



**UNIVERSIDAD NACIONALAUTÓNOMA DE MÉXICO**

**SELECCIÓN DE AEROGENERADORE**

**TESIS PROFESIONAL**

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE  
INGENIERO MECÁNICO ELÉCTRICO**

**PRESENTA:**

**HAMLET GUZMAN SANCHEZ**

**DIRECTOR DE TESIS**

**ING. SERGIO ÁNGEL LOZANO CARRANZA**

**MÉXICO, D.F. FEBRERO DEL 2014**



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



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

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

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

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

Introducción. . . . .	1
1¿Qué es el Aerogenerador? . . . . .	4
1.1 En el mundo. . . . .	4
1.1.1 Europa. . . . .	4
1.1.1 América. . . . .	5
1.1.3 Asia. . . . .	6
1.1.4 Oceanía. . . . .	7
1.1.5 África. . . . .	7
1.2 En México. . . . .	7
2 Tecnología. . . . .	17
2.1 Historia. . . . .	16
2.1.1 En la Actualidad. . . . .	18
2.2 Tipos de turbinas eólicas. . . . .	21
2.2.1 Aerogeneradores de eje vertical. . . . .	21
2.2.2 Aerogeneradores de eje horizontal. . . . .	22
2.3 El viento. . . . .	23
2.3.1 Cuánta energía contiene el viento. . . . .	25
2.3.2 Potencia extraíble del viento con un aerogenerador. . . . .	29
2.3.3 Potencia máxima extraíble para una velocidad dada. . . . .	31
2.3.4 Modelos meteorológicos para predecir el viento. . . . .	32
2.4 El aerogenerador. . . . .	34
2.4.1 Componentes de un aerogenerador de eje horizontal. . . . .	34
2.4.1.1 La torre. . . . .	35
2.4.1.2 Rotor. . . . .	35
2.4.1.3 Palas. . . . .	35
2.4.1.3.1 Control de potencia por variación del ángulo de paso (“Pitch controlled”). . . . .	40
2.4.1.3.2 Control de potencia por pérdida aerodinámica (“Stall controlled”). . . . .	40
2.4.1.3.3 Control activo por pérdida aerodinámica (“active stall controlled”). . . . .	40
2.4.1.4 Nacelle. . . . .	41
2.4.1.5 Multiplicadora. . . . .	41
2.4.1.6 Generador. . . . .	47
2.4.1.6.1 Opti Slip®. . . . .	49
2.4.1.6.2 Asíncronos. . . . .	50
2.4.1.6.2.1 Jaula de Ardilla. . . . .	51
2.4.1.6.2.2 Doblemente Alimentado. . . . .	52
2.4.1.6.3 Síncronos. . . . .	53
2.4.1.6.3.1 Excitación Clásica. . . . .	54
2.5 La potencia de los aerogeneradores. . . . .	55
2.5.1. Tecnologías de conversión electromecánica. . . . .	55
2.5.2.1 Aerogeneradores de velocidad variable. . . . .	56
2.5.2.2 Comparación del comportamiento respecto a la red. . . . .	59
2.5.2.2.1 Generador asíncrono con rotor de jaula de ardilla a velocidad constante (I, II y III). . . . .	60
2.5.2.2.2 Generador asíncrono con rotor de jaula de ardilla de velocidad constante (IV y V). . . . .	61
2.5.2.2.3 Generador con/sin caja multiplicadora, velocidad variable (VI, VII, VIII y IX). . . . .	62
2.6 El central eólica. . . . .	64
2.6.1 Rentabilidad del proyecto. . . . .	66
2.6.2 Sensibilidad económica-financia. . . . .	66

2.6.3 Otras dependencias. . . . .	67
3. La Energía Eólica en El Mar. . . . .	68
3.1 Los recursos eólicos en el mar. . . . .	69
3.1.1 Evolución de la tecnología mar adentro. . . . .	71
3.3 Otros Usos y Aplicaciones. . . . .	75
3.3.1 Hidrogeno Verde. . . . .	77
3.3.2 Desalinización. . . . .	78
3.3.4 Generación Eléctrica a Escala “Mini”. . . . .	78
4. Sostenibilidad y Medio Ambiente. . . . .	83
4.1 Aspectos ambientales. . . . .	83
4.1.1 Uso de la tierra. . . . .	84
4.1.2 Deterioro del paisaje. . . . .	84
4.1.3 Interferencia Electromagnética. . . . .	86
4.1.4 Efectos sobre las aves. . . . .	87
4.1.5 Magnitud del impacto de los parques eólicos en aves y murciélagos. . . . .	87
4.1.6 Ruido. . . . .	91
4.1.7 Impactos en el mar. . . . .	92
4.2 Impactos Potenciales del Parque Eólico. . . . .	93
4.2.1 Fase de construcción. . . . .	93
4.2.1.2 Cimentaciones. . . . .	93
4.2.1.3 Plataformas de montaje. . . . .	94
4.2.1.4 Zanjas. . . . .	94
4.2.1.5 Incremento de tráfico. . . . .	95
4.2.1.6 Empleo. . . . .	95
4.2.2 Fase de explotación. . . . .	95
4.2.2 .1 Presencia de la Central Eólico. . . . .	95
4.2.2.2 Movimiento de las palas. . . . .	96
4.2.2.3 Generación de residuos. . . . .	96
4.2.2.4 Generación de energía. . . . .	96
4.2.3 Fase de finalización de actividad. . . . .	96
4.3 Impactos potenciales de la línea eléctrica de transmisión. . . . .	97
4.3.1 Viales de acceso. . . . .	97
4.3.2 Operación de maquinaria. . . . .	98
4.3.3 Cimentación de apoyos. . . . .	98
4.3.4 Tendido de cableado. . . . .	98
4.3.5 Empleo. . . . .	98
4.3.6 Fase de explotación. . . . .	99
4.3.7 Fase de fin de actividad. . . . .	99
4.4 Recursos arqueológicos y paleontológicos. . . . .	100
4.5 Aspectos socioeconómicos. . . . .	100
4.6 Otros efectos ecológicos. . . . .	100
5 Perspectivas futuras. . . . .	105
5.1 El papel de los Gobiernos Estatales. . . . .	106
5.2 Hacia el futuro de las Energías Renovables en México. . . . .	104
5.2.1 Crecimiento e investigación. . . . .	108
5.2.2 Programas de Desarrollo Tecnológico. . . . .	109
5.2.3 Barreras. . . . .	110
5.2.4 Ruta Migratoria. . . . .	110
5.2.5 Impacto social. . . . .	111

5.3 Saber más. ....	115
Conclusión. ....	116
ANEXOS. ....	120
I. Glosario de términos. ....	121
II. Legislación y normativa. ....	125
III. Protocolo para pruebas de desempeño. ....	127
IV. Tabla de informativa de aerogeneradores. ....	140
V. Direcciones de interés. ....	153
VI. Referencias y Bibliografía. ....	154

## AGRADECIMIENTO

*Al finalizar un trabajo tan arduo y lleno de dificultades como el desarrollo de una tesis, es inevitable que en un humano egocentrismo que me llevara a concentrar la mayor parte del mérito solo en mí persona. Sin embargo, el análisis objetivo te muestra inmediatamente que la magnitud de ese aporte hubiese sido imposible sin la participación de personas e instituciones que han facilitado las cosas para que este trabajo llegue a un feliz término. Por ello, es para mí un verdadero placer utilizar este espacio para ser justo y consecuente con ellas, expresándoles mis agradecimientos.*

*A mis padres y hermanos que me acompañaron en esta aventura que significó la culminación de una parte importante de mi vida, en la cual siempre conté con ello de forma incondicional, entendieron mis ausencias y mis malos momentos. Por los valores que me han inculcado, y por haberme dado la oportunidad de tener una excelente educación en el transcurso de mi vida. Sobre todo un admirable ejemplo de la vida a seguir. Desde un principio hasta el día hoy siguen dándome ánimo para terminar este proceso.*

*Son muchas las personas que han formado parte de mi vida profesional a las que me encantaría agradecerles su amistad, consejos, apoyo, ánimo y compañía en los momentos más difíciles de mi vida. Algunas están aquí conmigo y otras en mis recuerdos y en mi corazón, sin importar en donde estén quiero darles las gracias por formar parte de mí, por todo lo que me han brindado.*

## INTRODUCCIÓN

Conforme lo establecido en la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética, el gobierno federal ha realizado un Programa Especial para el Aprovechamiento de las Energías Renovables.

Para la elaboración del Programa el gobierno federal ha contado con la colaboración de asociaciones especialistas en la materia y busca generar una amplia participación de la sociedad, que cada vez demuestra mayor interés en el aprovechamiento de las energías renovables en nuestro país.

En el Plan Nacional de Desarrollo 2007-2012, la sustentabilidad ambiental está definida como un eje central de las políticas públicas de México. Esto implica que nuestro país debe considerar al medio ambiente como uno de los elementos de la competitividad, desarrollo económico y social.

La Secretaría de Energía de nuestro país, está convencida de que a través de la utilización de fuentes renovables de energía, se puede reducir simultáneamente la dependencia de los combustibles fósiles, disminuir proporcionalmente las emisiones de gases de efecto invernadero y aumentar el valor agregado de las actividades económicas.

México cuenta con un gran potencial en materia de energías renovables como lo muestra el Programa Nacional de Desarrollo 2007-2012 y ofrece amplias oportunidades que deben ser aprovechadas. Por ello, en el Programa Nacional de Desarrollo 2007-2012 se presentan indicadores y áreas potenciales para la explotación de las distintas fuentes renovables de energía, que permitirán atender los desafíos derivados del cambio climático.

México asume gran responsabilidad con las generaciones futuras y adquiere a través de la Comisión Federal de Electricidad la obligación de impulsar la generación de energía eléctrica con centrales de energías renovables, para ofrecer un mundo mejor, proporcionando el mayor conocimiento sobre su uso y aprovechamiento. Las energías renovables se basan en los flujos y ciclos implícitos en la naturaleza y son aquellas que se regeneran por lo cambios de presión y temperatura ambiente en las diferentes estaciones del año, estas energías renovables perdurarán cientos de miles de años. Además, se distribuyen en amplias zonas de México y su adecuada utilización tiene un impacto ambiental favorable en el entorno, el uso de las energías renovables se convierte en una herramienta de gran importancia, ante la necesidad de disminuir significativamente la emisión de gases de efecto invernadero a nivel mundial.

Ciertamente los combustibles fósiles han sido una base para el desarrollo de México. Los estudios indican que en las próximas décadas seguirán siendo la principal fuente

de energía; sin embargo, hoy es necesario iniciar las acciones que nos permitan a corto plazo, diversificar las fuentes de energía para atender las necesidades de los consumidores.

Con el objetivo de reducir los riesgos inherentes a la dependencia de los hidrocarburos, con la convicción y acciones de incorporar el concepto de sustentabilidad en las políticas y estrategias del sector energético en la presente Administración, pueden agruparse en dos grandes vertientes:

- Eficiencia Energética.
- Energías Renovables.

Estas fuentes representan una respuesta importante a la demanda de la sociedad de contar con un modelo sustentable que, además de mitigar los efectos negativos de las actividades que se tienen en el sector energético, contribuyan a reducir los riesgos asociados con la volatilidad de los precios y diversificar el portafolio energético. De igual manera, es relevante la contribución de estas fuentes al desarrollo social en áreas donde la energía convencional es económicamente inviable.

Estudios previos indican que México posee un gran potencial para generar energía a través de fuentes renovables, ya que contamos con:

- Altos niveles de insolación.
- Recursos hidráulicos para la instalación de plantas mini hidráulicas.
- Vapor de agua para el desarrollo de campos geotérmicos.
- Zonas con intensos y constantes vientos prevalecientes.
- Grandes volúmenes de esquilmos agrícolas.
- Importantes cantidades de los desperdicios orgánicos en las ciudades y en el campo, cuyo destino final debe manejarse de forma sustentable.

Por sí misma, la diversificación de las fuentes energéticas a partir del uso de energías renovables, representará un mecanismo para reducir la dependencia de México en los combustibles fósiles y así fomentar la seguridad energética. Sin embargo, el aprovechamiento de las energías renovables también representa beneficios indiscutibles en otros temas prioritarios, no sólo para nuestro país sino para todo el mundo.

En materia de electrificación, el aprovechamiento de las energías renovables, también será un motor para el desarrollo social, al permitir el acceso al servicio eléctrico a



comunidades donde la energía convencional es económicamente inviable por estar apartadas de la red eléctrica.

En el rubro ambiental, la utilización de energías renovables, además de contribuir a mejorar la calidad del aire, contribuye a la conservación de los recursos naturales.

Finalmente, se espera que tenga una importante contribución en materia económica, ya que el desarrollo de las energías renovables representará la creación de pequeñas y medianas empresas, la generación de nuevos empleos, un mayor desarrollo científico y tecnológico y la posibilidad de generar mayor intercambio comercial con otros países que están impulsando la utilización de energías renovables.

Es importante señalar que en la presente tesis, se hará referencia a la generación de energía eléctrica a través del aprovechamiento de la energía cinética del viento (energía eólica) con aerogeneradores

Sírvase esta tesis, como base para dirigir la discusión, en orden de fomentar el interés por la construcción de Centrales Eólicas. Hoy más que nunca esta tecnología continúa avanzando para reducir los costos de fabricación, así como de operación y mantenimiento. Con su implementación en nuestro país, se fomentará el desarrollo social, se reducirá la dependencia de los combustibles fósiles y se cuidara el medio ambiente, lo anterior dentro de un marco económico sustentable para el desarrollo de México.

## 1 ¿Qué es un Aerogenerador?

Un aerogenerador es una máquina formada principalmente por una turbina eólica, que le denominaremos aerogenerador, que cuenta con un generador eléctrico. El aerogenerador transforma la energía cinética del viento en energía mecánica rotacional, la cual es transformada en energía eléctrica por este mismo. Una de las tecnologías de aerogeneradores más utilizadas actualmente emplea un generador de inducción doblemente alimentado. Este tipo de aerogeneradores están instalados en las Centrales Eólico por todo el mundo.

Estos aerogeneradores constan de tres pala de eje horizontal con capacidad de operación a velocidad variable, una caja de engranes denominada multiplicadora de velocidad, un generador eléctrico, un convertidor electrónico de frecuencia de potencia parcial y un transformador elevador para la conexión a la red eléctrica.

En general, la energía cinética del viento es capturada por las palas del aerogenerador y es transformada en energía mecánica rotacional de baja velocidad. La energía mecánica se transfiere mediante la caja multiplicadora a las revoluciones necesarias para que el generador eléctrico transforme en energía eléctrica, la cual estará disponible en los devanados del estator y del rotor del generador. La energía producida por este tiene la frecuencia de la red eléctrica (60 Hz o 50 Hz) y la producida por el rotor tiene frecuencia variable dependiendo de la velocidad del viento. La energía eléctrica de frecuencia variable es convertida a la frecuencia de la red eléctrica por el convertidor electrónico.

### 1.1 EN EL MUNDO

#### 1.1.1 Europa

El continente europeo sigue siendo el más destacado en el desarrollo de la energía eólica, en especial tres países: Alemania, España y Dinamarca, que juntos suman 27,905 MW de los más de 47,000 instalados en el planeta. No obstante, en los últimos años los aerogeneradores se han multiplicado en otras naciones del continente. Italia y Holanda entraron a formar parte en 2004 del exclusivo grupo de siete países del mundo que han rebasado la barrera de los 1,000 MW de potencia. Se acercan a gran velocidad Reino Unido y Portugal. En su conjunto, el continente europeo terminó 2004 con 34,360 MW. De estos, 600 MW correspondían a parques eólicos marinos en Dinamarca, Holanda, Reino Unido, Suecia e Irlanda. Los países adheridos en 2004 a la UE aportan hoy en día muy pocos megavatios, aunque son mercados más prometedores.

- 1) Alemania: El fuerte apoyo de las autoridades federales y regionales alemanas han sido el factor decisivo que ha convertido a este país el número uno a nivel mundial de la industria eólica. El gran despegue se produjo con la aprobación en 1991 de una ley fundamental, que garantizaba a los productores de energías renovables la percepción de hasta el 90% del precio que las compañías eléctricas cobraban a los consumidores domésticos por cada kilovatio-hora que generan. Además, esta legislación nacional ha estado acompañada por fuertes políticas regionales. A finales de 2004, Alemania contaba con una potencia eólica acumulada de 16,630 MW, el 35% de la instalada en todo el mundo.
- 2) Dinamarca: Este país de apenas 5 millones y medio de habitantes disponía en 2004 de una potencia eólica acumulada de 3,120 MW, capaz de proporcionar en un año medio el 20% de su consumo de electricidad. En este caso, la clave del éxito ha venido de la mano de la industria danesa de aerogeneradores, que domina el mercado mundial desde los años 80. Siendo el número uno en parques mar adentro, con más de 400 MW instalados. Sin embargo, actualmente el crecimiento del parque eólico danés prácticamente se ha paralizado.
- 3) Reino Unido: Los atlas eólicos muestran que el Reino Unido cuenta con los mayores recursos eólicos del continente. Hasta hoy es cuando empieza a explotarlos. En 2004, este país disponía de una potencia eólica acumulada de 890 MW, de los que más de 120 estaban en el mar. Las previsiones apuntan a la instalación de cerca de 8,000 MW, a partes iguales entre tierra y mar, en los próximos años.
- 4) Portugal: Al final de 2004 eran 520 los megavatios instalados en Portugal, pero este país espera llegar a 1,000 megavatios instalados en 2005 y tiene concedidas licencias para alcanzar los 3,000 en 2008. Ha ido impulsado por una nueva regulación que propone mantener la tarifa actual durante 15 años. Varios promotores españoles han impulsado de forma decisiva el despegue de esta tecnología en el país vecino.

## 1.1.2 América

El continente americano tenía instalados a finales de 2004 un total de 7,410 MW de potencia, de los cuales 6,750 pertenecían a EE.UU. Aun así, EE.UU. no está solo. El mercado canadiense se muestra bastante activo, hay fundadas expectativas en torno a países como Brasil o Argentina.

- 1) EE.UU.: Es el único país del mundo donde la energía eólica ha crecido a un ritmo similar al europeo. En 2004 acumulaba 6,750 MW, pero la instalación de nuevos megavatios (375) se frenó debido al retraso en la prolongación de la exención fiscal a la producción (Production Tax Credit, PTC). La ampliación del plazo de esta bonificación hasta 2007 permite aventurar una pronta

recuperación que pudiera ser muy importante. Estados Unidos, junto con Canadá, dispone de los mayores recursos eólicos comprobados del planeta.

- 2) Canadá: Tiene excelentes recursos y comienza a despertarse. En 2004 terminó con 450 MW acumulados. No obstante, la Canadian Wind Energy Association ha anunciado un ambicioso plan para disponer de un total de 10,000 MW eólicos en 2010.
- 3) Brasil y Argentina: Aunque ninguno de los dos está entre los 20 primeros países en el aprovechamiento energético del viento, se espera que Brasil (30 MW) logre un desarrollo significativo en el bienio 2006-2007, cuando se pongan en marcha las primeras instalaciones impulsadas por el programa gubernamental PROINFA, en cuya construcción participan varias empresas españolas.
- 4) Argentina (25 MW) posee grandes recursos en la Patagonia, y algunas compañías europeas elaboraron ya planes de negocio para explotarlos, pero los años de recesión han alejado provisionalmente a los inversores.

### 1.1.3 Asia

Asia concluyó 2004 con 4,650 MW acumulados, después de instalarse ese mismo año más megavatios nuevos que en América. Por otro lado, India, Japón y China están entre los diez primeros países del mundo en potencia eólica acumulada. Entre los tres disponen del 9.7% de la potencia mundial.

- 1) India: La nación pionera en el aprovechamiento del recurso eólico entre los países en vías de desarrollo comenzó a impulsar esta fuente de energía de forma poco racional y con equipos inadecuados. Los promotores buscaban beneficios fiscales más que generación eléctrica y el 70% de los aerogeneradores eran fabricados por empresas nacionales. En los últimos años, el mercado indio ha vuelto a resurgir, pero de forma más ordenada, presentando unas elevadas probabilidades de rápido crecimiento. En 2004 acumulaba 3,000 MW en operación, situándose en quinta posición mundial. El fabricante indio de aerogeneradores Suzlon ha comenzado la expansión internacional recientemente, mediante la adquisición de varias fábricas de componentes de primer nivel.
- 2) China: El hecho de que China organizase la Conferencia Mundial de Energía Eólica en 2004, más la reciente aprobación de legislación sobre energías renovables, hace esperar un fuerte impulso del mercado eólico en el gigante asiático. Este país posee buenos recursos eólicos, disponiendo a finales de 2004 de 750 MW.

## 1.1.4 Oceanía

Australia, Nueva Zelanda y los archipiélagos del Pacífico solo disponían en conjunto de 555 MW de potencia eólica en 2004. Sin embargo, 325 de estos fueron instalados ese mismo año, siendo esta región donde más creció relativamente la energía eólica.

- 1) Australia: Muchos creen que Australia será la “España del sur del Pacífico” en el aprovechamiento de la energía eólica. Por ahora, la implantación de aerogeneradores es modesta, pero empiezan a aparecer planes bastante activos. Tiene buenos recursos, pero faltan infraestructuras eléctricas que interconecten su vasto territorio.

## 1.1.5 África

Sin disponer de información suficiente en buena parte de su territorio sobre la existencia de recursos eólicos apreciables, sí que hay ciertas zonas que en los últimos tiempos han sido intensamente evaluadas, presentando un elevado potencial (norte de Marruecos, Mar Rojo, Sudáfrica...). Aun así, la mayor parte del continente posee una red eléctrica muy débil para posibilitar la evacuación de la posible energía generada, por lo que se considera que la mejor forma de contribuir a la electrificación es mediante el empleo de instalaciones a pequeña escala en poblaciones aisladas. Al finalizar el año 2004 África contaba con 225 MW. Se prevé que en el año 2050 África doble su población actual, alcanzando los 2,000 millones de habitantes (el 21% de la población del planeta prevista para entonces). Hoy en día su población consume únicamente el 3% de la electricidad mundial. A pesar de la pobreza imperante, se constata un notable crecimiento económico conexas a un mayor incremento de la demanda energética.

- 1) Egipto y Marruecos: Los países del norte de África han mostrado un especial interés por la promoción de la energía eólica. Algunos han presentado ya planes de desarrollo, pero éstos no se han consolidado aún. Egipto es el primero en el ranking eólico africano con 145 MW en 2004, seguido de Marruecos, con 55 MW.

## 1.2 EN MEXICO

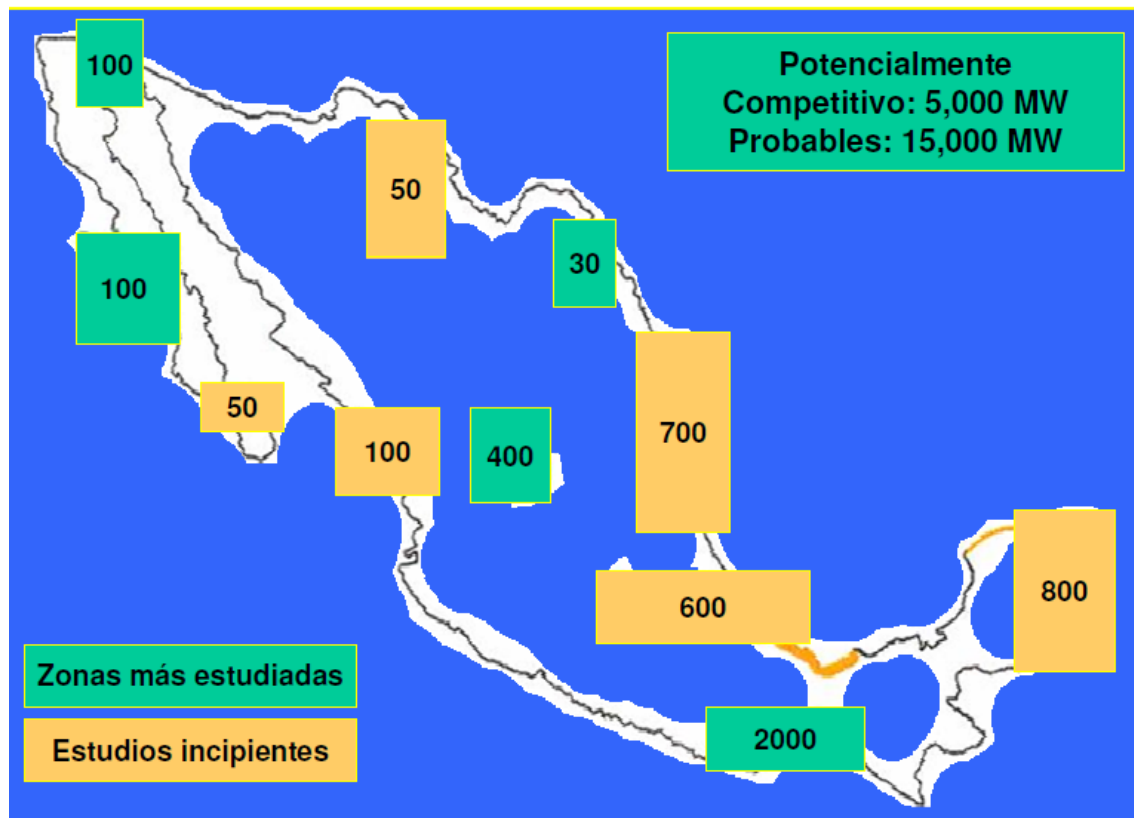
El recurso eólico de México es abundante y en algunas zonas como La Ventosa, tiene características de velocidad y persistencia que lo hacen uno de los de mejor en el mundo.

Pero no es la única, en otras regiones, incluyendo Tamaulipas, Chihuahua, Zacatecas, las penínsulas de Yucatán y Baja California tenemos vientos con características comparables o mejores a las de otros países tecnológicamente más avanzados en el tema. Según los especialistas, el potencial eólico probado en nuestro territorio

nacional podría soportar una capacidad de generación eléctrica de 5,000 MW, cercana a 10% de la capacidad total de la generación que tiene actualmente el país, la cual depende en gran parte del suministro de combustibles fósiles.

Todo parece indicar que, una vez concluidas las labores de prospección análisis de información climatológica, mediciones en tierra y caracterización de los regímenes de viento y mapeo del recurso en todo el país, el potencial eólico de los mejores sitios podría resultar, al menos, tres veces más.

A corto plazo, la zona podría albergar una capacidad instalada de 2 a 3 GW; tomando en cuenta que la región aprovechable es un orden de magnitud mayor, y que actualmente se puede obtener hasta 6 MW/km<sup>2</sup>. Según autoridades, la región de la Ventosa en Oaxaca, que representa el 2% de la superficie del Estado, tiene el potencial para generar la energía eólica cerca de 11,615 MW. La zona de El Dorado en la zona de la Ventosa tiene un factor de planta del 40%, que se compara favorablemente con el factor operativo de Alemania para sus centrales eólicas: ≈25%. Asimismo, se tienen planes para las centrales Eólica Sureste I-IV, cada una con una capacidad de 101.4MW. Estos últimos proyectos se desarrollarán para la región La Mata, Juchitán y San Blas en el mismo Estado.



Mapa 1.1 Zonas donde se ha estudiado el viento

El Programa de Energías Renovables aprovechará un donativo del Fondo Mundial para el Medio Ambiente del Banco Mundial por 25 millones de dólares. Estos recursos se destinarán a un mapa eólico nacional (mapa 1.1), al desarrollo de herramientas, metodologías de análisis, pronósticos, etc., Así como para un estudio de desarrollo regional de largo plazo de la región del Istmo de Tehuantepec.

La Comisión Federal de Electricidad (CFE) está desarrollando una serie de proyectos para aprovechar las energías renovables. A continuación, se presenta lo que es cada proyecto y se dan a conocer los problemas que se a enfrentar en cada uno, así como los pasos y acciones que se darán para resolverlos en el momento de expandir cada tecnología a escala industrial.

En cuanto a la energía eólica, en 1994 en La Venta I (Figura 1.2), Oaxaca, se instalaron siete aerogeneradores Vestas de 225 kW cada uno con una altura de 30 metros y diámetro barrido de los alabes de 27 metros. La velocidad media del viento en la zona es de casi diez metros por segundo y el factor de planta cercano al 50 por ciento.

Los vientos más intensos y constantes en la región ocurren entre diciembre y enero, cuando se han alcanzado factores de planta promedio mensual superiores al 80 por ciento. Esta planta experimental sirvió para familiarizar a los pobladores con las instalaciones y para mejorar las especificaciones técnicas que la CFE elabora para sus licitaciones.

A raíz de los estudios y mediciones realizadas en la zona, se pudieron comprobar 385 MW en La Venta. El costo nivelado de generación ha sido del orden de los tres centavos de dólar por kWh en lo que se refiere a amortización de la inversión. Sin embargo, el costo de operación y mantenimiento ha resultado exageradamente alto, lo cual se atribuye a la



1.2 Central Eólica la Venta I

poca potencia de la planta porque se le carga toda la infraestructura administrativa, de operación y mantenimiento.

La situación cambiará radicalmente cuando se trate de centrales eólica con 80 a 100 aerogeneradores.

Por su parte, en Guerrero Negro, Baja California Sur (Figura 1.3), se instaló en 1998 un aerogenerador Gamesa Eólica de 600 kW, con una torre de 50 metros de altura y los vientos fuertes en la zona son generalmente por la tarde con una velocidad promedio anual de 7.5 metros por segundo con factor de planta de 25 por ciento.



La importancia del desarrollo eólico en este lugar apartado del sistema eléctrico nacional, donde la generación se logra con plantas diesel, es que cada kWh generado por la planta redonda de inmediato en un ahorro de petróleo diesel que cuesta aproximadamente diez centavos de dólar por kWh.

La CFE instaló en 1997 en la isla Santa Margarita, una planta híbrida con tres aerogeneradores de 5 kW, dos arreglos fotovoltaicos de 1.15 kW, baterías y una máquina diesel de 60 kW, es decir, 77.3 kW. La planta ha tenido buena aceptación por parte de los pobladores, ya que su funcionamiento les ahorra una erogación importante en combustible diesel.

En San Juanico, también Baja California Sur, el proyecto híbrido consta de diez aerogeneradores de 7 kW, un arreglo fotovoltaico de 17 kW, una máquina diesel de 80 kW y un banco de baterías. Los equipos fueron donados por empresas y dependencias de Estados Unidos y la instalación, obra civil y electrificación hacia el poblado, corrieron por cuenta de los gobiernos estatal, municipal y la propia CFE.

Esta planta tiene la particularidad de que es operada por un patronato, el que a su vez cobra la energía a sus pobladores. La operación del sistema ha mostrado que el punto vulnerable es el banco de baterías, porque dura poco tiempo y su reemplazo es bastante caro.

Debido a los resultados obtenidos en La Venta, la CFE propuso construir una central eólica de 50 MW e incluirla en el Presupuesto de Egresos de la Federación para el año 2004 y en reciente visita del secretario de Energía, Felipe Calderón Hinojosa, a Oaxaca, se acordó junto con el gobernador de la entidad, José Murat Casab, ampliarla a 100 MW en lugar de los 50 iniciales.

La convocatoria para la licitación pública de este proyecto aparecerá en el Diario Oficial de la Federación en septiembre de 2004. La central deberá estar operando a plena capacidad a finales de 2005.

Actualmente, la ley permite que desarrolladores privados se asocien con empresas o entidades estatales, para generar electricidad en esquemas de autoconsumo. Además,



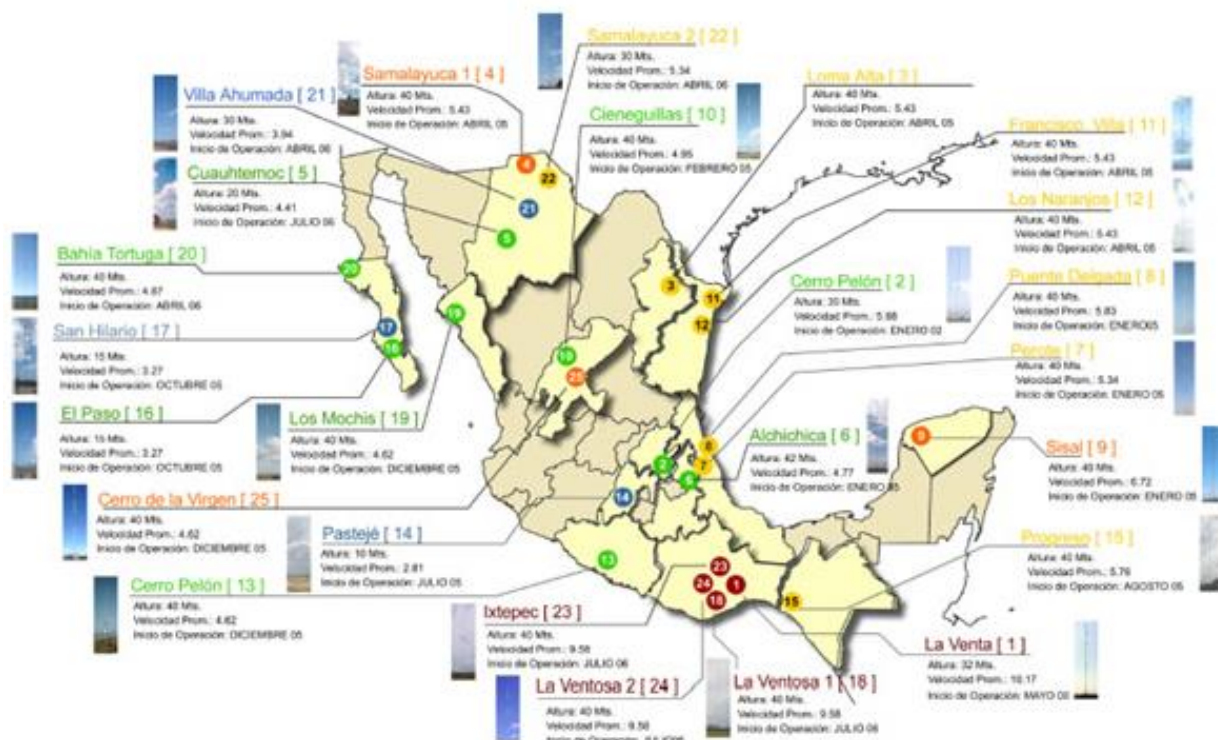
el nuevo contrato de interconexión, que apoya a las energías renovables intermitentes, hace más viable la instalación de plantas eólicas con este esquema en el país.

El gobierno Oaxaca presentó recientemente un mapa de intensidad de viento en el istmo de Tehuantepec y zonas aledañas, con el propósito de darles a los inversionistas una orientación sobre las zonas de alto potencial de generación. Asimismo, se han organizado reuniones de trabajo, donde han participado ejidatarios de la zona y los posibles desarrolladores, para detectar y resolver a tiempo los problemas que se pudieran derivar.

Por su parte, la Secretaría de Energía ha realizado gestiones con éxito ante el Banco Mundial, para formar un fondo de apoyo que desarrolle las energías renovables, además del pago de bonos de carbono que ayuden a evitar emisiones a la atmósfera. La CFE, junto con el Instituto de Investigaciones Eléctricas, ha apoyado con mediciones y datos técnicos a los desarrolladores interesados en la zona de Oaxaca y en otros estados de la República Mexicana.

La Comisión Nacional de Ahorro de Energía (Conae) y los gobiernos estatales de Baja California, Baja California Sur, Hidalgo, Tamaulipas, Nuevo León, Coahuila y Zacatecas también han impulsado la generación eólica.

El Programa de Energías Renovables del Gobierno Federal considera llevar a cabo 11 proyectos eólicos en el territorio nacional (mapa 1.4), los cuales tendrán una capacidad



Mapa 1.4 Proyectos de parques Eólicos en Estados Unidos Mexicanos, tanto privados como de Comisión Federal de Electricidad

de generación del orden de los 2 GW. Con ello, se espera que la capacidad operativa total de México sea de 2.7 GW para el 2011, sin embargo no se tiene en cuenta los proyectos de iniciativa privada o productores independientes que han incursionado en este campo de generación de energía limpia.

La Central Eólica de La Venta II cuenta con el apoyo del Banco Mundial aportando US\$0.011/kWh producido durante los primeros 5 años de operación de la central. La Venta II inició su operación comercial en septiembre del 2006, con una potencia instalada de 84 MW, en 98 aerogeneradores de la marca Gamesa modelo G-52 de 850 kW, con una altura de 44 m y un rotor de 52 m, quedado distribuidos en 4 líneas en un polígono de 420 Ha y una inversión cercana a mil millones de pesos (1.5 Fotografía).



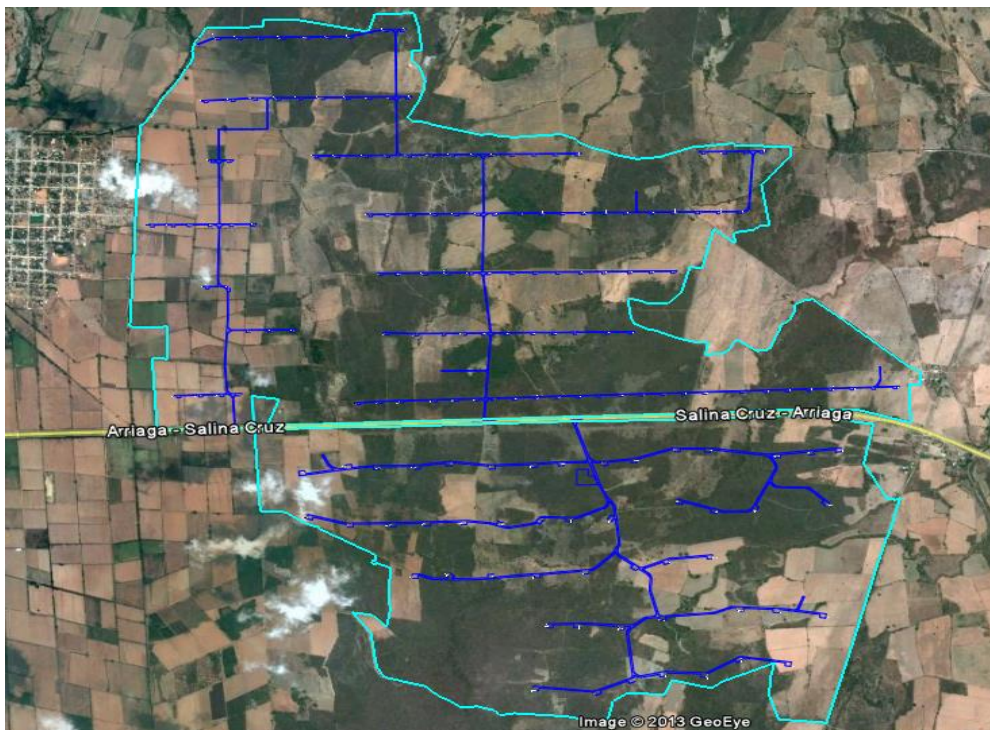
1.5 Fotografía aérea de la 135 C.E La Venta II, en la el municipio de La Venta, ubicado en Carretera Panamericana y el tramo carretero San Miguel Los Chimalapa.

La Central Eólica de La Venta III, cuenta con una capacidad de 101.4 MW, en 121 aerogeneradores de la marca Gamesa modelo G-52 de 850 kW, con una altura de 44 m y un rotor de 52 m, quedado distribuidos en 7 líneas en un polígono de 1,123 Ha y que implico una inversión cercana a los US\$120 millones. Su operación comercial inicio el 3 de octubre del 2012. La Venta III es el primer proyecto que se licita bajo el esquema de Productor Independiente para Autoabastecimiento. (Mapa 1.6)

La Central Eólica de Oaxaca I, cuenta con una capacidad de 102 MW, en 51 aerogeneradores de la marca Vestas modelo V-80 de 2 MW, con una altura de 80 m y un rotor de 80 m, quedado distribuidos en 5 líneas en un polígono de 960 ha. Su operación comercial inicio el 26 de septiembre del 2012.

La Central Eólica de Oaxaca II, cuenta con una capacidad de 102 MW, en 68 aerogeneradores de la marca Acciona modelo AW70-1500 de 1.5 MW, con una altura

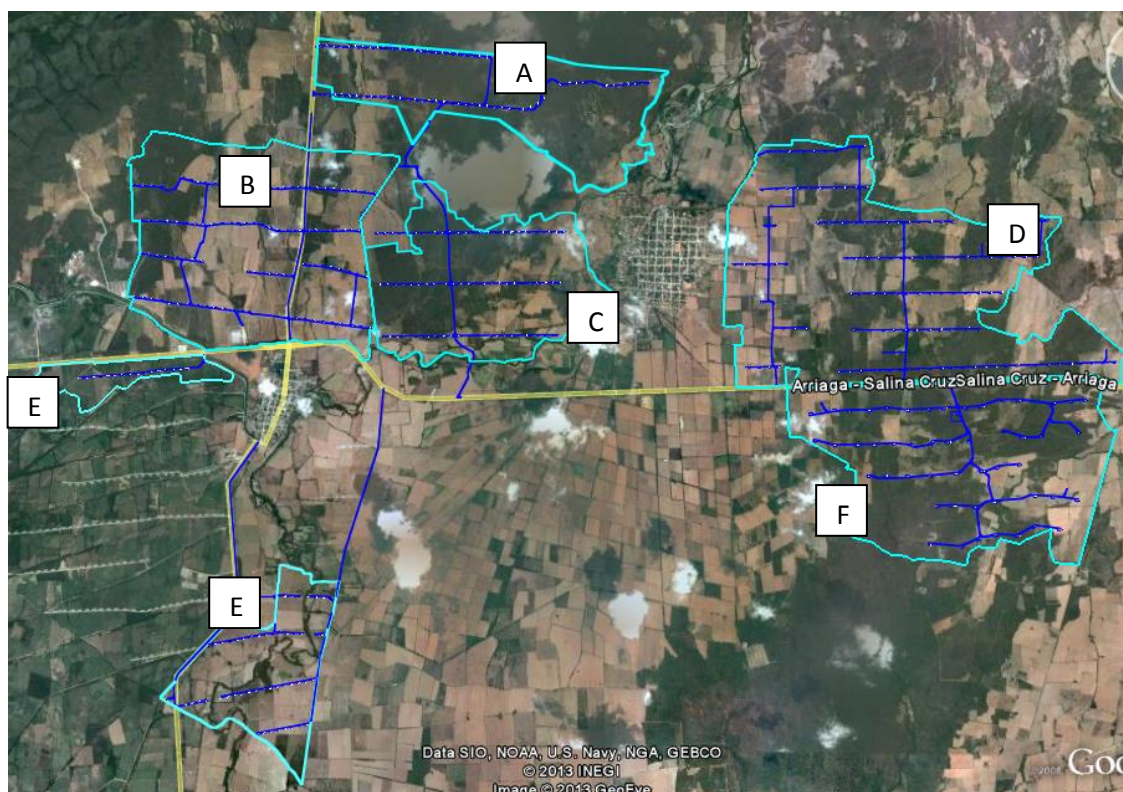
de 80 m y un rotor de 70 m, quedado distribuidos en 3 líneas en un polígono de 617 ha. Su operación comercial inicio el 26 de septiembre del 2012.



Mapa 1.6 en la parte superior se encuentra 31 CE La Venta III con una extensión de 1,123 ha, mientras en la parte posterior se localiza 33 CE Oaxaca I de 960 ha.

La Central Eólica de Oaxaca III, cuenta con una capacidad de 102 MW, en 68 aerogeneradores de la marca Acciona modelo AW70-1500 de 1.5 MW, con una altura de 80 m y un rotor de 70 m, quedado distribuidos en 5 líneas en un polígono de 473 ha. Su operación comercial inicio el 26 de septiembre del 2012.

La Central Eólica de Oaxaca IV, cuenta con una capacidad de 102 MW, en 68 aerogeneradores de la marca Acciona modelo AW70-1500 de 1.5 MW, con una altura de 80 m y un rotor de 70 m, quedado distribuidos en 3 líneas en un polígono de 570 ha. Su operación comercial inicio el 26 de septiembre del 2012.



Mapa 1.7 Centrales Eólicas en los municipios de La Venta, Santo Domingo, La Blanca y Cazadero.

- |    |                             |    |                           |
|----|-----------------------------|----|---------------------------|
| A. | Central Eólica Oaxaca IV.   | D. | Central La Venta III.     |
| B. | Central Eólica La Venta II. | E. | Central Eólica Oaxaca III |
| C. | Central Eólica Oaxaca II    | F. | Central Eólica Oaxaca I   |

Lo que observamos en México es una generación de tecnología que ha escalado en dimensiones, pero todavía tiene oportunidades de mejora en eficiencia, confiabilidad y costo. Más allá de la presente generación, es posible imaginar nuevos conceptos de máquinas avanzadas, con nuevos materiales, con elementos eléctricos, electrónicos y aerodinámicos más sofisticados y con estrategias de control más adecuadas. Como suele decirse entre los especialistas del ramo: “la tecnología eólica de hoy es equivalente al bimotor en aeronáutica, todavía está por verse qué máquinas eólicas serán equivalentes al avión Concord”. Poco se ha hecho en relación con el desarrollo de máquinas para vientos turbulentos y para regiones expuestas a huracanes, y lo mismo aplica para máquinas de mediana y pequeña potencia.

Para aprovechar la tecnología ahora disponible, los desarrolladores de centrales eólicas buscan sitios con condiciones similares en otras partes del mundo. Si quisieran utilizar esa misma tecnología para aprovechar vientos de mayor intensidad (clase I) como los que predominan en La Ventosa, estarían tomando riesgos de falla prematura, mayores costos de mantenimiento, o plazos de vida útil más cortos.

La primera central eólica LA Venta I muy pronto será la primera central en alcanzar su periodo de vida útil que ha sido de 20 años, en los primeros años ha arrojado resultados que ha significado la creación de nuevas centrales eólicas con gran generación de MW.

Antes de la crisis financiera mundial, las señales del mercado eólico internacional eran claras, falta de producto ante una demanda creciente, largos plazos de entrega y precios a la alza por una competencia limitada, lo cual venía ocasionando retrasos en la ejecución de los proyectos y abriendo oportunidades para la aparición de nuevas empresas, oportunidades que, desde luego, han sido tomadas por empresas de la India y China, que en unos cuantos años se han convertido en líderes en la producción y venta de máquinas.

Por su parte, la producción de máquinas Clase IA especial (que responden a condiciones de mayor turbulencia y otros requerimientos de diseño) ha sido tradicionalmente limitada y destinada a aplicaciones mar adentro con turbinas de gran tamaño que por razones de logística y restricciones ambientales en lo concerniente a emisión de ruido y mayor interferencia con el paisaje, no serían aptas para ser instaladas en zonas en tierra firme con vientos muy intensos. Conforme avanzan las labores de prospección y evaluación del recurso eólico mundial, se hace evidente la existencia de zonas de vientos muy intensos, lo que en sí mismo significa un nuevo nicho de oportunidad para el cual la tecnología apropiada es muy escasa.

Las señales del mercado eólico nacional se han aclarado en los últimos años, tanto en lo relativo a la existencia del recurso eólico como en lo concerniente a las reglas que rigen dicho mercado. Hace algunos años se pensaba que México no contaba con un potencial eólico de importancia, a pesar de las evidencias anecdóticas y ambientales conocidas para regiones como La Ventosa en Oaxaca y La Rumorosa en Baja California. El potencial eólico nacional probado y probable en los mejores sitios ya ha sido mencionado anteriormente es importante si se toma en cuenta que la mayor parte del territorio nacional no ha sido explorada todavía. Traducido en posibles beneficios para la economía, este potencial podría significar más de 40 mil empleos directos e indirectos (Tabla 1.8), si las máquinas fueran diseñadas y producidas localmente.

