



Universidad Nacional de Mar del Plata
Facultad de Ingeniería
Departamento de Ingeniería Eléctrica



**“Estudio de Energía Eólica y de la
Instalación de un Parque Eólico en la
Región Sudeste de la Provincia de Bs. As.”**

Proyecto final de Carrera Ingeniería Electromecánica

Luis María Petit

Mat. : 8958

Justo José Roberts

Mat. : 9659

Mar del Plata, Diciembre de 2008

Tutor

Ing. Pedro O. Prado

Mesa examinadora

Ing. Abel Urrutia

Ing. Claudio Dimenna

Ing. Guillermo Di Mauro



RINFI se desarrolla en forma conjunta entre el INTEMA y la Biblioteca de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar del Plata.

Tiene como objetivo recopilar, organizar, gestionar, difundir y preservar documentos digitales en Ingeniería, Ciencia y Tecnología de Materiales y Ciencias Afines.

A través del Acceso Abierto, se pretende aumentar la visibilidad y el impacto de los resultados de la investigación, asumiendo las políticas y cumpliendo con los protocolos y estándares internacionales para la interoperabilidad entre repositorios



Esta obra está bajo una [Licencia Creative Commons Atribución-
NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/).

Tabla de Contenido

Glosario	9
Introducción	12
Recurso Eólico.....	15
¿De dónde viene la Energía Eólica?.....	15
Regiones depresionarias y anticiclónicas	16
La influencia de los continentes	18
La fuerza de Coriolis	19
Cómo afecta la fuerza de Coriolis a los vientos globales.....	19
Direcciones de viento dominantes	20
Vientos globales: Variación horizontal	20
Vientos de Escala Macro (100 a 10.000 Km).....	20
Vientos de Escala Media (5 a 200 Km).....	20
Vientos de Escala Micro (hasta 10 Km)	20
Vientos locales	20
Dirección y velocidad del viento.....	22
Medición Del Viento	24
Un poco de Historia	26
Cambio de filosofía, un primer aviso.	27
Tipo de Aerogeneradores	30
Aerogeneradores de eje horizontal.....	33
Componentes.....	33
La Energía Eólica en el Mundo.....	43
Europa.....	43
América	44
Asia	44
Australia /Pacífico.....	44
África	44
Perspectivas de desarrollo para el 2010.....	45
Situación energética en Argentina	48
Crisis Energética Nacional	49
¿Como impacta la Crisis en el Mercado Eléctrico?.....	50
Situación actual	52
Medidas del gobierno	53
Algunos comentarios.....	54

La energía eólica en la Argentina	56
Desde los comienzos	56
El primer parque eólico	57
Lo que siguió	57
Potencial eólico en la Argentina.....	63
Evaluación del Recurso Eólico	66
Introducción	66
Metodología de trabajo	68
Mapa eólico	69
Recurso eólico Mundial (Mapa de isovento).....	72
Velocidad media y potencia en América Latina y Europa Occidental	72
Potencia media teórica.....	74
Energía disponible para distintos puntos del globo.....	75
Recurso eólico – Argentina (Mapa Eólico Nacional).....	76
Evaluación del Recurso eólico en el Sudeste de la Provincia de Buenos Aires.....	81
Datos meteorológicos utilizados	81
Procesado de datos meteorológicos.....	83
Análisis estadístico de la serie temporal	83
Frecuencia del viento	84
Distribución de frecuencias por dirección del viento	87
Distribución de Weibull:.....	90
Extrapolación de Datos en Altura.....	92
Densidad de Potencia y Energía Eólica Disponible	96
Resultados obtenidos	99
Caracterización de los sitios.....	99
Distribución de frecuencias	101
Imagen Satelital de la región.....	107
Densidad de potencia y energía disponible	108
Algunos Comentarios sobre el Recurso en la Provincia de Buenos Aires.....	114
Planificación de un Parque Eólico	117
Introducción	117
Proceso de diseño de un parque eólico.....	118
Metodología de trabajo para nuestro estudio.....	123
Selección del sitio	124
Selección del punto de medición.....	124
Estudio de prefactibilidad	150
Planificación – Implicancias Técnicas	152

Ubicación geográfica de la granja	178
Planificación - Aspectos Ambientales	182
Ventajas de las Energías renovable y reducción de Gases de efecto invernadero	204
Marco legal	209
Incentivo a las energías renovables.....	209
Análisis Económico.....	215
Aspectos económicos de la instalación de parque	215
Viabilidad del proyecto	218
Conclusiones	224
Referencias Bibliográficas	228
Anexo I - Resultados Gráficos	232
Anexo II – Cálculo de lo Parámetros de Weibull	250
Anexo III - Ley de Betz	253
Anexo IV – Mapa Físico del Partido de Gral. Puyrredón	255
Anexo V - Datos técnicos del AE seleccionado.....	257

Índice de Figuras

Figura 1.1.	Modificación del paisaje local debido al viento..	15
Figura 1.2.	Distribución en latitud de las zonas depresionarias y anticiclónicas.....	16
Figura 1.3.	Isobaras dominantes el mes de enero..	18
Figura 1.4.	Isobaras dominantes el mes de julio.....	19
Figura 1.5.	Proceso de formación de la brisa marina.....	21
Figura 1.6.	Proceso de formación de la brisa terrestre o terral.	21
Figura 1.7.	Rosa de los vientos.....	23
Figura 1.8.	Escala gráfica para la representación de la velocidad del viento.	23
Figura 2.1.	Molino de la antigüedad, “panémona”.....	26
Figura 2.2.	Un multipala de más de 12 metros de diámetro proporcionando energía mecánica en una industria estadounidense (Smith-Putman).	27
Figura 3.1.	Generador Eólico de eje horizontal.	30
Figura 3.2.	Máquina de rotor tipo Savonious (izquierda) y de tipo Darrieus (derecha)..	31
Figura 4.1.	Componentes de un AE.	41
Figura 6.1.	Esquema simplificado de los pasos las etapas de evaluación..	68
Figura 6.2.	Velocidad media del viento en Europa occidental en m/s a 10 metros de altura sobre le nivel del suelo.	73
Figura 6.3.	Velocidad media del viento de 10 m/s para América Latina.	74
Figura 6.4.	Potencia media en Patagonia argentina a 50 m sobre el suelo en W/m2.	74
Figura 6.5.	Potencia media en Francia, Portugal y España a 10 m sobre el suelo en	

W/m2.	75
Figura 6.6. Energía anual en kWh/kW instalado que puede suministrar máquinas de 11 m/s de velocidades nominales.....	75
Figura 6.7. SIN - Líneas de 132 KV (azul) y 500 KV (rojo).	78
Figura 6.8. Detalle SIN Prov. de Buenos Aires y Patagonia.	78
Figura 6.9. Mapa del potencial eólico nacional.	79
Figura 7.1. Variación de la velocidad del viento con la altura.	94
Tabla 7.7 Potencia y energía eólica en el período de medición a diferentes alturas.	98
Figura 7.2. Puntos de medición ubicados en cercanías de la costa Atlántica. Fuente: Elaboración propia.....	99
Figura 7.3. Características de recurso en los diferentes puntos de medición.....	100
Figura 7.4. Frecuencia por dirección, datos 2005-2006.....	101
Figura 7.5. Frecuencia por dirección, datos trimestre 1(2005-2006)	102
Figura 7.6. Frecuencia por dirección, datos trimestre 2 (2005-2006).	102
Figura 7.7. Frecuencia por dirección, datos trimestre 3 (2005-2006).	103
Figura 7.8. Frecuencia por dirección, datos trimestre 4 (2005-2006).	103
Figura 7.9. Trayectoria de los sistemas de alta y baja presión.	105
Figura 7.10. Imagen satelital de la Prov. de Buenos Aires detallando los puntos de medición.	107
Figura 7.11. Obtención de la función distribución de energía o densidad de potencia eólica.	110
Figura 8.1. Etapas involucradas en el diseño de una granja eólica.....	119
Figura 8.2. Partido de Gral. Pueyrredón, puntos de referencia.....	128
Figura 8.3. Rosa de los vientos correspondiente al punto de medición MdP Aero.....	131
Figura 8.4. Crecimiento urbano de Mar del Plata (1916-1983).	136
Figura 8.5. Imagen satelital LANSAT 7, Mar del Plata año 2000.....	137
Figura 8.6. Ubicación de cuadrantes respecto de la rosa del punto de medición.....	139
Figura 8.7. Medios de acceso en zonas aledañas al punto de medición.	141
Figura 8.8. Distancias respecto del punto de medición.	142
Figura 8.9. Esquema unificar de las líneas eléctricas 132Kv (negro) y 500Kv (rojo).	143
Figura 8.10. Detalle de líneas de 132Kv en la ciudad de Mar del Plata. Esquema geográfico sistema interconectado Argentino.....	144
Figura 8.11. Detalle sistema de 13,2Kv zona de Camet. 7.	144
Figura 8.12. Sitio elegido para la ubicación del parque eólica.	149
Figura 8.13. Rosa de las rugosidades en el sector circundante al emplazamiento elegido... ..	161
Figura 8.14. Mapa de la ubicación de obstáculos en las inmediaciones del parque. Elab	162
Figura 8.15. Criterio de espaciamiento utilizado en AE.	176
Figura 8.16. Esquema de la ubicación del parque eólico.....	179

Figura 8.17.	Esquema ubicación del parque eólico y zonas de exclusión.	180
Figura 8.18.	Impacto de la instalación de turbina eólica en terreno aledaño	188
Figura 8.19.	La ganadería y los molinos de viento.....	189
Figura 8.20.	La actividad agropecuaria y los molinos de viento.....	189
Figura 8.21.	Escala de ruido de diferentes fuentes.....	195
Figura 8.22.	Mapa de emisión sonora, para la disposición de AR elegida.	197
Figura 8.23.	Ejemplo de distribución de turbinas en zona costera.....	199
Figura 8.24.	Mapa de sombras la una turbina en el sitio especificado.	202
Figura 8.25.	Emisión de sombras según el arreglo y ubicación de los AE.	203
Figura 8.26.	Alcance de las mediciones sonoras mayores según el arreglo y ubicación de los AE.	203
Figura 8.27.	Temperatura global periodo 1880-2004 (la línea de puntos es la media anual mientras que la roja representa la media cada cinco años)..	206

Índice de gráficos

Grafico 5.1	Potencia eólica instalada a nivel mundial.	45
Grafico 5.2	Capacidad instalada 1997-2006.	47
Grafico 5.3	Predicción de capacidad instalada para 2010.	47
Grafico 5.4	Proporción de la Energía Primaria en Argentina.....	48
Grafico 5.5	Producción de las diferentes fuentes de generación.	49
Grafico 5.6	Variación del precio de la Energía.	51
Grafico 5.7	Comparación – Ministerio de Economía y datos de Mercado.....	54
Grafico 5.8	Potencia Eólica instalada en Argentina.....	61
Grafico 7.1	Distribución de frecuencia de velocidad, Bahía Blanca..	85
Grafico 7.2	Histogramas para diferentes períodos temporales.	87
Grafico 7.3	Rosa de los vientos y velocidad media por sector, Bahía Blanca.....	88
Grafico 7.4	Rosa de los vientos y velocidad media por sector para diferentes períodos, Bahía Blanca.	90
Grafico 7.5	Variación de la gráfica de Weibull en función del factor de forma “k”.	91
Grafico 7.6	Distribución de Weibull y Rayleigh para la ciudad de B. Blanca.	92
Grafico 7.7	Velocidad de viento vs. Altura.....	96
Grafico 7.8	Potencia por unidad de área de barrido para los diferentes puntos de medición.	108
Grafico 7.9	Curvas densidad de potencia disponible y densidad de potencia teórica (Betz) para Bahía Blanca.	113
Grafico 8.3	Velocidad media por dirección.....	133
Grafico 8.4	Velocidad media por cuadrante.	133
Grafico 8.5	Variación de los registros de frecuencia de vientos en estación MdP Aero	

(1900-1990).	138
Grafico 8.6	Distribución de frecuencia por velocidad, Mar del Plata Aero.....	154
Grafico 8.7	Histogramas para 2005 y 2006.	154
Grafico 8.8	Distribución de Velocidad Media Mensual, Mar del Plata Aero.	155
Grafico 8.9	Rosa de los vientos y velocidad media por sector, Mar del Plata Aero	155
Grafico 8.10	Frecuencia y velocidades medias por dirección, Mar del Plata Aero.....	156
Grafico 8.11	Distribución de Weibull, Mar del Plata Aero.....	156
Grafico 8.12	Distribución de Rayleigh, Mar del Plata Aero.....	157
Grafico 8.13	Variación del perfil de viento con la altura.	158
Grafico 8.14	Variación de la densidad de potencia con la altura.....	158
Grafico 8.15	Variación de los factores de Weibull con la altura.	159
Grafico 8.16	Abriego de los obstáculos adyacentes al lugar de emplazamiento.	164
Grafico 8.17	Procedimiento gráfico para la determinación de potencia por método estático.	172
Grafico 8.18	Porcentaje de muertes por distintas actividades humanas.....	191
Grafico 8.19	Emisiones de CO ₂ por sector en Argentina. 1997.....	207
Grafico 9.1	Tiempo de Repago del Proyecto.....	218
Grafico 9.2	Tiempo de repago del proyecto con actualización del incentivo.....	219
Grafico 9.3	Tiempo de repago considerando una actualización del valor de la energía.	220
Grafico 9.4	Tiempo de repago con fabricación de partes del generador en el país	221
Grafico 9.5	Tiempo de repago teniendo en cuenta la reducción del costo del kW que se logró en el Parque Antonio Morán con la fabricación de las torres.	222

Índice de tablas

Tabla 5.1	Capacidad instalada por continentes, 2005-2006.....	45
Tabla 5.2	Estadísticas de capacidad Mundial instalada 2005-2006.	46
Tabla 5.3	Detalle de la Potencia instalada en Argentina.	62
Tabla 7.1	Datos de CIM.	81
Tabla 7.2	Datos del INTA.....	82
Tabla 7.3	Datos de Mar Chiquita..	83
Tabla 7.4	Datos estadísticos de los puntos de medición considerados.....	84
Tabla 7.5	Valores de “ α ” para terrenos de diferentes característica.....	94
Tabla 7.6	Extrapolación de la velocidad del viento a diferentes alturas	95
Tabla 8.1	Calificación de los distintos puntos de medición.....	126
Tabla 8.2	Tipos de obstáculos en el Partido de Gral. Pueyrredón.....	135

Tabla 8.3	Zonas de exclusión para el asentamiento de un parque eólico.....	146
Tabla 8.4	Implicaciones del estudio de prefactibilidad.....	151
Tabla 8.5	Datos estadísticos de la ciudad de Mar del Plata, Estación Meteorológica MdP Aero.	153
Tabla 8.6	Extrapolación de datos en altura.	157
Tabla 8.7	Clase y longitud de rugosidades.	160
Tabla 8.8	Datos ingresados en el software de la Asociación Alemana de Energía Eólica para el cálculo de las rugosidades en las inmediaciones del sitting.	163
Tabla 8.9	Tabla de datos técnicos del generador seleccionado	170
Tabla 8.10	Regiones de operación del AE.....	171
Tabla 8.11	Producción anual de energía.	173
Tabla 8.12	Arreglo de la distribución de los AE en el parque eólico.....	177
Tabla 8.13	Impacto ecológico de las turbinas.....	183
Tabla 8.14	Reservas del Partido de Gral. Pueyrredón.	185
Tabla 8.15	Datos ingresados al software de cálculo de emisiones de sonido.	196
Tabla 8.16	Datos ingresados al software para el cálculo de proyección de sombras....	202
Tabla 8.17	Reducción de gases de efecto invernadero por cada kWh generado.	208
Tabla 9.1	Estimación de los Porcentajes de la Inversión Fija para el cálculo de los costos de producción.....	216
Tabla 9.2	Valores calculados de todos los costos involucrados en la inversión.....	217
Tabla 9.3	Reducción del costo del kW instalado con el valor en pesos de las torres fabricadas en el país.....	220
Tabla 9.4	Valores de la instalación de las distintas etapas del Parque Antonio Morán. ...	221

Glosario

Glosario

AE: Aerogenerador

Bs. As.: Buenos Aires

BWEA: British Wind Energy Association

CA: Corriente Alterna

CAMMESA: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima

CC: Corriente Continua

CIM.: Centro de Información Meteorológica.

Cnel.: Coronel

CRETAL: Cooperativa Rural de Energía Tandil Azul Ltda.

E: Este

EDEA: Empresa Distribuidora de Energía Eléctrica

f.d.p: Función distribución de probabilidad

Gral.: General

Ing.: Ingeniero.

MdP: Mar del Plata

MEM: Mercado Eléctrico Mayorista.

Msnm: Metros sobre el nivel del mar

N: Norte

NO: Nor-Oeste

O: Oeste

OACI: Organización de Aviación Civil Internacional

Prov.: Provincia

R.P.M.: Revoluciones por minuto

S: Sur

SCADA: Supervisory Control and Data Acquisition

SIG: Sistema de Información Geográfica.

SMN: Servicio Meteorológico Nacional.

SO: Sur-Oeste

TRANSBA: Transporte de Energía Eléctrica de la Prov. de Buenos Aires

UE: Unión Europea

UNMdP: Universidad Nacional de Mar del Plata

Introducción

Introducción

La generación eólica consiste en la transformación de la energía presente en el viento en otros tipos de energías útiles para la actividad humana como lo es la energía eléctrica. Este concepto ha sido entendido por el hombre desde tiempos antiguos, tratándose de utilizar este recurso de la mejor manera posible.

Con el advenimiento en las últimas décadas de la crisis energética mundial acompañada por la problemática ambiental relacionada con ella, mundialmente se ha visto a esta práctica como una buena alternativa frente a la generación convencional, logrando que la industria eólica se haya desarrollado masivamente en la mayoría de los países del primer mundo.

La Argentina no está exenta de esta problemática mundial de ninguna forma. Gracias a la sucesión de malas administraciones que no han logrado ver el problema de fondo para esta crisis, llegamos a estos tiempos en una situación de colapso del sistema energético nacional.

En presencia de esta realidad vemos la importancia de diversificar la matriz energética mediante la inclusión de fuentes de generación no contaminantes que reduzcan la dependencia de combustibles fósiles que representan el 92% del aporte energético.

En nuestro país, es conocido el hecho que el recurso eólico se encuentra en un rango apto para su aprovechamiento, pero actualmente todavía no ha sido correctamente evaluado su potencial. Dentro del territorio nacional, el sudeste de la Prov. de Buenos Aires se presenta como una zona que "a priori" tiene las condiciones mínimas para la explotación del recurso eólico, basándose esta conjetura en que se trata de una zona costera con buena exposición a los vientos, cercana a los grandes centros urbanos lo cual aseguraría el consumo de la generación de energía, y por otro lado buenas características de terreno para la instalación de un parque eólico.

El objetivo principal de este proyecto consiste en realizar un estudio detallado del potencial de la energía eólica y una evaluación general de los recursos energéticos renovables en una región de la Prov. de Buenos Aires que fundamenten lo expuesto en el párrafo anterior. Un segundo objetivo consiste en la elección de un emplazamiento específico para la instalación de una granja eólica efectuando un análisis de viabilidad técnico económico.

Para cumplir con estos objetivos, fue de suma importancia la obtención de información de origen oficial y la utilización de una metodología de trabajo apropiada.

Este análisis comienza por el estudio de la disponibilidad del recurso eólico en el sudeste

de la Prov. de Buenos Aires. Una vez procesada la información obtenida se selecciona el lugar más apropiado para realizar el estudio de prefactibilidad. De acuerdo a las características del sitio, se procede a la planificación de la granja cubriendo tanto aspectos técnicos como ambientales y económicos.

En lo que se refiere a los aspectos técnicos se hace una evaluación detallada del recurso eólico en el lugar, preselección de un AE que mejor se adapte a esas condiciones de viento, cálculo de la producción de energía y bosquejo de la orientación y distribución de los AE en el emplazamiento.

Se hace un estudio de impacto ambiental, analizando las posibles consecuencias sobre la flora y fauna del lugar que podría tener la instalación y operación del parque.

Por último una vez seleccionado el lugar de emplazamiento se realiza el análisis de viabilidad económica que en conjunto con los aspectos técnicos nos permite seleccionar el AE a instalar.

A partir de los resultados obtenidos se elaboran conclusiones que dan respuesta a los objetivos planteados inicialmente.

Este trabajo se desarrolló dentro del marco del Proyecto de Investigación: *“Tecnología de los Sistemas de Información Geográfica (G.I.S.), Energías Renovables y Generación Distribuida de Energía Eléctrica”* (código 15G/201), dirigido por el Ing. Pedro O. Prado. Grupo de Investigación y Desarrollo en GeoTecnologías, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Mar del Plata. (R.D. 526/04 y O.C.A. 414/05).

Capítulo 1

Recurso Eólico

Recurso Eólico

Para hacer una evaluación detallada del recurso eólico, se debe conocer en primera instancia el fenómeno meteorológico viento, sus orígenes, características y comportamiento.

¿De dónde viene la Energía Eólica?

Exceptuando la energía mareomotriz y la geotérmica, todas las fuentes de energía renovable provienen, en último término, del sol. Éste irradia 174.432.000.000.000 kWh de energía hacia La Tierra. Es decir que nuestro planeta recibe 1.74×10^{17} W de potencia. Esto es aproximadamente 10.000 veces la tasa mundial de consumo energético. Sólo una pequeña parte de esta energía (entre el 1 y el 2%) se transforma en movimiento de aire atmosférico o viento.



Figura 1.1. *Modificación del paisaje local debido al viento. Fuente: Curso de Meteorología, 2005.*

El viento es aire en movimiento y es una forma indirecta de la energía solar. Este 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.

En una escala global, las regiones alrededor del ecuador reciben una ganancia neta de energía, 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.

Al incidir la radiación solar sobre nuestro planeta, atraviesa el gas atmosférico sin apenas calentarlo; en cambio sí calienta la superficie terrestre que es la que acaba transmitiendo el calor al aire atmosférico en contacto con ella. De esta manera, la tierra es la que calienta directamente la atmósfera y no la radiación solar. Esto tiene gran trascendencia para entender la dinámica de todos los procesos que se dan en meteorología.

Regiones depresionarias y anticiclónicas

El aire caliente de la zona ecuatorial se hace más ligero y se eleva. Al ascender, se dirige en altura hacia los polos. A medida que se desplaza hacia el polo sufre la acción de la fuerza de Coriolis, desviándose hacia su derecha en el hemisferio Norte y hacia su izquierda en el hemisferio Sur. Cuando el aire se enfría cae, y una vez en la superficie de la tierra retorna al ecuador absorbido por las bajas presiones que se generan en la zona al ascender el aire caliente. En este trayecto se vuelve a desviar debido a la fuerza de Coriolis, de manera que al llegar a la zona subtropical es ya un viento del Noreste en el hemisferio Norte, y del sureste en el hemisferio Sur. Estos vientos son los denominados alisios.

En los polos ocurre lo contrario. El aire frío y pesado se desplaza desde la zona polar a ras de suelo en dirección al ecuador. La fuerza de Coriolis, lo desvía al Noreste en el hemisferio Norte, y al Sureste en el hemisferio Sur. Al descender de latitud el aire se calienta y asciende, volviendo a la zona polar por arriba, absorbido por la depresión en altitud que genera el aire. Sobre el polo vuelve a enfriarse mientras desciende y se cierra el ciclo.

El ciclo ecuatorial abarca desde el ecuador hasta los 30° de latitud en ambos hemisferios. El polar desde ambos polos hasta los 60°. En las latitudes templadas que quedan entre los 30° y los 60° de latitud se origina otro ciclo. El aire de la zona es más caliente que el polar y más frío que el subtropical. Por ello el aire de la zona tiene tendencia a trasladarse hacia el polo para llenar el vacío dejado por el aire ascendente en los 60° de latitud; al ser desviado de nuevo por la fuerza de Coriolis adquiere una marcada componente oeste en ambos hemisferios. Son los denominados vientos de los oestes cuyo predominio en la zona templada genera el denominado "cinturón de los oestes".

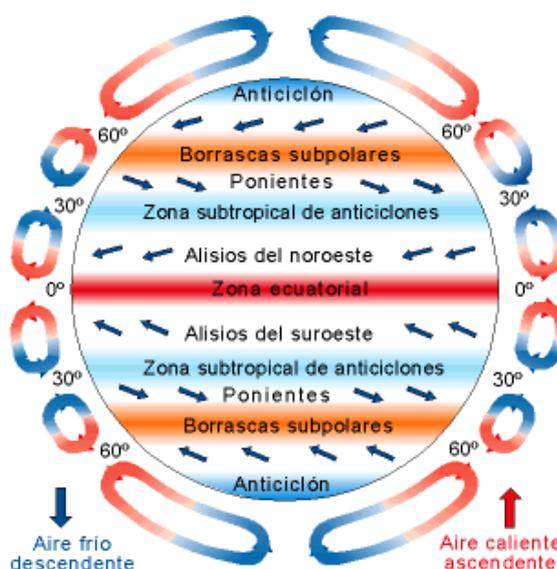


Figura 1.2. Distribución en latitud de las zonas depresionarias y anticiclónicas. Fuente: Curso de Meteorología, 2005.

Debido a esta circulación general las zonas de presión atmosférica relativa quedan distribuidas de este modo sobre cada hemisferio de la tierra:

1. Sobre el polo un anticiclón.
2. Una zona de depresiones en torno a los 60° de latitud, a la que se dirigen vientos polares y subtropicales.
3. Una zona de anticiclones sobre los 30° de latitud, que envía vientos de componente oeste (SO en el hemisferio norte y NO en el sur) hacia las regiones templadas y de componente este (NE en el hemisferio norte y SE en el sur) hacia la región ecuatorial.
4. Una zona depresionaria en el cinturón ecuatorial, con vientos en calma pero con fuertes corrientes verticales ascendentes. La denominada zona de convergencia intertropical.

La influencia de los continentes

Este equilibrio es el que se produciría si el planeta tuviera una superficie homogénea, pero en realidad hay tierra y agua que se calientan y enfrían de forma distinta. En el hemisferio norte predominan las grandes masas continentales y en el sur el agua, por lo que el modelo de circulación general experimenta variaciones en cada caso. También las masas de tierra y agua se encuentran mezcladas sin uniformidad, por lo que la distribución de las depresiones y los anticiclones no es tampoco homogénea en cada hemisferio.

En general, en verano (enero para el hemisferio sur, y julio para el hemisferio norte) la zona anticiclónica de los 30° de latitud tiende a interrumpirse en los continentes debido a su intenso calentamiento. Allí la alta absorción de la radiación solar de la tierra genera la aparición de depresiones denominadas térmicas (El aire caliente asciende). Son las depresiones suramericana, sudafricana y australiana en el verano austral, y las centroasiática y norteamericana, en el boreal. En invierno (enero para el hemisferio norte, y julio para el sur) la zona anticiclónica se refuerza sobre los continentes al enfriarse el aire sobre ellos más que sobre los océanos. El anticiclón es más denso en los continentes del hemisferio norte, donde la extensión de tierra es superior, que en el sur. Son los anticiclones siberianos y norteamericanos.

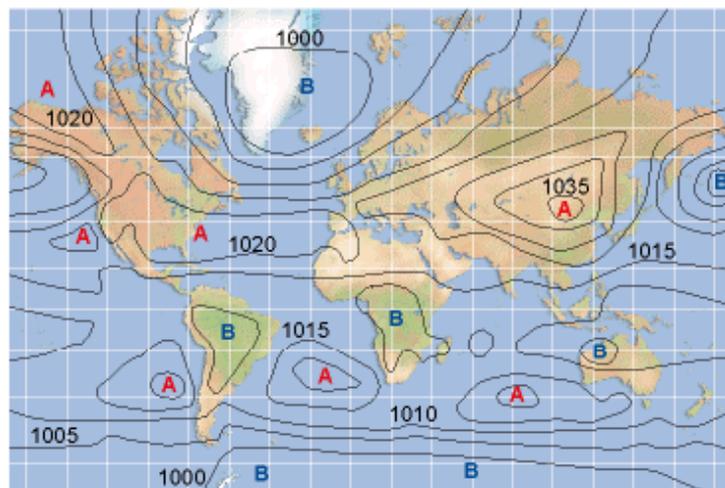


Figura 1.3. *Isobaras dominantes el mes de enero. Fuente: Curso de Meteorología, 2005.*

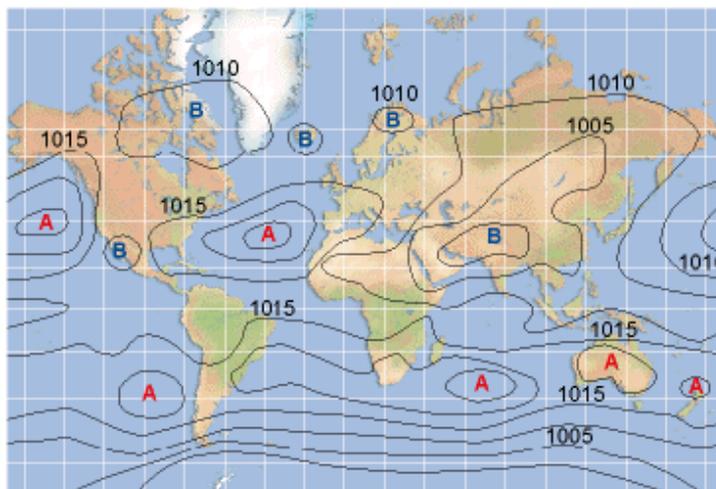


Figura 1.4. *Isobaras dominantes el mes de julio. Fuente: Curso de Meteorología, 2005.*

La fuerza de Coriolis

La Fuerza de Coriolis, es una fuerza ficticia que parece actuar sobre un cuerpo cuando éste se observa desde un sistema de referencia en rotación. Así, un objeto que se mueve sobre la Tierra a velocidad constante con una componente de dirección Norte-Sur se ve desviado en relación con la Tierra que gira. Esta aparente fuerza de curvatura es conocida como fuerza de Coriolis (debido al matemático francés Gustave Gaspard Coriolis 1792-1843).

En el hemisferio norte el viento tiende a girar en el sentido contrario al de las agujas del reloj (visto desde arriba) cuando se acerca a un área de bajas presiones. En el hemisferio sur el viento gira en el sentido de las agujas del reloj alrededor de áreas de bajas presiones.

La fuerza de Coriolis es un fenómeno visible. Las vías del ferrocarril se desgastan más rápidamente de un lado que del otro. Las cuencas de los ríos están excavadas más profundamente en una cara que en la otra (de cual se trate depende en qué hemisferio nos encontremos: en el hemisferio norte las partículas sueltas son desviadas hacia la derecha).

Cómo afecta la fuerza de Coriolis a los vientos globales

El viento sube desde el ecuador y se desplaza hacia el norte y hacia el sur en las capas más altas de la atmósfera. 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. Teniendo en mente la fuerza de curvatura de la fuerza de Coriolis, obtenemos los siguientes resultados generales de las direcciones del viento dominantes:

Direcciones de viento dominantes

El espesor de la atmósfera tiene sólo 10 Km, lo que representa 1/1200 del diámetro del globo. Visto a una escala diferente: si el globo fuese una bola de 1,2 metros de diámetro, la atmósfera sólo tendría un espesor de 1 mm. Esta parte de la atmósfera, conocida con el nombre de troposfera, es donde ocurren todos los fenómenos meteorológicos (y también el efecto invernadero). Las direcciones dominantes del viento son importantes para el emplazamiento de un AE, ya que obviamente queremos situarlo en un lugar en el que haya el mínimo número de obstáculos posibles para las direcciones dominantes del viento. Sin embargo la geografía local puede influenciar en los resultados.

Vientos globales: Variación horizontal

Vientos de Escala Macro (100 a 10.000 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 1.000 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 1,000 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 (ó rugosidad) sobre la superficie terrestre de gran tamaño desacelera el flujo de aire.

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

Vientos de Escala Micro (hasta 10 Km)

En una escala micro, los vientos de superficie (entre 60 y 100 metros de altura sobre el terreno), los cuales 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.

Vientos locales

Aunque los vientos globales son importantes en la determinación de los vientos dominantes de un área determinada, las condiciones climáticas locales pueden influir en las direcciones de viento más comunes. Los vientos locales siempre se superponen en los sistemas eólicos a gran escala, esto es, la dirección del viento es influenciada por la suma de los efectos global y local.

Cuando los vientos a gran escala son suaves, los vientos locales pueden dominar los regímenes de viento.

Dentro de los vientos locales podemos encontrar tanto las brisas marinas como los vientos de montaña.

Brisas marinas

Durante el día la tierra se calienta más rápidamente que el mar por efecto del sol. El aire sube, circula hacia el mar, y crea una depresión a nivel del suelo que atrae el aire frío del mar. Esto es lo que se llama brisa marina. A menudo hay un periodo de calma al anochecer, cuando las temperaturas del suelo y del mar se igualan.



Figura 1.5. *Proceso de formación de la brisa marina. Fuente: Curso de Meteorología, 2005.*

Durante la noche los vientos soplan en sentido contrario. Normalmente durante la noche la brisa terrestre tiene velocidades inferiores, debido a que la diferencia de temperaturas entre la tierra y el mar es más pequeña.

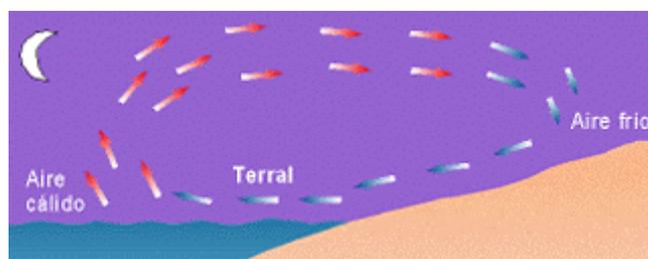


Figura 1.6. *Proceso de formación de la brisa terrestre o terral. Fuente: Curso de Meteorología, 2005.*

El conocido monzón del sureste asiático es en realidad un forma a gran escala de la brisa marina y la brisa terrestre, variando su dirección según la estación, debido a que la tierra se calienta o enfría más rápidamente que el mar.

Todas las condiciones que favorezcan el incremento del gradiente de presiones entre aire del mar y el de tierra favorecerán la formación de las brisas.

- Un gradiente térmico de aproximadamente 4 o 5° C. Aunque, en general, basta que la temperatura del aire terrestre sea superior en al menos 1°C a la del aire marino se dan las circunstancias que posibilitan las brisas diurnas; por debajo de este valor difícilmente se establecen. Esto explica que en zonas donde el mar se calienta mucho, las condiciones favorables para el gradiente térmico se den en las épocas en el que el agua está todavía fría y el sol es capaz de calentar con intensidad la tierra; es decir, a finales de primavera y principios del verano. En invierno, la capacidad de calentamiento del sol es tan débil que cualquier circunstancia en contra hace que no existan brisas.
- La ausencia de nubes favorece el calentamiento de la tierra durante el día y su pérdida de calor durante la noche, por lo que se favorece el gradiente térmico diurno y nocturno. Los cielos nubosos no dejan calentar la tierra durante el día y guardan el calor de ésta durante la noche.
- La inestabilidad térmica vertical. Cuanto más gradiente térmico vertical, más facilidad tendrá el aire caliente para ascender y generar una mayor depresión, por lo tanto más brisa habrá. Si en las capas altas de la atmósfera hay aire cálido, por más gradiente de temperatura que exista entre la tierra y el mar, no habrá brisa. Esto explica que visualmente se pueda predecir la intensidad de la brisa por las nubes de desarrollo vertical que se forman en la costa: cuanto más altas, dependiendo evidentemente de otros factores locales, más intensa podrá llegar a ser la brisa.

Vientos de montaña

Un ejemplo es el viento del valle que se origina en las laderas que dan al sur (ó en las que dan al norte en el hemisferio sur). Cuando las laderas y el aire próximo a ellas están calientes la densidad del aire disminuye, y el aire asciende hasta la cima siguiendo la superficie de la ladera. Durante la noche la dirección del viento se invierte, convirtiéndose en un viento que fluye ladera abajo. Si el fondo del valle está inclinado, el aire puede ascender y descender por el valle; este efecto es conocido como viento de cañón.

Dirección y velocidad del viento

La dirección del viento viene definida por el punto del horizonte del observador desde el cual sopla. En la actualidad, se usa internacionalmente la rosa dividida en 360°. El cálculo se realiza tomando como origen el norte y contando los grados en el sentido de giro del reloj.

De este modo, un viento del SE equivale a 135°; uno del S, a 180°; uno del NO, a 315°, etc.

