902.17	340395.923	0.05	5
2205088.74	324186.593	0.05	6
2513837.85	308749.136	0.05	7
2807884.61	294046.796	0.05	8
3087929.16	280044.568	0.05	9
3354638.24	266709.112	0.05	10
3608646.9	254008.678	0.05	11
3850559.9	241913.027	0.05	12
4080953.24	230393.359	0.05	13
4300375.47	219422.247	0.05	14
4509349.02	208973.568	0.05	15
4708371.45	199022.446	0.05	16
4897916.61	189545.187	0.05	17
5078435.82	180519.225	0.05	18
5250358.88	171923.072	0.05	19
5414095.12	163736.259	0.05	20
5570034.4	155939.294	0.05	21
5718548	148513.614	0.05	22
5859989.53	141441.537	0.05	23
5994695.74	134706.225	0.05	24
6122987.93	128291.643	0.05	25
Total :	6122987.93		

Tabla 5.3. - Serie de pagos anuales actualizados al principio de la inversión para el aerogenerador NM-92.

### CASO 2. - IMPLEMENTACIÓN DEL AEROGENERADOR D-6 DE 1.25 MW

El consumo anual de energía de la plataforma habitacional marina es de 10.512 GWh. De acuerdo al análisis realizado en el capítulo 4, son necesarias tres turbinas de este tipo para abastecer el consumo. La potencia instalada será:

$$PI = 3 \times 1.25 = 3.75 \text{ MW}$$

El costo por MW instalado es de 1.7 mdd, y el costo de instalar tres turbinas sera:

$$I = 3.75 \times 1.7 \text{ (mdd)} = 6,375,000.00 \text{ USD}$$

Teniendo en cuenta que el costo de la energía al año es de:

$$CA = 10512000 \text{ (kWh)} \times 0.05467 \text{ (USD/kWh)} = 574,691.04 \text{ USD}$$

Y el costo de operación y mantenimiento de 1.5 % de la inversión inicial, es:

$$COM = 6,375,000.00 \text{ (USD)} \times 0.015 = 95,625.00 \text{ USD}$$

Descontando CA al valor de COM, por lo expresado en el caso anterior, el valor de  $A$  es:

$$A = CA - COM = 479,066.04 \text{ USD}$$

Ahora evaluando las ecuaciones (5.1) y (5.2) en Microsoft Excel, tenemos la tabla 5.4.

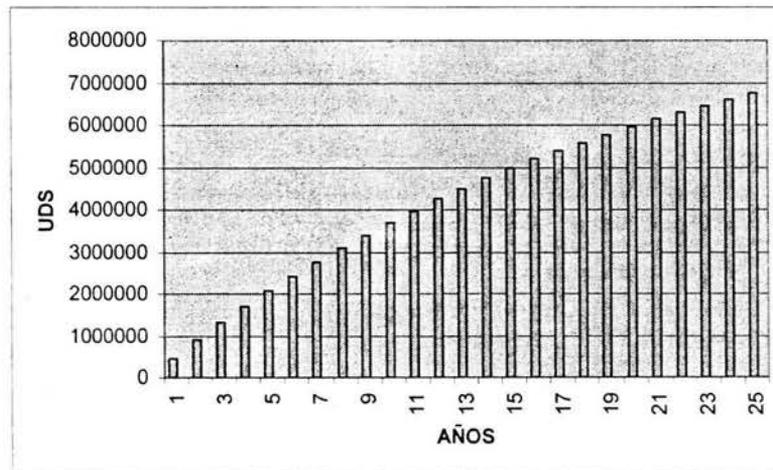


Figura 5.3. - Valores acumulados de la serie de pagos anuales. La última columna representa el valor presente de la serie de pagos.

El valor presente de esta serie de pagos uniformes durante los 25 años de vida del proyecto es:

$$P = 6,751,929.65 \text{ USD}$$

Esta cantidad es superior al valor de la inversión inicial, por lo tanto el valor actual neto de la inversión será:

$$6,751,929.65 \text{ USD} - 6,375,000.00 \text{ USD} = 376,929.647 \text{ USD}$$

Este valor indica que la inversión **es rentable**, puesto que como aparece en la tabla 5.4, la inversión inicial se cubre totalmente durante el año 23 del proyecto, y por lo tanto el costo de la energía producida con el aerogenerador D-6 de 1.25 MW es inferior en relación con el costo de la energía producida con el aerogenerador NM-92 de 2.75 MW y desde luego con el generador convencional.

En la figura 5.3 se muestra la gráfica de los pagos acumulados.

PAGOS ACUMULADOS	PAGOS ANUALES ACTUALIZADOS	TI	AÑOS
456253.333	456253.371	0.05	1
890780.317	434527.02	0.05	2
1304615.54	413835.258	0.05	3
1698744.32	394128.817	0.05	4
2074105.07	375360.778	0.05	5
2431591.5	357486.455	0.05	6
2772054.76	340463.291	0.05	7
3096305.48	324250.753	0.05	8
3405115.7	308810.241	0.05	9
3699220.67	294104.991	0.05	10
3979320.63	280099.992	0.05	11
4246082.51	266761.897	0.05	12
4500141.44	254058.949	0.05	13
4742102.32	241960.904	0.05	14
4972541.26	230438.956	0.05	15
5192006.91	219465.673	0.05	16
5401021.82	209014.926	0.05	17
5600083.64	199061.835	0.05	18
5789666.32	189582.7	0.05	19
5970221.26	180554.952	0.05	20
6142178.34	171957.097	0.05	21
6305946.99	163768.664	0.05	22
6461917.14	155970.156	0.05	23
6610460.13	148543.006	0.05	24
6751929.65	141469.529	0.05	25
Total:	6751930.65		

Tabla 5.4. - Serie de pagos anuales actualizados al principio de la inversión para el aerogenerador D-6.

Es cierto que en este análisis no hemos considerado aspectos importantes como los pagos por aduanas, intereses generados durante la construcción o costo adicional por el banco de baterías, por mencionar algunos, los que podrían aumentar el costo del proyecto de una manera significativa, sin embargo debemos tomar en cuenta que en los primeros años del siglo XXI, en México se han propuesto esquemas de financiamiento para proyectos de energías renovables, principalmente de centrales eólicas, donde el Gobierno Federal intervendría a través de algunas de sus dependencias como la TESORERÍA FEDERAL (SHCP) o la COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD (CFE). Estos esquemas incluyen incentivos fiscales, sobre todo aplicados a la inversión inicial. Esta clase de apoyos se dan en otros países como consecuencia del beneficio ecológico relativo a esta tecnología.

## **CONCLUSIONES**

En la actualidad la generación de energía eléctrica a partir de energía eólica comienza a ser competitiva en costos respecto a la energía generada convencionalmente (con combustibles fósiles), al menos en Europa y algunos países industrializados de América, principalmente, Estados Unidos. Este avance se ha dado por diversas causas, entre ellas las de origen ambiental y económica ya que el costo de obtención de combustibles fósiles suele ser elevado para algunos países Europeos, sin tomar en cuenta las naciones del continente que no cuentan con este recurso. Esta situación ha propiciado de alguna manera que países como Dinamarca, Alemania o España tengan desde hace ya algunas décadas programas de investigación orientados al aprovechamiento de la energía eólica. Estos países son los que hasta ahora han generado los avances más importantes en este campo, cuyo objetivo primordial es el de generar recursos energéticos que ayuden a disminuir la dependencia de los combustibles fósiles.

En el presente trabajo se ha hecho una breve semblanza sobre aspectos importantes de la energía eólica que van de su estudio, desde el punto de vista de la física y la estadística, la historia de su aprovechamiento por la humanidad y el panorama actual, tratado principalmente desde el ámbito tecnológico.

Una vez tratados estos temas se procedió a desarrollar el análisis propuesto desde el principio de este trabajo de TESIS, que consiste en determinar la viabilidad de generar energía eléctrica a partir de los recursos eólicos existentes en la zona petrolera del Golfo de México ECO-1, para una plataforma habitacional marina de PEMEX, contando con la tecnología actual en aerogeneradores. Para ello fue necesario procesar una base de datos con información meteorológica de ese lugar, la cuál fue proporcionada por el Instituto Mexicano del Petróleo. La información que finalmente nos llevo a proponer el método para predecir cuanta energía es posible extraer de este sitio se obtuvo de direcciones electrónicas de centros de investigación importantes dedicados a la investigación de la energía eólica en el mundo, así como de una limitada bibliografía existente en el país.

Los resultados obtenidos revelan una abundancia de los recursos eólicos en este sitio, durante la mayor parte del año, pero en especial durante los tres primeros y los tres últimos meses del año. Los meses de abril a septiembre se mantienen en un buen nivel de recurso eólico disponible, suficiente para alimentar un sistema como la plataforma habitacional marina implementando aerogeneradores. Para la elección de los aerogeneradores más idóneos para esta aplicación se tomo como dato principal el mes de más baja densidad de potencia, garantizando así que la plataforma no se encuentre en una situación de desabasto de energía. Los datos técnicos de los aerogeneradores propuestos solo se pueden obtener de Internet en la dirección electrónica de las compañías de este ramo.

Teniendo como referencia los resultados obtenidos es claro que la generación de energía eléctrica a partir de energía eólica es posible en este sitio, debido a la abundancia sus recursos eólicos, y su aprovechamiento depende fundamentalmente de factores tecnológicos, económicos y políticos, sin tomar en cuenta los beneficios ambientales que representan su uso, ya que los motogeneradores empleados actualmente generan importantes emisiones contaminantes como CO<sub>2</sub>, metales pesados y bastante ruido.

## REFERENCIAS

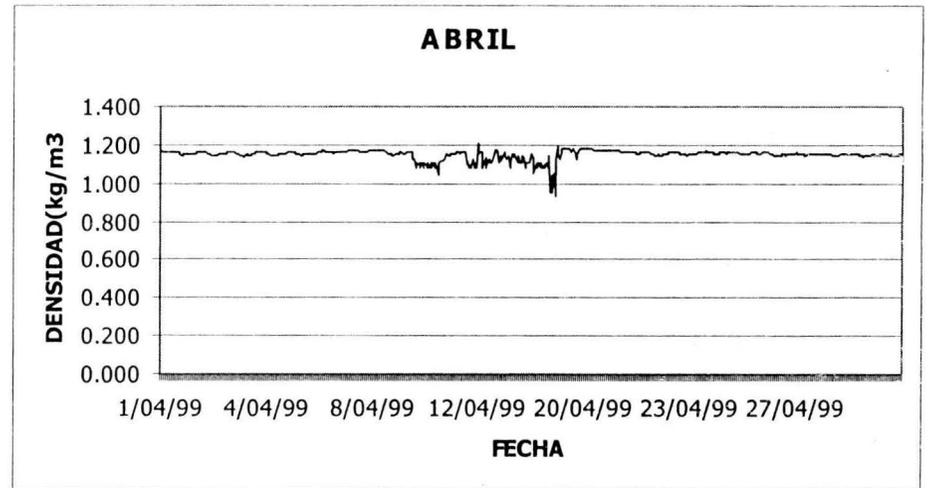
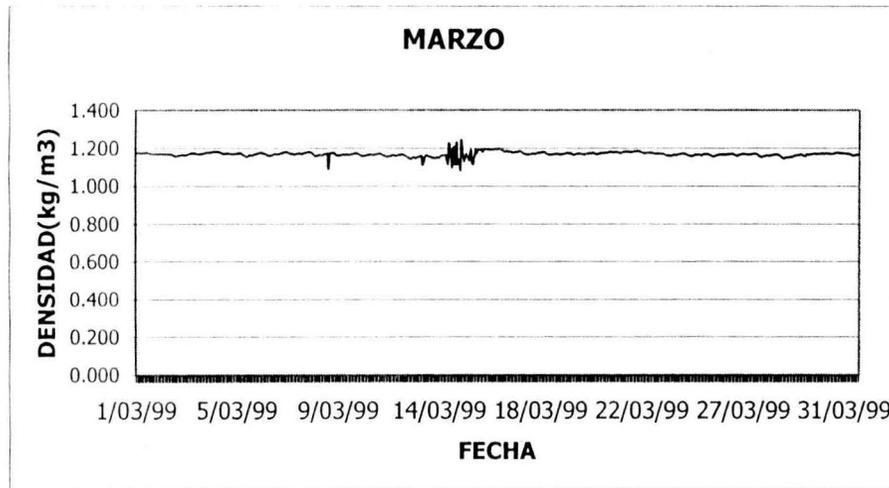
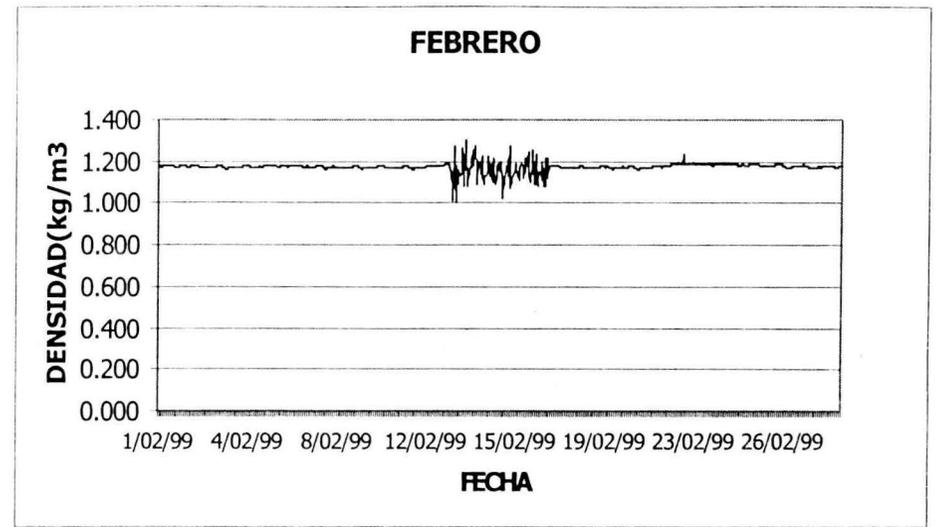
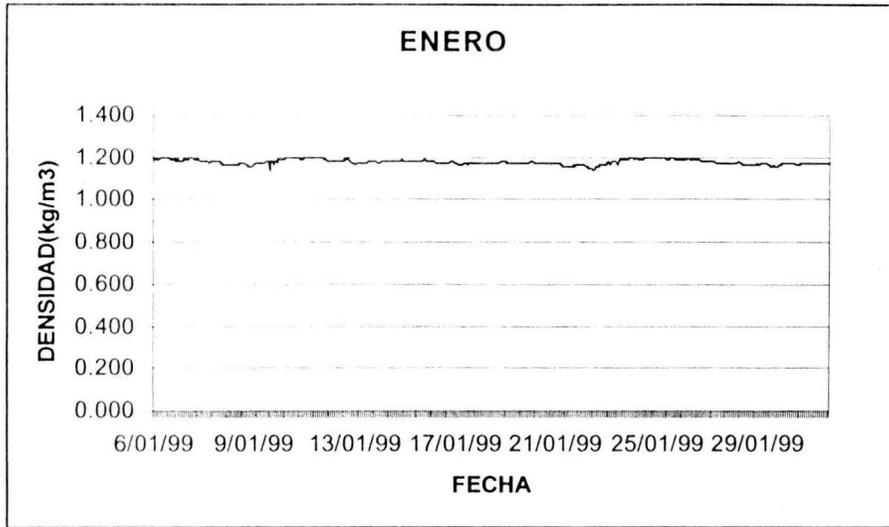
- [1] Juan Tonda (1993): EL ORO SOLAR Y OTRAS FUENTES DE ENERGÍA. Fondo de Cultura Económica, México.
- [2] Norah Julieta Medina López (1986): INTRODUCCIÓN AL ESTUDIO DE LAS CIENCIAS DE LA TIERRA. Ed. Cuauhtémoc, México.
- [3] Horace Roberts Byers (1974 ): GENERAL METEOROLOGY. Ed. Mc. Graw Hill, Estados Unidos.
- [4] Juan Carlos Cádiz, Juan Ramos Cabrero (1984): LA ENERGÍA EÓLICA. Ed. Hermann Blume, 2ª Ed., España.
- [5] G. P. Wadsworth J. G. Bryan (1979): TEORIA DE LAS PROBABILIDADES Y VARIABLES ALEATORIAS. Ed. Alambra.
- [6] Piotr M. Wisniewsky, Guillermo Bali (1998): TEORIA DE LAS PROBABILIDADES. Ed. Trillas.
- [7] Hartwig Dobesch, Georg Kury (2000): BASIC METEOROLOGICAL CONCEPTS AND RECOMMENDATIONS FOR THE EXPLOITATION OF WIND ENERGY IN THE ATMOSPHERIC BOUNDARY LAYER. Central Institute for Meteorology and Geodynamics (ZAMG) Vienna, Austria.
- [8] Mario García Galludo (1987): ENERGÍA EÓLICA. Ed. Progensa, España.
- [9] Josep Puig, Joaquim Corominas (1990): LA RUTA DE LA ENERGÍA. Ed. Anthropos, 2ª Ed., España.