<b>Centrales Eólicas en Operación Comercial o en Desarrollo</b>				
<b>Central</b>	<b>Ubicación</b>	<b>Marca de Aerogenerador</b>	<b>Capacidad Individual</b>	<b>Capacidad de la Central</b>
La Venta I	La Venta, Oax.	Vesta	250 kW	1.75 MW
Guerrero Negro	Guerrero Negro, B.C.S	Gamesa	600 kW	600 kW
La Venta II	La Venta, Oax.	Gamesa	850 KW	83 MW
Eurus	La Venta, Oax.	Acciona	1.5 MW	212 MW
La Venta III	Santo Domingo Ing. Oax.	Gamesa	850 kW	102 MW
Oaxaca I	Santo Domingo Ing. Oax.	Vesta	2 MW	102 MW
Oaxaca II	La Venta, Oax.	Acciona	1.5 MW	102 MW
Oaxaca III	Santo Domingo Ing. Oax.	Acciona	1.5 MW	102 MW
Oaxaca IV	Santo Domingo Ing. Oax.	Acciona	1.5 MW	102 MW
Fuerza Eólica del Istmo I	La Ventosa, Oax.	Clipper	1.5 MW	50 MW
Fuerza Eólica del Istmo II	La Ventosa – La Mata, Oax.	Clipper	1.5 MW	30 MW
Parque Ecológico de México	La Ventosa, Oax.	Clipper	1.5 MW	80 MW
Baja california 2000	Baja California Sur	Gamesa	2 MW	20 MW
Bii Nee Stipa II y III	La Mata, Oax.	Gamesa	2 MW	144 MW
Eléctrica del Valle de México	La Mata – La ventosa, Oax.	Clipper	1.5 MW	67 MW
Los Vergeles	Tamaulipas	Simens		161 MW
Bii Stinú	La Mata – La ventosa, Oax.	Gamesa	2 MW	288 MW
Piedra Larga – Demex	Unión Hidalgo, Oax.	Gamesa	2 MW	28 MW
EDF	La Rumorosa	Gamesa	2 MW	10 MW
Demex	Unión Hidalgo, Oax.	Gamesa	2 MW	90 MW
Mareña Renovables	Por definir	Por definir	Por definir	395 MW
Sureste I,II,II y IV	Por definir	Por definir	Por definir	1.212 GW

Tabla 1.8 Centrales Eólicas en Operación Comercial o en Desarrollo

## 2 Tecnología

### 2.1 Historia.

El viento es una fuente de energía gratuita, limpia e inagotable. Ha sido ocupada desde siglos para impulsar barcos y mover molinos, para bombear agua y moler trigo. Aunque el aprovechamiento de la energía eólica data de las épocas más remotas de la humanidad los egipcios ya navegaban a vela en el año 4,500 a.C., la primera noticia que se tiene sobre el uso del viento mediante un molino proviene de Herón de Alejandría que construyó una estructura en el siglo 2 a.C. para proporcionar aire a su órgano.

Los molinos más antiguos, pertenecientes a la civilización Persa en el siglo 7 d.C., eran de eje vertical y se utilizaban para la molienda y bombeo de agua, tal como se aprecia en la figura 2.1.

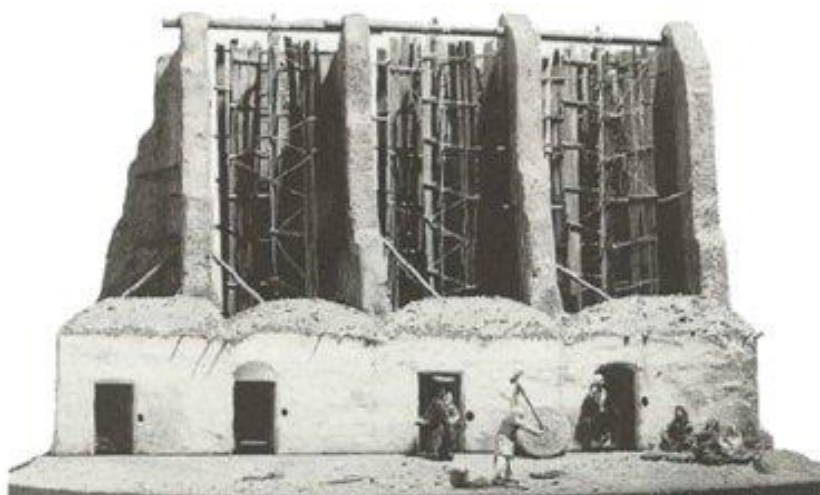


Figura 2.1 Molino persa

Posteriormente, a partir del siglo XIII, los molinos aparecieron y se extendieron por toda Europa, sobre todo en Bélgica y los Países Bajos. Los molinos de Holanda tienen 4 aspas de largo, mientras que los de Baleares y Portugal tienen 6 y los de Grecia 12.

El desarrollo de los molinos de viento se interrumpió con la revolución industrial. Se hizo masiva la utilización del vapor, apareció la electricidad y los combustibles fósiles como fuentes de energía motriz. Es sin embargo, en la segunda mitad del siglo XIX

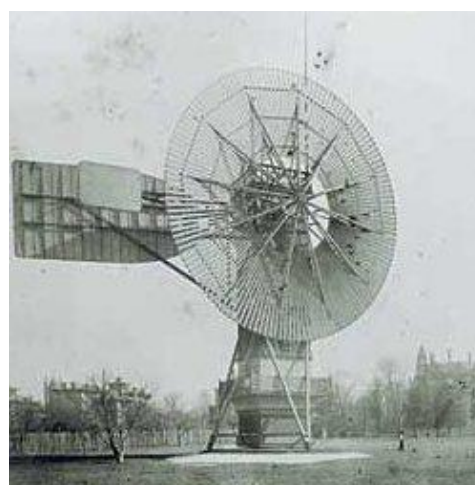


Figura 2.2 El primer aerogenerador.

cuando tiene lugar uno de los más importantes avances en la tecnología del aprovechamiento del viento, la aparición del popular modelo “multipala americano”. Este modelo, utilizado para bombeo de agua prácticamente en todo el mundo, habría de sentar las bases para el diseño de los modernos generadores eólicos.

El primer aerogenerador capaz de generar corriente continua fue fabricado por Charles Brush en los años 1886-87 (figura 2.2). Tenía un rotor de 17 m de diámetro y estaba constituido por 144 palas de madera (multipala americano). Podía generar hasta 12 kW de potencia.

Fue entre las guerras mundiales cuando los aerogeneradores empezaron a aparecer con mayor frecuencia, como consecuencia de los progresos técnicos de las hélices de aviación y con ellas los proyectos de grandes aerogeneradores de dos o tres palas. La primera tendencia fue construir bipalas, ya que resultaban más económicos. Incluso se pensó en utilizar una única pala equilibrada con un contrapeso.

#### 2.1.1 En la Actualidad.

Actualmente predominan los aerogeneradores tripalas. Estos aerogeneradores giran más rápidamente que los multipalas americanos, lo que constituye una ventaja cuando se trata de alimentar máquinas de gran velocidad de rotación como los alternadores eléctricos. Adicionalmente los estudios aerodinámicos revelaron que el tripala es el compromiso adecuado en cuanto a precio y estabilidad en la rotación del rotor.



Figura 2.3 El primer aerogenerador de corriente alterna.

Como ya se ha mencionado, los aerogeneradores de eje vertical derivan indirectamente del primer molino de viento utilizado por la civilización persa en el año 600 d.C.. En 1925 el finés J. Savonius fue el primero en utilizar este concepto para estructurar su homónimo rotor vertical en la generación eléctrica. En la actualidad es una solución interesante sobre todo en la conversión a energía mecánica.

Más exitoso que el anterior fue el rotor de eje vertical patentado en 1931 en EEUU por el ingeniero francés Darrieus y luego cayó en un olvido casi total. Su estudio volvió a iniciarse en Canadá en 1973 y en Estados

Unidos a partir de 1975 ya que estas máquinas, de 1 a 60 kW, podían construirse a



precios inferiores al de los molinos de viento clásicos de eje horizontal. En EEUU, los laboratorios Sandia en Albuquerque (Nuevo México) estudiaron y comercializaron los molinos de viento Darrieus.

En Crimea (Rusia), frente al mar muerto, en 1931 se puso en funcionamiento un aerogenerador de 30 metros, que tenía que proporcionar 100 kW a la red de Sebastopol. El promedio durante dos años fue de 32 kW.

En 1941 la NASA construyó un bipala de 53 m de diámetro, previsto para una potencia máxima de 1250 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 accidente en 1943 bloqueó la máquina durante dos años, debido a que las dificultades ligadas a la guerra retrasaron la fabricación de piezas nuevas. Vuelto a poner en marcha, el aerogenerador proporcionó energía al sector durante veintitrés días, luego se rompió una de las palas y se abandonó el proyecto.

En 1956, en Dinamarca, se construyó el primer aerogenerador de corriente alterna: el Gedser (figura 2.3). Contaba con innovaciones tecnológicas, no sólo en lo que concierne a la generación de electricidad, sino también en el campo de la aerodinámica y sistema de control (frenos aerodinámicos y regulación por pérdida de velocidad).

En 1975 se pusieron en servicio los aerogeneradores Mod-0 con unas palas de metal con un diámetro de 38 m, produciendo 100 kW. En 1977 se construyó el Mod-0A que tenía 200 kW. La General Electric terminó el bipala Mod-1 en 1978 que con un diámetro de 60 m acciona un alternador de 2 MW.

En Francia, un vasto programa patrocinado por la Electricité de France, realizó un estudio del viento en todas las regiones y construyó varios aerogeneradores experimentales.

El aerogenerador “Best-Romani” tripala de 30 m de diámetro con capas de aleación ligera fue instalado en Nogent le Roy (Beauce). Podía proporcionar 800 kW a la red con un viento de 60 Km/h. Esta máquina experimental aportó, entre 1958 y 1962, la información 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 m. de diámetro que producía 130 kW de potencia, funcionó hasta marzo de 1966. El otro, de 35 m., previsto para producir 1000 kW, proporcionó una potencia satisfactoria durante las pruebas, pero a la ruptura de un palier (diferencial) en 1964 hizo que se abandonase el programa de estudios.

Los primeros grandes aerogeneradores se encuentran en los Estados Unidos, donde ya en 1941 había uno cuya hélice pesaba 7000 kg. y tenía un diámetro de 53 m. Desde 1973 y bajo la responsabilidad de la NASA, los Estados Unidos reanudaron la

construcción de aerogeneradores. Los dos más grandes miden 61 y 91 m. de diámetro y funcionan desde 1978 en Boone (Ohio) y Barstow (California). Producen de 2000 a 2500 kW de electricidad respectivamente.

El bajo precio del petróleo determinó entonces la suspensión total de los grandes proyectos en todo el mundo. Pero en la década de los setenta, coincidiendo con la primera crisis del petróleo, se inició una nueva etapa en el aprovechamiento de la energía eólica. Las aplicaciones de las modernas tecnologías, y en especial de las desarrolladas para la aviación, dieron como resultado la aparición de una nueva generación de máquinas eólicas muy perfeccionadas que permitieron su explotación, bajo criterios de rentabilidad económica en zonas de potencial eólico elevado. En aquel momento se estimaba, en efecto, que esta energía renovable podría proporcionar energía a las redes eléctricas a un precio igual o inferior al de las centrales térmicas. Ello sería pronto una realidad con la puesta en servicio de grandes aerogeneradores que producirían potencias eléctricas comprendidas entre 2 y 7.3 MW. Hay que considerar que eran tiempos en que se empezaba a tomar en serio el hecho de que los yacimientos petrolíferos no durarían eternamente.



Figura 2.4 E-126 el aerogenerador más grande del mundo. Instalada en Emden, Alemania, donde se calcula que producirá hasta 20 millones de KWh al año.

Hasta la fecha el aerogenerador instalado más grande es el E-126 de la empresa alemana Enercon (figura 2.4). Es un aerogenerador de eje horizontal a una altura de 135 m, con un rotor de 127 m de diámetro y una potencia de 7.5 MW. Su generador es

de tipo sincrónico especialmente dimensionado para evitar la utilización de una caja mecánica multiplicadora de RPM. Evitar esta componente mecánica es ventajoso por la mejora sustancial de la eficiencia global del aerogenerador en la conversión de energía.

Agregando las actuales protestas ambientalistas, las soluciones energéticas tradicionales de fuerte impacto ambiental y las impopulares centrales nucleares han sido frenadas en la construcción de nuevas instalaciones por parte de la población.

Como se verá a continuación, estos factores medioambientales están definiendo, la tendencia de la política energética mediante tratados globales como el de Kyoto, el cual intenta reducir las emisiones de gases responsables del sobre calentamiento del globo terrestre.

## 2.2 Tipos de turbinas eólicas

### 2.2.1 Aerogeneradores de eje vertical

Los aerogeneradores de eje vertical (o "VAWTs", como algunos les llaman, figura 2.5) son como las norias en ese sentido (algunos tipos de turbinas de eje vertical realmente también podrían trabajar con un eje horizontal, aunque apenas serían capaces de mejorar la eficiencia de una turbina de tipo hélice).

La única turbina de eje vertical que ha sido comercialmente fabricada a todos los volúmenes es la máquina Darrieus, que debe su nombre al ingeniero francés Georges Darrieus, quien patentó el diseño en 1931 (fue producida por la compañía estadounidense FloWind, que quebró en 1997). La máquina Darrieus se caracteriza por sus palas en forma de C, que le hacen asemejarse a un batidor de huevos. Normalmente se construye con dos o tres palas.



Figura 2.5 Aerogenerador de eje vertical

Las principales ventajas teóricas de una máquina de eje vertical son:

- Puede situar el generador, el multiplicador, etc. en el suelo, y puede no tener que necesitar una torre.

- No necesita un mecanismo de orientación para girar el rotor en contra del viento.
- Las principales desventajas son:
  - Las velocidades del viento cerca del nivel del suelo son muy bajas, por lo que a pesar de que puede ahorrarse la torre, sus velocidades de viento serán muy bajas en la parte más inferior de su rotor.
  - La eficiencia promedio de las máquinas de eje vertical no es impresionante.
  - La máquina no es de arranque automático (es decir, una máquina Darrieus necesitará un "empuje" antes de arrancar. Sin embargo, esto es sólo un inconveniente sin importancia, ya que puede utilizar el generador como motor absorbiendo corriente de red para arrancar la máquina).
  - La máquina puede necesitar cables tensores que la sujeten, aunque esta solución no es practicable en áreas muy cultivadas.

Para sustituir el cojinete principal del rotor se necesita desmontar el rotor, tanto en las máquinas de eje horizontal como en las de eje vertical. En el caso de las últimas, esto implica que toda la máquina deberá ser desmontada.

## 2.2.2 Aerogeneradores de eje horizontal

La mayor parte de la tecnología descrita en estas tesis se refiere a aerogeneradores de eje horizontal (o "HAWTs", que corresponde a las siglas de la denominación inglesa "horizontal axis wind turbines").

La razón es simple: todos los aerogeneradores comerciales conectados a la red se construyen actualmente con un rotor tipo hélice de eje horizontal (es decir, de eje principal horizontal).

Por supuesto, la finalidad del rotor es la de convertir el movimiento lineal del viento en energía rotacional que pueda ser utilizada para hacer funcionar el generador. El mismo principio básico es el que se utiliza en las modernas turbinas hidráulicas, en las que la corriente de agua es paralela al eje de rotación de los álabes de la turbina.

### 2.3 El viento

En realidad, y una vez más, la existencia del viento en el planeta es consecuencia de la acción del Sol, pues es la radiación de esta estrella, en combinación con otros factores como la inclinación y el desplazamiento de la Tierra en el Espacio o la distribución de los continentes y los océanos, lo que activa la circulación de las masas de aire en el globo al calentar de forma desigual las distintas zonas de la superficie y de la atmósfera terrestres. El aire que más se calienta se vuelve más ligero (al agitarse sus moléculas y perder densidad) y se desplaza hacia arriba, siendo ocupado su lugar por masas más frías. A gran escala, existe una serie de corrientes de viento dominantes que circulan por todo el planeta en capas de la estratosfera. Estos vientos globales se rigen por los cambios de temperatura y de presión atmosférica, pero también por otros factores, como la fuerza de Coriolis, que hace que, visto desde el Espacio, el viento del hemisferio norte tienda a girar en el sentido de las agujas del reloj cuando se acerca a un área de bajas presiones y el del hemisferio sur lo haga en dirección opuesta. Por otro lado, cerca de la superficie terrestre, a nivel local, soplan otros vientos más específicos caracterizados por el relieve del terreno y otras variables como la rugosidad o la altura así como la composición, turbulencia y su velocidad.

Un litro de aire pesa 1.225 gramos. A nivel del mar, y excluidos el contenido en agua (y otros productos en suspensión como materia orgánica o partículas contaminantes), su composición es la siguiente:

- 78.08% Nitrógeno ( $N_2$ )
- 20.95% Oxígeno ( $O_2$ )
- 0.93% Argón (Ar)
- 0.03% Dióxido de carbono ( $CO_2$ )
- 0.01% Neón (Ne), helio (He), metano ( $CH_4$ ), kriptón (Kr), hidrógeno ( $H_2$ ), dióxido de nitrógeno ( $NO_2$ ), xenón (Xe), ozono ( $O_3$ )...

El aumento de la velocidad del viento en función de la altura, en terrenos no demasiado complejos, puede evaluarse mediante la siguiente expresión:

$$V(h) = V_o * \left( \frac{h}{h_o} \right)^\alpha$$

V(h) = Velocidad del viento que se desea estimar, a la altura h del suelo

V<sub>o</sub> = Velocidad del viento conocida a una altura h<sub>o</sub>

h = Altura a la que se quiere estimar la velocidad del viento

h<sub>o</sub> = Altura de referencia

α = Valor que depende de la rugosidad existente en el emplazamiento

Estimación del valor α para distintos terrenos tipo de terreno a:

Tipo de terreno	α
Liso (mar, arena, nieve)	0.10-0.13
Rugosidad moderada (hierba, cultivos)	0.13-0.20
Rugoso (bosques, edificaciones)	0.20-0.27
Muy rugoso (ciudades)	0.27-0.40

- Rugosidad: Una superficie muy rugosa como un bosque o una aglomeración de casas causará turbulencias y frenará el viento, mientras que otra muy lisa como el mar o las pistas de un aeropuerto favorecerá el desplazamiento del aire.
- Altura: Si el terreno es rugoso, se necesitarán aerogeneradores de mayor altura para alcanzar la misma velocidad de viento que en otros emplazamientos más lisos. Para conocer el viento que hará en un punto determinado se deben analizar tanto los vientos globales como los locales. A veces serán los primeros los que predominen sobre los segundos, y otras, al revés.

Los dos valores clave para analizar el viento son su velocidad (medida con un anemómetro) y su dirección (medida con una veleta). No todo el viento sirve para generar energía. Por lo general, para que las palas de un aerogenerador giren se necesitan vientos moderados por encima de los 4 m/s y por debajo de los 25. No

obstante, cada máquina está diseñada para una determinada velocidad de viento, a partir de la cual generalmente se conseguirá la máxima potencia.

## 2.3.1 Cuánta energía contiene el viento

Aproximadamente el 2% de la energía que llega del sol se transforma en energía cinética de los vientos atmosféricos. El 35% de esta energía se disipa en la capa atmosférica a tan solo un kilómetro por encima del suelo. Del resto se estima que por su aleatoriedad y dispersión solo podría ser utilizada 1/13 parte, cantidad que hubiera sido suficiente para abastecer 10 veces el consumo de energía primaria mundial del año 2002 (10,000 Mtep), de ahí su enorme potencial e interés.

La masa de aire en movimiento es energía cinética que puede ser transformada en energía eléctrica. Al incidir el viento sobre las palas de una aerogeneradores se produce un trabajo mecánico de rotación que mueve a su vez un generador para producir electricidad. La cantidad de energía que contiene el viento antes de pasar por un rotor en movimiento depende de tres parámetros: la velocidad del viento incidente, la densidad del aire y el área barrida por el rotor. La velocidad a la que el aire pase por las palas resulta determinante, pues la energía cinética del viento aumenta proporcionalmente al cubo de la velocidad a la que se mueve.

En cuanto a la densidad, la energía contenida en el viento aumenta de forma proporcional a la masa por unidad de volumen de aire, que en condiciones normales (a nivel del mar, a una presión atmosférica de 1,013 milibares y a una temperatura de 15°C es de 1,225 kilogramos por cada metro cúbico. Esto quiere decir que, cuando el aire se enfría y aumenta de peso al volverse más denso, transferirá más energía al aerogenerador. Y, al contrario, cuando el aire se calienta o cuando se asciende en altitud, será menor la energía cinética que llegue al aerogenerador.

En lo que respecta al área barrida, cuanto más aire en movimiento sea capaz de capturar un aerogenerador más energía cinética encontrará. En el caso de un rotor del aerogenerador de 1,000 kW de potencia nominal, el rotor puede tener un diámetro de unos 54 metros, así que barrerá una superficie de unos 2,300 m<sup>2</sup>. La energía cinética contenida en el viento es muy grande. Sin embargo, no puede ser extraída toda por los aerogeneradores. Primero porque esto implicaría detener por completo el viento, lo que impediría que éste pasara de forma continua a través de las palas del aerogenerador; de hecho, y según el Límite de Betz, puede teóricamente obtenerse, como máximo, el 59% de la energía que llega al rotor. Y segundo, porque también se pierde parte en el proceso de transformación de la energía en la máquina. Al final, hoy en día, un aerogenerador aprovecha cerca del 40% de la energía almacenada en el viento. Un porcentaje muy alto, pues supone extraer la gran mayoría una vez aplicado el Límite de Betz.

Para cuantificar la cantidad de energía contenida en el viento antes de pasar a través de un rotor se utiliza la siguiente fórmula:

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

$P$  = potencia en vatios (W)

$\rho$  = densidad del aire en  $\text{kg/m}^3$

$S$  = superficie o área barrida por el rotor en  $\text{m}^2$

$V^3$  = velocidad del viento en  $\text{m/s}$

Un aerogenerador obtiene su potencia de entrada convirtiendo la energía cinética del viento en energía mecánica. Para deducir la potencia que posee una corriente de viento uniforme de una determinada área circular  $A'$ , se puede considerar un tubo de corriente de sección recta  $A$ , perteneciente al campo fluido del viento uniforme de velocidad  $V$  (figura 2.2).

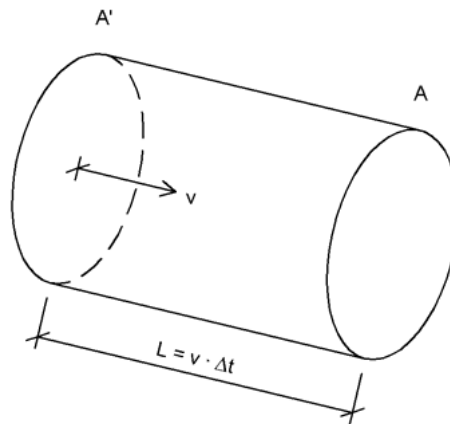


Figura 2.2 Tubo de corriente de sección  $A$  de viento uniforme de velocidad  $v$

Si se considera la sección  $A$  fija y la sección  $A'$  que se desplaza con el fluido a velocidad  $V$ , en un determinado instante (transcurrido un tiempo  $\Delta T$ ) ambas secciones coincidirán habiendo recorrido una distancia  $L$ . La cantidad de masa de aire que atraviesa la sección  $A$  en el intervalo de tiempo  $\Delta T$  es la contenida en el cilindro de bases  $A A'$  y longitud  $L$ :

$$m = \rho \cdot A \cdot V \cdot \Delta T \tag{1}$$



La energía cinética de una masa  $m$  que se mueve a una velocidad  $V$ :

$$E = \frac{1}{2} * m * V^2 = \frac{1}{2} * \rho * A * V^3 * \Delta T \quad (2)$$

Dividiendo toda esta energía de la masa  $m$  que pasa a través de la sección  $A$ , por el tiempo que tarda en atravesarla, se obtiene la potencia (energía por unidad de tiempo) del viento para dicha sección de área  $A$  (ecuación 3):

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

$P$  = potencia en vatios (W)

$\rho$  = densidad del aire en  $\text{kg/m}^3$

$S$  = superficie o área barrida por el rotor en  $\text{m}^2$

$V^3$  = velocidad del viento en  $\text{m/s}$

La ecuación (3) indica que la potencia en el viento es proporcional al área barrida por el rotor de la turbina. Para turbinas convencionales de eje horizontal, esta área  $A$  es circular,  $A=(\pi/4)D^2$ , y por tanto la potencia en el viento es proporcional al cuadrado del diámetro de la pala, doblando el diámetro de la pala, se incrementa en cuatro la potencia disponible en el viento. Para turbinas de eje vertical, el área barrida por un rotor Darrieus, por ejemplo, es más difícil de calcular, una aproximación comúnmente utilizada es considerar que el área es dos tercios del rectángulo de anchura igual a la máxima amplitud del rotor y altura la de la extensión vertical de las palas ( $A = 2/3D*H$ ).

En la siguiente figura (2.3) se representa gráficamente la relación cúbica de la velocidad del viento con la potencia disponible.

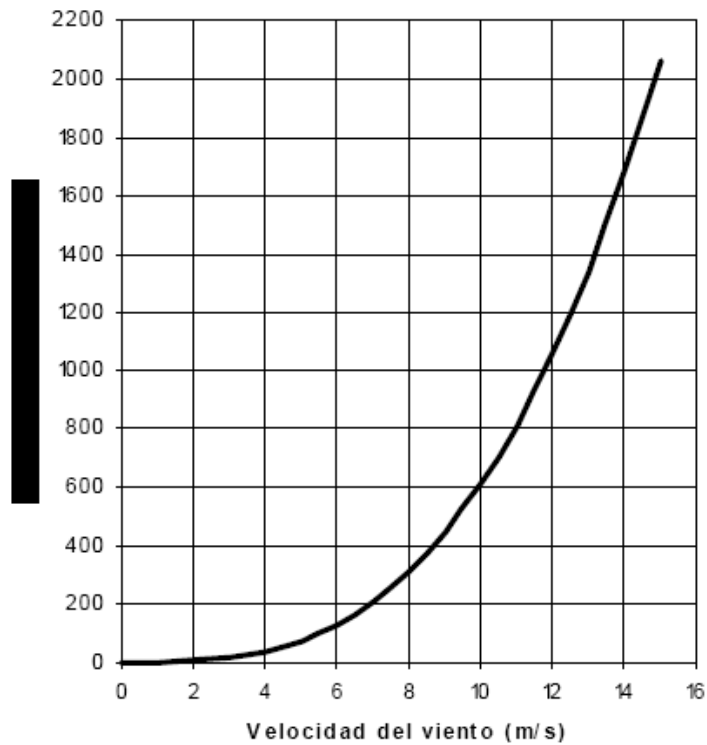


Figura 2.3 Relación cúbica de la velocidad del viento con la potencia disponible en el mismo

La potencia de entrada de un aerogenerador proviene de la conversión de la energía cinética del viento. Como muestra la ecuación 3 la cantidad de energía transferida al rotor depende de la densidad del aire, del área de barrido por el rotor y de la velocidad del viento. Según el diseño constructivo del rotor una cantidad de esta potencia puede ser teóricamente convertida en potencia mecánica extrayendo energía cinética del viento a través del rotor de la turbina y disminuyendo en consecuencia la velocidad del viento en la parte posterior al rotor (figura 2.4).

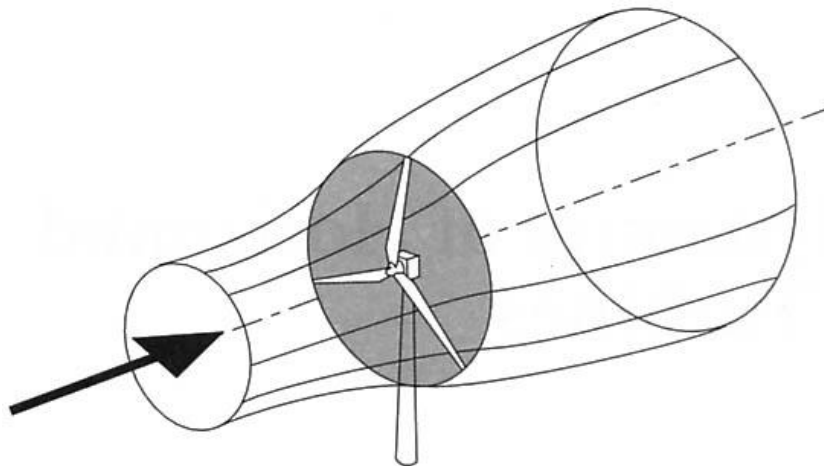


Figura 2.4 Tubo de corriente del campo fluido viento incidente

### 2.3.2 Potencia extraíble del viento con un aerogenerador

La teoría más comúnmente utilizada para calcular la potencia teórica que se extrae del viento con un aerogenerador es la teoría de la cantidad de movimiento y el modelo físico utilizado es el que se describe a continuación (figura 2.5).

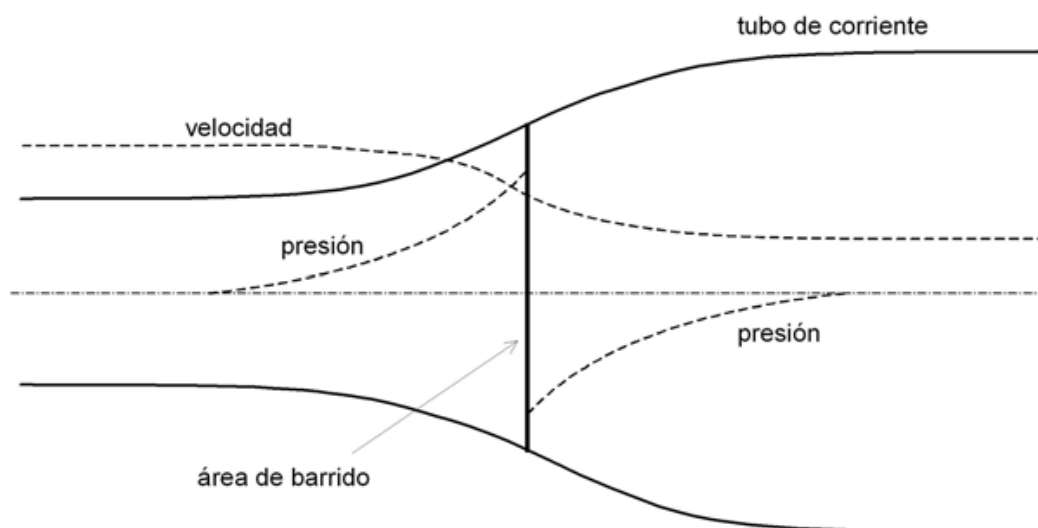


Figura 2.5 Modelo físico para calcular la potencia teórica del viento que se extrae con un aerogenerador. Se representan la presión estática y la velocidad del viento a lo largo de cada sección

El rotor está situado frontalmente a la dirección de incidencia del viento. El aire que se desplaza por el interior del tubo de corriente es el que atraviesa el rotor cediéndole parte de su energía.

El caudal a través del tubo de corriente es constante y en consecuencia, como se observa en la figura 2.5 “Tubo de corriente del campo fluido viento incidente”, la velocidad equivalente en cada sección debe disminuir a medida que el tubo se va ensanchando.

La presión estática equivalente en cada sección, como se ve en la figura 2.5 “Modelo físico para calcular la potencia teórica del viento que se extrae con un aerogenerador. Se representan la presión estática y la velocidad del viento a lo largo de cada sección”, también varía su valor a lo largo del tubo de corriente, de tal manera que en la sección de incidencia su valor es el de la presión ambiente, a medida que se aproxima al rotor se va incrementando hasta un valor  $P_+$  en la proximidad de la cara anterior y través hay un salto descendiente de esta presión estática hasta un valor  $P_-$ , inferior a la atmosférica.

A continuación se va a deducir la expresión de potencia que se extrae del viento con un aerogenerador cuyo rotor tiene un área  $A$ , en función de la velocidad incidente  $V_1$  y la velocidad final de la estela  $V_2$ .

Considerando que el movimiento del fluido es estacionario, el gasto másico es constante a lo largo del tubo de corriente y como además el fluido es incomprensible y por tanto de densidad constante, se conserva el caudal y en consecuencia la velocidad equivalente en cada sección disminuye. De la ecuación de continuidad y de la ecuación de cantidad de movimiento se obtienen las siguientes expresiones respectivamente:

$$A * V = A * V = A * V \quad (4)$$

$$\dot{m} = \rho * A * V \quad (5)$$

La fuerza resultante del fluido sobre el área de barrido se puede obtener a partir de la expresión:

$$F = \dot{F} = \dot{m} * \Delta V = \rho * \dot{A} * V * (V_1 - V_2) \quad (6)$$

O también

$$F = (P^+ - P^-) * A \quad (7)$$

A través del área del barrido hay una extracción de energía y no se puede aplicar Bernoulli, pero sí entre la sección A1 y la cara anterior del área del barrido (8) y entre la sección posterior al área del barrido y la sección A2 (9), obteniéndose las siguientes expresiones:

$$P_1 + \frac{1}{2} * \rho * V_1^2 = P^+ + \frac{1}{2} * \rho * V_2^2 \quad (8)$$

$$P^- + \frac{1}{2} * \rho * V_2^2 = P_2 + \frac{1}{2} * \rho * V_2^2 \quad (9)$$

Como  $P_2 = P_1$ , restando ambas ecuaciones, (8) y (9), se obtiene la diferencia de presión en el área del barrido (10).

$$P^+ - P^- = \frac{1}{2} * \rho * (V_1^2 - V_2^2) * A \quad (10)$$

Sustituyendo este resultado, (10), en (7) se obtiene otra expresión de la fuerza resultante de fluido sobre el área del barrido (11)

$$F = \frac{1}{2} * \rho * (V_1^2 - V_2^2) * A \quad (11)$$

Igualando este último resultado con (6) se obtiene

$$\rho * A * V(V_1 - V_2) = \frac{1}{2} * \rho * (V_1^2 - V_2^2) * A \quad (12)$$

Despejando el valor de V de la ecuación (12) se obtiene el primer resultado interesante que nos dice que: "El valor de la velocidad del rotor con esta teoría es la semisuma de la velocidad incidente en el infinito, V1 con la velocidad final V2"

$$V = \frac{(V_1 - V_2)}{2} \quad (13)$$

Concluyendo, la potencia absorbida por el rotor es el producto de la fuerza F ejercida por el fluido sobre el disco del rotor por la velocidad del fluido V en el mismo, substituyendo los resultados obtenidos en (11) y en (13) se obtiene la potencia que se extrae del viento a partir del área del barrido (14):

$$P_{\text{rotor}} = F * V = \left( \rho * A * \frac{V_1 + V_2}{2} \right) * \left( \frac{V_1^2}{2} - \frac{V_2^2}{2} \right) \quad (14)$$

En la expresión (14) el primer término es el gasto másico a través del rotor y el segundo es la pérdida de energía cinética por unidad de masa que experimenta el aire entre las dos secciones, por tanto esta expresión nos dice que la potencia que se obtiene del viento es, por una parte proporcional al gasto másico que pasa a través del área del barrido y, por otra, proporcional también a la diferencia de energía cinética de la corriente entre las secciones A1 y A2. Por tanto, aumentando la cantidad de masa de aire por unidad de tiempo a través del rotor o bien aumentando la diferencia de energía entre las secciones, aumenta la potencia y en consecuencia la energía capturada por el aerogenerador.

### 2.3.3 Potencia máxima extraíble para una velocidad dada

La ecuación (14) muestra que para una velocidad de viento incidente V1 dada y fija, si V2 decrece, la diferencia de energías cinéticas crece en valor pero al mismo tiempo disminuye el gasto másico. Y viceversa si V2 decrece, siendo pues la potencia capturada proporcional al producto de los dos términos. Interesa conocer si hay algún valor de V2 que haga máximo este producto (gasto másico a través del área del barrido por pérdida de energía cinética a lo largo de la estela). Poniendo la expresión (14) en función de V1 y del cociente  $k = \frac{V_1}{V_2}$ , queda:

$$P_{\text{rotor}} = \frac{1}{2} * \rho * A * V_1^3 (1 + k) * (1 - k) \quad (15)$$

y por tanto para unos  $\rho$ , A y V1 dados, la potencia extraíble es función del parámetro a dimensional k.

De la condición de máximo ( $\frac{dP}{dk} = 0$ ) queda  $3 * k^2 + 2 * k - 1 = 0$ , la solución positiva de esta ecuación de segundo grado es  $k = \frac{1}{3}$ , que substituyendo en (15) se obtiene la potencia máxima extraíble por un rotor ideal de área A, con una densidad de aire  $\rho$  y para una velocidad de viento incidente V1, (16).

$$P_{\text{rotor}}^{\text{máxima}} = \frac{8}{27} * \rho * A * V_1^3 \quad (16)$$

### 2.3.4 Modelos meteorológicos para predecir el viento

El principal inconveniente a la hora de producir energía a partir del viento es que éste no es un recurso del que se pueda disponer de forma constante. Igual aparece que desaparece. Esto resulta especialmente problemático para gestionar la oferta de energía dentro de la red general de suministro, en especial cuando los parques eólicos superan ya los 9,000 MW de potencia. Por este motivo. Esto está forzando a poner a punto sistemas de predicción meteorológicos que ayuden a estimar con la mayor precisión posible el viento que soplará en cada zona. Y, dentro de este proceso, resulta especialmente interesante el Ejercicio de Predicción, pionero en el mundo, puesto en marcha a mediados de 2004 por la Asociación Empresarial Eólica (AEE) en España. Este ejercicio, que también cuenta con la participación del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), consiste en analizar el estado actual del arte de la predicción eólica (niveles de resultados alcanzables, detección de variables con más trascendencia en los resultados, influencia del tipo de modelo de predicción seleccionado, importancia de la cuenca eólica considerada, influencia del tamaño y características del parque y de los aerogeneradores, etc.), además de detectar fuentes de mejora de los modelos y del propio intercambio de información entre los parques eólicos y los modelos de predicción. Para ello, se cuenta con seis modelos de predicción (de las empresas Meteorológica, Meteotemp, CENER, Casandra, Garrad & Hassan y Meteosim), a los que posteriormente se añadieron otros dos (Aleasoft y Aeolis).

Además, para ello están contando con datos del Instituto Nacional de Meteorología (INM) para cuadrículas de 5 x 5km<sup>2</sup>. El ejercicio todavía no ha terminado. No obstante, la AEE ha ofrecido ya algunos resultados:

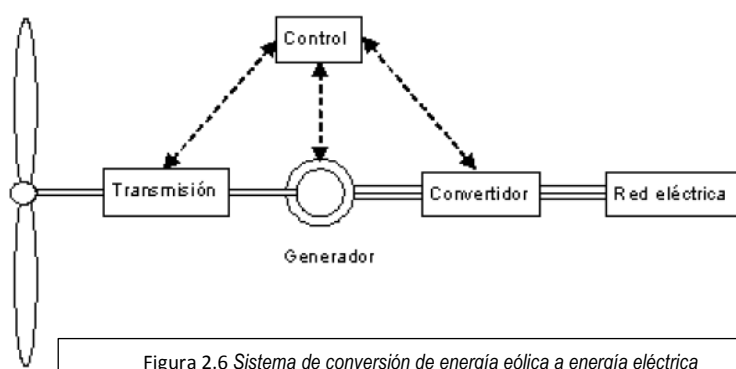
- El promedio de error de producción hasta ahora entre la producción estimada y la real es muy variable según el parque del que se trate y del modelo que se utilice, rondando entre el 30% y el 60%, incluso superándose estos valores en algunos casos.
- Con el estado del arte actual, resulta muy difícil reducir el error de producción por debajo del 30%.
- Cuanto más baja es la producción de un parque, mayor es el porcentaje de error.
- No se ha encontrado una influencia apreciable de la complejidad del terreno. Quizá porque la dispersión de parques y el diseño del ejercicio no permite detectar la influencia de este parámetro. En cualquier caso, sí se demuestra que otros parámetros influirían de manera más decisiva que la complejidad, tales como el Factor de Planta y la Capacidad de la central eólica.

## 2.4 El aerogenerador

Aerogenerador monopala, bipala, tripala o multipala: Una, dos, tres o muchas palas. ¿Qué resulta más eficiente para extraer la energía del viento? Los primeros aerogeneradores tenían un gran número de palas, pero con los años se han reducido a tres. Este es el número menor de palas que proporciona mayor estabilidad. Es decir, el número que permite ahorrar más material y peso, sin complicar el sistema. Algunos modelos utilizan rotores bipala o monopala, que logran un ahorro todavía mayor, pero resultan menos eficientes y deben introducir sistemas de control más complicados. El multipala americano también sigue utilizándose, aunque solo para vientos moderados. Aerogenerador con rotor a sotavento. Normalmente los aerogeneradores tienen el rotor a góndola o nacelle, para que no haya ningún elemento del aerogenerador que pueda frenar el viento o crear turbulencias. Sin embargo, existen también aerogeneradores con rotor detrás de la góndola o nacelle. En máquinas pequeñas, este sistema puede ser interesante para que la carcasa de la góndola haga de veleta y oriente el aerogenerador en dirección al viento sin necesidad de otros dispositivos.

### 2.4.1 Componentes de un aerogenerador de eje horizontal

El sistema de conversión de la energía cinética del viento en energía eléctrica en los aerogeneradores de eje horizontal, se puede esquematizar como muestra en la siguiente figura 2.6.



En general, el rotor del aerogenerador captura la energía cinética del viento incidente y la transforma a energía mecánica de rotación, la transmisión adapta la velocidad de rotación a la adecuada para el generador y finalmente la energía eléctrica proveniente del generador se convierte a la tensión y frecuencia que requiera la carga a conectar, en este la red eléctrica a la cual se va a conectar el aerogenerador. El concepto “convertidor” de la figura anterior, para las configuraciones se debe de tener en consideración el diseño de cada fabricante, engloba también compensador de reactiva

y arrancador suave, a continuación se especificará de que componente se trata. La conversión de energía está gobernada por el sistema de control, dividido en diferentes cuadros de mando situados en la base de la torre, el nacelle y en el buje del rotor.

La inserción de la caja multiplicadora en la transmisión depende del generador empleado y como se verá no es necesario en todas las configuraciones, igual que el convertidor electrónico, aunque éste cada vez es más indispensable por las posibilidades de control que ofrece. Los principales elementos constitutivos que se

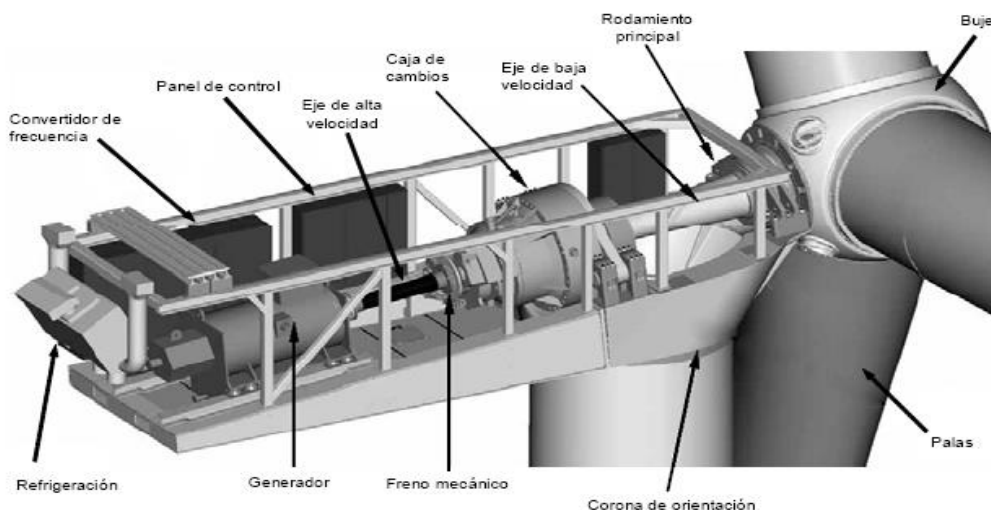


Figura 2.7 Principales elementos constitutivos de un aerogenerador [figura del aerogenerador NM 110/4200 de NEG Micon]

alojan en el nacelle pueden verse en la siguiente figura 2.7, junto con el buje y las palas. También se alojan (no se han destacado en la figura) los sistemas de lubricación para los componentes mecánicos, de refrigeración del generador, de protección contra descargas atmosféricas (a parte de los detectores de descargas atmosféricas propios de las palas), sensores de humo y de temperatura, etc.

Normalmente el nacelle es de fibra de vidrio o materiales compuestos y encima se sitúan los sensores de velocidad, anemómetro y otros. La torre está formada por secciones tubulares de aleaciones de acero y normalmente en su base se alojan el transformador, la aparamenta de media tensión y más paneles de control y en la parte superior el sistema de orientación que suele ser mediante conicidad. Los mecanismos para accionar las palas se ubican en el buje. El freno mecánico sólo se acciona cuando está parado.

#### 2.4.1.1 Torre

Soporta la nacelle y el rotor. Hoy en día suelen ser tubulares de acero. Las de celosía (perfiles de acero soldados) son más económicas, pero han dejado de usarse por



estética y por ser más incómodas e inseguras para los trabajadores. En terrenos rugosos, las torres más altas captarán vientos de mayor velocidad.

#### 2.4.1.2 Rotor

Conjunto formado por las palas y el buje que las une. Sirve para transformar la energía cinética del viento en energía mecánica. Cuanto mayor sea el área barrida del rotor mayor será la producción. Los rotores pueden ser de paso variable (que permiten girar sobre sí mismas a las palas) o de paso fijo (en el que no pueden girar). También puede ser de velocidad variable (cuando la velocidad de giro del rotor es variable) o constante.

#### 2.4.1.3 Palas

Las palas de un aerogenerador son muy similares a las alas de un avión. Hoy en día, la mayoría de las aerogeneradores cuentan con tres palas. Y suelen ser de poliéster o epoxy reforzado con fibra de vidrio. El principio de funcionamiento de un aerogenerador de eje horizontal es similar al de un avión, como se ha mencionado anteriormente. El aire incidente sobre las palas se divide en dos corrientes (ver la figura 2.8), una circula por la parte superior del perfil de longitud mayor que la inferior y por tanto a mayor velocidad que en la parte inferior, resultando una diferencia de presión entre ambas caras: depresión en la parte superior y sobrepresión en la inferior.

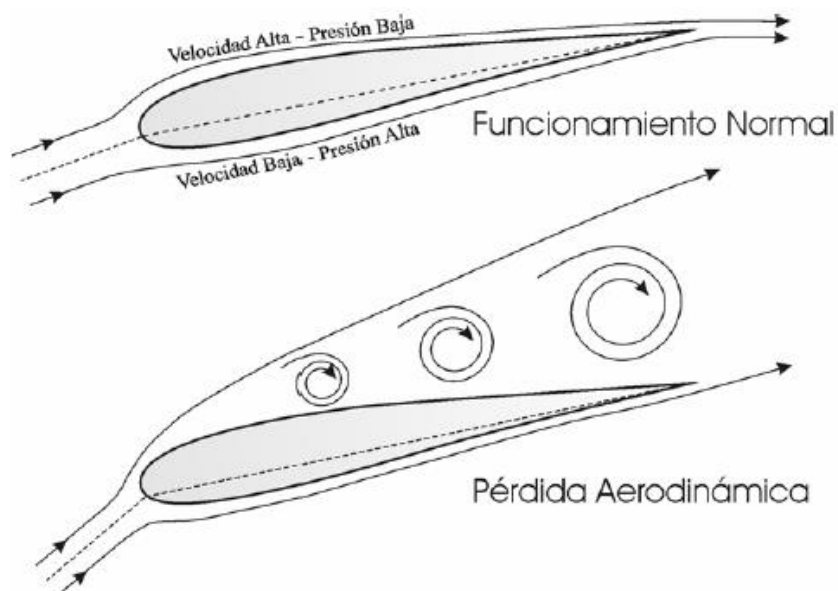


Figura 2.8 Variación del ángulo de ataque de un perfil de pala

Esta diferencia de presión entre las caras del perfil tiene como resultado la aparición de la denominada fuerza de sustentación,  $F_s$ , perpendicular a la velocidad del viento relativa a la pala,  $U_r$  (ver la siguiente figura). A la fuerza de sustentación se le suma en la misma dirección de  $U_r$ , una componente de resistencia aerodinámica,  $F_r$ .

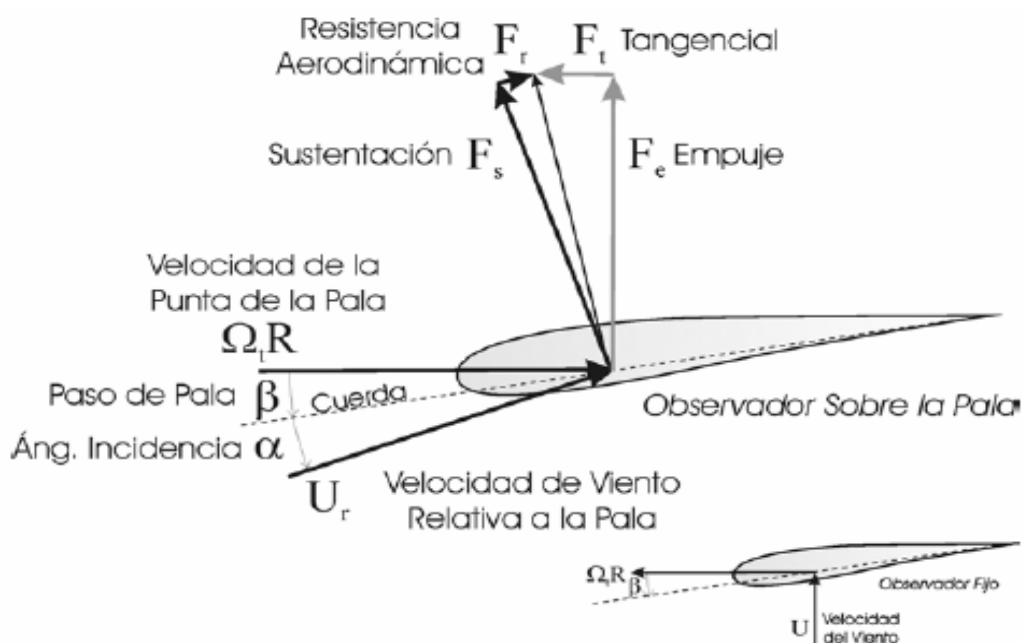


Figura 2.9 Velocidades y fuerzas aerodinámicas en un perfil de pala

Si la resultante de estas dos fuerzas se descompone en sus componentes tangencial y normal, la componente tangencial actúa en el sentido del movimiento de las palas, siendo la responsable de la aparición del par motor en el eje de la turbina, en cambio la componente normal (o fuerza de empuje) no realiza ningún trabajo y debe soportarla la torre del aerogenerador.

