

13



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

APROVECHAMIENTO DE LA ENERGIA EOLICA EN MEXICO

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO ELECTRICO ELECTRONICO
MODULO ENERGIA ELECTRICA
P R E S E N T A :
VERONICA VELAZQUEZ VALDEZ

296344



DIRECTOR DE TESIS. ING. JACINTO VIQUEIRA LANDA.

CIUDAD UNIVERSITARIA

2001



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**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.

*Dedicada a mis padres*

*Durante toda mi vida  
las visiones de la naturaleza  
me han hecho disfrutar como niña*

*m.c.*

*Es el cielo, es el mar, es ese azul,  
inmenso azul, que inmensidad inspira,  
inmensidad te da*

*vvv*

# Aprovechamiento de la Energía Eólica en México

¿Puedes imaginarte al hombre actual en un mundo carente de energía eléctrica?

... Es verdad que a la fecha nos hemos acostumbrado bastante a las comodidades y beneficios que ésta nos ha venido proporcionando. Así pues, es momento de reflexionar respecto al precio que estamos dispuestos a pagar con tal de obtenerla, sin referirme precisamente al monetario, sino al ecológico. En este sentido,

*"si bien necesitamos de la energía eléctrica para llevar a cabo este actual estilo de vida, busquemos la forma de generarla con el menor impacto ambiental posible".*

## Agradecimientos

*A Dios que proporciona la esencia de mi ser,  
A mis padres y a todas las personas que me han permitido crecer humana, cultural y espiritualmente,  
A la UNAM que me ha permitido crecer intelectual, cultural y espiritualmente,  
A la impresionante belleza de la Naturaleza que me ha inspirado a trabajar en pro de ella.  
¡A todo ello no sólo mi agradecimiento, sino mi amor!*

A todos aquellos profesores que con su cátedra impartida han colaborado en el origen y desarrollo de mi carrera como Ingeniera, especialmente a los Ingenieros Roberto Brown Brown y Jacinto Viqueira Landa que con la particularidad de su cátedra referente a la Generación de Energía Eléctrica me han permitido corroborar, con el buen matiz que le proporcionan, la excelente elección de mi carrera.

A todos aquellos ingenieros e instituciones que con su atención e información proporcionada, me han ayudado a dar origen, desarrollo y fin a la presente tesis, entre ellos:

Ing. Jacinto Viqueira Landa, FI

Ing. Roberto Cadenas Tovar, CFE

Ing. José Luis Quijano León, CFE

Ing. Ricardo Saldaña Flores, IIE

Ing. Marco Antonio R. Borja Díaz, IIE

Ing. Luis Rodríguez Viqueira, Instituto de Ing.

Ing. Carlos Gottfried Joy, Fuerza Eólica

Ing. Ricardo Calvo Flores, SENER

Fis. Alejandro Cuevas Salgado, SENER

Ing. Francisco Márquez Mendoza, CONAE

Sr. Peter Smith, Embajada Alemana

Embajada Danesa

# Contenido

## Introducción

### Capítulo 1: Antecedentes históricos del aprovechamiento de la energía eólica

Un poco de historia.....	2
En Dinamarca.....	9
En México.....	13

### Capítulo 2: Tecnología disponible para el aprovechamiento de energía eólica

Introducción.....	22
Aerogeneradores de eje horizontal.....	24
Principio funcional básico.....	25
Tecnología de subsistemas.....	28
Rotores y palas en un aerogenerador de eje horizontal.....	28
Eje de baja velocidad.....	40
Sistemas de transmisión.....	40
Eje de alta velocidad.....	41
Generadores eléctricos.....	42
Sistemas de control electrónico.....	45
Sistemas de regulación de potencia.....	46
Sistemas de orientación.....	49
Sistemas de conexión a red.....	50
Sistemas de refrigeración.....	51
Sistemas de seguridad.....	51
Elementos de acoplamiento mecánico.....	54
Chasis principal.....	54
Góndola.....	54
Torres.....	55
Sistemas de almacenamiento.....	56
Aspectos generales de las centrales eoloelectricas.....	57
Tecnología eoloelectrica fabricada en México.....	63

### Capítulo 3: Desarrollo de tecnología y políticas para el aprovechamiento de la energía eólica en otros países

Alemania.....	67
Dinamarca.....	76
España.....	82

## Capítulo 4: Proyectos eolieléctricos desarrollados en México

Central Eólica Piloto La Venta, Oaxaca.....	92
Planta Eólica Piloto Guerrero Negro, B.C.S.....	96
Planta Eléctrica Híbrida Puerto Alcatraz, B.C.S.....	99
Planta Eléctrica Híbrida San Juanico, B.C.S.....	102
Proyecto piloto de Cementos Apasco.....	104

## Capítulo 5: Análisis de costos de una central eolieléctrica y comparación de éstos con los de otros tipos de centrales generadoras

Costo anual de inversión y costo fijo anual.....	108
Costo variable de operación por kWh y del costo variable anual por kW en función del factor de planta.....	109
Costo anual total.....	110
Costo del kilowatt-hora generado.....	110
Características de las plantas eolieléctricas.....	111
Costos de los aerogeneradores.....	111
Costos de instalación de los aerogeneradores.....	112
Costos de operación y mantenimiento.....	114
Tiempo de vida de proyecto, vida de diseño.....	115
Factor de disponibilidad.....	115
Cálculo del costo del kWh generado.....	117

## Capítulo 6: Perspectivas futuras para el desarrollo del aprovechamiento de la energía eólica en México

Información anemométrica en zonas de interés.....	125
La laguna, B.C.S.....	128
Isla del Carmen, Campeche.....	129
La Ventosa, Oaxaca.....	130
Playa Paraíso, Quintana Roo.....	131
Laguna Verde, Veracruz.....	132
Agua y viento en el Sur de México.....	133
Resultados favorables de Planta Piloto La Venta, Oaxaca.....	137
Visión institucional.....	138
SENER.....	138
CONAE.....	140
Gobierno del Edo. De Oaxaca.....	141

Conclusiones.....	143
-------------------	-----

<b>Anexos</b> .....	146
<b>Bibliografía</b> .....	163

## Introducción

México presenta una alta tasa de crecimiento de la demanda de energía eléctrica. De acuerdo con el escenario de planeación que la Comisión Federal de Electricidad (CFE) realizó para el estudio del "Desarrollo del mercado eléctrico 2000-2009", el consumo nacional crece a una tasa media de 6.6% anual. Se ha estimado que para satisfacer esta creciente demanda es necesario incorporar al Sistema Eléctrico Nacional 26 281 MW de capacidad en el periodo 2000-2009 con miras a seguir creciendo en el futuro.

El uso de combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural) que son recursos no renovables, implica un impacto ambiental que es necesario disminuir. La preocupación principal se dirige actualmente a la producción de dióxido de carbono, que contribuye al aumento del efecto invernadero, lo que puede estar conduciendo ya a un cambio climático. Es necesario por tanto, preparar la sustitución gradual de estos energéticos no renovables por energías renovables que no produzcan esos impactos ambientales.

Con base en la información disponible sobre el aprovechamiento de la energía eólica, en este documento se analizan los mecanismos de penetración de esta energía en otros países y en México, para establecer la factibilidad de un programa nacional de utilización de la energía eólica para generar electricidad.

Los mecanismos analizados son referentes a la tecnología, las estrategias y regímenes políticos que se han desarrollado en diferentes países para el aprovechamiento del recurso energético del viento; así como a la tecnología, los proyectos piloto, las investigaciones anemométricas en diferentes puntos del territorio nacional y las propuestas políticas que se han realizado para el aprovechamiento del mismo en México.

Mención aparte merece el análisis de costos que se hace comparando el costo del kWh generado por una central eoloelectrónica con el costo del kWh generado por otro tipo de centrales eléctricas, con la finalidad de conocer sus posibilidades competitivas, económicamente hablando, ya que es éste el principal factor que ha impedido la inclusión de la energía eólica en la generación total del país.

Considerando los escenarios mencionados, esperamos que la información contenida en este documento despierte el interés de apoyar el aprovechamiento de la energía eólica y se considere en la planeación de la capacidad que se instalará para satisfacer la futura demanda de energía eléctrica en México, contribuyendo así

a la reducción de energéticos no renovables y con ello a la reducción del impacto ambiental que conlleva la generación de electricidad.

## Capítulo 1

# Antecedentes históricos del aprovechamiento de la energía eólica



# Antecedentes históricos del aprovechamiento de la energía eólica

Eolo, Dios del Viento, considerado así por los antiguos griegos, es de ahí de donde deriva el término “EÓLICO” que se emplea para identificar este recurso energético.

La energía del viento no es un descubrimiento de este siglo, ni siquiera del anterior, en realidad el viento constituye una de las más antiguas fuentes de energía aprovechadas por el hombre. Sin embargo, ocurre como en la mayoría de las fuentes renovables, que con el uso del carbón y después el descubrimiento del petróleo todo se resumió al menor esfuerzo y a lo más confiable, relegando otros recursos que seguramente de no haber sido interrumpida su evolución (y en algunos casos abandonada), hoy gozarían de otro prestigio. No obstante, y afortunadamente, ésta ha sido retomada en las últimas décadas consiguiendo considerables logros que alimentan tal prestigio.

Hoy nos vemos sorprendidos con las grandes máquinas y las llamadas “granjas eólicas”, pero vale la pena comentar como fue la evolución de esta técnica del viento.

### Un poco de historia

Aunque el aprovechamiento de la energía eólica data de las épocas más remotas de la humanidad, ya que existen grabados egipcios sobre navegación a vela fechados 5000 años a. c., la primera noticia escrita que se tiene al respecto se refiere a un molino que Heron de Alejandría construyó en el siglo II a. c. para proporcionar aire a su órgano.

Se sabe que, ya en el siglo VII en Persia, se utilizaban molinos de viento para regar y moler grano. En estos primeros molinos la rueda que sujetaba las aspas era horizontal y se sustentaba sobre un eje vertical. No resultaban muy eficaces, pero aun así, se extendieron por China y Oriente próximo.

Hacia el siglo VIII aparecieron en Europa, procedentes del este, grandes molinos de eje horizontal con cuatro aspas. Su fabricación en gran número, en particular por los holandeses, les hizo alcanzar una gran perfección, pese a que, debido a las dimensiones de sus aspas distaban mucho de recoger el máximo de potencia. Necesitaban una regulación de la orientación de las aspas. Siempre sucede esto en los molinos de viento de eje horizontal que han de hacer siempre frente al viento. Estos molinos eran muy adecuados para vientos del orden de 5 m/s.



Fig. 1.1. Antiguos molinos de viento, izquierda: tipo persa, derecha: tipo holandés

Es a partir de los siglos XII-XIII cuando empieza a generalizarse el uso de los molinos de viento para la elevación de agua y la molienda de grano; los más antiguos aparecieron en Turquía, en Irán y en Afganistán a principios del siglo XII. Europa se llenó a su vez de molinos, sobre todo en lo que ahora es Bélgica y en los Países Bajos. Los molinos de Holanda tenían cuatro aspas de lona, mientras que los de Baleares y Portugal tenían seis, y los de Grecia, doce. Los molinos con gran número de palas determinan velocidades de rotación relativamente bajas y un funcionamiento útil a partir de velocidades del viento del orden de 2 m/s.

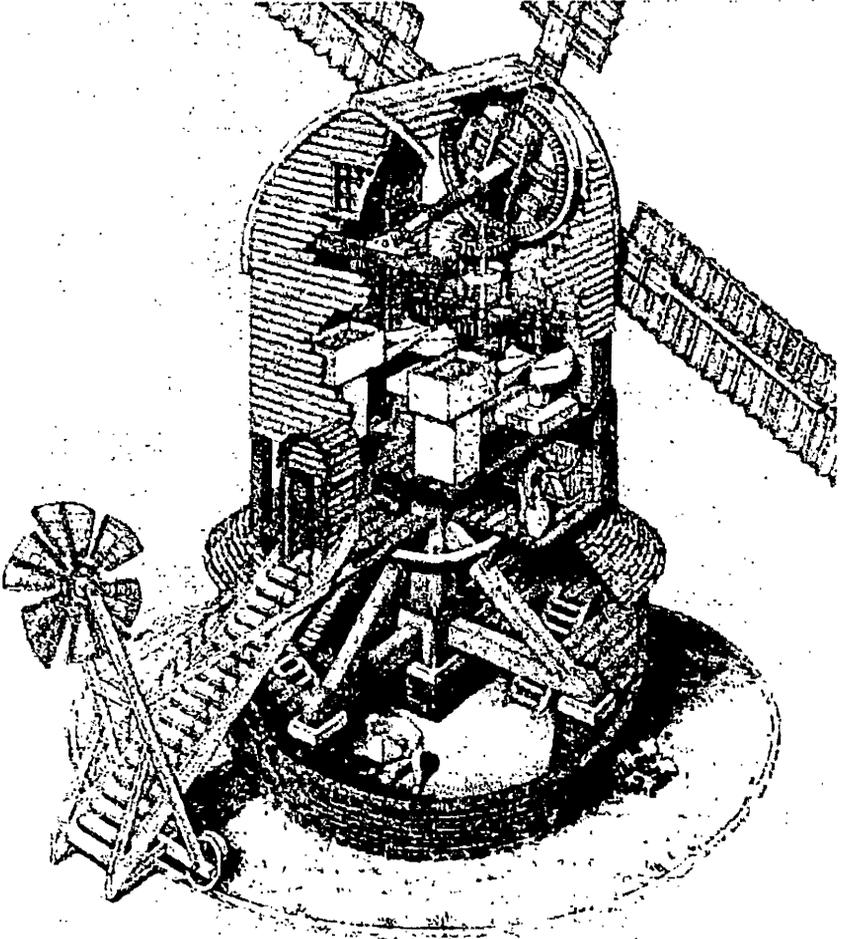


Fig. 1.2. Interior de un molino de viento antiguo.

Todos estos molinos se mantendrán hasta bien entrado el siglo XIX. El desarrollo de los molinos de viento se interrumpe con la revolución industrial y la utilización masiva de vapor, la electricidad y los combustibles fósiles como fuentes de energía motriz. Es sin embargo en la segunda mitad del siglo XIX cuando tiene lugar uno de los más importantes avances en la tecnología del aprovechamiento del viento, con la aparición del popular "Molino multipala tipo americano", utilizado para bombeo de agua prácticamente en todo el mundo, y cuyas características habrían de sentar las bases para el diseño de los modernos generadores eólicos.

Fue entre las guerras mundiales cuando aparecieron, como consecuencia de los progresos técnicos de las hélices de aviación, los proyectos de grandes aerogeneradores de dos o tres palas. Se tendió a construir casi únicamente los de dos, ya que resultan mas baratos. Incluso se pensó en utilizar una única pala equilibrada con un contrapeso. Estos aerogeneradores giran más rápidamente que los multipalas, lo que constituye una ventaja cuando se trata de alimentar máquinas de gran velocidad de rotación como los alternadores eléctricos.

Los aerogeneradores de eje vertical tienen la ventaja de adaptarse a cualquier dirección del viento. Por ello se los llama panémonos (todos los vientos). No precisan dispositivos de orientación. En su forma más moderna derivan todos ellos del inventado en 1925 por el ingeniero francés Darrieus, patentado en Estados Unidos y luego caído en un olvido casi total.



Fig. 1.3. Aerogenerador tipo Darrieus

El primer gran aerogenerador de eje horizontal fue construido en Francia, en 1929, pero se rompió a causa de una violenta tormenta. La Compañía

Electromecánica construyó e instaló en Le Bourget un aerogenerador de dos palas de 20 metros de diámetro. El aparato fue destruido por las ráfagas de viento.

En Rusia se puso en funcionamiento en 1931, en Crimea, frente al Mar Negro, un aerogenerador de 30 metros, que tenía que proporcionar 100 kW a la red de Sebastopol, la media durante dos años fue de 32 kW.

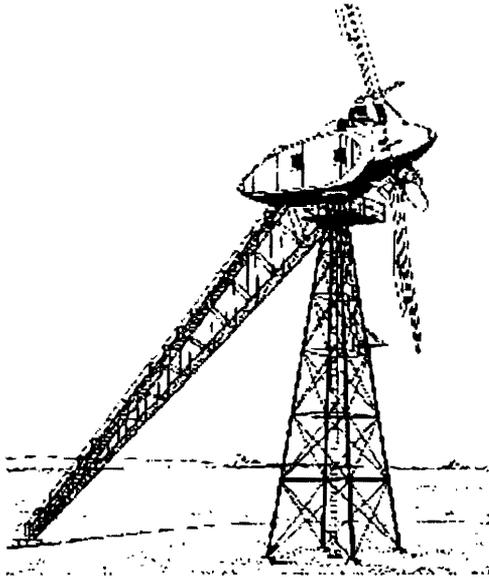


Fig. 1.4. Planta eólica de 100 kW de potencia, construida en Balaclava, Yalta (URSS) en el año 1931.

En 1941 en Estados Unidos se construyó un bipala de 53 m de diámetro, previsto para una potencia máxima de 1 250 kW que se instaló en Vermont, en el nordeste de EEUU. Las primeras pruebas, iniciadas en octubre de 1941 continuaron durante unos 15 meses. Un pequeño incidente en 1943 bloqueó la máquina durante dos años, ya que las dificultades ligadas a la guerra retrasaron la fabricación de piezas nuevas. Vuelto a poner en marcha, el aerogenerador proporcionó corriente al sector durante veintitrés días, luego se rompió una de las palas y se abandonó el proyecto.

También en Estados Unidos, pero ya en 1975 se pusieron en servicio los aerogeneradores Mod. 0 con unas palas de metal con un diámetro de 38 metros, produciendo 100 kW. En 1977 se construyó el Mod. 0A que tenía 200 kW. La General Electric termina el bipala Mod. 1 en 1978 que con un diámetro de 60 metros acciona un alternador de 2 MW. Mientras la Boeing estudia el Mod. 2, ideal

para los vientos medios de las grandes llanuras, que con 91 metros de diámetro produce 2.5 MW, con palas de acero.

En Francia, un vasto programa patrocinado por Electricité de France, ha realizado un estudio del viento en todas las regiones y ha construido varios grandes aerogeneradores experimentales. El aerogenerador "Best, Romani" tripala de 30 m de diámetro con chapas de aleación ligera fue instalado en Nogent-le-Roy en Beauce. Podía proporcionar 800 kW a la red con un viento de 60 Km/h. Esta máquina experimental aportó entre 1958 y 1962 un gran número de informaciones sobre su funcionamiento en condiciones reales de explotación. La compañía Neyrpic instaló en Saint-Rémy-des-Landes (Manche) dos aerogeneradores de tres palas. El primero de 21 metros de diámetro y que producía 130 kW de potencia, funcionó hasta marzo de 1966. El otro, de 35 metros y previsto para producir 1000 kW, proporcionó una potencia satisfactoria durante las pruebas, pero la ruptura de un asa en 1964 hizo que se abandonase el programa de estudios.

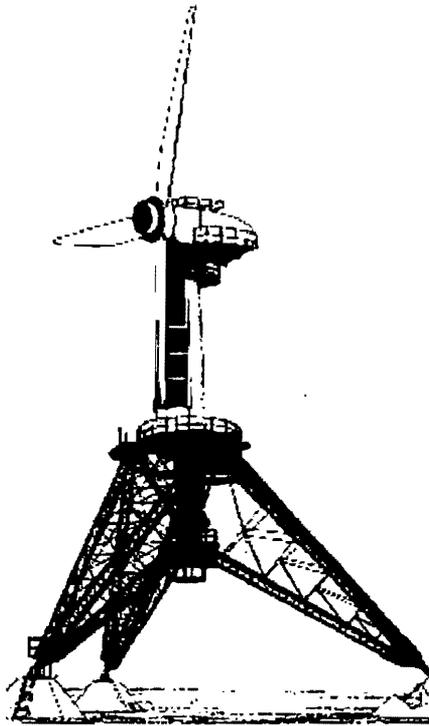


Fig. 1.5. Planta eólica de Best-Romani de 800 kW de potencia construida en Noi-Le-Regent, Francia en 1957.

En Alemania se construyó entre 1955 y 1957 un aerogenerador de dos palas de 34 metros de diámetro, de fibra de vidrio, instalado a 80 km al este de Stuttgart. Esta máquina funcionó hasta 1968.

Dinamarca construyó en 1957 el "Gedser Mill", hélice de tres palas de 24 metros de diámetro que funcionó hasta 1968. Producía 200 kW con una velocidad del viento en el eje de la máquina de 15 m/s.

El bajo precio del petróleo determinó entonces la suspensión total de los grandes proyectos en todo el mundo. Pero en los años 70, coincidiendo con la primera crisis del petróleo, se inicia una nueva etapa en el aprovechamiento de la energía del viento. Las aplicaciones de las modernas tecnologías, y en especial de las desarrolladas para la aviación, ha dado como resultado la aparición de una nueva generación de máquinas eólicas muy perfeccionadas, y que permiten su explotación, bajo criterios de rentabilidad económica, en zonas de potencial eólico elevado.

A principios de los años 70 los norteamericanos, enfrentados al aumento de los problemas de abastecimiento de energía, iniciaron un amplio programa para explotar la energía eólica. En aquel momento se estimaba, en efecto, que esta energía renovable podría, aparte de sus aplicaciones tradicionales, proporcionar kWh a las redes eléctricas a un precio igual o inferior al de las centrales térmicas.

La verdad es que los primeros años fueron difíciles, pero incentivos fiscales que se manejaron en apoyo a la energía eólica, estimularon la rápida construcción de aerogeneradores cuyo diseño no se había sometido a pruebas rigurosas, y las averías menudeaban. Hoy, resueltos la mayoría de los problemas, la economía de la generación eólica ha mejorado notablemente. Desde 1981, el coste de la energía eléctrica generada con la energía del viento ha caído considerablemente. De las reducciones en coste, pocas son atribuibles a innovaciones técnicas. Salvo las paletas de material compuesto ligero y las turbinas controladas por microprocesador, los aerogeneradores comerciales no incorporan novedades substanciales, aerodinámicas o de proyecto, respecto a los que se construyeron hace 50 años. La reducción de costos de la energía eólica obedece, sobre todo, a la experiencia de los años, que lleva consigo la introducción de métodos normalizados. En las industrias, los fabricantes se aplicaron a las técnicas de producción en masa; en el campo, los especialistas aprendieron a escoger los emplazamientos mejores y a acomodar el calendario de mantenimiento a los períodos de viento flojo. Las últimas turbinas eólicas, de técnica más depurada, prometen ulteriores ahorros.

Un caso muy relevante en el desarrollo de la tecnología que aprovecha el recurso energético del viento es el caso de Dinamarca, por lo cual se hace un apartado para hablar de la historia de los aerogeneradores en este país que a continuación se presenta.

## En Dinamarca

Fue el danés Paul la Cour (1846-1908) el pionero de las modernas turbinas eólicas generadoras de electricidad. En 1891 construyó la primera del mundo.

Paul la Cour fue también uno de los pioneros de la moderna aerodinámica, y construyó su propio túnel de viento para realizar experimentos. Se preocupaba del almacenamiento de energía y utilizaba la electricidad de sus turbinas eólicas para producir electrólisis y obtener así hidrógeno para las lámparas de gas de su escuela. La Cour impartía cada año diversos cursos para electricistas eólicos en el instituto Folk de Askov, Dinamarca. Fundó la "Society of Wind Electricians", que en 1905, un año después de su fundación, contaba con 356 miembros.

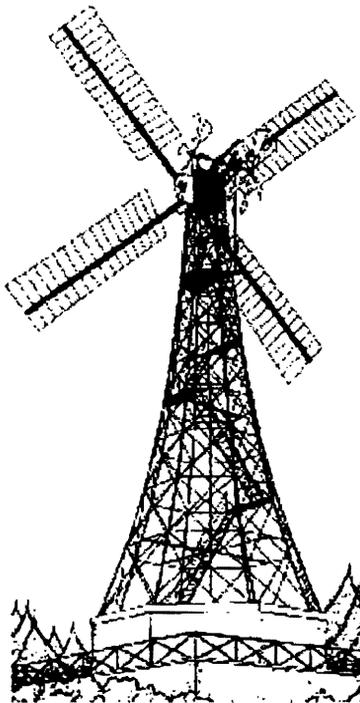


Fig. 1.6. Aerogenerador Lacour. Construido en 1891, fue una de las primeras máquinas eólicas pensada y diseñada para generar electricidad.

Paul la Cour también publicó la primera "revista de electricidad eólica" del mundo. En 1918 unas 120 empresas públicas locales tenían un aerogenerador, generalmente del tamaño de 20 a 35 kW, haciendo un total de tres MW de potencia instalada. Estas turbinas cubrían alrededor de un 3% del consumo de electricidad de Dinamarca en aquel momento. Sin embargo, el interés danés en la energía eólica decayó en los años siguientes, aunque una crisis de suministro durante la Segunda Guerra Mundial hizo que se afianzara.

Durante la Segunda Guerra Mundial, la compañía danesa de ingeniería "F. L. Smidth" (ahora un fabricante de maquinaria para la industria cementera) construyó diversos aerogeneradores bi y tripala. De hecho los fabricantes daneses han fabricado realmente aerogeneradores bipala, aunque el denominado "concepto danés" se refiere a una máquina tripala. Todas estas máquinas (al igual que sus predecesoras) generaban corriente alterna.

La máquina F. L. Smidth tripala de la isla de Bogo, fabricada en 1942, ya se parece más a una máquina "danesa". Formaba parte de un sistema eólico-diesel que regía el suministro eléctrico de la isla.

En 1951, el generador de corriente continua fue sustituido por un generador asíncrono de corriente alterna, haciendo que esta segunda turbina generase así corriente alterna.

En los años 50, el ingeniero Johannes Juul, quien fue uno de los primeros alumnos Paul la Cour en sus cursos para "electricistas eólicos" en 1904, llegó a ser un pionero en el desarrollo de los primeros aerogeneradores en el mundo de corriente alterna en Vester Egesborg, Dinamarca.

En 1957 J. Juul construyó el innovador aerogenerador de Gedser para la compañía eléctrica SEAS en la costa de Gedser, en la parte sur de Dinamarca. La turbina tripala con rotor a barlovento, con orientación electromecánica y un generador asíncrono fue un diseño pionero de los modernos aerogeneradores, aunque su rotor con cables de acero parezca actualmente algo pasado de moda.

La turbina disponía de regulación por pérdida aerodinámica, y J. Juul inventó los frenos aerodinámicos de emergencia en punta de pala, que se sueltan por la fuerza centrífuga en caso de sobrevelocidad. Básicamente, el mismo sistema es hoy en día utilizado en las modernas turbinas de regulación por pérdida aerodinámica.

La turbina, que durante muchos años fue la más grande del mundo, fue increíblemente duradera. Funcionó durante 11 años sin mantenimiento.

Después de la primera crisis del petróleo de 1973, muchos países despertaron su interés en la energía eólica. En Dinamarca, las compañías de energía dirigieron inmediatamente su atención a la construcción de grandes aerogeneradores, al igual que sus homólogos de Alemania, Suecia, Inglaterra y los Estados Unidos.

En 1979 se construyeron en Dinamarca dos aerogeneradores de 360 kW, uno con regulación por cambio del ángulo de paso, y el otro de regulación por pérdida aerodinámica. En muchos sentidos corrieron la misma suerte que sus colegas del extranjero, que eran incluso de mayor tamaño: Las turbinas resultaron extremadamente caras y, en consecuencia, el alto precio de la energía eólica devino un argumento clave en contra de ésta.

Christian Riisager, construyó sin embargo un pequeño aerogenerador de 22 kW en su propio jardín utilizando el diseño del aerogenerador de Gedser como punto de partida. Utilizó componentes estándar que no resultaban caros (p.ej. un motor eléctrico como generador, partes de un vehículo como multiplicador y freno mecánico) donde le fue posible. La turbina de Riisager resultó ser un éxito en muchas casas particulares de Dinamarca, y su éxito proporcionó la inspiración para que los actuales fabricantes daneses de aerogeneradores empezasen a diseñar sus propios aerogeneradores a partir de los 80. La mayoría de las máquinas eran muy pequeñas para los estándares actuales, normalmente de 5 a 11 kW.

Una excepción importante a la regla de las máquinas pequeñas era la "máquina Tvind" de 2 MW, una máquina totalmente revolucionaria (también en el sentido político, estando construida por voluntarios idealistas, partidarios de la igualdad entre los sexos y otras actividades políticamente correctas, y que agitaban incluso el "libro rojo" del presidente Mao). La máquina es una máquina sotavento, con un diámetro de rotor de 54 metros, girando a velocidad variable con un generador síncrono, y con una conexión indirecta a red utilizando electrónica de potencia. La máquina todavía funciona perfectamente.

Así pues, el temprano desarrollo de los aerogeneradores daneses era un lejano eco de los programas de investigación subvencionados por el gobierno sobre grandes máquinas llevados a cabo simultáneamente en Alemania, Estados Unidos, Inglaterra, Suecia o Canadá.

Finalmente, versiones mejoradas de la clásica máquina tripala a barlovento del aerogenerador de Gedser resultaron ser los ganadores comerciales de esta competición intensa, aunque es verdad que no sin diversos naufragios, tanto mecánicos como financieros.

La máquina Bonus 30 kW, fabricada desde 1980, es un ejemplo de uno de los primeros modelos de los fabricantes actuales.

Al igual que la mayor parte del resto de fabricantes daneses, la compañía se dedicaba inicialmente a la fabricación de maquinaria agrícola.

El diseño básico de estas máquinas se desarrolló mucho más en las siguientes generaciones de aerogeneradores.

La generación de aerogeneradores de 55 kW que fueron desarrollados en 1980-1981 supuso la ruptura industrial y tecnológica para los modernos aerogeneradores. El costo del kWh de electricidad cayó alrededor de un 50% con la aparición de esta nueva generación. La industria eólica se hizo mucho más profesional, y el desarrollo paralelo del método del Atlas Eólico Europeo por el Laboratorio Nacional Risoe fue extremadamente importante en la disminución de los costos del kWh.

Miles de estas máquinas fueron instaladas en el programa eólico de California a principios de los 80. La Micon de 55 kW es un ejemplo de tales máquinas, instalada en un enorme parque eólico de más de 1 000 máquinas en Palm Springs (California).



Fig. 1.7. Parque eólico en Palm Springs, California

Habiendo empezado series de fabricación de aerogeneradores unos cinco años antes, los fabricantes daneses disponían de mucho más que de una simple hoja de servicios respecto al resto de compañías de otros países. Alrededor de la mitad de los aerogeneradores instalados en California son de origen danés.

El mercado de energía eólica en Estados Unidos desapareció de la noche a la mañana con la desaparición de los esquemas de apoyo californianos alrededor de 1985. Desde entonces, sólo una pocas nuevas instalaciones han sido puestas en servicio, aunque finalmente el mercado parece haberse recuperado. Alemania es ahora el principal mercado mundial, y el país con la mayor potencia eólica instalada.

Así pues, puede notarse el dastacamento de diferentes países a lo largo de la historia en el aprovechamiento de este recurso energético del viento que la naturaleza nos regala, pero, ¿qué ha habido al respecto en México?. A continuación se presenta un poco de historia de la técnica eoloelectrica desarrollada en nuestro país.

## **En México**

En México, el desarrollo de la tecnología de conversión de energía eólica a electricidad, se inició con un programa de aprovechamiento de la energía eólica en el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) en febrero de 1977, cuando la Gerencia General de Operación de la Comisión Federal de Electricidad cedió al IIE la Estación Experimental Eoloelectrica de "El Gavillero", misma que en abril de 1976, en colaboración con el antiguo Instituto de Investigaciones de la Industria Eléctrica y el Taller de Estructuras de Celaya, Guanajuato, la Gerencia General de Operación de la CFE, construyó en el ejido El Gavillero, municipio de Huichapan, Hgo.

Inicialmente, se pretendía energizar el ejido ya electrificado y con servicio, a partir de una microcentral eólica, integrada por dos aerogeneradores australianos Dunlite de 2 kW cada uno, un banco de baterías, y un inversor de 6 kW para alimentar la red de distribución del poblado. El inversor, construido por personal de CFE, fallaba arriba de los dos kW de demanda por problemas de calidad de componentes, por lo que físicamente no pudo realizarse el experimento, sin embargo, estando instrumentado el sitio, se tenían los promedios horarios de velocidad del viento y conociéndose las características de respuesta de los aerogeneradores era posible estimar numéricamente la energía que podría suministrarse al ejido. El régimen de vientos del lugar producía exceso de energía en verano y déficit en invierno para el consumo normal del poblado.

La Estación Experimental de El Gavillero se habilitó como centro de prueba de pequeños aerogeneradores y en ella se construyó además un simulador de pozo de agua para la prueba y caracterización de aerobombas.

La estación experimental se ubicó en el ejido "El Gavillero", basándose en información cualitativa de los vientos que barren la región. Sin embargo, en el momento de iniciar la construcción, se contaba únicamente con mediciones puntuales a lo largo de tres semanas aproximadamente. El mástil del anemógrafo fue lo primero en instalarse y desde abril de 1976 se empezó a llevar un registro continuo durante las 24 horas del día.

La Estación estuvo en operación hasta 1996 en que fue desmantelada.

El IIE desarrolló y probó en El Gavillero, los siguientes prototipos de aerogeneradores:

- 1.- De 1.5 kW, eje horizontal, tres aspas de aluminio, con control centrífugo de ángulo de ataque.(1977-1978)
- 2.- El Fénix, de 2 kW, eje horizontal y tres aspas fijas de lámina de hierro y control de cola plegable.(1981-1983)
- 3.- 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)
- 4.- El Albatros II, de 10 kW, eje horizontal, tres aspas de fibra de vidrio superdelgada con control por torcimiento del aspa. (1986-1987)
- 5.- La segunda versión del Fénix, con tres aspas de fibra de vidrio. (1992-1995)
- 6.- La Avispa, de 300 Watts, eje horizontal, tres aspas de fibra de vidrio y control por timón de cola plegable. (1990-1995)
- 7.- También se desarrolló una aerobomba mecánica, denominada "Itia", de eje horizontal, 5 aspas metálicas, con potencia del orden de 1/4 de HP, que bombeaba agua de pozos de hasta 50 m de profundidad. Este sistema, probado también en El Gavillero, en el simulador de pozos, fue objeto de una patente para el IIE, y 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.

Las características de los aerogeneradores y su desarrollo se describen a continuación:

En 1978, se probó un aerogenerador de 1.5 kW con rotor horizontal de tres aspas de lámina de aluminio, que tenían control del ángulo de ataque para regular la potencia entregada. Después de las pruebas de caracterización, que resultaron satisfactorias y corroboraban las expectativas de diseño, estando parado, frenado y con las aspas amarradas a la torre, un gran remolino lo impactó, arrancándole dos aspas y destruyéndolas. Los exámenes posteriores evidenciaron un error en los procedimientos de soldadura en atmósfera inerte, en el soporte rotatorio del mango del aspa. Dicho prototipo no fue reconstruido al evidenciarse problemas de suministro de componentes y materiales, así como del control de calidad en los procesos de fabricación.

Con la experiencia adquirida, se inició el diseño y desarrollo de un aerogenerador de 2 kW denominado Fénix -por el ave que resurge de sus propias cenizas- de tres aspas fijas de lámina de hierro, el que sometido a pruebas y mejoras, evolucionó a tres aspas de fibra de vidrio de alta eficiencia aerodinámica, generador trifásico de imanes permanentes y sistema de control a base de timón de cola plegable, que lo mismo limita la potencia que lo inhabilita para condiciones de vientos extremos. Este pequeño aerogenerador es capaz de proporcionar del orden de 250 kWh por mes, lo que permitiría energizar una vivienda rural con todos los servicios eléctricos usados responsablemente. Este aerogenerador es también objeto de trámites de patentes y su transferencia a la industria está disponible.

El Albatros I constituyó el mayor aerogenerador desarrollado en México, de 10 kW de potencia eléctrica, en base a un generador de imanes permanentes de 28 polos y rotor de tres aspas de 11 metros de diámetro; fue concebido para operar como aerobomba eléctrica, accionando en régimen de velocidad variable una bomba eléctrica convencional, sumergida o vertical, de 7.5 a 10 HP, accionada con corriente trifásica a 220 Volts y frecuencia de 40 a 80 ciclos/segundo, dependiendo de la velocidad del viento. Del Albatros I se desarrollaron dos versiones, la aerobomba mecánica, con mecanismo de carrera variable, para optimar el aprovechamiento de la energía eólica en bombas de émbolo, y la eléctrica, trabajando en régimen de velocidad variable en la bomba, con el mismo fin, mejorar la eficiencia.

Este desarrollo se inició con el apoyo económico y asesoría de VITA (Volunteers in Technical Assistance) organización no lucrativa de divulgación técnica de los Estados Unidos para países en vías de desarrollo, que recibió financiamiento de la Fundación General Electric para este proyecto. Los trabajos posteriores en el Albatros II, y el Itia se realizaron con fondos proporcionados por el Programa Mar del Plata de la Organización de Estados Americanos (OEA). Este financiamiento en periodo de devaluaciones permitió habilitar un taller móvil y la construcción de un túnel de viento en la sede del IIE en Temixco, Morelos.

Durante las pruebas de la versión eléctrica del Albatros I en El Gavillero, vientos enrachados estando en operación, provocaron la fractura de la estructura de aluminio de una aspavela, partiéndose a la mitad. La estructura del aspavela falló por errores en el proceso de soldadura al recalentar el larguero principal y degradar sus características de resistencia a la tracción, fracturándose con el esfuerzo. El dacrón importado, de alto costo y las dificultades constructivas de la estructura de la aspavela, llevó a reconsiderar el diseño del rotor.

El Albatros II, se desarrolló también alrededor del concepto de la vela, sin usar una tela de alta resistencia, alto costo y de importación, sino un remedo semi rígido de fibra de vidrio, en que por torsión del aspa se varían las características aerodinámicas de la misma y se controla y limita la potencia transferida al rotor. Este aerogenerador, mucho más esbelto y sencillo, funcionaba bien en sus primeras pruebas operacionales. Antes de ser instrumentado para su caracterización, ya que en la Estación de El Gavillero se probaban simultáneamente otros dos aerogeneradores, -el Fénix de 2 kW y el Colibrí de 5 kW, el único aerogenerador fabricado y comercializado en México desde principios de los 80's-, lo impactó un gran remolino, estando parado y frenado, levantando el conjunto de bastidor y rotor, de más de 600 kilos, al menos 30 centímetros para sacarlo del mecanismo de tomamesa que en la cúspide de la torre de 18 metros, permite la orientación del conjunto para darle la cara al viento cuando está en operación. La caída fue catastrófica, ya que el conjunto del rotor, de tres aspas y 11 metros de diámetro, con largueros de aluminio, fue totalmente destruido.

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

Los recortes presupuestales obligaron a concentrarse nuevamente en pequeños aerogeneradores, desarrollándose el Avispa de 300 Watts, utilizando un alternador de automóvil, el que producido industrialmente con un generador de imanes permanentes sería nominalmente de 500 Watts. El Avispa resume la experiencia de más de una década diseñando, construyendo y probando aerogeneradores. Desde su diseño se consideraron tres criterios básicos, su confiabilidad y su reproducibilidad industrial a bajo costo. Este aerogenerador es objeto de patentes en trámite, por soluciones novedosas en los mecanismos de control y ensamble. El Avispa, equivalente ahora a seis paneles fotovoltaicos de 50 Watts pico, permitiría en una vivienda rural, energizar el alumbrado con lámparas fluorescentes compactas, el radio durante el día y una televisión en la noche, así como un pequeño refrigerador,

ya que proporcionaría del orden de 50 kWh al mes, en condiciones adecuadas de viento (5 m/s de promedio anual).