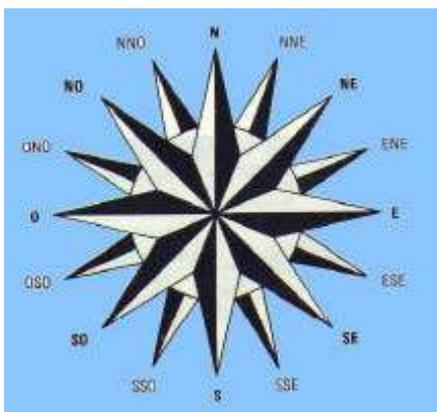


Figura 1.7. Rosa de los vientos. Fuente: Curso de Meteorología, 2005.

La velocidad del viento se mide preferentemente en náutica en nudos y mediante la escala Beaufort. Esta escala comprende 12 grados de intensidad creciente que describen el viento a partir del estado de la mar. Esta descripción es inexacta pues varía en función del tipo de aguas donde se manifiesta el viento. Con la llegada de los modernos anemómetros, a cada grado de la escala se le ha asignado una banda de velocidades medidas por lo menos durante 10 minutos a 10 metros de altura sobre el nivel del mar.

En la meteorología sinóptica moderna, la escala Beaufort tiende a sustituirse por las mediciones precisas en nudos.

En cuanto a la velocidad del viento, si es un vector la longitud representa la velocidad del viento. En el caso de las flechas con barbas, la velocidad del viento se representa teniendo en cuenta la escala gráfica siguiente. La barba de menor longitud equivale a 5 nudos, la de mayor longitud 10 nudos y el triángulo 50 nudos; si queremos representar 70 nudos será un triángulo con dos barbas grandes. Las velocidades inferiores a 5 nudos se representan con flechas sin barbas.

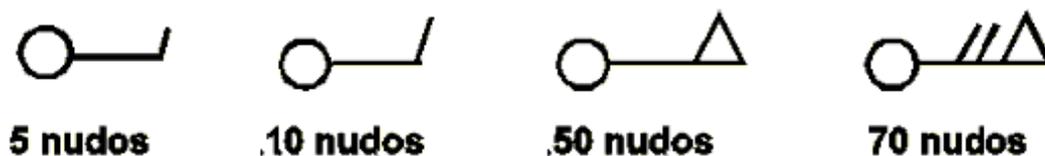


Figura 1.8. Escala gráfica para la representación de la velocidad del viento. [1]

La unidad del viento en el Sistema Internacional es m/s, sin embargo aún se usan los nudos (kt) y Km/h. 1 kt = 1.8 Km/h ó 1 kt = 0.5 m/s. En la alta troposfera entre los 5 a 20 Km de altura los vientos pueden llegar a ser mayores a 100 nudos (50 m/s) y se le denomina corriente en chorro (Jet Stream).

Medición Del Viento

El aparato tradicionalmente empleado para medir la dirección del viento es la veleta que marca la dirección en grados en la propia rosa. Debe instalarse de acuerdo a los procedimientos internacionales vigentes para evitar las perturbaciones. Se considera que partir de 10 metros de altura, las perturbaciones no afectan de forma notable a la medida. La velocidad del viento se mide con el anemómetro, que en una de sus formas más básicas consiste en un molinete de tres brazos, separados por ángulos de 120° , que se mueve alrededor de un eje vertical. Los brazos giran con el viento y permiten medir su velocidad. Hay anemómetros de reducidas dimensiones que pueden sostenerse con una sola mano que son muy prácticos aunque menos precisos debido a las mencionadas perturbaciones.

Capítulo 2

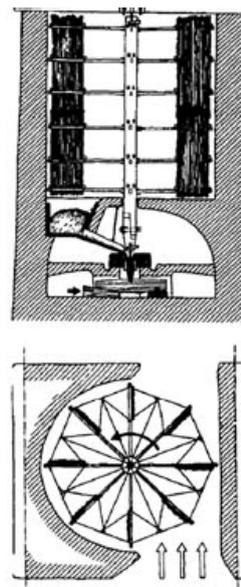
Un poco de Historia

Un poco de Historia

Hasta la aparición de la máquina de vapor en el siglo XIX, la única energía de origen no animal para la 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 antes de J.C.

Persia, Irak, Egipto y China disponían de máquinas eólicas en la antigüedad. 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 (Figura 2.1). 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, máquinas conocidas como *panémonas*, que se dicen precursoras de los molinos persas.

Figura 2.1. Molino de la antigüedad, “panémona”. Fuente: “Energía Eólica”; Universidad de Cantabria; Fernández Díez Pedro, 2003.



Los molinos de viento fueron utilizados en Europa en la Edad Media, comenzando a extenderse por Grecia, Italia y Francia. Si el origen de las máquinas eólicas presenta notables incertidumbres, no menos lo hace su expansión por el Mediterráneo y por toda Europa. Según algunos autores, se debe a los cruzados la introducción de la tecnología eólica en Occidente, si bien otros opinan que Europa desarrolla su propia tecnología, claramente distinta de la oriental, ya que en Europa se imponen fundamentalmente los molinos de eje horizontal, mientras que los molinos orientales eran de eje vertical.

Sea cual fuese la forma de aparición de estas máquinas en diversos países europeos, lo cierto es que se encuentran abundantes ejemplos de la importancia que los molinos de viento llegaron a tener en diversas aplicaciones; como por ejemplo los conocidos molinos holandeses usados para la desecación de los *polders*, todos ellos de eje horizontal. En el siglo XVI Holanda perfecciona el diseño de los molinos y los utiliza para el drenaje; entre los años 1609 y 1612, Beemster Polder fue drenado con la ayuda de estas máquinas.

A pesar de esto, la construcción del primer **generador multipala** no se desarrolla en el viejo Continente, sino en América cuando en 1876 aparece el pequeño “*multipala americano*” o de “tipo margarita” (con alabes de metal) destinado a levantar agua de napa a la superficie. Este invento ensanchó la frontera agropecuaria en todo el mundo, tiene alabes

curvos de grosor constante, equivalentes a una vela inflada por el viento. Generan empuje sin ser verdaderos perfiles alares, pero resultan una elección sensata dictada por la función y los costos, el molino resultante arranca y funciona con velocidades de viento muy bajas.

Pero para generar energía eléctrica, en cambio, se necesitan bastantes revoluciones por minuto y rotores eficientes, de modo que resulta forzoso echar mano de ese plus de torque y velocidad angular que aporta la sustentación. Y en tal caso, hablamos sí o sí de perfiles alares, aspas mucho más finas y largas, con una superficie convexa y otra cóncava.

Lo antes dicho fue aprovechado gracias a la teoría aerodinámica que se desarrolló 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.

Figura 2.2. *Un multipala de más de 12 metros de diámetro proporcionando energía mecánica en una industria estadounidense (Smith-Putman). Fuente: INVAP.*



Los primeros intentos de usar turbinas eólicas con palas aerodinámicamente diseñadas para la generación de electricidad no fueron sino hasta mediados del siglo XX en adelante. Ejemplos de ello son los proyectos realizados en 1940 por los Ingenieros alemanes Kleinhenz y Honnef, el proyecto piloto llevado adelante por la empresa americana Smith-Putman en 1941 (1,25MW de potencia, 53m de diámetro de rotor), en 1957 la turbina Gedser en Dinamarca (200kW de potencia, 24m de diámetro de rotor) son algunos de los que vale la pena mencionar.

Eran una obra de arte, como diseño, y funcionaba muy bien, pero se adelantaron demasiado a sus tiempos y quedaron como curiosidad: en esa época la economía mundial iba saliendo del hiperabundante carbón para nutrirse del todavía subexplotado petróleo. La invención de la máquina de vapor, el motor a explosión y el desarrollo de la electricidad, provocó que su explotación se descuidara y en algunos casos se abandonara. Por aquellas épocas el mundo tenía apenas 2000 millones de habitantes, no se conocía el efecto invernadero y la energía eléctrica era, globalmente, algo muy barato.

Cambio de filosofía, un primer aviso.

La primera crisis de precios del petróleo, en 1973, fue el primer aviso de que ese mundo de energía barata no sería para siempre.

En medio de esa primera disparada de precios y desabastecimiento, algunos gobiernos europeos (Alemania y Dinamarca), alarmados de su extrema dependencia del Medio Oriente, decidieron subsidiar sin retaceos la fabricación de turbinas eólicas por parte de empresas, más impulsados por el miedo a la extorsión económica que por espíritu conservacionista. Llovieron incentivos, premios y desgravaciones sobre los fabricantes.

Otro país europeo, Francia, redobló su considerable inversión nuclear de tal modo que en los '80 ya generaba más del 75% de su electricidad en centrales nucleares. Europa, por diversas vías, trataba de independizarse del petróleo importado.

Todavía casi no se hablaba de efecto invernadero como fenómeno global. Pero la contaminación aérea urbana, efecto local de los combustibles fósiles, era enorme, de modo que los primeros aparatos eólicos en aparecer en algunas cimas y valles ventosos de California, así como en los campos y costas del Mar del Norte, fueran vistos por la población con enorme simpatía.

Promediando los '80, Europa y Estados Unidos tomaron rumbos muy distintos en materia energética, que se harían aún más divergentes después de la caída de la Unión Soviética, en 1989.

Estados Unidos coqueteó brevemente con las energías renovables entre 1973 y 1986, con un pico de 1700 megavatios eólicos instalados en California alrededor de 1985. Pero luego el país volvió a su cultura habitual de mayor importador y consumidor de petróleo de todo el planeta, tratando de asegurarse por todos los medios la provisión de crudo.

Incapaz o al menos desalentada a hacer lo mismo, Europa prefirió insistir en un rumbo que disminuyera siquiera un poco su subordinación al petróleo y gas importados, y reforzó sus políticas de promoción eólica. La industria local aprovechó bien esta ventana de oportunidad de más de 20 años y fue resolviendo sus muchos problemas técnicos, de materiales, de inserción en las grandes redes, y de marketing. Hizo una inversión muy fuerte con resultados altamente productivos.

Capítulo 3

Tipos de Aerogeneradores

Tipo de Aerogeneradores

Desde los comienzos se ha tratado de aprovechar de la manera más eficiente las corrientes incidentes del viento, a raíz de lo cual una gran cantidad de modelos de máquinas se han ido desarrollando a lo largo de la historia de los AE. Entre ellos existen diferencias de rendimiento notables que los hacen adecuados para diversos regímenes de viento.

Como una primera clasificación se los puede dividir en dos grandes grupos, según sea el eje horizontal o vertical. Dentro de las de **eje horizontal** podemos distinguir ejes paralelos a la dirección del viento (como los convencionales molinos) y perpendiculares a dicha dirección. Y a su vez, entre los paralelos, caben dos alternativas según el rotor sea dispuesto en la parte anterior del eje (posición a barlovento), o en el posterior (posición a sotavento), entendiéndose que el origen lo define el sentido del viento. Estas máquinas están constituidas por una aeroturbina tipo rotor, que acciona un alternador eléctrico.

El número de palas de los AE de eje horizontal es, normalmente, de dos o tres, si bien existieron algunos prototipos monopala. Puede considerarse este tipo de máquina como una versión avanzada de la clásica turbina multipala (el clásico multipala americano), de pequeña potencia, ampliamente utilizada en el pasado para el bombeo de agua.



Figura 3.1. Generador Eólico de eje horizontal. Fuente: Enercon, fabricante de Aerogeneradores.

Dentro de las aeroturbinas de **eje vertical**, se pueden destacar los siguientes diseños:

Máquina de rotor tipo **Savonius**, cuya sección recta tiene forma de S y en la que la acción fundamental del viento sobre ella tiene el carácter de *resistencia*. Esta máquina tiene un rendimiento bajo, por lo que únicamente es idónea, por su simplicidad, para potencias muy pequeñas.

Máquinas de rotor tipo **Darrieus** integrada por varias palas cuya sección recta tiene la forma de un perfil aerodinámico, basándose su funcionamiento en la fuerza de *sustentación* generada gracias a dicho perfil. Las palas están unidas por sus extremos al eje vertical, estando arqueadas en una forma similar a la que tomaría una cuerda girando alrededor del eje.



Figura 3.2. Máquina de rotor tipo Savonius (izquierda) y de tipo Darrieus (derecha). Fuente: “Energía Eólica”; Universidad de Cantabria; Fernández Díez Pedro, 2003.

A continuación exponemos algunas de las principales ventajas que han hecho del modelo de eje horizontal el más utilizado hoy en día desplazando al viejo modelo Darrieus que dejó de fabricarse a mediados de los años 80’:

- Su rendimiento (coeficiente de potencia) es mayor que el correspondiente a los de eje vertical.
- Su velocidad de rotación es más elevada que la de los AE Darrieus, por lo que requieren cajas de engranajes con menor relación de multiplicación.
- La superficie de la pala es menor que en los modelos de eje vertical para una misma área barrida.

Los sistemas de sujeción de los modelos Darrieus impiden elevar la turbina tanto como en los modelos de eje horizontal. Ello da lugar a que con una misma área barrida se obtenga menor potencia en los de tipo Darrieus, por aprovecharse menos el aumento de la velocidad del viento con la altura.

Si bien las máquinas de eje vertical tienen una ventaja interesante como la no dependencia de complicados sistemas de orientación para girar y encarar el viento en forma directa, esta se empequeñece frente a las razones antes enumeradas para poder imponerse ante el modelo de eje horizontal.

De aquí en adelante nos referiremos exclusivamente a las máquinas de eje horizontal las cuales han sido ampliamente adoptadas por la industria eólica actual para aprovechar el recurso extraíble del viento. En el siguiente capítulo, se explica brevemente el funcionamiento y sus características constructivas.

Capítulo 4

Aerogeneradores de eje Horizontal

Aerogeneradores de eje horizontal

El principio de funcionamiento de éstas máquinas es sencillo, básicamente funcionan transformando la energía cinética del viento en un par (fuerza de giro), el cual actúa sobre las palas o hélices de su rotor. Para la producción de electricidad la energía rotacional es convertida en eléctrica por el generador que posee la turbina; en este caso llamado AE.

Los avances en la tecnología de materiales y la electrónica han logrado máquinas con factores de capacidad del orden del 98%, es decir que solo el 2% del año (período de evaluación) se encuentran fuera de servicio, apagándose generalmente por cortos períodos de mantenimiento programado.

Para comprender su funcionamiento es fundamental conocer sus partes constitutivas. En los siguientes párrafos describimos brevemente cada una de las piezas principales de éstas maravillosas máquinas.

Componentes

Un sistema eólico está formado por una serie de sistemas menores cada uno encargado de una tarea específica que permite el funcionamiento de éstas máquinas como un todo, siendo cada uno de ellos indispensable para lograr la mejor eficiencia en su funcionamiento.

Pasamos a describir brevemente cada una de éstas partes, no siendo éste el objetivo de este trabajo adentrarse en los aspectos técnicos de los AE.

a) *Rotor*

Los subsistemas básicos que componen el rotor son las palas (o aspas), el cubo y la nariz. Su función es la de convertir la energía cinética del viento en la energía mecánica que se utiliza para impulsar el generador eléctrico. Un parámetro fundamental en este subsistema es el llamado “coeficiente de potencia” que caracteriza la relación entre la potencia eólica disponible en el área de barrido del rotor y la que realmente se desarrolla en su eje. Se ha demostrado en la teoría (ver Ley de Betz en el Anexo III) que el máximo factor de potencia que se podría extraer es de 59,62%.

Palas

Es uno de los elementos más importantes del sistema y que ha tenido mayor influencia en el crecimiento de esta forma de generación energética. Las mismas son diseñadas con la finalidad de alcanzar un óptimo balance entre la captación eficaz de la energía del viento y una mínima carga sobre la turbina, logrando un funcionamiento libre de problemas.

El diseño de este componente debe tener en cuenta diferentes aspectos críticos:

- Resistencia estructural, capaz de soportar las cargas máximas previsibles.
- Resistencia a la fatiga, cargas cíclicas durante los 25 años de vida útil.
- Rigidez, mínima para evitar inestabilidades.
- Peso bajo, con la finalidad de minimizar costos y fuerzas inerciales.
- Fabricación, técnicas y materiales adaptados a los métodos convencionales de fabricación.
- Resistencia a ambientes agresivos, corrosión y degradación solar.
- Minimizar la emisión de ruido acústico, con la finalidad de tener el menor impacto acústico en el medio ambiente circundante.

Por las razones antes expuestas, se denota que el diseño de las aspas no es una tarea sencilla, desde los comienzos los materiales utilizados en su fabricación han sido motivo de intensivos estudios. Se ensayó hacerlas de muy distintos materiales: las hubo de aluminio (de escasa resistencia a la fatiga), luego de acero (demasiado pesado), y también de combinaciones de maderas y epóxidos. Estos últimos compuestos ofrecen gran resistencia con escaso peso, pero tienen como único inconveniente que requieren de una fabricación más artesanal, pieza por pieza, que verdaderamente seriada, lo que genera muchos puestos calificados. Por ello, la alta incidencia del salario en una pieza tan intensiva en trabajo hace que la hélice represente el 20% del costo total de la turbina.

La evolución hacia palas cada vez más largas y delgadas obliga a hacer uso de materiales aún más resistentes que los actuales. Así las cosas, la fibra de vidrio empieza a dar paso a la de carbono, e incluso ya se ven aspas ultra livianas y ultra rígidas de fibra de carbono, o de compuestos de madera laminada y carbono puro.

Cubo o buje

Es el elemento donde se unen las palas y mediante el cual la potencia captada por el rotor es transmitida al eje principal. En los AE de tres palas es de tipo rígido, por lo que no permite el movimiento de las aspas. Típicamente es una estructura de fundición de acero nodular con una geometría que permite un acoplamiento firme de las palas por un lado y del eje principal por su parte inferior.

Nariz

Cubierta frontal en forma de cono que sirve para desviar el viento hacia el tren motor y mejorar la ventilación en el interior. También elimina la turbulencia indeseable en la parte

central del rotor.

b) Caja de engranajes

Por razones de diseño estructural y aerodinámico, para máquinas de entre 300 y 1500 kW, la velocidad en el extremo de la pala se limita a valores entre 52 y 86 m/s, lo que resulta en velocidades angulares de 19 y 65 r.p.m. Por lo tanto si se utilizan generadores convencionales con velocidades nominales altas de entre 1200 y 1800 r.p.m., es necesario utilizar caja de engranajes multiplicadoras para efectuar el acoplamiento.

En el diseño de las cajas de engranajes para AE se busca que tengan una óptima relación entre su capacidad de carga, su tamaño y su peso, teniendo una alta eficiencia de funcionamiento y emitiendo poco ruido.

Para su función, éstas deben ser fiables y fáciles de mantener. Durante mucho tiempo se utilizaron únicamente cajas del tipo de ejes paralelos, pero hoy en día hay una tendencia a utilizar las de tipo planetario siendo estas últimas más compactas, livianas, silenciosas y tienen una mayor eficiencia en iguales condiciones de carga.

Ante la construcción de AE de mayor tamaño en los cuales la velocidad nominal es relativamente baja, se han dado diseños que ya no necesitan de la caja multiplicadora. El rotor es acoplado directamente al generador. Hoy en día solo el 5% de los generadores cuentan con esta tecnología.

c) Generador eléctrico

El AE convierte la energía mecánica en energía eléctrica. Los AE son algo inusuales, si se les compara con los otros equipos generadores que suelen encontrarse conectados a la red eléctrica. Una de las razones es que el generador debe trabajar con una fuente de potencia (el rotor de la turbina eólica) que suministra una potencia mecánica muy variable (momento torsor).

En grandes AE el voltaje generado por la turbina suele ser de 690 V de corriente alterna trifásica (CA). Posteriormente, la corriente es enviada a través de un transformador anexo a la turbina (o dentro de la torre), para aumentar su voltaje entre 10.000 y 30.000 V, dependiendo del estándar de la red eléctrica local.

Típicamente los generadores que más se han utilizado en los sistemas de generación eólica han sido los generadores asincrónicos, aunque con la reducción de costos en los sistemas eléctricos que separan la producción de energía eólica con la propia red eléctrica están empezando a colocarse los generadores sincrónicos.

Describimos brevemente sus características para la utilización en los sistemas eólicos:

Generadores asincrónicos

Como se sabe éste tipo de generadores no son más que motores a inducción conectados a la red, que si se los hace girar a una velocidad mayor a la de sincronismo, mediante la aplicación de un par motor en su eje de rotación, la potencia mecánica aplicada se traduce en energía eléctrica en sus bornes.

Se pueden encontrar generadores asincrónicos de rotor devanado o de jaula de ardilla, aunque éstos últimos son los más utilizados por su robustez, bajo costo y por poder ser conectados directamente a la línea eléctrica (a través de protecciones y medios de desconexión adecuados).

Los AE con éste tipo de generadores comienzan su operación desconectados de la red hasta que el mismo alcanza una velocidad ligeramente mayor a la de sincronismo, así la magnitud de la potencia eléctrica entregada es función de la ocurrencia de vientos de mayor intensidad.

Una característica interesante de éstos es que solo necesitan una variación menor a 1 r.p.m en la velocidad de rotor para pasar de potencia cero a potencia nominal de generación. Es por esto que también se los conoce como “sistemas de velocidad constante”. El hecho de que el generador aumente o disminuya ligeramente su velocidad si el par torsor varía es una propiedad mecánica muy útil. Esto significa que habrá menor rotura y desgaste en la caja multiplicadora (menor par torsor máximo), siendo ésta es una de las razones más importantes para la utilización de generadores asincrónicos, en lugar de generadores sincrónicos, en AE directamente conectados a la red eléctrica.

Una desventaja que tienen estos generadores es que requieren tomar potencia reactiva de la red a la cual se conectan, lo cual origina factores de potencia bajos que deben ser corregidos con baterías de capacitares.

En la actualidad con el objetivo de incrementar la producción de energía en los AE de velocidad constante, se han diseñado modelos que utilizan dos generadores mecánicamente acoplados pero con diferente capacidad y velocidad de sincronismo. Uno de ellos se utiliza para velocidades de viento bajas conmutando al otro de mayor tamaño cuando la velocidad de viento llega a ciertos valores predeterminados.

Generadores sincrónicos

Las turbinas eólicas que utilizan generadores sincrónicos suelen usar imanes en el rotor alimentados por corriente continua de la red eléctrica. 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.

Los electroimanes del rotor están conectados a la corriente mediante escobillas y anillos rozantes en el eje del generador.

Cuanta más fuerza (par torsor) le aplique, mayor electricidad producirá, aunque el generador seguirá girando a la misma velocidad, impuesta por la frecuencia de la red eléctrica.

Puede desconectar completamente el generador de la red y construir su propia red eléctrica trifásica. Sin embargo, si desconecta su generador de la red principal tendrá que accionarlo a una velocidad de giro constante para que produzca corriente alterna a una frecuencia constante. Por lo tanto, con este tipo de generador, normalmente se usa una conexión indirecta a la red.

Conexión indirecta a la red

En AE, la velocidad constante tiene la desventaja de originar cargas dinámicas importantes que exigen la construcción de estructuras más robustas. Además sus rotores trabajan a una eficiencia menor a la cual fueron diseñados ya que existe un solo valor de velocidad para la cual la eficiencia del rotor es máxima.

Estos inconvenientes han motivado el desarrollo de los llamados “sistemas de velocidad variable”, para los cuales la velocidad de operación no se ve limitada por la frecuencia de red. En las máquinas de este tipo, los generadores eléctricos no se conectan directamente a la red, para permitir que la velocidad de rotación del rotor siga la velocidad del viento. Con ello se disminuyen las cargas dinámicas y se aumenta la eficiencia, con la contrapartida de producir electricidad a frecuencia variable. Para que ésta electricidad se pueda transferir a una línea eléctrica convencional, es necesario convertirla a la frecuencia de operación. Se utiliza para ello un acondicionador eléctrico de potencia que se integra con un rectificador (para convertir de CA en CC) y un inversor (para convertir la CC en CA), ésta configuración se denomina CA-CC-CA. El generador de la turbina eólica funciona en una mini-red aislada de corriente alterna. Esta red está controlada electrónicamente por lo que puede variarse la frecuencia de la corriente alterna en el estator del generador. De esta forma se puede hacer funcionar la turbina a una velocidad de giro variable, pudiendo generar corriente alterna exactamente a la frecuencia variable aplicada al estator.

El generador puede ser bien un generador sincrónico o un generador asincrónico, y la turbina puede tener una caja multiplicadora o no tenerla.

d) Sistema de regulación de potencia y velocidad

Desde el punto de vista práctico, la velocidad nominal de diseño de un AE es función del compromiso entre el potencial de generación de electricidad, los costos de fabricación y

mantenimiento, y las expectativas de resistencia y vida útil de los mismos.

Así la regulación de potencia y velocidad en un AE es un tema complejo, y ha sido uno de los retos principales en el desarrollo de su tecnología.

Básicamente, hoy en día, existen dos métodos de regulación:

Control por pérdida aerodinámica o “Stall control”

Este método se aplica a AE donde el ángulo de calado de las palas (paso de la hélice) permanece constante. En función de la geometría de la pala existe un valor de velocidad para el cual el coeficiente de sustentación alcanza su máximo valor. A partir de allí el rotor entra en pérdida, es decir, las aspas pierden sustentación en el viento, lo que evita un incremento de R.P.M. Fue una idea que disgustaba un poco a los ingenieros provenientes del campo aeronáutico, donde un ala o los álabes de una turbina aeronáutica que entran en pérdida son siempre malas noticias.

Pero para la tecnología eólica el concepto funcionó bien, se ganaba en simplicidad al evitar un lazo de control de velocidad, y un buen número de piezas móviles.

Control por variación del ángulo de paso de las palas o “Pitch control”

En sí el Pitch control surgió de una fase de perfeccionamiento del Stall control, en el que se añadió un segundo mecanismo tendiente a conservar fija la velocidad de la hélice y aumentar la eficiencia de la máquina. El “Pitch”, consiste en permitir un “paso variable” a las aspas, es decir, un cambio (muy limitado) de su ángulo de ataque respecto del viento para mejorar y disminuir su sustentación.

La aparición del Pitch control mejoró la cosecha de energía, demostrando su superioridad de un modo puramente empírico, por la forma de la “curva de potencia”. Gracias a este nuevo mecanismo, las turbinas pudieron pasar el techo del megavatio de potencia, con el cual las anteriores tenían problemas.

e) Sistema de orientación

El objetivo fundamental del sistema es el de mantener el rotor en un plano perpendicular a la dirección del viento.

Se utilizan servomecanismos que responden a señales que son generadas por el controlador electrónico del generador, en respuesta a la medición de la dirección del viento proveniente de sensores convencionales (veletas). Éste sistema no opera de manera rápida, es decir, no intenta seguir la dirección del viento instantáneamente. Sólo cambia de orientación cuando las estadísticas de medición calculadas por el sistema de control

sugieren que la dirección del viento efectivamente ha cambiado. Este cálculo es fundamental por un lado para disminuir la degradación de los sistemas de orientación por uso intensivo, y por otro para aprovechar al máximo la energía del viento con la correcta alineación del rotor.

El mecanismo de unión entre la torre y la góndola está formado por un cojinete y una corona dentada de dimensiones considerables.

f) Dispositivos de seguridad

El objeto fundamental de estos sistemas es el de proteger la integridad física de los humanos, así como del equipo en conjunto. Los mismos se ponen en funcionamiento en alguna de las siguientes situaciones:

- Velocidad de rotación mayor que la máxima aceptable
- Pérdida de carga (desconexión de la línea)
- Exceso de vibraciones
- Temperatura por encima de las máximas permisible (generador, caja, controlador, etc.)
- Pérdida de presión en los controles hidráulicos

Los medios que se utilizan para efectuar el paro forzado de la máquina ante alguna de las situaciones antes mencionadas son los siguientes:

- Freno de disco
- Control del ángulo de paso de las palas
- Dispositivos de punta de pala (frenos aerodinámicos)
- Control de orientación al viento

g) Electrónica de control

Todos los AE para centrales eolieléctricas poseen sistemas electrónicos dedicados al control y adquisición de datos (SCADA). Cada máquina cuenta con uno de ellos, siendo sus funciones principales las siguientes:

- Controlar los procesos de inicio de operación y de conexión a la línea eléctrica
- Regular velocidad y potencia de salida
- Controlar la orientación del rotor respecto del viento
- Controlar los procesos de parada forzada

- Interfaz local entre operador y máquina
- Adquirir y procesar los datos del comportamiento operacional de la máquina
- Mantener la comunicación con los centros de supervisión en Centrales eolieléctricas (transmisión de datos).

h) Estructura de soporte o góndola (nacelle)

Es una estructura metálica donde se monta el tren de potencia, el generador, las mordazas de freno, y si es necesario las unidades hidráulicas. Este elemento recibe las cargas del rotor a través del tren de potencia y las transmite a la torre vía el subsistema de orientación. Su dimensión y peso surge de las cargas a las cuales estará sometido.

i) Torre

Constituye el elemento de apoyo del resto del subsistema de la aeroturbina. Por lo tanto, su principal función es estructural. Para AE de eje horizontal se pueden instalar torres tubulares o de celosía. Requiriendo las primeras de menor mantenimiento, son de fácil instalación y estéticamente más agradables. Pero en contrapartida son de un costo relativamente más elevado, requieren la utilización de maquinaria especializada para su fabricación y su transporte es más difícil.

Hoy en día, dado que la máquina estándar en la actualidad ronda los 1000 kW, las más utilizadas son las torres tubulares debido a que aportan mayor resistencia estructural, absorben mejor las cargas dinámicas y requieren menor mantenimiento.

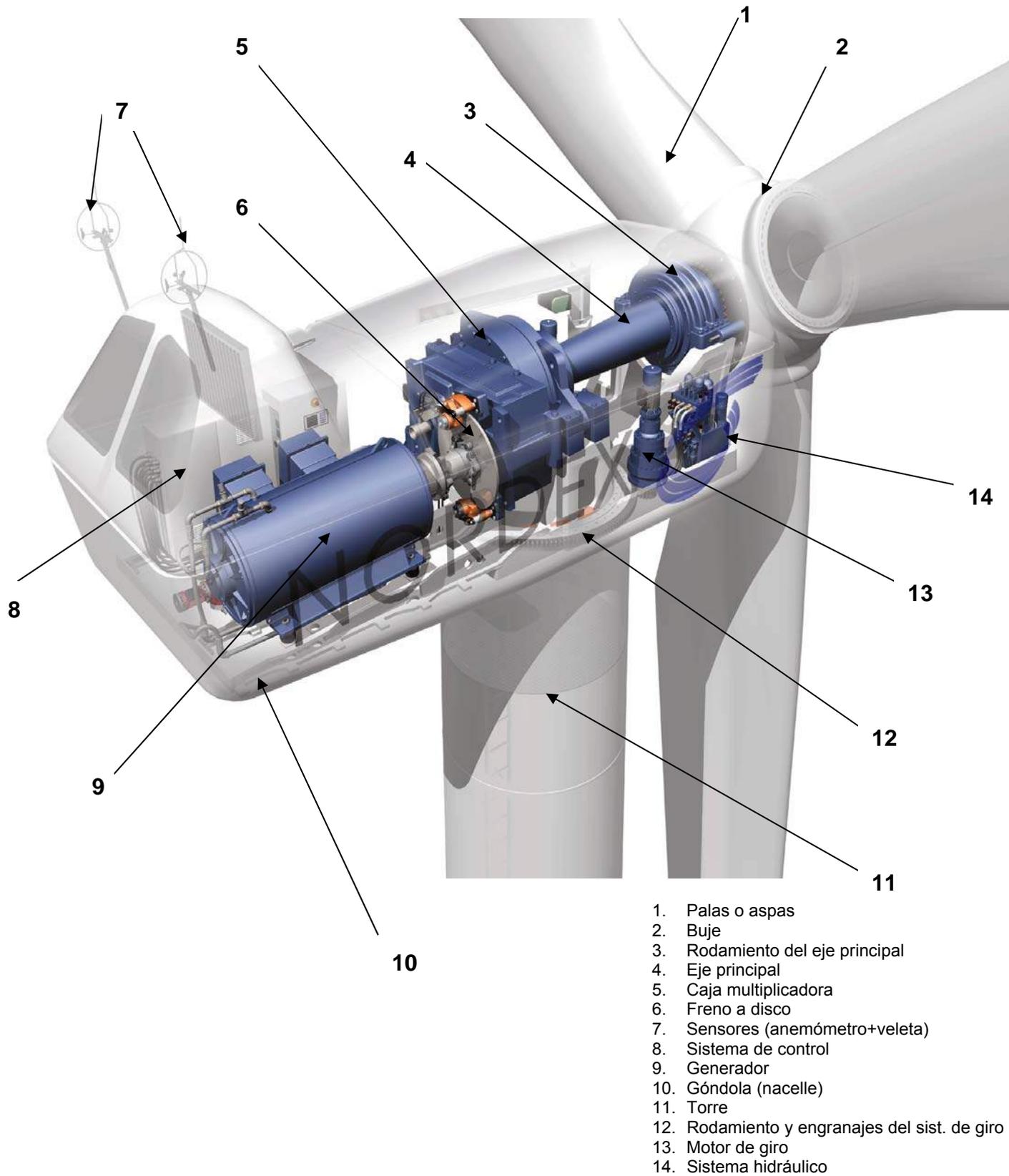


Figura 4.1. Componentes de un AE. Fuente: Nordex, fabricante de AE.

Capítulo 5

La Energía Eólica en le Mundo

La Energía Eólica en el Mundo

La energía eólica suministra hoy a nivel mundial el 1% de la electricidad generada, aunque en algunos países supera el 20%. Esto con la consecuente creación de nuevos puestos de trabajo, calculándose que para el año 2006 los empleos creados llegaron a 235.000, la mayoría altamente cualificados en fabricación e ingeniería.

A pesar de que cada día son más los países que se incorporan a la carrera eólica, las diferencias entre las distintas regiones del planeta son evidentes. De los once países con más de 1.000 MW instalados siete están en Europa (Alemania, España, Dinamarca, Italia, Reino Unido, Holanda y Portugal) y tres son asiáticos (India, China y Japón). El otro es Estados Unidos. Pero es significativo que el porcentaje de los cinco mayores mercados eólicos del mundo sobre el total sigue cayendo año tras año: del 82% en 2003, al 79% en 2004 y al 77% en 2005.

Asia es la nueva locomotora, con un incremento anual del 48% y unas excelentes expectativas.

Estos son los números que arrojaron las estadísticas para el año 2005-2006:

Europa

Mantiene la primera posición en términos de capacidad instalada sobre los demás continentes con 40932 MW. Además con una capacidad adicionada para el período de 6174 MW que representó un crecimiento global del 69,4%, cayendo del 72,9% del año anterior. El mercado europeo disminuyó su tasa de crecimiento en un 18%. Alemania y España siguen manteniendo su posición como líderes en el mercado (Alemania adicionó 1799 MW y España hizo lo mismo con 1764 MW). Ambas mantuvieron sus posiciones como uno (Alemania) y dos (España) del mundo en el mercado eolieléctrico.

Francia y Portugal ayudados por efectivas legislaciones, mostraron el mayor crecimiento en el año 2005 considerando Europa y doblaron su capacidad instalada respecto del año anterior.

El antiguo líder en este rubro (Dinamarca), una vez más ha demostrado un estancamiento en su proceso de instalación de potencia con tan sólo 4 MW pasando a la cuarta posición del ranking mundial.

Los países del este europeo y Finlandia aún no han alcanzado la dinámica de desarrollo de los países vecinos, líderes en estos tiempos. Aún así se prevé un rápido crecimiento de la mayoría de los paises de la UE por el creciente interés en la seguridad energética.

América

Ha extendido de forma importando su capacidad instalada en 2006 y llegó a representar el 17% de la capacidad instalada mundial (10036 MW), de los cuales el 98% se encuentra en Norteamérica.

Luego de aplicar una política de impuestos beneficiosa para esta industria, EEUU se ha convertido en el número uno en cuanto a nueva capacidad instalada, adicionando 2424 MW. Mundialmente ocupa el tercer lugar en términos de capacidad instalada total, luego de España.

Un sustancial crecimiento se ha visto en países como Canadá, que incrementó en un 54% su potencia instalada. Este país lidera en cantidad de inversiones hacia industrias manufactureras afines.

En Latinoamérica se ven los primeros indicios de un sector emergente, principalmente en Brasil con el programa Proinfa que se implementó en el período 2006-2007. También Argentina donde varias empresas del sector han comenzado importantes actividades en el desarrollo de tecnología (IMPESA, INVAP).

Asia

Ha sido el mercado más importante en 2005, con un crecimiento del 48% que se concreta en 2.263 nuevos MW, siendo su capacidad instalada, a finales de 2006, de 7022 MW. China e India, que ha desbancado a Dinamarca del cuarto puesto mundial, lideran el sector. China ha pasado de la octava a la sexta posición, y suma ya 2405 MW. Por otro lado, Pakistán pondría en los próximos años su primer parque eólico de varios megavatios de potencia.