La pérdida de sustentación o pérdida aerodinámica es un fenómeno que existe en el comportamiento aerodinámico de la pala, si suponemos que la pala no puede girar sobre su eje y que la velocidad del viento aumenta, variará el ángulo de incidencia de la velocidad del viento relativa a la pala,  $U_r$ , de forma que si aumenta demasiado, se crean turbulencias en la zona del perfil de baja presión. Esta turbulencia que se crea en la parte posterior de la pala disminuye la fuerza de sustentación y en consecuencia la fuerza tangencial que provoca el giro de la pala,  $F_t$ , disminuyendo en consecuencia el par extraído.

La pérdida de sustentación se produce cuando el ángulo de incidencia del viento,  $\alpha$  en la figura anterior, es superior a un determinado valor, típicamente entre  $10^\circ$  y  $16^\circ$ . No se encuentra el origen de la referencia. Este valor aumenta con la propia velocidad del viento y disminuye con la velocidad del rotor y el paso de pala, definido como el

ángulo que forma la cuerda del perfil de la pala con el plano del rotor,  $\beta$  (ver en la figura anterior). Con la pérdida de sustentación disminuye el par transmitido al eje de baja velocidad, interesará controlar este fenómeno para regular la potencia capturada.

La potencia procedente del viento realmente capturada con un aerogenerador se puede expresar a partir de la potencia disponible en el viento afectada por el factor de potencia  $C_p$ , que expresa la eficiencia de la máquina para una velocidad dada; rescribiendo la siguiente ecuación se tiene la potencia capturada por el rotor ecuación.

$$P_{\text{rototr}}^{\text{real}} = P_{\text{mecanica}} = C_p * \frac{1}{2} * \rho * A * V_1^3$$

Este coeficiente no es constante, para una velocidad y dirección de viento incidente dada y según la velocidad de giro del rotor, habrá un paso de pala óptimo que permitirá capturar con máxima eficiencia la energía del viento incidente, hasta que éste alcance el valor por el cual se produce la pérdida de sustentación. Si se varía el paso de pala o la velocidad del rotor del aerogenerador, variará la eficiencia de la turbina eólica y consecuentemente la velocidad del viento incidente por la cual se produce la pérdida de sustentación, debido al aumento del ángulo de incidencia de la velocidad relativa a la pala.

El coeficiente de potencia  $C_p$  depende de la velocidad de viento incidente, de la velocidad de giro de las palas y del ángulo de paso de las mismas, es decir:

- Las condiciones de funcionamiento de la máquina y
- Los parámetros constructivos de la misma

Pero además, también depende:

- Las condiciones atmosféricas

Ya que la potencia disponible en el viento es función de su densidad y por tanto de la presión y temperatura del viento incidente. La siguiente tabla se muestra la variación del coeficiente de potencia según las condiciones atmosféricas.

En cuanto a las condiciones de funcionamiento se puede decir que el coeficiente de potencia es función del ángulo o paso de pala ( $\beta$ ) y de la velocidad específica ( $\lambda$ ), que expresa la relación entre la velocidad en la punta de la pala y la velocidad del viento incidente, como muestra la siguiente expresión.

$$\lambda = \frac{\Omega * r}{V_1}$$

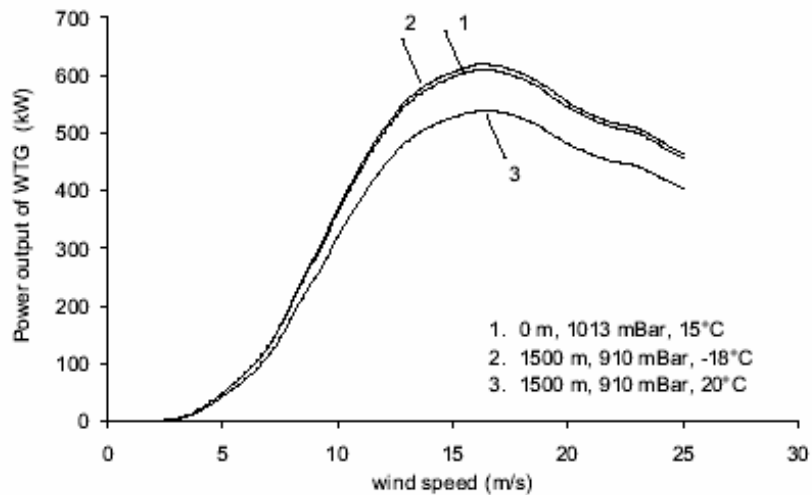


Tabla 2.10 Variación del coeficiente de potencia según las

Donde  $r$  es el radio del rotor del aerogenerador y  $\Omega$  su velocidad de giro, que podrá ser controlada su velocidad variable.

Por tanto la eficiencia de un aerogenerador (de eje horizontal),  $C_p$ , en un determinado instante, para una velocidad de incidencia  $V_1$  conocida, será en función del ángulo de paso que tengan sus palas y de la velocidad específica  $\lambda$ . Como ésta es función de la velocidad de giro de la máquina, serán estos dos parámetros (ángulo de paso y velocidad de giro de la máquina) los que modificará el sistema de control, según la velocidad de viento incidente, para obtener en cada momento la eficiencia deseable (Diagrama 2.11).

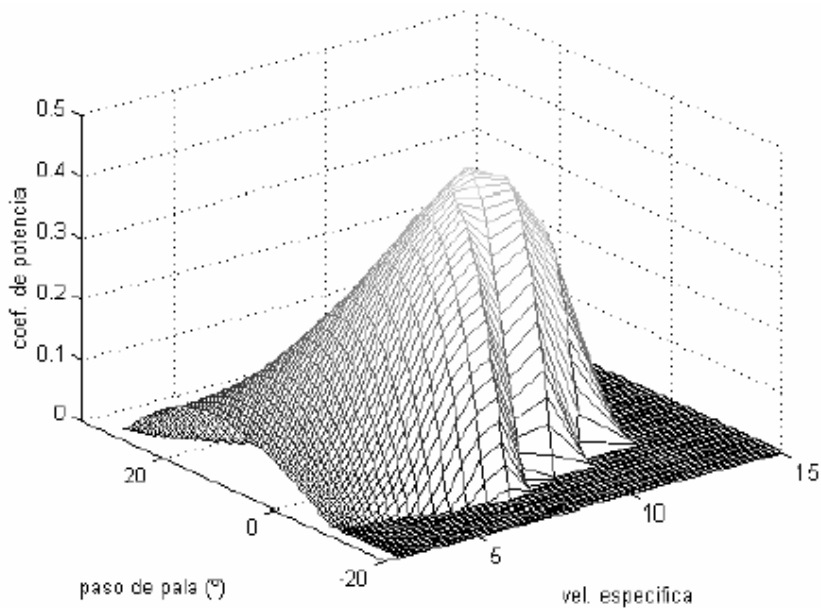


Diagrama 2.11 Relación entre el coeficiente de potencia, la velocidad específica y el paso

Como el coeficiente de potencia depende de  $\lambda$ , las estrategias de control de potencia varían según se trate de un aerogenerador a velocidad constante o variable. El control de la pérdida de sustentación desde el punto de vista de diseño de las palas del rotor en los aerogeneradores actualmente instalados, se lleva a cabo a través de tres alternativas (Diagrama 2.12):

- Control de potencia por variación del ángulo de paso (“Pitch controlled”)
- Control de potencia por pérdida aerodinámica (“Stall control”)
- Control activo de potencia por pérdida aerodinámica (“Active stall controlled”)

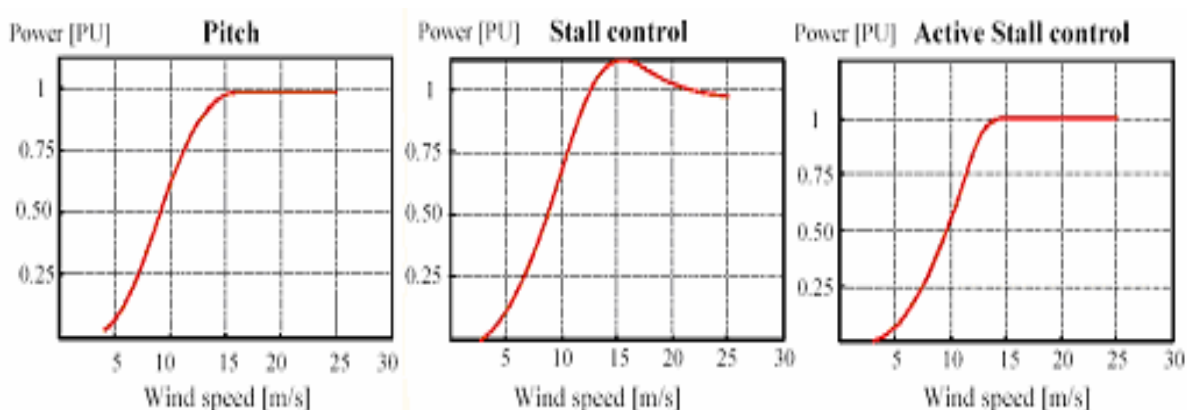


Diagrama 2.12 Curva de potencia de un aerogenerador según el control de potencia implementad

#### 2.4.1.3.1 Control de potencia por variación del ángulo de paso (“Pitch controlled”)

Se diferencian dos estrategias de control de potencia según la potencia generada está por debajo del valor nominal o ya lo ha alcanzado el régimen de funcionamiento nominal. El control comprueba varias veces por segundo la potencia generada, cuando es menor que la potencia nominal interesa capturar la máxima energía procedente del viento y por tanto el control fija el ángulo de paso al óptimo. En cambio, cuando se ha alcanzado la potencia nominal interesa mantener la potencia generada constante y aunque no sea con la máxima eficiencia de conversión eólica, el sistema de control enviará una orden al mecanismo de cambio de paso de pala para que varíe el ángulo de paso, pasando a capturar así menos potencia del viento. El mecanismo de cambio de ángulo de paso suele ser hidráulico o también con motores (con una batería para situar las palas en la posición de parada en caso de pérdida de potencia o de control). Éstos motores están alojados en el buje.

#### 2.4.1.3,2 Control de potencia por pérdida aerodinámica (“Stall controlled”)

Los aerogeneradores de regulación por pérdida aerodinámica tienen las palas unidas al buje en ángulo fijo, pero el perfil de la pala está aerodinámicamente diseñado para asegurar la pérdida de sustentación al alcanzar la velocidad de diseño. La principal ventaja de la regulación por pérdida aerodinámica es que se evitan las partes móviles rotor y el complejo sistema de control. En contra, presenta un problema de diseño aerodinámico muy complejo, con las complicaciones que derivan de las vibraciones provocadas por la pérdida de sustentación. Visto desde la pala del rotor el ángulo de incidencia del viento será mayor en la base de la pala unida al buje que en las puntas (donde ya se ha desviado el tubo de corriente), es decir, las palas están contorneadas con el fin de que el ángulo de ataque sea el óptimo a lo largo de la pala y la pérdida de sustentación se produzca a lo largo de la pala. Sin embargo, en el caso particular de aerogeneradores controlados por pérdida aerodinámica es importante que la pala esté construida de tal forma que la pérdida de sustentación se produzca de forma gradual desde la raíz de la pala hacia el exterior a velocidades de viento altas.

#### 2.4.1.3.3 Control activo por pérdida aerodinámica (“active stall controlled”)

Técnicamente estos aerogeneradores se parecen a los de regulación por cambio del ángulo de paso en el sentido en que ambos tienen palas que pueden girar respecto al propio eje de la misma pala. Para obtener una fuerza de giro razonablemente alta a bajas velocidades de viento, las palas giran como en los aerogeneradores de regulación por cambio del ángulo de paso. Sin embargo cuando el aerogenerador alcanza la velocidad nominal presenta una diferencia importante respecto a la regulación por cambio del ángulo de paso, si el generador va a sobrecargarse, las palas de la turbina girarán en sentido contrario al que lo harían las reguladas por cambio de ángulo de paso (es decir, aumentará el ángulo de paso de las palas para que se produzca antes la pérdida de sustentación, con la finalidad de consumir el exceso de energía del viento generando turbulencias).

La principal ventaja de la regulación activa por pérdida aerodinámica es que la producción de potencia se puede controlar con más exactitud que con la regulación pasiva y además, la máquina puede funcionar casi a potencia nominal para un amplio rango de velocidades de viento (en el caso de un aerogenerador con regulación pasiva por pérdida aerodinámica, a altas velocidades de viento generalmente se producirá una caída en la producción de energía eléctrica, ya que las palas tienen una pérdida de sustentación mayor). El mecanismo de regulación suele ser hidráulico o eléctrico y se aloja en el buje.

#### 2.4.1.4 Nacelle

En su interior contiene los diferentes dispositivos que van a transformar la energía mecánica del rotor en energía eléctrica. Además, en su exterior cuentan con un

anemómetro y una veleta que facilitan información continua a todo el sistema para su control.

Sistemas hidráulicos: Elementos auxiliares que permiten el accionamiento del giro de las palas sobre su eje, así como el frenado del rotor o el giro y frenado del nacelle.

Sistema de orientación: Los aerogeneradores disponen de un sistema de orientación que, con ayuda de los datos recogidos por la veleta, coloca siempre el rotor de manera perpendicular al viento.

#### 2.4.1.5 Multiplicadora

La velocidad de giro que llega del rotor para adaptarla a las necesidades del generador. El movimiento de giro de los aerogeneradores suele ser bastante lento. El rotor de una turbina de 1,500 kW de potencia, por ejemplo, suele girar a una velocidad de entre 10 y 20 revoluciones por minuto (r.p.m.). El multiplicador aumentará esta velocidad hasta las 1,500 r.p.m.

Está formado por todos los elementos que se encargan de transmitir la energía del eje de baja velocidad hasta el de alta velocidad. El acoplamiento entre el eje de baja velocidad, que transmite el par del aerogenerador, al eje de alta velocidad del generador se realiza a través de una caja multiplicadora y un acoplamiento flexible entre ésta y el generador para proteger a la caja multiplicadora de las puntas de par.

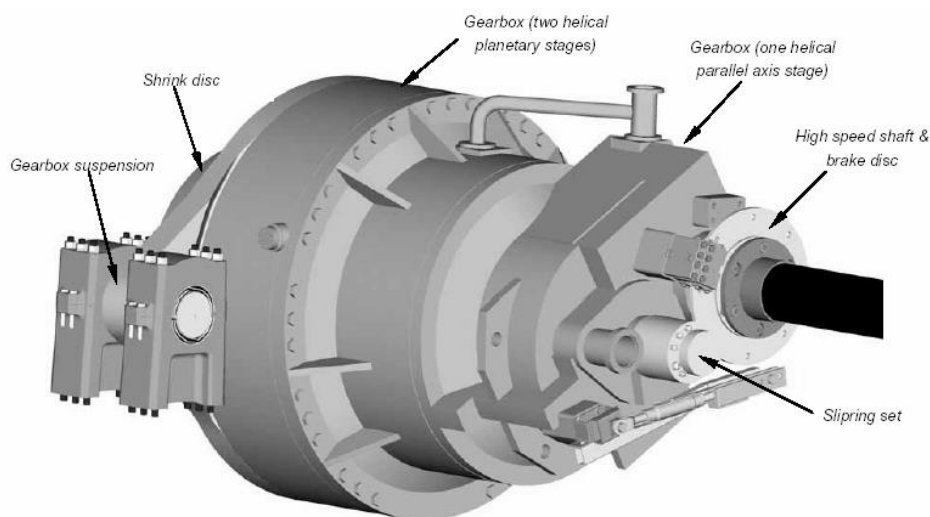


Figura 2.13 Detalle de la caja multiplicadora del aerogenerador NEG Micon NM110/4200

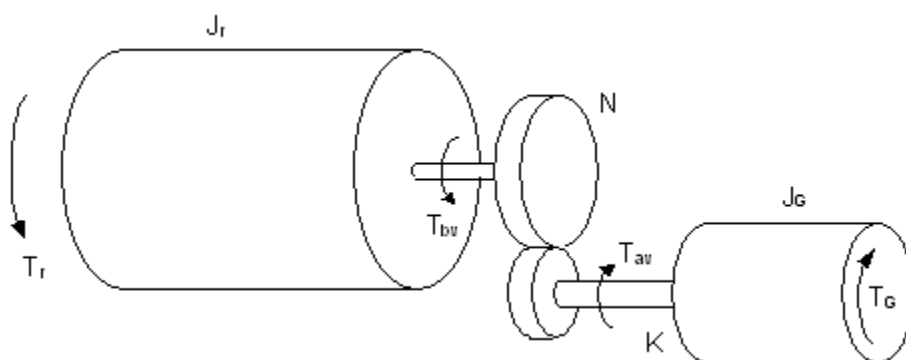
En los sistemas de transmisión directa (máquinas síncronas multipolos) se elimina la caja multiplicadora y el tren de transmisión es más sencillo, evitando así este componente mecánico (ver figura anterior). En cambio, para máquinas de inducción y máquinas síncronas tradicionales, se precisa adecuar la velocidad de giro de las palas a

las revoluciones por minuto que permitan el funcionamiento del generador eléctrico. La velocidad de giro de las palas está normalmente entre 10 y 20 rpm, las velocidades síncronas según los polos de la máquina están desglosados en la siguiente tabla 2.13.

NÚMERO DE POLOS	Velocidad síncrona a 50 Hz
2	3000 rpm
4	1500 rpm
6	1000 rpm
8	750 rpm
10	600 rpm
12	500

Tabla 2.13 Relación del número de polos y de la velocidad síncrona de los generadores.

Las ecuaciones mecánicas válidas para describir la influencia de la transmisión en el eje de alta velocidad son las que se indican a continuación:



$r_t$  Relación de transmisión de la multiplicadora (relación entre las velocidades de los ejes de alta velocidad y baja)

$J_t, J_g$  Momentos de inercia de la turbina y del generador [Kg·m<sup>2</sup>]

$T_t$  Par transmitido por la turbina [N·m]

$T_{bv}$  Par transmitido a la caja de la turbina desde la caja multiplicadora [N·m]

$T_{av}$  Par transmitido al acoplamiento flexible desde la caja multiplicadora [N·m]

$T_g$  Par transmitido al generador desde el acoplamiento flexible [N·m]

$K_g$  Rigidez del acoplamiento flexible [Kg·m<sup>2</sup>/ s<sup>2</sup>]

$\Omega_t$  Velocidad de rotación del rotor de la turbina



$\Omega_{bv}$  Velocidad del eje de alta velocidad a la salida de la caja multiplicadora

En el acoplamiento flexible y en el eje de la turbina se tienen las siguientes expresiones respectivamente

$$T_{av} - T_g = k_g(\Omega_c - \Omega_g) \quad (1)$$

$$T_{av} - J_t \frac{\delta}{\delta t} \Omega_t = T_{bv} = T_{av} * r_t \quad (2)$$

Y como  $\Omega_t = \Omega_c / r_t$  del eje de la turbina se puede describir de la siguiente manera, donde  $J_t / r_t^2 = J_t'$  y  $T_t' = T_t / r_t$ :

$$T_t' - J_t' \frac{\delta}{\delta t} \Omega_t = T_{av} \quad (3)$$

Substituyendo esta última ecuación en la primera expresión y aislando el par transmitido al generador se obtiene:

$$T_g = T_t' - J_t' \frac{\delta}{\delta t} \Omega_t - k_g(\Omega_c - \Omega_g) \quad (4)$$

Para describir el impacto del comportamiento dinámico es importante que se representen los efectos de las partes dinámicas que contribuyen en la interacción con la red, para un estudio detallado se tendrían que tener en cuenta todos los acoplamientos (palas-buje por ejemplo), pero se puede asumir que la torsión se concentra en el eje de baja velocidad y el modelo de transmisión es válido considerando las inercias del rotor y del generador y un acoplamiento flexible entre la caja multiplicadora y el eje de alta velocidad del generador. Para estudios dinámicos muy precisos por la parte mecánica es necesario desarrollar un modelo con ecuaciones diferenciales de segundo grado.

La transmisión puede ser la responsable de la aparición de oscilaciones mecánicas de baja frecuencia que se pueden transmitir a la potencia. La constante  $k_g$  tiene una gran influencia en la frecuencia de dichas oscilaciones.

**Controlador electrónico:** Un ordenador controla continuamente las condiciones de funcionamiento del aerogenerador mediante el análisis de las señales captadas por múltiples sensores que miden temperaturas, presiones, velocidad y dirección del viento, tensiones e intensidades eléctricas, vibraciones.

La potencia que entregan los aerogeneradores procede de una masa de aire en movimiento que no es controlable y se requiere de un sistema de regulación que controle la energía extraída por el rotor.

El punto de operación del aerogenerador se determina continuamente con la velocidad y la variación del viento, pudiéndose distinguir cuatro estados de operación básicos, que supervisa continuamente el sistema de control.

- Aerogenerador detenido: como resultado de que la velocidad del viento es menor que la velocidad de conexión ( $v < v_{in}$ ).  $v_{in}$  suele ser de 3-5 m/s.
- Aerogenerador a carga parcial: si  $v_{in} < v < v_{n}$  - interesa extraer del viento la máxima energía posible para llegar cuanto antes a la potencia nominal, que será a la velocidad nominal del viento  $v_{n}$ , normalmente 12-15 m/s.
- Aerogenerador a plena carga: la velocidad del viento es mayor que la nominal y menor que la de desconexión  $v_{n} < v < v_{out}$ .  $v_{out}$  suele ser de 25 m/s.
- Aerogenerador parado: como resultado de la velocidad de viento elevada  $v > v_{out}$

El control de aerogeneradores es un sistema jerárquico de dos niveles: el nivel más elevado o sistema de supervisión y un nivel inferior o sistema de control de velocidad y potencia.

El sistema de control encargado de la supervisión, a partir de los datos medidos, genera los siguientes valores:

- Valores de referencia para el sistema de control de potencia y de velocidad
- Señales de control secuenciales, haciendo posible que el aerogenerador pase de un estado de operación a otro.
- Chequeos secuenciales del estado del aerogenerador, realizando las funciones de protección.

El sistema de control de potencia y de velocidad se puede considerar como dos subsistemas por separado. El primero actúa sobre el rotor y el segundo sobre el convertidor que gobierna el generador.

El primer subsistema controla el ángulo de paso de las palas (los parámetros regulados son velocidad y potencia) con la finalidad de:

- Capturar tanta energía como sea posible para las condiciones atmosféricas dadas
- Proteger el rotor, el generador y los equipos de electrónica de potencia de sobrecargas durante vientos elevados
- Proteger las partes mecánicas de la turbina eólica después de la pérdida de carga (momento en que crece la velocidad del rotor, pudiéndose producir el empalamiento de la máquina)

El segundo subsistema controla el par (los parámetros regulados son la potencia, las corrientes, etc.) con la finalidad de suavizar la potencia de salida del aerogenerador para amortiguar las oscilaciones electromecánicas. Generalmente, se pueden considerar dos esquemas básicos de sistemas de control de turbinas eólicas:

- Velocidad específica  $\lambda$  constante. Se basa en que la máxima potencia extraíble del viento es a la velocidad específica óptima ( $\lambda_{opt}$ ). La memoria del sistema de control tiene almacenada la curva característica de potencia  $C_p(\lambda, \beta)$  del aerogenerador, continuamente se miden la velocidad del viento y del rotor, calculando la velocidad específica y comparándola con la de referencia ( $\lambda_{opt}$ ). La señal de error se transmite al sistema de control que cambiará la velocidad del aerogenerador para minimizar el error.
- Máximo punto de potencia. Se basa en la curva de potencia en función de la velocidad del viento (ver figura 2.14). Cuando el aerogenerador está en funcionamiento, la velocidad del rotor decrece y aumenta en pequeños incrementos mientras se mide continuamente la potencia: si  $dP/d\omega > 0$ , se incrementa la velocidad del rotor; si  $dP/d\omega < 0$ , la velocidad del rotor se disminuye; finalmente si  $dP/d\omega \approx 0$  no se varía la velocidad del rotor.

Se utilizan ambos esquemas de control sólo cuando el aerogenerador trabaja a carga parcial

$$(v_{cut-in} < v < v_n)$$

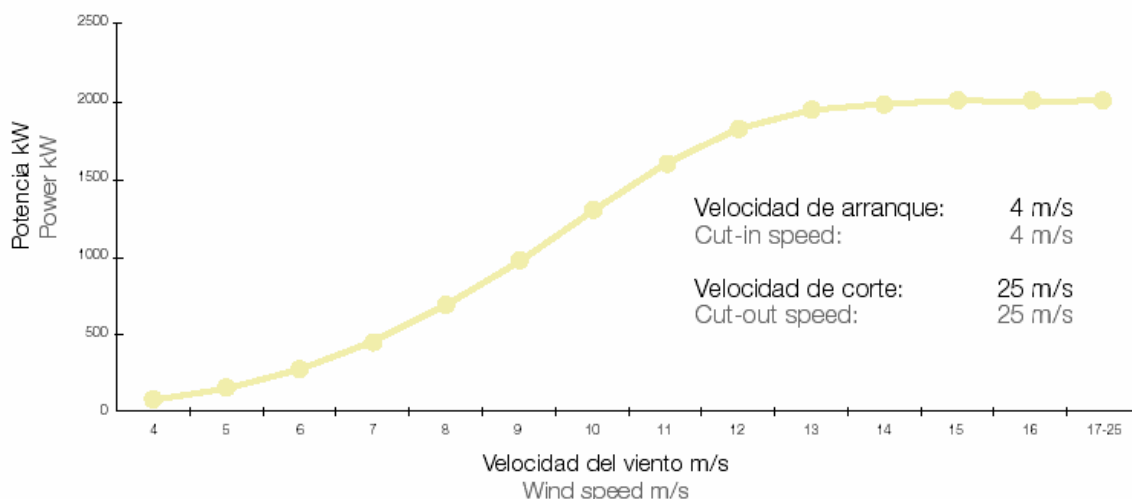


Figura 2.14 Curva de Potencia G80-2 MW, Gamesa Eólica, Pitch controlled

La estructura del sistema de control depende del tipo de aerogenerador utilizado. Para sistemas de velocidad constante (pero variación del ángulo de paso), el sistema de control actúa sobre las palas del rotor, para aerogeneradores de velocidad variable se tendrá además el control de velocidad. En algunos casos se utilizan sistemas de control diferentes para el arranque, parada u operaciones intermedias.

### 2.4.1.6 Generador

Transforma la energía mecánica en energía eléctrica, tal y como hace la dinamo de una bicicleta, aunque generando normalmente corriente alterna. El alternador puede ser síncrono o asíncrono. El primero suministra una energía de mayor calidad, pero es más caro y complejo. Esta es la razón por la que el asíncrono es el más extendido de los dos.

La topología empleada para convertir la energía mecánica procedente del viento en energía eléctrica condiciona directamente el comportamiento de la turbina en cuanto a su velocidad de rotación. La forma en que dicha velocidad pueda variar es decisiva en cuanto al aprovechamiento del recurso eólico (por la variación de la velocidad específica  $\lambda$ ), al impacto por la interconexión del aerogenerador a la red eléctrica y a las sollicitaciones mecánicas a las que se ve sometido. Las configuraciones que se verán en el siguiente apartado son:

- Velocidad constante (la variación es menor del 2%): La configuración más empleada es la de un motor asíncrono directamente conectado a la red eléctrica, una variante muy extendida es la de emplear un generador asíncrono con dos devanados, típicamente uno de 6 polos para velocidades de viento

bajas y uno de 4 polos para velocidades de viento mayores, para conseguir así un mayor aprovechamiento del recurso.

- Velocidad prácticamente constante (la variación es menor del 10%). Son generadores asíncronos con resistencias en el rotor, de forma que permite mayores desviaciones de deslizamiento.
- Velocidad variable. Las configuraciones con mayor presencia en el mercado son generadores asíncronos doblemente alimentados y generadores síncronos conectados a red mediante un enlace de continuo, en ambos casos las variaciones de velocidad obtenidos son similares. En la segunda opción se encuentran los sistemas de transmisión directa, que utilizan una máquina síncrona multipolos eliminando la caja multiplicadora.

Los generadores para los aerogeneradores pueden ser de diferentes tipos. Históricamente, el generador de inducción de jaula de ardilla fue el más implementado, posteriormente el generador de inducción de rotor bobinado para llegar a las tendencias actuales que parece que se encaminan a generador síncronos multipolos, eliminando la multiplicadora del sistema de transmisión.

Los aerogeneradores son algo inusuales si se les compara con los otros equipos generadores que suelen encontrarse conectados a la red eléctrica. Una de las razones es que debe trabajar con una fuente de potencia es muy variable (el rotor del aerogenerador). La tensión de generación suele ser de 690 V de corriente alterna trifásica. Posteriormente, la corriente es enviada a través de un transformador anexo al aerogenerador (dentro o fuera de la torre), para aumentar su voltaje entre 10 y 30 kV, dependiendo del estándar de la red eléctrica local. Los grandes fabricantes proporcionan modelos de aerogeneradores tanto de 50 Hz como 60 Hz (para la red eléctrica de América).

Los generadores necesitan refrigeración durante su funcionamiento. En la mayoría de los aerogeneradores la refrigeración se lleva a cabo mediante encapsulamiento del generador en un conducto, utilizando un gran ventilador para la refrigeración por aire. Algunos fabricantes usan generadores refrigerados por agua, que pueden ser construidos de forma más compacta, esto proporciona algunas ventajas en cuanto a rendimiento se refiere.

Los aerogeneradores pueden ser diseñadas tanto con generadores síncronos como asíncronos, y con varias formas de conexión, directa o indirecta a red. La conexión directa a red significa que el generador está conectado directamente a la red de corriente alterna. La conexión indirecta a red significa que la corriente que viene del

aerogenerador pasa a través de una serie de dispositivos electrónicos antes de ser enviada a la red. En generadores asíncronos esto ocurre siempre.

La mayoría de los aerogeneradores del mundo utilizan un generador asíncrono trifásico, también llamado generador de inducción. Fuera de la industria eólica y de las pequeñas unidades hidroeléctricas, este tipo de generadores no está muy extendido. Otra de las razones para la elección de este tipo de generador es que es muy fiable y no suele resultar caro. Este generador también tiene propiedades mecánicas que lo hacen especialmente útil en los aerogeneradores (el deslizamiento y una cierta capacidad de sobrecarga).

Uno de los motores asíncronos más utilizados en autogeneración (hasta la llegada de las máquinas megavatios) ha sido el rotor de jaula de ardilla. Lo bueno de éste es que él mismo adapta el número de polos del rotor de forma automática. Así pues, un mismo rotor puede ser utilizado con una gran variedad de números de polos. El problema de proveer de más polos a un generador asíncrono se reduce a conectar de distinta forma las bobinas del estator. Algunos fabricantes equipan sus aerogeneradores con dos generadores, uno pequeño para periodos de vientos suaves, y otro grande para periodos de vientos fuertes (o dos iguales que funcionarán conjuntamente en periodos de viento fuertes y uno sólo en los débiles).

Un diseño común en las máquinas más nuevas es un generador de número de polos variable, es decir, generadores en los que (dependiendo de cómo están conectadas las bobinas del estator) puede funcionar con diferente número de polos y por tanto, a distinta velocidad de rotación.

Algunos generadores se fabrican por encargo como dos-en-uno, es decir, que son capaces de funcionar como por ejemplo, un generador de 400 kW o uno de 2,000 kW, y a dos velocidades diferentes. Este diseño se extendió durante los pasados años en la industria, pero no llegó a consolidarse. Si vale o no la pena utilizar un generador doble o un mayor número de polos para los vientos suaves dependerá de la distribución de velocidades del viento local, y los costos de los polos adicionales comparado con el precio del aerogenerador por la venta electricidad.

Sin embargo, una buena razón para utilizar un sistema de generador doble es que puede hacer funcionar la turbina a más baja velocidad de rotación a bajas velocidades de viento. Esto supone a la vez una mayor eficiencia (aerodinámicamente), y un menor ruido de las palas del rotor (que sólo suele suponer un problema a bajas velocidades del viento).

El deslizamiento del generador en una máquina asíncrona suele ser muy pequeño por cuestiones de eficiencia, por lo que la velocidad de giro variará alrededor de un 1% entre el régimen en vacío y a plena carga. Sin embargo, se puede variar el

deslizamiento variando la resistencia del rotor, de esta forma puede aumentarse hasta un 10 %. Esto suele hacerse mediante un rotor bobinado (no es posible en un rotor de jaula de ardilla), un rotor con cables de cobre arrollados conectados en estrella, y conectados a resistencias variables externas, además de un sistema de control electrónico para operar las resistencias. La conexión suele hacerse con escobillas y anillos rozantes, lo que supone un claro inconveniente respecto al diseño técnico elegante y simple de una máquina de rotor de jaula bobinada. También introduce partes que se desgastan en el generador, por lo que requiere un mantenimiento adicional.

#### 2.4.1.6.1 Opti Slip®

Es una variación interesante del generador de inducción de deslizamiento variable que evita los problemas que introducen los anillos rozantes, las escobillas, las resistencias externas y, a su vez, el mantenimiento. Se logra montando las resistencias externas en el propio rotor, así como el sistema electrónico. La comunicación al rotor del deslizamiento necesario puede hacerse usando comunicaciones de fibra óptica.

Actualmente se encuentran en los diversos centrales eólicas utilizando siguientes tecnologías de generación:

- ASINCRONOS
  - i) Rotor jaula de ardilla
  - ii) Doblemente alimentado
- SINCRONOS
  - i) Síncronos
  - ii) Síncronos, excitación con imanes permanentes (flujo radial)

#### 2.4.1.6.2 Asíncronos

Los generadores asíncronos o de inducción que se utilizan en aerogeneradores son tanto de rotor bobinado como de jaula, comercialmente son los más predominantes y fueron los que primeros que se implementaron. La función principal del devanado trifásico del estator es magnetizar la máquina y suministrar la corriente generada. Por los devanados del rotor (o barras en caso de rotor de jaula) en cambio, sólo circula la corriente inducida. Cuando la excitación externa está presente, el campo magnético del estator gira a la velocidad síncrona, impuesta por la pulsación de las corrientes de excitación provenientes de la red ( $2\pi f$ ) que atraviesan el devanado del estator, dividida por los pares de polos ( $p$ ).

$$\omega_s = \frac{2\pi f}{p} [\text{rad/s}] \quad \text{ó} \quad n_s = \frac{60f}{p} [\text{rpm}]$$

El campo magnético del rotor se mueve a la misma velocidad que el del estator, es decir a la de sincronismo, independientemente de que el rotor esté bloqueado o girando a cualquier velocidad. Si el rotor del generador girase a la velocidad de sincronismo, los devanados del estator no percibirían variación de flujo magnético y en consecuencia tampoco habría corrientes inducidas en el estator. Lo que sucede es que el rotor queda deslizado respecto al campo magnético del estator que gira a la velocidad de sincronismo y funcionando como generador el rotor girará a una velocidad un poco superior a la de sincronismo, como se puede apreciar en la ecuación.

$$n = (1 - s) \cdot n [\text{rpm}]$$

Donde  $n$  es la velocidad del rotor y  $s$  el valor del deslizamiento de la máquina asíncrona.

A medida que aumenta la diferencia de velocidad de giro entre el rotor y el campo producido por el estator, se induce una tensión mayor en el rotor y consecuentemente crece la corriente que circula por él. Con mayor corriente el campo magnético debido al rotor también crece y el flujo de potencia activa hacia la red será mayor, como también el consumo de potencia reactiva por la magnetización de la máquina (el factor de potencia del generador de inducción varía con la carga). Esta tendencia se mantiene hasta llegar al par resistente máximo del generador.

Dentro de un rango limitado la potencia y el par son proporcionales al deslizamiento y la potencia reactiva consumida en este tramo es capaz de mantener el flujo magnético necesario para que el generador presente un par resistente creciente, pero a partir de un determinado deslizamiento (entre 5-10% según la máquina) el incremento de la corriente en el rotor hace que por las pérdidas por efecto "joule", disminuya el par resistente y por lo tanto se pueda producir el embalamiento de la máquina. Se dan pocos casos en una velocidad de viento excesiva haga que el par de la turbina pueda exceder el par máximo del generador, no obstante el control estará programado para desconectarse de la red si la potencia máxima se supera durante cierto tiempo. También deberá desconectarse si con velocidades de viento bajas, la velocidad del aerogenerador lleva a funcionar al generador a velocidades por debajo de la de sincronismo, invirtiendo el par generador y poniéndose a funcionar como motor.

La ventaja principal del funcionamiento asíncrono es su flexibilidad ante fluctuaciones en la velocidad de viento y el principal inconveniente es la necesidad de una corriente de excitación para la magnetización, que se traduce en un consumo de potencia reactiva de la red.

El generador de inducción en operación normal y directamente conectado a la red es muy robusto y estable. El deslizamiento se incrementa cuando aumenta la carga. El



mayor problema es que durante el consumo de la corriente que magnetizará los devanados del estator, el factor de potencia es relativamente bajo, por lo que se deben conectar bancos de condensadores en paralelo con el generador. Operando de este modo, el generador de inducción no es controlable y cualquier fluctuación se transmite a la red modificada sólo por la impedancia interna del generador. Los convertidores electrónicos de potencia mejoran esta situación, controlando la corriente del rotor (para generadores asíncronos de rotor bobinado) con la finalidad de controlar la potencia reactiva y el deslizamiento, para variar el punto operación.

#### 2.4.1.6.2.1 Jaula de Ardilla

Velocidad de giro ( $\omega$ ) cte, pala fija y regulación por stall (pérdidas). En los modelos de mayor potencia (hasta 2 MW) se ha incorporado un activestall, en el que la pala puede girar sólo unos grados ( $10^\circ$ ) para ajustar mejor el perfil de stall en la zona de altos vientos (18-25 m/s). Conectado directamente a red a través de una caja multiplicadora entre rotor y generador.

Como absorbe energía reactiva de la red para la excitación (magnetización del rotor) va equipado con un banco de condensadores que puede regularse por pasos al objeto de obtener un  $\cos\phi=1$ . Para evitar las altas corrientes de arranque se usa un soft-starter. Algunos modelos están equipados con dos generadores, uno de la potencia nominal el otro de potencia mitad, para funcionar a bajas velocidades de viento (con el fin de aprovechar la inversión realizada y conseguir una tasa de disponibilidad de funcionamiento elevada), por lo que se puede reducir bruscamente la potencia de salida.

#### Comportamiento respecto a red

Transmite las variaciones de potencia de entrada del viento a red sin amortiguarla, por lo que la potencia de salida a red es muy variable. Asimismo estas bruscas variaciones de potencia afectan grandemente a la caja multiplicadora, que está sometida a continuos esfuerzos variables de par, lo que origina problemas mecánicos en dicho elemento. Por otra parte, transmite el efecto de sombra que hacen las palas al pasar delante de la torre, en la región de 3-4 Hz, por lo que se produce Flicker.

La regulación de la frecuencia no es posible a no ser en escalones bruscos como hemos visto. Lo mismo sucede con la regulación de la tensión, ya que siempre está consumiendo reactiva. Sólo puede regularse un pequeño margen con la batería de condensadores para obtener un  $\cos\phi$  unidad.

Ante los huecos de tensión reacciona aumentando la velocidad de giro de las palas ya que el par resistente eléctrico, al disminuir la tensión por el hueco, se reduce con el cuadrado de la tensión.

Para evitar el embalamiento de la máquina, es desconectada por la protección de sobre velocidad. En conclusión, dicho generador tiene unas características de robustez y simplicidad aparte de un precio más bajo que los otros diseños, pero carece de regulación de frecuencia y de tensión e introduce en la red las variaciones de potencia de viento. Su comportamiento ante huecos de tensión produce una inestabilidad de aceleración del generador, y una vez despajada la falta, al absorber reactiva, produce una baja de tensión que no ayuda a la recuperación de la misma en la red. Su uso por lo tanto, se circunscribiría a potencias pequeñas y medianas (turbinas de 10-250 KW) en redes de tensiones inferiores.

#### 2.4.1.6.2.2 Doblemente Alimentado

Velocidad variable ( $\omega$ ), con control de paso de pala (margen 40%), rotor devanado con un convertidor electrónico entre el rotor y la red., CE (bt-b1, IGBT) rotor (R»P)-red (I»Q)(~30% P). El estator está directamente acoplado a red a través de un transformador. El rango de variación de la velocidad del generador es, en un generador de cuatro polos, desde 1,400 a 1,750 rpm. La potencia del convertidor, formado por dos unidades back-to-back de IGBT unidos por una conexión en C.C. con un condensador de alisamiento, es del orden del 25 al 30% de la potencia nominal del aerogenerador. Tiene, asimismo, una caja multiplicadora entre rotor y generador de tres etapas y una relación que varía entre 1:50 y 1:60.

Con este diseño se pueden controlar las corrientes de las dos partes del convertidor, el lado del rotor (rectificador) y el lado de red (inversor). Al controlar con los IGBT la corriente de la parte de red, se obtiene el control de la potencia reactiva por medio de la corriente directa del estator,  $I_d$ , ligada al flujo de estator (esta regulación es parcial, dentro de unos límites). Igualmente, al controlar la corriente de la parte del rotor se controla la intensidad en cuadratura,  $I_q$ , ligada al par y por consiguiente a la potencia activa. Se trata pues de un ingenioso diseño que intenta acercar el generador asíncrono a su homólogo síncrono, permitiendo un importante control de reactiva, aunque no alcanza al control desarrollado por el síncrono.

Una desventaja de este tipo de generador son las pérdidas asociadas al sistema de control antes mencionado, que se diseña para un 30% de la potencia nominal de la máquina, obteniendo por tanto peores rendimientos (~ 95 %).

#### Comportamiento En Red

Los generadores de rotor doblemente alimentado (DFIG) y velocidad variable tienen unas posibilidades de control mayores que la anterior máquina. La regulación de

tensión se puede hacer actuando sobre la parte del convertidor conectado a red, controlando, como hemos dicho, su corriente  $I_q$ . Se puede absorber o producir potencia reactiva aunque su rango de variación depende del dimensionamiento del convertidor. La regulación de frecuencia es asimismo posible actuando sobre la parte del convertidor del lado del rotor (rectificador), que hace variar el par y por consiguiente la potencia entregada, permitiendo una salida de la misma regular y constante si se desea, o viene impuesta.

#### 2.4.1.6.3 Síncronos

Los devanados del estator constructivamente son iguales que los de la máquina asíncrona. El inductor en el generador síncrono es el rotor, que alberga los polos generadores del campo magnético que induce la circulación de corriente en los devanados del estator. El rotor puede ser devanado o de imanes permanentes, en el primer caso la corriente de excitación por los devanados del rotor se suministra mediante anillos rozantes y escobillas o mediante una excitatriz. La ventaja más destacable es la posibilidad de regular potencia reactiva (si el rotor es devanado) y la desventaja principal es la necesidad de adecuar la velocidad de giro del eje de alta velocidad a la velocidad de sincronismo. El proceso de sincronización para la conexión de estos generadores requiere el ajuste de la velocidad de giro del rotor y del ángulo de par (ángulo que forma la tensión de la red en el punto de conexión con la fuerza electromotriz inducida en el estator), ambos valores deberán ser cercanos y conseguirlo es difícil debido a que el par del aerogenerador cambia constantemente con las rachas de viento. Una vez conectado el aerogenerador a la red, la velocidad de rotación de la máquina puede ser constante o variable si la conexión a red se realiza mediante un convertidor variando las frecuencias de las corrientes sobre el inducido. Para aerogeneradores a velocidad constante, sólo existirá un punto de funcionamiento para el cual la máquina está operando con el máximo rendimiento. Los conceptos de generadores de velocidad variable que se utilizan en las diferentes configuraciones para convertir la energía mecánica en eléctrica quedan desglosados en el siguiente diagrama 2.15.

##### 2.4.1.6.3.1 Excitación Clásica

Generador más caro. Electrónica del modelo muy cara, más que el del anterior. Aerogeneradores de velocidad variable con control de paso y generador síncrono, acoplado directamente al eje de la turbina a través de una caja multiplicadora. Se requiere así un generador de menos polos y por lo tanto de más revoluciones y menores dimensiones, por lo tanto de un costo más bajo, aun sumando la multiplicadora.

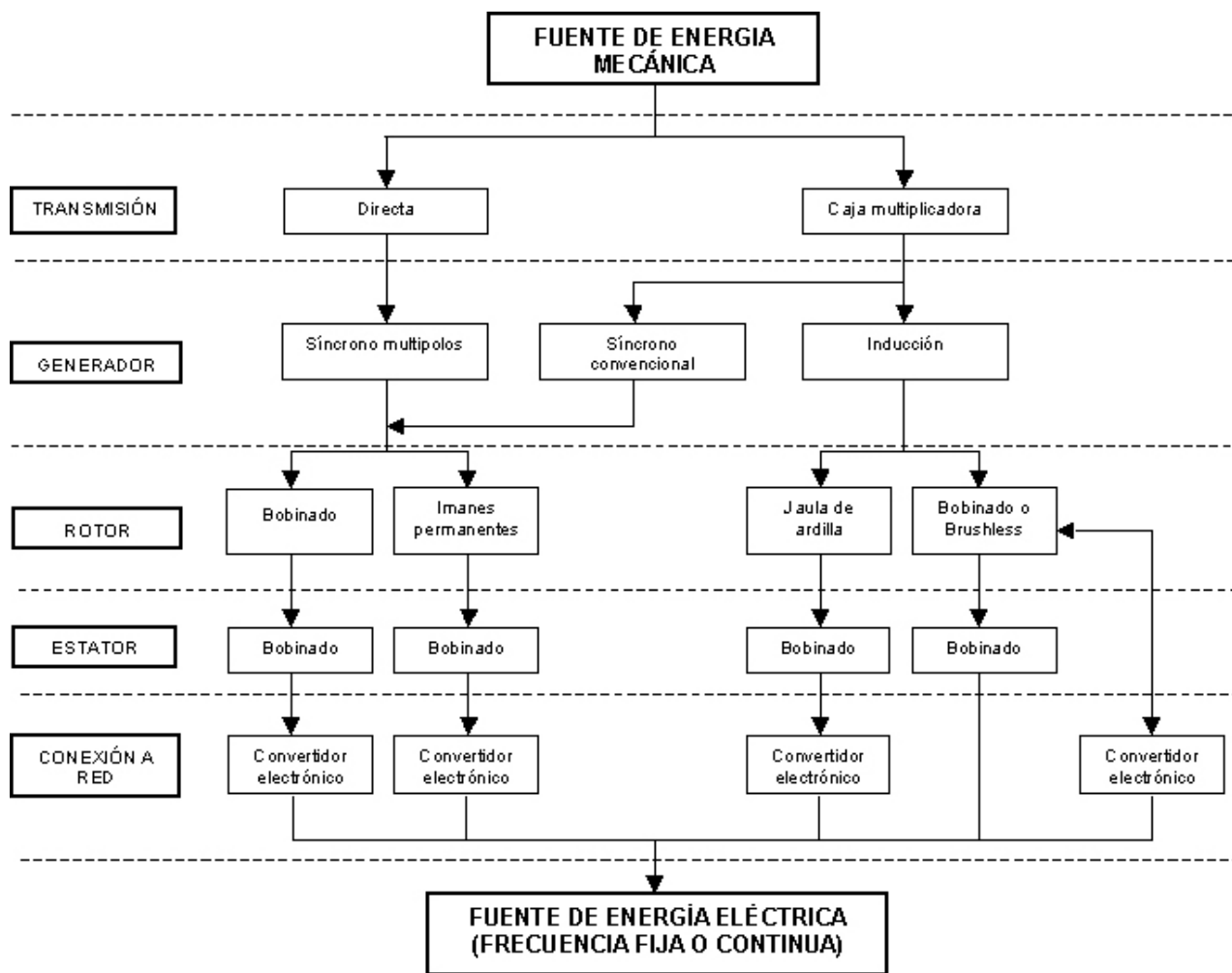


Diagrama 2.15 Mapa de conversión de energía eólica a eléctrica

A la salida del generador síncrono, suministrando en alterna de frecuencia variable siguiendo las variaciones de velocidad del viento, se acopla un convertidor electrónico formado por un rectificador y un inversor unidos por un enlace en CC. La salida del inversor se hace a la frecuencia de la red. Toda la potencia captada por la turbina pasa por el convertidor que tiene que estar diseñado para soportar la potencia nominal de la misma, por esta razón, esta electrónica de potencia es más cara que la del 2º modelo, con el consiguiente problema de pérdidas adicionales.

