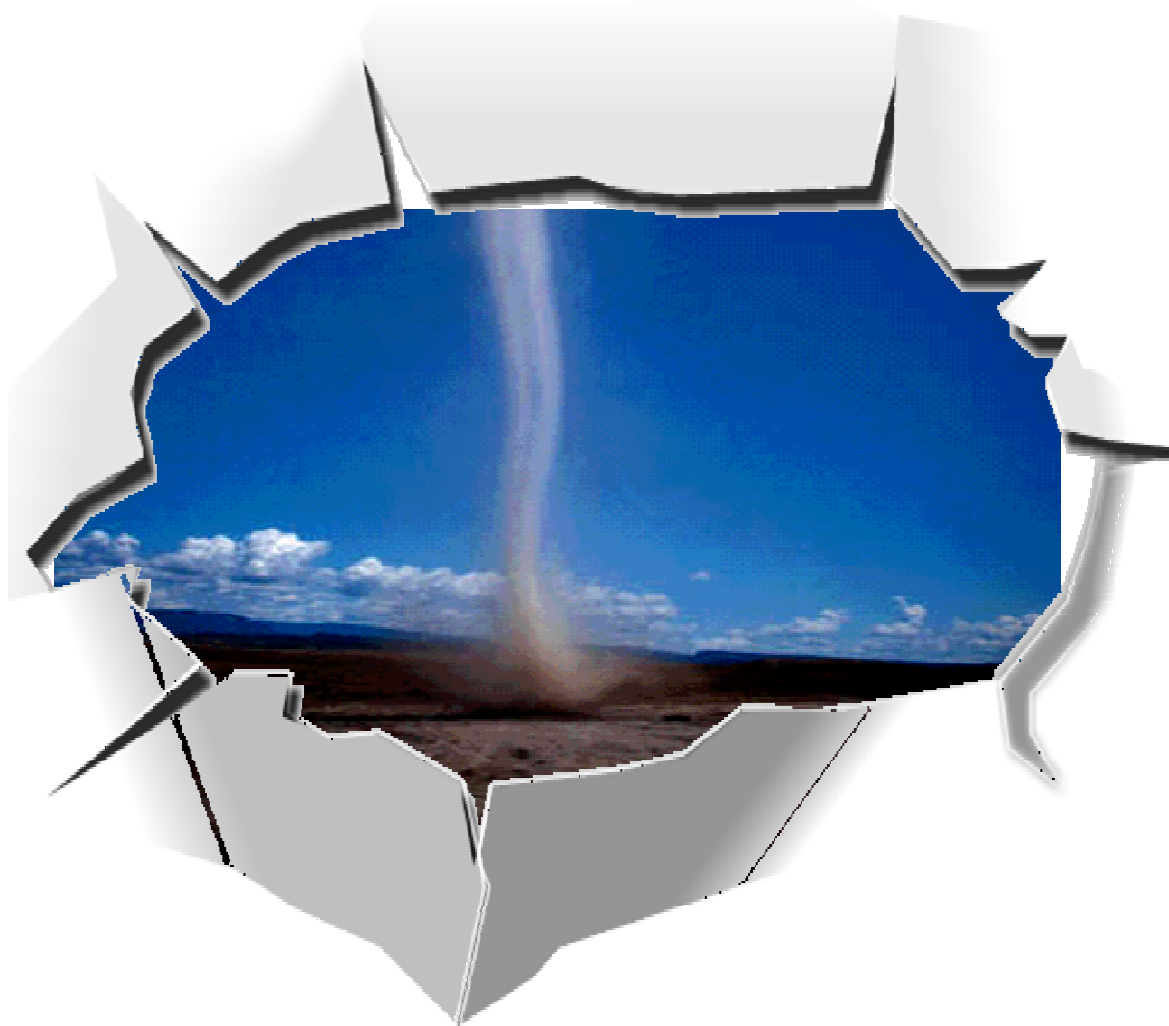


GENERACIÓN ELÉCTRICA MEDIANTE ENERGÍA EÓLICA

Héctor F. Mattio, Fernando Tilca, Roberto Jones



Los autores son docentes e investigadores de la Universidad Nacional de la Patagonia y del CREE (Centro Regional de Energía Eólica, Rawson, Chubut); y de la Universidad Nacional de Salta y del INENCO (Instituto de Investigaciones en Energías No Convencionales, Salta).

ARGENTINA, 2011.

GENERACIÓN ELÉCTRICA MEDIANTE ENERGÍA EÓLICA

Héctor Fernando Mattio: Doctor of Science Natural Resource (City University Los Angeles, USA). Centro Regional de Energía Eólica (CREE), Rawson, Chubut, Argentina. Facultad de Ciencias Sociales. IGEPAT. Universidad Nacional de la Patagonia (UNPSJB) Sede Trelew.

Fernando Tilca: Doctor en Ciencias - Área Energías Renovables. Instituto de Energías No Convencionales (INENCO). Facultad de Ciencias Exactas, Universidad Nacional de Salta (UNSa).

Roberto Jones: Licenciado en Geografía. Centro Regional de Energía Eólica (CREE), Rawson, Chubut, Argentina. Facultad de Ciencias Sociales. IGEPAT. Universidad Nacional de la Patagonia (UNPSJB) Sede Trelew.

Diseño de Tapa: Roberto Jones, Fernando Tilca.

ÍNDICE

CAPÍTULO 1

Introducción, 1. Antecedentes históricos, 1. La energía eólica en el mundo, 8. Las centrales eólicas en Argentina, 12. Potencia eólica instalada en Argentina, 16. El Programa GENREN, 16. Leyes sobre energía eólica, 19. Aspectos ambientales, 20. La no emisión de CO₂ por parte de las centrales eólicas, 21. Cálculo de reducción de gases de efecto invernadero, 22. Impacto en aves, 23. Organismos internacionales y normas, 23. Citas bibliográficas, 24.

CAPÍTULO 2

El movimiento atmosférico, 25. Aspectos termodinámicos y de calor del viento, 26. Vientos globales, variación horizontal, 27. Dirección del viento, 29. Fuerza del gradiente de presión, 29. Fuerza de Coriolis, 29. Viento geostrófico, 30. Anticiclones y depresiones, 31. Distribución general de los sistemas de presión en la superficie, 31. Estabilidad e inestabilidad atmosférica, 32. Procesos adiabáticos en la atmósfera, 32. El efecto Fohn, 33. Estratificación del aire, 35. Cambio de densidad con la altura y temperatura, 37. El viento en la superficie, 37. Rugosidad del terreno, 38. Ecuación logarítmica, 39. Ley exponencial, 40. Resguardo por obstáculos, 41. Efecto de las variaciones de altura del terreno, 42. Confección de un atlas eólico, 43. Medición de datos de viento, 45. Anemómetro de copas, 45. Montaje de anemómetros de copas, 46. Dos anemómetros en un mismo nivel, 47. Medición con anemómetro en la cima de la torre anemométrica, 47. Sectores de datos a excluir, 49. Separación del anemómetro al brazo, ubicación en punta de torre, y auxiliares, 50. Mediciones para granjas eólicas, 51. Parámetros a medir en el sitio, 52. Montaje de anemómetro en la torre, 53. Otros tipos de anemómetros, 55. Terreno plano y no plano, con rasgos de pequeña escala, 57. Flujo sobre pequeños acantilados, 59. Flujo sobre pequeñas montañas, 60. Terrenos con rasgos de gran escala, 60. Extensión de series de datos, método MCP, 62. Estadística del viento, 63. Distribución de Weibull, 65. Distribución de Rayleigh, 67. Efectos de estela y turbulencia, 68. Método de J. F. Anslie, 69. Método Park, 69. Turbulencia, 70. Unidades de energía y potencia, 71. Citas bibliográficas, 72.

CAPÍTULO 3

Clasificación de Aerogeneradores, 74. Aerogeneradores de eje vertical, 74. Aerogeneradores de eje horizontal, 75. Ventajas y desventajas, 76. Componentes del molino de eje horizontal, 77. Fuerzas sobre las palas, 79. Relación entre velocidad y potencia del viento, 84. Potencia extraída por una turbina, 86. Coeficiente de potencia, 86. Factor de capacidad, 87. Curva de potencia, 88. Control de potencia, 89. Generadores, 92. Cargas sobre el rotor, 96. Requerimientos de seguridad en aerogeneradores de eje horizontal, 97. Norma IEC 61400-1, 98. Clases de Aerogeneradores según la norma IEC, 98. Corrección de la relación V_{ref}/V_{med} , 99. Condiciones normales de viento, 100. Condiciones extremas de viento, 101. Conexión de la granja a la red, 101. Método de las curvas PV, 103. Verificación de la potencia de corto circuito, 104. Red ficticia de fluctuaciones de voltaje, 105. Molinos made in Argentina, 107. Citas bibliográficas, 112.

CAPÍTULO 4

Introducción, 113. Descripción del proyecto, 113. Programa de trabajo, 114. Recurso eólico, 115. Extensión de la serie de datos, 116. Distribución de los molinos en la granja, 117. Energía generada, pérdidas e incertidumbres, 123. Pérdidas técnicas, 124. Incertidumbres, 125. Incertidumbres en la medición de viento, 126. Incertidumbre en la producción de energía, 127. Generación neta según el percentil, 128. Velocidades extremas de viento, 129. Velocidad de referencia, 129. Velocidades extremas V_{e1} y V_{e50} , 132. Cálculo del costo de la energía, 134. Determinación del costo del kWh en el país, 137. Algunas consideraciones sobre el costo de la energía, 139. Ingresos por reducción de emisiones, 141. Sensibilidad, 141. Citas bibliográficas, 143.

CAPÍTULO 5

Introducción, 144. El concepto de impacto ambiental, 144. La evaluación del impacto ambiental, 145. Evaluación y estudio de impacto ambiental, 146. La energía eólica y su impacto ambiental, 147. Los beneficios ambientales de la generación eólica, 148. Principales impactos ambientales negativos de la generación eólica, 152. Detalle de impacto ambiental por etapa de un proyecto de generación eólica, 155. Etapa de selección del sitio, 155. Etapa de preparación del sitio y construcción, 157. Etapa de operación y mantenimiento de la central eólica, 161. Etapa de abandono del sitio, 164. Conclusiones, 164. Bibliografía, 165.

Prólogo

Cuando uno de los autores, Fernando, me preguntó si podría escribir un prólogo para este libro, contesté que sería un honor. Y que lo haría con gusto, aunque los plazos eran exigüos. El Dr. Héctor Mattio es ampliamente reconocido en el mundo técnico y académico relacionado con las energías renovables y en particular con la eólica. Su tarea pionera en el Centro Regional de Energía Eólica de Rawson (CREE), Chubut, del que fue co-fundador con nuestro querido Arq. Carlos Luna Pont a inicios de los '80, fue seguida de un arduo trabajo como consultor y diseñador de campañas de medición, parques eólicos y sistemas auxiliares en toda América Latina, como así también en el impulso de políticas públicas y un marco legal adecuado para la actividad. Docente de posgrado de nuestro Grupo (junto con Fernando Tilca y Roberto Jones) y de tantos otros, Héctor combina la pasión por enseñar, un background envidiable en física y meteorología adquiridos entre la Universidad de Buenos Aires y la City University de Los Angeles, con una implacable disciplina de trabajo que ha sumado proyectos concluidos no solo en Chubut sino en toda la región, además de la concreción en 2006 del mapa eólico argentino. Junto con Fernando Tilca, doctor en ciencias e ingeniero, especializado en energías renovables y Roberto Jones, licenciado en Geografía y especializado en el tratamiento y adquisición de datos en el IGEOPAT y el CREE, forman un equipo altamente calificado para describir los temas que proponen. Este es un libro para especialistas que buscan actualizar enfoques de la industria eólica en el ámbito argentino y latinoamericano, pero también es útil para quien recién se inicia y quiere tener una visión conceptual del tema.

Para poder hablar sobre los contenidos que proponen los autores, es necesario recordar que el desarrollo eólico en el mundo es reciente en comparación con otras industrias, (lo es más aún en nuestro país), y que persisten aires de desconfianza sobre esta tecnología, como ocurre con la mayoría de las novedades. Aunque el volumen de equipos instalados en el mundo ha llevado a considerarla en los últimos años dentro de las alternativas convencionales de generación, sobre todo en los países que ya superan los 20 GW de potencia instalada (EE.UU., China, Alemania), no estamos tan acostumbrados por esta zona a compartir el paisaje con estas conspicuas máquinas. En ese sentido, éste libro tiene un poder desmitificador de la actividad, que contribuye al buen punto de inicio que se atraviesa a partir del lanzamiento del Programa GENREN y la reglamentación de la Ley 26190 durante 2009.

El primer capítulo es una introducción general, pero tiene valiosos y muy actuales datos sobre la legislación actual en Argentina, los programas de fomento nacionales y aspectos ambientales. El capítulo 2 es muy rico en temáticas meteorológicas y estadísticas, con un tratamiento matemático elevado por momentos pero con múltiples recomendaciones prácticas y ejemplos, que no sólo reflejan un profundo conocimiento del tema sino que resultan sumamente útiles para problemas concretos. En el capítulo 3 el fuerte está en los tipos de aerogeneradores, clases, conexión a red, control y un pantallazo de la incipiente industria local de equipos de más de un megavatio de potencia (NRG e IMPSA). El capítulo 4 toma un ejemplo de parque eólico de 60MW y le aplica diversas herramientas de análisis. Empezando por el recurso eólico, extensión de series de datos con el método MCP, utilización del paquete WindFarm y optimización de ubicación, los autores después realizan un tratamiento numérico del tema incertidumbres, sobre el cual se hace últimamente mucho énfasis en las evaluaciones económicas de proyecto. Concluyen el capítulo con un estudio del costo de la energía generada, costos y sensibilidad a distintos factores. Cierra el libro el desarrollo de la cuestión de los estudios de impacto ambiental, legalmente imprescindibles en nuestro medio y parte integrante del costo inicial de los proyectos eólicos.

En suma, un libro que me alegra mucho poder recomendar, y que tiene el valor de lo universal, trasladado a nuestra realidad con la solvencia de quienes llevan años de estudio, experiencias y proyectos concluidos en el tema.

Ing. Rafael Beltrán Oliva.
Río Gallegos, Santa Cruz, Argentina. Marzo 20 de 2010.

CAPÍTULO 1: Introducción, historia y actualidad; normas.

1.1 INTRODUCCIÓN

El viento, que ha sido siempre una imagen de libertad, de lo silvestre, es una fuente limpia de energía renovable, disponible libremente. Su aprovechamiento tiene un impacto ambiental favorable ya que disminuye el consumo de combustibles fósiles, y no produce CO₂ ni otros gases nocivos. Está disponible en cantidad suficiente en muchas regiones de nuestro país y del mundo, para el emplazamiento de centrales eólicas. Hay regiones donde es la mejor opción para la producción de energía eléctrica en cantidades importantes; en zonas aisladas también puede ser la mejor opción, en especial si hay viento suficiente y la nubosidad llega a ser considerable lo que dificulta el uso de paneles fotovoltaicos. La utilización de las energías renovables se está incrementando en los últimos años en la Argentina. Las tecnologías de generación eléctrica mediante fuentes renovables, que presentan un mayor desarrollo relativo así como una mejor perspectiva de mercado para el mediano plazo son la eólica y la solar térmica, principalmente. En nuestro país la Ley 26190 establece que en el plazo de 10 años (hasta el 2018), el 8% del consumo eléctrico tiene que ser abastecido por fuentes de energías renovables, Hay alrededor de 2 millones de habitantes de áreas rurales de baja densidad de población que en su mayoría no podrán obtener un servicio eléctrico a través de la extensión de las redes existentes por razones técnicas y económicas. En condiciones similares existen también unos 6.000 servicios públicos de las zonas rurales (escuelas, dispensarios médicos). Las comunidades dispersas que no tienen acceso a la red de distribución eléctrica, y la mayoría de las actividades económicas que desarrollan o podrían desarrollar, necesitan de la energía eléctrica. Ante esto algunas de ellas instalan sistemas diesel, con un precio de 4 a 10 veces más elevado que el de la red de distribución, con desventajas para el medio ambiente, como altas emisiones, ruido, derrames de combustible y problemas de mantenimiento.

1.2 ANTECEDENTES HISTÓRICOS.

Hasta la aparición de la máquina de vapor y sus aplicaciones, a finales del siglo XVIII y principios del XIX, la única energía de origen no animal para realización de trabajo mecánico era la proveniente del agua o del viento. La primera y más inmediata forma de aprovechamiento de la energía eólica ha sido desde los tiempos más remotos aplicada a la navegación; las primeras referencias de la utilización de embarcaciones a vela proceden de Egipto y datan del IV ó V milenio a.C. Persia, Irak, Egipto y China disponían de máquinas eólicas muchos siglos antes de nuestra era; en Babilonia, siglo XVII a.C. se utilizaron molinos accionados por el viento para regar las llanuras de la Mesopotamia y para la molienda del grano. Se trataba de primitivas máquinas eólicas de rotor vertical con varias palas de madera o caña, cuyo movimiento de rotación era comunicado directamente por el eje a las muelas del molino. En China hay referencias de la

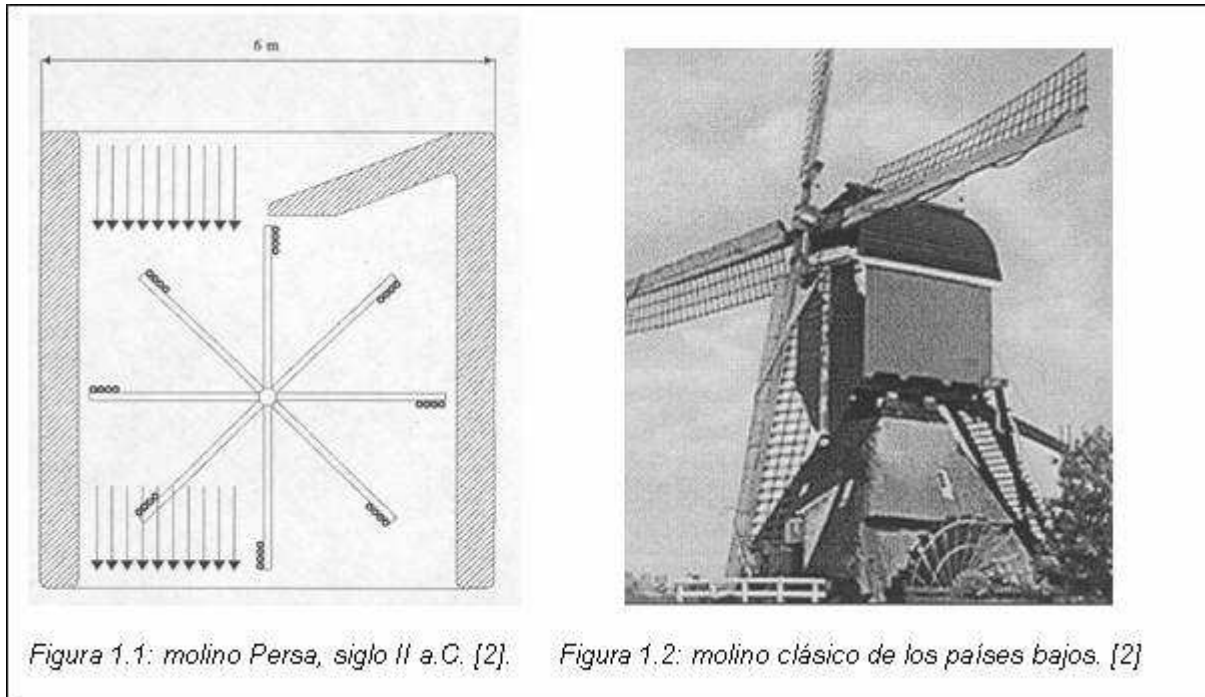
existencia de molinos de rotor vertical, y palas a base de telas colocadas sobre un armazón de madera, que eran utilizados para el bombeo de agua, precursoras de los molinos persas. El egipcio Hero de Alejandría representa en un estudio un molino de eje vertical de cuatro palas.

Existen datos sobre la construcción de un molino de viento que data de 200 años a. C. que fue usado en Persia para moler granos. De eje vertical, la estructura era de troncos de árboles, y un muro construido a su alrededor servía para orientar al flujo de aire, Figura 1.1.

Los molinos de viento fueron utilizados en Europa en la Edad Media, comenzando a extenderse por Grecia, Italia y Francia. Se encuentran abundantes ejemplos de la importancia que los molinos de viento llegaron a tener en diversas aplicaciones; ejemplos relevantes son los literarios molinos castellanos utilizados para la molienda. En el siglo XVI, Holanda perfecciona el diseño de los molinos y los utiliza para el drenaje, Figura 1.2; sin embargo, no sólo utilizaron los molinos para drenar el agua, sino también para extraer aceites de semillas y moler grano. Precisamente el nombre de molinos proviene de este tipo de aplicaciones. Una idea de la importancia que en el pasado adquirió la energía eólica la da el hecho de que en el siglo XVIII, los holandeses tenían instalados y en funcionamiento 20.000 molinos, que les proporcionaban una media de 20 kW cada uno, potencia nada despreciable para las necesidades de aquella época. En 1701 los molinos de viento fueron puestos en funcionamiento por los daneses para mover los trapiches en el procesamiento de la caña de azúcar.

En 1724 Leopold Jacob proyecta un molino de ocho palas que mueve una bomba de pistón; en 1883 aparece el pequeño **multipala americano** diseñado por Steward Perry. Este molino, de unos 3 metros de diámetro utilizado para bombeo de agua, ha sido el más vendido de la historia, llegándose a fabricar más de seis millones de unidades, de las que existen varios miles en funcionamiento, Figura 1.3. La primera turbina eólica generadora de electricidad del mundo fue construida en Dinamarca en 1891 por el meteorólogo Poul La Cour (1846-1908), Figura 1.3. Fue el pionero de los modernos molinos, fue también uno de los pioneros de la moderna aerodinámica, y construyó su propio túnel de viento. La aeroturbina danesa de La Cour, era capaz de desarrollar entre 5 y 25 kW. Desde aquel entonces, La Cour se preocupaba del almacenamiento de la energía y el centro de sus experimentos se relacionaba con la producción de hidrógeno mediante un proceso llamado electrólisis que disocia las moléculas del agua. Con su equipo de trabajo utilizaba electricidad de sus turbinas eólicas para producir electrólisis y obtener hidrógeno para las lámparas de gas de su escuela. La Cour fundó la "Society of Wind Electricians", que en 1905, y un año después de su fundación, contaba con 356 miembros; publicó la primera revista de electricidad eólica del mundo. En 1918 unas 120 empresas públicas locales tenían un aerogenerador para producir del orden de 20 a 35 kW. Estas turbinas cubrían alrededor de un 3 por ciento del consumo de electricidad de Dinamarca en aquel momento.

Todo esto habla de la importancia no solo de La Cour sino también de Dinamarca en el desarrollo de la generación eléctrica mediante aerogeneradores.



Hasta ese momento, las velocidades típicas que se habían conseguido con los multipala eran de dos veces la del viento, mientras que los molinos clásicos habrían funcionado con velocidades en el extremo de la pala del mismo orden de magnitud que la del viento. Mientras tanto en Europa seguían popularizándose, del tipo de la Figura 1.2, y al terminar el Siglo XIX ya existían en Dinamarca unos 3000 molinos industriales y unos 30.000 molinos familiares. Alrededor de los

años de la segunda guerra mundial, la compañía danesa F.L. Smidth desarrolló y operó exitosamente modelos conversores de dos y tres palas, permitiendo el abastecimiento de energía eléctrica de poblados pequeños y medianos, complementados con equipos térmicos (denominados sistemas híbridos diesel- eólico).

En los años `50 un discípulo de La Cour, el Ingeniero Johannes Juul, tomó la delantera en el desarrollo experimental de turbinas danesas, instalando definitivamente lo que se conoce como el "concepto de molino Danés": el molino de tres palas. Juul desarrolló innovaciones que aún en la actualidad se siguen empleando, como ser el sistema de regulación por pérdida aerodinámica (sistema que impide una sobre exigencia del molino a fuertes velocidades de viento, gracias a un diseño de la pala que genera turbulencia al alcanzar una velocidad de viento dada, generando una fuerza que contrarresta a la del viento) y los frenos aerodinámicos de emergencia en la punta de las palas. Esta turbina funcionó durante once años sin mantenimiento alguno, desde 1957 en la costa de Gedser, al sur de Dinamarca, siendo además durante mucho tiempo el molino más grande que existía. Tan importantes fueron los resultados arrojados por el equipo, que en el año 1975 fue adquirido por la NASA para su estudio en el marco del desarrollo del programa eólico de los Estados Unidos.

La industria de estos aparatos fue creciendo hasta la aparición del motor a explosión, los que permitieron la obtención de energía a menores costos gracias a los combustibles baratos. La transición de molinos de viento que suministran energía mecánica hacia turbinas eólicas productoras de electricidad comienza alrededor del año 1900 con máquinas experimentales en EE UU y Dinamarca. El interés para integrarlas a la red de electricidad comenzó por el año 1930.

La teoría de la aerodinámica se desarrolla durante las primeras décadas del siglo XX, permitiendo comprender la naturaleza y el comportamiento de las fuerzas que actúan alrededor de las palas de las turbinas. Los mismos científicos que la desarrollaron para usos aeronáuticos Joukowski, Drzewiechy y Sabinin en Rusia; Prandtl y Betz en Alemania; Constantin y Enfield en Francia, etc, establecen los criterios básicos que debían cumplir las nuevas generaciones de turbinas eólicas.

Para el diseño de los perfiles aerodinámicos, los primeros ensayos en túneles de viento se realizaron en Gottingen, Alemania, por el año 1920. Tal importancia tuvieron estos trabajos, que durante 25 años la mayoría de los aviones usaron perfiles desarrollados a partir de estos ensayos. Posteriormente aparecieron los perfiles NACA, de EEUU. Luego, los perfiles de alta performance Wortmann, desarrollados en Stuttgart, Alemania.

En el año 1910 Dinamarca tenía instalada una potencia eléctrica eólica de unos 30 MW. En los años 20 se empiezan a aplicar a los rotores eólicos los perfiles aerodinámicos que se habían diseñado para las alas y hélices de los aviones. En 1927, el holandés A.J. Dekker construye el primer rotor provisto de palas con sección aerodinámica, capaz de alcanzar velocidades en punta de pala, cuatro o cinco veces superiores a la del viento incidente.

Betz demostró en su famoso artículo "Die Windmuhlen im lichte neuerer Forschung", (Berlín 1927), que el rendimiento de las turbinas aumentaba con la velocidad de rotación y que, en cualquier caso, ningún sistema eólico podía superar el 60% de la energía contenida en el viento. Por lo tanto, los nuevos rotores debían funcionar con elevadas velocidades de rotación para conseguir rendimientos más elevados. La teoría demostró también que cuanto mayor era la velocidad de rotación menor importancia tenía el número de palas, por lo que las turbinas modernas podían incluso construirse con una sola pala sin que disminuyera su rendimiento aerodinámico significativamente.

A pesar de los esfuerzos realizados y de la mayor eficacia de las nuevas turbinas, las dificultades de almacenamiento y las desventajas propias de la irregularidad de los vientos fueron la causa de que las aplicaciones basadas en el aprovechamiento del viento como recurso energético continuaran declinando hasta el final de la Primera Guerra. Los combustibles fósiles, y en particular el petróleo, empezaban a imponerse como la principal e insustituible fuente de energía. Sin embargo, el petróleo presentaba un grave inconveniente al crear una dependencia entre los países consumidores y los productores, de forma que cuando el orden económico se veía alterado por alguna crisis y la dependencia energética se hacía patente, comenzaba una etapa en la que se adoptaban políticas de apoyo de los recursos autónomos, que se abandonaban una vez se superaba la crisis.

La primera de estas etapas fue una consecuencia inmediata de la Primera Guerra. Con una fuerte expansión de la electricidad como sistema energético universal y escasez de recursos para importar petróleo, las turbinas eólicas continuaron desarrollándose por dos caminos diferentes:

- Por un lado, hacia el diseño, construcción y comercialización de aerogeneradores de baja potencia, capaces de generar electricidad en áreas rurales más o menos aisladas, a las que todavía no habían llegado las redes de electrificación.
- Por otro, y a la sombra de una industria aeronáutica en pleno desarrollo, hacia el diseño y construcción de grandes plantas eólicas capaces de generar electricidad a gran escala.

Este apoyo a los recursos energéticos autóctonos, que comenzó inmediatamente después de la guerra, se mantuvo durante la década siguiente, como consecuencia de la política proteccionista adoptada por los países occidentales tras la crisis de 1929. Durante este período fueron innumerables los trabajos realizados sobre plantas eólicas de gran potencia en Europa y USA, centrandose los programas eólicos su interés en aspectos diferentes como la evaluación de los recursos disponibles, obtención y tratamiento de datos meteorológicos, elaboración de mapas eólicos y localización de emplazamientos, y el cálculo, diseño y construcción de plantas de gran potencia, a la vez que se intentó crear incentivos que motivasen a la iniciativa privada a fabricar y

comercializar pequeñas turbinas con funcionamiento autónomo, que permitiesen cubrir las necesidades de explotaciones agrícolas o industriales situadas en zonas apartadas.

Dentro de los grandes proyectos, el Honnef alemán consistía en instalar torres de 300 metros de altura, con 3 ó 5 rotores de 150 metros de diámetro, capaces de generar 75 MW; aunque se realizaron estudios a pequeña escala, el prototipo de esta central fue destruido en una incursión aérea.

El anteproyecto Heronemus (EE UU) consistía en la construcción de estaciones eólicas compuestas por torres de 113 metros de altura con tres rotores de 73 metros de diámetro; se pensaba que con 1400 estaciones de este tipo, ubicadas en la costa se podría generar el 8% de la demanda eléctrica de EE UU. No fue construída.

En 1931 se instaló en el Mar Negro una máquina eólica de 100 kW. Entre 1941 y 1945 estuvo funcionando en U.S.A, una unidad de 1,25 MW de Smith – Putnam, tal como se observa en la Figura 1.4, de dos palas y pitch control. Se operó intermitentemente durante la Segunda Guerra Mundial hasta que una falla de la pala estropeó la turbina. También debe mencionarse la turbina de eje vertical patentada por Darrieus en 1931, como se muestra en la Figura 1.5. En Europa deben mencionarse las turbinas dinamarquesas Twind de 2 MW con un diámetro de 54 m y las Nibe de 630 KW y 40 m de diámetro.

Una vez finalizada la Segunda Guerra, y como consecuencia del período de escasez que siguió, los países europeos elaboraron programas nacionales para elegir los emplazamientos más adecuados donde deberían instalarse las grandes plantas eólicas que se proyectaban.



. Figura 1.4: turbina bipala. [2]

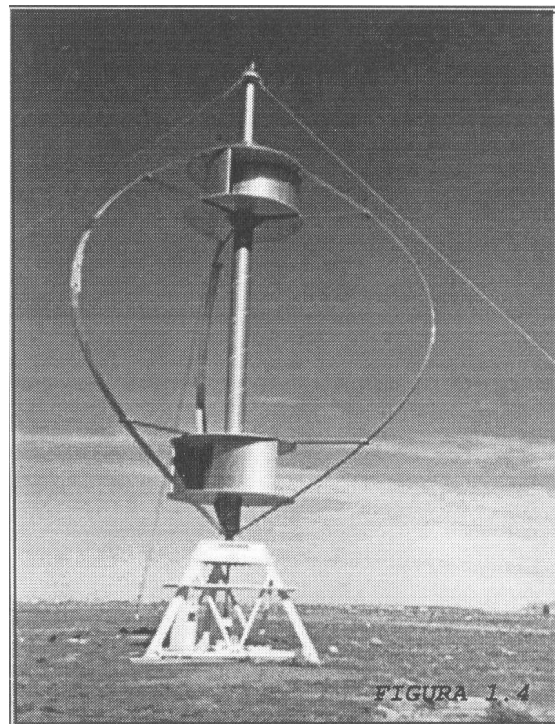


Figura 1.5: turbina de eje vertical. [2]

El segundo periodo de desarrollo de la energía eólica comienza en los años cincuenta y se prolonga hasta mediados de los sesenta en que, una vez restablecida la economía internacional, acaba perdiendo interés al no resultar sus precios competitivos con los de los combustibles fósiles convencionales, además de la poca importancia que se le daba a la contaminación ambiental, por lo que el bajo precio del petróleo, hasta 1973, cerró el camino al desarrollo de la tecnología eólica; a esta etapa siguió otra de precios del petróleo altos que se prolongó hasta 1986 y que favoreció el desarrollo de los aerogeneradores eólicos como fuente de energía alternativa, renovable y no contaminante, capaz de producir electricidad a precios competitivos.

En esta época, las redes de electrificación empezaron a ser lo suficientemente extensas como para cubrir la mayor parte de las zonas rurales, por lo que también disminuyeron las ventajas de los aerogeneradores de baja potencia utilizados en zonas aisladas. El período terminó con un gran número de instalaciones experimentales, construidas de una forma dispersa en países diferentes, sin demasiada conexión entre sí. Sólo en Francia, Dinamarca e Inglaterra se llevaron a cabo programas de cierta importancia.

El número de aerogeneradores instalados a finales de 1991 era superior a los 21.000, según datos de la Agencia Internacional de la Energía, con un total de potencia de 2.200 MW, equivalente a dos centrales nucleares de gran potencia, y de los cuales la mitad estaban instalados en los parques eólicos de California. A fines de 1991 la potencia de origen eólico instalada en la red eléctrica danesa ascendía a 410 MW con una producción de energía equivalente al 2,3% del consumo del país. En Alemania la potencia instalada era de 100 MW y a fines del 2008 pasó los 23.3 GW. Holanda, en 1991 contaba con 80 MW de potencia instalada y 100 más en construcción. El programa eólico holandés tenía previsto alcanzar los 2 GW en el 2010, pero ya a fines del 2008 pasó los 2.2 GW.

En cuanto al tipo de máquinas de mayor interés, los resultados obtenidos de las numerosas experiencias realizadas permitieron concretar el campo de trabajo en dos modelos: las turbinas de eje horizontal de dos o tres palas y, en menor medida, las turbinas Darrieux de eje vertical. El tamaño medio de las máquinas instaladas hasta 1990 estuvo en el rango de los 100 kW, aunque se observaba una clara tendencia ascendente. En los últimos 10 años los pequeños aerogeneradores aumentaron poco a poco sus potencias, a la vez que mejoraban su fiabilidad y reducían sus costes; las potencias medias de los aerogeneradores instalados entre 1990 y 1991 era de 225 kW; en los últimos años se han podido construir aerogeneradores con potencias mayores, desarrollados por las grandes compañías de la industria aeronáutica, que aumentan la fiabilidad de las máquinas y reducen sus costes, convergiendo hacia una nueva generación de aeroturbinas de 1 a 7 MW, lo que demuestra el alto grado de madurez alcanzado por esta tecnología.

La fabricación de pequeñas máquinas fue perdiendo interés en países con redes de distribución de electricidad muy extendidas, ya que los costes superiores de la energía en

instalaciones pequeñas e individuales los hacen poco rentables. El precio del kWh eólico puede ser, en aerogeneradores de potencia media, la mitad que en los aerogeneradores de potencia baja. La rentabilidad de las aeroturbinas eólicas implica el intentar disminuir costos, tanto en su instalación inicial, como en los gastos de mantenimiento, procurando que el tiempo de vida de la instalación sea superior al del período de amortización. En la figura 1.6 se puede apreciar una instalación moderna de aerogeneradores en el mar, al norte de Europa.

1.3 LA ENERGÍA EÓLICA EN EL MUNDO.

Datos obtenidos de reconocidos Institutos indican que en el mundo se instaló durante el año 1998, una capacidad de generación eólica de por lo menos 2.23 GW, elevando el total global de capacidad eólica a 9.66 GW ese año. Esto significó un récord mundial de crecimiento anual y constituyó una importante consolidación de la actividad eólica como la industria de mayor crecimiento a escala mundial durante la década de los 90. A fines de 2006 la potencia eólica global instalada era del orden de los 74 GW, y a fines de 2008 de 121.2 GW.

Dinamarca sigue siendo un país activo en este tipo de energía, con un total de 3.16 GW instalados hasta fines de 2008.. Este país se destaca por tener la mayor capacidad instalada por habitante y por km². Es importante destacar además que tiene la intención para el año 2030 de que el 30% de su energía sea entregada por turbinas eólicas. En la actualidad continúa este pequeño país teniendo las fábricas de aerogeneradores más importantes en el ámbito mundial. EE.UU, Alemania, España, China y la India son hoy los mercados más grandes de energía eólica, y se espera un significativo crecimiento además en Italia, Francia, Australia. La información que se expone en la Tabla 1.1 muestra la energía eólica instalada en el mundo, clasificada por país y su evolución en los últimos años.

Se puede inferir que el incremento en la potencia instalada se debe principalmente a dos factores:

- El aumento sostenido del precio del petróleo y gas natural, que fue mayor que el de los costos de instalación de los aerogeneradores, que actualmente es del orden de los 2500 US\$/kW instalado.
- La preocupación por el cambio climático y la concientización de la necesidad de utilizar energía limpias.

Un megavatio de capacidad eólica satisface en promedio las necesidades de electricidad de 350 casas típicas de una sociedad industrial, o 1000 personas, si consideramos un consumo de unos 650 kWh/mes por familia. Estos números varían mucho y dependen del consumo promedio por casa. En zonas donde la calefacción se realiza mediante gas natural, el consumo promedio de una casa puede ser de 300 kWh/mes, con lo que el número de familias abastecidas por 1 MW eólico instalado es del orden de 750.



Figura 1.6: central eólica off-shore [6].

Hasta el 2008, Alemania era el país con mayor potencia instalada, con un poco más de un tercio del total mundial. La compañía alemana SeeBA instaló (año 2008) la torre eólica más alta del mundo: 160 metros, en Laasow (Alemania) incluye un aerogenerador de 2,5 MW que añade otros 45 metros de altura (palas) hasta los 205 totales (Figura 1.7). Los Estados Unidos fueron los grandes impulsores de la energía eólica en los años 80 con la instalación de grandes parques eólicos en California. Si bien en los últimos años no habían experimentado un gran desarrollo de esta energía (durante el año 2000 no se había instalado ningún parque eólico) en el año 2001 crecieron vertiginosamente: su potencia eólica instalada llegó a los 4.5 GW, y a 8.5 GW en los primeros meses de 2006, y actualmente es el país con mayor potencia eólica instalada del mundo.

España tuvo en fase de realización varios proyectos que completaron los 50 MW hacia finales de 1992. El Plan de Energías Renovables, dentro del Plan Energético Nacional 1992-2000 alcanzó los 100 MW a finales de 1995, aunque las previsiones actuales sobrepasan ampliamente estas cifras: a finales del año 2002 tenía instalados 4.9 GW; en el 2004, 6.9 GW y prevé tener 13 GW a finales del 2011. Dinamarca incrementó su potencia en un 5.75% encontrándose en el cuarto lugar con 2.9 GW (año 2002). En el 2008 el 18 por ciento de su electricidad era de origen eólico. A pesar de este crecimiento espectacular, el desarrollo de los recursos del viento ha empezado apenas. En una Europa tan densamente poblada, hay bastante energía eólica en las costas y mar adentro como para satisfacer todas sus necesidades de electricidad, sin necesidad de disponer de espacios abiertos en el interior continental. En los Estados Unidos basta con la energía eólica disponible en solo 3 de sus 50 estados -Dakota del Norte, Kansas, y Texas- para satisfacer las necesidades de la electricidad de todo el país. China por su parte puede doblar fácilmente la generación de su electricidad actual empleando la fuerza del viento.

		Diciembre de 2009 [MW]	Diciembre de 2010 [MW]
África y Oriente Medio	Egipto	430	550
	Marruecos	253	286
	Túnez	54	114
	Irán	92	92
	Otros	37	37
	Total	866	1079
Asia	China	25805	42287
	India	10926	13065
	Japón	2085	2304
	Taiwan	436	519
	Corea del Sur	348	379
	Filipinas	33	33
	Otros	6	54
	Total	39639	58641
Europa	Alemania	25777	27214
	España	19170	20676
	Italia	4849	5797
	Francia	4574	5660
	Reino Unido	4245	5204
	Dinamarca	3465	3752
	Portugal	3357	3702
	Holanda	2223	2237
	Suecia	1560	2163
	Irlanda	1310	1428
	Turquía	801	1329
	Grecia	1086	1208
	Polonia	725	1107
	Austria	995	1011
	Bélgica	563	911
	Resto de Europa	1611	2677
Total	76300	86075	
Latinoamérica y Caribe	Brasil	606	931
	México	202	519
	Chile	168	172
	Costa Rica	123	123
	Caribe	91	99
	Argentina	34	60
	Otros	83	106
	Total	1306	2008
Norteamérica	EEUU	35086	40180
	Canada	3319	4009
	Total	38405	44189
Región del Pacífico	Australia	1712	1880
	Nueva Zelanda	497	506
	Islas del Pacífico	12	12
	Total	2221	2397
TOTAL MUNDIAL		158738	194390

Tabla 1.1: Potencia eólica instalada en el mundo, al 31 de diciembre de 2010. Elaborada en base a datos de la European Wind Energy Association.



Figura 1.7: la torre eólica más alta del mundo (2009): 160 metros, en Laasow (Alemania). [20].

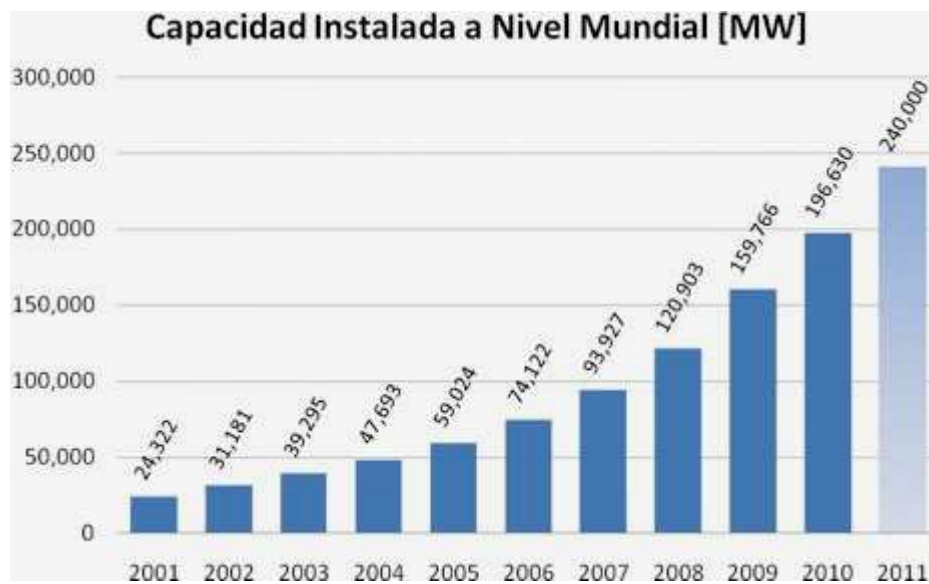


Figura 1.8: evolución de la potencia eólica instalada en el mundo. Cada año la potencia instalada superó las predicciones. [7]

La energía eólica ofrece estabilidad del precio a largo plazo e independencia de energía. No hay ninguna “OPEP” para el viento. Una fuente inagotable de energía como el viento, ofrece más energía que la que nuestra sociedad puede usar, y no afecta al clima, aunque hay un par de problemas: la distribución de la energía, y el costo.

Más impresionante aun que el reciente crecimiento en capacidad generadora resultan los planes para crecimiento futuro. La Asociación Europea de Energía Eólica ha revisado sus

proyecciones para Europa, para el año 2010, pasando de una estimación de 40 GW a 60 GW (incrementa en un 50% sus proyecciones de potencia instalada en un plazo dado). La Figura 1.8 muestra la evolución de la potencia instalada de energía eólica en el mundo hasta el año 2010 y la prevista en el año 2011, mientras que la Tabla 1.1 muestra valores de potencia eólica instalada en el mundo por países. En Europa, los proyectos están yendo ahora mar adentro, en las costas de Bélgica, Dinamarca, Francia, Alemania, Irlanda, Países Bajos, Escocia, Suecia, y el Reino Unido.

Argentina y Brasil tienen instalados del orden de 29 y 300 MW respectivamente (finales del año 2007); algunas de las grandes fábricas de aerogeneradores se instalaron en Brasil.

Se estima que una vez que un país ha desarrollado 100 MW, el desarrollo de la energía eólica comienza un crecimiento vertiginoso, ligado al desarrollo industrial y a la creación de numerosos puestos de trabajo. Ejemplos de este desarrollo se observa en Estados Unidos que cruzaron este umbral en 1983; Dinamarca en 1987; Alemania en 1991; seguidos por India en 1994 y España en 1995.

A fines de 1999, Canadá, China, Italia, los Países Bajos, Suecia, y el Reino Unido habían cruzado este umbral. Durante 2000, Grecia, Irlanda, y Portugal se unieron a esta lista. Y en 2001, fueron Francia y Japón. A partir de principios del 2002, unos 16 países, conteniendo la mitad de las personas del mundo, han entrado en la fase de rápido crecimiento. Por otra parte, la potencia media de los aerogeneradores ha crecido en los últimos cuatro años en forma extraordinaria, pasando en países europeos, de 1 MW en 2005 a 2MW en 2008 y a 2.5 a 3 MW en 2009. Se están lanzando al mercado equipos de 1.5 a 5 MW, con diámetros de pala que pasan los 120 metros, la mayoría para ser utilizados en instalaciones mar adentro, denominadas off – shore. Se estima que el desarrollo de los aerogeneradores tenderá en los próximos años a una potencia media de 6 MW.

1.4 LAS CENTRALES EÓLICAS EN ARGENTINA

Un nuevo período en la historia del aprovechamiento eólico para la obtención de energía eléctrica es reciente, y se ha escrito en estrecha relación con la evolución del tema en la Provincia del Chubut.

El paso fundamental del desarrollo energético eólico en Argentina ha sido y sigue siendo dado por la Provincia del Chubut. De hecho, el primer proyecto importante en el país fue un sistema híbrido diesel- eólico, que se instaló en la localidad Chubutense de Río Mayo, a finales del año 1989. Éste, con cuatro turbinas de 30 kW, fue el primer sistema de conversión eólica instalado en Sudamérica para la prestación del servicio público de electricidad. Si bien se creyó que el proyecto iba a impulsar el desarrollo de este tipo de energía en Argentina, los resultados del parque eólico en el primer año fueron muy buenos, pero luego las máquinas tuvieron

problemas que hicieron que su disponibilidad técnica no fuera buena y por ende dicho desarrollo no fue el esperado.

Cinco años después, en 1994 y nuevamente en la Provincia del Chubut, los dos primeros grandes aerogeneradores fueron instalados en proximidades de la Ciudad de Comodoro Rivadavia. Con esto puede decirse que comenzó un desarrollo interesante de la energía eólica en el país. El mismo fue impulsado por la Cooperativa Eléctrica de la Ciudad de Comodoro Rivadavia, que con la empresa MICON de Dinamarca desarrollaron un pequeño parque eólico en esa ciudad, compuesto por dos máquinas de 250 kW. Gracias a los rendimientos de esta experiencia (en ese año batieron el record mundial de producción de una turbina de ese tamaño y su disponibilidad técnica, o porcentaje de ausencia de fallas técnicas que impiden el funcionamiento y generación de la máquina, superaba el 95%), el desarrollo de la actividad se proyectó a escala nacional. En Diciembre del mismo año la Cooperativa eléctrica de Cutral Có, en la Provincia del Neuquén, instaló un aerogenerador para abastecimiento local de 400 kW.

La siguiente localidad en instalar un parque eólico en el país fue Punta Alta, en la Provincia de Buenos Aires, montando un equipo de 400 kW en Febrero de 1995, en el sitio denominado Balneario Pehuén - Có. El mismo año, en la misma Provincia pero en la Ciudad de Tandil se montaron dos máquinas también de 400 kW. En Agosto del mismo año y en la Localidad de Pico Truncado, Santa Cruz, se instalaron, gracias a un convenio de cooperación entre los gobiernos de la Provincia y el de Alemania, diez máquinas de 100 kW.

Esta última Central Eólica pronto acusaría fallas y saldría de operación, por lo que se tramitó su reemplazo; se hizo efectivo en el mes de Febrero del año 2001. En lugar de las diez máquinas se montaron dos modernos aerogeneradores y luego dos más de 600 kW que ya se instalaron en Julio de 2005.

En marzo de 1996, la localidad de Rada Tilly, a escasos kilómetros al sur de la ciudad de Comodoro Rivadavia, decidió aportar al consumo energético local mediante la instalación de un aerogenerador similar a los instalados en la vecina ciudad, pero de una potencia de 400 kW. Hacia el año 1997, la Cooperativa de la Ciudad de Comodoro Rivadavia realiza la ampliación del Parque Eólico, instalando ocho máquinas de mayor envergadura que las existentes, con una potencia unitaria de 750 kW. De esta manera la Provincia de Chubut tuvo la mayor Central Eólica de Sudamérica, con 6,5 MW, ese año, Figura 1.10. En la provincia de Buenos Aires, en septiembre del mismo año, en la localidad de Darragueira se instaló un aerogenerador de 750 kW, idéntico a los instalados en la ampliación de la Central de Comodoro Rivadavia; al siguiente mes de este emprendimiento, la Cooperativa Eléctrica y de Servicios de la localidad de Mayor Buratovich emprendió la generación eólica mediante dos máquinas de 600 kW; en diciembre de ese año, la Cooperativa de Punta Alta instaló tres molinos más de 600 kW, en el sitio denominado Bajo Hondo. Un año después, en diciembre de 1998, Claromecó instaló un molino de 750 kW. Esta obra se realizó también gracias al esfuerzo de la cooperativa eléctrica local.

Durante el año 2000 comenzaron a realizarse los estudios correspondientes para la ampliación de la Central Eólica de Comodoro Rivadavia, llamada Parque Eólico Antonio Morán. Se proyectó la instalación de dieciséis nuevas máquinas de 750 kW, distribuidas en distintos sectores en torno a la ciudad. Esta obra comenzó a principios del año 2001, concluyéndose hacia finales del mismo año.

El desarrollo eólico en el país ha alcanzado las características antedichas, gracias a la conformación de un marco legislativo favorable. También en este sentido la Provincia del Chubut fue pionera. Con el convencimiento de que el desarrollo de las energías renovables deben ir acompañadas con un incentivo a la producción por kWh generado, incentivo que a su vez debe ir en estrecha relación con la fabricación local de los equipos y la consecuente generación de puestos de trabajo, esta Provincia promulgó la **Ley 4389** el 7 de julio de 1998. El Estado Nacional tardó más tiempo en comprender estos fundamentos y recién a fines del año 1998 promulgó la Ley Nacional **25019/98** denominada Régimen Nacional de Energía Eólica y Solar; esta ley fue corregida con la **Ley Nacional 26190/07** de "Régimen de fomento nacional para el uso de energías renovables" promulgada el 27 de diciembre de 2006 (02 de enero 2007 en Boletín Oficial, reglamentada en el año 2009 por Decreto 562).

El objetivo de la Ley Provincial 4389 de Chubut es el de declarar de interés provincial la generación eólica, eximiéndola de todo gravamen impositivo provincial, y remunerando con cinco milésimo de peso cada kilovatio hora efectivamente generado por sistemas eólicos. Como esta ley está estrechamente vinculada a la generación de puestos de trabajo, indica que para acceder a dicha remuneración los responsables de Centrales Eólicas deberán cumplimentar un cronograma de componentes fabricados o ensamblados dentro del territorio Provincial. En marzo de 1999 se reglamentó esta ley y de inmediato se puso en vigencia. Un ejemplo a imitar.

La ley Nacional 25019 (promulgada por medio del Decreto 1597 el 9 de diciembre de 1999) por su parte, declara de interés nacional la generación de energía de origen eólica y solar en todo el territorio nacional. En su artículo tercero indica que las inversiones destinadas a la instalación de centrales eólicas o solar podrán diferir el pago del impuesto al valor agregado por el término de 15 años. Garantiza la estabilidad fiscal por el término de 15 años y remunera con un centavo por kWh efectivamente generado por sistemas eólicos instalados que vuelquen su energía en los mercados mayoristas y/o estén destinados a la prestación de servicios públicos. La ley 26190 corrige este valor a 0.015\$/MWh.

El correcto funcionamiento de la ley de la Provincia del Chubut trajo aparejado que desarrolladores nacionales e internacionales se interesen en proyectos eólicos a lo largo de la Provincia. Así durante ese año (1998) el CREE (Centro Regional de Energía Eólica, organismo público especialista en el tema) comenzó a realizar estudios de prefactibilidad técnica de centrales de 5, 10,20 y 50 MW a lo largo de la zona de la costa Atlántica del Chubut. Si bien había interés nacional e internacional faltaba que la ley Nacional se pusiera en vigencia y esto retrasaba

las inversiones en esta Provincia. Recién a fines del 2000 la Secretaría de Energía de la Nación decidió poner en vigencia la ley 25019 y su decreto reglamentario 1597; pero fue recién a fines de noviembre del año siguiente (2001) que esta ley entró efectivamente en vigencia, favoreciendo en Argentina un incremento del 80% en su potencia instalada, llegando a más de 25 MW.



Figura 1.9: Molino en El Tordillo, Comodoro Rivadavia. [10], y Figura 1.10: fabricación de torres de aerogeneradores, Comodoro Rivadavia. [10].



Figura 1.10: Parque Eólico Antonio Morán, Comodoro Rivadavia. [10]

También durante el año 2001 grupos inversores de España expusieron ante el presidente de la Nación las posibilidades de desarrollar 2000 MW en 10 años, firmando un convenio con el CREE para que este Centro realice los estudios preliminares y de impacto ambiental.

La Provincia de Buenos Aires, consideró importante impulsar la generación eólica dentro de su territorio provincial. Para tal fin en el mes de febrero del 2001 promulgó la Ley **12603**, declarando de interés provincial la generación y producción de energía eólica a través de fuentes de energías renovables. Es así que en su artículo 5 indica que por cada kWh generado por energías de origen renovable pagará con 0.01\$.

Durante el año 2001, muchos fueron los proyectos de gran envergadura que se desarrollaron para la Argentina, aunque la concreción de los mismos entró en una etapa de indefinición determinada por la coyuntura crítica del país.

El programa GENREN (Generación Eléctrica a partir de Fuentes Renovables), lanzado por el Gobierno Nacional en el año 2010, es una iniciativa muy importante para el desarrollo de las energías renovables; más adelante se da una breve descripción del mismo.

En cuanto a las líneas de transmisión, se está implementando el Plan Federal de Transporte de Energía Eléctrica en 500 kV bajo la tutela del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal (FFTEF). Las principales líneas contempladas en el plan (Línea Patagónica, Línea Minera, Yacyretá, Puerto Madryn-Pico Truncado, NEA-NOA, Comahue-Cuyo, Pico Truncado-Río Turbio-Río Gallegos) ya están construidas o están en construcción. En el año 2003 habían 9083 km, a principios de 2011 hay construidas 11712 km (29% más), y para fines de 2011 se espera pasar de los 14000 km (54% más que en el año 2003).

Con la potencia eléctrica instalada total (todas las fuentes) el aumento de los últimos años también fue significativo: en el año 2011 aumentó un 53 % respecto de la que había en 2003.

1.5 POTENCIA EÓLICA INSTALADA EN ARGENTINA

La Figura 1.11 muestra la potencia instalada de los distintos parques eólicos de Argentina, hasta mediados de 2011.

1.6 EL PROGRAMA GENREN

En el mes de mayo de 2009, el Gobierno Nacional pone en marcha el Programa GENREN (Generación Eléctrica a partir de Fuentes Renovables), del que participan el Ministerio de Planificación Federal Inversión Pública y Servicios (MPF), La Secretaría de Energía, y ENARSA (Energía Argentina S. A.). Este Programa utiliza los estudios de fuentes renovables de energía existentes en el país, como el Mapa Eólico Argentino, el Mapa de Radiación Solar, estudios de Biocombustibles y del Potencial Biomásico Argentino, de aprovechamientos micro y mini hidráulicos, etc.



Figura 1.11: potencia eólica instalada en Argentina, Julio de 2011. El total es de 57.22 MW.

Este Programa tiene por objeto licitar una potencia de 1 GW, en la que la mitad se prevé sea eólica. La distribución de las fuentes renovables es como se ve en la Figura 1.12. ENARSA licitará la compra de la energía eléctrica mediante contratos a 15 años de plazo, las ofertas deben ser módulos desde 1 MW hasta 50 MW de potencia, y la venderá al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). La inversión estimada es de 2500 millones de U\$. Se espera que va a generar más de 8000 puestos de trabajo, se va a lograr una importante reducción de GEI, se espera que tenga un impacto redistributivo y federal, que sea un estímulo a la industria y al desarrollo de tecnología nacional, y que se produzca una diversificación de la matriz energética.

En diciembre de 2009 se abrió la licitación, se presentaron ofertas por generación eléctrica mediante energía eólica por unos 1500 MW (más de 44 proyectos); se adjudicaron 755 MW y otros están en evaluación.

La Figura 1.13 muestra la matriz energética Argentina del año 2010. La Figura 1.14 muestra el parque eléctrico previsto para el año 2018, considerando una tasa de crecimiento energética del 4% anual. La potencia instalada total ascendería a 39.6 GW. Obsérvese que las fuentes térmicas cubrirían sólo el 44%.

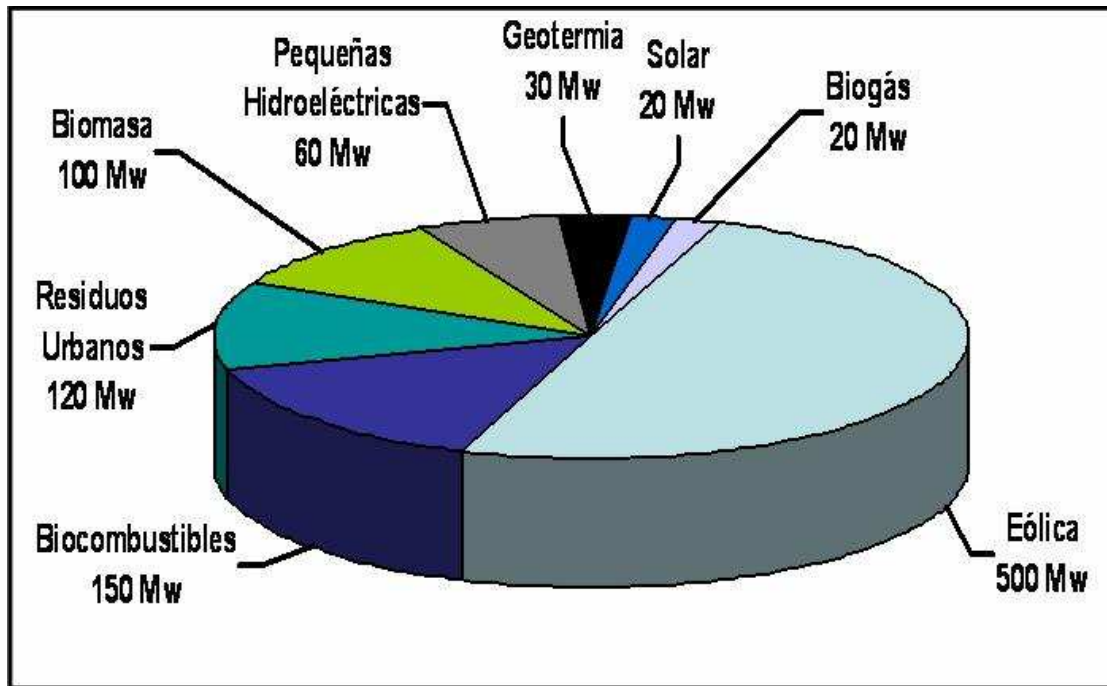


Figura 1.12: GENREN, distribución de fuentes renovables a licitar, potencia total 1 GW.

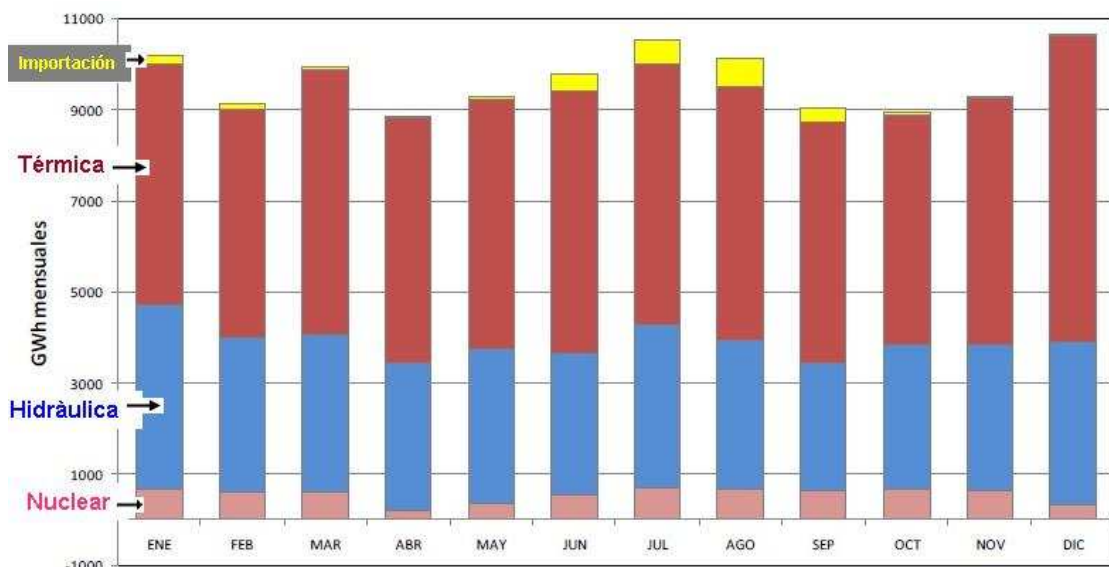


Figura 1.13: Matriz de energía eléctrica Argentina. Año 2010. [21].