### *DIRECCIONES DE INTERNET*

- |   |   |
|---|---|
| [a-1] <a href="http://www.astrosen.unam.mx">http://www.astrosen.unam.mx</a>                                       | [a-9] <a href="http://www.geociencias.unam.mx">http://www.geociencias.unam.mx</a> |
| [a-2] <a href="http://www.uco.es/investiga/grupos/labvirtual/">http://www.uco.es/investiga/grupos/labvirtual/</a> | [a-10] <a href="http://www.windmillworld.com">http://www.windmillworld.com</a>    |
| [a-3] <a href="http://www.windpower.org">http://www.windpower.org</a>   | [a-11] <a href="http://www.infoeolica.com">http://www.infoeolica.com</a>          |
| [a-4] <a href="http://www.omega.ilce.edu.mx">http://www.omega.ilce.edu.mx</a>                                     | [a-12] <a href="http://www.bonus.dk">http://www.bonus.dk</a>                      |
| [a-5] <a href="http://www.cenam.mx">http://www.cenam.mx</a>   | [a-13] <a href="http://www.neg-micon.com">http://www.neg-micon.com</a>            |
| [a-6] <a href="http://www.awea.org">http://www.awea.org</a>   | [a-14] <a href="http://www.dewind.de">http://www.dewind.de</a>                    |
| [a-7] <a href="http://www.ewea.org">http://www.ewea.org</a>   | [a-15] <a href="http://www.vestas.dk">http://www.vestas.dk</a>                    |
| [a-8] <a href="http://www.conae.gob.mx">http://www.conae.gob.mx</a>   | [a-16] <a href="http://www.risoe.dk">http://www.risoe.dk</a>                      |