En el IIE se desarrolló también un pequeño aerogenerador de 50 Watts de 90 centímetros de diámetro, cuyo objetivo inicial era la recarga de las baterías automotrices usadas en energizar los anemómetros electrónicos con los que se realizaban los estudios del viento en los sitios de interés. Los anemómetros requerían al cabo de un mes de mediciones continuas que se reemplazaran las memorias y la batería por una recién cargada. La instalación de un pequeño aerogenerador en el mástil de los anemómetros mantendría permanentemente un nivel adecuado de carga en la batería. El desarrollo de la electrónica de estado sólido permitió diseñar anemómetros electrónicos de muy bajo consumo eléctrico, siendo suficiente un par de pilas alcalinas para sustituir la batería automotriz.

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, lo que se complementó con el desarrollo de anemocinemógrafos electrónicos, 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 y la Estación Experimental de El Gavillero, Hgo.

Por otro lado, también en 1977, el IIE inició el desarrollo del proyecto "Sistemas Energéticos Integrados", contratado por la Gerencia General de Electrificación Rural de la CFE, con el objeto de analizar alternativas de tecnologías sencillas, de bajo costo y fáciles de operar, para suministrar energía a pequeñas comunidades no electrificadas y alejadas de las líneas de distribución, para su aplicación en actividades productivas.

Con el propósito de llevar a cabo su implantación en comunidades piloto, se estableció contacto con el Programa de Inversiones Públicas para el Desarrollo Rural (PIDER), el que mostró interés en la aplicación de los sistemas en las comunidades ubicadas en las zonas asistidas por él. A tal efecto, en julio de 1978, se estudiaron preliminarmente 56 comunidades con posibilidades de selección. San Rafael, S.L.P. resultó interesante desde varios puntos de vista, siendo uno de ellos su característica de vientos vespertinos.

El 14 de agosto de 1978 la comunidad fue visitada por personal de la Gerencia de Electrificación Rural de la CFE y del IIE, para verificar el sitio y sus características físicas y sociales para realizar el anteproyecto de un sistema energético integrado, que se probaría en forma piloto en dicha comunidad.

Tal anteproyecto se realizó a fines de agosto de ese año, y la fuente de energía no convencional de principal aplicación resultó ser la energía eólica, en una primera etapa para bombeo de agua y en una segunda etapa para generación de electricidad.

Los prototipos de aerogeneradores probados en San Rafael por el IIE son los siguientes:

- 1.- Aeromotor de velas para aplicaciones mecánicas.
- 2.- Aerobomba de tipo Savonius.
- 3.- Aerogenerador experimental con rotor tipo Savonius de 200 W.

Las características de los aerogeneradores y su desarrollo se describen a continuación:

El aeromotor de velas está basado en el diseño realizado por Windworks, en colaboración con Buckminster Fuller, para el Brace Institute de la Universidad de McGill en Canadá. Las modificaciones principales respecto al diseño original se hicieron en la masa de fijación de los mástiles, y en la utilización de mástiles de aluminio extruido con perfil aerodinámico usado en la construcción de pequeños veleros en México, en lugar de mástiles de madera. Los resultados obtenidos muestran que el comportamiento aerodinámico de éste primomotor mejora las características del diseño original; además, en México esta solución resulta más económica y confiable que los mástiles de madera.

El aeromotor se montó para sus pruebas en San Rafael, en octubre de 1979. Estas se limitaron a caracterizarlo como aeromotor, considerando en su comportamiento rotor y transmisión como una sola unidad, y fueron orientadas a determinar par en la flecha y rpm contra velocidad del viento.

El equipo sufrió pequeños desperfectos tanto en el transporte hasta San Rafael como durante la maniobra de montaje, que reparados provisionalmente permitieron efectuar las pruebas; empero, se evidenció tanto al efectuarlas como al analizar los datos, la persistencia de efectos negativos por deficiente orientación al viento, dada la rigidez azimutal en la tomamesa por desalineación durante la maniobra. Con base en los datos obtenidos, se dimensionó la transmisión mecánica para acoplar la unidad a una bomba de agua recíproca.

Basado en experiencias anteriores en México y otros países, el prototipo de la aerobomba de tipo Savonius está íntegramente diseñado en el IIE. Su instalación

para pruebas se llevó a cabo en octubre de 1979, en San Rafael. La máxima eficiencia obtenida en las pruebas fue de 0.14, por bajo régimen de viento durante el periodo de pruebas. Su coeficiente de potencia  $C_p$  max se estima igual a 0.2.

Esta aerobomba fue retirada de San Rafael al quedar establecido que por sus características de comportamiento, dado el viento en dicho sitio, la extracción de agua a 30-m de profundidad no sería eficiente, trasladándose a "La Pila" S.L.P., donde el agua se encuentra a 10m, con el fin de poder evaluar sus características operacionales con base en un periodo de operación extenso.

El equipo del aerogenerador experimental tipo Savonius de 200 W fue diseñado y construido como una alternativa viable a unidades comerciales del tipo Windcharger de 200 W.

Este prototipo se instaló en julio de 1979, en la azotea de la cooperativa de San Rafael, para sus pruebas. Los regímenes de viento que se tuvieron durante los periodos de prueba no fueron lo suficientemente altos para hacerlo funcionar hasta su capacidad nominal de diseño; sin embargo, se obtuvieron características de comportamiento del rotor que permitieron evaluar su rango de operación. Asimismo, y con base en estas observaciones e información complementaria sobre este tipo de rotores, se propusieron modificaciones para aumentar su potencia, esperando obtener 150 W eléctricos con vientos de 9.65 m/s para 1500 rpm en el generador.

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.

A mediados de 1994 entró en operación en la Venta, Oaxaca, una central eoloeléctrica 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, ha presentado factores de planta anuales del orden del 60%, cuando la media en Dinamarca y California es del orden del 25%. Esta minicentral representa la primera experiencia para CFE de la interconexión de eoloeléctricas al sistema eléctrico interconectado.

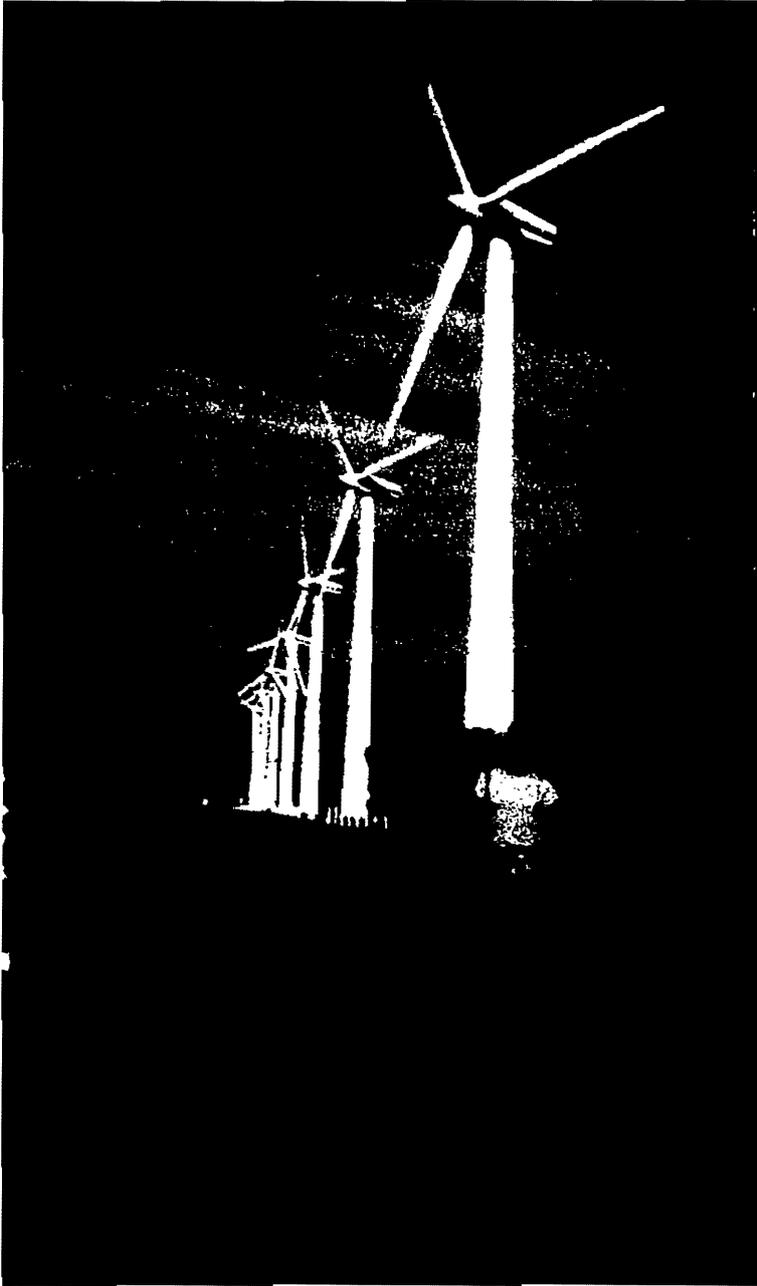
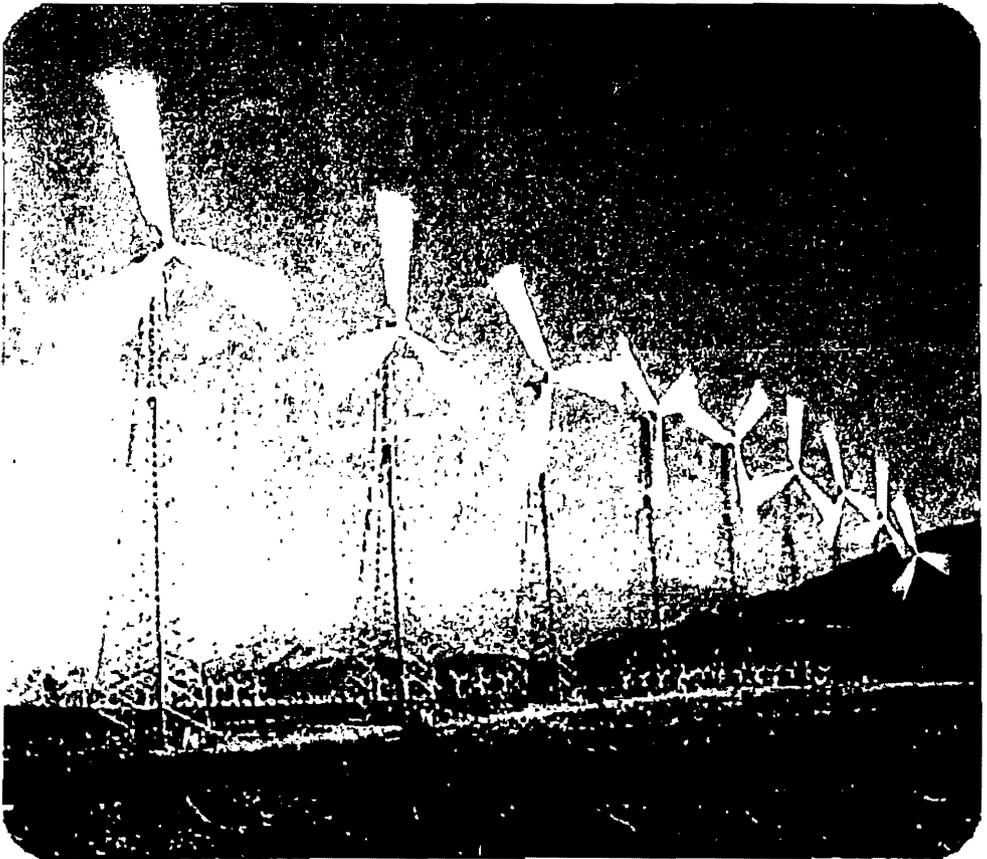


Fig. 1.8. Central Eoloeléctrica La Venta, Oaxaca

## Capítulo 2

# Tecnología disponible para el aprovechamiento de la energía eólica



# Tecnología disponible para el aprovechamiento de la energía eólica

## Introducción

El aprovechamiento de la energía del viento se realiza mediante un sistema conversor denominado sistema eoloelectrico, el cual se compone de las siguientes partes principales: a) el rotor que a su vez está compuesto por las aspas y el eje al que están unidas, y que convierte la energía cinética del viento en un movimiento rotatorio en la flecha principal del sistema; b) un sistema de transmisión, que acopla esta potencia mecánica de rotación a un dispositivo de acuerdo con el tipo de aplicación; c) un motor, una bomba o un generador eléctrico según sea el caso de aplicación; d) los controles que mantienen al sistema en el estado adecuado y e) la torre que soporta al conjunto de todos estos componentes.

Respecto a la aplicación, si se trata de bombeo de agua el sistema se denomina aerobomba, si acciona un dispositivo mecánico se denomina aeromotor y si se trata de un generador eléctrico se denomina aerogenerador.

En la actualidad, la generación de electricidad es la aplicación más importante de este tipo de sistemas y es a donde encaminaremos el estudio.

Dentro de la tecnología de los aerogeneradores también podemos hablar de diferentes aplicaciones las cuales dependen del tamaño de éstos; en la actualidad se cuenta con dos tipos: aerogeneradores para aplicaciones aisladas y aerogeneradores para aplicaciones interconectadas.

Los aerogeneradores para aplicaciones aisladas son máquinas pequeñas que se utilizan para alimentar cargas que se encuentran en puntos alejados de las redes eléctricas convencionales, o para autoabastecimiento. En caso de estar condicionados por un horario o una continuidad se precisa introducir sistemas de baterías de acumulación o combinaciones con otro tipo de generadores eléctricos (grupos diesel, placas solares fotovoltaicas, centrales minihidráulicas, etc.). En el

mercado actual se ofrecen con una capacidad unitaria inferior a 35 kW pero se pueden integrar arreglos con varias unidades para lograr suministrar energía eléctrica a cargas más grandes.

Los aerogeneradores para aplicaciones interconectadas son máquinas de tamaño considerable que, como su nombre lo indica, son conectadas a una red eléctrica convencional. Constituyen instalaciones de capacidad importante conocidas como parques eólicos. En el mercado actual se ofrecen unidades en capacidades que van desde 200 a 2,500 kW.

Por su apariencia se podría pensar que los dos tipos de aerogeneradores son muy similares; sin embargo, existen diferencias técnicas importantes en relación con su diseño y funcionalidad. En este capítulo se habla de la tecnología eoloeléctrica en general denotando tales diferencias.

Los sistemas eólicos tienen diferentes formas de ser clasificados ya sea por su aplicación o tamaño, como ya se mencionó anteriormente, o bien por la configuración, el emplazamiento del rotor y los mecanismos de orientación.

En cuanto a la clasificación de los sistemas eólicos por su configuración, ésta puede hacerse con base en los componentes del sistema o bien acudiendo a la orientación del eje del rotor con respecto a la dirección del viento, en virtud de que el rotor constituye una de las partes principales de los sistemas eólicos. De ahí se derivan dos tipos, los de eje horizontal y los de eje vertical.

Por otra parte, existen sistemas con diversos emplazamientos del rotor y de los mecanismos de transmisión y control. Los tipos de emplazamiento son: barlovento (viento-arriba), donde el rotor se localiza frente a la torre y los dispositivos de transmisión y control en su parte superior; y sotavento (viento-abajo), donde la situación es inversa, el rotor se localiza detrás de la torre.

En cuanto a los mecanismos de orientación del rotor, se tienen tres tipos: libre, dirigida (mediante un motor), y amortiguada (a través de un dispositivo que retarda la vuelta del rotor conforme cambia la dirección del viento).

A lo largo del tiempo se han desarrollado aerogeneradores con diversos modelos de rotores, tanto del tipo eje vertical como del horizontal. Sin embargo, en las instalaciones eoloeléctricas actuales, el tipo de aerogeneradores que se está utilizando, debido a que son los únicos que han alcanzado un grado de madurez aceptable tanto en lo técnico como en lo económico son los de eje horizontal. Así pues la información que a continuación se presenta es referente a los aerogeneradores con rotores de eje horizontal.

## Aerogeneradores de eje horizontal

Con base en el concepto de aerogeneradores de eje horizontal, se desarrolló una amplia variedad de modelos que ahora se ofrecen comercialmente. Algunas de las diferencias entre ellos son:

- El tipo de subsistemas que se utilizan para la conversión mecánico-eléctrica.
- Los métodos para controlar la velocidad de rotación en operación normal.
- El número y características de las aspas con que se construye el rotor.
- El tipo y número de mecanismos de seguridad.
- Los subsistemas utilizados para incrementar la eficiencia y la confiabilidad de la máquina.
- Los métodos, elementos y subsistemas que se usan para suavizar la conexión a la red eléctrica y mejorar la calidad de la energía generada; o bien, los de almacenamiento que se usan en el caso de sistemas aislados.
- Los métodos y elementos que se utilizan para reducir efectos que limitan su aceptación pública.



Fig. 2.1. Vista exterior de un aerogenerador de eje horizontal

## Principio funcional básico

Los subsistemas principales con que se integra un aerogenerador de eje horizontal se listan a continuación y se ilustran en la figura 2.2.

- Rotor (juego de palas, buje y nariz).
- Tren de potencia (flecha principal, caja multiplicadora y acoplamientos).
- Generador eléctrico.
- Subsistema de orientación al viento.
- Subsistema de regulación de potencia.
- Subsistema de seguridad
- Chasis principal.
- Torre

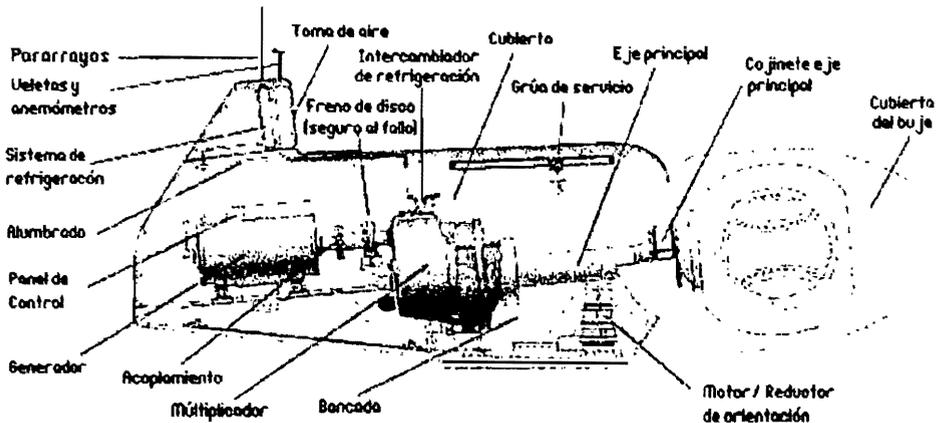


Fig. 2.2. Elementos principales de un aerogenerador moderno de eje horizontal

Para transformar la energía eólica en electricidad, un aerogenerador capta la energía cinética del viento por medio del rotor aerodinámico y la transforma en energía mecánica que concentra sobre su eje de rotación o flecha principal. La energía mecánica se transmite a la flecha de un generador eléctrico mismo que transformará esta energía recibida en energía eléctrica.

La potencia entregada por el aerogenerador dependerá tanto de la velocidad del viento como del área barrida por las palas del rotor de acuerdo con:

$$P_w = \frac{\rho v^3}{2} \text{ Watts por m}^2$$

donde  $P_w$  es la potencia en Watts,  $\rho$  es la densidad del aire y  $v$  la velocidad del viento.

Los aerogeneradores de eje horizontal cuentan con un subsistema que controla la orientación del rotor hacia el viento, ya que una desalineación con respecto al mismo reduce la cantidad de energía eólica capturable. Para ello, la gran mayoría de los aerogeneradores comerciales, utilizan sistemas activos basados en servomecanismos, aunque también los hay controlados aerodinámicamente.

Los aerogeneradores cuentan con dos o más subsistemas de seguridad enfocados a minimizar el riesgo de fallas que pudieran traducirse en daño a los humanos, así como a salvaguardar la integridad física del equipo.

Todos los aerogeneradores para aplicaciones interconectadas cuentan con un sistema electrónico dedicado al control y la adquisición de datos (SCADA). Independientemente de que las máquinas formen parte de una central integrada con varias turbinas, cada aerogenerador cuenta con su propio control.

El chasis principal es una estructura metálica donde se monta el tren de potencia, el generador eléctrico, las mordazas del freno y, es su caso, las unidades hidráulicas. Recibe las cargas del rotor a través del tren motriz y las transmite a la torre vía del subsistema de orientación.

En un aerogenerador de eje horizontal, tanto el rotor aerodinámico como el tren motriz y el generador eléctrico se instalan sobre una torre de altura considerable. El objetivo de esto es tomar ventaja del incremento de la velocidad del viento con la altura sobre el terreno, y por consecuencia, de mayor contenido energético. La cantidad de energía capturable que se puede ganar con el incremento en la altura depende del régimen de viento en el sitio y del tipo de terreno.

El desempeño de un aerogenerador se representa por una curva de potencia donde se grafica la potencia eléctrica que entrega el sistema, en las terminales de su generador eléctrico en función de la velocidad del viento, medida al centro del rotor. Las curvas de potencia varían de un modelo de aerogenerador a otro. Estas curvas se utilizan, como un dato de entrada, para estimar la cantidad de energía eléctrica que un aerogenerador específico produciría al operar bajo un régimen de viento dado (fig.2.3).

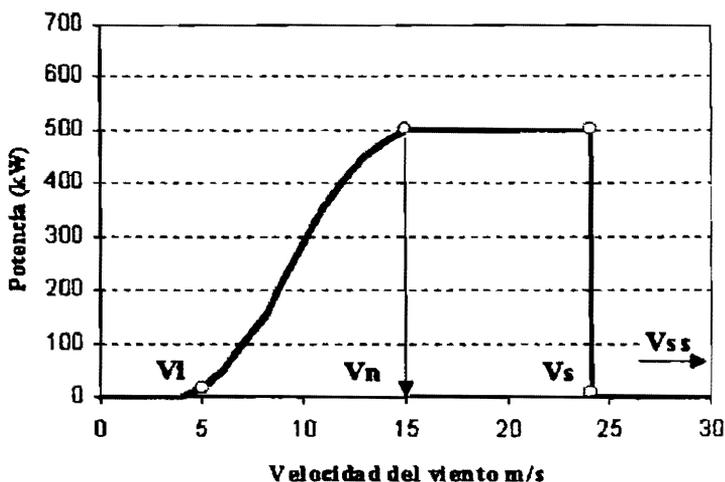


Fig. 2.3. curva de potencia hipotética en un aerogenerador de 500 kW con regulación ideal de potencia.

La curva de potencia de un modelo determinado se obtiene experimentalmente por pruebas detalladas en condiciones de viento libre (para la estimación del potencial de producción de electricidad no son apropiadas las curvas derivadas de un análisis teórico o las que se obtienen bajo condiciones controladas). Para ello, la Comisión Eletrotécnica Internacional emitió la norma IEC 61400-2. Existen centros de prueba especializados en las pruebas de comportamiento de aerogeneradores, tal como los Laboratorios RISO en Dinamarca. En estas curvas existen cuatro puntos de referencia, cuyos valores trascienden en cuanto a la respuesta operacional de los aerogeneradores. Esos puntos son:

$V_i$  = Velocidad de inicio de generación.

Velocidad mínima del viento, a la altura del centro del rotor, a la cual el aerogenerador comienza a producir potencia aprovechable.

$V_n$  = Velocidad nominal.

Velocidad del viento específica, a la altura del centro del rotor, a la cual un aerogenerador logra alcanzar su valor nominal de potencia de salida.

$V_s$  = Velocidad de salida.

Velocidad máxima del viento, a la altura del centro del rotor, para la cual un aerogenerador está diseñado para producir potencia aprovechable. Nota: A esta velocidad el aerogenerador tiene que ejecutar un paro forzado automático para evitar su operación por arriba de los niveles máximos de diseño.

V<sub>ss</sub> = Velocidad de supervivencia.

La velocidad máxima del viento, para la cual un aerogenerador está diseñado para mantenerse sin daño a los componentes estructurales o para no perder su capacidad de funcionar normalmente.

Es importante notar que la curva de potencia de un aerogenerador se obtiene mediante la adquisición de una considerable cantidad de datos de la velocidad del viento (referida a la altura del centro del rotor) y de la potencia eléctrica de salida. La medición de ambas variables se desliza en forma simultánea con una velocidad de muestreo de 0.5 Hz o más rápida. De dichas muestras se obtienen los promedios en intervalos de 10 minutos, mismos que constituyen el conjunto de los “datos crudos” que se reducen estadísticamente para obtener la curva. Las mediciones se llevan a cabo bajo condiciones de operación “en viento libre” atendiendo a una serie de recomendaciones en cuanto a la exposición del aerogenerador al flujo eólico que tiene por objeto garantizar que los resultados de desempeño de la máquina no sean alterados por condiciones locales particulares. Adicionalmente, la norma internacional correspondiente especifica las características necesarias para el equipo de medición.

## **Tecnología de subsistemas**

### **Rotores y palas en un aerogenerador de eje horizontal**

En un aerogenerador el elemento esencial es el rotor, ya que su misión es transformar la energía cinética del viento en la energía mecánica que se utiliza para impulsar el generador eléctrico. El rotor está constituido principalmente por las palas.

Para determinar con precisión el diseño de las palas de un rotor de tal forma que se obtenga el mayor rendimiento posible, debe considerarse la forma que adopta la corriente de aire al atravesar la pala, cómo se distribuyen las presiones sobre su superficie y cuáles son las fuerzas aerodinámicas resultantes; para ello se recurre a los principios de aerodinámica.

#### *Principios de aerodinámica*

En el caso del ala de un avión que se mueve horizontalmente en una atmósfera estable, la velocidad del viento incidente es, a efectos prácticos, la propia velocidad del avión, y las fuerzas aerodinámicas que se producen sobre un determinado

segmento del ala se pueden descomponer en una fuerza vertical de sustentación, es decir, la fuerza de empuje hacia arriba debida a que el aire que se desliza a lo largo de la superficie superior del ala se mueve más rápidamente que el de la superficie inferior implicando esto una presión más baja en la superficie superior que permite al avión volar, y en otra fuerza de resistencia en la dirección de avance, que tiene que vencer el empuje de los motores para mantener la velocidad (fig. 2.4).

$$L = \frac{1}{2} \rho V^2 c \cdot C_l$$

$$D = \frac{1}{2} \rho V^2 c \cdot C_d$$

Donde:

L = Sustentación

D = Resistencia

$\rho$  = Densidad del aire

c = Cuerda del perfil

$C_l$  = Coeficiente de sustentación

$C_d$  = coeficiente de resistencia

$\alpha$  = ángulo de ataque

V = Velocidad de la corriente incidente

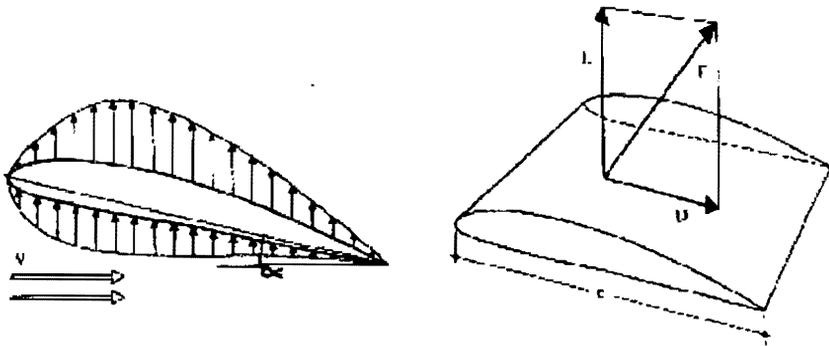


Fig. 2.4. Representación gráfica de la distribución de presiones que actúa sobre un segmento de ala de avión y de las fuerzas aerodinámicas resultantes.

Las cualidades aerodinámicas de un segmento del ala vienen definidas por su coeficiente de sustentación  $C_l$  y su coeficiente de resistencia  $C_d$ , que dependen básicamente de la forma del ala y del ángulo de ataque (figura 2.5). para un determinado tipo de perfil, los coeficientes  $C_l$  y  $C_d$  crecen linealmente a medida que crece el ángulo de ataque, hasta que alcanzan un valor en el que sufren una brusca variación. A este fenómeno se le conoce como "entrar en pérdida" y se manifiesta por una repentina pérdida de sustentación y un rápido incremento de la resistencia.

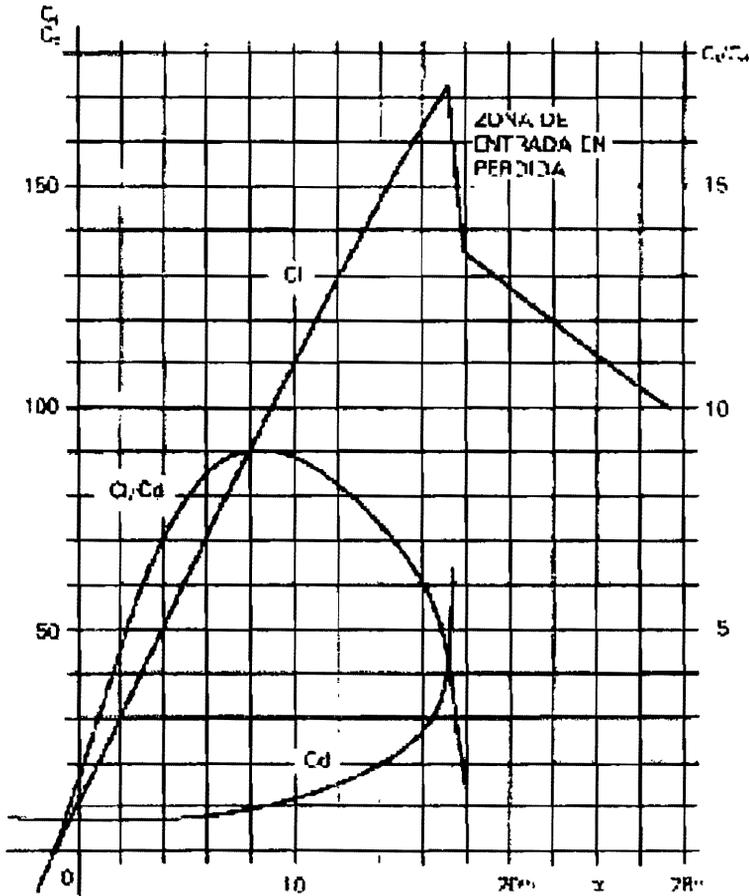


Fig. 2.5. valores típicos de los coeficientes de sustentación y de resistencia de un perfil aerodinámico.

La entrada en pérdida se produce debido al desprendimiento de la corriente de aire de la superficie del ala y a la formación de turbulencias en su parte posterior (figura 2.6).

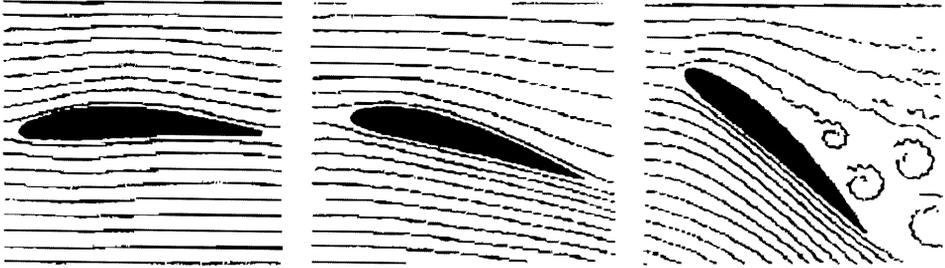


Fig. 2.6. Comportamiento de las líneas de corriente al atravesar un perfil aerodinámico, que se mueve en el seno de un fluido con diferentes ángulos de ataque.

En el caso del ala del avión, el ángulo de ataque más adecuado en condiciones normales de operación es en el que  $C_l / C_d$  alcanza su valor máximo, que corresponde al punto en el que se alcanza la mayor sustentación con relación al empuje de los motores. Es importante que este ángulo de ataque de diseño esté alejado de la zona de pérdida, para evitar el riesgo de una caída brusca de la sustentación.

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

El diseño de una pala lleva consigo la elección del perfil más adecuado, teniendo en cuenta sus características, teniendo en cuenta sus características aerodinámicas y su aspecto constructivo.

Una vez elegidos la forma del perfil, la velocidad de la corriente y el ángulo de ataque óptimo para un determinado segmento de ala, se pueden calcular las fuerzas de sustentación y de resistencia mediante los coeficientes característicos del perfil, e integrando a todo el ala, obtener las fuerzas totales que se ejercen sobre ella.

El problema se complica considerablemente si se tiene en cuenta que la velocidad de la corriente que incide sobre el ala se ve afectada por la perturbación que la propia ala causa sobre dicha corriente. Es decir, que las líneas descritas por las partículas de aire en su movimiento hacia el ala perciben su presencia y varían su trayectoria para evitarla. Estas variaciones en la velocidad de corriente se conocen como velocidades inducidas y hay que tenerlas en cuenta para determinar

con precisión el ángulo de incidencia real y la intensidad de la corriente que entra en el ala.

### *Aerodinámica de las turbinas de eje horizontal*

En el caso de las palas de un rotor eólico, las fuerzas aerodinámicas se generan de forma similar a las del ala del avión, pero con la complicación adicional de que a la velocidad del viento habrá que sumarle la velocidad que se produce a causa de la rotación de la pala. Esta velocidad debida a la rotación será mayor a medida que nos alejamos del eje y, en consecuencia, la velocidad de la corriente incidente crecerá con la distancia de cada segmento de pala al eje del rotor, y su ángulo de incidencia será diferente en cada uno de ellos (figura 2.7).

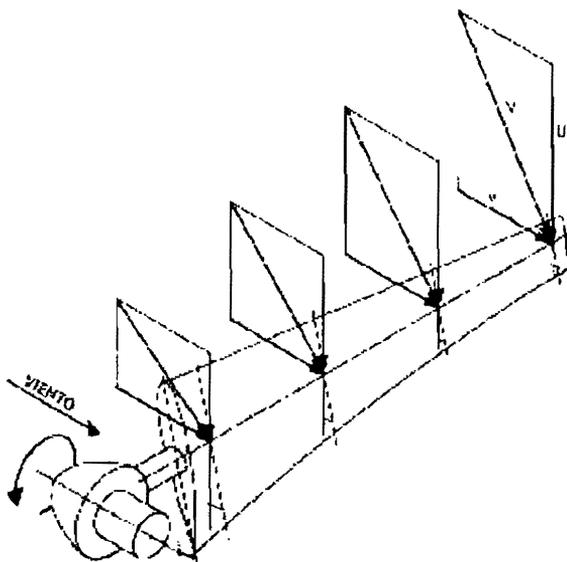


Fig. 2.7. Distribución de velocidades sobre una pala de un rotor eólico de eje horizontal, que gira impulsado por el viento.

Las fuerzas aerodinámicas variarán en función de la velocidad de la corriente incidente, por lo que también aumentarán con la distancia al eje (figura 2.4).

La fuerza resultante que se produce sobre cada segmento de pala se descompone aquí en una fuerza T, dirigida en la dirección de rotación, que es la que produce el par motor, y en otra fuerza E, que se traduce en un empuje inútil sobre el eje del rotor (figura 2.8).

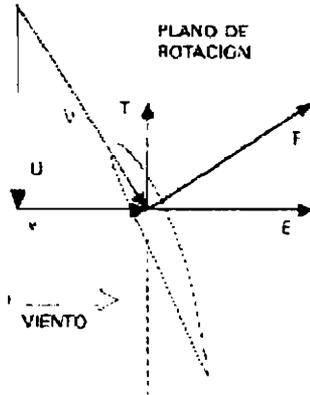


Fig. 2.8. Composición de velocidades que inciden sobre un segmento de pala, y de las fuerzas aerodinámicas que se generan sobre ella.

Si se quiere que cada segmento trabaje con un ángulo de ataque óptimo que haga máxima la fuerza motriz  $T$ , se tendrá que diseñar la pala con diferente ángulo en cada segmento, para compensar la variación en el ángulo de incidencia de la corriente. Esto es la causa de que frecuentemente las palas se construyan con torsión (figura 2.9).

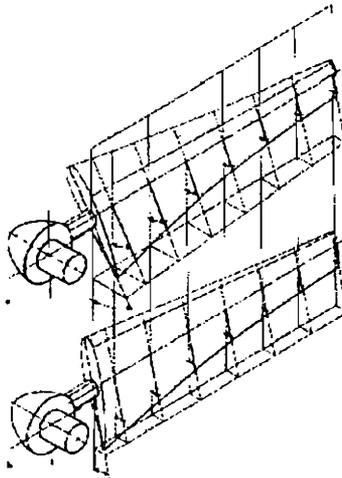


Fig. 2.9. Ángulos de posición de diferentes segmentos de una pala con torsión (a) y sin torsión (b).

Por otra parte, una pala diseñada para obtener el mayor rendimiento posible a una determinada velocidad de viento no trabaja en las mismas condiciones óptimas cuando la velocidad del viento es diferente o cuando varía la velocidad de giro del rotor, puesto que varía el ángulo de incidencia de la corriente. En el caso de los

rotores de hélice, la solución a este nuevo problema es girar toda la pala para adaptar el ángulo de ataque a las nuevas condiciones de la corriente, en un intento de seguir operando con los  $C_l$  y  $C_d$  óptimos de diseño.

Las palas con posibilidad de variar su ángulo de calaje se denominan de paso variable, y las que operan siempre con el mismo, cualesquiera que sean las condiciones del viento, de paso fijo. Estas últimas tienen un rendimiento aerodinámico inferior para condiciones de viento distintas de las de diseño, pero no requieren mecanismos de variación de paso.

### *Parámetros característicos de los rotores*

Existe gran variedad de rotores diferentes, aunque muchos de ellos pertenecen ya a un pasado en el que la ciencia y la técnica no ofrecían demasiadas posibilidades, y otros sólo se desarrollaron con carácter experimental, siendo rápidamente relegados al olvido. En cualquier caso, la mayoría presenta ventajas e inconvenientes que no siempre son fáciles de evaluar.

Las características generales de un rotor se definen por los parámetros siguientes: solidez, velocidad típica y rendimiento aerodinámico.

#### a) Solidez

La solidez se define como la relación entre la superficie proyectada por las palas y la superficie descrita por las mismas en su movimiento de rotación (figura 2.10).

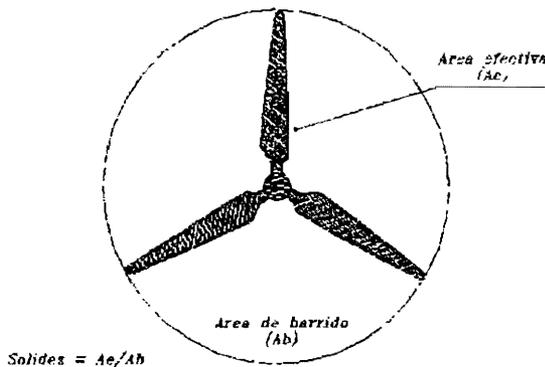


Fig. 2.10. Concepto de solidez de un rotor

Es un parámetro que permite comparar diferentes tipos de rotores desde el punto de vista de la eficacia del material utilizado y de la sencillez constructiva.