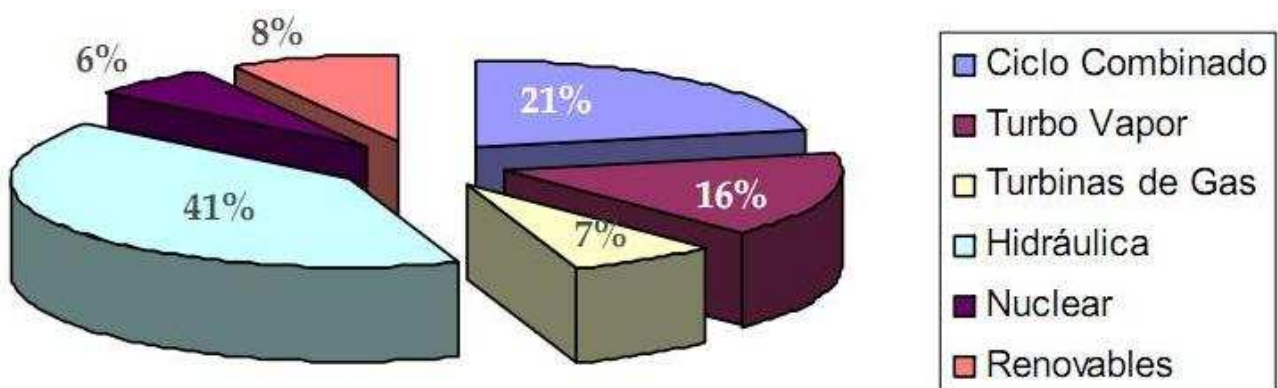


Figura 1.14: Parque eléctrico previsto para el año 2018, tasa de crecimiento energética del 4% anual. Potencia instalada total de 39.6 GW. La fuente térmica cubre el 44%. [21].

1.7 LEYES SOBRE ENERGÍA EÓLICA

En el apartado 1.4 se hicieron algunos comentarios sobre las leyes que incentivan la producción de energía mediante fuentes renovables, vigentes en nuestro país. Además, están las Resoluciones de la Secretaría de Energía de la Nación, algunas de las cuales promueven el uso de fuentes renovables.

Hasta el presente, las leyes nacionales y provinciales sobre el tema son:

- Ley Nacional Nº 26190 (su precedente fue la 25019); fija un incentivo de 0.015\$/kWh efectivamente generado. Impulsa el uso de fuentes renovables de energía para generación eléctrica, establece que en el plazo de 10 años, el 8% del consumo eléctrico debe ser abastecido por fuentes de energías renovables. Fue reglamentada mediante el Decreto Nº 562/09. Fue reglamentada en el mes de mayo de 2009. A continuación se comentan algunos de sus artículos:

Art.1º — Objeto - Declárase de interés nacional la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía renovables con destino a la prestación de servicio público como así también la investigación para el desarrollo tecnológico y fabricación de equipos con esa finalidad.

Art.2º — Alcance - Se establece como objetivo ... lograr una contribución de las fuentes de energía renovables hasta alcanzar el OCHO POR CIENTO (8%) del consumo de energía eléctrica nacional, en el plazo de DIEZ (10) años a partir de la puesta en vigencia del presente régimen.

Art.4º. ...

a) ...energía eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, hidráulica, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás, ...

b) ... centrales hidroeléctricas, de hasta TREINTA MEGAVATIOS (30 MW).

Art.12. — Se dará especial prioridad, en el marco del presente régimen, a todos aquellos emprendimientos que favorezcan, cualitativa y cuantitativamente, la creación de empleo y a los que se integren en su totalidad con bienes de capital de origen nacional. ...

Art. 14. ...

I. Remunerar en hasta UNO COMA CINCO CENTAVOS POR KILOVATIO HORA (0,015 \$/kWh) efectivamente generados por sistemas eólicos instalados y a instalarse, que vuelquen su energía en los mercados mayoristas o estén destinados a la prestación de servicios públicos.

II. Remunerar en hasta CERO COMA NUEVE PESOS POR KILOVATIO HORA (0,9 \$/kWh) puesto a disposición del usuario con generadores fotovoltaicos solares instalados y a instalarse, que estén destinados a la prestación de servicios públicos.

..... El valor del Fondo como la remuneración establecida, se adecuarán por el Coeficiente de Adecuación Trimestral (CAT) referido a los períodos estacionales y contenido en la Ley 25.957.

.....gozarán de esta remuneración por un período de QUINCE (15) años, a contarse a partir de la solicitud de inicio del período de beneficio.

Resoluciones de la SECRETARÍA DE ENERGÍA DE LA NACIÓN.

Resolución 220/2007, Energía eléctrica

Habilita a la realización de Contratos de Abastecimiento entre el MEM y las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada adicionales.

Éstas pueden ser presentadas por parte de Agentes Generadores, Co generadores o Autogeneradores que no fueran agentes del MEM a la fecha de esta Resolución.

Estarán habilitados a ser parte de las ofertas todos aquellos proyectos de instalación de generación adicional en los que participe el Estado Nacional, ENERGÍA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA (ENARSA), o los que el Señor Ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios determine (cuya habilitación comercial se produzca con posterioridad a la fecha de publicación de la presente resolución).

Características de los contratos de abastecimiento M.E.M: Se establece además que la potencia que resulte asignada y la energía suministrada en cumplimiento de cada CONTRATO DE ABASTECIMIENTO MEM (Mercado Eléctrico Mayorista), recibirá una remuneración mensual, calculada en base a la anualidad de los costos de instalación a considerar, y los costos fijos y variables requeridos para la adecuada operación del equipamiento comprometido, de acuerdo a la metodología que se defina en el respectivo contrato.

Esto abre un panorama alentador al desarrollo de las energías renovables en general en Argentina, y de la eólica en particular en Patagonia, donde los proyectos pueden tornarse altamente viables a partir del establecimiento de una tarifa a plazo determinado.

- **Ley Provincial, provincia de Chubut Nº 4389**, fija un incentivo de 0.005\$/kWh efectivamente generado.

- **Ley Provincial, provincia de Buenos Aires, Nº 12603**, fija un incentivo de 0.010\$/kWh efectivamente generado.

1.8 ASPECTOS AMBIENTALES

La conservación del ambiente y la equidad social son dos pilares del desarrollo sustentable, ese ideal de desarrollo al que las sociedades aspiran en menor o mayor medida. La equidad se convierte en un valor fundamental de la estrategia de desarrollo sustentable a nivel de política

internacional. En la mayoría de los países subdesarrollados no se puede intentar esta estrategia porque se encuentran luchando por subsistir: están agobiados por la presión de acreedores y centros de poder global, las restricciones para su producción en el mercado internacional, etc. Lo irracional de basar el desarrollo en las normas de la sociedad de consumo, se nota particularmente en el consumo de la energía (y los problemas de contaminación ambiental): "...una quinta parte de la humanidad, tiene unos niveles de consumo irracionales, que ha utilizado en unas pocas décadas más recursos y ha generado más residuos que el resto de la humanidad viva y que todas las generaciones que nos han precedido" [13].

Frenar el deterioro ambiental que la propia organización socioeconómica y política ha permitido, es urgente. De lo contrario la humanidad avanza hacia un callejón sin salida. Esto ya no sólo por el agotamiento de los recursos no renovables (con su práctica de explotación irracional), sino por la gran degradación del medio ambiente, problema que hoy radica básicamente en una incompatibilidad entre los tiempos necesarios para su mitigación o recomposición y los que impone la demanda social y su consumo.

El IPCC, Panel Intergubernamental para el Cambio Climático [14], organismo de la ONU para el estudio de las problemáticas globales del clima, sostiene que el límite del uso de petróleo, gas y carbón no está dado por el agotamiento de sus reservas, sino que la crisis climática que su uso implica, antecede a su agotamiento. Asimismo estableció que el límite del Carbono, o cuota del Carbono, deberá oscilar entre 145 y 265 GtC (Giga toneladas de Carbono). Esto significa que la cantidad máxima de combustibles fósiles que el mundo puede quemar es apenas el 25% de las reservas conocidas; y al ritmo actual, esto se habrá alcanzado para el año 2040.

1.8.1 La no emisión de CO₂ por parte de las centrales eólicas.

Tipo de central	Toneladas CO ₂ /MWh
Ciclo combinado (gas)	0.56
Fuel oil	0.74
Carbón	0.94

Tabla 1.2: emisión de CO₂ por distintas centrales [15].

La generación eólica tiene, en los aspectos ambientales, el beneficio de no emitir CO₂ al ambiente, mientras que las centrales que utilizan combustibles fósiles emiten de acuerdo a lo que indica la Tabla 1.2.

La Asociación Europea de Energía Eólica calcula que:

- Cada kWh de energía eólica evita la emisión de un kg de CO₂ si se utiliza para sustituir esa misma cantidad de electricidad una central a carbón.

- Cada MW de potencia eólica instalada evita por año la emisión a la atmósfera de 2000 tn de CO₂, 75 tn de dióxido de azufre, y 13 tn de óxidos de nitrógeno, entre otros gases contaminantes.
- Un GW de potencia eólica equivale a ahorrar 500.000 tn de petróleo por año.

Es factible el funcionamiento de centrales eólicas en zonas de agricultura; aerogeneradores de gran porte afectan a menos del 5% del terreno donde están emplazados. Los niveles de ruido acústico se han abatido significativamente. Los diseños aerodinámicos con alto sentido estético han logrado que aumente la aceptación pública de esta tecnología; no obstante, si la generación por centrales eléctricas ayuda a crear nuevas fuentes de empleo y contribuye al desarrollo regional, difícilmente puedan rechazarse por motivos estéticos.

1.8.2 Cálculo de reducción de emisiones de gas de efecto invernadero (GEI)

A continuación se describe un método para el cálculo de reducción de emisiones de gas de efecto invernadero (GEI):

- Se realiza a partir de la energía anual (MWh/año) generada por la central de tecnología limpia, se la compara con la emisión de GEI que, por generar igual cantidad de energía, emitiría una central convencional (caso base).
- Las unidades son toneladas de CO₂ por año.
- Las emisiones de CH₄ y N₂O se convierten a emisiones equivalentes de CO₂ de acuerdo al potencial de calentamiento global, sugerido por el Panel Intergubernamental del Cambio Climático (IPCC) 1996:

21 Tn de CO₂ equivalen a 1 Tn de CH₄.

310 Tn de CO₂ equivalen a 1 Tn de N₂O.

La reducción de emisión se calcula según la siguiente expresión:

$$RE\ GEI = (FE\ caso\ base - FE\ caso\ propuesto) * Energía\ ANP \quad (1.1)$$

Donde:

RE GEI: Reducción anual de emisión de GEI, en Tn_{CO2}.

FE caso base: Factor de emisión del caso base, en Tn_{CO2}/MWh. También llamado GHG Factor de Emisión.

FE caso propuesto: Factor de emisión del caso propuesto, en Tn_{CO2}/MWh. (0 para granjas eólicas).

Energía ANP: Energía anual neta producida, en MWh.

El Factor de Emisión del caso base depende de:

- Tipo de combustible utilizado (carbón, diesel, gas natural).

- La eficiencia de la conversión del equipo, esto es cuánto del calor entregado por el combustible es transformado en energía eléctrica.
- Pérdidas en transmisiones y otros.

Para casos típicos aceptados internacionalmente, la Tabla 1.3 da valores del Factor de Emisión del caso base.

Combustible	Eficiencia de la conversión %	Pérdidas %	GHG Factor Emisión Tn_{CO2}/MWh
Carbón	35	10	1.092
Diesel	30	10	0.997
Gas natural	45	10	0.502

Tabla 1.3: Factor de Emisión según combustible del caso base [16].

1.8.3 Impacto de aves.

Las estructuras eólicas no significan un inconveniente serio para las aves en cuanto a las colisiones, sino más bien al contrario en comparación con otro tipo de estructuras u objetos. En el Parque Eólico de Comodoro Rivadavia, luego de 14 años de funcionamiento, no se han registrado colisiones de aves. La Tabla 1.4 muestra mediciones realizadas por la Asociación Canadiense de Energía Eólica.

ESTRUCTURAS	Nº DE COLISIONES FATALES/año
Vehículos	60 a 80 millones
Edificios y ventanas	98 a 980 millones
Líneas eléctricas	Decenas de miles a 174 millones
Torres de comunicación	4 a 50 millones
Estructuras eólicas	10000 a 40000

Tabla 1.4: colisiones de aves con diversos tipos de estructuras.

1.9 ORGANISMOS INTERNACIONALES Y NORMAS

La Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) es la organización reconocida a nivel mundial para la elaboración y publicación de normas internacionales en el campo de las tecnologías eléctricas, electrónicas y similares. La IEC elaboró y continuamente corrige y perfecciona las normas que rigen a nivel internacional lo atinente a las centrales eólicas, en forma conjunta con la EWTS (European Wind Turbines Standards).

- En particular, respecto a la producción de energía eólica, y a la fabricación de los aerogeneradores, la Norma que rige es la IEC 61400-1, 3ª edición.

- Respecto a la medición de datos de viento, se está elaborando la Norma que regirá en Argentina; La IEC correspondiente es la 61400-12-1.
- En cuanto a la evaluación de las características de calidad de potencia de molinos conectados a la red de distribución, la norma es la IEC 61400 – 21.

CITAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Secretaría de Energía de la Nación, "Prospectiva 1999".
- [2] Nociones Generales de Energía Eólica. H. Mattio, Libro de Editorial Cree. ISBN 987-20224-02
- [3] www.windweb.com.es
- [4] La Energía Eólica, Tecnología e Historia. J. C. Cádiz Deleito. Editorial Hermann Blume. ISBN 84-7214-298-1.
- [5] Guía Para la Utilización de la Energía Eólica Para Generación Eléctrica. Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). Colombia.
- [6] www.neg-micon.com
- [7] World Wind Energy Association, www.wwindea.org.
- [8] www.ens-newswire.com/ens/feb2006/2006-02-23-04.asp
- [9] SCPL (Sociedad Cooperativa Popular Limitada), Comodoro Rivadavia, Chubut.
- [10] Archivos del CREE (Centro Regional de Energía Eólica), Trelew, Chubut, Argentina.
- [11] <http://revista.robotiker.com>
- [12] <http://www.ewea.org>
- [13] Comisión Mundial del Medio Ambiente y del Desarrollo, 1988 (Javier López Alcantud et al, Revista de la enseñanza de la Física, Vol. 18, N° 2, 2005, Pág. 72)
- [14] Panel Intergubernamental para el Cambio Climático (IPCC), Informe 2001.
- [15] Nuevos vientos para el desarrollo sostenible. The Boston Consulting Group, Plataforma Empresarial Eólica. Julio 2003.
- [16] <http://www.retscreen.net>
- [17] International Standard. IEC 61400 – 1; IEC 61400 – 21. International Electrotechnical Commission. Web site: <http://www.iec.ch>
- [18] European Wind Turbines Standards II. Netherlands Energy Research Foundation ECN; RISO National Laboratory; Technikgruppen AB; CRES.
- [19] Energía del viento y diseño de turbinas eólicas. Ricardo Bastianon. Tiempo de Cultura Ediciones. Buenos Aires. 2º Edición, 1994.
- [20] <http://erenovable.com/2007/01/21/165/>
- [21] Secretaría de Energía de la Nación, Argentina.

CAPÍTULO 2: Viento superficial, mediciones, método MCP, estadística del viento.

2.1 EL MOVIMIENTO ATMOSFÉRICO.

En ciertos aspectos la atmósfera se asemeja a una gigantesca máquina térmica en la que la diferencia de temperatura entre los polos y el ecuador proporciona el gradiente de temperatura y de presión necesarios para la circulación atmosférica. Este movimiento puede significar un ascenso o descenso del aire, pero los movimientos verticales son mucho menos evidentes que los horizontales, que pueden abarcar muchas zonas y persistir durante períodos de tiempo que van de días a varios meses. En término medio la velocidad de los vientos horizontales es del orden de varios centenares de veces mayor que la de los verticales, aunque hay algunas excepciones.

En general se considera viento a toda masa de aire en movimiento que surge como consecuencia de ese desigual calentamiento. La velocidad del viento es mayor cuanto mayor sea la diferencia de presiones y su movimiento está influenciado por el giro de la Tierra. Nuestro planeta recibe una gran cantidad de energía procedente del sol, y un 2% de ella se transforma en energía eólica. La energía asociada es gratuita, inagotable y no lesiva al medio ambiente, pero también es dispersa y aleatoria.

Existen tres componentes del viento que determinan su energía disponible: la velocidad y dirección, sus características, y la densidad del aire.

Velocidad del viento: La potencia eólica disponible es proporcional al cubo de la velocidad del viento. Un incremento de velocidad de viento en 1 m/s, por ejemplo de 5 a 6 m/s, representa un aumento sustancial en potencia: $5^3 = 125$ contra $6^3 = 216$ (73 % de incremento). Asimismo si la velocidad del viento se duplica, la potencia disponible se incrementa en ocho veces. Es por esto, que lugares con altos niveles de velocidad de viento son preferidos para la evaluación sistemática del recurso, así como para el emplazamiento de turbinas eólicas.

Mientras los patrones globales de circulación determinan el régimen de vientos predominante sobre un país o una amplia región, las características topográficas locales (esto es, formaciones geográficas, vegetación, montañas, valles, etc) pueden marcar una gran diferencia entre un recurso eólico adecuado o inadecuado para su utilización como alternativa energética. Por ejemplo, el viento se acelera al soplar hacia arriba de una colina o montaña; o a través de un valle. También en regiones costeras se experimentan corrientes de viento cuyo patrón varía a lo largo del día (variaciones diurnas).

Aparte de las características topográficas, las obstrucciones en la superficie terrestre afectan la calidad del recurso eólico en una zona. El viento en la atmósfera fluye libre pero su intensidad se ve disminuida y se mueve en forma turbulenta al circundar la superficie terrestre y al encontrar a su paso obstáculos, como árboles, construcciones, etc. El nivel de turbulencia adquirido por una corriente de aire tiende a disminuir considerablemente la potencia disponible en el viento, al

tiempo que esta turbulencia es proporcional a los tamaños asociados con los obstáculos físicos (efecto de capa límite atmosférica). Una topografía plana, sin obstrucciones, como una pradera o la superficie del océano causa un nivel de turbulencia menor. En contraste, terrenos rugosos con obstáculos (bosques, zonas aledañas a ciudades, etc) hacen que el viento presente condiciones de extrema turbulencia y generalmente el recurso eólico es pobre en la zona afectada. Para poder utilizar esta fuente de energía, en estas circunstancias, implicaría usar torres más altas para extraer energía de una corriente de viento menos turbulenta.

Dado que la velocidad del viento es un factor de primordial importancia, es necesario mencionar que se incrementa al ascender a una mayor altura sobre la superficie, debido al efecto de la rugosidad del terreno, que se hace muy evidente a bajas alturas. El cambio de velocidad con la altura varía de lugar en lugar. En un terreno plano, la velocidad de viento se incrementa en un 10 % al duplicar la altura. Por ejemplo, al tener una velocidad de viento de 5 m/s a la altura de medición meteorológica estándar de 10 metros, la velocidad puede ser de 5,5 m/s a una altura de 20 metros desde la superficie, por lo tanto el nivel de potencia eólica disponible (a 20 metros) aumenta en un 33 %.

Como se mencionó en párrafos anteriores, ya que la energía eólica es consecuencia de la radiación solar, el patrón de comportamiento de la distribución del viento, puede presentar variaciones diurnas en correspondencia con los niveles de variación de radiación solar, en la misma escala de tiempo. En una escala de tiempo mayor, es decir variación mensual o estacional, los niveles de variación del régimen de viento están influenciados por los patrones globales de circulación, los cuales se repiten anualmente. Es por esto que en un lugar seleccionado, al evaluar su recurso se encuentren patrones repetitivos de variación de la velocidad de viento en todas las escalas de tiempo. Este fenómeno permite evaluar el recurso eólico adecuadamente, con un mínimo de un año de mediciones de velocidad de viento. Con esta información se puede conocer con cierto nivel de confiabilidad, el recurso eólico, su correspondiente nivel de energía disponible y su variabilidad a lo largo del año.

2.1.1 Aspectos termodinámicos y de calor del viento

El movimiento de las masas de aire se origina por diferencias de temperatura causada por la radiación solar sobre la superficie terrestre, que junto a la rotación de la tierra, crean entonces, los llamados patrones globales de circulación [1]. En una escala global las regiones alrededor del ecuador reciben una ganancia neta de energía del sol mientras que en las regiones polares hay una pérdida neta de energía por radiación. Esto implica un mecanismo por el cual la energía recibida en las regiones ecuatoriales sea transportada a los polos. Las masas de aire caliente en la región ecuatorial ascienden en una banda delgada de alrededor 100 Km. de ancho, llamada la Zona de Confluencia Intertropical (ZCIT). Esta zona se ubica más o menos paralela al ecuador

alrededor de la tierra (Figura 2.1). En la parte superior de la atmósfera estas masas de aire se dividen en dos, una alejándose del ecuador hacia el norte y otra alejándose hacia el sur. Al alejarse del ecuador, el aire se enfría y se vuelve más pesado. A aproximadamente 30° de latitud Norte y Sur, esta masa de aire empieza a descender, causando un clima seco y sin nubes. En estas latitudes es donde se encuentran los grandes desiertos alrededor del mundo.

A nivel de superficie terrestre, los vientos se devuelven hacia el ecuador como vientos alisios. Debido a la rotación de la tierra, su dirección se desvía hacia el oeste en los dos hemisferios, norte y sur. Es por esto que la dirección de los vientos alisios es NE y SE; la dirección se determina por la dirección de donde viene el viento y no hacia donde se dirige, así pues un viento del oeste es un viento que se dirige hacia el este viniendo del oeste.

La zona de confluencia intertropical se desplaza hacia al norte del ecuador durante el verano del hemisferio norte y hacia el sur en el invierno. Es muy estable y por esto los vientos alisios son permanentes. Dentro de esta zona, se encuentran vientos de baja intensidad, interrumpidos por un alto nivel de tormentas eléctricas; puede haber largos períodos de calma de viento. En el exterior de la circulación entre los trópicos, vientos del oeste son predominantes. Esta circulación es más bien inestable y se caracteriza por una estructura ondulada y formación de depresiones atmosféricas moviéndose del oeste hacia el este.

Las desviaciones del patrón general de circulación de aire en movimiento ocurren debido a la distribución no homogénea de masas de tierra sobre el globo. En promedio, mayor concentración de masas de tierra se encuentra en el hemisferio norte que en el sur. Dado que la masa de tierra se calienta más fácilmente por el sol que los océanos, la posición promedio de la ZCIT es 5° Norte del ecuador.

2.1.2 Vientos globales: variación horizontal

Vientos de Escala Macro (100 - 10000 Km)

El flujo de viento originado por la circulación global se conoce como vientos de escala macro. La escala horizontal de movimiento de estos vientos va desde algunos cientos a miles de kilómetros. El viento de escala macro (no perturbado por características de la superficie terrestre excepto por cadenas de montañas) se encuentra en altitudes superiores a los 1000 metros.

Vientos de Escala Media (5 a 200 Km)

Las variaciones de la superficie terrestre con escala horizontal de 10 a 100 kilómetros tienen una influencia en el flujo de viento entre los 100 y 1000 metros de altura sobre el terreno. Obviamente, la topografía es importante y los vientos tienden a fluir por encima y alrededor de montañas y

colinas. Cualquier otro obstáculo (o rugosidad) sobre la superficie terrestre de gran tamaño decelera el flujo de aire.

A manera de ejemplo se ilustran dos tipos de vientos de escala media o de naturaleza local como son la brisa marina y los vientos de montaña:

- . Cerca a las playas se pueden observar los patrones de brisa marina. Durante el día la tierra se calienta más que el agua (mar o lago), el aire sobre la tierra asciende y la brisa que viene del mar y que es de aire más fresco lo reemplaza. Por la noche, la tierra se enfría a temperaturas menores que la del agua, causando una brisa terrestre. Esta es usualmente más débil que la brisa marina.

- . Vientos de valle-montaña: durante el día, las faldas de las montañas se calientan, el aire asciende y el viento tiende a fluir a través del valle hacia la montaña. Durante la noche, el fenómeno contrario ocurre: aire frío se mueve hacia abajo de la falda de la montaña, forzando el viento a soplar hacia el valle.

En las regiones tropicales vientos térmicos son muy comunes, causados por gradientes de temperatura a lo largo de la superficie terrestre. Pueden ser fuertes durante el día, especialmente en regiones desérticas.

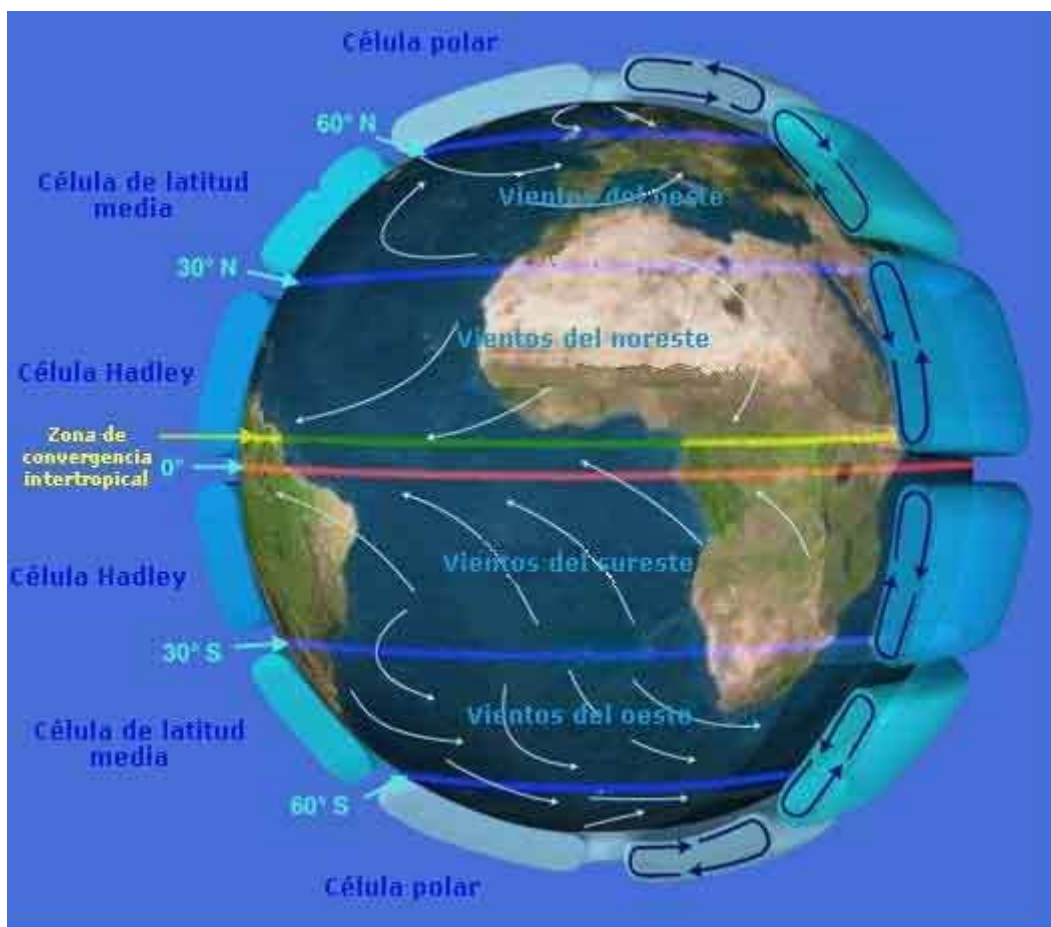


Figura 2.1: Patrón Global de Circulación Atmosférica. [13].

Vientos de Escala Micro (hasta 10 Km)

En una escala micro, los vientos de superficie (hasta unos 100 metros de altura sobre el terreno), son los más interesantes para la aplicación directa de la conversión de la energía eólica, son influenciados por las condiciones locales de la superficie, como la rugosidad del terreno (vegetación, edificios) y obstáculos.

2.1.3 Dirección del viento

Un parámetro importante a tener en cuenta, es la variabilidad del flujo de viento en lo que respecta a su dirección que se resume en lo que se conoce como “La Rosa de Los Vientos”. Es un diagrama polar que puede ser construido mostrando el porcentaje del tiempo durante el cual el viento ha estado soplando en una dirección específica. El número que aparece en frente de los vectores radiales, comúnmente indica la velocidad promedio del viento en esa dirección.

La utilidad de la Rosa de los vientos radica en la identificación de las direcciones prevaletentes en las cuales sopla el viento con mayor duración y quizás intensidad. En la actualidad esta información es muy útil para el emplazamiento y distribución de aerogeneradores en una granja eólica, ya que la mayoría de ellos se localizan de forma tal que enfrenten la dirección prevaletente del viento a lo largo del año.

2.1.4 La fuerza del gradiente de presión

Esta fuerza es la componente horizontal de la fuerza de presión; la componente vertical se equilibra con la gravedad. La diferencia de presión en la atmósfera, que puede deberse a causas mecánicas o térmicas, controla el viento horizontal. En efecto, el gradiente de presión es la fuerza que ocasiona el movimiento del aire desde la zona de altas presiones hacia las de bajas presiones, aunque hay otras fuerzas que impiden atravesar directamente las isobaras (líneas de igual presión). La fuerza del gradiente de presión por unidad de masa, $F_x = (-1/\rho)(dP_x/dx)$, es perpendicular a las isobaras; aquí ρ es la densidad del aire y dP_x/dx es el gradiente horizontal de presión [2].

Cuanto más juntas estén las isobaras más intenso será el gradiente de presión y mayor la velocidad del viento. La fuerza del gradiente de presión es también inversamente proporcional a la densidad del aire y esta relación es de gran importancia para comprender el comportamiento de los vientos en altura.

2.1.5 La fuerza de Coriolis

Es una consecuencia de que el movimiento de las masas de aire sobre la superficie terrestre está generalmente referido a un sistema de coordenadas móvil como la red de meridianos y paralelos,

que giran con el planeta. Los vientos van de las zonas de altas a las de bajas presiones, y son desviados por efecto de la rotación terrestre. Una vez puesto en movimiento el aire, al estar en una esfera rotante, se produce una desviación inercial del viento hacia la izquierda en el hemisferio sur y hacia la derecha en el norte. La fuerza de Coriolis (o desviadora) por unidad de masa se expresa:

$$\mathbf{F}_c = -2.\omega \times \mathbf{V} \rightarrow F_c = 2.\omega.V.\text{sen}\theta \quad (2.1)$$

donde:

ω es la velocidad angular de rotación de la Tierra (15°/hora);

V es la velocidad de la masa de aire;

θ es la latitud (máxima en los polos y nula en el ecuador).

El viento sube verticalmente desde el ecuador y se desplaza hacia el norte y hacia el sur en las capas más altas de la atmósfera, Figura 2.1. Alrededor de los 30° de latitud en ambos hemisferios la fuerza de Coriolis evita que el viento se desplace más allá. En esa latitud se encuentra un área de altas presiones, por lo que el aire empieza a descender de nuevo. Cuando el viento suba desde el ecuador habrá un área de bajas presiones cerca del nivel del suelo atrayendo los vientos del norte y del sur. En los polos, habrá altas presiones debido al aire frío.

2.1.6 Viento Geostrófico

Las observaciones realizadas en la “atmósfera libre” indican que el viento sopla en dirección aproximadamente perpendicular al gradiente de presión y, siguiendo la trayectoria del viento, los núcleos de altas presiones quedan a la izquierda y los de bajas presiones a la derecha en el hemisferio sur (Ley de Buys – Ballot); siendo inverso este efecto en el hemisferio norte. En el caso de movimiento uniforme, la fuerza del gradiente de presión queda equilibrada con la fuerza de Coriolis, que actúa en sentido opuesto. El viento ideal que cumple con esta condición ($F_x = F_c$) se denomina “viento geostrófico”, Figura 2.2.

En el ecuador la fuerza de Coriolis es nula, y cualquier gradiente de presión horizontal causará que el aire se mueva hacia las bajas presiones; el flujo va a reducir esa diferencia de presiones, y por lo tanto los centros de altas o bajas presiones no persisten cerca del ecuador.

A excepción de estas latitudes bajas, el viento geostrófico se aproxima mucho al movimiento del aire observado en la atmósfera libre. Puesto que los sistemas de presión son rara vez estacionarios, este hecho implica que el movimiento del aire debe cambiar constantemente para encontrar un nuevo equilibrio. El viento alcanza la velocidad geostrófica entre los 500 m y 1000 m en latitudes medias y altas, a medida que se va haciendo despreciable el efecto de rozamiento [2]. Este efecto está descrito por la llamada espiral de Ekman.

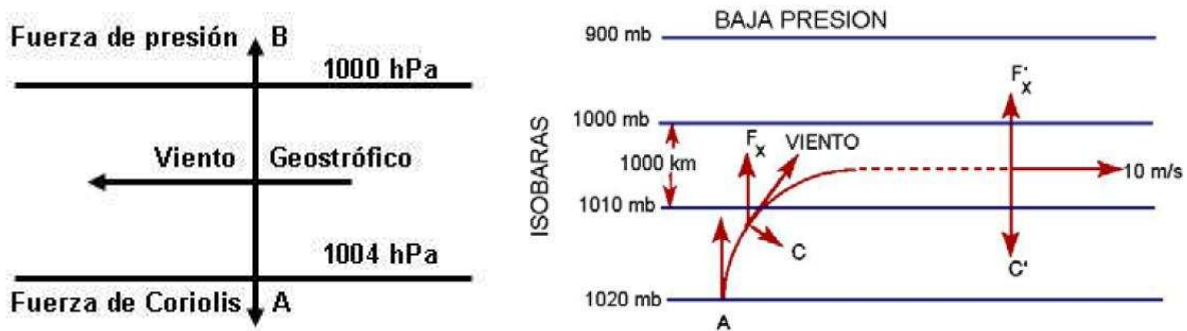


Figura 2.2: Viento geostrófico en el caso de movimiento uniforme, hemisferio sur, y norte [2].

2.1.7 Anticiclones y depresiones

Un centro de bajas presiones se denomina depresión, y uno con altas presiones anticiclón. Ambos pueden ser estacionarios o bien centros de presión móviles. En estos casos las isobaras se presentan en forma de líneas circulares. Para vientos superficiales, los cuales se mueven oblicuamente a través de las isobaras, los sistemas de anticiclones y depresiones configuran su dirección de forma opuesta en ambos hemisferios. En una depresión en el hemisferio sur, los vientos circulan en sentido horario y hacia el interior del espiral (la baja presión está a la derecha, si seguimos el sentido de circulación del viento); así el aire converge hacia el centro debiendo ascender luego hasta situarse en niveles superiores. En un centro anticiclónico en el hemisferio sur, los vientos circulan en sentido antihorario, hacia el exterior del espiral (la alta presión está a la izquierda), esto ocasiona una divergencia del flujo de aire acompañada por un descenso hacia el centro del anticiclón reemplazando el aire que circula hacia el exterior.

2.1.8 Distribución general de los sistemas de presión en la superficie

Para entender el sistema de vientos sobre la superficie terrestre, debemos estudiar la distribución de la presión barométrica. Una vez establecidos los modelos de isobaras y de los gradientes de presión, se pueden predecir la predominancia o los vientos más comunes. La presión base a nivel del mar está acordado que es de 1013 hPa. Lecturas más altas que ésta se presentan frecuentemente, sobre latitudes medias, siendo a veces superiores a 1040 hPa, las que se interpretan como "altas". Presiones por debajo de 982 hPa serán "bajas".

Sobre la zona ecuatorial hay un cinturón de presiones más bajas de lo normal, entre 1011 y 1008 hPa, las que reciben el nombre de depresión ecuatorial. Esta contrasta con los cinturones de altas presiones ubicados en latitudes próximas a los 30° N y S, llamados cinturones subtropicales de altas presiones que superan los 1020 hPa. En el hemisferio sur este cinturón está claramente definido, pero en centros de altas presiones conocidos como células de presión.

En el hemisferio austral, al sur del cinturón de altas presiones subtropicales hay una amplia zona de baja presión que se extiende aproximadamente desde la zona de latitudes medias hasta la región antártica. El eje lo constituye la latitud 65° S y se denomina cinturón subantártico de bajas presiones. Sobre la Antártida existe un centro permanente de altas presiones conocido como alta polar que contrasta sobremanera con el círculo de bajas presiones subantártico. En el hemisferio sur la superficie oceánica representa el 81%, por lo tanto los anticiclones subtropicales son oceánicos, excepto sobre el sur de Australia en verano.

2.1.9 Estabilidad e inestabilidad atmosférica

El movimiento vertical del aire es objeto preferente de estudio de los meteorólogos o físicos del aire. El climatólogo no puede renunciar a la comprensión de los procesos fundamentales y sus resultados, dado que explican ciertos hechos con una proyección climatológica. Es fundamental la comprensión de la estabilidad atmosférica para interpretar los modelos matemáticos más recientes de orografía y viento.

El aire está en equilibrio hidrostático, entendiéndose por tal el equilibrio entre dos fuerzas: la de gravedad hacia el centro de la Tierra y la debida al decrecimiento de la presión con la altura, hacia arriba, que es la fuerza del gradiente de presión que aparece siempre que se dan diferencias báticas. Esto se conoce como la ley del equilibrio hidrostático y puede expresarse:

$$dp = - \rho \cdot g \cdot dz. \quad (2.2)$$

donde: dp es la presión que ejerce una capa atmosférica,

ρ es la densidad del aire,

g la aceleración de la gravedad

dz el espesor de la capa considerada.

Para una presión determinada, la densidad del aire depende de la temperatura. Esto es consecuencia de la ley de los gases perfectos de donde se deduce (ver también la 2.4):

$$\rho = p/(R \cdot T) \quad (2.3)$$

Luego a mayor temperatura del aire, menor será su densidad, y viceversa. El aire frío es más denso y pesado que el cálido. Pero a igualdad de presión y temperatura, el aire húmedo es más liviano que el seco, pues el peso molecular del aire húmedo es menor que el del aire seco.

2.1.10 Procesos adiabáticos en la atmósfera

Un proceso físico es adiabático cuando no se produce intercambio de calor entre el sistema en el que se realiza el proceso y su exterior. En virtud de la Primera Ley de la Termodinámica toda

compresión adiabática da lugar a un calentamiento, y toda expansión adiabática a un enfriamiento. Los ascensos y descensos de aire en la atmósfera, sea por ejemplo una partícula, porción o burbuja, se producen con la suficiente rapidez como para que, por la baja conductividad térmica del aire ($k \approx 0.04 \text{ W/m}^2\text{C}$) y la lentitud de las mezclas y de otras formas de transferencia energética, no se intercambie calor con el aire de los alrededores. Por lo tanto los ascensos y descensos de aire pueden considerarse procesos adiabáticos. Aplicando a ellos los resultados derivados de la Primera Ley de la Termodinámica, en forma sinóptica:

Ascenso \rightarrow disminución de presión \rightarrow aumento de volumen o expansión \rightarrow enfriamiento

Descenso \rightarrow aumento de presión \rightarrow disminución de volumen o compresión \rightarrow calentamiento

PROCESOS ADIABÁTICOS

Una burbuja de aire al ascender va siendo sometida cada vez a una menor presión, ya que tiene cada vez menor espesor de atmósfera arriba de ella. Al disminuir la presión sobre la burbuja aumentará su volumen, y se expande. Como la expansión puede considerarse adiabática, se enfriará. Para evaluar el enfriamiento y calentamiento hay que distinguir dos tipos de ascensos y descensos adiabáticos:

- a) Los llamados secos, en los que no se producen cambios de estado del vapor de agua que lleva el aire que sube o baja.
- b) Los húmedos o saturados en los que hay cambios de estado del vapor de agua, que al saturar la burbuja se condensa o sublima, dando lugar al desprendimiento de calor latente.

En el primer caso el enfriamiento y calentamiento se evalúa en C/m (0.01 C/m), es decir que la temperatura baja 1 C cada 100 m que se sube en altitud. Este valor recibe el nombre de gradiente adiabático del aire seco (γ), o incremento adiabático.

En el segundo caso el gradiente adiabático del aire saturado (γ') se reduce a $0.5\text{C}/100\text{m}$, aproximadamente, ya que la condensación que se produce aporta calor. Este último valor no es constante, acercándose con la altura al primer valor, pues disminuye progresivamente la velocidad de condensación.

Por último se debe tener presente que en un momento determinado y sobre la vertical del lugar, cada nivel troposférico tiene una cierta temperatura, la que registran los sondeos atmosféricos y que supone unos determinados gradientes térmicos verticales (α).

2.1.11 El efecto Föhn

Con lo anterior se puede explicar el llamado efecto Föhn, asociado al viento homónimo, que sopla en los Alpes y se produce también en otros muchos lugares del planeta como ser el producido en

la cordillera de los Andes argentinos (llamado viento Zonda). Se trata de un flujo de aire que con una temperatura de 15 C se dirige hacia un obstáculo orográfico notable como la Cordillera. Tras alcanzar la base de la ladera de barlovento a 200 m de altitud, Figura 2.3, se ve forzado a ascender; en este camino irá bajando su temperatura a razón de 1C/100 m, suponiendo que no haya estado saturado. A los 400 m tendrá 13 C y a los 600 m, 11 C.

Si una vez alcanzado este nivel comienza a producirse condensación del vapor de agua del aire que sube, perderá 0.5C/100m, y por ejemplo a los 800 m la temperatura del aire será de 10 C y a los 1000 m que es donde situamos la cima, 9 C. Hay que suponer que la nubosidad generada a partir del nivel de condensación produce precipitación, es decir que las gotas formadas van siendo eliminadas de la masa de aire ascendente (tal evolución se llama pseudo adiabática y es, en mayor o menor medida, frecuente en los barloventos sometidos a flujos húmedos). Sea ahora el nivel de la cima aquel en el que cesa la condensación, aunque podría ser otro cualquiera. En este caso, sobrepasado este nivel culminar e iniciado el descenso por la ladera de sotavento, el aire, ya no saturado, irá ganando 1C/100m, de manera que a los 800 m tendrá 11 C, a los 200 m, 17 C. En consecuencia alcanzará la base del obstáculo orográfico a sotavento con una temperatura más alta que la que tenía al mismo nivel en barlovento.

Este viento a sotavento cálido y seco y a menudo impetuoso, es el llamado efecto Föhn. Nótese que lo que puede parecer un sorprendente calentamiento del aire por el mero hecho de atravesar un relieve montañoso, condensando su humedad y originando precipitación en la ladera de barlovento, se debe al desprendimiento de calor latente en el fenómeno de la condensación (calor que es adquirido por el aire que sigue subiendo la ladera), y a la inexistencia al menos en igual cuantía de evaporación del agua líquida que consumiría ese calor.

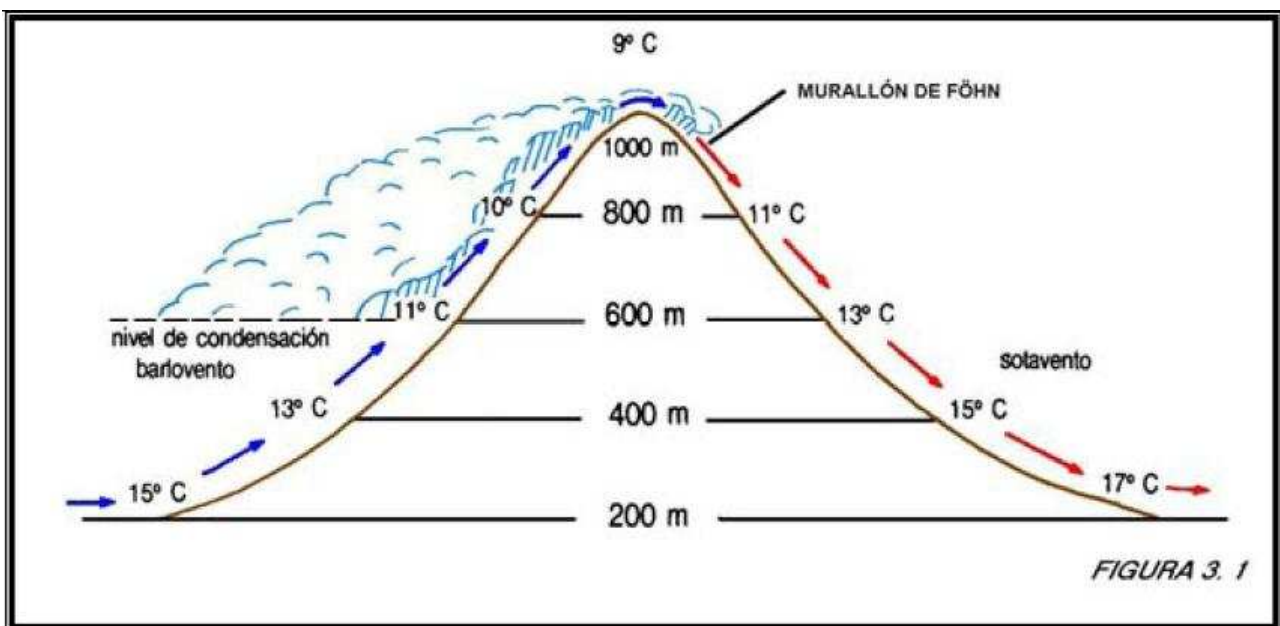


Figura 2.3: efecto Föhn. [2].

2.1.12 Estratificación del aire

La troposfera, o mejor dicho una de sus capas, suele presentar una estratificación estable, y se dice comúnmente que hay estabilidad atmosférica cuando al separar verticalmente, tanto hacia arriba como hacia abajo, una partícula de aire del nivel en que se encuentra, tiende a volver a su posición primitiva. De este modo los movimientos verticales del aire se ven dificultados. Si por el contrario la partícula de aire separada verticalmente tiende a proseguir el movimiento en el sentido en que se ha iniciado, hay estratificación inestable o inestabilidad atmosférica. En este caso los movimientos verticales del aire se ven favorecidos. Un tercer caso, llamado de estratificación neutra o indiferente, es aquel cuando la partícula de aire separada verticalmente de su nivel de origen queda en la nueva posición sin retornar a su lugar original ni prosigue en su movimiento.

El tipo de estratificación del aire se deduce de la comparación de la temperatura de la partícula de aire en el nivel al que se la lleva, con la del aire ambiente en ese nivel, ya que la densidad, y por lo tanto su flotabilidad, depende, para la presión del nivel de comparación, de la temperatura. En realidad se trata de la llamada temperatura virtual, que tiene en cuenta la pequeña diferencia de densidad que causa la mayor o menor humedad del aire. A efectos prácticos basta comparar las temperaturas usuales, de tal manera que si la de la partícula supera a la del aire ambiente, asciende, y si es menor desciende. Como la variación de la temperatura de la burbuja o partícula de aire que se mueve verticalmente depende del tipo de evolución adiabática, seca o saturada, se van a distinguir dos casos:

Sea una evolución adiabática seca, es decir en que la partícula que es separada de su nivel atmosférico realiza el movimiento vertical sin condensar su vapor de agua. En este caso varía su temperatura en razón de $1\text{C}/100\text{m}$ (γ), y dado un cierto gradiente térmico vertical (α) en el estrato considerado, que se determina por sondeos, la estratificación del aire será [2]:

Estable, si $\alpha < \gamma$.

Inestable, si $\alpha > \gamma$.

Neutro, si $\alpha = \gamma$.

Sea ahora, una evolución adiabática saturada, es decir en que la partícula de aire que es separada de su nivel atmosférico realiza el movimiento vertical condensando su vapor de agua. En este caso su temperatura cambiará a razón de $0.5\text{C}/100\text{m}$ (γ'). La estratificación del aire será:

Estable, si $\alpha < \gamma$.

Inestable, si $\alpha > \gamma$.

Neutro, si $\alpha = \gamma$.

En la Figura 2.4 se representan los ascensos y descensos de una burbuja de aire en distintos casos de estratificación y de evolución adiabática. Se explica el primero para mejorar la comprensión de este tema:

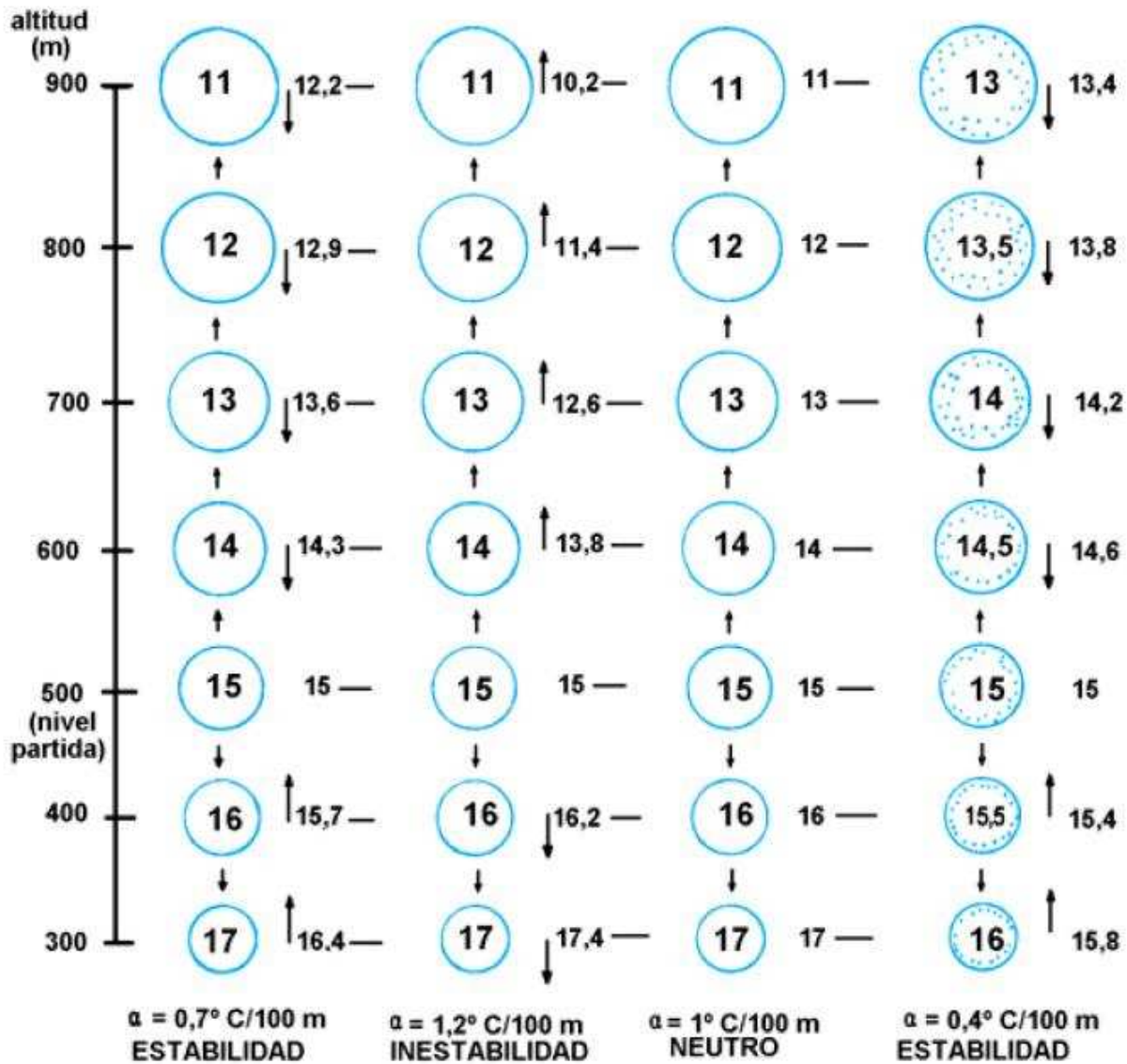


Figura 2.4: Estratificación atmosférica. [2].

Un sondeo ha suministrado, para los niveles de altura desde los 300 m a los 900 m, las temperaturas anotadas en la columna derecha de cada caso. Supóngase que tomamos una burbuja de aire del nivel de los 500 m, donde tiene la temperatura de 15 C. Forcemos el ascenso de la burbuja hasta los 600 m, a donde llegará con 14 C. Esta temperatura de la burbuja es inferior a la del aire que la rodea, a 14.3 C; luego, al ser más fría, es también más densa, y volverá al nivel de partida de los 500 m. Si la forzamos a ascender a los 700 m, igualmente descenderá, y lo mismo si se la lleva a mayor altura, por idéntico fenómeno. Si la burbuja es forzada a bajar, a los

400 m llegará con 16 C, temperatura superior a la del aire que la rodea que tiene 15.7 C, por lo que, al ser más caliente y ligera, subirá hasta el nivel de partida. En resumen se trata de una estratificación estable. A esta conclusión también se llega de inmediato, pues el gradiente térmico vertical de este ejemplo es de 0.7C/100m ($\alpha < \gamma$).

Por último se aclara que el gradiente térmico vertical no es necesariamente constante, y como consecuencia puede ocurrir estratificación estable en un cierto espesor troposférico e inestable en otro. Por otra parte, al sobrepasar un cierto nivel puede producirse condensación, con lo que habrá evolución adiabática seca en una capa y saturada en otra.

2.1.13 Cambio de densidad del aire con la altura y con la temperatura

La densidad del aire disminuye al crecer la altura sobre el nivel del mar, y también al aumentar la temperatura (la Tabla 2.1 muestra valores de densidad del aire a distintas temperaturas, a nivel del mar). Por lo tanto al aumentar la altura, o la temperatura, la potencia disponible en el viento va a disminuir. La densidad depende de la presión y de la temperatura según la expresión: $\rho = p/(R.T)$ de los gases ideales, pero es más utilizada la siguiente que está en función de la temperatura T (K) y la altura sobre el nivel del mar z (m):

$$\rho = (353.05/T).e^{-0.034*z/T} \quad (2.4)$$

2.2 EL VIENTO EN LA SUPERFICIE

Se llama valorización local a la estimación del potencial eólico basado en el conjunto de todas las estimaciones del contenido medio energético del viento a lo largo de la zona en estudio y sirve para decidir el emplazamiento de un aerogenerador, es decir, para hacer una predicción de la energía media anual que un aerogenerador determinado produciría en ese lugar. La información necesaria para decidir el emplazamiento tiene que ser más detallada que la valorización local de recursos. Pero las dos aplicaciones utilizan los conceptos generales del análisis topográfico y las climatologías eólicas locales.

Para calcular los efectos de la topografía en el viento, se necesita una descripción sistemática de las características topográficas del sector. En las proximidades de un obstáculo, como puede ser un edificio, el viento está fuertemente afectado. El efecto se extiende verticalmente hasta una distancia de unas tres veces la altura. Si el punto en el que nos interesa evaluar el viento, está en este sector, hay que tener en cuenta el efecto resguardante. El efecto conjunto de la superficie del terreno y de los obstáculos provoca un retraso del viento en superficie, es a esta característica del suelo que se le llama *rugosidad superficial*. Como ejemplos de los obstáculos que contribuyen a la rugosidad, podemos citar la vegetación y las casas. Los elementos orográficos, como colinas, precipicios, acantilados y sierras ejercen también su influencia en el viento. En las cimas y crestas

de estos accidentes orográficos, el viento en general se acelera mientras que, en los pies de las colinas y en los valles, se desacelera. Para una situación determinada, hay tres principales factores topográficos que afectan al viento: resguardo, rugosidad y orografía. Como regla general, hay que especificar los obstáculos vecinos, la rugosidad del terreno circundante y la orografía.

Temperatura °Celcius	Temperatura °Fahrenheit	Densidad del aire, kg/m ³
-25	-13	1.423
-20	-4	1.4
-15	5	1.37
-10	14	1.342
-5	23	1.32
0	32	1.3
5	41	1.27
10	50	1.25
15	59	1.225
20	68	1.204
25	77	1.184
30	86	1.165
35	95	1.146
40	104	1.127

Tabla 2.1: Densidad del aire a presión atmosférica normal.

2.2.1 La rugosidad del terreno

La rugosidad en una determinada superficie se calcula por la medida y la distribución de los elementos rugosos que contiene; para superficies de tierra estos elementos son típicamente vegetación, áreas edificadas y tipo de suelo. Para tal fin se ha utilizado el concepto determinado en el Atlas Eólico de la República Argentina, realizado por el Centro Regional de Energía Eólica, basado en el Atlas Eólico de Europa, donde los terrenos se han dividido en cuatro clases distintas, cada una caracterizada por la rugosidad de sus elementos. Las referencias a cada tipo de terreno se hacen a través de su clase de rugosidad. La clasificación de la rugosidad del terreno en un determinado lugar consiste en asignar los parámetros de aspereza o las clases de rugosidad correspondientes a los distintos tipos de superficies circundantes. Primero, se divide el horizonte en doce sectores de 30 grados cada uno y se hace entonces la clasificación sector por sector. Los parámetros de aspereza que no correspondan a ninguna clase de rugosidad, se obtienen de la interpolación o extrapolación de los valores de las tablas.

2.2.2 Velocidad del viento: ecuación logarítmica

La velocidad del viento varía con la altura, a mayor altura mayor velocidad. Se puede calcular la velocidad del viento V_h a una altura h , si se conoce la velocidad V_{h1} a una altura h_1 , en el mismo lugar, con la expresión:

$$V_h = V_{h1} \frac{\ln(h/z_0)}{\ln(h_1/z_0)} \tag{2.5}$$

Donde: z_0 es la longitud de rugosidad, parámetro que caracteriza a la rugosidad del terreno, y puede obtenerse de la Tabla 2.2.

Para molinos cuya altura de eje es 60 m o mayor, es conveniente considerar la rugosidad del terreno de hasta unos 15 km de la torre. Si en el lugar hay edificaciones, también se puede calcular z_0 según [3]:

$$z_0 = 0.5 \cdot h^2 \cdot b \cdot n / A \quad [m] \tag{2.6}$$

donde: h , b , n : altura, ancho y cantidad de edificios.

A : área en la que todos los edificios están situados.

Clase de rugosidad	Longitud de rugosidad, z_0 , m	Tipo de terreno
0	0.0002	Agua
0.5	0.0024	Terreno muy abierto con superficies muy llanas, como cemento, o césped cortado
1.0	0.03	Cultivos abiertos sin hileras de arbustos entre medio y con edificaciones esporádicas. Colinas suaves.
1.5	0.055	Cultivos con edificaciones e hileras de árboles (8 m de altura) con distancia de 1250 m entre sí.
2.0	0.10	Cultivos con edificaciones e hileras de árboles (8 m de altura) con distancia de 500 m entre sí.
2.5	0.20	Cultivos con muchas granjas, vegetación abundante o hileras de árboles (8 m de altura) cada 250 m.
3.0	0.40	Pueblos, pequeñas ciudades, campos con altas o muchas hileras de árboles, bosque y terreno complejo.
3.5	0.80	Grandes ciudades, terrenos muy complejos.
4.0	1.60	Ciudades muy grandes, terreno de alta montaña.

Tabla 2.2: clase y longitud de rugosidad según tipo de terreno [3]

Si el terreno entre los edificios es utilizado, por ejemplo, para cultivos, se debe sumar 0.03 m a la longitud de rugosidad obtenida con la ecuación anterior.

2.2.3 Velocidad del viento: Ley exponencial de Hellmann

Una forma más simple de obtener el perfil vertical de viento es utilizando una ley exponencial, propuesta por Hellmann en 1915:

$$V_h = V_{h_1}(h/h_1)^\alpha \quad (2.7)$$

donde:

V_h es la velocidad del viento a la altura h ;

V_{h_1} la velocidad del viento medida a la altura h_1 ;

α es el exponente de rugosidad del terreno, cuyos valores se indican en la Tabla 2.3.

Clase de rugosidad	Longitud de rugosidad, m	α
0	0.0002	0.1
1	0.03	0.15
2	0.1	0.2
3	0.4	0.3

Tabla 2.3: valores de α . [3]

Es importante aclarar que estas leyes no se cumplen en terrenos complejos, como por ejemplo zonas montañosas. En [4] (EWTS, pp. 1Sub B11) se citan tres mediciones llevadas a cabo en el norte de Europa (Lavrio, Andros y Toplou); los perfiles de la velocidad del viento se reproducen en la siguiente Figura, en la que se muestra también el perfil según la ley exponencial con $\alpha=1/7=0.143$ (con línea casi continua de puntos). Se ve que la ley exponencial sobreestima la velocidad en todos los casos. Los valores medidos indican perfiles verticales y aún inversos.