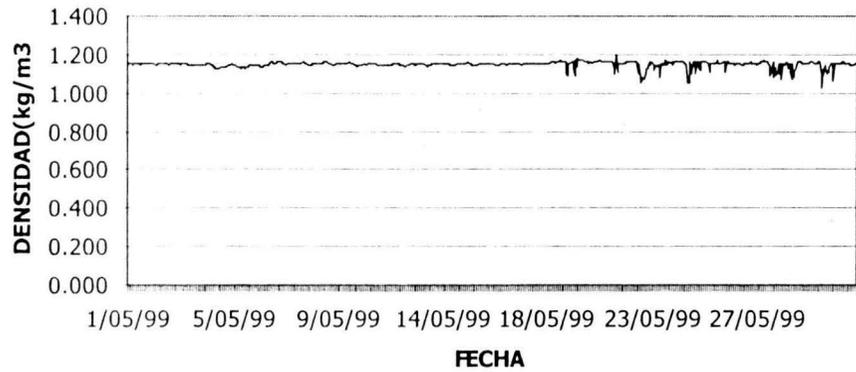
## APÉNDICE A

DENSIDAD MENSUAL

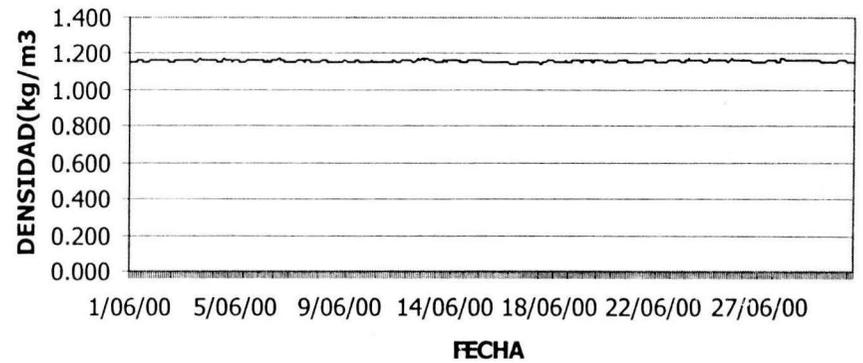


DENSIDAD MENSUAL

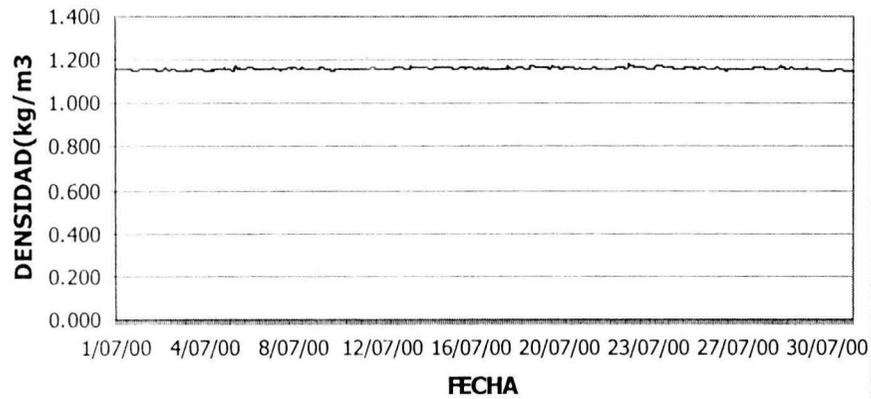
MAYO



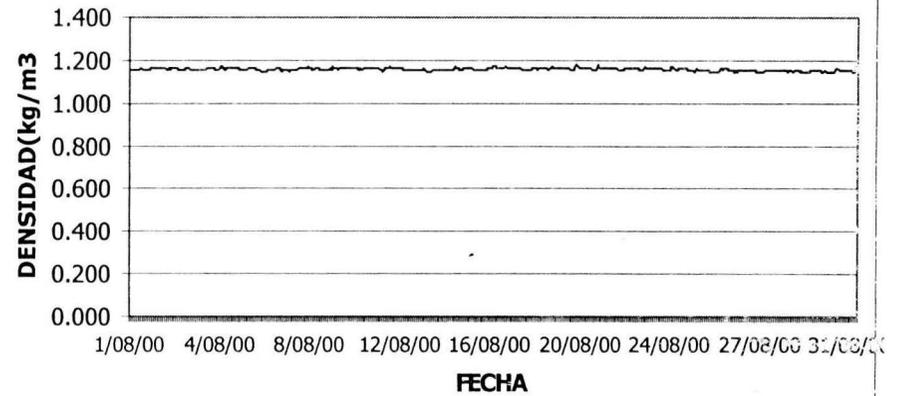
JUNIO



JULIO

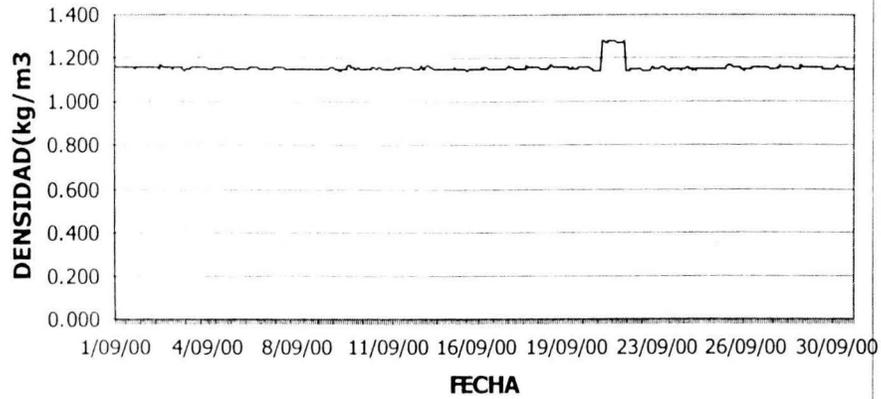


AGOSTO

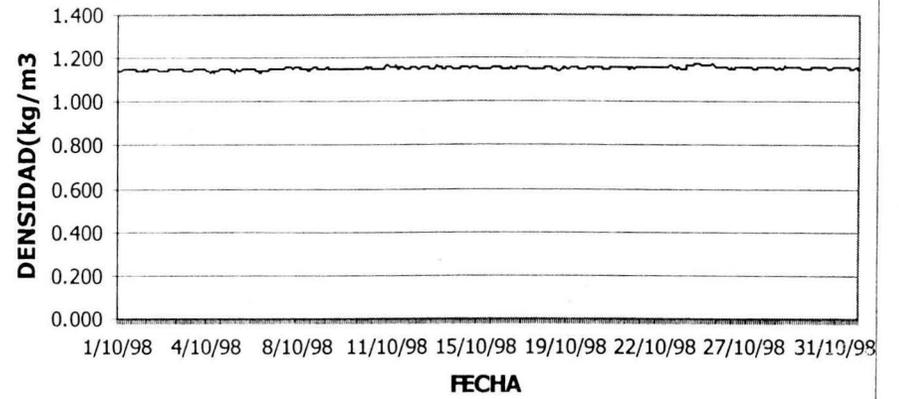


DENSIDAD MENSUAL

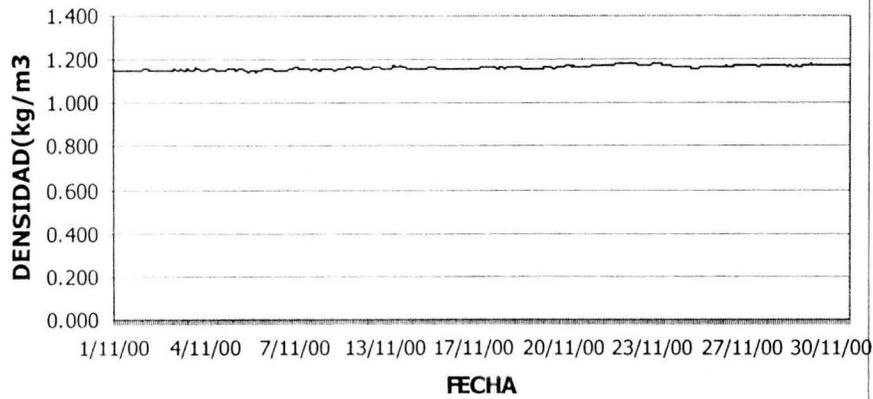
SEPTIEMBRE



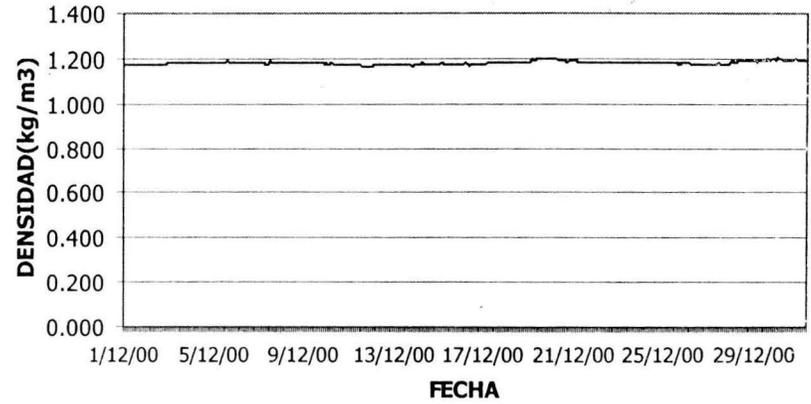
OCTUBRE



NOVIEMBRE



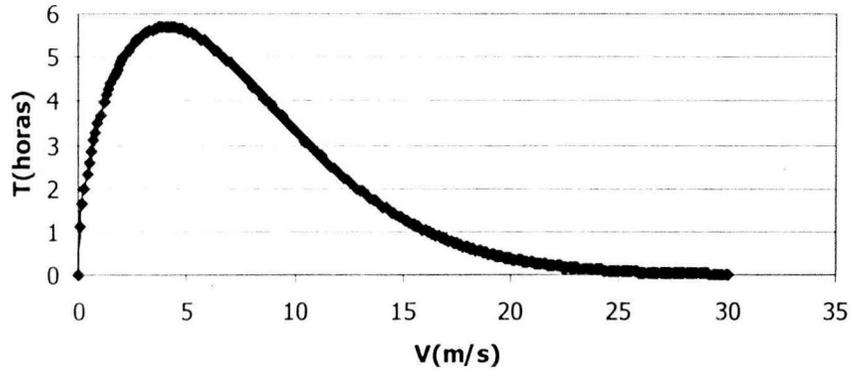
DICIEMBRE



CURVAS DE DURACIÓN DE LA VELOCIDAD

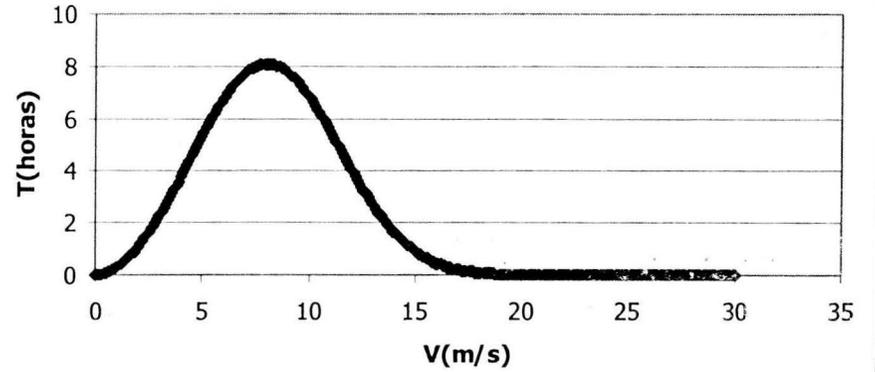
**ENERO**

$V_m=7.3$  m/s  $k=1.53$



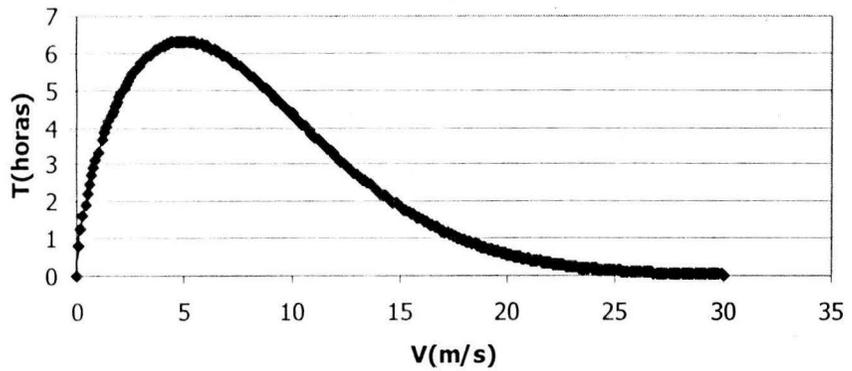
**FEBRERO**

$V_m=8.41$  m/s  $k=2.9$



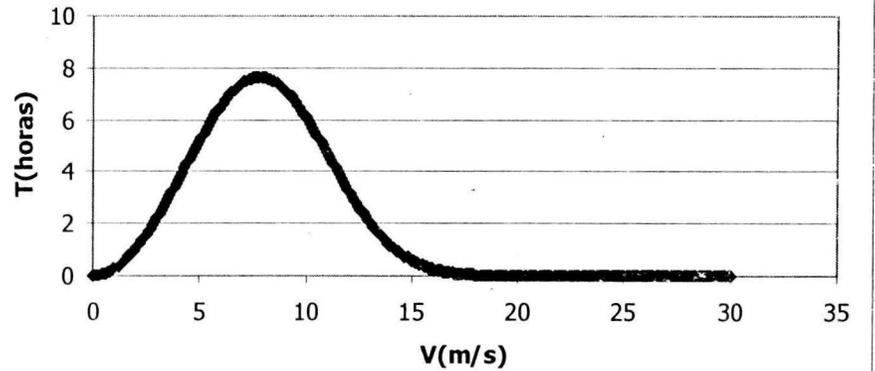
**MARZO**

$V_m=8.16$  m/s  $k=1.61$

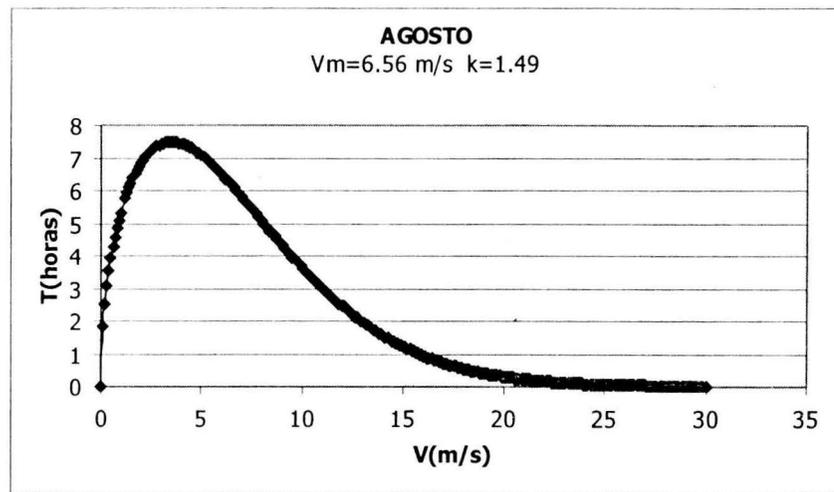
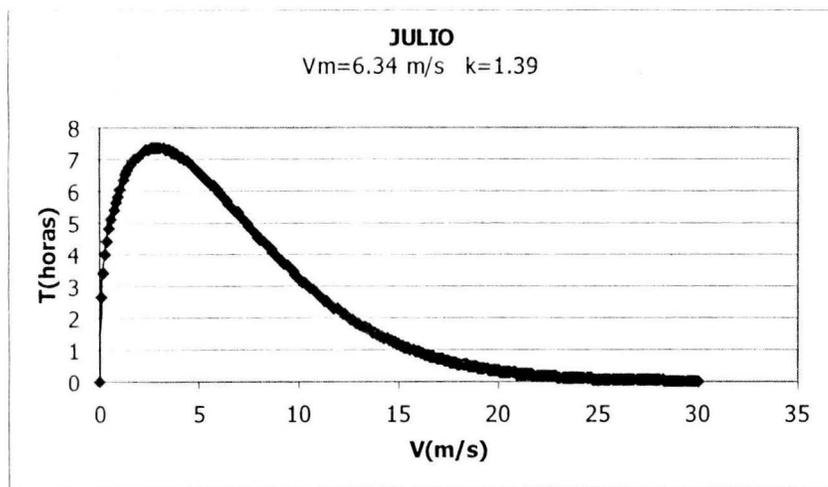
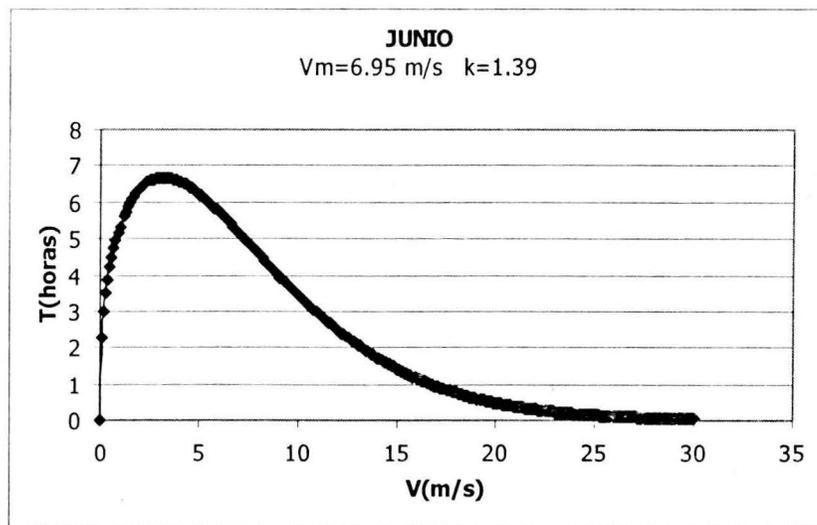
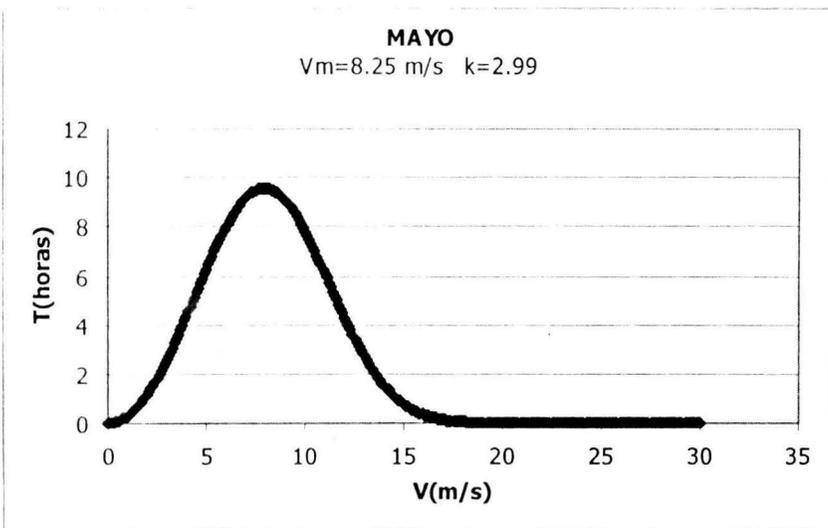


**ABRIL**

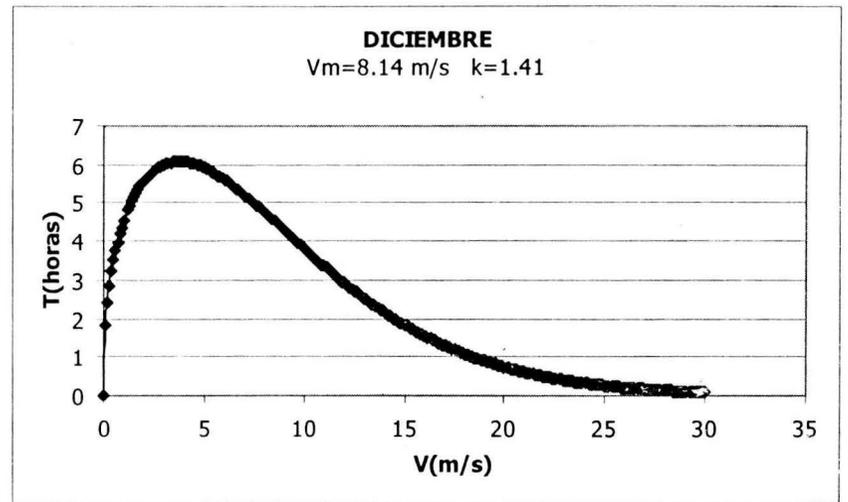
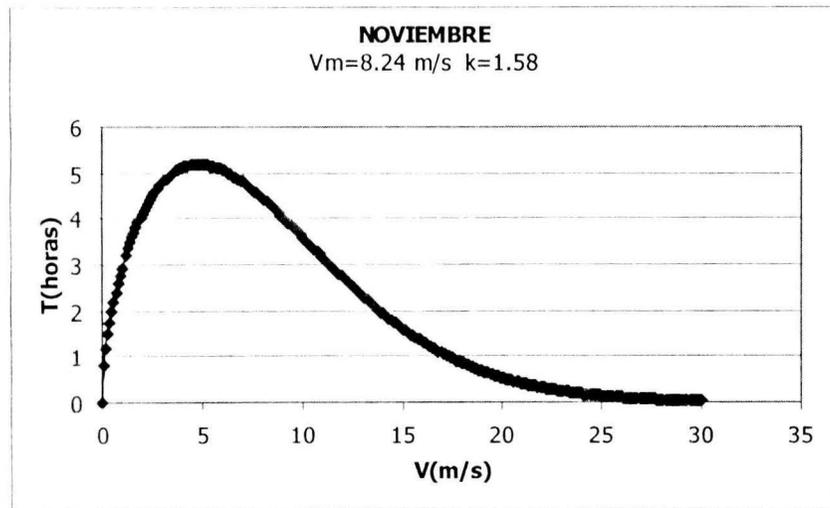
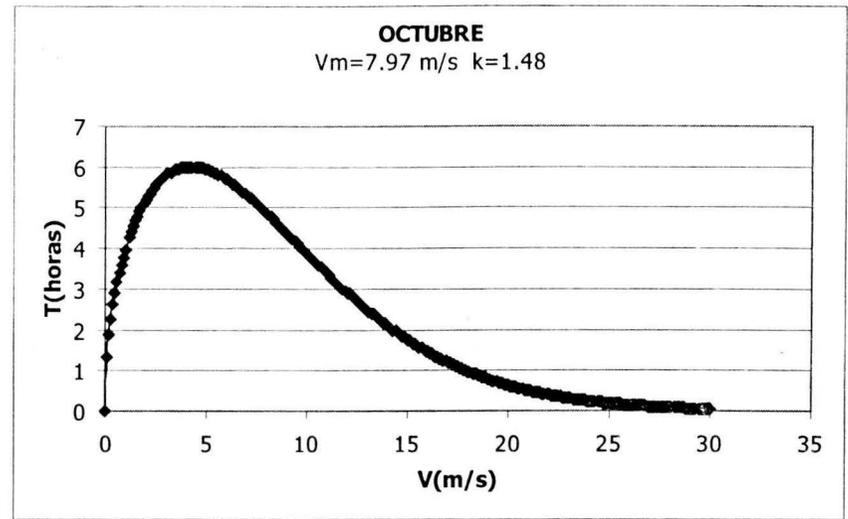
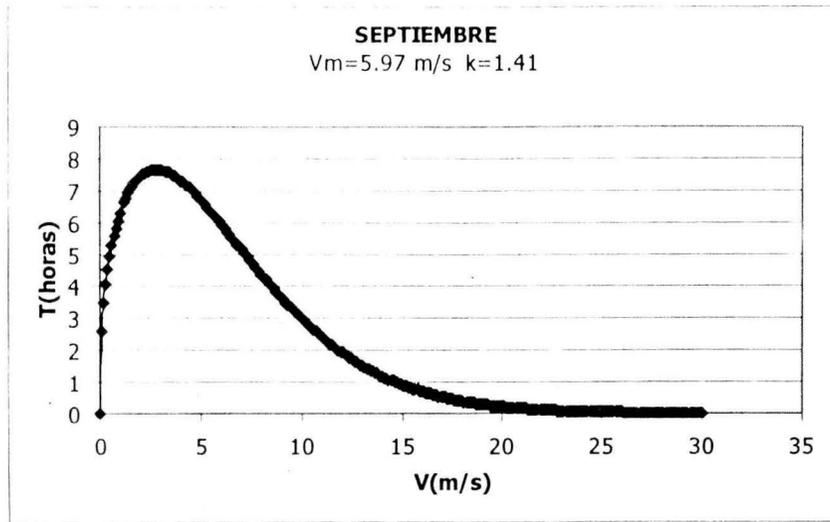
$V_m=8.02$  m/s  $k=2.93$