### Comportamiento Ante Red

Las máquinas con generador síncrono de excitación usual pueden regular frecuencia con menos problemas, actuando sobre la parte del convertidor del lado del aerogenerador, sin embargo como es lógico, para subir frecuencia, el generador debe estar funcionando a una potencia inferior a la nominal o tener un central con una potencia instalada mayor que la autorizada para el total del central eólica. En ambos

casos, como ya hemos explicado, la central no produce a su máxima potencia, no siendo rentable.

La regulación de tensión es así mismo posible actuando sobre la parte del inversor. Si se quiere un amplio rango de regulación de tensión, se debe sobredimensionar el inversor. El control de reactiva por parte de esta máquina es el mejor de los estudiados, se puede actuar además tocando su excitación. Se regulará dicho parámetro según convenga, beneficiándose de los bonos actuales por producción a un  $\cos\phi$  determinado.

## 2.5 La potencia de los aerogeneradores

Es común utilizar la potencia nominal para clasificar un aerogenerador. Sin embargo, esto puede llevar a errores, sobre todo si se usa este parámetro para comparar aerogenerador, ya que la potencia nominal representa la capacidad de generación máxima que puede suministrar cada máquina. Resulta mucho más correcto definir un aerogenerador por su curva de potencia, que determina la potencia que proporciona para cada velocidad de viento. Si no se dispone de esta información, entonces es preferible utilizar el diámetro del rotor, más fiable para calcular la energía que puede generar. De hecho, para identificar cada modelo de aerogenerador se emplea una serie de letras y números, como G80 2.0 o V72 1.5, pertenecientes, en este orden, al nombre del fabricante (en este caso Gamesa o Vestas), el diámetro del rotor y su potencia nominal.

### 2.5.1 Tecnologías de conversión electromecánica

Como se ha observado en el mapa de conversión (del Mapa de conversión de energía eólica a eléctrica), las posibilidades conversión pueden ser varias según, el generador que empleen, el control de potencia aerodinámico que les caracteriza, la necesidad de caja multiplicadora, si usan convertidor y si éste es para toda la potencia o para parte de la potencia.

#### Aerogeneradores de velocidad fija

En los aerogeneradores de velocidad fija con generadores de inducción sin convertidor es necesario utilizar una caja multiplicadora y un compensador de reactiva para reducir la demanda de potencia reactiva a la red (una solución más menos económica sería implementar un convertidor). Las tres configuraciones mostradas también utilizan un arrancador suave (no dibujado en la figura) para limitar la corriente de arranque y la emisión de flicker a la red (Figura 2.16).

Estos aerogeneradores están conectados directamente a la red, sin convertidor, por lo que no es posible controlar rápidamente (en pocos ms) la potencia activa.

La regulación pasiva por pérdida aerodinámica (II) no permite limitar la potencia (Curva de potencia de un aerogenerador según el control de potencia implementado). Si se desea un control que no acarree tantos problemas estructurales se recurre a la regulación activa ya sea por variación del ángulo de paso (II) como por pérdida activa aerodinámica (III).

### 2.5.2.1 Aerogeneradores de velocidad variable

En los aerogeneradores de velocidad variable el control de potencia es más exacto ya que se recurre a una regulación activa tanto por variación del ángulo de paso como por variación de la velocidad, optimizando la energía extraída del viento no sólo a una

velocidad de viento. Con el uso de convertidores (ya sean pequeños convertidores que controlan la corriente de excitación, como convertidor para toda la potencia del generador) se puede controlar la energía activa y reactiva inyectada en la red, mejorando la interacción con la red respecto a las condiciones de régimen permanente, la calidad de suministro y la estabilidad de tensión y fase.

El aerogenerador (figura 2.17) en realidad es de velocidad constante. Ante los problemas de sollicitaciones mecánicas a las que se ve sometido el sistema cuando se producen, por ejemplo, ráfagas de viento, algunos fabricantes han optado por generadores de rotor bobinado que permiten añadir resistencias en el rotor para variar la velocidad en un pequeño rango, controladas con el convertidor electrónico (de poca

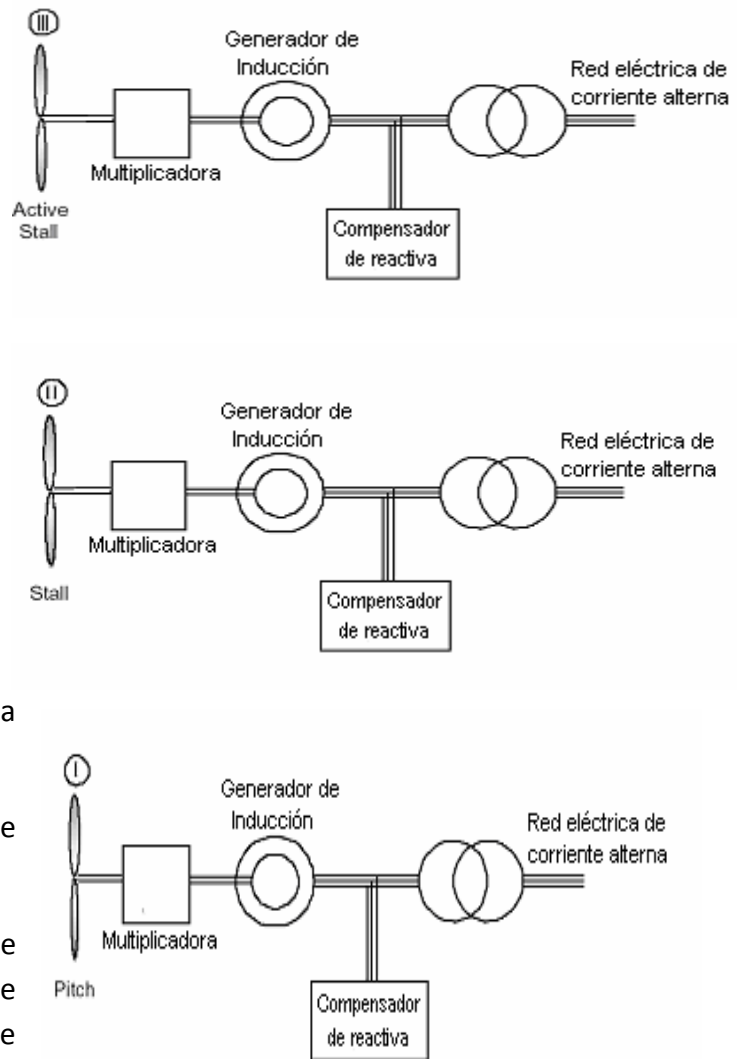


Figura 2.16 Aerogeneradores de inducción, sin convertidor, con regulación de potencia por variación de ángulo de paso (I), por pérdida aerodinámica (II) y por pérdida activa (III)

tensión y elevada corriente) permitiendo actuar sobre la velocidad en la que trabaja el generador, por tanto es un controlador dinámico de deslizamiento que típicamente ofrece un rango de variación desde la velocidad de sincronismo hasta un 10% más cuando la resistencia del rotor es máxima. Para evitar la presencia de anillos rozantes se pueden transmitir las señales de control mediante una conexión óptica (sistema OptiSlip de Vestas). La configuración IV también necesita compensador de reactiva en funcionamiento continuo y un arrancador suave.

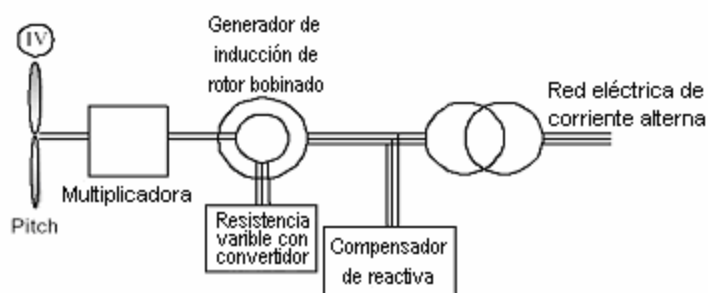


Figura 2.17 Aerogenerador IV con generador de inducción de rotor bobinado con una resistencia variable controlada por un convertidor, caja multiplicadora y compensador de reactiva.

El aerogenerador (Figura 2.18) es la configuración más extendida en los sistemas eólicos de velocidad variable. Igual que el sistema anterior (IV), éste utiliza un convertidor para parte de la potencia. El desarrollo en semiconductores permite el empleo de convertidores para potencias y frecuencias cada vez mayores, posibilitando el control de la potencia activa, de la potencia reactiva y de la velocidad por encima y por debajo de la velocidad síncrona del generador. La potencia nominal del rotor es proporcional a la potencia nominal del estator según  $r_{\text{máx}} s P = s \cdot P$ , por lo que teóricamente la variación de velocidad puede ser del 100% ( $s_{\text{máx}} = 1$ ), pero se reduce típicamente a un rango del 30%, de esta forma la electrónica de potencia se tiene que dimensionar para un valor cercano a 1/3 de la potencia nominal del generador. Comparado con las configuraciones tradicionales con generador de inducción (I, II y III) ofrece mayores posibilidades de control, las variaciones de velocidad del rotor de la turbina se compensan ajustando las corrientes del rotor, la presencia del convertidor permite que esta tipología (V) pueda controlar la potencia activa y reactiva, lo que le da un mejor comportamiento de cara a la conexión a red, sin necesidad de compensador de reactiva pero si un arrancador suave.

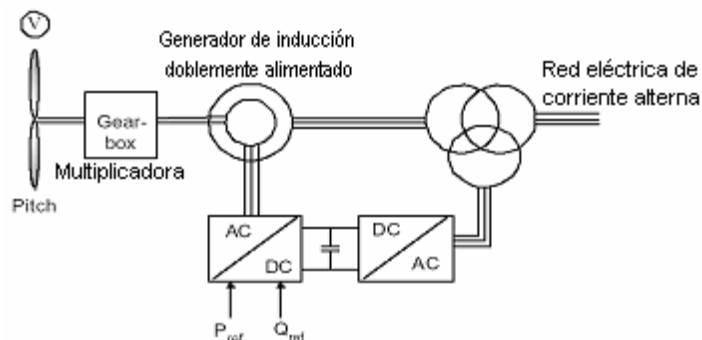


Figura 2.18 Aerogenerador V, con generador de inducción doblemente alimentado, convertidor para el rotor bobinado, caja multiplicadora y compensador de reactiva.

La última tecnología de aerogeneradores de velocidad variable es usando un convertidor de frecuencia para toda la potencia del generador que desacopla totalmente el generador de la red eléctrica de corriente alterna. El generador puede ser asíncrono con caja multiplicadora, (figura 2.19 Aerogenerador VI con generador de inducción, caja multiplicadora y convertidor para toda la potencia) configuración VI, o síncrono de rotor bobinado por lo que es necesario un convertidor para la corriente de excitación, configuraciones VII, VIII y VIII, o con rotor de imanes permanentes con la configuración IX de la figura 2.20 “Aerogenerador IX con generador síncrono multipolos de imanes permanentes, sin caja multiplicadora y con convertidor para toda la potencia del generador”, eliminando además de la caja multiplicadora la necesidad de suministrar corriente de excitación.

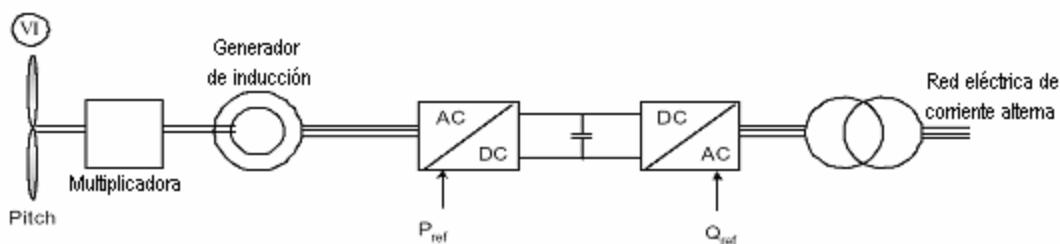


Figura 2.19 Aerogenerador VI con generador de inducción, caja multiplicadora y convertidor para toda la potencia



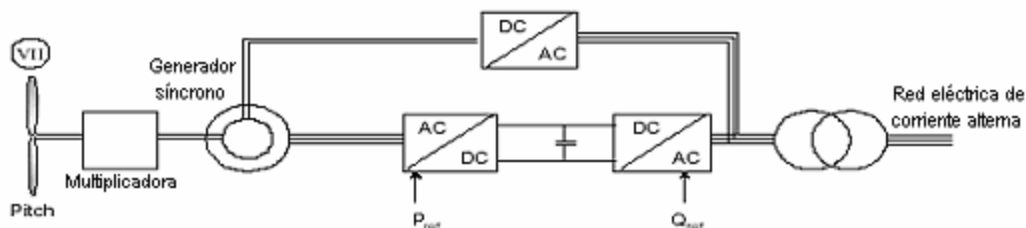


Figura 2.19 Aerogenerador VII con generador síncrono excitado mediante un pequeño convertidor, caja multiplicadora y otro convertidor para toda la potencia del generador

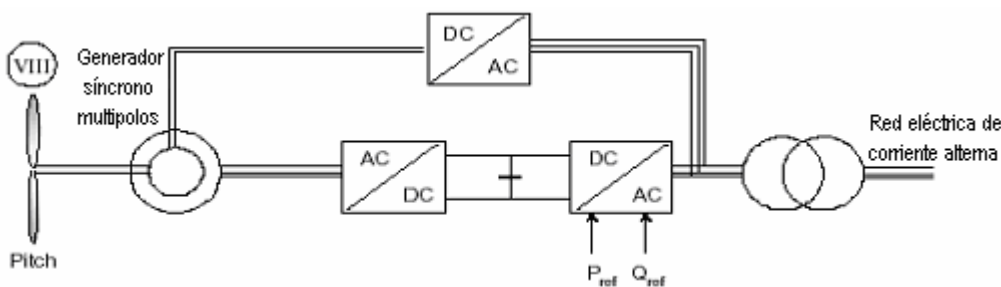


Figura 2.19 Aerogenerador VIII con generador síncrono multipolos, excitado mediante un convertidor de potencia parcial, con caja multiplicadora y otro convertidor para toda la potencia del generador

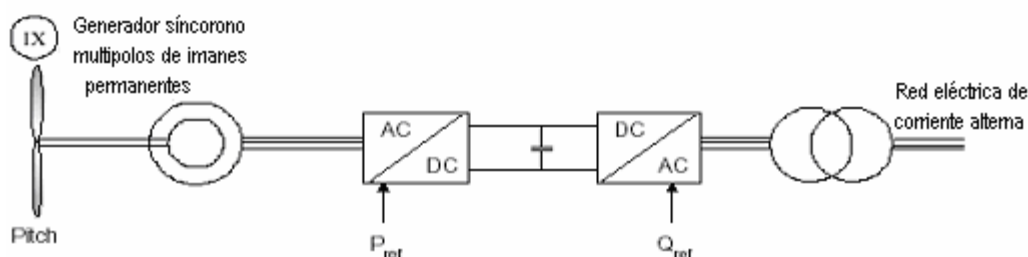


Figura 2.21 Aerogenerador IX con generador síncrono multipolos de imanes permanentes, sin caja multiplicadora y con convertidor para toda la potencia del generador

### 2.5.2.2 Comparación del comportamiento respecto a la red

Las características principales de las diferentes tecnologías de conversión electromagnética (aerogeneradores I a IX), descritas anteriormente se resumen en la siguiente tabla:

	Generador	Control de potencia	Convertidor de potencia	Arrancador suave	Compensación N de reactiva	velocidad
I	asíncrono a	Pitch	No	Si	Si	Constante
II	asíncrono a	Stall	No	Si	Si	Constante (una o dos velocidades)
III	asíncrono a	Avtive Stall	No	Si	Si	Constante (una o dos velocidades)
IV	asíncrono b	Pitch	Convertidor para variar la resistencia del rotor	Si	Si	Variable (velocidad limitada)
V	asíncrono b	Pitch	Convertidor de frecuencia para parte de la potencia	No	Si	Variable
VI	asíncrono a	Pitch	Convertidor de frecuencia para toda la potencia	No	Si	Variable
VII	Asíncrono a	Pitch	Rectificador i convertidor de frecuencia (cuatro cuadrantes)	No	No	Variable
VIII (*)	Síncrono b	Pitch	Rectificador i convertidor de frecuencia (cuatro cuadrantes)	No	No	Variable
IX (*)	asíncrono c	Pitch	Convertidor de frecuencia para toda la potencia	No	No	Variable

asíncrono a = jaula de ardilla    síncrono a = convencional

síncrono b = imanes permanentes

asíncrono b = rotor bobinado    síncrono b = multipolos

(\*) sin caja multiplicadora

### 2.5.2.2.1 Generador asíncrono con rotor de jaula de ardilla a velocidad constante (I, II y III):

Este tipo de turbinas transmiten las variaciones de potencia de entrada de viento a la red, sin amortiguarla por lo que la potencia de salida a red es muy variable, con fuertes picos en caso de vientos en ráfagas.

Por otra parte transmite el efecto sombra que hacen las palas al pasar delante de la torre, en la región de 3-8 Hz, lo que es una causa de Flicker. La regulación de la velocidad de giro (frecuencia) sólo es posible si se pueden cambiar el número de polos de la máquina o se tienen dos generadores (uno de potencia nominal para vientos

medios y altos, y otro de una fracción de la misma para funcionar a baja potencias en caso de vientos bajos). Lo mismo sucede con la regulación de tensión ya que siempre está consumiendo reactiva y sólo se puede regular un pequeño margen con la batería de condensadores para obtener un factor de potencia cerca de la unidad.

Ante los huecos de tensión reacciona aumentando la velocidad de giro de las palas, ya que el par de resistencia eléctrica al disminuir la tensión por el hueco, se reduce con el cuadrado de la tensión. Para evitar el embalamiento de la máquina, ésta debe ser desconectada por la protección de sobre velocidad. Sin embargo si la duración del hueco es pequeña, por despejarse rápidamente la falta que lo ha producido, se aplica de nuevo el par de resistencia eléctrica frenándose la máquina. Por lo tanto, la inestabilidad de la máquina es función del tiempo de despeje de la falta, pudiéndose establecer un mínimo tiempo de despeje de la misma por las protecciones, para evitar que se disparen las protecciones de sobre velocidad de la máquina. Así mismo el tipo de falta, es decir su severidad y el grado de generación eólica en el momento de producirse la falta o en consecuencia el hueco, influyen en la aceleración que adquiere el generador, por ser diferente en ambos casos el par eléctrico o el mecánico producidos. Con lo cual las citadas causas influirán en el tiempo de embalamiento.

2.5.2.2.2 Generador asíncrono con rotor de jaula de ardilla de velocidad constante (IV y V):

Las turbinas de velocidad variable y generador doblemente alimentado tienen unas posibilidades de control mayores que las anteriores.

La regulación de tensión se puede hacer actuando sobre la parte del convertidor conectado a la red. Se puede absorber o producir potencia reactiva aunque su rango de variación depende del dimensionamiento del convertidor. La regulación de velocidad de giro es asimismo posible actuando sobre la parte del convertidor del lado del rotor, que hace variar el par y por consiguiente la potencia entregada.

Sin embargo, su capacidad para poder soportar huecos de tensión es limitada, ante huecos importantes se deberá desconectar la turbina de la red. No obstante, existen soluciones para evitar esta desconexión en base al uso de IGBT sobredimensionados y a separar transitoriamente el estator de la red mediante un dispositivo electrónico, lo que evita que se reflejen las corrientes estáticas elevadas en el rotor por efecto transformador.

También se puede cortocircuitar el rotor por medio de un dispositivo llamado “active crowbar” con dos disposiciones de tiristores y diodos, situados entre el rotor y la parte del convertidor conectado a él, con lo que se evita que las elevadas corrientes de rotor entren en el convertidor y posteriormente una vez que se detecta que se han alcanzado valores normales, volver a conectar el convertidor.

## 2.5.2.2.3 Generador con/sin caja multiplicadora, velocidad variable (VI, VII, VIII y IX)

De cara al comportamiento de la red, en esta configuración el generador puede ser asíncrono o síncrono.

Estas máquinas pueden regular la velocidad de giro, de hecho el convertidor desacopla el aerogenerador de la red para variarla. La regulación de tensión es posible actuando sobre el inversor. Si se quiere un amplio rango de regulación de tensión, se debe sobredimensionar el inversor.

Como conclusión respecto a la regulación de potencia y tensión (control de reactiva), el generador síncrono con convertidor al 100% de la potencia nominal, ofrece un mejor comportamiento frente a transitorios y una mayor flexibilidad que los dos grupos anteriores.

En cuanto a la posibilidad de soportar huecos producidos por faltas, el generador síncrono puede soportarlos actuando sobre los IGBT de la parte de red, reduciendo el incremento de corriente que se produce tras el hueco. Sin embargo, el suministro de corriente de alimentación a la falta cuando ésta está todavía sin despejar, es muy problemático dado que toda esta corriente debe pasar a través del convertidor por lo que o se sobredimensiona éste o se desconecta para volverlo a reconectar una vez despejada la falta.

En la tabla siguiente se compara el comportamiento de los diferentes sistemas. Se observa que con la incorporación de más electrónica de potencia en los aerogeneradores, la posibilidad de controlar el comportamiento del generador aumenta sustancialmente, este aspecto es muy importante de cara a la inserción de los sistemas en la red de potencia ya que, como se verá en el capítulo siguiente, se deben cumplir ciertas limitaciones.

## Comparación del comportamiento de las tecnologías I a IX.

Sistema	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX
Velocidad variable	No	No	No	No	Si	Si	Si	Si	Si
Control de potencia activa	Limitado	No	limitado	limitado	Si	Si	Si	Si	Si
Control de potencia reactiva	No	No	No	NO	Si	Si	SI	Si	Si
Controlable durante un cortocircuito	No	No	NO	No	No/Si	Si	Si	Si	Si
Contribución a la potencia de cortocircuito	Si	Si	Si	Si	Si	Limitado	Limitado	Limitado	limitado
Constante tiempo del control	de 1-10s	1-10s	1-10s	100ms	1ms	0.5-1ms	0.5-1ms	0.5-1ms	0.5-1ms
Función "Standby"	No	No	No	No	Si+	Si++	Si++	Si++	Si++
Sensible a Flicker	Si	Si	Si	Si	No	No	No	No	No
Arrancador	Si	Si	Si	Si	No	No	No	No	No
Regulación en la red	Parcialmente	No	Parcialmente	Parcialmente	Si	Si	Si	Si	Si
Compensador reactivo	Si	Si	Si	Si	No	No	No	No	No
Redes aislados	No	No	No	No	Si/No	Si/No	Si/No	Si/No	Si
Inversión	++	++	++	++	+	0	0	0	0
Mantenimiento	++	++	++	++	0	+	+	+	+

## 2.6 El central eólica

El diseño de cada central va a depender de las condiciones del viento, de la tecnología empleada y del proyecto específico realizado por el promotor, junto con las condiciones impuestas por los órganos implicados en su aprobación, fundamentalmente de carácter ambiental y urbanístico. No obstante, toda instalación de estas características debe contar con los siguientes elementos: Terrenos sobre los que se asientan las central eólica suelen ser propiedad de municipios o particulares a los que se alquila (el alquiler en promedio ronda el 3.5% del valor de la energía producida, aunque los límites oscilan mucho, entre el 1% y el 15% en algunas Islas, dependiendo fundamentalmente del potencial eólico y de la voluntad negociadora de las partes). Este alquiler está ayudando muy positivamente a promocionar la energía eólica en las poblaciones rurales. Por otro lado, unas de las virtudes de esta fuente de energía es que la instalación de los aerogeneradores no impide que se siga aprovechando los terrenos para otros usos, como campos agrícolas o pastos.

Para sacar el máximo rendimiento a los recursos eólicos, los aerogeneradores deben alinearse de forma perpendicular a la dirección predominante de los vientos que proporcionen mayor generación eléctrica. En cuanto a la separación entre máquinas, ésta dependerá del diámetro de los rotores, la disponibilidad de terreno y la dirección de los vientos dominantes. Generalmente se superan los 2.5 veces el diámetros del rotor para aerogeneradores situados en una misma hilera y 7.5 veces el diámetros para aerogeneradores de hileras paralelas. En la fase de construcción debe tenerse en cuenta también el tamaño cada vez mayor de los aerogeneradores y la necesidad de accesos amplios por los que entren los remolques con las piezas y las grúas de montaje para elevar nacelle con pesos del orden de las 100 toneladas (promedio). Infraestructura eléctrica un central eólica requiere toda una infraestructura eléctrica para recoger la energía de los aerogeneradores (normalmente a 690 voltios de tensión) y llevarla hasta la línea de distribución de la compañía eléctrica más adecuada o hasta las grandes líneas de transporte (de hasta 400 kVA). En instalaciones de poca potencia la evacuación se realiza a la tensión de generación de los aerogeneradores hasta un transformador que eleva la tensión hasta la existente en el punto de conexión, siendo las pérdidas eléctricas importantes. En grandes instalaciones, en cambio, se suelen agrupar por sectores los aerogeneradores, existiendo distintos transformadores. En estos casos se necesitan líneas de media tensión aéreas, que van desde los transformadores hasta una subestación central eólica, donde se eleva la tensión hasta alcanzar la de la distribución general de la compañía eléctrica. Con el objeto de reducir el impacto visual que ocasionan en el paisaje los centros de transformación dispersos por la central es habitual dentro de los aerogeneradores en su interior contar con un transformador elevador de baja a media tensión -BT/MT- (disminuyéndose las pérdidas eléctricas pero incrementándose el costo de la inversión)

y mediante líneas subterráneas llevar la energía producida hasta la subestación central eólica.

Evaluación económica, Rentabilidad del proyecto, Sensibilidad económico-financiera, Terrenos, Infraestructura de control, Otras dependencias

De acuerdo con datos facilitados por de los central eólica a las comunidades autónomas, transmitidos y corroborados por la experiencia de IDAE mediante la participación en numerosos proyectos, la inversión total, llevada al “momento cero”, es decir, cuando inicia su operación comercial. Las características del parque tipo son:

- Potencia nominal
- Potencia unitaria máquina
- Diámetro rotor / Altura buje
- Orografía y accesibilidad
- Línea de evacuación

El desglose porcentual del costo de la inversión es el siguiente:

- Aerogeneradores: 74%
- Equipamiento Eléctrico: 17%
- Obra Civil: 5%
- Varios: 4%

Los gastos de explotación han sufrido una importante disminución durante los últimos años, al tiempo que mejoraba la fiabilidad y disponibilidad de los equipos. En total representan en media aproximadamente el 22% de la facturación anual del central, y pueden desglosarse porcentualmente:

- Operación y Mantenimiento 57%
- Alquiler de terrenos 16%
- Seguros e Impuestos 14%
- Gestión y Administración 13%

Las cifras expuestas representan los valores medios a lo largo de la vida operativa de la instalación, estimada en 20 años. Ha sido considerada una garantía inicial ofertada por el fabricante (o por el suministrador de la instalación completa) de dos años, período durante el cual los gastos de O&M (Operación y Mantenimiento) son nulos o muy

pequeños (solo se facturan los consumibles, el correctivo está cubierto por la garantía) y son realizados por el

Contratista. La partida puede desglosarse a su vez en:

- Aerogeneradores 87%
- Resto de instalaciones 13%

## 2.6.1 Rentabilidad del proyecto

La hipótesis realizada para el cálculo de la rentabilidad del proyecto (sin financiación) para la central tipo, con una producción media de 2,350 horas anuales equivalentes, en relación con los gastos de explotación es lo que evolucionarán de acuerdo con el IPC (Índice de Precios al Consumo) previsto (2.5%), en consecuencia no variarán en términos reales a lo largo de su vida. En cuanto a los ingresos por venta de energía eléctrica se ha elegido la opción tarifa regulada siguiendo una evolución, durante los 20 años de vida útil de la instalación, estimada en un incremento medio anual del 1.4%. Con los datos anteriores se obtiene TIR (Tasa Interna Retorno) del proyecto, sin financiación, en moneda corriente, después de impuestos superior al 7% y sin riesgo regulatorio.

## 2.6.2 Sensibilidad económico-financiera

Finalmente, si se considera la financiación y se realiza un análisis de sensibilidad con las diferentes variables del proyecto se muestra que desde el punto de vista económico-financiero es:

- Extremadamente sensible al precio de venta del kWh producido.
- Muy sensible a la producción y a la relación Fondos Propios/Fondos Ajenos a Largo Plazo.
- Sensible a la inversión, a los gastos de explotación, al tipo de interés del préstamo y a la duración del mismo.
- Menos sensible a la inflación (si no se supera el 4%) y al período de amortización fiscal (atendiendo a lo que marca la legislación vigente).

## Infraestructura de control

Aunque un central eólica está hoy totalmente automatizado y no requiere la intervención humana para funcionar a partir de cierto tamaño, estas instalaciones cuentan con un centro de control que recibe y analiza todos los datos de funcionamiento y ambientales registrados por los aerogeneradores. De este modo, un operador puede seguir en su pantalla de ordenador todos los pormenores del central o



detectar cualquier incidencia, lo que resulta muy útil para optimizar su operación. Los valores captados sirven también para generar bases de datos históricas del funcionamiento de la central, que son fundamentales para implementar y poner a punto el programa de mantenimiento predictivo de la instalación.

### 2.6.3 Otras dependencias

La instalación suele contar además con algún almacén donde guardar repuestos, consumibles y herramientas y donde acumular el aceite usado de los aerogeneradores. Este es el residuo más importante generado por una instalación, ya que cada 18 meses se debe renovar el aceite de las máquinas.

### 3. La Energía Eólica en El Mar

Las superficies de mares y lagos son obviamente muy lisas, por lo que la rugosidad de la superficie marina es muy baja (a velocidades del viento constantes). Con velocidades de viento crecientes, parte de la energía se emplea en producir oleaje, lo que implica un aumento de la rugosidad. Una vez se han formado las olas, la rugosidad decrece de nuevo. Por tanto tenemos una superficie de rugosidad variable (lo mismo ocurre en zonas montañosas o polos norte y sur cubiertas con más o menos nieve).

Sin embargo, si generalizamos puede considerarse que la rugosidad de la superficie del agua es muy baja y que los obstáculos del viento son pocos. Al realizar los cálculos deberán tenerse en cuenta islas, faros, etc. tal y como se tendrían en cuenta los obstáculos situados en la dirección de donde viene el viento o los cambios de rugosidad en la tierra.

Con una baja rugosidad implica menor altura de buje, el viento en el mar es también muy bajo, lo que implica que la velocidad del viento no experimenta grandes cambios al variar la altura del buje del aerogenerador. Así, puede resultar más económico utilizar torres más bajas, los aerogeneradores emplazados en el mar, dependiendo de las condiciones locales.

La baja turbulencia del mar se debe, ante todo, al hecho de que las diferencias de temperatura a diferentes altitudes de la atmósfera que hay sobre el mar son inferiores a las que hay sobre la tierra. La radiación solar puede penetrar varios metros bajo el mar mientras que en tierra la radiación solar sólo calienta la capa superior del suelo, que llega a estar mucho más caliente.

Consecuentemente, las diferencias de temperatura entre la superficie y el aire serán menores sobre el mar que sobre la tierra. Esto es lo que provoca que la turbulencia sea menor.

El modelo convencional WAsP usado para la modelización del viento en tierra está siendo modificado para poder ser utilizado en la modelización de condiciones de viento en el mar, según su promotor, el "Riso National Laboratory".

Los principales resultados obtenidos de la experiencia del principal parque eólico en



Figura 3.1 principal parque eólico en Vindeby en Dinamarca

Vindeby (Dinamarca, figura 3.1) y del construido posteriormente en Tunø Knob (Dinamarca) han conducido a nuevas investigaciones con anemómetros situados en diferentes emplazamientos a lo largo del litoral danés desde 1996.

Los resultados preliminares indican que los efectos del abrigo del viento desde tierra pueden ser más importantes, incluso a distancias de 20 km., de lo que en un principio se había pensado.

Por otro lado, parece que los recursos eólicos marinos pueden ser del 5 al 10 por ciento superiores a los estimados en un principio.

Con cerca de 600 MW acumulados al finalizar el año 2004, los parques eólicos marinos representan todavía una proporción pequeña de la potencia instalada en el mundo. No obstante, la industria eólica europea es consciente de que estas instalaciones marinas constituyen uno de los grandes desafíos actuales y una de las áreas con más proyección de futuro. Se han llevado a cabo diversos estudios para evaluar los recursos eólicos de los mares europeos: algunos estiman en unos 3,000 TWh/año la cantidad de energía que se podría extraer, y de ellos, 140 TWh/año en España. Otros rebajan este cálculo a alrededor de 500 TWh/año en el continente y 7 TWh/año en España, lo que sigue siendo un valor apreciable. En cualquier caso, el dato que mejor refleja el potencial de esta tecnología es que en la actualidad son ya más de 20,000 los megavatios propuestos en los mares del norte de Europa. Greenpeace, por su parte, estima que podría satisfacerse un 23% de la demanda eléctrica prevista en la UE-15 para el año 2020 si para entonces se tienen instalados en las costas 240 GW (720 TWh/año).

### 3.1 Los recursos eólicos en el mar

Las condiciones especiales del medio marino suponen importantes ventajas para el aprovechamiento de la energía eólica:

En el mar la rugosidad superficial es muy baja en comparación con el medio terrestre y no existen obstáculos que puedan reducir la velocidad del viento. Esto favorece la circulación del viento a mayores velocidades y hace innecesario el tener que subir la altura de la torre más de lo que obligue la suma del semidiámetro del rotor y la altura máxima de la ola prevista. Por lo general, los vientos van ganando en velocidad al separarnos de la costa.

- El recurso eólico es mayor y menos turbulento que en localizaciones próximas en línea de costa sin accidentes geográficos. La existencia de menor turbulencia ambiental en el mar disminuye la fatiga a la cual se encuentra sometido un aerogenerador aislado, y aumenta su vida útil.

- Las áreas marinas disponen además de enormes espacios donde colocar aerogeneradores, lo que ofrece la posibilidad de instalar parques mucho más grandes que en tierra. El parque de Arklow Bank, en Irlanda, en el que participa la empresa española Acciona, tiene proyectado ampliarse a 520 MW, pero hay propuestas en Alemania y en Francia para crear instalaciones de más de 1,000 MW.
- La inmensidad de este medio, unido a su lejanía con los núcleos de población, consigue reducir también el impacto visual sobre el paisaje.
- Su ubicación lejos de lugares habitados permite suavizar las restricciones impuestas por las autoridades ambientales en relación con la emisión y propagación de ruido e incrementar la velocidad de punta de pala, con la correspondiente disminución de su peso y de las estructuras que las soportan, consiguiendo una reducción significativa del costo de fabricación del aerogenerador en su conjunto.

Sin embargo, no todo es tan sencillo; de ser así, habría hoy muchos más megavatios offshore en funcionamiento. Estas instalaciones marinas tienen también importantes desventajas respecto a las terrestres:

- La evaluación del recurso eólico en la Zona de Discontinuidad Costera (< 10 km) es más compleja y mucho más cara que en tierra.
- No existen infraestructuras eléctricas que conecten las áreas con mayores recursos eólicos en mitad del mar con los centros de consumo. La situación es semejante a lo experimentado por el sector del gas natural cuando descubrieron importantes yacimientos de este recurso, antes de que hubiese gasoductos con los que poder trasladarlos al continente.
- Los costos de la cimentación y las redes eléctricas de estas instalaciones encarecen en gran medida la tecnología offshore, si en tierra los aerogeneradores suponen del orden del 75% de la inversión total de un parque eólico, en el mar representan aproximadamente un 55%. Por su parte, el costo de la obra civil en un parque eólico marino se estima en un 20% del total (frente al 5% en tierra firme) y el de las infraestructuras eléctricas en otro 20% (15% en tierra).
- Las limitaciones de acceso y las dificultades para trabajar en medio del mar en la fase de montaje y en el mantenimiento de la instalación.
- El aumento de los costos y dificultades de construcción, según el proyecto vaya alejándose de la costa o aumente la profundidad marina, siendo este último uno de los principales argumentos esgrimidos para justificar la nula penetración de la energía eólica marina (ya que la mayoría de las aguas

superan la profundidad máxima económicamente viable en la actualidad de 25 metros).

- Debido a la mayor propagación de las turbulencias por la baja rugosidad del mar, el efecto provocado por la propia estela de los aerogeneradores sobre el resto de las máquinas de un parque eólico es más importante en este medio que en tierra, lo que disminuye la vida útil de las turbinas. Para evitarlo, las máquinas requieren más separación entre ellas y esto implica un aumento de la inversión.

### 3.2 Evolución de la tecnología mar adentro

A pesar de la lenta cadencia de implantación de las instalaciones offshore, lo cierto es que la tecnología de energía eólica marina sí que ha progresado de forma considerable en los últimos años. Los aerogeneradores han llegado hasta los 5 MW de potencia nominal y han incorporado mejoras para el trabajo en el mar, como una mayor velocidad punta de pala (con palas más delgadas y menos pesadas) y un mayor equipamiento en los nacelles para mejorar el trabajo de mantenimiento (helipuertos).

Los avances conseguidos hasta la fecha están esperando para ser implementados en los grandes proyectos eólicos marinos. Los objetivos a conseguir para los nuevos desarrollos de grandes aerogeneradores marinos en cuanto a características. Las mayores limitaciones de las máquinas son de tipo logístico: el traslado de las piezas y el montaje en alta mar. En cualquier caso, hoy el gran desafío de las instalaciones mar adentro sigue siendo reducir los costos de las cimentaciones, de las que existen distintas variantes: monopilotaje (Figura 3.2), trípode (Figura 3.4), de gravedad y flotante. Las de monopilotaje son las más utilizadas para aguas de profundidad media (hasta 25 metros), las de gravedad para profundidades pequeñas (de menos de 5 metros) y las de trípode para mayores profundidades (hasta 50 metros). Por su parte, las flotantes son todavía una incógnita (Figura 3.3 aerogeneradores flotantes), pero pueden ser la solución para aquellas zonas de aguas más profundas. Hasta la fecha todos los parques eólicos marinos instalados no superan los 20 metros de profundidad y su distancia a la costa es menor de 15 km. Para disminuir al máximo las pérdidas electromagnéticas en los parques eólicos marinos debido a su gran tamaño y a las considerables distancias entre el lugar de generación y los puntos de consumo, se está analizando la posibilidad de generar en continua y realizar el transporte a muy alta tensión tras la correspondiente transformación (HVDC o High Voltage Direct Current).

Las fundaciones con un pilote, han dominado los proyectos de energía eólica costa afuera seguidos por las bases gravitacionales (Figura 3.2 a). Es importante darse cuenta que el aumento de tamaño de una turbina por sobre los 3 MW implica cargas más grandes actuando en la base de la turbina, y por lo tanto, fundaciones más grandes. Indicativo de esta situación es el hecho de que los diámetros de los pilotes son de 4 m y 4.6 m en los recientes proyectos de Kentish Flats y Egmond respectivamente (Figura 3.2 b), significativamente más grandes que los pilotes comúnmente hincados costa afuera. Por otra parte, la turbina eólica más grande del mundo de 5 MW, en el parque eólico costa afuera Beatriz en Moray Firth, Escocia, ha sido erigida a una profundidad

del mar de 45 m. La torre descansa sobre una estructura de acero de 50 m de altura, la cual está fundada en cuatro pilotes (Figura 3.2 c). Finalmente, la Figura 3.2 d muestra un cilindro de hormigón armado muy grande fundado sobre pilotes para un proyecto de turbinas de 4.5 MW en Ems -Emden, Alemania.

Figura 3.2 Opciones existentes de fundación para las aerogeneradores costa afuera: (a) Bases Lillgrund, (b) pilote hincado, (c) torre sobre estructura metálica apilotada en Beatriz, y (d) cilindro de hormigón armado en Ems-Emden

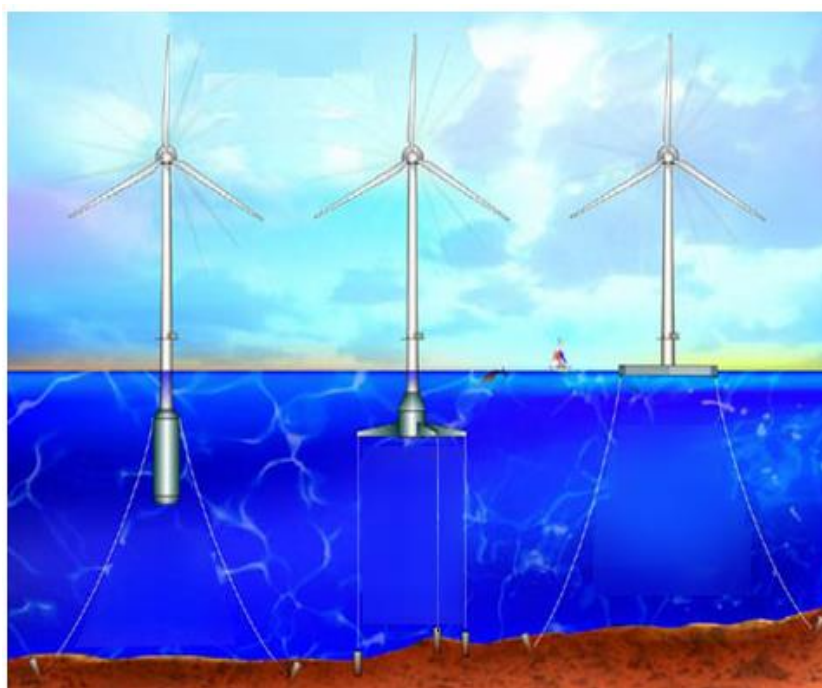
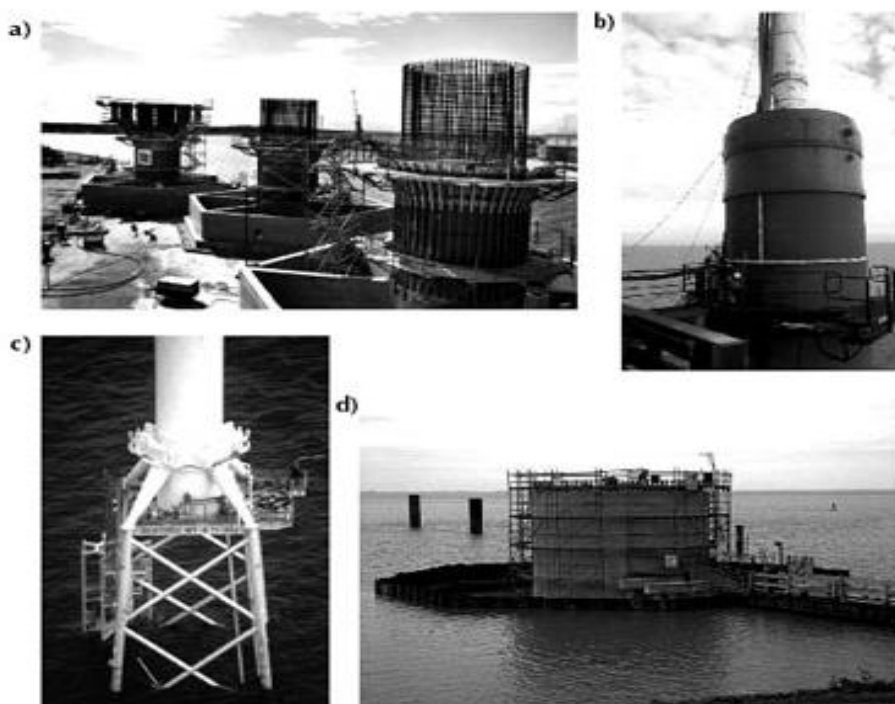


Figura 3.2 aerogeneradores flotantes Proyecto Pionero en España

El objetivo de esta infraestructura es conocer con exactitud las características que definen la meteorología de la zona y el comportamiento de los materiales en el ambiente marino, lo que permitirá evaluar la viabilidad para construir plataformas flotantes para la generación de energía eólica. El proyecto, pionero en España, pretende desarrollar y fondear torres flotantes de investigación para evaluar el potencial eólico del litoral español, para posteriormente construir aerogeneradores marinos que aprovechen la fuerza del viento.

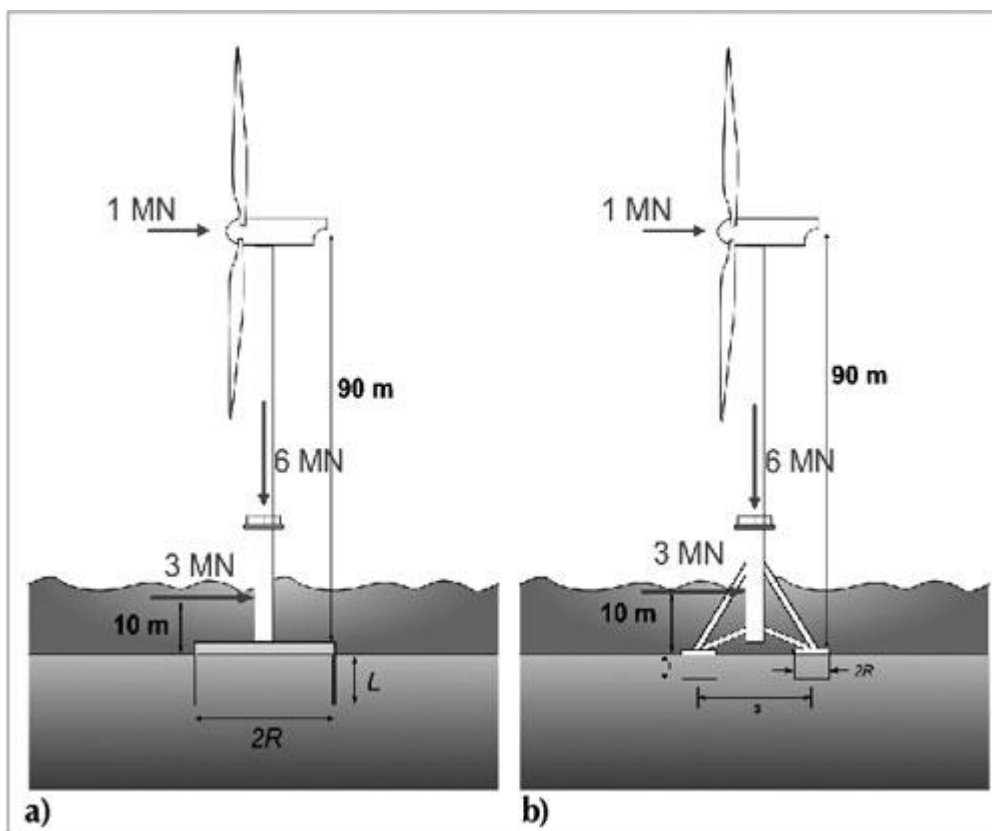


Figura 3.4  
Cargas y  
dimensiones  
típicas para un  
aerogenerador  
de 3.5 MW  
mostrando  
fundaciones  
diferentes: (a)  
cámara a  
succión  
aislada, y (b)  
cámaras a  
succión  
múltiples

Las cámaras a succión (Figura 3.4) adquieren ese nombre del hecho de que una cámara es una caja hermética grande donde la presión interior difiere de la presión atmosférica. La succión corresponde a la presión negativa o a la baja presión aplicada dentro de la cámara para extraer el agua y de esta manera penetrar el perímetro de la cámara en el terreno. Debido a que su forma se asemeja a un balde al revés, las cámaras a succión también se han denominado baldes a succión.

Las cámaras a succión flotantes han demostrado ser más eficientes que los pilotes, en términos de tiempo de instalación en aplicaciones para la industria del petróleo y el gas (Andersen y Jostad, 1999). Estos aspectos adquieren más importancia en usos costa afuera donde son frecuentes las condiciones atmosféricas duras. La eficiencia en la instalación de las cámaras a succión se basa en el uso de bombas en lugar de martinets grandes y pesados usados para hincar los pilotes, sin mencionar pilotes pre

perforados ni inyectados con lechada, los cuales requieren de perforaciones previas y posteriores.

Además, las cámaras a succión se pueden remover fácilmente (cambiando la succión por sobrepresión), haciéndolas más versátiles y respetuosas del ambiente, comparadas con fundaciones a pilotadas.