En el Atlas Eólico Europeo se han probado dos opciones: el uso de la ecuación anterior o un valor fijo para la rugosidad en las superficies acuosas, clase 0 de rugosidad. El resultado es que, un valor fijo de 0.0002 m daba resultados tan buenos como los de la ecuación inicial para vientos moderados a altos, en cuanto a los intereses del Atlas Eólico se refieren. Por lo tanto, todas las estadísticas del Atlas en superficies acuosas se han calculado a partir de este valor.

Debe señalarse que, en general, el parámetro de aspereza tal y como se aplica en el Atlas Eólico debe ser considerado como un parámetro climatológico, ya que la rugosidad en un terreno varía con el crecimiento de las plantas, la pérdida de las hojas, las nevadas y demás. La producción energética de un aerogenerador tiene que predecirse en función del clima de viento y de las variaciones en el tiempo; no obstante, las variaciones estacionales de las características locales del terreno pueden también tener una profunda influencia.

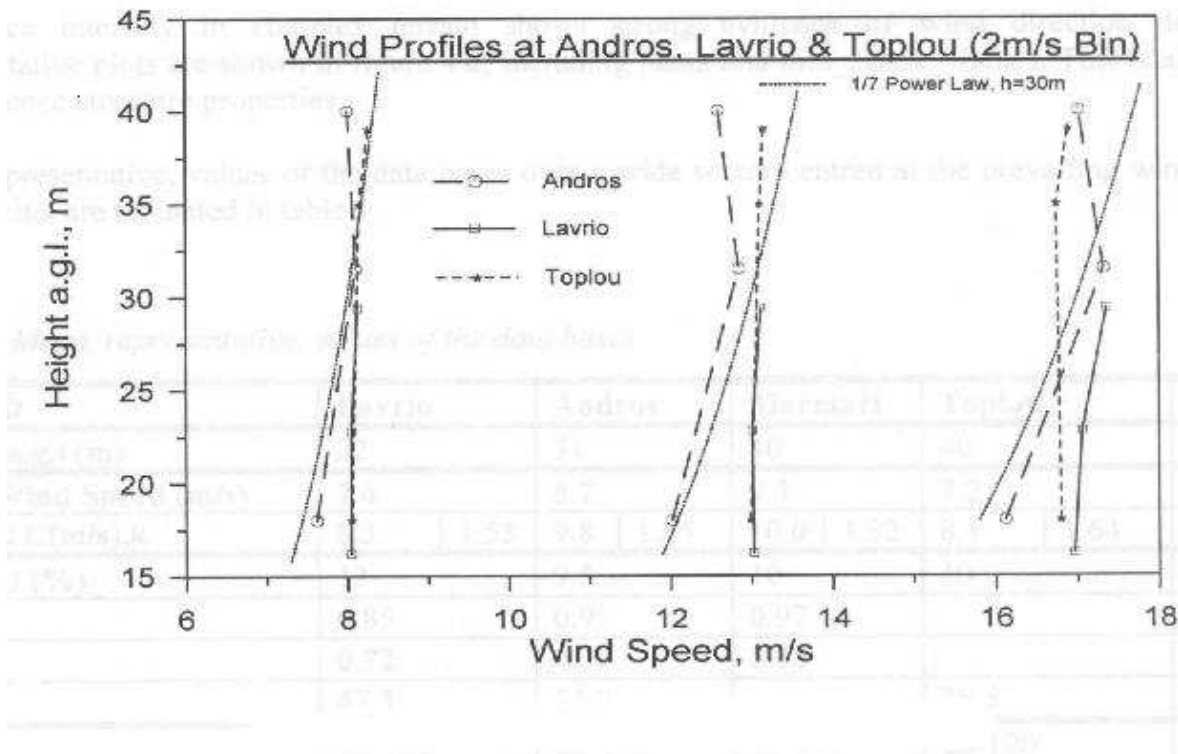


Figura 2.5: Perfil vertical de velocidad de viento en terrenos complejos, con datos medidos y según la ley exponencial. [4, pp1 Sub B12].

2.2.4 Resguardo producido por obstáculos

El resguardo se define como la disminución relativa de la velocidad del viento causada por un obstáculo en el terreno. Que un obstáculo resguarde o no del viento depende de:

- la distancia del obstáculo al punto considerado (x)
- la altura del obstáculo (h)
- la altura del punto considerado (H)
- el largo del obstáculo (L)
- la porosidad del obstáculo (P)

Como regla general, puede considerarse que la porosidad de los edificios es nula y la de los árboles es de ≈ 0.5 . Una fila de edificios iguales separados entre ellos por una distancia igual a la tercera parte de su largo tendrá una porosidad de aproximadamente 0.33. Para el caso de árboles puede aplicarse la Tabla 2.4.

La porosidad de los árboles varía con la caída de las hojas, es decir, la época del año y, como en el caso de la aspereza, debe considerarse como un parámetro climatológico. La porosidad, P , toma un valor entre 0 y 1 ($0 \leq P \leq 1$). Los obstáculos locales, dentro de un radio de 500 a 1000 m (según la altura del molino), se consideran como tales; mas allá de este radio, no se

los debe considerar como obstáculos (a menos que la altura sea mayor que un tercio del eje del molino), sino que deben estar incluidos en la rugosidad.

Aspecto	Porosidad P
sólido	0
muy tupido	≤ 0.35
tupido	0.35 - 0.50
abierto	≥ 0.50

Tabla 2.4: porosidad de los setos. [1].

2.2.5 Efecto de las variaciones de altura del terreno

La forma más clara de observar el efecto que las variaciones de la altura en el terreno ocasionan en el perfil vertical del viento, es a partir de los resultados del experimento a escala internacional que se hizo en la colina de Askervein en la isla de South Uist en Hebrides. La línea a lo largo de la cual fueron tomadas las medidas de la velocidad y la dirección del viento, se ha señalado con torres meteorológicas. Figura 2.6.

Los datos de esta experiencia, Figura 2.7, muestran el incremento relativo de la velocidad del viento ΔS a 10 m sobre el nivel de la superficie en el eje de ordenadas, y en el eje de abscisas la distancia desde la cima. El incremento relativo de la velocidad del viento ΔS se define como:

$$\Delta S = (u_2 - u_1)/u_1 \quad (2.8)$$

Donde u_2 y u_1 son las velocidades del viento a la misma altura por encima del nivel del suelo, en la cima de la colina y a corriente arriba de la colina, respectivamente.

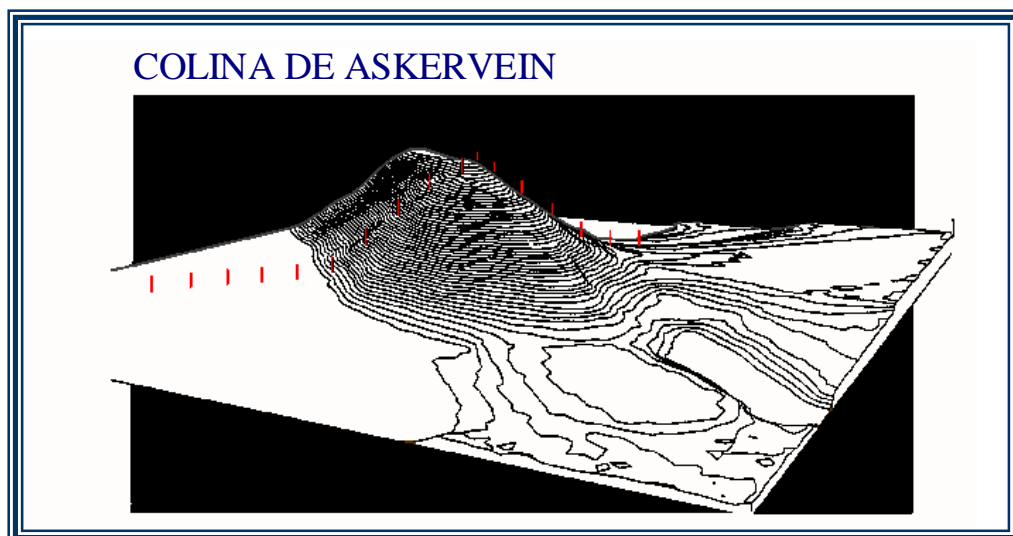


Figura 2.6: experimento en la colina de Askervein. [2].

Los datos se refieren a una dirección perpendicular a la dirección del desnivel. Se muestran también los resultados de tres modelos numéricos: el modelo BZ usado en el análisis del Atlas Eólico y los otros dos modelos (Beljaars et al., 1987). Otras características importantes en la Figura 2.6 son:

- El incremento de la velocidad del viento en la cima es de un 80 por ciento si se compara con los datos de velocidad media no distorsionada corriente arriba.
- La disminución de velocidad en la parte frontal y a sotavento de la colina es de un 20 a un 40 por ciento comparado con los datos de velocidad media no distorsionada corriente arriba.

Como se puede ver, las colinas ejercen una gran influencia en el flujo eólico, y eso hay que considerar. Pero también se debe tener en cuenta que cualquier cambio de altura en el terreno afecta al viento: un aumento de altura de 5 % puede producir un impacto de un 5 % en el valor medio de la velocidad del viento - posiblemente a la altura del rotor - resultando en un aumento de un 15 % en la energía disponible. Muchas veces es difícil -y si se trata de terreno complicado es imposible- el aplicar fórmulas sencillas para determinar el potencial eólico en lugares concretos. Por esto, en la mayoría de los casos, se utiliza algún modelo numérico para hacer estos cálculos.

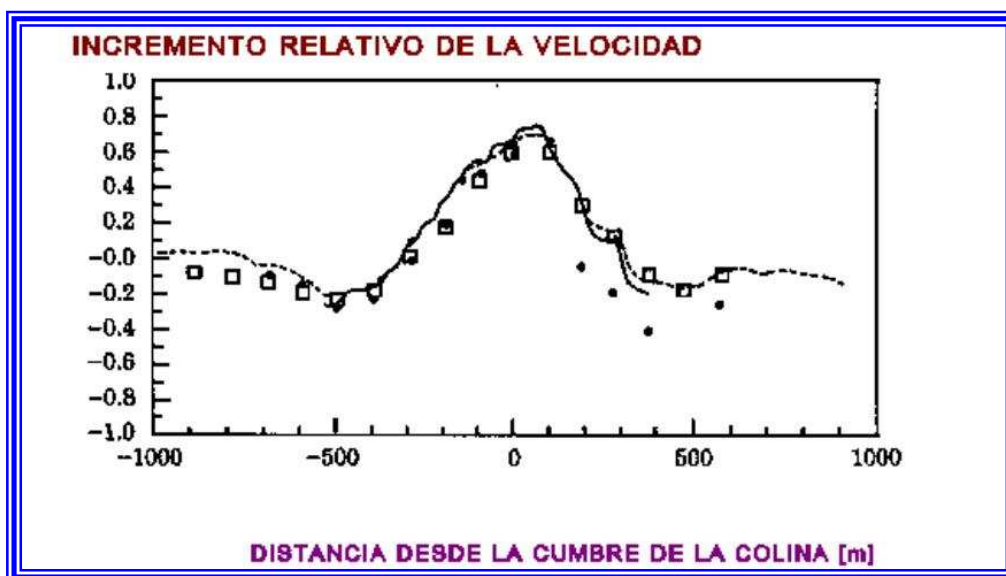


Figura 2.7: Incremento relativo de la velocidad para flujo en la colina de Askervein a 10 m por encima del nivel del suelo. Los puntos se refieren a las medidas y los cuadrados son los resultados del modelo orográfico. Las líneas continuas y discontinuas son resultados de dos otros modelos. [2].

2.3 CONFECCIÓN DE UN ATLAS EÓLICO

El propósito que cumple el atlas eólico, es establecer una base meteorológica para la valorización del recurso eólico en una zona. Provee los datos necesarios para evaluar el potencial de energía

eólica que puede ser transformado en electricidad por la instalación de aerogeneradores. Puesto que la potencia que proporciona un aerogenerador es proporcional a la tercera potencia de la velocidad del viento, las exigencias de precisión en las estadísticas de la velocidad del viento para la predicción de energía, son más importantes que en otras aplicaciones.

Otras características notables del viento son las variaciones estacionales y de un año a otro. Por lo tanto, es conveniente utilizar varios años de datos. Aplicar medidas de datos de viento al cálculo de energía eólica, exige series temporales de calidad confiable. Para un estudio de Atlas Eólico se debe contar entonces con la información de varios años de mediciones de estación meteorológica, y las estaciones instaladas en el Sitio de estudio, durante 6 meses a un año.

Con esta información y software, como por ejemplo el MATWASP, se extiende la serie de datos de las estaciones del Sitio (meses), a todo el tiempo que midió la estación meteorológica (años). Se realiza el mapeo eólico a la altura del rotor.

Estrictamente hablando, el uso directo de los datos de velocidad del viento medidos para los cálculos de recursos eólicos, es válido solamente para el lugar exacto de la medida. Es indispensable, disponer de algún sistema de conversión de estos datos para poder utilizarlos en el cálculo del potencial eólico del sitio en estudio. Para realizar un Atlas Eólico, hay un conjunto de modelos para la extrapolación horizontal y vertical de la velocidad del viento. Los modelos se basan en los principios físicos del movimiento de un flujo en la capa límite de la atmósfera (atmósfera – suelo) y tienen en consideración distintos fenómenos posibles, como son el cambio de las condiciones en la superficie, los efectos de resguardo debido a los edificios y otros obstáculos y las modificaciones que resultan en el flujo al variar la topografía de la superficie.

Es decir que usando la climatología eólica de un determinado lugar, por ejemplo donde está la estación meteorológica, con el tipo de terreno donde está ubicada (campo abierto, bosques, etc), con los obstáculos resguardantes cercanos (edificios), variaciones de la altura del terreno (orografía) como datos de entrada en el programa. En cuanto al Sitio donde se supone se instalarán los aerogeneradores, y en donde se deben instalar también estaciones de medición de corto plazo (6 meses a un año), entrando al programa la información del sitio: rugosidad, obstáculos, altura de mediciones, orografía, calcula la climatología eólica del lugar.

La estadística más importante que se calcula a partir de una serie de datos de velocidad del viento para la estimación del potencial eólico del sitio es la función de distribución de la probabilidad. Y es importante porque, cuando esta función está bien definida para un determinado lugar, el cálculo de la media anual de energía producida por un aerogenerador instalado en este lugar, consiste en integrar el producto de esta función y la curva de potencia de la turbina. A este fin, normalmente se utiliza la función de distribución de Weibull, que suele ajustar muy bien a las velocidades de viento medidas.

2.4 MEDICIÓN DE DATOS DE VIENTO

2.4.1 Anemómetro de copas.

El anemómetro de copas está formado por tres copas hemisféricas o cónicas, vinculadas para girar alrededor de un eje vertical, generando una señal al hacerlo. Por varias razones este tipo de anemómetro es muy usado en la actualidad. Cuando su diseño es el adecuado, permite obtener medidas confiables de velocidad media del viento, son resistentes a la intemperie y su costo suele ser atractivo respecto de otros tipos. Aunque superficialmente pueden parecer similares los anemómetros de distintos fabricantes, debemos prestar especial atención a sutiles diferencias de diseño, porque ellas están indicando importantes divergencias en cuanto a la exactitud de sus mediciones.

Mediante una inspección visual, se pueden observar características que indican si el instrumento tiene, o no, un diseño adecuado para la medición del viento, para producción energética. Las características generales de un anemómetro de “buen diseño” se muestran en la Figura 2.8, mientras que las de otro de un diseño menos cuidadoso, en la Figura 2.9. En la Figura 2.10 se muestra fotos del anemómetro de copas, veleta y torres anemométricas.

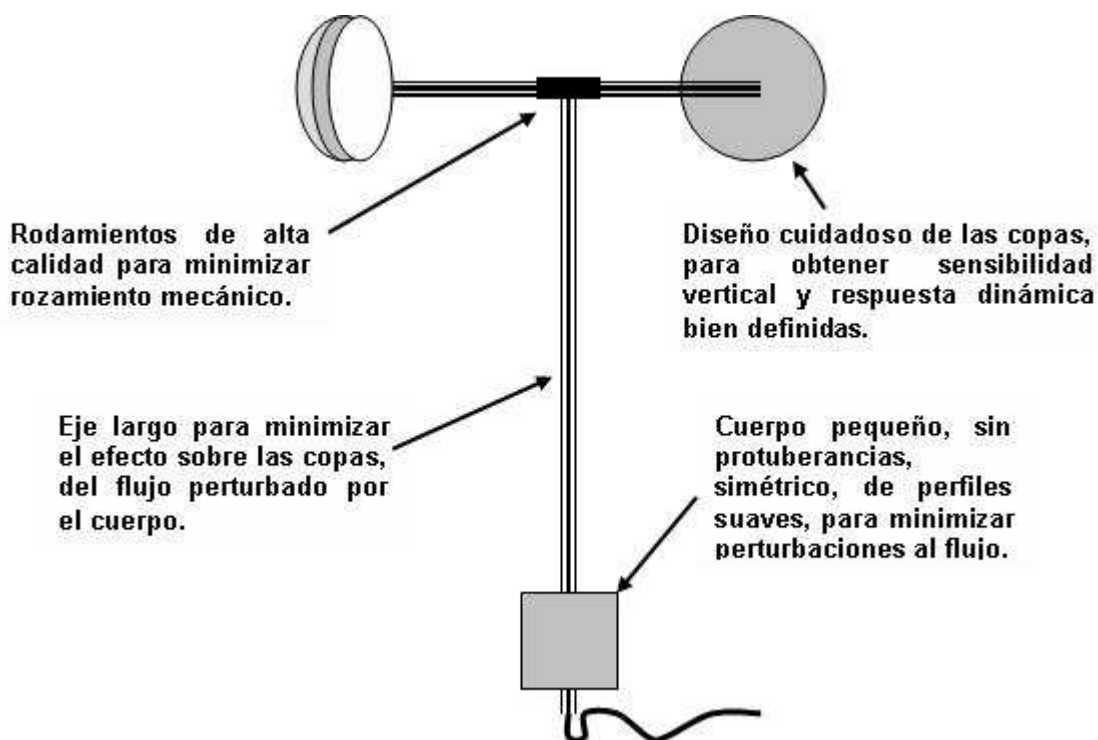


Figura 2.8: Esquema de un anemómetro de copas con buen diseño.

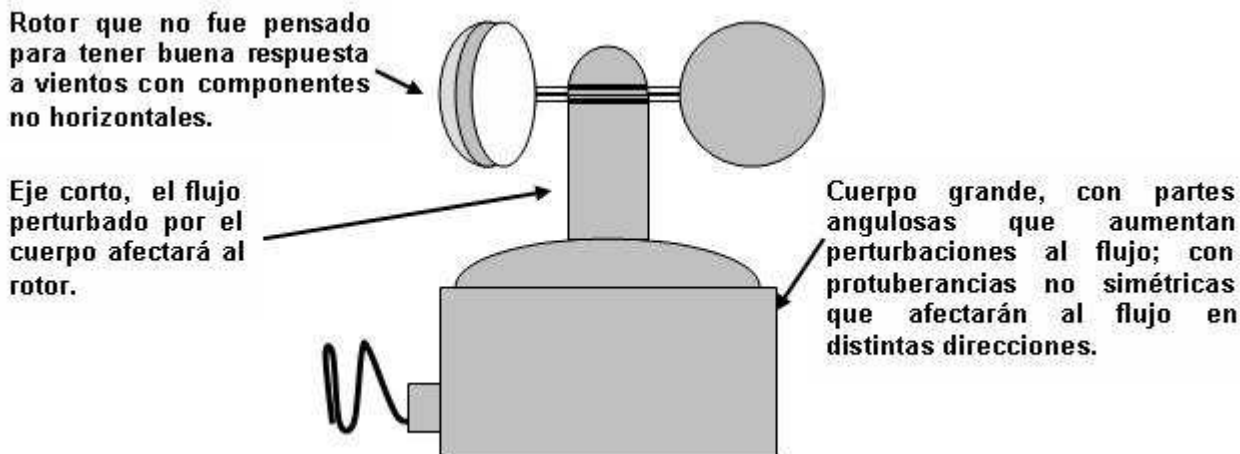


Figura 2.9: Esquema de un anemómetro de copas con mal diseño.



Figura 2.10: anemómetro de copas, veleta y torres anemométricas.

2.4.2 Montaje de anemómetros de copas.

Para que un anemómetro, bien calibrado en túnel de viento, dé ciertas garantías de exactitud en las mediciones en campo, se deben tener en cuenta una serie de consideraciones que se describirán en este capítulo. Los instrumentos de medición (anemómetros, veletas, medidores de temperatura y presión atmosférica) se ubican en una torre anemométrica. Los instrumentos se montan sobre un brazo, o en la cima de la torre. La torre de medición deberá estar convenientemente señalizada para evitar accidentes, según las normas locales. La Figura 2.11 muestra un esquema de la torre anemométrica, con un anemómetro, veleta y los respectivos brazos que los sostienen.

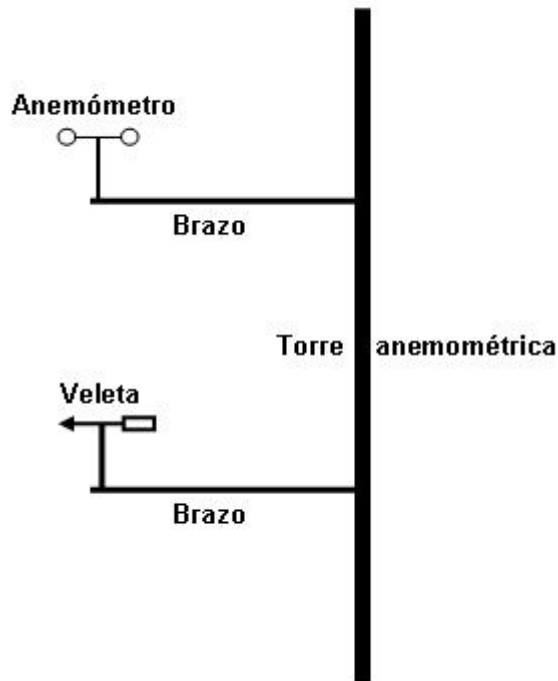


Figura 2.11: Esquema de torre anemométrica, anemómetro, veleta y brazos.

2.4.3 Dos anemómetros en un mismo nivel.

Para evitar los efectos de sombra de la torre anemométrica sobre el instrumento, se pueden utilizar dos anemómetros a un mismo nivel, cada uno a un lado de la torre, de manera que los brazos forman un ángulo de 180° , y esta dirección es perpendicular a la preponderante del viento, como lo muestra la Figura 2.12. Esta disposición exige que la electrónica del equipo de toma de datos sincronice las mediciones además de con un único reloj, que las mediciones de velocidad del instrumento que quede en la estela de la torre anemométrica, que estarán perturbadas debido a la estela, no sean tomadas en cuenta. En cualquier otra situación, cada dato de velocidad de viento será el promedio de ambos instrumentos.

En torres de sección circular se podrán conectar los dos anemómetros formando un ángulo de 90° entre ellos, y 45° con la dirección principal del viento. El guardado de datos seguirá idénticas indicaciones que en el párrafo anterior.

2.4.4. Medición con anemómetro en la cima de la torre anemométrica.

La mínima distorsión del flujo en la medición se logra ubicando el anemómetro en la cima de la torre anemométrica, Figura 2.13. En este caso, no se deben ubicar otros instrumentos por lo menos hasta una distancia de 1,5 m debajo del plano del rotor del anemómetro. El anemómetro se monta en un tubo vertical, el cable irá por dentro del tubo. Se debe procurar la horizontalidad del plano del rotor del anemómetro, de manera que el ángulo de inclinación sea menor que dos grados. Ninguna parte de la torre anemométrica debe quedar fuera del cono con vértice en el

anemómetro, y pendiente 1:5. Podrán montarse dos anemómetros en la cima de la torre, como indica la Figura 2.14.

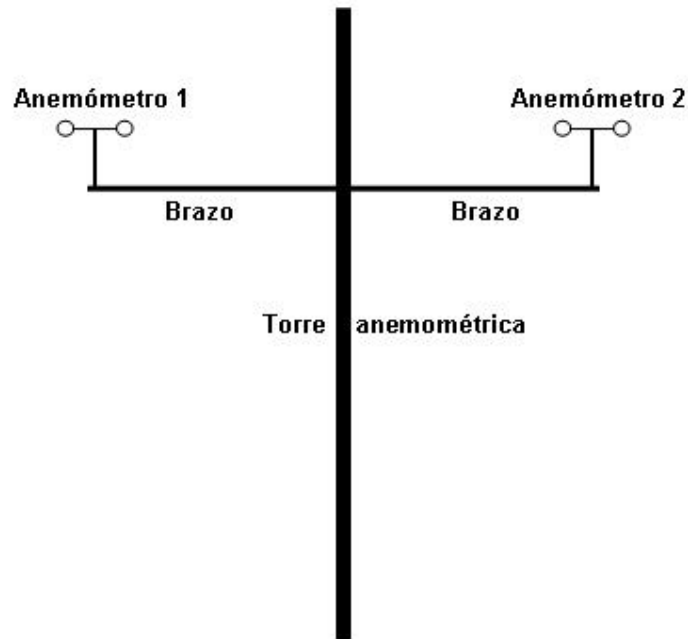


Figura 2.12: medición de velocidad de viento con dos anemómetros en un mismo nivel. La dirección preponderante del viento es perpendicular al plano del dibujo.

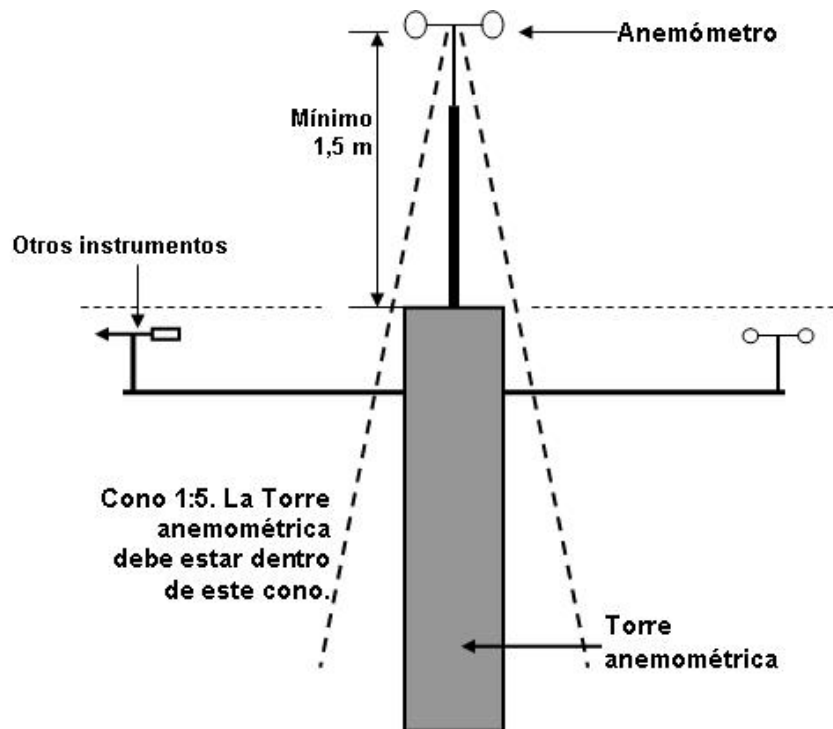


Figura 2.13: medición de velocidad de viento con un anemómetro en la cima de la torre.

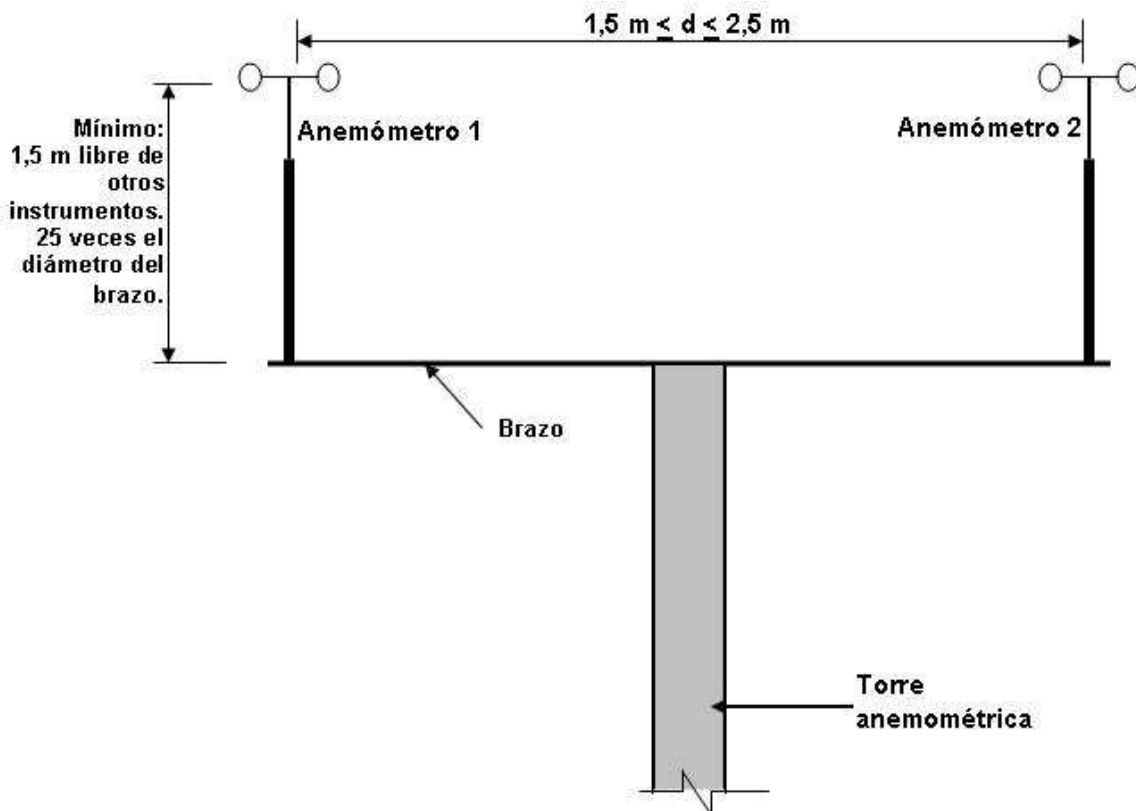


Figura 2.14: medición de velocidad de viento con dos anemómetros en la cima de la torre.

2.4.5 Sectores de datos medidos a excluir.

La torre anemométrica debe estar ubicada a una distancia L de entre 2 y 4 veces el diámetro D del rotor del aerogenerador, Figura 2.15. Mientras más irregular sea el terreno, L se acercará al valor de $2D$; en terrenos más planos, L puede acercarse al valor de $4D$.

En el conjunto de datos de velocidad de viento medidos por el anemómetro, se deben excluir los sectores en los que la misma torre anemométrica, o el aerogenerador, u otros obstáculos, provoquen perturbación en el flujo de viento. En la Figura 2.15, se indican los sectores de datos a excluir debido a la presencia del aerogenerador. El ángulo a excluir, θ (en grados sexagesimales), se podrá calcular en función de la distancia aerogenerador – torre anemométrica, en diámetros del rotor del aerogenerador, D , con la expresión siguiente:

$$\theta = 110.25e^{-0.1567D} \quad (8)$$

La presencia de otros aerogeneradores, u obstáculos significativos en el sitio de medición, pueden afectar el test que se está llevando a cabo [14].

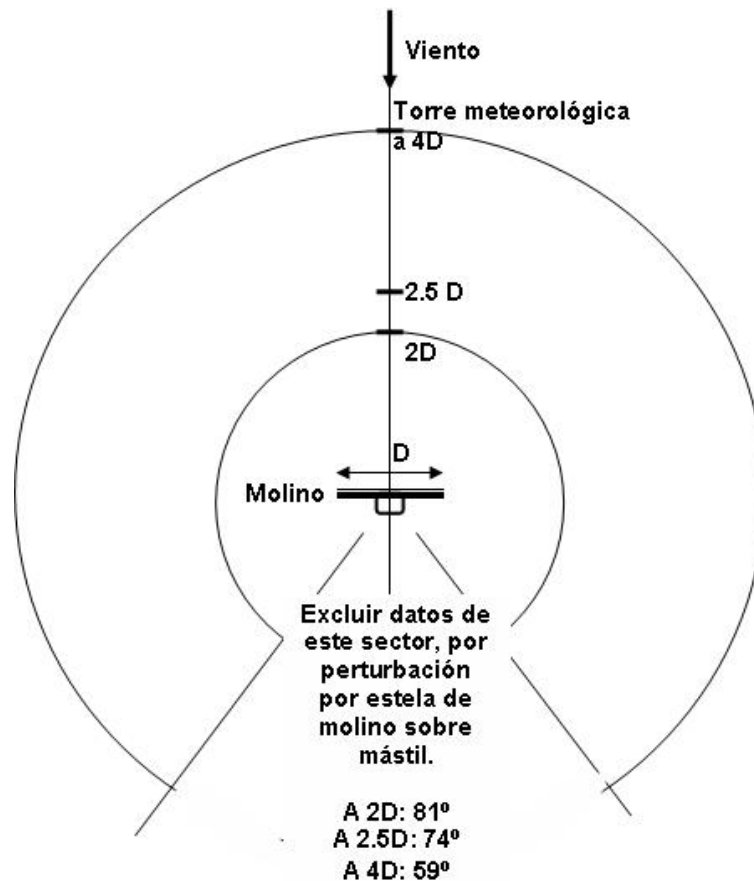


Figura 2.15: Sectores de datos de velocidad de viento a excluir.

2.4.6 Separación del anemómetro al brazo, ubicación en punta de torre, y auxiliares.

Experiencias realizadas en túnel de viento [10], [11], mostraron que para mantener la perturbación a valores menores del 0.5%, el rotor del anemómetro debe estar separado del brazo, por lo menos 12 veces el espesor del brazo. Esta separación debe tomarse como mínima. Es deseable que el brazo sea de sección circular, antes que rectangular o en ángulo. Elementos como abrazaderas deben ser compactas, y en lo posible, simétricas.

La separación entre el eje del anemómetro y el eje de la torre debe ser tal que la distorsión del flujo no sea mayor que el 1%, debido al efecto de la torre.

El cable que conduce la señal eléctrica del rotor, de ser posible debe ir por dentro del brazo y por dentro de la torre; si esto no fuese posible, debe envolverse alrededor bien sujetado.

El anemómetro debe estar libre de influencia de los alambres tensores, y del pararrayos, como se muestra en la Figura 2.16. La Figura 2.17 indica montaje incorrecto. Se deben evitar innecesarias protuberancias causadas por cables, alambres, abrazaderas, etc.

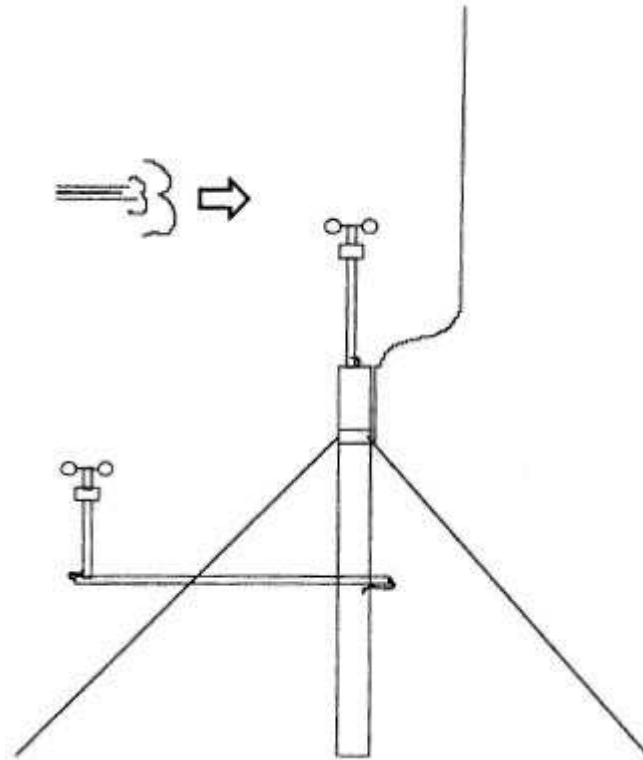


Figura 2.16: Ejemplo de anemómetros bien ubicados. [12].

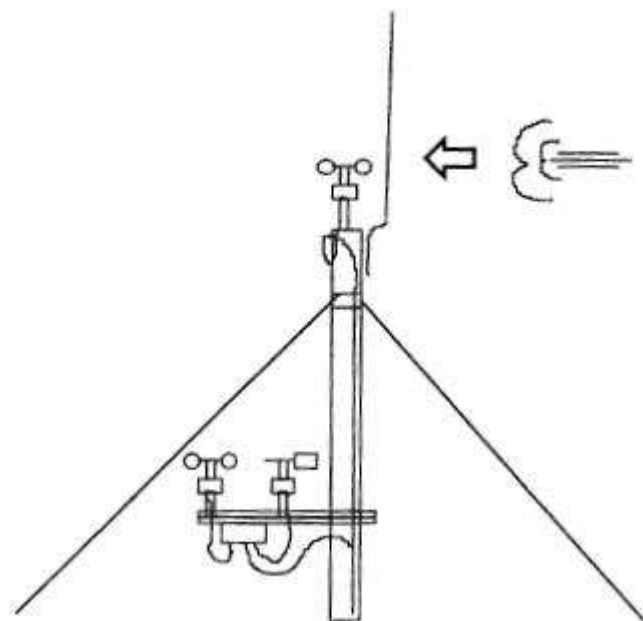


Figura 2.17: Ejemplo de anemómetros mal ubicados. [12]

2.4.7 Mediciones para granjas eólicas.

En regiones con buenos vientos, factibles de instalar centrales eólicas, normalmente se cuenta con un mapeo eólico regional, aunque no es una condición excluyente (hoy en día se cuenta con el Mapa Eólico Nacional). Utilizar datos de vientos existentes es un recurso muy útil en la primera

fase del proceso de elección del Sitio. Las fuentes comunes de información de viento incluyen los datos del Servicio Meteorológico Nacional, universidades, institutos, empresas eléctricas. Una acción importante es determinar la confiabilidad en estos tipos de datos. Se deben conocer algunas características del lugar de la estación meteorológica, como la topografía local, la rugosidad, los obstáculos cercanos a la torre donde está el anemómetro, su altura, duración del registro. Los datos más confiables son aquellos tomados en terrenos relativamente llanos y sin obstáculos cercanos.

Con la ayuda de estos datos y mapas, y con el conocimiento del terreno, se puede inferir cuáles son los sitios más adecuados para la instalación de la central. Es necesario a partir de estos conocimientos preliminares, instalar anemómetros en el sitio elegido; los datos de estaciones meteorológicas cercanas serán de suma utilidad.

Los anemómetros se instalan en torres construidas a tal fin, medirán velocidad de viento promediadas cada 10 minutos (o cada hora), y velocidad de viento en el mismo intervalo. Para un proyecto de granja eólica, se usan dos intervalos de tiempo:

- Intervalo de 10 minutos: se toman datos cada segundo, se promedian cada 10 minutos, se almacena en el datalogger. Con esta serie se calcula la producción de energía.
- Intervalo de 3 segundos: se utiliza para el pico de ráfaga, y para el cálculo de la turbulencia.

2.4.8 Parámetros a medir en el sitio.

Tanto para evaluación del potencial eólico del sitio, como para elaboración de la curva de potencia de molinos, el equipo de medición debe entregar por lo menos los siguientes datos:

- Velocidad del viento, en m/s, un dato promedio cada 10 minutos.
- Desviación estándar, en m/s, un dato cada 10 minutos.
- Dirección desde donde viene el viento, un dato promedio cada 10 minutos.
- Velocidades, máxima y mínima, del período medido.
- Máxima velocidad de ráfaga de 3 segundos de duración.
- Velocidades, máxima y mínima de cada intervalo de diez minutos.
- Temperatura ambiente, en C. Un dato promedio cada 10 minutos.
- Presión atmosférica, en Pa. Un dato promedio cada 10 minutos.

La frecuencia de medición de velocidad y dirección del viento, se recomienda que sea de 1 muestra cada 3 segundos. La disponibilidad de los datos, en el período de medición, debe ser mayor al 95%.

El período mínimo de mediciones para valoración del sitio, será de 4 meses, siempre que se cuente con datos de otra estación de por lo menos un par de años, para realizar la extensión de la serie mediante el método MCP. En su defecto, el período mínimo será de un año.

Para valoración del sitio, se deben medir velocidad y dirección del viento, como mínimo en dos niveles, uno entre los 15 y 30 m, y el otro nivel entre los 50 y 80 m. Se medirá también presión atmosférica y temperatura ambiente, en al menos un nivel que podrá ser a los 10 m.

La medición de la dirección del viento se realizará con una veleta, montada mediante un brazo a la torre meteorológica, a una distancia de entre 1.5 m y 3 m más abajo que el anemómetro; no es aconsejable instalar la veleta al mismo nivel que el anemómetro.

La torre de medición deberá estar convenientemente señalizada para evitar accidentes.

La cantidad de torres anemométricas depende del terreno y de la potencia a instalar. Por ejemplo, se suelen instalar hasta tres torres para proyectos de granja eólica de 100 a 200 MW en terrenos no complejos. Si el terreno es complejo el número de torres dependerá del terreno.

Estaciones anemométricas recomendadas, entre otras, son: SecondWind, NRG, Amonit, o THIES. Si los medidores no son reconocidos, con certificados de calibración, los datos medidos pueden no tener el reconocimiento de las empresas que participen en una licitación.

2.4.9 Montaje de anemómetros en la torre.

La instalación de los sensores en la torre se debe realizar de manera de minimizar la distorsión del flujo de aire incidente. En este sentido, la AIE (Asociación Internacional de la Energía) establece requisitos mínimos a tener en cuenta en el montaje, y la Norma IEC 61400-12 establece requisitos de instalación para una correcta medición de viento, orientada a la verificación de la característica de curva de potencia de un molino.

La orientación del soporte del anemómetro depende del tipo de torre [9]:

- Si es tubular, el soporte debe estar orientado a unos 45° respecto de la dirección principal del viento, ya que a este ángulo hay menor distorsión del flujo, como se observa en la Figura 2.18.

- Si se coloca el anemómetro a 45° de la dirección principal, la distancia al eje de la torre será de 4 veces el diámetro.
- Si el anemómetro se coloca en la dirección principal desde donde viene el viento, la distancia mínima entre el eje de la torre y el eje del sensor es aconsejable que sea de 6.1 diámetros de la torre, para asegurar que el flujo medido tenga a lo sumo 1% de distorsión. Si se quisiera bajar la distorsión al 0.5%, esa distancia debe ser de 8.2 diámetros.

- Si es reticulada de sección triangular, el soporte debiera estar orientado a 90° respecto de la dirección principal del viento, ya que, como lo muestra la Figura 2.19, en esta dirección habrá menor distorsión del flujo de viento. Si el anemómetro se va a colocar en la dirección principal del viento, para asegurar que el flujo medido tenga a lo sumo 1% de distorsión, se recomienda que la

distancia entre el eje de la torre y el eje del anemómetro, sea por lo menos de 3.7 veces el lado de la sección de la torre (L). Para bajar la distorsión al 0.5%, esa distancia debe ser de 5.7 L .

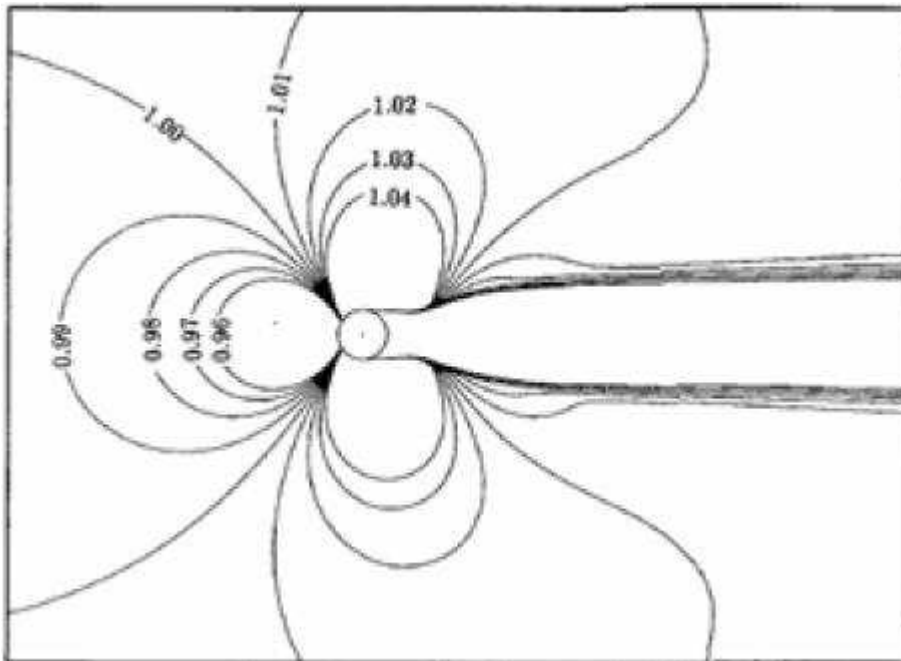


Figura 2.18: La mínima perturbación es a 45° respecto dirección principal del viento. [9]

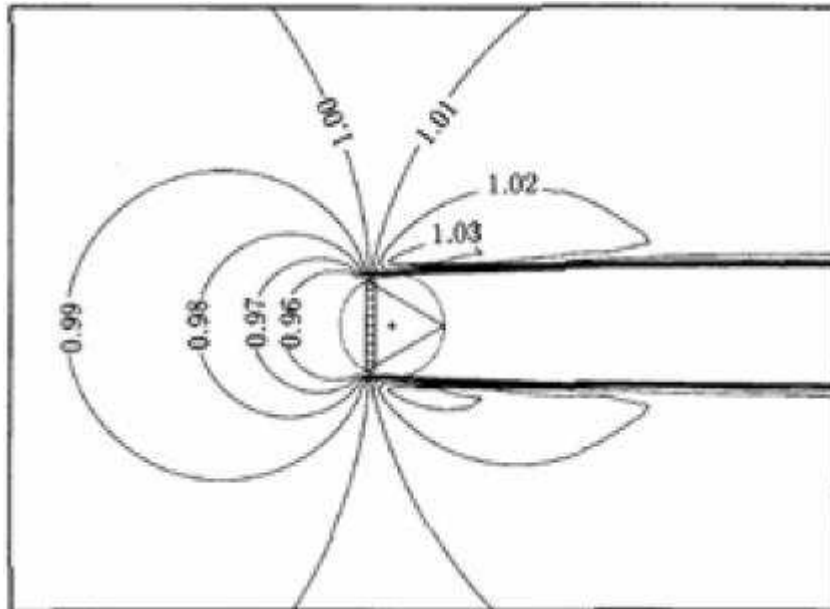


Figura 2.19: La mínima perturbación, para torre de sección triangular, es a 45° . [9]

Lo normal es no contar con los datos de viento del sitio objeto de estudio para el proyecto del parque eólico, aunque la medición en el lugar del futuro emplazamiento es una condición necesaria para el desarrollo del proyecto. Pero sí suele haber datos medidos por estaciones meteorológicas más o menos cercanas, de varios años de duración. Lo que se puede hacer es,

medir en el sitio durante algunos meses, y luego extender estos datos, al período de tiempo de datos que tiene la estación meteorológica, que se tomará de referencia, mediante el método llamado MCP (Medición, Correlación, Predicción), que se describe en el parágrafo 2.6.

La utilidad de la Rosa de los Vientos radica en la identificación de las direcciones prevalecientes en las cuales sopla el viento con mayor duración y quizás intensidad. En la actualidad esta información es muy útil para el emplazamiento y distribución de turbinas en una granja eólica, ya que la mayoría de ellas se localizan de forma tal que enfrenten la dirección prevaleciente del viento a lo largo del año. Un ejemplo se muestra en la Figura 2.20, que corresponde a Comodoro Rivadavia, Chubut.

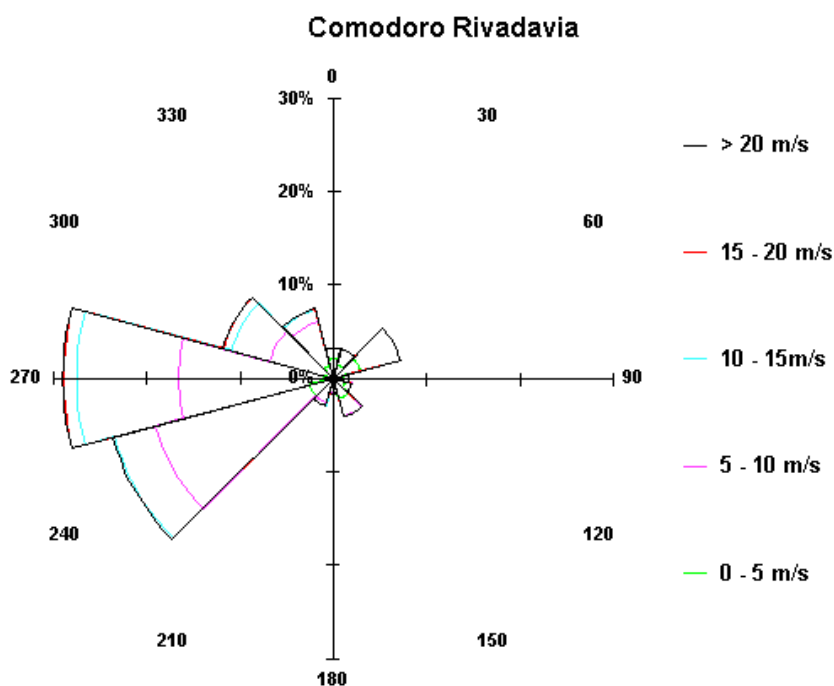


Figura 2.20: rosa de los vientos.

2.4.10 Otros tipos de anemómetros.

El anemómetro de copas, es muy adecuado para las mediciones de largo plazo de velocidad del viento, para valoración de un sitio o para evaluar la performance de potencia de un molino. Sin embargo hay otros tipos instrumentos de mediciones de viento, que se van a mencionar a continuación.

Se pueden clasificar como mecánicos, acústicos y térmicos, según su principio de funcionamiento. Entre los que tienen mecanismo de hélice, están los de hélice helicoidal, hélice - pala, hélice - bipala, y mecanismos con hélices tri - axiales. Dentro de los acústicos, se mencionarán los anemómetros tipo sónico y el SODAR. Sólo este último no va montado en una torre, sino que está sobre el suelo y es de fácil desplazamiento.

Anemómetros de hélice. El diseño de la hélice helicoidal es tal que la velocidad de rotación es proporcional en forma lineal a la velocidad del viento. Es necesaria una cola para mantener la hélice del lado del viento. En este caso, provee información de velocidad y dirección del viento en una sola unidad. Tiene poca habilidad para seguir los cambios de dirección en un viento turbulento. Este efecto inercial puede resultar en que se pase de la dirección verdadera y como consecuencia mida una velocidad menor. Esto es así especialmente en bajas velocidades de viento y condiciones de flujo inestable cuando la dirección azimutal del viento cambia rápidamente debido a remolinos. Es un sensor razonable para mediciones de turbulencia, por lo menos para establecer características mínimas como intensidad de turbulencia y la desviación estándar de velocidad de viento horizontal. Pero, para mediciones de performance de potencia (especialmente de granjas eólicas) está fuertemente no recomendado. Experiencias usando estos equipos han mostrado errores en la velocidad del viento horizontal que exceden el 25% bajo ciertas condiciones atmosféricas.

Anemómetros acústicos (sónicos). Estos instrumentos fueron desarrollados primeramente como una herramienta para la investigación de la turbulencia de la capa límite atmosférica. Al no haber mecanismos en movimiento en su operación, se evitan muchos de los problemas asociados con anemómetros de copas o de hélice, y en lo que se refiere a características de respuesta dinámica, las que son importantes en la investigación de la turbulencia. Su complejidad y ventajas hacen que tenga un precio relativamente alto. Sus atributos más importantes son resolución y precisión (aunque no exactitud) con las que puede medir el vector viento. Es muy adecuado para medir estructura de la turbulencia. La exactitud no siempre es buena. Las precipitaciones pueden llegar a impedir la operación. Además, la geometría en los de uso más corriente, inducen un grado de distorsión del flujo y en consecuencia errores en la medición de velocidad de viento. Por esto, no son los más adecuados para mediciones de velocidad media del viento requerida para valoración de sitios o evaluación de performance de potencia.

Anemómetros acústicos SODAR (SOund Detection And Rangin). La técnica SODAR está basada en la dispersión de un haz de pulsos de sonido cortos, direccionales y angostos. Son emitidos desde una antena acústica ubicada en tierra. La dispersión del sonido ocurre donde hay fluctuaciones de pequeña escala del índice de refracción acústico. Esto es causado por inhomogeneidades en el campo de temperatura, que se mueve con el viento atmosférico. La frecuencia central de la señal dispersada y que regresa difiere de la emitida debido al efecto Doppler. La antena puede detectar el cambio de frecuencia que depende directamente de la velocidad del viento a lo largo del camino de propagación del sonido. Utilizando más de una antena, cada una orientada hacia direcciones diferentes, el vector tridimensional de viento puede

ser derivado. La frecuencia de la señal de sonido recibida puede ser asignada a la altura según el tiempo de propagación. Entonces es posible obtener el perfil de viento vertical medido simultáneamente a distintas alturas. Al ser portables, son vulnerables a robo; al estar sobre el suelo puede ser fácilmente dañado. Su precio es alto respecto al de copas. La mayor ventaja del SODAR es su capacidad de definir perfiles de viento y de medir velocidades de viento a alturas grandes, lo que sería prohibitivo por lo caro de realizar con instrumentos montados en torres meteorológicas. SODAR es un equipo de fácil transporte de manera que es barato su uso en campañas de medición de corto plazo. Las instalaciones de torres meteorológicas pueden requerir de permisos especiales de las autoridades; SODAR no requiere de tales permisos. SODAR no perturba el flujo de viento, a diferencia de las torres meteorológicas, que sí lo hacen. Es recomendable para mediciones de proyectos de potencia.

2.5 TERRENO PLANO Y NO PLANO

Un terreno se considera plano [6], si:

- (a) La diferencia de altura entre el sitio de la turbina y el terreno circundantes es menor que 60 m, en un círculo de 11.5 km de diámetro.
- (b) La diferencia de altura entre la parte inferior del rotor de la turbina y la base de la elevación del terreno, es mayor que tres veces la elevación del terreno, es decir: altura del eje – $R > 3h$, dentro de una distancia de 4 km en la dirección principal del viento, como muestra la Figura 2.21.

El mismo autor sugiere clasificar al terreno complejo en (a) terrenos con elevaciones y depresiones aisladas, y (b) terreno montañoso.

El flujo del viento en regiones montañosas es complejo, puesto que las elevaciones y depresiones son aleatorias. Para realizar el estudio del flujo de viento en esos terrenos, sugiere dividirlo en terrenos con rasgos paisajísticos de pequeña y de gran escala. La distinción entre ellos la hace en función de la capa límite planetaria (CLP), la que se asume es de 1 km: terreno con montañas cuya altura es menor que el 10% de CLP, se dice que es de pequeña escala.

2.5.1 Terreno no plano, suelo con rasgos de pequeña escala.

Flujo sobre sierras.

Las sierras son montañas con altura menor que 600 m, sin terreno plano en su cima, o si lo hay es muy pequeño. La relación de longitud/altura debe ser por lo menos 10. En este caso la forma de la sierra acelera el flujo sobre su cima, según indica la Figura 2.22. Se deben evitar las zonas de turbulencia, Figura 2.23.

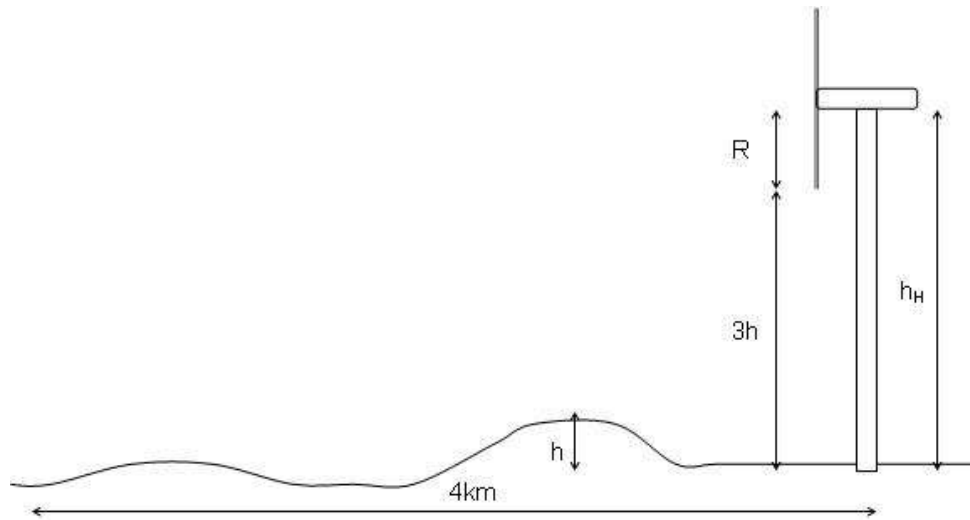


Figura 2.21: una de las condiciones de terreno plano. [6].

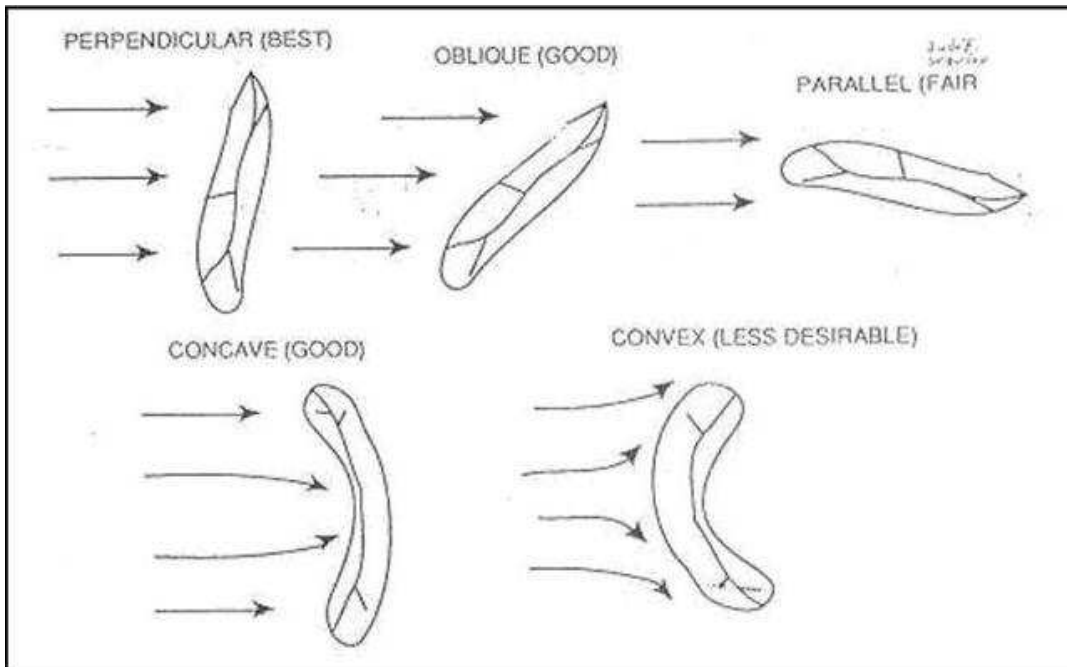


Figura 2.22: efectos de la orientación y forma de la sierra. [6].

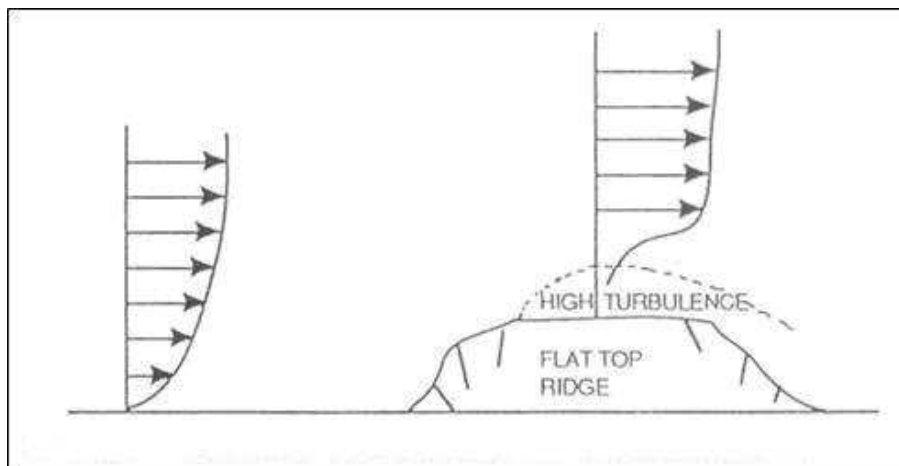


Figura 2.23: "wind shear" en una sierra con planicie en la cima. [6].