Australia /Pacífico

Se sumaron en 2005 193 MW y dispone ya de 762.

África

Sólo 11 nuevos megavatios se instalaron en África en 2005. El continente con el más bajo consumo de energía "per cápita" tiene el 0,43% de la eólica del mundo. Pero dispone de muy buenos emplazamientos que podrían hacerse realidad en el futuro, sobre todo en países como Egipto y Marruecos. Hasta ahora, los proyectos dependían de fondos de ayuda al desarrollo de terceros países, pero las perspectivas para que crezca una cierta capacidad industrial en estas tierras son cada día más cercanas.

Se observa en la siguiente tabla la evolución de los diferentes continentes en materia de generación eólica instalada en los años 2005-2006:

	Capacidad instalada 2005 (MW)	2005 en %	Capacidad instalada 2004 (MW)	2004 en %
Europa	40.93	69.40	34.76	72.90
América	10.04	17.00	7.37	15.50
Asia	7.02	11.90	4.76	10.00
Australia-Pacífico	762.00	1.30	547.00	1.10
África	252.00	0.40	240.00	0.50
Mundial	59.00	100.00	47.67	100.00

Tabla 5.1 Capacidad instalada por continentes, 2005-2006. Fuente: Reporte de la WWEA (Estadísticas 2006)

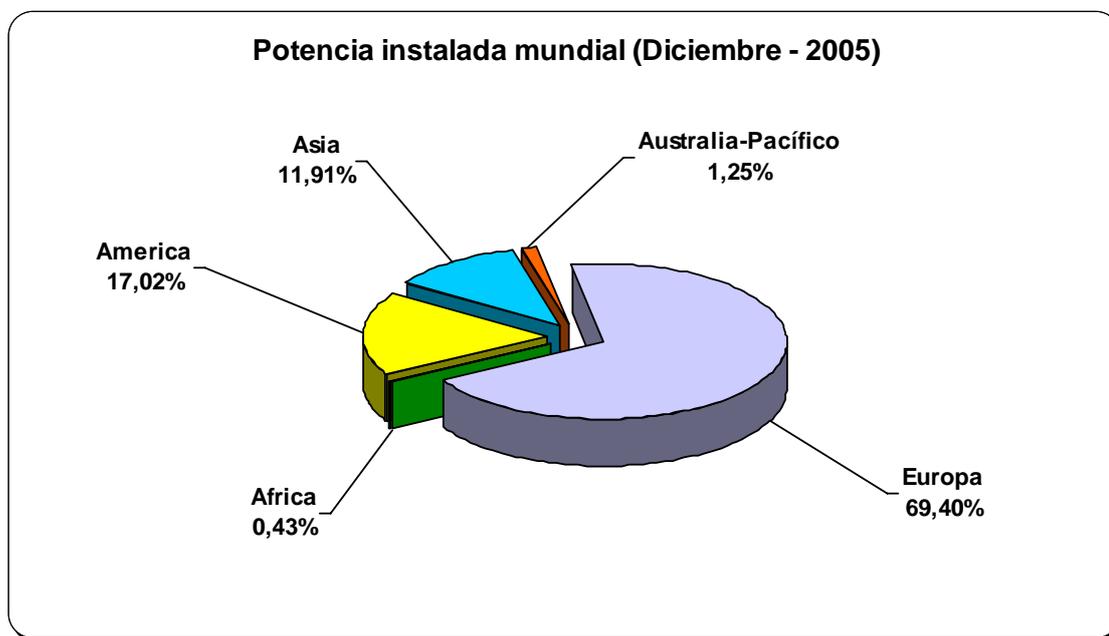


Gráfico 5.1 Potencia eólica instalada a nivel mundial. Fuente: Reporte de la WWEA (Estadísticas 2006)

Perspectivas de desarrollo para el 2010

Según un comunicado de prensa publicado en el año 2007 por la Asociación Mundial de Energía Eólica (WWEA), durante el año 2006 la Energía Eólica continuó con su crecimiento a nivel mundial. 14900 MW fueron instalados, alcanzando una capacidad instalada a nivel mundial de 73.904 MW a finales del año 2006. Esta capacidad instalada muestra una tasa de crecimiento del 25%, luego del 24% registrado en el año 2005 (Tabla 5.2).

Según el mismo informe, cinco países han incrementado su capacidad eólica instalada en más de 1000 MW. Siendo ellos EEUU (2.454 MW), Alemania (2.194MW), India (1.840 MW) y España (1.587 MW) que fueron capaces de asegurar su posición de liderazgo en el mercado, y China (1.145 MW) se unió al grupo de los cinco países con mayor instalación y se encuentra quinto en términos de capacidad instalada, mostrando un crecimiento de su

desarrollo de la energía eólica del 91 %.

Cinco países instalaron más de 500 MW y a su vez presentan excelentes tasas de crecimiento: Francia (810 MW, 107 % de crecimiento), Canadá (768 MW, 112 % de crecimiento), Portugal (628 MW, 61 % de crecimiento) y el Reino Unido (610 MW, 45 % de crecimiento). El mercado más dinámico durante el año 2006 fue Brasil, afrontando exitosamente el tan ansiado despegue de su industria eólica e incorporó 208 MW, incrementando 7 veces su capacidad eólica instalada en tan solo un año.

País	2006				2005			
	Ranking	Capacidad adicionada [MW]	Capacidad [MW]	Tasa de crecimiento %	Capacidad adicionada [MW]	Capacidad [MW]	Tasa de crecimiento %	Ranking
Alemania	1	2194	20622	11,91%	1798,8	18428	10,82%	1
España	2	1587	11615	15,83%	1764	10028	21,35%	2
EEUU	3	2454	11603	26,82%	2424	9149	36,04%	3
India	4	1840	6270	41,53%	1430	4430	47,67%	4
Dinamarca	5	8	3136	0,26%	4	3128	0,13%	5
China	6	1145	2405	90,87%	496	1260	64,92%	8
Italia	7	405	2123	23,57%	452,4	1718	35,75%	6
Reino Unido	8	610	1963	45,08%	465	1353	52,36%	7
Portugal	9	628	1650	61,45%	500	1022	95,79%	11
Francia	10	810	1567	107,00%	371,2	757	96,22%	13
Holanda	11	336	1560	27,45%	141	1224	13,02%	9
Canadá	12	768	1451	112,45%	239	683	53,83%	14
Japón	13	354	1394	34,04%	143,8	1040	16,05%	10
Austria	14	146	965	17,83%	213	819	35,15%	12
Australia	15	238	817	41,11%	193	579	50,00%	15
Grecia	16	183	756	31,94%	100,3	573	21,22%	16
Irlanda	17	147	643	29,64%	157,1	496	46,36%	18
Suecia	18	54	564	10,59%	57,9	510	12,81%	17
Noruega	19	55	325	20,37%	0	270	0,00%	19
Brasil	20	208	237	717,24%	4,8	29	19,83%	34
...
Argentina	36	0	26,8	0,00%	1,2	26,8	4,69%	36
Resto		730	2211,2	49,28%	353,8	57496	0,62%	
TOTAL		14900	73904	25,25%	11310,3	59004	23,71%	

Tabla 5.2 Estadísticas de capacidad Mundial instalada 2005-2006. Fuente: Reporte de la WWEA (Estadísticas 2006)

Tomando como referencia años anteriores, se puede ver que en tan sólo diez años, entre 1997 y 2006 se ha incrementado 10 veces la capacidad eólica instalada a nivel mundial.

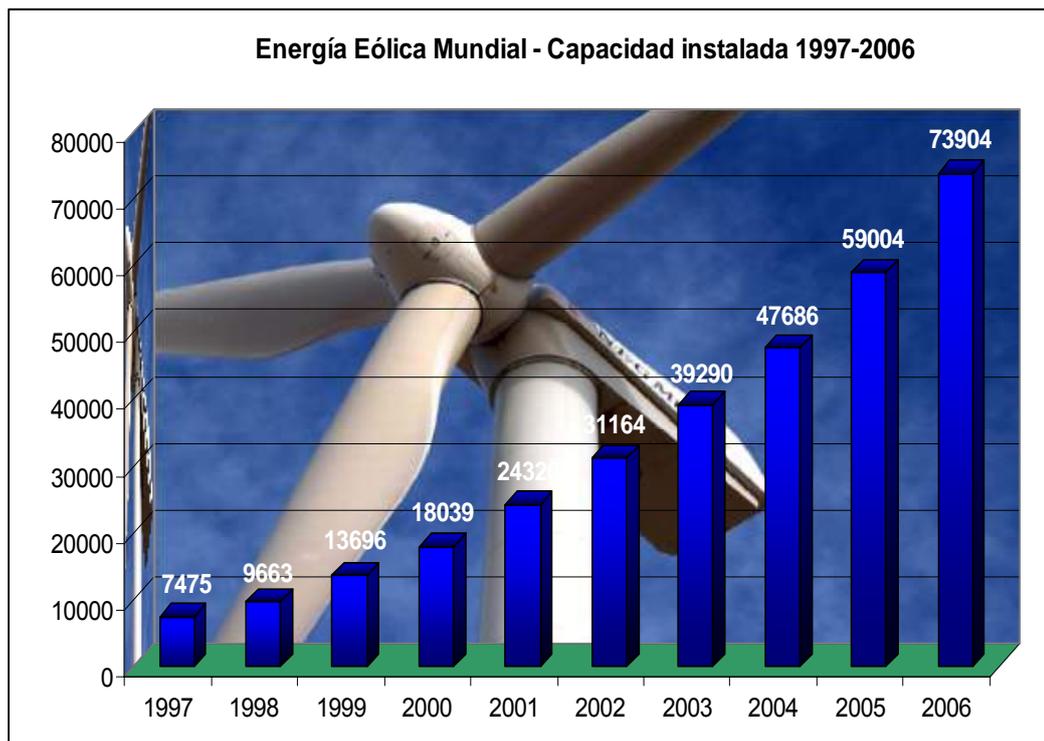


Grafico 5.2 Capacidad instalada 1997-2006. Fuente: Reporte de la WWEA (Estadísticas 2006)

La organización, basándose en este acelerado desarrollo, ha incrementado su pronóstico para 2010 y espera ahora que 160.000 MW sean instalados hacia fines de ese año (en el año 2006, el pronóstico era de 120000 MW).

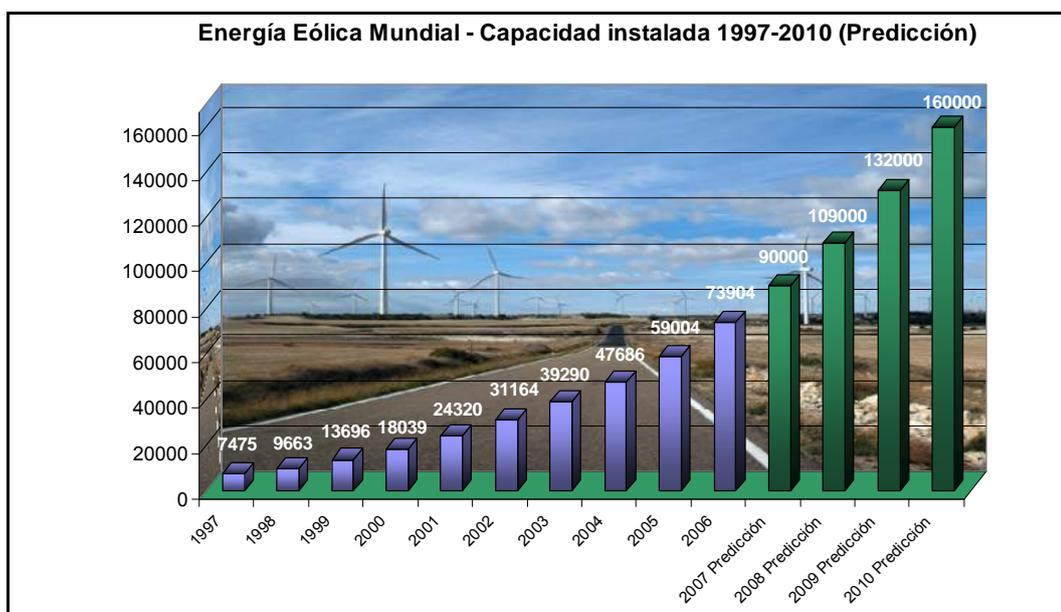


Grafico 5.3 Predicción de capacidad instalada para 2010. Fuente: Reporte de la WWEA (Estadísticas 2006)

Situación energética en Argentina

La matriz energética argentina, se caracteriza por una fuerte dependencia de los combustibles fósiles como lo son el gas, el petróleo y en menor medida el carbón mineral. Entre estos tres completan un 89% de la matriz que llega a un 92% de energías no renovables, si se considera la generación nuclear.

Según datos recabados por la Secretaría de Energía (2004) la oferta interna de energía primaria esta cubierta por tan sólo un 8% de energías renovables. Es claro que el uso de estos recursos es muy bajo hoy en día, aportando casi el total la energía hidroeléctrica, fundamentalmente proveniente de grandes represas.

La actual capacidad instalada total del país en materia de generación eléctrica es de 24 GW. De esta potencia nominal, la que puede entregarse a la red es de 18 GW. La diferencia entre 24 y 18 se debe a la disponibilidad de las máquinas, ya que las máquinas no entregan la potencia nominal. Por una parte, se encuentran en funcionamiento máquinas que son de la década del '50, por lo que ya no entregan la potencia para la cual fueron diseñadas. Además, las centrales hidroeléctricas, dependen de la cantidad de agua que tiene el embalse; si el embalse no está a su nivel máximo, la potencia generada resulta menor que la nominal. Por lo tanto, la potencia máxima que puede entregar el conjunto de máquinas generadoras en nuestro país es de 18 GW.

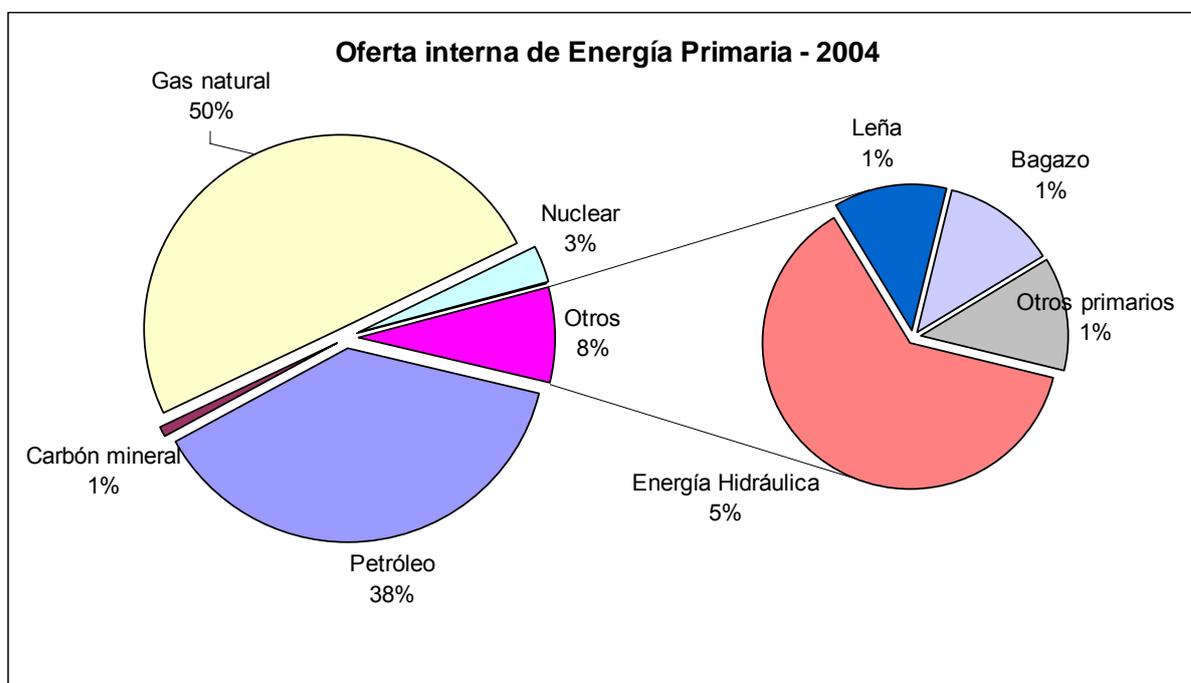


Gráfico 5.4 Proporción de la Energía Primaria en Argentina. Fuente: Secretaría de Energía, 2004.

Desde el punto de vista del sector eléctrico la situación actual del parque de generación

otorga:

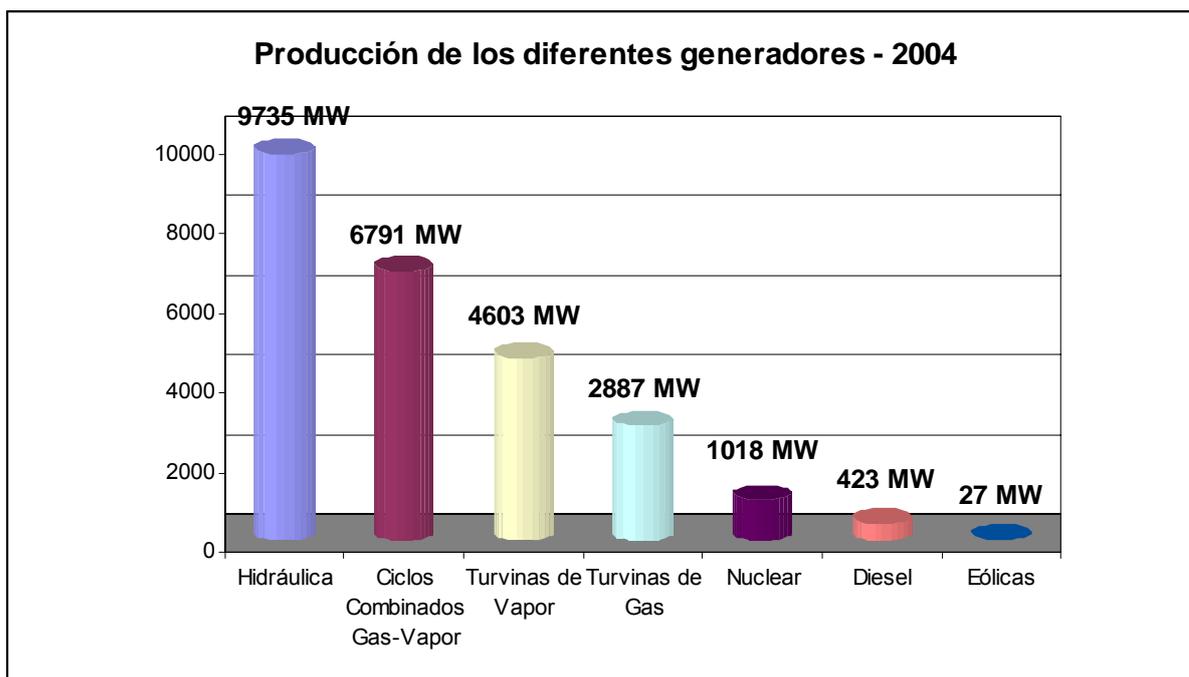


Grafico 5.5 Producción de las diferentes fuentes de generación. Fuente: Secretaría de Energía, 2004.

Crisis Energética Nacional

La Argentina esta sumergida en una profunda crisis energética de carácter estructural que requiere de grandes inversiones en reformas del sistema energético. Inversiones que no se han hecho en infraestructura del sistema generación eléctrica, ni en la explotación, ni en exploración de nuevos reservas de hidrocarburos que deberían haberse realizado para no estar llegando a finales de 2007 con la “soga al cuello”. Esta situación ha forzado al gobierno a utilizar recursos poco eficientes con la intención de apagar incendios que se podrían haber evitado. Más aún cuando las voces de expertos en el tema venían anunciando desde hace 3 años que nos encontraríamos en esta situación de no actuar debidamente.

Se necesita de un Plan Energético Nacional a largo plazo que busque la diversificación de las fuentes de generación, incorporando el aporte de fuentes de energía no convencionales. Y sobre todo se necesita de un Plan que se cumpla.

La economía nacional ha presentado un crecimiento sostenido en los últimos años de un 9% y a los consumidores domiciliarios se les han pesificado las tarifas de electricidad y gas sin ningún tipo de ajuste lo que ha desencadenado una desmesurada demanda en este último sector. Para abastecer esta demanda, se deberían incorporar a la matriz energética cerca de 1000 MW de nueva generación eléctrica por año y al menos 15 millones de m³ diarios de gas.

¿Como impacta la Crisis en el Mercado Eléctrico?

Los grandes usuarios de gas sufren restricciones en el consumo por dos razones fundamentales: falta de gas en yacimiento para ser inyectado en el sistema o insuficiente capacidad de transporte y distribución. El segundo motivo es normal que se presente durante los meses de invierno debido a la mayor demanda de los usuarios residenciales.

Sin embargo, la falta de gas para la industria durante los meses de otoño y finales de verano no es habitual. En términos generales, las causas de esta falta de gas deben buscarse, por un lado, en un importante aumento de la demanda y, por otro, en una menor oferta del fluido. El crecimiento de la demanda es producto de la reactivación de la economía y de la caída del precio del gas en relación con otros combustibles alternativos. Este menor precio relativo es resultado del congelamiento de las tarifas reguladas de gas natural mientras que los demás combustibles han reajustado sus valores a niveles cercanos a los vigentes antes de la devaluación.

¿Pero que tiene que ver la falta de gas con la generación de energía eléctrica? Entre el Mercado de Gas y el ME existen fuertes interrelaciones, no sólo debido a que tanto el gas como la energía eléctrica son sustitutos en el consumo sino a que el primero es un insumo fundamental en la generación eléctrica en Argentina. Este aporta el 50% de la oferta interna de energía (*Gráfico 5.4.*) Por lo tanto, los desequilibrios en la industria del gas tenderán a trasladarse al ME.

Por otro lado en los últimos años la participación de la generación hidráulica ha disminuido debido a la menor disponibilidad de agua en las centrales hidroeléctricas. En consecuencia, la generación térmica ha aumentado no sólo para satisfacer la mayor demanda, sino la menor generación hidroeléctrica. De allí que la demanda de combustibles destinados a la generación eléctrica haya aumentado considerablemente. Sin embargo, este incremento no ha sido proporcional. Dadas las restricciones de consumo de gas en las centrales térmicas de ciclo combinado, se han despachado un mayor número de centrales que operan con combustibles más caros (gas-oil, fuel-oil, etc.) y que resultan ineficientes desde el punto de vista técnico (disminuyen su rendimiento en un 20%). Indudablemente, esto provoca que el costo de generación de energía eléctrica sea mayor y, por lo tanto, mayores debieran ser el precio de la energía y las tarifas eléctricas.

El mayor costo de la generación eléctrica se refleja en el precio spot de la energía, el cual varía como consecuencia de la interacción entre oferta y demanda. Es un valor horario y que viene dado por el costo de generación de la máquina despachada más ineficiente necesaria para abastecer la demanda (luego de que han sido despachadas las más eficientes). Debido a que es un precio que se calcula en forma horaria, y por lo tanto volátil, el precio que se

traslada a las tarifas finales es el precio promedio esperado trimestral, denominado precio estacional. Por lo tanto, ambos precios (el spot y el estacional) están estrechamente vinculados y en promedio deberían ser iguales.

Sin embargo, estos mayores costos no se han visto reflejados en las tarifas. La razón, la sanción de la Ley 25.561 de enero de 2002 que declaró el estado de emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria, y dispuso la salida de la convertibilidad. La misma no sólo pesificó las tarifas sino que las congeló hasta tanto no se resuelva la renegociación con las empresas eléctricas. De aquí que a partir de mayo de 2002 el precio spot se haya ido alejando del estacional. Es decir, el costo de generación es sistemáticamente mayor que lo pagado por los consumidores a través de la tarifa. La consecuencia directa de lo anterior es que disminuyan considerablemente los incentivos para la instalación de nuevas centrales térmicas.

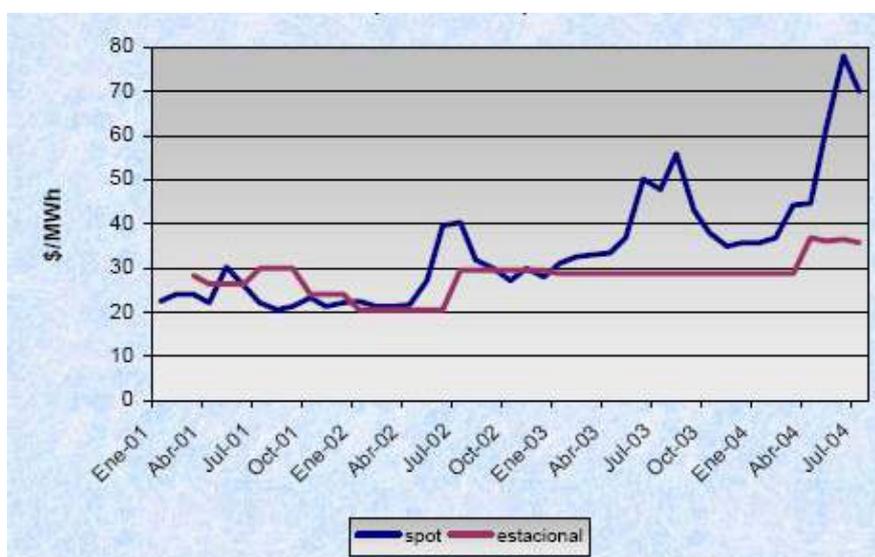


Gráfico 5.6 Variación del precio de la Energía. Fuente: “¿Cómo impacta la crisis en el ME?”; Facultad de Ciencias Económicas, Universidad Nacional de Córdoba

A los fines de disminuir las discrepancias entre precio spot y estacional se adoptaron diversas medidas, entre ellas:

Se resolvió fijar el precio spot suponiendo que todas las centrales térmicas funcionan con gas (Res SE 240/03, agosto), a pesar de que en los hechos empleen combustibles más caros.

Posteriormente, se decidió reconocer el precio spot pero sólo se remuneran los costos operativos (Res SE 406/03, septiembre). En ambos casos, la diferencia fue acumulada en el fondo de estabilización

Sin embargo las medidas tomadas en ningún caso atacan el problema de fondo consistente en que el precio estacional no refleja los verdaderos costos de oportunidad de la

generación eléctrica.

En resumen, el menor precio relativo del gas determina un exceso de demanda el cual redundará en cortes a los grandes usuarios. El gobierno que paga a Bolivia U\$S 5 por un millón de BTU le reconoce al productor local U\$S 1,40 por la misma cantidad. Esta indisponibilidad de gas para la generación eléctrica hace necesario recurrir a combustibles más caros con lo cual el costo de la energía eléctrica es mayor. [\[6\]](#)

Situación actual

Un parque energético funciona sin riesgo si cuenta con una reserva de 20% respecto de lo que le exigen los consumidores. En la Argentina se producen, como máximo, 18 MW (por las razones de disponibilidad antes mencionadas). El día 14 de junio de 2007 la potencia demandada fue de 18,3 MW. [\[7\]](#)

¿Qué sucedió en nuestro país? Hubo restricciones en la oferta, por primera vez Cammesa, la empresa que regula el MEM, ordenó desconectar 3% de la demanda. Si las generadoras de energía quisieran producir más megavatios, aun en el límite de sus posibilidades, no dispondrían del gas necesario. Se hizo evidente que nuestro sistema eléctrico llegó a un nivel de demanda en el cual la potencia instalada la cubre escasamente.

Consecuencia de estas distorsiones basta que baje un poco la temperatura o que llueva menos de lo que necesitan las centrales hidroeléctricas para que el sistema colapse. Hay en la actualidad grandes empresas a las que se les satisface sólo un 25% de su demanda de corriente.

Lo que propuso el Gobierno frente a los resultados arrojados por la "Prospectiva de demanda hasta el 2012" realizada por la Secretaría de Energía fue un incremento a mediano plazo de la generación térmica. El análisis oficial asume también que la energía hidroeléctrica ofrece mejores condiciones de competitividad, con lo cual quedó señalado que las ampliaciones se harán en base a equipos térmicos y represas hidroeléctricas. [\[8\]](#)

El Plan lanzado en 2004 para enfrentar estos problemas pretendía invertir 11000 millones de pesos hasta el 2008, hasta finales de 2007 se llevaban invertidos 2750 millones. [\[9\]](#)

Quedan todavía muchas obras por hacerse, algunas de ellas son:

- La culminación de las centrales eléctricas de Timbúes y Campana, prevista para mayo de 2008 y aportará 1600 Mw. Pero el pico de verano tiene prácticamente la misma magnitud que el pico de invierno, que es la demanda máxima. Por lo tanto si este verano viene con mucho calor es posible que exista algún tipo de limitación similar a la que hubo en el invierno pasado.

- La ampliación de los gasoductos en 20 millones de m³ diarios. Eso debía terminarse en 2007. La gran incógnita es con qué gas se llenará ese gasoducto.
- La elevación de la cota de Yacyretá a 83 metros, prevista para el año próximo. Hoy está en 79.
- La terminación de la central nuclear Atucha II, inicialmente fijada para 2009.
- Nuevas líneas de transmisión eléctrica entre Comahue-Gran Mendoza-San Juan, y entre el Nordeste y el Noroeste del país.
- Aumento de la interconexión entre Yacyretá y el Gran Buenos Aires.
- La concreción del Gasoducto del Nordeste, que traerá gas de Bolivia y que podría terminar definitivamente con el faltante argentino. Debía estar terminado en mayo de 2006.
- La construcción de una gran refinería en Chubut, que se llamará Gral. Mosconi II y cuyos estudios de factibilidad transcurren este año. Demandará una inversión de 2250 millones de dólares. Según los petroleros, no estará antes de 2015.
- El Gran Gasoducto del Sur, obra que se convertiría en el gasoducto más largo del Planeta, proyecto también anunciado por el gobierno argentino.

Pero como no se han terminado las obras planteadas la crisis se ha hecho sentir intensamente llegando el invierno pasado a cortar el suministro a empresas del sector industrial.

Medidas del gobierno

Respaldados por un resurgimiento de la industria nacional luego de la recesión provocado por la Crisis de 2001 y por la buena recaudación fiscal, el gobierno ha utilizado los fondos aportados por el superávit con que cuenta. En 2007 se han gastado \$12.000 millones, entre subsidios al consumo de electricidad y a las importaciones de combustibles. El monto equivale a casi la mitad del superávit fiscal acumulado durante los últimos 12 meses de 2007, calculado en 24800 millones de pesos (*Gráfico 5.7.*)

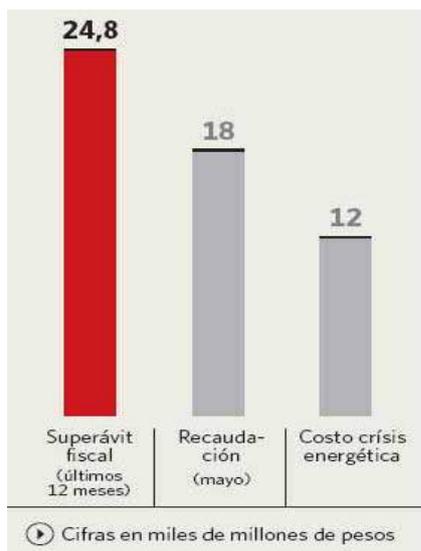


Grafico 5.7 Comparación – Ministerio de Economía y datos de Mercado. Fuente: Diario Clarín – Edición impresa; 15 de Julio de 2007

En junio de 2007 Cammesa tuvo que enfrentar pagos por \$ 2.200 millones por importaciones de fuel-oil y gas-oil para las usinas térmicas a las que no les dan gas (que derivan a las casas de familia) y las compras de energía a Brasil (pagando U\$S 200 el MW, cuatro veces el precio del mercado interno).

La importación de gas de Bolivia también suma 35 millones de dólares al mes con la compra de unos 5 millones de m³ diarios (pagándolo U\$S 5 como se dijo antes).

Al balance también hay que sumar el plan Energía Total, anunciado por el Gobierno a mediados de Julio de 2007. En el que se buscaba liberar gas utilizado por las empresas para derivarlo a las casas de familia, siempre buscando evitar cortes. Las compañías recibieron los combustibles líquidos a precio de gas, mucho más barato. El Estado se hizo cargo de la diferencia, con un costo de \$ 990 millones en los tres meses que tuvo vigencia el Plan.

Todas estas medidas vienen a consecuencia de la negativa del Gobierno a subir las tarifas, sobre todo a los usuarios residenciales.

Algunos comentarios.

Como se puede apreciar en todo lo dicho anteriormente, en ningún momento se plantea desde el Gobierno en su Plan Energético el tema de la incorporación de fuentes de energía renovables (sistemas solares térmicos, eólicos, mareomotriz, fotovoltaica, entre otras) para diversificar la matriz. Pareciera que todas las acciones de gestión energética del mundo desarrollado fueran en dirección a las renovables, mientras la Argentina se dirige a un camino con pocas perspectivas como lo son las fuentes convencionales.

En la Prospectiva 2002 las fuentes renovables como los pequeños emprendimientos hidroeléctricos, la energía solar y la eólica sólo se mencionan en un rol marginal. Lo que evidencia la escasa intención del gobierno a revertir esta situación.

En el mundo se buscan aprovechar las energías no convencionales diversificando e innovando hasta límites inimaginables mientras aquí se insiste con los combustibles convencionales de manera casi excluyente.

La clave es pensar en por qué el 92% de la generación energía primaria del país se lleva a cabo "quemando" combustibles fósiles; que además están en vías de agotarse. Y NO se piense en subsidiar las renovables, pero si en haber "invertido" en subsidios directos a las facturas de energía de los consumidores en el 2007, unos \$ 12.000 millones.

Ya es tiempo que el país empiece a echar mano de las fuentes de energía no convencionales y principalmente en la generación eólica. Sobre todo a sabiendas que la Argentina cuenta con los mejores sitios para la explotación eólica del mundo sobre tierra firme en la estepa patagónica, con velocidades medias anuales de viento de entre 8 y 11 m/s. Y con otros comparativamente de menor calidad sobre casi toda la costa bonaerense, pero equivalente a las mejores ubicaciones del Mar del Norte y de Europa, con velocidades de entre 5 y 8 m/s.

La energía eólica en la Argentina

Desde los comienzos

A pesar de su tradicional presencia (sobre todo en aplicaciones de baja potencia para abastecimiento de instalaciones rurales aisladas), la energía eólica, en sus diversas aplicaciones, no ha tenido hasta ahora un apoyo real en la Argentina. Contrastando con el hecho de que esta fuente de energía presenta una excelente perspectiva en el futuro inmediato a nivel global y que además Argentina cuenta con inmejorables posibilidades para su desarrollo, especialmente en la vasta región patagónica y en zonas costeras de la Prov. de Buenos Aires.

En un contexto de precios de equipamiento en permanente caída y con costos de generación cada vez más competitivos, la generación eólica, a nivel mundial, crece desde 1990 a un promedio anual mayor a un 20%. Los precios de generación han caído un 75% en los últimos 10 años. La generación eólica se ha convertido en la más importante de las fuentes no convencionales de energía. En un contexto tan promisorio, Argentina ignora su recurso natural disponible y no cuenta con programa alguno para aprovecharlo.

El desarrollo de las fuentes energéticas no convencionales no ha estado en la prioridad de los organismos nacionales de gobierno. Durante la década del '70, cuando estas fuentes comienzan a ocupar un espacio significativo en los planes de investigación de muchos países y se plantea un renovado interés en las mismas por los centros de desarrollo tecnológico en todo el mundo, la Argentina estuvo concentrada fundamentalmente, y de manera excluyente, en el fortalecimiento y ampliación de su programa nuclear. Esta situación se acentuó claramente durante el período abarcado por el gobierno militar.

Con el retorno a la democracia aparecen algunos síntomas positivos que intentan revertir la nula atención a las fuentes de energía no convencionales. Uno de los más importantes fue la creación en 1985 de tres centros de investigación y desarrollo: el Centro Regional de Energía Solar (CRES), en Salta, el Centro Regional de Energía Geotérmica (CREG), en Neuquén, y el Centro Regional de Energía Eólica (CREE), en Chubut.

El CREE fue creado mediante un convenio entre la Prov. de Chubut, la Universidad Nacional de la Patagonia "San Juan Bosco" y la Secretaría de Energía de la Nación. Sus objetivos básicos fueron concentrar el conocimiento sobre el tema, realizar acciones para su aplicación, asesorar técnicamente en la materia y mantener un intercambio permanente de información con otras entidades técnicas y científicas y capacitar a profesionales.

El primer parque eólico

Luego de diversos proyectos que no llegaron a concretarse, en febrero de 1989 finalizaron exitosamente las negociaciones con el Ministerio Federal Alemán de Investigación y Tecnología para instalar un parque eólico de cuatro turbinas AEROMAN (alemanas) de 30 kW cada una en la localidad chubutense de **Río Mayo**. El crédito otorgado por los alemanes en carácter de no reintegrable fue de 600.000 dólares.