Los molinos antiguos y en general todos los que utilizan las fuerzas de resistencia para generar el par motor suelen funcionar con solideces bastante elevadas, próximas a 1, mientras que las modernas aeroturbinas de alta velocidad trabajan con solideces de 0.1, e incluso 0.01.

## b) Velocidad típica

La velocidad típica se define como la relación entre la velocidad debida a la rotación en el extremo más alejado de la pala y la velocidad del viento. Es un parámetro adimensional que permite clasificar los rotores en lentos o rápidos.

$$X = \frac{\omega R}{v}$$

Donde:

$\omega$  = Velocidad de rotación

R = Longitud de la pala

V = Velocidad del viento

Un rotor de gran diámetro puede tener la misma velocidad típica, aunque gire a bajo número de revoluciones por minuto, que otro de menor diámetro y mayor velocidad de rotación.

## c) Rendimiento aerodinámico

El rendimiento aerodinámico, o coeficiente de potencia, expresa la parte de la energía contenida en el viento que se transforma en energía mecánica en el eje del rotor.

El teorema de Betz (Anexo 1) expresa de forma sencilla que bajo condiciones ideales el rendimiento aerodinámico de los rotores eólicos tiene un máximo teórico que en ningún caso puede superar el 60%.

Los mayores rendimientos aerodinámicos corresponden a rotores de eje horizontal que funcionan con velocidades típicas elevadas.

El inconveniente de los rotores rápidos es que tienen poca capacidad para arrancar por sí solos. En situación de parada el rendimiento es tan bajo que apenas se genera la potencia suficiente para vencer la inercia y entrar en funcionamiento.

En general, en cualquier condición de operación distinta de la de diseño su rendimiento disminuye mucho.

El problema del arranque se suele solucionar en las grandes máquinas con motores auxiliares, o con el sistema de paso variable, que adapta el ángulo de calaje de las palas a las condiciones de operación de cada momento, de forma que en cualquier caso se obtengan potencias adecuadas.

Este sistema de paso variable no sólo permite ajustar el ángulo de ataque de las palas a la hora de realizar las operaciones de arranque, sino que también sirve para evitar que el rotor se acelere excesivamente con vientos demasiado fuertes.

Generalmente, las turbinas que se utilizan para producir electricidad funcionan con régimen de vueltas constante. En este caso, cualquier perturbación de la velocidad de régimen para la que se ha diseñado la máquina irá seguida de una variación en el paso de las palas, para que, aumentando o disminuyendo el ángulo de ataque, se pueda adaptar la potencia absorbida a las condiciones normales de operación.

En los sistemas con régimen de vueltas fijo, la potencia del viento que excede a la de la velocidad de diseño se desperdicia, disminuyendo la ganancia total de energía de la máquina, a costa de una potencia de salida más regular.

Por el contrario, en los sistemas de vueltas variables, una vez sobrepasada la velocidad de régimen para velocidades de viento superiores a las de diseño, el ángulo de calaje de las palas varía, intentando optimizar el rendimiento para esa nueva condición de operación. En este caso, la curva real de potencia intentará seguir a la teórica, incrementándose la velocidad de giro del rotor y la potencia extraída.

Los sistemas de vueltas variables se utilizan generalmente en aplicaciones de bombeo o en todos aquellos casos en los que las fluctuaciones en la potencia de salida no tengan demasiada importancia.

### *Número de palas*

La elección sobre el número de palas más adecuado para un rotor eólico ha sido, a lo largo de la historia del molino de viento, un problema de difícil solución, y a ello se debe que se intentaran todo tipo de posibilidades.

A partir de tres palas el rendimiento varía poco, especialmente cuando se trata de rotores rápidos. En los grandes aerogeneradores actuales, en los que las palas

del rotor puede suponer cerca del 40% del coste total de la máquina, convendría adoptar la solución de dos palas, puesto que el incremento de potencia que se obtiene con una tercera pala no compensa el coste adicional.

Sin embargo, las máquinas bi y monopala requieren de un diseño más complejo, con un rotor basculante (buje oscilante), es decir, el rotor tiene que ser capaz de inclinarse, con el fin de evitar fuertes sacudidas en la turbina cada vez que una de las palas pasa por la torre. Así pues el rotor está montado en el extremo de un eje perpendicular al eje principal, y que gira junto con el eje principal. Esta disposición puede necesitar de amortiguadores adicionales que eviten que las palas del rotor choquen contra la torre.

Últimamente, varios fabricantes tradicionales de máquinas bipala y monopala han cambiado a diseños tripala. Así, la mayoría de aerogeneradores modernos tienen diseños tripala (fig. 2.11).

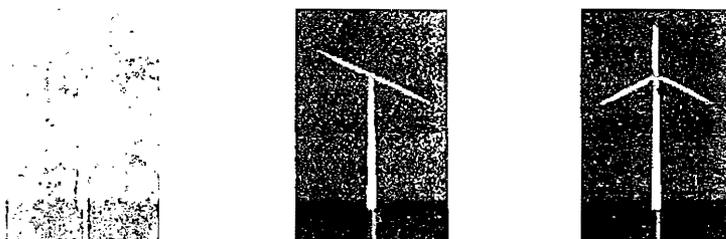


Fig. 2.11. Diseño monopala, bipala y tripala de rotores

### *Dimensiones*

El tamaño del rotor depende básicamente de la potencia de diseño de la máquina, y en su determinación hay que tomar en cuenta dos factores:

- El contenido medio de energía del viento en el lugar del emplazamiento, que habrá que estimar en función de la información anemométrica disponible y
- Los rendimientos de la turbina: el rendimiento aerodinámico del rotor, el rendimiento mecánico de los engranajes y multiplicadores, el rendimiento eléctrico del generador y circuitos de salida y en su caso el rendimiento del sistema de almacenamiento.

Si tenemos en cuenta que la velocidad de la corriente incidente es mayor en la parte de la pala más alejada del eje y, por tanto, las fuerzas aerodinámicas son también mayores en esa zona, se comprende que la potencia crece rápidamente a medida que se aumenta la longitud de la pala (fig 2.12).

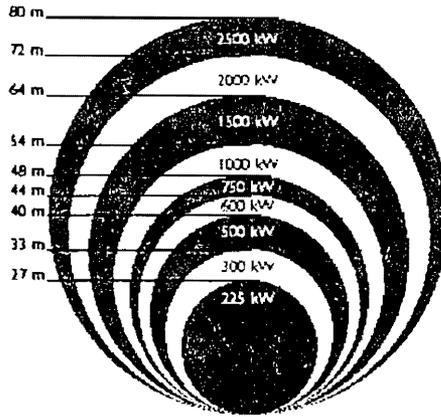


Fig. 2.12. Dimensiones típicas para rotores de eje horizontal en función de la potencia que se desea obtener.

### *Materiales de las palas*

La estructura de las palas y los materiales que se empleen en ella deben ser capaces de soportar las tensiones internas sin roturas, evitar las deformaciones que podrían afectar al comportamiento aerodinámico de la pala y reducir al mínimo las fuerzas centrífugas que dependen de su masa. En conjunto deben ser resistentes, rígidos y ligeros.

En los últimos años se han ensayado todo tipo de materiales, desde la madera pasando por gran variedad de aleaciones metálicas, y en especial las resinas plásticas polimerizables, que han dado muy buen resultado y reducido los costos de la pala de forma considerable.

La madera ha sido muy empleada en el pasado y sigue utilizándose en la actualidad. Sus propiedades mecánicas varían mucho según la clase y su tratamiento, sin embargo, suelen ser menos resistentes que otros materiales disponibles y sólo su bajo peso y sus buenas características frente a fenómenos de fatiga justifican su utilización. En general tanto el material como los métodos de trabajo que requieren suelen ser caros.

Entre los metales, los materiales más comunes, son los aceros y los aluminios. El acero tiene muy buenas propiedades resistentes, pero es demasiado pesado. Al aluminio, en cambio, le pasa lo contrario, salvo en el caso del duraluminio que resulta excesivamente caro. En cuanto a sus características frente a los fenómenos de fatiga, en general, los metales presentan peores propiedades que el resto de los materiales.

Por regla general, la solución más utilizada es la de emplear elementos metálicos como estructura resistente, con una cubierta de algún material ligero.

Las resinas plásticas reforzadas con fibras vegetales o minerales constituyen posiblemente los materiales más idóneos para la fabricación de palas. Son ligeros, resistentes, con buenas características frente a fenómenos de fatiga e inalterables ante la agresión del medio ambiente. En palas de gran tamaño con exigencias estructurales muy estrictas, las resinas epoxicon refuerzo de fibra de vidrio o de carbono son las que presentan mejores propiedades de resistencia y rigidez. Para palas con menores requerimientos, las resinas de poliéster con fibra de vidrio dan muy buenos resultados y son mucho más baratas.

Las palas fabricadas en materiales plásticos suelen llevar unos elementos estructurales, una cubierta que da la forma aerodinámica y un relleno de un material ligero que puede ser espuma de poliuretano, o panel de abeja.

El mayor inconveniente de los materiales plásticos es que son demasiado elásticos y se deforman con facilidad. Para evitar este problema hay que acudir a añadir elementos rigidizantes, bien incorporándolo a las resinas para cambiar el polímero final, o bien como elemento estructural. Para mejorar las propiedades mecánicas se suele aplicar la fibra de refuerzo en forma de bobinado a lo largo de toda la pala.

Material	Densidad Kg/m <sup>3</sup>	Costo Dls/kg
Acero	7 800	5.5 - 8
Madera laminada - resina epóxica	550	10 - 15
Fibra de vidrio - resina de poliéster	1 800	10 - 15
Fibra de vidrio - resina epóxica	2 000	12 - 18
Fibra de carbón resina epóxica	1 500	20 - 100

Tabla 2.1. materiales usados para la construcción de aspas para aerogeneradores

## *Buje*

El buje del rotor es el elemento al que se ensamblan las aspas y mediante el cual la potencia captada por el rotor se transmite a la flecha principal. El diseño de aerogeneradores de dos y tres aspas ha dado lugar a los siguientes tipos de buje:

- El rígido, para aerogeneradores de tres aspas, que consiste en una estructura metálica hueca que típicamente se construye con base en una fundición de acero nodular. En este caso, se diseña con una geometría que permite un acoplamiento firme de las aspas a través de pernos roscados o cuerdas metálicas embebidas en el material de las aspas. En su parte central interior está habilitado para acoplarse rigidamente con la flecha principal del aerogenerador.
- El basculante, para aerogeneradores de dos aspas, el cual permite que las aspas se puedan mover, ligeramente, en una dirección perpendicular al plano del rotor. Típicamente, los bujes basculantes se diseñan para que permitan un desplazamiento angular de  $\pm 2.5^\circ$  respecto al plano normal del eje de rotación. Esto ayuda a reducir las cargas dinámicas.

## *Nariz*

La nariz del rotor es una cubierta frontal en forma de cono que sirve para desviar el viento hacia el tren motor y mejorar la ventilación en el interior, eliminar turbulencia indeseable en el centro frontal del rotor y mejorar el aspecto estético.

## **Eje de baja velocidad**

El eje de baja velocidad del aerogenerador conecta el buje del rotor al sistema de transmisión (multiplicador). En un aerogenerador moderno de 600 kW el rotor gira bastante lentamente, de unas 19 a 30 revoluciones por minuto (r.p.m.). El eje contiene conductos del sistema hidráulico para permitir el funcionamiento de los frenos aerodinámicos.

## **Sistemas de transmisión**

Debido a que los generadores requieren un elevado número de revoluciones para funcionar eficazmente, la energía mecánica obtenida en el rotor debe ser transmitida al generador mediante un sistema de acoplamiento, que generalmente consiste en una caja multiplicadora que eleva el número de revoluciones del rotor,

En la selección o diseño de una caja multiplicadora para aerogeneradores se busca una relación óptima entre su capacidad de carga, su tamaño y su peso. Asimismo, se persigue obtener la más alta eficiencia y la menor emisión de ruido acústico.

Existen diferentes tipos de caja multiplicadora que se pueden encontrar fácilmente comercializados. Las poleas dentadas pueden ser una solución adecuada, de funcionamiento silencioso y capaces de absorber vibraciones. Las multiplicadoras de engranajes deben ir provistas de cajas blindadas para protegerlos del medio ambiente y con sistemas de lubricación de bajo mantenimiento (fig.2.13).

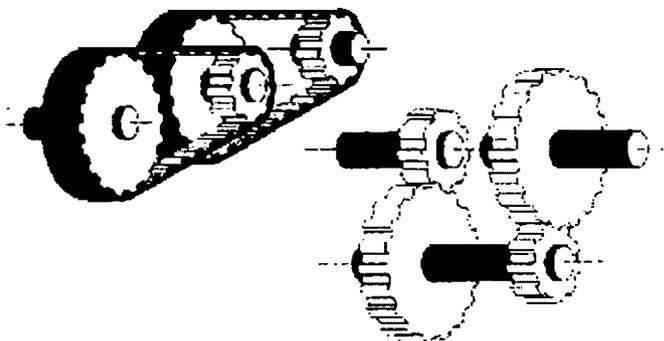


Fig. 2.13. Mecanismos de multiplicación, mediante poleas dentadas o mediante engranajes.

Se han desarrollado también cierto tipo de rotores especiales que evitan la necesidad de utilizar caja multiplicadora. En este caso el rotor se acopla directamente al generador eléctrico, sin embargo sus dimensiones son relativamente grandes. Su desarrollo se ha dado principalmente en Alemania. Actualmente, 95 por ciento de los aerogeneradores comerciales, en el rango de 200 a 3000 kW, utilizan una caja de engranes en el tren motriz y solamente 5 por ciento tienen un acoplamiento directo.

### **Eje de alta velocidad**

El eje de alta velocidad gira aproximadamente a 1 500 revoluciones por minuto (r.p.m.), lo que permite el funcionamiento del generador eléctrico. Está equipado con un freno de disco mecánico de emergencia. El freno mecánico se utiliza en caso de fallo del freno aerodinámico, o durante las labores de mantenimiento de la turbina.

## Generadores eléctricos

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

El inconveniente de utilizar los sistemas de velocidad variable para producir electricidad es la dificultad de conseguir frecuencias estabilizadas. Posiblemente, la solución más práctica es generar corriente continua, almacenarla en baterías y, en todo caso, transformarla después en alterna mediante un convertidor corriente continua / corriente alterna.

Sin embargo, la mayoría de los aerogeneradores modernos funcionan en régimen de vueltas constantes, dado que las soluciones para obtener corrientes estables en los sistemas de velocidad variable no son, por el momento, demasiado prácticas.

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

Los generadores que transforman la energía mecánica en eléctrica pueden ser dinamos, que proporcionan corriente continua, o alternadores. Estos últimos pueden ser, a su vez, de inducción (asíncronos) o de excitación (síncronos). Cada uno de estos sistemas de generación tiene diferentes características, tanto en los requerimientos de entrada como en las particularidades de la corriente de salida.

### *Generadores de corriente continua*

La dinamo es una máquina eléctrica sencilla que se viene utilizando desde hace mucho tiempo y que no presenta demasiadas complicaciones. Su mayor inconveniente tal vez es que utiliza escobillas en el colector, lo que exige un mantenimiento superior al de los alternadores.

En las dinamos el inducido es el rotor; la corriente generada en las bobinas inducidas es alterna, pero la salida se obtiene mediante dos semianillos recorridos en su giro por dos escobillas colectoras, que con el tiempo se desgastan. Las bobinas inductoras se encuentran en el estator y son alimentadas, en serie o en

paralelo, por la corriente generada por la propia máquina. El arranque se realiza utilizando el magnetismo remanente en los polos inductores.

La tensión generada en las dinamos depende de la velocidad de giro y del número de polos, y la intensidad de la corriente está relacionada con la tensión y con la carga.

Para evitar sobretensiones o sobreintensidades que podrían perjudicar a la batería, las dinamos suelen ir acompañadas de unos reguladores tanto de tensión como de intensidad.

### *Generadores de excitación o sincros*

Los generadores sincros son los alternadores clásicos que reciben la corriente de excitación en forma de corriente continua, bien desde una fuente exterior o bien desde otro alternador auxiliar con rectificador incorporado.

Este tipo de alternadores proporcionan mayor potencia que las dinamos con el mismo peso y trabajan a un margen de revoluciones más amplio. Otra ventaja importante es que reciben la corriente inductora en el motor a través de dos anillos completos por los que deslizan las escobillas y por los que pasan sólo bajas intensidades, resultando más robustos que las dinamos y con menos requisitos de mantenimiento.

Los devanados del inducido se encuentran en el estator y actúan como reguladores de intensidad, por efecto de autoinducción, por lo que no permiten el paso de sobreintensidades.

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

La ventaja de los alternadores sincros es que funcionan siempre de forma muy regular y que pueden trabajar tanto en paralelo con la red, como alimentando sistemas eólicos autónomos.

## Generadores de inducción o asíncronos

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

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

Los sistemas de control de los generadores de inducción deben efectuar la conexión a al red cuando la velocidad de giro del rotor sea algo superior a la velocidad de sincronismo, y desconectarla cuando la velocidad sea inferior, pues en ese caso el generador actúa como un motor absorbiendo potencia de la red.

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

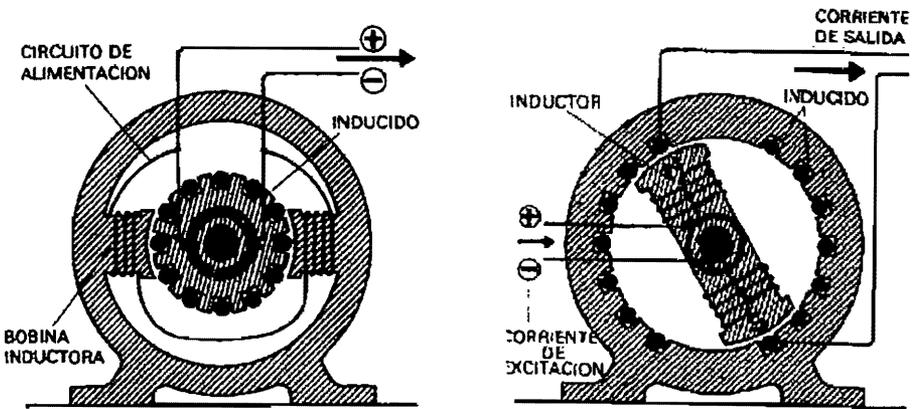


Fig. 2.14. Generadores de corriente continua a la izquierda y de corriente alterna a la derecha.

Los sistemas de inducción y de excitación se han utilizado indistintamente en las grandes plantas eólicas que actualmente están en operación, presentando ambos

ventajas e inconvenientes. En Estados Unidos, por ejemplo, se han inclinado por los de excitación, debido a que su corriente de suministro es menos reactiva, siendo su factor de potencia próximo a uno, mientras que los daneses, y en general los proyectos europeos, han preferido los generadores de inducción para evitar los problemas del sincronismo.

## **Sistemas de control electrónico**

Todos los aerogeneradores para centrales eolieléctricas cuentan con un sistema electrónico dedicado al control y a la adquisición de datos (SCADA). Cada aerogenerador cuenta con un SCADA propio, independientemente de que éste forme parte de una central integrada por varias turbinas.

La configuración de los SCADA está basada en microcontroladores diseñados específicamente para realizar funciones de control. Algunos SCADA para aerogeneradores son diseños electrónicos de aplicación específica, otros están desarrollados con base en controladores lógicos programables (PLCs).

Las principales funciones que estos sistemas realizan son:

- Controlar los procesos de inicio de operación y de conexión a la línea eléctrica.
- Controlar la regulación de velocidad y potencia de salida.
- Controlar la orientación del rotor con respecto a la dirección del viento.
- Controlar los procesos de paro forzado.
- Controlar los elementos auxiliares dedicados a mantener las mejores condiciones de operación normal.
- Ser la interfaz local entre el operador y la máquina.
- Adquirir y procesar los datos del comportamiento operacional de cada aerogenerador.
- Mantener la comunicación con los centros de supervisión en centrales eolieléctricas.

Para tales fines, los SCADA detectan y miden, por medio de transductores, una considerable cantidad de variables, entre las que se encuentran:

- Velocidad y dirección del viento.
- Velocidades angulares.
- Temperaturas de elementos críticos.
- Niveles de presión de aceite.
- Ángulo de orientación.
- Vibraciones.

- Estados operativos.
- Parámetros eléctricos.

Cada SCADA está diseñado en forma específica para el modelo de aerogenerador al que se aplica; es decir, cada sistema cuenta con sus propios algoritmos y secuencias lógicas. Los SCADA tienen características comunes, pero pueden llegar a ser muy diferentes de una marca de aerogenerador a otra

La confiabilidad y efectividad de los SCADA tiene un impacto muy relevante en cuanto a la eficiencia, confiabilidad y disponibilidad de un aerogenerador. Es decir, a nivel sistema, no puede existir un buen aerogenerador si su sistema de control es deficiente. Por supuesto, esto no sólo se aplica al sistema electrónico digital/analógico, sino también a los medios de medición, a los elementos actuadores, y a los algoritmos que se utilicen.

A través de la experiencia operativa se han desarrollado técnicas que han reducido considerablemente el número de fallas atribuibles al sistema de control. Sin embargo, estas aún representan un alto porcentaje de los eventos de paro forzado y/o de las necesidades de mantenimiento correctivo. De ahí la importancia del uso de sensores y actuadores precisos y confiables, así como del establecimiento de un programa adecuado de inspección, mantenimiento preventivo y calibración.

Ante la ocurrencia de un evento de paro forzado, un controlador electrónico local puede "decidir" poner nuevamente en operación el aerogenerador de manera automática. Para ello, antes de tomar la "decisión" realiza rutinas de autodiagnóstico. El proceso de re-inicialización operativa del aerogenerador no se lleva a cabo cuando el paro fue forzado en respuesta a una señal de emergencia.

### **Sistemas de regulación de potencia**

Los aerogeneradores están diseñados para producir energía eléctrica de la forma más económica posible. Así pues, están generalmente diseñados para rendir al máximo a velocidades alrededor de 15 m/s. Es mejor no diseñar aerogeneradores que maximicen su rendimiento a vientos más fuertes, ya que los vientos tan fuertes

no son comunes.

En el caso de vientos más fuertes es necesario gastar parte del exceso de la energía del viento para evitar daños en el aerogenerador. En consecuencia, todos

los aerogeneradores están diseñados con algún tipo de control de potencia. Hay dos formas de hacerlo con seguridad en los modernos aerogeneradores.

### *Regulación por cambio del ángulo de paso*

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

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

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

### *Aerogeneradores de regulación por pérdida aerodinámica*

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. Esta pérdida de sustentación evita que la fuerza ascensional de la pala actúe sobre el rotor.

Así, en el rotor de un aerogenerador regulado por pérdida aerodinámica, la pala está ligeramente torsionada a lo largo de su eje longitudinal. Esto es así en parte para asegurar que la pala pierde la sustentación de forma gradual, en lugar de hacerlo bruscamente, cuando la velocidad del viento alcanza su valor crítico (otras de las razones para torsionar la pala han sido mencionadas en la sección previa sobre aerodinámica).

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.

### *Aerogeneradores de 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 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.

Sin embargo, cuando la máquina alcanza su potencia nominal, este tipo de máquinas presenta 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. 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 normal 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.

La elección de la regulación por cambio de paso es sobretudo una cuestión económica, de considerar si vale o no la pena pagar por la mayor complejidad de la máquina que supone el añadir el mecanismo de cambio de paso de la pala.

Un número creciente de grandes aerogeneradores (a partir de 1 MW) están siendo desarrollados con un mecanismo de regulación activa por pérdida aerodinámica.

### *Otros métodos de control de potencia*

Algunos aerogeneradores modernos usan alerones para controlar la potencia del rotor, al igual que los aviones usan aletas para modificar la geometría de las alas y obtener así una sustentación adicional en el momento del despegue.

Otra posibilidad teórica es que el rotor oscile lateralmente fuera del viento (alrededor de un eje vertical) para disminuir la potencia. En la práctica, esta técnica de regulación por desalineación del rotor sólo se usa en aerogeneradores muy pequeños (de menos de 1 kW), pues somete al rotor a fuerzas que varían cíclicamente y que a la larga pueden dañar toda la estructura.

### **Sistemas de orientación**

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

Actualmente, la orientación del rotor se resuelve básicamente mediante unos mecanismos de giro de bajo rozamiento (rodamientos, lubricación), apoyados por sistemas más o menos automatizados que muevan la turbina sin grandes dificultades. Sin embargo, en las máquinas de gran potencia no deja de ser un problema a resolver y que, por tanto, ofrece ciertas ventajas comparativas a las turbinas de eje vertical que no presentan este inconveniente.

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

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

En los aerogeneradores de gran potencia la solución no es tan sencilla y, en general, requieren de un servomecanismo para orientar al rotor hacia la dirección adecuada. Este subsistema constituye una interfaz mecánica entre la torre y el chasis del aerogenerador y básicamente se construye a partir de un cojinete y una corona dentada de dirección considerable. La corona está acoplada a piñones

montados sobre dos o más motores actuadores. El subsistema cuenta además con un freno mecánico.

El servomecanismo responde a señales de control que son generadas por el controlador electrónico de la turbina eólica, en respuesta a la medición de la dirección del viento. Esto último es llevado a cabo mediante sensores convencionales.

### Sistemas de conexión a red

Para realizar la interconexión a la red eléctrica, en los primeros modelos de aerogeneradores sólo se utilizaban contactores electromecánicos. Sin embargo, en el instante de la conexión se crean corrientes transitorias que los degradan relativamente rápido. La experiencia operacional de este medio demostró un índice alto de fallas y un costo elevado de mantenimiento.

El uso de tiristores como medio de conexión suave a la red ha proliferado como una solución a este problema. Sin embargo, ya que los modelos que pueden manejar potencias altas (del orden de cientos de kW) son muy caros, se está utilizando un arreglo mixto, donde la conexión inicial se suaviza mediante tiristores y posteriormente el suministro continuo de potencia se realiza a través de contactores (fig. 2.15).

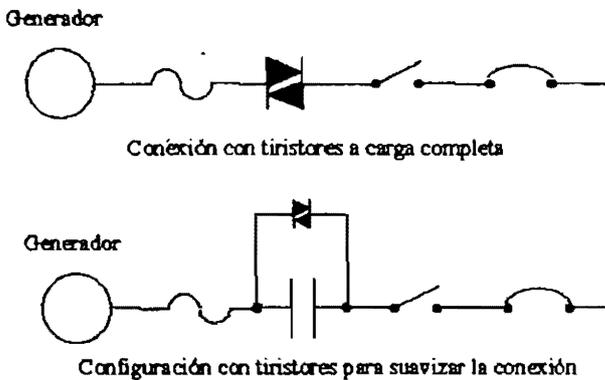


Fig. 2.15. Configuraciones de conexión a red por medio de tiristores

En los sistemas de velocidad variable que utilizan convertidores electrónicos de potencia, dicho problema se elimina implícitamente.

## **Sistemas de refrigeración**

El sistema de refrigeración consiste en un ventilador eléctrico utilizado para enfriar el generador. Además contiene una unidad de refrigeración de aceite empleada para enfriar el aceite del multiplicador. Algunas turbinas tienen generadores enfriados por agua.

## **Sistemas de seguridad**

Los sistemas de seguridad tienen como propósito principal proteger la integridad física de los humanos, así como la del equipo en su conjunto.

Los componentes de un aerogenerador están diseñados para durar 20 años. Esto significa que tendrán que resistir más de 120 000 horas de funcionamiento, a menudo bajo condiciones climáticas tormentosas. Los grandes aerogeneradores están equipados de diversos dispositivos de seguridad que garantizan un funcionamiento seguro durante su vida útil.

Uno de los más clásicos y simples dispositivos de seguridad en un aerogenerador es el sensor de vibraciones, que fue instalado por primera vez en el aerogenerador de Gedser. Consiste simplemente en una bola que reposa sobre un anillo. La bola está conectada a un interruptor a través de una cadena. Si la turbina empieza a vibrar, la bola se caerá del anillo y desconectará la turbina.

Hay muchos otros sensores en la góndola, como termómetros electrónicos que controlan la temperatura del aceite en el multiplicador y la temperatura del generador.

Respecto a las palas, las regulaciones de seguridad en aerogeneradores varían de un país a otro. Dinamarca, por ejemplo, es el único país en el que la ley exige que todas las palas de rotor nuevas sean ensayadas tanto estáticamente, aplicando cargas para curvar las palas, como dinámicamente, probando la habilidad de las palas para resistir la fatiga de repetidas flexiones más de cinco millones de veces.

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

Por ley, los aerogeneradores daneses están obligados a llevar dos mecanismos de freno independientes a prueba de fallos para detener la turbina.

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

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

La experiencia demuestra que los sistemas de freno aerodinámico son extremadamente seguros. Frenarán la turbina en cuestión de un par de vueltas como mucho. Además, ofrecen una forma muy suave de frenar la turbina, sin ningún esfuerzo, desgaste o rotura importante en la torre ni en la maquinaria. Así pues, la forma habitual de frenar una turbina moderna (por cualquier razón) es la de utilizar el sistema de freno aerodinámico.

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

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

Sin duda, muy importante es incluir medios de protección contra rayos, evitando así daños catastróficos en las palas y posibles daños en los sistemas eléctricos, sistemas de control y líneas de comunicación de datos. En mayor o menor medida, los aerogeneradores comerciales cuentan con medios de protección contra rayos, los cuales se refuerzan incorporando dispositivos supresores de transitorios (fig 2.16).

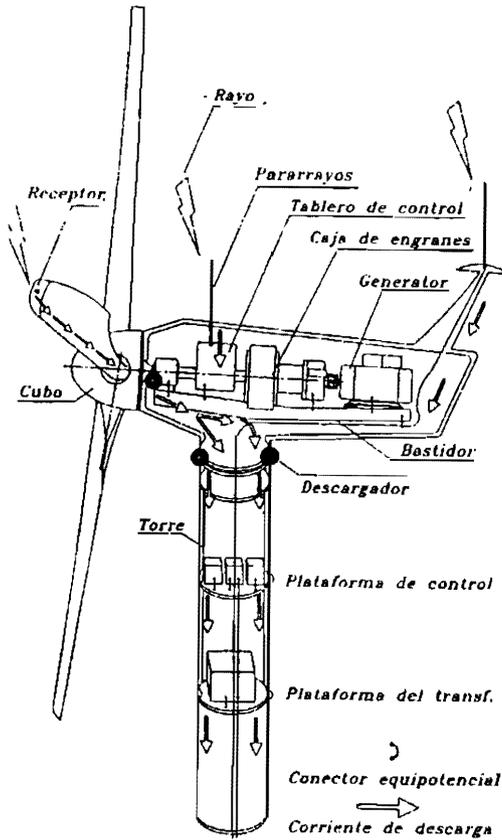


Fig. 2.16. elementos de protección contra rayos

Por otro lado, el principal peligro de trabajar con aerogeneradores es la altura sobre el suelo durante los trabajos de instalación y de mantenimiento. Por esta razón, en los nuevos aerogeneradores es obligatorio disponer de dispositivos de protección anticaída.

Este tipo de protección se ha implementado de forma tal que la persona que suba a la turbina deba llevar un conjunto de correas como un paracaidista. Las correas están sujetas con un cable de acero a un sistema de anclaje, que sigue a la persona que está subiendo o bajando de la turbina. El sistema de cables debe incluir un amortiguador, con el fin de que, en el caso de una caída, las personas estén razonablemente seguras.

## **Elementos de acoplamiento mecánico**

Durante la operación normal de un aerogenerador los componentes del tren motor están sujetos a fluctuaciones torsionales, desplazamientos axiales y desalineación entre las flechas. Para reducir esfuerzos y prolongar la vida útil de los componentes ha de recurrirse a diversas técnicas que dependen del diseño y configuración específica del aerogenerador.

En aerogeneradores que cuentan con una caja de engranes en el tren de potencia, por ejemplo, la conexión mecánica al generador eléctrico se realiza mediante una barra de torsión provista de juntas homocinéticas en ambos extremos, y un acoplamiento de fricción en el extremo del generador eléctrico. Asimismo, la caja de engranes suele estar sujeta al chasis principal mediante elementos que proporcionan una suspensión amortiguada. Esta combinación permite amortiguar fluctuaciones torsionales sobre los engranajes y absorber pequeños desplazamientos axiales, así como la posible desalineación de las flechas durante la operación normal del aerogenerador.

## **Chasis principal**

El chasis principal es una estructura metálica donde se monta el generador eléctrico, las mordazas del freno y, en su caso, las unidades hidráulicas. Este componente recibe las cargas del rotor y las transmite a la torre vía el subsistema de orientación.

Usualmente, el chasis principal está construido a partir de placa y perfiles estructurales de acero soldados; este elemento es el principal receptor de los esfuerzos generados en el evento de frenado, ya que sobre él se montan los elementos de fricción que actúan sobre el disco del freno.

## **Góndola**

La góndola es la cavidad que contiene todo el conjunto de los componentes del aerogenerador, claro está, sin incluir el rotor (palas, buje y nariz), mismo que se encuentra unido lateralmente a ésta. El personal de servicio puede entrar en la góndola desde la torre de la turbina.

## Torres

Las torres junto con el rotor, son las partes más críticas de los sistemas eólicos. Las torres tienen la función de contrarrestar dos tipos de fuerza: la de levantamiento producida por la operación de la aeroturbina y la correspondiente al peso del sistema.

Se consideran esencialmente cuatro tipos de soportes para los sistemas eólicos:

- de acero tubular
- de celosía
- de mástil tensado
- soluciones de torres híbridas

### *Torre tubular de acero*

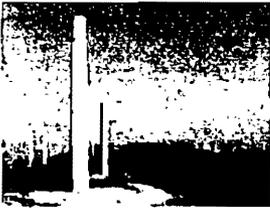


Fig. 2.17. Torre tubular

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

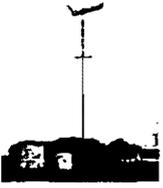
### *Torre de celosía*



Fig. 2.18. Torre de celosía

Las torres de celosía son fabricadas utilizando perfiles de acero soldados. La ventaja básica de las torres de celosía es su costo, puesto que una torre de celosía requiere sólo la mitad de material que una torre tubular sin sustentación adicional con la misma rigidez. La principal desventaja de este tipo de torres es su apariencia visual (aunque esa cuestión es claramente debatible). En cualquier caso, por razones estéticas, las torres de celosía han desaparecido prácticamente en los grandes aerogeneradores modernos.

### *Torre de mástil tensado*



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

Fig. 2.19. Torre de mástil

### *Soluciones de torres híbridas*



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

Fig. 2.20. Torre híbrida

### **Sistemas de almacenamiento**

En el caso de centrales eoloelectricas de pequeña potencia, cuya aplicación suele ser en sistemas aislados, es necesario contar con un sistema de almacenamiento, de tal forma que pueda guardarse la energía generada durante buenos momentos de viento y tenerla dispuesta para aquellos momentos en que la generación es menor que la demanda.

El almacenamiento de la energía eléctrica generada por un sistema eólico, por lo general se realiza mediante sistemas electroquímicos, comúnmente conocidos como baterías. Dichos sistemas son recargables y, regularmente operan con corriente directa, aunque se les puede acondicionar convertidores a corriente alterna. Existen diferentes tipos, aunque los más desarrollados hasta la fecha y por lo tanto, los mayormente utilizados son los de plomo ácido. Este tipo de baterías presenta las ventajas de ser confiable, durable, de eficiencia moderadamente alta y gran aceptabilidad entre los usuarios. Entre las inconveniencias está su alto costo, su peso (lo que dificulta en ocasiones su transporte) y sus limitaciones para responder adecuadamente a situaciones de carga y descarga frecuentes. Conviene

mencionar a propósito de esta última deficiencia, que en los sistemas eólicos pequeños la variabilidad es regularmente su forma de operar.

Actualmente, se desarrollan tanto variantes de las baterías de plomo –con el fin de mejorar sus características–, como otros modelos entre los que se encuentran los de níquel-cadmio y los avanzados como son: sodio-azufre, litio-sulfato de hierro, zinc-cloro, zinc-bromo, etc.

Existen dos variantes de baterías avanzadas, acuosas y no acuosas, dependiendo del nivel de temperatura en que operan (a temperatura ambiente las acuosas y a altas temperaturas las no acuosas).

## **Aspectos generales de las centrales eoloelectricas**

Un ejemplo de la configuración de centrales eoloelectricas en terrenos planos se muestra en la figura 2.21. En esta configuración, la energía eléctrica que produce cada aerogenerador se recolecta mediante una línea eléctrica que típicamente opera a voltajes de distribución, menores que 25 kV. Ya que la producción individual de los aerogeneradores es en baja tensión, alrededor de 600 V, se utilizan transformadores para elevar el voltaje. Dependiendo de las capacidades de los aerogeneradores y de los transformadores, se utiliza un transformador para cada aerogenerador o para un grupo de ellos. Típicamente las líneas de recolección son subterráneas.

Usualmente, se utilizan transformadores trifásicos del tipo pedestal en conexión estrella-delta, con neutro a tierra y con enfriamiento tipo OA (Sumergidos en aceite con enfriamiento natural). En algunos casos los transformadores se instalan dentro de las torres tubulares, especialmente en las centrales eoloelectricas marinas.

Dependiendo del tamaño de la central, ésta se puede conectar a líneas de distribución o de transmisión. En el segundo caso, la subestación local eleva el voltaje al nivel de transmisión, 115 kV o mayor y de ahí sale una línea aérea para su interconexión con el sistema eléctrico convencional. Las figuras 2.22 y 2.23 muestran un ejemplo de la interconexión eléctrica básica.

La efectividad de los medios y elementos de protección de los aerogeneradores contra rayos depende en gran medida de la efectividad del sistema de tierras de la central. Por lo tanto, se hace necesario un excelente diseño al respecto, así como un control de calidad estricto durante su construcción. La figura 2.24 muestra un ejemplo de una red de tierra para una central eoloelectrica.

En el ejemplo se muestra un arreglo de 9 x 4 aerogeneradores para un terreno plano, donde cada aerogenerador cuenta con una malla de tierra en la base de la cimentación de las torres. Estas mallas están unidas por medio de cable desnudo de alto calibre y todas las conexiones están soldadas.

Las centrales eoloelectricas cuentan con un centro de supervisión, formado típicamente por computadoras personales. Mediante líneas de comunicación de datos reciben la información que generan los SCADA locales. En pantalla, los operadores pueden checar el estado operacional de cada máquina, o bien, el de toda la central. Las computadoras almacenan los datos para integrar un historial operativo. Ya que el control de cada máquina está a cargo del SCADA local, desde el centro de supervisión los operadores sólo pueden enviar instrucciones de paro o arranque de las máquinas.