2.5.2 Flujo sobre pequeños acantilados.

El acantilado se considera pequeño si la longitud es mayor que 10 veces la altura. El flujo de viento sobre él se muestra, en forma esquemática, en la Figura 2.24. Se observan remolinos en la base y detrás de la cima, son regiones turbulentas que deben ser evitadas. La Figura 2.25 muestra como aumenta la velocidad del viento en el acantilado, esto se ve comparando el tercer perfil con el primero, también se ven las zonas turbulentas que deben ser evitadas, ubicando la torre en otro sitio, o elevándola. Los mejores acantilados son los que están perpendiculares a la dirección principal del viento.

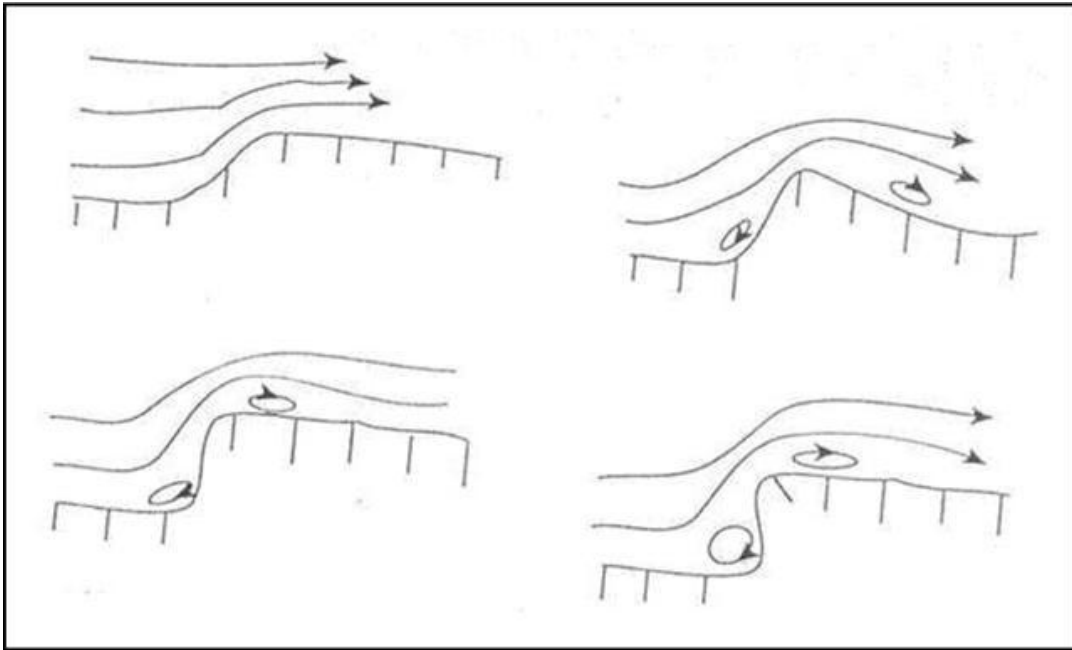


Figura 2.24: flujo sobre acantilados [6].

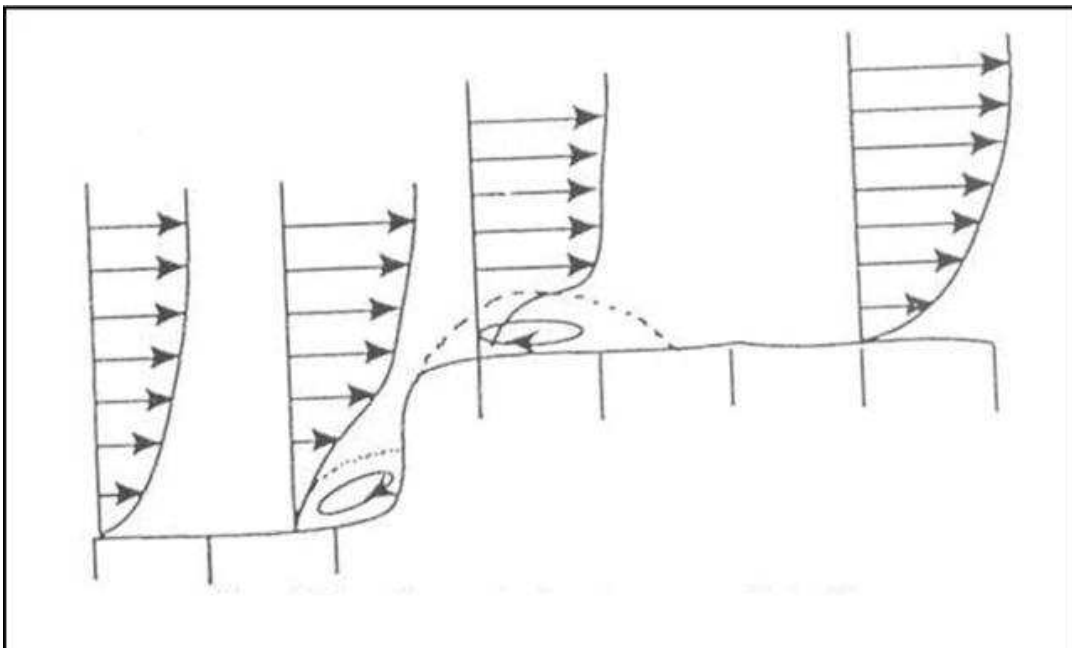


Figura 2.25: perfiles verticales sobre un acantilado [6].

2.5.3 Flujo sobre pequeñas montañas.

El viento en una pequeña montaña, fluye hacia sus costados como hacia su cima, entonces la velocidad del viento sobre la cima será un poco menor que en la cima de una sierra.

Depresiones: Se caracterizan por ser terrenos más bajos que sus alrededores; pueden ser valles, cañones, cuencos, pasos. La velocidad del viento es incrementada si éste es canalizado. Valles y cañones poco profundos (menos de 50 m) se consideran de pequeña escala. Los parámetros que afectan el flujo de viento son numerosos. Si el viento está canalizado, puede ser un buen lugar para turbinas, pero debe hacerse un estudio muy cuidadoso por la turbulencia debido a las paredes del canal.

2.5.4 Terreno con rasgos de gran escala.

Si las dimensiones verticales son una parte importante de la PBL, se considera que es terreno con rasgos de gran escala. En este caso un gran volumen de aire es afectado, y el flujo es complejo; lo que sigue da solo una idea del mismo. Pero mediciones de viento serán necesarias para obtener información confiable para instalación de molinos.

Montañas y acantilados grandes.

Pueden ser sitios importantes para obtener potencia del viento, desde un principio existió la tentación de poner molinos en las cimas de montañas. Existen casos en los que se estimó velocidad del viento de 11 m/s, pero luego las mediciones dieron que era de 8.5 m/s.

Valles y cañones.

Pueden ser buenos sitios para turbinas, dependiendo de la dirección principal del viento, de altura de las montañas, de la longitud y ancho del valle, y de la rugosidad de su suelo. Hay dos tipos de valles y cañones: en forma de U y en forma de V. Aquéllos pueden ser más ventajosos al tener mayor área de suelo, y sería posible evitar las zonas de turbulencia próximas a las paredes. Si la dirección principal del viento es aproximadamente paralela al valle o cañón, el viento se verá acelerado, y es probablemente un buen sitio para molinos, Figura 2.26.

Huecos y barrancos.

Para tomar la decisión de poner turbinas en estos sitios, mostrados en la Figura 2.27, se requiere de un buen análisis y mediciones de viento, debido a la probable alta turbulencia. La máxima velocidad suele estar en el centro del canal, por donde puede fluir también un río.

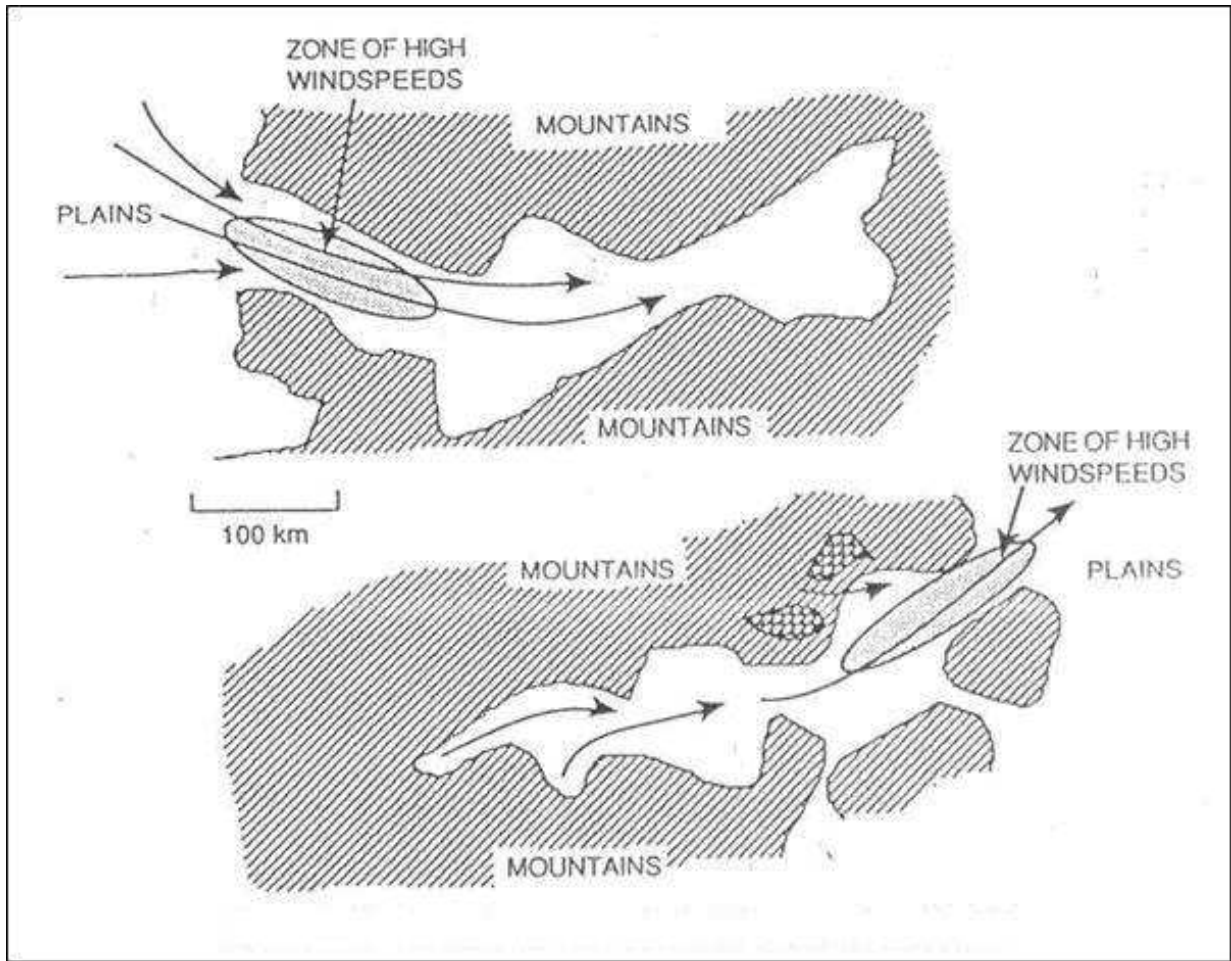


Figura 2.26: viento incrementado debido a canalización [6].

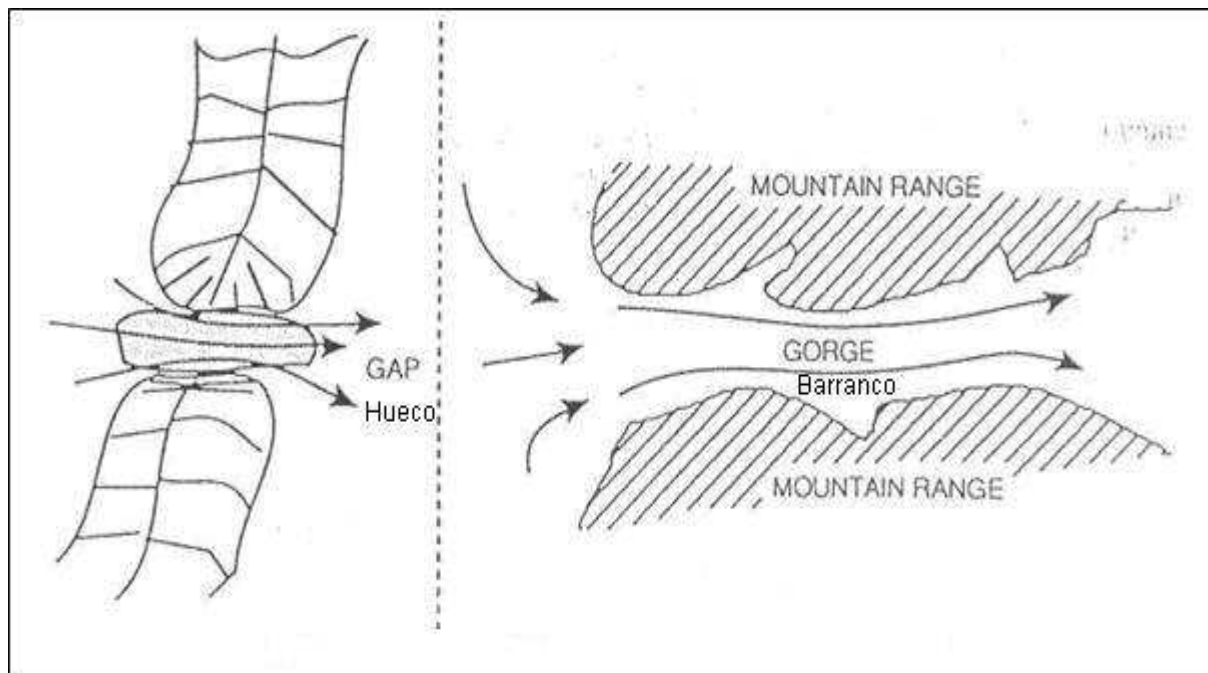


Figura 2.27: viento a través de hueco y barranco. [6].

2.6 EXTENSIÓN DE SERIE DE DATOS DE UN SITIO, MÉTODO MCP.

Con la serie de valores medidos y promediados cada diez minutos del sitio, durante un período de medición (por ejemplo 6 meses), se puede extender la serie a los años de medición de la estación meteorológica (por ejemplo 5 años), mediante el modelo de Medición – Correlación – Predicción (MCP).

Los datos del sitio y los de la Estación Meteorológica son analizados para determinar la correlación entre ellos, en cada sector de dirección, y concurrentes en el tiempo. Esta correlación es utilizada con los datos históricos de la Estación Meteorológica, para predecir el clima de viento que debería haber existido en el sitio, en ese período más largo (5 años).

Hay 4 maneras de aplicar el método, se ha utilizado la que se describe a continuación una de ellas. Como se dijo los cálculos de correlación se hacen sobre datos concurrentes en tiempo y en dirección, de la Estación Meteorológica (V) y del sitio (U) promediados cada 10 minutos o cada hora. Las velocidades de viento fueron almacenadas en sectores direccionales y dentro de cada sector es que se relaciona, en forma lineal, la velocidad del viento de la estación meteorológica con la del sitio. Es decir (“m” y “c” son la pendiente y la ordenada al origen):

$$U = m.V + c \tag{2.9}$$

El método que se utiliza es el de los Cuadrados Mínimos. El objeto es encontrar la línea recta $U = m \cdot V + c$, a través de los **N** puntos de datos $(U_1, V_1), \dots, (U_n, V_n)$ de modo que la suma de los cuadrados de las distancias de aquellos puntos a la línea recta, es un mínimo. Es decir, se conocen U_i y V_i , y se deben calcular m y c .

El procedimiento es el siguiente, para cada sector de dirección: se cuenta con los datos del Sitio (U) y de la Estación (V) durante el período de medición en el sitio, digamos por ejemplo 8 meses, concurrentes en dirección y tiempo, entonces con el método de los Cuadrados Mínimos se obtiene la ecuación de la recta y por lo tanto la pendiente “m” y la ordenada al origen “c”. Luego, como se cuenta con los datos a largo plazo (por ejemplo 5 años) de la Estación (V), con los ya calculados “m” y “c”, se pueden obtener los datos del sitio (U) a ese largo plazo. Es decir se debe completar la tabla siguiente, lo que se puede realizar con planilla de cálculo (esta tabla se hace para cada uno de los 12 sectores):

dd/mm/año	hs	$U_{i(8 \text{ meses})}$	$V_{i(8 \text{ meses})}$	m, c	dd/mm/año	hs	$V_{i(5 \text{ años})}$	$U_{i(a \text{ 6 años})}$ = m.V_{i(5 años)} + c
01/02/08	09:10	8.5	7.9		01/01/03	00:00	6.8
01/02/08	09:30	8.0	7.6		01/01/03	00:10	7.0
.....

Tabla 2.5: extensión de serie mediante el método MCP.

Luego se obtiene la velocidad a la altura que interesa, por ejemplo a 60 m si es ésta la altura del eje del aerogenerador elegido. En el Gráfico de la Figura 2.28 se muestra la correlación para uno de los sectores.

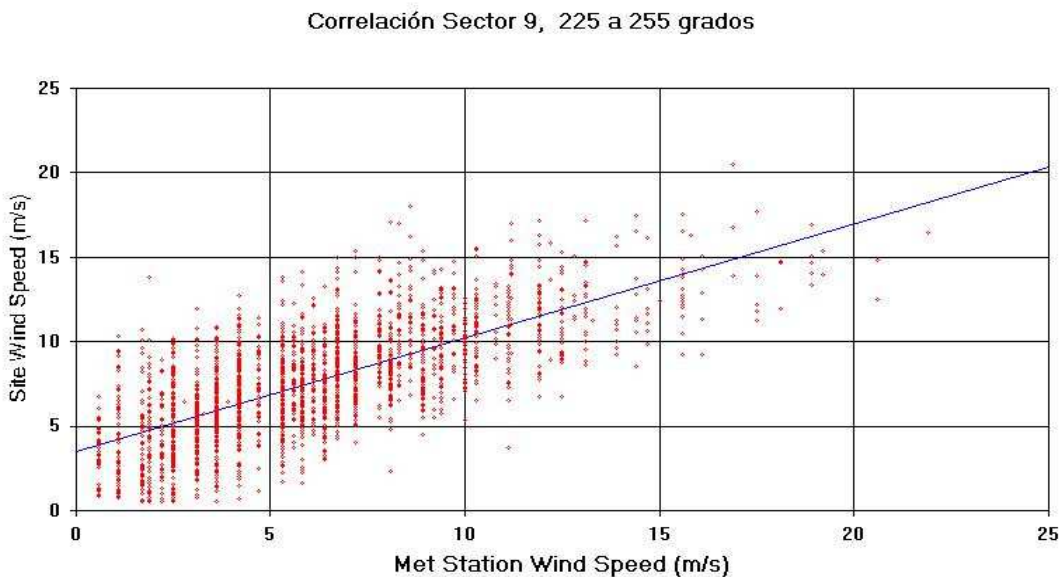


Figura 2.28: método MCP, correlación sector 9.

2.7 ESTADÍSTICA DEL VIENTO

Como el viento es un fenómeno aleatorio, su tratamiento se hace en forma estadística. Si v es la velocidad del viento, y n la cantidad de valores medidos, la velocidad media es:

$$v_{med} = (1/n)\sum v_i \tag{2.10}$$

Se define la varianza (σ^2), y la desviación estándar (σ):

$$\sigma^2 = (1/(n-1)) \sum (v_i - v_{med})^2 \tag{2.11}$$

σ da información de la dispersión de las medidas; así, valores pequeños de sigma corresponderán a curvas chatas y con amplia dispersión, mientras que valores mayores indican curvas angostas y altas, Figura 2.29. La Figura 2.30 muestra que el 68.3% de las mediciones están dentro del intervalo (valor medio $\pm \sigma$), mientras que el 95.5% de las mediciones están dentro del intervalo (valor medio $\pm 2\sigma$), etc.

Para el tratamiento en forma discreta, los datos de la velocidad del viento se obtienen en números enteros, por ejemplo las velocidades entre 5.6 y 6.5 m/s se las toma de 6 m/s; si m_i es la cantidad de observaciones de la velocidad v_i , la media es:

$$v_{med} = (1/n)\sum m_i * v_i \tag{2.12}$$

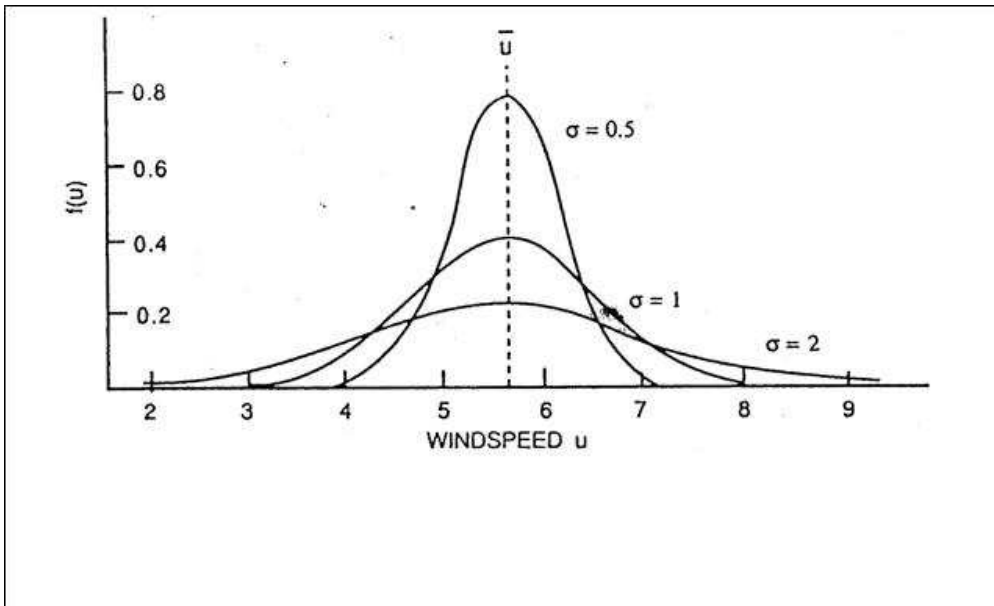


Figura 2.29: valores de sigma y forma de la curva de distribución [6].

Se define la probabilidad p de que se observe una velocidad discreta v_i (la suma de todas las probabilidades debe ser igual a uno):

$$p(v_i) = m_i/n \tag{2.13}$$

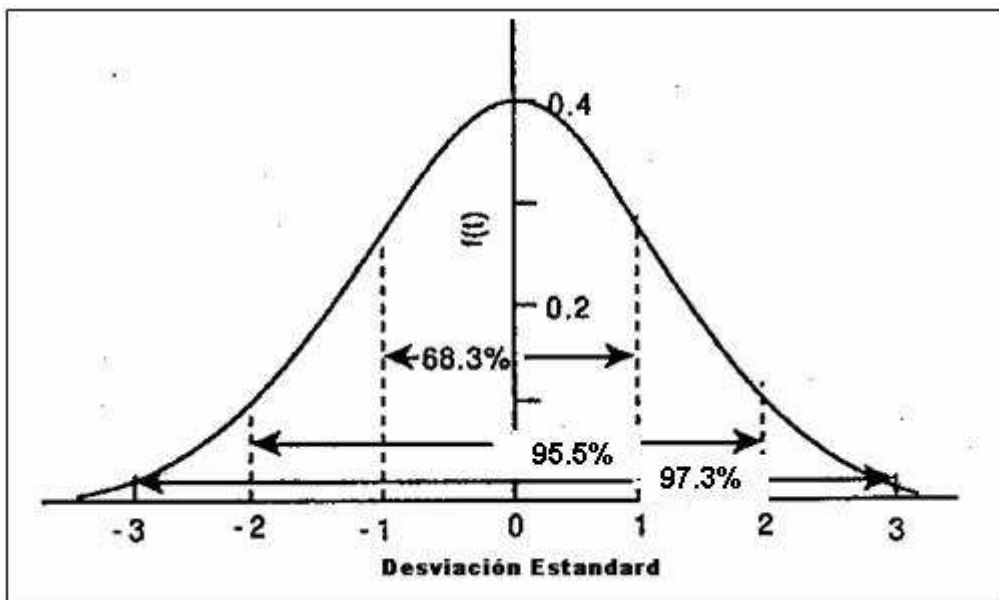


Figura 2.30: Desviación estándar σ [6].

Se define la función de distribución acumulativa $F(v_i)$ como la probabilidad de que una velocidad sea menor o igual que una v_i dada

$$F(v_i) = \sum_{j=1}^i p(v_j) \tag{2.14}$$

La probabilidad de que la velocidad esté entre ciertos valores se puede calcular como sigue:

$$P(v_a \leq v \leq v_b) = \sum_{i=a}^b p(v_i) \quad (2.15)$$

Si en lugar de una tabla con valores discretos, trabajamos con una función matemática continua, la probabilidad $p(v_i)$ se transforma en función de densidad de probabilidad $f(v)$, y la función de distribución acumulativa en (Figura 2.31):

$$F(v) = \int_0^v f(v)dv \quad (2.16)$$

En este caso la velocidad media y la varianza se calculan:

$$v_{\text{med}} = \int_0^{\infty} v \cdot f(v)dv \quad \sigma^2 = \int_0^{\infty} (v - v_{\text{med}})^2 \cdot f(v) \cdot dv \quad (2.17)$$

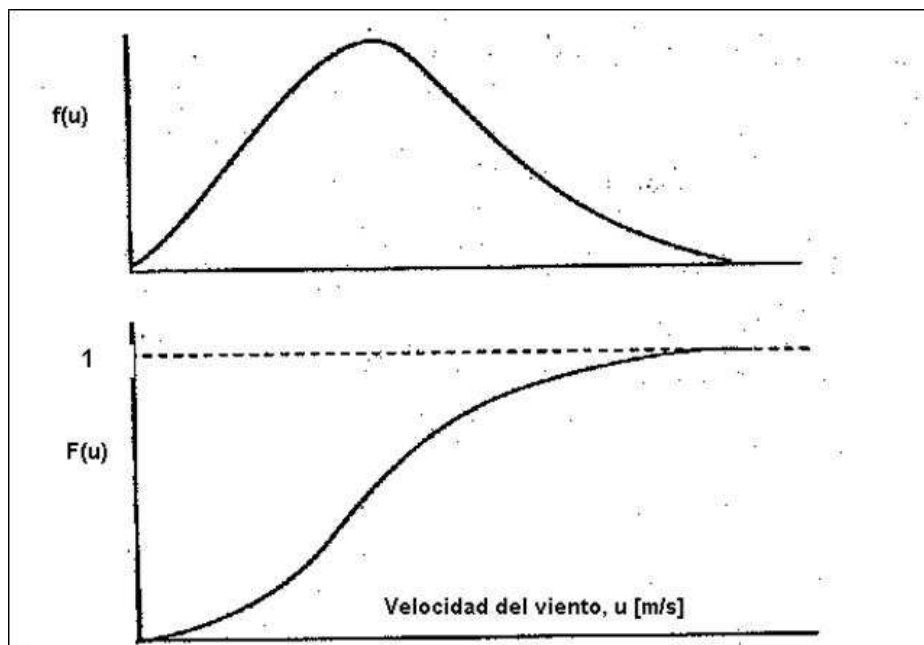


Figura 2.31: funciones de densidad de probabilidad y de distribución acumulativa [6].

2.7.1 Distribución de Weibull

La distribución de mayor precisión es la de Weibull, cuya probabilidad (o densidad de probabilidad), y la probabilidad acumulativa son respectivamente:

$$f(v) = (k/c)(v/c)^{k-1} \exp [-(v/c)^k] \quad (2.18)$$

$$F(v) = 1 - \exp[-(v/c)^k] \quad (2.19)$$

donde c y k son los parámetros de escala y de forma respectivamente. A mayores valores de k , la curva se hace más angosta y el pico, que indica la velocidad más frecuente, se desplaza hacia

valores de velocidad mayores. La probabilidad de que la velocidad del viento v sea una velocidad dada v_a (donde Δv es el bin de velocidad considerado), o una mayor o igual que v_a es respectivamente:

$$P(v_a) = (k/c)(v_a/c)^{k-1} \exp [-(v_a/c)^k] \cdot \Delta v \tag{2.20.a}$$

$$P(v \geq v_a) = \exp [-(v_a/c)^k] \tag{2.20.b}$$

Los parámetros de Weibull pueden calcularse usando las siguientes expresiones:

$$c = v_{med} / \Gamma(1+1/k) \tag{2.21}$$

$$k = (\sigma/v_{med})^{-1.086} \tag{2.22}$$

en donde Γ es la función gama, y la desviación estándar σ es:

$$\sigma = c[\Gamma(1+2/k) - \Gamma^2(1+1/k)]^{1/2} \tag{2.23}$$

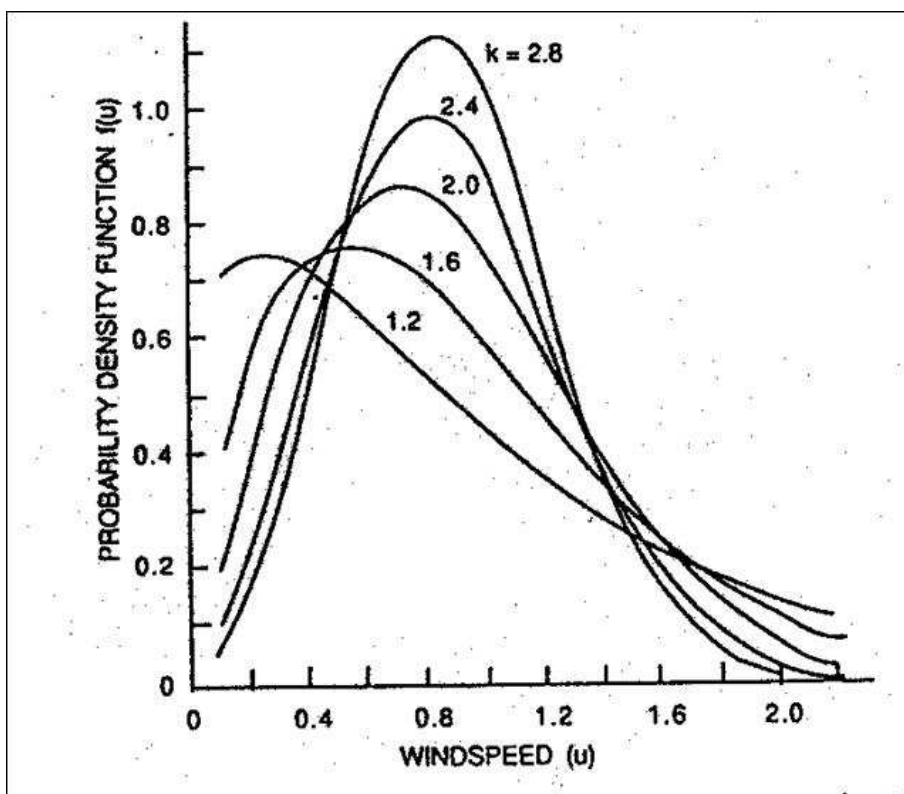


Figura 2.32: Curvas de Weibull para distintos valores de k ($c=1$). [6].

Estos parámetros también pueden determinarse utilizando el método de los cuadrados mínimos en una planilla de cálculo; tomando logaritmo a ambos miembros de la (2.20) se obtiene la (2.24) que se la asemeja a la ecuación de una recta:

$$\ln[-\ln(1-F(v))] = k \cdot \text{Inv} - k \cdot \text{Inc} \tag{2.24}$$

$$y = ax + b$$

donde:

$$y = \ln[-\ln(1-F(v))], \quad a = k, \quad x = \text{Inv}, \quad b = -k \cdot \text{Inc} \rightarrow c = e^{-b/k} \tag{2.25}$$

Entonces, para determinar los parámetros k y c se debe completar la siguiente tabla:

ui (m/s)	xi = lnui	mi	P(ui)=mi/n	F(u) = Σp(uj)	yi = (3.30)
0					
1					
...					
25					

Tabla 2.6: determinación de los parámetros de Weibull.

Luego se grafica $y_i = f(x_i)$, se obtienen la pendiente y la ordenada al origen, y con esto los parámetros k y c.

En la mayoría de los casos los valores de k están comprendidos entre 1.3 y 4.3, por ello cuando no se dispone de muchos datos se acepta la simplificación de hacer $k = 2$ con lo que la distribución resultante es la de Rayleigh, que se describe en el párrafo siguiente (aunque para velocidades del viento por debajo de 4 m/s el método de Rayleigh tiene poca precisión y es mejor usar Weibull en ese caso).

2.7.2 Distribución de Rayleigh

Es un caso especial de la de Weibull (cuando $k=2$); aunque para velocidades del viento por debajo de 4 m/s tiene poca precisión y es mejor no usarla. Sus expresiones son:

$$f(v) = (\pi/2)[v/(v_{media})^2] \exp [-(\pi/4)(v/v_{media})^2] \tag{2.27}$$

$$F(v) = 1 - \exp [-(\pi/4)(v/v_{media})^2] \tag{2.28}$$

$$P(v_a) = (\pi/2)[v_a/(v_m)^2] \exp [-(\pi/4)(v_a/v_m)^2] \cdot \Delta v \tag{2.29.a}$$

$$P(v \geq v_a) = 1 - F(v_a) = \exp [-(\pi/4)(v/v_{media})^2] \tag{2.29.b}$$

La Figura 2.33 muestra una distribución con las curvas de datos medidos y las distribuciones según Weibull y Rayleigh:

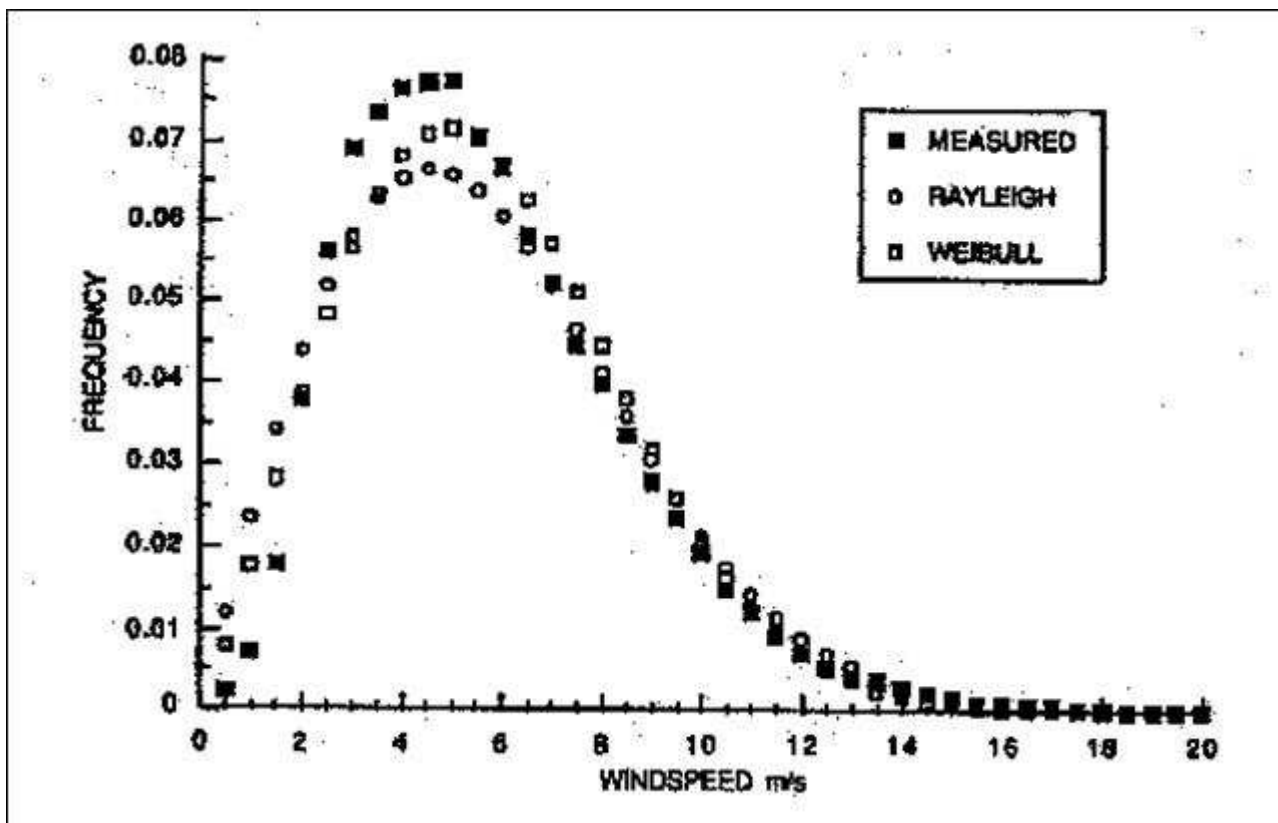


Figura 2.33: datos medidos y distribuciones de Weibull y Rayleigh [6].

2.8 EFECTOS DE ESTELA Y TURBULENCIA

Para poder evaluar la turbina o la granja eólica, se utiliza la curva de potencia de la turbina, provista por el fabricante, la que se relaciona con la función de distribución de velocidades obtenidas a la altura del eje. Se debe diseñar la central eólica teniendo en cuenta el diámetro, la geometría de la turbina, la dirección predominante del viento y el espacio en función del impacto visual. El cálculo del rendimiento de energía anual de una central eólica se realiza simultáneamente incluyendo los efectos de estela y topográficos. Para tal fin una vez que se decidió la ubicación (Layout) de las turbinas, el rendimiento anual de dicha central se calcula combinando la información de las siguientes cuatro fuentes: *Función de distribución del viento*, *Datos de la turbina*, *Variación de la velocidad del viento con la topografía*; y *Efectos de estela*.

- *Función de distribución del viento*: se utiliza la de Weibull o la de Rayleigh, depende del programa de diseño.

- *Datos de la turbina*: Aunque algunos programas permiten integrar diferentes turbinas en un terreno, lo habitual es utilizar un solo tipo. Los datos de la turbina comprenden la geometría básica, la curva de potencia, datos de su funcionamiento, junto con las velocidades de arranque y de corte (“**cut in**” y “**cut out**”) y la densidad del aire aplicable a los datos.

- *Variación de la velocidad del viento con la topografía:* El flujo de viento se calcula por medio de modelos tridimensionales de orografía y viento. Computan el flujo de viento en la capa superficial estratificada neutra sobre el terreno incluyendo los efectos de la rugosidad.

2.8.1 Efectos de estela, método de J. F. Ainslie

Este cálculo se basa en el modelo matemático axi-simétrico desarrollado por J.F Ainslie; ha sido pensado teniendo en cuenta que el desarrollo de la estela, que provoca un déficit de velocidad aguas abajo que afectará el rendimiento de otras turbinas, depende del coeficiente de empuje de la turbina C_t , la intensidad de la turbulencia del ambiente I , la longitud de rugosidad z_0 y la altura del rotor Z_H , mediante la relación [6], [3]:

$$I = 1/(\ln(Z_H/z_0)) \quad (2.30)$$

El déficit de velocidad se calcula con la expresión siguiente [3]:

$$\text{Déficit velocidad} = 0.176 C_t^{0.83}/(I^{0.63} * XD^{0.67}) \quad (2.31)$$

donde:

C_t = Coeficiente axial o de empuje del molino (o aerodinámico de tracción)

I = intensidad de la turbulencia

XD = distancia a sotavento del plano rotor en diámetros

2.8.2 Efectos de estela, método PARK (N. O. Jensen, RIS0)

Con este método se pueden calcular las pérdidas por el efecto de estela, considerando distintos tipos de aerogeneradores y a distintas alturas del eje. El modelo matemático fue desarrollado por N. O. Jensen (RIS0, Dinamarca) [3], que hace una descripción simplificada del perfil de velocidades del viento de la estela según la función:

$$v = u[1-(2/3)*(R/(R+\nabla x))^2] \quad (2.32)$$

donde:

v : velocidad del viento a la distancia x detrás del rotor,

u : velocidad del viento en el rotor,

R : radio del rotor. ∇ : constante de propagación (≈ 0.075).

$2/3$: corresponde a una aproximación al valor C_t .

El valor 0.075 de la constante de propagación equivale a una expansión de 7.5 cm por metro (un ángulo de aproximadamente 4°). Sin embargo mediciones de RIS0 en parques eólicos en Dinamarca señalan que la constante de propagación depende de la rugosidad de las inmediaciones. El valor correspondiente a una clase de rugosidad 0 (off-shore) es 0.04, y para

rugosidad clase 3 es 0.1. El uso de un valor estándar de 0.075 supone una buena aproximación. Hay mediciones para parques eólicos de gran envergadura (más de 50 aerogeneradores) que indican que el modelo PARK no reproduce de forma real las pérdidas causadas por el efecto estela; el mismo parque altera la rugosidad y aporta otras condiciones dinámicas a la superficie, con lo cual el modelo de Jensen ya no funciona. [2, página 237].

2.8.3 Turbulencia

Para evaluar los esfuerzos en los aerogeneradores es importante conocer la intensidad de la turbulencia existente, definiéndose ésta como el cociente entre la desviación estándar de viento y su velocidad media. Este parámetro condiciona la clase de aerogenerador a instalar en la central, ya que estos deben estar diseñados para soportar las solicitaciones a las que van a estar sometidos con un nivel de seguridad adecuado. La norma que rige estos aspectos es la NORMA IEC 61400-1, [8].

El diseño de la parte estructural de un aerogenerador está determinado por los valores extremos de cargas que puede soportar y por los ciclos de carga a los que se va a ver sometido, ya que ambos determinan la vida útil de los componentes. Referente a las cargas de fatiga, el espectro de cargas en operación es otro condicionante importante en su diseño, determinando la vida útil del aerogenerador. El principal parámetro que influye en dichas cargas es la variación espacial y temporal del viento sobre la superficie del rotor. Los aerogeneradores deben estar diseñados para ofrecer el nivel de seguridad adecuado. Se debe realizar un estudio de turbulencia teniendo en cuenta el funcionamiento del parque eólico, es decir el efecto de turbulencia producido por la estela de la turbina eólica más el orográfico. Los programas de diseño de parques eólicos utilizan diversos modelos para calcular los valores de turbulencia.

El tipo de turbina utilizada (turbinas Clase I a III, o de diseño especial clase S, IEC 61400-1), debe ser la adecuada a la intensidad de turbulencia debido al régimen de viento del emplazamiento. El gráfico de la Figura 2.34 muestra la velocidad horizontal del viento, instantánea en un punto estacionario, en función del tiempo; se muestra la velocidad media con línea punteada, cuya definición es:

$$u_{med} = (1/T) \int u(t) dt \quad (2.33)$$

La turbulencia está definida como la desviación de la velocidad instantánea $u(t)$ desde la velocidad media en el período T :

$$du(t) = u(t) - u_{med} \quad (2.34)$$

La intensidad de turbulencia I se define como la relación entre la desviación estándar y la velocidad media:

$$I = \sigma / u_{med} \quad (2.35)$$

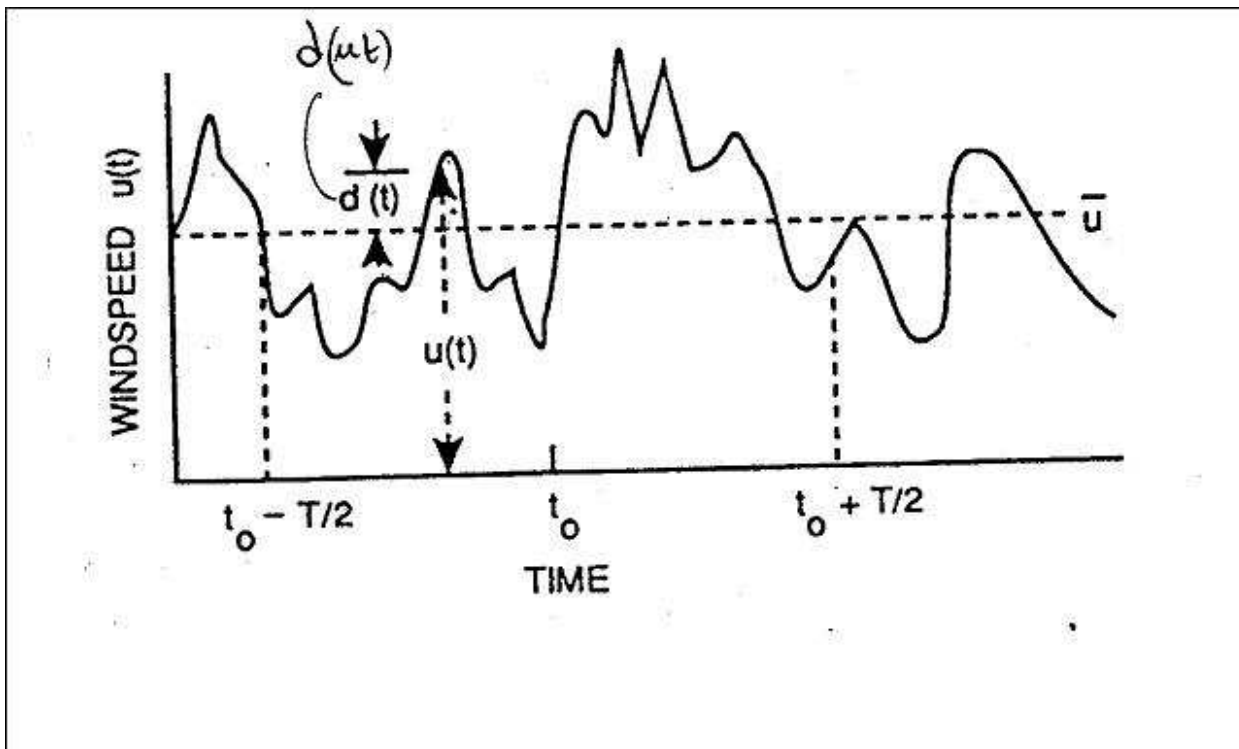


Figura 2.34: velocidad instantánea y desviación de la velocidad media. [6].

La intensidad de turbulencia I se define como la relación entre la desviación estándar y la velocidad media:

$$I = \sigma / u_{med} \tag{2.35}$$

Se ha observado que la intensidad decrece con el aumento de la altura como es lógico a partir de la (2.35), depende también de la rugosidad del terreno, a mayor rugosidad mayor turbulencia.

En la ubicación final de las turbinas, se debe tener en cuenta que la intensidad de turbulencia no debe superar el 17% a una velocidad media de cada intervalo (bin) en el valor de la potencia nominal, y si alguna supera ese valor debe ser por un tiempo menor a 5 horas/año.

2.9. UNIDADES DE ENERGÍA Y POTENCIA UTILIZADAS

El sistema de unidades de uso en nuestro país, y de mayor uso internacional, es el Sistema Internacional de Unidades; algunas de estas unidades son:

Longitud	Tiempo	Masa	Velocidad	Fuerza	Energía	Potencia
Metro (m)	Segundo (s)	kg	m/s	Newton 1N= kg*m/s ²	Joule 1J=1 N*m	Vatio, o Watt 1W = 1J/s

Tabla 2.7: unidades utilizadas.

Sin embargo la unidad más comúnmente utilizada en energía eléctrica es el kilovatio hora (o el megavatio hora): 1kWh = 1000W*3600s = 3.6*10⁶ W*s = 3.6 MJ

Cuando se habla de kWh o MWh, debe decirse en qué tiempo se generó o se consumió esa energía; decir por ejemplo “100 kWh” no tiene mucho sentido si no queda claro durante que tiempo es que se consume (o genera) esa cantidad de energía.

Cuando se habla de potencia eléctrica instalada en un país, se suele utilizar como unidad el Giga vatio (GW). Por ejemplo, la potencia eléctrica total instalada en Argentina es de unos 26 GW. Para la potencia de las centrales eléctricas, se utiliza el Megavatio (MW), o el GW.

Para el precio de la energía, se utiliza \$/kWh, o \$/MWh. En Argentina, el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) paga entre 0.09 y 0.13 \$/kWh (Marzo de 2010). Este precio se puede ver en la página de CAMMESA.

¿Cuántos kWh por mes consume Usted en su casa?

¿Cuánto le cobran a Usted el kWh?

¿Cuánto paga el MEM, por cada kWh generado por una central eléctrica?

La siguiente tabla muestra algunos datos de potencia instalada.

Central Eléctrica	Potencia instalada
Parque <u>eólico</u> Antonio Morán (Comodoro Rivadavia)	17 MW
Central <u>térmica</u> Termoandes de Salta (gas, ciclo combinado)	650 MW
Represa Yaciretá, Argentina- Paraguay	3000 MW = 3 GW
Potencia <u>eólica</u> total instalada en Argentina, año 2008	29 MW
Potencia eléctrica total instalada en Argentina, año 2005	26 GW

Tabla 2.8: Datos de potencia instalada.

CITAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Guía Para la Utilización de la Energía Eólica Para Generación Eléctrica. Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). Colombia.
- [2] Nociones Generales de Energía Eólica. H. Mattio, Editorial Cree. ISBN 987-20224-02.
- [3] Manual de WINDPRO versión 2.4, 2ª edición, septiembre de 2004.
- [4] European Wind Turbines Standards II. Netherlands Energy Research Foundation ECN; RISO National Laboratory; Technikgruppen AB; CRES;
- [5] Héctor Mattio, Proyecto eólico “Chorotega” Santa Cruz, Guanacaste, Costa Rica. 2002.
- [6] WIND CHARACTERISTICS, an analysis for the generation of wind power. J.S.Rohatgi, Vaughn Nelson. Alternative Energy Institute. West Texas A&M University. 1994.
- [7] www.windpower.org, 1998.
- [8] International Standard. IEC 61400 – 1; International Electrotechnical Commission. Web site: <http://www.iec.ch>

- [9] Expert group study on Recommended practices for wind turbine testing and Evaluation. 11 Wind Speed Measurement and Use of Cup Anemometry. IEA.
- [10] B. M. Pedersen, M. Brinch, O. Fabian. Some Experimental Investigations on the Influence of the Mounting Arrangements on the Accuracy Of Cup Anemometer Measurements. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics. Vol 39, pp373-383. 1992.
- [11] B. M. Pedersen. A Short Note on the Estimation of the Effects of Boom and Tower Arrangements on the Reading of a Cup Anemometer. Danish Technical University. 1996.
- [12] Wind speed measurement and use of cup anemometry. Abril de 1999. Recomendaciones del grupo de expertos de la Agencia Internacional de Energía, del Programa para la Investigación Desarrollo de Sistemas de Conversión de Energía Eólica.
- [13] www.wikipedia.com
- [14] *Recomendaciones para mediciones de velocidad y dirección de viento con fines de generación eléctrica, y medición de potencia eléctrica generada por aerogeneradores.* Héctor Fernando Mattio, Fernando Tilca. Argentina, octubre de 2009. Publicado en la página de internet de varias instituciones.

CAPÍTULO 3: Clasificación de aerogeneradores, factor de capacidad, condiciones extremas de viento, conexión a la red.

3.1 CLASIFICACIÓN DE LAS AEROGENERADORES.

Según la dirección del eje, se clasifican en:

- . AEROGENERADORES de eje Horizontal
- . AEROGENERADORES de eje Vertical.

Las de eje horizontal son, por lejos, las más utilizadas en el mundo, son las que se encuentran más desarrolladas desde el punto de vista técnico y comercial.

3.2 AEROGENERADORES DE EJE VERTICAL.

Casi no se utilizan salvo en algunas aplicaciones de bombeo de agua (Savonius), y en forma excepcional en la generación de energía eléctrica. Algunas de estas AEROGENERADORES son:

- a) El aerogenerador Savonius, que puede arrancar con poco viento, tiene una velocidad de giro pequeña y su rendimiento es relativamente bajo.
- b) El aerogenerador Darrieux, o de catenaria, Figura 3.1, requiere para un buen funcionamiento vientos de 4 a 5 m/s como mínimo, tienen grandes velocidades de giro y un buen rendimiento; se construyen con dos o tres hojas.
- c) El molino vertical de palas tipo giromill, que deriva del Darrieux; tienen entre 2 y 6 palas.

El Savonius puede arrancar con una pequeña brisa, mientras que el Darrieux necesita mayor velocidad de viento; debido a esto se puede hacer una combinación de ambas máquinas de modo que un rotor Savonius actúe durante el arranque y un Darrieux sea quien genere la energía para velocidades de viento mayores.

El rotor Darrieux fue patentado en 1931, está constituido por hojas perfiladas que giran alrededor de un eje vertical. El de la Figura 3.1 tiene tres hojas de aluminio extruído; el alternador síncrono gira a 1500 rpm. Para evitar sobrecargas y excesos de velocidad en el alternador, se colocan contrapesos en las hojas para absorber la energía extra del viento en altas velocidades. La potencia generada es de 25 kW con velocidad del viento de 12 m/s. Se han diseñado modelos comerciales de 150, 250 y 500 kW y en California (EE. UU) existe un parque eólico de 30 MW de potencia instalada con aerogeneradores de 500 kW. En Holanda se construyó un prototipo de 400 kW.

Aunque hasta el momento los aerogeneradores Darrieux construidos no han sobrepasado el rango de las potencias medias, el campo de las grandes potencias no está vedado a los sistemas de eje vertical. Así, existe en Québec, Canadá, una turbina de 4 MW instalado en 1987, de 2 hojas y 98 m de altura; a fines de 1991 había completado 14000 horas de funcionamiento, aunque con

problemas de agrietamiento en las hojas. Es una de las mayores instalaciones construidas hasta el momento.

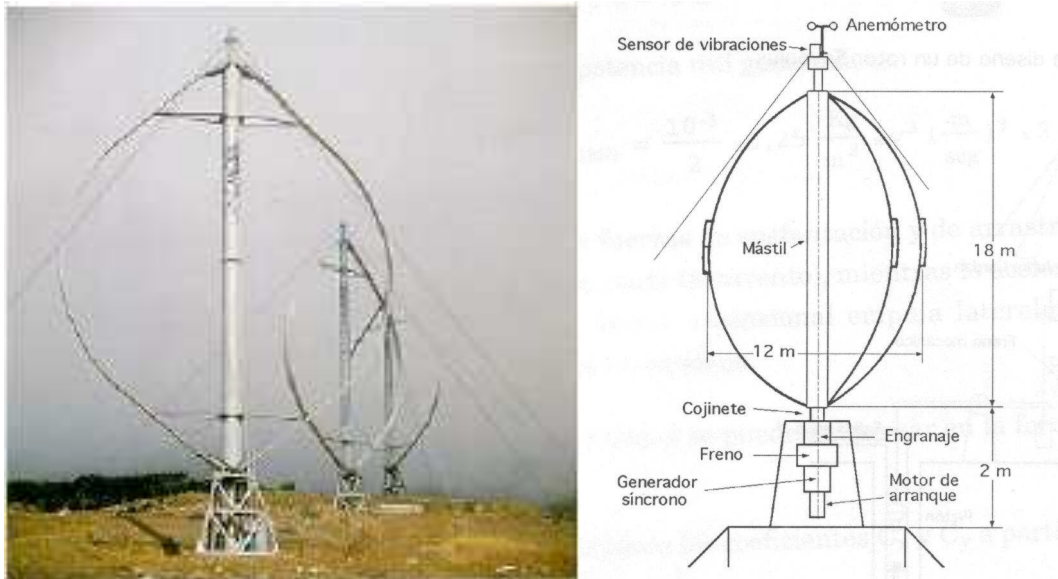


Figura 3.1: aerogenerador Darrieux. [1]

3.3 AEROGENERADORES DE EJE HORIZONTAL

De acuerdo al número de palas y a su velocidad de giro, se clasifican en rápidas y en lentas.

Las rápidas tienen una relación velocidad de punta de pala/velocidad del viento $\lambda = u/v$, también llamado TSR (Tip Speed-Ratio) alto; las más utilizadas en el mundo son las de tres palas; las hay también bipalas con $TSR=8$, y las monopalas. La velocidad límite de rotación de punta de pala es del orden de 78 m/s por cuestiones de sonoridad. Se utilizan para la generación de energía eléctrica.

Los aerogeneradores lentos tienen un TSR menor y un mayor número de palas, las hay de hasta 24 palas. Se utilizan para el bombeo y para generación de energía eléctrica aunque de menor potencia que las rápidas. El funcionamiento de estas máquinas es diferente; en las lentas la fuerza de arrastre es más importante que la de sustentación, mientras que en las rápidas la fuerza de sustentación es mucho más importante que la de arrastre. El número de palas también influye en el par de arranque de la máquina de modo que las que tienen un gran número de palas producen un par de arranque mayor.

Las palas de aerogeneradores rápidos tienen perfiles semejantes al ala de un avión, se eligen teniendo en cuenta el número de rpm que se desea, definiéndose el perfil en función de:

- La forma de la estructura respecto a sus líneas medianas o cuerdas a distintas distancias del eje de giro.
- De su espesor con relación a la longitud característica de la cuerda.
- De la simetría o no de la pala, etc.

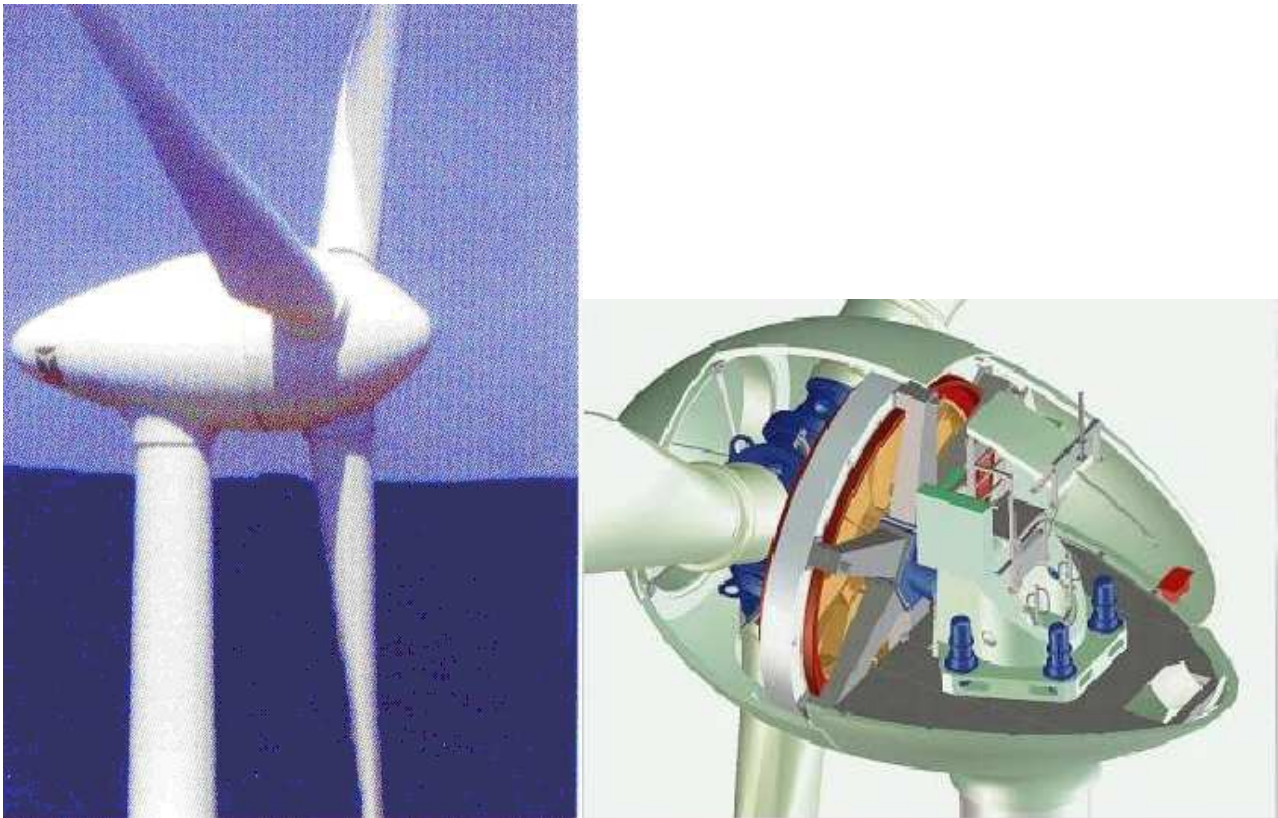


Figura 3.2: Aerogeneradores sin caja multiplicadora. ENERCON, [2].

Los aerogeneradores destinados a generación de energía eléctrica, tiene un número de palas de 2 o 3; pueden accionar distintos tipos de generadores eléctricos, de corriente continua (dínamos, aunque ya han dejado de utilizarse) o de corriente alterna (síncronos, asíncronos), directamente acoplados al generador (Figura 3.2) o mediante un sistema de engranajes (Figura 3.3).

3.4 VENTAJAS Y DESVENTAJAS.

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

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

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

- a) No necesitan sistema de orientación.
- b) Los elementos que requieren mantenimiento pueden ir situados a nivel del suelo.
- c) No requieren mecanismos de cambio de revoluciones pues no suelen emplearse en aplicaciones que requieran velocidad constante.

Existen otros proyectos de aerogeneradores de muy alta potencia, algunos ya abandonados y otros en estudio, como los llamados sistemas difusores, alas en delta, sistemas tipo tornado, chimenea eólico solar, pero aún no tuvieron un aprovechamiento práctico.