*CURVAS DE DURACIÓN DE LA VELOCIDAD*

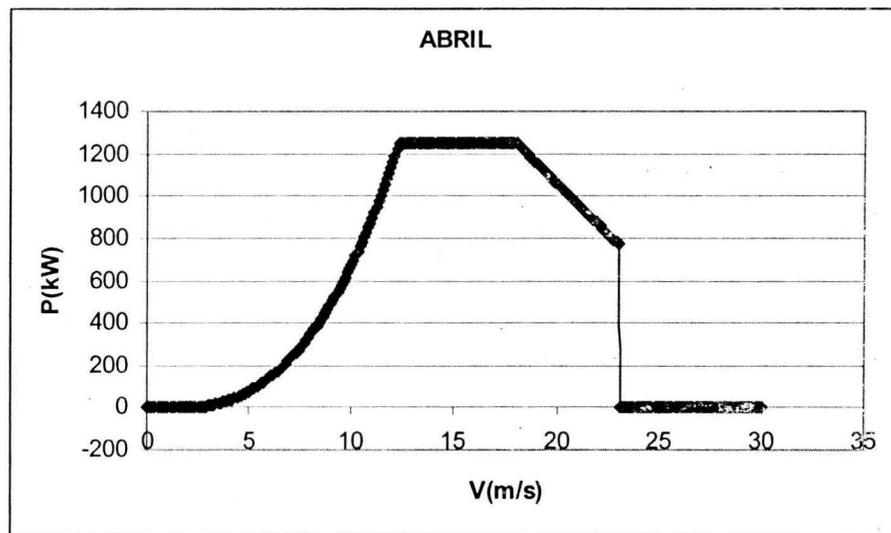
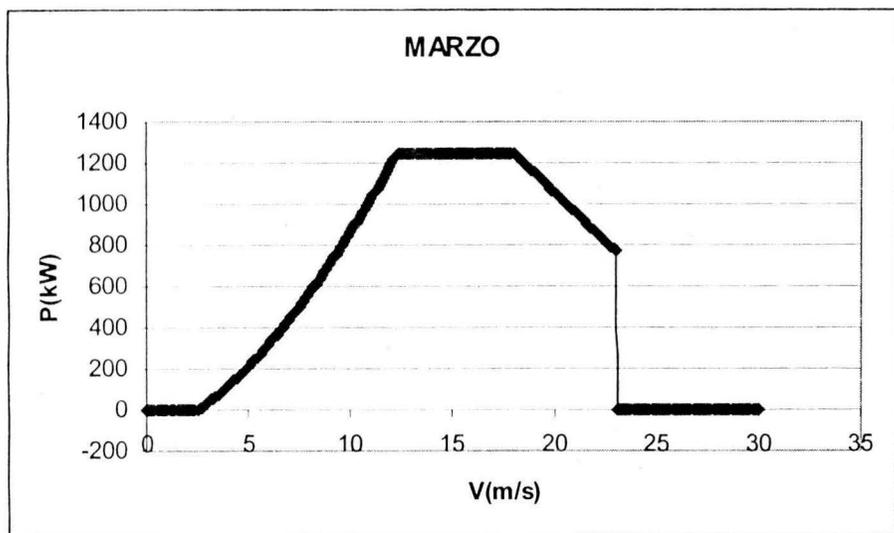
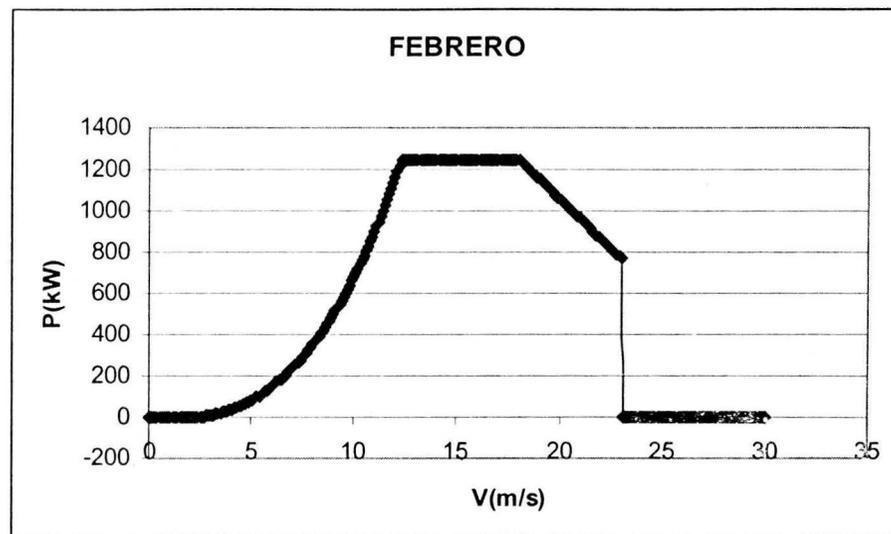
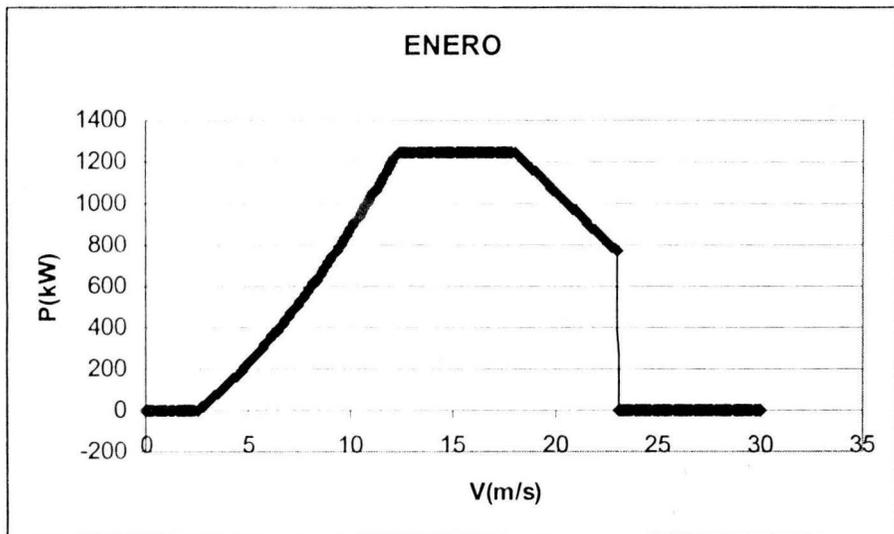


*CURVAS DE DURACIÓN DE LA VELOCIDAD*

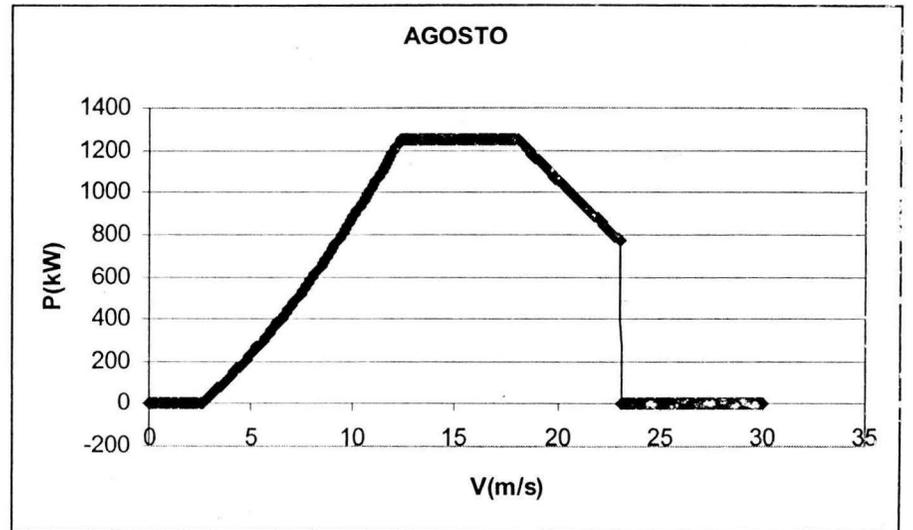
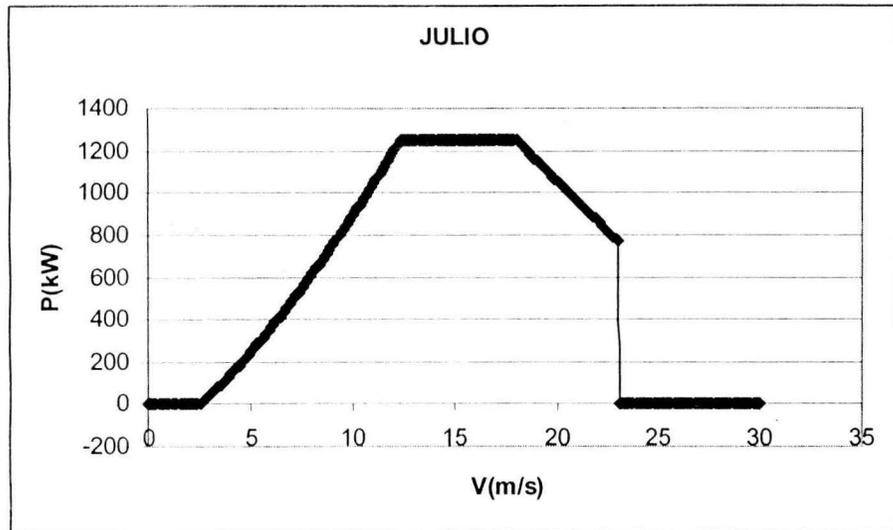
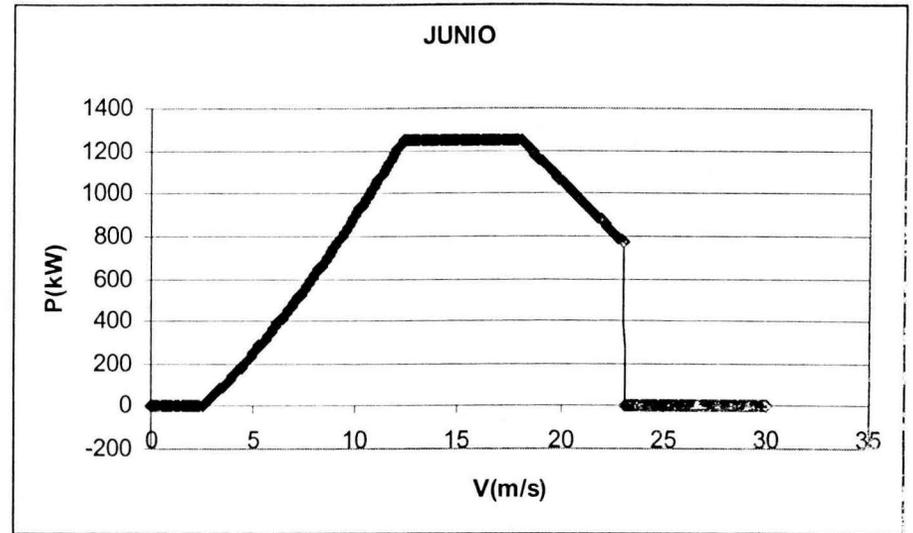
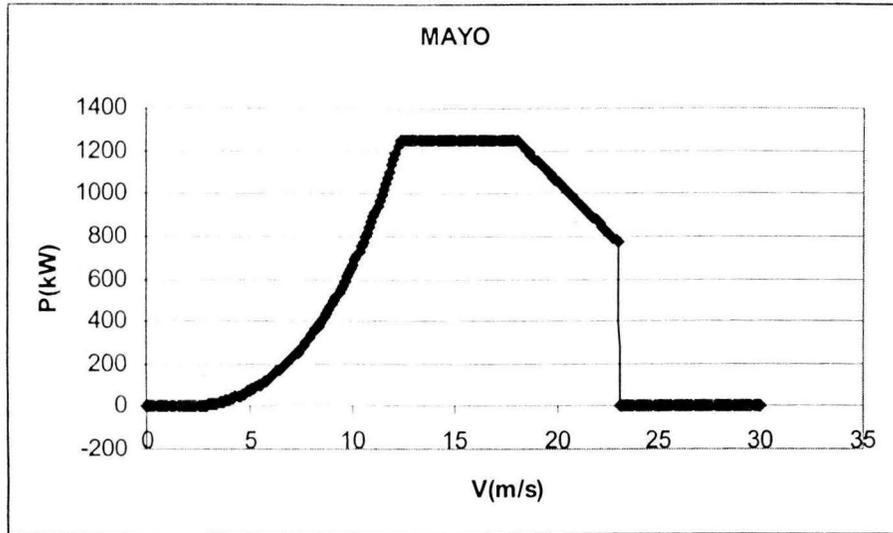