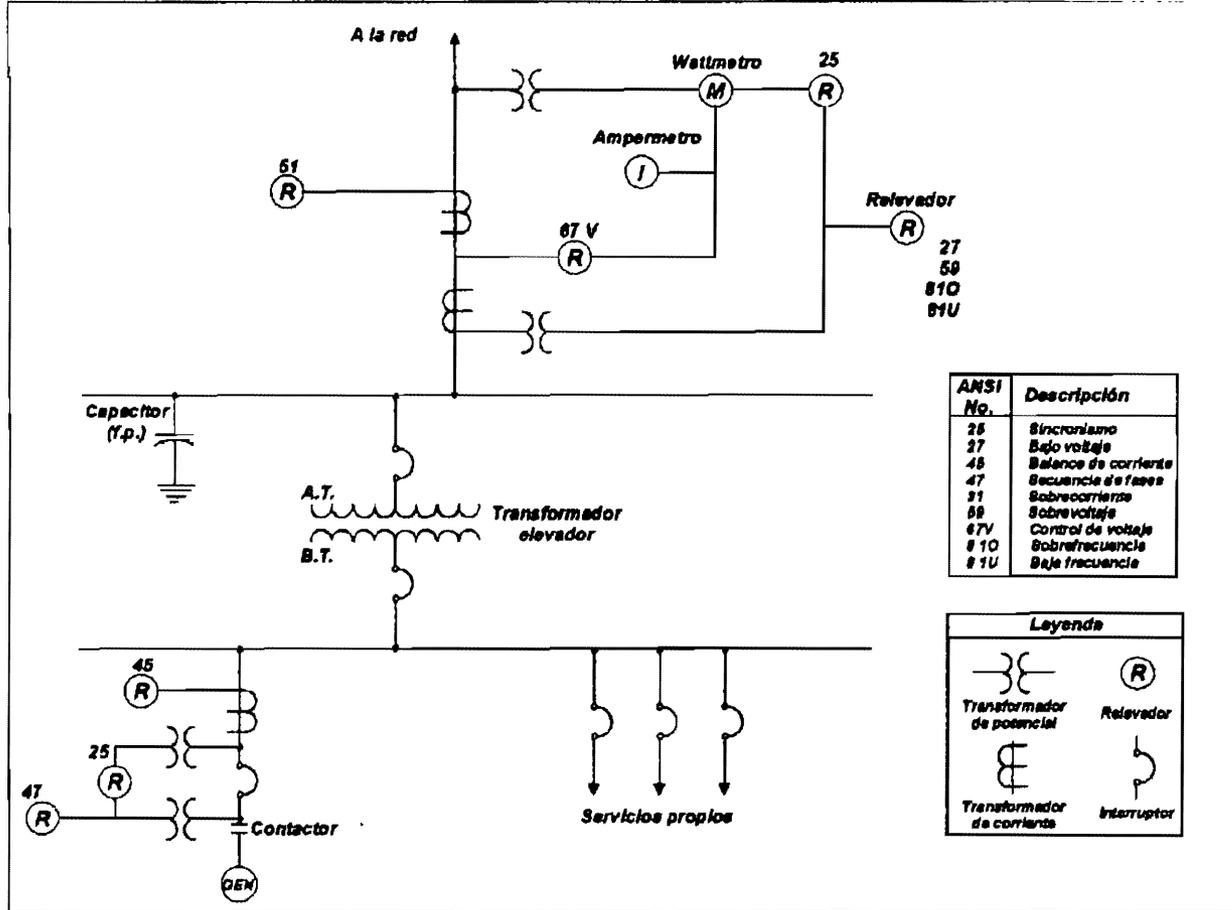


Fig. 2.21. Ejemplo de un diagrama eléctrico unifilar para la interconexión de un aerogenerador con una línea de recolección.

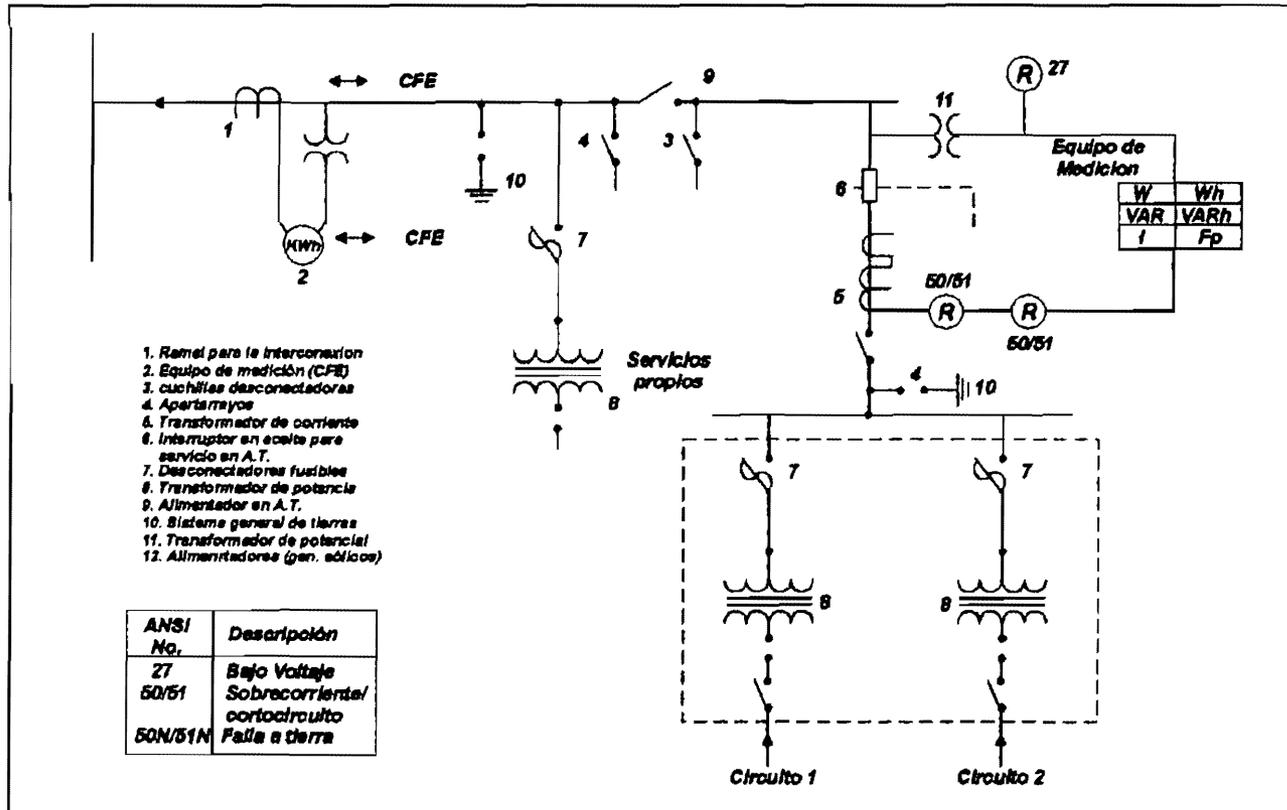


Fig. 2.22. Ejemplo de la interconexión de una central hidroeléctrica a una línea eléctrica convencional

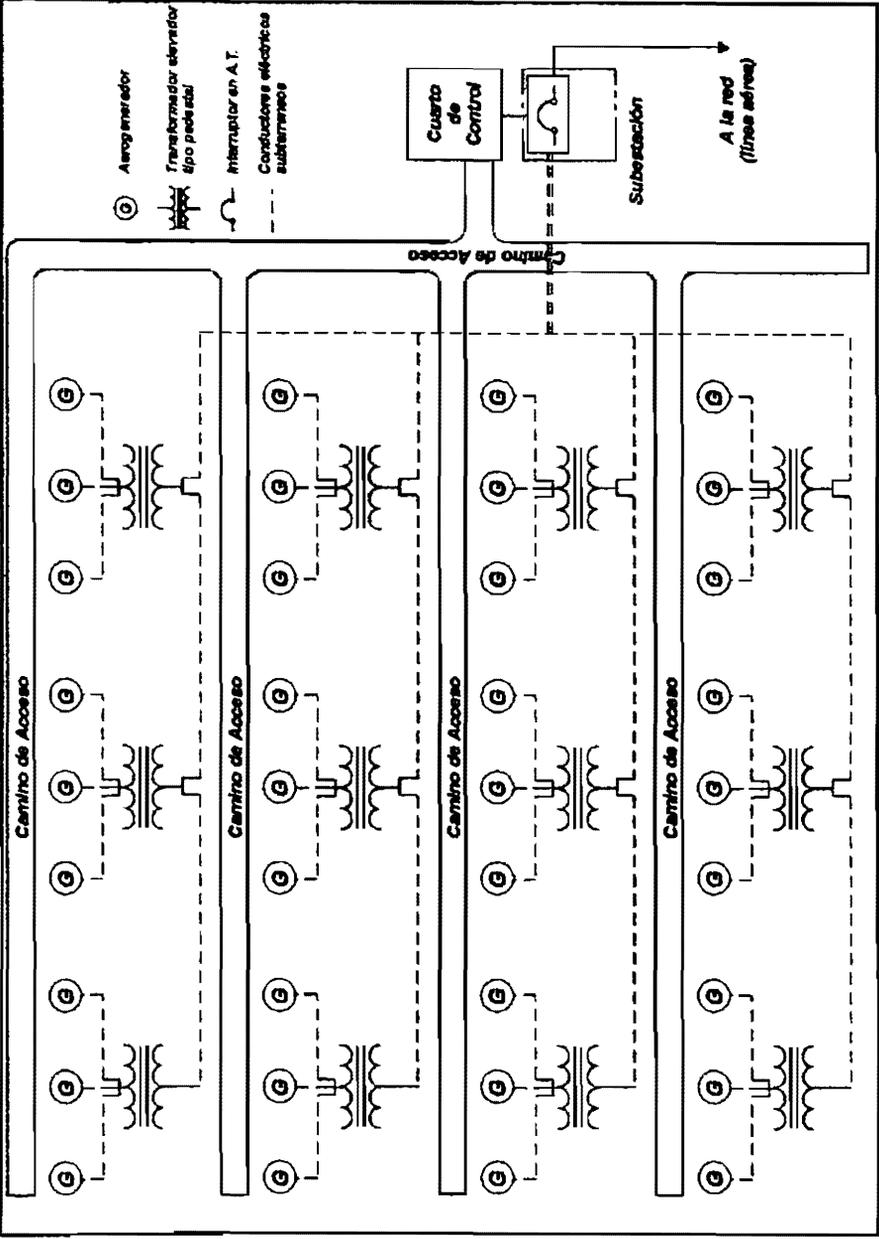


Fig. 2.23. Ejemplo de un sistema de tierras para una central eoloelectrónica

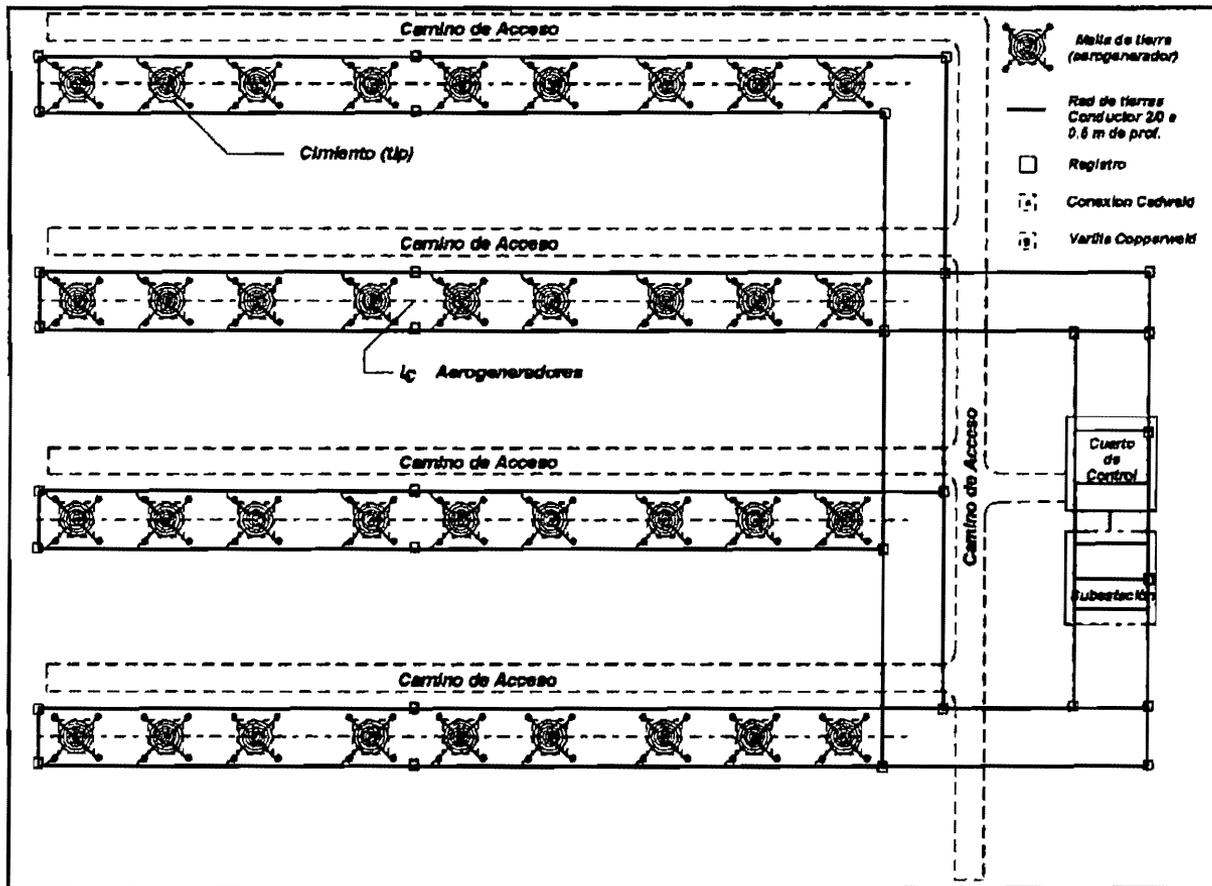


Fig. 2.24. Ejemplo de un sistema de tierras para una central eolieléctrica.

## Tecnología eoloeléctrica fabricada en México

Desde hace 25 años y hasta la fecha, en México existe un único fabricante de aerogeneradores.

Fuerza Eólica, S.A. de C.V. es una empresa constituida por Grupo Fuerza Industrias Eléctricas, S.A. de C.V. de México, Distrito Federal y Zond Systems, Incorporated de Tehachapi, California, EUA, ahora Enron Wind Corporation en junio de 1992.

Fuerza Eólica tiene 18 años de experiencia desarrollando y operando proyectos eoloeléctricos comerciales a gran escala en América Latina y el Caribe y ha financiado más de 600 millones de dólares en desarrollo.

Cozumel 2000, Baja California 2000, y Fuerza Eólica del Istmo son proyectos de centrales eoloeléctricas creados y desarrollados por Fuerza Eólica.

### *Sistemas eoloeléctricos fabricados por Fuerza Eólica*

"Colibrí" es el nombre del sistema eólico que Potencia Industrial S.A. fabrica para Fuerza Eólica S.A. de C.V. y que consiste en un aerogenerador de 5 kW que bien puede ser independiente (RIN) o interconectado (UTI). Asimismo, Potencia Industrial fabrica aerogeneradores de 750 kW para Enron Wind Inc.

### *Aerogenerador de 5 kW*

"Colibrí" es un aerogenerador de eje horizontal, contra viento, 3 aspas y paso fijo cuyas características sobresalientes son las siguientes:

- Aspas de alta resistencia de fibra de vidrio.
- Control pasivo automático por giro lateral.
- Generador sin engranaje ni poleas.
- Sin mantenimiento rutinario.
- Sin costo de operación.
- Alta eficiencia.
- Frenado dinámico.
- Construcción robusta.
- Alta confiabilidad y larga vida.
- Resistente a corrosión.

Y como ya se mencionó anteriormente, se encuentra disponible en dos modelos:

- I RIN. Remoto, (independiente)
- II UTI. Interconectado (interconexión con la Empresa Eléctrica).

Los equipos han sido ampliamente probados por el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), en su campo de pruebas "El Gavillero".

Velocidad del viento mínima para iniciar giro: 3 m/s

Velocidad del viento mínima para generar: 3.5 m/s

Velocidad del viento de paro: 27 m/s

Potencia nominal: 5.0 kW

Potencia máxima: 6.0 kW

Velocidad máxima de viento: diseño 54 m/s

Velocidad del rotor: 160-150 rpm

Generador: síncrono de corriente alterna, transmisión directa, de baja velocidad, imán permanente, trifásico, para servicio y operación continua. (Potencia y frecuencia variables con variación de vientos).

Equipo auxiliar necesario:

Para la instalación de un proyecto eoloeléctrico con aerogeneradores "Colibrí" se requiere del siguiente equipo, el cual es fabricado por otras empresas.

Torre de acero: se recomienda usar torres de 20 metros mínimo de altura.

Bancos de baterías: para el modelo remoto independiente, el tamaño depende del viento y condiciones de carga.

Si se requiere energía de corriente alterna con un modelo RIN, es necesario un inversor de CD a CA tipo independiente.

Para interconexión con un modelo UTI, se requiere un inversor de CD a CA síncrono tipo estático.

## *Aerogenerador de 750 kW*

Los aerogeneradores de 750 kW que Potencia Industrial fabrica han sido hasta la fecha sólo para exportación. Enron Wind es la empresa que ha adquirido dichas turbinas.

Estas máquinas están diseñadas con un rotor de velocidad variable, orientación activa y regulación por cambio del ángulo de paso de tal forma que aprovechen la energía del viento óptimamente. Algunas de sus principales características se mencionan a continuación.

Velocidad del viento mínima para iniciar giro: 3 m/s  
Velocidad del viento mínima para generar: 3.5 m/s  
Velocidad del viento de paro: 29 m/s  
Velocidad máxima de viento: diseño 84.6 m/s  
Número de palas: 3  
Diámetro del rotor: 50 m  
Velocidad del rotor (variable): 20 - 32.3 rpm  
Generador: de inducción de 750 kW  
Invertidor: tipo IGBT  
Regulación: por cambio de ángulo de paso para cada pala  
Orientación: motor con sensor de dirección del viento  
Control electrónico: microprocesador de 32 bits

# Desarrollo de tecnología y políticas para el aprovechamiento de la energía eólica en otros países



# Desarrollo de tecnología y políticas para el aprovechamiento de la energía eólica en otros países

Para lograr el aprovechamiento de la energía eólica, diferentes países han desarrollado tanto tecnología como políticas nacionales y regionales que involucran a ésta. Entre los países más destacados se encuentran Alemania, Dinamarca, España y Estados Unidos de Norteamérica.

Vale la pena analizar lo que estos países han realizado para lograr la capacidad eoloeléctrica instalada actualmente en cada uno de ellos. Es decir, saber cómo se está comercializando la energía eólica en el extranjero (países en que ha tenido éxito), para de alguna forma, estratégicamente, saber o tomar ideas de cómo se podría comercializar en México.

### Alemania

Las energías renovables tienen actualmente en Alemania una participación del 2 % en la generación total de energía primaria y de 5 % en la generación eléctrica. Aproximadamente la mitad de la energía de fuentes renovables es proporcionada por la fuerza del agua. La otra mitad proviene de plantas térmicas alimentadas con madera y de depósitos de basura. A ello se agrega el uso de la energía eólica, los colectores solares y fotovoltaicos, la geotermia y el calor del ambiente. En ese sector, los grandes consorcios energéticos son tan activos como las asociaciones de protección ambiental, las instituciones públicas y muchos hogares.

Un particular auge registra en Alemania la energía eólica. Entre los Alpes y el Mar del Norte giran ya más de 8 000 turbinas eólicas, con una capacidad instalada total de 6 113 MW hasta el año 2000. Estas turbinas pueden generar el 2% de toda la energía eléctrica consumida en Alemania. El estado líder es Baja Sajonia, con 1 290 MW de generación instalada. El segundo lugar lo ocupa el estado de Schleswig-Holstein, con 1 000 MW y el tercero, Renania del Norte-Westfalia, con 440 MW. La Asociación Federal "Energía del Viento", con sede en Osnabrück,

cuenta con un significativo aumento de estas turbinas, para el año 2010 su objetivo es alcanzar 22 000 MW.

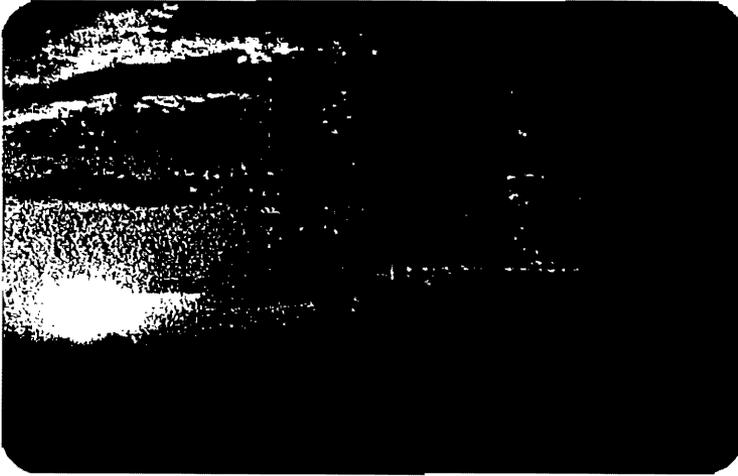


Fig. 3.1. Paisaje de una central hidroeléctrica

Una de las principales causas de ese aumento son sobre todo medidas políticas. Cuando hogares o empresas privadas generan energía renovable, ya sea con un rotor, un molino de viento, una rueda hidráulica o los rayos del sol y quieren alimentar con ella la red pública, los grandes consorcios eléctricos están obligados por ley a comprarla. La Ley de Energías Renovables, que entró en vigor el 1° de abril del 2000, fijó un considerable aumento de precio, de 99 pfennig por kWh. Con esa ley, el gobierno alemán se ha fijado como meta duplicar la participación de las energías renovables en la producción energética, de actualmente 5 % a 10 %.

Con la nueva ley, los consorcios eléctricos están obligados a comprar energía producida con geotermia y metano además de, como hasta ahora, la producida de la fuerza hidráulica, el viento, el sol y la biomasa. Además deben dar prioridad en la red a la corriente ecológica y pagar precios fijos por unidad. En el pasado, la corriente ecológica fue producida sobre todo para consumo propio de empresas y hogares y los excesos de corriente podían ser incorporados a la red. Desde abril del 2000, la generación de energía a partir de fuentes renovables para alimentar la red pública es incluso rentable desde el punto de vista económico.

También aumenta el aprovechamiento de la fuerza del viento. A fines de febrero del 2000, Gerhard Schröder, el Canciller Federal, puso simbólicamente en funcionamiento en Grevenbroich, la mayor turbina eólica del mundo concebida para la producción en serie. La turbina, de más de 300 toneladas de peso, tiene una

capacidad de 2.5 MW y puede abastecer de energía eléctrica a 1,250 hogares de cuatro personas. En mayo del 2000 fue puesta en funcionamiento en la costa del Mar Báltico, cerca de Rostock, una segunda turbina de ese tipo y otras le seguirán.

El aprovechamiento de las energías renovables no sólo ayuda a ahorrar portadores de energía fósiles y a lograr los objetivos de política ambiental. También ha ganado una enorme importancia para la economía alemana y el mercado laboral del país; Alemania es líder mundial en la producción de instalaciones y equipos para la generación de energía eólica. Actualmente el sector de la energía eólica da trabajo a 30,000 personas, de acuerdo con una estimación de la Asociación Alemana de Energía Eólica.

### **Políticas desarrolladas**

Werner Müller, Ministro Federal de Economía, definió tres criterios para la política energética alemana: “Asegurar el abastecimiento energético, ser competitiva y contaminar lo menos posible el medio ambiente. El ahorro debe tener clara prioridad con respecto a la generación de energía. Además recurriremos crecientemente a las energías renovables, ya que son ecológicas y, a diferencia del carbón, el petróleo y el gas, inacabables. Si bien existen ya una serie de técnicas para el aprovechamiento de las energías renovables, no se han extendido sobre todo por razones de costos. El gobierno alemán fomenta las energías renovables, para mejorar su competitividad y posibilitar un amplio acceso a esas técnicas.”

En el ámbito del ahorro de energía en Alemania, opera como ley de referencia la Ley de Ahorro Energético (EnEG), del 22 de julio de 1976, que regula las exigencias en aislamiento térmico, instalaciones de calefacción y climatización, así como las instalaciones de agua industrial en los edificios. Completan esta ley las disposiciones de la Ley reguladora de las Energías Renovables (EEG), del 29 de marzo de 2000, que tiene por objeto aumentar el porcentaje de este tipo de energías sobre el consumo energético total, y la Ley del Impuesto sobre la Corriente Eléctrica (StromStG), del 24 de marzo de 1999, que como núcleo de la reforma fiscal ecológica está destinada a incentivar la reducción del consumo de energía eléctrica.

Así pues, es la Ley reguladora de las Energías Renovables (EEG) la que contiene las medidas políticas que permiten el crecimiento de la generación eoloelectrónica; en seguida se presenta parte del contenido de ésta.

*Ley de Primacía de las Energías Renovables (Ley de las Energías Renovables - EEG), y Modificación de la Ley de Regulación del Sector Energético y de la Ley de Impuestos sobre Aceites Minerales Del 29 de marzo de 2000*

El Parlamento Federal ha promulgado con la aprobación del Consejo Federal la siguiente ley:

**Ley de Primacía de las Energías Renovables (Ley de las Energías Renovables - EEG)**

**§ 1**

**Objetivo de la ley**

El objetivo de la ley es, en interés de la protección del clima y del medio ambiente, posibilitar un desarrollo sostenible del abastecimiento de energía y aumentar considerablemente el porcentaje de las energías renovables en la producción y el abastecimiento de electricidad, con el fin de, por lo menos, duplicar de aquí al año 2010 el porcentaje de las energías renovables en el consumo total de energía, de conformidad con los objetivos de la Unión Europea y de la República Federal de Alemania.

**§ 2**

**Ámbito de aplicación**

(1) Esta ley regula la compra y la remuneración, por parte de las empresas suministradoras de energía que operan redes para el abastecimiento público (operadores de red), de la electricidad que se produzca exclusivamente con energía hidráulica, energía eólica, energía de radiación solar, energía geotérmica, con gas de instalaciones de purificación, metano o con biomasa en el ámbito de validez de esta ley o en la Zona Económica Exclusiva alemana. El Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza y Seguridad de los Reactores (BMU) queda facultado para promulgar disposiciones legales - junto con el Ministerio Federal de Economía y Tecnología y el Ministerio Federal de Agricultura y Silvicultura, con la aprobación del Parlamento Federal Alemán - para determinar cuáles sustancias y procedimientos técnicos relacionados con la biomasa se pueden acoger a la presente ley, y cuáles exigencias ambientales deben ser cumplidas.

**(2) La ley no contempla**

1. la electricidad proveniente de centrales hidráulicas, de instalaciones de gas de vertederos o de instalaciones de purificación con una capacidad instalada de

electricidad superior a cinco megavatios, o de instalaciones de biomasa con una capacidad instalada de electricidad superior a 20 megavatios, ni tampoco

2. la electricidad proveniente de instalaciones que, en una cuota superior al 25 por ciento, son de propiedad de la República Federal de Alemania o de un Estado federado, ni

3. la electricidad proveniente de instalaciones para producir electricidad con la energía de la radiación solar con una capacidad instalada de electricidad superior a cinco megavatios. Tratándose de instalaciones para producir electricidad con la energía de la radiación solar no adjuntas o construidas sobre instalaciones que principalmente están destinadas a fines diferentes que la producción de electricidad con la energía de la radiación solar, el límite de capacidad del párrafo 1 será de 100 kilovatios.

(3) Las instalaciones nuevas son las instalaciones puestas en funcionamiento después del 1 de abril de 2000. Las instalaciones reactivadas o modernizadas se considerarán instalaciones nuevas si han sido modernizadas sustancialmente, es decir, si los costos de la renovación se elevan por lo menos al 50 por ciento de las inversiones en una instalación nueva. Las instalaciones antiguas son aquellas que han sido puestas en funcionamiento antes del 1 de abril de 2000.

### § 3

#### Obligación de aceptar y remunerar

(1) Los operadores de red están obligados a acoplar a su red las instalaciones para producir electricidad definidas en el § 2, a adquirir preferentemente toda la electricidad ofrecida de esas instalaciones y a remunerar la electricidad incorporada de conformidad con los § 4 al § 8. Esta obligación afecta al operador cuya red esté más próxima a la instalación, y sea la más apropiada técnicamente para recibir la electricidad. Se considerará que una red es apropiada técnicamente, independientemente de la primacía de la primera frase, si es necesario ampliarla, siempre que los costos económicos sean admisibles; en este caso, el operador de red deberá ampliar de inmediato la red si lo solicita el operador que desea transferir su electricidad. En caso de que sea necesario para la planificación del operador de red o del operador que desea transferir su electricidad, o para determinar la idoneidad de la red, se deberán presentar los datos de la red y de la instalación.

(2) De conformidad con los § 4 al § 8, el operador de red de transmisión precedente está obligado a aceptar y remunerar la cantidad de electricidad que haya asumido el operador de red, cumpliendo el párrafo 1. En caso de que en el sector del operador de red facultado para entregar electricidad no haya una red nacional de transmisión, el operador nacional de red de transmisión más cercano está obligado a aceptar y remunerar la electricidad entregada según la frase 1.

## § 7

### Remuneración para la electricidad de la energía eólica

(1) Para la electricidad proveniente de la energía eólica, la remuneración mínima se elevará a 17,8 centavos por kilovatio/hora durante los primeros cinco años a contar de la fecha de puesta en funcionamiento. Posteriormente, la remuneración para aquellas instalaciones que hayan alcanzado en este periodo 150 por ciento del rendimiento calculado de la instalación de referencia (rendimiento referencial) como se prevé en el apéndice de esta ley, se elevará a un mínimo de 12,1 centavos por kilovatio/hora. Para las otras instalaciones se prolonga por dos meses el plazo determinado en la frase 1 por cada 0,75 por ciento del rendimiento referencial cuando su rendimiento no alcance el 150 por ciento del rendimiento referencial. En caso de que la electricidad se produzca en instalaciones ubicadas a un mínimo de tres millas marinas de la línea costera base que sirve para determinar las aguas territoriales, y que hayan sido puestas en funcionamiento hasta el 31 de diciembre de 2006 inclusive, el plazo previsto en la frase 1, así como el periodo previsto en la frase 2, se elevará a nueve años.

(2) Para las instalaciones antiguas, se considerará que su fecha de puesta en funcionamiento - de conformidad con el párrafo 1, frase 1 - ha sido el 1 de abril de 2000. Para estas instalaciones, el plazo previsto en el párrafo 1, frases 1 a 3, se reduce en la mitad del periodo de funcionamiento anterior al 1 de abril de 2000. Sin embargo, será de por lo menos cuatro años a contar del 1 de abril de 2000. En caso de que no se haya determinado una línea indicativa de rendimiento para estas instalaciones, se podrá recurrir a un cálculo basado en los documentos de construcción del tipo de instalación. Ese cálculo será efectuado por una de las instituciones mencionadas en el apéndice.

(3) Las remuneraciones mínimas, de conformidad con el párrafo 1, para las nuevas instalaciones de energía eólica que sean puestas en funcionamiento desde el 1 de enero de 2002 se reducirán anualmente en un 1,5 por ciento; los montos serán redondeados hasta un dígito detrás de la coma.

## § 9

### Disposiciones conjuntas

(1) Las remuneraciones mínimas de conformidad con los § 4 al § 8 deberán ser pagadas para las nuevas instalaciones durante 20 años, independientemente del año de puesta en funcionamiento, siempre que no se trate de instalaciones para producir electricidad con energía hidráulica. En el caso de las instalaciones puestas en funcionamiento antes de la entrada en vigor de esta ley, se considerará que han sido puestas en funcionamiento el año 2000.

(2) En caso de que la electricidad producida en varias instalaciones se calcule con un solo dispositivo medidor, las diferentes remuneraciones se calcularán

considerando la máxima potencia efectiva de cada una de las instalaciones. Tratándose de electricidad producida en diferentes instalaciones de energía eólica, a diferencia de las disposiciones de la frase I se tomarán para su cálculo los valores acumulados de estas instalaciones.

## § 10

### Costos de red

(1) De conformidad con el § 2, el operador de la instalación deberá asumir la totalidad de los costos necesarios de conexión de la instalación a la red, al punto de conexión más conveniente desde un punto de vista técnico y económico. La ejecución de la conexión debe contemplar las exigencias técnicas individuales del operador de red y el § 16 de la Ley de Regulación del Sector Energético del 24 de abril de 1998 (Boletín del Código Civil Alemán I, pág. 730). El operador de la instalación puede encomendar la conexión al operador de red o a un profesional independiente.

(2) De conformidad con el § 2, los costos necesarios de una ampliación de la red por la conexión de una nueva instalación para el abastecimiento público de electricidad corren por cuenta del operador de red que deba efectuar esa ampliación. El operador de red deberá presentar las inversiones necesarias, indicando en detalle sus costos. Los operadores de red pueden contemplar los costos que deban asumir a la hora de fijar su propia remuneración por la utilización de la red.

(3) En caso de divergencias dirimirá una oficina que será constituida en el Ministerio Federal de Economía y Tecnología, en la que participarán los interesados.

## § 11

### Procedimiento de compensación válido para todo el país

(1) Los operadores de las redes de transmisión están obligados a registrar las cantidades de energía aceptadas y las remuneraciones pagadas de conformidad con el § 3. A continuación, deberán efectuar una compensación entre ellos, según las disposiciones del párrafo 2.

(2) Los operadores de las redes de transmisión deberán establecer hasta el 31 de marzo de cada año la cantidad de energía que han adquirido el año anterior en cumplimiento del § 3. Asimismo, deberán establecer el porcentaje de esa cantidad de energía que han vendido a consumidores finales directa o indirectamente mediante redes posteriores. Los operadores de las redes de transmisión que han debido adquirir mayores cantidades que las que corresponden a esa cuota porcentual, tendrán el derecho de exigir a otros operadores de redes de transmisión que compren la cantidad de energía que corresponda al valor medio.

(3) Se efectuarán pagos adelantados mensuales considerando las cantidades y remuneraciones compensatorias previstas.

(4) Las empresas suministradoras de energía que abastecen con electricidad a consumidores finales tienen la obligación de adquirir de su operador de redes de transmisión el porcentaje de electricidad de conformidad con el párrafo 2. La frase 1 no rige para aquellas empresas suministradoras de energía que suministran un mínimo de 50 por ciento de electricidad de conformidad con el § 2, párrafo 1 y párrafo 2, en relación con la cantidad total de electricidad que han suministrado. El porcentaje que debe ser adquirido según la frase 1 está relacionado con la cantidad de electricidad suministrada por la respectiva empresa suministradora de energía, y deberá ser determinado de tal manera que cada empresa suministradora de energía obtenga un porcentaje relativamente igual. La dimensión de la obligación de adquisición (porcentaje) se determina considerando la relación de toda la electricidad asumida, según el § 3, con la electricidad destinada a los consumidores finales. De esa cantidad de electricidad se descontará la suministrada por las empresas suministradoras de energía de conformidad con la frase 2. La remuneración, según la frase 1, se calcula considerando la media de las remuneraciones pagadas por kilovatio/hora según el § 3 por todos los operadores de red en el trimestre anterior. El precio que pagarán las empresas suministradoras de energía, según la frase 1, no podrá ser inferior a la remuneración según la frase 5, siempre tratándose de electricidad de conformidad con el § 2 o de electricidad similar.

(5) Todos los operadores de red están obligados a poner oportunamente a disposición de los otros operadores de red los datos necesarios para los cálculos previstos en los apartados 1 y 2. Cualquier operador de red podrá exigir que los otros operadores de red encarguen la certificación de esos datos a un auditor o revisor de libros nombrado conjuntamente. En caso de que no se llegue a acuerdo, el presidente del tribunal superior competente en la sede del operador de red que puede exigir compensación determinará el auditor o revisor de libros.

## § 12

### Informe de experiencias

El Ministerio Federal de Economía y Tecnología, junto con el Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza y Seguridad de los Reactores (BMU) y el Ministerio Federal de Alimentación, Agricultura y Silvicultura (BML), deberá presentar al Parlamento Federal Alemán un informe bienal, a más tardar al 30 de junio del respectivo año, sobre la situación de mercado y el desarrollo de costos de las instalaciones para producir electricidad de conformidad con el § 2 de esta ley. Además, deberá proponer a más tardar el 1 de enero del año respectivo subsiguiente una modificación de las remuneraciones, de conformidad con los § 4 al § 8 y de las tasas de degesión, considerando el desarrollo tecnológico y del

mercado de nuevas instalaciones. Asimismo, deberá proponer una prolongación del periodo para el cálculo del rendimiento de una instalación de energía eólica, de conformidad con el apéndice, y considerando las experiencias habidas en el periodo de cálculo previsto en esta ley.

#### Apéndice

1. Una instalación referencial es una instalación de energía eólica de un tipo determinado para la que se calcula un rendimiento que corresponda al rendimiento referencial calculado por una institución facultada, considerando la línea indicativa de rendimiento determinada para esa ubicación.

2. El rendimiento referencial es la cantidad de electricidad determinada para cada tipo de instalación de energía eólica, incluyendo la altura del cubo, que esa instalación produciría en cinco años si fuese construida en una ubicación referencial y basándose en una línea indicativa de rendimiento predeterminada.

3. El tipo de una instalación de energía eólica se determina por la caracterización del tipo, la superficie circular de los rotores, el rendimiento nominal y la altura del cubo, considerando las indicaciones del fabricante.

4. Una ubicación referencial es una ubicación determinada por el procedimiento Rayleigh, con una velocidad del viento de 5,5 metros por segundo a una altura de 30 metros en la media anual, con un perfil de altura logarítmico y una aspereza de 0,1 metros.

5. La línea indicativa de rendimiento es la relación, determinada para cada tipo de instalación de energía eólica, entre velocidad del viento y rendimiento, independientemente de la altura del cubo. La línea indicativa de rendimiento se determinará según el procedimiento uniforme previsto en las Directivas Técnicas para Instalaciones de Energía Eólica, revisión 13, del 1 de enero de 2000, editadas por la Fördergesellschaft Windenergie e.V. (FGW), con sede en Hamburgo, o según la directiva técnica Power Performance Measurement Procedure, 1ª versión del 1 de septiembre de 1997 del Network of European Measuring Institutes (MEASNET) con sede en Bruselas, Bélgica. En caso de que la línea indicativa de rendimiento haya sido determinada antes del 1 de enero de 2000 según un procedimiento similar, podrá ser utilizada en vez de la línea indicativa de rendimiento según la frase 2, siempre que no sean utilizada para construir instalaciones del tipo correspondiente después del 31 de diciembre de 2001 en el ámbito de validez de esta ley.

6. Para medir las líneas indicativas de rendimiento y calcular el rendimiento referencial de tipos de instalaciones en una ubicación referencial quedan facultadas aquellas instituciones acreditadas para medir líneas indicativas de rendimiento según el número 5, de conformidad con la directiva técnica "Criterios generales para operar laboratorios de pruebas" (DIN EN 45 001), edición de mayo de 1990. El Ministerio Federal de Economía y Tecnología publicará el nombre de esas instituciones en el Boletín Oficial.

## Dinamarca

Actualmente Dinamarca dispone de unos 2 000 MW de potencia, y de unas 6 000 turbinas en operación. El 80 % de las turbinas pertenecen a particulares o a cooperativas locales de aerogeneradores.

El mayor parque eólico de Dinamarca es el de Middelgrunden. Consta de 20 aerogeneradores Bonus de 2 MW cada uno, lo que en total proporciona una capacidad de 40 MW.