El parque eólico de Río Mayo se pone en funcionamiento a comienzos de 1990 y constituye la primera instalación eólica de mediana envergadura en Argentina. Los 120 kW de los generadores eólicos se complementaron con un equipo diesel de tal manera que la generación eólica aportara aproximadamente el 40% de la demanda y el equipo diesel la restante. Esta instalación es la primera que permitió generar electricidad a partir del viento volcándola a una red de servicio público.

En el momento de la instalación de Río Mayo los costos del kilovatio eólico instalado oscilaban en los 2.000 dólares mientras que el kilovatio para gas se estimaba en 500 dólares. Sin embargo el ahorro en combustible (gasoil) a lo largo de su vida útil permitía proyectar recuperar la inversión sin inconvenientes.

Esta primera instalación suponía la introducción de los modernos generadores eólicos europeos en la Argentina (y en Sudamérica). También se suponía sería el primero de una serie ininterrumpida de nuevos proyectos que estaban en carpeta para ser desarrollados en diferentes puntos del país, en particular, en la Patagonia. Sin embargo, la actividad no contó con el respaldo mínimo necesario y tuvieron que pasar algunos años más hasta que la generación eólica de mediana escala tuviera un nuevo impulso.

En aquel momento se especulaba con un crecimiento importante del sector con el consiguiente empuje que éste le daría a las actividades productivas vinculadas como, por ejemplo, la industria metalúrgica en Chubut y la industria electrónica en Tierra del Fuego.

Sin embargo con el transcurso de los años, la instalación de Río Mayo comenzó a sufrir sus primeros inconvenientes y las sucesivas demoras en la obtención de los repuestos, fundamentalmente debido a trabas burocráticas aduaneras y en la propia Prov., hicieron que la instalación se fuera deteriorando y perdiendo credibilidad para luego terminar fuera de servicio.

Lo que siguió

A mediados de 1993 se anuncia por los medios de prensa un proyecto de gran magnitud a ser desarrollado por el Ministerio de Tecnología alemán, Naciones Unidas y el Gobierno de la Prov. de Santa Cruz. El mismo consistiría en la instalación en Río Gallegos de tres a

cuatro generadores que configurarían una potencia de 900 a 1.200 Kw. La instalación volcaría la energía a las redes locales.

Este proyecto, nunca concretado, se presentaba como puntapié inicial para la construcción de una gigantesca granja eólica que atravesando la Prov. de Santa Cruz sumaría alrededor de 9,6 Gv. para el año 2020. El proyecto se presentaba como auspiciado por la ONUDI (Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial) y sería respaldado por la Comunidad Económica Europea. Uno de los incentivos para que los capitales alemanes invirtiesen en molinos en Santa Cruz era la desgravación impositiva que recibirían en su propio país, ya que allí eran grandes contaminadores al generar con usinas de carbón. Sin embargo, los molinos alemanes no llegaron a instalarse en Río Gallegos. Este gran proyecto, al igual que otros más pequeños, no pasó de los planes.

El Estado y la industria nacional nunca tuvieron la mira puesta en este sector y los organismos de investigación del estado sólo le dieron un espacio marginal al desarrollo de las tecnologías vinculadas a la generación eólica. Esto ocurrió con algunas iniciativas del INVAP, empresa de la CNEA (Comisión Nacional de Energía Atómica) y el Gobierno de Río Negro. Este organismo había hecho una evaluación de las condiciones eólicas de distintos puntos de la Patagonia. Tanto el CREE (Chubut) como el INVAP (Río Negro) fueron los organismos nacionales que sistematizaron el estudio de velocidades y demás condiciones de los vientos patagónicos con vista al aprovechamiento energético.

En los meses finales de 1993 un interesante incremento de la generación eólica estaba por concretarse. La Cooperativa de Servicios Eléctricos y de Teléfonos de **Cutral Có**, en Neuquén, acordaría la compra de generadores dinamarqueses (MICON) para darle inicio a un parque eólico que se proyectaba entonces en unos 10 MW. La empresa dinamarquesa, cuya filial argentina se había establecido en 1992, evaluando este proyecto y otros de magnitudes importantes también, abría la posibilidad de montar una planta para la fabricación de equipos en el país (hecho que nunca ocurrió).

Comodoro Rivadavia sería el sitio donde se reabría un capítulo por demás interesante en el desarrollo eólico en Argentina. La Sociedad Cooperativa Popular Limitada (SCPL), que brinda diversos servicios públicos a la localidad de Comodoro Rivadavia, concretaría la adquisición en 1993, y pondría en marcha a comienzos de 1994, dos generadores dinamarqueses de 250 kilovatios cada uno.

Estos dos molinos representaron un paso muy significativo para la actual etapa del desarrollo eólico argentino. En primer lugar, porque se trató de un proyecto económico en el que no intervino ningún tipo de subsidio, demostrándose la viabilidad económica de los generadores eólicos; en segundo lugar, permitiría someter a una dura prueba a los equipos

(ya que se trata de una región de muy fuertes vientos). Los equipos que batieron record internacionales de producción durante su primer año de operación; y en tercer lugar, manifestó una tendencia en el desarrollo eólico local del cual las Cooperativas Eléctricas poseen un rol protagónico fundamental.

En este parque ubicado en cerro Arenales se obtienen algo más de 1.900.000 kWh de producción anual, lo que representa el 1% de la distribución anual que efectúa la cooperativa y se constituyó en la primera instalación eólica de gran potencia en Sudamérica.

En 1997 se llevaron a cabo una serie de proyectos que harían que durante ese año la capacidad eólica aumentara significativamente. A comienzos del mes de marzo, la SCPL cerró un nuevo acuerdo con la firma MICON por la compra de un grupo de ocho turbinas de 750 kW

A partir de entonces, el parque del Cerro Arenales pasó a ser el mayor en Sudamérica y los equipos (750 kW) los de mayor potencia instalados hasta el momento en Argentina. El financiamiento provino de Dinamarca (7,5 años) y financió un 85% de la inversión.

Luego la cooperativa concretaría en 2001 la instalación de 16 nuevas máquinas de 660 kW cada una, completando un potencial de 17.060 kW instalados. En este caso el acuerdo surgió con la empresa de origen español Gamesa, que ya se perfilaba como una de las potencias en esta industria.

Entre tanto el Ministerio Federal de Investigación y Tecnología de Alemania, a través de su programa El Dorado acordó con el municipio de **Pico Truncado** (Santa Cruz) la instalación de 10 generadores de 100 kW, sumando 1 MW de potencia total proporcionada por generadores alemanes marca Ventis. La primera etapa de este parque se instaló durante 1995 y se finalizó a comienzos de 1996.

Durante 1994 y 1995 se suceden los proyectos eólicos básicamente protagonizados por Cooperativas Eléctricas, como el caso de **Cutral Co**, y para sorpresa de muchos, dos Cooperativas de la Prov. de Buenos Aires, CRETAL en **Tandil** y **Punta Alta**. Tandil, con 800 kW, y Punta Alta, con 400 kW, son la demostración de que el potencial eólico no se restringe a la región patagónica.

Durante 1995 la Cooperativa Coagua de **Rada Tilly**, localidad vecina a Comodoro Rivadavia adquiere un generador MICON de 400 kW inaugurando una nueva modalidad: no se trata de una cooperativa eléctrica para su propia distribución, sino que la producción es vendida por Coagua íntegramente a la Cooperativa de Comodoro Rivadavia quien posee la distribución en Rada Tilly.

Las perspectivas comenzaron a ser positivas para el desarrollo eólico. Por un lado, el

potencial natural existente otorga condiciones favorables en diversos sitios del país. Por otro, se cuenta con recursos técnicos locales capacitados para garantizar la instalación y el funcionamiento exitoso de estos primeros parques. A esto se le debe sumar el decisivo respaldo del sector cooperativo eléctrico. Estos tres elementos constituyen un capital de enorme valor, pero no suficiente. Para que una actividad como ésta alcance el nivel que puede lograr debe existir también una voluntad política nacional para su desarrollo.

La empresa danesa MICON ha sido protagonista importante en esta corta historia del desarrollo eólico en Argentina. Ha sido la proveedora de los molinos instalados en Comodoro Rivadavia, Rada Tilly, Cutral Có, Tandil y Punta Alta. Su alta participación en este incipiente mercado tiene una explicación que, fundamentalmente, se basa en haber facilitado el acceso a créditos provenientes de Dinamarca para la adquisición de los equipos, además ha brindado una asistencia técnica que ha garantizado el buen funcionamiento de las instalaciones y la tranquilidad de los operadores.

Más adelante, en 1997, la Cooperativa de Mayor Buratovich (Prov. Buenos Aires) adquirió dos turbinas eólicas (600 kW cada una) en el marco del programa alemán El Dorado. El subsidio alemán cubrió el 65% de la inversión y fondos del FEDEI (Consejo Federal, Secretaría de Energía de la Nación) el 35% restante.

Para reafirmar el potencial de generación eólico en la Prov. de Buenos Aires, la Cooperativa Eléctrica de Darregueira adquirió, en abril del 97', un equipo danés que empezó a generar a finales de ese año.

A partir de allí se sucedieron algunas instalaciones más, no tantas como las programadas pues la crisis del año 2001 frenó gran cantidad de proyectos y el ímpetu inicial de la generación eólica se vio seriamente truncado. Recién en los últimos años se ha visto una reactivación de las iniciativas hacia esta opción, pero no se han vuelto a concretar instalaciones importantes desde el año 2002.

Las instalaciones que se sucedieron desde el 97' en adelante fueron las de la Claromecó donde se instaló un molino NEG-MICON de 750 kW para finales de año 1998. La Municipalidad de Pico Truncado concretó la instalación de cuatro máquinas Enercon de 600 kW cada una a comienzos del año 2001. Como ya se mencionó en ese mismo año se amplió el parque perteneciente a la Cooperativa de Comodoro Rivadavia. El último emprendimiento de gran potencia que se llevó a cabo en nuestro país fue hace 4 años, cuando en febrero de 2004 la Cooperativa Eléctrica de Gral. Acha instaló el segundo de los dos molinos NEG-MICON de 900 kW (el primero se instaló en 2002).

En la siguiente gráfica se ve la evolución del parque eólico argentino desde sus comienzos en la década del '90.

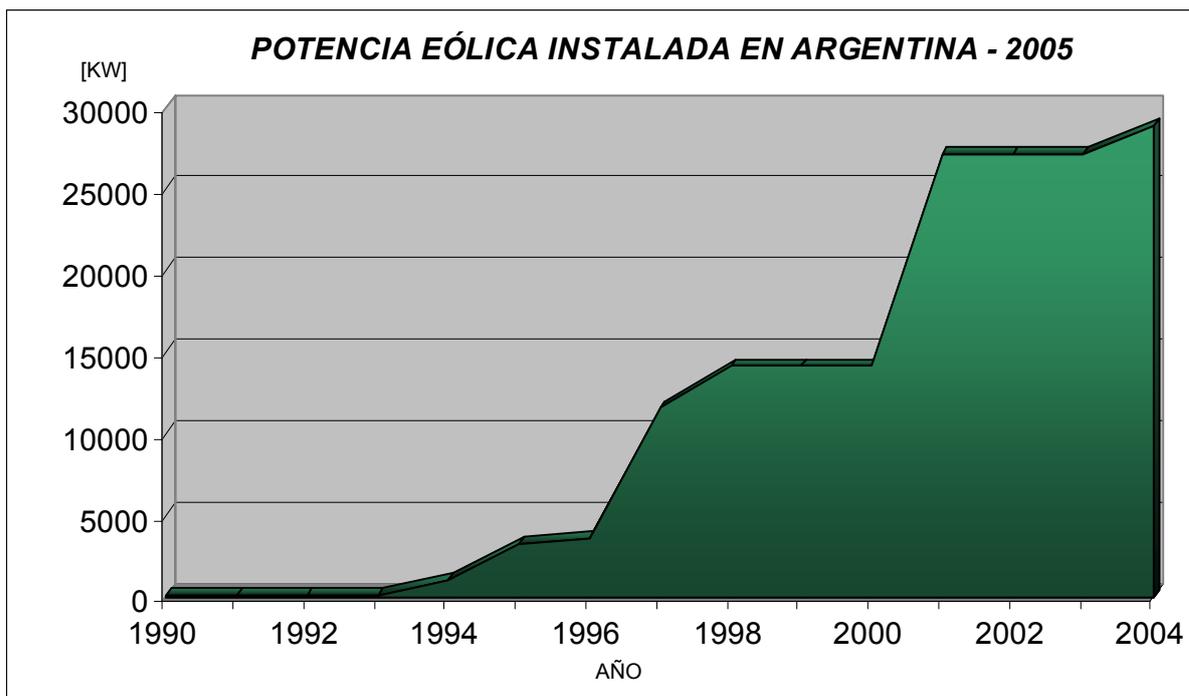


Grafico 5.8 *Potencia Eólica instalada en Argentina. Fuente: Greenpeace; Argentina, 2005*

Durante el año 2003 no hubo ingresos de nuevos equipos evidenciando el impacto de la crisis económica a partir del 2001. Energía eólica generada en 2003: 77.953 Mwh., el 0,1% del total nacional.

En la siguiente tabla se puede observar el total de las instalaciones realizadas en Argentina, algunas de ellas ya no se encuentran en funcionamiento.

LOCALIDAD	PROVINCIA	PUESTA EN SERVICIO	POTENCIA TOTAL [kW]	DETALLE DE MAQUINAS	MARCA Y MODELO	PROPIETARIO/ OPERADOR	OBSERVACIONES
RIO MAYO	CHUBUT	02/1990	120	4 x 30 kW	AEROMAN 30kW	DGSP. Prov. Chubut	FUERA DE SERVICIO
COMODORO RIVADAVIA	CHUBUT	19/01/1994	500	2 x 250 kW	MICON M530	PECORSA	P.E. "COMODORO RIVADAVIA"
CUTRAL CO	NEUQUEN	20/10/1994	400	1 x 400 kW	MICON M750-400/100	COPELCO Coop. Ltda.	
PEHUEN CO	BUENOS AIRES	17/02/1995	400	1 x 400 kW	MICON M750-400/100	Coop. eléctrica de Punta Alta	
PICO TRUNCADO	SANTA CRUZ	08/05/1995	1000	10 x 100 kW	VENTIS 20-100	Municipalidad de Pico Truncado	DESMANTELADO
TANDIL	BUENOS AIRES	26/05/1995	800	2 x 400 kW	MICON M750-400/100	CRETAL Coop. Ltda.	
RADA TILLY	CHUBUT	18/03/1996	400	1 x 400 kW	MICON M750-400/100	COAGUA Coop. Ltda.	
COMODORO RIVADAVIA	CHUBUT	12/09/1997	6000	8 x 750 kW	NEG-MICON NM750/44	SCPL Com. Riv.	P.E. "ANTONIO MORÁN"
MAYOR BURATOVICH	BUENOS AIRES	22/10/1997	1200	2 x 600 kW	AN BONUS	Coop. eléctrica de M. Buratovich	
DARREGUEIRA	BUENOS AIRES	19/09/1997	750	1 x 750 kW	NEG-MICON	CELDA Coop. Ltda	P.E. "HERCULES"
PUNTA ALTA (BAJO HONDO)	BUENOS AIRES	10/12/1998	1800	3 x 600 kW	AN BONUS	Coop. eléctrica de Punta Alta	P.E. "CENTENARIO"
CLAROMECO	BUENOS AIRES	26/12/1998	750	1 x 750 kW	NEG-MICON	Coop. eléctrica de Claromeco	
PICO TRUNCADO	SANTA CRUZ	05/03/2001	2400	4 x 600 kW	ENERCON (Wobben) E-40	Municipalidad de Pico Truncado	P.E. "JORGE ROMANUTTI"
COMODORO RIVADAVIA	CHUBUT	10/12/2001	10560	16 x 660 kW	GAMESA G-47	SCPL Com. Riv.	P.E. "ANTONIO MORÁN"
GRAL. ACHA	LA PAMPA	1º 12/2001 2º 02/2004	1800	2 x 900 kW	NEG-MICON NM900/52	COSEGA Ltda.	
POTENCIA TOTAL ⁽¹⁾		2005	27760				

Tabla 5.3

Detalle de la Potencia instalada en Argentina. Fuente: AAEE, 2006

⁽¹⁾Potencia en servicio en 2005

Lamentablemente las perspectivas hoy en día no son buenas, a pesar de vislumbrarse una pequeña reactivación en el sector. Básicamente por la distorsión de precios que tiene el mercado energético, donde la utilización de un recurso no renovable, contaminante y de alto impacto global, como los hidrocarburos, se presenta a precios extremadamente bajos. La ausencia de una política correctiva de precios que establezca criterios de racionalidad para el mediano y largo plazo, es fatal para el crecimiento de cualquier tecnología innovadora y no convencional. A esto se le suma la nula atención que el Estado presta en investigación y desarrollo en energía eólica.

Potencial eólico en la Argentina

Es aceptado a nivel internacional que dada la intermitencia del viento y de no contar con ningún sistema predictivo (por lo menos no a grandes plazos temporales) que permita conocer con cierta antelación su disponibilidad para la generación de energía eléctrica en las redes, la energía eolieléctrica sólo puede ser incorporada teóricamente a las redes de cada país en porcentajes no mayores al 10% de la energía total presente en las mismas en cada instante, sin afectar al sistema ni a la calidad del servicio, aunque en algunos países ya se han sobrepasado ampliamente estos límites.

Analizando este dato de modo conservador y teniendo en cuenta estos valores, en la actualidad la República Argentina está en condiciones de instalar 2.100 MW eólicos para el Sistema Interconectado Nacional sin poner en riesgo su correcto funcionamiento.

Para acompañar el crecimiento industrial que está registrando el país se estima necesario incrementar su capacidad instalada en el orden de los 1.200 MW anuales. Si de estos 1.200 MW el 10 % fuese posible instalarlo en base a granjas eólicas operando con un imposible factor de utilización del 100%, aún esto implicaría que en los sucesivos años habrá que instalar como mínimo otros 120 MW eólicos por año. Mucho más entonces considerando factores de utilización reales del orden del 30%. Es sabido que aún en estas condiciones (no más del 10% eolieléctrico) se requiere una reserva caliente en condiciones de “stand by”; sin embargo, con adecuada predicción de energía “cosechable” (campo en el cual de está avanzando mucho en la actualidad), con lo que el costo operativo de esta reserva se minimiza.

Considerando las proyecciones anteriores, realizadas de un modo conservador, se debe tener en cuenta que por cada nuevo MW eólico instalado creará 20 puestos de trabajo en forma directa y 160 puestos de trabajo de forma indirecta, ocupando a profesionales, técnicos y mano de obra calificada y no calificada. Sobre esta base, la instalación de 2.100 MW eólicos que hoy en día es posible llevar adelante en la República Argentina, implicaría la creación de 42.000 puestos de trabajo en forma directa y 336.000 puestos de trabajo de

modo indirecto.[\[11\]](#)

Uno de los tantos beneficios que traerá al país impulsar desde el Estado Nacional la incorporación de la energía eoloeléctrica al sistema interconectado nacional será sin duda la estabilidad en los precios y la garantía de aprovisionamiento energético a corto, mediano y largo plazo.

Una granja eólica tiene una vida útil aproximada de 20 años, el viento es su combustible y por ende la energía eléctrica que genera no depende de la disponibilidad o costos de los combustibles fósiles.

Una vez instalados los AE en el terreno, los mismos comienzan a producir energía a costo prácticamente constante durante los 20 años que dura el proyecto. Es por este motivo, entre otras razones, que la utilización de la energía eólica ha tenido un impulso tan grande en las principales potencias del mundo como lo son Alemania, Dinamarca, España, Estados Unidos, India y China, entre otros.

Capítulo 6

Evaluación del Recurso Eólico

Evaluación del Recurso Eólico

Introducción

Desde que se propone la construcción de un parque eólico hasta que los AE instalados empiezan a verter energía en la red eléctrica suelen pasar varios años.

En ese tiempo, habrá sido necesario realizar evaluaciones de viento, analizar la viabilidad económica, redactar el proyecto y el estudio de impacto ambiental, negociar el alquiler de los terrenos, resolver la evacuación eléctrica, conseguir financiación, lograr todos los permisos administrativos, abrir vías de acceso, cerrar los contratos de compra-venta de la energía, trasladar las piezas, montar los AE, probar los equipos. Se trata sin duda de un largo y arduo camino. Y, además, caro, pues una instalación requiere una inversión de decenas o cientos de millones de dólares que ha de amortizarse a largo plazo. Por ello, solo se emprenderá el proyecto si en principio se comprueba que es viable ambiental y económicamente. Y esto depende, antes que nada, de los vientos que soplen en el lugar seleccionado, de ahí la importancia de contar con una evaluación rigurosa del recurso presente en el sitio a estudiar. Más aún sabiendo que un error del 10% en la estimación de la velocidad media puede llegar a suponer desvíos del 30% en la producción de energía.

Para determinar qué regiones son aptas para la instalación de un AE, se deben conocer las características de las siguientes variables:

- El viento como principal factor, direccionalidad y valores promedio.
- Condiciones locales tales como características del terreno, obstáculos presentes en las inmediaciones, rugosidad superficial.
- Características orográficas presentes en la zona.

Toda esta información se presenta referenciada en una de las herramientas más importantes al momento de iniciar la evaluación de cualquier proyecto eólico, el “*Mapa eólico*”.

El Atlas o mapa eólico consiste en la representación de la magnitud y dirección de los vientos en forma gráfica; es el punto de partida para una evaluación del potencial eólico. Si bien el Ministerio de Planificación Federal junto con el Centro Regional de Energía Eólica de Chubut ha lanzado en el año 2006 un SIG eólico que presenta un relevamiento de las condiciones del recurso en el territorio argentino, hasta el momento los estudios realizados en el país se han basado en “reportes o análisis previos que pudieran existir o en informes del Servicio Meteorológico Nacional e imágenes de satélite, entre otros” [\[12\]](#) los cuales

brindan información de carácter genérico, por lo que así debe ser considerada.

En el presente trabajo se utiliza la información que aporta el SIG eólico como referencia de las condiciones del recurso a nivel país, a partir de él se analizará la situación de la Prov. de Buenos Aires respecto de otros sitios de interés en el territorio argentino.

Pero para poder dar una respuesta de cuánto viento se puede esperar en el territorio objeto de este estudio se debe tener en cuenta que las condiciones de viento para un área están definidas por el perfil de los vientos de ese área, la velocidad y dirección promedio de los vientos, la distribución de velocidades por dirección, y los patrones diurnos y estacionales del recurso.

En el presente capítulo se pretende dar una respuesta científica y metodológicamente sustentada a dicho interrogante basándose en información referida al territorio de la Prov. Buenos Aires proveniente de diferentes fuentes, la cual fue procesada para luego analizar los resultados obtenidos.

Metodología de trabajo

En el presente trabajo se comenzó con el análisis a nivel integral para luego ir focalizando la investigación al sitio objeto de estudio, la zona costera de la Prov. de Buenos Aires.

Con el fin de justificar la elección de dicho lugar para analizar la factibilidad de generar energía a partir del viento se debió ubicar en primer término a la Argentina en el contexto mundial en lo que respecta al recurso eólico, de esta forma se logra tener referencia respecto de los países con mayor experiencia en este campo.

Posteriormente se identificaron las zonas de mayor potencialidad en el territorio argentino, considerando diferentes aspectos que influyen en la valoración del sitio. Así se llegó a comparar la región de la Prov. de Buenos Aires respecto de otros lugares en el territorio nacional.

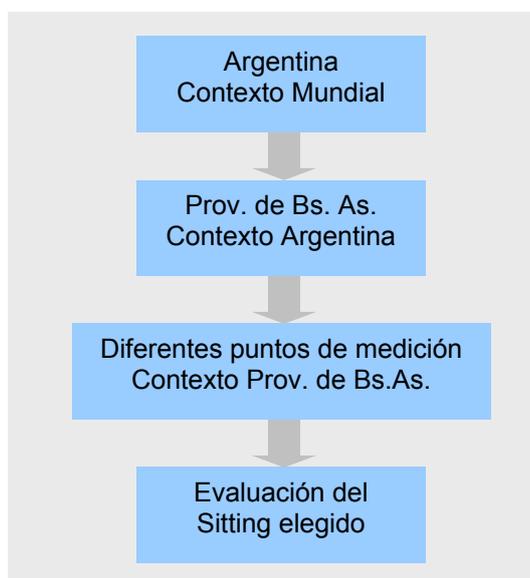


Figura 6.1. Esquema simplificado de los pasos las etapas de evaluación. Fuente: elaboración propia.

Ya ubicados en la provincia se procedió a evaluar las bondades del recurso en diferentes sitios de la misma, utilizando para ello información recopilada de diferentes fuentes. En base a los resultados arrojados del procesado de dicha información se logró tener una visión global de diferentes posibles sitios de emplazamiento en la región, pudiendo de esta manera comparar las condiciones de unos y otros.

La elección del “sitting” donde realizar el estudio de prefactibilidad surgió de dicho análisis.

Cabe aclarar que la profundidad del análisis se realizó en relación a la cantidad y calidad de información con que se contaba. A nivel mundial se llevó adelante una comparación

simplificada a partir de valores promedio de velocidad de viento de diferentes países lo cual representa sólo un pequeño punto en el universo de parámetros a tener en cuenta para realizar una comparación adecuada, pero para poner en contexto mundial la situación de la Argentina, fue suficiente.

A nivel país se contó con información más completa proveniente del SIG eólico elaborado por el gobierno nacional. Permittiéndonos esta herramienta evidenciar los posibles sitios de emplazamiento en el territorio argentino.

El análisis previo nos permitió justificar la elección del Prov. de Buenos Aires como sitio de estudio. Allí se trabajó con datos meteorológicos y geográficos que nos permitieron realizar una evaluación metodológicamente fundamentada del recurso.

Mapa eólico

Como se dijo anteriormente, con la utilización del SIG eólico nacional se puede tener una primera noción de las zonas del país donde las condiciones son más propicias para la explotación de este recurso. Pero si queremos tener una mejor valoración del mismo, se debe realizar el mismo trabajo que ha realizado el Gobierno Nacional, es decir confeccionar una modelización del campo de viento, pero a menor escala focalizándose en nuestro caso en la zona sudeste de la Prov. de Bs. As. Específicamente donde se pretende realizar el estudio de prefactibilidad.

Para entender cual es la magnitud de este trabajo y por lo cual queda fuera de nuestro alcance, describiremos brevemente los datos necesarios para confeccionar una modelización del campo de viento, su representación en un mapa eólico y la metodología de trabajo utilizada en su desarrollo.

¿Qué es un mapa eólico?

Un mapa eólico es una representación de la magnitud y dirección del viento en un formato gráfico adecuado.

Los datos requeridos para desarrollar el mismo son variados dependiendo de la metodología que se utilice para realizar el mismo, pero en general sin tener en cuenta el método se puede resumir la información necesaria en los siguientes ítems:

Datos anemométricos

Mediciones tomadas a por lo menos dos diferentes alturas, debido a que cuanto más alejado de la superficie se encuentra el viento, posee más velocidad y menos turbulencia,

dado que no es afectado por obstáculos propios del terreno, es recomendable realizar las mediciones lo más alto que permitan los estándares.

Además las estaciones meteorológicas deben cumplir con ciertos requisitos estandarizados a nivel mundial para permitir que los resultados obtenidos sean válidos internacionalmente.

- Datos orográficos: Información detallada de la geografía montañosa del lugar.
- Datos topográficos: Particularidades presentes en el terreno en su configuración superficial.
- Datos sobre la **cobertura vegetal del terreno y de la explotación humana**.
- **Imágenes satelitales** de las zonas en cuestión.

Para construir los mapas además de los datos se requiere un cierto modelo. El modelo se refiere a todos aquellos procesos (programas, algoritmos, métodos) que permitirán determinar el comportamiento del viento y su distribución en la región especificada.

Una vez que se determina el modelo a utilizar y habiendo recolectado la información necesaria, ambas cosas conjugadas se convierten en el “mapa eólico”.

Los modelos se pueden clasificar por un lado por la extensión que abarca, en Macro escala (más de 2.000 Km); Meso escala (entre 2.000 y 2 Km) y los de Micro escala (hasta 2 Km).

Pero independientemente de la escala utilizada por los mismos, los modelos se pueden clasificar de acuerdo al método de resolución, ya sea Numérico o Estadístico. El primero se basa en un grupo más o menos complejo de ecuaciones que modelan la realidad física del fenómeno climático. El segundo modelo utiliza principios estadísticos y probabilísticos para resolver el problema del comportamiento de viento.

Como se puede apreciar para la confección de un mapa eólico se utiliza gran cantidad de información. Generalmente, ésta es información brindada por los Gobiernos para facilitar la planificación de la instalación de nuevas granjas. Hoy día, en Argentina se cuenta con un SIG (Sistema de Información Geográfico) el cual posee un mapa eólico a nivel Nacional que, en nuestro caso, sirvió para realizar un primer análisis comparativo de las distintas regiones del país en cuanto al recurso viento se refiere. Sin embargo, este mapa no es suficiente para determinar el emplazamiento de un AE, debido a la resolución o aproximación de los datos que presenta.

Una vez hecho el estudio preliminar de las condiciones a gran escala se deben seguir ciertos procesos que permitirán conocer el área con mayor detalle y los cuales permitirán

llegar a la conclusión de cuánto viento se puede esperar en un determinado lugar. Existen simulaciones numéricas, basadas en modelos físico-estadísticos que pueden calcular distribuciones espaciales de la velocidad del viento y la producción de energía esperada a largo plazo en un determinado emplazamiento. Mediante la combinación en el ordenador de la descripción detallada del terreno y datos eólicos reales, adquiridos durante períodos de tiempos significativos, validados por estaciones meteorológicas de referencia cercanas, se obtiene el atlas eólico local. Este atlas será el que se utilice, junto con las características de los AE seleccionados (curva de potencia y empuje) para calcular la producción energética de cada *layout* (distribución de AE) propuesto.

Para realizar una estimación de la potencia a obtener en una granja eólica, se debería realizar un análisis más detallado en la posible zona de emplazamiento con mediciones en el sitio y la verificación de los obstáculos en el lugar.

En nuestro caso no se cuenta con la cantidad de datos necesaria para alimentar dichos programas de cálculo, y en caso de haber contado con estos datos, estos software desarrollados generalmente con el apoyo de los gobiernos no son accesibles al público en general. Entendiendo además que un estudio de esta magnitud no es justificable en una etapa de evaluación de prefactibilidad como la que se pretende en esta investigación.

Si bien no se cuenta con los recursos necesarios para elaborar una modelización eólica de la zona a estudiar, lo que se pretende en este trabajo es demostrar la factibilidad de aprovechamiento del recurso eólico basándonos en información del tipo:

- Datos anemométricos oficiales, provenientes en su mayoría del CIM, que cuenta con estaciones de aeronavegación en distintos puntos de la Prov. de Buenos Aires;
- Datos históricos procedentes de diferentes publicaciones científicas que permiten comparar los resultados obtenidos en cuanto a velocidades medias e índices de distribución;
- Información derivada de cartas, cuyos datos, si bien es a nivel global muestra curvas isovento en la región con valores medios de velocidad de entre 5 y 6 m/s medidas a 10 metros de altura sobre el terreno [\[13\]](#);
- La producción de parques ya instalados en la provincia, como es el de Tandil, que sirven como antecedente a la investigación;
- Datos de la topografía del terreno, curvas de nivel de la zona específica a analizar que permiten evaluar la posible influencia de los accidentes geográficos en la distribución;
- Imágenes satelitales del posible emplazamiento que posibilitan la ubicación de

obstáculos puntuales alrededor del “sitting” previamente elegido. Así como también se puede evaluar la utilización de las tierras por parte del hombre en las cercanías.

- Información de proyectos y trabajos del Grupo de Investigación y Desarrollo en GeoTecnologías.

Utilizando toda esta información, se analizaron cada uno de los factores que afectan la distribución del viento en las condiciones locales (rugosidad del terreno, obstáculos, etc.) en la zona de estudio o “sitting” donde se establecerá el parque, es decir a una escala local. Mientras que para la evaluación de la condiciones a nivel provincia, únicamente de tuvieron en cuenta los datos de mediciones meteorológicas. También se tuvo en cuenta el asesoramiento de profesionales que aportaron su experiencia y conocimiento a través de estudios previos sobre este tema en la zona. Los mismos aportaron valores históricos de la región, tendencias de viento y datos referentes a fenómenos meteorológicos locales. Esto sirvió para lograr una mejor interpretación y caracterización de la zona.

Recurso eólico Mundial (Mapa de isovento)

Con el motivo de comparar a la Argentina respecto de otros países del globo en lo que condiciones eólicas de refiere nos basamos en la siguiente información:

Velocidad media y potencia en América Latina y Europa Occidental

En esta representación podemos observar la magnitud de la variable más significativas al momento de la caracterización de un sitio en cuanto a recurso eólico de refiere. Si bien como veremos más adelante no es la única característica que se debe tener en cuenta (existen otras como direccionalidad, intermitencia, obstáculos presentes, etc.), se suele tomar como referencia para hacer una primera comparación de diferentes sitios en lo que respecta a calidad del recurso.

En el mapa se representan líneas de igual velocidad media considerando una altura de medición de 10 metros sobre el nivel del suelo.

En la primera figura se puede ver la información sobre Europa Occidental, encontrándose allí la mayoría de los países con mayor desarrollo en materia de generación eólica. Países como Alemania, España y Dinamarca por nombrar algunos que se encuentran entre los primeros cinco a nivel mundial en cuanto a capacidad instalada y tasa de crecimiento en los últimos años. Vemos que las velocidades más altas se encuentran en zonas cercanas a las costas bañadas por el Mar del Norte y el Océano Atlántico, disminuyendo su magnitud a medida que nos adentramos en el continente. Es por ello que la tendencia mundial se dirige

hacia la generación “Off Shore”, es decir grandes parques ubicados a varios kilómetros de la costa, fundamentado esto por un lado por el aprovechamiento de las ventajas de un espacio de casi nula rugosidad superficial como lo es el mar y por otro porque ya son pocos los lugares aprovechables sobre tierra firme en esta parte del planeta.

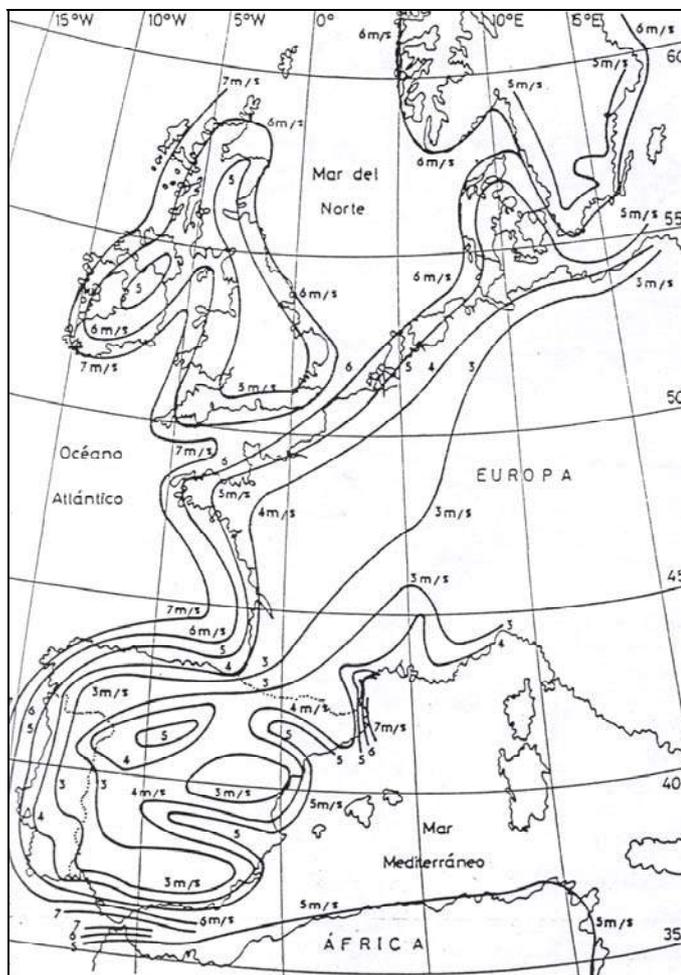


Figura 6.2. Velocidad media del viento en Europa occidental en m/s a 10 metros de altura sobre el nivel del suelo. [13]

En la segunda figura se detalla la situación de América Latina considerando la misma altura de medición. Se puede destacar a simple vista que la zona sur de Latinoamérica sobre todo la Patagonia argentina cuenta con altas velocidades medias, con valores aún mayores que los mejores lugares del viejo continente (entre 6 y 8 m/s). Se puede señalar además que las zonas de buenos vientos se encuentran sobre tierra firme, en una zona de baja rugosidad superficial como lo es la estepa patagónica, lo que propone una ventaja al momento de la instalación y operación de una granja eólica. Las costas de la Prov. de Buenos Aires, como se puede apreciar cuentan con promedios de viento nada despreciables, de menor calidad (considerando únicamente la velocidad media del viento) que los antes mencionados pero comparables con los mejores lugares del Mar del Norte (entre 5 y 7 m/s).