Las Figuras 3.4 a y 3.4 b muestran las dos configuraciones de cámara a succión descritas por Houlsby y Byrne (2000) para turbinas eólicas mar adentro. La Figura 3.4 a corresponde a una fundación cámara a succión aislada y la Figura 3.4 b representa una fundación de cámara a succión múltiple, trípode o tetrápoda. Cada configuración tiene un sistema predominante de carga. En la primera alternativa las cargas horizontales en el eje de la turbina y a nivel de rompiente de las olas, conducen a un momento resultante de 120 MNm que se transmite directamente. Mientras que en la segunda alternativa el mismo momento se transfiere a través del enrejado de soporte de la torre a la fundación como cargas verticales de tracción y compresión.

El primer parque eólico en el mar se construyó en 1991 en Dinamarca. Es el de Vindeby, en el Mar Báltico, una instalación de 4.95 MW, compuesta por once aerogeneradores Bonus (hoy Siemens) de 450 kW. Entonces, la inversión necesaria fue de 2,200 €/kW. Más de una década después, en 2002, se construyó también en este país uno de los mayores parques eólicos marinos de la actualidad, el de Horns Rev, que tiene 80 aerogeneradores Vestas de 2 MW que suman una potencia de 160 MW, y el coste había descendido a unos 1,700 €/kW, aunque la modificación temprana de las máquinas tras su instalación, por un defecto de diseño, implicó el desmontaje de la totalidad de los generadores y transformadores eléctricos para su reparación en tierra firme, incrementando la inversión de forma considerable, cuyo costo, asumido por Vestas, puso en un serio aprieto a esta compañía. La inversión sigue siendo mucho más alta que para una instalación en tierra, aunque con una tendencia decreciente.

A pesar de su elevado costo, su enorme potencial energético ha convertido a los parques eólicos marinos en la gran alternativa. Además, algunos ecologistas llevan años criticando el impacto visual de los parques en tierra, por lo que colocarlos mar adentro es una buena forma de ponerlos fuera del alcance de la vista.

Dinamarca es el país pionero en este tipo de energía y cuenta con los mayores parques de eólicos marinos del planeta.

En la actualidad el cincuenta por ciento del consumo eléctrico familiar danés proviene de estos parques. En el resto de Europa destacan algunos proyectos, como la instalación de 3,000 aerogeneradores en el Reino Unido, con capacidad para abastecer al quince por ciento de la población británica.



España, que destaca en el uso de la energía eólica terrestre, no ha situado de momento ni un solo generador mar adentro. Existe un proyecto para instalar un parque entre Barbate y Conil, en la costa de Cádiz, pero cuenta con la oposición de los pescadores locales (que temen que afecte a las rutas migratorias de los atunes) y de las autoridades locales (que temen que el impacto visual ahuyente a los turistas).

### 3.3 Otros Usos y Aplicaciones

#### BOMBEO

Existen dos tipos principales de máquinas que aprovechan la energía contenida en el viento: los molinos, que se utilizan fundamentalmente para bombeo mecánico de agua, y los aerogeneradores de electricidad.

#### Molinos

Es muy común en el campo la utilización para extraer agua del subsuelo. El equipo utilizado se denomina molino multipala en razón de estar compuesto por un número elevado (12 a 16 Figura 3.5) de palas. La razón de este sistema radica en que con muy baja velocidad de viento (apenas una brisa) está en condiciones de trabajar. Al girar acciona mecánicamente una bomba que extrae el agua necesaria.



El diseño de este tipo de molino es de origen norteamericano, introducido en Argentina a mediados del siglo pasado. También es muy utilizado en Australia, Sudáfrica, Holanda y Dinamarca.

En zonas rurales, donde los consumos energéticos suelen ser pequeños, los sistemas eólicos y solares -como el fotovoltaico-, pueden ser una solución para mejorar la calidad de vida de los pobladores, aportando energía eléctrica cuando no existan redes convencionales o para abaratar los costos que implica el uso de la red. Igualmente, dentro de ciertos límites, puede suministrar electricidad para emprendimientos productivos, usando sistemas mixtos que aprovechen también otros recursos energéticos locales (energía solar, biomasa, pequeñas turbinas hidráulicas, etc.), siempre orientado a un mayor crecimiento socioeconómico.

El interés creciente por la utilización del viento ha motorizado también un desarrollo espectacular de la tecnología de los aerogeneradores, convirtiéndolos en máquinas de alta potencia, gran eficacia y con la posibilidad de aprovechar flujos de aire con velocidades de 3 m/s en adelante.

El trabajo demuestra la factibilidad de utilizar un aerogenerador de mediano porte, para suministrar agua potable a pequeñas comunidades rurales que existen en la República Mexicana, en cuanto a cantidad y condición socioeconómica de sus habitantes es reprobable, ya que se requiere disponer de un registro de viento de uno a tres años consecutivos, suficientes para convalidar los cálculos del proyecto.

Se aplica una metodología de cálculo simple para resolver las posibilidades de dotación de agua, a partir de las características del viento local y de un aerogenerador, pudiendo extenderse a diferentes modelos del mercado siempre que se pueda contar con la información técnica pertinente.

Para el sistema de suministro se propone aprovechar el viento disponible en el lugar para accionar una turbina eólica que provea la energía eléctrica necesaria para bombear el agua a un tanque sobreelevado desde el cual se distribuirá posteriormente a la población (Figura 4.1). A los fines del bombeo se propone experimentar con un sistema alimentado con corriente continua de 120 voltios, formado por un conjunto aerogenerador-inversor-electro bomba sumergible, éstos últimos utilizados en experiencias previas de bombeo con generación fotovoltaica. Ello incluso permitiría una nueva alternativa futura de construir un sistema mixto eólico-fotovoltaico.

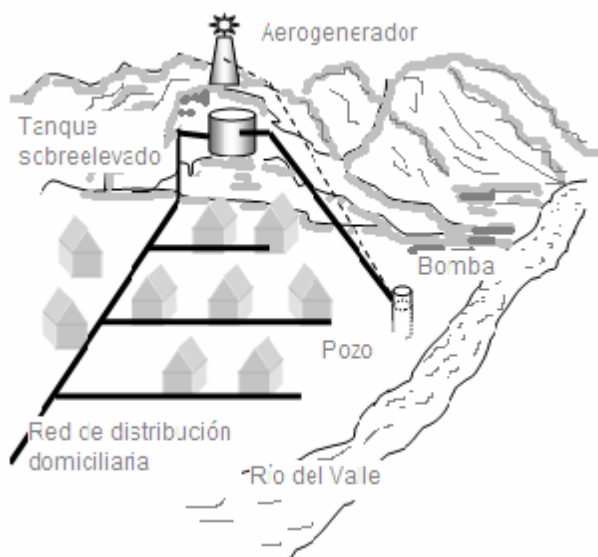


Figura 4.1 Esquema del sistema de captación, bombeo, almacenamiento y distribución de agua potable utilizando bombeo electro-eólico.

Además, el sistema podría prever la alternativa de utilizar, en caso de necesidad, la energía eléctrica de un generador Diesel. El agua se obtendrá directamente del subálveo a través de un pozo cavado, cuestión totalmente factible por la cercanía del río, lo que eleva el nivel de las napas. El pozo se ubicará a una distancia prudencial del río para evitar inundaciones y/o deterioros en las épocas de creciente. El agua del pozo será posteriormente elevada a través de una electrobomba sumergible.

Para mejorar la calidad sanitaria del agua, se procederá al clorado manual agregándose 750 cc. de cloro para los 32.000 litros de agua del tanque de almacenamiento.

### 3.3.1 HIDROGENO VERDE

Una de las formas de obtener hidrógeno es por electrolisis, empleando electricidad para separar las moléculas de hidrógeno y de oxígeno del agua. Pero este método no es muy utilizado porque resulta muy caro al exigir grandes cantidades energía. De hecho, el gas de hidrógeno resultante de la electrolisis del agua contiene menos energía que la que se ha empleado para obtenerlo.

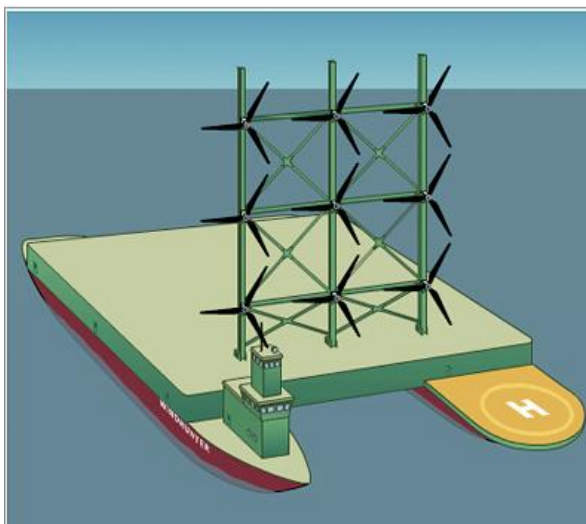


Figura 3.6 Plataforma prototipo para obtener hidrogeno a partir de electrolisis.

La idea detrás del planteamiento de híbrido entre plataforma marina (Figura 3.6) y buque llamado WindHunter es reducir el coste de la producción de hidrógeno por electrolisis. Las plataformas se instalarían en alta mar, a unos 100 km de la costa, para que no se vean desde tierra. Se posicionarían en zonas con corrientes de viento adecuadas para obtener el mejor rendimiento de los aerogeneradores. Como las plataformas WindHunter puede navegar y desplazarse se trataría de ir variando la localización para optimizar la producción de electricidad.

Con una capacidad máxima de 45 MW (suficiente para proporcionar electricidad a unos 13.000 hogares), el WindHunter sería capaz de producir hidrógeno, comprimirlo en bombonas o licuarlo y enviarlo a tierra (por mar o aire) con emisiones de CO<sub>2</sub> mínimas.

Actualmente el hidrógeno se utiliza ampliamente en aplicaciones industriales, especialmente en las industrias químicas y petroquímicas: refinado de combustibles, tratamiento de aguas, fabricación de amoníaco y fertilizantes, metanol... También existen estaciones de servicio a modo de gasolinera pero que sirven hidrógeno, que es el combustible que propulsa vehículos como el BMW 750h, de cuyo tubo de escape únicamente sale vapor de agua. El hidrógeno es uno de los candidatos a ser uno de los combustibles más utilizados en el futuro, aunque para eso aún debe sortear muchos obstáculos, incluyendo los todavía altos costes de obtención y manipulación.

## 3.3.2 Desalinización

El debate político en torno a la escasez de agua en el mundo, ha propiciado la investigación para el desarrollo de otra posible aplicación de la energía eólica: la desalinización. Mediante la aplicación del sistema de ósmosis inversa se puede actualmente desalar agua de mar con precios cercanos a los 0.60 de euro el metro cúbico; sin embargo, las desalinizadoras no han resuelto todavía la cuestión del consumo eléctrico. Hoy las mejores plantas necesitan un mínimo de 4 kWh para desalar cada metro cúbico, una cantidad mucho menor que hace unos años, pero todavía demasiado alta en términos de contaminación y en emisiones de CO<sub>2</sub> para un uso masivo de esta tecnología si la electricidad procede de plantas de combustión convencionales. La llave para solucionar este problema, y por tanto buena parte también del de la escasez de agua, puede estar de nuevo en las energías renovables, y en concreto la eólica, pues la cantidad de electricidad consumida por estas instalaciones quedaría en un segundo plano si esta fuese generada de una forma “limpia”.

Aunque las desalinizadoras deben estar junto a la costa y cerca de los puntos de consumo para ser factibles económicamente, en general las zonas del país donde suelen instalarse no tienen un elevado potencial eólico. Otra cuestión son los requisitos del suministro eléctrico para una desalinizadora por ósmosis inversa, pues estas instalaciones requieren mucha energía y que ésta sea constante, para hacer pasar el agua de mar a alta presión (unas 70 atmósferas) por las membranas que “filtran” el líquido. Y la constancia no es una de las virtudes de la energía eólica.

Los proyectos dados a conocer en la actualidad, que logran unir estas dos tecnologías. Unos combinan la energía eólica con los combustibles fósiles de forma que se vayan alternando según se cuente con las condiciones de vientos para la generación de energía eléctrica necesaria para la planta desalinizadora; otros proponen utilizar los aerogeneradores para bombear agua y almacenarla en altura, de manera que luego pueda aprovecharse en un salto hidráulico para generar electricidad de forma constante, como un proyectada central hidroeólica; por último, también se ha planteado desalar el agua directamente en instalaciones mar adentro, con aerogeneradores que bombeen agua de mar a presión. Este sistema resolvería además la cuestión del impacto ambiental causado en las costas por el vertido hipersalino (salmuera) generado en la desalación.

## 3.3.4 Generación Eléctrica a Escala “Mini”

La actual situación de dependencia del exterior y de escasez creciente de fuentes de energía convencionales, junto a la necesidad insalvable de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, la dificultad para extender la red eléctrica y el desarrollo del mercado eléctrico, son las claves para buscar alternativas en la generación energética.


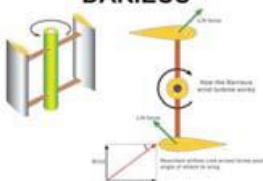
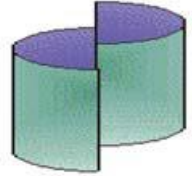
En la actualidad, cualquier consumidor puede ser autogenerador, siempre que cumpla con una normativa que garantice la calidad de la energía producida (Cuadro de normas 3.1).

Existen tecnologías que permiten producir energía de origen autóctono en el mismo lugar donde se demanda, sin pérdidas en transporte, cediendo el exceso a la red y, a su vez, aumentando la eficiencia del sistema. Se desarrollan en espacios rurales, industriales, urbanos o infraestructuras, no deteriorando los espacios naturales. Su desarrollo es modular, permitiendo su crecimiento en función de la demanda sin requerir de grandes inversiones iniciales. En este sistema, el propio consumidor de energía asume el rol de productor, fomentando una conciencia ambiental respecto a la energía.

Lejos de limitar el desarrollo, estimula la actividad científica, tecnológica, industrial y económica, además de fomentar el desarrollo de tecnología de alta calidad y a un costo cada vez menor, aplicable tanto si está conectada o aislada de la red eléctrica, por lo que ofrece grandes posibilidades en países en vías de desarrollo con grandes carencias tanto en suministro de energía como de infraestructura eléctricas de transporte.

Cuadro de normas 3.1	
Norma	
IEC 61400-2, 1ra Edición	Área inferior a 40 m <sup>2</sup> Diámetro < 7 m Potencia unitaria 0-10 kW
IEC 61400-2, 2da Edición	Área inferior a 200 m <sup>2</sup> Diámetro < 15 m Potencia unitaria 0-65 kW
IEC 61400-2, 3ra Edición	Área inferior a 200 m <sup>2</sup> Diámetro < 15 m Potencia unitaria 0-65 kW
Criterio de conexión en BT Similitud con instalaciones fotovoltaicas de potencia nominal inferior a kW y diámetro del orden de 20 m.	Similitud con instalaciones FV Potencia nominal < 100 kW Diámetro del orden de 20 m.

Es posible la integración de energía mini eólica en granjas, urbanizaciones, viviendas aisladas o integración urbana, gracias a la implantación de diversas tecnologías (cuadro 3.2).

Cuadro 3.2 DIVERSAS TECNOLOGÍAS		
Aerogenerador	Ventajas	Desventaja
<p><b>Eje horizontal</b></p> <p>Partes básicas de un Sistema eólico Propósito para Generación de Electricidad</p> 	<p>Eficiente Probado y ampliamente utilizado Más económico</p>	<p>Dificultad para soportar las frecuentes orientaciones y vibraciones</p>
<p><b>Eje Vertical</b> <b>Sustentación EVS</b> <b>DARIEUS</b></p> 	<p>Baja eficiencia Simple orientación al viento Menos sensible a la turbulencia que los eje horizontal Produce menos vibraciones</p>	<p>Más sensible a la turbulencia que el EVA</p>
<p><b>Eje Vertical</b> <b>Arrastre EVA</b> <b>SAVONIUS</b></p> 	<p>Producto probado Silencioso Fiable y robusto Siempre orientación al viento Menos sensible a la turbulencia que los ejes horizontal Produce menos vibraciones</p>	<p>Baja eficiencia Comparativamente con otros modelos resulta caro</p>

La energía mini-eólica a día de hoy tiene unas características de desarrollo muy diferentes al del resto de fuentes de generación renovables.

Desde un punto de vista tecnológico:

No existe madurez en el sector (dispersión de parámetros, fabricación bastante artesanal, lazos de regulación mayormente pasivos).

- Su fiabilidad y eficiencia es mejorable (falta de mecanismos de certificación, falta de documentación).
- Aplicaciones aisladas y conectadas a red.
- Se exige tecnología muy robusta, ya que requiere de bajos costos de operación y mantenimiento y cercanía con zonas habitadas
- Se exige bajo nivel de emisiones de ruido y vibraciones.
- Desarrollo de nuevas normas que sean útiles, fiables y sencillas.

- Creación de una etiqueta de calidad de pequeños aerogeneradores.

Desde el punto de vista económico:

- Falta de marco de adecuado de apoyo.
- Tiene un alto coste específico (\$/kW, €/kW).
- Se precisa un apoyo en la gestión de permisos y acceso a la red.
- Es necesario un apoyo a la certificación.
- La inversión necesaria debe ser asequible a pequeños inversores.

Ventajas

- El consumo típico residencial es de 800 a 2,000 kWh/mes y un aerogenerador de 1.5 kW produce entre 2,000 y 3,000 kWh, evitando la emisión de alrededor de 1.4 toneladas de CO<sub>2</sub>.
- Puede suministrar electricidad en lugares aislados y alejados de la red eléctrica.
- Causa menor impacto visual que las máquinas grandes.
- Genera energía junto a los puntos de consumo, por lo que reduce las pérdidas en el transporte.
- Es accesible a gran variedad de usuarios, sin apenas necesidad de obra civil, y su instalación es sencilla.
- Estimula la concienciación a nivel personal del problema energético.
- Funciona con vientos moderados y no requiere de estudios de viabilidad complicados.

Inconvenientes

La energía mini-eólica se utiliza normalmente en lugares con bajas velocidades medias anuales, ya que el lugar de instalación viene impuesto por el usuario. Además, su instalación se realiza a baja altura, donde existe flujo turbulento, y en el caso urbano, además de flujo turbulento, suele ser inclinado. Es necesario todavía reducir las emisiones de ruido acústico y las vibraciones.

Asimismo, este tipo de generación se enfrenta a barreras como los costos, las regulaciones locales, los permisos requeridos, la posibilidad de conexión a red y la aceptación social.

## Aplicaciones

En cuanto a sus mercados, se emplea en grandes mercados, pero dispersos y no estabilizados. También existe un incremento de la demanda de instalaciones híbridas (eólico-fotovoltaico-diesel) para sistemas aislados, sobre todo en países en vías de desarrollo. Además, es representativa su utilización en nuevos sistemas de generación distribuida, con la existencia de un mercado incipiente de aplicaciones conectadas a red en países en desarrollo.

## Situación mundial

Los fabricantes tienen una buena presencia en el panorama internacional y se aprecia un incremento de las instalaciones en los últimos años, aunque demasiado lento. Existe en su empleo una gran complementariedad con la energía solar fotovoltaica, pues los instaladores, fabricantes y usuarios demandan soluciones integradas.

Sin embargo, es necesario el desarrollo de la regulación de la conexión a red en BT, una tarifa eléctrica para la mini-eólica (RD 436/2004), la regulación de instalaciones híbridas y la integración de estos aerogeneradores en la edificación.

Existe un prometedor mercado para el empleo de pequeños aerogeneradores en aplicaciones aisladas en países en vías de desarrollo y también en sistemas conectados a red. La tecnología de pequeños aerogeneradores funciona, pero presenta aún elevados costos, baja fiabilidad, especialmente en zonas de mucho viento, y bajas prestaciones, aunque existen empresas bien posicionadas en el proceso de lanzamiento de la tecnología mini-eólica en México.

Por todo lo visto con anterioridad, la energía mini-eólica necesita de apoyo público y desarrollo tecnológico, que se establezca el marco regulatorio que active el mercado, permitiendo desarrollar tecnología con alta fiabilidad y costos competitivos. Es preciso obtener los apoyos necesarios para mejorar la fiabilidad de los aerogeneradores pequeños para todo tipo de aplicaciones y desarrollar la estandarización y tecnología de fabricación en masa, que permita bajar los precios.



## 4. SOSTENIBILIDAD Y MEDIO AMBIENTE

En la actualidad, dejar a las futuras generaciones un medio ambiente apto para la continuidad de la civilización se ha convertido en una de las principales preocupaciones de la humanidad. En el marco de la globalización de las economías no es posible estar al margen de esta preocupación. En estos días, los consumidores son más exigentes, tanto en la conservación de los recursos naturales y en la protección del medio ambiente, como en la calidad de los productos y servicios que reciben. Por tal motivo, la industria enfrenta el reto de producir con alta calidad y satisfacer las expectativas de los consumidores y de otras partes interesadas en el tema de la protección del medio ambiente.

El impacto ambiental de un producto inicia con la extracción de las materias primas y termina cuando la vida útil del producto finaliza, convirtiéndose en un residuo que ha de ser gestionado adecuadamente. Durante la fabricación, las empresas deben evaluar el impacto ambiental que tiene su proceso, además tienen la responsabilidad sobre el impacto que ocasionan las partes involucradas en el proceso hasta que el producto llega al cliente consumidor, (por ejemplo proveedores, distribuidores y consumidores).

Las centrales eólicas ofrecen, desde el punto de vista ambiental, varias ventajas comparativas sobre las centrales térmicas convencionales que utilizan carbón, derivados del petróleo o gas natural. No utilizan combustibles, no emiten contaminantes del aire ni gases de efecto invernadero, ni producen residuos tóxicos o consumen agua o recursos naturales escasos. Asimismo, en comparación con las centrales nucleares, la energía eólica no genera ningún residuo peligroso, ni presenta riesgos de accidentes en gran escala como el ocurrido en el caso de Chernobil o Three Mile Island. Sin embargo las centrales eólicas generan algunas preocupaciones desde el punto de vista ambiental y de la comunidad. Por ejemplo, las máquinas eólicas generan ruido y pueden ser visualmente molestas para las personas que viven cerca de ellas, también afectar el hábitat provocando daños a la fauna y flora silvestre.

Se deben regular los Estudios de Impacto Ambiental (EIA) de las centrales eólicas. En México los requerimientos son dispares. En Dinamarca, Islandia, Alemania, Francia y Finlandia no se requiere el EIA para proponer una central eólica. En Holanda, Suecia, Grecia y Reino Unido la legislación la ha elevado a nivel nacional el requerimiento de un EIA. En Italia y España se requiere en varía de región en región.

En México se ha iniciado la regulación federal, la SEMARNAT ha promulgado guía de niveles de ruido para centrales eólicas. Algunos impactos ambientales del aprovechamiento de la energía eólica son los factores visuales y paisajista, ruido e interferencia electromagnética. Aunque ninguno de esos efectos dura más que la vida operacional del sistema, ellos son generalmente tan significativos como los efectos sobre la ecología en la formación de opinión del público y determinan si una propuesta

de instalación de una central eólica obtendrá autorización para concretarse. Efecto sobre la ecología, en este contexto, abarca todos los efectos materiales sobre la flora y la fauna. Corrientemente incluye efecto sobre aves y murciélagos, sobre tipos de vegetación no tradicional o rara y cambios sobre la hidrología local.

Vamos a analizar los diferentes efectos ambientales que puede producir un aprovechamiento masivo de la energía eólica para la generación de electricidad, como son las denominadas centrales eólicas. Para la discusión de los efectos ambientales locales de la energía eólica vamos a diferenciar entre aspectos que afectan la percepción o el comportamiento humano de aquellos que afectan la ecología. Entre los primeros están el uso de la tierra, el impacto visual, el ruido, las interferencias electromagnéticas, la salud y seguridad, los recursos arqueológicos y paleontológicos, y aquellos con implicancias socio económico. Entre los segundos están los efectos sobre la fauna y la flora, la erosión del suelo, la alteración de la calidad del agua y del aire, los desechos sólidos y peligrosos y el consumo de materiales y energía.

## 4.1 Aspectos ambientales

Como el resto de energías renovables, la eólica es una fuente de electricidad “limpia”, inagotable y autóctona, lo cual representa importantes ventajas ambientales y socioeconómicas. Esto no quita que, como cualquier otro sistema de generación eléctrica, esta fuente de energía tenga impactos negativos sobre el medio ambiente. No obstante, hoy en día el balance resulta mucho más que positivo en comparación con las energías tradicionales que emplean combustibles fósiles o radiactivos.

Proporcionalmente y según algunos estudios de Unión Europea basado en un sistema de “ecopuntos” en el que se valoraban los efectos ambientales sobre los medios atmosférico, hídrico y terrestre asociados a la generación de un kWh. desde el principio hasta el final del proceso que lleva a su obtención, producir un kilovatio-hora con aerogeneradores tiene un impacto ambiental:

- 4 veces menor que con gas natural
- 10 veces menor que con plantas nucleares
- 20 veces menor que con carbón, diesel o combustóleo

Estos valores, excepción hecha de la generación eólica, serían indudablemente superiores si se tuvieran en cuenta otros efectos no considerados en el estudio, como la ocupación efectiva del territorio, el desmantelamiento de las instalaciones y la restitución de los terrenos a su estado original, la protección de la biodiversidad, la seguridad y salud laboral, el calor residual.

A diferencia de los sistemas de generación tradicionales, la energía eólica no genera residuos peligrosos radiactivos ni vierte a la atmósfera dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>), óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>) o partículas sólidas. El SO<sub>2</sub>, el NO<sub>x</sub> y los metales pesados son sustancias contaminantes con una importante incidencia en la salud de los ciudadanos y el medio ambiente, mientras que el CO<sub>2</sub> es uno de los

principales gases de efecto invernadero causantes del calentamiento de la Tierra, cuya reducción y control es uno de los mayores desafíos actuales de la Humanidad.

Una central eólica de 25 MW (potencia media de los instalados durante el año 2004) que funcione 24 horas equivalentes evitará al año la emisión a la atmósfera de 57,600 toneladas de CO<sub>2</sub>, 495 toneladas de SO<sub>2</sub>, 135 toneladas de NO<sub>x</sub> y 99 toneladas de otras partículas, que sí habrían sido lanzadas a la atmósfera en el caso de que esa misma energía generada lo hubiese sido mediante la combustión de carbón en una planta termoeléctrica convencional. No obstante, esta no es la única ventaja ambiental de la energía eólica.

Este sistema de generación solo requiere de un recurso gratuito e inagotable como es el viento, por lo que nunca tendrá nada que ver con impactantes explotaciones mineras, enfermedades de vía respiratorias y piel, sistemas complicados y delicados procesos de transformación de energía eléctrica, mareas negras, construcción de gasoductos, problemas de transporte, accidentes radiactivos o almacenamientos subterráneos donde se almacenan isótopos residuales durante miles de años.

Aun así, las centrales eólicas no dejan de causar unos impactos medioambientales que deben tenerse en cuenta para ser mitigados en la medida de lo posible.

#### 4.1.1 Uso de la tierra

Si bien las instalaciones eólicas necesitan de grandes áreas para su instalación solo usan en forma efectiva una pequeña porción del terreno (1 a 10 %), por ejemplo una central de 50 MW puede ocupar un área de 6.07 km<sup>2</sup> pero la superficie necesaria para instalar los equipos será de 0.7 a 0.75 km<sup>2</sup>, dejando el resto disponible y compatible con otros usos. Por otra parte, generalmente las centrales eólicas están localizadas en áreas rurales o remotas previamente no desarrolladas. Estos factores tienen implicancias ambientales únicas para el uso de la tierra, impacto visual, sonoro, biológico y consideraciones socio culturales en general diferentes a las de las centrales eléctricas convencionales. Alrededor del 99% del área empleada para instalar una central eólica está físicamente disponible para ser usado con otros fines, inclusive el fin que tenía antes de la instalación que pueden ser agricultura o ganadería.

La instalación de centrales eólicas supone un impacto limitado sobre el suelo, ya que la superficie afectada se reduce a las zapatas de los aerogeneradores, plataformas de montaje y mantenimiento, edificios auxiliares (subestación, etc.) y los caminos de acceso. Los impactos ocasionados se consideran poco significativos y en todo caso reversibles con las adecuadas medidas de restauración.

#### 4.1.2 Deterioro del paisaje

Las centrales eólicas deben estar en áreas expuestas a fin de que sean comercialmente viables y por lo tanto están visibles. La reacción a la vista de una central eólica es

altamente subjetiva. Algunas personas lo ven como un símbolo de bienvenida a una fuente limpia de energía y otras la ven como una adición no deseada al paisaje.

La industria ha desarrollado un esfuerzo considerable para integrar cuidadosamente las centrales eólicas con el paisaje. Fotomontaje generado por computadora, animación y aún vista panorámica, junto con mapas la influencia visual, proveen predicción objetiva de la apariencia de una central eólica. Una turbina eólica de 1.5 MW luce ligeramente diferente que una máquina de 250 kW, así que la tendencia a disponer de máquinas de mayor potencia, paradójicamente, reduce el efecto visual subjetivo de una dada capacidad instalada.

La mayoría de los aerogeneradores son actualmente instalados sobre esbeltas torres de acero tubular, las cuales son para la mayoría de las personas estéticamente más agradables que las torres de celosía clásicas de las líneas de alta tensión.

En cualquier caso, es evidente que hay lugares en el mundo que cuentan con una belleza de la naturaleza incomparable, sitios histórico, cultural, turístico, en donde no se deberían instalar aerogeneradores. Además es de esperar que este impacto aumente cada vez más, según vaya creciendo el número de centrales eólicas en el mundo, por lo que requiere de atención. Aunque esto podría mitigarse con el reemplazo de máquinas más potentes en los parques existentes (“Repotenciación” o repowering). En zonas con altitud sobre el nivel del mar superior a los 1,500 metros, el análisis ambiental deberá extremarse.

En las zonas donde se han instalado las centrales eólicas han generado tormentas eléctricas más frecuentemente, ya que las palas atraen rayos y las pendientes pronunciadas acentúan más el alto riesgo de impacto en estas zonas alejadas, generalmente de los medios de protección contra incendios, en algunos casos la temporada invernal influye en las actuaciones de las aerogeneradores, ya que algunas veces al iniciar su operación pueden ocasionar serios percances por el desprendimiento de hielo acumulado en las palas. Todos estos factores sugieren que se estudie meticulosamente, tanto por parte de las autoridades ambientales como de los promotores eólicos, la instalación de parques en estas zonas, en su mayor parte de alto valor natural.

#### 4.1.3 Interferencia Electromagnética

Las ondas de radio y las microondas son usadas para una variedad de propósitos en comunicación. Cualquier estructura grande que se mueva puede producir interferencia electromagnética (IEM). Los licas pueden causar IEM por reflexión de la señal en las palas del rotor y por lo tanto un receptor cercano puede captar señal directa y reflejada. La interferencia ocurre porque la señal reflejada sufre un retraso debido a la diferencia en la longitud del camino recorrido y un corrimiento Doppler debido al movimiento de las palas. La IEM es más severa para palas metálicas, que son fuertemente reflectantes y menos para palas de madera las cuales son fuertemente absorbentes. Las palas más modernas de plástico reforzado con fibra de vidrio son

parcialmente transparente a las ondas electromagnéticas y por lo tanto tienen un efecto intermedio en la IEM.

Las señales típicas de comunicaciones civiles y militares que pueden ser afectadas por IEM incluyen las de estaciones de TV y radio, las comunicaciones de microondas y de telefonía celular, y varias señales de los sistemas de control de navegación y tráfico aéreo.

Al diseñar una central eólica, los problemas que afectan los sistemas de microondas y comunicaciones de aviación son determinantes y deben ser eliminados. La interferencia con un número pequeño de receptores de televisión domésticos, es un problema ocasional, pero es corregible usando técnicas que no son muy caras tales como el uso de transmisores y/o receptores más direccionales.

#### 4.1.4 Efectos sobre las aves

La colisión de las aves con los aerogeneradores o las molestias causadas a la avifauna por la construcción y funcionamiento de una central eólica constituyen en realidad impactos bastante limitados. Sin embargo, suelen tener cierta importancia en lugares especialmente valiosos para el paso o la nidificación de las aves.

La ocupación del espacio aéreo por los aerogeneradores implica un peligro de probabilidad no bien conocida de colisión por parte de la avifauna. Al realizar un estudio de avifauna en el área escogida, da a conocer las zonas de paso de aves migratorias y el señalamiento de la diversidad de especies tanto locales como migratorias.

Con el estudio avifauna dependerá la altura del buje como el diámetro de radio de barrido del aerogenerador se tendrían las especies con mayor vulnerables ante la central eólica.

Con respecto a la inevitable afección de especies locales o migratorias las nuevas centrales eólicas han promocionado una serie de medidas correctoras que se concatenan en:

- Un Plan de Vigilancia con control de colisiones durante la explotación.
- El control de carroñas.
- El traslado o cambio de velocidad de arranque en los aerogeneradores que se demuestren especialmente conflictivos.

Estas medidas han logrado una disminución de colisiones con los aerogeneradores existentes. Hasta el momento no se ha detectado la necesidad de modificar ninguna de las determinaciones de las declaraciones de impacto ambiental relativas a los proyectos de las centrales eólicas en relación con su posible afección a la avifauna y a los ecosistemas.

## 4.1.5 Magnitud del impacto de los parques eólicos en aves y murciélagos

Aunque hay grandes centrales eólicas en funcionamiento y una cantidad aproximada de 670 centrales eólicas en el mundo, la información publicada sobre el impacto de éstos sobre las aves y los murciélagos se basa en algunas centrales eólicas. Con la información disponible, parece que la mortalidad directa producida por colisión con los aerogeneradores es inferior a la ocasionada por otras infraestructuras humanas. Además, parece que existe una gran variabilidad en la mortalidad detectada entre centrales eólicas. No obstante, es complicado aproximarse al impacto real ya que existe una gran falta de transparencia en los seguimientos del impacto por parte de las compañías y las administraciones, además en ocasiones la metodología empleada no es la adecuada. En cualquier caso pequeñas tasas de mortalidad pueden ser críticas para especies amenazadas o con productividades muy bajas.

Con la información disponible se pueden hacer las siguientes aproximaciones:

- 1) La tasa de mortalidad por aerogenerador y año varía entre 0.63 y 10 aves en Estados Unidos (NWCC, 2004). En España, varía entre 1.2 en Oíz (Vizcaya; Unamuno et al., 2005) y 64.26 en el PE El Perdón (Navarra; Lekuona, 2001). Esto supone que en España podrían morir entre 19,000 y un millón de aves por año al colisionar con los aerogeneradores.
- 2) Hay indicios que sugieren que la mortalidad de aves en las centrales eólicas se correlaciona positivamente con la densidad de aves (Everaert, 2003).
- 3) Determinadas características del paisaje, principalmente el relieve pueden aumentar la mortalidad en las centrales eólicas. La ubicación en crestas, valles, en pendientes muy pronunciadas, cerca de cañones y en penínsulas y estrechos pueden producir una mayor mortalidad entre las aves (Orloff y Flannery, 1992; Anderson et al., 2000; Kingsley y Whittam, 2007).
- 4) Las malas condiciones climatológicas, principalmente los días nublados o con niebla, aumentan la mortalidad de aves (Kingsley y Whittam, 2007), como ya ocurre con otro tipo de instalaciones humanas (Case et al., 1965; Seets y Bohlen, 1977; Elkins, 1988).
- 5) Las centrales eólicas generan importantes molestias a las aves, en especial en aves marinas y en aves esteparias (Kingsley y Whittam, 2007).
- 6) La mortalidad así como otros efectos negativos provocados por una central eólica pueden depender de la cantidad de hábitat adecuado presente en la zona ya que la escasez de hábitat obliga a las aves a estar más cerca de los aerogeneradores (Landscape Design Associates, 2000).

- 7) Los aerogeneradores situados en los bordes de una alineación tienen un mayor riesgo de colisión, al evitar las aves pasar entre los aerogeneradores (Orloff y Flannery, 1992; Dirksen et al., 1998).
- 8) Los aerogeneradores tubulares parecen presentar una menor mortalidad que los de celosía, sin embargo, no se han demostrado diferencias en la mortalidad de otros avances tecnológicos (Orloff y Flannery, 1992; Anderson et al., 2000).
- 9) Aunque por lo general los estudios se centran en los efectos de los aerogeneradores en las grandes rapaces se ha demostrado que un 78% de las aves muertas en Estados Unidos fueron paseriformes<sup>1</sup> protegidos (Erickson et al., 2001).
- 10) Parece que las aves invernantes tienen tasas de mortalidad con aerogeneradores superiores a las residentes (Kingsley y Whittam, 2007) y en especial se ven afectada las aves que migran (Johnson et al., 2002). La probabilidad de que las aves en migración colisionen con los aerogeneradores dependerá de varios factores, especialmente de la especie, de la topografía del lugar, de la climatología del día, de la hora en la que crucen por la central eólica (la altura de migración varía según el horario), de la cantidad de hábitat adecuado para el reposo, de la densidad de migración por la zona, etc. (Kerlinger, 1995; Richardson, 2000; Robbins, 2002; Langston y Pullan, 2002; Mabey, 2004).
- 11) Aunque hay pocos estudios al respecto, parece que el tamaño del aerogenerador no influye en la tasa de mortalidad en aves (Howell, 1995), aunque varios autores alertan de que si se aumenta más la altura de los mismos podría aumentarse la tasa de mortalidad al interceptar la altura de vuelo de las aves que realizan migraciones nocturnas (Kingsley y Whittam, 2007).
- 12) Las luces de señalización blancas atraen más a las aves que las rojas (U.S. Fish and Wildlife Service, 2003) llegando incluso a hacerlas girar alrededor de las mismas (Gauthreaux y Belser, 1999; Gauthreaux, 2000) aumentando nivel de riesgo de colisión.

En el caso de los murciélagos la información existente es aún menor que para las aves al haber despertado menor interés por parte de las administraciones y los científicos, y por la mayor complejidad de trabajar con este grupo animal. De forma también sucinta se pueden dar las siguientes aproximaciones:

---

<sup>1</sup> Los **paseriformes** (*Passeriformes*) son un gran orden de aves que abarca a más de la mitad de las especies de aves del mundo. Los paseriformes se conocen comúnmente como **pájaros** y a veces **aves canoras**.

- 1) Se ha confirmado la muerte de veinte especies de murciélagos europeos y Eurobat considera que son 21 las especies potencialmente afectadas por la colisión con los aerogeneradores (Rodríguez et al., 2008).
- 2) La mayoría de muertes de murciélagos aumenta en el comienzo del verano y en el otoño (Alcalde, 2003; Johnson et al., 2003) y frecuentemente son especies migratorias (Ahlén, 1997 y 2002; Johnson et al., 2003; Petersons, 1990). Aunque las especies sedentarias también se ven afectadas (Arnett, 2005; Brinkmann et al., 2006).
- 3) En las centrales eólicas en los que se han utilizado metodologías adecuadas para detectar las colisiones con los murciélagos se ha estimado su mortalidad entre 6.3 y 99 murciélagos por aerogenerador por año, lo que supone una magnitud mayor que en el caso de las aves.

En cualquier caso es necesario tomar con precaución lo antes expuesto ya que la magnitud del problema apunta a ser muy superior a lo detectado. La subestima de la amenaza puede ser debida a los siguientes factores:

- 1) Se ha podido comprobar la ocultación de cadáveres por parte de trabajadores de las centrales eólicas, tal vez pensando que su puesto de trabajo dependa de las aves que mueren en el parque, disminuyendo la tasa de mortalidad obtenida en los planes de vigilancia.
- 2) Es conocido que no todos los aerogeneradores de un misma central eólica tienen la misma probabilidad de ocasionar muertes por colisión y sin embargo, en la mayoría de los estudios solo se sigue un porcentaje en aerogeneradores de menor capacidad.
- 3) La metodología empleada suele ser inadecuada para localizar aves de pequeño tamaño y murciélagos.
- 4) En la mayoría de los casos publicados no se evalúa regionalmente el impacto, de alguna forma se fracciona la evaluación sin tener en cuenta otras centrales eólicas próximas.

Algunos ejemplos pueden dar una idea de que la magnitud del problema puede ser muy superior:

En un núcleo poblacional de 60 a 70 parejas de águila real (*Aquila chrysaetos*), con presencia de numerosos polígonos de energía eólica, se registró la muerte de 30 a 40 ejemplares de la especie cada año, los aerogeneradores causaron el 42% de las muertes totales de las águilas reales (Hunt, 2002).



Tras analizar 23 informes semestrales de seguimiento pertenecientes a 15 centrales eólicas de Soria, llevados a cabo básicamente entre 2005 y 2006, se identificaron 143 buitres leonados muertos.

Algunos parques eólicos como Las Aldehuelas se encontraron 29 cadáveres de buitres, en Urano 28 cadáveres y en Bordecorex Norte 32 cadáveres (Biovent energía, S.A., 2006a, 2006b; Endusa 2006; Portulano 2006a, 2006b, 2007; Biovent energía, s.a. 2007). En Soria hay 732 aerogeneradores en funcionamiento y la tasa de mortalidad de los buitres leonados en las centrales analizadas es de 0.31 buitres/aerogenerador/año, por lo que la mortalidad anual podría rondar los 226 buitres muertos al año. Por ello, es urgente analizar todos las centrales eólicas de la provincia de Soria con estudios que abarquen todos los aerogeneradores.

De la misma forma en otros estudios en los que se estudiaban a la vez varios parques en una misma región han encontrado tasas de mortalidad muy altas, por ejemplo en Navarra (Lekuona, 2001). En Castellón se han paralizado dos centrales eólicas en los términos municipales de Villafranca del Cid, Ares del Maestre y Castellfort por su alta mortalidad de buitres leonados.

Finalmente, en Cádiz se ha demostrado una importante mortalidad de alimoches, especie considerada En Peligro de Extinción, por colisión con aerogeneradores (COCN et al., 2008), con al menos 8 ejemplares muertos.

Por lo tanto, parece claro que la localización de una central eólica determina de forma importante el impacto que puede tener, por lo que se requiere llevar a cabo adecuadas evaluaciones ambientales.

#### 4.1.6 Ruido

A 200 metros de un aerogenerador se puede percibir un ruido moderado de unos 50 decibelios, algo así como el ruido existente en una oficina. Cuando las velocidades de viento son altas el propio ruido ambiente enmascara el originado aerodinámicamente por las palas del aerogenerador. Para velocidades de viento bajas el ruido que se percibe con más intensidad debido a los componentes del nacelle en rotación. Sin embargo, hoy en día, es en gran parte atenuado por las mejoras en la calidad de los mecanismos y en los tratamientos superficiales de las piezas que constituyen el tren de potencia del aerogenerador.

Las centrales eólicas modernas son bastante silenciosas y lo serán más en el futuro. Cuando se planifica una central eólica, se debe prestar especial cuidado cualquier sonido que pueda ser escuchado desde el exterior de las casas vecinas. Adentro de las casas el nivel será mucho menor, aún con las ventanas abiertas. Es potencial efecto del sonido es usualmente evaluado estimando el nivel sonoro que será alcanzado cuando el viento sople desde el aerogenerador hacia las casas.

Anteriormente (hace 10 años) los aerogeneradores producían más ruidoso que las actuales. Se ha puesto mucho esfuerzo para crear la presente generación de

aerogeneradores como máquinas silenciosas a través tanto del diseño de las palas como el de las partes mecánicas.

#### 4.1.7 Impactos en el mar

En el caso de las instalaciones marinas, la separación de la costa determinará el impacto visual o el ruido, pudiendo disminuir o desaparecer alguna de estas afecciones. Por otro lado, puede que el impacto para las aves y otras especies marinas sea importante, lo que deberá ser evaluado a la hora de elegir el emplazamiento para las centrales eólicas marinas.

Los modernos aerogeneradores recuperan rápidamente la energía invertida en su fabricación, instalación, operación, mantenimiento y desmantelamiento. Según los resultados de un estudio del análisis del ciclo de vida llevado a cabo por la Danish Wind Industry Association, para un aerogenerador de 600 kW que funcione al año 2,400 horas equivalentes, el período de retorno energético (o pay-back) es de unos 3 meses. Es decir, el aerogenerador genera unas 80 veces más energía de la que ha consumido a lo largo de su vida.

Una central eólica puede generar otros impactos que, sin ser de carácter ambiental, también deben ser tenidos en consideración. Estos son:

- La interferencia electromagnética en la recepción de señales de telecomunicaciones que, exceptuando en áreas de uso militar donde existen zonas donde se prohíbe expresamente la ubicación de aerogeneradores por razones de seguridad nacional debido a las incertidumbres ocasionadas en las pantallas de los radares de vigilancia, en general son fácilmente remediabiles, sobre todo en las de TV, mediante la instalación de discriminadores de frecuencias.
- La afección en la navegación aérea, ya sea por el obstáculo que representan en sí mismos los aerogeneradores o por su influencia sobre las instalaciones radioeléctricas de ayudas a la navegación. El Decreto 584/1972 de servidumbres aeronáuticas en su artículo 8º establece que deberán considerarse como obstáculos los que se eleven a una altura superior de 100 metros sobre planicies o partes prominentes del terreno o nivel del mar dentro de aguas jurisdiccionales y que las construcciones que sobrepasen tal altura, al igual que para todas las situadas en las zonas de Servidumbres Aeronáuticas (definidas para cada aeropuerto o instalación radioeléctrica), deberán ser comunicadas a la Dirección General de Aviación, para que por ésta se adopten las medidas oportunas a fin de garantizar la seguridad en la navegación aérea. Recientemente, se ha fomentado la aprobación de las normas para señalamiento e iluminación de aerogeneradores.

## 4.2 Impactos Potenciales del Parque Eólico

Con la identificación de impactos se pretende establecer una completa relación de acciones que puedan tener efectos sobre el entorno, aunque posteriormente estos efectos no sean significativos.

Habitualmente, en la identificación de las acciones del proyecto potencialmente impactantes sobre el medio se diferencian tres fases del proyecto, cada una de las cuales suele tener diferentes tipos de impactos, y diferente magnitud de los mismos: construcción, explotación y abandono.

### 4.2.1 Fase de construcción

Aunque se trata de una etapa reducida en el tiempo, concentra en ella gran parte de los impactos que genera un parque eólico. En esta fase hay que realizar las operaciones necesarias para permitir el acceso al parque y llevar a cabo todo el montaje del parque eólico. Para ello se utiliza numerosa maquinaria: buldózer, retroexcavadora, moto niveladora, rodillos, hormigonera, camiones, bombas de concreto y grúas.

Los principales materiales que serán utilizados en las obras son: concreto, estructuras metálica de acero, etc. Las acciones del proyecto que generarán efectos sobre el medio serán:

Creación, adecuación de accesos y viales

Esta acción del proyecto implica movimientos de tierras, explanaciones y/o adecuación de márgenes del camino de acceso que implica efectos sobre el medio centrados en:

- Pérdida de suelo.
- Alteraciones geomorfológicas.
- Alteración del paisaje.
- Destrucción de cubierta vegetal.
- Posible alteración de yacimientos arqueológicos.
- Acentuación de procesos erosivos.
- Calidad del aire, de menor entidad, por emisión de partículas y ruidos, e indirectamente, molestias a la fauna.

### 4.2.2 Cimentaciones

Las dimensiones de la zapata, para una torre de 78 m de altura, son de 13 x 13 m cada una, con una profundidad de excavación de 2.10 m, de los que 1.2 m se corresponde a cimentación y el resto 0.9 a relleno con material de excavación. La longitud de las palas es de 44 m. La afección de la zona tendrá un carácter permanente, se limita al área ocupada por la zapata, que quedará completamente enterrada.

Para la construcción de las mismas será necesario disponer de una franja alrededor de la excavación para acopiar el material extraído y la tierra vegetal, considerándose suficiente con un ancho de 3.0 m en todo el perímetro. Por tanto, durante las obras se ocupará temporalmente una zona de forma cuadrada de 19 m de lado (Figura 4.1).

La construcción de los cimientos tendrá los siguientes efectos:

- Pérdida de suelo.
- Destrucción de la cubierta vegetal.
- Alteración del paisaje.
- Posible generación de escombros y sobrantes de excavación.
- Emisiones de polvo.
- Generación de ruidos y molestias a la fauna.
- Alteración de afloramientos rocosos.
- Acentuación de procesos erosivos y riesgos geológicos.
- Posible alteración de yacimientos arqueológicos.