La energía eólica marina es una aplicación de la energía eólica con un futuro enormemente prometedor, particularmente en países con una alta densidad de población, con las consiguientes dificultades para encontrar un emplazamiento apropiado en tierra. Los costes de construcción son muy superiores en el mar, pero también lo es la producción de energía. Las compañías eléctricas danesas han anunciado planes más ambiciosos para la instalación de hasta 4 000 MW de energía eólica marina en los años siguientes al año 2000. Se espera que los 4 000 MW de potencia eólica produzcan 13.5 TWh de electricidad al año, lo que equivale al 40 % del consumo de electricidad en Dinamarca.

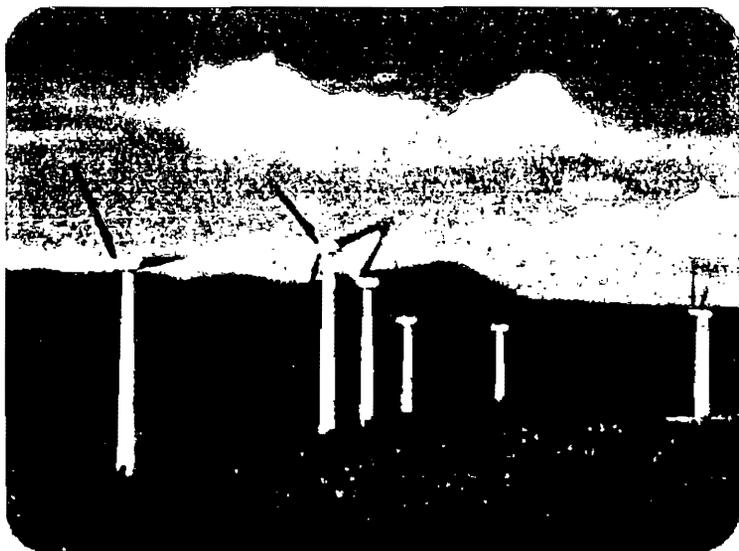


Fig. 3.2. Paisaje de una central eoloelectrica

La industria de aerogeneradores danesa (incluyendo las filiales extranjeras) vendió 2 241 MW en 1999, frente a 1 216 MW vendidos el año anterior. La fabricación se ha visto multiplicada por seis en cinco años, lo que corresponde a

una tasa de crecimiento anual del 44%. El número de aerogeneradores producidos alcanzó el segundo mejor lugar en la historia de la industria danesa: 2 814 máquinas. (En 1985 fueron vendidas 3 812 máquinas, aunque estas máquinas eran muy pequeñas, con una potencia nominal de sólo una décima parte de la que actualmente disponen las máquinas modernas).

El empleo en las fábricas de turbinas danesas aumentó en más de 1 000 empleados, de 2 821 a 3 828. A esto se le debe añadir alrededor de 10 000 puestos de trabajo en la fabricación de componentes, p.ej. LM Glasfiber A/S empleó a 2,000 personas, aproximadamente, en la fabricación de palas.

## **Grandes turbinas desarrolladas**

Existen cuatro fabricantes de aerogeneradores en Dinamarca, los cuales se han encargado de desarrollar desde las más pequeñas hasta las imponentes turbinas eólicas que hoy en día se encuentran en operación tanto en ese país como en otros, a quienes exportan. Las firmas de estos fabricantes son: BONUS Energy, NEG Micon, Nordex y Vestas Wind Systems.

De 1998 a 1999 el tamaño medio de los aerogeneradores aumentó de 701 a 807 kW en los mercados de exportación, y de 689 a 751 kW en el mercado danés. El mercado alemán suele demandar máquinas superiores al MW (más de 60 m de diámetro de rotor). A continuación se detallan algunos de los más grandes modelos de aerogeneradores que a la fecha se han logrado desarrollar.

Las máquinas del tamaño de MW son ideales para las aplicaciones marinas, y para las áreas donde escasea el espacio para emplazarlas, pues una máquina del tamaño de MW explotará mejor los recursos eólicos locales.

### **Vestas 1.5 MW**

El prototipo de la turbina Vestas 1.5 MW (51 K JPEG) fue puesto en funcionamiento en 1996. El modelo original tenía un diámetro de rotor de 63 metros y un generador de 1.5 MW. La versión más reciente tiene un diámetro de rotor de 68 metros y un generador doble de 1650/300 kW.

### **NEG Micon 2 MW**

El prototipo de la turbina NEG Micon 2 MW (1024 x 768 pixels, 132 K JPEG) fue puesto en funcionamiento en agosto de 1999. Posee un rotor de 72 m de

diámetro. En este caso está montado sobre una torre de 68 metros. La turbina está pensada para aplicaciones marinas.

### *Bonus 2 MW*

El prototipo de la turbina Bonus 2 MW (88K) fue puesta en funcionamiento en otoño de 1998. Tiene un diámetro de rotor de 72 metros. En este caso (Wilhelmshaven, Alemania), está montado sobre una torre de 60 m. La turbina está pensada para aplicaciones marinas, y dispone de un control de potencia "Combi Stall" (una marca registrada de Bonus para la regulación activa por pérdida aerodinámica). Esta máquina se parece bastante a las máquinas Bonus de 1 MW y 1.3 MW.

### *Nordex 2.5 MW*

El prototipo de la turbina Nordex 2.5 MW (132 K) fue puesto en funcionamiento en la primavera de 2000. El diámetro de rotor del aerogenerador es de 80 m.

Es el mayor aerogenerador comercial del mundo y se encuentra instalado en Grevenbroich, Alemania.

## **Políticas desarrolladas**

Dinamarca tiene una larga tradición en la implementación de políticas energéticas vigorosas con un amplio soporte político, así como un amplio rango de actores: compañías de energía eléctrica, industria, municipios, institutos de investigación, ONG's y consumidores.

Desde 1976 a la fecha, se han creado cuatro estrategias de energía: la primera que se mantuvo durante la crisis energética internacional de los 70's fue la llamada "Política Energética Danesa 1976". La segunda fue "Energía 81" en la cual se enfatizaron consideraciones socio-económicas y medioambientales. En 1990 se desarrolló la tercera de las estrategias, nombrada "Energía 2000", introduciendo la base del desarrollo sostenible del sector energía. En 1995 se publicó un documento en el cual se presentó el análisis técnico del escenario futuro para el consumo y suministro de energía en Dinamarca, esto fue considerado en "Energía 21", la cuarta de las estrategias, en la cual se incluyen las leyes para los años venideros.

El desarrollo y la implementación de la Energía Eólica han sido considerados en las cuatro estrategias. Financiamientos y otros incentivos en la demanda, así como

programas y esquemas de certificación en la tecnología, han sido usados como herramientas en estas estrategias.

### *Energía eólica en Energía 21*

El nuevo Plan de Acción del Gobierno Danés "Energía 21" fue publicado en 1996, un objetivo muy importante que éste incluye es el de la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>. Las energías renovables y en especial la energía eólica jugará un papel importante en el proceso para el logro de este objetivo.

Como resultado de las acciones tomadas en Energía 21, el gobierno estimó que 1 500 MW serán proporcionados por turbinas eólicas que serían instaladas para el año 2005, correspondiendo al 10 % del consumo de electricidad. Y a largo plazo, para el año 2030 se espera la instalación de 5,500 MW eólicos de los cuales 4,000 MW provendrán de instalaciones en el mar.

Por otro lado, el gobierno también ha fomentado el desarrollo de pequeñas turbinas eólicas para proporcionar este servicio de electricidad a habitantes de zonas aisladas a la red de suministro. Las pequeñas turbinas eólicas, se han visto como un suplemento para el desarrollo general de la eoloelectricidad.

### *CO<sub>2</sub> y Energía Renovable, Cuotas para Producción de Electricidad.*

En la primavera de 1999 fue aprobada por el parlamento una reforma para el Sector Eléctrico Danés. La reforma incluye un acuerdo que consiste en un plan de trabajo para disminuir las emisiones de CO<sub>2</sub> en el sector electricidad y para el desarrollo de las energías renovables, esto para un período de cuatro años, comprendido entre los años 2000 y 2003.

El plan de trabajo establece que las compañías de electricidad que producen CO<sub>2</sub> en su proceso de generación, tendrán como límite una emisión total de 23 millones de toneladas en el año 2000, 22 millones de toneladas en el 2001, 21 millones de toneladas en el 2002 y 20 millones de toneladas en el 2003. Si la cuota anual es excedida, las compañías productoras tendrán que pagar al estado un monto de 40 DKK/ton CO<sub>2</sub>.

En seguida se muestra la forma en que el Ministerio del Medio Ambiente y de la Energía de Dinamarca está organizado, así como las divisiones de éste que podrían estar involucradas en este tema, haciendo una breve reseña de la forma en que trabajan. El enfoque ambientalista y de planeación son puntos medulares en el crecimiento de la energía eólica.

**ESTA TESIS NO SALE  
DE LA BIBLIOTECA**

## *Organización del Ministerio*

El Ministerio se compone de tres direcciones generales y tres institutos de investigación. Por añadidura, están vinculados tres comités individuales de quejas.

### El Ministro

- Departamento del Ministro
- Sección de Planificación Física Nacional

### Direcciones Generales

- Dirección General para la Protección del Medio Ambiente
- Dirección General para la Energía
- Dirección General de Bosques y Naturaleza

### Institutos de Investigación

- Instituto Nacional de Investigación del Medio Ambiente
- Inspección Geológica de Dinamarca y Groenlandia
- Instituto de Estudios Forestales y del Paisaje

### *Departamento del Ministro*

La función del Departamento del Ministro es la de Secretaría del Ministro. Además, tiene la responsabilidad superior con respecto al personal y la economía bajo dicho Ministerio, al igual que la Sección de Planificación Física Nacional integra el Departamento.

En el Departamento del Ministro se concentra la responsabilidad superior de la economía del Ministerio, así como de la organización, el personal y la información. Se coordina aquí también la política medioambiental interna del Ministerio, a través de la cual se aseguran en la actividad diaria las consideraciones al medio ambiente.

### *Sección de Planificación Física Nacional*

La Sección de Planificación Física Nacional (SPFN) es parte del Departamento. Esta sección administra la Ley de Planificación Física en estrecha colaboración con las Provincias y los Municipios, así como tiene la función de unidad profesional del

Estado para la planificación física. Fuera de esto, la unidad actúa de asesora en favor del Ministro en asuntos de planificación física.

### *Planificación física*

La planificación física fija el marco para la construcción de edificios, la utilización de terrenos, la construcción de caminos, etc., con inclusión de cuestiones sobre las posibilidades de protección de calidades urbanas y de paisajes. Las tareas medioambientales son cada vez más frecuentes en la planificación física.

En Dinamarca la planificación física se realiza a tres niveles:

- a nivel local en los Municipios;
- a nivel regional en las Provincias;
- a nivel nacional en el Ministerio del Medio Ambiente y de la Energía.

A través de la legislación y directivas relativas a la planificación física nacional e informaciones, el Ministerio puede ejercer influencia sobre la planificación. La colocación de molinos de viento y líneas de alta tensión son ejemplos de campos en que la SPFN influye en la planificación.

La SPFN es la autoridad a que compete asumir la responsabilidad superior de las reglas EIA, según las cuales las instalaciones y proyectos grandes que pueden tener un impacto esencial en el medio ambiente deben someterse a un estudio ambiental general, así como a un dictamen público antes de que éstos sean iniciados.

### *Dirección General para la Energía*

La Dirección General para la Energía (DGE) está dedicada a la producción, suministro y consumo de energía. En nombre del Estado la DGE debe asegurar que el desarrollo energético en Dinamarca se realice de modo justificable, desde los puntos de vista social, medioambiental y de seguridad.

La DGE prepara y administra la legislación danesa en el seno de la energía, así como lleva a cabo análisis y evaluaciones del desarrollo en el campo de la energía.

La utilización aumentada de gas natural y de energía renovable contribuyen a la reducción de las emisiones danesas de CO<sub>2</sub>. A nivel internacional, Dinamarca se ha puesto al frente en lo que se refiere a la utilización de la energía renovable. Incumbe a la DGE administrar el Programa de Desarrollo de Energía Renovable,

que desempeña un papel principal para el desarrollo tecnológico, a través del cual se pretende aumentar la utilización de la energía eólica, la energía solar y la biomasa.

Para cumplir con la meta principal de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, se espera que se desarrolle una tecnología nueva y cada vez más eficaz en la utilización de energía. La DGE administra el Programa de Investigación sobre Energía, que facilita subvenciones a la investigación y desarrollo en el seno de una serie de campos profesionales importantes. Se refiere, entre otros, a una extracción adicional de reservas de petróleo y gas natural, combustión y gasificación de biomasa, desarrollo de molinos de viento grandes y silenciosos, así como investigación en pilas de combustible y superconductores.

## España

Pese al enorme crecimiento de la energía de origen eólico en España, el peso de las energías renovables en el conjunto de la electricidad apenas ha crecido. El año pasado se produjeron 8 474 GWh de origen renovable, lo que significó un 4.3% del total. El incremento del 2000 fue con respecto al año pasado de tan sólo tres centésimas.

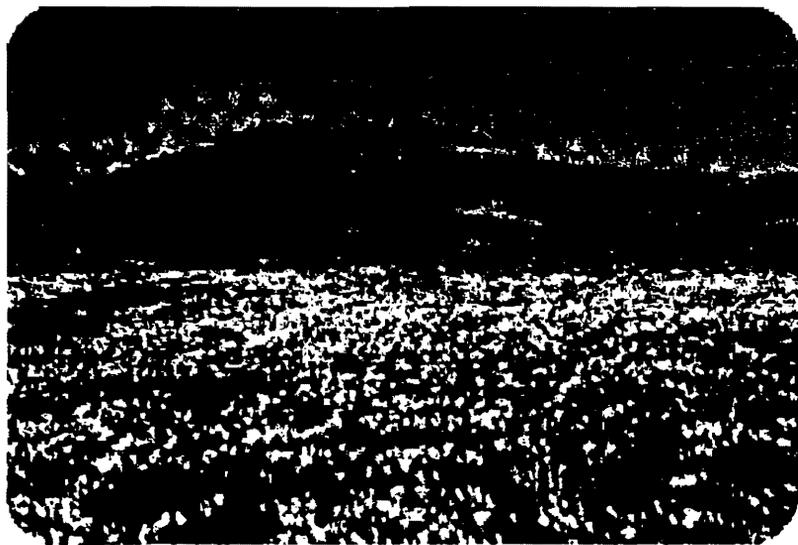


Fig. 3.3. Paisaje de una central eoloeleétrica

Y sin embargo, la energía eólica puso a producir cientos de molinos de viento el año pasado con un total de 1 000 MW de potencia. Con este enorme incremento, España se ha convertido en el segundo país del mundo prácticamente igualado a EEUU (2,495 MW)-, y por detrás de Alemania (6,113 MW), en producción eólica. Hoy se producen en España 2 500 MW eólicos.

La empresa Gamesa tiene aproximadamente el 60% del mercado. Otras empresas como Enron intentan abrirse hueco en el mercado español.

El mayor parque eólico del mundo está en la provincia de Albacete, en el término municipal de Higuera. 169 molinos, con una potencia de 660 kW cada uno, salpican cerros y mesetas.

Todos juntos producen electricidad suficiente para abastecer a Albacete capital. Miden 55 metros de altura, el tubo es de acero y las palas de fibra de vidrio.

### **Tecnología desarrollada**

En España existen cuatro fabricantes con tecnología española: Made, Ecotécnia, Desa y Gesa; y otros tres con tecnología transferida: Gamesa-Vestas, Bazán-Bonus y Taim-Neg Micon.

### **Políticas desarrolladas**

El Consejo de Ministros aprobó el 30 de diciembre de 1999 el Plan de Fomento de las Energías Renovables para el periodo 2000-2010. Esta medida es una planificación que recoge las principales orientaciones para lograr que el crecimiento de cada una de las áreas de energías renovables pueda cubrir al menos el 12% del consumo de energía primaria en España en el año 2010, que es el objetivo que recoge la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, según información del gobierno.

Lo que supone prácticamente duplicar la participación de 1998 de este tipo de energías (6.2%), y en términos absolutos significa generar recursos suficientes para multiplicar por 2.3 veces la aportación actual, pasando de 7.1 millones de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep) a 16.6 Mtep.

La planificación se enmarca dentro de la liberación creciente hacia un Mercado Único de la energía. El Plan pretende movilizar una inversión de 1.6 billones de pts en el periodo 1999-2006, de los que el 70% será aportado por financiación privada ajena a través de entidades y fórmulas ya utilizadas en el sector energético; el 17%

por los propios promotores, y el 13% restante por ayudas públicas de procedencia nacional y comunitaria. Según el Gobierno, se podría establecer en más de 1000 el número de empresas que hasta el año 2006 pueden surgir para el aprovechamiento directo de las energías renovables, lo que contribuirá de forma efectiva a la creación de empleo.

El Plan permitirá el desarrollo la producción de energía eléctrica con energías renovables, debido a su carácter estratégico y beneficios intrínsecos (carácter autóctono, capacidad para disminuir el impacto medioambiental y para crear una infraestructura energética que permita un desarrollo sostenible).

Los mecanismos de apoyo que desde la administración se aplican para su desarrollo serán: los incentivos económicos y fiscales (deducciones del impuesto de sociedades por inversión en determinados proyectos de renovables) y la obligatoriedad de ser adquiridas por el sistema eléctrico. Para hacer atractivas determinadas tecnologías, además de las ayudas públicas movilizadas para inversiones e incentivos a la explotación, se añadirán las primas derivadas del régimen especial que gozan las producciones eléctricas con renovables, con lo que la aportación pública para asegurar la viabilidad económica de este tipo de instalaciones podría alcanzar los 800 000 millones de pts.

El ahorro de emisiones de dióxido de carbono CO<sub>2</sub> derivado de la ejecución del Plan se ha estimado entre 19.5 y 41.5 millones de Tn. en el año 2010, según las fuentes de energías renovables sustituyan, respectivamente, al gas natural o al carbón para la generación de energía eléctrica. Este Plan permitirá importantes reducciones de las emisiones de gases contaminantes y concretamente un ahorro de 13% de las emisiones de gases de efecto invernadero incluidos en el Protocolo de Kioto.

*Las siguientes son algunas de las leyes que se han desarrollado en España involucrando el apoyo para el aprovechamiento de la energía eólica.*

- Ley 82/1980, de 30 de diciembre, sobre conservación de energía. BOE Núm. 23 de 27-1-1981
- Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas de cogeneración; y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables. BOE Núm. 313 de 31-12-1994
- Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y Cogeneración. BOE Núm. 312 de 30-12-1998

- Corrección de errores del Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y Cogeneración. BOE Núm. 43 de 19-2-1999
- Ley 54/1997, de 27 noviembre, del sector eléctrico. BOE Núm. 285 de 28-11-1997
- Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica. BOE Núm. 312 de 30-12-1998
- Real Decreto 2820/1998, de 23 de diciembre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes. BOE Núm. 312 de 30-12-1998
- Real Decreto 2821/1998, de 23 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 1999. BOE Núm. 312 de 30-12-1998
- Resolución de 15 de Septiembre de 1997, de la Secretaria de Estado de Energía y Recursos Minerales, por la que se da publicidad al convenio de encomienda de gestión entre el Ministerio de Industria y Energía y el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía en materia de subvenciones del Plan de Ahorro y Eficiencia Energética (PAEE) BOE Núm. 240 de 7-10-1997
- Orden de 1 de diciembre de 1997 por la que se modifica la de 6 de febrero de 1997, por la que se aprueban las bases reguladoras de la concesión de subvenciones en el marco del Plan de Ahorro y Eficiencia Energética para el periodo de 1997/1999; y se convocan las del ejercicio 1997. BOE Núm. 291 de 5-12-1997
- Real Decreto 615/1998, de 17 de abril, por el que se establece un régimen de ayudas y se regula su sistema de gestión en el marco del Plan de Ahorro y Eficiencia Energética. BOE Núm. 107 de 5-5-1998

*Por Comunidades:*

- Aragón

Decreto 279/1995 (Boa Nº 1 del 3-1-96) Autorización Instalaciones de Energía Eólica y Decreto 93/1996 (BOA Nº 67 del 10-6-1996). Innovación y desarrollo de la Energía Eólica.

Aragón es la segunda Comunidad Autónoma española en importancia eólica.

- Asturias

Decreto 13/1999, de 11 de marzo, por el que se regula el procedimiento para la instalación de parques eólicos en el Principado de Asturias. BOPA de 9-4-1999

- Canarias

Orden de marzo de 1999 por la que se regulan las condiciones de las instalaciones eólicas.

- Cantabria

Decreto aprobado en junio del 2000.

- Castilla – León

Decreto 107/1998 de junio de 1998 que regula las actuaciones en energías eólicas de la comunidad Castellano Leonesa. Este decreto parte del otro 89/1997 de 26/9 que regula el procedimiento para la autorización de instalaciones de producción de electricidad a partir de energía eólica

Decreto 50/1999, de 11 de marzo, de la Consejería de Presidencia y Administración Territorial, por el que se modifica el Decreto 107/98 de 4 de junio, por el que se adoptan medidas temporales en los procedimientos para la autorización de instalaciones de producción de electricidad a partir de energía eólica. BOC y L Núm. 49 de 12-3-1999

- Castilla La Mancha

Decreto 58/1999, de 18 de mayo, por el que se regula el aprovechamiento de la energía eólica a través de parques eólicos, en la Comunidad Autónoma de Castilla- La Mancha. DOCM Núm. 33 de 21-5-1999

Ley 7/1999, de 15 de abril, de Creación de la empresa pública "Agencia de Gestión de la Energía de Castilla -La Mancha" (Agecam). BOE Núm. 124 de 25-5-1999.

- Cataluña

Plan de parques eólicos (Pla de parcs eòlics a Catalunya). Institut Català d'Energia.

- Galicia

Decreto 205/1995, por el que se regula el aprovechamiento de la energía eólica en la Comunidad.

- Navarra

Decreto Foral 125/1996 Regula la implantación de parques eólicos.

Para ejemplificar estas leyes, se citarán dos: una general y otra por comunidades.

*Real decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre la producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.*

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, establece los principios de un nuevo modelo de funcionamiento que, en lo que se refiere a la producción, están basados en la libre competencia. La Ley hace compatible este fundamento con la consecución de otros objetivos tales como la mejora de la eficiencia energética, la reducción del consumo y la protección del medio ambiente, por otra parte necesarios en función de los compromisos adquiridos por España en la reducción de gases productores del efecto invernadero. Así establece para su consecución la existencia de un régimen especial de producción de energía eléctrica, como régimen diferenciado del ordinario. En este último, el esquema regulador es el mercado de producción en el que se cruzan ofertas y demandas de electricidad y donde se establecen los precios como consecuencia de su funcionamiento como mercado organizado.

El régimen especial ha venido siendo regulado desde el año 1980 por diversa normativa. Sin embargo, la nueva Ley hace obligada la promulgación del presente Real Decreto para tratar de adecuar el funcionamiento de dicho régimen a la nueva regulación e introducción de competencia.

El presente Real Decreto desarrolla la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, con las modificaciones que introduce la Ley 66/1997, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social, e impulsa el desarrollo de instalaciones de régimen especial mediante la creación de un marco favorable sin incurrir en situaciones discriminatorias que pudieran ser limitadoras de una libre competencia, aunque estableciendo situaciones diferenciadas para aquellos sistemas energéticos que contribuyan con mayor eficacia a los objetivos antes señalados.

Para alcanzar ese logro se establece un sistema de incentivos temporales para aquellas instalaciones que requieren de ellos para situarse en posición de competencia en un mercado libre.

Para las instalaciones basadas en energías renovables y de residuos el incentivo establecido no tiene límite temporal debido a que se hace necesario internalizar sus beneficios medioambientales y a que, por sus especiales características y nivel tecnológico, sus mayores costes no les permite la competencia en un mercado libre.

Los incentivos que se establecen para las energías renovables son tales que van a permitir que su aportación a la demanda energética de España sea como mínimo del 12 por 100 en el año 2010 tal y como establece la disposición transitoria decimosexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

Asimismo, el presente Real Decreto establece un periodo transitorio suficientemente dilatado en el que a las instalaciones acogidas a la regulación anterior continúa siéndoles de aplicación el régimen que dicha regulación establecía.

En su virtud, a propuesta del Ministro de Industria y Energía, de acuerdo con el Consejo de Estado, con aprobación del Ministro de Administraciones Públicas, y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 23 de diciembre de 1998.

*Decreto 279/1995 (Boa Nº 1 del 3-1-96) Autorización Instalaciones de Energía Eólica y Decreto 93/1996 (BOA Nº 67 del 10-6-1996). Innovación y desarrollo de la Energía Eólica.*

El Gobierno de Aragón ha aprobado el Decreto por el cual se autorizarán, en el ámbito de la Comunidad Autónoma de Aragón, las llamadas Instalaciones Singulares, cuyo objetivo sea la investigación y el desarrollo de aerogeneradores para producir energía eléctrica.

Las Instalaciones Eólicas Singulares son aquellas que están constituidas por un número de aerogeneradores igual o inferior a tres y cuyo objetivo principal sea la investigación y el desarrollo de la tecnología de los mismos.

La máxima potencia que se podrá utilizar en los aerogeneradores que constituyan la Instalación Eólica Singular no excederá de 5 Mw.

Cualquier entidad pública o privada interesada en la implantación y utilización de una Instalación Eólica Singular, deberá solicitar la autorización mediante instancia dirigida al Director General de Industria y Comercio del Departamento de Economía, Hacienda y Fomento.

En la actualidad hay 94 solicitudes cursadas para proceder a la instalación de parques eólicos, ya que esta Comunidad Autónoma presenta unas condiciones en los regímenes de viento sobresalientes para constituir este tipo de alternativa que aproveche una energía renovable, concretamente la eólica productora de electricidad.

En términos generales, puede notarse el gran crecimiento de potencia instalada que en los últimos años han logrado con la eoloelectrica estos países, sobre todo Alemania, misma que ha mostrado verdadera preocupación por la preservación del medio ambiente y ante ello ha establecido un régimen especial para las energía renovables bastante claro y adecuado, al cual podría atribuirse tal desarrollo.

## Capítulo 4

# Proyectos eoloeléctricos desarrollados en México



## Proyectos eoloeléctricos desarrollados en México

A partir de 1983 se han intensificado en México los estudios de energía eólica con el propósito de alcanzar una mejor administración de los recursos energéticos nacionales. Basados en estos estudios y a su vez como complemento experimental, se han desarrollado diversos proyectos por parte de la CFE, así como de empresas privadas.

Entre los proyectos desarrollados, el que más destaca es la planta piloto “La Venta”, Oaxaca, la cual fue considerada desde el principio como un “espléndido laboratorio” que permitió a la CFE detectar y valorar diversos problemas relacionados con la generación de electricidad por medio del viento. Guerrero Negro, Cementos Apasco, San Juanico, entre otros, son proyectos que también se han desarrollado en nuestro país (tabla 3.1).

Localización	Unidades (kW)	Capacidad (MW)	Inicio de operación	Fabricante	Propietario
Guerrero Negro, B.C.S.	1 x 250	0.250	1985	Mitsubishi	Cia.Exportadora de Sal
La Venta, Oax.	7 x 225	1.575	1994	Vestas	CFE
Ramos Arispe, Coah.	1 x 550	0.550	1997	Zond	Cementos Apasco
Puerto Alcatraz, B.C.S.	3 x 5	0.015	1997	Fuerza Eólica	CFE
Guerrero Negro, B.C.S.	1 x 600	0.600	1998	Gamesa Eólica	CFE
San Juanico, B.C.S.	10 x 7	0.070	1999	Bergey	CFE
Total	23	3.06			

Tabla 3.1. Proyectos eoloeléctricos que se han desarrollado en México

A continuación se describen cada uno de éstos proyectos:

### **Central Eólica Piloto La Venta, Oaxaca**

Localizada en la población de La Venta, Oaxaca (a treinta kilómetros al noreste de Juchitán), esta central fue la primera de su tipo integrada a la red eléctrica en México.

A finales de 1993, la Comisión Federal de Electricidad emitió una convocatoria para la licitación internacional por el suministro, la instalación y la puesta en servicio de una central eólica en La Venta, Oax., con una capacidad aproximada a 1.5 MW, constituida por aerogeneradores similares en capacidad y demás características técnicas.

Las ofertas recibidas fueron evaluadas en función del costo de generación y el fallo fue otorgado a la compañía privada Entec, SA de CV, quien a su vez había contratado el apoyo tecnológico con Vestas, una de las compañías eólicas líderes del momento.

La construcción se inició en enero de 1994 y entró en operación en julio del mismo año. Esta fue realizada bajo la modalidad "llave en mano", es decir, la contratista efectuó la ingeniería, el suministro de los equipos y la construcción de la central, de acuerdo a lo especificado por la CFE en las bases de licitación, entregando a ésta el proyecto funcionando correctamente y con una garantía de un año, en la que se incluyeron los servicios de mantenimiento y las refacciones requeridas en ese período.

El costo unitario de inversión fue de 1,357 dólares por kW, con un costo nivelado de generación de 0.043 dólares por kWh.

#### *Características generales*

La central está integrada con siete aerogeneradores daneses (marca Vestas, modelo V-27), que tienen una capacidad nominal de 225 kW a una velocidad del viento de 15 m/s, los cuales suman un total de 1.575 MW de capacidad. El diámetro de barrido de las aspas de las máquinas es de 27 metros y están colocadas sobre torres tubulares de 30 metros de altura.

Los aerogeneradores V-27 son del tipo viento arriba, con orientación activa y con un sistema para regulación de velocidad por control del ángulo de paso de las aspas. La configuración de la central es "en línea" con una separación entre

máquinas de 60 metros. La interconexión a la red eléctrica se realizó sobre una línea de 13.2 kV, es decir, a un voltaje de distribución en el Área Oriental del Sistema Interconectado Nacional.

En la región donde se ubica esta central, la electricidad que se consume llega a través de dos circuitos que se derivan de líneas de 400 kV, las cuales parten del Complejo Hidroeléctrico del Grijalva hacia la zona central del país; esto es, la generación eólica en esta zona reduce los flujos de energía que llegan a ella del exterior.

Los registros publicados por la CFE son los siguientes: la generación de la central en los dos primeros años de operación fue de 12.4 GWh, con un factor de planta promedio de 48.1 %. Durante el primer año, el factor de planta fue de 51.7 %. A la fecha, La Venta presenta un factor de planta promedio anual del 40 %; cabe mencionar que éste podría ser mayor, dado a que los momentos en que la planta queda fuera de operación son más por razones administrativas que técnicas.

En el mundo operan unas 1,600 máquinas del mismo fabricante y de capacidad similar a las de La Venta, pero sólo la instalada en Nueva Zelanda se acerca a los valores de generación registrados en México, que han impuesto récord con más de un millón de kWh al año.

### *Operación y mantenimiento*

La operación de la central se realiza de forma automática, iniciando la generación cuando el viento alcanza velocidades de 4 m/s, incrementando su salida si la velocidad alcanza valores mayores. La potencia nominal de las máquinas se obtiene a velocidades comprendidas entre 15 y 25 m/s, siendo a 25 m/s cuando el generador sale de servicio por razones de seguridad del aerogenerador en su conjunto.

El total de los aerogeneradores de la central está dividido en tres grupos, esto es, un grupo está formado por tres generadores y dos grupos por dos generadores cada uno, de tal forma que cada grupo esté conectado a un transformador que eleva el voltaje de generación que es de 480 V a 13.2 kV para así poder entregar la producción a la línea mediante la cual la central se interconecta a la red.

Para atender a esta central se cuenta con personal de CFE formado por un técnico y un administrativo que realiza la supervisión a distancia, 30 km, a través de computadoras enlazadas por señal de radiofrecuencia. Como redundancia, en forma diaria el personal efectúa una inspección física directa a los equipos de la central.

El mantenimiento de la central se encuentra a cargo una compañía local, creada con personal que laboró para la contratista y que recibió capacitación en instalaciones similares en el extranjero.

### *Resultados*

No han ocurrido problemas graves como pudieran ser fracturas en las aspas o fallas estructurales. Los problemas que se han presentado están relacionados con: descargas eléctricas atmosféricas, sobretensión en el interior de la carcasa, incendio en componentes de dos controles electrónicos locales y fallas en dos cajas de engranes. Estos problemas ocasionaron que algunas máquinas quedaran fuera de operación durante el tiempo necesario para su reparación. No obstante, la central continuó operando con factores de planta anuales mayores que 35%.

Después de seis años de operación, la central eólica La Venta ha permitido constatar el excelente recurso eólico existente en ese micrositio. El 40 % de factor de planta promedio alcanzado es de los más altos en centrales eólicas en el mundo, y puede ser incrementado, ya que en el período de operación está contenida la etapa de aprendizaje que se tiene durante la implementación de cualquier tecnología nueva. En esa etapa se asimilaron experiencias en la operación y el mantenimiento, que incluyeron tanto aspectos técnicos como logísticos y administrativos.

Por otro lado, aunque con una capacidad mínima, se pudo constatar que la tecnología eólica puede ser integrada al Sistema Interconectado Nacional, prácticamente sin efectuar cambios trascendentales en los circuitos eléctricos existentes. Los aerogeneradores son suministrados con las componentes necesarias para integrarse a las redes eléctricas. Por ejemplo, los aerogeneradores incluyen capacitores que suministran los reactivos requeridos por los generadores de inducción.

Para el caso específico de la central La Venta, la cercanía con el Complejo Hidroeléctrico del Grijalva, permite que un recurso intermitente como el eólico se complemente con la gran reserva que representa el embalse hidráulico.



Fig. 4.1. Central Eolocléctrica "La Venta". Oax. (CFE)

## **Planta Eólica Piloto Guerrero Negro, B.C.S.**

Guerrero Negro es una planta eólica piloto localizada en Baja California Sur, en una población cuyo nombre es el mismo que se le asignó al proyecto. Esta planta está integrada a una red eléctrica aislada, de baja demanda.

Este proyecto también se construyó de acuerdo con una licitación que en septiembre de 1997, la Comisión Federal de Electricidad, emitió a través de su Unidad de Nuevas Fuentes de Energía; una licitación pública internacional, en la modalidad de proyecto llave en mano, para el suministro, instalación y puesta en servicio de un aerogenerador de 600 kW, destinado a su instalación en Guerrero Negro B.C.S.. Cabe mencionar, que la obra civil de este proyecto se contrató por separado. La máquina se conectó al sistema eléctrico local por medio de una línea de 34.5 kV y opera en paralelo con la central diesel, de 16 MW de capacidad, que suministra energía eléctrica a la zona.

De acuerdo con la licitación de la CFE: "La meta que se persigue es disminuir, hasta donde sea posible, el consumo de combustibles fósiles, ya que el aislamiento, lejanía y dificultad de transporte no sólo encarece su costo sino que el suministro es muy problemático. Aunado a lo anterior, lo precario del equilibrio ecológico de esta área, declarada como zona de amortiguamiento de la reserva de la biósfera del Desierto del Vizcaino, hace indispensable minimizar la utilización de dichos combustibles."

El fallo de la licitación fue otorgado a la compañía española Gamesa Eólica con el aerogenerador modelo V-44. La máquina se conectó al sistema eléctrico local por medio de una línea de 34.5 kV y opera en paralelo con la central diesel, de 16 MW de capacidad, que suministra energía eléctrica a la zona.

Para Guerrero Negro, el contrato incluyó una garantía en servicio y refacciones por tres años, tratando con esto de asegurar el suministro de refacciones y servicios, dado a que en esta zona no existen prácticamente empresas de servicios, y tendrían que ser contratadas en otros lados a costos elevados.

### *Características generales*

La planta está constituida por un aerogenerador de 600 kW, un transformador para elevar la tensión de 480 a 34,500 Volts, un interruptor de potencia en SF6 y sistemas de protección, control y monitoreo, este último tanto local como remoto. El aerogenerador consta de un rotor de tres aspas, con un diámetro de 44 metros, colocado sobre una torre tubular de 50 metros de altura.

La planta se encuentra operando desde diciembre de 1998, con un factor de planta promedio de 24 %.

La electricidad generada por esta planta es entregada a la subestación de la central diesel que se encuentra en la zona, a través de un bus de 34.5 kV, de donde salen las líneas eléctricas que alimentan la población de Guerrero Negro y las líneas que llevan electricidad hasta el Vizcaino, zona agrícola con alto consumo de energía para bombeo de agua.

Las demandas máxima y mínima en Guerrero Negro son aproximadamente de 6 y 3 MW respectivamente, lo que en energía representa unos 28 GWh por año. En forma anual, la planta eólica piloto aporta un 5 % de esa energía consumida.

De los estudios previos, emprendidos por la CFE, se obtuvo un promedio anual de la velocidad del viento igual a 7.7 m/s para una altura de 40.5 metros sobre el terreno.

### *Operación y Mantenimiento*

El aerogenerador instalado en Guerrero Negro es operado en forma automática desde la central diesel, por medio de un enlace de radiofrecuencia. Por la cercanía entre las dos plantas, 3.5 km, los operadores pueden realizar durante el día una o dos inspecciones directas a los equipos de la planta eólica.

La generación eólica se inicia cuando el viento tiene una velocidad de 5 m/s, y cuando esta última es mayor a 20 m/s, el generador sale de servicio por razones de seguridad. La potencia nominal de 600 kW se obtiene cuando la velocidad del viento es de 17 m/s, y para velocidades mayores, la potencia se mantiene en su valor nominal gracias al control de potencia de paso variable.

Cabe mencionar, que los servicios de mantenimiento han sido efectuados con toda oportunidad por la compañía contratista; sin embargo, por la reducida capacidad de la planta, existe el riesgo de no contar con esos servicios en forma oportuna, sobre todo en casos de emergencia.

### *Resultados*

De la planta eólica de Guerrero Negro se obtuvo una generación de 944 000 kWh entre diciembre de 1998 y noviembre de 1999. Lo anterior significa que el factor de planta medio con el que operó la planta en ese período es del 18 %.

La generación del primer año de operación realmente fue baja, debido a los periodos de prueba a que estuvo sometida la unidad durante los primeros meses, reduciendo así el tiempo real de operación del aerogenerador.

En términos generales, la generación eólica ha mostrado en Guerrero Negro potencial para entregar energía a la población, ahorrando combustible fósil y reduciendo emisiones contaminantes. Estos resultados, junto con la experiencia que se ha adquirido, fortalecen la conveniencia de realizar una segunda etapa: incrementar la capacidad eólica instalada para llegar a un total eólico de 2.4 MW, cifra que podrá aumentar en función de las condiciones de crecimiento de la red.



Fig. 4.2. Aerogenerador de 600 kW instalado en Guerrero Negro B.C.S., (CFE).

## **Planta Eléctrica Híbrida Puerto Alcatraz, B.C.S.**

Los estados de Baja California: Sur y Norte concentran el 90 % de la población en el 15% del territorio, en los extremos Norte y Sur de la península. El 10% de los habitantes se ubica en forma muy dispersa en poblados muy pequeños con grandes distancias entre si, diseminados en una inmensa superficie de 173,000 km<sup>2</sup>.

Resultaría muy onerosa una electrificación integral de estos poblados. Aparte de un gran potencial geotérmico en el extremo norte y uno pequeño al centro de la península, las únicas fuentes naturales de energía locales, son el viento y el sol.

Así, en la búsqueda de opciones para la electrificación de estos poblados aislados, la Unidad de Nuevas Fuentes de Energía (UNFE), de la Comisión Federal de Electricidad, desarrolló un proyecto experimental en el poblado de Puerto Alcatraz. Este proyecto consta de un sistema híbrido eólico-solar-diesel de generación de energía eléctrica, que ha operado desde julio de 1997 a la fecha en dos formas diferentes.