3.5 COMPONENTES DEL MOLINO DE EJE HORIZONTAL.

Un esquema de aerogenerador con caja multiplicadora se muestra en la Figura 3.3.

La **góndola** o **barquilla** contiene la mayoría de los componentes de la turbina, reposa sobre una plataforma que gira, de manera que el plano en el que giran las palas, sea siempre perpendicular a la dirección del viento. El personal de servicio puede entrar en la góndola desde la torre. En la figura, el cubo y las palas del rotor están a la derecha de la barquilla.

Las **palas del rotor** capturan parte de la energía del viento y la transfieren al **cubo** del rotor, que está adjunto al eje de baja velocidad de la turbina. Se construyen de fibra de vidrio, resinas, en algunos casos algunas de sus partes son de fibras de carbono. En algunos casos pueden girar alrededor de su eje longitudinal para controlar la potencia generada (sistema pitch), y en las de mayor tamaño, este movimiento es independiente en cada pala. Las palas y la barquilla tienen protección contra rayos.

El **eje principal** es quien conecta el cubo a la caja de engranajes; a través de él se transmite el par, está soportado por cojinetes que transmiten las cargas a la góndola.

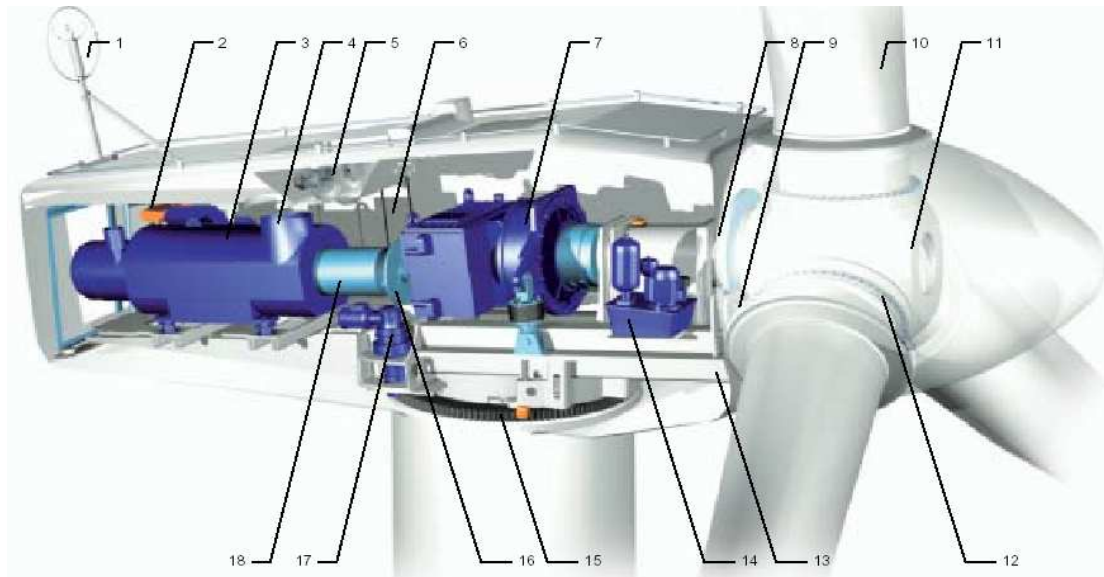
La **caja de engranajes**, cuya función es aumentar la velocidad de giro para que el generador eléctrico alcance la frecuencia necesaria. Debe soportar cargas importantes, y fluctuantes, que les son transmitidas desde las palas. La lubricación es un tema importante. Puede ser una fuente importante de ruidos.

El **generador eléctrico**, en este tipo de aerogeneradores, es habitualmente asíncrono, y su salida está conectada a la red eléctrica. Algunos tienen generador síncrono, rectificador e inversor, y otros un generador síncrono con una "caja automática flexible" (hidrodinámica) como el Dewind 8.2 instalado por la Barrick en Veladero, San Juan.

El **controlador electrónico** contiene una computadora que continuamente supervisa el funcionamiento de la turbina y controla el mecanismo de orientación.

El **sistema hidráulico** maneja los frenos aerodinámicos de la turbina. Además de éstos, las aerogeneradores tienen frenos mecánicos, que en las que tienen sistema pitch, se utilizan cuando ya está detenida. La unidad de enfriamiento se usa para refrescar al generador eléctrico, además de contener una unidad de aceite refrigerante que es usada para enfriar el aceite de la caja de engranajes.

El **mecanismo de orientación** usa motores eléctricos para mover la barquilla de manera que las palas enfrenten al viento, es operado por el controlador electrónico que recibe la señal de



- | | |
|--|--------------------------------|
| 1. Sensor ultrasónico | 10. Pala |
| 2. Grúa de mantenimiento | 11. Buje |
| 3. Generador OptiSpeed™ | 12. Soporte de pala |
| 4. Refrigerador del generador | 13. Chásis |
| 5. Sistema de refrigeración | 14. Grupo hidráulico |
| 6. Controlador VMP-top con convertidor | 15. Corona de orientación |
| 7. Multiplicadora | 16. Freno de parada prolongada |
| 8. Eje principal | 17. Engranaje de orientación |
| 9. Sistema de bloqueo del rotor | 18. Acoplamiento |

Figura 3.3: Aerogenerador con caja multiplicadora. www.vestas.com



Figura 3.4: Torre del molino de NRG Patagonia, Chubut, Argentina.

la veleta quien indica la dirección del viento. Normalmente el molino se orientará sólo unos pocos grados por vez. El anemómetro y la veleta miden velocidad y dirección del viento. Las señales del anemómetro son usadas por el controlador electrónico de la turbina para el arranque cuando la velocidad del viento alcanza los 4 m/s, y paran a la turbina si la velocidad del viento supera la velocidad de corte, que puede ser de 25 m/s, para proteger a la turbina y a sus alrededores.

La **torre** del molino sostiene la barquilla y el rotor. Son tubulares en su gran mayoría, Figura 3.4, y en menor medida reticuladas, las más antiguas. Las primeras son más seguras para el personal, más bellas a la vista y más caras. Su altura suele ser similar al diámetro barrido por las palas.

La **cimentación** debe mantener estable al molino, ante las condiciones extremas de viento. Es de hormigón armado.

Un aerogenerador sin caja multiplicadora conecta directamente el rotor del molino al eje del generador eléctrico. Al eliminarse la caja multiplicadora se reduce la cantidad de componentes móviles, con lo que las necesidades de mantenimiento pueden ser bastante menores que en el otro tipo de aerogeneradores.

3.6 FUERZAS SOBRE LAS PALAS

Las palas del rotor reciben la potencia del viento y la transmiten al eje transformándola en potencia mecánica útil. El máximo teórico de esta conversión es del 59.3% (coeficiente de Betz).

En la figura siguiente están representadas las fuerzas de sustentación (L) y de arrastre (D) que actúan sobre la pala, y los principales parámetros que influyen en el comportamiento de los rotores en molinos de eje horizontal.

Los parámetros que se muestran en la Figura 3.5 son:

- La velocidad del viento V_v , la velocidad tangencial de la pala $-Wr$ (la velocidad del viento debido solo al movimiento de la pala es Wr); la velocidad resultante del viento sobre la pala V_r que es la suma vectorial de V_v y Wr ;
- El ángulo de paso θ formado por el plano de rotación del rotor y la cuerda del elemento de pala; ésta es c , la distancia entre el borde de salida del perfil y el punto más lejano en el borde ataque; el ángulo de entrada ϕ del flujo del viento formado por el plano de rotación y la dirección de V_r ; el ángulo de ataque α formado por la dirección de V_r y la de la cuerda c ; de manera tal que:

$$\phi = \theta + \alpha \quad (3.1)$$

- La "fuerza de arrastre" dD que es paralela a la dirección de V_r y que se debe al rozamiento o resistencia que presenta el perfil al viento; la "fuerza de levantamiento o sustentación" dL que

es perpendicular a V_r . La magnitud de cada una de estas fuerzas depende de la geometría del perfil, y están dadas por las ecuaciones:

$$dL = C_{L(\alpha)} (1/2) \rho (V_r)^2 c dr = C_{L(\alpha)} P dA \tag{3.2}$$

$$dD = C_{D(\alpha)} (1/2) \rho (V_r)^2 c dr = C_{D(\alpha)} P dA \tag{3.3}$$

En estas expresiones, ρ es la densidad del aire, P se llama presión dinámica; C_L y C_D son los coeficientes de sustentación y de arrastre respectivamente.

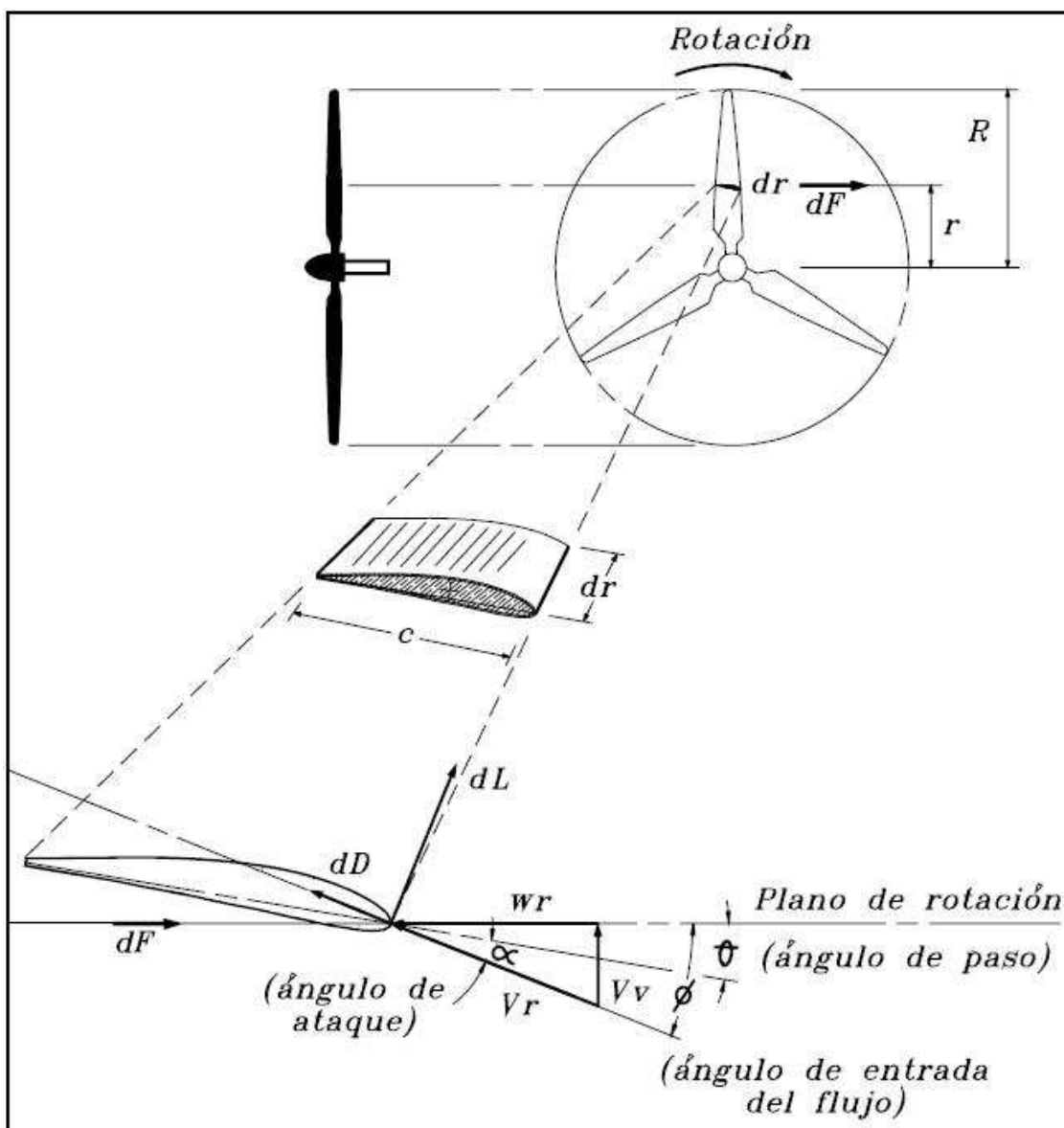


Figura 3.5: Corte de un elemento de pala. [14].

La fuerza dL aparece debido a que la velocidad del viento en la parte superior del perfil es mayor que en la parte inferior, y de acuerdo con la ley de Bernoulli, la presión será mayor

entonces en la parte inferior, y esta diferencia de presión multiplicada por el área del elemento de pala (c.dr) genera esta fuerza.

La fuerza que va a producir el par motor que hará girar a la pala para que entregue energía mecánica útil al eje, es la resultante de las fuerzas dL y dD sobre el plano de giro del rotor, es decir:

$$dF = dL \sin \phi - dD \cos \phi \quad (3.4)$$

Sustituyendo (3.1) a (3.3) en la (3.4) se obtiene:

$$dF = (1/2) \rho (V_r)^2 c [C_{L(\alpha)} \sin (\theta + \alpha) - C_{D(\alpha)} \cos (\theta + \alpha)] dr \quad (3.5)$$

El par motor de este elemento de perfil que hace girar a la pala, es:

$$d\tau = r \cdot dF \quad (3.6)$$

Las otras componentes de dF y dD , las que son perpendiculares al plano de rotación, generan una fuerza axial paralela al eje del molino, dada por la expresión siguiente:

$$dD_{AX} = dL \cos \phi + dD \sin \phi \quad (3.7)$$

Sustituyendo (3.1) a (3.3) en la (3.7) se obtiene:

$$dD_{AX} = (1/2) \rho (V_r)^2 c [C_{L(\alpha)} \cos (\theta + \alpha) + C_{D(\alpha)} \sin (\theta + \alpha)] dr \quad (3.8)$$

En la ecuación de dF (3.5) se observa que la fuerza de sustentación es la que genera el par motor para obtener energía útil, mientras que la fuerza de arrastre se opone. Como consecuencia, es conveniente que los perfiles aerodinámicos tengan una alta relación C_L/C_D , como se muestra en la Figura 3.6.

Tanto C_L como C_D son función del ángulo de ataque α y del número de Reynolds¹. La velocidad tangencial de los elementos de pala W_r cambia con r , a medida que nos alejamos del eje al aumentar r aumentará la velocidad tangencial. Por lo tanto el ángulo α disminuirá a medida que nos alejamos del eje del rotor, si θ se mantiene constante, como se puede observar de la Figura 3.5. Como la velocidad resultante V_r también es función de W_r , el número de Reynolds va a cambiar si la cuerda c se mantuviera constante a lo largo de la pala. Estos cambios modificarán los valores de C_L y C_D a lo largo de la pala.

En el diseño se toma como referencia la cuerda del perfil en la punta de la pala. Para conseguir que las palas trabajen en forma óptima a la velocidad nominal del molino, el ángulo de ataque α debe permanecer lo más cercano posible a su valor óptimo a lo largo de la pala.

¹ El número de Reynolds clasifica al flujo en laminar o turbulento, y es: $Re = V_r \cdot c / \nu$, donde ν es la viscosidad dinámica del aire ($1.45 \times 10^{-5} \text{ m}^2/\text{s}$, a 20C y 1 atmósfera) y c es la cuerda del perfil en el elemento de pala considerado.

Entonces, en el diseño de la pala, el ángulo de paso cambia con el radio r , a medida que nos alejamos del eje, lo que se conoce como torcimiento. El ángulo de paso está dado por:

$$\theta = \theta_a + \theta_t(r) \tag{3.9}$$

Donde:

θ_a es el ángulo de paso en el extremo de pala.

$\theta_t(r)$ es el ángulo de torcimiento local para cada pala (entre la cuerda del elemento de pala y la cuerda de la punta de pala).

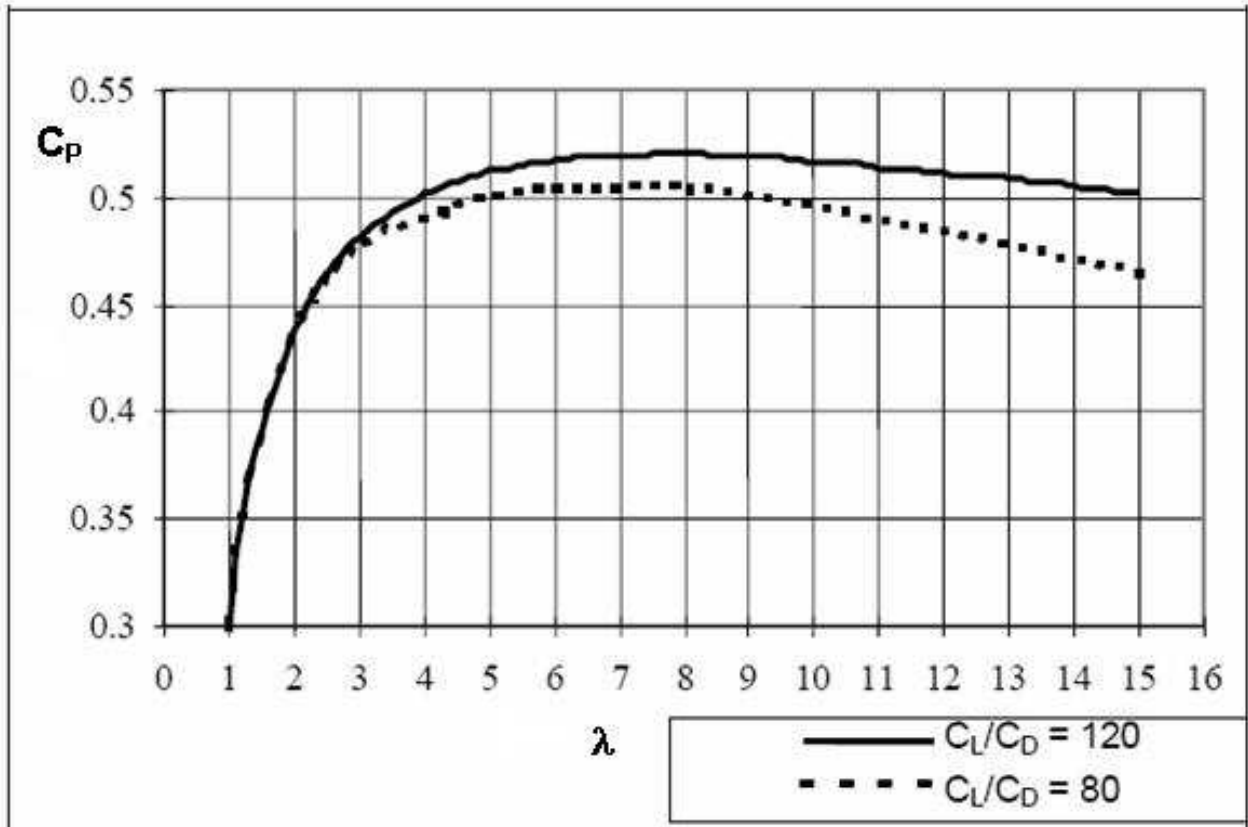


Figura 3.6: Coeficiente de potencia según la relación de velocidades de punta de pala y de viento (λ) para dos rotors de molinos tripala de distinta geometría.

En la Figura 3.7 se muestra el concepto de torcimiento, o cabeceo, cuya acción es modificar el ángulo de ataque cuando tiende a levantar la nariz del perfil. Para facilitar la construcción de la pala, a la curva de valores ideales se la aproxima con rectas. Un 80% de la potencia que el rotor extrae del viento proviene de la parte de pala comprendida entre el 30% y 95% de su longitud, hecho éste a tener en cuenta en el diseño. Si se hace variar el ángulo de ataque, cambia también la fuerza de sustentación, pudiendo prácticamente anularse para determinados valores de α . Esto es utilizado por muchos de los modernos aerogeneradores para realizar el control de potencia (pitch control).

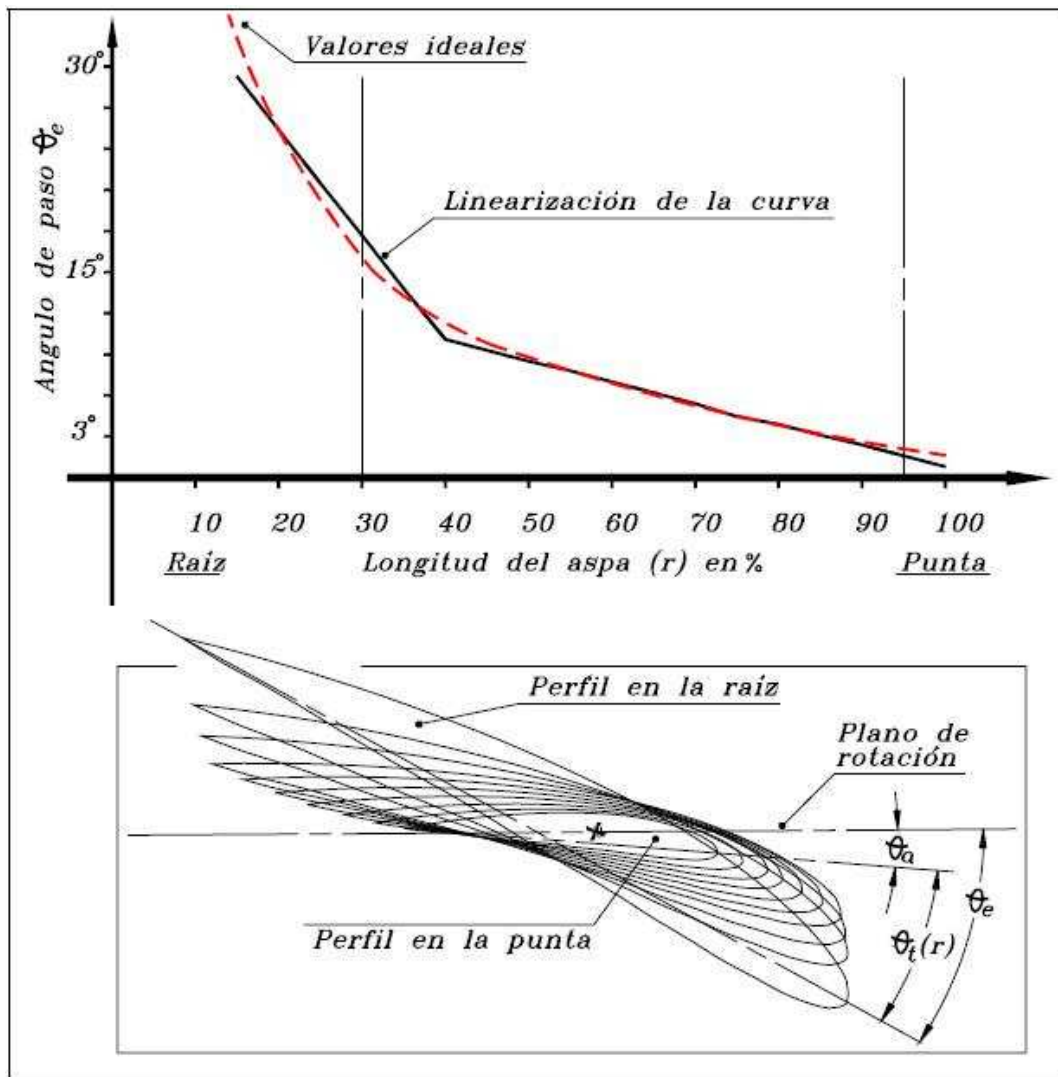


Figura 3.7: Ángulo de paso y torcimiento (o cabeceo) de una pala.

También la cuerda del perfil va a cambiar con r , lo que se conoce como conicidad, lo que se muestra en la Figura 3.8.

Además, el diseño de la pala debe cumplir con otros requisitos:

- Resistir las cargas de vientos a que estarán expuestas en su vida útil de unos 25 años.
- Resistir condiciones climáticas severas (radiación solar, granizo, lluvia)
- Minimizar la baja de su rendimiento debido a partículas que se adhieran.
- Minimizar la emisión de ruido acústico.
- Minimizar su peso y costo.

En la selección de materiales para la construcción de las palas, los factores más importantes son su relación peso/resistencia y su costo. Los materiales más utilizados son:

- Madera laminada – resina epóxica.
- Fibra de vidrio – resina poliéster.
- Fibra de vidrio – resina epóxica.
- Fibra de carbón – resina epóxica.

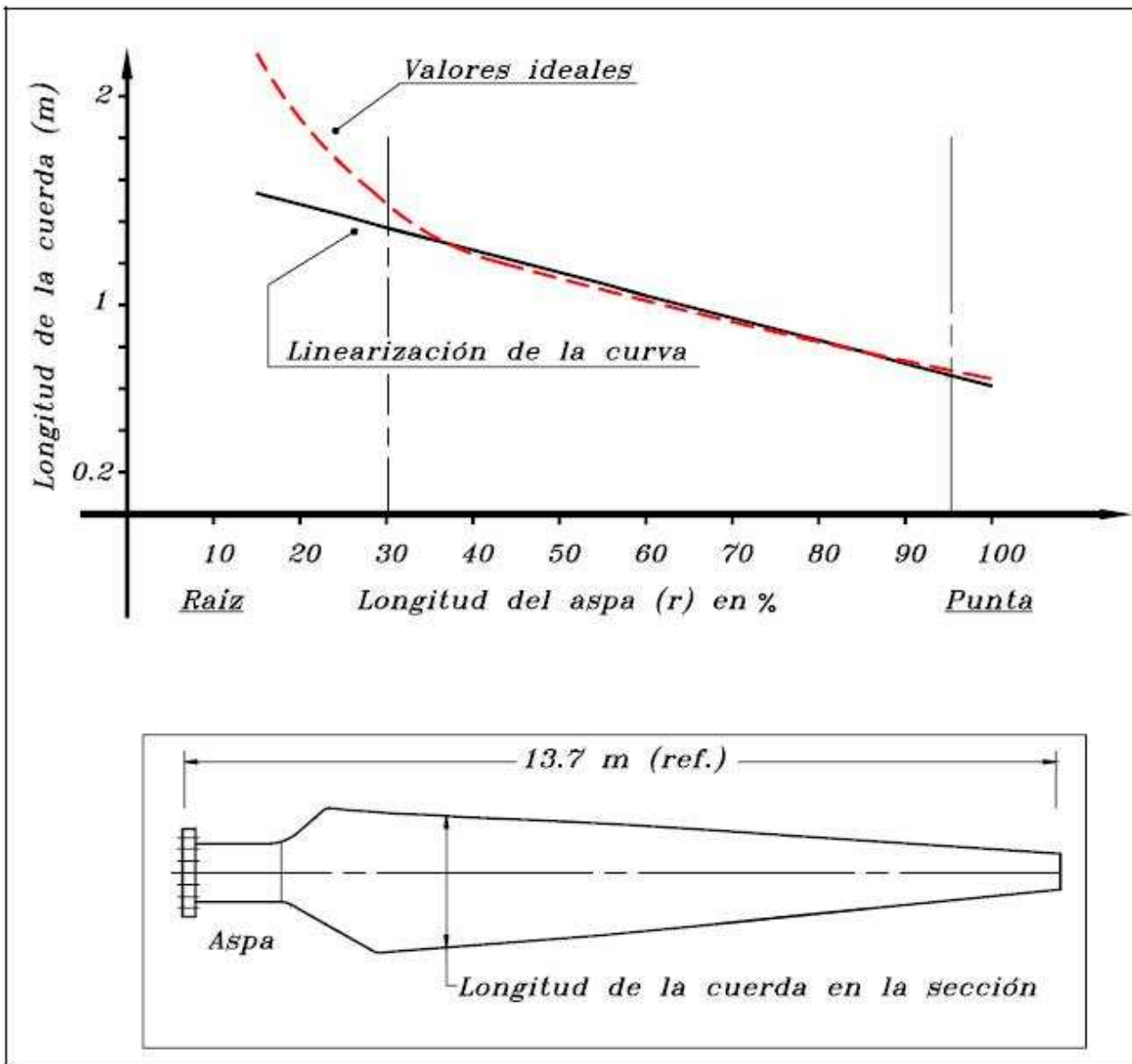


Figura 3.8: Valores de la cuerda según posición en la pala.

3.7 RELACIÓN ENTRE VELOCIDAD Y POTENCIA DEL VIENTO

El viento es el movimiento de las partículas de aire de la atmósfera, las que en virtud de su masa (m), densidad ρ y velocidad (v) tienen energía cinética, y que se expresa:

$$E_c = m \cdot v^2 / 2 = \rho \text{Vol} \cdot v^2 / 2 \tag{3.10a}$$

El volumen de una masa de aire que atraviesa cada segundo un área A perpendicular a la velocidad del viento v, es $A \cdot v$; la energía por segundo que pasa por esta área es la indicada en la (3.10b), mientras que la potencia por unidad de área del lugar se la obtiene con la (3.10c):

$$\text{Energía/segundo} = \text{Potencia} = \rho \cdot A \cdot v^3 / 2 \quad [\text{W}] \tag{3.10b}$$

$$\text{Potencia/Área} = 0.5 \cdot \rho \cdot v_i^3 \quad [\text{W/m}^2] \quad (3.10c)$$

Esta es la potencia disponible teórica del viento; es proporcional a la densidad del aire y al cubo de la velocidad. Por esto último, la energía disponible del viento no es igual a la asociada solamente con la velocidad media, sino que debe considerarse la distribución de frecuencias de velocidades, como se verá a continuación.

1º) Si se tienen los datos medidos promedios horarios, por ejemplo a lo largo de un año, de las velocidades del viento v_i [m/s], y el número de horas m_i [horas] en ese año en que el viento tuvo la velocidad v_i , la energía por unidad de área del viento se podrá calcular con:

$$E / A = (1/2) \cdot \rho \cdot \sum m_i \cdot (v_i)^3 \quad [\text{W.h}/(\text{m}^2 \cdot \text{año})] \quad (3.11a)$$

Mientras que la potencia por unidad de área, ó Densidad de Potencia del lugar, se puede calcular con:

$$P / A = [(1/2) \cdot \rho \cdot \sum m_i \cdot (v_i)^3] / 8760 \quad [\text{W}/(\text{m}^2)] \quad (3.11b)$$

2º) Si solamente se tiene el dato de la velocidad media anual del sitio en estudio, y si además ésta es lo suficientemente alta como para que sea factible la utilización de la función de distribución de Rayleigh, esto es, que la velocidad media anual sea mayor que 4 m/s, se puede demostrar que el promedio de la suma de las velocidades medias al cubo, es 1.91 veces el cubo de la velocidad media. En virtud de esto, la energía por unidad de área del viento se podrá estimar con la (3.12a) y la Densidad de Potencia del lugar con la (3.12b):

$$E / A = (1/2) \cdot \rho \cdot (v_{\text{med}})^3 \cdot 1.91 \cdot 8760 \quad [\text{W.h}/(\text{m}^2 \cdot \text{año})] \quad (3.12a)$$

$$P / A = (1/2) \cdot \rho \cdot (v_{\text{med}})^3 \cdot 1.91 \quad [\text{W}/(\text{m}^2)] \quad (3.12b)$$

La tabla siguiente clasifica los sitios según la densidad de potencia:

Wind Power Class	Description of Class	Mean Power Density at 50 m [W/m ²]
1	Poor	0 – 200
2	Marginal	200 – 300
3	Fair	300 – 400
4	Good	400 – 500
5	Excellent	500 – 600
6	Outstanding	600 – 800
7	Superb	800 - 200

Tabla 3.1: densidad de potencia de un lugar, con velocidad de viento a 50 m.

En la práctica, cuando se quiere determinar energía eléctrica generada por un molino, se utilizan la curva de potencia del molino y la distribución de velocidades del lugar.

3.8 POTENCIA EXTRAÍDA POR UNA TURBINA EÓLICA

Al atravesar las palas de la turbina y hacerla girar, el viento reduce su velocidad y por lo tanto su energía cinética, la que es absorbida por el rotor y transformada en energía mecánica. La turbina no puede absorber toda la energía del viento, pues en este caso la velocidad del aire después de las palas de la turbina debiera ser cero, lo que es difícil ya de imaginar. Betz demostró mediante el Teorema que lleva su nombre, que la máxima potencia que puede extraer un aerogenerador, es aquella tal que la velocidad del viento después de atravesarlo, es un tercio de la que tenía aguas arriba, sin perturbar. Obtuvo, para la (3.12), el coeficiente que lleva su nombre y es 0.593. Este valor es un máximo teórico, y en condiciones reales suele ser menor.

$$\text{Potencia útil máxima} = 59.3\% \text{ Potencia disponible del viento} = 0.593 \cdot 0.5 \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (3.13)$$

Coeficiente de Potencia, Cp: Se lo define como al cociente entre la potencia que entrega la turbina y la disponible del viento; de esta manera, el Cp máximo es el coeficiente de Betz, y para AEROGENERADORES grandes con muy buen diseño, Cp máximo es del orden de 0.45.

$$\text{Potencia generada por la turbina} = C_p \cdot 0.5 \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (3.14)$$

Si m_i es el número de horas en un año con velocidad v_i , y si tenemos en cuenta el rendimiento de la turbina (η), entonces se podría calcular la energía que generará por año:

$$E = 0.5 \cdot \rho \cdot A \cdot \sum \eta_i \cdot m_i \cdot (v_i)^3 / 10^6 = (0.5/10^6) \cdot \rho \cdot A \cdot \sum \eta_i \cdot m_i \cdot (v_i)^3 \quad [\text{MWh/año}] \quad (3.15a)$$

En la práctica, se puede calcular la energía que producirá un aerogenerador utilizando la **curva de potencia del molino** y la **serie de datos de velocidad del viento del lugar**, es decir:

- Si se calcula con planilla de cálculo, se multiplica para cada velocidad del viento, la potencia que genera la turbina a esa velocidad (se obtiene de la curva de potencia), por el número de horas del año que el viento tiene esa velocidad. Se repite esto hasta la velocidad de corte, luego se suma, y se obtiene la energía generada por año, por ese aerogenerador en ese lugar. Es decir, con la siguiente expresión:

$$E \text{ [MWh/año]} = \sum m_i \cdot P_i \quad (3.15b)$$

Donde:

m_i : número de horas en el año que el viento tiene velocidad v_i .

P_i : Potencia, en MW, que el molino genera a la velocidad v_i del viento.

- Los modernos programas de cálculo multiplican la curva de distribución de velocidades (de Weibull por ejemplo) por la curva de potencia del molino, para obtener la energía que generará por año ese molino.

Velocidad específica, λ : Se la define como al cociente entre la velocidad de punta de pala, y la velocidad del viento a la altura del eje. Debido al ruido (entre otros motivos) que hace la pala al girar, hay un límite en la velocidad de punta de pala, del orden de los 78 m/s.

$$\lambda = \omega \cdot R / V_{hub} \quad (3.16)$$

3.9 FACTOR DE CAPACIDAD

Se define Factor de Capacidad (algunos autores lo llaman Factor de Utilidad, [13]), al cociente entre la energía efectivamente generada por la granja eólica en un año (MWh/año), y la que generaría si el viento soplara todas las horas del año a la velocidad nominal de los aerogeneradores. Es decir, el denominador es la máxima energía que pueden generar los molinos, funcionando a pleno durante todo el año completo:

$$F_c = \frac{\text{Energía neta producida [MWh/año]}}{8760 \text{ [hs/año]} \cdot \text{Pot.Instalada [MW]}} \quad (3.17)$$

Se puede estimar en forma rápida la producción de energía anual de una central eólica, por ejemplo de 100 MW de potencia instalada, considerando $F_c=0.4$, de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \text{Producción Energía} &= \text{Pot Instalada} \cdot 8760 \text{ (hs/año)} \cdot F_c = \\ &= 100 \text{ MW} \cdot 8760 \text{ (hs/año)} \cdot 0.4 = 350400 \text{ MWh/año} = 350.4 \text{ GWh/año.} \end{aligned} \quad (3.18)$$

El gráfico de la Figura 3.9 es parte de la curva Factor de utilización versus $V_{promedio}/V_{nominal}$. Hemos obtenido la ecuación que ajusta al gráfico (línea roja). Es una herramienta para obtener el Factor de capacidad, al que se llamará F_c^* (no se consideran las pérdidas del molino o de la granja eólica), utilizando la ecuación de ajuste:

$$F_c^* = 0,6891 (V_{prom}/V_{nom})^3 - 0,9856 (V_{prom}/V_{nom})^2 + 1,4285 (V_{prom}/V_{nom}) - 0,257 \quad (3.19a)$$

Donde, V_{prom} : (ó V_{ave}): es la velocidad promedio anual del viento a la altura del eje del molino.

V_{nom} : es la velocidad nominal de la turbina considerada.

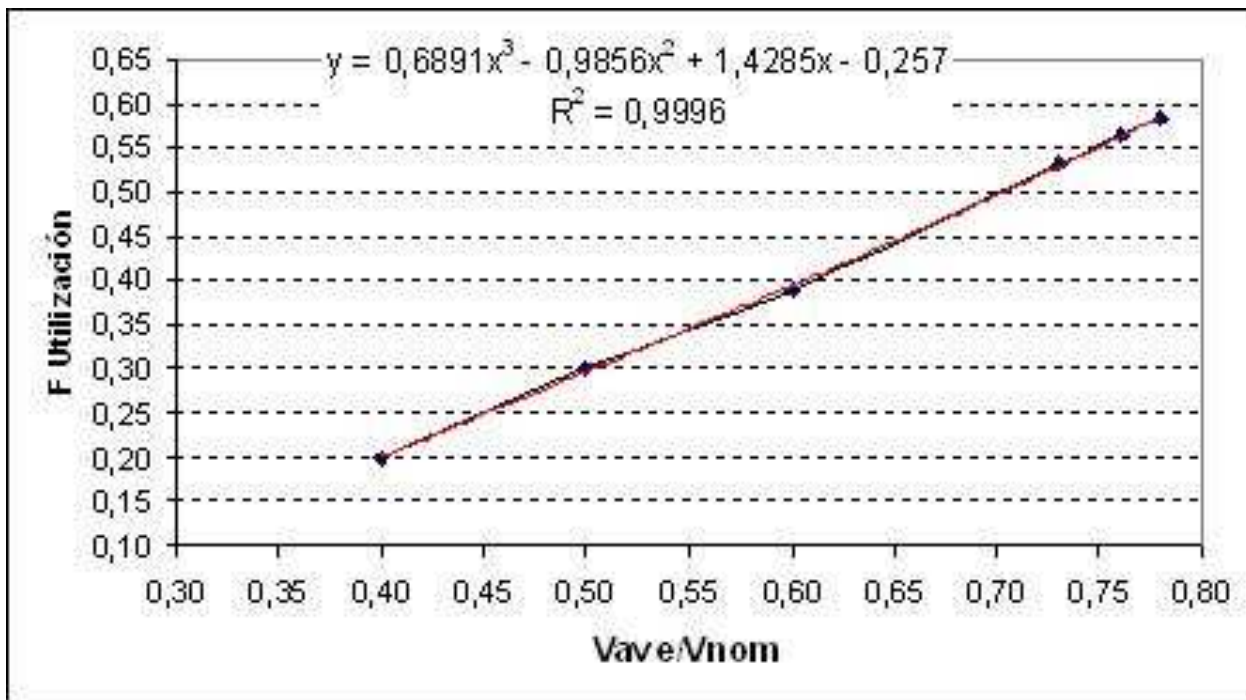


Figura 3.9: Factor de utilización en función de $V_{average}/V_{nominal}$

Entonces, utilizando el F_c^* , al segundo miembro de la (3.18) se debe multiplicar por 0.9, si se estima que las granjas eólicas tendrán un 10% de pérdidas por diversas causas (las que se verán con detalle en el Capítulo 4), es decir:

$$F_c = 0.9 * F_c^* \tag{3.19b}$$

Se han contrastado valores del Factor de Capacidad obtenidos de esta manera con el de granjas eólicas de Argentina, Brasil, Ecuador y República Dominicana, con el obtenido a partir de este método, observando lo siguiente:

- La correspondencia es bastante buena, con una diferencia entre el real de la granja y el obtenido de esta forma dentro del 10%, excepto en aquellos sitios donde el valor de k (el factor de forma de Weibull) es mayor que 2.5, es decir en sitios con velocidad media anual alta y muy poca dispersión de los datos de velocidad. En estos casos, se subestima el valor del Factor de Capacidad al calcularlo de la manera descripta aquí.

3.10 CURVA DE POTENCIA

La curva de potencia de un aerogenerador indica cuanta potencia está generando a cada velocidad del viento. La figura siguiente muestra la curva de potencia de tres aerogeneradores, uno de 1.8 MW y otro de 2 MW (de VESTAS) y el otro de 1.5 MW de IMPSA. Se ve que hay tres velocidades características en cada curva de potencia. Si seguimos la de 2 MW, vemos que:

- La velocidad de arranque, de 3.5 m/s (o 3 m/s) a partir de esta velocidad de viento, la turbina comienza a generar.
- La velocidad nominal, de 11.5 m/s. A partir de esta velocidad de viento, la turbina genera una potencia constante, llamada potencia nominal.
- La velocidad de corte, de 25 m/s. Para velocidades mayores de viento, la turbina se detiene por razones de seguridad estructural.

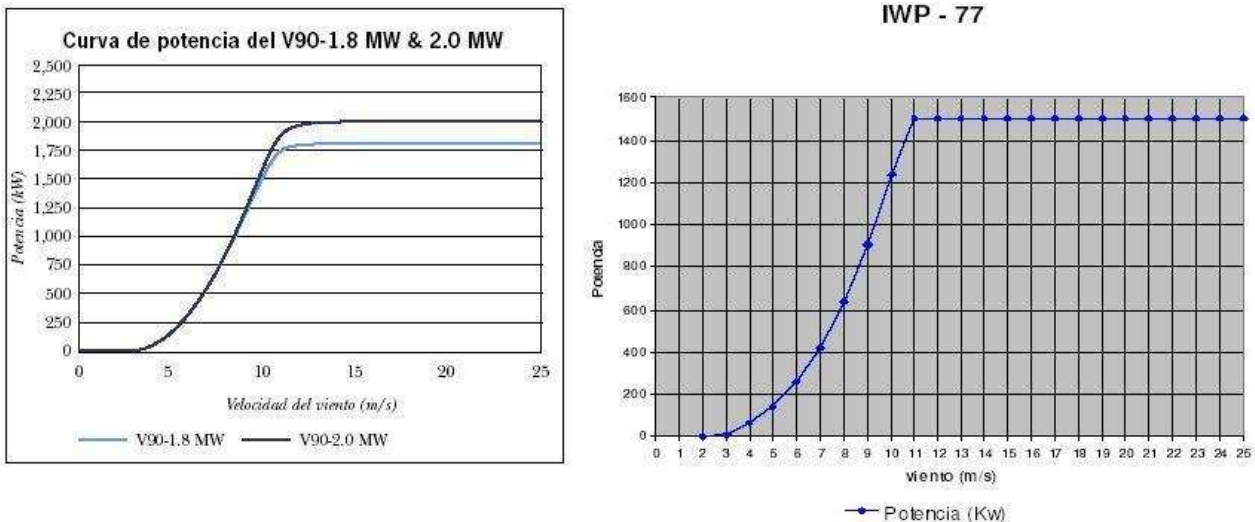


Figura 3.10: curva de potencia de aerogeneradores de 1.8 y 2 MW (izquierda), y de un aerogenerador de 1.5 MW (derecha).

3.11 CONTROL DE POTENCIA.

Debido a las fuerzas aerodinámicas en las palas del rotor, la turbina convierte la energía cinética del viento, en energía mecánica rotatoria. Las fuerzas aerodinámicas se generan a lo largo de las palas, que necesitan perfiles especialmente formados, similares a las alas de los aviones. Las fuerzas de alzamiento aerodinámicas crecen con la segunda potencia de la velocidad, y la energía extraída por la turbina con la tercera potencia. Esta situación necesita de una muy eficaz y rápida acción del control de potencia del rotor, para evitar sobrecargar mecánica y eléctricamente al sistema de transmisión de energía. Normalmente a partir de una cierta velocidad de viento, la potencia de salida se mantiene casi constante. Los sistemas de control de potencia más utilizados son: Pitch Control, Stall Control y Active Stall.

3.11.1 Pitch Control: es un sistema de mando activo, de regulación por cambio del ángulo de ataque (α , Figura 3.5a), donde el controlador electrónico de la turbina comprueba varias veces por segundo la potencia generada. Cuando el viento supera la velocidad nominal, la potencia alcanza un valor muy alto, entonces el controlador envía una orden al mecanismo de cambio del ángulo de

paso (θ), que inmediatamente hace girar las palas del rotor ligeramente ofreciendo menos resistencia al viento. Actúa entonces un mecanismo hidráulico o eléctrico haciendo girar las palas alrededor de su eje longitudinal, es decir que las palas cambian el ángulo de ataque (pitch) del flujo de aire entrante, de manera tal que la turbina sólo produce potencia nominal. Y a la inversa, las palas son vueltas hacia el viento cuando éste disminuye de nuevo. En este tipo de aerogeneradores, el ordenador generalmente girará las palas unos pocos grados cada vez que el viento cambie, para mantener un ángulo óptimo que proporcione el máximo rendimiento a todas las velocidades de viento. Este sistema de control tiene tendencia a dejar fija la velocidad de giro.

En los aerogeneradores más grandes el sistema pitch trabaja en forma independiente en cada pala. Algunas ventajas de este sistema son:

- . Permite el control de la potencia bajo todas las condiciones del viento.
- . La turbina puede adecuarse para tener otra potencia nominal (menor), en forma permanente o temporaria, en el caso de que exista este requerimiento por una red débil.
- . Permite producción de energía mayor, bajo las mismas condiciones de viento.
- . Evitan la necesidad de frenos fuertes de emergencia para parar el rotor.
- . Disminuyen las cargas sobre las palas del rotor.
- . Permite atenuar el efecto de la menor densidad del aire (por una elevada altitud sobre el nivel del mar, o por la temperatura del lugar).

3.11.2 Stall control: Es un sistema de control pasivo por pérdida aerodinámica, que reacciona con la velocidad del viento. Las palas del rotor son fijas en su ángulo pitch, y no pueden ser giradas a lo largo de su eje longitudinal (aunque en algunos casos las puntas de las palas pueden girar, en particular para actuar como freno aerodinámico). El perfil de la pala ha sido aerodinámicamente diseñado para asegurar que, en el momento en que la velocidad del viento sea demasiado alta, se creará turbulencia en la parte de la pala que no da al viento, disminuyendo la fuerza ascensional y la velocidad de giro. La pala está ligeramente torsionada a lo largo de su eje longitudinal, en parte para asegurar que pierda la sustentación de forma gradual en lugar de hacerlo bruscamente, cuando la velocidad del viento alcanza su valor crítico. Se requiere que las RPM de las palas se mantengan casi constantes.

La principal ventaja de la regulación por pérdida aerodinámica es que se evitan partes móviles y un complejo sistema de control. Por otro lado, la regulación por pérdida aerodinámica representa un problema de diseño aerodinámico muy complejo, y comporta retos en el diseño de la dinámica estructural de toda la turbina, para evitar las vibraciones provocadas por la pérdida de sustentación. Pero, debido a la naturaleza propia del sistema, la salida de potencia sufrirá una disminución (que puede ser de hasta un 20%) cuando la velocidad del viento sea mayor que la nominal [7].

3.11.3 Active Stall: Últimamente los grandes aerogeneradores (a partir de 1 MW) están siendo desarrollados con un mecanismo de regulación activa por pérdida aerodinámica por turbulencia, similar al sistema Stall. Técnicamente, se parecen a las de regulación por cambio del ángulo de paso (Pitch), en el sentido de que ambos tienen palas que pueden girar alrededor de su eje longitudinal. Para obtener una fuerza de giro razonablemente alta a bajas velocidades del viento, este sistema de control hace girar las palas como las del pitch control, pero, cuando la máquina alcanza su potencia nominal (si el generador va a sobrecargarse), girará las palas en la dirección contraria a la que lo haría el Pitch Control. En otras palabras, aumentará el ángulo de paso de las palas, para llevarlas hasta una posición de mayor pérdida de sustentación por turbulencia en su cara posterior, y poder así consumir el exceso de energía del viento.

Una de las ventajas, es que la producción de potencia puede ser controlada mejor que con la regulación pasiva, con el fin de evitar que al inicio de una ráfaga de viento la potencia nominal sea sobrepasada. Otra de las ventajas es que la máquina puede funcionar muy cerca de la potencia nominal en un amplio rango de velocidad de viento.

OptiTip: este sistema logra optimizar la producción de energía a velocidades bajas de viento (entre la velocidad de arranque y la nominal), mediante el uso de la aerodinámica de las palas. Al mismo tiempo hace posible mantener la emisión de ruido en un nivel bastante bajo. Luego, en el generador, actúan el sistema “OptiSlip” o el “OptiSpeed” para regular la potencia, y asegurar que la energía eléctrica liberada a la red sea de alta calidad [8]. Es decir, para velocidades menores que la nominal, optimizan la salida de potencia eligiendo el mejor ángulo de ataque del viento y la óptima RPM del rotor. Una breve explicación del sistema OptiSpeed se hace unas páginas más adelante, luego del parágrafo sobre generadores.

La experiencia ha demostrado que los sistemas de frenado aerodinámico son seguros, para velocidades superiores a la de corte detendrán la turbina en a lo sumo un par de rotaciones. El sistema de freno mecánico actúa una vez que el rotor se ha detenido.

La tendencia actual en el diseño, es hacia molinos cada vez más grandes. Por otra parte, la obsesión de los fabricantes por tener un número fijo de RPM de las palas, cedió paso a la evidencia de que la transmisión sufría menos y la energía generada aumentaba, si, por mecanismos de “resbalamiento”, se dejaba fluctuar la velocidad de giro. Al permitir esta fluctuación de la velocidad de las palas, resulta entonces innecesario hacer ajustes constantes de pitch o paso para intermediar entre las variaciones del viento y la constancia de frecuencia exigida por la red: los actuadores de regulación de pitch, sobre todo los hidráulicos, suelen requerir de bastante mantenimiento. Lo mejor es que trabajen espaciadamente, en lugar de todo el tiempo.

Debe ser constante la frecuencia de la corriente entregada a la red, pero esto puede lograrse por métodos electrónicos, con convertidores de frecuencia, los que en las dos últimas décadas,

han tenido un gran desarrollo y también una gran disminución de su precio. En muchos casos, la frecuencia es fijada directamente por la red. Hoy en día, hay molinos cuyos generadores pueden operar a dos velocidades distintas (usando todos o algunos de sus pares de polos). Incluso algunos molinos ya tienen incorporados generadores con el sistema OptiSpeed, que permite que el rotor funcione a velocidades variables, hasta en un 60% (se describe después del párrafo siguiente).

3.12 GENERADORES

La energía eléctrica producida por el generador de la turbina y entregada a la red eléctrica, tiene ciertas exigencias en cuanto a su calidad; ellas son: estabilidad en la tensión, estabilidad en la frecuencia y ausencia de ruido eléctrico (por ejemplo, el parpadeo o la distorsión armónica) en la red eléctrica. La elección del tipo de generador y/o del sistema de control es un punto importante a este efecto. Si bien la inmensa mayoría de los aerogeneradores grandes utilizan generadores asíncronos, a continuación se hace una breve descripción de ambos: sincrónicos y asíncronos.

3.12.1 Generador Sincrónico

Básicamente, el rotor tiene un imán (permanente o electroimán) que produce el campo magnético, y en el estator están los arrollamientos. El giro del rotor hace que las espiras del estator corten las líneas de campo, generándose una fem (ley de Lenz) alterna sinusoidal en las bobinas. Se llama sincrónico porque el rotor va a girar a la velocidad exacta de la frecuencia de la red; si el rotor es bipolar (el rotor tiene dos polos), la velocidad de giro será de 50 ciclos/segundo, o 50 Hz. La Figura 3.11 muestra un esquema de un generador sincrónico trifásico, bipolar; en el estator se ven las tres bobinas de igual voltaje y desplazadas 120° . Cuando el rotor está excitado y en movimiento, en las bobinas del estator se genera la fem trifásica y desfasadas 120° entre ellas, sinusoidal. En la práctica, las bobinas están distribuidas en toda la periferia del estator y conectadas en grupos, de manera de mantener el desfasaje de 120° .

En un generador sincrónico trifásico, las bobinas del estator están conectadas a la red eléctrica, de manera que si el par motor aplicado al rotor no tiene la magnitud suficiente (baja velocidad del viento), funcionará como motor consumiendo energía de la red. Al aumentar la potencia del viento y por lo tanto el par motor, comienza a funcionar como generador, entregando a la red (conectada al estator) corriente alterna. La producción de energía eléctrica será mayor si lo son el par motor y el campo magnético del rotor. Al aumentar la velocidad del viento crece el par motor, aunque el rotor girará a la misma velocidad impuesta por la frecuencia de la red.

Si el generador va a conectarse a la red, es necesario que alcance la velocidad de sincronismo, es decir que su velocidad debe coincidir con la frecuencia de la red, además la

secuencia de fase debe coincidir con la de la red, y los voltajes en los terminales del generador y la red también deben ser coincidentes. En estas condiciones, la conexión se efectúa suavemente.

Para permitir una velocidad de giro variable, que siga a la velocidad del viento, aumentando con ello su eficiencia (además se reducen las cargas dinámicas), estos generadores no se conectan directamente a la red, sino que se conectan a un rectificador que convierte CA en CD, luego a un inversor para convertir en CA pero a la frecuencia adecuada, y luego a la red. A este tipo de molinos se les llama de VELOCIDAD VARIABLE.

Los generadores sincrónicos de imán permanente, de gran potencia, hasta hace poco tiempo, no eran muy usados. Entre otras razones porque: los imanes permanentes tienden a desmagnetizarse al trabajar en los potentes campos magnéticos en el interior del generador; estos (fabricados a partir de tierras raras, como el neodimio-hierro-boro) son bastante costosos. Sin embargo, actualmente, parte importante de los nuevos grandes molinos lo usan, por el avance en la tecnología de imanes permanentes, y sobre todo, por el extraordinario desarrollo de la electrónica de potencia, posibilitó una disminución de precio muy importante de estos equipos electrónicos.

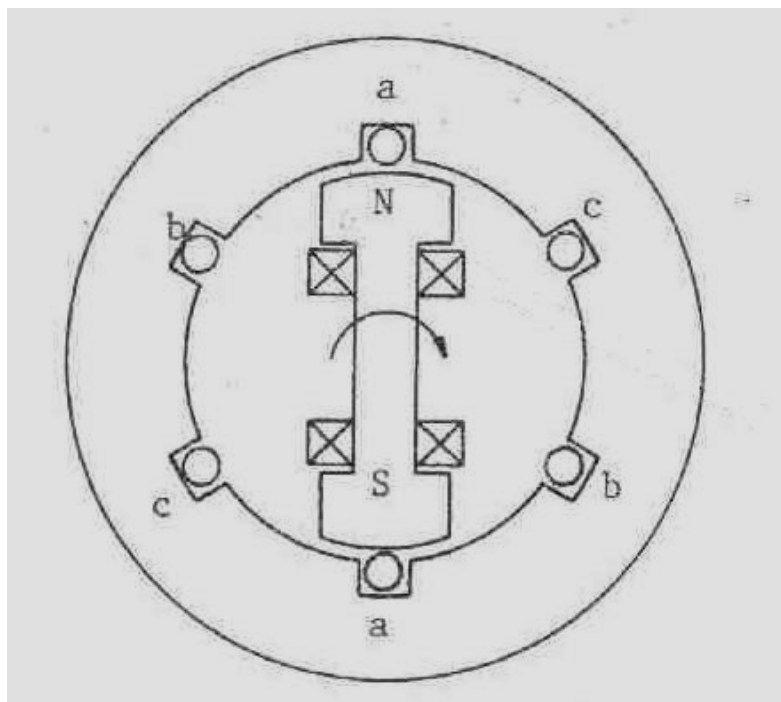


Figura 3.11: Generador trifásico sincrónico de dos polos.

Si la turbina eólica utiliza generador sincrónico, los imanes del rotor son alimentados por corriente continua de la red eléctrica, o imanes permanentes. En el primer caso, dado que la red suministra corriente alterna, hay que convertir la corriente alterna en corriente continua antes de enviarla a las bobinas arrolladas a los electroimanes del rotor, que están conectados a la corriente mediante anillos rozantes (las escobillas ya casi no se usan). Aerogeneradores con este tipo de generador son utilizados para uso aislado donde la frecuencia no sea crítica (iluminación,

calefacción, algunos motores con velocidad de rotación que pueda variar en cierto rango). La ventaja del otro tipo de generador (el asíncrono), es que puede aumentar o disminuir su velocidad de giro si el par torsor varía, debido al resbalamiento. Esta ventaja se reduce a potencias crecientes como las que presentan los grandes molinos de los últimos años, y se requiere un generador asíncrono con rotor bobinado, al que se acopla un “convertidor de frecuencia” (electrónico) de potencia bastante menor a la nominal del generador (se los conoce como DFIG o Doubly Fed Induction Generator, comercialmente Optispeed de Vestas), o un sistema para variar la resistencia rotórica (OptiSlip). Estos sistemas permiten modular el resbalamiento logrando variar las RPM hasta en mas/menos un 30% (DFIG), y controlar la demanda de potencia reactiva.

3.12.2 Generador Asíncrono

La mayoría de los grandes aerogeneradores utilizaban hasta el año 2000 un generador asíncrono trifásico, con rotor de jaula de ardilla, también llamado generador de inducción, para generar corriente alterna. En el estator están las bobinas trifásicas con desfase de 120° , conectadas a la red. El rotor de jaula, Figura 3.12a, consta de barras de aluminio colocadas en ranuras y cortocircuitadas en sus extremos por un anillo del mismo metal. Una propiedad de este rotor es que él mismo adapta el número de polos del estator de forma automática, entonces un mismo rotor puede ser utilizado con una gran variedad de números de polos.



Figura 3.12a: barras y anillos del rotor de jaula, y vista del generador asíncrono

El estator genera un campo magnético rotante de velocidad $2\pi f$, siendo f la frecuencia de la red, para una máquina de dos polos. Este campo induce una corriente eléctrica en las barras del rotor de jaula, que al interactuar con el flujo del estator, produce una cupla la que pone en movimiento al rotor hasta su velocidad de operación. Hasta aquí está funcionando como motor, absorbiendo energía de la red para girar. A medida que el rotor aumenta sus revoluciones, disminuye la corriente inducida en el rotor; hasta que al llegar a la misma velocidad del campo rotante, en el rotor no se inducirá ninguna corriente, y no habrá interacción con el estator (por esta razón un

motor de inducción no puede arrastrar una carga a la velocidad de sincronismo y debe hacerlo siempre a una velocidad menor, de ahí su nombre de asincrónico).

Si se hace girar al rotor a mayor velocidad que el campo rotante del estator, la corriente inducida en el rotor invierte su sentido y en la interacción con el bobinado del estator, le entrega energía eléctrica, pasando a funcionar como generador. Esta es la situación del generador asincrónico: recibe energía del viento que transforma en energía mecánica de rotación en el rotor induciendo energía eléctrica en el estator que es entregada a la red. Cuando por una disminución sostenida del viento, la velocidad de rotación tiende a ser menor que la de sincronismo, un dispositivo electrónico desconecta de la red al sistema, evitando que funcione como motor, y vuelve a conectarlo cuando hay viento suficiente.

La Figura 3.12b muestra el concepto principal de funcionamiento de este generador. La potencia que entrega es proporcional a la diferencia entre la velocidad de sincronismo W_s y la velocidad a la que está girando W . Cuando gira a W_s , no entrega potencia. Para obtener la potencia nominal P_N debe girar a la velocidad nominal W_N , que es mayor que la de sincronismo en un factor S , llamado deslizamiento. “ S ” está en el orden del 0.5% para generadores mayores que de 1 MW, y en un 2% para los más chicos [15].

El generador asincrónico es robusto, como se puede apreciar en la Figura 3.10a, pero su conexión a la red es más simple que el sincrónico. No se usa en sistemas aislados. Al aumentar el viento tenderá a girar más rápido, controlado en este caso hasta cierto rango (“deslizamiento”) por la frecuencia de la red y por otros dispositivos como los llamados OptiTip y OptiSpeed, éste permite cierta variación en el rango de RPM obteniendo una mejor producción del generador.

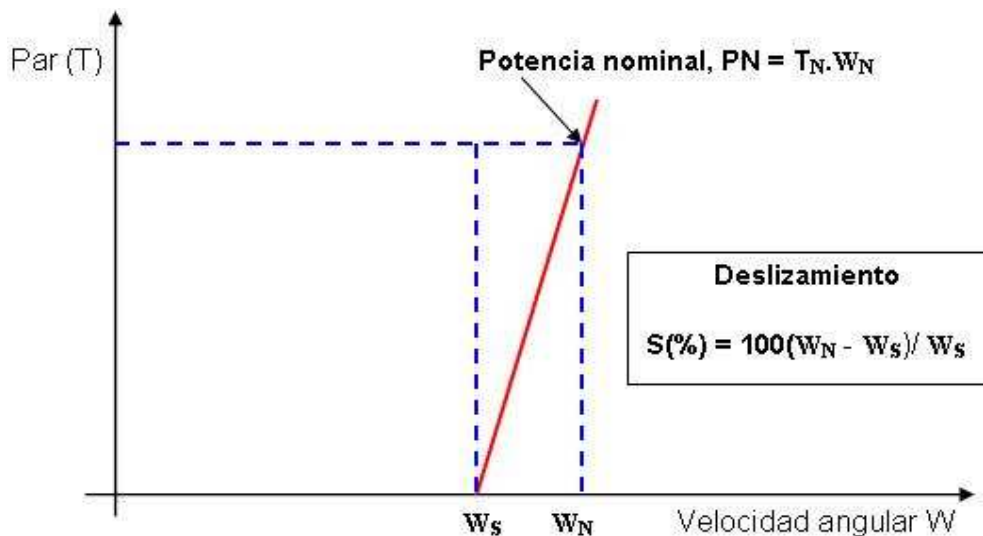


Figura 3.12b: velocidad angular y par motor desarrollado por generadores asíncronos.