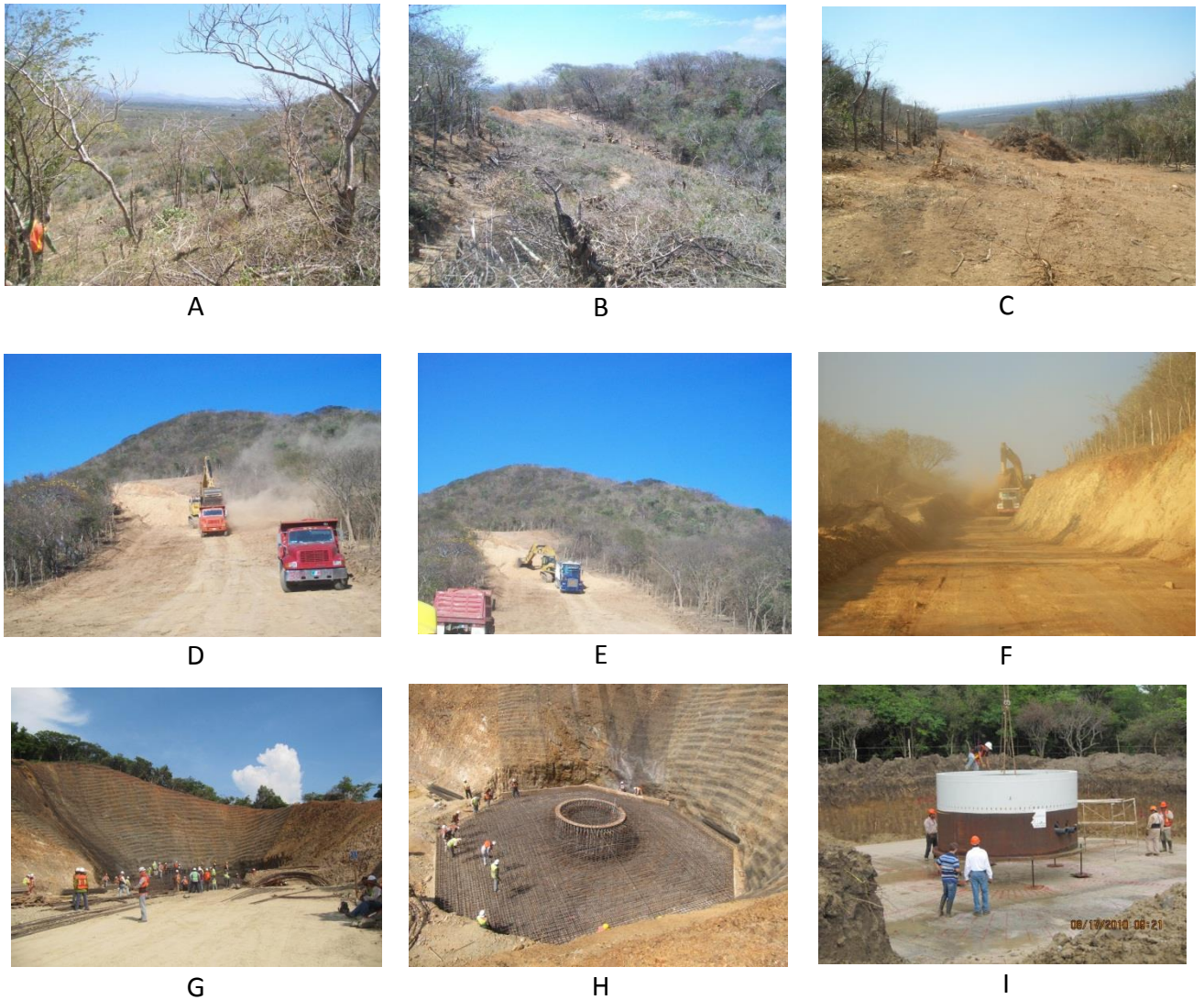


Figura 4.1 Procesos de A) Terreno natural, B) Desmonte de terreno, C) Terreno despalmado, D), E) y F) Relleno y compactación, G) pérdida de terreno, H) Cimentación de corono de pernos y G) Cimentación de virola

## 4.2.3 Plataformas de montaje

Las dimensiones mínimas para las plataformas son de 25x35 m, lo que corresponde con la ocupación de entre 875 m<sup>2</sup> (Figura 4.2).

Los efectos serán:

- Pérdida de suelo.
- Alteración de afloramientos rocosos.
- Destrucción de la cubierta vegetal.
- Acentuación de procesos erosivos y riesgos geológicos.
- Alteración del paisaje.
- Posible alteración de yacimientos arqueológicos.
- Emisiones de polvo.
- Generación de ruidos y molestias a la fauna.

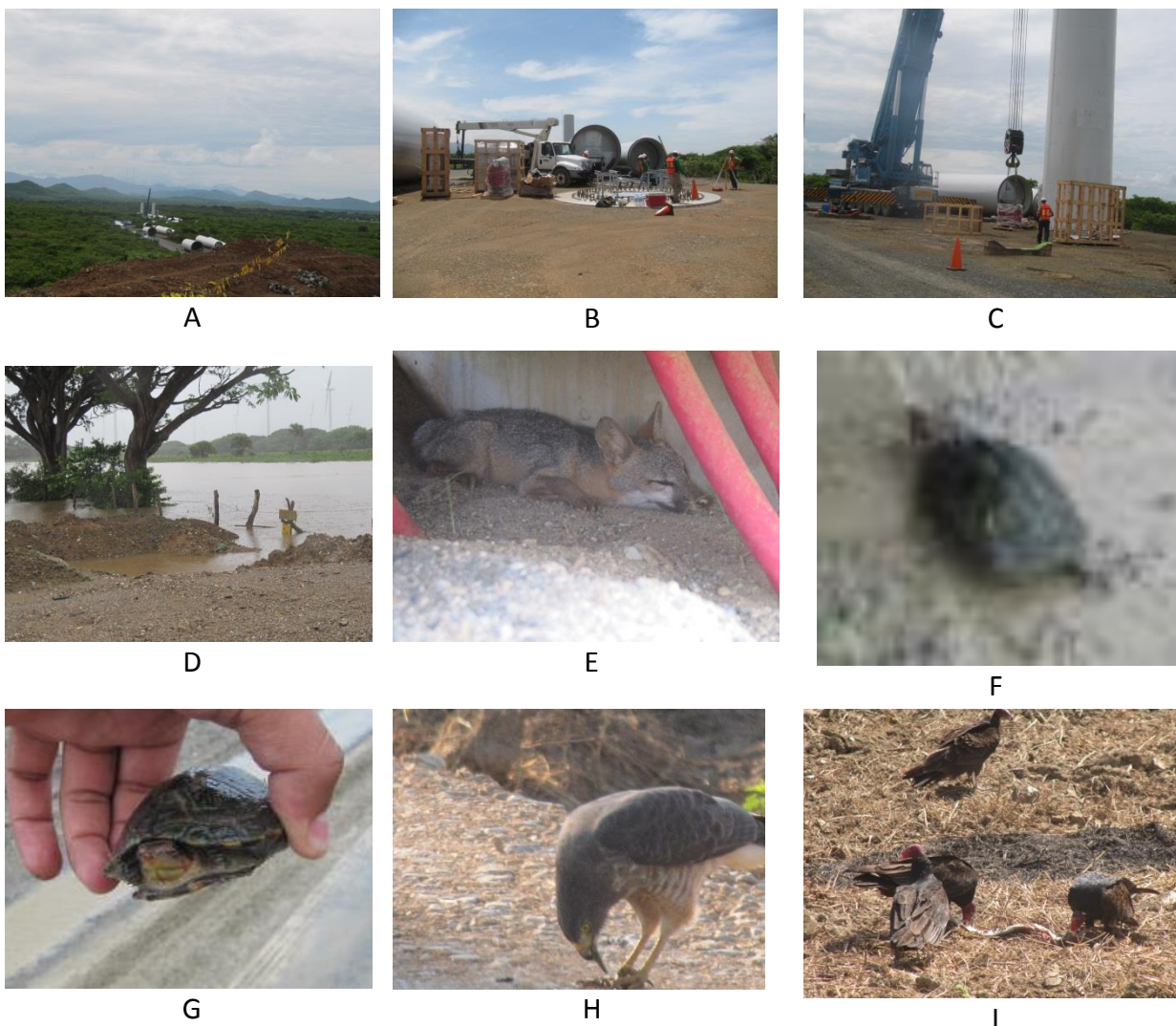


Figura 4.2 Afectaciones ambientales por, A) y B) Plataforma de suministros, C) Plataforma para montaje de torre de aerogenerador, D) Inundaciones por la construcción de caminos, E) Zorro escondido debajo de transformador de media tensión, F) Y G) Tortuga rescatada en camino de suministro, H) Aguililla caminera alimentándose en camino de suministros, I) Zopilotes comiendo víbora atropellada.

## 4.2.4 Zanjas

Las canalizaciones para cableado interior de la central eólica alojarán el cableado de 30 kV que sirve para transportar la energía generada así como el cableado para comunicación interna y de tierra general de la central eólica.

La interconexión se realizará entre los aerogeneradores y la subestación, utilizando las márgenes de los viales y camino de acceso para su trazado (Figura 4.3).

La construcción de estas zanjas implica el movimiento de tierras cuyos efectos más destacables son:

- Pérdida de suelo.
- Alteración de afloramientos rocosos.
- Destrucción de la cubierta vegetal.
- Acentuación de procesos erosivos y riesgos geológicos.
- Posible alteración de yacimientos arqueológicos.
- Emisiones de polvo.
- Generación de ruidos y molestias a la fauna.



A



B



C



D

Figura 4.3 Afectaciones por Bus, A) Utilización de maquinaria para realizar zanja para bus de media tensión, B) Colocación de bus de media tensión, C) y D) Yacimientos arqueológicos.

## 4.2.5 Incremento de tráfico

La construcción de la central eólica supone un modesto tránsito de vehículos pesados por las carreteras del entorno. Se ha descartado la posibilidad de que implique efectos apreciables sobre la fluidez o la seguridad de la carretera.

De este tránsito se desprenden los siguientes efectos:

- Emisión de polvo en el camino de acceso
- Generación de ruidos

## 4.2.6 Empleo

Las labores a desarrollar en la construcción de la central eólica conllevan la contratación de personal o empresas que directa o indirectamente participen en los trabajos. Durante la fase de obras de la central eólica (fabricación, montaje, instalación y puesta en marcha) será necesaria la realización de 4 a 6 subcontratas (maquinaria, obra civil, cableado, montaje, etc.), mientras que durante la vida útil de la instalación será necesaria la contratación de personal.

En cuanto al sector servicios, previsiblemente será necesario el alojamiento y alituallamiento de los trabajadores durante el período de obras.

## 4.2.2 Fase de explotación

Evidentemente se trata de la fase más extensa del proyecto. En esta fase los impactos potenciales son menos numerosos, pero tienen mayor incidencia temporal, lo que los hace, en principio, más importantes ambientalmente.

### 4.2.2 .1 Presencia de la Central Eólico

Por esta actuación se entiende el levantamiento en el área de unos elementos ajenos e impropios del mismo.

La instalación de un cierto número de aerogeneradores, que integran cualquier central eólica se supone la presencia de unos elementos ajenos al paisaje presencia física de estos elementos en el territorio son:

- Alteración del paisaje.
- Pérdida de hábitat para la fauna.

### 4.2.2.2 Movimiento de las palas

Durante la vida útil de la central eólica, la velocidad del viento permite el aprovechamiento de su energía a través del movimiento de las palas. Este movimiento

genera ruidos, tanto mecánicos como aerodinámicos, supone un riesgo potencial de colisión para la avifauna y los quirópteros con las palas.

Los efectos serán, por tanto:

- Generación de ruidos.
- Riesgo de colisión de aves y quirópteros.

#### 4.2.2.3 Generación de residuos

El funcionamiento de los aerogeneradores genera residuos considerados peligrosos según la Orden MAM/304/2002, de 8 de febrero, por la que se publican las operaciones de valoración y eliminación de residuos y la lista europea de residuos (BOE núm 43, de martes 19 de febrero de 2002).

El movimiento de los engranajes de los aerogeneradores precisa aceites lubricantes que pierden sus propiedades y deben cambiarse periódicamente. Esto supone la generación de aceite usado, residuo peligroso, junto con envases de aceites, y absorbentes y estopas o trapos (Figura 4.4).



A



B



C



D

Figura 4.4, Afectaciones durante la operación de la central eólica, A) Escombros mal manejados, B) Filtros de maquinaria en sitio, C) Padecería de ducto de comunicaciones y C) Derrame de aceite de vehículo.

#### 4.2.2.4 Generación de energía

Un parque instalado sus efectos son positivos, provenientes de la generación de energía, son por una parte socioeconómicos (generación de empleo, inversiones, producción de energía útil para el desarrollo), y por otra, ambientales en sentido



amplio (reducción de la contribución del sector eléctrico a la generación de contaminantes incluidos en el Protocolo de Kyoto).

#### 4.2.3 Fase de finalización de actividad

El proyecto tiene una vida útil estimada de 20 años. No obstante, es muy probable que gracias a un adecuado mantenimiento este período sea más extenso. Después del mismo se plantean las siguientes opciones:

- Remodelación o renovación de la central eólica, con un mantenimiento de los efectos ambientales creados en la fase de explotación, aunque es de suponer una mejora en la integración ambiental de la central eólica en base a los conocimientos que se adquieran tanto en prevención como en corrección de impactos.
- Desmantelamiento de la central eólica e instalaciones anexas, tras la que dejarían de operar los efectos de la fase de explotación y desaparecerían todos los impactos generados en la fase de explotación. Con un adecuado desmantelamiento y restauración.
- Abandono de aerogeneradores e instalaciones anejas, con una fuerte incidencia paisajística.

Considerando que la primera opción implica un nuevo proyecto y por tanto no son acciones derivadas de éste, y que la segunda supondría una recuperación aproximada de la situación actual, se ha optado por evaluar únicamente la tercera, por tratarse de la posibilidad realmente impactante.

El abandono de la instalación tendría como efecto la presencia de una infraestructura sobre el medio sin ofrecer ningún servicio a la sociedad, lo que implicará la permanencia de gran parte de los impactos que se ocasionaron en la fase de explotación, aumentados por el deterioro y falta de mantenimiento.

Los impactos derivados del abandono de las instalaciones se manifestarán en los siguientes factores del medio:

- Afecciones a la avifauna y quirópteros derivadas del riesgo de colisión con los aerogeneradores.
- Alteración del paisaje.

#### 4.3 Impactos potenciales de la línea eléctrica de transmisión

Como parte del proyecto, se identificarán los impactos de la Línea Eléctrica de Transmisión, distinguiendo las diferentes acciones de proyecto que se deben realizar para la ejecución las mismas.

#### 4.3.1 Viales de acceso

La cimentación e instalación de los apoyos de la línea requiere posibilitar el acceso de maquinaria hasta los puntos en los que se llevarán a cabo estas operaciones. Aunque una parte del trazado proyectado discurre próximo a caminos rurales, lo que hará mínima la necesidad de apertura de nuevos viales, esta acción del proyecto implica algunos movimientos de tierras, explanaciones, etc. cuyos efectos sobre el medio son los siguientes (Figura 4.5):

- Pérdida de suelo
- Destrucción de la cubierta vegetal
- Acentuación de procesos erosivos
- Modificación del paisaje
- Aunque en menor entidad, se presentan también efectos sobre la calidad del aire por emisión de partículas y ruidos, e indirectamente molestias a la fauna.



A



B

Figura 4.5 Despalme y desmonte de línea de transmisión, A) Desmonte de línea de transmisión de Oaxaca II, III y IV, B) Culebra rescatada en el despalme

#### 4.3.2 Operación de maquinaria

La presencia, operación y mantenimiento de maquinaria y vehículos de diversa índole implicados en la ejecución del proyecto supone la ocupación de suelo destinado a sus maniobras, estancia y mantenimiento, así como al acopio y uso de materiales de construcción. Los efectos son coincidentes con los de la creación de accesos, añadiéndose:

- Riesgo de contaminación de suelos por vertidos y/o derrames accidentales, tanto de aceites, combustibles, etc., como de excedentes de concreto, padecería, etc.
- Compactación de los horizontes del suelo.

#### 4.3.3 Cimentación de apoyos

Esta acción del proyecto supone la ejecución previa de labores de desbroce. Los efectos derivados de la cimentación de los apoyos puede concretarse en:

- Destrucción de la cubierta vegetal
- Alteración del paisaje
- Pérdida de suelo
- Generación de escombros y sobrantes de excavación
- Emisión de polvo
- Generación de ruidos y molestias a la fauna

#### 4.3.4 Tendido de cableado

Para el izado de los cableados, suele ser necesario, la creación de pasillos que faciliten esta labor. Por tanto se considera, que en aquellos tramos en que sea absolutamente necesario, se procederá al desbroce o poda de la vegetación de tipo arbustiva y arbórea. Los efectos de apertura del pasillo serán (Figura 4.6):

- Destrucción de la cubierta vegetal
- Alteración del paisaje
- Pérdida de suelo



Figura 4.6 Colocación de cable y afectación de paisaje

#### 4.3.5 Empleo

Las labores a desarrollar en la construcción de la línea eléctrica de alta tensión conllevan la contratación de personal o empresas que directa o indirectamente participen en los trabajos.

En cuanto al sector servicios, previsiblemente será necesario el alojamiento y avituallamiento de los trabajadores durante el período de obras.

#### 4.3.6 Fase de explotación

Aunque los efectos en esta fase son menos numerosos, presentan una mayor incidencia temporal lo que les hace, en principio, de más relevancia ambiental.

Los impactos que las líneas eléctricas generan son fundamentalmente, los derivados de la presencia física de los cableados y apoyos del tendido y del paso de la electricidad por los mismos.

Los impactos derivados de la presencia física de las líneas y la explotación de las mismas se manifestarán sobre los siguientes factores del medio.

- Afección sobre la avifauna derivada del riesgo de electrocución y colisión con los conductores.
- Alteración del paisaje
- Alteración de la calidad del aire por la presencia de campos electromagnéticos
- Mejora de la red de abastecimiento eléctrico con una fuente de energía renovable
- Generación de empleo, por su mantenimiento

#### 4.3.7 Fase de fin de actividad

El proyecto tiene una vida útil estimada de 20 años. No obstante, es muy probable que gracias a un adecuado mantenimiento este período sea más extenso. Después del mismo se plantean las siguientes opciones:

Remodelación o renovación de la línea, mantenimiento por tanto los efectos de la fase de explotación, aunque es de suponer una mejora en la integración ambiental de la central eólica en base a los conocimientos que se adquieran tanto en prevención como en corrección de impactos.

Desmantelamiento de la línea e instalaciones anexas, tras la que dejarían de operar los efectos de la fase de explotación y desaparición los impactos ambientales de esta fase.

#### 4.4 Recursos arqueológicos y paleontológicos

Cualquier tipo de proyecto que incluya limpieza de la vegetación, disturbio de la superficie de la tierra o excavaciones en ésta, tiene en potencia la posibilidad de afectar recursos arqueológicos o paleontológicos que pueden estar presentes en el área.

Los recursos arqueológicos o culturales son la evidencia estructural de la historia del desarrollo humano. Incluye recursos prehistóricos e históricos, así como recursos etnográficos que constituyen la herencia de un grupo cultural particular. También están asociados a los recursos culturales ciertos rasgos naturales de un lugar, así como plantas o especies empleadas con propósitos tradicionales, o para trazar el marco físico del entorno. Los recursos paleontológicos son los restos fosilizados o trazas de la evidencia de plantas y animales prehistóricos o aún restos humanos muy antiguos preservados en suelos o rocas.

La instalación de una central eólica, por su extensión y requerimientos, puede afectar estos recursos y es necesario realizar un estudio muy profundo antes de iniciar cualquier trabajo en la zona a fin de identificarlos y no interferir con los mismos.

## 4.5 ASPECTOS SOCIOECONÓMICOS

Para finales de 2014 Comisión Federal de Electricidad deberá satisfacer su objetivo de producción de energía renovable y cubrir la demanda de la energía consumida en México a partir del viento, tenido en operación comercial 9 Parques Eólicos en la zona sureste de nuestro país, con una generación promedio de 90 MW, aunque con una variación de aerogeneradores que conformen dichas centrales eólicas.

Como es de suponer, esto no ha sido tarea fácil y ha requerido el conocer una nueva tecnología de generación de electricidad capaz de satisfacer las demandas requeridas por los usuarios y buscar nuevas formas de producción de energía limpias, con un avance tecnológicos y con disipación de emprender el camino para el desarrollarla a gran escala, en pocos años. Así la energía eólica no es solo buena para la economía y la sociedad mexicana porque reduce la dependencia del uso del petróleo o el gas natural, también los es porque fomenta la creación de empresas y de empleo.

## 4.6 Otros efectos ecológicos

Efectos sobre otros ecosistemas terrestres resultan primariamente de la actividad constructiva de las centrales eólicas, tales como ocupación del suelo y disturbios hidrológicos. La escala de esos efectos va ser dependiente del tipo de ecosistema drenajes, técnicas de construcción y tiempo y prácticas de restauración.

Todos esos factores y las medidas de mitigación requeridas deben ser especificados en el proceso de evaluación del impacto ambiental. Ni los animales silvestres ni los domésticos deben ser afectados por una central eólica.

Algunos estudios han demostrado que las aves y otros animales tienden a evitar anidar o cazar en las cercanías de los aerogeneradores de las centrales eólicas. Además, actividades tales como construcción de caminos o la tala de árboles pueden destruir o alterar el hábitat y permitir el ingreso de especies no deseadas. El problema se complica cuando se toma en cuenta que algunos de los lugares potencialmente más atractivos para proyectos eólicos, están ubicados en áreas montañosas remotas que son residencia de muchas especies de plantas y animales.

Debido a estas preocupaciones, algunas áreas ecológicamente sensitivas (aunque no estén específicamente protegidas por la legislación vigente) deberían quedar fuera de los límites permitidos para los proyectos eólicos. En algunos casos, sin embargo, pueden existir alternativas para mitigar o compensar los impactos sobre el hábitat que puedan existir. Por ejemplo se podría invertir en acciones de remediación fuera del sitio tales como plantar árboles o la creación de hábitats para las especies desplazadas por los proyectos eólicos. Las medidas necesarias dependerán de la localización y de

las especies amenazadas y deberían determinarse en consulta con las agencias y organizaciones ambientales interesadas.

La importancia de la pérdida de vegetación asociada con un proyecto eólico por lo general depende del tamaño del área afectada y de si son afectadas plantas nativas sensibles. Dependiendo del diseño del proyecto, esos impactos típicamente afectan sólo de un tercio a un quinto de la superficie total del área de una central eólica. Dependiendo de la topografía del lugar, el diseño de rutas de acceso afectará la vegetación y producirá pérdidas. Las construcciones en áreas escalonadas pueden producir mayor disturbio a causa de que requiere más corte y rellenos extensivos y sistemas de caminos más complejos. La extensión de la limpieza del terreno depende de la velocidad del viento, duración y dirección, topografía, y la altura de los aerogeneradores y su ubicación. En áreas forestadas, se requiere la limpieza permanente de un ancho considerable a lo largo del corredor de los aerogeneradores.

Algunos proyectos eólicos provocaron la erosión del suelo. Por ejemplo en Tahachapi Pass, California, se han observado profundas cárcavas creadas por la fuerza del agua de lluvia al fluir libremente sobre los caminos de acceso y alrededor de las bases de los aerogeneradores. Este tipo de problema puede ser controlado mediante medidas apropiadas de conservación de suelos y control de erosión, las cuales deberán ser tenidas en cuenta en las etapas iniciales del proyecto. De hecho son el mismo tipo de medidas que deberían ser tenidas en cuenta al realizar cualquier construcción en un área vulnerable a la erosión. Las medidas contra la erosión incluyen la construcción de la cantidad mínima de caminos, el seguimiento tanto como sea posible del contorno natural del terreno y el restablecimiento rápido de las condiciones originales del suelo en cualquier lugar que sea alterado durante la etapa de construcción.

La erosión inducida por el viento puede crear partículas finas en el aire las cuales pueden ser adversas a la salud humana y reducir la visibilidad. La erosión inducida por el agua, además de remover el suelo y reducir su productividad, resulta en sedimentación en cursos de agua la cual degrada la calidad del agua, daña los recursos biológicos, y acelera el llenado de reservorios.

## 5 Perspectivas futuras

Definir el camino más adecuado para promover el desarrollo de la Energías Renovables en México ha sido un tema de discusión por muchos años, sin que exista a la fecha un claro consenso en algún sentido particular. Sin embargo, desde hace ya más de cuatro años, la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, en conjunto con la Asociación Nacional de Energía Solar (ANES) y con otras organizaciones públicas y privadas, y teniendo como referencia a la experiencia internacional, ha fomentado una discusión especializada y pública sobre este importante tema.

En particular, en mayo del 2001, organizado por la propia CONAE, el Instituto de Investigaciones Eléctricas y la Agencia Internacional de la Energía, se llevó a cabo en Cocoyoc, México, el encuentro de alto nivel denominado “Mejores prácticas en energías renovables, compartiendo experiencias para el desarrollo de mercados”. El objetivo de este encuentro internacional fue el de facilitar el diálogo entre actores nacionales e internacionales sobre perspectivas y oportunidades futuras para el desarrollo de las energías renovables en México.

En la reunión se realizó un amplio estudio y cuestionamientos de tecnológico, de los mercados y de las políticas públicas relacionadas a las Energías Renovables, se concluyó, de manera central, que, para ampliar el aprovechamiento de las Energías Renovables, el énfasis en este momento debe darse en la búsqueda de mecanismos de mercado para las mismas ya que, cuando menos para los aprovechamientos mini hidráulicos, de biomasa y de viento, la tecnología tiene un alto nivel de desarrollo y disponibilidad, lo que pone al desarrollo de tecnología como una prioridad secundaria si lo que se pretende es el aprovechar a las Energías Renovables.

Esta conclusión ha sido fundamental, ya que uno de los puntos de discusión centrales en el contexto de los encuentros organizados por la CONAE había sido el relacionado a las prioridades de las políticas públicas en México para el desarrollo de las Energías Renovables y sobre las cuales se han establecido dos posiciones muy claras: la que considera como central el concentrar los esfuerzos en el desarrollo de la tecnología y la que defiende la idea de que este desarrollo vendrá asociado a una mayor demanda de las Energías Renovables como resultado de las políticas de fomento.

A su vez, se estableció como elementos fundamentales de política para un desarrollo cabal de las oportunidades de las Energías Renovables en México, son siguientes:

- Un marco legal específico. Un marco legal específico que dé seguridad a inversiones y que haga que los proyectos obtengan financiamiento convencional.

- Un régimen especial de incentivos. Es necesario, para que las energías renovables puedan ampliar su participación en el mercado y como lo demuestra la experiencia internacional, que se establezca, bajo una lógica de “inversiones para el aprendizaje”, un régimen especial de incentivos.
- Finalmente, se estableció que se ha demostrado que, además de lo referido anteriormente, existen otros elementos que han probado su valor en la experiencia de los países que más han desarrollado su potencial de Energías Renovables.

Estos elementos son:

- Certidumbre en los plazos a los que se dan los financiamientos. Se considera que plazos entre diez y quince años serían los apropiados.
- Incentivos por desempeño y diferenciados. Se recomienda que los incentivos estén basados en desempeño (energía producida) más que en inversión (capacidad instalada) y que éstos no sean homogéneos, sino de acuerdo a tipo de energía renovable y tecnología de transformación.
- Normas técnicas. Se considera necesario que se aseguren la calidad de los equipos y sistemas, específicamente a través de especificaciones técnicas particulares.

## 5.1 El papel de los Gobiernos Estatales

Los estados y municipios pueden aprovechar a las energías renovables como recursos energéticos propios. Aprovechar la energía solar, viento, la minihidráulica, la biomasa y los residuos sólidos y líquidos (incluidos los desechos sólidos de la basura que pueden utilizarse para generar gas y electricidad) para generación de electricidad para usos propios está permitido desde 1992, cuando se llevan a cabo modificaciones a la Ley del Servicio Público de la Energía Eléctrica. Esto ha abierto la posibilidad de que localmente se busque el aprovechamiento de estos potenciales.

Por muchas razones más allá de lo que ya se trabaja en México a nivel federal, es muy importante, precisamente por el impacto económico local, que los estados y municipios se involucren más activamente en los esfuerzos nacionales para el aprovechamiento de las energías renovables. Es significativo que pocos estados tengan un área dedicada a la energía, más aun cuando ésta es un elemento clave para el desarrollo. De hecho, pocas autoridades a ese nivel desconocen que poseen oportunidades de aprovechamiento de las energías renovables (solar, viento y



biomasa) que pueden significar no solo una menor dependencia de la federación sino también el desarrollo de oportunidades de desarrollo locales.

Por lo tanto se hace necesario en México desarrollar capacidades institucionales descentralizadas e integrales en materia de energía en los estados y municipios, como una condición indispensable para poder aprovechar cabalmente todas las oportunidades de energías renovables.

Para esto hay que establecer organismos específicos, como Comisiones, Institutos o Secretarías de Energía, con personal especializado (planeadores, promotores y reguladores), capaces de proporcionar información sobre recursos convencionales y renovables y los usos finales de la energía.

Estas instituciones locales deberán contar con herramientas para identificar y analizar las mejores alternativas, diseñar sistemas de información geográfica y llevar a cabo una planeación integrada de recursos energéticos en su región de influencia. Igualmente, deberán tener capacidad para tomar decisiones sobre inversiones y regulaciones e incentivos en la materia. Igualmente, deberán apoyar la integración institucional de actores y temas actualmente dispersos, particularmente en cuanto a desarrollo regional, industria, medio ambiente e investigación y desarrollo. Y promover la capacitación de personal integrador y de mando.

## 5.2 Hacia el futuro de las Energías Renovables en México

Es necesario y urgente, por su impacto positivo sobre bienes de carácter público, un mayor reconocimiento al valor estratégico de la Secretaria de Energía en México. Para esto, es indispensable que se definan instrumentos de política pública que se establezcan con bases jurídicas sólidas y con instrumentos que permitan aprovechar al máximo recursos públicos escasos.

Asimismo, es fundamental que los gobiernos estatales y municipales se involucren a las tareas de fomento de las energías renovables, ubicando sus oportunidades y aprovechando los mecanismos que ya están en el marco legal.

Finalmente, y conscientes que un aprovechamiento cabal de las oportunidades de utilización de energías renovables en nuestro país requerirá de tecnología desarrollada en otros países, el trabajo de desarrollo tecnológico debe concentrarse en apoyar la adaptación de esa tecnología a las condiciones locales y el compromiso adquirido por el Presidente de México Felipe Calderón en 2009 en la pasada reunión del Tratado de Kioto en Alemania, en donde anunció la intención de México de reducir en un 30% las emisiones de CO<sub>2</sub> en 2020 con respecto a los niveles actuales, siempre que cuente con el apoyo financiero y tecnológico para ello.

### 5.2.1 Crecimiento e investigación

Tecnología: En 1997 la turbina promedio era de 600 a 750 kW. Para el 2005 ya existen en el mercado a nivel comercial turbinas con capacidades entre 2 y 3 MW, así como instalados de hasta 7.5 MW. El diámetro llegaba a 100 metros en 2012, hoy llega a los 126 metros.

Estado actual: En el 2004 se tenían instalados 3 MW, 2 MW en la zona sur-sureste y 1 MW en la zona noreste, con los que se generaron 6 GWh de electricidad. Potencial: Los estudios del NRELB y diversas instituciones mexicanas (ANES, AMDEE, IEE) han cuantificado un potencial superior a los 40,000 MW, siendo las regiones con mayor potencial, el Istmo de Tehuantepec y las penínsulas de Yucatán y Baja California.

Las condiciones eólicas en el Istmo de Tehuantepec son de las mejores a nivel mundial. En Oaxaca hay zonas con velocidades del viento medidas a 50m de altura superiores a 8.5 m/s, con un potencial de 6,250 MW, y otras con velocidades entre 7.7 y 8.5 m/s, con un potencial de 8,800 MW.

En Baja California, las mejores zonas están en las sierras de La Rumorosa y San Pedro Mártir (274 MW).

Yucatán (352 MW) y la Riviera Maya (157 MW) tienen suficiente potencial para sustituir plantas que operan con combustóleo, diesel y generadoras de turbogas.

Costos: De acuerdo con CFE, los montos de la inversión para estos sistemas son de 1,400 USD/kW, con un costo de generación de 4.34 centavos de dólar por kWh (¢USD/kWh) y se estima que para el 2020 sean menores a los 3¢ de USD por kWh.

### 4.6.4 El Plan de Energías Renovables

La primera prospectiva para SENER prevé como escenario base que la oferta de energía primaria se duplicará entre 2002 y 2030. El gas natural tendrá una tasa de crecimiento anual del 3.5%, la demanda de petróleo para el año 2030 se estima en 3.4 millones de barriles diarios y en cuanto a energía renovables, la hidroenergía crecerá 2.3% por año, la biomasa y desechos 3.7% y otras renovables 4.1%. Por su parte, las energía Renovable no utilizadas en la generación eléctrica alcanzarán sólo el 5% del total de la mezcla, reduciendo su participación la biomasa y desechos del 8% al 4% entre 2002 y 2030, debido a que el uso principal de la biomasa en México al 2004, es en el sector residencial<sup>23</sup> (leña para la cocción de alimentos); si bien habrá una reducción en el consumo total de biomasa, el avance será que de usar leña se pasará a un mayor uso de biomasa proveniente de residuos agronómicos y urbanos. En cuanto a la biomasa y los desechos, se prevé un incremento para llegar a ser tan importante como la geotermia en 2030 (36% y 38% del total generado por energía renovable excluyendo la hidroenergía) y el doble de la contribución del viento (19%). La

contribución de la hidroenergía a la generación eléctrica se duplicará entre 2002 y 2030.

El desarrollo de las energías renovables ha sido impulsado de manera importante por las reducciones en los costos de inversión, operación y mantenimiento derivados de mejoras tecnológicas. De ahí resulta la importancia de fortalecer a nivel nacional su investigación y desarrollo tecnológico.

Existe una importante red de investigación en materia de energías renovables en México, que incluye instituciones tanto del sector público como privado. Cabe destacar la participación de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) y del Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) que han impulsado proyectos que buscan promover y apoyar la innovación tecnológica en el sector eléctrico, así como de sus proveedores y usuarios, mediante la investigación aplicada, el desarrollo tecnológico y servicios especializados. La SENER establece los lineamientos de política en materia de investigación en energías renovables. El gobierno de México participa a través de la SENER, la CONAE y el IIE, con organismos internacionales de energía, incluyendo a la Agencia Internacional de Energía Atómica (IAEA), la Agencia Internacional de Energía (IEA) y la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). Instituciones como el CINVESTAV del Instituto Politécnico Nacional, están desarrollando proyectos de investigación referentes a las energías renovables.

## 5.2.2 Programas de Desarrollo Tecnológico

La SENER ha participado en el desarrollo del Plan de Acción para eliminar barreras para el desarrollo de la generación eólica, en México, proyecto con financiamiento a fondo perdido del GEF a través del PNUD, ejecutado por el IIE. En su primera etapa, cuenta con 4.5 millones de dólares para el desarrollo de un Centro Regional de Investigación y Desarrollo de Tecnologías Eólicas (CERTE) en Oaxaca, y 2 millones para medir la velocidad del viento con la instalación de estaciones anemométricas en diversos puntos del país, así como la ejecución de tres proyectos eólicos a los que a cada uno se destinará un monto de 20 millones de pesos.

El IIE está desarrollando mapas tecnológicos, actualmente el mapa tecnológico de eólico que se presentó en marzo de 2006, y ha contado con el apoyo del sector público, del sector privado y del sector académico. El mapa incluye el diagnóstico actual y prospectivo de la energía eólica, identificación de áreas de oportunidad y las oportunidades de fabricación local de equipo, así como la infraestructura necesaria.

Con respecto a la biomasa, se desarrollan esfuerzos para evaluar su potencial nacional, tales como el Mapeo Integrado de la Oferta y Demanda de Combustibles Leñosos (WISDOM - por sus siglas en inglés), y el Sistema de Información Geográfica para las

Energía Renovables (SIGER), del IIE, que busca integrar información dispersa sobre los recursos bioenergéticos y manejarla dentro de un sistema geo-referenciado único.

Se han desarrollado también proyectos experimentales de energía maremotriz, a través de un sistema denominado Sistema de Bombeo de Energía por Oleaje (SIBEO). El proyecto fue desarrollado en Oaxaca en 1995 y está en operación.

### 5.2.3 Barreras

El empleo de la energía eólica ofrece varias ventajas ambientales que a continuación se mencionan (IIE, 1999):

Un importante potencial de mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero, precursores de lluvias y de ozono. La Comisión Europea estima, por ejemplo, que la operación de 10,000 MW de origen eólico evitaría la emisión de 20 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> por año, lo que a su vez representaría un ahorro de 3,500 millones de dólares por la no quema de combustibles fósiles.

La emisión de ruido acústico puede llegar a ser un inconveniente cuando los sistemas eoloeléctricos se instalan cerca de lugares habitados. Esto ha llegado a representar una limitante en países que tienen poca extensión territorial. Sin embargo para no ocasionar esta molestia de ruido, algunos países han emitido normas ambientales que limitan su cercanía a lugares habitados.

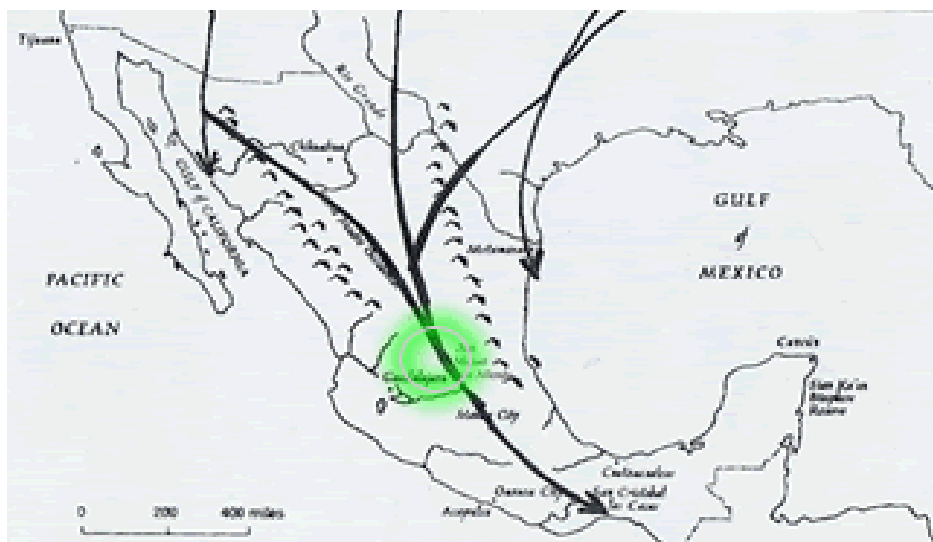
Un impacto que se le atribuye a los sistemas eoloeléctricos es el visual en tanto que se argumenta que estos sistemas dañan el paisaje. Este impacto, al igual que en el caso de ruido, depende en buena medida de la cercanía de los sistemas eoloeléctricos con las poblaciones y de la percepción de las personas.

Otro impacto más de la instalación de sistemas eoloeléctricos es el que tiene sobre las aves y quirópteros al colisionar contra los rotores y las estructuras de los aerogeneradores, al igual que sobre el hábitat y las costumbres de las aves y quirópteros.

### 5.2.4 Ruta Migratoria

Siendo una vez la ruta principal para las aves migratorias, como se muestra en el mapa de antiguas rutas migratorias. Llevaba vida a otras regiones en los Estados Unidos y Canadá y a nuestros vecinos en el Sur.

Los primeros humedales significativos en el sur de la frontera México-Estados Unidos, es todavía un área altamente prioritaria en el tránsito de aves. De cualquier manera, con la cuenta en peligro, varias especies de aves están amenazadas. El mapa de rutas migratorias actualizado ilustra como los cambios en el ambiente han ya impactado la migración (mapas 6.1 y 6.2).



6.1 Antiguas rutas emigratorias de aves



6.2 Actuales rutas migratorias

De acuerdo a expertos del Servicio Forestal de E.U. la ecología de todo el continente de Norte América depende de la sana supervivencia de esta área.

### 5.2.5 Impacto social

El empleo de la energía eólica es una actividad que tiene un importante potencial para la creación de nuevas fuentes de empleo, sobre todo en la empresa mediana y pequeña (IIE, 1999). Para finales de 1996, la Asociación Europea de Energía Eólica estimó que en Europa ya existían más de 20,000 personas trabajando en la industria eoloeléctrica.

En cuanto a la fabricación e instalación de aerogeneradores, el indicador para creación de fuentes de empleo es de 6 personas por año, por nuevo MW.

Para la operación y mantenimiento se habla de un potencial de generación de empleo de 100 a 450 personas por año por cada TWH generado. Se estima que por cada puesto de trabajo en la fabricación, instalación, operación y mantenimiento de aerogeneradores se crea al menos otro puesto de trabajo en sectores asociados tales como asesorías, investigación, finanzas, etc. (IIE, 1999, p.p. 40, 41).

Conjuntamente con este impacto en términos de creación de empleos, la disponibilidad del recurso eólico abre la posibilidad de establecer una industria eólica con importantes beneficios económicos y ambientales, que puede ser el catalizador de un desarrollo regional o local.

## 5.3 SABER MÁS

Los Bonos de Carbono (cuyo nombre formal es Certificados de Emisiones Reducidas - CER's) son un mecanismo diseñado para reducir la emisión de gases contaminantes en el mundo. Los Bonos de Carbono certifican que una empresa ha contribuido a la reducción de emisiones contaminantes, por ejemplo, a través de la modernización en sus operaciones (cambio tecnológico), implementando un proyecto con tecnologías más amigables con el ambiente, o a través de proyectos que absorben los gases contaminantes (como los proyectos forestales).

1 CER = 1 Tonelada de CO<sub>2</sub> reducida o capturada

En esencia, un Bono de Carbono equivale a 1 tonelada de dióxido de carbono – CO<sub>2</sub> - o su equivalente en otros gases y su compra le da derecho al que lo posea de emitir dicha tonelada. De esta manera, las empresas que hayan reducido sus emisiones contaminantes pueden vender este certificado a un país

Como calcular el CER:

- A partir del día 7 de cada mes y el último día del mes, el Coeficiente de Estabilización de Referencia (CER) se construirá en base a la tasa media geométrica calculada sobre la variación del Índice de Precios al Consumidor (IPC) del mes anterior.
- Entre el primero de cada mes y el 6 del mismo, se empleará la tasa media geométrica calculada sobre la variación del IPC entre el segundo y el tercer mes anterior al mes en curso.

Del día 7 al último del mismo mes

A partir del día 7 de cada mes y el último día del mismo mes, el CER se actualizará de acuerdo con el factor diario (Ft) determinado como el siguiente:

$$F_t = \left( \frac{(\text{IPC})_{j-1}}{(\text{IPC})_{j-2}} \right)^{1/k}$$

Días 1 al 6 del mes

El CER para los días comprendidos entre el primero de cada mes y el 6 del mismo se actualizará de acuerdo al factor diario (Ft) determinado como el siguiente:

$$F_t = \left( \frac{(\text{IPC})_{j-2}}{(\text{IPC})_{j-3}} \right)^{1/k}$$

F	Factor diario de actualización del Coeficiente de Estabilización de Referencia (CER).
k	Número de días correspondiente al mes en curso
j	Mes en curso
(IPC) j-1	Valor del Índice de Precios al Consumidor en el mes precedente a aquél en que se determina el CER
(IPC) j-2	Valor del Índice de Precios al Consumidor DOS (2) meses antes a aquél en que se determina el CER
(IPC) j-3	Valor del Índice de Precios al Consumidor TRES (3) meses antes a aquél en que se determina el CER

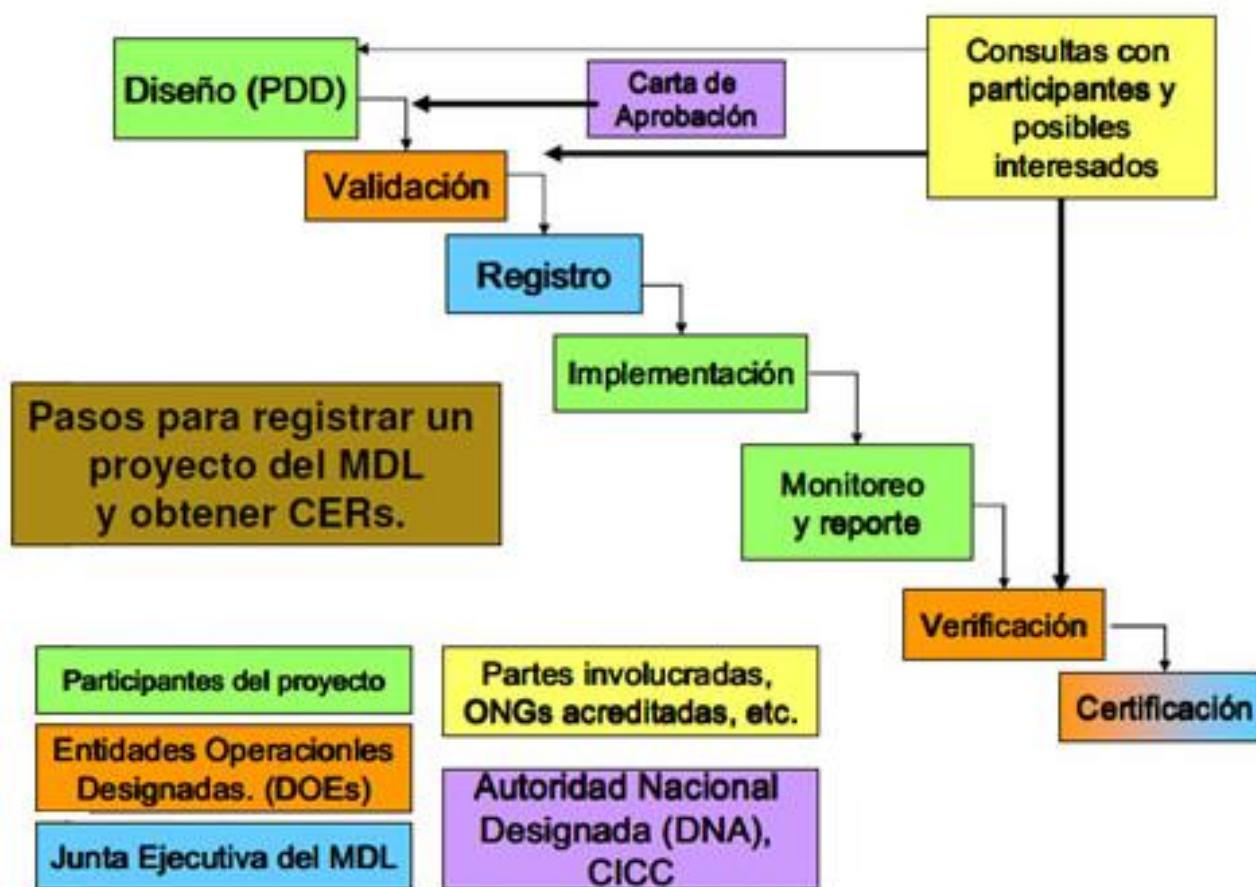
De esta forma, el CER se construirá mediante el siguiente cálculo:

$$\text{CER}_t = F_t * \text{CER}_{j-1}$$

Dada una tabla de CER diarios, cuando se procede a computar el ajuste entre DOS (2) fechas (entre s y s+r) el factor a aplicar surge del cociente entre el coeficiente del día de actualización (s+r) y el coeficiente del día de inicio (s).

Siendo que el CER en t-1 tendrá un valor de inicio de 1 correspondiente al día anterior al de entrada en vigencia del mismo.

## Procedimiento de Certificación MDL



51 MW podrán desplazar anualmente combustibles y contaminación que afectan negativamente la atmósfera en aproximadamente\*:

- 400,000 Barriles de Petróleo
- 180,000 tons de CO<sub>2</sub>
- 900 toneladas de SO<sub>2</sub>
- 600 toneladas de NOx

\*Basado en los Cálculos de Emisiones de AWEA

Los Bonos de Carbono en sí funcionan como un incentivo, tanto para las empresas como para los Estados, para mejorar sus estándares de calidad ambiental adecuados, así como para fomentar nuevos proyectos dentro de esta línea de trabajo. Por tanto, si bien fueron pensados para reducir la cantidad de emisiones al ambiente, son también una herramienta importante para generar nuevos ingresos en los países donde se llevan adelante los proyectos.

En este sentido, las empresas cuentan con una forma de mejorar los ingresos y la rentabilidad previstos por cada proyecto, haciendo posibles algunos cuyo costo



hubiera dificultado su puesta en marcha. Asimismo, la ejecución de tecnologías limpias y la reducción de emisiones son reconocidas por el mercado mundial como una actitud positiva, lo cual abre camino para contar con mayores fuentes de financiamiento a nivel internacional, permiten la transferencia de conocimientos y tecnologías hacia países con menor desarrollo, generándose una nueva fuente de ingresos que incrementen la posibilidad de trabajar proyectos que fomentan el desarrollo sostenible.