En la división de distribución local de CFE se decidió que el sistema se instalara en el poblado de Puerto Alcatraz, Isla Margarita, B.C.S. En este lugar ya existía un sistema eléctrico formado por una red de distribución trifásica, para 48 usuarios y una unidad diesel de 100 kW, que utilizaban los pobladores durante un promedio de 3 horas diarias, generalmente entre las 20:00 y las 23:00 horas.

Puerto Alcatraz es una población compuesta por unas 40 familias de pescadores, localizada en la isla Santa Margarita, al extremo sur de la península de Baja California. A partir de la puesta en operación de esta planta, la población cuenta con servicio de electricidad las 24 horas del día, lo que ha permitido que mejore el nivel de vida de sus habitantes.

### *Características generales*

La capacidad total de la planta es de 77.3 kW, y está constituida por 3 aerogeneradores de 5 kW cada uno, 2 arreglos fotovoltaicos de 1.15 kW cada uno, una máquina diesel de 60 kW y como equipo complementario cuenta con un banco de baterías de 200 kWh, 120 V CD y un inversor de 15 kW, 0.9 FP.

Dado que el proyecto original se había concebido para sólo 30 viviendas, con la consigna de administrar la energía, la generación esperada resultaba insuficiente para los 48 usuarios, quienes deseaban, además, el suministro continuo del servicio. De acuerdo con los pobladores y las autoridades locales, se decidió ampliar el proyecto y operar en dos etapas: en la inmediata el sistema renovable

alimentaría los servicios comunitarios (alumbrado público, escuela, cancha deportiva, iglesia y sala de reuniones de la comunidad) con dos circuitos de 120 V CA, instalados por separado de la red de distribución trifásica existente. Cada circuito tomaría la energía de la barra de corriente directa, a través de los inversores, en forma independiente. Los pobladores, a discreción, podrían arrancar la unidad diesel y alimentar con ella su red de distribución, para los servicios domiciliarios, cuando lo quisieran.

Para una segunda etapa, la UNFE amplió el proyecto original, agregando un convertidor trifásico con equipo de control que incorpora una unidad diesel al sistema en forma automática, para tener continuidad en el suministro de energía. El paquete del convertidor cuenta, también, con un sistema de monitoreo y adquisición de datos. La UNFE cambió por unidades ahorradoras de energía los servicios comunitarios, reduciendo de 7.1 a 1.52 kW la demanda de éstos.

### *Operación y Mantenimiento*

Todos los equipos se integran bajo una operación automatizada de la planta, la cual se efectúa de la siguiente manera: Durante las horas en las que existe suficiente sol y/o viento, desde los módulos fotovoltaicos o desde los aerogeneradores, se entrega electricidad a los usuarios a través de un equipo llamado inversor, manteniéndose al motogenerador diesel en reserva.

Si por las condiciones bajas del viento o del sol no se puede generar la energía que demanda el poblado, ésta se toma del banco de baterías suministrándose a los usuarios también a través del inversor.

El generador diesel entra en operación sólo cuando las fuentes renovables o el banco de baterías no tienen la suficiente energía para satisfacer la demanda.

### *Resultados*

Dentro de la primera etapa, desde julio de 1997 hasta el 23 de mayo de 1998, el sistema renovable alimentó solamente los servicios comunitarios. Para esta demanda el sistema fue autosuficiente, con solamente el recurso renovable, sin interrupción alguna por falta del recurso. Los residentes del lugar siguieron tomando energía de la unidad diesel, arrancándola alrededor de tres horas diarias, en la forma acostumbrada.

Este periodo de 10 meses no fue monitoreado. Sin embargo, de las cargas que alimentó se puede establecer un consumo de 35.7 kWh por día. Con la capacidad de almacenamiento de 84 kWh de las baterías, 10 kW de generación eólica y 2.3

kW de generación solar, el sistema renovable fue autosuficiente para satisfacer esta demanda.

A partir de junio de 1998, ya en la segunda etapa, el sistema pudo ser monitoreado, aunque las dificultades para bajar la información con la regularidad requerida no ha permitido un monitoreo continuo. De la información adquirida, la que tiene mayor continuidad es la del periodo comprendido entre el 11 de junio y el 27 de agosto (77 días) y para efectos de evaluación de energía es muy confiable y representativa. Del total de generación de la planta en este periodo, 34.76 % fue generación renovable.

Hay que señalar que el 7 de agosto se interrumpió la aportación de un aerogenerador dentro de este periodo, dado al daño ocasionado por efectos del huracán Frank, reduciéndose la generación eólica a la mitad. Este se reparó y entró en operación el 12 de septiembre de 1998. Puede afirmarse que, de no haberse dañado el aerogenerador, la aportación de generación habría sido de 38.56%, en el mismo periodo.

La operación del sistema híbrido ha traído importantes beneficios a la comunidad de Puerto Alcatraz al mejorar sus condiciones de vida. Por tratarse de la primera experiencia en la que se involucra CFE el sistema ha sido objeto de modificaciones tendientes a mejorar su operación e incrementar los beneficios para los pobladores.

El proyecto ha mostrado resultados favorables como para que los gobiernos estatales, municipales y la CFE consideren extender la aplicación de estos proyectos a otras comunidades rurales de la Península de Baja California y otros estados de la República Mexicana.

## **Planta Eléctrica Híbrida San Juanico, B.C.S.**

San Juanico es una comunidad rural localizada en el litoral del Océano Pacífico del municipio de Comondú en Baja California Sur; cuenta con 400 habitantes y 95 casas. En esta población, el suministro de energía eléctrica había venido siendo proporcionado en forma racionada mediante un motogenerador diesel, el cual sólo era operado tres horas diarias, al iniciar la noche, tratando con esto de tener un consumo bajo de combustible.

La demanda eléctrica de San Juanico es de aproximadamente 50 kW, carga que incluye el alumbrado público. En ocasiones, como por ejemplo durante las festividades del poblado, esa demanda se incrementa hasta 70 kW.

Para dotar a esa comunidad con un servicio eléctrico adecuado, que permita un mejor nivel de vida para la población, los gobiernos estatal de Baja California Sur y municipal de Comondú, Comisión Federal de Electricidad, Arizona Public Service, Niagara Mohawk Power Corp, US department of Energy y Agency for International Development, construyeron una planta híbrida eólica-fotovoltaica-diesel de 197 kW, con la que actualmente se suministra electricidad a la población las 24 horas del día.

Con la puesta en marcha de esta planta, las instituciones participantes buscan demostrar que los sistemas comerciales híbridos solar-viento representan una alternativa económica a los métodos convencionales de electrificación, ya sean éstos por medio de motogeneradores diesel autónomos o mediante la extensión de la red eléctrica de la región. Claro está que también buscan demostrar los beneficios ambientales que se alcanzan con la implementación de sistemas de generación de electricidad que aprovechan las energías renovables, al minimizar el uso de combustibles fósiles.

### *Características generales*

La planta híbrida de San Juanico está constituida por tres sistemas de generación de electricidad que operan en paralelo: uno utiliza energía radiante del sol, otro energía del viento y un tercero utiliza diesel.

La planta híbrida fue diseñada por Mathai, en 1997 y construida para producir electricidad bajo el siguiente sistema: 100 kW por medio del viento, utilizando 10 aerogeneradores de 10 kW cada uno, marca Bergey tipo 10kW BWC EXEL-R, con control de voltaje BWC-10 y rotor de 3 aspas de 7 metros de diámetro, montados en torres de 37 metros de altura. 17 kW solares, en 60 módulos fotovoltaicos y como respaldo un motogenerador diesel de 80 kW.

Como equipo complementario se cuenta también con un banco de baterías, que permite almacenar la electricidad excedente producida con el sol o con el viento, para utilizarse cuando esos recursos están ausentes o bajan su intensidad. Dependiendo de la demanda, el banco de baterías puede por sí solo suministrar la energía del poblado durante varias horas.

### *Operación y mantenimiento*

La planta opera automáticamente de forma similar a la planta híbrida de Puerto Alcatraz, dependiendo de la disponibilidad de los recursos energéticos.

Uno de los equipos importantes que integran la planta de San Juanico es la Unidad de Conversión de Energía, llamado en forma abreviada inversor porque precisamente su función principal consiste en convertir la corriente directa de 240 Volts, que entregan aerogeneradores, módulos fotovoltaicos o baterías, en corriente alterna a la misma tensión eléctrica. Este equipo es además el cerebro de la planta, ya que contiene un controlador computarizado que arranca o para el motogenerador diesel y monitorea y registra los diferentes parámetros de operación de los equipos, en especial el voltaje de las baterías.

Para llevar la energía con el mínimo de pérdidas eléctricas hasta los usuarios, en un trayecto de aproximadamente 800 metros que existen entre la planta y el poblado, un transformador en la planta eleva el voltaje de la corriente alterna que entrega el inversor, desde 240 V hasta 13.2 kV. Ya dentro del poblado se tiene otro transformador que reduce el voltaje de la corriente hasta 120 Volts, voltaje con el cual se alimentan las casas.

La administración del sistema se planeó de tal manera que sea un proyecto autosostenible en el largo plazo, este es, que los ingresos obtenidos por la venta de la energía permitan solventar los gastos que se originen para el mantenimiento y operación de la planta.

Pobladores de la comunidad han recibido entrenamiento para la operación de la planta. Por ese trabajo permanente, los operadores reciben un salario mensual. La Comisión Federal de Electricidad ha participado en las actividades de entrenamiento al patronato para la operación y mantenimiento de la planta.

### *Resultados*

El aprovechamiento de los fuertes vientos así como el de los excelentes niveles de insolación existentes en San Juanico, han hecho posible dotar a esta comunidad

de un sistema eléctrico confiable, con el que pueden disponer de electricidad las 24 horas del día.

A pesar de que el sitio elegido para la instalación de los aerogeneradores no fue el mejor, los resultados han sido buenos tanto técnicamente como económicos, pues la producción de electricidad por medio de las fuentes renovables son preferenciales para los consumidores de esta población, ya que el costo de la energía les resulta más económico cuando la generación es por este medio que cuando tienen que recurrir al motogenerador.

Los anteriores son proyectos que se han desarrollado por parte de la CFE, sin embargo existen empresas privadas que también han mostrado interés en aprovechar este recurso energético. En seguida se describen estos proyectos independientemente de CFE que se han desarrollado también en nuestro país.

### **Proyecto piloto de Cementos Apasco**

En mayo de 1997, la compañía cementera Apasco adquirió un aerogenerador de 500 kW para su planta localizada en Ramos Arizpe, Coahuila. La máquina corresponde al modelo Z-40 de la compañía estadounidense Zond Energy Systems, Inc.

Al principio, el aerogenerador se conectó a una línea eléctrica de 38 kV, propiedad de la Comisión Federal de Electricidad, para operar en la modalidad de autoabastecimiento. Sin embargo, por razones no técnicas, la conexión fue conmutada para suplir electricidad a una carga específica que opera en bajo voltaje (440 V). De acuerdo con los propietarios de la máquina, ésta ha operado satisfactoriamente con algunos problemas menores relacionados con fallas del sistema electrónico.

En los alrededores de la cementera, Apasco cuenta con un área de tamaño importante. Sin embargo, el recurso eólico en la zona es relativamente bajo, aunque por la topografía del terreno, no se descarta la posibilidad de que en sitios específicos la magnitud del recurso pueda ser mayor.

En este sentido, Apasco, una empresa que opera sus instalaciones con tecnología avanzada, participa en el proceso de diversificación tecnológica en el sector eléctrico mexicano.

Dependiendo de los resultados técnico-económicos de la instalación demostrativa, de las condiciones del mercado de la "energía eléctrica limpia", y de

la evolución de los costos de la tecnología eolieléctrica, Apasco no descarta la posibilidad de construir una central eolieléctrica de capacidad importante en la zona.

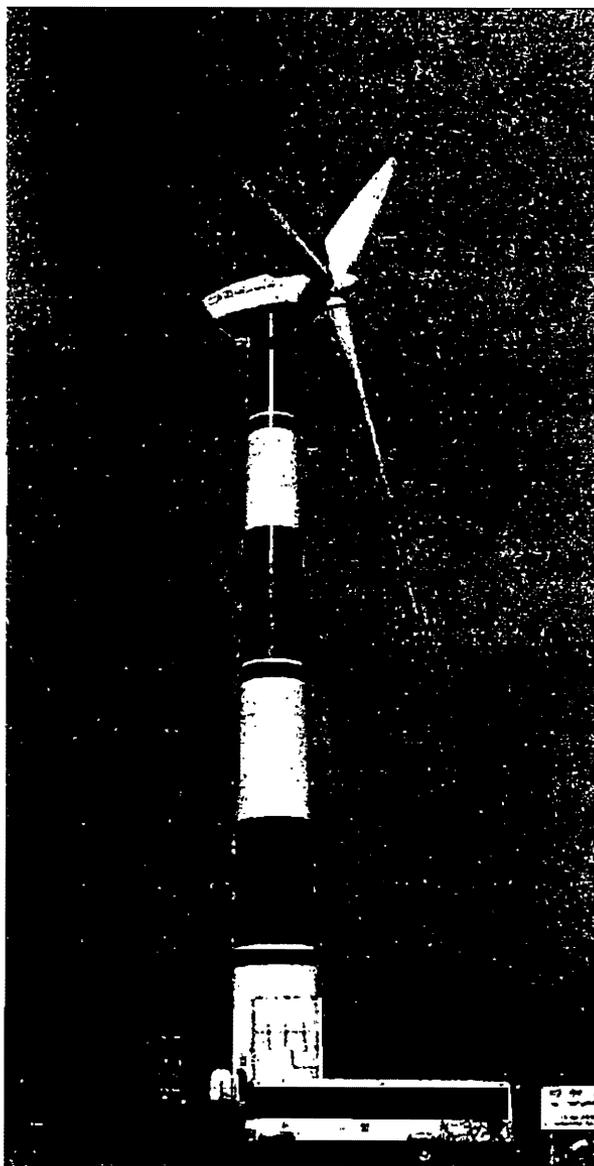


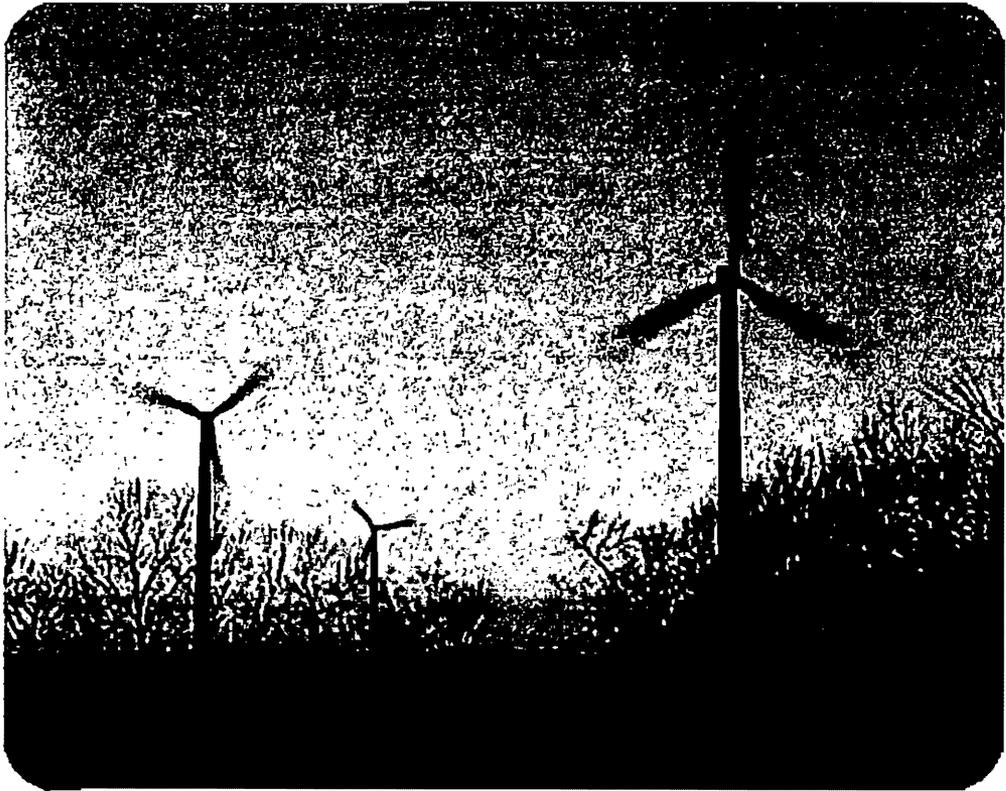
Fig. 4.3. Aerogenerador de 550 kW instalado en Ramos Arizpe, Coah., (Apasco).

En base a los datos que se tienen como resultado de estos proyectos, y a la experiencia misma de quienes han participado en ellos, el aprovechamiento del recurso energético del viento ha mostrado significativas ventajas en las diferentes regiones en se encuentran las instalaciones.

En los proyectos de Baja California Sur por ejemplo, "los habitantes de las zonas beneficiadas prefieren esperar el arreglo de una falla, en el caso de que se llegue a dar, que pagar el diesel con que funcionaría el sistema de respaldo de esas centrales híbridas", comentó el Ing. Roberto Cadenas, Jefe de la Unidad de Nuevas Fuentes de Energía, al entrevistarlo al respecto. Además agregó, "el resultado ha sido tal, que debe considerarse crear un programa de electrificación rural utilizando este recurso en zonas que cuenten con él y que se encuentran alejadas de la red eléctrica nacional.

Así mismo comentó lo conveniente que sería establecer un régimen político para explotar las zonas de grandes potenciales eólicos con centrales conectadas a red.

**Análisis de costos de una  
central eoloeléctrica y comparación  
de éstos con los de otros tipos de  
centrales generadoras**



## Análisis de costos de una central eoloeléctrica y comparación de éstos con los de otros tipos de centrales generadoras

En la planeación del crecimiento de un sistema eléctrico, la combinación óptima de los distintos medios de generación constituye un problema principalmente de optimización económica: se trata de minimizar la suma de los costos de inversión y operación, mediante una mezcla óptima de los diferentes medios de generación, satisfaciendo la potencia y la energía eléctrica requeridas con una calidad adecuada del servicio.

El costo de la energía generada por cada tipo de unidad depende de los costos de inversión y de operación correspondientes y de la duración del funcionamiento anual de la unidad.

### Costo anual de inversión y costo fijo anual

El costo fijo anual  $F$  de algún tipo de unidad generadora, es la suma del costo anual de inversión más los costos fijos anuales de operación por kilowatt instalado. El costo anual de inversión por kilowatt instalado  $A$  se obtiene multiplicando la inversión bruta por kilowatt  $P$  por el factor de anualidad:

$$A = P \left[ \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right]$$

donde:

$A$  = costo anual de inversión por kW instalado

$P$  = inversión bruta por kW instalado

$i$  = tasa de descuento

$n$  = vida útil de la unidad generadora en años

Así:

$$F = A + Fo$$

donde:

F = costo fijo anual

Fo = costo fijo anual de operación

### **Costo variable de operación por kWh y del costo variable anual por kW en función del factor de planta**

Los costos variables de operación V están dados por el costo del combustible utilizado, el cual depende del precio unitario del combustible, el consumo específico de combustible de la unidad generadora considerada y el poder calorífico del combustible.

$$V = \frac{UxE}{C}$$

donde:

V = costo variable de operación por kWh generado

U = precio unitario del combustible

C = poder calorífico del combustible

E = consumo específico de combustible de la unidad

Los costos variables anuales de operación dependen del número de horas que la unidad trabaje al año y están dados por la siguiente expresión:

$$Va = V (8760 \times f)$$

donde:

Va = costo variable anual de operación por kW instalado

8760 = número de horas en un año (365 x 24)

f = factor de planta

El factor de planta puede definirse como el número de horas al año que la unidad generadora está en servicio en relación al número total de horas en un año.

Esta definición implica que la unidad generadora funciona siempre a plena carga. Una definición más general de factor de planta es la relación entre la energía generada por la unidad durante un año y la energía que se habría generado si la unidad hubiese trabajado a plena carga durante las 8760 horas del año.

En el caso de una planta eoloelectrica los costos variables de operación son nulos, ya que no consume combustible.

### Costo anual total

El costo total anual  $T_p$  de suministrar una carga de un kilowatt durante  $t$  horas al año, usando una unidad generadora  $p$ , con costos anuales fijos  $F_p$  y costos anuales variables  $V_p$  está dado por la siguiente expresión:

$$T_p = F_p + V_p \times t$$

$$T_p = F_p + V_a p$$

### Costo del kilowatt-hora generado

Una vez que se ha calculado el costo fijo anual y el costo variable anual por kilowatt de capacidad de generación instalada de un tipo determinado de unidad generadora, el costo del kilowatt-hora generado por ese tipo de unidad se obtiene dividiendo el costo total anual por kilowatt de capacidad de generación instalada, que es la suma del costo fijo y el costo variable, por el número de kilowatts-hora generados anualmente por cada kilowatt de capacidad de generación del tipo de unidad considerado, que es función del factor de planta al que opera ese tipo de unidad.

$$G = 8760 \times f \times l$$

$$C_E = \frac{T}{G} = \frac{F + V_a}{G}$$

donde:

$G$  = generación anual por kW instalado operando con un factor de planta  $f$

$C_E$  = costo del kWh generado operando con un factor de planta  $f$

$T$  = costo anual total por kW instalado

F = costo fijo anual por kW instalado

Va = costo variable anual por kW instalado funcionando con un factor de planta f

Puede verse que el costo del kilowatt-hora puede descomponerse en dos sumandos: la parte del costo debida al costo fijo anual por kilowatt instalado, que es independiente del factor de planta al que opera la unidad y la parte del costo debida al costo variable anual por kilowatt instalado que sí es función del factor de planta.

## Características de las plantas eoloelectricas

Como ya se señaló, en las plantas generadoras eoloelectricas los costos variables anuales de operación son iguales a cero, ya que no consumen combustible y, en consecuencia, los costos anuales de generación se deben únicamente a los costos fijos anuales, que están constituidos principalmente por los costos anuales de inversión, ya que los costos fijos anuales de operación de las plantas eoloelectricas son de poca magnitud.

En seguida se señala en forma general, los costos en que se incurre al llevar a cabo la implantación de una central eoloelectrica.

### Costos de los aerogeneradores

Son prácticamente los aerogeneradores los que representan la mayor erogación del proyecto, la figura 5.1 da una idea del rango de precios de los aerogeneradores daneses modernos conectados a red. Como se puede ver, los precios varían para cada tamaño de aerogenerador. Los motivos son, p.ej., las diferentes alturas de las torres y los diferentes diámetros de rotor. Una máquina especial para vientos suaves con un diámetro de rotor relativamente grande será más cara que una máquina para vientos fuertes con un diámetro de rotor pequeño.

Al cambiar de una máquina de 150 kW a otra de 600 kW los precios más o menos se triplicarán, en lugar de cuadruplicarse. La razón es que hasta cierto punto existen economías de escala, p.ej. la cantidad de mano de obra que participa en la construcción de una máquina de 150 kW no es muy diferente de la que hace falta para construir una máquina de 600 kW, las características de seguridad, la cantidad de electrónica necesaria para hacer funcionar una máquina pequeña o una grande es aproximadamente la misma. También puede haber (algunas) economías de escala en la operación de parques eólicos en lugar de operar turbinas individuales, aunque estas economías tienden a ser bastante limitadas.

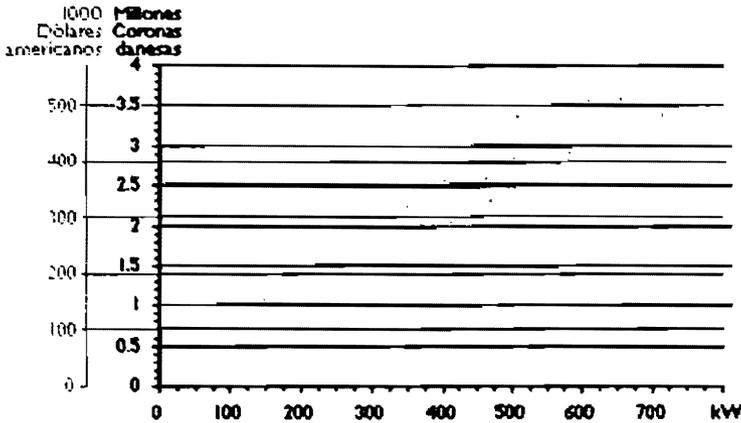


Fig. 5.1 Rango de precios de los aerogeneradores daneses modernos

Actualmente la competencia de precios es particularmente dura, y la gama de productos particularmente amplia alrededor de 500-750 kW. Aquí es donde probablemente se va a encontrar una máquina optimizada para cualquier clima eólico en particular. Incluso si los precios son muy similares en el rango de 500 a 750 kW, no se tiene necesariamente que elegir una máquina con un generador lo más grande posible. Una máquina con un gran generador de 750 kW (y un diámetro de rotor relativamente pequeño) puede generar menos electricidad que otra de, digamos, 450 kW, si está situada en una zona de vientos suaves. Hoy en día el caballo de carga es típicamente una máquina de 600 kW con una altura de torre de 40 a 50 metros y un diámetro de rotor de alrededor de 43 metros.

### *Costos de instalación de aerogeneradores*

Los costos de instalación incluyen las **cimentaciones**, normalmente hechas de hormigón armado, la **construcción de carreteras** (necesarias para transportar la turbina y las secciones de la torre hasta el lugar de la construcción), un **transformador** (necesario para convertir la corriente a baja tensión (690 V) de la turbina a una corriente a 10-30 kV para la red eléctrica local), **conexión telefónica** para el control remoto y vigilancia de la turbina, y los **costos de cableado**, es decir, el cable que va desde la turbina hasta el transformador y de éste a la línea de alta tensión de 10-30 kV.

Los costos de las carreteras y de las cimentaciones dependen de las **condiciones del suelo**, es decir, de como de barato y fácil sea construir una carretera capaz de soportar camiones de 30 toneladas. Otro factor variable es la **distancia a la**

carretera ordinaria más cercana, los costos de llevar una grúa móvil hasta el sitio, y la distancia a una línea de alta tensión capaz de manejar la producción de energía máxima de la turbina.

La conexión telefónica y el control remoto no es una necesidad, pero a menudo es bastante barato, por lo que resulta económico incluirlo en la instalación de una turbina.

Los costos de transporte de la turbina pueden entrar en los cálculos, si el emplazamiento es muy remoto, aunque normalmente no son superiores a unos 15 000 dólares americanos.

Obviamente es más barato conectar muchas turbinas en la misma localización que conectar una sola. Por otra parte, hay limitaciones a la cantidad de energía eléctrica que la red local puede aceptar. Si la red eléctrica es demasiado débil para manejar la producción de la turbina, puede ser necesario un refuerzo de red, es decir, una extensión de la red eléctrica de alta tensión. Quién debe pagar por el refuerzo de red (si el propietario de la turbina o la compañía eléctrica) varía de un país a otro.

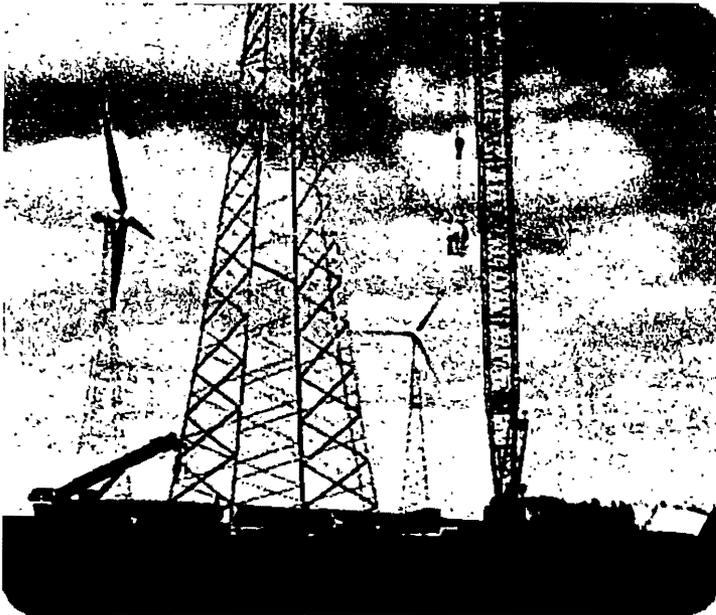


Fig. 5.2. Central eoloelectrica en construcción

## *Costos de operación y mantenimiento*

La experiencia muestra que los costos de mantenimiento son generalmente muy bajos cuando las turbinas son completamente nuevas, pero que aumentan algo conforme la turbina va envejeciendo.

Estudios llevados a cabo en 500 aerogeneradores daneses instalados en Dinamarca desde 1975 muestran que las nuevas generaciones de turbinas tienen relativamente menos costos de reparación y mantenimiento que las generaciones más viejas (los estudios comparan turbinas que tienen la misma edad pero que pertenecen a distintas generaciones).

Los aerogeneradores daneses más antiguos (25-150 kW) tienen costos de reparación y mantenimiento de una media de alrededor del 3 por ciento de inversión inicial de la turbina. Las turbinas más nuevas son en promedio sustancialmente más grandes, lo que tendería a disminuir los costos de mantenimiento por kW de potencia instalada (no se necesita revisar una gran turbina moderna más a menudo que otra pequeña). Para las máquinas más nuevas los rangos estimados son del 1.5 al 2 por ciento al año de la inversión inicial de la turbina.

La mayoría de costos de mantenimiento son una cantidad anual fija para el mantenimiento regular de las turbinas, aunque algunos prefieren utilizar en sus cálculos una cantidad fija por kWh producido, normalmente alrededor de 0.01 dólares americanos/kWh. El razonamiento sobre el que se apoya este método es que el desgaste y la rotura en la turbina generalmente aumentan con el aumento de la producción.



Fig. 5.3. Trabajador dando mantenimiento a un aerogenerador

Algunos componentes del aerogenerador están más sujetos que otros al desgaste y a la rotura. Esto es particularmente cierto para las palas y para el multiplicador. Los propietarios de aerogeneradores que ven que el final de la vida de diseño de su turbina está cerca, pueden encontrar ventajoso alargar la vida de la turbina haciendo una revisión general de la turbina, p.ej. reemplazando las palas del rotor. El precio de un juego nuevo de palas, un multiplicador o un generador suele ser del orden de magnitud del 15-20 por ciento del precio de la turbina.

Además de las economías de escala, mencionadas anteriormente, que varían con el tamaño de la turbina, pueden haber economías de escala en la operación de parques eólicos en lugar de turbinas individuales. Estas economías se refieren a visitas de mantenimiento cada seis meses, vigilancia y administración, etc.

### *Tiempo de vida de proyecto, vida de diseño*

Los componentes de los aerogeneradores daneses están diseñados para durar 20 años. Evidentemente, se podría diseñar alguno de los componentes para que durase más tiempo, aunque realmente sería un desperdicio si otros componentes principales fueran a averiarse más pronto.

La vida de diseño de 20 años es un compromiso económico útil, que se utiliza para guiar a los ingenieros que desarrollan los componentes para las turbinas. Sus ensayos tienen que demostrar que sus componentes tienen una probabilidad de fallo muy baja antes de que hayan transcurrido 20 años.

La vida real de un aerogenerador depende tanto de la calidad de la turbina como de las condiciones climáticas locales, es decir, de la cantidad de turbulencias del emplazamiento. Por ejemplo, las turbinas marinas pueden durar más debido a la baja turbulencia en el mar. Esto puede implicar costes menores.

### *Factor de disponibilidad*

Las cifras de producción de energía anual consideran que los aerogeneradores están en condiciones de servicio y preparados para girar todo el tiempo. Sin embargo, en la práctica, los aerogeneradores necesitan reparación e inspección una vez cada seis meses para asegurar que siguen siendo seguros. Además, las averías de componentes y los accidentes (fallos de suministro eléctrico) pueden inutilizar los aerogeneradores.

Estadísticas muy extensas muestran que los fabricantes alcanzan, en consecuencia, factores de disponibilidad de alrededor del 98 por ciento, es decir, las máquinas están preparadas para funcionar más del 98 por ciento del tiempo. La producción de energía total se ve generalmente afectada en menos de un 2 por ciento, dado que los aerogeneradores nunca están en funcionamiento durante los vientos fuertes.

Un grado tan alto de fiabilidad es extraordinario, comparado con otros tipos de maquinaria, incluyendo otras tecnologías de generación de electricidad. Así pues, el factor de disponibilidad suele ignorarse en los cálculos económicos, dado que hay otras incertidumbres (p.ej. la variabilidad del viento) que son mucho mayores.

Sin embargo, no todos los fabricantes del mundo tienen un buen registro de fiabilidad, por lo que siempre es una buena idea revisar el historial de los fabricantes y la capacidad de servicio antes de salir y comprar un nuevo aerogenerador.

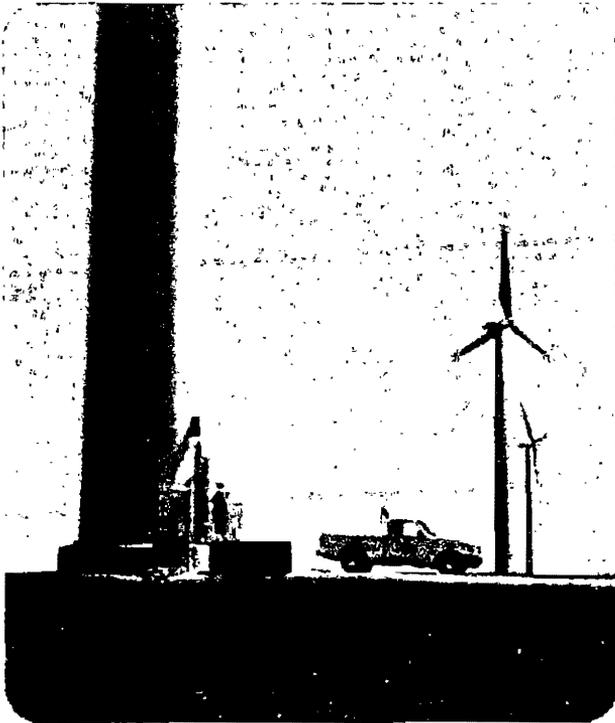


Fig. 5.4. Supervisión del equipo en una central eoloelectrica

## Cálculo del costo del kWh generado

A continuación se presentan los cálculos del costo del kWh generado por una planta eoloeléctrica así como por otros tipos de plantas, con la finalidad de hacer una comparación que muestre la viabilidad económica de esta fuente para poder ser aprovechada.

Los costos unitarios de inversión, que se expresan en pesos por kW, a precios medios de 2000, así como el resto de los parámetros básicos del costo de generación, están tomados de los cuadros 3.1, 1.2, 5.1, 4.3, 4.5, 4.4 y 1.2 de la publicación “Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el sector eléctrico. Generación”, año 2000, editada por la Comisión Federal de Electricidad. (Ver anexo 2)

El cálculo se hizo a moneda constante, considerando una tasa de descuento del 10%.

Las plantas generadoras con las cuales se hará la comparación son:

- Térmica convencional (T), con una potencia bruta de 2x350 MW
- Ciclo Combinado (CC), con una potencia bruta de 1x280 MW
- Turbogas (TG), con una potencia bruta de 1x42.3 MW
- Hidroeléctrica (H), con una potencia bruta de 3x320

Para el caso de la planta eoloeléctrica (E) se hicieron las siguientes consideraciones, mismas que son consideradas en el “Programa de cálculo económico en aerogeneradores” de la Asociación Danesa de la Industria Eólica ([www.windpower.org](http://www.windpower.org)):

Se tomó como base un aerogenerador típico de 600 kW considerando el 30% de su precio para costos de instalación y el 1.5% para operación y mantenimiento.

Así, *Inversión:*

Precio del aerogenerador	450 000 Dls.
+ Costos de instalación	135 000 Dls.
Inversión total	<u>585 000 Dls.</u>

De donde el precio por kW de la potencia eléctrica instalada sería:

$$585\,000 \text{ Dls.} / 600 \text{ kW} = 975 \text{ Dls/kW} = 9584.25 \text{ Pesos/kW}$$

Utilizando el Tipo de Cambio para Solventar Obligaciones Denominadas en Moneda Extranjera en la República Mexicana (valor promedio para 2000), siendo éste: 9.83 pesos /dólar

*Operación y mantenimiento:*

Utilizando el 1.5% del precio de la turbina:

$$\text{Costos de operación y mantenimiento} = 6\,750 \text{ Dls}$$

De donde el precio por kW sería:

$$6\,750 \text{ Dls.} / 600\text{kW} = 11.25 \text{ Dls./kW} = 110.5875 \text{ Pesos/kW}$$

La vida útil de la planta es considerada de 20 años.

Se tomará el factor de planta promedio que la central eoloeléctrica “La Venta” ha presentado, siendo éste de 0.40

Tipo de unidad generadora	Inversión bruta* <sup>1</sup> Pesos/kW	Vida útil* <sup>2</sup> Años	Costo fijo anual de operación* <sup>3</sup> Pesos/kW	Tipo de combustible	Precio unitario del combustible* <sup>4</sup>	Poder calorífico del combustible* <sup>5</sup>	Consumo esp. de la unidad* <sup>6</sup> kcal/kWh	Factor de planta* <sup>7</sup>
T 2x350 MW	8 690.35	30	132.29	Combustóleo	1.3535 \$/l	9958.36 $\frac{kcal}{l}$	2429.99	0.750
CC 1x280 MW	5 028.84	30	218.24	Gas Natural	1.5114 \$/m <sup>3</sup>	8462.83 $\frac{kcal}{m^3}$	1749.15	0.800
TG 1x42.3 MW	6 406.18	30	174.05	Gas Natural	1.5114 \$/m <sup>3</sup>	8462.83 $\frac{kcal}{m^3}$	2448.86	0.125
H 3x320 MW	17 406.03	50	46.66	---	---	---	---	0.253
E 1x0.6 MW	9 584.25	20	110.58	---	---	---	---	0.400

Tabla 5.1. Datos requeridos para realizar los cálculos

\* <sup>1</sup> Ver anexo 2, cuadro 3.1

\* <sup>2</sup> " , cuadro 1.2

\* <sup>3</sup> " , cuadro 5.1

\* <sup>4</sup> " , cuadro 4.5 y conversiones del cuadro 4.2

\* <sup>5</sup> " , cuadro 4.3 y conversiones del cuadro 4.2

\* <sup>6</sup> " , cuadro 4.4

\* <sup>7</sup> " , cuadro 1.2

## Cálculo del costo anual de inversión y del costo fijo anual

$$A = P \left[ \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] \quad ; \quad CFA = A + CFO$$

A = Costo anual de inversión

P = Inversión bruta

i = Tasa de descuento

n = Vida útil

CFA = Costo fijo anual

CFO = Costo fijo anual de operación

Tipo de unidad generadora	P Inversión bruta Pesos/kW	n Vida útil Años	i Tasa de descuento %	Factor de anualidad	A Costo anual de inversión Pesos/kW
T 2x350 MW	8 690.35	30	10	0.10608	921.87
CC 1x280 MW	5 028.84	30	10	0.10608	533.46
TG 1x42.3 MW	6 406.18	30	10	0.10608	679.57
H 3x320 MW	17 406.03	50	10	0.10086	1 755.57
E 1x0.6 MW	9 584.25	20	10	0.11746	1 125.76

Tabla 5.2. Cálculo del costo anual de inversión

Tipo de unidad generadora	CFO Costo fijo anual de operación Pesos/kW	A Costo anual de inversión Pesos/kW	CFA Costo fijo anual Pesos/kW
T 2x350 MW	132.29	921.87	1 054.16
CC 1x280 MW	218.24	533.46	751.70
TG 1x42.3 MW	174.05	679.57	853.62
H 3x320 MW	46.66	1 755.57	1 802.23
E 1x0.6 MW	110.58	1 125.76	1 236.34

Tabla 5.3. Cálculo del costo fijo anual

Cálculo del costo variable de operación por kWh y del costo variable anual por kW en función del factor de planta.

$$CV = \frac{PU}{PC} \times CE \quad ; \quad CVA = CV (8760 \times FP)$$

CV=Costo variable de op. por kWh  
 PU=Precio unitario del combustible  
 PC=Poder calorífico del combustible  
 CE=Consumo específico de la unidad

CVA=Costo variable anual por kW  
 8760=No.de hrs.de un año (365x24)  
 FP=Factor de planta

Tipo de unidad generadora	Tipo de combustible	PU Precio unitario del combustible	PC Poder calorífico del combustible	CE Consumo esp. de la unidad kcal/kWh	CV Costo variable de operación Pesos/kWh
T 2x350 MW	Combustóleo	1.3535 \$/l	9958.36 $\frac{kcal}{l}$	2429.99	0.33027
CC 1x280 MW	Gas Natural	1.5114 \$/m <sup>3</sup>	8462.83 $\frac{kcal}{m^3}$	1749.15	0.31239
TG 1x42.3 MW	Gas Natural	1.5114 \$/m <sup>3</sup>	8462.83 $\frac{kcal}{m^3}$	2448.86	0.43735
H 3x320 MW	---	---	---	---	---
E 1x0.6 MW	---	---	---	---	---

Tabla 5.4. Cálculo del costo variable de operación por kWh

Tipo de unidad generadora	CV Costo variable de operación Pesos/kWh	FP Factor de planta	8760 x FP horas/año	CVA Costo variable anual Pesos/kW
T 2x350 MW	0.33027	0.750	6570	2169.87
CC 1x280 MW	0.31239	0.800	7008	2189.23
TG 1x42.3 MW	0.43735	0.125	1095	478.90
H 3x320 MW	---	0.253	2216.28	---
E 1x0.6 MW	---	0.400	3504	---

Tabla 5.5. Cálculo del costo variable anual por kW en función del factor de planta.