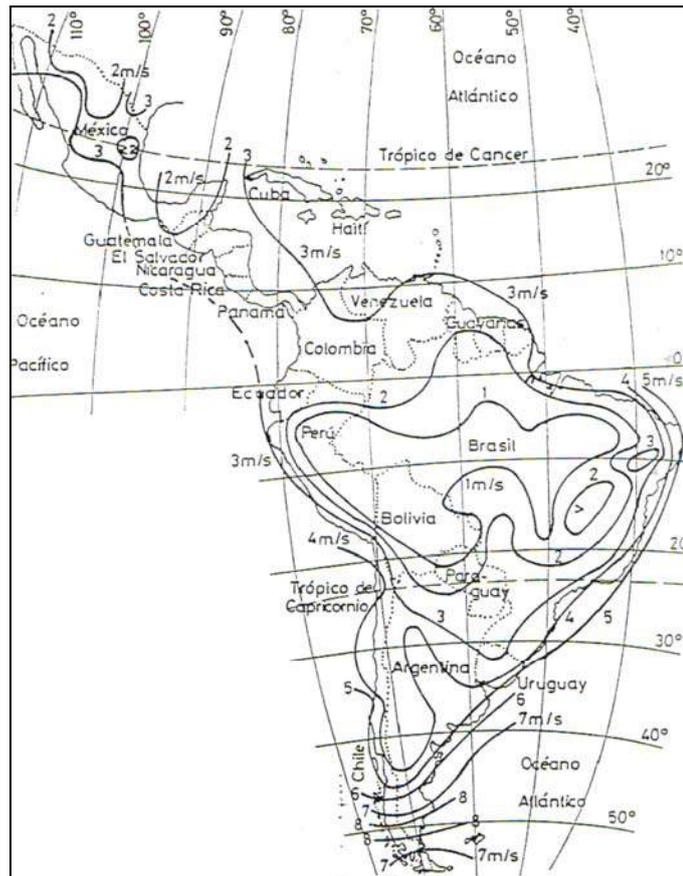


Figura 6.3. Velocidad media del viento de 10 m/s para América Latina. Fuente: “Energía Eólica, Teoría, concepción y cálculo práctico de las instalaciones”; De Le Gourières, 1983.

Potencia media teórica

En las siguientes figuras se detalla la potencia media teóricamente disponible en W/m² para 10 metros de altura también para las zonas de Francia, España, Portugal las cuales pueden ser comparadas con las correspondientes a los de la Patagonia argentina.

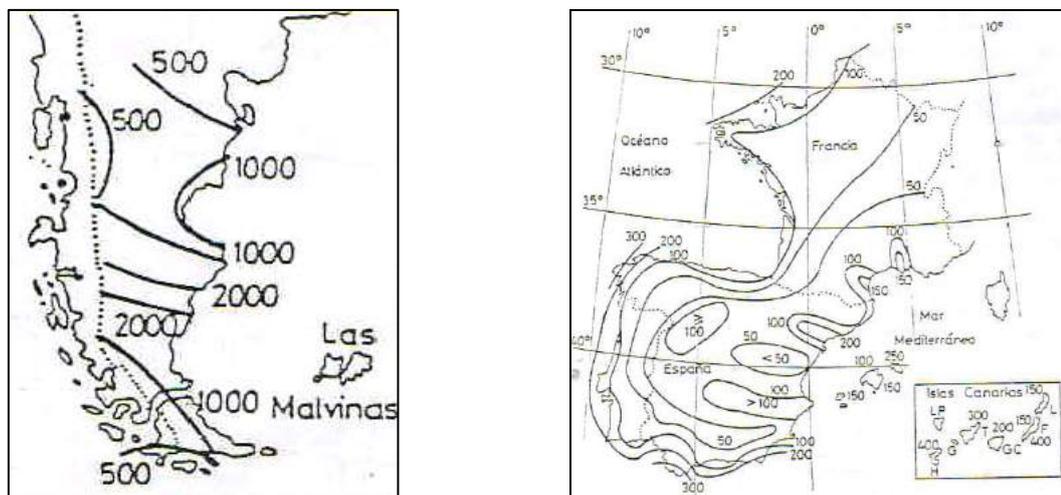


Figura 6.4. Potencia media en Patagonia argentina a 50 m sobre el suelo en W/m². Fuente: “Energía Eólica, Teoría, concepción y cálculo práctico de las instalaciones”; De Le Gourières, 1983.

Figura 6.5. *Potencia media en Francia, Portugal y España a 10 m sobre el suelo en W/m². Fuente: "Energía Eólica, Teoría, concepción y cálculo práctico de las instalaciones"; De Le Gourières, 1983.*

La anterior representación es muy simplificada pues es calculada bajo condiciones estándar para todos los lugares, es decir para iguales densidades de aire y similares condiciones superficiales. Por lo cual deben tomarse como una simple primera comparación ya que como veremos adelante muchos factores locales influyen en la producción energética posible de obtener en un determinado sitio.

Energía disponible para distintos puntos del globo

Por último se presenta una representación a nivel mundial que expone una zonificación del globo de acuerdo a los niveles de energía (kWh/kW) posibles de extraer en un año de producción considerando máquinas de velocidad nominal de 11 m/s.

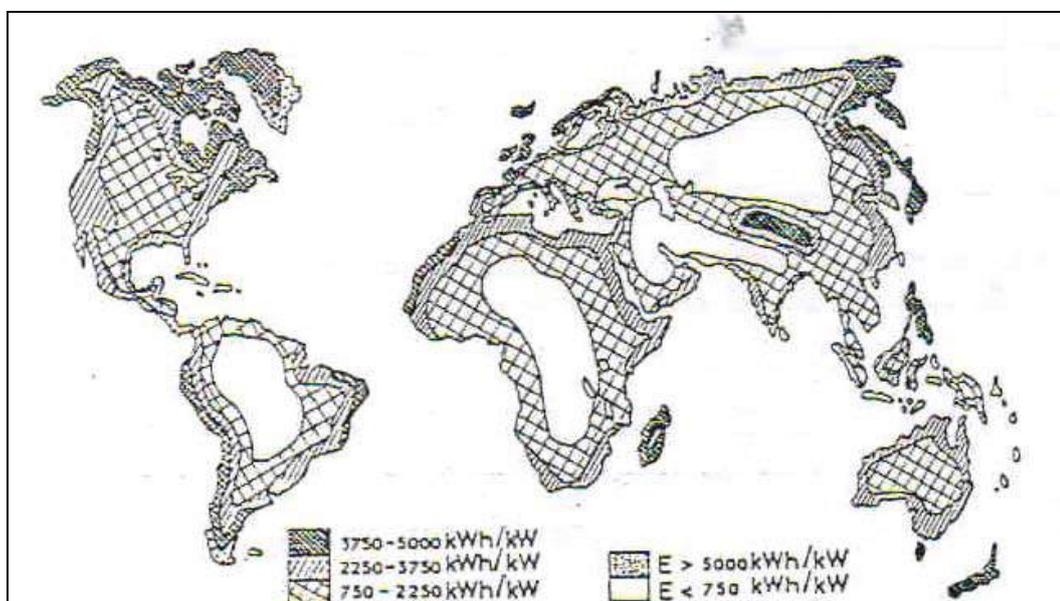


Figura 6.6. *Energía anual en kWh/kW instalado que puede suministrar máquinas de 11 m/s de velocidades nominales. Fuente: "Energía Eólica, Teoría, concepción y cálculo práctico de las instalaciones"; De Le Gourières, 1983.*

A partir de estas representaciones gráficas se puede evidenciar la potencialidad de la Argentina en lo que recurso eólico se refiere, teniendo como referencia países donde este tipo de generación forma parte integral de su matriz energética. Países donde por estos días se han sobrepasado los factores de penetración teóricamente infranqueables del 10% hasta hace unos años y contando con velocidades medias inferiores a las que podemos encontrar en nuestro país. Es el caso de España donde se han logrado recientemente valores de cobertura de la demanda con energía eólica que rondan el 40%, específicamente el día 24 de noviembre de 2008 se aportaron 9.263 MW de energía eólica de los 21.254 MW de demanda total. [14]

Recurso eólico – Argentina (Mapa Eólico Nacional)

El SIG Eólico Mapa de Potencial Eólico Nacional fue realizado por el Área de Sistemas de la Subsecretaría de Coordinación y Control de Gestión del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios de la Nación y por el Centro Regional de Energía Eólica (CREE), ubicado en la Prov. del Chubut.

Para su realización se han utilizado datos del modelo *G-TOPO 30*, el cual es un modelo digital global de elevación del terreno (DEM) con un espaciamiento horizontal de aproximadamente 1 Km. Los datos de vientos se han obtenido del análisis de los últimos cinco años y de las diversas estaciones meteorológicas de nuestro país, que en su mayoría pertenecen al Servicio Meteorológico Nacional.

Como se puede observar en la Figura 1, el mapa es una representación a gran escala de las condiciones eólicas en el país, el mismo se utilizó como referencia a partir del cual se ubicaron las zonas del país donde las condiciones pueden ser más propicias.

Del análisis de esta representación gráfica se puede observar que existen dos zonas que destacan por tener los mejores promedios de viento del país. En primer lugar la región patagónica posee los principales regímenes de viento no sólo a nivel nacional sino también a escala mundial, como quedó expuesto en la anterior sección donde se expusieron las condiciones mundiales.

Por otro lado, en segundo lugar se ubica la Prov. de Buenos Aires, específicamente a lo largo de la costa atlántica, donde se encuentran lugares con promedios de entre 6 y 8 m/s.

Cabe aclarar en este punto que se está teniendo en cuenta únicamente la velocidad media como parámetro de comparación entre los diferentes lugares. Existen otras características del meteoro como persistencia o turbulencia que también se deberían considerar al momento de analizar un posible punto de emplazamiento. Lugares con fuerte turbulencia pueden ser descartados frente a otros de menor velocidad media y menos turbulencia pues en el primer caso la vida útil de las máquinas puede verse considerablemente reducida.

Pero a los fines de tener una primera clasificación de las bondades del recurso la velocidad media es el parámetro más significativo.

La Prov. de Buenos Aires además de poseer estos excelentes registros de velocidad, cuenta con algunas otras ventajas que hacen viable y aún más atractiva la explotación del recurso eólico. Ventajas que justifican nuestra elección de esta zona del país para realizar el análisis de prefactibilidad.

Centros de consumo

Por un lado la instalación de un parque en esta región significaría estar cerca de grandes centros de consumo eléctrico del país.

Caminos

Además cuenta con un sistema de caminos más extendido que permitiría el acceso prácticamente a cualquier punto dentro de la Prov., facilitando la logística de instalación de los molinos.

Sistema interconectado

El sistema de redes locales de alta tensión se encuentra mucho más desarrollado y posee superior capacidad de transporte que las de la zona patagónica, lo cual permite el transporte de electricidad no sólo al Gran Buenos Aires sino también a todas las industrias ligadas a la red interconectada nacional.

Cabe aclarar al respecto que a principios del año 2008 se inauguró el segundo tramo de la línea de Extra Alta tensión de 500 Kv. que une los puntos de Puerto Madryn y Pico Truncado (primer tramo es Choele Choel - Puerto Madryn) quedando unida de esta manera la Patagonia Sur al Sistema Eléctrico Nacional. Lo que supone un avance importante para el aprovechamiento energético de este sector del país.

Aún así como se puede ver en las figuras 6.7 y 6.8 que la zona de alcance del sistema eléctrico en la Prov. de Buenos Aires es mucho mayor que en la Patagonia, suponiendo hoy en día una ventaja sustancial sobre este último.

Crecimiento de la demanda

Sumado a lo antes dicho, esta provincia ha experimentado una reactivación económica en los últimos años, principalmente proveniente de sectores como la pesca, agricultura, turismo y sectores industriales variados que podrían favorecer el crecimiento de otras industrias emergentes.

Esta situación trae como consecuencia que el abastecimiento de energía en la Costa Atlántica no está en relación con la demanda, como se pudo evidenciar en los últimos períodos pico de consumo de las temporadas invernales y estivales donde el sistema ha funcionado por encima de su capacidad provocando esto la salida de servicio de diferentes sectores y haciendo necesaria la programación de cortes al sector industrial (lo que supone una contradicción con lo dicho en el primer párrafo). La necesidad de inyectar energía a la red en esta zona del país no puede esperar.

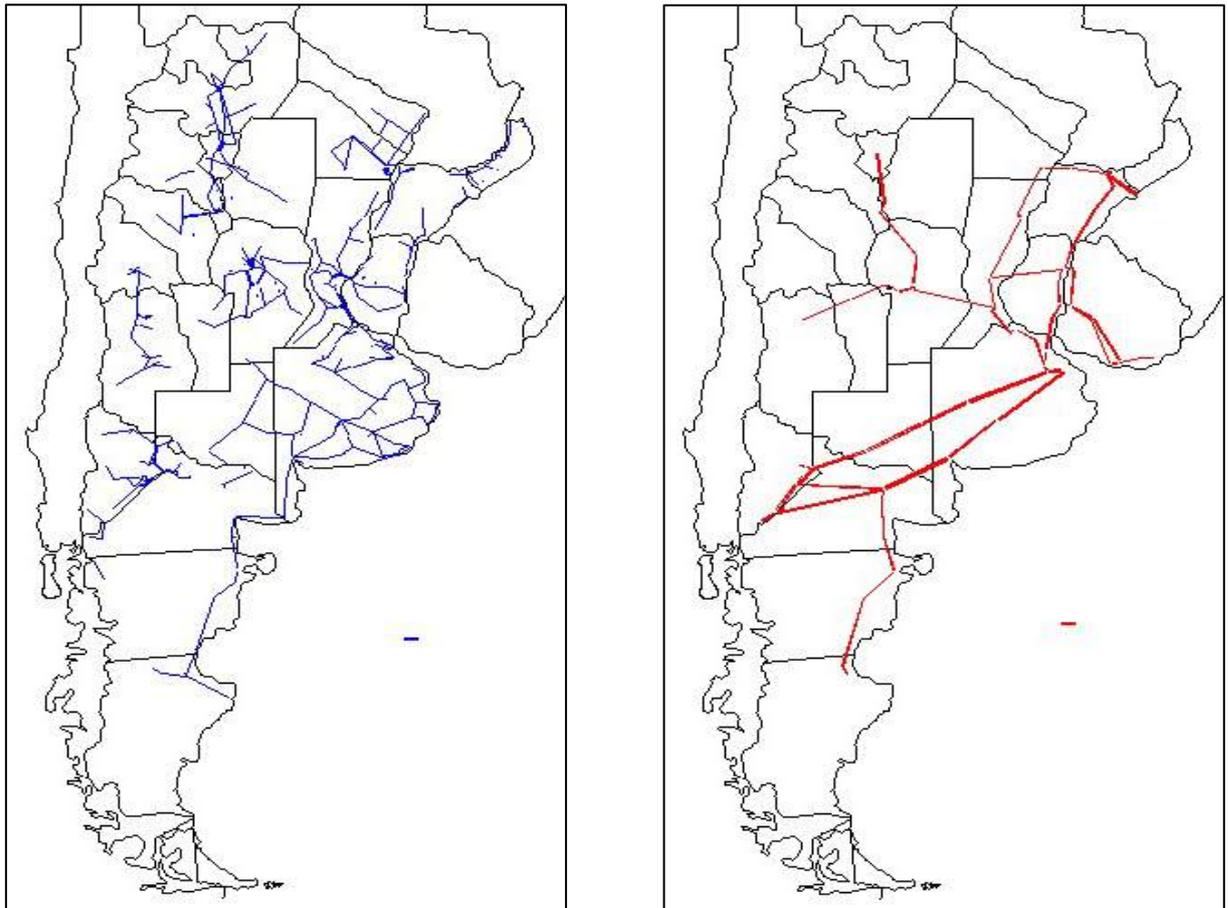


Figura 6.7. SIN - Líneas de 132 KV (azul) y 500 KV (rojo). Fuente: CAMMESA

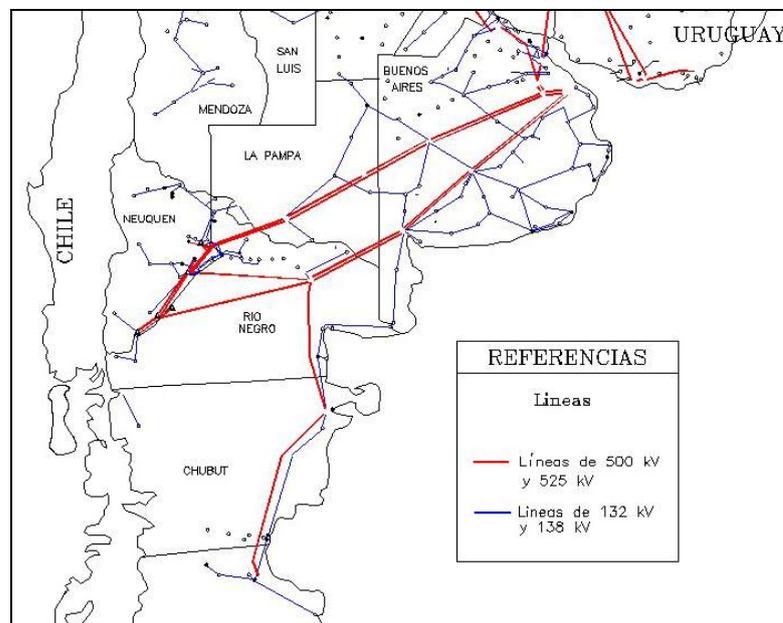


Figura 6.8. Detalle SIN Prov. de Buenos Aires y Patagonia. Fuente: CAMMESA

Los argumentos antes expuestos, sumado a la mayor posibilidad de obtener información debido a nuestra ubicación, justifican la elección de la Prov. de Buenos Aires, específicamente el área costera de la misma, como zona de evaluación para el presente estudio.

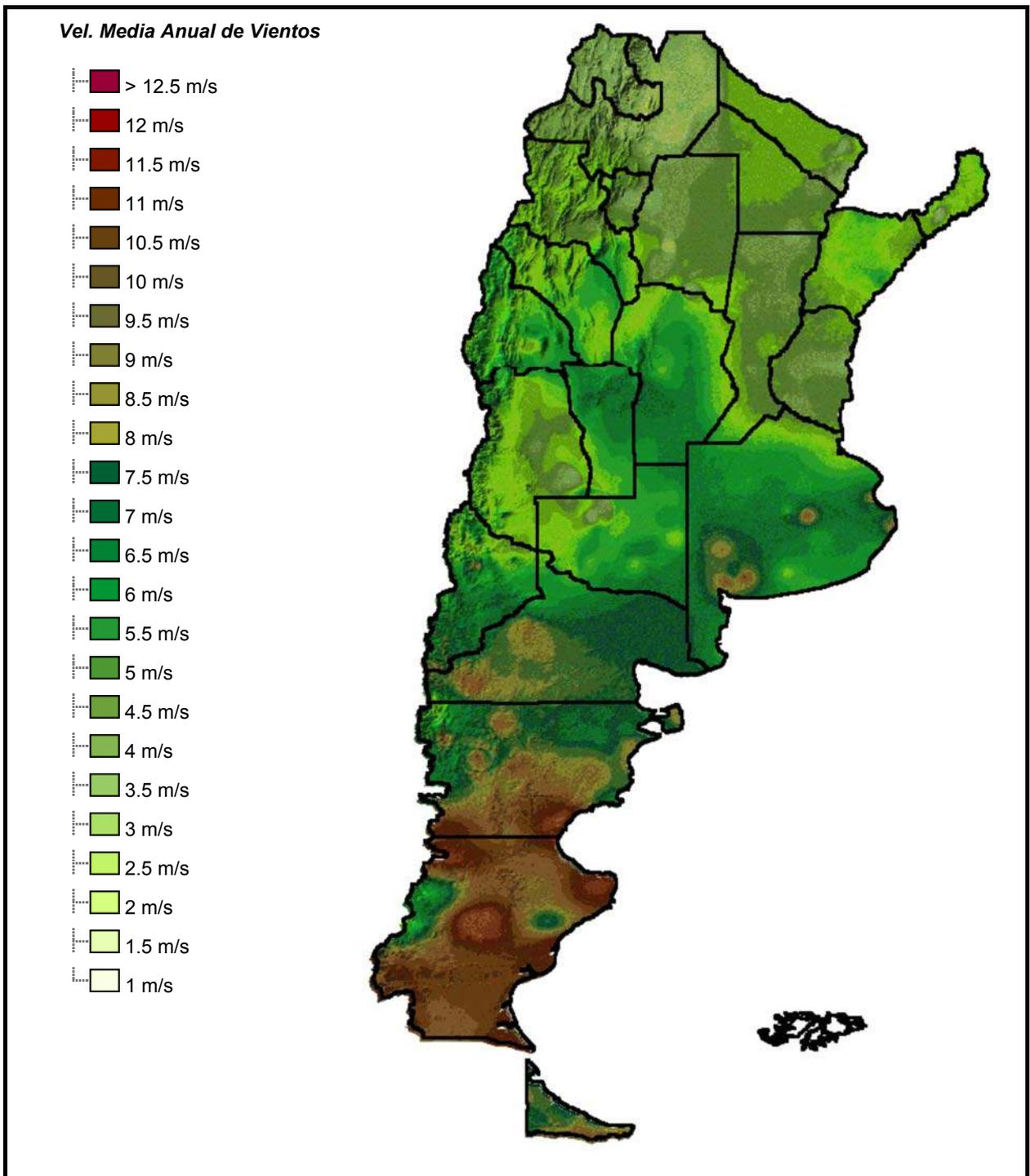


Figura 6.9. Mapa del potencial eólico nacional. Fuente: SIG Eólico Mapa de Potencial Eólico Nacional; (CREE), 2007.

Capítulo 7

Evaluación del Recurso Eólico en la Provincia de Buenos Aires

Evaluación del Recurso eólico en el Sudeste de la Provincia de Buenos Aires

Habiendo justificado la elección de la Prov. de Buenos Aires (específicamente la zona sudeste de la misma) como zona de estudio, se detalla en el siguiente capítulo la metodología utilizada para procesar la información meteorológica con la intención de exponer las características potenciales de diferentes puntos ubicados a lo largo de la zona de estudio. Los resultados arrojados nos permitieron realizar una comparación de diferentes lugares para el posterior análisis de prefactibilidad.

Datos meteorológicos utilizados

Sin importar del tipo y magnitud del proyecto que se trate, la fase de evaluación del potencial de una región es una de las más importantes. En función de los resultados obtenidos se podrá determinar la viabilidad o no del proyecto y podrá determinarse el mejor lugar dentro de una zona donde localizar el nuevo parque.

La evaluación del recurso es el punto de partida para cualquier proyecto de planeamiento de una granja eólica. Pero este depende, a su vez, de un insumo fundamental que posibilitarán su desarrollo: *los datos meteorológicos*.

En el presente trabajo los datos con que se trabajó son mediciones provenientes de diferentes estaciones meteorológicas pertenecientes al *Ministerio de Defensa y Planeamiento, Servicio Meteorológico Nacional, Centro De Información Meteorológica (CIM)*. Cabe destacar que estos son datos oficiales aportados por este ente nacional para la realización de proyectos o estudios de Facultades/Institutos/Universidades, ellos se reservan la autorización de entregar este tipo de información. Mediante una carta firmada por el Jefe del Departamento de Ing. Eléctrica de la UNdMP se nos facilitaron datos históricos con las siguientes características:

Datos de Centro de Información Meteorológica, SMN						
	Localidad	Ubicación geográfica		Altura de medición	Período	Promedio de datos cada
		Latitud	Longitud			
1	Bahía Blanca	38° 44' S	62° 11' O	10 m	2005-2006	1 hora
2	Benito Juárez	37° 48' S	59° 48' O	10 m	2005-2006	3 horas
3	Coronel Suárez	37° 28' S	61° 56' O	10 m	2005-2006	3 horas
4	Mar del Plata	37° 56' S	57° 35' O	10 m	2005-2006	1 hora
5	Tandil	37° 14' S	59° 15' O	10 m	2005-2006	1 hora
6	Tres Arroyos	38° 22' S	60° 15' O	10 m	2005-2006	3 horas

Tabla 7.1 Datos de CIM. Fuente: Elaboración propia.

Las series de datos brindadas por el CIM cuentan con los campos velocidad media y dirección de la cual proviene el viento para cada intervalo de medición, lo cual es importante pues nos permitió confeccionar la Rosa de los Vientos para cada punto de medición y así conocer las direcciones preponderantes para la zona.

También se contó con datos provenientes del *Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria (INTA)*, quienes nos facilitaron información proveniente de la red de estaciones meteorológicas que ellos tienen ubicadas a lo largo del territorio argentino. Las mismas recogen datos que luego son utilizados para estudios de interés agropecuario, por lo tanto de estas estaciones no se tiene el dato “dirección”, solo se cuenta con el valor de la velocidad media promedio en el intervalo de medición. Las características de estos datos son las siguientes:

Datos de Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria, INTA						
	Localidad	Ubicación geográfica		Altura de medición	Período	Promedio de datos cada
		Latitud	Longitud			
1	Azul	39° 45' S	59° 50' O	10 y 20 m	2001-2007	1 día
2	Villa Gesell	37° 15' S	56° 58' O	10 y 20 m	2001-2007	1 día
3	Olavarría	36° 53' S	60° 20' O	10 y 20 m	2001-2007	1 día
4	Santa Teresita	36° 32' S	56° 42' O	10 y 20 m	2001-2007	1 día

Tabla 7.2 Datos del INTA. Fuente: Elaboración propia.

Cabe destacar que los datos aportados por el INTA a diez metros de altura están tomados en Escala Beaufort, escala utilizada inicialmente por los marinos, quienes por medio de la simple observación de las condiciones de la mar valoraban la intensidad del viento. Luego por medio de una correlación matemática se pasa a Km/h y luego llevados a m/s, lo cual obviamente no afecta la precisión requerida para los fines que se pretende en este trabajo. Igualmente los resultados obtenidos del procesamiento de estos datos se tomaron como referencia para comparar con el resto de la información.

Por último también se trabajó con datos provenientes de un proceso de medición que se realizó en una estación meteorológica ubicada en Mar Chiquita, partido de Coronel Vidal. La misma tenía como objetivo recoger los datos necesarios para llevar adelante un estudio de factibilidad eólica en la zona antes mencionada. Este estudio fue llevado adelante por la Cooperativa Eléctrica Arbolito Ltda., se comenzó con las mediciones en el año 1998 y luego retomaron en el 2000. Dichos valores también fueron tomados como referencia así como también los resultados del estudio de factibilidad realizado en ese lugar con asistencia de personal de la Usina Popular Cooperativa “Sebastián de María” de Necochea, quienes nos facilitaron dicha información.

Datos de la Cooperativa Eléctrica Arbolito Ltda. , Mar Chiquita						
	Localidad	Ubicación geográfica		Altura de medición	Período	Promedio de datos cada
		Latitud	Longitud			
1	Mar Chiquita	37° 44' S	54° 25' O	15 y 30 m	1998	10 minutos

Tabla 7.3 Datos de Mar Chiquita. Fuente: Elaboración propia.

Como se puede observar se contó con gran cantidad de datos con diferentes características, destacamos que en las series aportadas por las diferentes fuentes no hay uniformidad por diferentes motivos:

- Diversidad en cuanto a los períodos de medición.
- Diferente cantidad de observaciones diarias en las distintas estaciones.
- Diferentes tipos de instrumental utilizados para recabar los datos así como diferentes metodologías de medición.
- Diferente representatividad debido a la ubicación espacial de la estación.

Este último punto se refiere a que las estaciones pueden estar ubicadas más o menos cercanos a zonas urbanizadas donde la influencia de los factores propios del lugar hace que la información sea poco representativa fuera del radio. Los datos tomados en zonas rurales despejadas y alejadas de cualquier obstáculo importante hacen que tengan validez en un radio más extendido.

Teniendo en cuenta los factores expuestos en el párrafo anterior, vemos que no se puede hacer una correcta evaluación con datos de tan diversa característica, por lo tanto se trabajó únicamente con los datos aportados por el CIM pues son los que presentan mayor uniformidad en relación a los motivos descriptos.

Procesado de datos meteorológicos

Ciertas características del viento son susceptibles de tener influencia sobre el diseño y el rendimiento de un parque eólico. En particular entre las de mayor importancia se encuentran las leyes de distribución de la velocidad y dirección, las variaciones con la altura, la influencia de la topografía y las leyes estadísticas de las ráfagas y sus valores extremos.

Mostramos en este apartado las leyes de distribución de la velocidad y dirección del viento, y su obtención a partir de los datos recabados del CIM.

Análisis estadístico de la serie temporal

En primera instancia se obtuvieron algunos valores estadísticos de la serie temporal, que aportan una primera aproximación a las bondades del recurso en cada zona. Los

resultados obtenidos son velocidad media tomando como base la serie de datos de todo el período de medición; la desviación estándar, los valores máximo, mínimo y la cantidad de datos que tiene la muestra utilizada.

La velocidad media fue calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$V_m = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N V_i \tag{7.1}$$

La desviación estándar:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{n=1}^N (V_i - V_m)^2} \tag{7.2}$$

Donde:

N es el número de datos de la seria temporal y

V_i representa un dato individual de la velocidad.

A continuación se muestran los resultados obtenidos de los datos del CIM para todas las ciudades analizadas, todas las velocidades de expresan en m/s:

(Altura de medición, 10 m)	Bahía Blanca	Coronel Suárez	Benito Juárez	Mar del Plata	Tandil	Tres Arroyos
Velocidad Media (Vm)	5,68	4,55	3,50	3,80	3,63	3,66
Desviación estándar	2,93	2,51	3,23	2,38	2,68	2,17
Mínimo (mayor 1,5 m/s)	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67
Máximo	33,33	20,56	32,50	15,56	18,06	30,83
Cuenta	17435	2671	4249	17411	17392	5885
Calmas (menor 1,5 m/s)	2,97%	5,02%	37,66%	13,31%	18,40%	13,70%

Tabla 7.4 Datos estadísticos de los puntos de medición considerados. Fuente: Elaboración propia.

Frecuencia del viento

La velocidad media de viento es un primer indicador del potencial eólico y debe venir acompañada con el estudio de la duración anual de velocidades de diferentes magnitudes, es decir cuantas horas por año sopla el viento a una determinada velocidad.

Para lo cual se construyeron histogramas de velocidades, también llamado distribución de frecuencias de velocidad, el cual es un resumen gráfico de los valores producidos por

la variación de una determinada característica (el viento) representando la frecuencia con que se presentan distintas categorías dentro de dicho conjunto.

Esto se logra dividiendo el rango total de velocidades de viento en pequeños intervalos del mismo ancho (en nuestro caso de 1 m/s) y se determina el número de horas que la velocidad de viento cae dentro de cada intervalo.

La representación que se obtiene permite visualizar como se distribuye la intensidad del viento y que rango de velocidades ocurre con mayor frecuencia.

Con los datos del CIM se calcularon las distribuciones de velocidad para todo el periodo de medición (año 2005-2006), como también para cada año por separado y por trimestre con la intención de evaluar la posible variación estacional del meteoro.

Por razones de espacio, se muestran únicamente los resultados obtenidos para una de las ciudades, en este caso Bahía Blanca. Los datos arrojados para el resto de las ciudades se muestran en el [Anexo I](#).

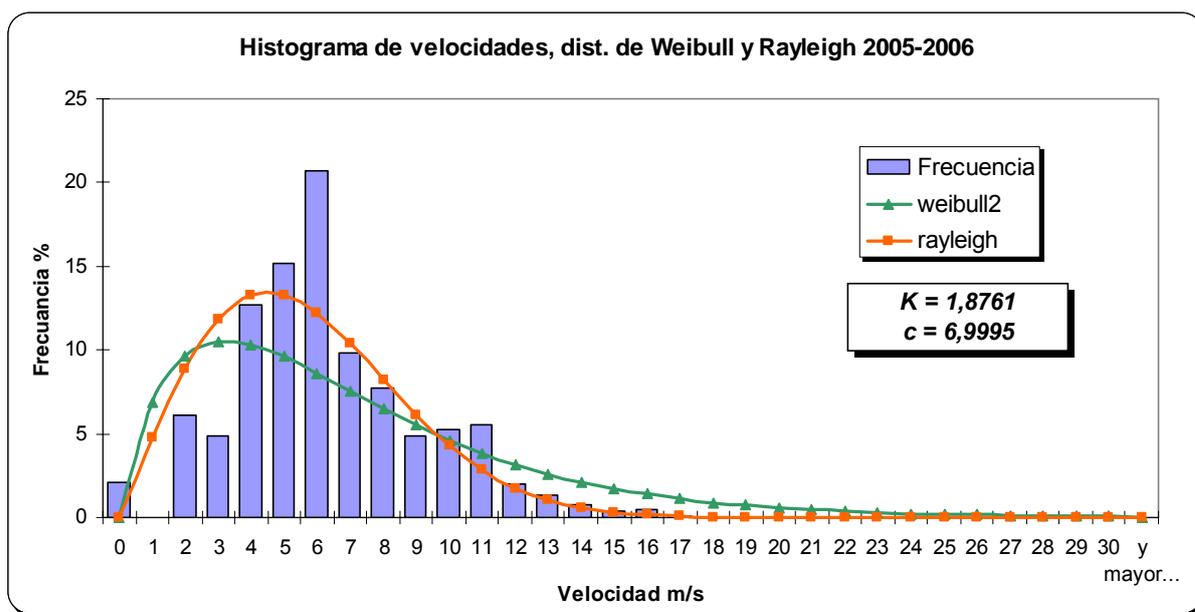
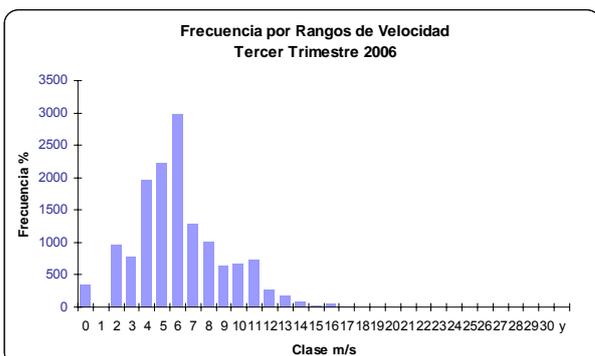
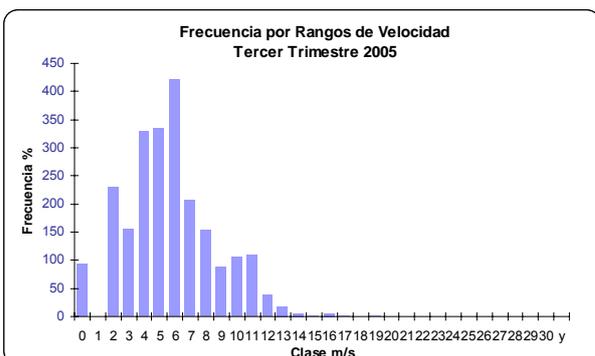
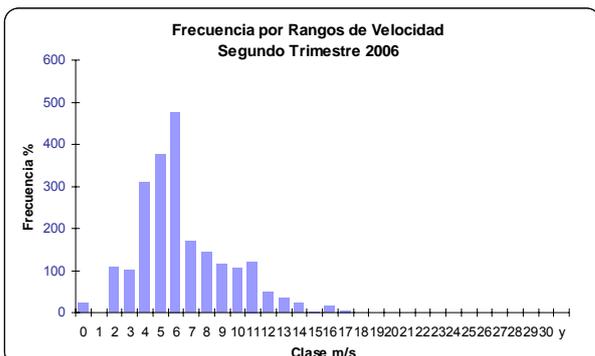
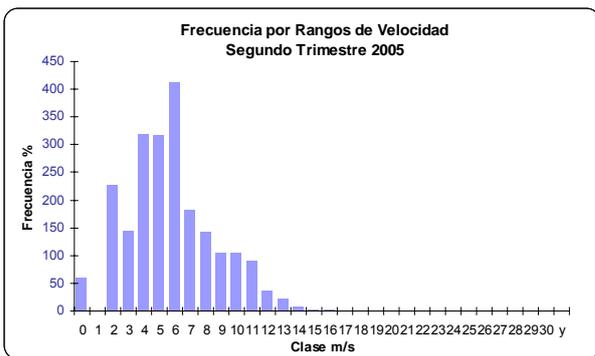
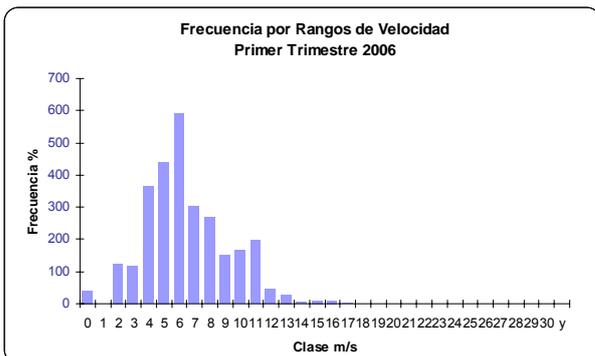
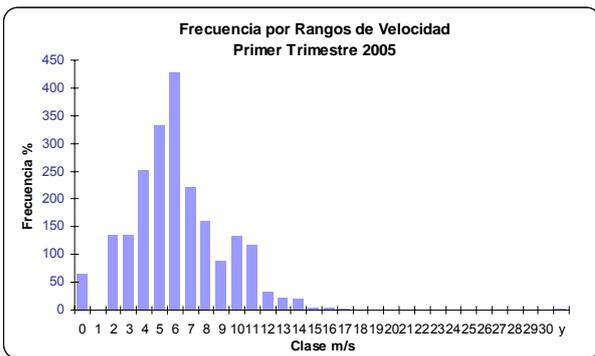
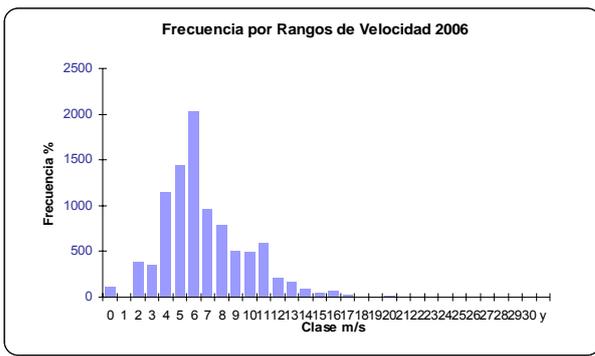
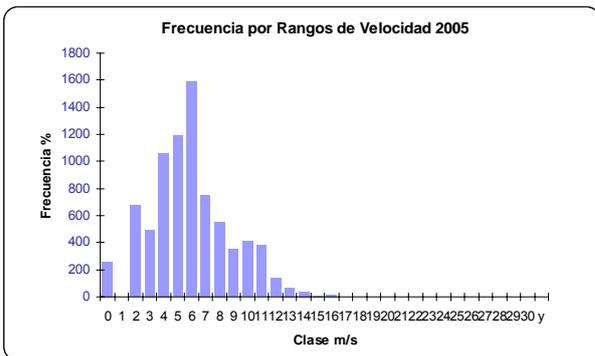


Grafico 7.1 Distribución de frecuencia de velocidad, Bahía Blanca. Fuente: Elaboración propia.