No obstante, el mercado de los Bonos de Carbono es nuevo y se espera vaya desarrollándose a lo largo de los años, intensificando sus actividades en la medida en que se acerque el 2012, año meta para lograr la reducción de emisiones.

En México, sólo hay 106 proyectos que a la fecha han logrado un buen fin ante el Mecanismo de Desarrollo Limpio. Pero sólo hay cinco que pertenecen al sector eólico y ninguno genera aún bonos de carbono. De hecho, sólo 20 proyectos generan bonos de carbono y en todos los casos son granjas.

## Conclusión

Después del trabajo realizado en la presente tesis se pueden extraer las siguientes conclusiones de las diferentes partes que la componen.

### Modelo del aerogenerador

En los transitorios de frecuencia-potencia no ha sido necesario considerar el modelo detallado ni de la máquina eléctrica ni de los convertidores electrónicos, al igual que tampoco se hace con las máquinas eléctricas de los generadores convencionales. Los procesos térmicos y mecánicos que están presentes son mucho más lentos que los eléctricos y electrónicos.

Con una reducida información aerodinámica se ha desarrollado un modelo de aerogeneradores que, al variar el ángulo de paso de pala, logra que la potencia capturada tenga las revoluciones necesarias para la generación de energía eléctrica.

Los aerogeneradores mantienen una sensibilidad para todo el rango de ángulos de pala, justificado un control de potencia capturada.

### Modelo del sistema eléctrico

En la literatura hay un amplio consenso respecto a los modelos de aerogeneradores que ofrece en el mercado. Sin embargo, hay cierta disparidad en los valores que deben tomar los diferentes parámetros. En la presente tesis se ha propuesto y justificado la elección de los valores de dichos parámetros.

Todavía no hay un modelo ampliamente aceptado para los aerogeneradores. Es un tipo de tecnología que no ha tenido un peso importante en los sistemas eléctricos hasta hace pocos años

### Contribución de los parques eólicos al control de frecuencia

El control de frecuencia de los aerogeneradores de velocidad variable tiene una salida en forma de incremento de potencia y no de par electromagnético. En este tipo de aerogeneradores, a diferencia de los generadores síncronos, una variación de par electromagnético no se traduce en una variación equivalente de potencia activa, ya que depende de la velocidad de giro que tengan. La referencia de potencia proporcionada por el control de frecuencia se debe multiplicar por la velocidad de giro para calcular el valor de la referencia de par electromagnético de la máquina eléctrica del aerogenerador.

La variación de carga que ordena el control de frecuencia de los aerogeneradores provoca cambios en su velocidad de giro, que hacen que esta se aleje de su valor de referencia. El control de velocidad trata de corregir el error modificando la referencia de par electromagnético, en sentido contrario al ordenado por el control de

frecuencia. Este comportamiento del control de velocidad influye negativamente en la contribución de las centrales eólicas al control de frecuencia. Es recomendable emplear algún tipo de sistema complementario que reduzca o elimine esta influencia negativa. Se ha optado por desconectar el control de velocidad.

Los sistemas automáticos de deslastre de cargas están diseñados para funcionar correctamente con los escenarios de generación que se pueden dar actualmente en los sistemas eléctricos:

- Impiden caídas de frecuencia excesivas. Las centrales eólicas tienen un pequeño margen para disminuir los desvíos de frecuencia. Se concluye que su contribución es mayor si logran reducir la cantidad de carga, que si consiguen una importante disminución en un desvío que esté dentro de un rango de frecuencias que no causa problemas de disturbios al sistema eléctrico.
- Un elevado peso de la generación eólica que conlleve el desacople de generación convencional puede reducir la inercia del sistema de modo importante.
- Las caídas de la frecuencia serían más rápidas, debido a la falta de recurso eólico o por altos vientos.

Las centrales eólicas deben contribuir al control de frecuencia la reducción de disturbios eléctrico en el sistema eléctrico. Deben garantizar en la medida de lo posible la estabilidad de la frecuencia que garantizan los generadores convencionales a los que sustituyen.

En determinadas circunstancias, la contribución de las centrales eólicas puede no ser beneficiosa para el sistema eléctrico. Su variación de carga temporal puede hacer que se reduzca la velocidad de las variaciones de frecuencia hasta que sea igual a la que se tiene cuando hay una mayor cantidad de generación convencional o un incidente de menor magnitud. Esto puede afectar al disparo de los relés que deslastran carga o desconectan generación no gestionable si emplean la derivada de la frecuencia para lograr selectividad. Se pueden dar situaciones en las que incluso se tenga un mayor desvío de frecuencia. Una derivada de la frecuencia demasiado reducida inicialmente puede hacer que no disparen algunos relés de los escalones que deben hacerlo en primer lugar. La menor desconexión de elementos junto con una insuficiente cantidad de generación que mantenga la variación de carga durante el incidente, hacen que el desvío siga aumentando hasta que se produce el disparo del siguiente escalón.

Además del mayor desvío, se produce la desconexión de elementos —carga o generadores no gestionables— no previstos para esa magnitud de incidente. Esto hace que no se respete el orden establecido en los planes de desconexión y que se corra el riesgo de desconectar una mayor potencia de la necesaria.

Se debe permitir que como mínimo, las centrales eólicas provean regulación primaria en aquellas circunstancias que no exigen acumulación de reservas:

- Ante aumentos de frecuencia. Implica disminuir la potencia generada, algo que siempre es posible. Tiene la ventaja añadida de evitar la desconexión de instalaciones de generación no gestionable, que por la potencia instalada actualmente, serían en su mayoría centrales eólicas.
- Ante caídas de frecuencia cuando el sistema de control de potencia capturada de los aerogeneradores estuviera actuando. Reduciendo el ángulo de paso de pala se consigue el incremento de energía primaria que se necesita, de modo que, permitiendo una pequeña sobrecarga de máquina eléctrica y convertidores, se puede cumplir con las exigencias de la “Código de Red Aerogeneradores V2.0, Reglas Generales de Interconexión al SEN - CRE 22-05-12, Reglas de Despacho y Operación de Sistema Eléctrico Nacional y Normas de IECC” relativas a regulación primaria.

El control de frecuencia que logra minimizar las cargas como la desconexión de instalaciones de generación no gestionable es el que permite proveer regulación primaria:

- Con aumentos de frecuencia se puede emplear cualquier tipo de configuración independientemente del régimen de viento, incluida la que se utiliza en los reguladores de velocidad de los generadores convencionales, es decir, una banda muerta voluntaria nula y un estatismo en torno al 5%.
- Con caídas de frecuencia se debe emplear una configuración acorde al régimen de funcionamiento del aerogenerador. Con vientos bajos se deben emplear bandas muertas grandes, de hasta  $-400$  mHz. Valores tan elevados están contemplados en las normativas de varios países pero no está previsto que se apruebe en México. Con vientos altos, que obligan a actuar al control de potencia capturada, se puede incluso emplear una configuración como la de los reguladores de velocidad de los generadores convencionales.
- Con incidentes pequeños, un control de frecuencia para emular inercia solo logra evitar el deslastre de grupos de bombeo en ciertos escenarios y cuando se programa una ganancia elevada. Sin embargo, con incidentes de mayor magnitud, una elevada ganancia 15 seg. puede provocar un mal funcionamiento de los sistemas automáticos de cargas y de desconexión de generadores no gestionables. Es preferible programar un menor valor de ganancia 5 seg. ya que, pese a no evitar las cargas, hace que los sistemas automáticos de conexión y desconexión tengan un mejor comportamiento, incluso en escenarios en los que el sistema eléctrico tiene una reducida constante de inercia. La variación de carga que ordena es suficiente para garantizar la estabilidad.
- Algunos aerogeneradores comerciales emplean un control de frecuencia con para emular inercia. Sin embargo, se asemeja más a un control de regulación

primaria que actúa de modo transitorio, con la ventaja de provocar menores oscilaciones mecánicas en los ejes de generador.

## Mercados de servicios de ajuste del sistema

Uno de los problemas más importantes que debe afrontar la energía eólica en su proceso de integración en los mercados eléctricos es el costo asociado a la gestión de desvíos, el cual depende de:

- La posibilidad de agregar la producción de varias centrales eólicas para reducir la variabilidad en la energía producida.
- La proximidad de la programación al tiempo real: ventanas de cierre de los mercados, períodos de programación de la generación y de despachos económicos afectan a la diferencia entre la programación, que está basada en predicciones, y la energía finalmente generada.
- El sistema de precios del mecanismo de liquidación de los desvíos, en función de si bonifican a aquellos generadores que producen un desvío contrario al total del sistema.
- Una elevada generación eólica provoca una mayor utilización de reservas de regulación. En determinadas circunstancias puede ser necesario desarrollar nuevos mecanismos para asegurar una cantidad suficiente:
  1. Para la reserva a subir se puede implantar un nuevo mercado específico que la garantice.
  2. Para la reserva a bajar se puede permitir la presentación de ofertas con precios negativos en los mercados de regulación terciaria y de gestión de desvíos.

## Aportaciones más relevantes

Las principales aportaciones de esta tesis son las siguientes:

- Propuesta y justificación de modelos de aerogenerador y sistema eléctrico válidos para el estudio de transitorios de frecuencia-potencia, incluyendo la selección de los valores de sus parámetros característicos.
- Desarrollo de un modelo dinámico de aerogenerador que, logra que al variar el ángulo de paso de pala, la potencia capturada tenga un comportamiento real.
- Propuesta de sistemas para garantizar que, tras la variación de carga ordenada por el control de frecuencia, los aerogeneradores puedan regresar a un punto de funcionamiento estable de forma controlada:

1. Si se emplea un control de frecuencia para emular inercia, que provoca pequeñas variaciones en la velocidad de giro, es suficiente con desconectar el control de velocidad durante la variación de carga y, al finalizar la misma, reconectarlo pero con un menor ancho de banda y empleando una transición sin saltos.
  2. Con cualquier control de frecuencia, aunque especialmente con el utilizado para proveer regulación primaria, que es el que provoca las mayores variaciones en la velocidad de giro, se puede desconectar el control de velocidad durante la variación de carga y, al finalizar la misma, conectar un control de aceleración para llevar el aerogenerador hasta un punto de funcionamiento estable, donde se puede reconectar el control de velocidad, con el mismo ancho de banda que tenía al principio.
- Conjunto de recomendaciones para elegir una configuración del control de frecuencia de las centrales eólicas que tenga como objetivo principal minimizar tanto la carga en las caídas de frecuencia como la desconexión de generación no gestionable en los aumentos. Se ha tenido en cuenta la magnitud del incidente, el sentido de la variación de frecuencia, las condiciones de funcionamiento de los aerogeneradores y no impedir el correcto funcionamiento del sistema automático de cargas cuando las circunstancias requieran su actuación.

ANEXOS

I. Glosario de términos

A	Área de barrido del rotor del Aerogenerador	[m <sup>2</sup> ]
AEP	Producción anual de energía	[Wh]
B	Presión atmosférica	[Pa]
$B_{10min}$	Medición de presión de aire de media sobre 10 min	[Pa]
$C_h$	Tubo de Pitot cabeza coeficiente	
$C_{p,i}$	Coeficiente de potencia en el compartimiento i	
$C_{Q,A}$	Generalizada par coeficiente aerodinámico	
$C_T$	Coeficiente de empuje	
C	Factor de sensibilidad de un parámetro (el diferencial parcial)	
$c_{B,i}$	Sensibilidad factor de presión de aire en el compartimiento i	[W/Pa]
$c_{d,i}$	Factor de sensibilidad del sistema de adquisición de datos en bin i	
$c_{index}$	Sensibilidad factor de parámetro index	
$c_{k,i}$	Sensibilidad factor de componente k en el compartimiento i	
$c_{m,i}$	Sensibilidad factor de corrección de la densidad del aire en el compartimiento i	[Wm <sup>3</sup> /kg]
$c_{T,i}$	Sensibilidad factor de la temperatura del aire en el compartimiento i	[W/K]
$c_{V,i}$	Sensibilidad factor de velocidad del viento en bin i	[Ws/m]
D	Diámetro del rotor	[m]
$D_e$	Diámetro del rotor equivalente	[m]
$D_n$	Diámetro de rotor de vecinos y de funcionamiento de la turbina de viento	[m]
d	Diámetro del mástil	
F(V)	La probabilidad acumulada de Rayleigh función de distribución de la velocidad del viento	
$f_i$	La incidencia relativa de la velocidad del viento en un intervalo de velocidad del viento	
H	Altura de buje de la turbina de viento	[m]
h	Altura del obstáculo menos desplazamiento cero	[m]
I	Inercia del rotor del anemómetro de cazoletas	[kgm <sup>2</sup> ]
k	Número de clase	
$k_b$	Factor de corrección de bloqueo	
$k_c$	Túnel de viento, factor de calibración	
$k_f$	Túnel de viento el factor de corrección para otros túneles (utilizado en la estimación de la incertidumbre)	
$k_\rho$	Corrección de humedad para la densidad	
$K_{B,t}$	Barómetro	
$K_{B,s}$	Barómetro de la ganancia	
$K_{B,d}$	Barómetro de muestreo	

$K_{T,t}$	Transductor de la temperatura	
$K_{T,s}$	Aumento de la temperatura del transductor	
$K_{T,d}$	Transductor de la temperatura	
$K_{p,t}$	Sensibilidad a la presión del transductor de muestreo	
$K_{p,s}$	Aumento de la presión del transductor	
$K_{p,d}$	Transductor de presión de muestreo de conversión	
L	Distancia de la patas, en mástiles de tres patas	[m]
L	Distancia entre el Aerogenerador y el mástil meteorológico	[m]
$L_e$	Distancia entre el Aerogenerador o el mástil meteorológico y un obstáculo	[m]
$L_n$	Distancia entre el Aerogenerador o el mástil meteorológico y Aerogenerador vecinos en funcionamiento	[m]
$l_h$	Altura de los obstáculos	[m]
$l_w$	Ancho del obstáculo	[m]
M	Número de componentes de incertidumbre en cada compartimiento	
$M_A$	Número de categoría A para componentes de incertidumbre	
$M_B$	Número de componentes de la categoría B de la incertidumbre	
N	Número de bin	
$N_h$	Número de horas en un año $\approx 8760$ [h]	
$N_i$	Número de datos de 10 minutos se pone en la velocidad del viento bin i	
$N_j$	Número de datos de 10 minutos se pone en bin la dirección del viento j	
n	Número de muestras dentro del intervalo de muestreo	
n	Velocidad exponente perfil ( $n = 0.14$ )	
$P_0$	Porosidad del obstáculo (0: sólido, 1: ningún obstáculo)	
$P_i$	Normalizado y un promedio de potencia en el compartimiento i	[W]
$P_n$	Normalizada de potencia de salida	[W]
$P_{n,i,j}$	Potencia normalizada de conjunto de datos j en bin i	[W]
$P_{10min}$	Registrado de energía en un promedio de más de 10 minutos	[W]
$P_w$	Presión de vapor	[Pa]
$Q_A$	Torsión aerodinámica	[Nm]
$O_f$	Par de fricción	[Nm]
R	Distancia al mástil central	[m]
$R_0$	Constante de los gases del aire seco (287,05)	[J/(kgK)]
$R_w$	Constante de los gases de vapor de agua (461,5)	[J/kgK]
R	Coefficiente de correlación	
s	Componente de la incertidumbre de la categoría A	
$S_A$	Categoría A la incertidumbre típica de la serie de tiempo de velocidad del túnel de viento	
$S_{k,i}$	Categoría A la incertidumbre típica de k componentes en el compartimiento i	
$s_i$	Categoría combinada Un incertidumbres en bin i	
$S_{P,i}$	Categoría A la incertidumbre típica de poder en bin de i	[W]



$S_{w,i}$	Categoría A la incertidumbre típica de las variaciones climáticas en el compartimiento i	
$S_{\alpha,j}$	Categoría A la incertidumbre típica de los cocientes de velocidad del viento en un cubo de j	
T	Temperatura absoluta	
TI	Intensidad de turbulencia	[K]
$T_{10min}$	Temperatura medida absoluta del aire como promedio durante 10 minutos	[K]
t	Solidez del mástil	
t	Tiempo	[s]
U	Velocidad del viento	[m/s]
$U_d$	Línea central del déficit de velocidad del viento	[m/s]
$U_{eq}$	Velocidad equivalente horizontal del viento	[m/s]
$U_h$	Altura de velocidad del viento libre de obstáculo h	[m/s]
$U_i$	Velocidad del viento en un cubo de i	[m/s]
$U_t$	Umbral de velocidad del viento	[m/s]
$\vec{U}$	Vector de velocidad del viento	
u	Viento longitudinal componente de velocidad	[m/s]
u	Componente de la incertidumbre de la categoría B	
$u_{AEP}$	Incertidumbre combinada estándar en la producción de energía anual estimado	[Wh]
$u_{B,i}$	Categoría B estándar de la incertidumbre de la presión de aire en el compartimiento i	[Pa]
$u_{c,i}$	Incertidumbre estándar combinada de la potencia en el compartimiento i	[W]
$u_i$	Combinado incertidumbres categoría B en el compartimiento i	
$u_{index}$	Categoría B estándar incertidumbre de parámetro	
$u_{k,i}$	Categoría B estándar incertidumbre de componente k en el compartimiento i	
$u_{m,i}$	Categoría B estándar de la incertidumbre de la corrección de la densidad del aire en el compartimiento i	[kg/m <sup>3</sup> ]
$u_{P,i}$	Categoría B estándar de la incertidumbre de poder en bin de i [W]	
$u_{V,i}$	Categoría B estándar de la incertidumbre de la velocidad del viento en un cubo de i	[m/s]
$u_{T,i}$	Categoría B estándar de la incertidumbre de la temperatura del aire en el compartimiento i	[K]
$U_{\alpha,i,j}$	Incertidumbre combinada estándar de calibración en sitio i bin velocidad del viento y el viento Dirección bin j	
V	Velocidad del viento	[m/s]
$V_{ave}$	Velocidad media anual del viento a la altura del centro	[m/s]
$V_i$	Normalizado y un promedio de velocidad del viento en bin i	[m/s]
$V_n$	Velocidad del viento normalizada	[m/s]
$V_{n,i,j}$	Velocidad del viento normalizada del conjunto de datos j en bin i	[m/s]

$V_{10mi}$	Velocidad medida del viento promedio durante 10 minutos $n$	[m/s]
$v$	Viento transversal componente de velocidad	[m/s]
$\bar{v}$	Velocidad media del flujo de aire	[m/s]
$w$	Viento de componente vertical de velocidad	[m/s]
$w_i$	Filtro de pesaje de definir sobre la desviación	
$X_k$	Parámetro un promedio de tiempo de tratamiento previo	
$X_{10min}$	Parámetro un promedio de más de 10 minutos	
$x$	Obstáculo a la distancia aguas abajo del mástil se reunió o turbinas de viento	[m]
$z$	Altura sobre el suelo	[m]
$z_0$	Rugosidad de la altura	[m]
$\alpha$	Sector perturbado	[°]
$\alpha$	Angulo de ataque	[°]
$\alpha_j$	Relación entre las velocidades del viento en un cubo de la dirección del viento $j$ (posición de la turbina de viento a la posición del mástil meteorológico)	
$\Delta U_z$	Influencia de un obstáculo en la diferencia de velocidad del viento	[m/s]
$\varepsilon_{max,i}$	Desviación máxima de la velocidad del viento bin $i$ en el rango de velocidad del viento	[m/s]
$K$	Von Karman constante 0.4	
$\lambda$	Cociente de la velocidad	
$\rho$	Coefficiente de correlación	
$\rho$	Densidad del aire	
$\rho_0$	Referencia de la densidad del aire]	[kg/m <sup>3</sup> ]
$\rho_{10min}$	Densidad del aire derivada de media sobre 10 min	[kg/m <sup>3</sup> ]
$\sigma_{p,i}$	Desviación estándar de los datos de potencia normalizada en bin $i$	[W]
$\sigma_{10min}$	Desviación estándar de los parámetros promedio de más de 10 minutos	
$u/\sigma_v/\sigma_w$	Desviaciones estándar de la longitudinal o transversal / velocidad vertical del viento	
$\phi$	Humedad relativa (rango de 0 a 1)	
$\Omega$	Velocidad angular	

## II. Legislación y normativa

### Legislación internacional

Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad.

Comunicación de la Comisión COM(97) 599 final, noviembre de 1997. “Energía para el futuro: fuentes de energía renovables. Libro Blanco para una estrategia y un plan de acción comunitarios”.

Protocolo de Kioto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, del 11 de diciembre de 1999.

Directiva 2004/101/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de octubre, por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad con respecto a los mecanismos de proyectos del Protocolo de Kioto.

Comunicación de la Comisión COM(2005) 265 final, junio de 2005. Libro Verde sobre eficiencia energética o cómo hacer más con menos.

Comunicación de la Comisión COM(2005) 627 final, diciembre de 2005. Comunicación de la Comisión sobre el apoyo a la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables.

IEC 60044-2:1997, transformadores de medida - Parte 2: transformadores de tensión inductivos Enmienda 1 (2000) y Enmienda 2 (2002)

IEC 61400-1: Aerogeneradores - Parte 1: Requisitos de diseño

IEC 61400-12-1: Mediciones de la producción de energía eléctrica de Aerogeneradores.

IEC 61400-12-2: Verificación del rendimiento de la potencia de los aerogeneradores individuales (en estudio).

IEC 61400-12-3: La energía eólica de pruebas de desempeño (en estudio)

### Legislación nacional

NOM-081-SEMARNAT-1994 establece los límites máximos permisibles de emisión de ruido de las fuentes fijas y su método de medición

Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente

La Constitución Política de Los Estados Unidos Artículo 123 en su apartado "A", fracción XIII, XIV y XV.

NOM-020-STPS-2002

NOM-018-STPS

NOM-001-SEMARNAT-1996 que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas y bienes nacionales

Ley General de Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente

## III. Protocolo para pruebas de desempeño

1. OBJETIVO
  - 1.1 General
  - 1.2 Asignación de responsabilidades al Coordinador y al Personal de Prueba
2. PROGRAMA Y DURACIÓN
  - 2.1 Programa
    - 2.1.1 La Prueba de Desempeño
    - 2.1.2 Reunión de seguimiento
    - 2.1.3 Seguimiento formal de las Pruebas
    - 2.1.4 Instrumentación
  - 2.2 Procedimiento Operativo
  - 2.5 Duración de la prueba
3. REQUERIMIENTOS GENERALES PARA LA PRUEBA DE DESEMPEÑO DE LA CENTRAL EOLICA
4. INFORMES DE LA PRUEBA
5. CÁLCULO DE LA PRUEBA
  - 5.1 Definición de los datos a medir
  - 5.2 Metodología de medición de la Curva de Potencia
  - 5.3 Criterios de Aceptación de las Pruebas de Desempeño

## 1. OBJETIVO

### 1.1 General

El presente documento detalla los requerimientos y procedimiento necesarios para la realización de la Prueba de Desempeño La Capacidad Nominal Garantizada/Curvas de Potencia cumpliendo con lo indicado en las Bases de Licitación (BL) en el Capítulo “3.0 ESPECIFICACIÓN TÉCNICA y 3.9 OTROS REQUERIMIENTOS TÉCNICOS” en sus incisos:

3.3.5.1 Leyes, Reglamentos, Criterios, Normas y Códigos Mexicanos.

3.3.5.2 Normas Internacionales.

3.3.5.3 Especificaciones de la Comisión.

3.3.5.4 Normas y Códigos del País de Origen.

3.3.5 Normas, Reglamentos, Leyes, Códigos, y Especificaciones aplicables.

3.9.1.2 Pruebas en el Sitio

3.9.1.2.2 Pruebas de Desempeño.

Y de acuerdo al CONTRATO DE COMPRAVENTA DE ENERÍA ELÉCTRICA DE ORIGEN EÓLICO en “Clausula 7 Pruebas y Anexos Técnicos” en sus incisos:

7.1 Pruebas de Puesta en Servicio y Pruebas de Desempeño

7.2 programa de Pruebas.

7.3 Falta de Recurso Eólico Adecuado para Pruebas.

7.4 Personal.

7.5 Obligaciones y Responsabilidad del Productor.

7.6 Ampliación del Periodo de Pruebas.

7.7 Interrupción Imputable al Productor.

Anexo 4 Calendario y Fechas de Eventos Críticos.

Anexo 12 Contrato de Compraventa de Energía Eléctrica de Origen Eólico.

12.1 Capacidad Nominal Contractual.

12.2 Curva de Corrección.

Los datos necesarios para la demostración de la Curva Garantizada de Potencia (CGP) serán recogidos en forma automática por los instrumentos descritos a continuación e instalados en las posiciones definidas por el Productor de acuerdo a BL:

3.9.1.2 Pruebas en el Sitio

“Los equipos de prueba y la instrumentación que van a ser utilizados por el Productor durante las Pruebas de Puesta en Servicio, deben contar

con un certificado de calibración vigente extendido por un laboratorio nacional acreditado por la EMA, (Entidad Mexicana de Acreditación, dependiente de la Secretaría de Economía (SE)), o bien, por un laboratorio extranjero acreditado en el país de origen por una institución oficial.”

### 3.9.1.2.2 Pruebas de Desempeño.

“El Productor debe realizar la prueba de la curva de potencia a cinco (5) aerogeneradores de prueba de la Central...”

La prueba de Capacidad Nominal Garantizada (CNG) se iniciara inmediatamente después de que se declaren satisfactorias las Pruebas de Operación sobre los 5 Aerogeneradores ya designados, de forma aleatoria y de común acuerdo, según los criterios de la norma IEC 61400-12-1:2005 como soportes de las Mediciones de las Curvas de Potencia, libres de faltantes o pendientes condicionando la seguridad de las personas y de los bienes.2

Esta prueba de medición de la Curva de Potencia se realiza en forma simultánea e independiente en los 5 aerogeneradores. Los aerogeneradores estarán en condiciones normales de operación con controles automático, con el fin de obtener la Curva Demostrada de Potencia-Velocidad Viento (CDPV), tomando como base la norma IEC 61400-12-1: 2005.3

- a. Estas pruebas se realizarán inmediatamente después de finalizadas exitosamente las Pruebas de Operación y antes de la Fecha de Aceptación Provisional.
- b. La Capacidad Nominal Garantizada (CNG) de la Central será verificada mediante el cálculo de la Capacidad Nominal Demostrada (CND), el cual debe realizarse mediante la Producción Anual de Energía (PAE) obtenida tanto para la Curva Garantizada de Potencia - Velocidad de Viento (CGPV), como para la Curva Demostrada de Potencia-Velocidad de Viento (CDPV).

### 1.2 Asignación de responsabilidades al Coordinador y al Personal de Prueba.

Previo a la realización de la prueba de desempeño, se nombrará al coordinador de la prueba quién indicará el inicio y la terminación de la misma, así como la periodicidad en la toma de datos

Al designa el Productor a un coordinador de las pruebas, será responsable de la Central Eólica por parte de ingeniería, quien dispondrá de Ingenieros Técnicos altamente

---

2 B.L3.9.1.2.2 Pruebas de Desempeño, pagina 55, párrafo  
3 3.9.1.2 Pruebas en el Sitio, pagina 48 párrafo 5.

cualificados y del personal de puesta de marcha y de montaje electromecánico<sup>4</sup>. Estas personas tienen probada capacidad técnica y experiencia en operaciones de los equipos de la Central y gozan de buena disponibilidad para colaborar con el personal de La Comisión.<sup>5</sup>

## 2. PROGRAMA Y DURACIÓN

### 2.1 Programa.

#### 2.1.1 La Prueba de Desempeño

La Prueba de Desempeño de medición de las Curvas de Potencia para la Central será llevada a cabo después de que se hayan terminado todas las actividades de Puesta en Servicio, se hayan concluido todas las Pruebas de Operación, y la planta en conjunto está en operación estable y completamente en automático, sin ninguna instalación provisional.<sup>6</sup>

#### 2.1.2 Reunión de seguimiento

Una vez a la semana después del inicio de las Pruebas de Desempeño se reunirán en el cuarto de control de la Central Eólica, todo el personal involucrado en la prueba (personal de Productor y Comisión) con la " finalidad de analizar las incidencias, debiendo registrarse en la "Bitácora de Prueba de Desempeño"<sup>7</sup> las más relevantes, las cuales serán base para realizar la evaluación una vez concluido el periodo de prueba. Lo registrado semanalmente en la Bitácora deberá ser firmado por el personal que aparece en el acta de inicio y solo en caso de ausencia justificada de alguno de ellos, podrá ser firmada por su designado, teniendo en cuenta que las mediciones pueden durar alrededor de 3 meses.<sup>8</sup>

#### 2.1.3 Seguimiento formal de las Pruebas

El Coordinador será responsable de que se lleve una Bitácora específica para la Prueba de Desempeño, en la que en cada turno se registraran las condiciones en que se operó cada uno de los 5 aerogeneradores soportes de la medición de las Curvas de Potencia y demás equipos de la Central, así como las desviaciones o fallas que pudieran presentarse.

Los informes de la Bitácora deberán de ser firmados igualmente por los representantes del Productor y de La Comisión que figuran en las actas de inicio y de terminación de la

<sup>4</sup> Norma IEC 61400-12-1, Introducción

<sup>5</sup> Contrato PIF-007/2010, 008/2010 y 009/2010, Clausula 7 Pruebas, punto 7.4 Personal, Clausula 9 Obligaciones del Productor durante el Periodo de Operación, punto 9.13 Acceso a la Información y a las Instalaciones

<sup>6</sup> B.L Sección 3.0 Especificación Técnica, 3.9 Otros Requerimientos Técnicos, 3.9.1.2.2 Pruebas de Desempeño, pagina 54.

<sup>7</sup> Norma IEC 61400-12-1, numeral 7 Procedimiento de medida, 7.2 Operación del Aerogenerador, pagina 19.

<sup>8</sup> Norma IEC 61400-12-1, numeral 7 Procedimiento de medida, 7.6 Base de datos, pagina 19.



"Prueba de Desempeño", haciendo constar en particular la fecha y hora de inicio y finalización de la misma

## 2.1.4 Instrumentación

Toda instrumentación empleada durante la prueba de desempeño tendrá las hojas de datos de calibración vigentes incluidas en la documentación de la prueba y estará disponible para su verificación.<sup>9</sup>

## 2.2 Procedimiento Operativo

El Productor será responsable de conducir la Prueba de Desempeño y el consiguiente cálculo del resultado, siendo el ejecutor un proveedor que se apegue al seguimiento de los estándares internacionales IEC61400-12-1. El Productor tiene también la responsabilidad de proporcionar toda la mano de obra, supervisión, equipamiento y material necesarios para llevar a cabo la prueba. Los representantes de CFE estarán presentes durante la prueba para atestiguamiento y evaluación de los resultados.<sup>10</sup>

## 2.3 Duración de la prueba

La Norma específica que se debe conseguir una base de datos con una cantidad mínima de datos "Válidos" por lo menos debe de cubrir un rango de velocidad del viento que se extiende desde 1 m/s por debajo de límite a 1.5 veces la velocidad del viento en un 85% de la potencia nominal del Aerogenerador. Por otra parte, el rango de velocidad del viento se extenderá desde 1 m/s por debajo de corte a una velocidad del viento en el que "AEP-medida" es mayor o igual al 95% de "AEP-extrapolados". El informe se indicará cuál de las dos definiciones se ha utilizado para determinar el rango de la curva de potencia medida. El rango de velocidad del viento se divide en 0.5 m/s bin contiguos centrado en múltiplos de 0.5 m/s<sup>11</sup>, se mide hasta tener al menos 180 horas de datos válidos, con el viento medido en el sector válido, teniendo al menos 30 minutos de medidas válidas para cada bin de viento. Por ello, no es posible establecer una duración del periodo de medida, pero se estima una duración de 3 meses.<sup>12</sup>

Durante este periodo cada uno de los equipos de la Central y cada uno de los 5 Aerogeneradores soportes de las Mediciones de Curvas de Potencia, deberán de operar en condiciones normales de operación y con sus controles en forma automática, confiable, estable y segura.<sup>13</sup>

<sup>9</sup> Norma IEC 61400-12-1, numeral 9 Formato de notificación, inciso C Una descripción del equipo de prueba, pagina 23 y Anexo G (normativo) Montaje de instrumentos en el mástil meteorológico, pagina 67.

<sup>10</sup> Contrato PIF-007/2010, 008/2010 y 009/2010, Clausula 7 Pruebas, punto 7.4 Personal y 3.9.1.2. Pruebas de Desempeño, párrafo 4, página 54, párrafo 2, página 55.

<sup>11</sup> Norma IEC 61400-12-1, numeral 7 El Método de Medida, 7.6 Base de datos, pagina 19.

<sup>12</sup> Norma IEC 61400-12-1, numeral 7 El Método de Medida, 7.6 Base de datos, párrafo 6, página 19.

<sup>13</sup> B.L. Sección 3 3.0 Especificación Técnica, numeral 3.9.1.2.1 Pruebas de Puesta en Servicio, pagina 49.

## 2.4 Condiciones adversas.

En el caso de que se demuestre o acredite que no se presentan las condiciones de viento adecuadas para realizar la prueba de medición de Curva de Potencia a continuación de las Pruebas de Operación, se dispone de un plazo de 90 días posteriores a la fecha de Aceptación Provisional para conseguir llevarlas a cabo. El Productor podría solicitar a la Comisión, la ampliación del plazo inicial de 3 meses si fuera necesario para llegar a resultados satisfactorios en término de número de datos. Garantizando la aplicación de penas que en su caso se deriven de esta prueba, mediante una carta de crédito irrevocable y específico como está indicado en la sección 7 de las bases de licitación.<sup>14</sup>

## 3. REQUERIMIENTOS GENERALES PARA LA PRUEBA DE DESEMPEÑO DE UNA CENTRAL EOLICA

Toda la instrumentación usada para la Prueba de Desempeño tendrá certificados de calibración vigente expedidos por un laboratorio nacional registrado y aprobado por la Secretaría de Economía o un laboratorio extranjero registrado y aprobado en el país de origen por una institución oficial<sup>15</sup>.

Todo equipo o sistema que opere normalmente o considerado necesario para la operación durante la Prueba de Desempeño se encontrará perfectamente operacional. Antes de la predeterminada hora de comienzo de las Pruebas de Desempeño los Aerogeneradores y el resto de equipos de la Central deberán estar disponibles para su operación y operando con todos sus sistemas de control y/o protección en modo automático.

### 3.1 Información Adicional antes de inicial Pruebas de Desempeño<sup>16</sup>

a) La identificación y descripción de la configuración de aerogeneradores específicos bajo prueba, incluyendo:

1. Marca de Aerogenerador, tipo, número de serie, año de producción.
2. Diámetro del rotor y una descripción del método de verificación utilizada o una referencia a la documentación de diámetro del rotor.
3. La velocidad del rotor o el intervalo de velocidad del rotor.
4. Potencia nominal y la velocidad del viento clasificada.
5. Los datos de Pala: marca, tipo, número de serie, el número de palas de paso fijo o variable, y el ángulo de paso (s).
6. Centro de la altura y el tipo de torre.

<sup>14</sup> Contrato PIF-007/2010, 008/2010 y 009/2010, Clausula 7 Pruebas, numeral 7.3 Falta de Recurso Eólico Adecuado para Pruebas.

<sup>15</sup> B.L. Sección 3 3.0 Especificación Técnica, numeral 3.9.1.2 Pruebas en el Sitio, pagina 48.

<sup>16</sup> Norma IEC 61400-12-1, numeral 9 Formato de notificación, incisos a),b),c) y d)

7. La descripción del sistema de control (dispositivo y la versión de software) y la documentación de las señales de estado siendo utilizado para la reducción de datos.

8. Descripción de las condiciones de la red del Aerogenerador, es decir, tensión, frecuencia y sus tolerancias, y un dibujo que indica que el transductor de la energía está conectada, específicamente en relación con un transformador interno o externo, y el auto-consumo de energía.

b) Una descripción del sitio de prueba (ver 5.2), incluyendo:

1. Fotografías de todos los sectores de medición, preferiblemente del Aerogenerador a la altura buje.

2. Un mapa del sitio de prueba que muestra la zona de los alrededores que cubren una distancia radial de al menos 20 veces el diámetro del rotor del Aerogenerador y se indique la topografía, arreglo general del Parque Eólico, torres meteorológicas, obstáculos importantes, otras Parques Eólicos vecinos, y mediciones del sector.

3. Los resultados de la evaluación del sitio, es decir, los límites del sector de medición válido (s);

4. Si se lleva a cabo la calibración del sitio de los límites del sector de la medición final (s) también se informó incluyendo la justificación de los cambios de los resultados de la evaluación del sitio.

c) Una descripción del equipo de prueba:

1. la identificación de los sensores y el sistema de adquisición de datos, incluida la documentación de las calibraciones de los sensores, las líneas de transmisión y el sistema de adquisición de datos.

2. Descripción de la disposición de los anemómetros en las torres meteorológicas, a raíz de los requerimientos y las descripciones en el Anexo G de la norma IEC 61400-1 2005.

3. Esquema de la disposición de las torres meteorológicas muestran principales dimensiones de la torre y el instrumento de accesorios de montaje.

4. Descripción del método de cómo mantener la calibración del anemómetro sobre la duración del período de medición y la documentación de los resultados que muestran que la calibración se mantiene.

d) Una descripción del procedimiento de medida:

1. La documentación de las etapas del procedimiento, las condiciones de prueba, la velocidad de muestreo, con una media hora, período de medición.
2. Una Bitácora durante la Prueba de Desempeño de Potencia, incluyendo una lista de todas las actividades de mantenimiento que se produjo durante la prueba y una lista de las acciones especiales (como el lavado de la Pala) que se realizaron para garantizar un buen rendimiento.
3. Identificación de los criterios de rechazo de datos además de los indicados en el apartado 7.4 IEC 61400-1 2005.

El comienzo de la Prueba de Desempeño deberá ser avalado por los representantes del Productor y de la Comisión 17 mediante su firma en la Bitácora de la prueba de desempeño, en la cual se deberá anotar el día y la hora oficial de comienzo de la prueba<sup>18</sup>.

A partir de la hora de comienzo de una de las Pruebas de Desempeño todos los detalles de las alarmas, paradas, e intervenciones de los Aerogeneradores soportes de las Mediciones de Curva de Potencia o cualquier otro equipo de la Central, deberán ser anotados en la Bitácora específica de la prueba, y las evidencias documentales (registros de eventos y alarmas) obtenidos en los equipos de monitoreo deberán ser guardadas en formato electrónico, y una copia dura de las mismas anexadas a la Bitácora.<sup>19</sup>

Durante la Prueba de Desempeño de la Central todas las intervenciones de mantenimiento o de restablecimiento sobre los equipos de la Central deberán ser realizadas totalmente por personal del Productor, con la supervisión de personal de la Comisión de Construcción o Puesta en Servicio<sup>20</sup>. No obstante, los equipos relacionados con la medición de curva de potencia no podrán ser tocados salvo por personal de la empresa certificadora o por personal autorizado explícitamente por ellos.<sup>21</sup>

#### 4. INFORMES DE LA PRUEBA

El Productor preparará el reporte de la Prueba de Desempeño incluyendo una descripción de la metodología (norma IEC 61400-12-1), lecturas de instrumentos, gráficos, observaciones, resultados finales obtenidos, cálculos de corrección y registros

<sup>17</sup> B.L. Sección 3.0 Especificación Técnica, numeral 3.9.1.2 Pruebas en el Sitio páginas 48 y 49.

<sup>18</sup> Norma IEC 61400-12-1, numeral 7 El Método de Medición, 7.2 Operación del Aerogenerador, página 18.

<sup>19</sup> Norma IEC 61400-12-1, numeral 7 El Método de Medición, 7.2 Operación del Aerogenerador, página 18.

<sup>20</sup> B.L. Sección 3.0 Especificación Técnica, numeral 3.4.7 Supervisión por la Comisión, página 40.

<sup>21</sup> B.L. Sección 3.0 Especificación Técnica, numeral 3.9.1.2.2 Pruebas de Desempeño, página 55, párrafo 2.

de calibración. Se entregarán una copia de cada reporte a CFE dentro de un plazo razonable siguiente a la finalización de la Prueba de Desempeño, no mayor a un mes.<sup>22</sup>

Se preparará un registro de la prueba, en forma de Bitácora, para registrar cualquier ocurrencia que afectase a la prueba, la hora de la misma y el efecto resultante observado.<sup>23</sup>

## 5. CÁLCULO DE LA PRUEBA<sup>24</sup>

### 5.1 Definición de los datos a medir

1. Datos que deberán ser registrados para cada una de las 5 unidades soportes de la Medición de Curva de Potencia:

Parámetros a medir.

Se indica a continuación las variables que integran cada paquete (bin) de datos (Ej. Velocidad de viento, potencia...):

ws = velocidad de viento, + altura de medición.

wd= dirección de viento,

airpr= presión del aire,

Temp= Temperatura,

Power= Potencia

rain, lluvia

avail= disponibilidad

Avg= Average, Std=desviación estándar

Aparecen en tablas:

Velocidad media viento a altura de buje

Velocidad media viento a altura de buje

Velocidad máxima de viento a altura de buje

Velocidad mínima viento a altura de buje

<sup>22</sup> B.L. Sección 3.0 Especificación Técnica, numeral 3.9.1.2.2 Pruebas de Desempeño, pagina 57, párrafo 2.

<sup>23</sup> Norma IEC 61400-12-1, numeral 7 Procedimiento de medida, 7.1 Generalidades, pagina 18.

<sup>24</sup> Norma IEC 61400-12-1, numeral 5 Preparación para la prueba de desempeño, pagina 14, numeral 8 Resultados obtenidos, página 20 y numeral 9 Formato de notificación, pagina 23.

Desviación estándar de Velocidad viento a altura de buje

Presión atmosférica media

Presión atmosférica máxima

Presión atmosférica mínima

Desviación estándar de la Presión atmosférica

Potencia media

Potencia máxima

Potencia mínima

Desviación estándar de potencia

Lluvia media

Desviación estándar de lluvia

Disponibilidad media tipo 1

Desviación estándar de disponibilidad tipo 1

Disponibilidad media tipo 2

Desviación estándar de disponibilidad tipo 2

Condiciones de rechazo de datos (apdo. 7.4 de IEC-61400-12-1):

- Condiciones externas que hacen que la velocidad de viento este fuera del rango de funcionamiento de la maquina
- No funcione el aerogenerador debido a una condición de fallo.
- La turbina se apague manualmente para realizar un mantenimiento.
- Fallo o degradación (ej. Debido al hielo) del equipamiento
- Viento fuera del sector de medición según párrafo 5.2.2
- Dirección de viento fuera de los sectores validos de medida contemplados en la calibración de emplazamiento
- Cualquier otro criterio de rechazo debe ser claramente reportado

Los datos son guardados de forma automática en un “Sistema Autónomo de Adquisición de Datos Portátil” (Data Logger), recogándose semanalmente de manera manual para su posterior proceso. Estos datos se recogerán en los formatos que se anexan a un Protocolo.

a. Formatos de recopilación de datos. Se deberá anexar el Documento de del encargado de recolección y análisis de datos.

b. Toma de Datos y Cálculos.

i. Cálculo de la incertidumbre de la instrumentación.

ii. Características de los equipos de prueba:

- Todos equipos cumplen con los requisitos de la norma IEC61400-12-1: Anemómetros con calibración y sensores tienen su hoja de calibración, toroidales<sup>25</sup> con clase 0.5 o mejor, transductor de potencia<sup>26</sup> con clase 0.5 o mejor.
- Se debe de disponible el sistema de adquisición de datos (Data Logger) para la captura de toda la información, durante las pruebas.
- Se anexan las certificaciones de los instrumentos.

iii. Descripción de la configuración específica de cada aerogenerador bajo prueba

- La configuración de los aerogeneradores está definida de acuerdo al diseño del Productor.
- En particular se debe de detallar: Multiplicador, Generador y el PLC.

## 5.2 Metodología de medición de la Curva de Potencia.

La siguiente metodología es una relación de puntos general, no limitativa, de los puntos a seguir para la medición de la curva de potencia. La descripción de los detalles se ha de tomar de la norma: IEC 61400-12-1 y B.L. 3.3.1 Valores garantizados y 3.9.1.2.2 Pruebas de Desempeño:

- Se procede de la siguiente manera, los datos unitarios son promediados en valores diez minútales,
- Determinando valores medios, máximos, mínimos y la desviación estándar.
- Los periodos de funcionamientos especiales de los aerogeneradores deben de ser descartados.
- Los datos recogidos cuando la dirección del viento no está en el sector válido deben de ser descartados (si aplica).

<sup>25</sup> En geometría el toroide es la superficie de revolución generada por una curva plana cerrada que gira alrededor de una recta exterior coplanaria (el eje de rotación situado en su mismo plano) con la que no se interseca. Su forma se corresponde con la superficie de los objetos que en el habla cotidiana se denominan donuts, argollas, anillos, aros o roscas.

<sup>26</sup> El nombre del transductor ya nos indica cual es la transformación que realiza (por ejemplo electromecánica, transforma una señal eléctrica en mecánica o viceversa)

- Los datos afectados por una intensidad de Turbulencia fuera del rango de 0...25% deben de ser descartados.

Las mediciones de la velocidad de viento han de ser corregidas a las condiciones atmosféricas estándares de acuerdo con las recomendaciones de la IEC 61400-12-1 (es decir, que se corregirá por presión para adecuarla a la presión de las Curvas de potencia garantizadas.)

Esta medida dará lugar a la curva demostrada de potencia-velocidad de viento (CDPV)

Asimismo, se tomarán los datos necesarios para la determinación de la IT del viento que le llega a la máquina en la que se realiza la prueba de desempeño durante el periodo de medida y para los datos válidos, para su posterior utilización en la elección de la curva garantizada de potencia-velocidad de viento (CGPV) contra la que se comparará la curva demostrada de potencia-velocidad de viento (CDPV).

En todos los aerogeneradores en los que se realice la medición de Curva de Potencia se adapta la señal de disponibilidad proveniente del PLC, necesaria para el certificador para la realización de mediciones de acuerdo a la normativa IEC 61400-12-1:2005

De acuerdo a la norma y para la validación de discretización de los datos, se definirá conjunto el Productor y La Comisión.<sup>27</sup>

### 5.3 Criterios de Aceptación de las Pruebas de Desempeño.<sup>28</sup>

La Prueba de Desempeño tiene que demostrar que la Capacidad Nominal Demostrada es igual o mayor que la Capacidad Nominal Garantizada.

El Productor reportara a Comisión todos los resultados obtenidos en las Pruebas de Desempeño, debidamente promediados y corregidos, sin aplicar tolerancias.

El cálculo de incertidumbres sólo tendrá como función la confiabilidad de la medición y no se considerará en el cálculo para la determinación de la Capacidad Nominal Demostrada.

El procedimiento de cálculo de Producción Anual de Energía (PAE) se detalla en B.L. 3.9.1.2.2 Pruebas de Desempeño. La comparación de PAE extrapolada y garantizada mostrará si se supera o no la Prueba de Desempeño, en los términos que se detallan a continuación.

Posteriormente a la medida de la curva de potencia se debe calcular PAE empleando la curva Garantizada de Potencia-Velocidad de Viento (CGPV) y la Curva Demostrada de Potencia-Velocidad de Viento (CDPV)

<sup>27</sup> B.L. Sección 3.0 Especificación Técnica, numeral 3.9.1.2.2 Pruebas de Desempeño, página 54, párrafo 2.

<sup>28</sup> Norma IEC 61400-12-1, numeral 8 Resultados obtenidos, página 20 y B.L. Sección 3.0 Especificación Técnica, numeral 3.9.1.2.2, Pruebas de Desempeño, páginas 54, 55, 56 y 57.



La Curva Garantizada de Potencia-Velocidad de Viento (CGPV), una vez calculada la IT del viento que le llega a la máquina en la que se realiza la prueba de desempeño durante el periodo de medida y para los datos válidos, tomando la curva de potencia cuya IT se acerque más a la IT medida.

a) Para la PAE calculada con la CGPV (PAEE).

$$PAEE = \sum_{i=1}^n PG(v_i) \times T(v_i)$$

b) Para la PAE calculada con la CDPV (PAED).

$$PAED = \sum_{i=1}^n PD(v_i) \times T(v_i)$$

Dónde:

- PAEE Producción anual de energía esperada (kWh) calculada con la CGPV.
- PAED Producción anual de energía demostrada (kWh) calculada con la CDPV.
- PG(vi) Potencia (kW) producida por el aerogenerador a la velocidad de viento (vi) de acuerdo con la CGPV.
- PD(vi) Potencia (kW) producida por el aerogenerador a la velocidad de viento (vi) de acuerdo con la CDPV.
- T(vi) Tiempo en horas del año en que el viento sopla a la velocidad (vi) de acuerdo con la distribución de frecuencias.
- n Número de aerogenerador de prueba

Se verificará que la CDPV alcance el valor de la potencia nominal del aerogenerador indicado en la CGPV, en caso de no alcanzar esta potencia nominal el Productor debe realizar, las modificaciones necesarias al aerogenerador para que este cumpla con la potencia nominal.