## Cálculo del costo anual total

$$CAT = CFA + CVA$$

CAT = Costo anual total

CFA = Costo fijo anual

CVA = Costo variable anual

Tipo de unidad generadora	CFA Costo fijo anual Pesos/kW	CVA Costo variable anual Pesos/kW	CAT Costo anual total Pesos/kW	FP Factor de planta
T 2x350 MW	1 054.16	2169.87	3224.03	0.750
CC 1x280 MW	751.70	2189.23	2940.93	0.800
TG 1x42.3 MW	853.62	478.90	1332.52	0.125
H 3x320 MW	1 802.23	0.0	1802.23	0.253
E 1x0.6 MW	1 236.34	0.0	1236.34	0.400

Tabla 5.6. Cálculo del costo anual total

### Cálculo del costo del kWh generado

$$C_{kWh} = \frac{CFA}{GA} + \frac{CVA}{GA} = \frac{CAT}{GA} \quad ; \quad GA = 8760 \times FP \times 1$$

$C_{kWh}$  = Costo del kWh generado funcionando al FP indicado

GA = Generación anual por kW instalado

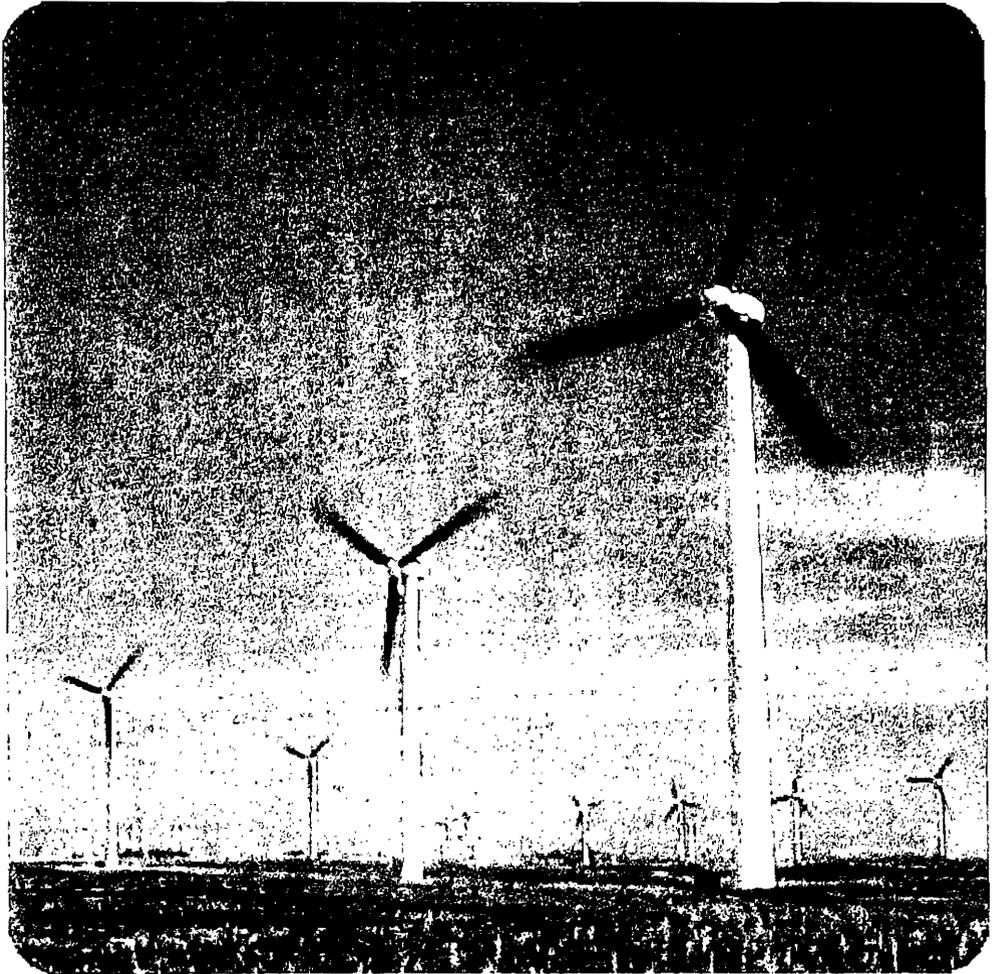
Tipo de unidad generadora	FP Factor de planta	GA 8760 x FP horas/año	Componentes del costo del kWh		Costo del kWh Pesos/kWh
			$\frac{CFA}{GA}$	$\frac{CVA}{GA}$	
T 2x350 MW	0.750	6570	0.16045	0.33027	0.49072
CC 1x280 MW	0.800	7008	0.10726	0.31239	0.41965
TG 1x42.3 MW	0.125	1095	0.77956	0.43735	1.21691
H 3x320 MW	0.253	2216.28	0.81318	0.0	0.81318
E 1x0.6 MW	0.400	3504	0.35284	0.0	0.35284

Tabla 5.7. Cálculo del costo del kWh generado

Una vez realizando cálculos para conocer el costo del kWh generado por diferentes tipos de plantas incluyendo la eoloelectrica y comparando los resultados de cada una de éstas, puede notarse claramente que el costo del kWh generado por una central eoloelectrica es altamente competitivo y hasta ventajoso con respecto a de los demás tipos de plantas incluso las de ciclo combinado que actualmente suelen ser las óptimas económicamente hablando.

Así, queda demostrado que los altos costos que obstaculizaban el desarrollo de proyectos eoloelectricos se han abatido, dejando atrás éste que era uno de los principales problemas que tales proyectos representaban. En este sentido, puede considerarse la viabilidad de la participación de la energía eólica en la generación total de electricidad en nuestro país.

**Perspectivas futuras para el  
desarrollo del aprovechamiento de  
la energía eólica en México**



# Perspectivas futuras para el desarrollo del aprovechamiento de la energía eólica en México

Gracias al trabajo que ya el IIE así como la CFE han realizado, y al apoyo que instituciones y organismos como la CONAE, el ANES, la SENER así como universidades y gobiernos estatales han mostrado, la visión que se tiene ante el desarrollo del aprovechamiento de la energía eólica en México para un futuro no muy lejano es positiva.

Es precisamente del trabajo del Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) de donde parte el interés de desarrollar el aprovechamiento de la energía eólica en nuestro país, dado el gran potencial eoloenergético que ha descubierto en diversas zonas del territorio nacional, gracias a programas de evaluación que desde hace 20 años la Gerencia de Energías no Convencionales (GENC) de este instituto ha venido llevando a cabo con mediciones anemométricas con el fin de determinar la factibilidad de instalar sistemas conversores de energía eólica.

Actualmente y desde 1997 se encuentra en desarrollo en la GENC-IIE un sistema de información geográfico para las energías renovables en México (SIGER) que tiene como objetivo capturar y proporcionar información anemométrica que pueda ser empleada para la planeación de proyectos eoloeléctricos y así aprovechar éste recurso. Este sistema se ha desarrollado en tres etapas, la primera con financiamiento de la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE) entre octubre de 1997 y febrero de 1998, la segunda se ejecutó durante el 2000 con apoyo de la Secretaría de Energía (SENER) al igual que la tercera que actualmente se está llevando a cabo.

Con el trabajo realizado en la GENC-IIE a través de este sistema se ha podido estimar un potencial de alrededor de los 5000 MW de capacidad de generación eólica que pudiera ser instalada en las diferentes áreas identificadas.

La figura 6.1 muestra la capacidad potencial de generación eoloeléctrica identificada hasta el momento en México.

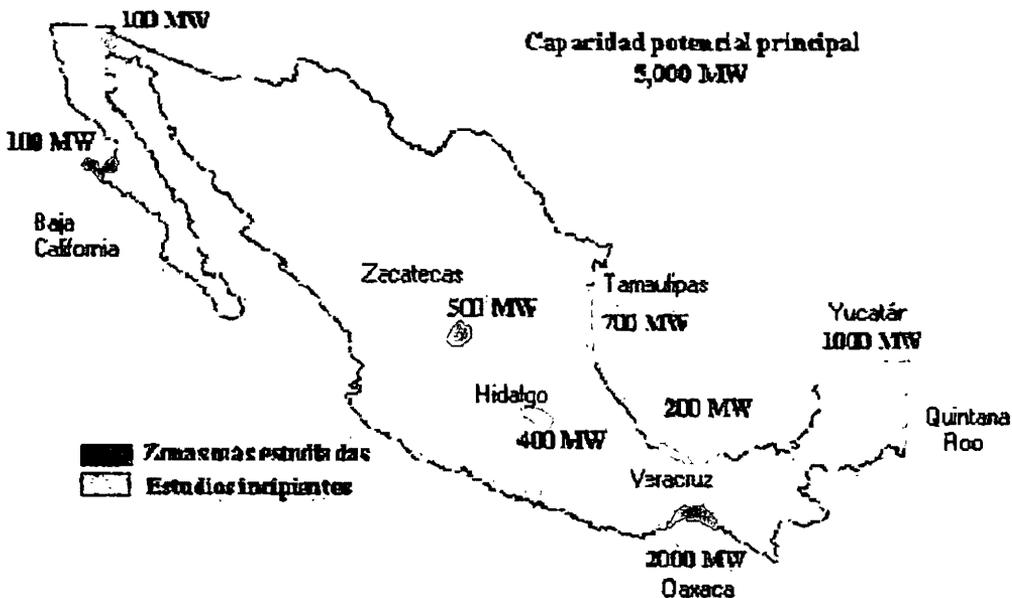


Fig. 6.1.- Capacidad potencial de aerogeneración a gran escala en México

Cabe señalar que el nivel de potencialidad energética del viento que actualmente se conoce es en alrededor del 15% del territorio nacional.

Algunas de las zonas que cuentan con potencial eoloenergético y que ya han sido estudiadas por la GENC-IIIE son las siguientes:

- Región Pacífico-Norte, Baja California Sur
- Isla del Carmen, Campeche
- La Ventosa, Oaxaca
- Riviera Maya, Quintana Roo
- Laguna Verde, Veracruz

Los resultados obtenidos de tales estudios se muestran a continuación.

La nomenclatura utilizada es la siguiente:

- V<sub>pro</sub> = Velocidad promedio
- Dest = Desviación estándar
- K = Factor de forma de la f.d.p. de Weibull
- C = Factor de escala de la f.d.p. de Weibull

**Pot** = Densidad de potencia disponible  
**T** = Porcentaje de tiempo con velocidad de viento  $\geq 5$  m/s  
**Vdom** = Velocidad del viento dominante  
**Rdom** = Rumbo dominante  
**Frec** = Frecuencia del rumbo dominante  
**Vmáx** = Velocidad máxima (del promedio del intervalo de medición)  
**Rmáx** = Rumbo asociado a Vmáx

## La Laguna, B.C.S.

Este sitio está ubicado en la región Pacífico-Norte del estado de Baja California Sur. En esta región la GENC-IIE llevó a cabo mediciones anemométricas como parte de las actividades de un proyecto copatrocinado por el Gobierno del Estado de Baja California Sur apoyado por la División Baja California de la CFE, cuyo objetivo fue identificar áreas en ese estado para la explotación energética del recurso eólico.

Considerando las características de la región se instaló una red anemométrica de 15 anemómetros a 10 metros de altura.

La tabla 6.1 muestra las características del viento en La Laguna, B.C.S., lugar que presentaba uno de los mayores niveles de potencialidad energética.

Período	Vpro m/s	Dest m/s	Pot W/m <sup>2</sup>	T (V≥5 m/s) %	Vdom m/s	Rdom	Frec %	Vmáx m/s	Rmáx
010297 280297	5.8	2.7	195.9	61.8	6.1	N	34.4	13.5	N
010397 310397	6.4	2.9	255.2	70.0	7.2	N	48.6	13.7	N
010497 300497	6.6	2.7	259.7	71.7	6.8	N	38.3	14.0	NW
010597 310597	6.2	2.5	213.3	71.0	6.6	NW	56.6	14.3	NW
010697 300697	7.4	2.7	336.1	81.5	7.8	N	52.4	13.8	N
010797 310797	6.3	2.8	241.6	71.5	7.4	N	49.5	12.9	N
010897 310897	5.7	2.6	184.7	60.9	5.9	N	41.6	18.6	SE
010997 300997	5.6	2.8	188.3	60.2	5.8	N	47.0	14.1	NW
011097 311096	5.9	2.7	207.0	60.7	5.8	N	45.9	14.2	N

Tabla 6.1.- Características del viento a 10 metros de altura en La Laguna, B.C.S.

## Isla del Carmen, Campeche

En esta zona la GENC-IIIE con apoyo de la Universidad Autónoma del Carmen instaló dos estaciones anemométricas con sensores de velocidad y dirección de viento a 10 metros de altura.

La tabla 6.2 muestra las características del viento en Bahamita, Isla del Carmen, lugar que presentó el mejor nivel de potencialidad energética.

Periodo	Vpro m/s	Dest m/s	Pot W/m <sup>2</sup>	T (V $\geq$ 5 m/s) %	Vdom m/s	Rdo m	Frec %	Vmáx m/s	Rmáx
020296 290296	3.8	1.8	61.4	20.8	4.0	SE	29.2	11.0	N
170596 310596	3.6	1.6	44.6	18.5	4.2	SE	34.8	9.3	N
010696 300696	3.4	1.6	40.4	13.5	3.3	SE	34.4	9.4	E
010796 310796	3.3	1.5	35.6	11.3	3.1	E	37.3	10.1	W
010896 310896	3.3	1.5	39.0	11.8	3.0	E	36.0	10.9	SE
010996 300996	3.1	1.2	25.4	3.7	3.3	SE	29.6	7.6	E
011096 311096	3.5	1.8	51.5	18.4	4.0	N	31.9	12.4	W
011196 301196	3.7	2.0	65.9	20.5	2.6	E	26.8	16.9	N
011296 311296	3.3	1.8	48.1	9.4	2.8	E	31.4	15.0	N
010197 310197	3.6	2.1	65.3	16.3	2.6	E	25.2	14.6	N
010297 280297	4.3	2.6	116.7	28.0	4.0	SE	37.5	15.9	N
010397 310397	3.9	1.7	57.7	22.7	4.0	SE	33.5	11.1	NW
010497 300497	3.7	2.0	61.4	22.8	3.8	SE	25.6	15.9	N
010597 310597	3.9	1.6	54.9	22.4	3.9	SE	32.5	10.6	N
010697 300697	3.4	1.7	42.5	19.2	3.4	E	26.1	9.3	E

Tabla 6.2.- Características del viento a 10 metros de altura en Bahamita, Isla del Carmen, Campeche

## La Venta, Oaxaca

El sitio de medición en esta zona se ubicó en las afueras de La Venta, Oaxaca en terrenos de la Central Eoloeléctrica de la CFE. El anemómetro se instaló en una torre de radio a 10 metros de altura por parte de la GENC-IIIE, siendo las muestras de velocidad promediadas en intervalos de 10 minutos.

En la tabla 6.3 se anotan las características del viento en el lugar. Este sitio es quizás el lugar con mayor potencial en la República Mexicana.

Periodo	Vpro m/s	Dest m/s	Pot W/m <sup>2</sup>	T (V <sub>≥</sub> 5 m/s) %	Vdom m/s	Rdom	Frec %	Vmáx m/s	Rmáx
010197 310197	9.9	5.9	1197.1	70.6	12.6	N	73.4	20.7	N
010297 280297	11.0	6.5	1648.4	73.5	13.8	N	73.5	24.1	N
010397 310397	8.9	5.4	917.5	68.3	11.9	N	59.9	22.3	N
010497 300497	7.9	5.0	688.0	61.8	11.1	N	53.2	19.9	N
050797 310797	11.8	3.4	1230.7	93.9	12.2	N	96.3	18.4	N
010897 030897	10.7	2.5	863.5	96.3	10.7	N	99.1	15.4	N
040997 300997	6.9	4.0	395.3	65.6	8.3	N	78.5	16.5	N
011097 261097	6.9	5.9	706.5	49.0	9.7	N	51.9	22.3	N

Tabla 6.3.- Características del viento a 10 metros de altura en La Venta, Oaxaca

## Playa Paraíso, Quintana Roo

Durante 1997 se llevaron a cabo mediciones anemométricas dentro de esta zona en un sitio donde se ubica un desarrollo turístico. La ubicación de la zona está en la Riviera Maya, entre Puerto Morelos y Playa del Carmen.

En la tabla 6.4 se presentan las características del viento en este lugar.

Periodo	Vpro m/s	Dest m/s	Pot W/m <sup>2</sup>	T (V <sub>≥</sub> 5 m/s) %	Vdom m/s	Rdom	Frec %	Vmáx m/s	Rmáx
010197 310197	5.0	2.6	137.1	55.6	6.2	E	30.6	11.6	SE
010297 280297	6.4	2.8	255.6	68.6	7.7	SE	49.9	13.8	S
010397 310397	6.5	2.2	221.9	81.1	6.7	SE	53.0	13.7	SE
010497 240497	5.6	2.8	183.0	62.4	6.7	SE	50.1	12.0	SE
150597 310597	5.9	1.3	141.7	78.2	6.2	SE	79.3	9.9	SE
010697 300697	5.1	2.3	128.0	60.0	6.3	SE	46.3	11.3	SE
010797 310797	4.6	1.8	82.2	47.6	4.9	E	45.6	11.6	E
010897 310997	3.7	2.2	63.5	35.1	4.7	E	49.2	15.8	S
010997 300997	3.4	2.2	57.2	27.1	4.9	SE	52.6	12.9	SE
011097 311097	5.0	2.6	137.4	56.2	6.6	SE	42.0	13.3	SE
011197 191197	4.9	2.5	126.2	51.4	6.2	SE	33.0	13.4	SE

Tabla 6.4.- Características del viento a 10 metros de altura en Playa Paraíso, Quintana Roo

## Laguna Verde, Veracruz

En este lugar se cuenta con el análisis de la información de velocidad promedio horaria recabada entre 1980 y 1990 por parte de la CFE en la Planta Nucleoeléctrica de Laguna Verde.

Las tablas 6.5 y 6.6 muestran las características del viento en este lugar.

Año	ESTACIÓN											
	Invierno			Primavera			Verano			Otoño		
	Vpro m/s	K adim	C M/s									
1980	6.0	1.4	6.6	4.1	1.4	4.4	3.6	1.7	4.0	6.2	1.6	6.9
1981	5.7	1.5	6.3	4.0	1.4	4.4	3.7	1.5	4.1	5.0	1.5	5.5
1982	5.9	1.4	6.5	3.7	1.4	4.0	3.3	1.7	3.7	5.6	1.4	6.2
1983	5.1	1.5	5.7	4.4	1.4	4.8	3.6	1.5	4.0	4.9	1.5	5.5
1984	4.7	1.4	5.1	3.8	1.5	4.1	3.6	1.5	4.0	4.1	1.4	4.5
1985	5.1	1.5	5.7	3.3	1.6	3.7	3.4	1.9	3.9	6.1	1.3	6.6
1986	6.8	1.4	7.4	4.0	1.5	4.5	3.1	2.1	3.5	6.0	1.7	6.7
1987	5.8	1.4	6.4	4.2	1.4	4.7	3.5	1.4	3.9	5.5	1.5	6.1
1988	6.7	1.4	7.3	4.1	1.4	4.5	2.9	2.1	3.3	5.7	1.5	6.3
1989	5.8	1.5	6.4	4.0	1.2	4.3	3.9	1.2	4.2	6.0	1.2	6.4
1990	5.1	1.2	5.5	3.6	1.3	3.9	3.8	1.7	4.2	5.6	1.5	6.1

Tabla 6.5.- Características del viento a 10 metros de altura en Laguna Verde, Veracruz

Año	ESTACIÓN											
	Invierno			Primavera			Verano			Otoño		
	Pot W/m <sup>2</sup>	Vmáx m/s	Rmáx									
1980	394.8	22.1	NNW	141.4	21.9	NNW	62.9	14.3	WNW	358.3	21.2	NNW
1981	286.1	24.3	NW	121.9	19.2	NW	88.8	17.4	WNW	206.0	17.8	NNW
1982	368.4	22.4	NNW	92.2	17.0	NNW	52.4	14.0	WNW	281.2	21.9	NW
1983	213.9	24.8	NNW	181.8	23.4	NNW	84.3	16.3	NW	197.7	20.6	NW
1984	176.8	20.8	NNW	96.5	16.6	NNW	82.0	14.9	NW	130.7	19.3	NNW
1985	204.4	19.9	NW	54.4	13.4	N	48.6	12.7	NNW	398.7	23.4	NW
1986	589.7	25.5	NW	105.7	18.9	NNW	34.2	13.5	N	293.7	19.1	NNW
1987	324.1	22.8	NNW	140.8	21.1	NNW	79.9	22.4	NNE	263.5	19.8	NNW
1988	477.5	25.8	N	125.6	18.6	ENE	12.1	9.7	NNW	308.2	22.5	NW
1989	254.0	22.8	N	125.9	18.5	N	139.5	19.1	NW	467.2	28.3	N
1990	286.7	23.1	N	91.3	21.0	NW	59.4	16.5	N	178.0	20.6	NW

Tabla 6.6.- Características del viento a 10 metros de altura en Laguna Verde, Veracruz

Es esta interesante información que los resultados de la GENC-IIIE muestran, aunado al avance de la tecnología eoloeléctrica así como a la disminución de costos que ésta ha presentado, lo que ha llevado a diversas empresas eléctricas a plantear diferentes proyectos de generación utilizando este recurso, bajo las diferentes modalidades que actualmente permite la Ley del Servicio Público de la Energía Eléctrica para la participación de empresas privadas en el sector eléctrico del país, siendo éstas:

- Autoabastecimiento
- Cogeneración
- Pequeño productor 30 MW
- Productor Independiente
- Importación para usos propios
- Exportación

Siendo las modalidades de autoabastecimiento, pequeño productor, productor independiente, exportación e importación en las que caben las oportunidades para la explotación del viento.

Así, empresas como Vestas, Marubeni, Entec, Gamesa Eólica, Fuerza Eólica, entre otras, han presentado ya propuestas de centrales eólicas sobre todo en la zona de la Ventosa, Oaxaca.

Dentro de los proyectos propuestos que como ya se mencionó la mayoría han sido enfocados al aprovechamiento del potencial eoloenergético de la Ventosa, Oaxaca, se han considerado algunos factores externos que podrían favorecer a éstos proyectos.

Entre otros factores uno muy interesante es la generación hidroeléctrica proveniente del complejo Grijalva. Este factor podría considerarse un buen atenuante al problema al que se enfrenta la eoloeléctrica al no ofrecer energía firme por tratarse de una fuente intermitente.

### **Agua y viento en el Sur de México**

En el análisis de una central eoloeléctrica operando en el sur del Istmo de Tehuantepec sería necesario considerar el impacto favorable o desfavorable sobre el sistema eléctrico y sobre el nodo específico.

Existe una complementación natural entre la intensidad del viento y la precipitación pluvial en el sur de nuestro país. La mayor intensidad del viento se da

en el estiaje, debilitándose en la época de lluvias; los años de intensa lluvia son de menor velocidad relativa de viento y viceversa.

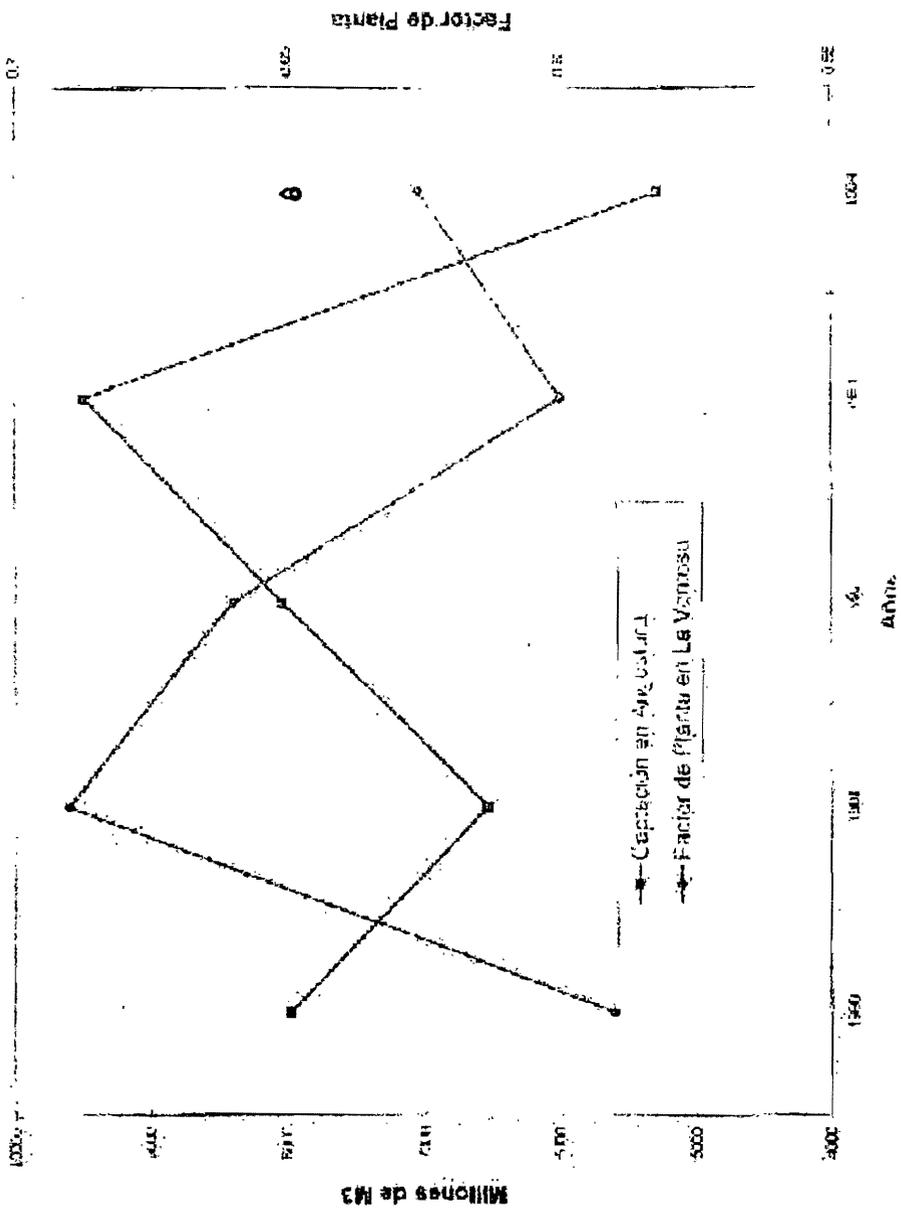
En seguida se presenta un par de gráficas en las cuales se puede apreciar:

\* Precipitación pluvial reportada en los observatorios de Tuxtla Gutiérrez y San Cristóbal de las Casas, Chiapas contra el factor de planta estimado en la región de La Ventosa, Oaxaca.

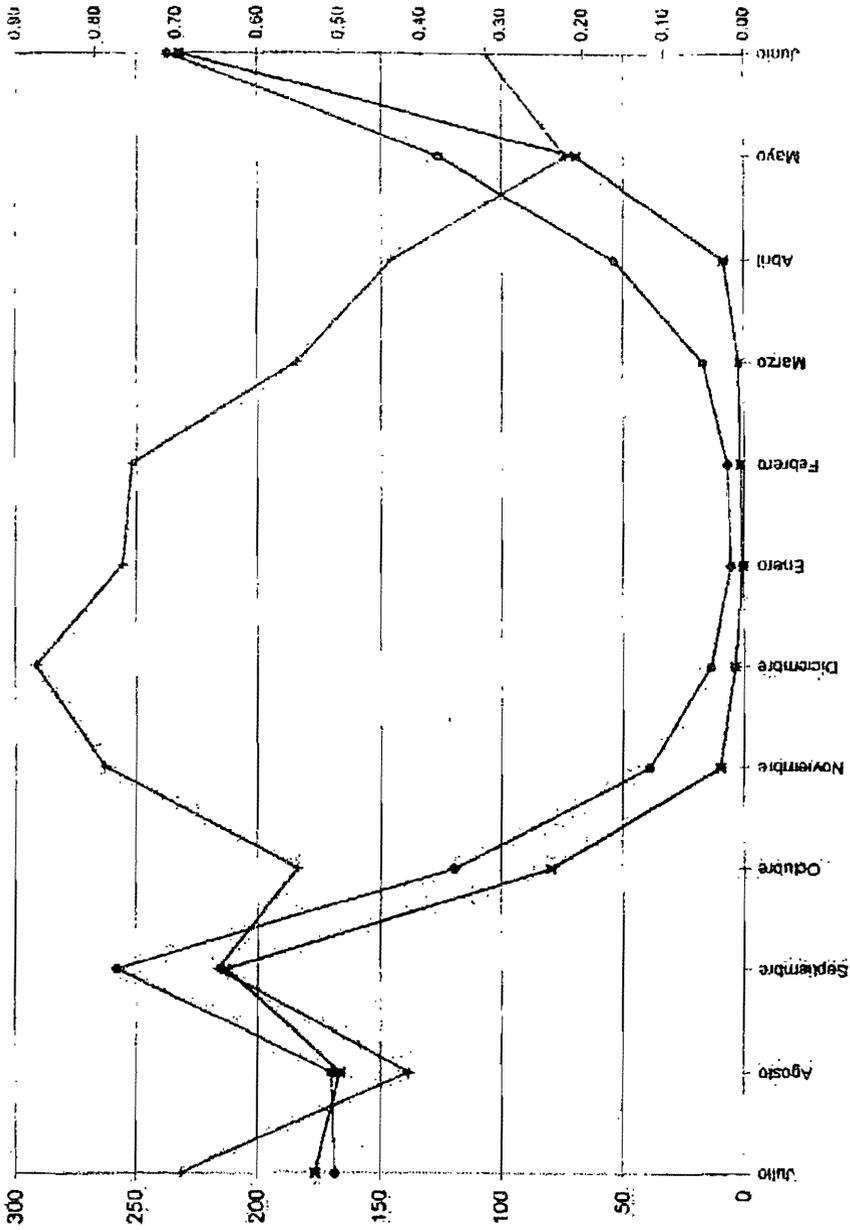
\* La captación de agua en la cuenca del Río Grijalva, correspondiente a la presa de Angostura contra el factor de planta estimado en La Ventosa, durante los años 1990 a 1994.

Como se puede observar existe una clara complementación natural en el ciclo anual. Los meses de mayor velocidad y constancia del viento son los de menor precipitación pluvial y viceversa. La excepción es el mes de mayo, momento en el cual no hay incidencia de frentes fríos del norte en el Golfo de México y las corrientes tropicales aún no se presentan (figs. 6.2 y 6.3).

Cabe señalar que el contraciclo se da también en períodos multianuales, aunque no tan claramente como en el anual.



Lluvias en el Grijalva y factor de planta esperado con viento en La Ventosa



Otro factor importante que puede influir en el apoyo para el desarrollo eoloelectrico en nuestro país, es el comportamiento positivo que han presentado los proyectos que ya CFE ha desarrollado en diferentes puntos del territorio nacional.

### Resultados favorables de Planta Piloto La Venta, Oaxaca.

Sin duda el proyecto más representativo y de gran interés en México a la fecha es el de La Venta, Oaxaca; en seguida se muestran resultados que ésta ha proporcionado a lo largo de su vida.

- Al 31 de diciembre de 1994 la Central Eólica La Venta rompió el récord mundial de generación al haber producido más de 1 000 000 kWh durante 6 meses de su primer año de operación, con una capacidad instalada de 1575 kW.
- El proyecto no modificó el uso del suelo, continúan las actividades de cultivo de sorgo y maíz, así como el pastoreo.
- La reacción de la comunidad ha sido de aceptación y de inquietud por el beneficio que representa para ellos como fuente de trabajo.
- Se sustituyó la combustión de 11 000 barriles de petróleo en su primer año de operación y se evitó la emisión de 5 610 toneladas de CO<sub>2</sub> a la atmósfera.

La figura 6.2 muestra el factor de planta histórico de la central.

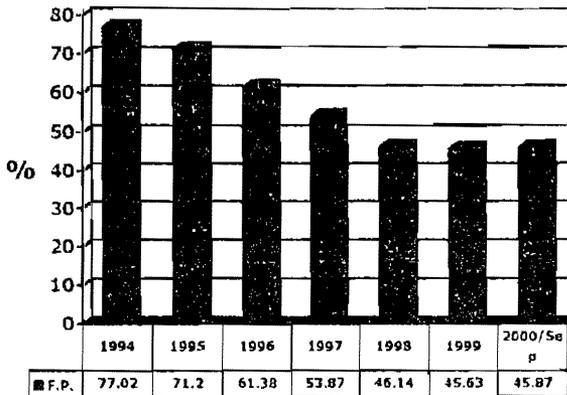


Fig. 6.4.- Factor de planta histórico de la Central Eoloelectrica La Venta

Con el proyecto piloto de la Central Eólica La Venta, ha quedado demostrado que el viento ha sido el motor principal para convertir un recurso energético renovable, no contaminante y accesible en energía eléctrica, requerida para el progreso y desarrollo de nuestro país.

La anterior es la información de resultados de estudios, análisis y experimentos que las diferentes instituciones involucradas han llevado a cabo a la fecha. Son evidentes las grandes ventajas que muestra esta información para el desarrollo eoloelectrico en México.

Sin embargo el marco regulatorio actual no es favorable para el desarrollo las Energías Renovables en México, pero la propuesta de cambio estructural del sector eléctrico es una gran oportunidad para su integración en mayor escala.

Ante tal situación, se han presentado diferentes propuestas y puntos de vista que apoyan y promueven el desarrollo del aprovechamiento de este recurso. Algunos de estos puntos de vista se citan a continuación.

## **Visión Institucional**

### **Secretaría de Energía**

#### *Reflexiones para el diseño de una política energética*

Los tres ejes básicos para lograr un desarrollo sustentable desde el punto de vista energético son:

- Fomentar el ahorro y uso eficiente de la energía
- Mantener un estricto cuidado del medio ambiente en todas las actividades del sector de la energía.
- Promover el uso de las energías renovables.

De ahí surge el compromiso de la política energética de promover el uso de fuentes renovables de energía y buscar eliminar los obstáculos que limitan su aplicación y desarrollo.

La agenda de la Secretaría de Energía para una estrategia energética balanceada abarca los siguientes puntos:

- Coordinar el trabajo de entidades públicas y privadas en un programa para el desarrollo de fuentes de energía alternas y la promoción de sus aplicaciones.

- Crear un ambiente favorable a la inversión por medio de reglas claras y confiables para los inversionistas.
- Apoyar la investigación y el desarrollo en energía.

### *Marco reglamentario*

La Secretaría de Energía reconoce que el marco regulatorio actual en México no es el óptimo para el desarrollo de las energías renovables en general.

El problema fundamental se reduce a que no están descritas en forma explícita en el reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y por la misma razón, no se hacen consideraciones especiales para compensar por su intermitencia, magnitud y localización.

### *Acciones de la Secretaría de Energía*

Se requiere encontrar un compromiso entre tres conceptos:

- Incrementar la participación de las energías renovables.
- Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero de la generación de electricidad.
- Establecer reglas claras para la fijación de los precios de las energías renovables.

### *Acciones específicas que se deben llevar a cabo*

- Implementación de medidas que fomenten el establecimiento de sistemas de energía renovable. Identificar posibles apoyos con fondos del exterior.
- Análisis de mejoras a la reglamentación con el propósito de dar un tratamiento especial y justo.
- Estudios en conjunto con la CFE para aumentar la participación de las energías renovables en la generación eléctrica.
- Estudios en conjunto con la CFE y la CRE para promover la participación de la inversión privada en la generación eléctrica.
- Programa continuo de investigación y desarrollo en las instituciones de investigación del sector.
- Estudios de factibilidad para la aplicación de las energías renovables en zonas rurales marginadas para promover el desarrollo microindustrial regional.

## CONAE

### *Propuesta de la CONAE: Objetivos*

#### Objetivo general

- Dar certidumbre a la inversión en proyectos de Energía Renovable.

#### Objetivos particulares

- Reducir costos de transacción en el desarrollo de proyectos.
- Asegurar recuperación de la inversión a través de precios de compra de la energía estables.

### *Propuesta de la CONAE: Elementos*

- Integración en la nueva ley eléctrica de elementos particulares a las Energías Renovables.
- Metas nacionales.
- Un porcentaje de la generación total para un año dado.
- Programa de apoyo.
- Ventanilla única con asistencia técnica para trámites.
- Permisos.
- Evaluación de impacto ambiental.
- Desarrollo de contratos de largo plazo entre particulares.
- Mercados verdes.
- Comité evaluador de proyectos.
- Analizar y definir proyectos susceptibles de apoyo.
- Sistema institucional de apoyo CONAE, CRE, CFE, CNA, SENER.
- Apoyos financieros externos.

### *Propuesta de la CONAE: Proceso*

- Integración de propuesta por el Consejo Consultivo para el Fomento de las Energías Renovables (COFER).
- Presentación a autoridades.
- Análisis económico de implicaciones presupuestales.
- Presentación a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP).
- Diseño de instrumentos.
- Leyes y reglamentos.
- Programa.