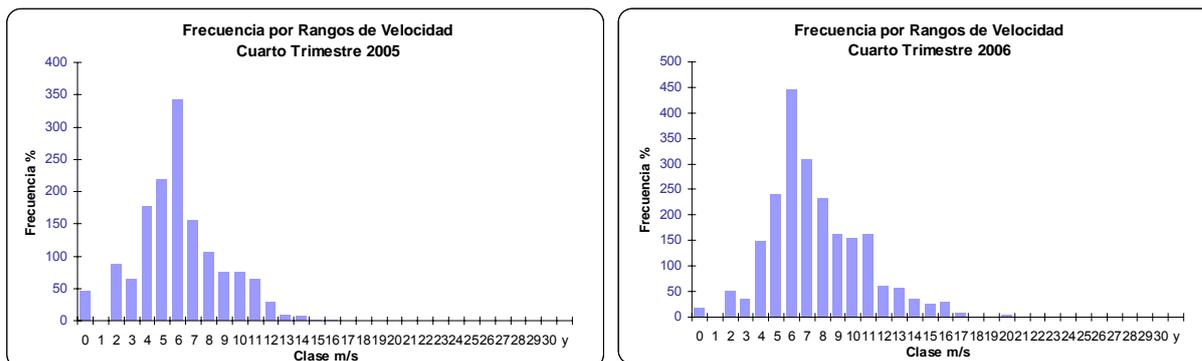


Grafico 7.2 Histogramas para diferentes períodos temporales. Fuente: Elaboración propia.

Distribución de frecuencias por dirección del viento

El modo habitual de traducir la ley de distribución de la velocidad del viento es mediante la llamada “Rosa de los vientos”, con la misma se determina la preponderancia en la dirección del viento. Dato importante pues ayuda a considerar la influencia de los obstáculos en el diseño del layout o posicionamiento de los AE en una granja eólica. Cuando se quiera posicionar una turbina, será menester tener la menor cantidad de obstáculos en la dirección del viento preponderante, buscando tener un terreno lo más liso posible.

La Rosa de los Vientos se construye basándose en la información meteorológica de las velocidades y direcciones del fenómeno con el fin de mostrar la información sobre las distribuciones de velocidades del viento y la frecuencia de variación de las direcciones. Son una especie de “huella meteorológica” del lugar, pues varían de un lugar a otro. Cabe destacar al respecto que si las condiciones del terreno no presentan grandes accidentes geográficos, se pueden interpolar los valores de la rosa para áreas circundantes dentro de un radio no mayor a 100 Km [16], obteniéndose resultados erróneos en terrenos muy accidentados.

La Rosa es una representación gráfica que se obtiene a partir de las frecuencias de ocurrencia observadas en intervalos de dirección y velocidad dados. En nuestro caso se dividió la rosa en 12 sectores cada uno de 30°, la cual corresponde a la disposición más habitual. Una vez que se obtuvo las frecuencias de ocurrencia dentro de cada sector y dirección se procedió a la representación gráfica de las mismas. El radio de la Rosa para cada dirección proporciona la frecuencia relativa de cada uno de las doce direcciones del viento, es decir qué tanto por ciento del tiempo el viento sopla desde esa dirección.

Los datos del CIM venían especificados para 36 direcciones, es decir cada diez grados. Para confeccionar la Rosa se tuvo que agrupar los valores cada 30 grados de modo de obtener 12 grupos de valores.

También de calculó y graficó la velocidad media por sector, para lo cual se tomó el

promedio ponderado de las velocidades de viento que caían dentro de cada intervalo, logrando de esta forma no perder la influencia de ningún valor sobre el promedio.

Mostramos los resultados obtenidos para la ciudad de Bahía Blanca. Como en el caso de los histogramas se calcularon las Rosas para todo el período de medición (2005-2006), para cada año por separado y para los cuatro trimestres de cada año. Los resultados obtenidos para el resto de las ciudades se pueden ver en el [Anexo I](#).

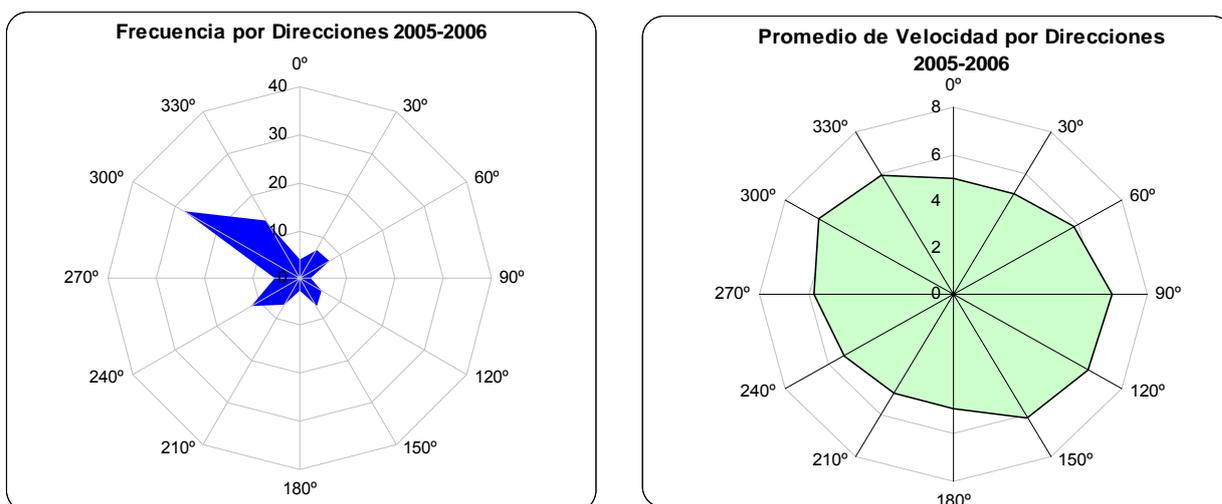
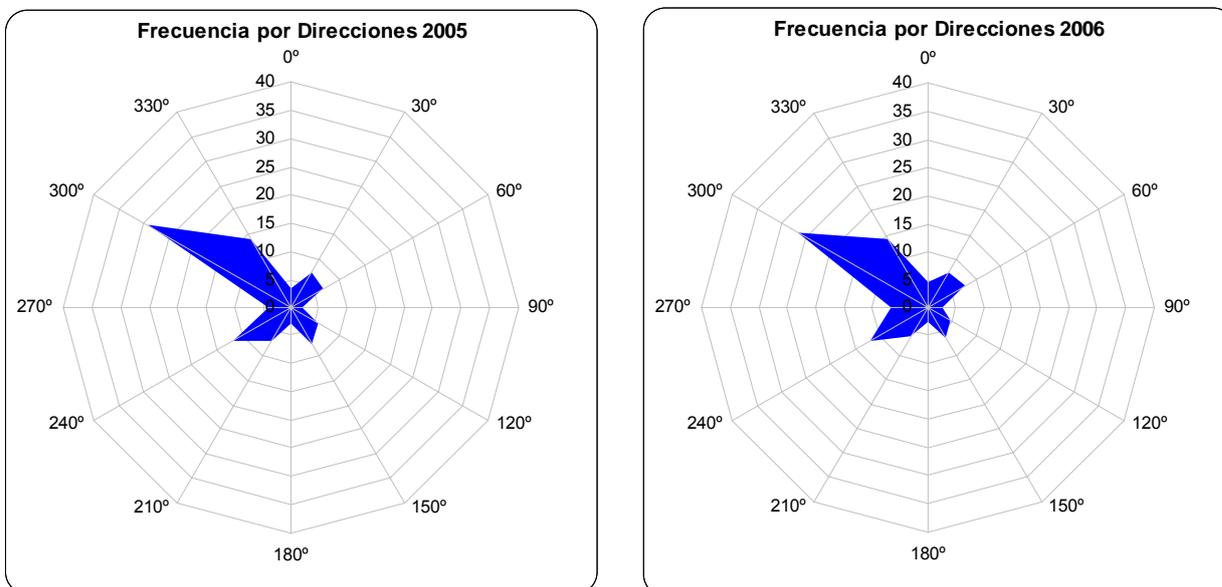
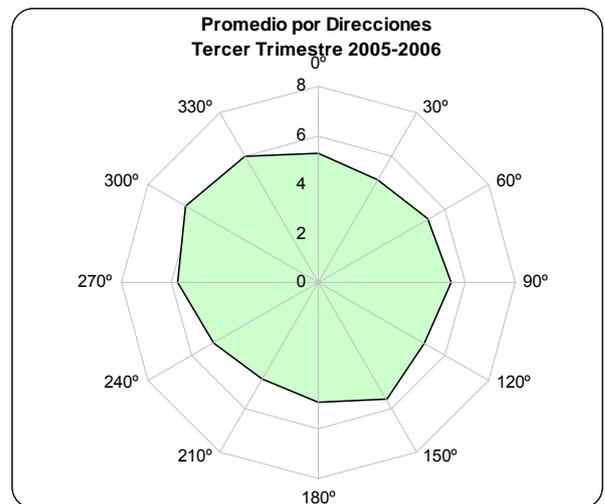
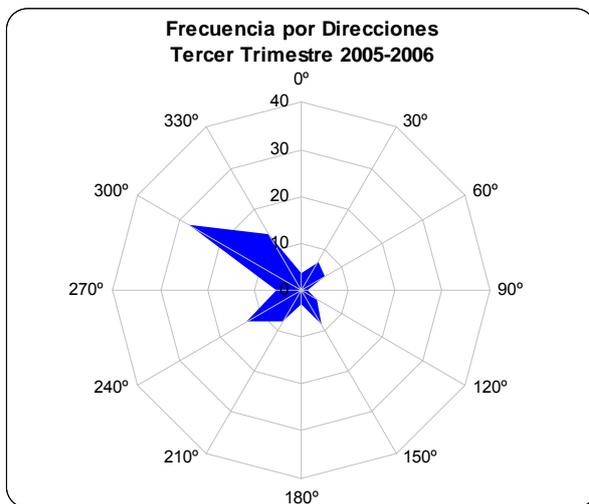
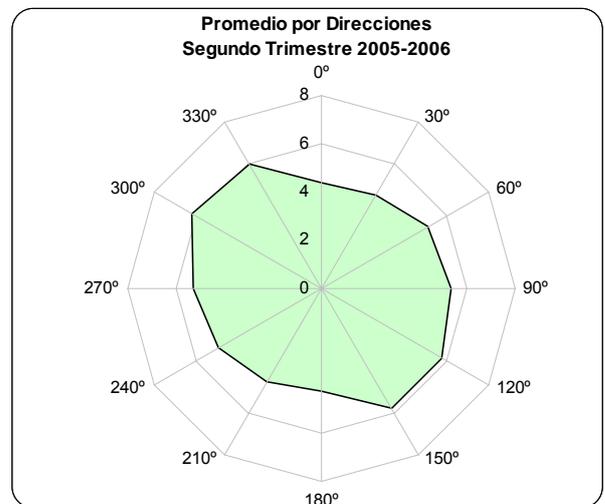
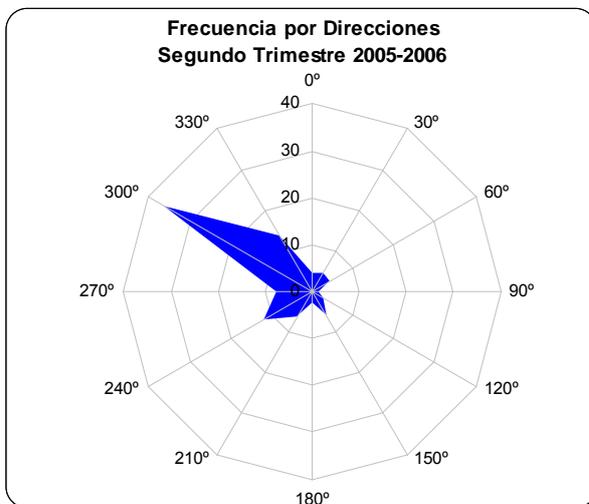
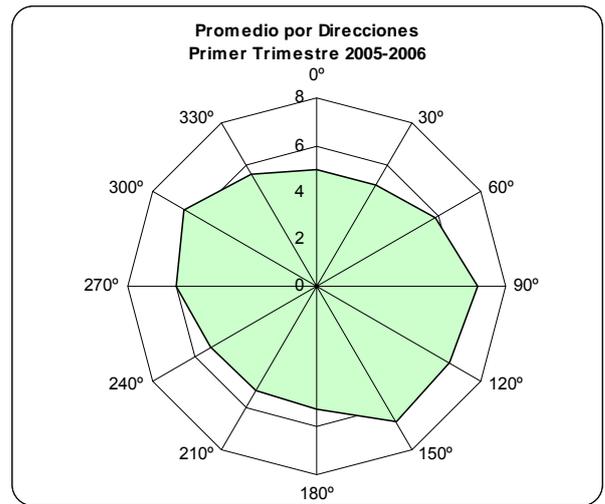
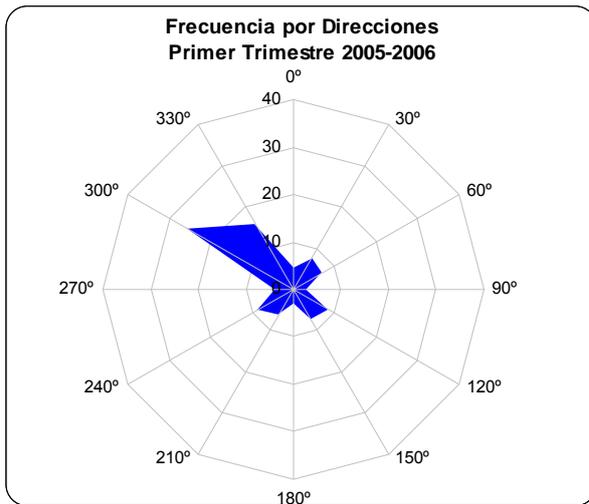


Grafico 7.3 Rosa de los vientos y velocidad media por sector, Bahía Blanca. Fuente: *Elaboración propia*





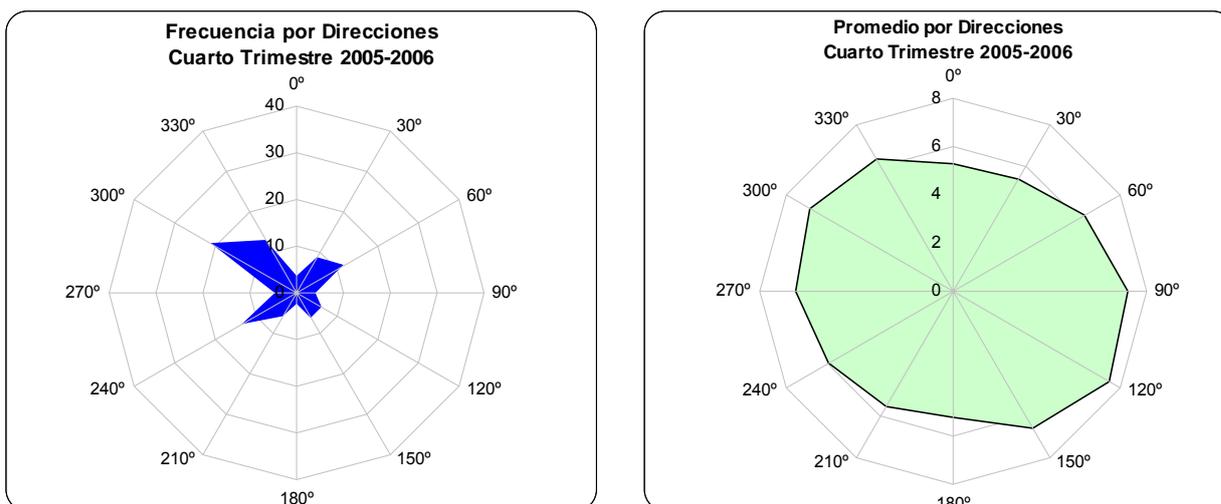


Grafico 7.4 Rosa de los vientos y velocidad media por sector para diferentes períodos, Bahía Blanca.
Fuente: Elaboración propia

Distribución de Weibull:

Para la industria eólica es muy importante ser capaz de describir la variación de las velocidades del viento, esa información es crucial para que los proyectistas optimicen los diseños de los AE. Para describir la variación del viento en un emplazamiento se suele utilizar la distribución de Weibull.

La función densidad de probabilidad de Weibull, como su nombre la indica es una distribución estadística de probabilidad (el área bajo la curva siempre vale exactamente 1) y se ha demostrado experimentalmente que la velocidad del viento se ajusta bastante bien a la misma.

Básicamente, la f.d.p. de Weibull se utiliza con fines de pronóstico a largo plazo (estimación del potencial de generación de electricidad de una central eoloeléctrica para toda su vida útil). La estimación histórica (por ejemplo, la cantidad de electricidad que se hubiera generado para un régimen de viento ya medido) es, sin duda, más conveniente realizarla utilizando los datos reales. Es conveniente que la f.d.p. de Weibull que se utilice para pronósticos a largo plazo sea derivada de mediciones durante más de un año (entre más años se mida, el pronóstico será más confiable).

Esta función $\phi(v)$ depende de dos parámetros ajustables (k ; c) y viene dada por la siguiente expresión:

$$\phi(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c} \right)^{k-1} \exp(-v/c)^k \quad 7.3$$

Donde:

v es la velocidad de viento instantánea,

c es un factor de escala en m/s con valores próximos a la velocidad media y

k es un factor de forma que caracteriza la asimetría de la función probabilidad.

El conocer los parámetros de Weibull para un lugar es de mucha utilidad para caracterizar viento en ese punto.

La distribución estadística de probabilidad de las velocidades de viento varía de un lugar a otro del planeta, dependiendo de las condiciones climáticas locales, del paisaje y de la superficie del terreno circundante. Por lo tanto la distribución de Weibull puede variar tanto en la forma como en el valor medio.

Es importante de aclarar como afecta a la gráfica de Weibull el factor k . Como se puede apreciar en la figura [7.1] un valor más pequeño de este coeficiente hace que la curva se “aplane” lo cual representa una mayor variación de los valores respecto de la media o, lo que es lo mismo, un régimen de vientos menos constante. Por el contrario un valor de k más elevado significa una alta concentración de los valores alrededor de la media, un régimen de vientos mucho más constante. Este aspecto es importante de tener en cuenta para las características estructurales del generador a elegir para la instalación, sabiendo que un régimen de vientos más constante favorece la vida útil de la máquina.

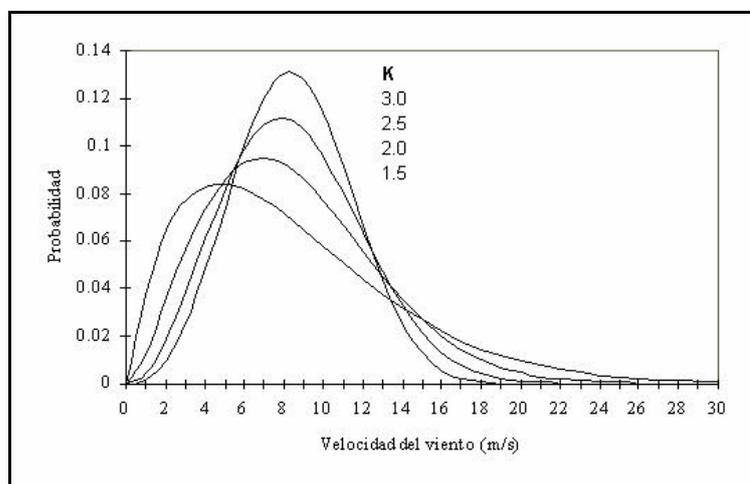


Grafico 7.5 Variación de la gráfica de Weibull en función del factor de forma “k”. Fuente: “Estado del arte y tendencias de la tecnología eoloeléctrica”; Instituto de investigaciones eléctricas/ Programa universitario de energía (UNAM); 1º Edición, 1998.

Cabe aclarar que la distribución de Weibull es muy útil pues simplifica el proceso al momento de predecir la energía a generada, con esto se evita trabajar con toda la serie de datos obtenida en las mediciones. Calculando los parámetros que caracterizan la función (k ;

c) se evalúa la misma para diferentes valores de viento y se obtiene la distribución del mismo. Además es una herramienta que se utiliza para obtener el potencial energético de la zona permitiendo ponderar la probabilidad de cada velocidad de viento con la correspondiente cantidad de potencia, esto arroja valores más reales que solo calculándola a partir del promedio de velocidades.

En el presente trabajo sin bien se contó con la serie de datos temporales, se utilizó la f.d.p de Weibull para calcular la producción de energía. Se graficaron las distribuciones antes dichas para cada lugar de medición y se calculó la energía producida a partir de la misma.

También se expone en las gráficas la distribución de Rayleigh, correspondiente al caso particular en que el factor de forma vale $k=2$, utilizándose la misma generalmente cuando se tiene poca información y se requiere un cálculo rápido y sencillo.

En el Anexo II se explica el método utilizado para la determinación de los parámetros de Weibull. Se presentan los resultados obtenidos para la ciudad de Bahía Blanca y el resto de los mismos se exponen en el [Anexo I](#).

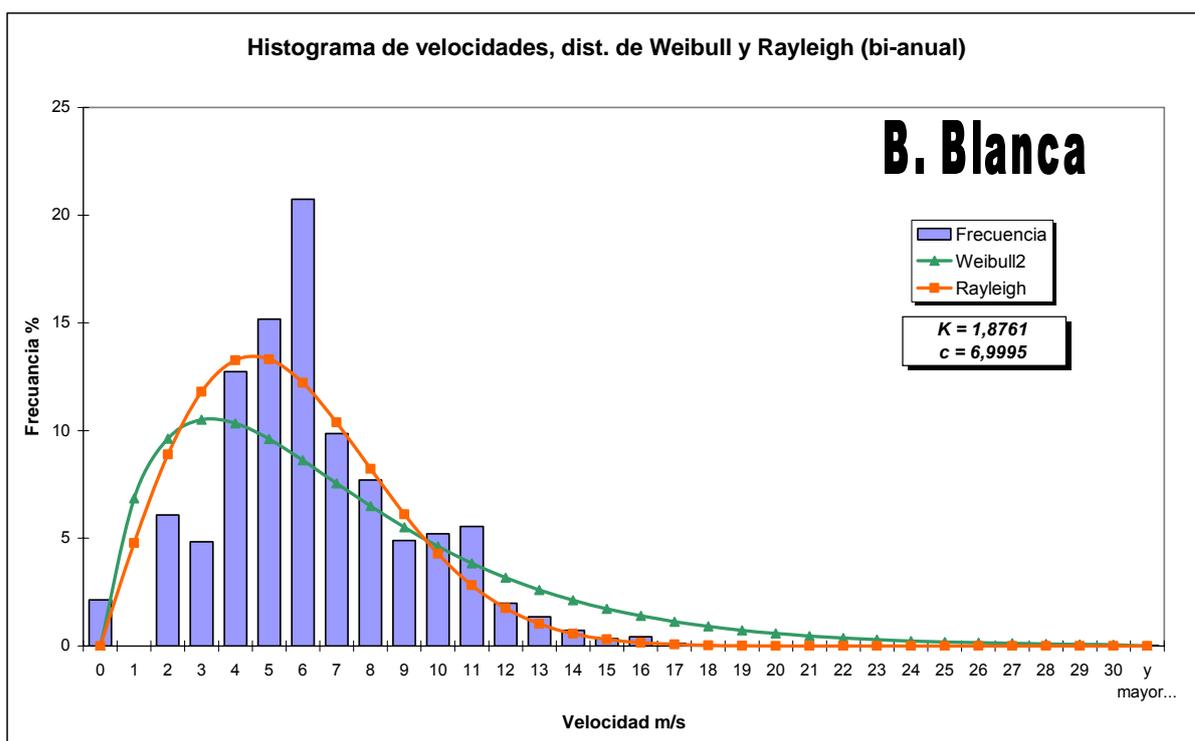


Grafico 7.6 Distribución de Weibull y Rayleigh para la ciudad de B. Blanca. Fuente: elaboración propia

Extrapolación de Datos en Altura

A una gran altura de la superficie del suelo, alrededor de un kilómetro, la superficie

terrestre apenas ejerce influencia alguna sobre el viento. Sin embargo, en las capas más bajas de la atmósfera, las velocidades del viento se ven afectadas por la fricción con la superficie terrestre. En la industria eólica se distingue entre rugosidad del terreno, la influencia de los obstáculos, y la influencia del contorno del terreno, también llamada orografía del área, que influyen de maneras diferentes en el perfil de viento.

Cuanto más pronunciada sea la rugosidad del terreno mayor será la ralentización (disminución de velocidad) que experimente el viento. Por ejemplo los bosques y las grandes ciudades ralentizan mucho el viento, mientras que la superficie del agua tendrá menos influencia sobre el mismo.

Se suele referir a clase de rugosidad o longitud de rugosidad cuando se trata de evaluar las condiciones eólicas de un sitio. Una alta rugosidad de clase 3 ó 4 se refiere a un paisaje con muchos árboles y edificios, mientras que a la superficie del mar le corresponde una rugosidad de clase 0. Técnicamente el término longitud de rugosidad es en realidad la distancia sobre el nivel del suelo a la que teóricamente la velocidad del viento debería ser nula.

Este fenómeno que produce la reducción de la velocidad del viento a medida que nos acercamos al suelo se conoce como cizallamiento del viento. En la instalación de AE es muy importante conocer cómo varía el viento con respecto a la altura en un determinado lugar. Una de las razones es debido a que para estimar la energía a producir, se necesitan extrapolar los valores de las mediciones obtenidas por la estación meteorológica a las correspondientes alturas de buje de los generadores. Pero también por una cuestión de diseño pues considerando AE de una altura promedio de 40 m y diámetros de rotor de 35 m, la intensidad que tiene el viento en la posición más alta de la maquina (57,5 m) no es la misma que cuando la pala pasa por la parte inferior; las fuerzas que actúan sobre la pala del rotor no son iguales y esto debe ser tenido en cuenta al momento de seleccionar el AE adecuado para el lugar.

Para describir la variación del viento con la altura se utiliza la Ecuación de Hellmann, función de tipo estadística que tiene la siguiente forma:

$$V_h = \left(\frac{h}{10} \right)^\alpha \quad 7.4$$

Donde:

V_{10} es la velocidad de viento medida a 10 metros de altura,

V_h es la velocidad de viento a la altura “ h ” y

α es el exponente de Hellmann que es función de la rugosidad del terreno.

Existen tablas donde se exponen los distintos valores de Hellmann para condiciones de terreno características.

Características del terreno	Exponente de Hellmann α (adimensional)
Lugares llanos con hielo o hierba	0,08 – 0,12
Lugares llanos (mar, costa)	0,14
Terrenos poco accidentados	0,13 – 0,13
Zonas rústicas	0,20
Terrenos accidentados o bosques	0,20 – 0,26
Terrenos muy accidentados y ciudades	0,25 – 0,40

Tabla 7.5 Valores de “ α ” para terrenos de diferentes característica. Fuente: “Energía Eólica”; Universidad de Cantabria; Fernández Díez Pedro, 2003.

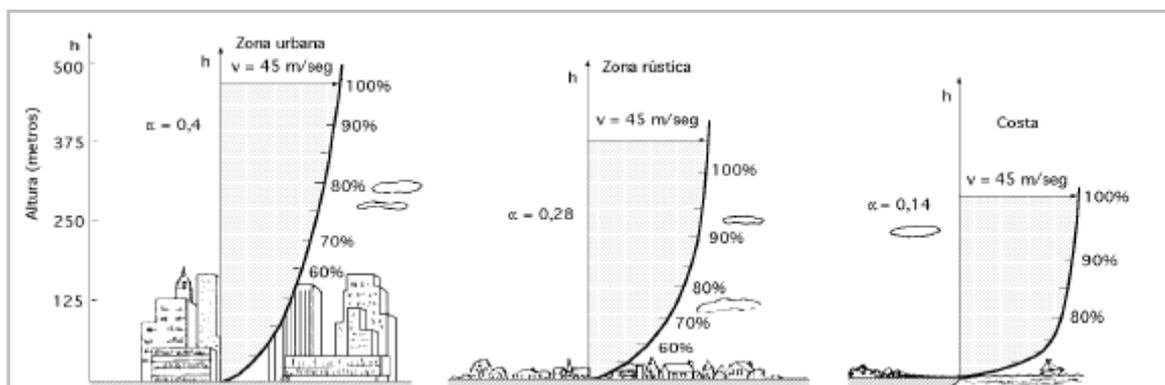


Figura 7.1. Variación de la velocidad del viento con la altura. Fuente: “Energía Eólica”; Universidad de Cantabria; Fernández Díez Pedro, 2003.

La utilización de la ecuación de Hellmann nos permitió extrapolar los valores de velocidad de viento obtenidos por las estaciones meteorológicas a 10m y llevarlos a diferentes alturas de interés acuerdo a las alturas de los AE mas comúnmente se fabricados en la actualidad.

Para trabajar con mayor exactitud se construye la denominada *Rosa de las Rugosidades* que se utiliza para describir la rugosidad del terreno en diferentes direcciones del futuro emplazamiento eólico. La misma se divide en igual cantidad de sectores que la rosa de los vientos y de este modo, conociendo exactamente la rugosidad en cada dirección se puede obtener un coeficiente Hellmann para cada sector, logrando una mayor precisión en el cálculo de la producción energética. Para llevar adelante este cálculo se precisa gran cantidad de datos específicos del emplazamiento, como cartas del terreno, fotos aéreas e imágenes satelitales, pero para la etapa en la que se encuentra nuestro trabajo basta con considerar un coeficiente de Hellmann para cada punto de medición, seleccionándolo de manera adecuada de acuerdo a las condiciones del terreno reinantes. Se deja la

descripción de la Rosa de la Rugosidades la dejamos para la etapa de Micro-Sitting.

Utilizando las series de datos temporales tomados a 10 m provenientes de los diferentes puntos de medición, se extrapolaron los valores a distintas alturas; 20, 40, 60 y 80 metros utilizando para cada punto de medición el exponente de Hellmann que más se ajusta a las características del terreno existentes en la zona. Para cada altura se recalcularon los parámetros de Weibull.

Los resultados obtenidos de la extrapolación de los valores de velocidad y los correspondientes parámetros de Weibull se presentan en la siguiente tabla:

↓ CIUDADES	ALTURA →	10 m	20 m	40 m	60 m	80 m
MAR DEL PLATA (Hellmann=0,20)	Vm m/s	3,80	4,36	5,01	5,439	5,76
	Weibull c	4,24	4,76	5,51	5,80	6,05
	Weibull k	1,75	1,70	1,70	1,65	1,62
TANDIL (Hellmann=0,26)	Vm m/s	3,62	4,34	5,20	5,78	6,23
	Weibull c	3,95	4,45	5,14	5,41	5,63
	Weibull k	1,46	1,43	1,43	1,39	1,37
BAHÍA BLANCA (Hellmann=0,20)	Vm m/s	5,69	6,53	7,50	8,14	8,62
	Weibull c	6,97	7,85	9,08	9,61	10,03
	Weibull k	1,79	1,76	1,78	1,74	1,72
TRES ARROYOS (Hellmann=0,20)	Vm m/s	3,66	4,20	4,83	5,23	5,55
	Weibull c	4,22	4,69	5,45	5,65	5,90
	Weibull k	1,37	1,33	1,34	1,30	1,29
CNEL. SUÁREZ (Hellmann=0,23)	Vm m/s	4,55	5,22	6,00	6,51	6,90
	Weibull c	5,47	6,16	7,21	7,55	8,12
	Weibull k	1,85	1,80	1,83	1,80	1,79
BENITO JUÁREZ (Hellmann=0,20)	Vm m/s	3,50	4,02	4,62	5,01	5,31
	Weibull c	3,75	3,98	4,62	4,82	5,09
	Weibull k	1,26	1,17	1,19	1,15	1,15

Tabla 7.6 Extrapolación de la velocidad del viento a diferentes alturas. Fuente: Elaboración propia

La variación de la velocidad de viento con la altura se expone en la siguiente gráfica de velocidad en función de la altura para los distintos puntos de medición. Estas curvas surgen de evaluar la ecuación de Hellmann para diferentes valores de velocidad manteniendo el coeficiente “ α ” constante. Como era de esperarse en los sitios de mayor rugosidad del terreno, con mayor índice “ α ” se observa una mayor ralentización del viento, tal es el caso de Tandil y Cnel. Suárez donde los índices son superiores al resto como consecuencia de la característica del terreno reinante en la zona.