La Capacidad Nominal Demostrada (CND) de la Central se debe determinar empleando la siguiente expresión:

$$CND = \frac{\sum_{n=1}^5 (PAED)_n}{\sum_{n=1}^5 (PAEE)_n} * CNC$$

Dónde:

CND	Capacidad Nominal Demostrada en MW de la Central.
PAED	Producción anual de energía con la CDPV en kWh.
PAEE	Producción anual de energía con la CGPV en kWh.
CNC	Capacidad Nominal Contractual en MW.
n	Número de aerogenerador de prueba.

IV. Tabla de informativa de aerogeneradores

FABRICANTE	ORIGEN	AEROGENERADORES DE CLASE IA	AEROGENERADORES DE CLASE IB	AEROGENERADORES DE CLASE IIA	AEROGENERADORES DE CLASE IIB	AEROGENERADORES DE CLASE IIIA	AEROGENERADORES DE CLASE IIIB	ESPECIFICACIONES
Acciona	ESPAÑA	<b>Modelo</b> AW-70/1500 <b>Capacidad</b> 1500 kW <b>Diámetro de rotor</b> 70 m <b>Altura de buje</b> 60/80 m <b>V.V de arranque</b> 4 m/s <b>V.V nominal</b> 11.6 m/s <b>V.V de parada</b> 25 m/s		<b>Modelo</b> AW-77/1500 <b>Capacidad</b> 1500 kW <b>Diámetro de rotor</b> 77 m <b>Altura de buje</b> 60/71/80 m <b>V.V de arranque</b> 3.5 m/s <b>V.V nominal</b> 11.1 m/s <b>V.V de parada</b> 25 m/s			<b>Modelo</b> AW-82/1500 <b>Capacidad</b> 1500 kW <b>Diámetro de rotor</b> 82 m <b>Altura de buje</b> 80 m <b>V.V de arranque</b> 3 m/s <b>V.V nominal</b> 10.5 m/s <b>V.V de parada</b> 20 m/s	<b>Solidez:</b> Doble apoyo del eje principal para reducir cargas sobre la multiplicadora y prolongar su vida útil Cimentación con doble fila pernos para garantizar una mejor transmisión de las cargas a la cimentación. <b>Economía:</b> Generación a 12 kv, para evitar pérdidas y costos de los transformadores. <b>Tecnología:</b> Velocidad variable con control de pitch hidráulico independiente para cada pala. Generador asíncrono de doble alimentación de IGBT's (PMW), que permite mejorar la estabilidad de voltaje y frecuencia, suministrar potencia reactiva a la red cuando sea requerido y opera el factor de potencia en inductivo o capacitivo según lo requiera
		<b>Modelo</b> AW-100/3000 <b>Capacidad</b> 3000 kW <b>Diámetro de rotor</b> 100 m <b>Altura de buje</b> 100/120 m <b>V.V de arranque</b> 4 m/s <b>V.V nominal</b> 11.7 m/s <b>V.V de parada</b> 25 m/s		<b>Modelo</b> AW-109/3000 <b>Capacidad</b> 1500 kW <b>Diámetro de rotor</b> 109 m <b>Altura de buje</b> 100/120 m <b>V.V de arranque</b> 3.5 m/s <b>V.V nominal</b> 11.1 m/s <b>V.V de parada</b> 25 m/s		<b>Modelo</b> AW-116/3000 <b>Capacidad</b> 3000 kW <b>Diámetro de rotor</b> 116 m <b>Altura de buje</b> 100/120 m <b>V.V de arranque</b> 3 m/s <b>V.V nominal</b> 10.6 m/s <b>V.V de parada</b> 20 m/s		
Ecotécnia	ESPAÑA	<b>Modelo</b> Ecotécnia 62 <b>Capacidad</b> 1300 kW <b>Diámetro de rotor</b> 62 m <b>Altura de buje</b> 70/80 m <b>V.V de arranque</b> 3 a 4 m/s <b>V.V nominal</b> 12 m/s <b>V.V de parada</b> 25 m/s						<b>Tecnología:</b> El rotor, apoyado directamente sobre el bastidor, no está soportado por el multiplicador, por lo que este componente no está sometido a la gran asimetría de esfuerzos que el viento causa sobre el rotor. La sujeción del rotor hace que los esfuerzos se desvíen hacia la torre originando que únicamente los esfuerzos útiles sean transmitidos al tren de potencia. La longitud del eje proporciona una significativa elasticidad al tren de potencia que evita picos de esfuerzo sobre el multiplicador. La situación del multiplicador, separado de la estructura de soporte, evita que se vea sometido a esfuerzos derivados del comportamiento de ésta, como deformaciones o

FABRICANTE	ORIGEN	AEROGENERADORES DE CLASE IA	AEROGENERADORES DE CLASE IB	AEROGENERADORES DE CLASE IIA	AEROGENERADORES DE CLASE IIB	AEROGENERADORES DE CLASE IIIA	AEROGENERADORES DE CLASE IIIB	ESPECIFICACIONES
								desplazamientos de grandes masas. El generador es de tipo de inducción trifásico. Generador de inducción trifásico
Eozen	ALEMANIA			<b>Modelo</b> EOZEN 78 <b>Capacidad</b> 1500 kW <b>Diámetro de rotor</b> 70 m <b>Altura de buje</b> 65/85 m <b>V.V de arranque</b> 3 m/s <b>V.V nominal</b> 10.9 m/s <b>V.V de parada</b> 22 m/s		<b>Modelo</b> EOZEN 82 <b>Capacidad</b> 1500 kW <b>Diámetro de rotor</b> 82 m <b>Altura de buje</b> 85/100 m <b>V.V de arranque</b> 3 m/s <b>V.V nominal</b> 10.1 m/s <b>V.V de parada</b> 22 m/s		<b>Tecnología:</b> No cuentan con multiplicadora, eje acoplador. Ni con bobinas de excitación, gracias al empleo de excitación por imanes. Las palas están desarrolladas con un diseños realizados en fibra de vidrio y resina epoxy, fabricadas mediante la tecnología RIM (Resin Infusion Moulding). La fibra de vidrio y la resina epoxy aseguran una excelente durabilidad y resistencia frente a cargas y agresiones medio-ambientales. Generador síncrono de imanes permanentes.
				<b>Modelo</b> EOZEN 70 <b>Capacidad</b> 1500 kW <b>Diámetro de rotor</b> 78 m <b>Altura de buje</b> 61.5/85 m <b>V.V de arranque</b> 3 m/s <b>V.V nominal</b> 11.7 m/s <b>V.V de parada</b> 25 m/s				
REpower	ALEMANIA	<b>Modelo</b> MM92 <b>Capacidad</b> 2.05 MW <b>Diámetro de rotor</b> 92.5 m <b>Altura de buje</b> 65/85 m <b>V.V de arranque</b> 3 m/s <b>V.V nominal</b> 11.2 m/s		<b>Modelo</b> 3XM <b>Capacidad</b> 3.3 MW <b>Diámetro de rotor</b> 104 m <b>Altura de buje</b> 68.5 /100 m <b>V.V de arranque</b> 3 m/s <b>V.V nominal</b> 11.2 m/s		<b>Modelo</b> 5M <b>Capacidad</b> 5 MW <b>Diámetro de rotor</b> 126 m <b>Altura de buje</b> 120		<b>TECNOLOGIA:</b> Ajuste eléctrico individual de cada pala, "fail-safe". Amplio sistemas de sensores de temperaturas y revoluciones con dimensionamiento redundante. Concepto de protección contra los rayos totalmente integrado. Rail electrificado y cables blindados para protección de personal y maquinaria. Freno del rotor con función de frenado suave "Soft-Brake". Double-fed. Generador asíncrono.

FABRICANTE	ORIGEN	AEROGENERADORES DE CLASE IA	AEROGENERADORES DE CLASE IB	AEROGENERADORES DE CLASE IIA	AEROGENERADORES DE CLASE IIB	AEROGENERADORES DE CLASE IIIA	AEROGENERADORES DE CLASE IIIB	ESPECIFICACIONES
		<b>V.V de parada</b> 24 m/s <b>Modelo</b> MM82 <b>Capacidad</b> 2.05 MW <b>Diámetro de rotor</b> 82 m <b>Altura de buje</b>  <b>V.V de arranque</b> 3.5 m/s <b>V.V nominal</b> 14.5 m/s <b>V.V de parada</b> 25 m/s		<b>V.V de parada</b> 24 m/s				
Siemens	ALEMANIA – U.S.A	<b>Modelo</b> SWT-0.6-44 <b>Capacidad</b> 2.05 MW <b>Diámetro de rotor</b> 82 m <b>Altura de buje</b>  <b>V.V de arranque</b> 4 m/s <b>V.V nominal</b> 13 - 14 m/s <b>V.V de parada</b> 25 m/s	<b>Modelo</b> SWT-1.3-62 <b>Capacidad</b> 1.3 MW <b>Diámetro de rotor</b> 62 m <b>Altura de buje</b> 45/68 m <b>V.V de arranque</b> 4 m/s <b>V.V nominal</b> 13 - 14 m/s <b>V.V de parada</b> 25 m/s	<b>Modelo</b> SWT-2.3-93 <b>Capacidad</b> 2.3 MW <b>Diámetro de rotor</b> 82.4 m <b>Altura de buje</b> 60/80 m <b>V.V de arranque</b> 4 m/s <b>V.V nominal</b> 13 - 14 m/s <b>V.V de parada</b> 25 m/s				<b>TECNOLOGIA:</b> La turbina opera automáticamente en todas las condiciones de viento. Cuando la velocidad del viento empieza a aumentar desde cero, la turbina automáticamente se encenderá y trabajará en una velocidad de viento de 4 m/s como promedio. El embobinado del generador pequeño permanecerá conectado a la rejilla o emparrillado hasta que el viento tenga una velocidad aproximada de 7 m/s. A velocidades mayores, el generador cambia al embobinado principal. La potencia de salida de la turbina de viento se incrementa bruscamente en forma lineal hasta que la velocidad del viento alcanza una velocidad de 13-14 m/s. En este momento el poder es limitado a la fuerza establecida por CombiStall. CombiStall. Es un sistema de regulación utilizado en las turbinas de velocidad-constante. NetConverter, sistema de conversión de energía que permite la operación del generador en velocidad variable, frecuencia y en el voltaje. Generador Asíncrono. *Clase no determinada
		<b>Modelo</b> SWT-1.0-542 <b>Capacidad</b> 2.05 MW <b>Diámetro de rotor</b> 82 m <b>Altura de buje</b>  <b>V.V de arranque</b> 4 m/s <b>V.V nominal</b> 13 - 14 m/s <b>V.V de parada</b> 	<b>Modelo</b> SWT-2.3-82 <b>Capacidad</b> 2.3 MW <b>Diámetro de rotor</b> 82.4 m <b>Altura de buje</b> 60/80 m <b>V.V de arranque</b> 4 m/s <b>V.V nominal</b> 13 - 14 m/s <b>V.V de parada</b>					

# SELECCIÓN DE AEROGENERADORES | 2013

FABRICANTE	ORIGEN	AEROGENERADORES DE CLASE IA	AEROGENERADORES DE CLASE IB	AEROGENERADORES DE CLASE IIA	AEROGENERADORES DE CLASE IIB	AEROGENERADORES DE CLASE IIIA	AEROGENERADORES DE CLASE IIIB	ESPECIFICACIONES
		25 m/s <b>Modelo</b> SWT-2.0-76 <b>Capacidad</b> 2.05 MW <b>Diámetro de rotor</b> 82 m <b>Altura de buje</b>  <b>V.V de arranque</b> 4 m/s <b>V.V nominal</b> 13 - 14 m/s <b>V.V de parada</b> 25 m/s	25 m/s <b>Modelo</b> SWT-3.6-107 <b>Capacidad</b> 3.6 MW <b>Diámetro de rotor</b> 107 m <b>Altura de buje</b> 80/100 m <b>V.V de arranque</b> 4 m/s <b>V.V nominal</b> 13 - 14 m/s <b>V.V de parada</b> 25 m/s					
SUZLON	INDIA		<b>Modelo</b> S52 <b>Capacidad</b> 600 kW <b>Diámetro de rotor</b> 52 m <b>Altura de buje</b> 73 m <b>V.V de arranque</b> 4 m/s <b>V.V nominal</b> 13 m/s <b>V.V de parada</b> 25 m/s			<b>Modelo</b> S82 <b>Capacidad</b> 1.5 MW <b>Diámetro de rotor</b> 82 m <b>Altura de buje</b> 76 m <b>V.V de arranque</b> 4 m/s <b>V.V nominal</b> 14 m/s <b>V.V de parada</b> 20 m/s	<b>Modelo</b> S64 <b>Capacidad</b> 1250 KW <b>Diámetro de rotor</b> 66 m <b>Altura de buje</b> 54/63/72 m <b>V.V de arranque</b> 3 m/s <b>V.V nominal</b> 14 m/s <b>V.V de parada</b> 22 m/s	<b>TECNOLOGIA:</b>  Apuesta de innovación tecnológica constante para desarrollar nuevos modelos de palas para aerogeneradores más eficientes y eficaces y un constante avance industrial por abarcar toda las fases de la cadena de producción de molinos eólicos. Generador Asíncrono.
			<b>Modelo</b> S88 <b>Capacidad</b> 2.2 MW <b>Diámetro de rotor</b> 88 m <b>Altura de buje</b> 79 m <b>V.V de arranque</b> 4 m/s <b>V.V nominal</b> 14 m/s <b>V.V de parada</b> 25 m/s					

# SELECCIÓN DE AEROGENERADORES | 2013

FABRICANTE	ORIGEN	AEROGENERADORES DE CLASE IA	AEROGENERADORES DE CLASE IB	AEROGENERADORES DE CLASE IIA	AEROGENERADORES DE CLASE IIB	AEROGENERADORES DE CLASE IIIA	AEROGENERADORES DE CLASE IIIB	ESPECIFICACIONES
VESTAS	DINAMARCA	<b>Modelo</b> V52 <b>Capacidad</b> 850 kW <b>Diámetro de rotor</b> 52 m <b>Altura de buje</b> 40/44/49/55/60/65 m <b>V.V de arranque</b> 4 m/s <b>V.V nominal</b> 16 m/s <b>V.V de parada</b> 25 m/s		<b>Modelo</b> V52 <b>Capacidad</b> 850 kW <b>Diámetro de rotor</b> 52 m <b>Altura de buje</b> 40/44/49/55/60/65 m <b>V.V de arranque</b> 4 m/s <b>V.V nominal</b> 16 m/s <b>V.V de parada</b> 25 m/s		<b>Modelo</b> V100 <b>Capacidad</b> 1.8 MW <b>Diámetro de rotor</b> 100 m <b>Altura de buje</b> 80/105 m <b>V.V de arranque</b> 4 m/s <b>V.V nominal</b> 16 m/s <b>V.V de parada</b> 20 m/s		TECNOLOGIA OptiSpeed reduce el desgaste tanto en la caja de cambios, las palas y de la torre debido a control de carga. Esto lo hace posible gracias a OptiSpeed, que reduce la velocidad y por consecuencia reduce los niveles de sonido. Generador Asíncrono con OptiSpeed.
		<b>Modelo</b> V80 <b>Capacidad</b> 2 MW <b>Diámetro de rotor</b> 80 m <b>Altura de buje</b> 60/67/78/100 m <b>V.V de arranque</b> 4 m/s <b>V.V nominal</b> 15 m/s <b>V.V de parada</b> 25 m/s		<b>Modelo</b> V80 <b>Capacidad</b> 2 MW <b>Diámetro de rotor</b> 80 m <b>Altura de buje</b> 60/67/78/100 m <b>V.V de arranque</b> 4 m/s <b>V.V nominal</b> 15 m/s <b>V.V de parada</b> 25 m/s		<b>Modelo</b> V112-3.0 MW <b>Capacidad</b> 3 MW <b>Diámetro de rotor</b> 112 m <b>Altura de buje</b> 84/94/119 m <b>V.V de arranque</b> 3 m/s <b>V.V nominal</b> 12 m/s <b>V.V de parada</b> 25 m/s		
		<b>Modelo</b> V90 <b>Capacidad</b> 3 MW <b>Diámetro de rotor</b> 90 m <b>Altura de buje</b> 80/105 m <b>V.V de arranque</b> 4 m/s <b>V.V nominal</b> 15 m/s <b>V.V de parada</b> 25 m/s		<b>Modelo</b> V82 <b>Capacidad</b> 1.65 MW <b>Diámetro de rotor</b> 82 m <b>Altura de buje</b> 55/60/65 m <b>V.V de arranque</b> 3.5 m/s <b>V.V nominal</b> 13 m/s <b>V.V de parada</b> 20 m/s				

# SELECCIÓN DE AEROGENERADORES | 2013

FABRICANTE	ORIGEN	AEROGENERADORES DE CLASE IA	AEROGENERADORES DE CLASE IB	AEROGENERADORES DE CLASE IIA	AEROGENERADORES DE CLASE IIB	AEROGENERADORES DE CLASE IIIA	AEROGENERADORES DE CLASE IIIB	ESPECIFICACIONES
				<b>Modelo</b> V90 <b>Capacidad</b> 1.8 MW <b>Diámetro de rotor</b> 90 m <b>Altura de buje</b> 80/95/105 m <b>V.V de arranque</b> 3.5 m/s <b>V.V nominal</b> 12 m/s <b>V.V de parada</b> 25 m/s				
				<b>Modelo</b> V90 <b>Capacidad</b> 3 MW <b>Diámetro de rotor</b> 90 m <b>Altura de buje</b> 80/105 m <b>V.V de arranque</b> 4 m/s <b>V.V nominal</b> 15 m/s <b>V.V de parada</b> 25 m/s				
				<b>Modelo</b> V112-3.0 MW <b>Capacidad</b> 3 MW <b>Diámetro de rotor</b> 112 m <b>Altura de buje</b> 84/94/119 m <b>V.V de arranque</b> 3 m/s <b>V.V nominal</b> 12 m/s <b>V.V de parada</b> 25 m/s				



# SELECCIÓN DE AEROGENERADORES | 2013

FABRICANTE	ORIGEN	AEROGENERADORES DE CLASE IA	AEROGENERADORES DE CLASE IB	AEROGENERADORES DE CLASE IIA	AEROGENERADORES DE CLASE IIB	AEROGENERADORES DE CLASE IIIA	AEROGENERADORES DE CLASE IIIB	ESPECIFICACIONES
GE ENERGY	U.S.A		<b>Modelo</b> 1.5 se <b>Capacidad</b> 1.5 MW <b>Diámetro de rotor</b> 70.5 m <b>Altura de buje</b> 52.6/64.7 m	<b>Modelo</b> 1.5 sle <b>Capacidad</b> 1.5 MW <b>Diámetro de rotor</b> 77 m <b>Altura de buje</b> 61.4/100 m			<b>Modelo</b> 1.5 xle <b>Capacidad</b> 1.5 MW <b>Diámetro de rotor</b> 82.5 m <b>Altura de buje</b> 80/120 m	<b>TECNOLOGIA:</b> Cuenta con un sistema LVRT que, ante un hueco de tensión el aerogenerador, permanece en todo momento bajo control, genera una potencia activa proporcional a la tensión del hueco, genera el valor nominal de potencia reactiva. Y también un novedoso sistema SRT Soft Ride Through para requisitos monos estrictos que permiten caídas de tensión de un 30% Generador Asíncrono de imanes permanentes.
			<b>Modelo</b> 3.6s Offshore <b>Capacidad</b> 3.6 MW <b>Diámetro de rotor</b> 110 m <b>Altura de buje</b> opcional	<b>Modelo</b> 2.5 xl <b>Capacidad</b> 2.5 MW <b>Diámetro de rotor</b> 100 m <b>Altura de buje</b> 100 m				
			<b>Modelo</b> 3.6s Offshore <b>Capacidad</b> 3.6 MW <b>Diámetro de rotor</b> 110 m <b>Altura de buje</b> opcional					
MTORRES	ESPAÑA	<b>Modelo</b> TWT 1.65/70 <b>Capacidad</b> 1.65 MW <b>Diámetro de rotor</b> 70 m <b>Altura de buje</b> 71 m <b>V.V de arranque</b> 3 m/s <b>V.V nominal</b> 17 m/s <b>V.V de parada</b> 25 m/s		<b>Modelo</b> TWT 1.65/77 <b>Capacidad</b> 1.65 MW <b>Diámetro de rotor</b> 77 m <b>Altura de buje</b> 71 m <b>V.V de arranque</b> 3 m/s <b>V.V nominal</b> 17 m/s <b>V.V de parada</b> 25 m/s		<b>Modelo</b> TWT 1.65/82 <b>Capacidad</b> 1.65 MW <b>Diámetro de rotor</b> 82 m <b>Altura de buje</b> 71 m <b>V.V de arranque</b> 3 m/s <b>V.V nominal</b> 17 m/s <b>V.V de parada</b> 25 m/s		<b>TECNOLOGIA:</b> Se trata de un generador síncrono multipolar de velocidad variable, con acoplamiento directo (sin multiplicadora) y pitch regulado. Posee dos convertidores electrónicos de potencia trifásica reversible y un avanzado sistema de control robusto QFT que le permite regular las potencias activa y reactiva, optimizar su rendimiento aerodinámico y aumentar la calidad de onda y la fiabilidad. Su tecnología software le proporciona una gran adaptabilidad a los requerimientos del cliente y a las características del emplazamiento. Generador Síncrono multipolar de velocidad variable y accionamiento directo con excitación eléctrica independiente

# SELECCIÓN DE AEROGENERADORES | 2013

FABRICANTE	ORIGEN	AEROGENERADORES DE CLASE IA	AEROGENERADORES DE CLASE IB	AEROGENERADORES DE CLASE IIA	AEROGENERADORES DE CLASE IIB	AEROGENERADORES DE CLASE IIIA	AEROGENERADORES DE CLASE IIIB	ESPECIFICACIONES
MITSUBISHI HEAVY INDUSTRIES	JAPON	<b>Modelo</b> MWT 100/2.4 <b>Capacidad</b> 1 MW <b>Diámetro de rotor</b> 61.4 m <b>Altura de buje</b> 55/60/69 m <b>V.V de arranque</b> 3 m/s <b>V.V nominal</b> 12.5 m/s <b>V.V de parada</b> 25 m/s	<b>Modelo</b> MWT 92/2.4 <b>Capacidad</b> 2.4 MW <b>Diámetro de rotor</b> 92 m <b>Altura de buje</b> 70 m <b>V.V de arranque</b> 3 m/s <b>V.V nominal</b> 12.5 m/s <b>V.V de parada</b> 25 m/s	<b>Modelo</b> MWT 92/2.4 <b>Capacidad</b> 2.4 MW <b>Diámetro de rotor</b> 92 m <b>Altura de buje</b> 70 m <b>V.V de arranque</b> 3 m/s <b>V.V nominal</b> 12.5 m/s <b>V.V de parada</b> 25 m/s				
				<b>Modelo</b> MWT 95/2.4 <b>Capacidad</b> 2.4 MW <b>Diámetro de rotor</b> 92 m <b>Altura de buje</b> 80 m <b>V.V de arranque</b> 3 m/s <b>V.V nominal</b> 12.5 m/s <b>V.V de parada</b> 25 m/s				
NORDEX	DINAMARCA	<b>Modelo</b> N80/2500 <b>Capacidad</b> 2.5 MW <b>Diámetro de rotor</b> 80 m <b>Altura de buje</b> 70/80 m <b>V.V de arranque</b> 3 m/s <b>V.V nominal</b> 15 m/s <b>V.V de parada</b> 25 m/s	<b>Modelo</b> N90/2500 HS <b>Capacidad</b> 2.5 MW <b>Diámetro de rotor</b> 90 m <b>Altura de buje</b> 70/80 m <b>V.V de arranque</b> 3 m/s <b>V.V nominal</b> 13 m/s <b>V.V de parada</b> 25 m/s	<b>Modelo</b> N90/2300 <b>Capacidad</b> 2.3 MW <b>Diámetro de rotor</b> 90 m <b>Altura de buje</b> 80/100 m <b>V.V de arranque</b> 3 m/s <b>V.V nominal</b> 17 m/s <b>V.V de parada</b> 25 m/s		<b>Modelo</b> N100/2500 <b>Capacidad</b> 2.5 MW <b>Diámetro de rotor</b> 100 m <b>Altura de buje</b> 100 m <b>V.V de arranque</b> 3 m/s <b>V.V nominal</b> 13 m/s <b>V.V de parada</b> 20 m/s		TECNOLOGIA: Cuenta con una caja de cambios de 3 etapas, con 1 etapa planetaria, 2 etapas de engranajes cilíndricos de dientes helicoidales, tipo freno de disco actuado por medio de resortes y desacoplado por presión hidráulica (tipo fail safe). Freno mecánico, con 2 zapatas de freno, con un tiempo de parada a partir de la máxima rpm alrededor 6 segundos. Generador asíncrono, refrigeración a agua

# SELECCIÓN DE AEROGENERADORES | 2013

FABRICANTE	ORIGEN	AEROGENERADORES DE CLASE IA	AEROGENERADORES DE CLASE IB	AEROGENERADORES DE CLASE IIA	AEROGENERADORES DE CLASE IIB	AEROGENERADORES DE CLASE IIIA	AEROGENERADORES DE CLASE IIIB	ESPECIFICACIONES	
				<b>Modelo</b> N90/2500 LS <b>Capacidad</b> 2.5 MW <b>Diámetro de rotor</b> 90 m <b>Altura de buje</b> 75/80/100/120m <b>V.V de arranque</b> 3 m/s <b>V.V nominal</b> 13 m/s <b>V.V de parada</b> 25 m/s					
CLIPER WINDPOWER	U.S.A	<b>Modelo</b> C89 <b>Capacidad</b> 2.5 MW <b>Diámetro de rotor</b> 89 m <b>Altura de buje</b>		<b>Modelo</b> C93 <b>Capacidad</b> 2.5 MW <b>Diámetro de rotor</b> 93 m <b>Altura de buje</b>  <b>V.V de arranque</b> 4 m/s <b>V.V nominal</b> m/s <b>V.V de parada</b> 25 m/s	<b>Modelo</b> C96 <b>Capacidad</b> 2.5 MW <b>Diámetro de rotor</b> 96 m <b>Altura de buje</b>  <b>V.V de arranque</b> 4 m/s <b>V.V nominal</b> m/s <b>V.V de parada</b> 25 m/s		<b>Modelo</b> C100 <b>Capacidad</b> 2.5 MW <b>Diámetro de rotor</b> 100 m <b>Altura de buje</b>  <b>V.V de arranque</b> 4 m/s <b>V.V nominal</b> m/s <b>V.V de parada</b> 25 m/s	<b>Tecnología:</b> Es el resultado de la colaboración entre el equipo de diseño de Zond y el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL). La turbina cuenta con la tecnología <i>Quantum Drive</i> , consistente en un eje propulsor que alivia el estrés causado por la torsión, lo cual disminuye el daño causado a los componentes de la turbina. Gracias a este invento y a sus cuatro generadores distintos. Cuenta con cuatro generador síncrono independientes con imanes permanentes	
DEWIND	U.S.A			<b>Modelo</b> D6 WIND <b>Capacidad</b> 1.25 MW <b>Diámetro de rotor</b> 62 m <b>Altura de buje</b> 96 m <b>V.V de arranque</b> 2.8 m/s <b>V.V nominal</b> 12.5 m/s <b>V.V de parada</b> 25 m/s	<b>Modelo</b> D6 WIND <b>Capacidad</b> 1.25 MW <b>Diámetro de rotor</b> 64 m <b>Altura de buje</b> 100 m <b>V.V de arranque</b> 2.8 m/s <b>V.V nominal</b> 12.5 m/s <b>V.V de parada</b> 23 m/s		<b>Modelo</b> D6 WIND <b>Capacidad</b> 1.25 MW <b>Diámetro de rotor</b> 64 m <b>Altura de buje</b> 91.5 m <b>V.V de arranque</b> 2.8 m/s <b>V.V nominal</b> 12.5 m/s <b>V.V de parada</b> 23 m/s	<b>TECNOLOGIA:</b> La turbina tiene una potencia determinada y pueden tener diferentes alturas de buje para adaptarse a las condiciones del sitio y los requisitos de planificación. De este modo se pretende utilizar con mayor eficiencia el viento, un funcionamiento silencioso y atractivo diseño. La turbina funciona con un rotor de velocidad variable y por lo tanto es capaz de producir energía eléctrica de manera eficiente a bajas velocidades del viento, y la utilización de la energía de las ráfagas sin sobrecargar la red o de componentes de turbinas. El generador síncrono conectado directamente.	

FABRICANTE	ORIGEN	AEROGENERADORES DE CLASE IA	AEROGENERADORES DE CLASE IB	AEROGENERADORES DE CLASE IIA	AEROGENERADORES DE CLASE IIB	AEROGENERADORES DE CLASE IIIA	AEROGENERADORES DE CLASE IIIB	ESPECIFICACIONES
GAMESA	ESPAÑA	<b>Modelo</b> G520-850 <b>Capacidad</b> 850 kW <b>Diámetro de rotor</b> 52 m <b>Altura de buje</b> 44/49/55/65 m <b>V.V de arranque</b> 4 m/s <b>V.V nominal</b> 16 m/s <b>V.V de parada</b> 25 m/s		<b>Modelo</b> G87-2.0 MW <b>Capacidad</b> 2 MW <b>Diámetro de rotor</b> 89 m <b>Altura de buje</b> 67/78/100 m <b>V.V de arranque</b> 3 m/s <b>V.V nominal</b> 15 m/s <b>V.V de parada</b> 21 m/s		<b>Modelo</b> G90-2.0 MW <b>Capacidad</b> 2MW <b>Diámetro de rotor</b> 90 m <b>Altura de buje</b> 67/78/100 m	<b>Modelo</b> G58-850 <b>Capacidad</b> 850 kW <b>Diámetro de rotor</b> 58 m <b>Altura de buje</b> 44/55/65/71 m <b>V.V de arranque</b> 3 m/s <b>V.V nominal</b> 14 m/s <b>V.V de parada</b> 21 m/s	<b>TECNOLOGIA:</b> El mantenimiento predictivo de sus aerogeneradores mediante el desarrollo del sistema Gamesa SMP, basado en el análisis de vibraciones a través de sensores tipo acelerómetro. Se trata de un producto puntero en el mercado eólico, tanto por la tecnología de vanguardia con la que está equipado y su integración global en las redes de comunicación de parques, como por su rentabilidad económica. Generador asíncrono de cuatro polos, doblemente alimentado con rotor devanado y anillos rasantes.
		<b>Modelo</b> G80-2.0 <b>Capacidad</b> 2 MW <b>Diámetro de rotor</b> 80 m <b>Altura de buje</b> 60/67/78/100 m <b>V.V de arranque</b> 4 m/s <b>V.V nominal</b> 16 m/s <b>V.V de parada</b> 25 m/s						
ENERCOM	ALEMANIA-DINAMARCA	<b>Modelo</b> E-33 <b>Capacidad</b> 330 kW <b>Diámetro de rotor</b> 33.4 m <b>Altura de buje</b> 44/50 m <b>V.V de arranque</b> m/s <b>V.V nominal</b> m/s <b>V.V de parada</b> 28-34 m/s		<b>Modelo</b> E-70 <b>Capacidad</b> 2.3 MW <b>Diámetro de rotor</b> 71 m <b>Altura de buje</b> 58/113 m <b>V.V de arranque</b> m/s <b>V.V nominal</b> m/s <b>V.V de parada</b> 28-34 m/s	<b>Modelo</b> E-53 <b>Capacidad</b> 800 kW <b>Diámetro de rotor</b> 52.9 m <b>Altura de buje</b> 73 m <b>V.V de arranque</b> m/s <b>V.V nominal</b> m/s <b>V.V de parada</b> 28-34 m/s	<b>Modelo</b> E-115 <b>Capacidad</b> 2.5 MW <b>Diámetro de rotor</b> 115 m <b>Altura de buje</b> 92.5/149 m <b>V.V de arranque</b> m/s <b>V.V nominal</b> m/s <b>V.V de parada</b> 28-34 m/s		<b>TECNOLOGIA:</b> El sistema de acoplamiento directo de ENERCON (SIN MULTIPLICADORA) tiene su lógica: al reducir el número de componentes rotatorios se minimizan las sobrecargas mecánicas y aumenta la vida útil del equipo. Los costos de servicio y mantenimiento de la turbina disminuyen (menor desgaste de piezas, sin cambios de aceite en la multiplicadora entre otros) y se reducen los gastos de operación. Los aerogeneradores ENERCON pueden equiparse con un sistema de control de ráfagas especial. Este sistema permite regular el funcionamiento del aerogenerador en casos de viento extremadamente fuerte sin que se llegue a los típicos parones y las consiguientes pérdidas económicas. Gracias a

# SELECCIÓN DE AEROGENERADORES | 2013

FABRICANTE	ORIGEN	AEROGENERADORES DE CLASE IA	AEROGENERADORES DE CLASE IB	AEROGENERADORES DE CLASE IIA	AEROGENERADORES DE CLASE IIB	AEROGENERADORES DE CLASE IIIA	AEROGENERADORES DE CLASE IIIB	ESPECIFICACIONES
		<b>Modelo</b> E-44 <b>Capacidad</b> 900 kW <b>Diámetro de rotor</b> 44 m <b>Altura de buje</b> 55 m <b>V.V de arranque</b> m/s <b>V.V nominal</b> m/s <b>V.V de parada</b> 28-34 m/s		<b>Modelo</b> E-82 <b>Capacidad</b> 2 MW <b>Diámetro de rotor</b> 82 m <b>Altura de buje</b> 78/85/98/108/138 m <b>V.V de arranque</b> m/s <b>V.V nominal</b> m/s <b>V.V de parada</b> 28-34 m/s		<b>Modelo</b> E-115 <b>Capacidad</b> 3 MW <b>Diámetro de rotor</b> 115 m <b>Altura de buje</b> 92.5/149 m <b>V.V de arranque</b> m/s <b>V.V nominal</b> m/s <b>V.V de parada</b> 28-34 m/s		creación de un software especial de control de ráfagas desarrollado para un mayor optimización del equipo. Generador síncrono en anilla ENERCON con acoplamiento directo.
		<b>Modelo</b> E-48 <b>Capacidad</b> 800 kW <b>Diámetro de rotor</b> 48 m <b>Altura de buje</b> 50/76 m <b>V.V de arranque</b> m/s <b>V.V nominal</b> m/s <b>V.V de parada</b> 28-34 m/s		<b>Modelo</b> E-82 E2 <b>Capacidad</b> 2.3 MW <b>Diámetro de rotor</b> 82 m <b>Altura de buje</b> 78/85/98/108/138 m <b>V.V de arranque</b> m/s <b>V.V nominal</b> m/s <b>V.V de parada</b> 28-34 m/s				
		<b>Modelo</b> E-48 <b>Capacidad</b> 800 kW <b>Diámetro de rotor</b> 48 m <b>Altura de buje</b> 50/76 m <b>V.V de arranque</b> m/s <b>V.V nominal</b> m/s <b>V.V de parada</b> 28-34 m/s		<b>Modelo</b> E-82 E3 <b>Capacidad</b> 3 MW <b>Diámetro de rotor</b> 82 m <b>Altura de buje</b> 78/85/98/108/138 m <b>V.V de arranque</b> m/s <b>V.V nominal</b> m/s <b>V.V de parada</b> 28-34 m/s				

# SELECCIÓN DE AEROGENERADORES | 2013

FABRICANTE	ORIGEN	AEROGENERADORES DE CLASE IA	AEROGENERADORES DE CLASE IB	AEROGENERADORES DE CLASE IIA	AEROGENERADORES DE CLASE IIB	AEROGENERADORES DE CLASE IIIA	AEROGENERADORES DE CLASE IIIB	ESPECIFICACIONES
		<b>Modelo</b> E-82 E4 <b>Capacidad</b> 3 MW <b>Diámetro de rotor</b> 82 m <b>Altura de buje</b> 78/84 m <b>V.V de arranque</b> m/s <b>V.V nominal</b> m/s <b>V.V de parada</b> 28-34 m/s		<b>Modelo</b> E-92 <b>Capacidad</b> 2.3 MW <b>Diámetro de rotor</b> 92 m <b>Altura de buje</b> 78/85/98/108/138 m <b>V.V de arranque</b> m/s <b>V.V nominal</b> m/s <b>V.V de parada</b> 28-34 m/s				
		<b>Modelo</b> E-126 <b>Capacidad</b> 7.5MW <b>Diámetro de rotor</b> 127 m <b>Altura de buje</b> 135 m <b>V.V de arranque</b> 5 m/s <b>V.V nominal</b> 12 m/s <b>V.V de parada</b> 28-34 m/s		<b>Modelo</b> E-101 <b>Capacidad</b> 3 MW <b>Diámetro de rotor</b> 101 m <b>Altura de buje</b> 99/135/149 m <b>V.V de arranque</b> m/s <b>V.V nominal</b> m/s <b>V.V de parada</b> 28-34 m/s				
<b>+GOLDWIND</b>	CHINA	<b>Modelo</b> S43/600 KW <b>Capacidad</b> 600 kW <b>Diámetro de rotor</b> 43 m <b>Altura de buje</b> 40/50 m <b>V.V de arranque</b> 3.2 m/s <b>V.V nominal</b> 15 m/s <b>V.V de parada</b> 25 m/s	<b>Modelo</b> S43/600 KW <b>Capacidad</b> 600 kW <b>Diámetro de rotor</b> 43 m <b>Altura de buje</b> 40/50 m <b>V.V de arranque</b> 3.2 m/s <b>V.V nominal</b> 15 m/s <b>V.V de parada</b> 25 m/s	<b>Modelo</b> 62/1200 KW <b>Capacidad</b> 1.2 MW <b>Diámetro de rotor</b> 62 m <b>Altura de buje</b> 70 <b>V.V de arranque</b> 3 m/s <b>V.V nominal</b> 12 m/s <b>V.V de parada</b> 25 m/s				<p>El mayor fabricante de aerogeneradores chino <b>GOLDWIND</b> ha firmado un acuerdo de compra del 70% del tecnólogo alemán Vensys presente en España a través de su licenciario Eozen. Generador asíncrono</p>

FABRICANTE	ORIGEN	AEROGENERADORES DE CLASE IA	AEROGENERADORES DE CLASE IB	AEROGENERADORES DE CLASE IIA	AEROGENERADORES DE CLASE IIB	AEROGENERADORES DE CLASE IIIA	AEROGENERADORES DE CLASE IIIB	ESPECIFICACIONES
		<b>Modelo</b> S48/750 KW <b>Capacidad</b> 750 kW <b>Diámetro de rotor</b> 49 m <b>Altura de buje</b> 50/60 m <b>V.V de arranque</b> 4 m/s <b>V.V nominal</b> 14 m/s <b>V.V de parada</b> 25 m/s	<b>Modelo</b> S48/750 KW <b>Capacidad</b> 750 kW <b>Diámetro de rotor</b> 49 m <b>Altura de buje</b> 50/60 m <b>V.V de arranque</b> 4 m/s <b>V.V nominal</b> 14 m/s <b>V.V de parada</b> 25 m/s	<b>Modelo</b> 70/1500 KW <b>Capacidad</b> 1.5 MW <b>Diámetro de rotor</b> 70.5 m <b>Altura de buje</b> 65/85 <b>V.V de arranque</b> 3 m/s <b>V.V nominal</b> 11.5 m/s <b>V.V de parada</b> 25 m/s				

Clase de aerogenerador	IEC Clase I Viento fuerte	IEC Clase II Viento medio	IEC Clase III Viento leve	Clase IV Viento muy leve
Velocidad de referencia	50 m/s	42 m/s	37 m/s	30 m/s
Velocidad media anual de viento (turbulencia del 15 m/s, $I_{15}=0.18$ para $\pm 2$ clases A)	10 m/s	8.5 m/s	7.5 m/s	6 m/s
Velocidad media anual de viento (turbulencia del 15 m/s, $I_{15}=0.16$ para $\pm 3$ clases A)	10 m/s	8.5 m/s	7.5 m/s	6 m/s

## V. Direcciones de interés

- Agencia Internacional de la Energía [www.iea.org](http://www.iea.org)
- Consejo Mundial de la Energía [www.worldenergy.org](http://www.worldenergy.org)
- Unión Europea Dirección General de Energía y Transportes (DG XVII) [www.europa.eu.int/comm/dgs/energy\\_transport/index\\_es.html](http://www.europa.eu.int/comm/dgs/energy_transport/index_es.html)
- España Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía [www.idae.es](http://www.idae.es)
- Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas [www.ciemat.es](http://www.ciemat.es)
- Ente Regulador del Sector Energético Comisión Nacional de la Energía [www.cne.es](http://www.cne.es)
- Operador del Sistema Eléctrico Red Eléctrica de España, S.A. [www.ree.es](http://www.ree.es)
- Operador del Mercado Eléctrico Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español, S.A. [www.omel.es](http://www.omel.es)
- Técnica Programa de Fomento de la Investigación Técnica. Programa Nacional de Energía [www.mityc.es/profit](http://www.mityc.es/profit)
- Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial [www.cdti.es](http://www.cdti.es)
- Red CORDIS. VI Programa Marco [www.cordis.lu/sustdev/energy](http://www.cordis.lu/sustdev/energy)
- Centro Nacional de Energías Renovables (España) [www.cener.com](http://www.cener.com)
- Riso National Laboratory (Dinamarca) [www.risoe.dk](http://www.risoe.dk)
- Deutsches Windenergie-Institut (Alemania) [www.dewi.de](http://www.dewi.de)
- National Renewable Energy Laboratory (EE. UU.) [www.nrel.gov](http://www.nrel.gov)
- Swiss Federal Institute of Technology (Suiza) [www.ethz.ch](http://www.ethz.ch)
- Asociación Española de Mantenimiento [www.aem.es](http://www.aem.es)
- Asociación Española para la Calidad [www.aec.es](http://www.aec.es)
- Asociación Española de Normalización y Certificación [www.aenor.es](http://www.aenor.es)
- Comité Electrotécnico Internacional [www.iec.ch](http://www.iec.ch)
- Acreditación Entidad Nacional de Acreditación [www.enac.es](http://www.enac.es)
- Certificación de Aerogeneradores Germanischer Lloyd [www.gl-group.com/industrial/glwind/3780.htm](http://www.gl-group.com/industrial/glwind/3780.htm)
- Det Norske Veritas [www.dnv.dk/windturbines](http://www.dnv.dk/windturbines)
- Medición y Ensayos en Aerogeneradores Measuring Network of Wind Energy Institutes [www.measnet.com](http://www.measnet.com)
- Instituto Ignacio Da Riva [www.idr.upm.es](http://www.idr.upm.es)
- Observatorio de Prospectiva Tecnológica Industrial [www.opti.org](http://www.opti.org)
- Anemos Project <http://anemos.cma.fr>
- Offshore Windenergy Europe [www.offshorewindenergy.org](http://www.offshorewindenergy.org)
- Instituto Tecnológico de Canarias [www.itccanarias.org](http://www.itccanarias.org)
- Instituto Tecnológico y de Energías Renovables [www.iter.es](http://www.iter.es)
- Asociación Internacional de Desalinización [www.idadesal.org](http://www.idadesal.org)
- Asociación Española del Hidrógeno <http://aeh2.org>
- Los Alamos National Laboratory [www.lanl.gov/orgs/ee/fuelcells/Oficina Española del Cambio Climático](http://www.lanl.gov/orgs/ee/fuelcells/Oficina%20Espa%C3%B1ola%20del%20Cambio%20Clim%C3%A1tico) [www.mma.es/oecc](http://www.mma.es/oecc)



- Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático <http://unfccc.int>
- CO2-Solutions [www.co2-solutions.com](http://www.co2-solutions.com)
- Renewable Energy Certification System [www.recs.org](http://www.recs.org)
- Escuela de Organización Industrial [www.eoi.es](http://www.eoi.es)
- Cátedra Rafael Mariño de Nuevas Tecnologías Energéticas [www.upco.es/catedras/crm](http://www.upco.es/catedras/crm)
- Centro de Investigación de Recursos y Consumos Energéticos <http://circe.cps.unizar.es>
- Instituto de Comercio Exterior [www.icex.es](http://www.icex.es)
- Compañía Española de Seguros de Crédito a la Exportación [www.cesce.es](http://www.cesce.es)
- Agencia Española de Cooperación Internacional [www.aeci.es](http://www.aeci.es)
- Instituto de Crédito Oficial [www.ico.es](http://www.ico.es)
- Banco Europeo de Inversiones [www.eib.eu.int](http://www.eib.eu.int)
- Asociación de Productores de Energías Renovables [www.appa.es](http://www.appa.es)
- Asociación Empresarial Eólica [www.aeeolica.org](http://www.aeeolica.org)
- Asociación Española de la Industria Eléctrica [www.unesa.es](http://www.unesa.es)
- Club Español de la Energía [www.enerclub.es](http://www.enerclub.es)
- Institute of Electrical and Electronics Engineers [www.ieee.org](http://www.ieee.org)
- European Wind Energy Association [www.ewea.org](http://www.ewea.org)
- American Wind Energy Association [www.awea.org](http://www.awea.org)
- Global Wind Energy Council [www.gwec.net](http://www.gwec.net) World Wind Energy Association [www.wwindea.org](http://www.wwindea.org)
- Amigos de la Tierra [www.tierra.org](http://www.tierra.org)
- Greenpeace [www.greenpeace.org](http://www.greenpeace.org)
- WWF/Adena [www.wwf.es](http://www.wwf.es)
- Ecologistas en Acción [www.ecologistasenaccion.org](http://www.ecologistasenaccion.org)
- Seo/BirdLife [www.seo.org](http://www.seo.org)
- Agencia Europea de Medio Ambiente [www.eea.eu.int](http://www.eea.eu.int)
- ExternE [www.externe.info](http://www.externe.info)
- Environmental and Energy Study Institute [www.eesi.org](http://www.eesi.org)
- Energía sin Fronteras [www.energiasinfronteras.org](http://www.energiasinfronteras.org)
- The Climate Group [www.theclimategroup.org](http://www.theclimategroup.org)
- Worldwatch Institute [www.worldwatch.org](http://www.worldwatch.org)
- Agores [www.agores.org](http://www.agores.org)
- Eufores [www.eufores.org](http://www.eufores.org)
- Danish Wind Industry Association [www.windpower.org/en/core.htm](http://www.windpower.org/en/core.htm)

## VI. Referencia y bibliografía

- IEA R&D Wind Energy. Annual Reports. International Energy Agency, 1990-2005.

- IEC 61.400-1 Ed.3. Wind turbine generator systems-Part 1: Design requirements. International Electrotechnical Commission, 2005.
- Principios de Conversión de la Energía Eólica. Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT), 2004.
- Aerogeneradores. López-Ruiz, J.L. Escuela Técnica Superior de Ingenieros Aeronáuticos (ETSIA). Universidad Politécnica de Madrid, 2002.
- Guidelines for design of wind turbines. Det Norske Veritas, 2002.
- Aerodynamics of wind turbines: rotors, loads and structures. Jansen, M.O.L. James & James, 2000.
- Large wind turbines: design and economics. Harrison, R., Hau, E. y Snel, H. John Wiley and Sons, 2000.
- Estado del arte de la tecnología de Pequeños Aerogeneradores. CIEMAT, 1999.
- Aerodinámica I. Da Riva, I. ETSIA, 1996.
- Wind Characteristics. An Analysis for the generation of wind power. Rohatgi, J. y Nelson, V. Alternative Energy Institute, 1994.
- Wind Atlas Analysis and Application Program (WASP). Mortensen, N., Landberg, L., Troen, I. y Petersen, E. Riso National Laboratory, 1993.
- Historia de las Máquinas Eólicas. Deleito, J.C. ENDESA, 1992.
- Wind Energy Conversion Systems. Freris, L.L. Prentice- Hall, 1990.
- Wind Turbine Engineering Design. Eggleston, D.M. y Stoddard, F.S. Van Nostrand Reinhold, 1987.
- Wind Energy Systems. Johnson, G.L. Prentice-Hall, 1985.
- Energía Eólica. Teoría, concepción y cálculo práctico de instalaciones. Le Gourières, D. Editorial Masson, 1983.
- Vent et performances des éoliennes. Justus, C.G. SCM, 1980.
- Theory of Wind Sections. Abbott, I.A. y Von Doenhoff, A.E. Dover, 1959.