## **Gobierno del Estado de Oaxaca**

Detonar el desarrollo integral del Istmo de Tehuantepec con la generación de 2000 MW en el corredor eólico de La Ventosa a Zanatepec, en el Estado de Oaxaca, atrayendo una inversión privada nacional y extranjera.

En términos generales puede notarse la gran inquietud e interés de las diferentes instituciones en desarrollar el aprovechamiento de la energía eólica. Por otro lado, también puede notarse el gran potencial de este recurso energético del viento con que cuenta nuestro país. Además la tecnología eoloelectrónica ha alcanzado un nivel bastante aceptable y sobre todo, los costos asociados a proyectos de este tipo se han abatido considerablemente.

Así, una vez conociendo que técnica y económicamente ya no existen barreras para este desarrollo, y que políticamente se muestra inclusión de este recurso dentro de la nueva estructura energética reglamentaria, puede pensarse en un gran futuro en el aprovechamiento del recurso del viento.

# Conclusiones



# Conclusiones

Con el análisis realizado acerca del aprovechamiento de la energía eólica en otros países y en México, puede concluirse que el escenario para que ésta pueda explotarse en nuestro país es bastante favorable.

Los grandes avances tecnológicos logrados a la fecha, han impulsado el aprovechamiento de la energía eólica para producir energía eléctrica en diversos países, superando todas las previsiones, con aproximadamente 13.4 GW de potencia instalada en la actualidad, lo cual equivale a la sustitución de más de 20 grandes centrales de combustibles fósiles. Actualmente, una nueva tecnología promete todavía más, pues se tienen ya en prueba aerogeneradores de hasta 5 MW de potencia de salida que pretenden ser utilizados en instalaciones marinas.

El principal logro que ha traído este avance tecnológico es el abatimiento de los altos costos que representaba un proyecto eoloelectrico en tiempos atrás. "Hace años, los parques producían la mitad de lo que producen ahora y ahora producen el doble y valen la mitad". En el capítulo 5 queda demostrado que la reducción de costos que se ha logrado hace a las centrales eoloelectricas competitivas con el resto de las centrales, incluso con las de ciclo combinado que a la fecha han mostrado ser las más económicas.

Si aunamos esto al gran potencial eólico que experimentalmente se ha identificado en diversos sitios del territorio nacional por medio del IIE y la CFE, y a los positivos resultados que los proyectos piloto que la CFE ha desarrollado también en diversos puntos, queda evidente la factibilidad de desarrollar la energía eoloelectrica en México, por lo cual se muestra conveniente adecuar la legislación energética y crear un programa nacional de aprovechamiento de este recurso energético que la naturaleza nos regala, el viento.

Ante el problema al que también se enfrenta la eoloelectrica al no ofrecer energía firme por tratarse de una fuente intermitente, existen posibles soluciones. En el caso de conexión a la red eléctrica nacional, se pueden considerar casos como el complementario del Istmo de Tehuantepec y Complejo Grijalva. En el caso de sistemas aislados que también resultan ser una muy importante aplicación del aprovechamiento de la energía eólica en México, el problema de la intermitencia puede resolverse con un diseño de sistemas híbridos.

Además de ventajas ecológicas, el desarrollo de la energía eoloelectrica en nuestro país, también traería ventajas en el desarrollo económico, en el sentido de

la gran generación de empleos que implicaría, atracción de inversiones e incluso, de aprovecharse la fabricación de aerogeneradores que en el país se da, desarrollo industrial y la conveniencia de contar con ese grado de integración nacional.

# Anexos



## Anexo I

### Teorema de Betz

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

Betz supuso que el viento al atravesar el disco que se forma en el área de captación del rotor, sufre una acción de frenado que se manifiesta en una expansión de las líneas de corriente (fig A.1.1).

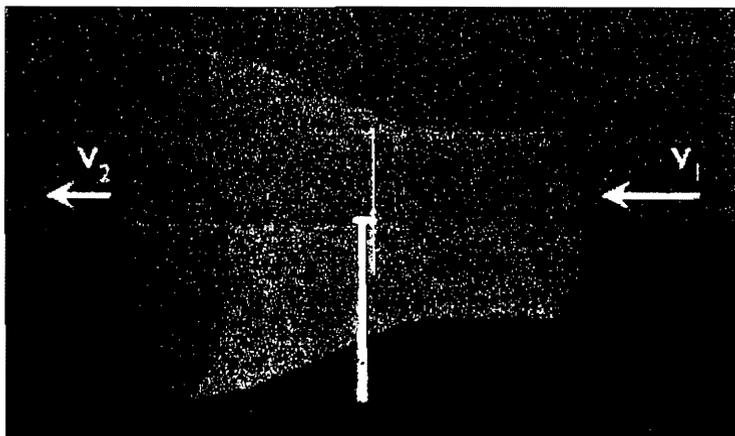


Fig. A.1.1. Esquema de una corriente de viento al atravesar el área de captación de un rotor de tipo genérico.

La velocidad promedio del viento a través del área del rotor es el promedio de la velocidad del viento sin perturbar antes de la turbina eólica,  $v_1$ , y la velocidad del viento después de su paso por el plano del rotor,  $v_2$ , esto es,  $(v_1+v_2)/2$ . (Betz ofrece una demostración de esto).

La masa de la corriente de aire a través del rotor durante un segundo es:

$$m = \rho S (v_1+v_2)/2$$

donde  $m$  es la masa por segundo,  $\rho$  es la densidad del aire,  $S$  es el área barrida por el rotor y  $[(v_1+v_2)/2]$  es la velocidad del viento promedio a través del área del rotor. La potencia del viento extraída por el rotor es igual a la masa por la diferencia de los cuadrados de la velocidad del viento (de acuerdo con la segunda ley de Newton):

$$P = (1/2) m (v_1^2 - v_2^2)$$

Sustituyendo en esta expresión la m de la primera ecuación obtenemos la siguiente expresión para la potencia extraída del viento:

$$P = (\rho/4) (v_1^2 - v_2^2) (v_1 + v_2) S$$

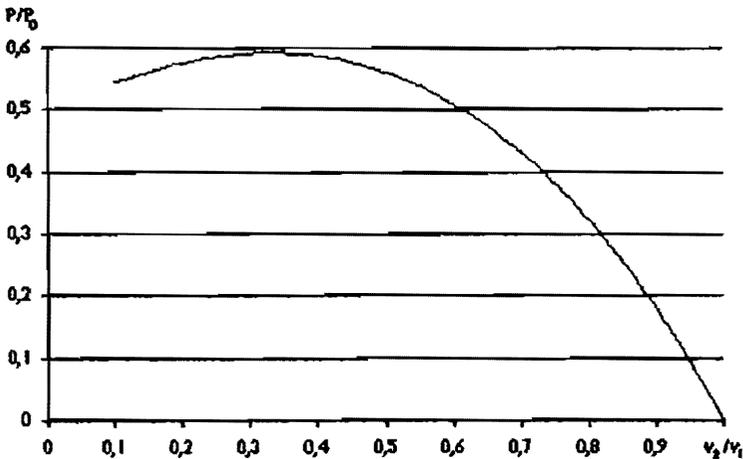
Ahora, si se compara este resultado con la potencia total de una corriente de viento no perturbada a través de exactamente la misma área S, sin ningún rotor que bloquee el viento. Denominando a esta potencia  $P_0$ :

$$P_0 = (\rho/2) v_1^3 S$$

La relación entre la potencia que extraemos del viento y la potencia del viento sin perturbar es:

$$(P/P_0) = (1/2) (1 - (v_2 / v_1)^2) (1 + (v_2 / v_1))$$

Graficando  $P/P_0$  en función de  $v_2/v_1$ :



Se puede ver que la función alcanza su máximo para  $v_2/v_1 = 1/3$ , y que el valor máximo de la potencia extraída del viento es de 0.59 veces ó 16/27 de la potencia total del viento.

PARÁMETROS BASICOS DEL COSTO DE GENERACIÓN

Central	Potencia bruta (MW)	Eficiencia bruta <sup>1,2</sup> (%)	Vida útil (años)	Factor de planta	Usos propios <sup>1,2</sup> (%)
Térmica convencional	2 x 350	37.56	30	0.750	5.8
	2 x 160	36.31	30	0.650	6.2
	2 x 84	32.42	30	0.650	6.4
	2 x 37.5	30.63	30	0.650	8.3
<sup>2,3</sup> Turbogás Aeroderivada gas	1 x 42.3	36.12	30	0.125	2.8
<sup>2,3</sup> Turbogás Industrial gas	1 x 85	29.89	30	0.125	2.1
<sup>2,3</sup> Turbogás Industrial gas "F"	1 x 184	33.44	30	0.125	2.1
	"G" 1 x 251	35.12	30	0.125	2.3
<sup>2,3</sup> Turbogás Aeroderivada diesel	1 x 40.8	36.70	30	0.125	1.8
<sup>2,3</sup> Ciclo Combinado gas	1x1 "F"	50.65	30	0.800	2.9
	2x1 "F"	50.72	30	0.800	2.9
	1x1 "G"	50.96	30	0.800	2.9
	2x1 "G"	51.26	30	0.800	2.9
<sup>3,3</sup> Diesel	2 x 18.7	47.61	25	0.650	5.1
	3 x 13.5	47.35	25	0.650	5.7
	3 x 3.4	43.53	25	0.650	7.1
Carboeléctrica	2 x 350	37.24	30	0.750	7.3
	C. dual s/desulfurador	37.39	30	0.750	7.3
	C. dual c/desulfurador	37.39	30	0.750	11.4
Nuclear	1 x 1356	34.54	30	0.750	3.1
Geotermoelectrica					
Cerro Prieto	4 x 26.95	19.02	30	0.850	7.3
Los Azules	4 x 26.95	19.02	30	0.850	7.3
Hidroeléctricas					
Aguamilpa	3 x 320		50	0.253	0.5
Agua Prieta	2 x 120		50	0.209	0.5
La Amistad	2 x 33		50	0.286	0.5
Bacurato	2 x 46		50	0.331	0.5
Caracol	3 x 200		50	0.288	0.5
Comedero	2 x 50		50	0.312	0.5
Chicoasen	5 x 300		50	0.425	0.5
Peñitas	4 x 105		50	0.520	0.5
Zimapan	2 x 146		50	0.527	0.5

1./ Ver referencia 8

2./ La potencia y eficiencia estan determinadas bajo las siguientes condiciones ISO. Temperatura ambiente de 15 grados centigrados, humedad relativa = 60% y presión al nivel del mar

3./ La potencia y eficiencia están determinadas bajo condiciones ISO 3046/1-1986. Temperatura ambiente de 25 grados centigrados, humedad relativa de 30% y presión barométrica de 1.0 bar

Cuadro 3

COSTO UNITARIO DE INVERSIÓN  
(precios medios de 2000)

Central	Potencia bruta (MW)	Directo <sup>1/</sup>		Directo más indirecto <sup>2/</sup>		Actualizado al inicio de operación <sup>3/</sup>				
		(\$/kW)	Índice	(\$/kW)	Índice	10%		12%		
						(\$/kW)	Índice	(\$/kW)	Índice	
Térmica convencional	2 x 350	6,764.26	100	7,433.92	100	8,690.35	100	8,954.10	100	
	2 x 160	8,169.59	121	8,978.38	121	10,392.69	120	10,687.41	119	
	2 x 84	9,543.01	141	10,487.77	141	12,165.85	140	12,516.09	140	
	2 x 37.5	11,591.76	171	12,739.35	171	14,385.07	166	14,722.97	164	
Turbogás Aeroderivada gas	1 x 42.3	5,879.43	87	6,026.42	81	6,406.18	74	6,481.04	72	
Turbogás Industrial gas	1 x 85	4,458.43	66	4,569.89	61	4,857.87	56	4,914.64	55	
Turbogás Industrial gas "F"	1 x 184	3,713.53	55	3,806.37	51	4,129.41	48	4,191.80	47	
	1 x 251	3,363.23	50	3,447.31	46	3,739.87	43	3,798.19	42	
Turbogás Aeroderivada diesel	1 x 40.8	6,041.66	89	6,192.70	83	6,582.94	76	6,659.87	74	
Ciclo Combinado gas 1x1 "F"	1 x 280	4,248.99	63	4,474.18	60	5,028.84	58	5,141.98	57	
	2x1 "F"	1 x 560	4,041.56	60	4,255.76	57	4,756.78	55	4,858.67	54
	1x1 "G"	1 x 368	3,955.42	58	4,165.06	56	4,681.40	54	4,786.72	53
	2x1 "G"	1 x 739	3,771.71	56	3,971.61	53	4,439.17	51	4,534.26	51
Diesel <sup>4/</sup>	2 x 18.7	11,575.30	171	12,188.79	164	13,418.53	154	13,665.81	153	
	3 x 13.5	12,061.05	178	12,700.28	171	13,799.30	159	14,018.52	157	
	3 x 3.4	14,352.60	212	15,113.36	203	15,976.87	184	16,146.03	180	
Carboeléctrica	2 x 350	10,000.21	148	11,250.24	151	13,471.42	155	13,944.19	156	
C dual s/desulfurador	2 x 350	10,250.22	152	11,531.49	155	13,802.31	159	14,285.45	160	
C dual c/desulfurador	2 x 350	11,835.30	175	13,314.72	179	15,965.44	184	16,528.80	185	
Nuclear <sup>5/</sup>	1 x 1356	18,237.74	270	19,204.34	258	26,571.10	306	28,056.77	313	
Geotermoelectrónica <sup>6/</sup>	Cerro Prieto	4 x 26.95	9,143.79	135	11,475.46	154	12,784.69	147	13,050.20	146
	Los Azúfres	4 x 26.95	8,842.04	131	11,096.77	149	12,362.80	142	12,619.55	141
Hidroeléctricas	Aguamilpa	3 x 320	11,282.15	167	12,681.13	171	17,406.03	200	18,513.61	207
	Agua Prieta	2 x 120	13,355.42	197	15,011.49	202	20,004.79	230	21,154.83	236
	La Amistad	2 x 33	7,308.89	108	8,215.19	111	10,258.13	118	10,706.10	120
	Bacurato	2 x 46	10,427.90	154	11,720.96	158	14,635.70	168	15,274.65	171
	Caracol	3 x 200	12,097.48	179	13,597.57	183	18,761.08	216	19,990.46	223
	Comedero	2 x 50	11,119.80	164	12,498.66	168	16,134.58	186	16,957.56	189
	Chicoasen	5 x 300	12,223.08	181	13,738.74	185	18,438.58	212	19,539.35	218
	Peñitas	4 x 105	15,444.63	228	17,359.77	234	23,842.85	274	25,375.65	283
	Zimapan	2 x 146	33,196.65	491	37,313.04	502	46,908.40	540	49,047.40	548

1 / Ver referencia 2

2 / Comprende ingeniería y administración

3 / Incluye intereses durante la construcción

4 / Los motores de combustión interna son de dos tiempos

5 / Incluye la inversión de la central más la carga inicial de combustible (1305-14 \$/kW costo directo)

6 / Se refiere a la inversión en la central

Cuadro 4.2 (continuación):

TABLA DE CONVERSIÓN

MULTIPLIQUE	POR	PARA OBTENER
acres	0.4047	hectáreas
año	8,760	horas
atmósferas	1.0333	kg/cm <sup>2</sup>
atmósferas	14.7	lb/in <sup>2</sup>
bars	0.9869	atmósferas
bars	14.5	lb/in <sup>2</sup>
barril	42	galones
barril	158.987	litros
barril	0.158987	metros <sup>3</sup>
Btu/h	0.2139	W (watts)
Btu/hp-h	0.3379	kcal/kWh
Btu/hp-h	1.4148	kJ/kWh
Btu/kWh	0.25198	kcal/kWh
Btu/kWh	1.0548	kJ/kWh
Btu/lb	0.5555	kcal/kg
Btu/lb	2.3256	kJ/kg
°C	(°C x 9/5) + 32	°F
°C	°C + 273.18	°K
galón	3.785412	litros
hp (US)	0.7457	kW
in de mercurio	$3.453 \times 10^{-2}$	kg/cm <sup>2</sup>
in de agua ( a 4 °C)	$2.54 \times 10^{-3}$	kg/cm <sup>3</sup>
in de agua ( a 4 °C)	$3.613 \times 10^{-2}$	lb/in <sup>2</sup>
kilogramo	2.2046	libras
kilogramo	$1.102 \times 10^{-3}$	toneladas cortas
kilogramo	$9.842 \times 10^{-4}$	toneladas largas
libra	0.45359	kilogramos
litros	0.2642	galones
litros	0.03531	pie <sup>3</sup>
metro <sup>3</sup>	1,000	litros
pie <sup>3</sup>	0.028317	metros <sup>3</sup>
tonelada corta (USA)	907.185	kilogramos
tonelada larga (UK)	1,016.06	kilogramos
tonelada eq. de carbón	0.008141	GWh
tonelad eq. de petróleo	0.011630	GWh

4

Cuadro 4 3

**PODERES CALORÍFICOS DE LOS COMBUSTIBLES**

Combustible	Unidad	MJ	kWh	BTU	kcal
1/ Combustóleo nacional	l	41.68	11.58	39,520.81	9,958.36
	gal	157.79	43.83	149,602.25	37,696.42
	bbl	6,627.25	1,841.05	6,283,294.54	1,583,249.73
Combustóleo importado	l	41.71	11.59	39,545.97	9,964.70
	gal	157.89	43.86	149,697.49	37,720.42
	bbl	6,631.47	1,842.22	6,287,294.73	1,584,257.69
1/ Gas natural nacional	m <sup>3</sup>	35.42	9.84	33,585.64	8,462.83
	ft <sup>3</sup>	1.00	0.28	951.04	239.64
2/ Gas natural importado	m <sup>3</sup>	38.29	10.64	36,304.98	9,148.04
	ft <sup>3</sup>	1.08	0.30	1,028.05	259.05
1/ Diesel # 2	l	38.65	10.74	36,639.93	9,232.44
	gal	146.29	40.64	138,696.98	34,948.54
	bbl	6,144.15	1,706.85	5,825,273.07	1,467,838.56
Diesel importado	l	38.65	10.74	36,639.93	9,232.44
	gal	146.29	40.64	138,696.98	34,948.54
	bbl	6,144.15	1,706.85	5,825,273.07	1,467,838.56
1/ Carbón de MICARE	kg	19.17	5.33	18,177.96	4,580.44
	lb	8.70	2.42	8,245.47	2,077.67
1/ Carbón importado (0.7% de azufre)	kg	23.83	6.62	22,592.92	5,692.91
	lb	10.81	3.00	10,248.08	2,582.29
3/ Carbón importado (2.0% de azufre)	kg	23.83	6.62	22,592.92	5,692.91
	lb	10.81	3.00	10,248.08	2,582.29
4/ Uranio enriquecido	g	4,012.00	1,114.53	3,803,777.20	958,466.80
Vapor Cerro Prieto	ton	2,780.10	772.31	2,635,812.81	664,165.89
Vapor Los Azufres	ton	2,769.00	769.23	2,625,288.90	661,514.10

1/ Combustibles mexicanos (ver referencia 7)

2/ Corresponde al "Natural gas to electric utilities" en EUA.

3/ El carbón de referencia corresponde al "All coal CfE electric utility power plant" de EUA

4/ Ver referencia 18.

Cuadro 4.4

EFICIENCIA DE CONVERSION

Central	Potencia bruta (MW)	Eficiencia <sup>1/</sup>		Régimen térmico neto (MJ/MWh)	Consumo específico neto (U/MWh)	Unidad	
		bruta (%)	neto (%)				
Térmica convencional	2 x 350	37.56	35.39	10,172	243.88	L	
	2 x 160	36.31	34.04	10,576	253.55	L	
	2 x 84	32.42	30.33	11,869	284.57	L	
	2 x 37.5	30.63	28.10	12,811	307.15	L	
Turbogás Aeroderivada gas	1 x 42.3	36.12	35.12	10,251	267.69	m <sup>3</sup>	
Turbogás Industrial gas	1 x 85	29.89	29.27	12,299	321.19	m <sup>3</sup>	
Turbogás Industrial gas "F"	1 x 184	33.44	32.73	10,999	287.24	m <sup>3</sup>	
	"G"	1 x 251	35.12	34.31	10,493	274.01	m <sup>3</sup>
Turbogás Aeroderivada diesel	1 x 40.8	36.70	36.04	9,989	258.47	L	
Ciclo Combinado gas	1x1 "F"	50.65	49.17	7,322	191.20	m <sup>3</sup>	
	2x1 "F"	50.72	49.26	7,308	190.85	m <sup>3</sup>	
	1x1 "G"	50.96	49.47	7,277	190.04	m <sup>3</sup>	
	2x1 "G"	51.26	49.76	7,235	188.93	m <sup>3</sup>	
Diesel	2 x 18.7	47.61	45.19	7,966	190.99	L	
	3 x 13.5	47.35	44.64	8,065	193.34	L	
	3 x 3.4	43.53	40.46	8,898	213.32	L	
Carboeléctrica	2 x 350	37.24	34.53	10,426	543.77	kg	
	C. dual s/desulfurador	2 x 350	37.39	34.67	10,384	435.74	kg
	C. dual c/desulfurador	2 x 350	37.39	33.11	10,873	456.27	kg
Nuclear	1 x 1356	34.54	33.46	10,759	2.68	g	
Geotermoeléctrica							
	Cerro Prieto	4 x 26.95	19.02	17.62	20,431	7.35	ton
	Los Azufres	4 x 26.95	19.02	17.62	20,431	7.38	ton

<sup>1/</sup> Ver referencia B



COPAR de Generación  
Combustibles

Cuadro 4.5

CARACTERÍSTICAS Y PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES  
(precios medios de 2000)

Combustible	Unidad (U)	Poder calorífico superior (MJ/U)	Precios actuales <sup>1/</sup>				
			Doméstico		Externo de referencia		
			(\$/U)	(\$/MJ)	(\$/U)	(dól/U)	(\$/MJ)
Combustóleo nacional	barril	6,627.2	215.2	0.03247			
Combustóleo importado	barril	6,631.5			271.41	27.61	0.04093
Gas natural nacional	1000ft <sup>3</sup>	1,003.1	42.8	0.04263			
Gas natural importado	1000ft <sup>3</sup>	1,084.3			40.99	4.17	0.03780
Diesel nacional	barril	6,144.2	342.9	0.05580			
Diesel importado	barril	6,144.2			363.61	36.99	0.05918
Carbón nacional	ton métrica	19,173.0	238.6	0.01244			
Carbón importado ( 0.7% Azufre)	ton métrica	23,829.7			291.65	29.67	0.01224
Carbón importado ( 2.0% Azufre)	ton métrica	23,829.7			259.04	26.35	0.01087
Uranio enriquecido	g	4,012.0			21.09	2.15	0.00526
Vapor Cerro Prieto	ton	2,780.1	23.9	0.00858			
Vapor Los Azufres	ton	2,769.0	23.3	0.00841			

1/ Para el caso del vapor es un costo nivelado, calculado con las inversiones en pozos durante la fase de construcción y en el transcurso de la operación, además de la operación y mantenimiento de pozos.

**COPAR de Generación  
Operación y Mantenimiento**

Cuadro 5

**COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO**

Central	Potencia bruta (MW)	Fijo <sup>1/</sup>	Variable <sup>1/</sup>	Total <sup>2/</sup>		
		(\$/MW-año)	(\$/MWh)	(\$/MWh)	Índice	
Térmica convencional	2 x 350	132.291.98	1.25	22.62	100	
	2 x 160	202.673.85	1.33	39.29	174	
	2 x 84	259.779.35	1.40	50.17	222	
	2 x 37.5	499.523.11	1.50	97.15	429	
Turbogás Aeroderivada gas	1 x 42.3	174.057.07	0.97	164.47	727	
	1 x 85	86.618.99	0.97	81.73	361	
Turbogás Industrial gas "F"	1 x 184	53.352.28	0.97	50.75	224	
	"G"	1 x 251	38.627.05	0.97	37.07	164
Turbogás Aeroderivada diesel	1 x 40.8	191.462.78	1.07	179.13	792	
Ciclo Combinado gas	1x1 "F"	218.243.25	1.54	33.62	149	
	2x1 "F"	181.342.28	1.54	28.18	125	
	1x1 "G"	196.849.41	1.54	30.48	135	
	2x1 "G"	163.346.67	1.54	25.55	113	
Diesel	2 x 18.7	426.061.27	35.78	114.61	507	
	3 x 13.5	446.382.47	39.34	122.48	541	
	3 x 3.4	545.944.94	46.46	149.62	661	
Carboeléctrica	2 x 350	238.539.98	1.49	40.64	180	
	C. dual s/desulfurador	2 x 350	244.503.48	1.49	41.62	184
	C. dual c/desulfurador	2 x 350	299.576.82	12.97	64.46	285
Nuclear	1 x 1.356	412.386.32	18.92	83.71	370	
<sup>1/</sup> Geotermoeléctrica						
Cerro Prieto	4 x 26.95	312.644.40	0.33	45.64	202	
Los Azufres	4 x 26.95	297.579.40	0.33	43.46	192	
Hidroeléctricas						
	Aguamilpa	3 x 320	46.667.51	0.17	21.33	94
	Agua Prieta	2 x 120	78.305.95	0.19	43.18	191
	La Amistad	2 x 33	170.322.28	0.22	68.54	303
	Bacurato	2 x 46	137.770.02	0.21	47.96	212
	Caracol	3 x 200	59.416.34	0.18	23.85	105
	Comedero	2 x 50	130.808.72	0.21	48.31	214
	Chicoasén	5 x 300	48.210.71	0.17	13.18	58
	Peñitas	4 x 105	84.387.82	0.19	18.81	83
	Zimapán	2 x 146	70.303.04	0.18	15.49	68

1/ Ver referencia 10

2/ Costo del MWh neto generado

3/ Se refiere exclusivamente a la central

## **Anexo III**

### **Cálculo de la Red de Tierras**

El objetivo de este anexo es presentar un método sistemático simplificado que permita efectuar los cálculos preliminares que den una idea de las dimensiones de la red de tierras. El método que se presenta no es exacto pues introduce simplificaciones como es el considerar al terreno como homogéneo cuando en realidad no lo es. Se recomienda que para cálculos finales de la red de tierras se apliquen los programas digitales que existen para tal fin.

Específicamente se busca determinar las características básicas, de redes de tierra, en función de las resistividades del suelo y dimensiones de la central determinando el número de electrodos, el calibre del conductor y la separación de conductores que forman la cuadrícula.

#### **Definiciones**

##### *Tensión de Paso ( $V_p$ )*

Es la tensión que resulta entre los pies de una persona apoyada en el suelo a la distancia de un metro.

##### *Tensión de Contacto ( $V_c$ )*

Es la tensión a la cual se puede ver sometido el cuerpo humano por contacto con una carcasa o estructura metálica de una máquina, aparato eléctrico o estructura de montaje, que en condiciones normales no se encuentra con tensión.

##### *Resistencia Eléctrica del Cuerpo Humano*

La resistencia interna del cuerpo humano es de aproximadamente 200  $\Omega$ . La resistencia de contacto entre una mano y un conductor o una parte metálica bajo tensión varía dentro de límites muy amplios, según sea la extensión y la naturaleza de la superficie de contacto, de la naturaleza de la piel de las personas (lisa ó callosa), del grado de humedad de la piel, etc.

En la mayoría de los casos la resistencia de contactos es elevada por lo que de acuerdo con las normas internacionales se recomienda una resistencia de 3000 $\Omega$ .

## Tensiones de Seguridad

Se recomienda que en ningún punto de una instalación eléctrica se presenten tensiones de paso o de contacto superiores a los siguientes valores:

- 60 V cuando no se prevé la eliminación rápida de una falla de línea a tierra,
- 120 V cuando la falla se elimine en un periodo de un segundo.

## Dimensionamiento de la Red de Tierra

El dimensionamiento de una red de tierras consiste en el cálculo de un conjunto de elementos dispersores convenientemente conectados de tal forma que se tenga una resistencia a tierra resultante.

$$R_T \leq \frac{V_T}{V_1} \dots\dots(1)$$

en donde:

$R_T$  = Resultante de una resistencia a tierra.

$V_T$  = Máxima tensión admisible.

$V_1$  = Máxima corriente de falla.

La resistencia a tierra de un dispersor sencillo depende en general de su forma, dimensión y del valor medio de la resistividad  $\rho$  del terreno.

Tipo de suelo	Resistividad ohms-metro
Terreno húmedo o suelo orgánico	10-50
Terreno de cultivo o arcilloso	100
Tierra arenosa húmeda	200
Tierra arenosa seca (suelo seco)	1000
Tierra con guijarros y cemento	1000
Suelo rocoso húmedo (piedra molida húmeda)	3000
Roca compacta	10 000

Tabla A.3.1. Valores de referencia de la resistividad media para distintos tipos de suelo

## Datos para el Diseño

La información que se requiere para el cálculo preliminar de la red de tierra es la siguiente:

- a) Un plano de localización general que muestre la disposición del equipo en la central, incluyendo la localización de las ceras (perímetro externo).
- b) Corriente máxima de falla a tierra considerando el crecimiento futuro de la red.
- c) Resistividad media del terreno en ohms-metro.
- d) Valores máximos admisibles para las tensiones de paso y de contacto.

## Cálculo del Conductor para la Malla de Tierra

Los conductores que forman la red de tierra y los dispersores o electrodos, por lo general son varillas de copperweld de 15.9 mm de diámetro por 3050 mm de longitud.

El procedimiento de cálculo que se describe a continuación es obtener en primer lugar la malla de tierra con conductores y complementarla con los electrodos.

### Longitud total del conductor que debe formar la malla de tierra.

La longitud total del conductor de la malla de tierra se calcula de acuerdo con la expresión

$$L = \frac{0.7 \rho I}{V_c} (\text{m})$$

Donde:

L = longitud total del conductor de la malla en m

$\rho$  = resistividad media del terreno, en  $\Omega$  - m

I = máxima corriente de falla a tierra, en A

$V_c$  = tensión de contacto, en V.

Si se diseña tomando como base la tensión de paso ( $V_p$ ), la expresión que se puede emplear es:

$$V_p = \frac{0.16 I}{L}$$

### Características de la cuadrícula del conductor que forma la malla

La longitud total de conductor de tierra se distribuye en el área de la central a una profundidad del orden de 0.5 m, la distancia a que se localizan los conductores que forman la cuadrícula dependerá del arreglo de la central (distribución de los aerogeneradores).

### Uso de electrodos en la red de tierra

En algunos lugares es difícil obtener bajos valores de resistencia de tierra debido a que las condiciones del terreno influyen directamente sobre esta resistencia, de tal forma que en ciertos casos una malla de tierra ideal estaría constituida por una placa de cobre en toda el área considerada de la central, lo que resultaría de un costo muy elevado.

Debido a lo anterior se considera que con el uso de electrodos de tierra se pueden reducir ligeramente los valores de resistencia de tierra en los terrenos que tienen una alta resistividad.

Estos electrodos se conectan entre sí y a la malla de tierra por medio de conectores de tal forma que cubran el área total de la malla. Estos electrodos deben estar convenientemente separados a una distancia no menor de dos veces su longitud.

El criterio de cálculo parte de la base de que se supone que la resistencia ideal de tierra se tendría con una placa metálica como red de tierra en la instalación, la resistencia de tierra en estas condiciones debe ser:

$$R_T = \frac{\rho}{4 \Gamma} = \frac{\rho}{4(1.77245) A^{1/2}}$$

Siendo  $\rho$  la resistividad media del terreno en ohms-metro y  $r$  el radio equivalente en metros de un círculo que cubre el área específica, y dado que el área del círculo es:

$$A = \pi r^2$$

Si se expresa en términos del área cubierta por la red de tierras en lugar del radio  $r$

$$r = \sqrt{A/\pi} = 1.77245 (A)^{1/2}$$

y entonces la resistencia de tierra se puede expresar en forma general como:

$$R_T = \frac{0.14105 \rho}{A^{1/2}}$$

por lo general se considera un 38 % más de este valor, es decir:

$$R_T = \frac{0.1946 \rho}{A^{1/2}}$$

Para calcular el número de electrodos de tierra que se necesitan para obtener la resistencia de tierra requerida en la instalación, se puede emplear la siguiente fórmula:

$$R_T = \frac{\rho}{2 \pi n L_1 (\ln 4 \eta L_1 / b - 1 + 2 K_1 L_1 / [A(A-1)^2])}$$

Cuando la separación entre electrodos es mucho mayor que la longitud de los mismos, se puede despreciar el último término de la expresión anterior quedando la fórmula simplificada como sigue:

$$R_T = \frac{\rho}{2 \pi n L_1 [\ln (4 \eta L_1 / b) - 1]}$$

Donde:

$L_T$  = resistencia de tierra

$n$  = numero de electrodos de tierra

- $L_1 =$  longitud del electrodo, en m.
- $b =$  radio del electrodo, en m.
- $\rho =$  resistividad del terreno, en  $\Omega \cdot m$ .
- $A =$  área cubierta por la malla, en  $m^2$ .
- $\pi =$  número mínimo de electrodos.

Normalmente el valor a determinar en la expresión anterior es el número de electrodos  $n$  pudiéndose simplificar la expresión a la siguiente:

$$n = 0.60 \sqrt{A}$$

En este caso:

$n =$  número mínimo de electrodos

$A =$  área de la malla en  $m^2$

### Calibre del conductor de la red de tierras

En la red de tierras se debe usar un conductor de cobre y solo cuando sea necesario se podrá usar aluminio. En cualquier caso la sección del conductor de tierra se calcula dividiendo la corriente máxima de falla a tierra entre la densidad de corriente del material usado, es decir:

$$S = \frac{I}{A}$$

Donde:

$S =$  calibre del conductor, en  $mm^2$

$I =$  corriente máxima de falla a tierra, en A

$A =$  densidad de corriente del material usado, en  $A/mm^2$

Para conductor de cobre se usa la expresión:

$$S = \frac{I}{160} (mm^2)$$

Para conductor de aluminio se usa la expresión

$$S = \frac{I}{100} (\text{mm}^2)$$

Tratándose de conductores de cobre la sección mínima del conductor es 16 mm<sup>2</sup> y para conductores de aluminio 35 mm<sup>2</sup>.

Para cálculos rápidos se puede emplear la siguiente tabla que relaciona la corriente máxima de falla a tierra con el calibre de conductor (empleando el sistema americano de designación de calibre).

Corriente máxima de falla a tierra en A	Calibre AWG ó MCM
Hasta 400	1/0
de 4001 a 5000	2/0
de 5001 a 7000	3/0
de 7001 a 8500	4/0
de 8501 a 10,000	250
de 10,001 en adelante	500

Tabla A.3.2 - Calibres recomendados de conductores de cobre para red de tierras.

### Calibre del conductor de conexión a tierra de los apartarrayos

Para la conexión a tierra de los apartarrayos, la sección de los conductores no deben ser inferiores a los siguientes valores:

Para conductores de cobre:

$$S = 24 + 0.4 V_n$$

Para conductores de aluminio:

$$S = 40 + 06 V_n$$

Donde:

- $V_n$  = tensión nominal o de designación del apartarrayos  
 $S$  = calibre del conductor, en mm<sup>2</sup>

## Verificación de la red de tierras

Debido a que los cálculos teóricos de la red de tierra suponen una resistividad homogénea del terreno y en la realidad no lo es, una vez que se construye la red de tierras se debe medir la resistencia total a tierra de la instalación.

Si la red de tierra está constituida por conductores y electrodos, cuando el valor de resistencia de tierra es alto respecto al valor deseado se pueden agregar otros electrodos hasta obtener un valor igual o próximo al deseado de la resistencia de tierra, para esto se puede emplear la siguiente expresión:

$$N_a = N_c (R_m/R_g)^2 - 1$$

Donde:

$N_a$  = número de electrodos por agregar

$N_c$  = número de electrodos existentes

$R_m$  = resistencia de tierra, en  $\Omega$

$R_g$  = resistencia de tierra deseada, en  $\Omega$

Datos para malla en cuartos de control.

## Bibliografía consultada

- Alonso Concheiro A, y Rodriguez Viqueira L.: *Alternativas energéticas*, Ed. Fondo de Cultura Económica, México D.F., 1985
- Montes Nora L.: *Panorama actual de la energía eólica*, México D.F., 1987
- Johansson Thomas B. and all: *Renewable energy, sources for fuels and electricity*, Ed. Island Press, Washington D.C., 1993
- Borja Díaz M.A. y coautores: *Estado del arte y tendencias de la tecnología eoloeléctrica*, Ed. Impresiones Arminda, México, 1998
- Cadiz Deleito J.C.: *La energía eólica tecnología e historia*, Ed. Hermann Blume, España, 1984
- Viqueira Landa J.: *Apuntes de Energía e Impacto Ambiental*
- *Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el sector eléctrico, Generación, 2000*, CFE, 2000
- *Especificación CFE-00J-00-01 "Recomendaciones para el Cálculo Preliminar de Redes de Tierras en Plantas y Subestaciones Eléctricas"*
- *Boletín IIE*, Vol. 4, No. 8/9, 1980
- *Boletín IIE*, Vol. 19, No. 5, 1995
- *Revista técnica de grupo ABB*, No. 3, 2000
- *Boletín CANAME*, Enero-marzo-1998
- *Informe Anual 1999 IIE*, 1999
- *Prospectiva del sector eléctrico 2000-2009 SENER*, 2000
- *Revista mexicana de geoenergía*, CFE, Vol. 15, No. 2, 1999
- *Plantas eléctricas con energías renovables*, documento interno de CFE, 2000
- *Evaluación preliminar del proyecto híbrido Puerto Alcatraz*, documento interno de CFE, Roberto Cadenas Tovar
- *La experiencia de Comisión Federal de Electricidad en la Generación Eoloeléctrica*, documento interno de CFE, Gerardo Hiriart Le Bert
- *Central eólica Guerrero Negro, BCS, resultados del primer año de operación*, documento interno de CFE, Roberto Cadenas Tovar
- *Evaluación del potencial energético del viento en zonas de interés en la República Mexicana*, Ricardo Saldaña Flores, Ubaldo Miranda Miranda
- *Sol, viento y ahorro –Energías renovables para el desarrollo y la protección del clima-*, Embajada Alemana, 2000
- *Política del Medio Ambiente en Alemania*, BMU, Bon Alemania, 1994
- *Textos legales, Leyes ambientales*, Inter Naciones, Bon Alemania, 2000
- *Boletín Federal de Leyes*, año 2000, parte I, N° 13, publicado en Bonn el 31 de marzo de 2000
- *Colibrí*, documento interno de la empresa eléctrica Fuerza Eólica
- *Proyecto eoloeléctrico presentado por la empresa Marubeni*, 1996
- *Minuta de XXII Reunión ordinaria de trabajo del COFER*, febrero 2001

- Minuta de XXIV Reunión ordinaria de trabajo del COFER, marzo 2001 .
- Simposio Internacional sobre Aprovechamiento de la Energía Eólica, UNAM, 17-abril-2001
- <http://www.iie.org.mx/>
- <http://www.conae.gob.mx>
- <http://www.anes.org.mx>
- <http://www.windpower.dk>
- <http://www.mem.dk>
- <http://bmu.de>
- <http://www.dino-online.de/umwelt>
- <http://members.es.tripod.com.jlab/energia.htm>
- [http://members.es.tripod.de/ama/noticias99.htm#n30\\_12\\_1999](http://members.es.tripod.de/ama/noticias99.htm#n30_12_1999)
- <http://jornada.unam.mx/1998/ene98/980105/vientos.html>
- <http://www.enronwind.com>