## **PÉNDICE B**

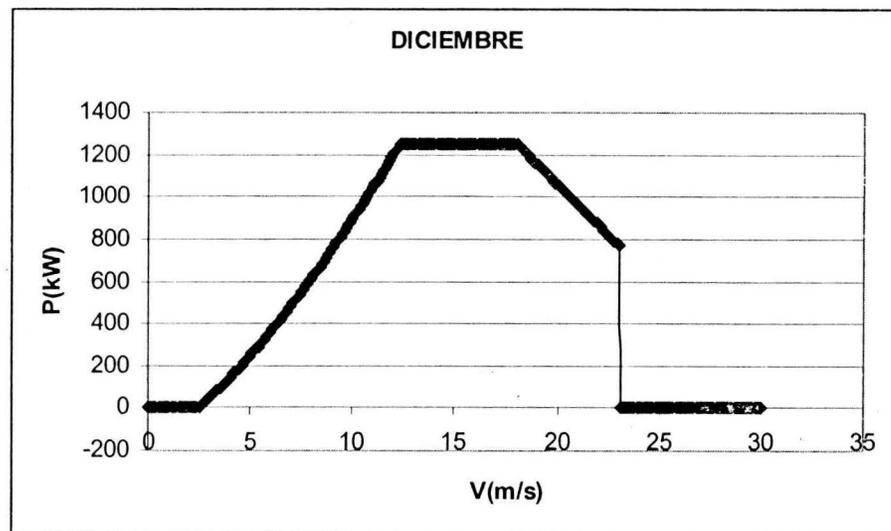
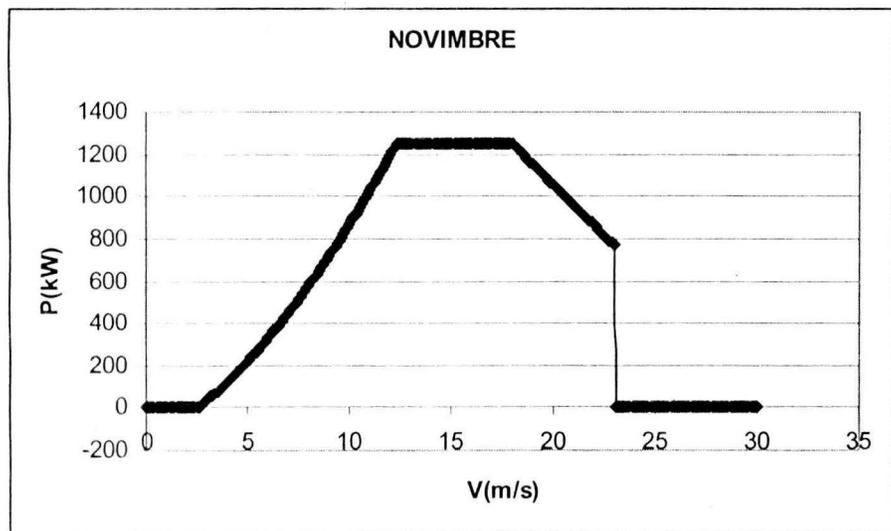
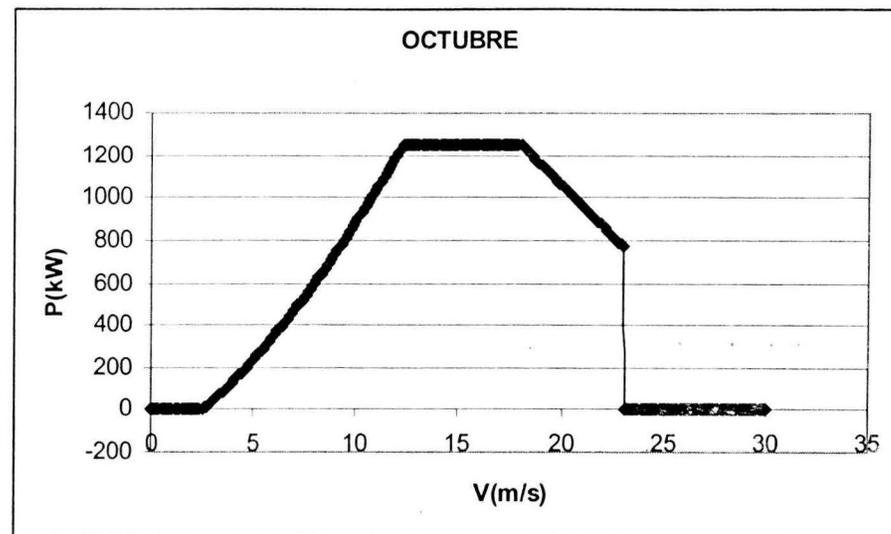
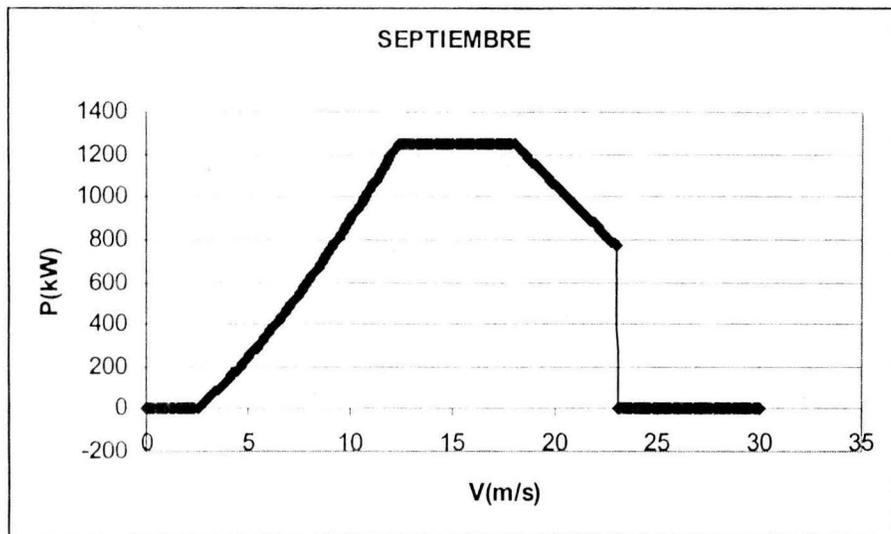
CURVAS DE POTENCIA DEL AEROGENERADOR D-6 DE 1250 kW



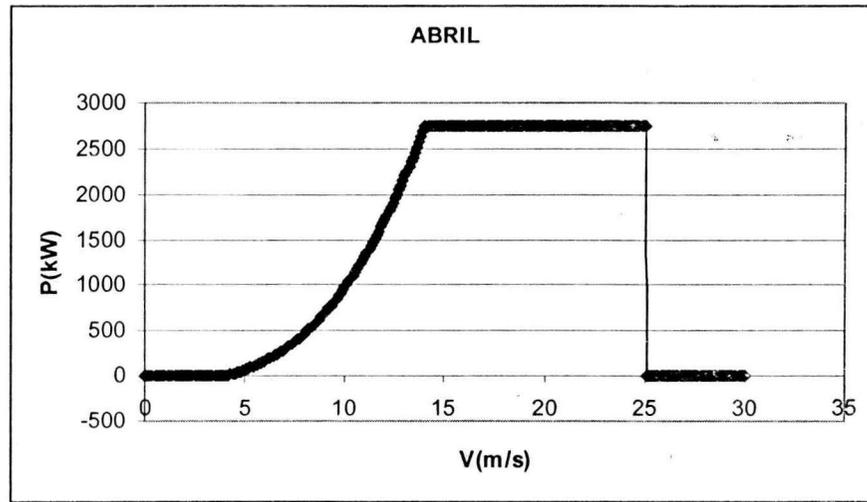
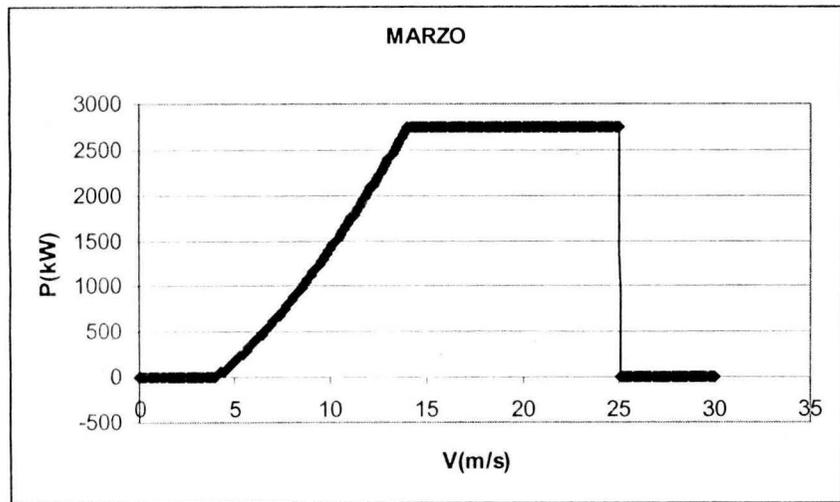
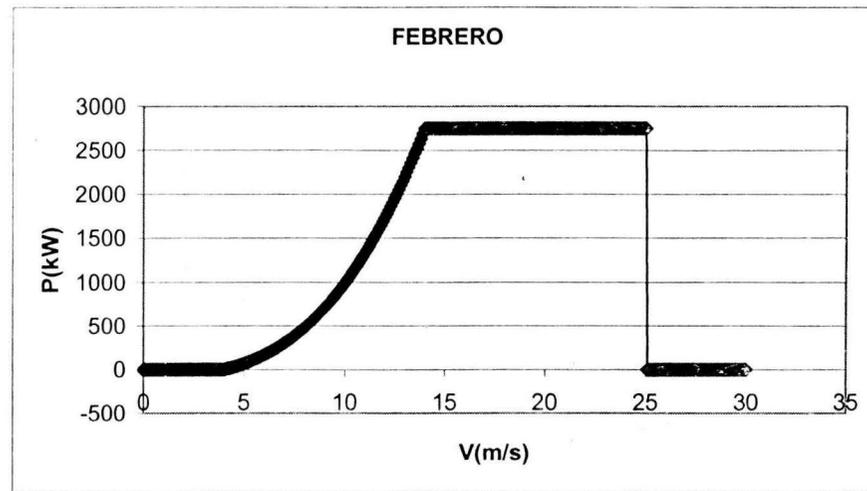
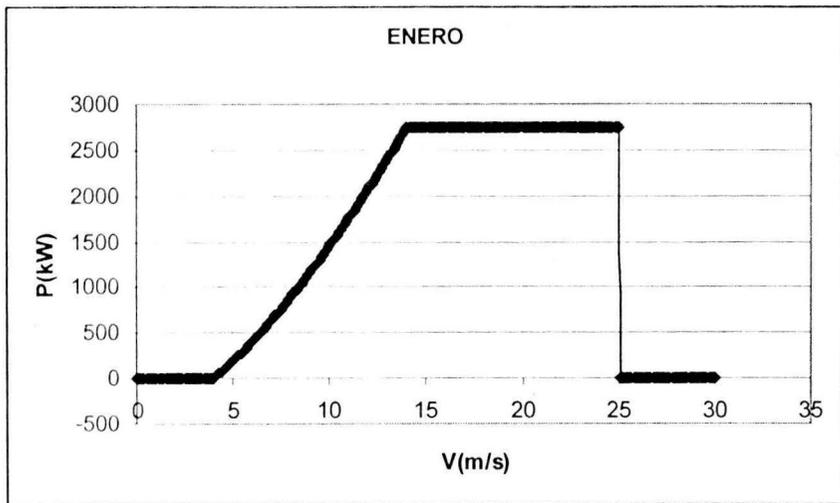
CURVAS DE POTENCIA DEL AEROGENERADOR D-6 DE 1250 kW