OptiSpeed: El propósito de este sistema es aumentar el rango de RPM del generador para maximizar la salida de energía. Permite variar en +30% a -40% de la velocidad de sincronismo del rotor del generador, haciendo posible:

- 1) Un aumento en la producción anual de energía en aproximadamente un 5%, debido a que:
 - La energía del viento es mejor aprovechada si a la velocidad del rotor, especialmente en bajas velocidades de viento se le permite variar, logrando una optimización de la potencia de salida.
 - Cuando el viento provee más energía de la que el generador es capaz de transformar en electricidad, es almacenada como energía cinética rotacional y utilizada cuando la velocidad del viento disminuye.
 - Al permitir variar la velocidad del rotor en un amplio rango, da tiempo a cambiar el ángulo de las palas sin perder la energía del viento.
 - Permite utilizar la energía de las ráfagas transitorias.
- 2) Ajustar y variar la potencia reactiva, sin capacitores. Por defecto el factor de potencia es 1, es decir en este caso no intercambia potencia reactiva con la red.
- 3) Controlar el ruido producido por la velocidad alta de las puntas de las palas. La posibilidad de disminuir la rotación del rotor a bajas velocidades de viento tiene, un considerable efecto de reducción de emisión de sonido de la turbina.
- 4) Reducir el desgaste en caja de engranajes, palas y torre, gracias a los menores picos de carga.
- 5) Mejorar la calidad de la energía: las fluctuaciones de la potencia de entrada, causadas por la variación de la velocidad del viento, es suavizada antes de entregar la energía a la red.
- 6) Un fuerte amortiguamiento de armónicas. Mantiene en un mínimo las distorsiones armónicas, en particular de la 5^o y 7^o armónicas son reducidas por el convertidor.

En resumen, esta tecnología permite que el aerogenerador suministre energía de mejor calidad a la red, con una sincronización rápida, una distorsión armónica reducida y menos fluctuaciones.

3.13 CARGAS SOBRE EL ROTOR

Las cargas son estáticas y dinámicas, y como el viento, son fluctuantes. La fuerza centrífuga es una carga estática perpendicular al eje de giro, proporciona una componente de tracción a lo largo de la pala y otro de flexión en sentido contrario al de las cargas aerodinámicas; los esfuerzos estáticos suelen ser pequeños. Tanto las palas como la torre están sometidos a cargas de fatiga.

Las cargas dinámicas son debidas al giro de las palas. Aparecen debido a las oscilaciones de las palas por la acción del viento; debido a la variación del viento con la altura en particular en los de gran diámetro; al efecto de la estela y de las turbulencias. Estas cargas dinámicas originan un problema de vibraciones en el que se debe estudiar la frecuencia de las fuerzas que intervienen. La frecuencia propia de la estructura soporte debe estar alejada de la de las cargas, pues si se llega a la resonancia se puede destruir el aerogenerador. La torre soporte suele ser cónica de acero, y debe resistir la fuerza centrífuga que habría en caso de ruptura de una pala.

Los efectos estáticos y dinámicos se estudian en situaciones límite, de forma tal que si se asegura que la pala no se rompe, no se romperá en otras situaciones previsibles. Se estudian en particular los esfuerzos actuantes en la velocidad de arranque, la velocidad nominal y la velocidad de corte. El caso extremo a tener en cuenta es cuando el viento es un huracán. El equipo debe soportar los efectos de turbulencia y de estela, y las velocidades máximas o extremas de 3 segundos de duración con períodos de recurrencia de 1 y 50 años. Más adelante se entrará en detalle sobre esto, siguiendo lo indicado por la Norma IEC 61400-1

Las palas de los aerogeneradores de gran porte se construyen de complejos de resinas sintéticas. Fibra de vidrio + resinas epoxy, fibra de vidrio + poliésteres; fibras de carbono + elastómeros, y otras combinaciones.

3.14 REQUERIMIENTOS DE SEGURIDAD EN AEROGENERADORES DE EJE HORIZONTAL

Las AEROGENERADORES de viento son equipos que se ven sometidos a esfuerzos de consideración en virtud de su uso, al trabajar a la intemperie y en muchos casos en climas muy rigurosos. Para asegurar la adecuada respuesta durante su vida útil a los diversos tipos de esfuerzos y otras exigencias referidas a su funcionamiento en cuanto a la calidad del servicio que deben prestar, esto es la provisión de energía eléctrica, en su fabricación se deben cumplir ciertos requisitos que están reglamentados por Normas elaboradas por la IEC (International Electrotechnical Commission). En particular la Norma IEC 61400-1 es la que reglamenta sobre los requisitos de seguridad, y la IEC 61400-21 sobre medición y valoración de las características de la calidad de la energía eléctrica de AEROGENERADORES conectadas a la red de distribución. Paralelamente la European Wind Turbine Standards, conocida por sus siglas como WTS, es quien reelabora o corrige estas normas.

La Comisión Electrotécnica Internacional (IEC): Fundada en 1906, la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) es la organización reconocida a nivel mundial para la elaboración y publicación de normas internacionales en el campo de las tecnologías eléctricas, electrónicas y similares. Éstas conforman la base de la normalización nacional y regional y sirven de referencia al redactar concursos y contratos internacionales. La IEC engloba todas las tecnologías del sector electrotécnico relacionadas con la electrónica, el magnetismo y el electromagnetismo, la electroacústica, la multimedia, las telecomunicaciones y la producción y distribución de energía eléctrica, así como las disciplinas generales asociadas tales como la terminología y los símbolos, la compatibilidad electromagnética, el funcionamiento y la medición, la confiabilidad, el diseño y desarrollo, la seguridad y el medioambiente. La IEC es uno de los organismos reconocidos por la Organización Mundial del Comercio (OMC), la cual le confía el control de las organizaciones nacionales y regionales que acepten utilizar las Normas Internacionales de la IEC como base para

sus normas nacionales o regionales en virtud del Acuerdo de la OMC sobre Obstáculos Técnicos al Comercio

3.15 LA NORMA IEC 61400 – 1

Esta Norma [4] indica requerimientos mínimos de seguridad para AEROGENERADORES de viento. La EWTS [5] con nuevos estudios y mediciones corrige algunos aspectos de sus especificaciones. Se aplica a AEROGENERADORES con área de barrido de palas mayor que 40 m². Cada turbina debe tener como mínimo la siguiente información de forma muy visible:

- Nombre de la fábrica y país.
- Número de serie y modelo.
- Potencia nominal.
- Velocidad de viento de referencia V_{ref} , velocidad de arranque, y de corte.
- Clase de turbina (I a IV o clase S)
- Rango de temperatura ambiente de operación; voltaje en los terminales del generador, frecuencia.

3.15.1 Clases de aerogeneradores según la Norma IEC 61400 - 1

Las condiciones externas a ser consideradas en el diseño de la turbina dependen del sitio donde será instalada. Las clases de aerogeneradores están definidas en función de la velocidad del viento y de los parámetros de turbulencia. La Tabla 3.2 especifica los parámetros básicos (a la altura del eje) que definen la clase de turbina. Además se requieren varios otros parámetros para especificar completamente las condiciones externas usadas en el diseño de aerogeneradores, que veremos enseguida. La vida útil de diseño es a lo sumo de 20 años. En el caso de aerogeneradores clase S, el fabricante, en la documentación del diseño, debe describir los modelos usados y valores de los parámetros más importantes del diseño.

Clase	I	II	III	S
V_{ref} [m/s]	50	42.5	37.5	Valores a ser especificados por el diseñador
A I_{Ref} (-)	0.16			
B I_{Ref} (-)	0.14			
C I_{Ref} (-)	0.12			

Tabla 3.2: parámetros básicos de las clases de aerogeneradores [4].

Donde:

A es la categoría para las características de turbulencia más alta.

B es la categoría para las características de turbulencia media.

C es la categoría para las características de turbulencia más baja.

I_{Ref} es el valor de la intensidad de turbulencia a 15 m/s.

$$V_{ave} = 0.2 * V_{Ref}$$

El régimen de viento para cargas y consideraciones de seguridad se divide en condiciones normales –que ocurrirán frecuentemente durante la operación de la turbina- y condiciones extremas, que ocurrirán con un período de recurrencia de 1 año o de 50 años.

3.15.2 Corrección de la relación V_{ref}/V_{ave} de la Norma IEC 61400 - 1

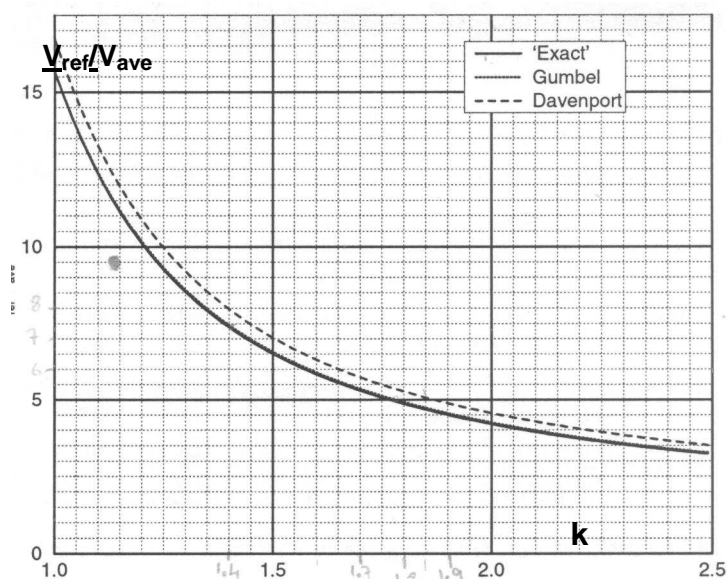


Figura 3.13: V_{ref}/V_{ave} , en función del parámetro de forma de Weibull, k . [5].

Según la Norma, el cociente $(V_{ref}/V_{ave}) = 5$; sin embargo en “EUROPEAN WIND TURBINE STANDARDS II, PART 1, LOAD SPECTRA AND EXTREME WINDS CONDITIONS, SUB C, EXTREME WIND CLIMATE EVENTS” [5], en su página 1Sub C14, corrige este cociente según el gráfico de la Figura 3.13.

3.15.3 Condiciones normales de viento.

Distribución de la velocidad del viento: es importante en el diseño de la turbina, ya que a partir de la distribución de la velocidad del viento es que se determina la frecuencia de ocurrencia de condiciones de carga. En el caso de las clases estándar de AEROGENERADORES, el valor medio de la velocidad del viento sobre un período de tiempo de 10 minutos se calcula con la

distribución de Rayleigh para los propósitos de cálculos de cargas de diseño. La probabilidad a la altura del eje está dada por:

$$P_R = 1 - \exp[-\pi(V_{hub}/2V_{ave})^2] \quad (3.20)$$

El modelo de perfil de viento normal (NWP): el perfil de viento $V(z)$ indica la velocidad promedio como una función de la altura z sobre el nivel del terreno. Para AEROGENERADORES estándar, se asume que este perfil está dado por la ley de la potencia:

$$V(z) = V_{hub}(z/z_{hub})^\alpha \quad (3.21)$$

Se asume $\alpha=0.2$. La $V(z)$ así calculada se utiliza para definir el perfil vertical promedio del viento a través del área barrida por el rotor.

3.15.4 Condiciones extremas de viento.

Las condiciones extremas son usadas para determinar cargas extremas de viento sobre la turbina. Incluyen velocidades pico debido a tormentas y cambios rápidos en velocidad y dirección del viento; están incluidos los efectos potenciales de la turbulencia.

Modelo de velocidad de viento extremo (EWM): la velocidad de viento extrema en 50 años V_{e50} y la velocidad de viento extrema en un año V_{e1} deben basarse en la velocidad de referencia V_{ref} . Para aerogeneradores estándar, se calculan ([5], pp. 1Sub C.18) como función de la altura z con:

$$V_{e50(z)} = 1.4 * V_{ref} * (z/z_{hub})^{0.11} \quad (3.22)$$

$$V_{e1(z)} = 0.75 * V_{e50(z)} \quad (3.23)$$

Las ráfagas extremas de viento $V_{e50(z)}$ y $V_{e1(z)}$ se pueden calcular como indica la EWTS II, ([5], pp.1Sub C.9). En este sentido, la expresión para calcular la velocidad de referencia es:

$$V_r / V_{ave} = [1 / \Gamma(1+1/k)] * [-\ln\{1 - \exp[(\ln(1-1/T_r))/n]\}]^{1/k} \quad (3.24)$$

donde:

Γ es la función gamma

K es el factor de forma de Weibull

T_r es el período de recurrencia

n es 23037, para base de datos de viento promediados cada 10 minutos.

Este cociente se puede obtener utilizando una planilla de cálculo. Se debe hacer para cada turbina de la granja eólica; una vez obtenido, al multiplicar por la V_{ave} (velocidad media) a la altura del eje, se obtiene la velocidad de referencia para cada una.

Luego se debe comparar el valor obtenido con las que indica la Norma: V_{ref} , Velocidad media máxima, y las $V_{e50(z)}$ y $V_{e1(z)}$, ecuaciones (3.14) y (3.15).

El valor de $n=23037$ se toma de acuerdo con el proyecto "EWTS-II" ([6], pp.1Sub C.12). El razonamiento para llegar a este valor de n es el siguiente: La expresión utilizada para calcular V_{ref} depende del N° de eventos independientes, n . Tenemos valores de viento promediados a 10 minutos, lo que hace un total de 52596 datos/año. En la práctica se observa que los valores de 10 minutos adyacentes no son independientes. De acuerdo con algunos autores, el N° efectivo de valores independientes, n , se puede obtener de la siguiente expresión:

$$n = v_T \cdot T_p \quad (3.25)$$

donde:

v_T es la frecuencia efectiva válida para un tiempo de promediado T ;

T_p es el periodo de tiempo en el que se han tomado las n observaciones independientes;

T [s]	v_{T-B} [s^{-1}]	v_{T-VK} [s^{-1}]	v_{T-K} [s^{-1}]	q_{T-B}	q_{T-VK}	q_{T-K}
600	0.00073	0.000526	0.000522	0.18	0.167	0.163
60	0.00100	0.004637	0.004456	0.48	0.541	0.482
10	0.00460	0.019240	0.020772	0.78	0.853	0.775
5	0.00790	0.030721	0.035490	0.85	0.909	0.852
3	0.01000	0.042996	0.051734	0.89	0.936	0.893
1	0.02400	0.088163	0.112265	0.95	0.970	0.948

Tabla 3.3: Frecuencia efectiva v_T y la relación $q_T = \sigma_T/\sigma_u$ para varios tiempos promedios T , [5],

Pág. 1 Sub C.13.

De acuerdo con los cálculos realizados en EWTS-II, para $T = 600$ segundos (10 minutos), tenemos $v_T = 0,00073$ (Tabla 3.2) y $T_p = 31557600$ segundos, de donde se obtiene $n=23037$.

3.16 CONEXIÓN DE LA GRANJA A LA RED

El crecimiento de la demanda de energía eléctrica hizo que la capacidad de los sistemas de transmisión se vea disminuida, lo que trajo como consecuencia problemas de estabilidad de tensión que no habían sido observados nunca antes en los sistemas eléctricos de potencia. Se define estabilidad de tensión a la capacidad que tiene un sistema eléctrico para retomar un nuevo

punto de equilibrio estable o de volver al punto de equilibrio original tras la ocurrencia de una perturbación [9], [10].

Este problema es una de las principales limitaciones que tienen las granjas eólicas en cuanto a su penetración en el sistema eléctrico, por las perturbaciones en la estabilidad y calidad de la tensión que puede generar la variación de la velocidad del viento. Los estudios desarrollados en este campo permitieron que hoy en día se puedan establecer métodos de control que garantizan, dentro de ciertos límites, que el sistema se mantenga estable a pesar de la naturaleza de la fuente.

En consecuencia, previo a la conexión de una central eólica a la red eléctrica, se debe realizar un análisis de: el recurso, la capacidad de la línea y las características de la electricidad generada. Los parámetros más relevantes son:

- Características del viento: velocidad y variación en el tiempo.
- Tecnología constructiva de la turbina: tipo de generador eléctrico, velocidad de rotación, forma de conexión a la red.
- Características de la red: regulación de la tensión de conexión, potencia de corto circuito.

El viento es un recurso que varía temporalmente, con períodos de calma en cuyo caso la velocidad será menor que la de arranque de la turbina, períodos en que la turbina va a generar mayor cantidad de energía a medida que aumenta la velocidad del viento (esto es cuando la velocidad esté comprendida entre la de arranque y la nominal de la turbina), otros en los que va a generar en forma constante a pesar que aumente la velocidad del viento, y otros en los que por la alta velocidad del viento, mayor que la de corte, la turbina saldrá de funcionamiento hasta que dicha velocidad sea tal que no ponga en riesgo su integridad estructural. Esta es la forma que tiene la turbina de administrar la variabilidad del viento: con la velocidad de arranque, la generación plena a partir de la velocidad nominal, y con la velocidad de corte.

Por su parte, la turbina va a generar potencia eléctrica en función de la velocidad del viento a la tercera potencia, pero no en forma lineal con v^3 , sino siguiendo su propia curva de potencia. Es decir que la potencia eléctrica generada por la central eólica, que será inyectada a la red, tendrá la característica de ser continuamente fluctuante.

Los molinos con caja multiplicadora, a veces llamados de velocidad "fija", están conectados directamente de la salida del generador a la red (el otro tipo de turbina en uso, sin caja multiplicadora y de velocidad variable, se conecta a la red a través de convertidores de frecuencia).

En el conexionado a la red de los aerogeneradores con caja multiplicadora, en particular se debe prestar atención a:

- Consumo elevado de potencia reactiva.
- Transitorios en el momento de entrada a la red.
- Elevadas fluctuaciones de potencia.

- Fluctuaciones de tensión.

Si los aerogeneradores están equipadas con generadores asincrónicos, no se producirán mayores problemas con los transitorios, ya que éstos son propios de los generadores sincrónicos.

Las fluctuaciones de potencia ocurren durante prácticamente todo el tiempo de funcionamiento, por las características del recurso (viento) y la curva de potencia de la turbina. Ocurren variaciones en la potencia máxima instantánea, y también variaciones en la tensión:

Flicker: es una variación de tensión de la red, que se manifiesta en el cambio de la intensidad luminosa de una lámpara incandescente. Normalmente son variaciones cortas de tensión, y puede ser de importancia si la central está conectada a una red débil. En el caso de molinos con caja multiplicadora, este defecto debe resolverse mediante controladores electrónicos en los generadores.

Otros fenómenos que se deben evitar son el desfasaje (entre red receptora y punto de salida de la central) y las sobre intensidades de corriente eléctrica, que pueden ocurrir si una sección de la red se desconecta de la red eléctrica principal, por ejemplo debido a cortocircuitos. Si los generadores de las aerogeneradores siguen funcionando y conectados a la parte de la red que ha quedado aislada, es muy probable que las dos redes separadas pierdan su fase. El restablecimiento de la conexión a la red eléctrica principal puede causar grandes sobre intensidades en la red y en el propio generador de la turbina. Además se producirían problemas por los grandes esfuerzos en la transmisión mecánica (ejes, multiplicador y rotor).

Para prevenirlos, el controlador electrónico estará constantemente vigilando la tensión y la frecuencia de la corriente alterna de la red, de manera que si una, o ambas, de la red local, salieran de ciertos límites durante una fracción de segundo, la turbina se desconectará automáticamente de la red, e inmediatamente después se parará, activándose los frenos aerodinámicos. Para volver a entrar al sistema, los aerogeneradores están equipadas con un "encendido suave" electrónico, que eleva gradualmente el voltaje en los terminales del generador, limitando la amplitud de la corriente a valores aceptables.

A continuación se mencionan algunos métodos utilizados para el control de problemas derivados de la conexión de granjas eólicas a la red.

3.16.1 Método de las curvas PV

Muchos de los molinos conectados a red tienen generadores asíncronos, los que entregan energía activa, y consumen de la red energía reactiva. Así, el control de tensión y la compensación de reactivos, son parámetros importantes a controlar cuando grandes granjas eólicas son planificadas en áreas distantes del sistema principal de transmisión de potencia. Las

redes de potencia pueden sufrir inestabilidad de tensión cuando no son capaces de entregar la suficiente potencia reactiva que demandan grandes cargas; los molinos eólicos pueden ser considerados grandes cargas reactivas cuando son conectados a la red, o una carga compleja con parte real negativa (puesto que entregan potencia activa) [10]. Se debe garantizar la generación de reactivos en aquellos puntos más débiles de la red donde se estime que un aumento de carga reactiva pueda causar inestabilidad de tensión.

Para mantener la estabilidad de tensión, hay métodos de estudio que pueden dividirse en dos categorías principales: por una parte, realizar un análisis para conocer la máxima penetración eólica, y por la otra, establecer los controles correctivos para volver el sistema a su normalidad luego de que una perturbación lo hubiera llevado a la inestabilidad.

Desde otro punto de vista, al análisis de estabilidad de tensión se lo puede clasificar también de dos maneras: a corto y a largo plazo [10].

Para el corto plazo se realiza un estudio del transitorio luego de los primeros segundos de una falla, que puede ser una pérdida de generación en el sistema, por lo que se suele decir que la estabilidad a corto plazo considera que las dinámicas dominantes son los generadores síncronos y sus sistemas de control primarios. La corrección de este tipo de inestabilidad puede hacerse mediante controladores estáticos de potencia, compensadores síncronos, o por reguladores de tensión en las máquinas síncronas [10].

En el análisis a largo plazo, se estudia el comportamiento del sistema durante varios minutos, frente a un aumento considerable de la carga que puede volver inestable al sistema, o frente al aumento de consumo de potencia reactiva por parte de los generadores asíncronos debido a la entrada en el sistema de una granja eólica. Este análisis se realiza para mejorar la planificación y operación de los sistemas y encontrar los parámetros de los controladores de tensión y velocidad o frecuencia que mejor se adapten a cada una de las máquinas, a fin de garantizar una buena respuesta frente a una contingencia.

Se considera que una red es lo suficientemente robusta cuando su potencia de cortocircuito es igual o mayor que 20 veces la potencia instalada de la granja eólica. Cuando esta condición no se cumple, hay varios métodos para realizar el estudio de la estabilidad del sistema ante la presencia del parque eólico. Uno de estos métodos, es el denominado Método PV (Potencia – Tensión), en el que se realizan simulaciones variando la potencia y observando el comportamiento de la tensión de la red. En la simulación, al variar la potencia que entrega la granja eólica, se observa el punto en el que la tensión sale del rango del 95% al 105% de la tensión de la red; este punto determina la máxima penetración eólica en la red, con un factor de potencia de 93% [10].

3.16.2 Verificación por la potencia de corto circuito.

Las principales características de la red eléctrica a tener en cuenta, son:

- La topología de la red.
- La tensión en el punto de salida del parque eólico (P_{SP}) y de conexión a la red (P_{CC}).
- “Fortaleza” de la red.

Una regla práctica para determinar hasta qué potencia (de la central eólica), es factible la inyección a la red, es la que se obtiene mediante el cálculo de la Relación de Corto Circuito [11]

$$R_{CC} = P_{CC,Min}/P_{NCE}. \quad (3.26)$$

Donde (ver Figura 3.14):

$P_{CC,Min}$: potencia de corto circuito mínima, de la red.

P_{NCE} : potencia nominal de la central eólica.

- Si $R_{CC} > 20$. Conexión sin problemas.
- Si $10 < R_{CC} < 20$. Normalmente, no debería haber problemas. Pero es mejor hacer el análisis del impacto de la central en la red.
- Si $R_{CC} < 10$, Se debe hacer una simulación detallada del impacto de la entrada de la central eólica.

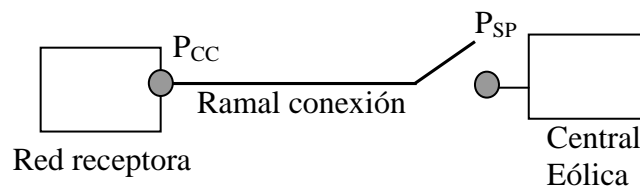


Figura 3.14: esquema de conexión central eólica – red receptora.

3.16.3 Red ficticia para determinar fluctuaciones de voltaje (Norma IEC 61400-21).

La norma internacional que reglamenta las características de calidad de la potencia generada por los aerogeneradores conectados a la red de distribución eléctrica, es la IEC 61400 – 21 [4]. Esta indica que las mediciones de los parámetros de calidad, en particular para determinar las fluctuaciones de tensión, deben hacerse para la turbina conectada a red de media tensión (1 a 35 kV). Pero, la red puede tener sus propias fluctuaciones de carga que pueden causar fluctuaciones de voltaje importantes. Para lograr que los resultados del test de la turbina sean independientes de la red, la Norma indica un método que simula las fluctuaciones de voltaje de la turbina, mediante el uso de una red ficticia sin fluctuaciones de voltaje:

La red ficticia que propone la Norma es la que se muestra en la Figura 3.15, en la que:

$u_0(t)$: fuente de voltaje que representa a la red ficticia.

R_{fic} : resistencia de la red ficticia.

L_{fic} : inductancia de la red ficticia.

$i_m(t)$: fuente de corriente, representa al aerogenerador.

$u_{fic}(t)$: voltaje simulado en los terminales del aerogenerador.

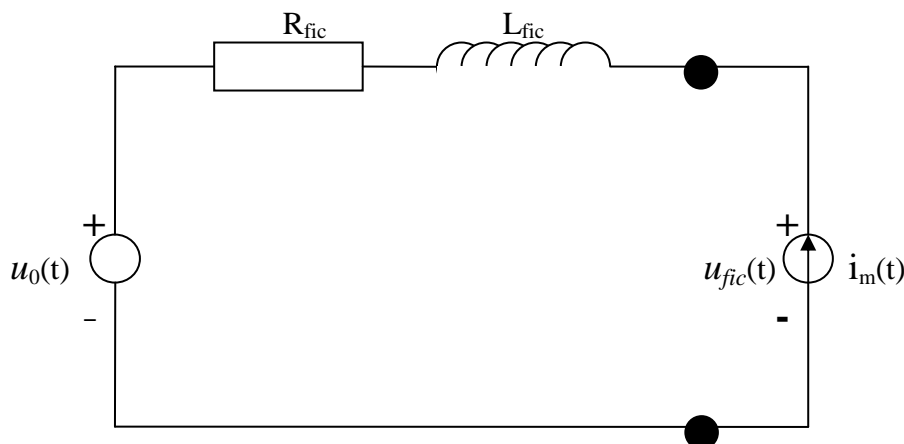


Figura 3.15: red ficticia para simulación de voltaje [4].

Aplicando la ley de Kirchoff de voltaje:

$$u_{fic}(t) = u_0(t) + R_{fic} \cdot i_m(t) + L_{fic} \cdot d i_m(t)/dt. \tag{3.27}$$

$u_0(t)$ se define como:

$$u_0(t) = (2/3)^{1/2} U_n \cdot \text{sen}(\omega_m(t)) \tag{3.28}$$

Donde: U_n es el valor RMS del voltaje nominal de la red.

$\omega_m(t)$ está dado por:

$$\omega_m(t) = 2 \cdot \pi \cdot \int_0^t f(t) \cdot dt + \omega_0 \tag{3.29}$$

Donde:

$f(t)$ es la frecuencia de la red.

ω_0 = es el ángulo de fase con $t=0$.

R_{fic} y L_{fic} deben seleccionarse para obtener el ángulo de fase (de la impedancia de la red) apropiado Ψ_k :

$$\tan(\Psi_k) = \frac{2\pi \cdot f_g \cdot L_{fic}}{R_{fic}} = \frac{X_{fic}}{R_{fic}} \tag{3.30}$$

Luego, la potencia aparente de cortocircuito trifásica de la red ficticia se calcula con la siguiente expresión:

$$S_{k, fic} = \frac{(U_n)^2}{((R_{fic})^2 + (X_{fic})^2)^{1/2}}$$

(3.31)

Es importante tener en cuenta la distancia a la que se encuentran líneas de transmisión de 132 kV y de 500 kV, del probable sitio de ubicación del parque eólico. Es el Ente Nacional de Regulación de Energía (ENRE), quien dará la autorización para el conexionado.

3.17 MOLINOS MADE IN ARGENTINA

En Argentina actualmente hay dos empresas que están fabricando molinos de gran porte, habiendo instalado ya en ambos casos el prototipo para la certificación de la curva de potencia. Se trata de las firmas IMPSA y de NRG PATAGONIA. A continuación se hace un breve descripción del molino de 1.5 MW de cada una de ellas.

3.17.1 Molino de IMPSA

Este aerogenerador se caracteriza principalmente por haber eliminado la caja multiplicadora. El generador es multipolo, sincrónico y está directamente acoplado al rotor. Además, se eliminaron los dispositivos rotantes de transmisión eléctrica para excitación del inductor, ya que éste está formado por imanes permanentes, como se muestra en la figura siguiente.

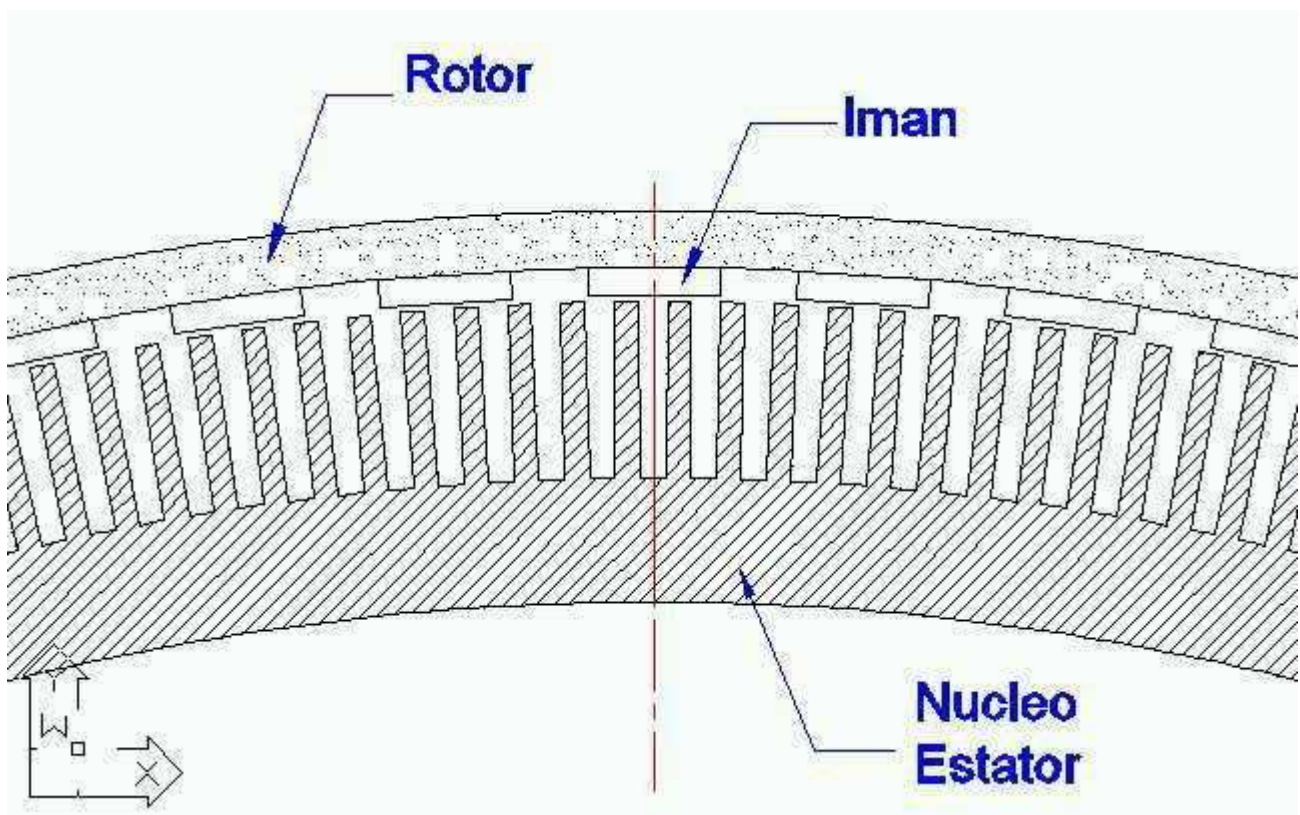


Figura 3.16: Rotor al que van adosados los imanes permanentes. [IMPSA].

La generación eléctrica es en corriente alterna, luego se la rectifica, para luego mediante un convertidor nuevamente se convierte en corriente alterna, a la frecuencia de red, y a un voltaje de 690 V, luego mediante un transformador se eleva a media tensión, 13.8 kV. En la Figura 3.4 se puede ver un esquema de lo mencionado. En la Tabla siguiente se resumen las características principales del molino de IMPSA IWP-70 UNIPOWER, clase 1S.

IMPSA IWP-70 UNIPOWER, clase 1S.			
Potencia nominal	1500 kW	GENERADOR	
Regulación de potencia	Control de ángulo de paso en c/u de las palas, con reserva energía de emergencia. PITCH CONTROL.	Tipo	DDPM (Direct Drive Permanent Magnet); 50-60 Hz; Refrigeración por aire.
Velocidades de arranque, nominal y corte	3.5 m/s; 12 m/s; 25 m/s	SISTEMA DE FRENADO	
Velocidad de supervivencia	77 m/s	Freno aerodinámico	Tres sistemas independientes con control de ángulo de paso y reserva de energía de emergencia.
Normas de diseño	IEC 61400-1; IEC WT01.	Freno mecánico	De disco, con dos actuadores del tipo "fail-safe"
Clase	1S	Bloqueo mecánico	Hidráulico para tareas de mantenimiento.
ROTOR		SISTEMA DE ORIENTACIÓN	
Diámetro	70 m	Tipo	Activo, con rodamiento de aro dentado.
Área barrida	3848 m ² .	Actuadores	Cuatro moto reductores (motor eléctrico + caja planetaria)
Velocidad	Variable, 6 rpm a 19 rpm	TORRE	
Tipo	Unipower®, eje horizontal	Tipo	Tubular de acero
Sentido de rotación	Horario	Altura del eje	71.8 m
PALAS		Protección anticorrosivo	Pintura
Cantidad, fabricante	3 palas; IMPSA Wind.		
Material.	Fibra de vidrio y resina con protección contra UV.		

Tabla 3.4: datos técnicos del molino de 1.5 MW, IWP-70, de IMPSA.

En los gráficos siguientes se muestran los coeficientes de potencia (C_p) y de arrastre (C_t , o también llamado C_d en otro lugar de este capítulo) en función de la velocidad del viento, y la curva de potencia del molino.

IWP - 70

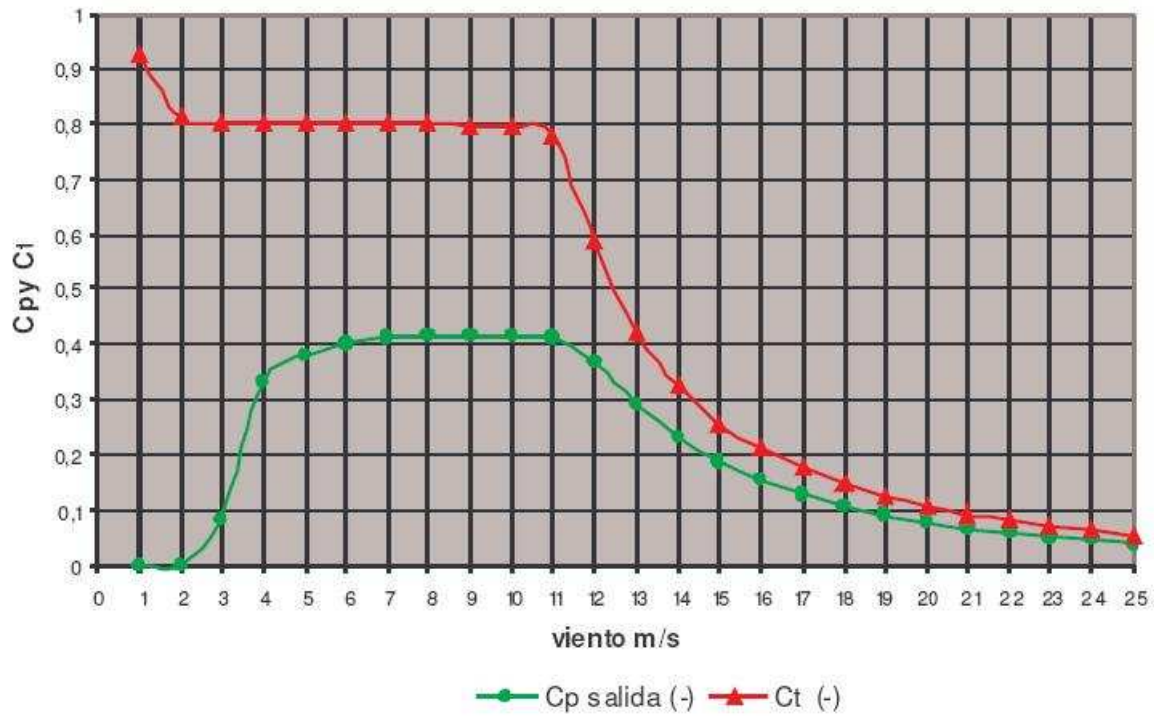


Figura 3.17: Coeficientes de potencia y de arrastre según velocidad del viento. IMPSA.

IWP - 70

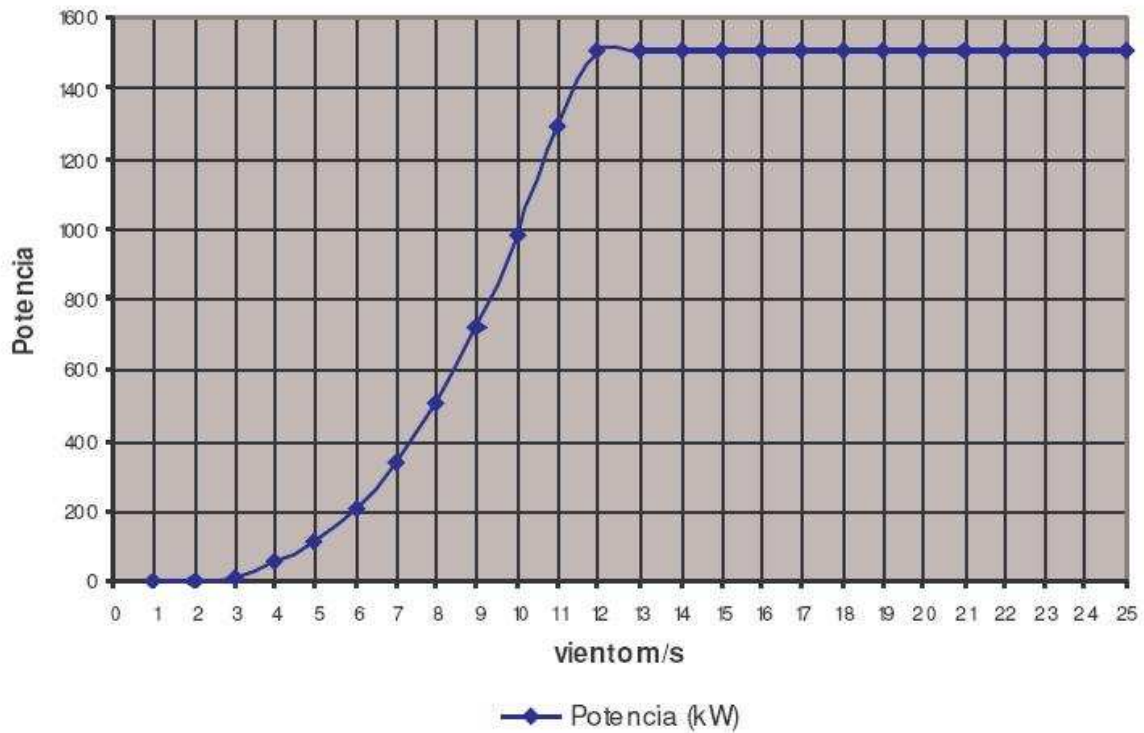


Figura 3.18: Curva de potencia. IMPSA.

3.17.2 Molino de NRG PATAGONIA

V Este molino tiene generador asincrónico, con caja multiplicadora, con mejora por resbalamiento del orden del 1.7%. Opera a 680 V, 50 Hz, con voltaje en el secundario a definir por el comprador. Tiene control de potencia pitch independiente en cada pala.

En la Tabla siguiente se resumen las características principales del molino NRG 1500, clase S (I+) y clase IIA.

NRG 1500, clase S (I+) y clase IIA.			
Potencia nominal	1500 kW	GENERADOR	
Regulación de potencia	Control de ángulo de paso en c/u de las palas, con reserva de energía de emergencia. PITCH CONTROL.	Tipo	Asincrónico, 1500 kW, 50-60 Hz; 4 polos, 1526 rpm
Velocidades de arranque, nominal y corte	4 m/s; 12.5 m/s; 28 m/s	SISTEMA DE FRENADO	
Velocidad de supervivencia	71.6 m/s	Freno aerodinámico	Tres sistemas independientes con control de ángulo de paso.
Certificación	DEWI OCC Class S(I+) y Class 2A.	Freno mecánico	De disco de freno en eje de alta velocidad.
Altura del eje	69.2 m	Bloqueo mecánico	Sistema de traba de rotor.
ROTOR		SISTEMA DE ORIENTACIÓN	
Diámetro	64 m	Tipo	Rodamiento sobre patines poliamida.
Área barrida	3217 m ² .	Cantidad	Cuatro moto reductores eléctricos.
Velocidad de rotación nominal	19.3 rpm	TORRE	
PALAS		Tipo	Tubular tronco cónica de acero soldado calidad F36
Cantidad	3 palas	Altura del eje	69.2 m
Material.	Fibra de vidrio epoxy	Protección anticorrosivo	Normal corrosion class ISO 12944
		Acceso	Ascensor (opcional)

Tabla 3.5: datos técnicos del molino de 1.5 MW, NRG 1500.

En los gráficos siguientes se muestran los coeficientes de potencia (C_p) y de arrastre (C_t) en función de la velocidad del viento, y la curva de potencia del molino.

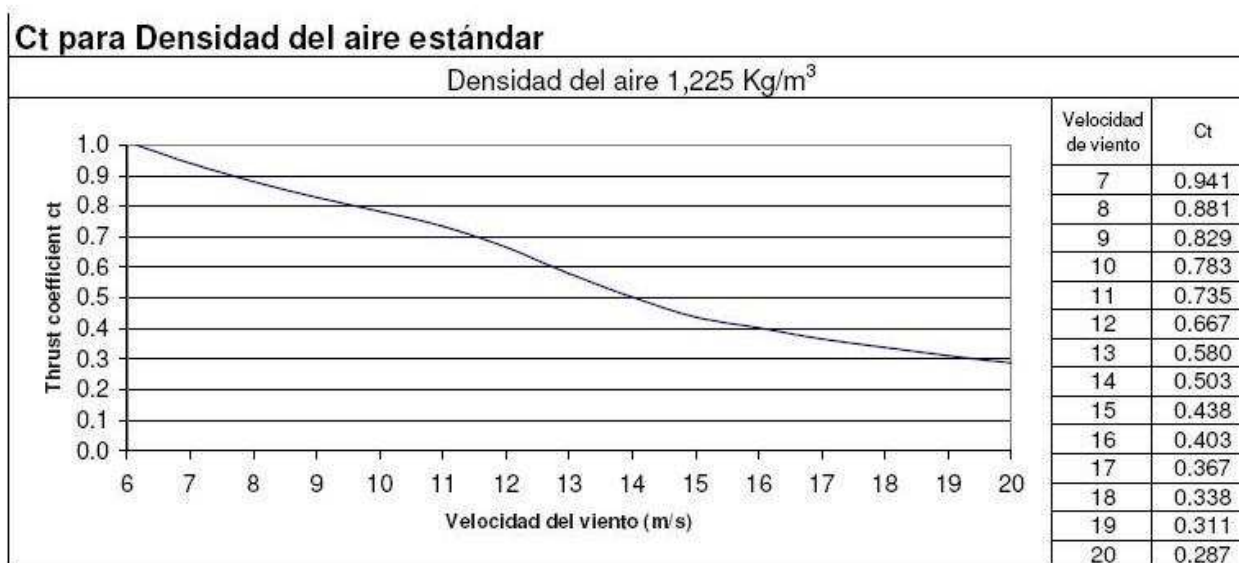


Figura 3.19: Coeficientes de potencia y de arrastre según velocidad del viento. NRG.



Figura 3.20: Curva de potencia. NRG.

CITAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] La Energía Eólica, Tecnología e Historia. J. C. Cádiz Deleito. Editorial Hermann Blume.
- [2] ENERCON, www.enercon.com.
- [3] NEG – MICON, www.neg-micon.com.
- [4] International Standard. IEC 61400 – 1, 3a edición; IEC 61400 – 21. International Electrotechnical Commission. Web site: <http://www.iec.ch>
- [5] European Wind Turbines Standards II. Netherlands Energy Research Foundation ECN; RISO National Laboratory; Teknikgruppen AB; CRES.
- [6] Energía del viento y diseño de AEROGENERADOR. Ricardo Bastianon. Tiempo de Cultura Ediciones. Buenos Aires. 2º Edición, 1994.
- [7] Stall contra Pitch Regulated Wind Turbines. H.K.Jorgensen. VestasWindSystem. 1991-05-28.
- [8] OptiSpeed™ Vestas Converter System. General Edition. Class 1. Item947543.R2. 2005-07-20
- [9] Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica. Antonio Gómez Expósito.
- [10] Estabilidad de tensión en un sistema eléctrico de potencia variando la penetración eólica. Carlos J. Arosemena. CAEsoft Consulting. 2004.
- [11] Integração de Centrais Eólicas na Rede Elétrica. Ana Estanqueiro. CYTED-RIGE. Rede Ibero-Americana de Geração Eólica. Comodoro Rivadavia, Chubut, Argentina, 4/Dic/2001.
- [12] International Standard. IEC 61400 – 21. Web site: <http://www.iec.ch>
- [13] Antonio Crespo Martinez y otros, Cap: La energía Eólica, del libro Energías Renovables para el Desarrollo, coordinador José De Juana. Edit. Thomson – Parainfo.
- [14] Energía Eólica, centrales eoloeléctricas. Instituto de Investigaciones eléctricas. México. 1999. ISBN 968-6114-14-9.
- [15] II Curso Centroamericano de Generación de Electricidad por medio de Energía Eólica. Herman Snell. Netherlands Energy Research Foundation, ECN, Costa Rica, 1997.

CAPÍTULO 4: Diseño de granja eólica, incertidumbres en la producción, ráfagas extremas, costo del kWh generado.

4.1 INTRODUCCIÓN

Este capítulo tiene por objeto guiar al lector a manejar las herramientas para calcular la energía anual que producirá una granja eólica en proyecto, a optimizar la ubicación de las turbinas en el sitio de manera que su producción sea alta, y al mismo tiempo que cumpla con ciertos requisitos exigidos como niveles de turbulencia, condiciones extremas de viento del lugar, y espaciamiento entre sí de los molinos.

Para lograr este fin, se explicarán los pasos que se siguieron para el diseño de una granja eólica ubicada en las proximidades de la ciudad de Comodoro Rivadavia, Chubut, Argentina. Se ha utilizado un soft adecuado para este tipo de trabajo. Debemos disponer de los siguientes datos y elementos:

- Datos de viento medidos (velocidad y dirección) de algunos años del sitio, o en su defecto de varios meses del sitio y de algunos años de estación meteorológica para hacer la extensión de la serie de los datos del sitio a la cantidad de años de la estación, mediante el método MCP, descrito en capítulos anteriores.
- Carta planialtimétrica de la zona del proyecto, digitalizada, para que el programa pueda leerla. (Figura 4.1)
- Datos meteorológicos del sitio: Temperatura media anual (para el cálculo de la densidad del aire), máxima absoluta y mínima absoluta.
- Conocer la distancia a redes de distribución de la energía eléctrica, capacidad de las redes.

4.2 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El objetivo principal perseguido por este proyecto es la generación de energía eléctrica mediante el aprovechamiento de un recurso natural renovable y no contaminante: el viento.

El parque eólico estará formado por 40 aerogeneradores NEG MICON 64/1500 de 1.5 MW de potencia unitaria, de 64 metros de diámetro de pala, altura del eje 60 metros, generador asíncrono 690V/50Hz, tipo tripala horizontal, lo que totaliza una potencia instalada de 60 MW. La energía generada se inyectará al Sistema Interconectado Nacional.

Las máquinas producen energía eléctrica a 690 V, es elevada en un transformador a 13.2 kV para su transporte. El transformador está situado en el interior de la torre de cada aerogenerador y comprende las celdas de maniobra y protección a tierra además de un transformador de aislamiento seco de 800 kVA. La interconexión de los molinos se realiza mediante una línea aérea que los conecta con la red de distribución primaria de 13,2 kV que recoge la energía generada en el parque y realiza la medida para la facturación.

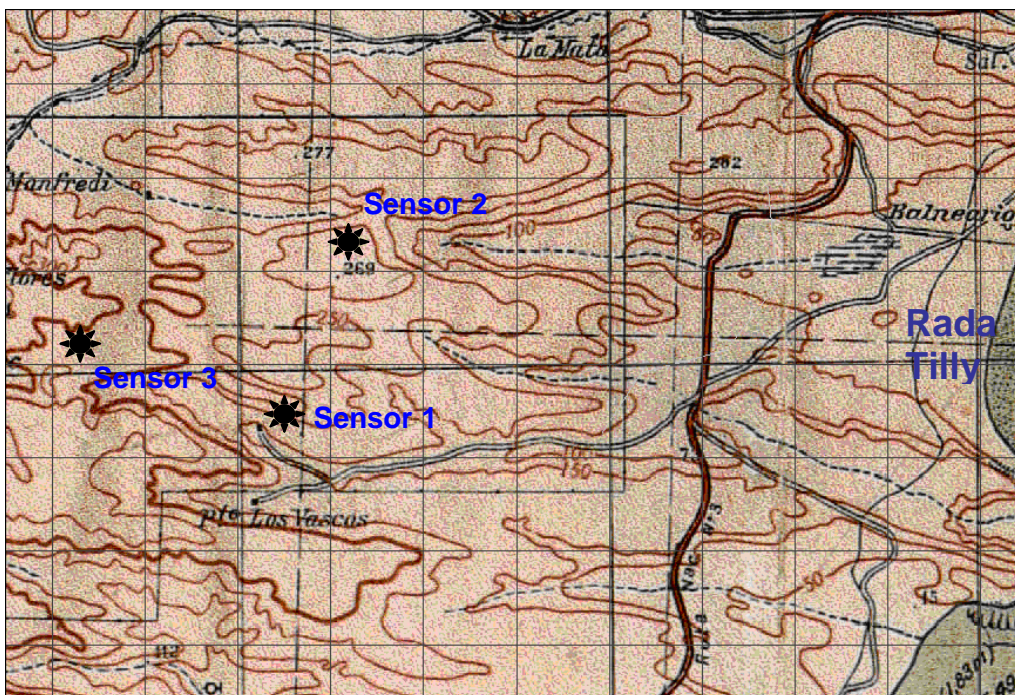


Figura 4.1: Plano con curvas de nivel del sitio, ubicación de anemómetros. Cuadrículas de 1000 m de lado. [1].

4.3 PROGRAMA DE TRABAJO

Se prevé que en un plazo de tiempo máximo de 6 (seis) meses desde el inicio de las obras debe ponerse en producción la Central Eólica. El Plan de Obra se ve en la Tabla 4.1.

	Semana	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Obra Civil																									
Replanteo de Cimentaciones		X	X																						
Caminos internos en la central		X			X			X																	
Cimentaciones				X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X											
Infraestructura Eléctrica																									
Acopio de materiales			X	X			X	X			X	X			X	X									
Tendido de cables												X	X	X	X	X	X	X							
Conexionado																		X	X						
Aerogeneradores																									
Fabricación Torres y otros en Comodoro		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X												
Embalaje góndolas y taller							X	X	X	X	X	X	X												
Instalación en campo							X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X							
Equipo de control.																		X	X	X					
Pruebas y Puesta en Marcha																									
Prueba de instalación eléctrica												X	X	X	X	X	X	X							
Puesta en marcha del parque															X	X	X	X							
Pruebas de recepción																			X	X	X	X	X		
Limpieza																			X	X	X				

Tabla 4.1: cronograma de las obras de la central eólica.

4.4 RECURSO EÓLICO

En el sitio de emplazamiento del parque eólico se cuenta con los datos de velocidad, desviación estándar y dirección de viento, a 10 m y 30 m de altura, de tres estaciones de toma de datos durante un año (Sensor 1, Sensor 2 y Sensor 3, Figura 4.1), y para la extensión de la serie, con los datos de la Estación Meteorológica de Comodoro ubicada a unos 15 km del sitio, en promedios horarios, de velocidad y dirección de viento, durante 6 años. El viento viene en forma predominante desde el Oeste, como puede apreciarse en la rosa de los vientos de la figura siguiente. La velocidad media anual a los 10 m de altura es 7.90 m/s y a los 30 m es 9.30 m/s. El viento se ha medido con un equipo NRG de toma de datos de velocidad y dirección, con datalogger Wind Explorer, entregando un dato cada 10 minutos.

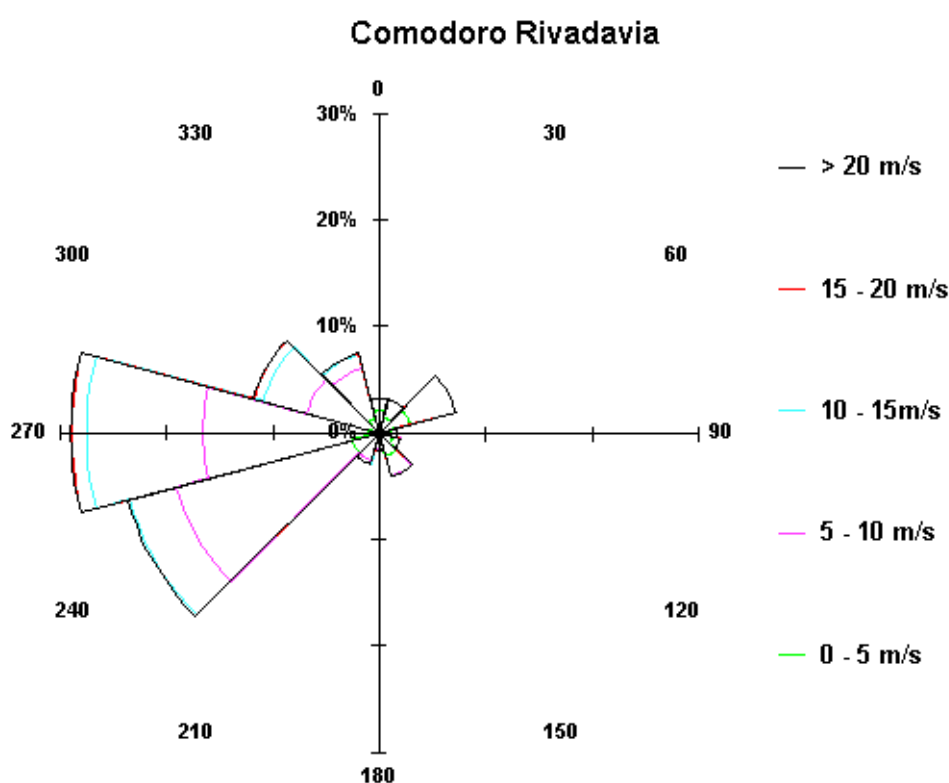


Figura 4.2: rosa de los vientos del sitio.

Con estos datos y los modelos tridimensionales de orografía, rugosidad y viento del programa utilizado, se determinaron los valores de velocidad media en la zona de estudio y a la altura del rotor de los aerogeneradores obteniendo el mapeo eólico del sitio.

El ajuste necesario para lograr cero divergencia se determina mediante una resolución iterativa de un conjunto de ecuaciones parciales - diferenciales. Una malla de elementos finitos se establece a lo largo de la región de interés, y las variables claves se definen en los centros o las caras de cada celda de la grilla definida previamente en el programa. Entonces, el campo se ajusta en cada punto hasta que la divergencia se reduzca por debajo de un nivel de tolerancia.

Dos factores tienen un gran efecto sobre los pronósticos de este modelo:

- El primero es el campo inicial de viento. Ya que el mismo se deriva de las observaciones, el requerimiento más importante es que sean precisas y representativas de las condiciones a lo largo de la región.
- El segundo factor son los cálculos relativos dados por los ajustes verticales y horizontales del campo de viento. La relación entre estos cálculos, llamada relación de estabilidad, es una medida de estabilidad térmica. La relación de estabilidad utilizada corresponde a una atmósfera térmicamente neutra en la que una porción de aire se mueve tan fácilmente vertical como horizontalmente.

El modelo está basado en una división de un campo con flujo asumido naturalmente estratificado dentro de capas internas y externas, la capa externa está caracterizada por un flujo potencial no viscoso, mientras que en la capa interna, un balance entre fuerzas advectivas, gradiente de presión y turbulencia viscosa es asumida y transferencias turbulentas son modeladas con un esquema simple de mezcla de cierre de longitud. Transformaciones de Fourier son utilizadas para proveer la solución.

4.5 EXTENSIÓN DE LA SERIE DE DATOS DEL SITIO.

Con la serie de valores medios cada diez minutos y sus respectivas desviaciones estándares, del medidor Sensor 1 a las alturas de 10 m y de 30 m, durante el período descrito, se pudo extender las series a 6 años, utilizando para tal fin los valores obtenidos de la estación meteorológica de Comodoro. Se utilizó el método MCP. En la Tabla 4.2 se muestra el resumen de datos del medidor, a 10 m de altura sobre el suelo.

Sector Number	Sector Start Angle	Turbulence (%)	Exponent	Frequency (%)	Mean Wind Speed	Weibull Scale Factor	Weibull Shape Factor
1	-15	16.302	0.1602	3.266	4.813	5.433	2.100
2	15	15.816	0.1519	3.201	5.322	5.866	2.246
3	45	17.276	0.1455	7.473	5.206	5.696	2.520
4	75	17.741	0.1155	1.63	4.84	5.258	2.791
5	105	16.886	0.0944	2.031	4.696	5.271	1.857
6	135	16.024	0.0742	4.279	5.238	5.897	1.779
7	165	16.631	0.1501	1.626	5.83	6.573	2.323
8	195	17.016	0.1738	3.079	7.329	8.188	2.441
9	225	15.758	0.2102	24.436	7.848	8.691	2.697
10	255	16.313	0.208	29.013	9.593	10.678	2.601
11	285	16.564	0.1942	12.267	9.67	10.841	1.858
12	315	15.557	0.1214	7.697	7.523	8.452	1.512

Tabla 4.2: Características del viento a 10 m, en Sitio.

4.6 DISTRIBUCIÓN DE LOS AEROGENERADORES EN LA GRANJA EÓLICA.

Una vez determinado (mediante el soft utilizado, WindFarm, [3]) el mapeo eólico con el Flujo de Viento, y elegido el tipo de turbina a utilizar, se procede a la ubicación de las turbinas en el mapa del sitio y al cálculo de la energía producida, que ya incluye pérdidas o ganancias por efectos de topografía y pérdidas por efectos de estela.

Se dijo antes que la turbulencia disminuye notablemente la vida útil de los molinos. El viento al atravesar las palas de una turbina, lleva consigo una estela ocasionada por esa acción, y la turbulencia asociada. Se requiere entonces, en el parque eólico, una separación entre turbinas para disminuir este efecto. La separación mínima aconsejable entre turbinas es:

- Siete diámetros de pala en la dirección principal del viento.
- 3 o 4 diámetros en la dirección perpendicular.

En nuestro caso, la separación mínima adoptada es de 7 diámetros (448 m).

Se hace correr el programa, se obtienen resultados que a continuación se irán exponiendo. En la Tabla 4.3 se muestran características del viento a la altura del eje de cada aerogenerador, y los factores de forma y de escala de Weibull.