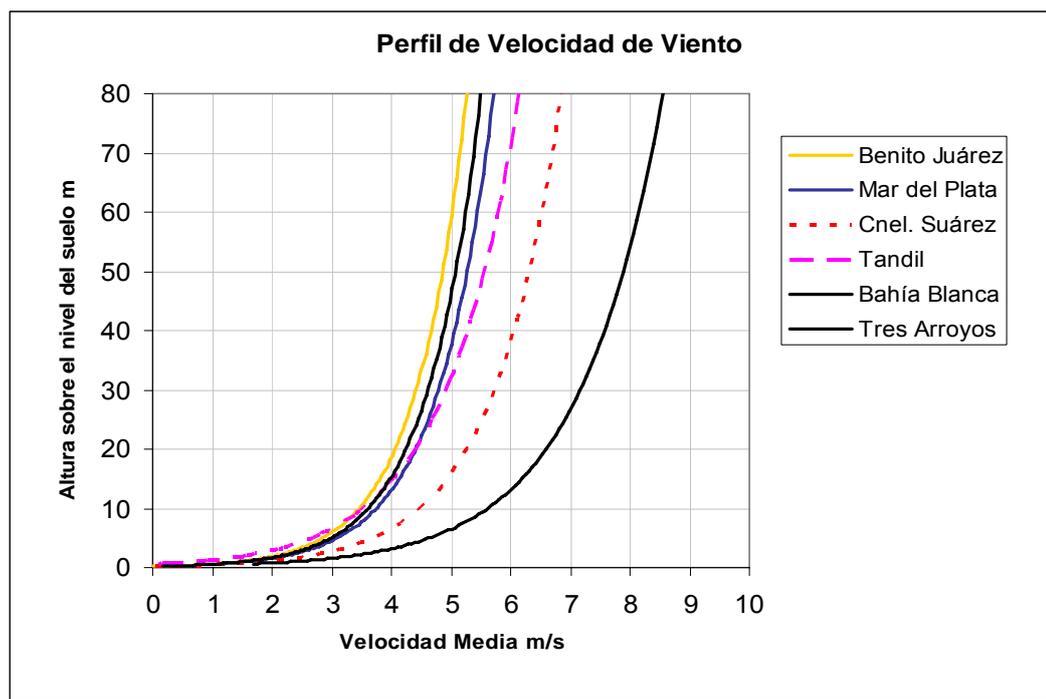


Grafico 7.7 Velocidad de viento vs. Altura. Fuente: Elaboración propia

Densidad de Potencia y Energía Eólica Disponible

Un parámetro más para definir la potencialidad de un lugar para la producción de energía eólica es la denominada *densidad de potencia o potencia específica* (por unidad de área) que se define como:

$$\frac{P}{A} = \frac{1}{2N} \rho \sum_{n=1}^N V_i^3 \left[\frac{W}{m^2} \right] \quad 7.5$$

Donde:

A es la sección perpendicular a la dirección del viento y

ρ es la densidad del aire en el lugar considerado

Esta magnitud representa el contenido energético promedio de un sitio por unidad de área de barrido del AE, en el período en consideración.

Es importante notar que la densidad de potencia eólica es directamente proporcional a la densidad del aire, la cual para un sitio dado, es inversamente proporcional a la temperatura ambiente y directamente proporcional a la presión atmosférica (por lo tanto, disminuye con la altura sobre el nivel del mar). Al nivel del mar, ρ tiene un valor estándar $\rho_0=1,225 \text{ kg/m}^3$ (1013,3 mbar, aire seco, 15 °C). Para la evaluación del recurso eólico en un sitio determinado la densidad del aire puede calcularse mediante diferentes ecuaciones que

corrigen los valores de la misma de acuerdo a las condiciones locales del emplazamiento, como por ejemplo:

$$\rho_{cor} = 1.225 \left(\frac{288.15}{T_s} \right) \left(\frac{P_s}{1013.3} \right) \left[\frac{Kg}{m^3} \right] \quad 7.6$$

Donde:

T_s es la temperatura promedio en el sitio de medición, en °K durante un cierto período y

P_s es la presión promedio en el sitio de medición, en mbar, durante un cierto período de medición.

En nuestro caso se trabajó con el valor de presión estándar para todos los sitios de 1,225 kg/m³ pues para el estudio de prefactibilidad que se llevó a cabo esta aproximación es válida y el error introducido es menor. Considerando que en toda la zona que cubre los puntos de medición las variaciones en la temperatura promedio son insignificantes, se puede estimar una variación de alrededor 1.4% de la densidad por cada 100m de altura, lo cual no es relevante a los efectos que entre los puntos de medición se puede superar escasamente esta elevación [18]. Además, de haber querido calcular los promedios correspondientes de temperatura y presión en el período de medición considerado, no contábamos con los datos necesarios.

Una vez que se cuenta con el dato de la potencia eólica disponible en el período de medición es sencillo obtener el valor de la energía disponible en el mismo período a través de la siguiente ecuación:

$$E_T = T \left(\frac{P}{A} \right) \left[\frac{kWh}{m^2} \right] \quad 7.7$$

Donde:

T es el número de horas que contiene el período de medición considerado.

Típicamente, los resultados de la prospección del recurso eólico se presentan en atlas eólicos de un país o una región. En éstos se delimitan áreas de acuerdo con la magnitud del contenido eoloenergético promedio que se puede encontrar dentro de ellas. La información se presenta a diferentes alturas de modo de tener una idea de la disponibilidad energética de acuerdo a los diferentes modelos de AE que se puedan utilizar en el proyecto (que tendrán diferentes alturas de buje). La extrapolación de los datos en altura se hizo utilizando

la ecuación [7.5] aplicando el coeficiente de Hellmann correspondiente a cada sitio.

Se exponen los resultados de la potencia y la energía eólica disponible a diferentes alturas considerando el período de medición de 2 años (1.7520 hs) para todos los puntos de medición:

↓ CIUDADES	ALTURA →	10 m	20 m	40 m	60 m	80 m
MAR DEL PLATA (Hellmann=0,20)	Promedio m/s	3,80	4,37	5,02	5,44	5,76
	Potencia W/m ²	77,73	117,81	178,57	227,75	270,66
	Energía kWh/m ²	1361,76	2064,04	3128,50	3990,17	4741,92
TANDIL (Hellmann=0,26)	Promedio m/s	3,63	4,34	5,20	5,78	6,23
	Potencia W/m ²	86,03	147,72	253,66	348,02	435,57
	Energía kWh/m ²	1507,23	2588,11	4444,13	6097,30	7631,15
BAHÍA BLANCA (Hellmann=0,20)	Promedio m/s	5,69	6,53	7,50	8,14	8,62
	Potencia W/m ²	214,89	325,71	493,68	629,65	748,28
	Energía kWh/m ²	3764,80	5706,37	8649,24	11031,45	13109,80
TRES ARROYOS (Hellmann=0,20)	Promedio m/s	3,66	4,21	4,83	5,24	5,55
	Potencia W/m ²	67,98	103,03	156,17	199,18	236,70
	Energía kWh/m ²	1190,93	1805,11	2736,04	3489,61	4147,05
CNEL. SUÁREZ (Hellmann=0,23)	Promedio m/s	4,55	5,22	6,00	6,51	6,89
	Potencia W/m ²	118,33	190,91	307,99	407,41	496,87
	Energía kWh/m ²	2073,21	3344,67	5395,90	7137,84	8705,12
BENITO JUÁREZ (Hellmann=0,20)	Promedio m/s	3,50	4,03	4,62	5,01	5,31
	Potencia W/m ²	113,47	171,99	260,69	332,49	395,13
	Energía kWh/m ²	1988,02	3013,28	4567,28	5825,22	6922,70

Tabla 7.7 Potencia y energía eólica en el período de medición a diferentes alturas. Fuente: Elaboración propia.

A continuación se volcaron los resultados obtenidos en combinación con la ubicación geográfica de los distintos puntos de medición. De esta forma obtenemos un “mapeo” de la zona bajo estudio, permitiéndonos esto hacer una comparación entre los diferentes puntos.

7.3 Resultados obtenidos

Los puntos de medición de los cuales se obtuvieron los datos para su posterior procesamiento se pueden observar en el siguiente mapa de la Prov. de Buenos Aires.

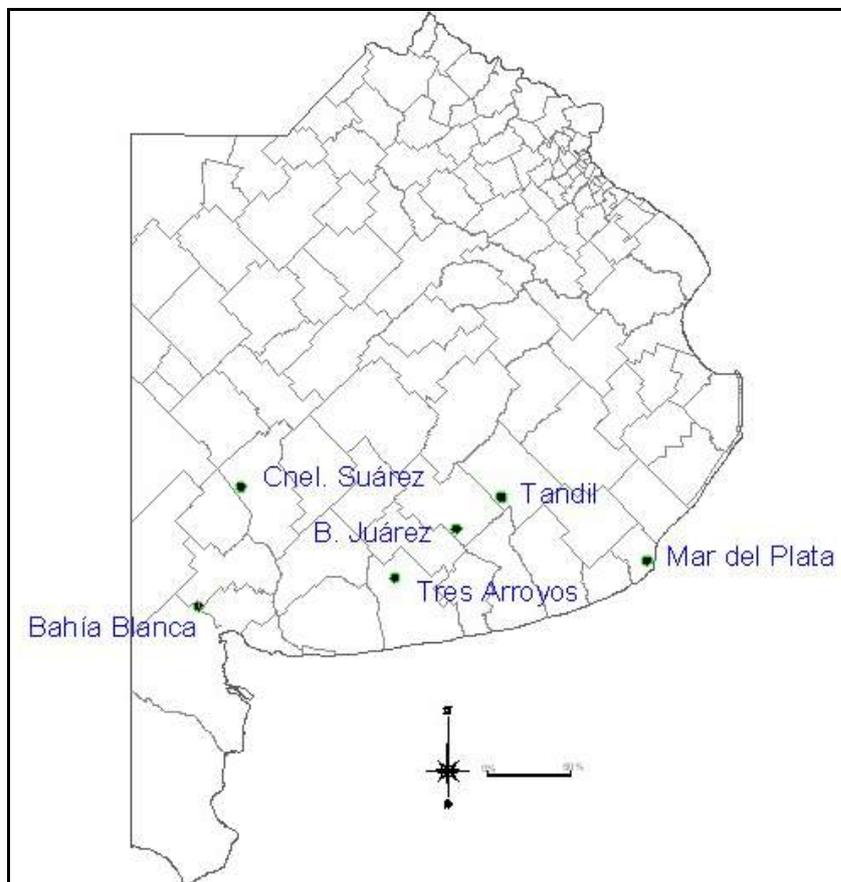


Figura 7.2. Puntos de medición ubicados en cercanías de la costa Atlántica. Fuente: Elaboración propia

Caracterización de los sitios

Para tener una visión global de los resultados arrojados luego de procesar la información se procedió a exponer sobre cada sitio de medición las diferentes variables que caracterizan a un lugar en función del recurso eólico. Queda claro que sólo se expusieron los factores más importantes dentro de la gran cantidad que influyen en la caracterización eólica de un sitio. Profundizaremos aún más sobre otras variables una vez ubicados en el lugar donde se desarrollará el análisis de prefactibilidad. En la siguiente figura se exponen:

- Características del meteoro como velocidad media y factores de Weibull (k , c)
- Características del terrenos, coeficiente de Hellmann (α) y
- Características de la medición, altura de sensor.

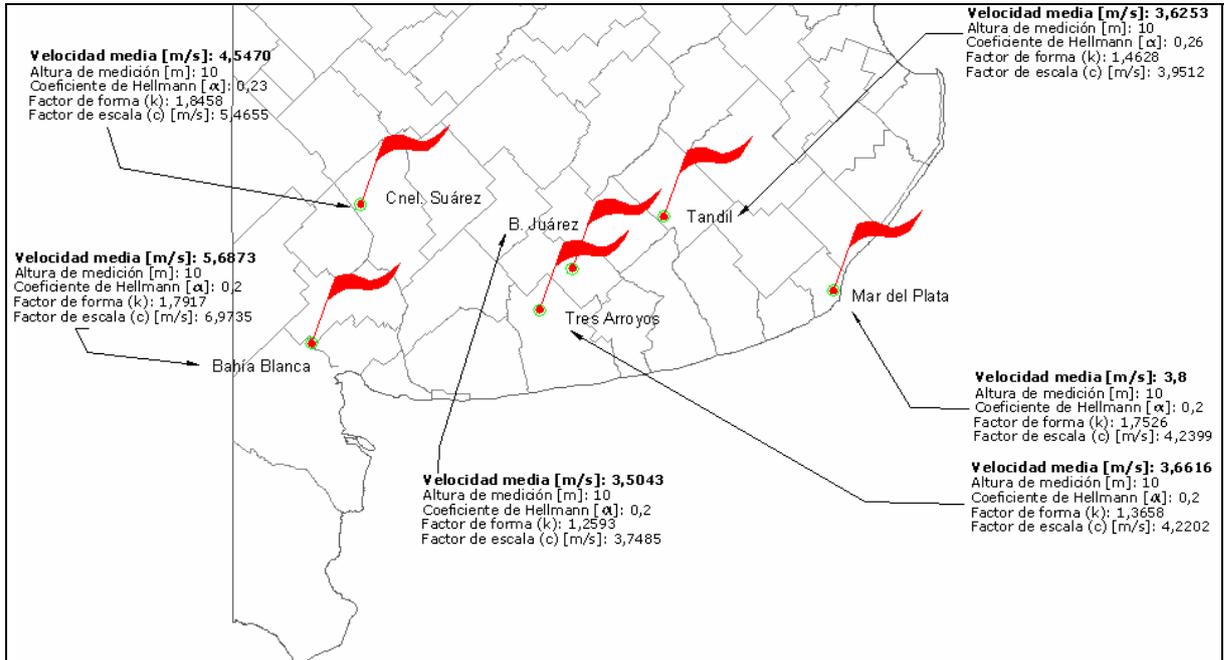


Figura 7.3. Características de recurso en los diferentes puntos de medición. Fuente: Elaboración propia

Como queda expuesto todos los sitios cuentan con buenos promedios de viento superiores a 3,5 m/s lo cual resulta atractivo a los fines de producción de energía eólica. Se destacan entre ellos las ciudades de Bahía Blanca y Coronel Suárez con promedios superiores a los 4,5 m/s.

Distribución de frecuencias

Luego de calcular las frecuencias de ocurrencia por direcciones se graficaron los resultados obtenidos ubicándolos sobre el mapa de la provincia con la intención de detectar los patrones de comportamiento del viento en la zona a estudiar.

Se muestran a continuación los gráficos obtenidos teniendo en cuenta el total de la serie temporal, es decir período 2005-2006 y también la agrupación de datos en forma trimestralmente. Esto último se expone con el fin de encontrar algún tipo patrón de comportamiento estacional del meteoro.

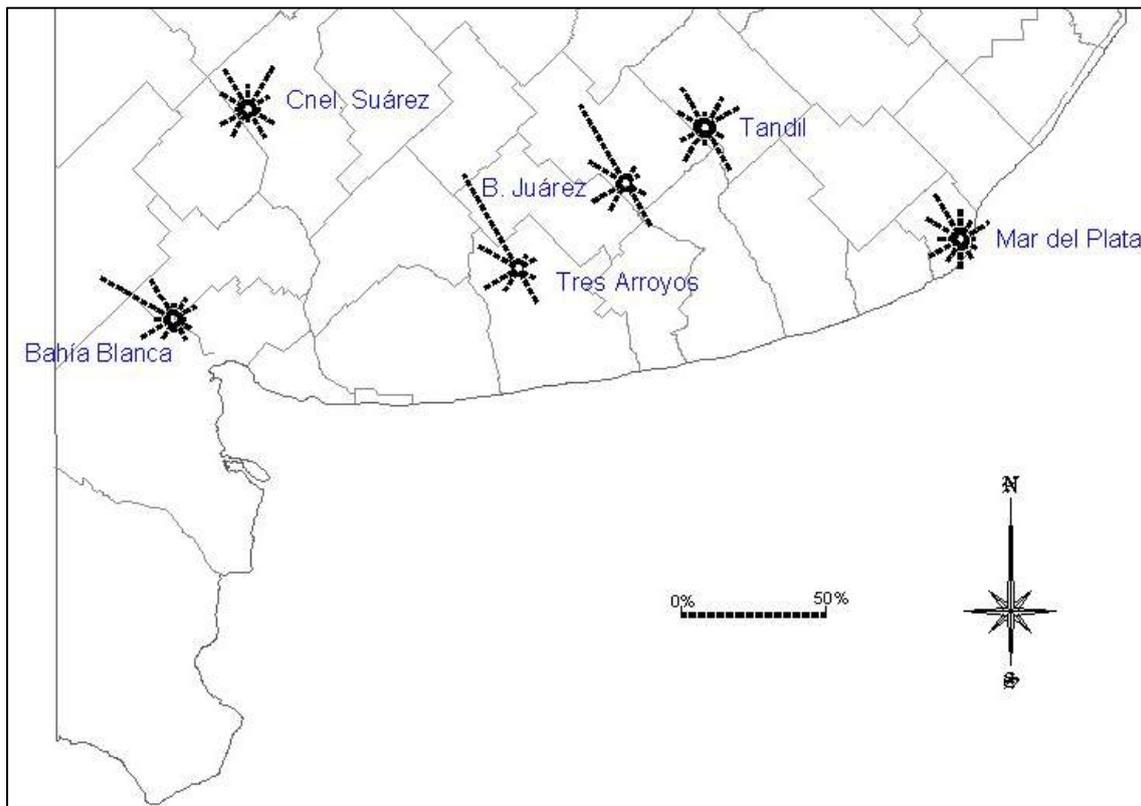


Figura 7.4. Frecuencia por dirección, datos 2005-2006. Fuente: Elaboración propia

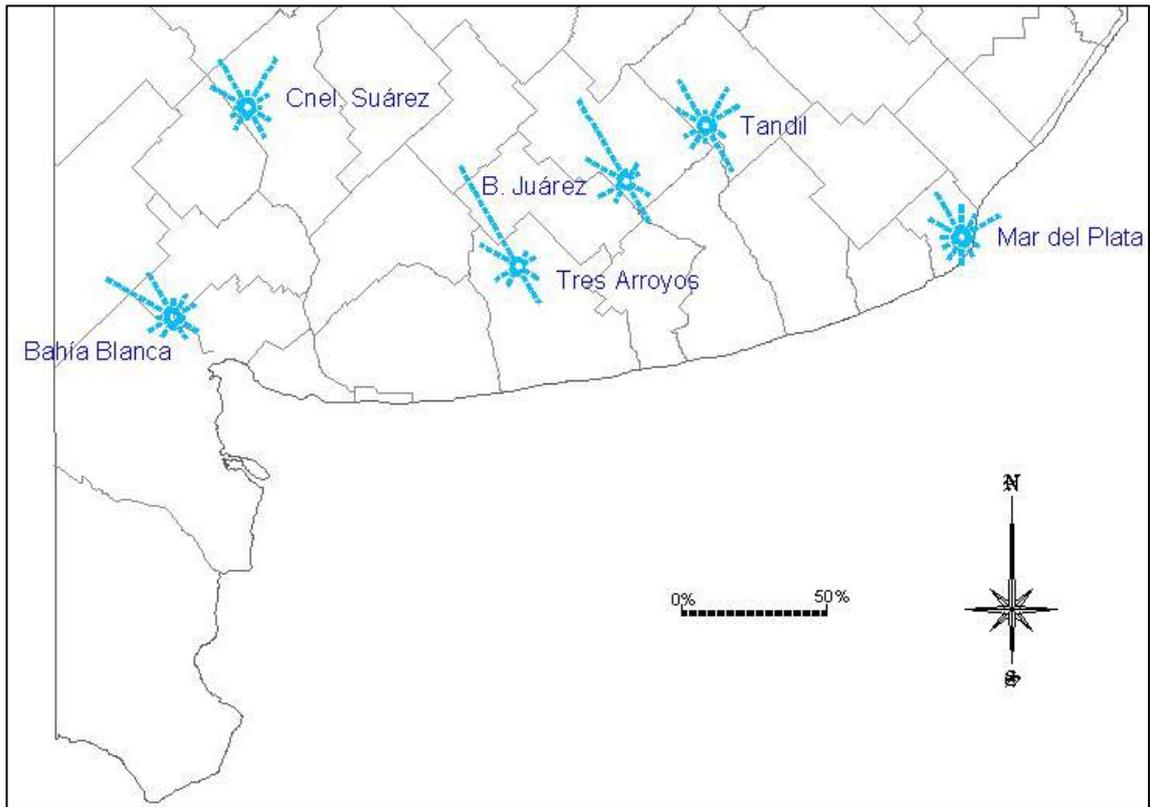


Figura 7.5. Frecuencia por dirección, datos trimestre 1 (2005-2006). Fuente: Elaboración propia

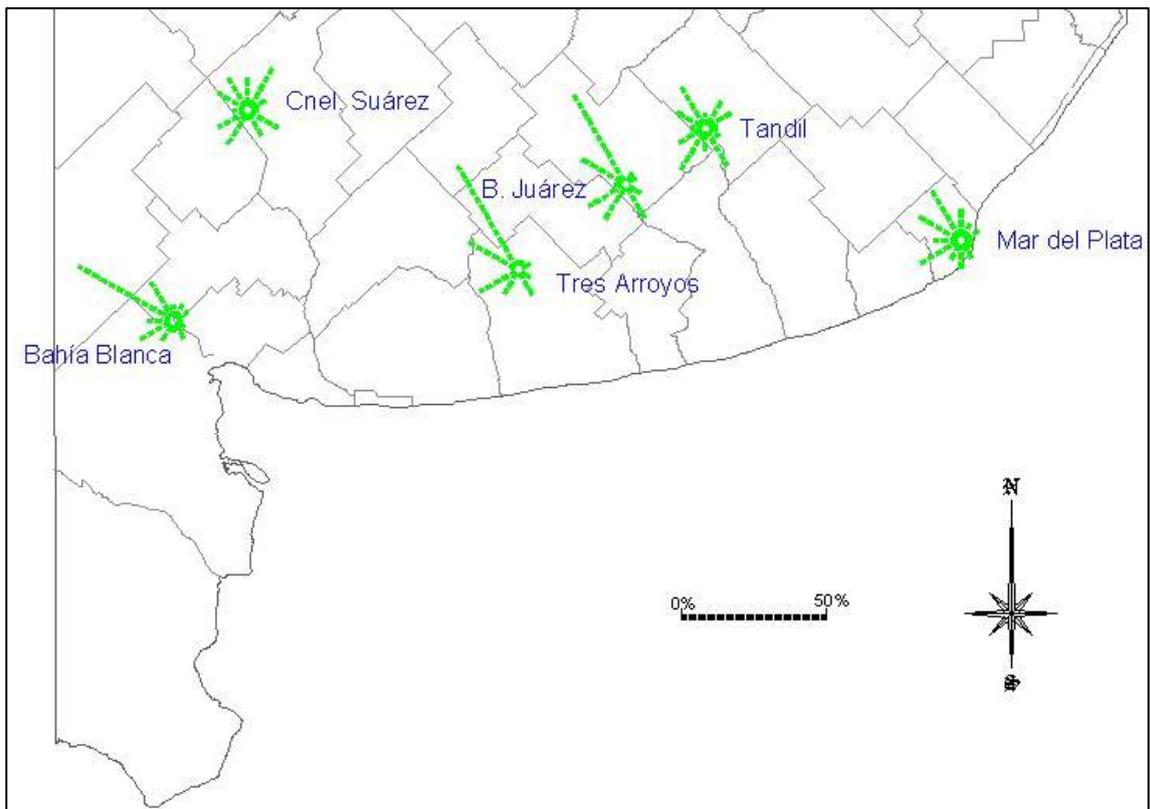


Figura 7.6. Frecuencia por dirección, datos trimestre 2 (2005-2006). Fuente: Elaboración propia

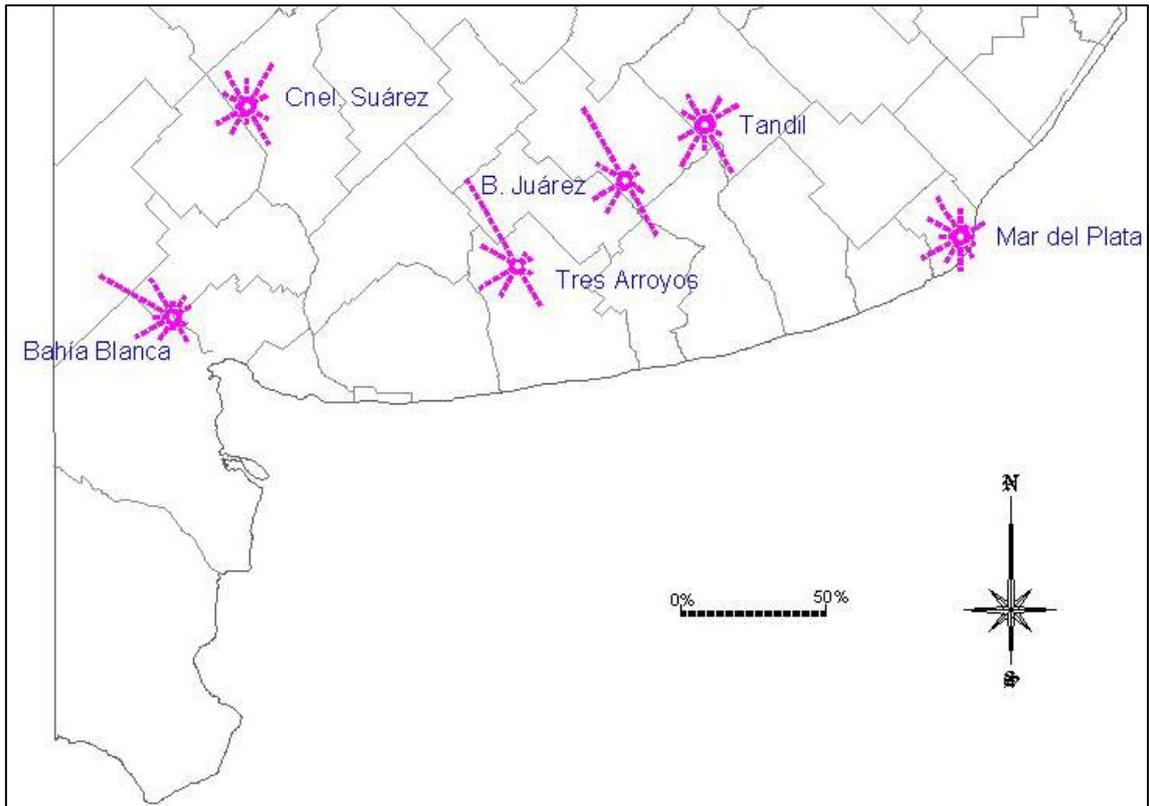


Figura 7.7. Frecuencia por dirección, datos trimestre 3 (2005-2006). Fuente: Elaboración propia

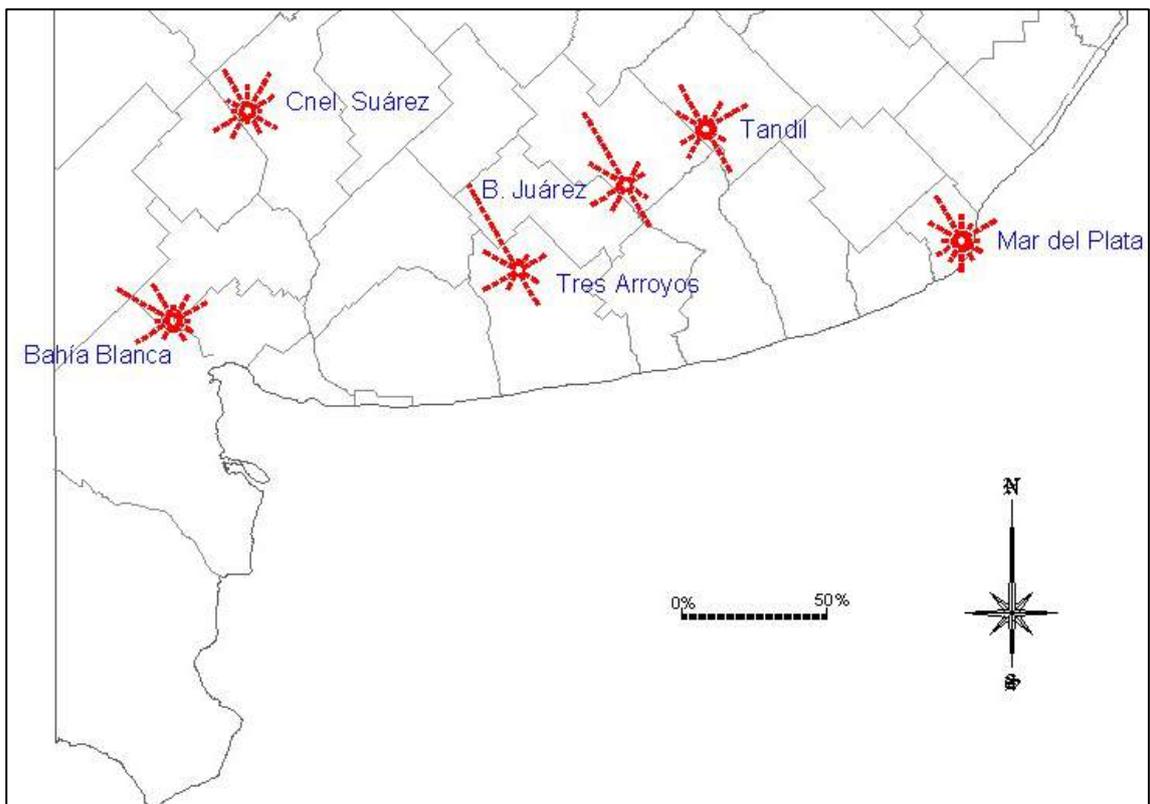


Figura 7.8. Frecuencia por dirección, datos trimestre 4 (2005-2006). Fuente: Elaboración propia

Aclaración sobre las representaciones

Se puede observar en las ciudades de Benito Juárez y Tres Arroyos una gran preponderancia sobre las direcciones NNO y SSE, aún más marcada que en el resto de las ciudades. Cabe aclarar que esto resultó llamativo a los fines del análisis que se pretendía realizar, se analizaron las posibles causas de tal irregularidad incluso consultando al Ente que aportó los datos sin obtener repuestas concretas. Luego de examinar la serie completa de datos temporales se pudo llegar a una posible explicación. En estas dos ciudades se puede apreciar que existen ciertas direcciones donde la frecuencia de ocurrencia es sospechosamente baja, además se sabía que los datos habían sido expuestos en intervalos de dirección de un grado (36 divisiones) lo cual requiere de un equipamiento extremadamente preciso para detectar tan pequeñas variaciones en la dirección. Generalmente las mediciones que permiten los instrumentos de medición más utilizados se hacen en base a 8, 12 o 16 direcciones. Por lo tanto se supone que los registros tomados en estas dos ciudades han sido realizados con instrumentos de menor precisión resultando de este modo “baches” en la serie de datos que provocan la preponderancia excesiva e irreal sobre ciertas direcciones. Sumado a lo explicado, estas ciudades son las que cuentan con la menor cantidad de datos en el período de medición debido a que han sido tomados a mayores intervalos de tiempo.

Por lo tanto se concluyó que si bien se observa un patrón de direccionalidad marcado en todos los puntos de medición desde los cuadrantes NO y SE a lo largo de todo el año, los resultados obtenidos para las ciudades de Benito Juárez y Tres Arroyos no pueden ser comparados con el resto de las ciudades pues no existe uniformidad en los datos respecto de la característica “dirección de viento”.

Patrón de comportamiento estacional

Se puede observar claramente en todos los puntos de medición una preponderancia de los cuadrantes NO y SE como se señaló en los párrafos anteriores, prevaleciendo esto a lo largo de todo el año y como se puede observar en las figuras que representan los datos trimestralmente.

También se destaca una variación de las rosa de los vientos hacia las direcciones S y SE durante los trimestres 2 a 3. Para tener una visión global que permita fundamentar los resultados expuestos se expone la siguiente explicación teórica aportada por la Lic. Mónica Cristina García, del Departamento de Geografía de la Facultad de Humanidades de la Universidad Nacional de Mar del Plata.

A continuación se citan extractos de una de sus publicaciones:

La variabilidad de los vientos que afectan esta zona de la República Argentina, se deben al paso de anticiclones (zonas de alta presión) migratorios, provenientes de desprendimientos del anticiclón semi-permanente del Pacífico Sur.

“Existen tres áreas de ingreso de anticiclones migratorios en nuestro país: a) la región de Cuyo; b) el área de San Carlos de Bariloche y c) el sector sur de la Prov. de Santa Cruz. La dirección del viento estará determinada por la ubicación de los puntos de medición con respecto al área de circulación de los anticiclones (ver figura 7.9). La trayectoria del área anticiclónica ingresada por el área cuyana (A2) continúa hacia el este, pudiendo localizarse sobre el río de la Plata (A5-A6) o continuar con dirección sub-meridiana hacia el noreste (A3-A4) hasta localizarse sobre Chaco y Corrientes. Desde cualquiera de estas dos posiciones, continuarán hacia el este hasta confundirse con la masa de aire del anticiclón del Atlántico sur, en una transferencia de masa y energía.

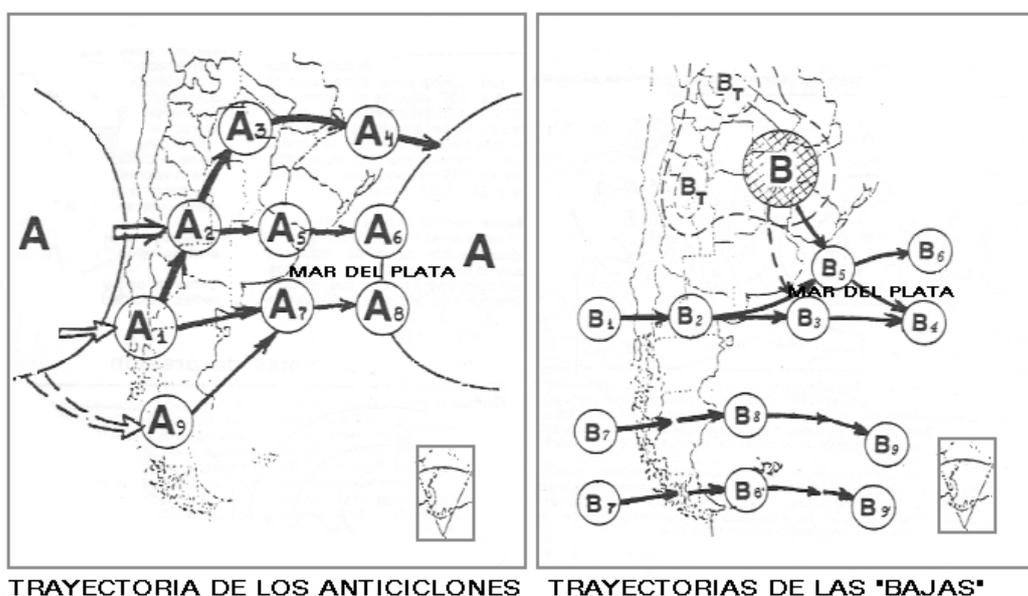


Figura 7.9. Trayectoria de los sistemas de alta y baja presión. Fuente: “El régimen de vientos de la ciudad de mar del plata y sus implicancias turístico-ambientales”; Lic. Mónica García, 2000.

La trayectoria del área anticiclónica ingresada al país por San Carlos de Bariloche y Esquel (A1) se prolonga hacia el este de la Patagonia, alcanzando la costa chubutense (A7) para luego continuar hacia el noreste, hasta ubicarse al sur de Mar del Plata (A8), de donde suele incorporarse posteriormente a la masa del anticiclón atlántico. El anticiclón ingresado por el sur de la Prov. de Santa Cruz (A9), contiene aire antártico muy frío y puede desplazarse hacia las islas Malvinas (este) o hacia el norte, incorporándose al ubicado en la costa de Chubut (A7). De allí ambos pueden ser absorbidos por el anticiclón del Atlántico sur.

Por su parte, las bajas de presión suelen ingresar al territorio preferentemente a la latitud

de San Carlos de Bariloche (B1) y por el sur de la Prov. de Santa Cruz (B7-B9) y Tierra del Fuego (B7'- B9'). Estas dos últimas siguen una trayectoria de oeste a este, sin llegar a afectar el norte de la Patagonia ni el resto del país.

En el norte del país y especialmente en verano, se localiza la baja térmica del Noroeste (BT), que puede también desdoblarse si existen condiciones de altas temperaturas en esa región y en Cuyo. Junto a ellas suele aparecer una isobara (línea imaginaria que une puntos de igual presión atmosférica) que engloba una enorme área de baja presión en el litoral (B). Los centros que nacen en esta zona -al menos una vez al mes- se dirigen hacia el sudeste en un 80% (B5), hacia el este en un 10% (B6) y hacia el sur otro 10% (B4). Cuando se enfrentan una de estas bajas de presión importantes con un gran anticiclón proveniente de la Patagonia, se producen violentos temporales de viento y lluvias en la Prov. de Buenos Aires, especialmente en áreas costeras y en alta mar.”

Como podemos apreciar de lo expuesto, el movimiento de las zonas de alta y baja presión gobiernan el comportamiento del viento en las diferentes zonas del país y también de la Prov. de Bs. As. El intercambio de masa (aire en movimiento) se produce, como se explicó en el primer capítulo, desde los centros de alta hacia los centros de baja presión. Esto es debido a la trayectoria que siguen estos centros al cruzar el país de Oeste a Este que preponderan los vientos desde el cuadrante NO durante la mayor parte del año pudiéndose ver modificados estos patrones por las condiciones locales.

Imagen Satelital de la región

En la imagen satelital de la provincia de Buenos Aires se pueden ver la ubicación de los puntos de medición.

Si bien la resolución de la imagen no permite divisar las diferencias entre un terreno costero como el de Mar del plata y otro montañoso como Tandil, la graduación de colores permite tener una idea de la topografía presente en las inmediaciones del los puntos de medición considerados para el presente análisis.