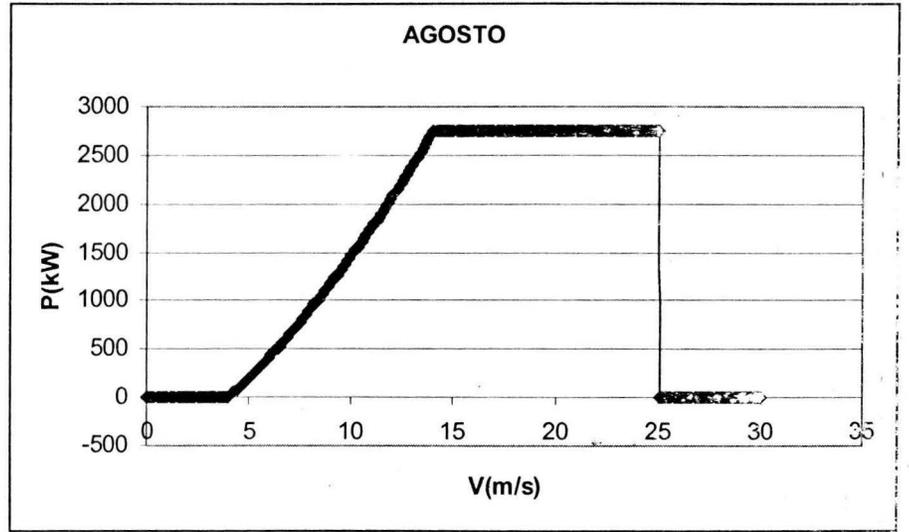
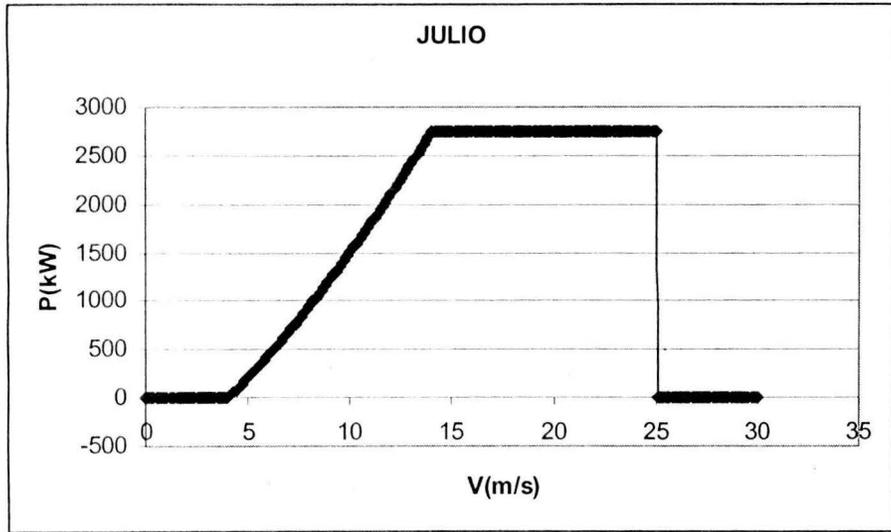
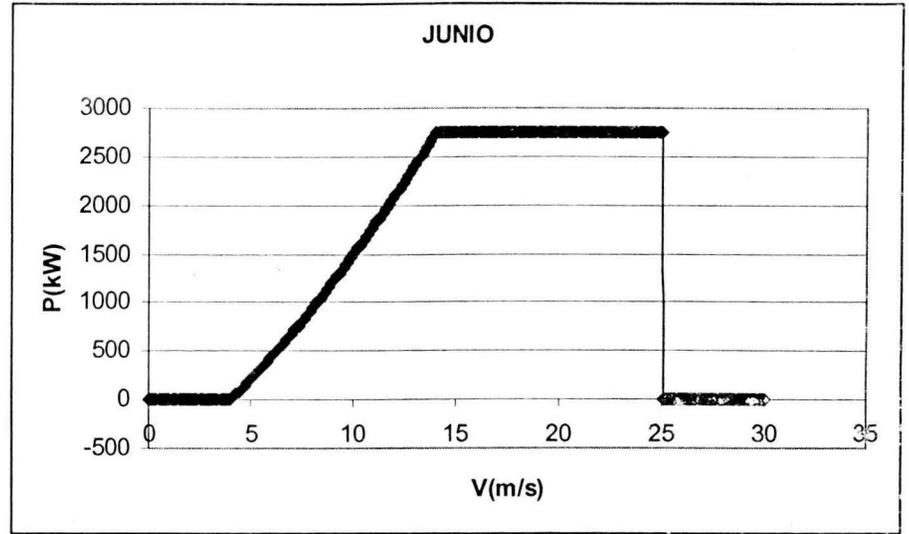
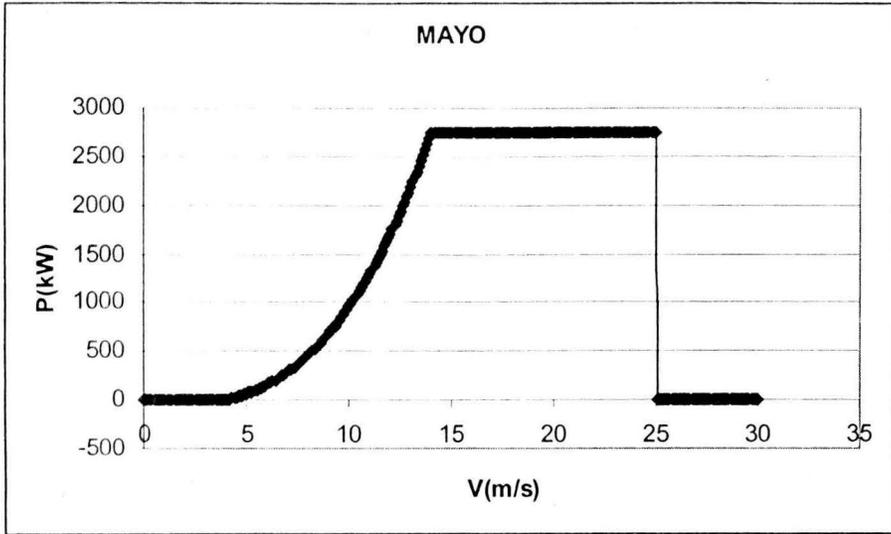
CURVAS DE POTENCIA DEL AEROGENERADOR D-6 DE 1250 kW



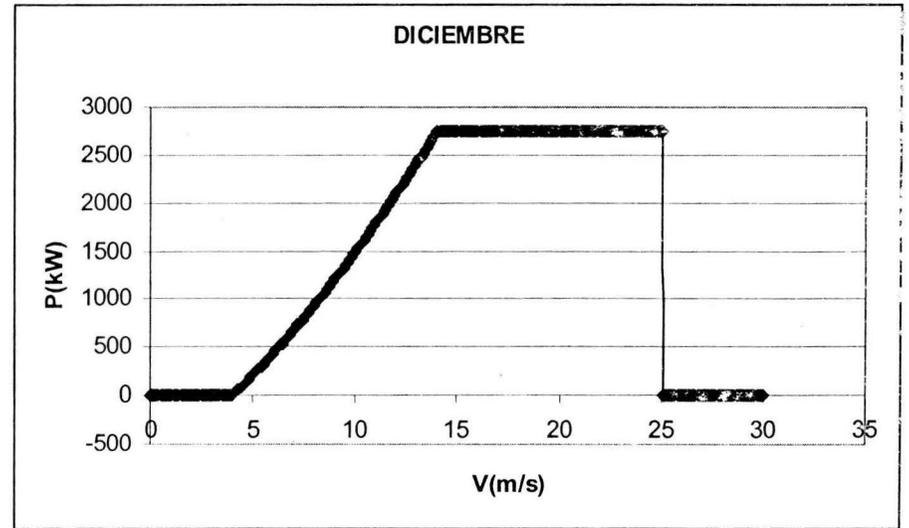
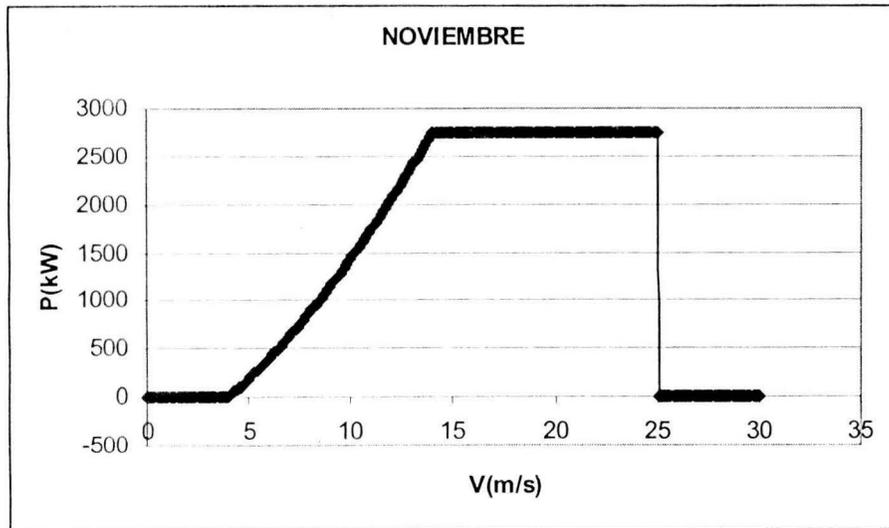
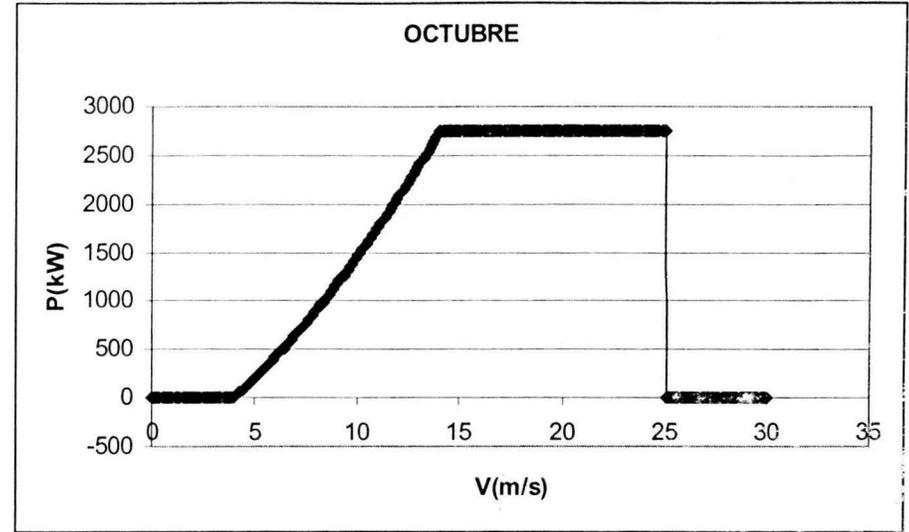
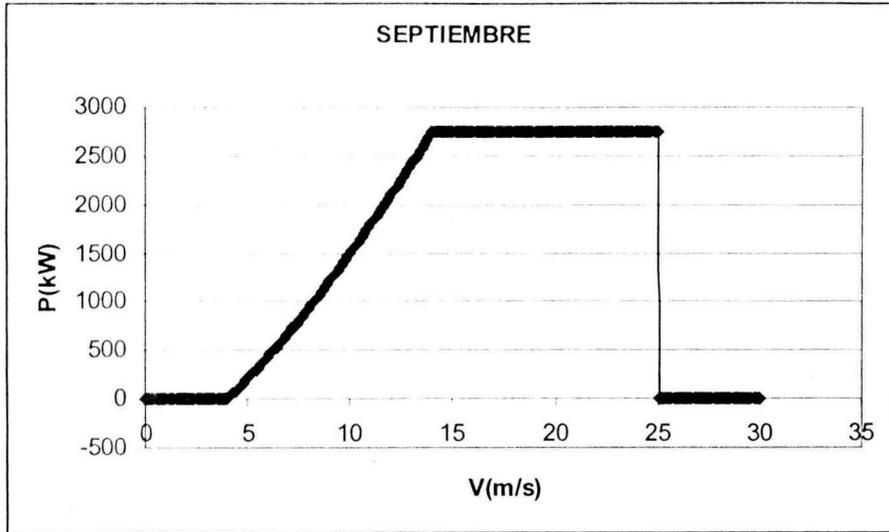
CURVAS DE POTENCIA DEL AEROGENERADOR NM-92 DE 2750 kW



CURVAS DE POTENCIA DEL AEROGENERADOR NM-92 DE 2750 kW



CURVAS DE POTENCIA DEL AEROGENERADOR NM-92 DE 2750 kW



## APÉNDICE C

# Serie D6

D6

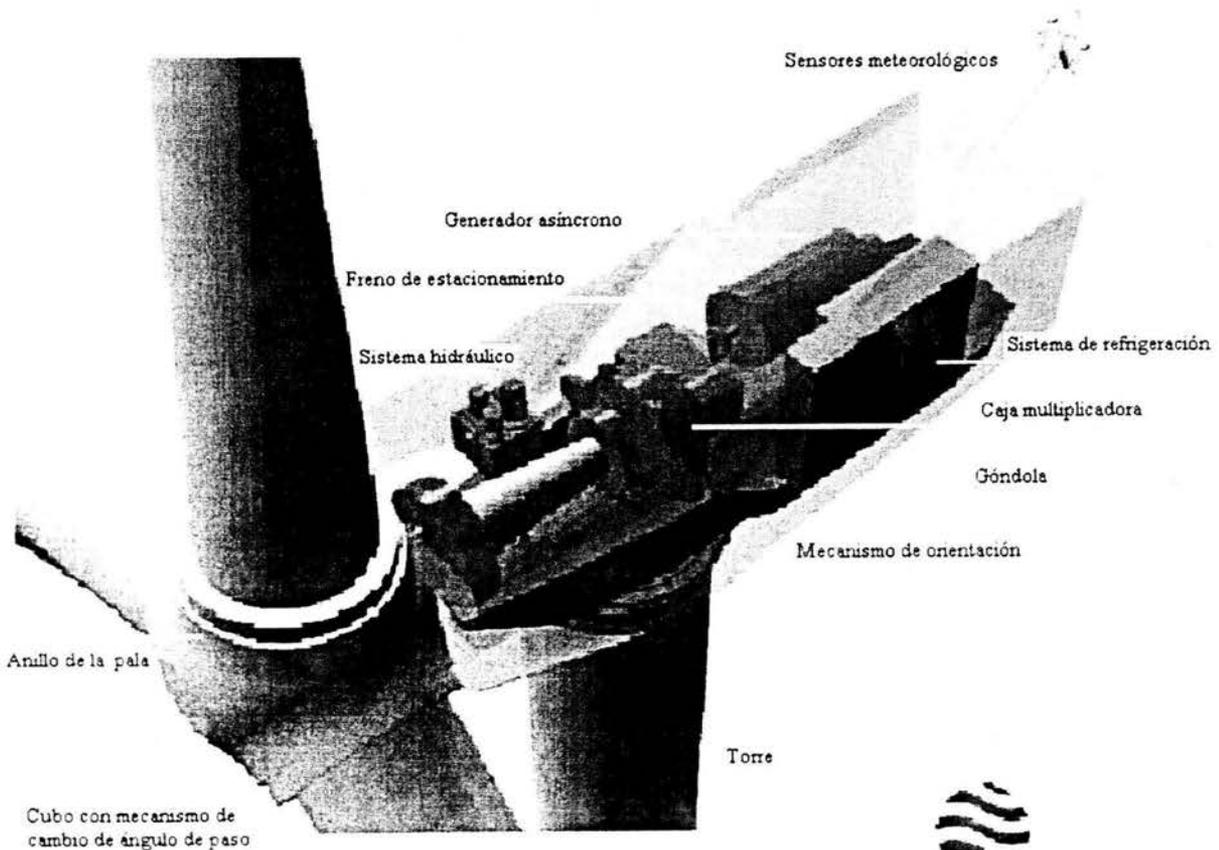
La serie D6 de convertidores de energía de viento DeWind presentan el mas alto estado de la tecnología de arte, imponiendo las nuevas normas debido a su alto rendimiento energético anual, funcionamiento silencioso, compatibilidad superior con la red, larga vida de servicio y un atractivo diseño.