Turbine Identifier	Mean Wind Speed	Weibull Scale	Weibull Shape
1	11.285	12.673	1.97
2	10.494	11.812	1.92
3	11.554	13.015	1.87
4	10.625	11.974	1.88
5	10.95	12.308	1.95
6	10.526	11.869	1.87
7	11.132	12.54	1.84
8	11.093	12.487	1.91
9	11.13	12.51	1.96
10	10.568	11.915	1.87
11	10.999	12.375	1.92
12	11.235	12.653	1.9
13	10.343	11.645	1.91
14	10.438	11.758	1.91
15	11.58	13.023	1.91
16	10.17	11.427	1.96
17	11.188	12.618	1.87
18	10.99	12.403	1.80
19	11.808	13.241	1.92
20	11.181	12.559	1.94
21	10.897	12.24	1.98
22	10.675	12.048	1.80
23	10.719	12.079	1.89
24	11.43	12.866	1.92
25	11.44	12.872	1.92
26	11.393	12.802	1.96
27	10.708	12.051	1.92

28	11.057	12.465	1.85
29	10.182	11.476	1.89
30	10.219	11.519	1.89
31	10.849	12.204	1.91
32	11.163	12.576	1.88
33	10.148	11.427	1.92
34	10.836	12.185	1.94
35	10.573	11.914	1.90
36	10.479	11.819	1.85
37	10.795	12.163	1.88
38	11.278	12.675	1.88
39	10.943	12.311	1.91
40	10.669	11.986	1.98

Tabla 4.3: V_{media} del viento, y parámetros de Weibull a la altura del eje de cada turbina.

El programa permite realizar una optimización en la ubicación de las turbinas, hecha ésta, la producción aumenta a 278 GWh/año, como se observa en la Tabla 4.4 en la que también se observa que algunas turbinas tienen aún pérdidas por efectos de estela y por topografía relativamente elevados. Se reubican las turbinas **12, 15, 17, 22, 34**. Esta se hace a mano, sobre el mapa, en el que se observan las curvas de nivel cada 5 m; sabemos que el viento preponderante viene del Oeste, entonces el criterio es mover estas turbinas hacia las cimas o hacia las laderas Oeste de las lomas. Con la reubicación, se consigue que las pérdidas por efectos de estela disminuyan a 1.73%, como se observa en las dos últimas columnas de la Tabla 4.4. La producción total entonces es ahora de 280.4341 Gwh/año.

Wind Turbine Identifier	Base Yield GWh/año	Topographic Effects % Change	Wake Losses % Loss	Total Yield GWh/año	Topographic Effects % Change	Wake Losses % Loss
1	7.2578	4.02	-0.38	7.5208	4.02	-1.05
2	7.2578	-4.11	-1.62	6.8468	-4.11	-1.42
3	7.2578	2.75	-0.48	7.4220	2.75	-0.7
4	7.2578	-4	-1.77	6.8442	-4	-2.13
5	7.2578	0.84	-1.75	7.1910	0.84	-1.79
6	7.2578	-5.26	-1.87	6.7473	-5.26	-1.94
7	7.2578	-0.58	-1.42	7.1132	-0.58	-1.41
8	7.2578	2.21	-2.88	7.2044	2.21	-2.89
9	7.2578	2.19	-1.42	7.3115	2.19	-1.58
10	7.2578	-4.08	-2.62	6.7792	-4.08	-2.66
11	7.2578	0.78	-2.06	7.1636	0.78	-2.11
12	7.2578	-9.01	-3.8	6.3524	1.34	-2.06
13	7.2578	-6.22	-1.73	6.6882	-6.22	-1.92
14	7.2578	-5.2	-0.96	6.8143	-5.2	-1.85
15	7.2578	-11.05	-3.17	6.2512	3.78	-0.46
16	7.2578	-6.77	-2.31	6.6097	-6.77	-2.07
17	7.2578	-10.55	-1.97	6.3640	-0.54	-0.34
18	7.2578	-2.22	-2.76	6.9007	-2.22	-2.79
19	7.2578	8.47	-2.43	7.6808	8.47	-2.26

20	7.2578	3.75	-2.54	7.3390		3.75	-2.5
21	7.2578	1.76	-2.57	7.1959		1.76	-2.52
22	7.2578	-11.14	-3.01	6.2547		-5.87	-0.62
23	7.2578	-3.05	-1.22	6.9505		-3.05	-1.79
24	7.2578	3.33	-0.23	7.4825		2.68	-0.67
25	7.2578	3.87	-0.55	7.4973		3.87	-1.58
26	7.2578	5.03	-2.36	7.4433		5.03	-1.76
27	7.2578	-2.11	-1.39	7.0058		-2.11	-1.73
28	7.2578	-0.82	-1.4	7.0975		-0.82	-1.52
29	7.2578	-7.82	-2.34	6.5336		-7.82	-1.99
30	7.2578	-7.78	-1.76	6.5751		-7.78	-1.74
31	7.2578	-0.75	-1.98	7.0603		-0.75	-2
32	7.2578	1.51	-2.28	7.1994		1.51	-2.29
33	7.2578	-8.21	-1.55	6.5588		-8.21	-1.42
34	7.2578	-15.31	-2.04	6.0212		-1.47	-0.26
35	7.2578	-3.8	-1.88	6.8513		-3.8	-1.86
36	7.2578	-6.21	-1.08	6.7340		-6.21	-1.2
37	7.2578	-2.39	-2.02	6.9412		-2.39	-2.1
38	7.2578	2.84	-1.98	7.3162		2.84	-1.89
39	7.2578	-0.43	-1.57	7.1132		-0.43	-1.58
40	7.2578	-0.18	-3.07	7.0223		-0.18	-2.72
Total	290.31	-2.39	-1.89	278		-1.05	-1.73
Total producción luego de reubicación manual de turbinas = 280.43 GWh/año							

Tabla 4.4: Producción del parque eólico antes y después de reubicar algunas turbinas.

Turbina	Oeste - Este	Norte – Sur
1	2603913	4914276
2	2607893	4911514
3	2602721	4912020
4	2603216	4912163
5	2605501	4914053
6	2604974	4912738
7	2607417	4914445
8	2605757	4912945
9	2604606	4914074
10	2605437	4912599
11	2605043	4914313
12	2602757	4913407
13	2604324	4913051
14	2603360	4913213
15	2602822	4911324
16	2608076	4913883

17	2602852	4910753
18	2605495	4913332
19	2607632	4914029
20	2606569	4913939
21	2606256	4912716
22	2602596	4912661
23	2603475	4912650
24	2602341	4913216
25	2603605	4911274
26	2607109	4912396
27	2604093	4912212
28	2604855	4912017
29	2607466	4912093
30	2606505	4911726
31	2605943	4913860
32	2605706	4912208
33	2607252	4911599
34	2603107	4914268
35	2606075	4911912
36	2604930	4911547
37	2605029	4913213
38	2607056	4913773
39	2606349	4914351
40	2606717	4912643

Tabla 4.5: coordenadas de la posición de las turbinas.

En las Figuras 4.3 y 4.4 se observan la distribución de las turbinas en el sitio, luego de la optimización hecha por el programa, y la distribución final después reubicar a mano sobre el mapa las turbinas indicadas más arriba, respectivamente. En la Tabla 4.5 están las coordenadas que indican la posición de todas las turbinas. El trabajo de llevar a cabo la determinación de la posición en el lugar se realiza con un topógrafo.



Figura 4.3: distribución de turbinas luego de la optimización hecha por el programa.

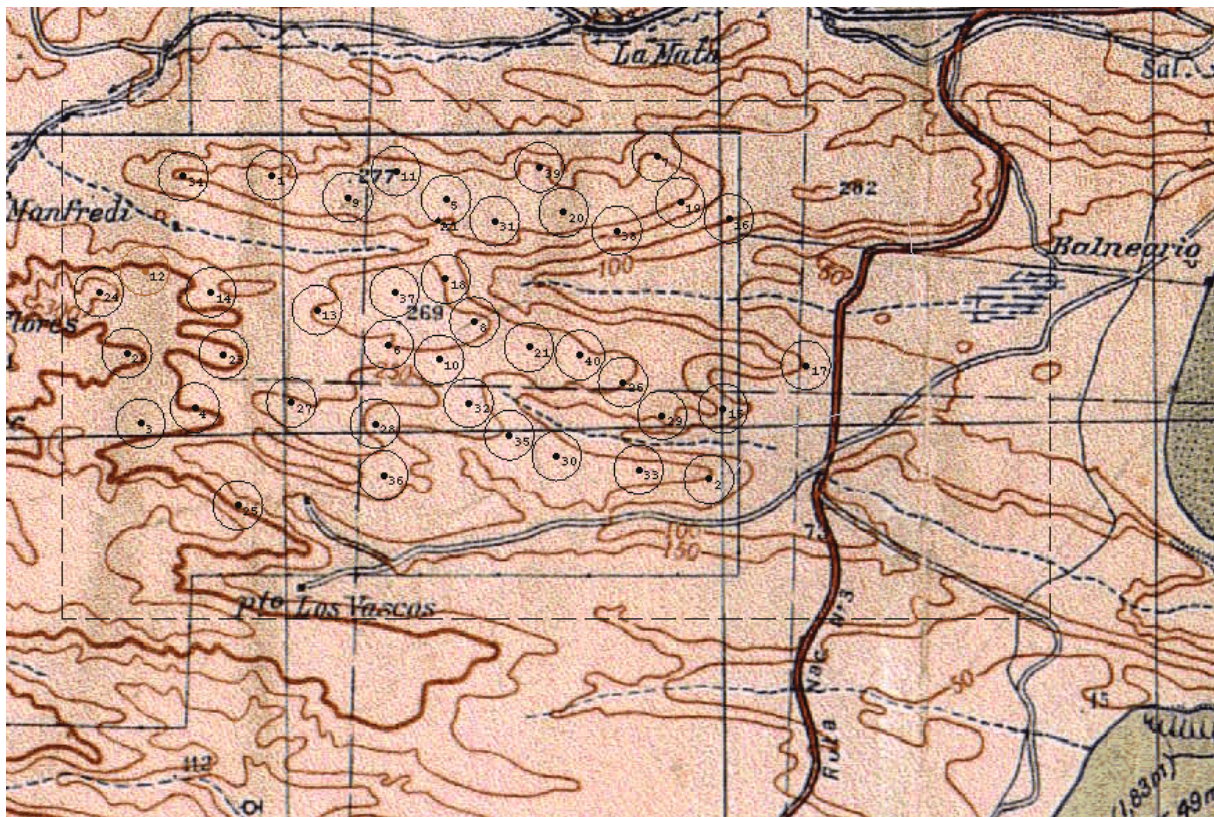


Figura 4.4: distribución final luego de reubicar las turbinas 12, 15, 17, 22 y 34.

En el gráfico de la Figura 4.5 se muestran los efectos en la eficiencia, de la topografía y de estela en cada turbina, y en la Figura 4.6 la producción base (si no hubieran efectos de topografía y estela, línea horizontal roja) y la neta de cada turbina, barras de color verde.

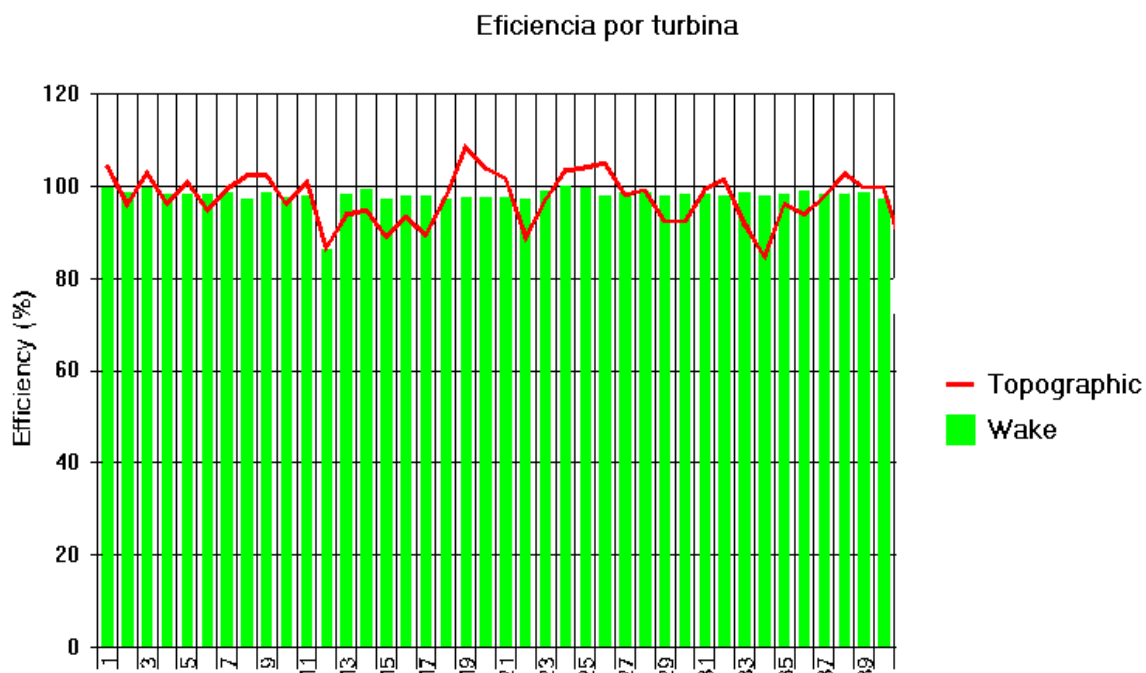


Figura 4.5: efectos de topografía y estela en cada turbina.

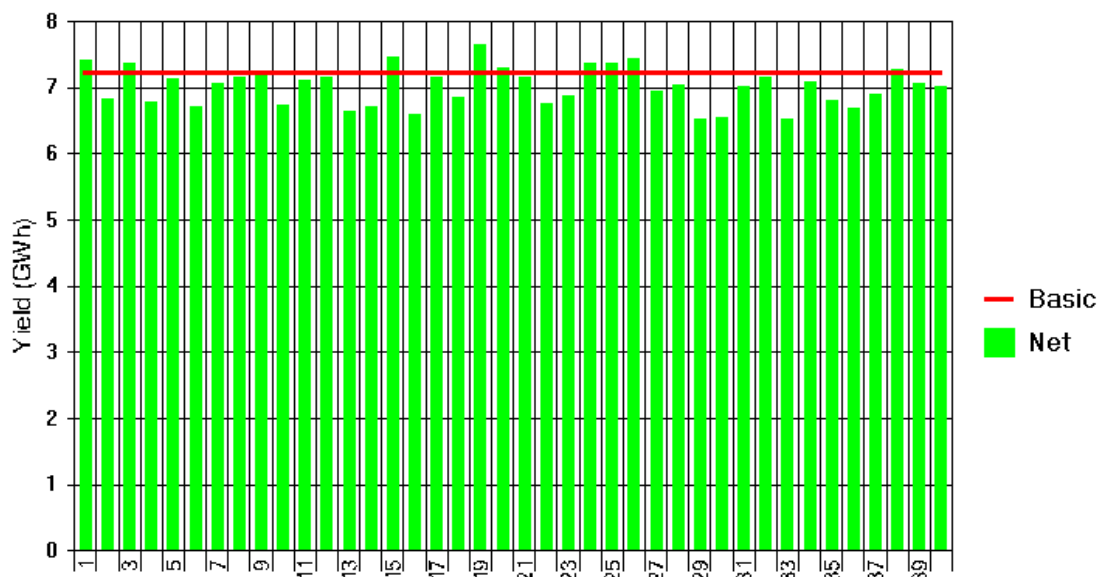


Figura 4.6: producción anual base y neta de cada turbina en GWh/año.

En la Figura 4.5 se ve que los molinos 12, 22 y 34 tienen pérdidas grandes por efectos topográficos, por lo que deben reubicarse. En cambio el molino 19 tiene una ganancia importante por el mismo efecto, lo que indica que su ubicación es muy buena.

En el gráfico de la Figura 4.7 se observa la producción en GWh/año de las 40 turbinas, en función de la dirección del viento. Por supuesto se observa claramente que los sectores 9 y 10, que son los de dirección predominante del viento, son los de mayor producción de energía.

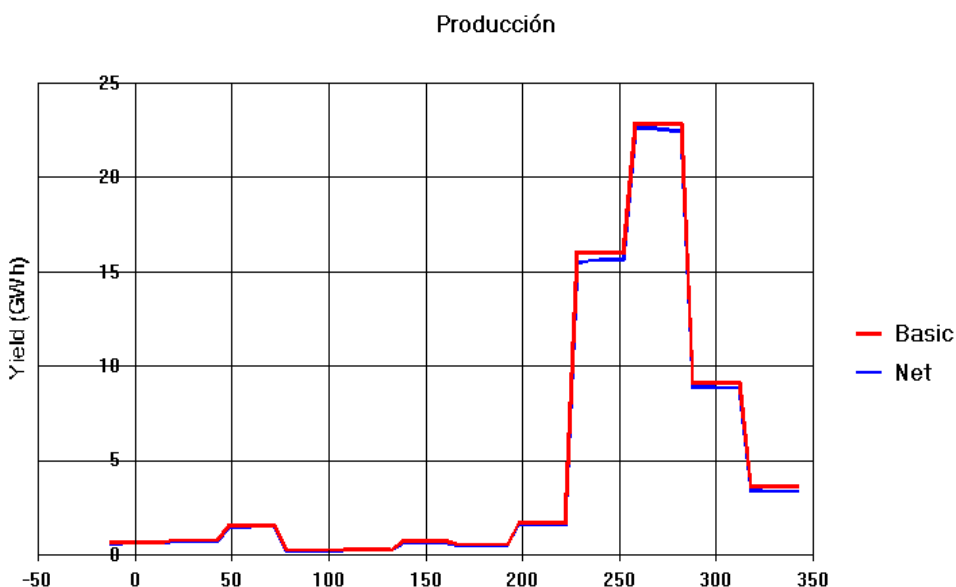


Figura 4.7: producción anual del parque según la dirección del viento.

4.7 ENERGÍA GENERADA, PÉRDIDAS E INCERTIDUMBRES.

La generación de energía neta anual se obtiene restando a la energía anual bruta las pérdidas técnicas (son pérdidas y se restan a la producción bruta) y luego se deben considerar las incertidumbres (las que pueden traer como consecuencia un valor neto de energía generada en más o en menos) para calcular la probabilidad de excedencia de la energía calculada. La secuencia de cálculo y su explicación son las siguientes.

<u>PÉRDIDAS TÉCNICAS</u>	<u>INCERTIDUMBRES</u>	
<ul style="list-style-type: none"> • Eléctricas. • Por suciedad e hielo. • Indisponibilidad de molinos. • Turbulencia. 	<u>Medición de viento.</u> <ul style="list-style-type: none"> • Período de medición. • Ajuste a largo plazo. • Instalación de sensores. • Calibración de sensores. 	<u>Producción de energía</u> <ul style="list-style-type: none"> • Modelización del campo de viento. • Efecto estela. • Curva de potencia.

Tabla 4.7: pérdidas técnicas e incertidumbres.

La energía neta generada anual será:

$$E = (E_{\text{CALCULADA}}) - E_{\text{INCERTIDUMBRES}} = (E_{\text{BRUTA}} - E_{\text{PÉRD. TÉCNICAS}}) - E_{\text{INCERTIDUMBRES}} \quad (4.1)$$

Donde:

E : energía neta generada por año.

E_{BRUTA} : energía generada por año, bruta.

$E_{\text{PÉRD. TÉCNICAS}}$: energía que se pierde por año debido a causas técnicas.

$E_{\text{INCERTIDUMBRES}}$: energía considerada que se pierde por incertidumbres y según el percentil de excedencia.

La $E_{\text{INCERTIDUMBRES}}$ se calcula con la siguiente expresión:

$$E_{\text{INCERTIDUMBRES}} = E_{\text{CALCULADA}} * \epsilon * f_p \quad (4.2)$$

Donde:

ϵ : Incertidumbre, es la raíz cuadrada de la sumatoria de las incertidumbres al cuadrado.

f_p : Factor de descuento por seguridad (Tabla 4.8).

Probabilidad de excedencia	Factor $f(p)$ para deducción de seguridad y desviación estándar
50 %	0.00
55 %	0.13
60 %	0.25
65 %	0.39
70 %	0.52
75 %	0.67
80 %	0.84
85 %	1.04
90 %	1.28

Tabla 4.8: Factor f_p para cada percentil de excedencia.

La probabilidad de excedencia 75%, o más propiamente llamado P75, significa que habrá un 75% de probabilidades de que la energía neta generada sea mayor que el valor calculado.

4.7.1 Pérdidas técnicas.

Estas pérdidas son las siguientes: por indisponibilidad del aerogenerador debido a mantenimiento programado o a fallas; pérdidas eléctricas, pérdidas por suciedad y formación de hielo en las palas, y pérdidas por turbulencia (las dos últimas son pérdidas por conversión de energía cinética a energía eléctrica). Cada una de estas pérdidas individuales están basadas en distintos efectos técnicos y físicos y son independientes unas de otras. Simplemente se suman a la reducción total de la producción calculada de la energía.

- **Pérdidas por indisponibilidad del aerogenerador:** Debido a fallas o a trabajos de mantenimiento, el aerogenerador puede estar un determinado tiempo sin funcionar; esto se debe tener en cuenta, y es un porcentaje del tiempo en el que la máquina no funcionará. Normalmente el fabricante garantiza mediante un contrato, una determinada disponibilidad anual de los molinos, por ejemplo un 97% de disponibilidad, en cuyo caso esta pérdida será del 3%.

- **Pérdidas eléctricas:** dependen de la conexión a la red (largo y diámetro de cables subterráneos y líneas aéreas de media tensión, tensión de la red, etc.) y tienen que ser calculadas separadamente. Un valor normal de este tipo de pérdida puede ser del 1.5%.

- **Pérdidas por suciedad y formación de hielo en las palas:** Con el transcurrir del tiempo, las palas se ensucian con polvo, partículas presentes en el aire, etc., esto lleva a un menor rendimiento ya que se modificará la curva de potencia. Según el clima del sitio de ubicación del molino, además podrá haber formación de hielo en las palas. Si ambas cosas pueden ocurrir, las pérdidas se estiman de un 1.0 %.

- **Pérdidas por turbulencia:** Se deducirá de la observación de la disposición de los molinos en el sitio. Se detectará, utilizando el diagrama de rosa de viento, que en la dirección perpendicular a la predominante hayan turbinas ubicadas a una distancia entre sí de al menos tres diámetros, y de siete a diez diámetros en la dirección del viento predominante. De acuerdo a ello se estima el valor de esta pérdida; en granjas diseñadas razonablemente, puede ser de alrededor del 3 %.

Si los valores son los sugeridos, la Tabla 4.9 indica la determinación del valor de las pérdidas técnicas:

Pérdidas Técnicas	Pérdida de Energía %
Disponibilidad garantizada	3.0
Pérdidas eléctricas	1.5
Suciedad/formación de hielo sobre las palas	1.0
Turbulencia	3.0
Pérdidas técnicas totales	8.5

Tabla 4.9: ejemplo de cálculo del valor de las pérdidas técnicas.

4.7.2 Incertidumbres.

La incertidumbre se define como la imperfección que tenemos en el conocimiento de un parámetro o de un proceso de la naturaleza. Depende de la calidad de la información, de la precisión y dispersión de las medidas de varias variables que entran en juego en el estudio de la energía

eólica. Sus orígenes pueden ser diversos, desde errores cuantificables en los datos hasta terminología definida de forma ambigua o previsiones inciertas. La incertidumbre puede ser representada por medidas cuantitativas (por ejemplo, un rango de valores calculados según distintos modelos) o por afirmaciones cualitativas (por ejemplo, al reflejar el juicio de un grupo de expertos).

Las principales fuentes de incertidumbre son:

- Las mediciones de viento, presión, temperatura, etc.
- La variabilidad a corto, medio y largo plazo de las variables medidas. Existen periodos cortos (diarios, mensuales, anuales), periodos medios (años, lustros) y periodos largos (décadas, incluso siglos) más o menos ventosos.
- El uso de modelos de aproximación matemática a la realidad, tanto para el cálculo de la producción como de ciertas pérdidas (estelas, eléctricas, etc.).
- Otras variables como la suposición de disponibilidad futura de aerogeneradores, la estabilidad de la red, máquinas eléctricas imperfectas, hielo, lluvia, etc.

En el cálculo de la generación anual de energía eléctrica por un parque eólico, las principales incertidumbres a tener en cuenta son:

4.7.2.1 Incertidumbres en la medición de viento.

- **Incertidumbre del período medido:** Se basa en la cantidad de meses de las mediciones eólicas en el emplazamiento, que es un período preciso para el cálculo de la energía. Para períodos de alrededor de un año, se puede aplicar un índice de incertidumbre de $\pm 4\%$.
- **Incertidumbre en la extrapolación de la serie a largo plazo:** Si la extensión en el tiempo de series de datos de viento, tiene una correlación razonablemente buena, se puede estimar una incertidumbre de $\pm 4\%$.
- **Incertidumbre sobre la instalación de los sensores:** Si los sensores cumplen con las *“Recomendaciones para mediciones de velocidad y dirección de viento con fines de generación eléctrica”* para Argentina, el valor de esta incertidumbre se puede tomar de $\pm 1.5\%$.
- **Incertidumbre sobre calibración y precisión de los sensores:** Si los anemómetros utilizados para tomar las mediciones son sensores de alto desempeño, y han sido calibrados conforme, la incertidumbre puede estimarse del orden del $\pm 1.5\%$.

La Tabla 4.10 proporciona un ejemplo del cálculo de estas incertidumbres, tomando los valores sugeridos en este sub – apartado:

Fuente de incertidumbre relacionada con la medición del viento	Valor de la Incertidumbre
Período de medición	± 4.0 %
Ajuste de largo plazo	± 4.0 %
Instalación de sensores	± 1.5 %
Calibración y precisión de los sensores	± 1.5 %
Disponibilidad de datos	± 0.0 %
Total incertidumbre relacionada con el viento: $(4.0^2 + 4.0^2 + 1.5^2 + 1.5^2 + 0.0^2)^{1/2} =$	± 6.04 %

Tabla 4.10: ejemplo de cálculo del valor de la incertidumbre por medición de viento.

4.7.2.2 Incertidumbre en la producción de energía.

-. **Incertidumbre en la modelización del campo de viento:** La modelización permite estimar el viento en el emplazamiento de cada aerogenerador (extrapolación horizontal) y a la altura del eje (extrapolación en altura, esto si la medición se hizo a una altura distinta del eje del molino). Hay por lo tanto tres fuentes de incertidumbre:

a) Incertidumbre por Extrapolación Horizontal: ya que no se mide el viento en el emplazamiento de cada aerogenerador, es necesario utilizar un modelo. Este modelo requiere unos datos de entrada que son también fuente de incertidumbres, como por ejemplo un plano topográfico digitalizado del terreno. El valor por este concepto puede variar mucho en función de la calidad de la topografía, del tipo de terreno (si es simple o complejo) o de la representatividad del viento registrado respecto al resto del emplazamiento.

b) Incertidumbre por Extrapolación Vertical: La incertidumbre es debida a si no se midió el viento a la altura del eje del molino y es necesario extrapolarla. Se utilizan diferentes modelos y aproximaciones logarítmicas.

El valor final de incertidumbre en la modelización del campo de viento, considerando un terreno no complejo, se puede estimar del ± 4 %.

-. **Incertidumbre en las pérdidas por estela entre aerogeneradores:** Los modelos calculan las pérdidas por estela mediante aproximaciones matemáticas que imitan la propagación de una estela en el espacio. Depende de la distancia entre molinos. Se puede estimar un valor entre ± 2% y ± 4%.

- **Incertidumbre en la curva de potencia:** La curva de potencia del molino se obtiene de mediciones, por lo tanto tiene su incertidumbre. Además hay que considerar que la curva de potencia varía a diferentes densidades, para diferentes intensidades de turbulencia del viento y con la componente vertical del viento incidente, así como con la orientación de la góndola frente al viento dominante. Todos estos factores implican que existe una variabilidad en la curva de potencia de un aerogenerador difícilmente cuantificable, y que ha de ser considerada como una incertidumbre. El fabricante deberá garantizar un nivel mínimo de cumplimiento de la curva de potencia y ese será el valor de incertidumbre. Un valor típico puede ser del orden del 4%.

La Tabla 4.11 muestra un ejemplo de cálculo de incertidumbres relacionadas con la generación de energía, tomando los valores sugeridos en este sub – apartado:

Fuente de incertidumbre relacionada a la producción de energía.	Valor de la Incertidumbre
En la modelización del campo de viento	± 4.0 %
En la pérdida por estela del parque eólico	± 3 %
En la Curva de potencia del molino	± 4.0 %
Incertidumbre total relacionada con la energía	± 6.4 %

Tabla 4.11: ejemplo de cálculo de la incertidumbre relacionada a la producción de energía.

Entonces el cálculo de incertidumbre total será:

$$\varepsilon = [(\text{Incert. mediciones})^2 + (\text{Incert. producción energía})^2]^{1/2} \quad (4.3)$$

Y para los valores seguidos en el ejemplo, $\varepsilon = [(6.04\%)^2 + (6.4\%)^2]^{1/2} = 8.8\%$.

4.7.3 Generación neta según el percentil

Si por ejemplo la granja eólica tiene una potencia instalada de 60 MW y la energía bruta generada por año es 290000 MWh, la Tabla 4.12 indica los distintos valores de energía neta según el percentil elegido. Se han considerado pérdidas eléctricas totales de 8.5% y una turbulencia total de 8.8 %, es decir los valores considerados más arriba, y los percentiles P50, P75 y P90.

Energía del Parque Eólico (Potencia instalada 60 MW)	[MWh]	Factor de Capacidad
Bruta	290000	53.27%
Calculada	265350	50.48%
Neta P50	265350	50.48%
Neta P75	249705	47.51%
Neta P90	235461	44.80%

Tabla 4.12: ejemplo de cálculo de energía neta generada y factor de capacidad.

4.8 VELOCIDADES EXTREMAS DE VIENTO

Las velocidades extremas de viento producen cargas críticas en el aerogenerador y respuestas que pueden exceder su resistencia estructural; además, altos niveles de turbulencia disminuyen notablemente la vida útil. Debido a esto es que en el parque eólico se deben calcular las cargas críticas para evitar daños irreversibles en los equipos. Es de interés entonces saber el número de veces o la probabilidad que estas cargas pueden ocurrir durante la vida útil de la turbina.

La norma que reglamenta a nivel internacional en este sentido es la NORMA IEC 14000 – 1, [4]. Considera al régimen de vientos en *condiciones de viento normal*, que ocurrirán frecuentemente durante la operación normal de la turbina, y en *condiciones extremas* que tienen un período de recurrencia de 1 o 50 años. Las turbinas deben resistir estas condiciones durante su vida útil. Con este fin es que se calculan la función de densidad de probabilidad (pdf) y la función de distribución acumulativa (cdf) de las velocidades de viento extremas promediadas en 3 segundos y en 10 minutos. Estas funciones se utilizan para calcular la llamada velocidad de supervivencia (como una función de los parámetros de forma k y de escala C de Weibull) [4] y compararla con los valores que da la Norma IEC 14000 – 1 en el así llamado Modelo de velocidad de Viento Extrema (EWM).

4.8.1 La distribución de velocidad extrema de viento V_{ref} promediada en 10 minutos con período de recurrencia de 50 años.

Cuando la estadística de distribución de viento del sitio es conocida, se puede determinar la distribución de valores extremos. La distribución exacta [5] basada en la distribución de Weibull de la velocidad extrema anual promediada en 10 minutos está dada por:

$$F^n(V) = [1 - \exp\{-((V/V_{ave}) \cdot \Gamma(1+1/k))^k\}]^n \quad (4.4)$$

donde Γ es la función gamma. Siguiendo la WETS [5], si V_r es la velocidad de viento extrema anual promediada en 10 minutos con un período de retorno de T_r años, tenemos la (4.5), luego combinando ésta con la (4.4) se obtiene la (4.6):

$$T_r = 1/[1 - F^n(V_r)] \quad \text{entonces} \quad F(V_r) = \exp[\ln(1 - 1/T_r)/n] \quad (4.5)$$

$$V_r/V_{ave} = [1/\Gamma(1+1/k)] \cdot [-\ln\{1 - \exp[(\ln(1 - 1/T_r))/n]\}]^{1/k} \quad (4.6)$$

Expresión que es utilizada en este trabajo para calcular V_r , que es la velocidad extrema promedio en 10 minutos (velocidad de referencia), con un período de recurrencia de 50 años. Los resultados

se muestran en la Tabla 4.13. La velocidad media (V_{ave}) y k , el factor de forma de Weibull, se obtienen de la Tabla 4.3; T_r es 50 años.

Turbina	V_{med}	k	V_{ref}	V_{ref}/V_{med}	T_{ref} (años)	n	$1/\Gamma(1+1/k)$	$(-LN(1-EXP(LN(1-1/T_{ref}/n))))^{1/k}$
1	11.3	1.97	48.6	4.3	50	23037	1.128035200	3.810232671
2	10.5	1.92	46.7	4.4	50	23037	1.127294375	3.945303719
3	11.6	1.87	53.5	4.6	50	23037	1.126319082	4.092780198
4	10.6	1.88	48.5	4.6	50	23037	1.126534401	4.062215926
5	11	1.95	47.9	4.4	50	23037	1.127765095	3.862868939
6	10.5	1.87	48.4	4.6	50	23037	1.126319082	4.092780198
7	11.1	1.84	52.3	4.7	50	23037	1.125607972	4.187906556
8	11.1	1.91	49.7	4.5	50	23037	1.127119055	3.973756779
9	11.1	1.96	48.0	4.3	50	23037	1.127904369	3.836326262
10	10.6	1.87	48.9	4.6	50	23037	1.126319082	4.092780198
11	11	1.92	48.9	4.4	50	23037	1.127294375	3.945303719
12	11.2	1.9	50.5	4.5	50	23037	1.126934123	4.002717803
13	10.3	1.91	46.1	4.5	50	23037	1.127119055	3.973756779
14	10.4	1.91	46.6	4.5	50	23037	1.127119055	3.973756779
15	11.6	1.91	52.0	4.5	50	23037	1.127119055	3.973756779
16	10.2	1.96	44.1	4.3	50	23037	1.127904369	3.836326262
17	11.2	1.87	51.6	4.6	50	23037	1.126319082	4.092780198
18	11	1.80	53.5	4.9	50	23037	1.124496705	4.323337481
19	11.8	1.92	52.5	4.4	50	23037	1.127294375	3.945303719
20	11.2	1.94	49.1	4.4	50	23037	1.127617158	3.889871749
21	10.9	1.98	46.5	4.3	50	23037	1.128157804	3.784577457
22	10.7	1.80	52.0	4.9	50	23037	1.124496705	4.323337481
23	10.7	1.89	48.6	4.5	50	23037	1.126739325	4.03219973
24	11.4	1.92	50.7	4.4	50	23037	1.127294375	3.945303719
25	11.4	1.92	50.7	4.4	50	23037	1.127294375	3.945303719
26	11.4	1.96	49.3	4.3	50	23037	1.127904369	3.836326262
27	10.7	1.92	47.6	4.4	50	23037	1.127294375	3.945303719
28	11.1	1.85	51.9	4.7	50	23037	1.125856154	4.155610519
29	10.2	1.89	46.3	4.5	50	23037	1.126739325	4.03219973
30	10.2	1.89	46.3	4.5	50	23037	1.126739325	4.03219973
31	10.8	1.91	48.4	4.5	50	23037	1.127119055	3.973756779
32	11.2	1.88	51.3	4.6	50	23037	1.126534401	4.062215926
33	10.1	1.92	44.9	4.4	50	23037	1.127294375	3.945303719
34	10.8	1.94	47.4	4.4	50	23037	1.127617158	3.889871749
35	10.6	1.90	47.8	4.5	50	23037	1.126934123	4.002717803
36	10.5	1.85	49.1	4.7	50	23037	1.125856154	4.155610519
37	10.8	1.88	49.4	4.6	50	23037	1.126534401	4.062215926
38	11.3	1.88	51.7	4.6	50	23037	1.126534401	4.062215926
39	10.9	1.91	48.8	4.5	50	23037	1.127119055	3.973756779
40	10.7	1.98	45.7	4.3	50	23037	1.128157804	3.784577457

Tabla 4.13: Cálculo de V_{ref} .

La Norma IEC 61400-1, Tabla 3.1, página 66, indica que $V_{ref} = 50$ m/s para Turbina Clase I, esto indica que la V_{ref} calculada no debe superar este valor. Tendremos ahora en cuenta la corrección sugerida por [5], la cual se comenta en el apartado 3.15.2, y utilizaremos el gráfico de la Figura 3.13 (Capítulo 3), para obtener la máxima velocidad media a la altura del eje:

Con $k=2.33$, de la Figura 3.13, se obtiene $V_{ref}/V_{ave} = 3.5$, y tomando la máxima $V_{ref} = 50$ m/s que da la Norma, se obtiene la máxima V_{ave} a la altura del eje permitida:

Máx $V_{ave} = V_{ref}/3.5 = 50/3.5 = 14.3$ m/s, al tener en el caso del ejemplo la mayor de las $V_{media} = 11.8$ m/s, se cumple esta condición.

El valor de $n=23037$ se toma de acuerdo con el proyecto "European Wind Turbine Standards -II" (del programa JOULE-III RD de la Comisión Europea) [5]. El razonamiento para llegar a este valor de n es el siguiente: La expresión utilizada para calcular V_{ref} depende del N° de eventos independientes, n . Tenemos valores de viento promediados a 10 minutos, lo que hace un total de 52596 datos/año. En la práctica se observa que los valores de 10 minutos adyacentes no son independientes. De acuerdo con algunos autores, el N° efectivo de valores independientes, n , se puede obtener de la siguiente expresión:

$$n = v_T \cdot T_p \quad (4.4)$$

donde:

v_T es la frecuencia efectiva válida para un tiempo de promediado T ;

T_p es el periodo de tiempo en el que se han tomado las n observaciones independientes;

De acuerdo con los cálculos realizados en EWTS-II, para $T = 600$ segundos (10 minutos), tenemos $f_T = 0,00073$ (Tabla 4.14) y $T_p = 31557600$ segundos, de donde se obtiene $n=23037$.

T [s]	$v_{T-B} [s^{-1}]$	$v_{T-VK} [s^{-1}]$	$v_{T-K} [s^{-1}]$	q_{T-B}	q_{T-VK}	q_{T-K}
600	0.00073	0.000526	0.000522	0.18	0.167	0.163
60	0.00100	0.004637	0.004456	0.48	0.541	0.482
10	0.00460	0.019240	0.020772	0.78	0.853	0.775
5	0.00790	0.030721	0.035490	0.85	0.909	0.852
3	0.01000	0.042996	0.051734	0.89	0.936	0.893
1	0.02400	0.088163	0.112265	0.95	0.970	0.948

Tabla 4.14: Frecuencia efectiva v_T y la relación $q_T = \sigma_T/\sigma_u$ para varios tiempos promedios T , [5],

Pág. 1 Sub C.13.

La velocidad promedio máxima en 10 minutos en un periodo de 50 años, V_{ref} es 53.5 m/s ($k=1.80$, turbina 18) que es mayor que la máxima admitida en la Norma (50 m/s) para Molino clase I, por lo que el molino tendrá que ser de clase S en este ejemplo.

4.8.2 La distribución de velocidad extrema de viento promediada en 3 segundos con período de recurrencia de 1 año (V_{e1}) y 50 años (V_{e50}).

Se determina a continuación la velocidad extrema de viento promediada en 3 segundos con período de recurrencia de 1 y 50 años, con los gráficos de las Figuras 4.8 y 4.9.

En estas figuras se observa que el menor factor de forma k es el que va a proporcionar la máxima velocidad en 3 segundos tanto para período de recurrencia de 1 año como de 50 años (por esta razón no se indican en la Tabla 4.15 las otras turbinas). La que tiene menor factor de forma de Weibull, k , es la turbina 18 ($k=1.8$, $V_{ave}=11$ m/s), de donde se obtienen V_{e1} y V_{e50} :

$$V_{e1} = 61 \text{ m/s, obtenido de la Figura 4.8,}$$

$$V_{e50} = 71 \text{ m/s obtenido de la Figura 4.9.}$$

Las velocidades extremas obtenidas, $V_{e1} = 61$ m/s y $V_{e50} = 71$ m/s, son mayores que las máximas admitidas por la Norma para molinos clase I (en este caso z es la altura del eje, pues V_{ref} es ya a la altura del eje, entonces $z/z_{hub}=1$), lo que refuerza la conclusión del apartado anterior, esto es que los molinos deberán ser de Clase S:

$$V_{e50} = 1.4 V_{ref} (z/z_{hub})^{0.11} = 1.4 \cdot 50 = 70 \text{ m/s,} \quad 70 \text{ m/s} < 71 \text{ m/s}$$

$$V_{e1} = 0.75 V_{e50} = 0.75 \cdot 70 = 52.5 \text{ m/s,} \quad 52.5 \text{ m/s} < 61 \text{ m/s.}$$

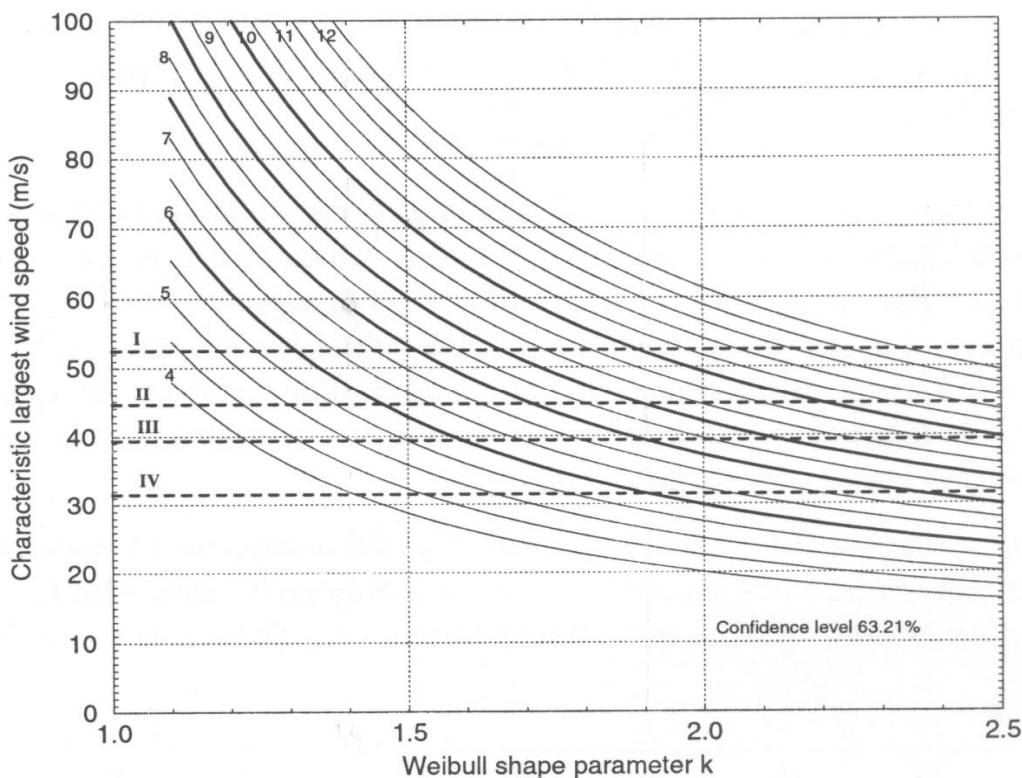
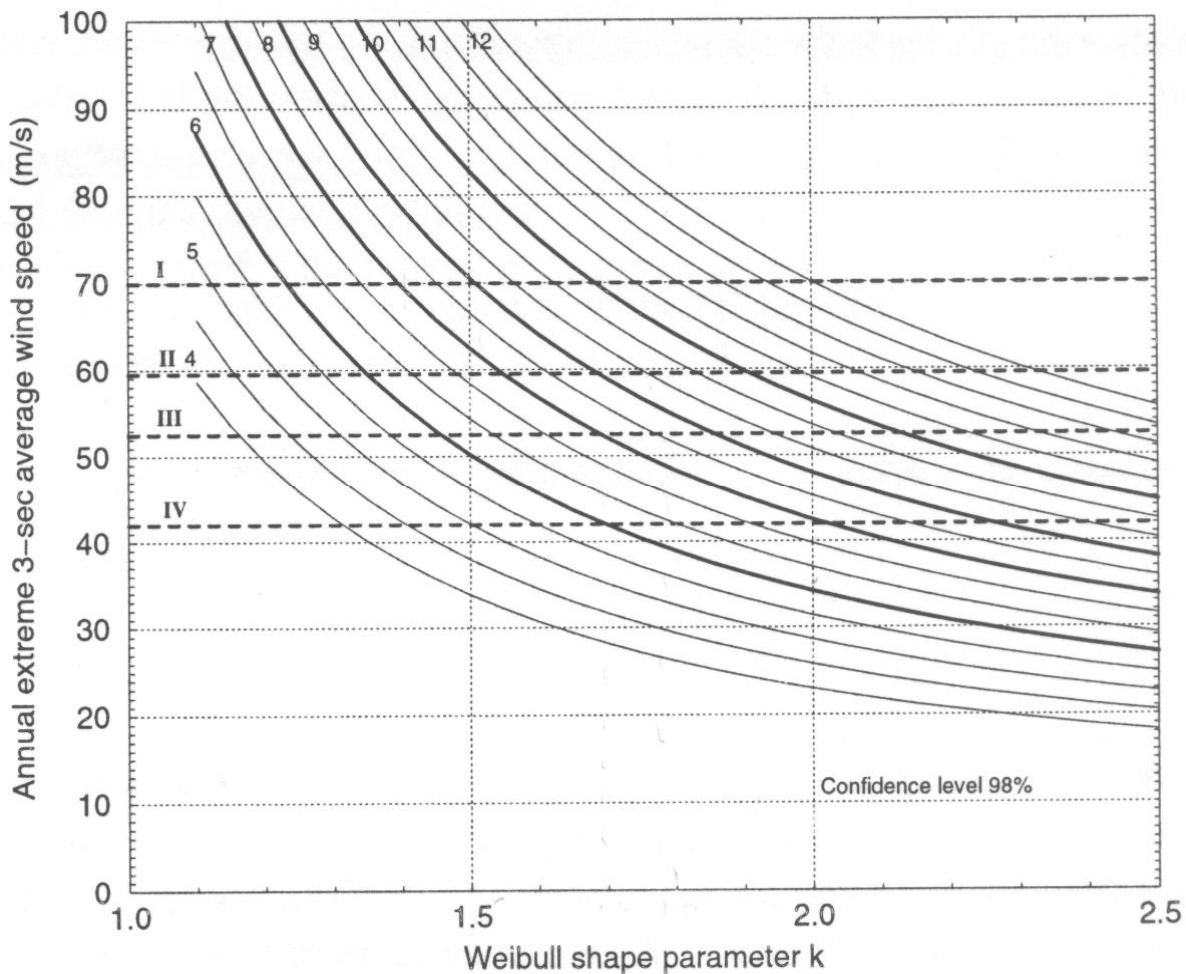


Figura 4.8: V_{e1} en función de k . [5].



Figuras 4.9: V_{e50} en función de k. [5].

Turbina	Vmed	k	Vmax 1 año, 3s	Vmáx 50 años, 3s
1	11.3	1.97		
...		
...		
4	10.6	1.88	55	63
...		
...		
...		
17	11.19	1.87		
18	10.99	1.80	61	71

Tabla 4.15: Velocidades extremas promediadas en 3 s, recurrencia 1 y 50 años.

4.9 CÁLCULO DEL COSTO DE LA ENERGÍA

Uno de los problemas más serios en los estudios de factibilidad técnico – económica de centrales eólicas es la determinación del costo del kWh generado. En este trabajo, para este fin se utilizará un método desarrollado por el CREE.

Este método utiliza conceptos desarrollados por el Comité Ejecutivo de la Agencia Internacional de Energía Para el Estudio y Desarrollo de los Sistemas Conversores de Energía Eólica (IEAP) de la Comunidad Económica Europea. La estimación del costo adoptada se basa en el valor llamado **interés verdadero**, que refleja el costo total durante la vida útil, toma en cuenta el efecto combinado de **interés** e **inflación**. El método está basado en la estimación del costo actualizado. Durante la amortización del costo los distintos factores característicos cambian de diferentes maneras debido a la impredecible inflación y desarrollo de precios. Sin embargo el método da una estimación del costo muy acercado al real. La Figura 4.10 muestra un diagrama de flujo del método el que puede ser escrito en una planilla de cálculo.

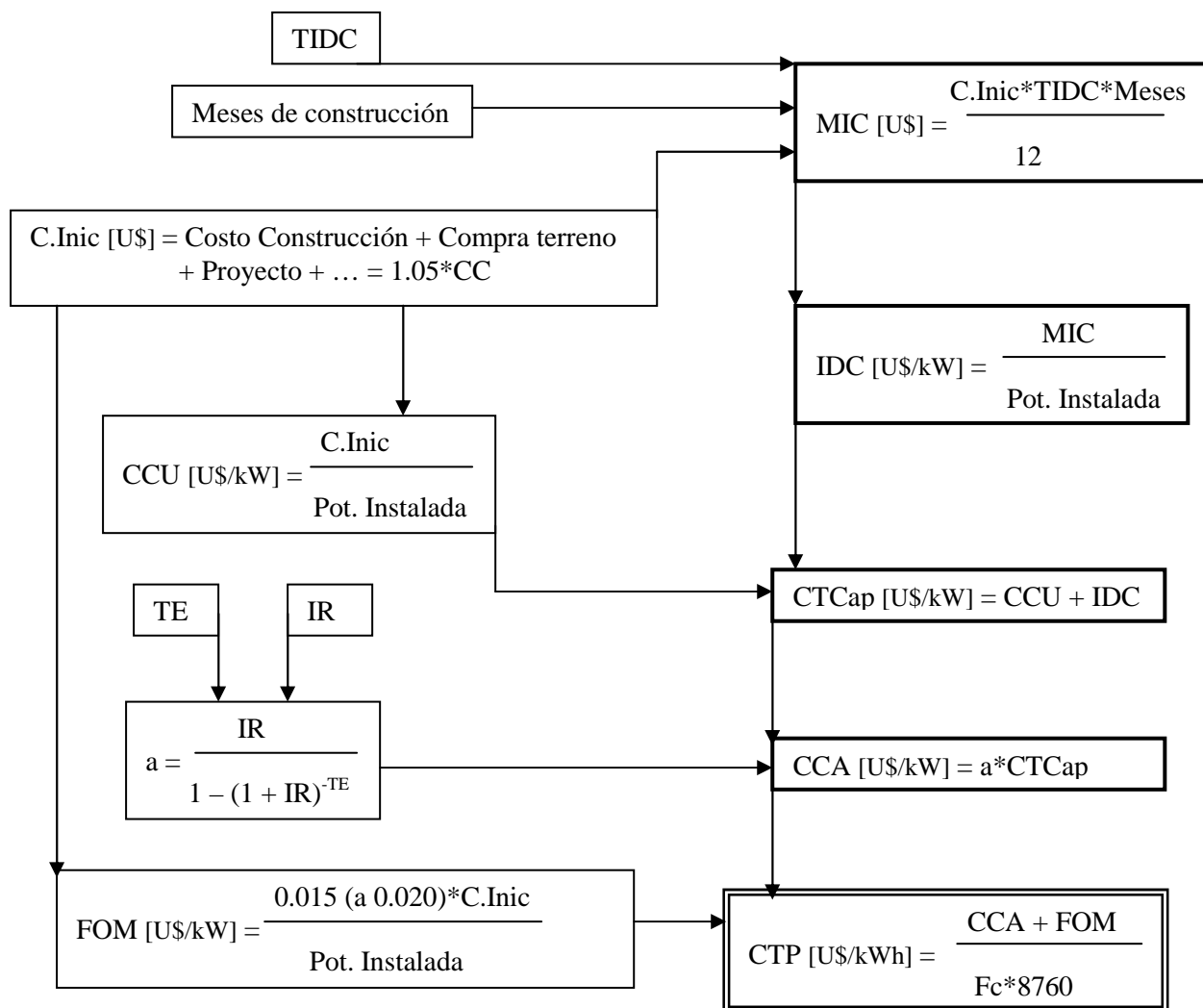


Figura 4.10: Diagrama de flujo para el cálculo del costo del kWh generado por el parque eólico, Método de Mattio.

Donde:

TIDC: tasa de interés durante la construcción. Meses de construcción: por ejemplo 6 meses.

IR: interés real anual, para calcular la amortización del total de la inversión del capital (0.04).

C.Inic [U\$]: Costo Inicial=Costo Construcción CC + Compra terreno + Proyecto + ... = 1.05*CC

Costo de Construcción [U\$] = (U\$/kW instalado)*Potencia total del parque.

CCU [U\$/kW]: Costo de la Construcción Unitario, por kW.

MIC [U\$]: Monto de Interés durante la construcción.

IDC [U\$/kW]: Interés Durante la Construcción, por kW.

CTCap [U\$/kW]: Costo Total del Capital.

TE: Vida útil económica, 20 años para turbinas eólicas. Puede ser la vida útil tecnológica, para comparar distintas marcas.

a: factor de anualización o de recuperación del capital, para calcular la amortización anual constante.

CCA [U\$/kW]: Costo del Capital Anualizado, es el costo de la inversión total, regulado por el factor de anualización.

FOM [U\$/kW]: Costos Fijos de Operación y Mantenimiento, es entre un 1.5 y 2% de la inversión total. Más abajo se explica una estimación del FOM.

8760: son las horas de un año.

Fc: Factor de Capacidad de la granja eólica.

CTP [U\$/kWh]: Costo Total de Producción, es el costo del kWh.

Costo Fijo de Operación y Mantenimiento: Para el ejemplo que se vino desarrollando, el de un parque eólico de 40 Molinos de 1.5 MW cada uno, la siguiente tabla indica los valores adoptados para calcular el FOM:

Costos fijos Operación [U\$/año]	
Gerenciamiento en el lugar	40000
Administración	20000
Total Costos Fijos Operación	60000
Costos Operativos/Turbina [U\$/año/Turbina]	
Operarios [U\$/año/Turbina]	2400
Seguro	8000
Servicio y mantenimiento	10530
Reparaciones	5000
Mantenimiento del lugar	1000
Total Costos Operación [U\$/año/Turbina]	26930

Tabla 4.16: Costos Fijos de Operación y Mantenimiento.

En este caso, $FOM = (60000U\$ + 26930U\$ \cdot 40 \text{Turbinas}) / 60000 \text{ kW instalados} = 18.95 \text{ U\$/kW}$.

En primera instancia se puede tomar un valor entre el 1,5% y el 2% de la inversión total, y luego dividir por la potencia instalada total.

El costo del kW instalado varía entre 1800 U\$/kW a unos 2400 U\$/kW.

La Tabla 4.17 muestra un ejemplo del método resuelto con una planilla de cálculo. En la última columna, se muestra el costo del kWh calculado con un método danés, de una de las fábricas de aerogeneradores (NEG MICON), PARA UN COSTO DE 1700, 2000 Y 2400 U\$/kW instalado. Se observa que la diferencia entre ambas es de unos tres milésimos de U\$/kWh, esto es, menos del 7%.

U\$/kWinst	Otros U\$	C.Inic U\$	CCU [U\$/kW]	MIC [U\$]	IDC U\$/kW
1000	3.000.000	63.000.000	1050	1.890.000	31,50
1100	3.300.000	69.300.000	1155	2.079.000	34,65
1200	3.600.000	75.600.000	1260	2.268.000	37,80
1300	3.900.000	81.900.000	1365	2.457.000	40,95
1400	4.200.000	88.200.000	1470	2.646.000	44,10
1500	4.500.000	94.500.000	1575	2.835.000	47,25
1600	4.800.000	100.800.000	1680	3.024.000	50,40
1700	5.100.000	107.100.000	1785	3.213.000	53,55
1800	5.400.000	113.400.000	1890	3.402.000	56,70
1900	5.700.000	119.700.000	1995	3.591.000	59,85
2000	6.000.000	126.000.000	2100	3.780.000	63,00
2100	6.300.000	132.300.000	2205	3.969.000	66,15
2200	6.600.000	138.600.000	2310	4.158.000	69,30
2300	6.900.000	144.900.000	2415	4.347.000	72,45
2400	7.200.000	151.200.000	2520	4.536.000	75,60
2500	7.500.000	157.500.000	2625	4.725.000	78,75
2600	7.800.000	163.800.000	2730	4.914.000	81,90

			CREE	Danasa
CTCap. U\$/kW	CCA [U\$/kWanual]	FOM [U\$/kW]	CkWh [U\$/kWh]	CkWh [U\$/kWh]
1.081,50	79,58	18,95	0,0234	
1.189,65	87,54	18,95	0,0253	
1.297,80	95,49	18,95	0,0272	
1.405,95	103,45	18,95	0,0291	
1.514,10	111,41	18,95	0,0310	
1.622,25	119,37	18,95	0,0329	
1.730,40	127,33	18,95	0,0348	

1.838,55	135,28	18,95	0,0367	0,0391
1.946,70	143,24	18,95	0,0386	
2.054,85	151,20	18,95	0,0405	
2.163,00	159,16	18,95	0,0424	0,0453
2.271,15	167,12	18,95	0,0443	
2.379,30	175,07	18,95	0,0461	
2.487,45	183,03	18,95	0,0480	
2.595,60	190,99	18,95	0,0499	0,0528
2.703,75	198,95	18,95	0,0518	
2.811,90	206,90	18,95	0,0537	

Tabla 4.17: costo del kWh, Método de Mattio (CREE) en planilla de cálculo. Meses de construcción: 9. TE: 20 años. IR: 0.04; 40 molinos de 1.5 MW c/u. Fc: 0.48. a: 0.07358.

4.10 DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL kWh EN EL PAÍS.

La Tabla anterior muestra el costo de la energía, para una central cuyo Factor de Capacidad es de 0.48, es decir alto; se consiguen estos valores de Fc cuando las características del viento, en particular su valor de velocidad media, es alto (en este caso, mas de 11 m/s a la altura del eje del molino). Se consiguió este valor para una zona cercana a la ciudad de Comodoro Rivadavia. Pero nos interesa saber el costo que tendrá la energía, generada por granjas eólicas ubicadas en otras zonas, donde muy probablemente los valores del Fc sean menores.

Se ha realizado este trabajo [9], para valores del Fc que varían entre 0.20 a 0.48, para precio del kW instalado de 1700 U\$, 2000 \$ y 2400 \$, y para dos tasas de interés del préstamo: 4% y 8%. Los gráficos de las Figuras 4.11 y 4.12 muestran esto, con las ecuaciones obtenidas para cada caso. Se han aplicado los métodos de Mattio y el danés, el resultado del costo de la energía es el promedio de ambos.

Tasa del 4% anual y precio de los molinos de:

2400 U\$/kW instalado, la expresión para obtener el costo del kWh es:

$$\text{Costo [U\$/kWh]} = 0,0253 * Fc^{-1,0005} \quad (4.5)$$

2000 U\$/kW instalado, la expresión para obtener el costo del kWh es:

$$\text{Costo [U\$/kWh]} = 0,021 * Fc^{-0,9995} \quad (4.6)$$

1700 U\$/kW instalado, la expresión para obtener el costo del kWh es:

$$\text{Costo [U\$/kWh]} = 0,0182 * Fc^{-0,9997} \quad (4.7)$$

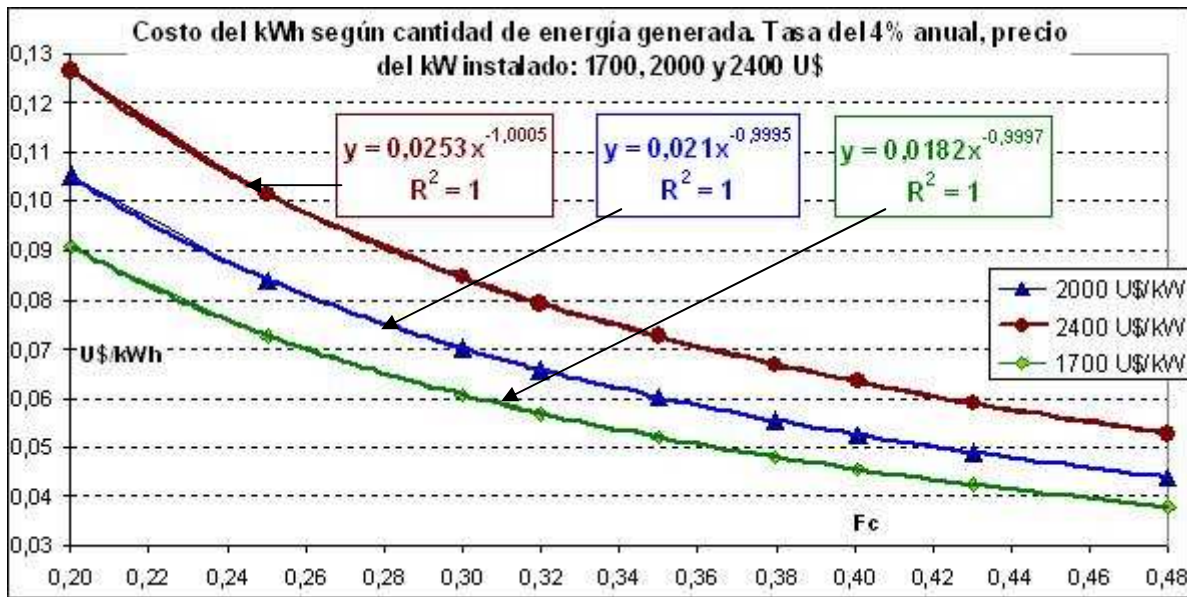


Figura 4.11: costo del kWh en función de la producción de energía (Factor de Capacidad), para una tasa de interés del préstamo del 4% anual. [9].