La Serie de D6 está disponible con una potencia de 1250 kW, 64 m diámetro de rotor y con una altura del cubo de 68.5 m y 91.5 m.

La variedad de hechuras de los modelos la serie D6 permiten situarlos en diversos lugares. El concepto de velocidad variable permite una conexión libre de problemas a cualquier red de suministro de energía.

## Vista interior de la Góndola

D6



# Datos Técnicos

## DIÁMETRO DEL ROTOR

**64 m**

### POTENCIA NOMINAL

**1250 kW**

Número de palas 3  
Longitud de la pala 31 m  
Área de barrido 3217 m<sup>2</sup>  
Material GFRP

Velocidad de conexión 2.5 m/s  
Velocidad nominal 12.3 m/s  
Velocidad de corte 23 m/s  
Velocidad de supervivencia 53.8 m/s

Velocidad nominal de rotación app. 21.1 rpm  
Control de velocidad de rotación ajuste activo de ángulo de paso  
Regulación de potencia cambio de ángulo de paso

Caja multiplicadora engranes planetarios de 3 fases  
Relación de multiplicación 1: 53.1

Sistema principal de freno 2 sistemas de seguridad independientes  
Freno de estacionamiento freno de disco

Generador inducción  
Voltaje nominal 690 V  
Frecuencias de red 50 / 60 Hz

Inversor IGBT  
Tipo de modulación de anchura de pulso

Sistema de orientación 3 motores hidráulicos  
Censores meteorológicos 2 veletas, 2 anemómetros  
y un termómetro exterior

Monitoreo remoto transferencia de datos automática

Torre: Acero tubular  
Alturas < 68.5 m / 91.5 m  
Altura total < 100m / 123.5 m

Voltajes de red 10 / 20 kV u otros que se requieran

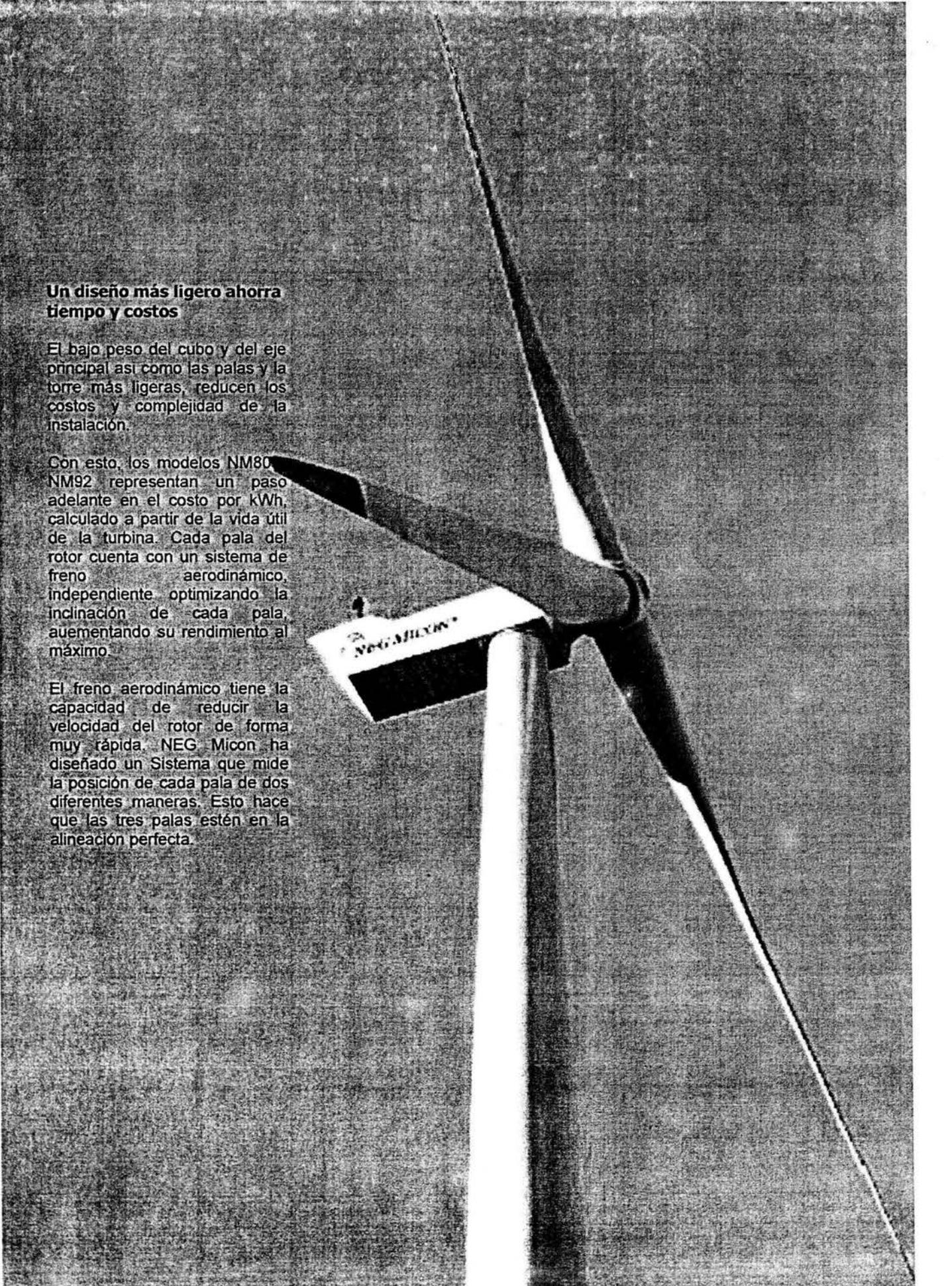
Corriente nominal 1046 A  
Factor de potencia 1.0 ; ajustable

## **Un diseño más ligero ahorra tiempo y costos**

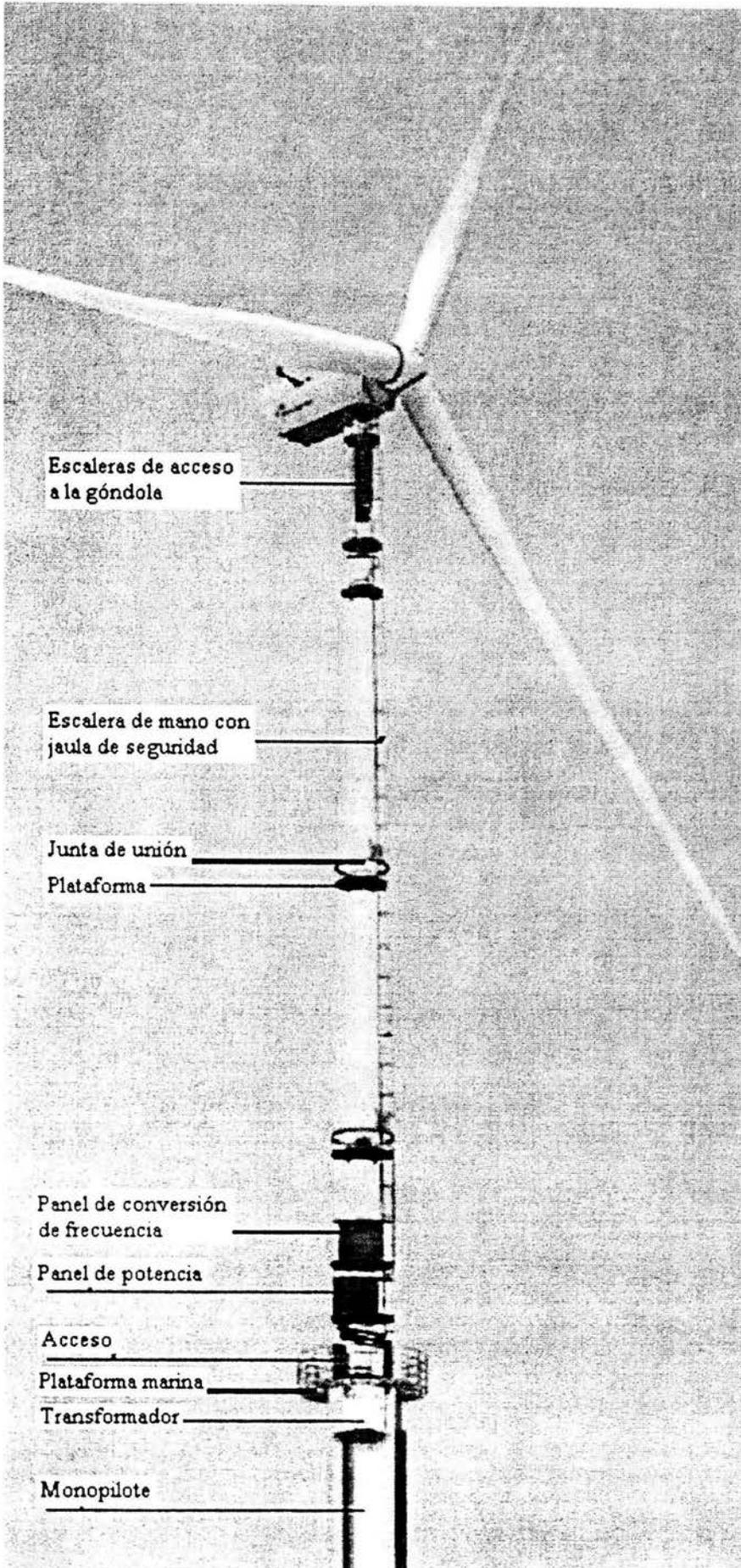
El bajo peso del cubo y del eje principal así como las palas y la torre más ligeras, reducen los costos y complejidad de la instalación.

Con esto, los modelos NM80, NM92 representan un paso adelante en el costo por kWh, calculado a partir de la vida útil de la turbina. Cada pala del rotor cuenta con un sistema de freno aerodinámico, independiente optimizando la inclinación de cada pala, aumentando su rendimiento al máximo.

El freno aerodinámico tiene la capacidad de reducir la velocidad del rotor de forma muy rápida. NEG Micon ha diseñado un Sistema que mide la posición de cada pala de dos diferentes maneras. Esto hace que las tres palas estén en la alineación perfecta.



NEG MICON



## Datos Técnicos

Datos de operación	NM92/2750	NM80/2750
Rendimiento nominal	2750 kW	2750 kW
Regulación de potencia	PRVS	PRVS
Velocidad nominal del viento	14 m/sec	16 m/sec
Velocidad de conexión	4 m/sec	4 m/sec
Velocidad de corte	25 m/sec	25 m/sec

### Tren de engranes

Caja multiplicadora	3 engranes helicoidales planetarios.
Relación de multiplicación	1:70.65    1:63

### El rotor

Diámetro del rotor	92 m	80 m
Área de barrido	6648 m <sup>2</sup>	5027 m <sup>2</sup>
El número de palas	3	3
Revoluciones del rotor	15.6 rpm	17.5 rpm

### El sistema del freno

Aerodinámico	Cada pala puede moverse individualmente, y cada uno tiene su el propio sistema auxiliar.
Freno de disco	Una unidad montada adelante del el árbol de alta velocidad.