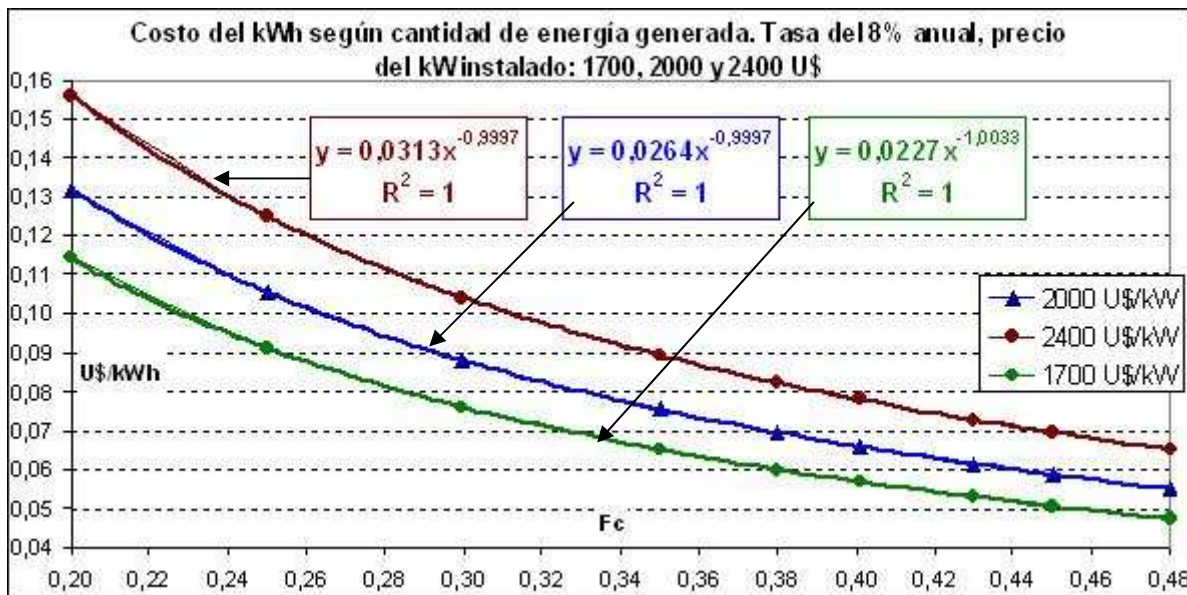


Figura 4.12: costo del kWh en función de la producción de energía (Factor de Capacidad), para una tasa de interés del préstamo del 8% anual. [9].

Mientras que para una tasa del 8% anual y precio de los molinos de:

2400 U\$/kW instalado, la expresión para obtener el costo del kWh es:

$$\text{Costo [U\$/kWh]} = 0,0313 \cdot Fc^{-0,9997} \tag{4.8}$$

2000 U\$/kW instalado, la expresión para obtener el costo del kWh es:

$$\text{Costo [U\$/kWh]} = 0,0264 \cdot Fc^{-0,9997} \tag{4.9}$$

1700 U\$/kW instalado, la expresión para obtener el costo del kWh es:

$$\text{Costo [U\$/kWh]} = 0,0227 \cdot Fc^{-1,0033} \tag{4.10}$$

4.11 ALGUNAS CONSIDERACIONES SOBRE EL COSTO DE LA ENERGÍA

En nuestro país, el precio de la energía eléctrica está artificialmente bajo, al mismo tiempo que estamos ante el crecimiento de la demanda, en el marco del aumento sostenido de la producción desde el año 2003, que constituye el mayor crecimiento de la historia del país. Desde ese año a la fecha, es decir en un período de tiempo de 8 años, la potencia eléctrica instalada creció un 53% respecto de toda la que había instalada hasta el 2003, lo que es impresionante. Esto se conjugó brindando el siguiente escenario: el bajo precio de la energía impidió hasta el año 2010 tanto la instalación de parques eólicos, como la instalación de fábricas extranjeras de grandes aerogeneradores, permitiendo el desarrollo de dos de esas fábricas nacionales. Pero la demanda, la disponibilidad de viento, la necesidad de diversificar la matriz energética, hicieron necesario el surgimiento de políticas de estado como el Programa GENREN, que incentiva fuertemente la generación eléctrica mediante fuentes renovables, y se espera que en muy pocos años la construcción de centrales eólicas será una realidad.

Es muy probable que esto esté indicando la existencia de una gran oportunidad para que empresas argentinas, con la capacidad industrial e intelectual necesarias, asuman el riesgo de transformarse en competidoras, a nivel internacional, en el mercado de producción de grandes aerogeneradores. Tal puede ser el caso de las empresas IMPSA y NRG Patagonia. De ambas empresas se instalaron ya, prototipos de 1.5 MW en Comodoro Rivadavia para certificación de sus curvas de potencia, y en el parque eólico de Arauco los 12 aerogeneradores instalados, de 2.1 MW cada uno, son de IMPSA..

El mencionado programa GENREN (Generación de Energía mediante fuentes renovables), la Ley Nacional 26190 (que incentiva la generación eólica), y la Res. 220/07 de la Secretaría de Energía (da la posibilidad a la Secretaría de Energía o al Ministerio de Planificación Federal, de considerar el flujo de caja de la granja eólica para determinar el precio del MWh), muy probablemente impulsarán el desarrollo eólico con equipamiento nacional.

Durante este año 2011, se está concretando la provisión de electricidad al Sistema Interconectado Nacional, utilizando como fuente parques eólicos. Con el transcurso de los años inmediatos, los aerogeneradores instalados podrán ser:

- De las grandes fábricas extranjeras (alemanas, españolas, danesas, estadounidenses), instaladas en el país. El asentamiento de estas fábricas requiere, para que sea factible económicamente, por lo menos, de unos 300 MW para instalar; la potencia aprobada en licitaciones ya llevadas a cabo supera ampliamente ese número.
- De fábricas nacionales, si estas empresas aprovechan esta gran oportunidad.

Se abre la posibilidad también, tanto a fábricas nacionales como extranjeras, de llevar a cabo los emprendimientos denominados joint-venture, con molinos de hasta 1.5 a 3 MW de potencia

nominal. Estos valores de potencia son adecuados, porque Argentina no tiene los problemas de espacio que obligan a otros países a optar por molinos de mayor potencia. Además, éstos necesitan para su montaje grúas de gran porte inexistentes en el país, y los problemas de accesibilidad a los lugares de ubicación son mayores para estos molinos más grandes. Estas características son también propias de países de Centroamérica, que inciden en la elección de molinos de hasta 2 MW.

Un requisito necesario para la instalación de centralles eólicas de cierta importancia, es la existencia de líneas de 500 kV para recibir la energía eléctrica. Actualmente este tipo de línea llega hasta el extremo sur continental del país, esto es hasta Río Gallegos, capital de la provincia de Santa Cruz.

El programa GENREN licitó 500 MW eólicos, se presentaron proyectos por 1200, según la siguiente distribución:

- 395MW en Buenos Aires, Neuquén y Río Negro → Sin problemas de capacidad de redes.
- 205 MW en Santa Cruz.
- 600 MW en Chubut (420 MW alrededores de Madryn y Trelew).

La capacidad (hasta Febrero de 2010) de penetración eólica de la línea de 500 kV era de 300 MW, (ya que de los 600 MW iniciales, 300 los requiere una central térmica en la ciudad de Madryn). El escenario es el siguiente:

- Si se decide la conexión de capacitores shunt a la red, su capacidad de absorción de potencia eléctrica aumentará a 600 MW.
- Si la central térmica Río Turbio no se conecta a esta red, su capacidad aumentará a 850 MW.
- Además, hay una línea de recepción de 170 MW.

Cabe destacar lo siguiente en cuanto a las líneas de transmisión, se está implementando el Plan Federal de Transporte de Energía Eléctrica en 500 kV bajo la tutela del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal (FFTEF). Las principales líneas contempladas en el plan (Línea Patagónica, Línea Minera, Yacyretá, Puerto Madryn-Pico Truncado, NEA-NOA, Comahue-Cuyo, Pico Truncado-Río Turbio-Río Gallegos) ya están construidas o están en construcción. En el año 2003 habían 9083 km, a principios de 2011 hay construidas 11712 km (29% más), y para fines de 2011 se espera pasar de los 14000 km (54% más que en el año 2003).

En Argentina, el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) paga un determinado precio (\$/kWh) a las centrales eléctricas que garantizan "potencia firme", es decir suministro eléctrico que responde rápidamente a los picos de demanda (centrales térmicas, hidráulicas). La central eólica no tiene esta característica, sin embargo, la producción eólica puede atenuar o evitar esta inconveniencia si produce en forma mixta con una central hidráulica (que de esta manera cumpliría con los requisitos para que la energía generada esté contenida en la Resolución 1281/06 del Programa

Energía Plus¹, de la Secretaría de Energía), de manera tal que el parque eólico produzca a pleno en momentos de buen viento, respondiendo la central hidráulica a los picos de demanda, además la central hidráulica debe producir a pleno cuando el viento disminuye.

Argentina necesita ampliar su matriz energética hacia nuevas fuentes: entre ellas las que tienen mayor posibilidad de desarrollo son la eólica desde el centro del país hacia el sur, y la solar térmica en el NOA y zona cordillerana hasta Cuyo.

4.12 INGRESOS POR REDUCCIÓN DE EMISIONES

La Reducción de Emisiones se resume en la Tabla 4.18, siguiendo lo indicado en el apartado 1.8.2 del Capítulo 1:

Caso base GHG Factor de emisión central a gas (t _{CO2} /MWh)	End-use annual energy delivered (MWh)	Annual GHG emission reduction (t _{CO2} /yr)
0.502	252 343.53	<u>126676</u>
COSTO DE REPOSICIÓN MEDIO AMBIENTE (20U\$/Tn)		<u>2533529 U\$</u>
TONELADAS EQUIVALENTES DE PETRÓLEO AHORRADO		21701.54
METROS CÚBICOS DE GAS NATURAL AHORRADOS		24 493 881.27

Tabla 4.18: Ingresos por reducción de emisiones.

4.13 SENSIBILIDAD

La producción de energía (kWh/año) de la central eólica depende principalmente de la velocidad del viento; el desarrollo financiero del proyecto, que depende de la cantidad de energía generada, va a variar según la mencionada velocidad, y también según algunos parámetros, entre ellos, el precio de venta del kWh. El gráfico de la Figura 4.13 muestra la variación de la producción de energía de la central eólica, en función de la velocidad media del viento a la altura del eje.

El gráfico de sensibilidad la Figura 4.14, muestra la variación del precio del kWh en función de la variación porcentual de: la velocidad del viento, del precio del kW instalado, de la tasa de interés del préstamo y de la disponibilidad técnica anual de los molinos. El 0 de variación porcentual corresponde a los valores con los que se hicieron los cálculos en los apartados anteriores: una velocidad media de 10.89 m/s, 2000 U\$/kW instalado, 4% de interés anual del préstamo, y 98% de disponibilidad técnica de los molinos. Se observa en este gráfico:

- El costo del kWh es más sensible a la variación de la velocidad media del viento y al precio del kW instalado que a los otros dos parámetros.

¹ Energía Plus: establece que la demanda base es la del año 2005; el precio de la energía de la demanda en exceso estará “en función a la aprobación de sus costos, y el margen de utilidad definido por la SECRETARIA DE ENERGIA”, Anexo I, 5.

- Un aumento de la velocidad media mayor que un 20% (13.07 m/s) provoca una ínfima variación en el costo del kWh, esto se debe a que para valores altos de la velocidad media, aumenta el tiempo con velocidad mayor que 25 m/s, que es la de corte del molino.
- En cambio un descenso de la velocidad media del viento, provoca un cambio acentuado en el precio de la energía: una disminución de la velocidad de un 20% provoca un aumento del 33% del costo del kWh; llegando a duplicarse el costo si la baja de la velocidad es del 33%.
- El costo del kWh varía en forma prácticamente lineal con el precio del kW instalado.

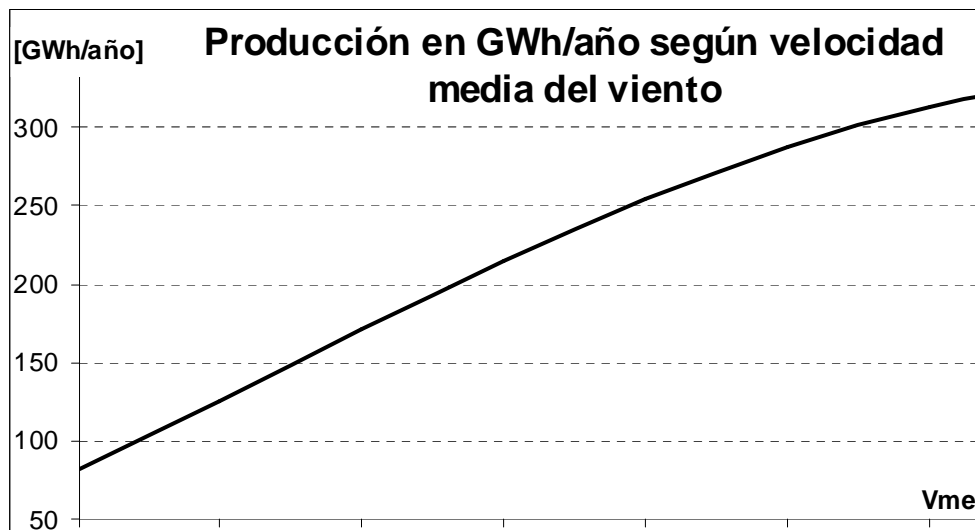


Figura 4.13: producción de energía en función de la velocidad media del viento.

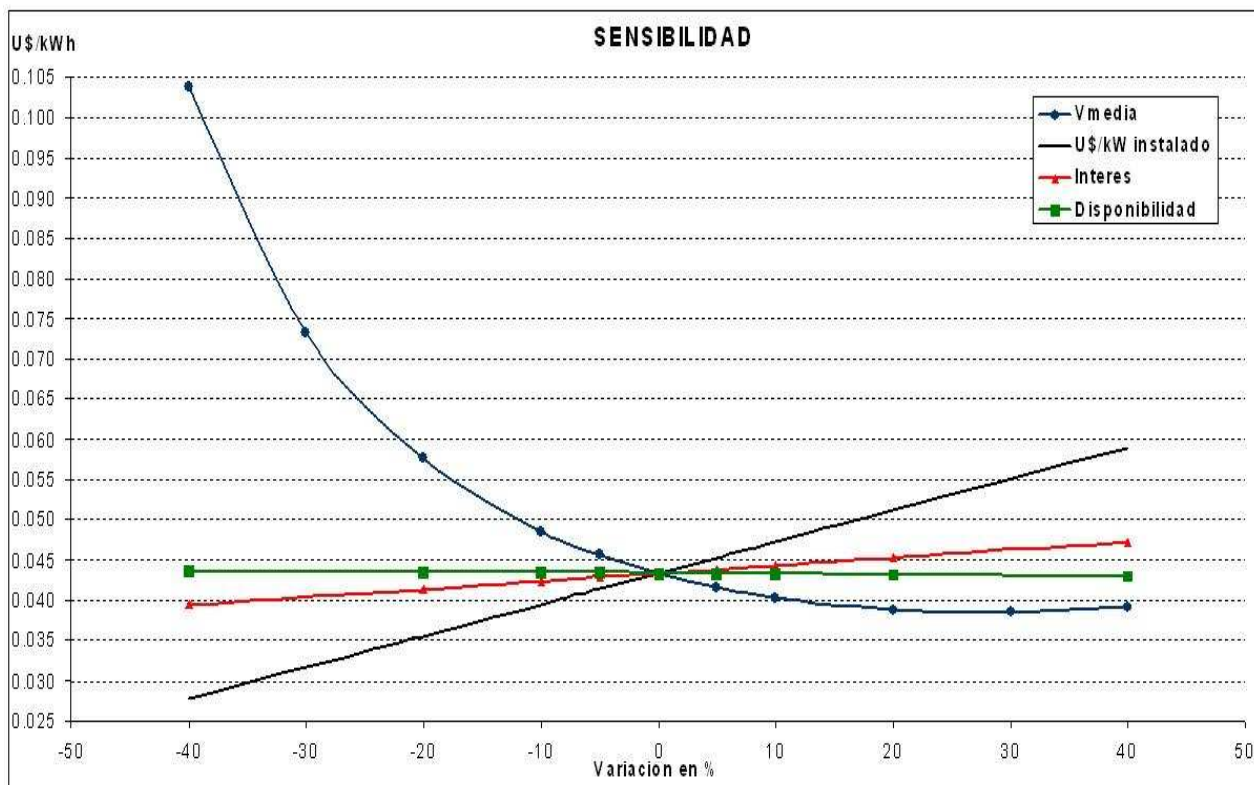


Figura 4.14: Sensibilidad del costo del kWh según varios parámetros.

CITAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Archivos del CREE (Centro Regional de Energía Eólica), Trelew, Chubut, Argentina.
- [2] Servicio Meteorológico Nacional. Argentina.
- [3] WindFarm, Versión 3.1. Analysis, Design and Optimisation. Resoft Ltd.
- [4] International Standard. 61400 – 1. International Electrotechnical Commission (IEC). Web site: <http://www.iec.ch>
- [5] European Wind Turbines Standards II (EWTS II). Netherlands Energy Research Foundation ECN; RISO National Laboratory; Teknikgruppen AB; CRES.
- [6] Estudio de impacto ambiental, ampliación de parque eólico Antonio Morán. Héctor Mattio y Roberto Jones, octubre de 2000, CREE.
- [7] Datos del Worldwatch Institute, 1990.
- [8] Ente Provincial Regulador de la Energía –EPRE- de la provincia de Buenos Aires, Resolución N° 138/99.
- [9] Tesis Doctoral, Fernando Tilca. Biblioteca del INENCO.
- [10] *Recomendaciones para mediciones de velocidad y dirección de viento con fines de generación eléctrica, y medición de potencia eléctrica generada por aerogeneradores.* Héctor Fernando Mattio, Fernando Tilca. Argentina, octubre de 2009. Publicado en la página de internet de varias instituciones.

CAPÍTULO 5: Impacto ambiental.

5.1 INTRODUCCIÓN

El debate acerca de la necesidad de conservar el ambiente y los recursos naturales en el marco del desarrollo sustentable global, alcanza en la actualidad gran relevancia en el seno de los organismos políticos mundiales, círculos financieros, movimientos sociales, comunidad científica y en la sociedad en general.

En este contexto, la temática ambiental se ha instalado como tema de debate y preocupación en varias disciplinas en todos los ámbitos.

El término Ambiente proviene en realidad de las ciencias naturales, más precisamente de la Ecología. El objeto de estudio de la ecología son las relaciones entre los seres vivos y su entorno, y a este complejo de relaciones se los llama precisamente "ambiente".

El ambiente "no es algo que se puede experimentar en forma objetiva sino que está lleno de valores e intereses diferentes que a veces compiten" señala la Ing. Qca Joyce Owen (UNPSJB-FCN- Tw; Setiembre 2011).

El Geógrafo Carlos Reboratti sostiene que el concepto engloba a todos los elementos y relaciones que se encuentran dentro de la biosfera. "El hombre, tanto individualmente como organizado en un grupo social de cualquier escala y nivel de complejidad (...) desarrolla sus múltiples actividades en un escenario concreto, formado por muchos elementos: luz solar, suelo, aire, agua en diversas formas (...), plantas y animales grandes y pequeños, construcciones de todo tipo y tamaño, luz artificial, caminos, aire acondicionado, máquinas para diversos fines, la lista es necesariamente muy larga. Este complejo escenario es lo que podemos llamar "El Ambiente" (Reboratti- "Ambiente y Sociedad").

Los autores Fernández y Vítora sostienen que el ambiente "es fuente de recursos que abastece al ser humano de las materias primas y energía que necesita para su desarrollo sobre el planeta" (Fernández - Vítora. "Guía Metodológica para la Evaluación del Impacto Ambiental").

5.2 EL CONCEPTO DE IMPACTO AMBIENTAL

El término Impacto Ambiental fue definido por Munn en 1975 y técnicamente hace referencia a los efectos sobre el ambiente y la sociedad, que ejercen cualquier obra o actividad humana. El Impacto Ambiental según Munn puede plantearse como "el cambio neto (positivo o negativo) sobre el bienestar y la salud del ser humano y de los ecosistemas de los cuales éstos dependen, que resulta de los efectos ambientales producidos por las acciones humanas".

Estos efectos pueden ser considerados positivos, neutros o negativos, de acuerdo a la valoración social de cada espacio en cada momento histórico. Así, por ejemplo, una actividad que actualmente produce un impacto calificado como negativo, en épocas anteriores tal calificación

pudo ser otra, o pudo no ser priorizado el efecto nocivo que hoy se considera. Cabe como ejemplo la explotación petrolera o minera, la construcción de grandes represas y otras obras destinadas a "dominar la naturaleza". En definitiva, el impacto ambiental es el resultado de la no internalización de los costos de recuperación de los efectos ambientales negativos de una obra o actividad, a los costos económicos de la misma. Es decir, resultado de no prever ni contabilizar económicamente la recuperación del ambiente afectado. Esto ha significado (y en muchos casos lo sigue haciendo) un deterioro marcado y progresivo del ambiente.

En este sentido, internalizar los efectos negativos de una actividad significa simplemente asumir la responsabilidad de las consecuencias no deseadas y realizar todas las acciones que técnica y científicamente resulten posibles para minimizar y en el mejor de los casos eliminar tales efectos o impactos negativos.

5.3 LA EVALUACIÓN DEL IMPACTO AMBIENTAL

En el año 1969 se institucionalizó formalmente la Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) en la Legislación Federal de los Estados Unidos, mediante la "National Environmental Policy Act" con el propósito de mejorar la calidad de toma de decisiones desde la óptica ambiental y social. En la década del '80 la entonces Comunidad Económica Europea (CEE) aprobó la directiva en la que se consolidaron las diferentes legislaciones de carácter ambiental de sus países miembros, obligando a su vez a los países carentes de las mismas a adoptarlas.

En América Latina fue Colombia el primer País en incorporar la EIA a su legislación, en 1973 seguido luego por países como Méjico, Venezuela, Paraguay, Brasil y otros. En realidad este proceso de institucionalización de la Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) respondió inicialmente a las exigencias en tal sentido planteadas por los organismos de crédito internacional para la prestación de ayuda.

La República Argentina no posee una norma concreta para la regulación en materia de Evaluación de Impacto Ambiental, aunque la necesidad de encaminar las actividades productivas hacia la sustentabilidad queda explícita en el Artículo XIV de la constitución Nacional reformada en 1994, que dice... "Todos los habitantes gozan del derecho a un ambiente sano, equilibrado, apto para el desarrollo humano y para que las actividades productivas satisfagan las necesidades presentes sin comprometer las de las generaciones futuras; y tienen el deber de preservarlo". La consideración de los impactos ambientales está presente en diferentes leyes que regulan determinadas actividades, como la Ley 17319 de Hidrocarburos, o la Ley 24585 de Protección Ambiental para la Actividad Minera, entre otras.

Por su parte algunas Provincias Argentinas han ido más allá, como por ejemplo las Provincias del Neuquén (Ley 1875 de Medio Ambiente y Desarrollo Sustentable), o Chubut (Ley General del Ambiente 4563 y Código Ambiental Chubut, Ley 5439) entre otras.

Estas son leyes donde se regula todo el proceso de Evaluación de Impacto Ambiental. En las mismas el Estado Provincial establece qué actividades, obras y/o proyectos realizables, tanto por organismos públicos o privados, deben ser sometidos al mencionado proceso y plantea las etapas de que el mismo consta.

5.4 EVALUACIÓN Y ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

La Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) es un procedimiento Jurídico- Administrativo destinado a mejorar el sistema de toma de decisiones públicas, y orientado a resguardar que las opciones de proyectos, programas o políticas en consideración sean ambientalmente sustentables. Se trata de un verdadero tratamiento previo de la toma de decisiones. Este proceso tiende a identificar, predecir e interpretar los efectos ambientales de cualquier proyecto u obra, y su regulación, conducción y control corresponde a una autoridad de aplicación gubernamental. "Es un instrumento de conocimiento al servicio de la decisión y no un instrumento de decisión". (FERNANDEZ - VÍTORA. "GUÍA METODOLÓGICA PARA LA EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL).

La Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) se aplica a actividades y proyectos de desarrollo que sean emprendidos por el sector público o privado, e incluye el análisis de alternativas y medidas de mitigación que tienen por objeto la eliminación o minimización de las consecuencias adversas, y la potenciación de las positivas.

A su vez el proceso de Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) es considerado como un mecanismo clave para la participación de la ciudadanía, logrando así que esta se involucre en el proceso de planificación gubernamental.

Seguramente el mayor logro del proceso de Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) radica en haberse convertido en una importante herramienta para mejorar la viabilidad a largo plazo de muchos proyectos y programas de desarrollo, contribuyendo de manera significativa en la predicción de problemas y la consiguiente reducción de errores que pudieran implicar altos costos ambientales y socioeconómicos (como el vertido de residuos peligrosos sin tratar, o simplemente la construcción de carreteras en áreas protegidas, entre otros muchos ejemplos).

Técnicamente, la Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) se compone de distintas etapas básicas, a saber:

- **SCREENING**- Se trata de un primer paneo que permite decidir el encuadre del proyecto en consideración, dentro del régimen de Evaluación de Impacto Ambiental (en algunos países, este régimen incluye variantes, según el mayor o menor carácter impactante de una actividad).
- **EVALUACIÓN AMBIENTAL PRELIMINAR**- Es una evaluación de impacto ambiental reducida aplicable a proyectos de bajo o dudoso impacto.

- SCOPING- Es el análisis del alcance que debe tener el Estudio de Impacto Ambiental (EsIA) que deberá realizarse para el proyecto en cuestión.
- ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EsIA)- Es la producción del documento técnico que con carácter prospectivo debe elaborar la figura responsable del proyecto u obra en cuestión. Incluye su presentación en Audiencia Pública.
- ACTO ADMINISTRATIVO DE APROBACIÓN DE LA EIA- Es la autorización legal para la realización del proyecto en cuestión, otorgada por la autoridad de aplicación de la legislación ambiental.

En relación al Estudio de Impacto Ambiental (EsIA), éste es un documento técnico de carácter interdisciplinario que debe ser aportado por el responsable del proyecto evaluado a la Autoridad de aplicación de la Legislación de Impacto Ambiental. Estos Estudios de Impacto Ambiental (EsIA) son realizados por consultores externos, tanto públicos como privados, quienes cuentan con el reconocimiento y registro de la mencionada autoridad de aplicación. Los mismos se realizan de acuerdo a ciertos parámetros establecidos en las correspondientes leyes de Impacto Ambiental.

El Estudio de Impacto Ambiental (EsIA) tiene por objetivo fundamental asegurar la presentación documentada de la información y la veracidad de los diagnósticos, las predicciones y las recomendaciones sobre los cursos de acción y decisiones sobre el proyecto. Se trata de un elemento de análisis que interviene de manera esencial en cuanto a dar información en el procedimiento administrativo que es la Evaluación de Impacto Ambiental (EIA).

5.5 LA ENERGÍA EÓLICA Y SU IMPACTO AMBIENTAL.

La producción de energía a partir del aprovechamiento del recurso eólico tiene la particularidad de presentar mayormente impactos ambientales positivos, tanto a escala local como global. También posee la característica de haber neutralizado algunos de sus efectos negativos gracias al desarrollo tecnológico de la industria eólica. En adelante se comenta cuáles son estas particularidades, y se apuntará sobre todo a la identificación de los impactos negativos que se le conocen, sus características y al porqué de la necesidad de su control.

Generalmente cuando los expertos analizan el impacto ambiental de la energía eólica se abocan fundamentalmente al análisis de sus impactos positivos, es decir aquellas alteraciones que la producción energética eólica produce sobre el conjunto ambiental y que implican beneficios directos al mismo, y en menor medida a los efectos que la actividad eólica no produce mientras otras fuentes energéticas sí lo hacen. También es común hallar declaraciones que hablan de efectos negativos que ya no se producen, lo que guarda directa relación con el importante avance tecnológico experimentado por la industria eólica.

Si bien es cierto que en el largo plazo y en función del equilibrio del sistema climático y los sistemas biológicos en general es fundamental reducir la deforestación, la destrucción de ambientes en pos de la explotación hidrocarburífera e incluso limitar las emisiones de gases contaminantes, tóxicos y que contribuyen con el incremento del efecto de invernadero (efecto que junto a los forzantes naturales contribuye al desequilibrio climático), también es cierto que el descuido en la deforestación necesaria para montar los molinos durante la construcción de una Central Eólica puede dar origen, particularmente en ambientes frágiles, a daños que en el curso de pocos años puede acabar con el potencial para otras actividades productivas que posea el lugar (considérese que en algunos lugares la recuperación de áreas desmontadas es natural y rápida mientras que en otros, con distintas características climáticas, sucede lo contrario). Este es un ejemplo menor, aunque de sustancial importancia sobre todo en los ambientes que son más propicios de Argentina para la producción de energía eólica. La idea de "atacar" los aspectos negativos de la actividad es precisamente evitar su efecto de bola de nieve. Siempre es conveniente atacar el foco del problema y no sus consecuencias posteriores: en este tema "vale más prevenir que curar".

5.6 LOS BENEFICIOS AMBIENTALES DE LA GENERACIÓN EÓLICA.

Como se mencionó en párrafos anteriores, es común oír y leer acerca de los "beneficios" de la energía eólica (véase www.windpower.dk; "Ventajas Medioambientales y Sociales de la Energía Eólica" García Ortega, Greenpeace España; "Vientos de Cambios" Greenpeace Argentina; etcétera). Tales ventajas ambientales son fundamentales en cualquier estrategia de desarrollo sustentable ya que rompen con la carga ambiental nefasta que ha caracterizado al modelo energético post industrial, que enfocado desde el punto de vista de la oferta se basa en el consumo y producción ilimitado de energía a través de fuentes contaminantes, riesgosas y no renovables, como la nuclear y la fósil.

Sin duda alguna, la capacidad de producir energía de forma rentable a partir de una fuente limpia es la principal ventaja de la eólica, significando un aporte de gran valor en las estrategias de preservación de las cualidades productivas de los distintos ambientes a escala internacional. Pero además de este aspecto existen otras muchas ventajas ambientales.

"Analizando globalmente las necesidades energéticas y medioambientales, la energía eólica se muestra como portadora de ventajas medioambientales, energéticas, económicas y socio-laborales tan importantes que la convierten claramente en un recurso limpio, rentable, perfectamente viable desde el punto de vista tecnológico, al que por tanto es necesario apoyar sin reserva alguna" (José Luis García Ortega y Carlos Bravo Villa Greenpeace España)

Necesariamente para expresarse acerca de las mismas, se hace una breve comparación con respecto a actividades equivalentes, mayormente con actividades de producción energética. Es

decir, los beneficios ambientales de la generación eólica pueden enumerarse como la relación de impactos que no produce y que sí son imputables a otras formas de generación energética. En ese marco puede visualizarse que la producción de Energía Eólica plantea las siguientes ventajas ambientales.

- Es innecesaria actividad minera alguna, con lo cual se evitan sus efectos asociados como ser grandes movimientos de terreno, arrastre de sedimentos, alteración de cauces de agua, contaminación por partículas, acumulación de estériles radiactivos, etcétera.

- No implica transformación del combustible, con lo cual se eliminan grandes consumos de energía, se evitan riesgos de transporte, mareas negras, contaminación del aire en las refinerías y centrales energéticas, explosiones de gas, al igual que la generación de agentes químicos agresivos.

- Igualmente, y lo que es una gran ventaja de las energías limpias, no hay combustión ni fisión de combustible, evitándose riesgos nucleares y "vertidos controlados" de productos radiactivos. Igualmente no se produce en la generación de energía eléctrica mediante el recurso eólico emisiones a la atmósfera de CO₂ o cualquier otro gas de invernadero (revisar CAP 1.8.1), contribuyente como forzante social al problema del cambio climático global. No hay generación de contaminantes ácidos, gases tóxicos, o polución térmica.

- La generación de residuos es mínima, por lo que no existen escombreras que además pueden arder (como los túneles de las minas de carbón), ni residuos radiactivos que perjudicarán hasta generaciones que dentro de cientos de siglos habiten el ambiente que hereden de nosotros.



Central eólica frente a una Central térmica. Los impactos generados para producir energía difieren radicalmente. Fuente Windweb.



Gestión de residuos durante el montaje de un aerogenerador. Comodoro Rivadavia. Fuente CREE

vida corta (estroncio 90, cuya desaparición se estima en 280 años, o cesio 137, estimado en 300 años), y los de vida larga (plutonio, neptunio, americio, curio, en todos los casos con un período de actividad calculada en el orden de los 250.000 años).

- La ocupación de terrenos se constituye también en una ventaja ambiental de esta actividad, en cuanto no demanda la inundación de vastas áreas con la consiguiente pérdida de recursos de todo tipo, incluso paisajísticos, como es el caso de la producción hidroeléctrica. Y mucho menos genera riesgo siquiera comparable con una represa. Además, la pérdida de suelos por contaminación, tanto por vertidos o fugas en bombas petroleras y oleoductos, o la depositación del polvo negro característicos de las canteras de carbón, en proximidades de las minas, no son problemas presentes en la actividad eólica. La generación eólica es compatible con otros usos del suelo, como ser ganadería, agricultura e incluso ciertas actividades mineras. Al respecto, un estudio del Worldwatch Institute (1990) cifraba la ocupación de territorio por los parques eólicos, tanto de las instalaciones de generación eléctrica (aerogeneradores) como de los caminos de servicio, en 1.335 metros cuadrados por gigavatio-hora generado a lo largo de treinta años, superficie notablemente menor que la ocupada por la generación a partir del carbón (3.642 metros cuadrados para producir la misma energía), incluyendo en ésta la minería necesaria.

- Además la energía eólica ofrece destacables beneficios sociales, mucho mayores que los suministrados por otras actividades de producción energética por teravatio hora al año (Twh/año) de energía generada, particularmente en lo referente a la generación de empleo: 542 puestos de trabajo genera la actividad eólica por cada Twh/año, mientras que la nuclear genera 100, o el carbón 116. (Worldwatch Institute, EE.UU. 1990).

- Las centrales nucleares demandan la extracción, transformación y desecho de elementos radiactivos, con lo cual se producen estériles emisores de radioactividad durante la exploración y explotación del recurso primario (el uranio), riesgos directos de emisiones radiactivas tanto durante la etapa de producción de la energía, como durante la etapa de desecho de los residuos generados en la producción.

En este último caso, la misma está dada por la generación de dos tipos principales de residuos (Forum Atómico Español): los de



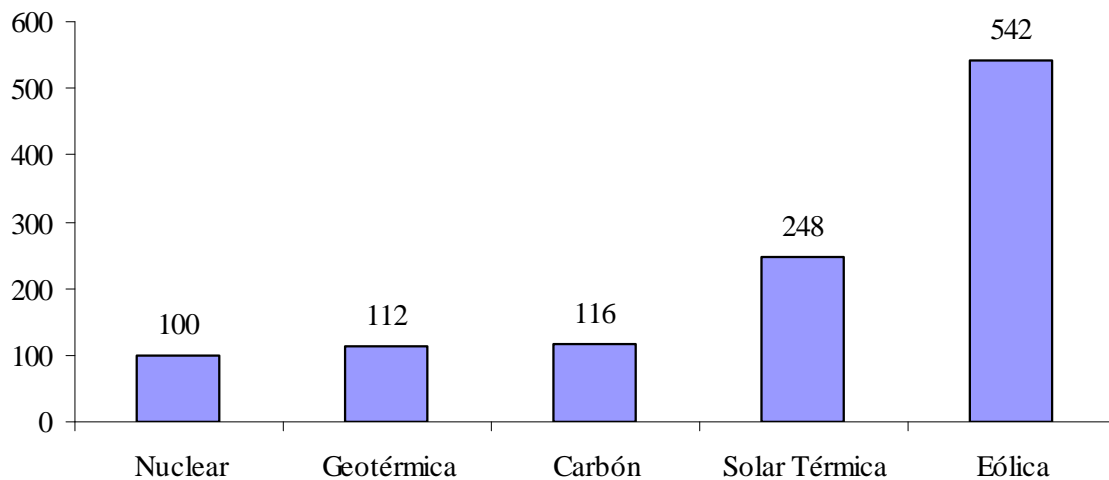
La compatibilidad con otros usos del suelo rural y con la vida silvestre es muy alta.

Las principales actividades promotoras de empleo son:

- ③ Evaluación del recurso.
- ③ Evaluaciones y estudios ambientales.
- ③ Topografía.
- ③ Ingeniería.
- ③ Industria electrónica.
- ③ Siderurgia e industria metal mecánica.
- ③ Obras propias de la adecuación del terreno.
- ③ Obra civil para montaje de máquinas.
- ③ Infraestructura eléctrica.
- ③ Transporte.

- Operación y mantenimiento del conjunto.

Generación de empleo por TW-h año



Esquema comparativo de la generación de puestos de trabajo por TW-h año según diferentes fuentes de producción de energía. (Worldwatch Institute, EE.UU. 1990)

Igualmente el impacto de la energía eólica para la salud pública es marcadamente menor que el de fuentes energéticas convencionales, cuyos efectos nocivos son sobradamente conocidos y se relacionan con contaminación directa e indirecta, y también con riesgos de desastres de origen tecnológico. Sin embargo, no se puede ver en la energía eólica una panacea para la producción ilimitada de energía. Es necesario abordar un serio programa de eficiencia en el consumo de energía, que evite que la demanda crezca a niveles innecesarios. Cuanta menos energía se consume, menores serán los impactos causados por su generación, cualquiera que sea su fuente.

Desde el punto de vista de la protección ambiental, debe exigirse a los constructores y promotores de los parques eólicos que realicen los estudios y acometan todas las medidas necesarias para garantizar que se van a reducir al mínimo los daños que durante la construcción y explotación de los mismos se pudiesen producir.

5.7 PRINCIPALES IMPACTOS AMBIENTALES NEGATIVOS DE LA GENERACIÓN EÓLICA.

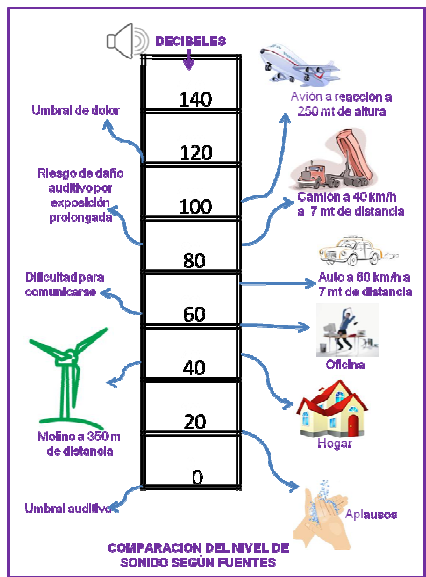
Como ha sido expresado anteriormente, el hecho de que la generación eólica comporta importantes beneficios ambientales no quiere decir que no genere efectos negativos, e incluso riesgos para la seguridad pública. Distintos estudios alertan sobre la necesidad de controlar de cerca las tareas de construcción y funcionamiento de Centrales Eólicas ya que es ésta, la gestión ambiental de estos proyectos, lo que permitirá a la postre evidenciar plenamente los beneficios ambientales que anteriormente se han comentado.

Con respecto al impacto ambiental negativo de la energía eólica debe destacarse que el mismo presenta dos características cruciales: en primer lugar son mayormente reversibles, lo que les otorga un carácter temporal, y en segundo lugar se producen principalmente durante la construcción de la central eólica. Los impactos ambientales negativos de carácter permanente están asociados a la etapa de funcionamiento de la misma, es decir a la etapa de producción de energía. A continuación se detallan los impactos negativos más comunes de la generación eólica.

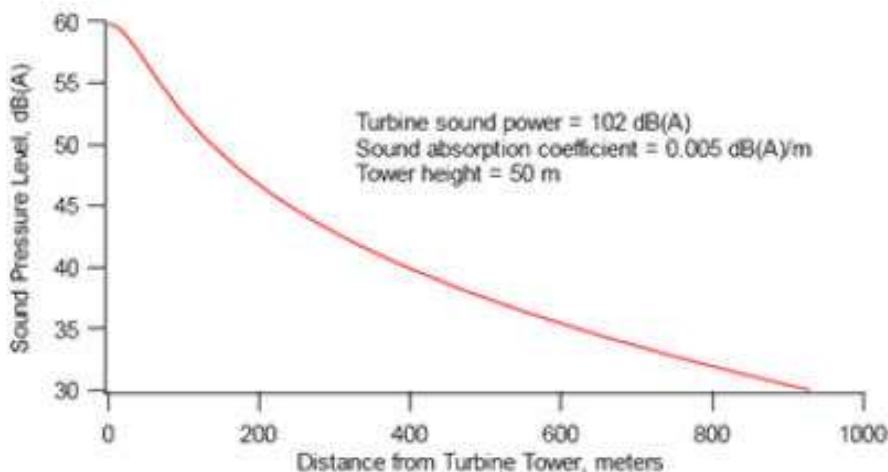
- En cierta medida sufren alteración los suelos de las inmediaciones donde se desarrollan las actividades asociadas a la construcción de la central eólica, ya que se requiere de la apertura de vías de servicio y el desmonte del terreno para la operación de la maquinaria actuante en las cimentaciones y montaje de las máquinas. Esto no solo determina la exposición del suelo desnudo, desprovisto de su tapiz vegetal protector a los agentes atmosféricos, sino que además provoca la compactación de esas áreas. Este impacto es en gran medida de un alto potencial reversible, ya que muchas de las vías de servicio en la construcción de una Central Eólica son temporarias, y una vez puesto en funcionamiento cada molino no demanda el mantenimiento de terreno con alguna característica particular en inmediaciones de la torre. Así, las áreas inmediatas a la torre pueden ser parquizadas, reforestadas con especies autóctonas, sembradas, quedar bajo pastoreo, etcétera.
- Las zonas deforestadas pueden convertirse en áreas problemáticas, sobre todo en lo que refiere a la degradación de los suelos expuestos y recuperación de la cobertura vegetal, cuando no se toman a tiempo las medidas adecuadas de reversión y control del impacto en cuestión. Es sobre estos dos elementos en particular (suelos y cobertura vegetal) que la actividad eólica presenta los mayores riesgos de deterioro ambiental.
- Así como en párrafos anteriores se destacó lo beneficioso que resulta la producción de energía eólica en función de la salubridad atmosférica a largo plazo, también debe hacerse referencia a sus efectos negativos sobre el mismo componente ambiental, aunque a diferente escala. Cuando se construye una central eólica y por efecto derivado del desmonte de determinadas áreas, se aporta directa e indirectamente a la atmósfera distintos agentes contaminantes. Por ser sus efectos de un alcance puntual, serán relevantes estas afecciones cuando la obra se sitúe en proximidades de áreas pobladas, ya sea urbanas o rurales. Los efectos de que se trata son, por un lado el incremento de polvo en suspensión, sea por el propio movimiento que demandan los trabajos de montaje como por efecto de medias y altas velocidades de viento; además, la polución sonora debe considerarse, ya que en gran medida la actividad de montaje de una central eólica demanda de maquinaria vial pesada (excavadoras, camiones, palas cargadoras, niveladoras) además de grandes grúas. Por otro lado y por las mismas causas se produce un incremento local de aporte de gases contaminantes aunque de ningún modo supera a lo que puede aportar cualquier otra actividad

que demande servicios semejantes (reparación de carreteras, construcción de acueductos, transporte de mercancías, etcétera).

- La emisión de ruidos molestos también se hace presente, tanto en etapa constructiva como de funcionamiento de una Central Eólica, con lo que adquiere un carácter permanente. Las turbinas generan principalmente dos tipos de ruidos, el ruido aerodinámico y el ruido mecánico. De los dos, el ruido aerodinámico es el más altamente perceptible en proximidades de la central eólica.



Esquema comparativo de emisiones sonoras habituales.



En los aerogeneradores actuales el ruido proviene particularmente del accionar de las palas (ruido aerodinámico). En menor medida producen emisiones sonoras las cajas multiplicadoras y el generador (ruidos mecánicos). Asimismo las emisiones sonoras de una central eólica disminuyen al aumentar la distancia, hasta hacerse imperceptibles a una distancia próxima a los 800 mts.

- Los efectos negativos de carácter permanente se asocian con las afecciones paisajísticas de las centrales eólicas principalmente. Los aerogeneradores tienen una fuerte presencia en el paisaje, la que solamente puede ser atenuada fundamentalmente a partir del diseño de la central, es decir la distribución de las máquinas en el terreno, y en gran medida gracias a la pintura que suele hacerse a la turbina. Por otra parte, si se considera el grado de aceptación por parte de la comunidad afectada (componente ambiental), puede ocurrir que este grado de aceptación se constituya también en factor atenuante al impacto o deterioro paisajístico, en cuanto las centrales eólicas suelen ser vistas y explotadas además como atractivo turístico.



La Central eólica Antonio Morán comparte el predio con actividades de extracción de petróleo. Nótese la presencia paisajística de las turbinas.

5.8 DETALLE DE IMPACTO AMBIENTAL POR ETAPA DE UN PROYECTO DE GENERACIÓN EÓLICA.

Básicamente son cuatro las etapas que conducen a la concreción de un proyecto eólico. La etapa de “selección del sitio”, la etapa de “preparación del sitio y construcción”, la etapa de “operación y mantenimiento” y la etapa de “abandono del sitio”. Cada una de estas fases tiene características ambientales particulares y generan distinto tipo de impactos ambientales.

5.8.1 Etapa de selección del sitio.

Para el caso de centrales eólicas, el impacto ambiental producido en etapa de selección del sitio es prácticamente nulo. La única actividad a considerar es el montaje de una torre para la instalación del equipamiento de medición anemométrica. El resto de las actividades tendientes a seleccionar un sitio de implantación para un proyecto eólico se desarrollan en gabinete.



Torres instaladas en la provincia del Chubut, Argentina.

Para determinar el sitio de un proyecto de estas características, debe inicialmente seleccionarse la región óptima a partir de parámetros generales, como la disponibilidad de un recurso eólico y condiciones topográficas convenientes. Esto generalmente se realiza a partir del análisis de la cartografía correspondiente. Luego otros factores como la accesibilidad, la posibilidad de evacuar la energía de forma práctica y rentable, la disponibilidad de terrenos en condiciones legalmente aprovechables, determinan la elección de un sitio para iniciar el proceso de mediciones que conducen a la determinación final del sitio de la central eólica y de cada uno de los aerogeneradores. Esto incluye visitas al lugar, reconocimiento y relevamiento del terreno, identificación de sus características y particularidades, desde una óptica integrada de los elementos del ambiente. Todo ello no tiene impacto ambiental alguno.

5.8.2 Etapa de preparación del sitio y construcción.

La etapa de construcción de una central eólica es sin duda el momento donde se producen las mayores alteraciones sobre el entorno en el cual se implantará la obra. Esta etapa requiere básicamente de desmonte, apertura de caminos principales y secundarios o de servicio, construcción de alcantarillas, remoción de suelos para las fundaciones de los equipos y para plataforma de maniobras durante el montaje, empleo de distinto tipo de maquinarias y vehículos pesados, montaje de obradores, redes de evacuación de la energía de cada máquina y construcción de sub estación transformadora.





Secuencia de preparación del terreno para el inicio de obras. Registro propio (P.E. Antonio Morán. C. Rivadavia).





Construcción de la base y traslado de tramos de torre. Registro propio (PE Antonio Morán y PE Jorge Romanutti).



Montaje de una torre. Registro propio (PE Antonio Morán, área "Km 4", C. Rivadavia).

Todo ello tendrá manifestaciones ambientales de distinta consideración y con diferentes posibilidades de mitigación y/o neutralización, lo que dependerá puntualmente de las condiciones ambientales donde se desarrolla la obra. Es decir, los distintos impactos y su calificación ambiental dependerán directamente de la "línea básica ambiental", ya que para obras de estas características las actividades necesarias tienden a ser siempre las mismas.

A continuación se detallan las características principales de las actividades que se desarrollan en esta etapa.



Nivelación de áreas de servicios y caminos (izquierda) y excavación para una base (derecha).



Cada componente requiere para su montaje, de distinto tipo de maquinaria y equipos.

a) Necesidad de desmonte, nivelación o relleno: Teniendo en cuenta que la locación de cada molino necesitará un espacio o plataforma de maniobras, se requerirá desmontar y nivelar una superficie de 100 x 100 metros para cada máquina. La base de cada aerogenerador requerirá una excavación de 15 x 15 x 2,5 metros. El material removido puede ser utilizado, dadas las características de los suelos, en aquellos lugares donde la

apertura de caminos requiera relleno, integrándose de este modo con el paisaje.

b) Características del equipamiento necesario: Para la preparación del sitio y el montaje de la central se requerirá de un equipo de maquinaria vial, camiones para el transporte de todo tipo de equipamiento, grúas de distinto tonelaje y vehículos medianos de apoyo y movilidad del personal. Estos vehículos deberán ser contratados a empresas habilitadas, prestadoras del servicio específico (Ej. Grúas, ambulancia, camiones, máquinas viales o buses para transporte de personal). Dicha flota tipo se resume en el siguiente cuadro:

Vehículo/ Maquinaria	Cantidad
Topadora	1
Motoniveladora	2
Excavadora	2
Cargadora	1
Camion tractor	3
Camión volquete	2
Grúa 50 Tns	1
Grúa 20 Tns	1
Grúa 10 Tns	1
Mini bus (24 pax)	1
Pick up	3
Ambulancia	1

c) Residuos de la obra: Durante el período que dure la preparación del terreno y el montaje de los equipos se generarán desechos no peligrosos, particularmente provenientes de embalajes y proyección de diferentes partes del equipamiento. Predominará el polietileno, poliestireno expandido, hilos y cuerdas plásticas cartón y en menor medida sunchos y anclajes metálicos y madera. Este tipo de residuos será gestionado a los fines de su reutilización en el caso de los materiales reciclables, como así para su conveniente deposición final, para el caso de los materiales no reciclables.

Estos tres aspectos concentran la totalidad de los impactos producidos típicamente durante esta etapa de los proyectos eólicos.

5.8.3 Etapa de operación y mantenimiento de la central eólica.

Los principales impactos durante esta etapa se producen sobre el paisaje, dado que se alteran las cuencas visuales con elementos de gran porte que además tienen grandes partes móviles. Esto es un problema irreversible pero mitigable. Distintas estrategias que van desde la pintura anti reflectiva de los equipos y sus tonos confundibles con el paisaje, hasta la ubicación estratégica de las centrales en relación a los campos visuales contribuyen a su mitigación.

Otros efectos permanentes de esta etapa y que han sido tratados en párrafos anteriores se relacionan con las emisiones sonoras del conjunto de la central. En este caso también la distancia de los receptores y las características de la ocupación del terreno favorecen que el problema se reduzca. En igual sentido, las afecciones provocadas por el efecto de las sombras y destellos que se producen por la interferencia de las estructuras de los molinos entre el sol y las personas o áreas afectadas, también se ven reducidos.

Si bien solo pocos países (sobre todo europeos) han establecido recientemente límites y Leyes sobre este problema en particular, se trata de un problema muy importante a tener en cuenta cuando hay asentamientos humanos próximos a las centrales eólicas, ya sean asentamientos de tipo residencial como laboral.

Las centrales eólicas difieren considerablemente de cualquier otra instalación para la producción energética, resultando de esto mínimos efectos ambientales no deseados y mínimas potenciales contingencias.

Así, si se comparase una central eólica con una hidráulica, no solo se evitaría la inundación y pérdida de áreas potencialmente aprovechables para otros usos (agro ganaderos, mineros, turísticos), sino que además se evitaría la creación de un riesgo siquiera comparable de contingencia como el que plantea la posibilidad de colapso y ruptura de una represa.

Si la comparación fuese con una central térmica (sea de gas, carbón o diesel), no solo se evita la emisión de miles de toneladas de gases contaminantes por año a la atmósfera, sino también se evita el riesgo de explosiones de ductos, incendios de minas, o mareas negras. Así podrían extenderse las comparaciones a otras formas de producción energética, pero el objeto de este apartado es en sí destacar cuáles son las posibilidades concretas de que una Central Eólica genere algún tipo de contingencia.

Al respecto el riesgo que puede considerarse principal se relaciona con el carácter rotante de los componentes de la central. Concretamente existe en cualquier parque eólico del mundo la posibilidad de que un desperfecto, sea por desgaste, falla constructiva, incendio o evento climático extremo, provoque la voladura de una pala, o el colapso de una estructura y la caída de un equipo. Si bien son eventos muy excepcionales, el riesgo existe.

Relacionado a lo antedicho, deben atenderse los siguientes aspectos:

☒ La existencia del riesgo de ningún modo debe entenderse en términos de peligro real. En estos casos, como ante cualquier riesgo del tipo que sea, el peligro aumenta si aumenta la vulnerabilidad ante el riesgo. Reducir la vulnerabilidad en este caso implica atender adecuadamente a todos los aspectos de mantenimiento y control de equipos planteados por el fabricante, tanto en la etapa constructiva como productiva.



Fuente: <http://www.ideal.es>



Fuente: <http://almadeherrero.blogspot.com>

☞ Tanto las estructuras sobre las cuales se montan los molinos (las torres), como el sistema rotor, las palas, los equipos generadores, los sistemas de frenado, los sistemas de control y seguridad, y el equipo en su conjunto, pasan toda una serie de análisis y certificaciones previas a la autorización para ser montados.

☞ Los molinos actuales cuentan con sistemas de frenado automático principalmente de dos tipos. Cuando la velocidad del viento supera los 25 m/s (dependiendo del equipo) se activa automáticamente el freno, ya que esta velocidad le infringe al equipo esfuerzos y tensiones consideradas riesgosas. Asimismo la velocidad de giro del sistema rotor (rpm) no es creciente de forma indefinida según el aumento de la velocidad del viento. La máquina mantiene el régimen de revoluciones constante en aproximadamente 18 rpm una vez que la velocidad del viento resulta suficiente para que el equipo alcance su potencia nominal. Si por algún evento particular se produce sobre velocidad de rotación, los sistemas detectores de vibraciones intervienen para frenar el molino.

Además de los riesgos de emergencia indicados, una central eólica no tiene otras posibilidades de emergencia que pueda alterar la seguridad pública, ni poner en riesgo a persona alguna.

De todos modos las empresas responsables de la construcción y puesta en funcionamiento de los equipos de este proyecto deberán realizar un estricto programa de mantenimiento y montar un sistema preventivo ante emergencias en el mismo.

La “Gestión Ambiental del Proyecto” debe proponer un programa de mantenimiento y prevención que define los lineamientos que deberían cumplirse mínimamente para reducir riesgos de cualquier tipo en una central eólica.

5.8.4 Etapa de abandono del sitio.

La vida útil de centrales de estas características se estima en 25 años, de acuerdo a las propiedades del equipamiento y a las condiciones ambientales donde se instalará, condiciones que le definen el régimen de operación.

Al finalizar el periodo de vida útil del proyecto la continuidad del mismo depende principalmente de factores económicos, dado que requiere la renovación del acuerdo por el uso del suelo y el reemplazo de las máquinas, dependiendo la factibilidad económica de tal reemplazo de las condiciones del momento.

Por ello existen dos alternativas para esta etapa, la remoción de las máquinas y la incorporación del suelo a los usos propios del momento, o bien el reemplazo de la potencia instalada lo cual puede incluir la ampliación de la misma, es decir la continuidad de la generación eléctrica.

El desmantelamiento de la central implica una obra en si misma, por lo cual el organismo responsable de la misma debe presentar el correspondiente plan de manejo en los plazos y condiciones que establezca la legislación vigente.

El objetivo a seguir será recuperar las condiciones del terreno a la etapa de selección del sitio para que el mismo pueda ser puesto nuevamente en valor conforme a las actividades que predominen en ese lugar en ese momento. En este caso un factor crítico son las bases de cada molino. Su permanencia por lo tanto dependerá del futuro uso del suelo, aunque lo más conveniente es su remoción total, dado que el uso del suelo a futuro variará, tarde o temprano, de acuerdo a la evolución del territorio.

Si la opción a seguir es el reemplazo de las máquinas para continuar generando energía eléctrica de origen eólico, ya sea manteniendo la potencia instalada como ampliándola, el responsable del proyecto debe reelaborar los estudios de factibilidad técnica y ambientales como así también los planes de manejo correspondientes para las máquinas removidas, y la adecuación/ eliminación de bases que resulten necesarias.

5.9 CONCLUSIONES

Como ha podido apreciarse en lo expuesto anteriormente, el impacto ambiental general de las Centrales Eólicas es verdaderamente bajo, no solo comparado con otras actividades de generación energética sino como actividad modificadora del ambiente en sí misma. Pero solamente atendiendo a la reversión/atenuación del conjunto de efectos adversos tanto temporales como permanentes que la actividad plantea, podrán ser alcanzados plenamente los beneficios que comporta.

BIBLIOGRAFÍA

- BURTON, Tony et al. 2001. "Wind energy handbook" Reino Unido
- BRAILOVSKY – FOGUELMAN. "Memoria verde". Sudamericana 11º edición, Argentina 1999.
- CEOTMA-MOPU. 1991. "Guía para la elaboración de estudio del medio físico". Madrid.
- FERNANDEZ VITORA, Vicente y otros 3º Ed. 1997. "Guía metodológica para la evaluación del impacto ambiental" Ed. Mundi Prensa, Madrid, España.
- GOBIERNO DE ARAGÓN Y OTROS. "Impactos ambientales de la producción eléctrica". Fondo editorial IDEA. Madrid, Julio de 2000.
- GÓMEZ OREA, Domingo. 1999. "Evaluación de impacto ambiental". Editorial Agrícola Española.
- GÓMEZ OREA, Domingo. 2001. "Evaluación de impacto ambiental" (módulos 1, 2 y 3). Universidad Nacional del Comahue y Universidad Politécnica de Madrid
- MATTIO, Héctor. 2000 "Estudio de impacto ambiental parque eólico Barda". España.
- MATTIO, Héctor/ JONES, Roberto. Octubre de 2000 "Estudio de impacto ambiental ampliación parque eólico Antonio Morán" C.R.E.E. Rawson, Chubut, Argentina.
- MATTIO, Héctor/ JONES, Roberto. Setiembre de 2000 "Estudio de impacto ambiental central eólica Rada Tilly Milenio". C.R.E.E. Rawson, Chubut, Argentina.
- MATTIO – JONES. "Estudio de impacto ambiental parque eólico Pico Truncado". C.R.E.E. Rawson, Argentina, Noviembre de 2001.
- OWEN, Joyce. Curso de posgrado: La Evaluación de Impacto Ambiental en la Provincia del Chubut. UNPSJB -Trelew- FCN/ MAYCDS Provincia del Chubut Setiembre-Octubre / 2011
- ORTEGA - BRAVO VILLA. "Ventajas medioambientales y sociales de la energía eólica". Greenpeace España 1991.
- RAMIRO LEO, José Gabriel. Nov. 1993. "Impacto ambiental de la energía eólica". Escuela Universitaria Politécnica de Algeciras, Universidad de Cádiz, España.
- REBORATTI, Carlos. 1999 "Ambiente y sociedad. conceptos y relaciones" Planeta, Argentina.
- SANTOS, Milton. 1996. "De la totalidad al lugar" Ed. Oikos Tau. Barcelona, España.
- SEJENOVICH/ PANARIO "Hacia otro desarrollo. Una perspectiva ambiental" Ed. Redes.
- WEBS:
 - www.forestryimages.org
 - www.caletao.com.ar
 - www.ecopat.com.ar
 - <http://www.ideal.es>
 - www.coalicionventanasverraco.org
 - <http://www.ega-asociacioneolicagalicia.es>
 - <http://es.wikipedia.org>
 - <http://www.noticiasnet.com.ar>

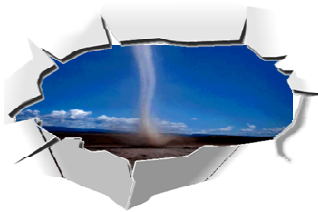
GENERACIÓN ELÉCTRICA MEDIANTE ENERGÍA EÓLICA

Héctor F. Mattio⁽¹⁾, Fernando Tilca⁽²⁾, Roberto Jones⁽¹⁾.

⁽¹⁾CREE (Centro Regional de Energía Eólica, Rawson, Chubut).

⁽²⁾INENCO (Instituto de Investigaciones en Energías No Convencionales, Universidad Nacional de Salta)

ARGENTINA



El texto incluye una reseña histórica, estado actual, conceptos básicos sobre viento, clasificación y descripción de aerogeneradores, diseño de una granja eólica, y nociones sobre impacto ambiental. Da indicaciones sobre montaje de sensores de viento, conceptos de método de extensión de series de tiempo, y de estadística del viento. Considera las normas internacionales vigentes, los cálculos de ráfagas extremas, las incertidumbres en la generación de energía eléctrica con los diversos percentiles exigidos en la actualidad (año 2011).