### El generador

Tipo	asíncrono	
Voltaje del estator	960 V	960 V
Voltaje del rotor	640 V	640 V
Frecuencia nominal	50 Hz	50 Hz
Potencia nominal	2750 kW	2750 kW
Enfriamiento	agua	agua

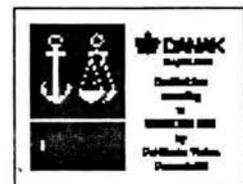
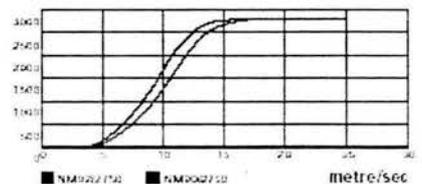
### La torre

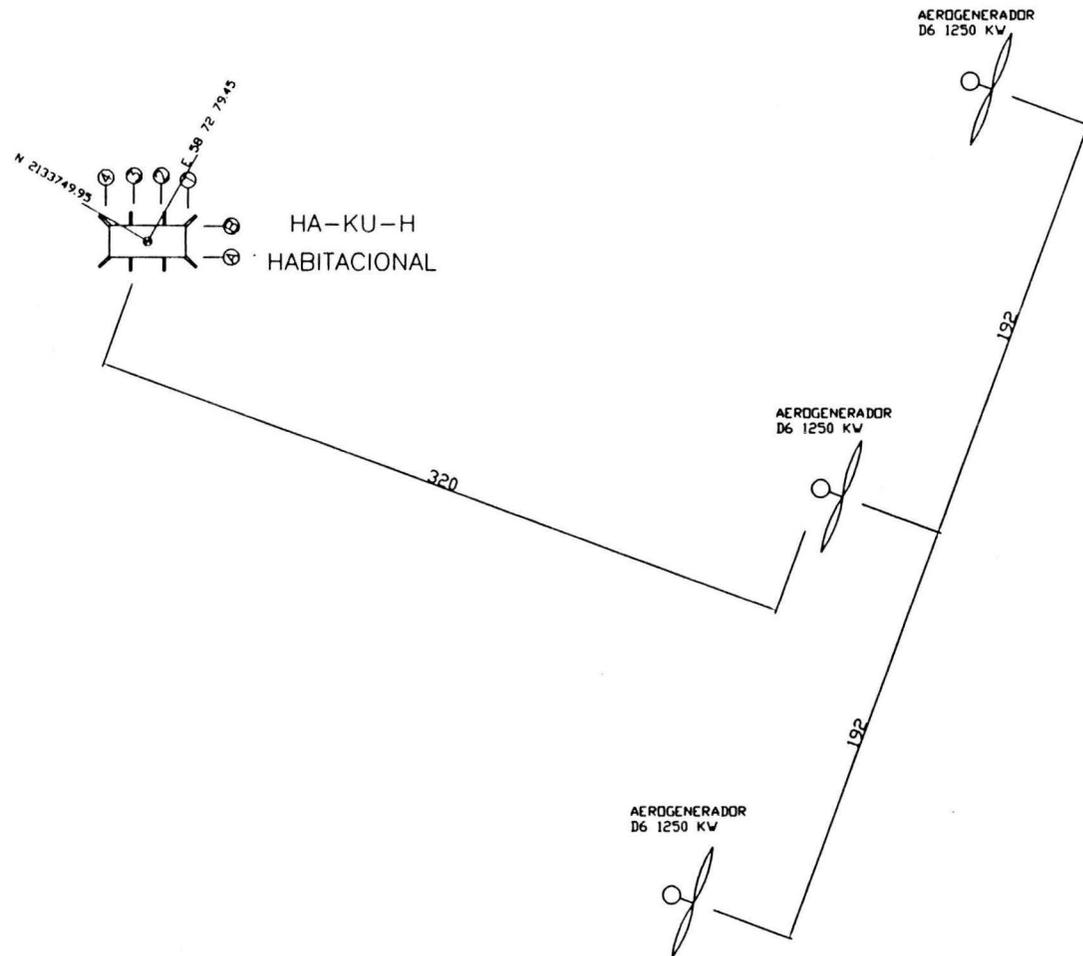
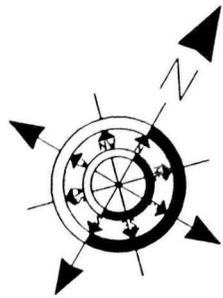
Tipo de torre	de acero cónica, pintado
Altura hasta el cubo	70 m referencia altura

### Sistemas de control

Tipo	control por Computadora
Sistema de conexión	Suave con la frecuencia los convertidores
Telemando	WindMan® Profesional

### Curva de potencia





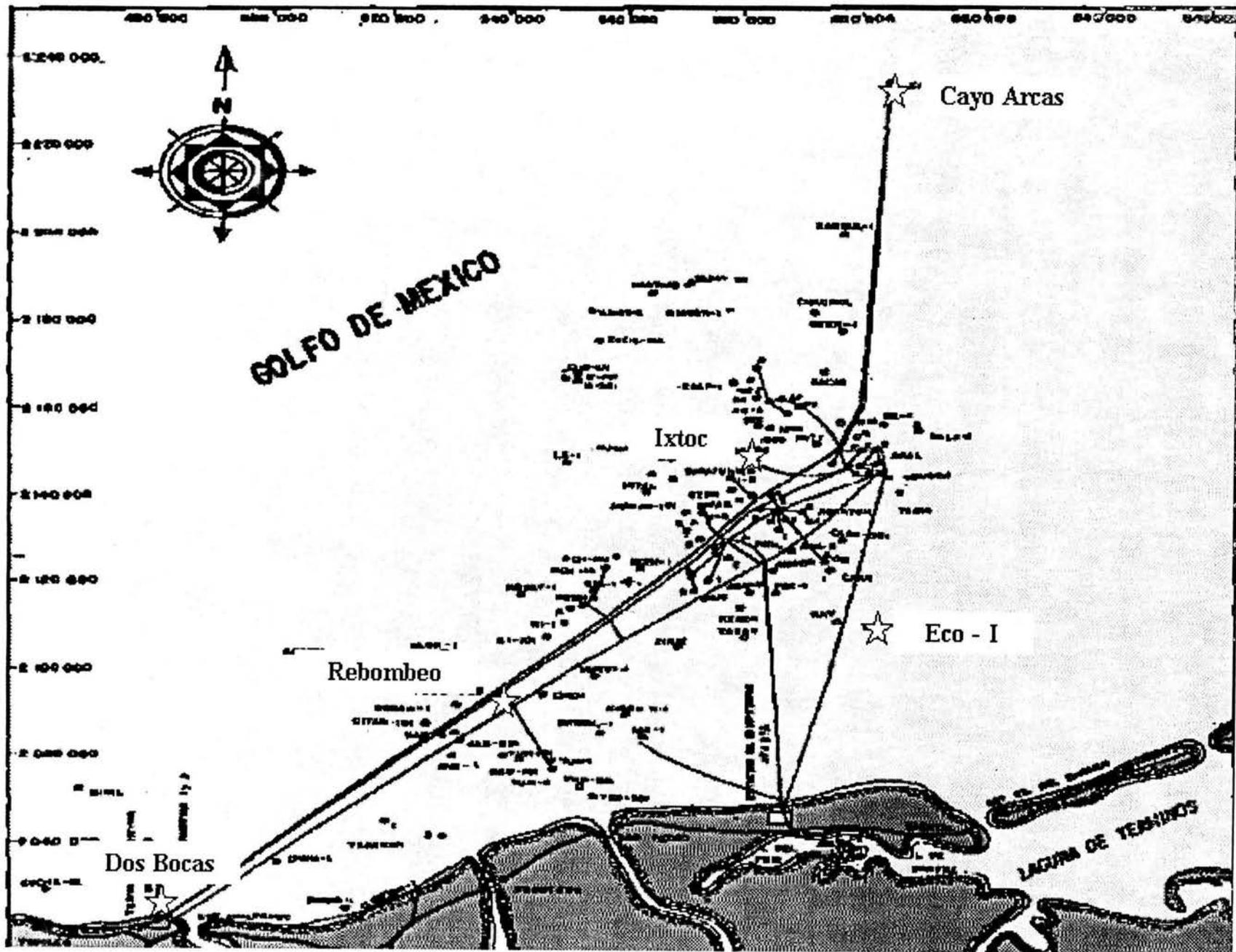
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO  
ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES "ARAGÓN"

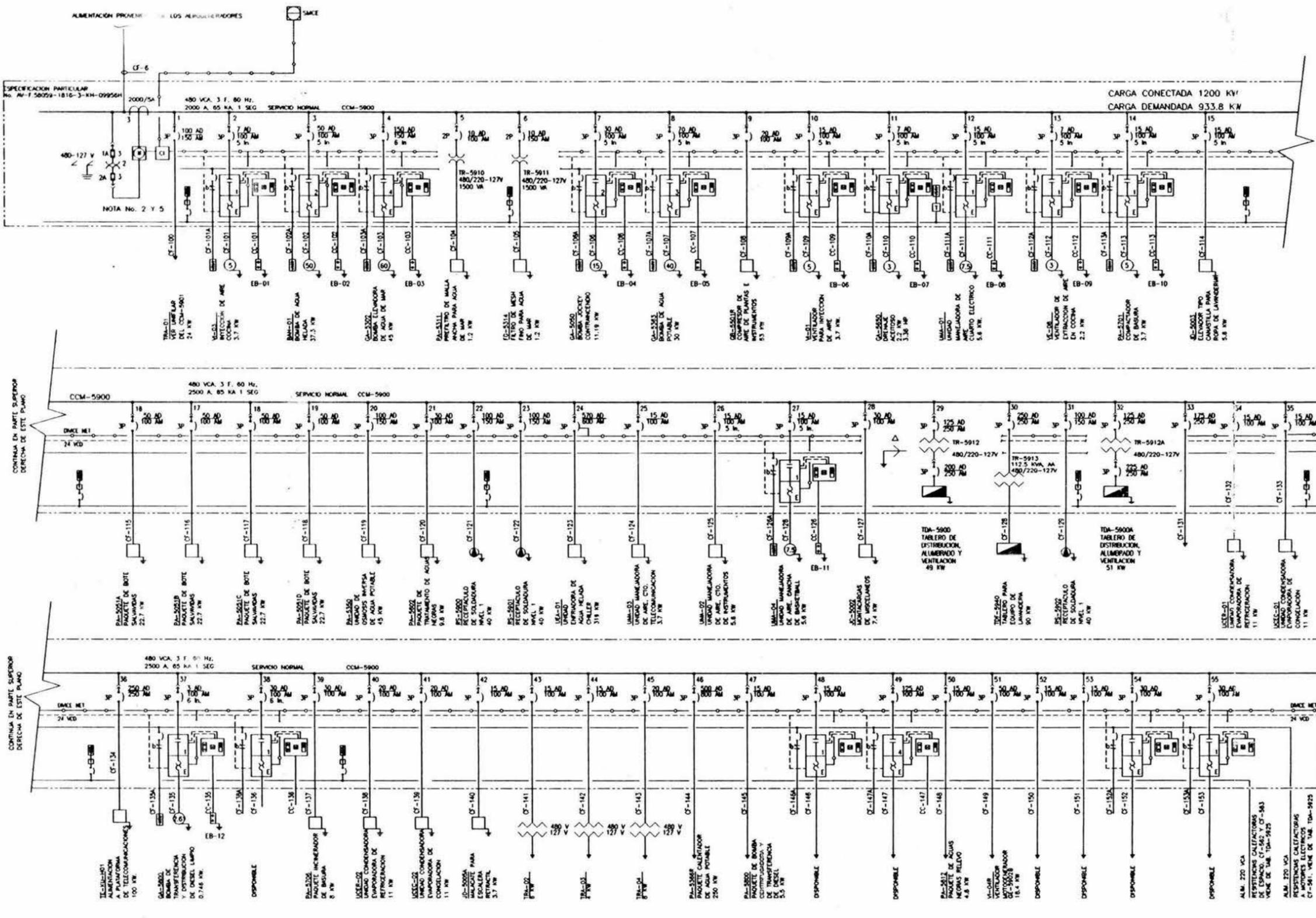


ELABORO:  
MIGUEL ORTEGA ESPINOSA

ESC.: S/E  
ACOT.: MTS.

AEROGENERADORES CONECTADOS A LA PLATAFORMA  
HABITACIONAL MARINA DE PEMEX HA-KU-H





- ### NOTAS
- EL ALCANJE DE SUMINISTRO, INSTALACION PRUEBAS Y PUESTA EN OPERACION DE ESTE CENTRO DE CONTROL DE MOTORES, ESTA INDICADO EN LAS BASES TECNICAS DE ESTE PROYECTO.
  - LA MEDICION DEBE CONSIDERAR COMO MINIMO LAS SIGUIENTES VARIABLES: AMPERES, VOLTAJE, WATTS, VOLTS AMPERES REACTIVOS, FACTOR DE POTENCIA, DEMANDA EN WATTS, FRECUENCIA, WATTS HORA. LOS PARAMETROS DEBE QUEDAR GUARDADA EN LA MEMORIA DEL EQUIPO PARA EL ANALISIS Y DEBE SER ENLAZADO AL SCADA DE LA PLATAFORMA VIA ETHERNET TCP/IP.
  - CADA SECCION DEL CENTRO DE CONTROL DE MOTORES DEBE CONTAR CON UN CALENTADOR DE ESPACIO.
  - EL SISTEMA DE MONITOREO Y CONTROL DIGITAL REPRESENTADO ES DE REFERENCIA, CADA FABRICANTE PUEDE OFRECER SU PROPIO DISEÑO CONSERVANDO LAS CARACTERISTICAS DE PROTECCION Y MEDICION INDICADAS, ASI COMO LA SALIDA DEL SISTEMA SERA TCP/IP PARA SER ENLAZADO CON EL SISTEMA GENERAL.
  - LOS INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS UTILIZADOS EN EL CCM-5900, DEBEN SER EN CADA MODALIDAD CON PROTECCIONES: TÉRMICA CONTRA SOBRECARGAS (CON RETARDO DE TIEMPO), MAGNÉTICA CONTRA CORTOCIRCUITO (INSTANTÁNEA) Y DE FALTA A TIERRA.
  - LOS ARRANQUES UTILIZADOS EN EL CCM-5900, ADEMAS DE LAS PROTECCIONES CONVENCIONALES, DEBEN CONTAR CON PROTECCION CONTRA DESBALANCEO Y PERDIDA DE FASE (Ø) Y FALTA A TIERRA 500/510.
  - LA MEDICION Y MONITOREO DE PARAMETROS DE CALIDAD DE LA ENERGIA SERA A BASE DE UN EQUIPO DIGITAL MULTIFUNCIÓN, CON CARACTERISTICAS DE PRECISION Y TECNOLOGIA AVANZADA. DEBE PERMITIR VER Y CREAR POR COMANDOS CON PROTOCOLO PROPIETARIO, VIA PUERTO DE COMUNICACION DEBE TENER LA CAPACIDAD DE MONITOREAR CADA UNO DE LOS DISPOSITIVOS Y COMBINACIONES ARRANQUE-INTERRUPTOR.

DESCRIPCIÓN: APROBADO PARA CONSTRUCCIÓN CON PENDIENTES						RECIBO		INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO PROCESO: PROPORCIONAR SOLUCIONES DE INGENIERIA	PLATAFORMA HABITACIONAL HA-KUH-H DIAGRAMA UNIFILAR 480 VOLTS, CCM 5900 CARGA NORMAL
REV.	ELABORO	REVISO	DEBULO	VERIFICO	VALIDO	FECHA	FIRMA		
1	ING. A.L.S.	ING. L.A.T.	ING. C.A.P.	ING. E.Z.O.	ING. B.R.J.			ING. FELIPE TORRES GUTIERREZ F-523109	ETC: 5/E ACOT: MTS.
2	ING. A.L.S.	ING. L.A.S.	ING. C.A.P.	ING. E.Z.O.	ING. B.R.J.				