Figura 7.10. Imagen satelital de la Prov. de Buenos Aires detallando los puntos de medición. Fuente: Google Earth

Densidad de potencia y energía disponible

La densidad de potencia nos proporciona una idea del contenido energético que tiene un determinado lugar. Se refiere a la potencia que está disponible en el lugar en que se está realizando el estudio, luego de acuerdo a la capacidad de los AE y al correcto planeamiento del parque va a ser la eficiencia con que se “coseche” esa energía disponible.

A continuación se muestra una gráfica que permite comparar la potencia disponible para diferentes alturas en los distintos puntos de control, considerando el mismo período de medición para todos. Cabe aclarar que la proporción de variación en la potencia con la altura no es la misma para todos los sitios pues, como se explicó antes, varían los coeficientes de “Hellmann” para los diferentes tipos de terreno.

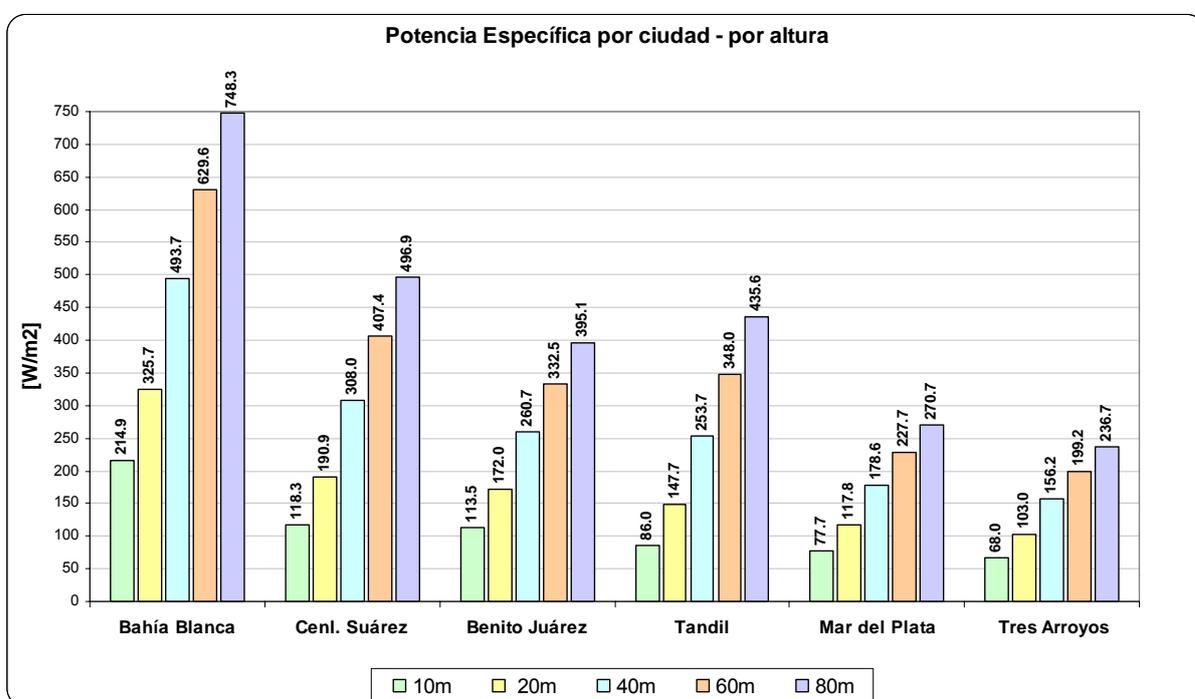


Gráfico 7.8 Potencia por unidad de área de barrido para los diferentes puntos de medición. Fuente: elaboración propia.

Se puede observar que a partir de los 60 metros de altura todas las ciudades presentan potencias por encima de los 200 W/m², la cual es considerada hoy en día una densidad de potencia mínima para que exista una factibilidad económica de construir una central eólica conectada a la red convencional, teniendo en cuenta las tecnologías actuales [18]. Cabe destacar que 60 metros es una altura mínima para aerogeneradores del rango de mediana potencia, esto indica que existe un buen recurso energético aprovechable a bajas alturas, lo cual aumenta su factibilidad desde el punto de vista técnico.

Función densidad de potencia

El concepto de “densidad de potencia eólica” cobra aún mayor importancia si se lo combina con la gráfica de Weibull. Multiplicando la potencia de cada velocidad de viento con la probabilidad de ocurrencia de cada velocidad de la gráfica de Weibull, se obtiene la distribución de energía eólica a diferentes velocidades de viento o densidad de potencia.

El área bajo la curva (a lo largo del eje horizontal) nos da la cantidad de potencia eólica por metro cuadrado de flujo del viento que puede esperarse en el emplazamiento en particular que se está considerando. De esta forma la altura de cada columna es la potencia (número de vatios por metro cuadrado), con la que cada velocidad del viento en particular contribuye en la cantidad total de potencia disponible por metro cuadrado.

Hasta ahora se ha citado la “potencia disponible” y se refiere a la cantidad de potencia que aporta el viento a partir de su energía cinética, pero no toda esta potencia disponible puede ser aprovechada por las máquinas eólicas. Existe un límite teórico descubierto por Betz en el año 1927 en el cual se demuestra que un AE de eje horizontal podrá extraer como máximo 16/27 de la potencia disponible en la corriente de aire. En el [Anexo III](#) se demuestra esta teoría.

Según Betz:

$$\frac{P_{\text{útil_máxima}}}{P_{\text{viento}}} = \frac{16}{27} = 59,5\% \quad 7.8$$

Representando este valor el límite al cual ninguna máquina podrá llegar, por más eficiente que sea.

Esta aproximación de Betz es muy simplificada y no tiene en cuenta factores como:

- La resistencia aerodinámica de las palas
- La pérdida de energía por la estela generada en la rotación
- La compresibilidad del fluido
- La interferencia de las palas

Que llevan a valores de rendimiento del orden de 46% y menores en la práctica [\[2\]](#).

En nuestro caso a partir de la información aportada por las mediciones de viento en los diferentes puntos de medición representada por la serie temporal se obtuvieron los parámetros que nos permitieron trazar la función de Weibull. Con este dato se procede a multiplicar punto a punto cada una de las potencias correspondientes a cada velocidad

con la probabilidad de ocurrencia de cada una de ellas obteniendo de esta forma la distribución de energía o densidad de potencia eólica para el sitio en estudio.

Gráficamente:

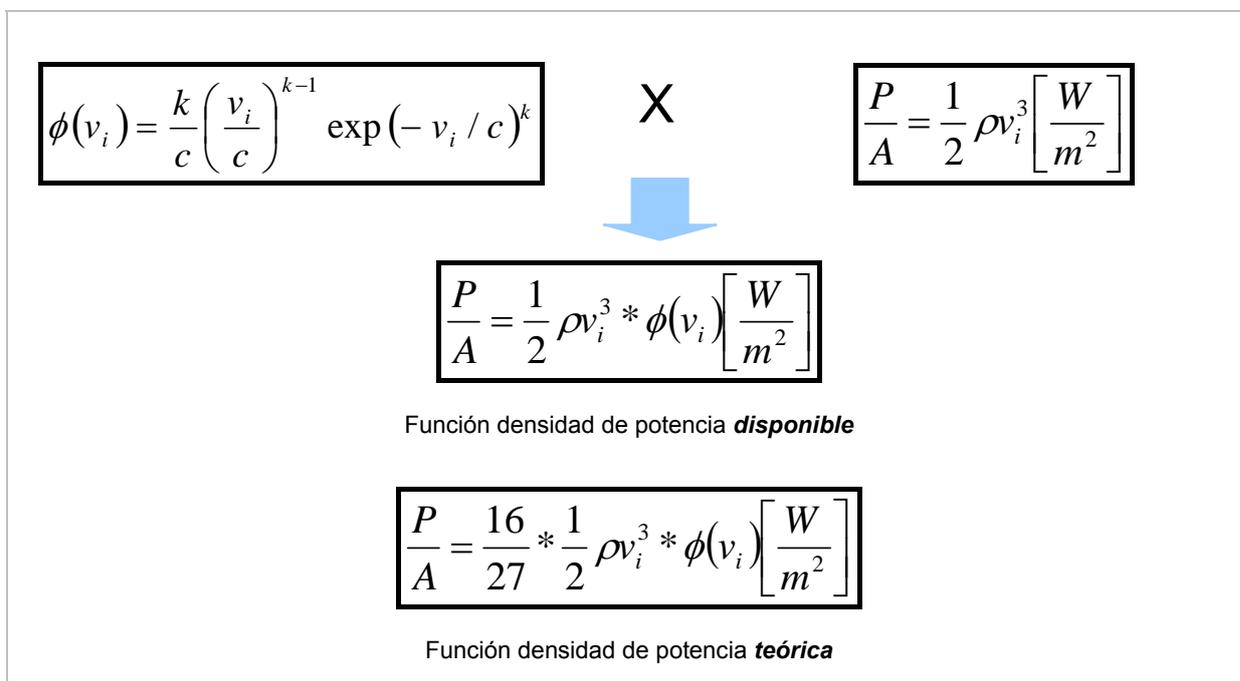
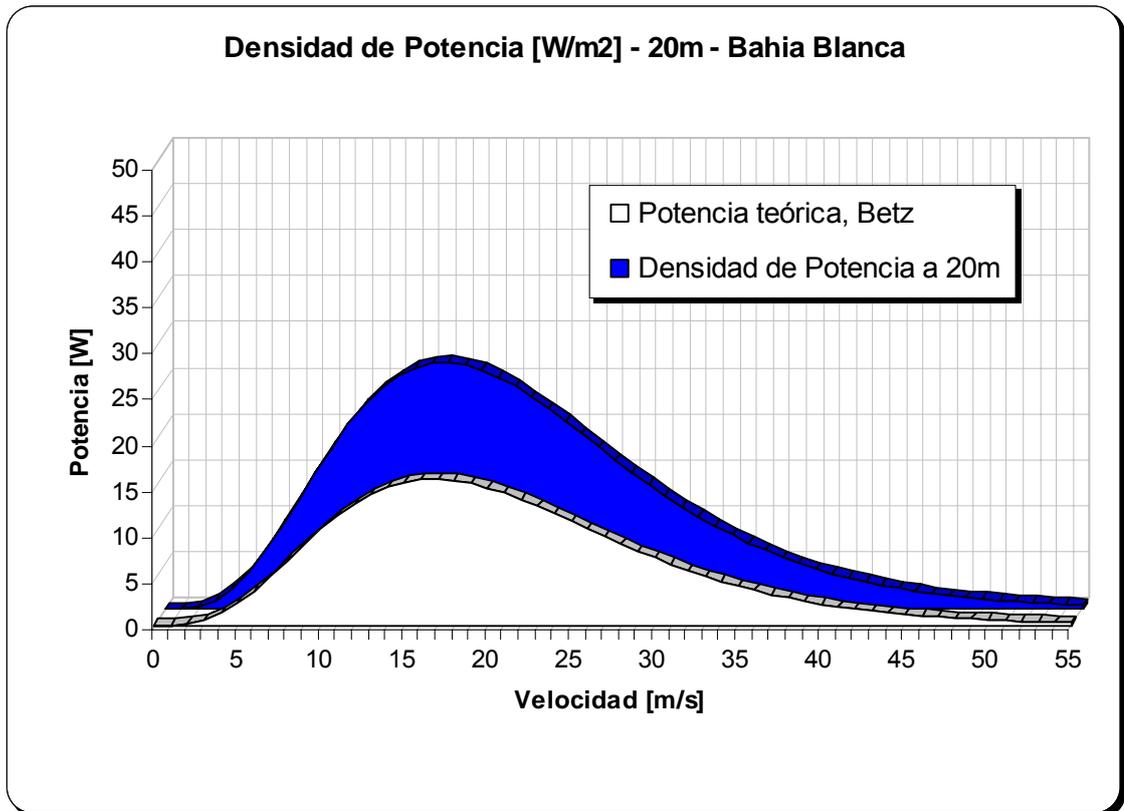
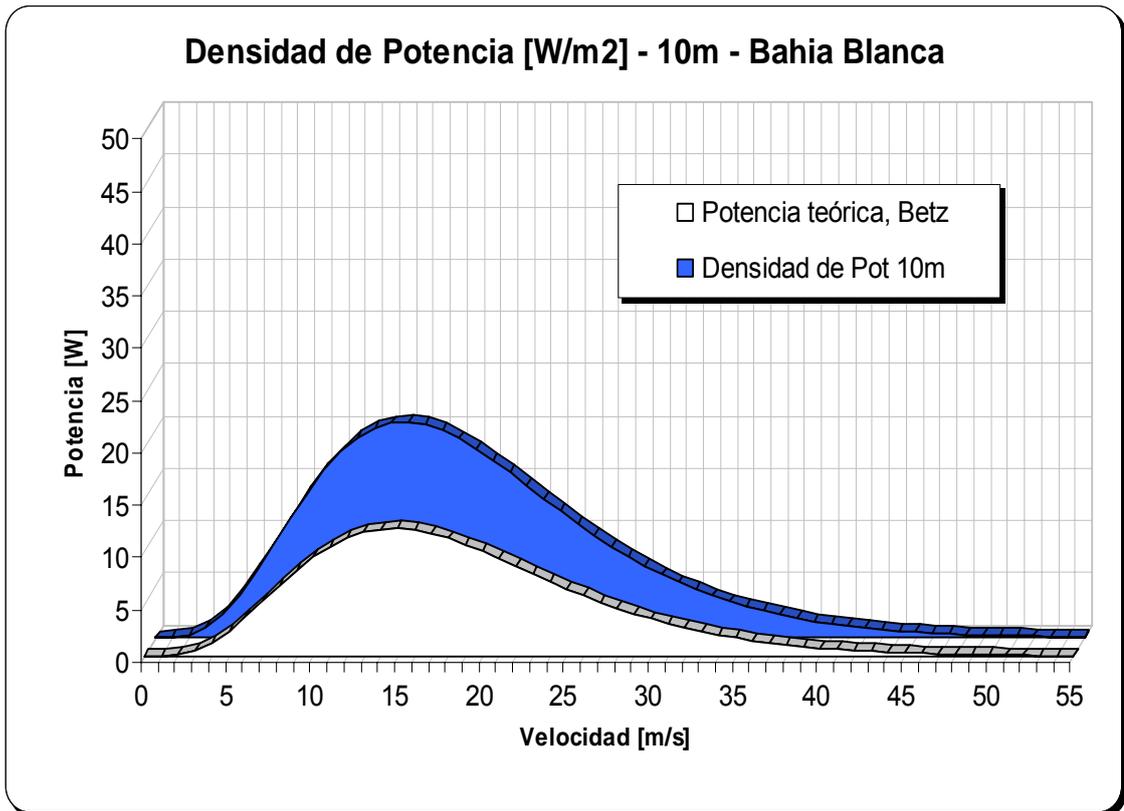


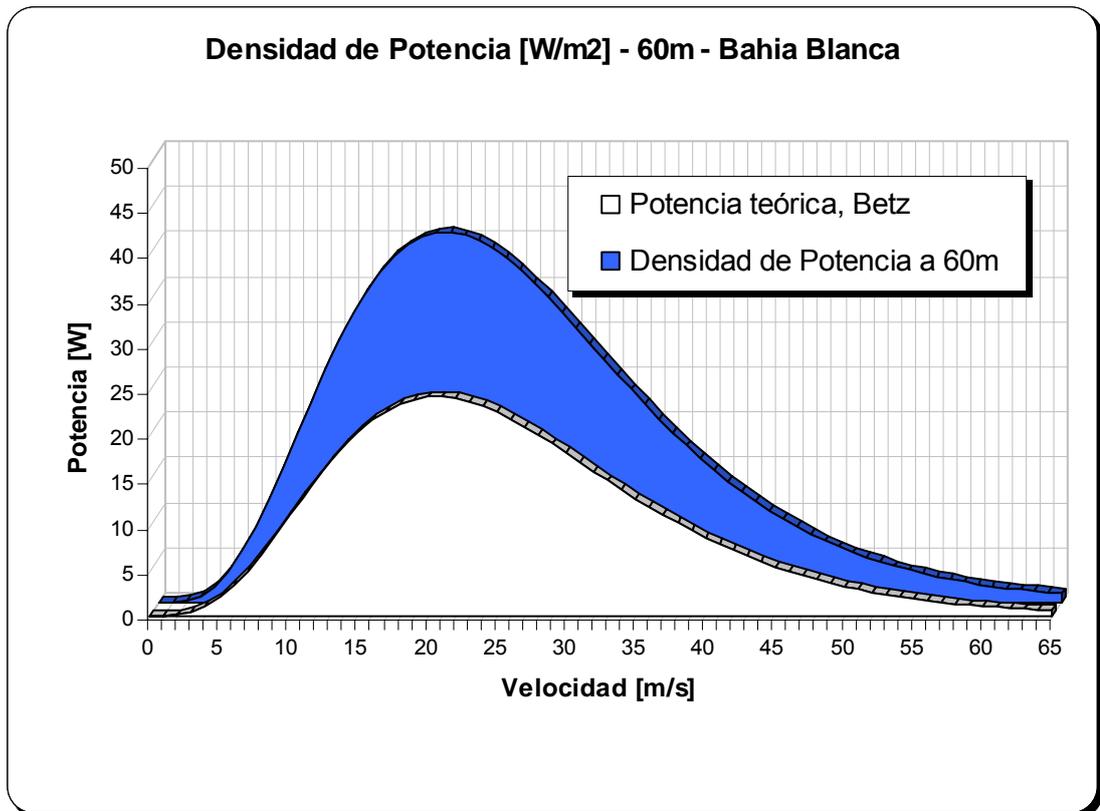
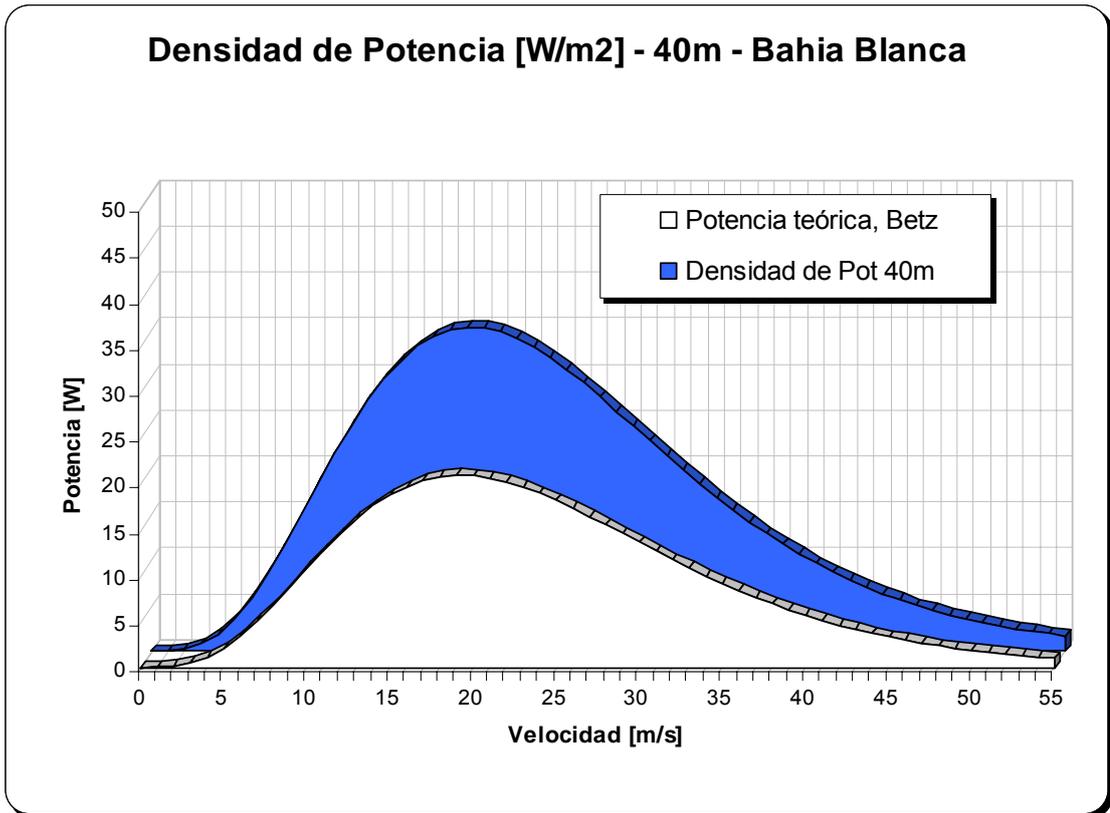
Figura 7.11. Obtención de la función distribución de energía o densidad de potencia eólica. Fuente: Elaboración propia.

Las representaciones que se obtuvieron se muestran a continuación. En las mismas el área bajo la curva azul indica qué cantidad de potencia eólica por metro cuadrado de flujo de viento puede esperarse en el emplazamiento analizado. Mientras que el área bajo la curva blanca muestra la cantidad de potencia que puede ser teóricamente convertida en potencia mecánica (según la ley de Betz, será 16/27 de la potencia total del viento).

Dichas representaciones de calcularon para diferentes alturas (10, 20, 40, 60 y 80 metros) extrapolando los valores de acuerdo a la ecuación [\[7.5\]](#)

Por razones de espacio presentamos los resultados obtenidos para la ciudad de Bahía Blanca. En el [Anexo I](#) de pueden encontrar los gráficos arrojados para el resto de la ciudades analizadas.





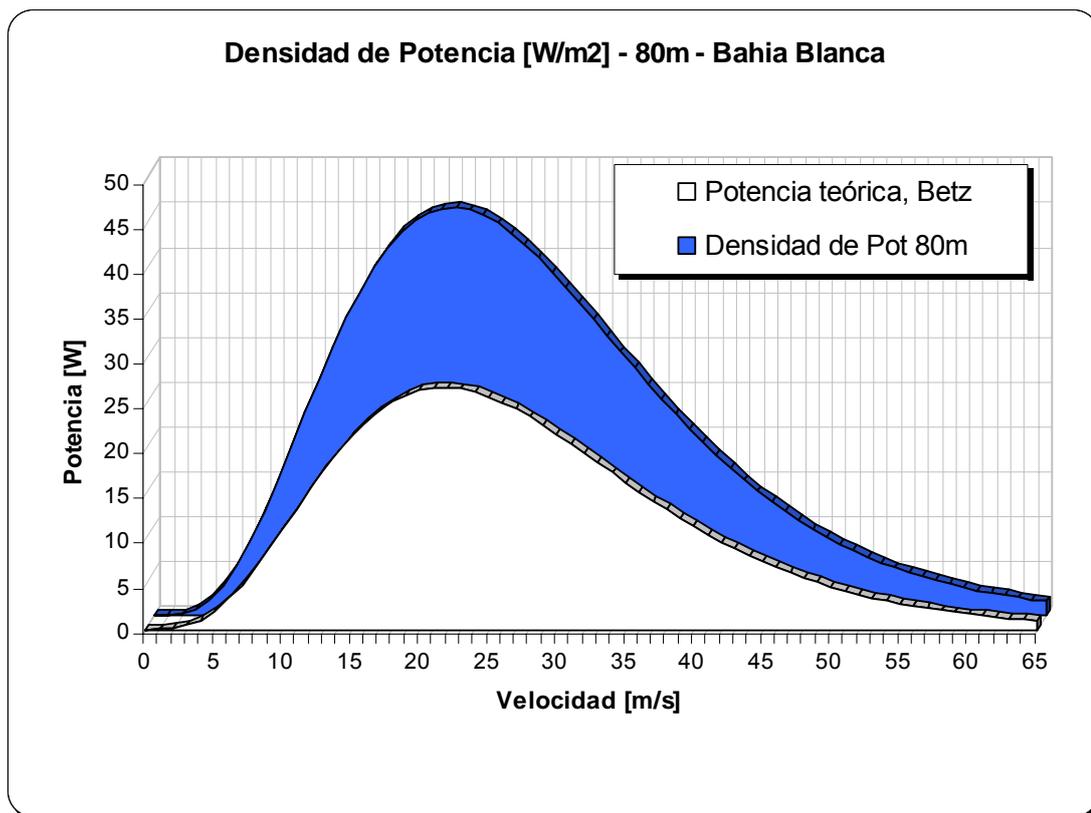


Grafico 7.9 Curvas densidad de potencia disponible y densidad de potencia teórica (Betz) para Bahía Blanca. Fuente: Elaboración propia

En las gráficas la mayor parte de la energía eólica es aportada por velocidades por encima de media del viento (promedio) en el emplazamiento. Para el caso de Bahía Blanca la misma es de $V_m = 5,69$ m/s.

Esto se puede entender fácilmente recordando la ecuación [7.6] donde se pudo observar cómo depende la potencia aportada del cubo de la velocidad de viento, por lo cual se deduce que las altas velocidades son los que tiene mayor contenido energético, a pesar de no ser las de mayor ocurrencia.

La integración de las curvas de densidad de potencia disponible dan como resultados los valores numéricos obtenidos mediante la ecuación [7.6] y que se volcaron en gráfico de barras [7.7] para lo diferentes puntos de medición.

El paso siguiente en la evaluación de recurso consiste en combinar la curva de Weibull con la de potencia del AE elegido, en ese caso el resultado obtenido es la curva de energía realmente obtenible con la maquina seleccionada. Este cálculo se realizará en la etapa de evaluación del micro-sitting.

7.4 Algunos Comentarios sobre el Recurso en la Provincia de Buenos Aires

Los estudios realizados en este proyecto señalan que la provincia de Buenos Aires cuenta con lugares donde la explotación del recurso eólico es viable teniendo en cuenta las características propias del recurso natural. Estos resultados permiten afirmar en esta etapa, que las condiciones para la generación de energía eoloelectrónica son más que propicias en los diferentes puntos evaluados. Esta afirmación está basada en:

- Los resultados de los cálculos estadísticos donde se observaron valores de velocidad media superiores a 4-5 m/s a 10 metros de altura, esto es comparable con los mejores lugares de España o Alemania donde la generación eólica es una parte fundamental en la matriz energética.
- Los patrones de comportamiento direccional demuestran que existe un sector de vientos preponderantes para la mayoría de los puntos de medición (NO). Lo cual a los fines de la vida útil de los AE es muy positivo, también para la producción de energía porque las máquinas no deben ajustar su orientación con tanta frecuencia.
- Los niveles de potencia específica que se obtuvieron a partir de una evaluación simplificada de la potencia producida (considerando densidad de aire constante, estimando factores de rugosidad, etc.) fueron todos por encima de los 200 W/m², lo cual supone un piso teórico de potencia mínima para que un emprendimiento de esta magnitud sea viable.
- Por otro lado, como se explicó en un principio, la accesibilidad que presentan los posibles lugares de explotación es adecuada. Existe un sistema de carreteras y caminos que comunican casi cualquier lugar dentro de la Prov. de Buenos Aires.
- Las líneas eléctricas comunican todos los puntos de consumo más importantes.

Teniendo en cuenta las condiciones del terreno, se presentan también en este aspecto ventajas significativas gracias a la baja rugosidad que muestra la superficie de la llanura pampeana, más aún en los lugares más expuestos cercanos a la costa Atlántica. Cabe aclarar que en este aspecto se debe hacer especial mención acerca de la zona de Tandil donde las condiciones de terrenos son diferentes a las del resto de los puntos de medición evaluados, presentando un terreno más accidentado. Esto no supone una desventaja, sino todo lo contrario si se pueden aprovechar las condiciones del terreno que aumentan la velocidad superficial del viento. Implica esto un estudio de las condiciones locales mucho más exhaustivo requiriendo en este caso mediciones en el futuro lugar de emplazamiento ya

que realizar una extrapolación de valores desde puntos de medición cercanos puede introducir errores importantes.

Capítulo 8

Planificación de un Parque Eólico

Planificación de un Parque Eólico

Introducción

A lo largo del presente capítulo nos dedicaremos a desarrollar el proceso de planificación de una granja eólica, describiendo de manera sencilla las actividades implicadas en esta tarea, y viendo su aplicación directa al caso práctico que estamos evaluando.

Primero describiremos las razones que justifican la elección del sitio a evaluar, teniendo en cuenta para ellos los recursos disponibles.

Para la realización de esta etapa del proyecto utilizamos la bibliografía proporcionada por la Asociación mundial de Energía Eólica (WWEA, por sus siglas en inglés) y la Asociación Inglesa de Energía Eólica (BWEA), quienes publican reportes técnicos que sirven como guía para los proyectistas interesados en la industria eólica aplicada a la generación de energía. Estas guías son utilizadas en los países donde este tipo de práctica está ampliamente difundida, contrariamente a lo que ocurre en la Argentina donde no existe actualmente una reglamentación que contemple estos aspectos debidamente. Por lo tanto, el presente trabajo se remite a la aplicación de las indicaciones presentes en estas guías para tener referencia del proceso de planificación utilizado en aquellos lugares donde este tipo de generación forma parte integral de la matriz energética y por lo cual está correctamente reglamentada su gestión.

8.1 Proceso de diseño de un parque eólico

En la planificación de un parque eólico entran en juego muchos factores entre los cuales se debe encontrar un equilibrio conveniente que los compatibilice y permita desarrollar un proyecto viable técnica y económicamente.

Se puede resumir el diseño de una granja eólica en el compromiso de lograr el punto óptimo que conjugue los siguientes factores: el más alto nivel de producción energética posible, buena accesibilidad al lugar, fácil concesión de los permisos cuando fuere necesario y la viabilidad económica.

Para comprender la magnitud de un proyecto de este tipo haremos una breve descripción de las diferentes etapas involucradas en la planificación de una granja, tomando como referencia la información aportada por la BWEA. Cabe aclarar en este punto que el diagrama siguiente muestra el proceso completo de planificación de un parque eólico, destacando que en el presente proyecto sólo abordaremos alguna de las etapas allí descritas enmarcadas dentro de la evaluación de prefactibilidad.

En el siguiente cuadro podemos ver las diferentes fases de la planificación de un proyecto de este tipo. En la etapa de planificación de una granja se exige tener en cuenta una futura repotenciación del mismo o el desmantelamiento de las turbinas (según convenga) al final de la vida útil.

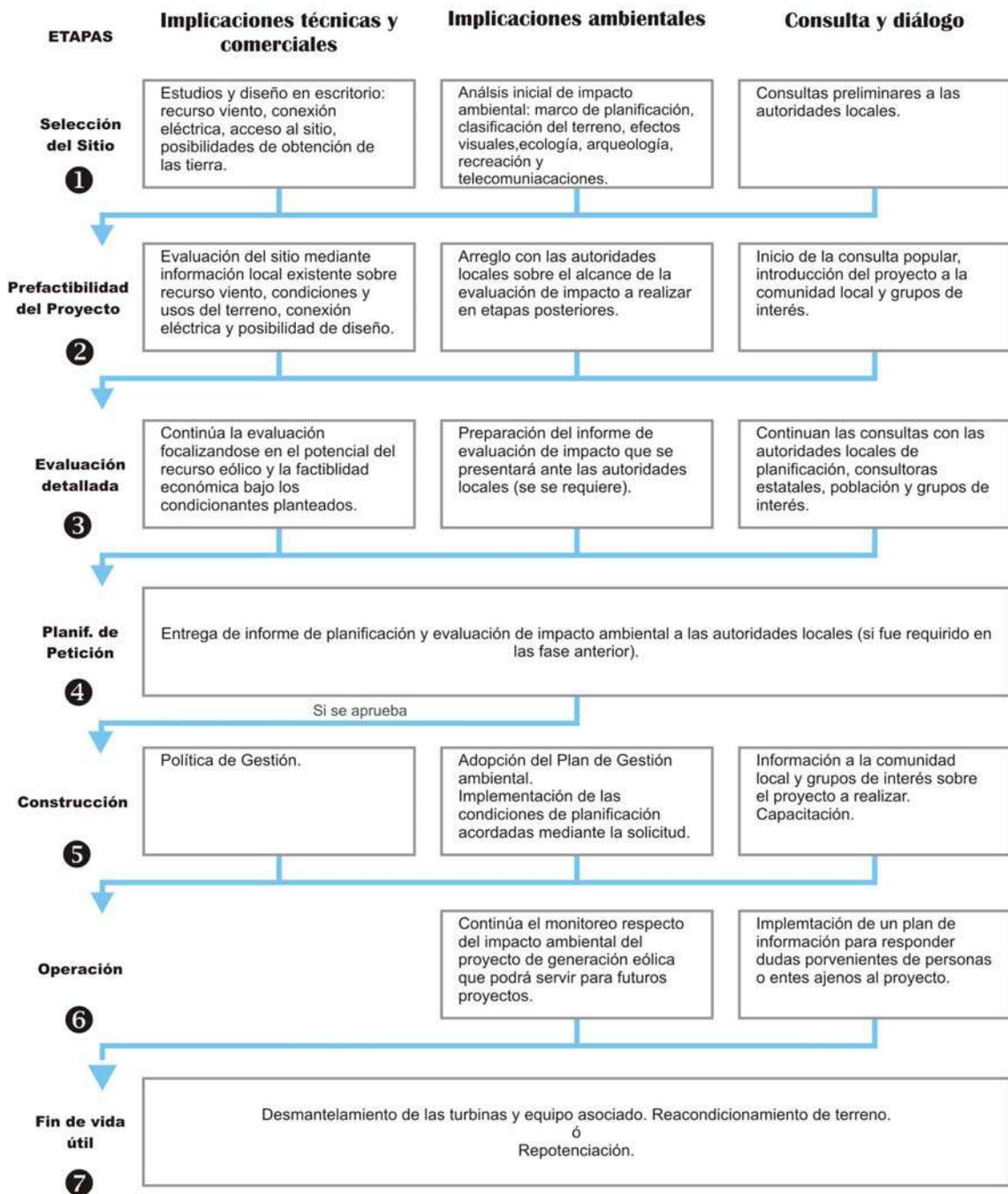


Figura 8.1. Etapas involucradas en el diseño de una granja eólica. Fuente: "Basic Guidelines"; BWEA, 1994.

La guía presenta en orden cronológico cada uno de los acontecimientos que se deben ir sucediendo durante el proceso de diseño o planificación de un parque eólico, cada etapa es excluyentes una de la otra. El enfoque que se representa aquí tiene en cuenta además de las implicancias técnicas, comerciales y medioambientales, un aspecto que pasa a ser crítico en los países donde esta tecnología esta ampliamente difundida y por lo cual existe una estructura legal que marca pautas respecto del posible impacto al medio ambiente y a la población local. Este último aspecto denominado “Diálogo y Consulta” se refiere justamente al diálogo que debe entablarse entre los proyectistas y todas las demás partes involucradas en el proyecto como por ejemplo las autoridades de planificación local, la comunidad implicada y demás grupos de interés que puedan tomar parte.

Se explica brevemente en que consiste cada etapa:

Etapa 1: Selección del sitio (emplazamiento)

Es el primer y más importante paso en cualquier proyecto de generación de energía mediante la utilización del recurso eólico. Esta subetapa del proceso comienza por la búsqueda dentro de una cierta zona predeterminada de los mejores lugares para la explotación del recurso y que podrían ser propicios para la instalación de una granja. Se debe hacer uso en esta etapa de toda la información ambiental y técnica posible que se encuentre disponible como material de entrada para lograr una primera aproximación a las bondades del sitio elegido. En las etapas posteriores esta información se ira corroborando o actualizando de acuerdo a los estudios que se vayan desarrollando.

El propósito en esta etapa es identificar los lugares más propicios y definir cualquier limitación de aspecto técnico, medioambiental, comercial o legal para que sólo los sitios más aptos sean considerados en etapas posteriores.

Etapa 2: Prefactibilidad del proyecto

Para el comienzo de esta etapa el grupo proyectista ya deberá haber identificado dentro de la zona preestablecida algún sitio para proseguir con la evaluación. A continuación, el posible emplazamiento será sometido a los siguientes estudios:

Evaluación técnica más detallada involucrando monitoreo del viento en el sitio con el fin de establecer un primer diseño de la granja. Esto último si se justifica desde el punto de vista de los resultados obtenidos y los posibles errores introducidos.

Evaluación económica para establecer la factibilidad del proyecto en este aspecto.

Con el objeto de poder planificar la evaluación de impacto. Se calculará el alcance del estudio respecto de condiciones ambientales que puedan aparecer como condicionantes

Evaluación de los posibles condicionantes en la planificación, ya sean técnicos o legales.

Es en esta fase donde el diálogo y la consulta con la comunidad local deben comenzar.

Etapa 3: Evaluación detallada

Esta etapa es posible de comenzar únicamente en el caso en que la información resultante de las fases anteriores, demuestre la factibilidad técnica y económica del proyecto. Al comienzo de esta etapa el proyectista debe tener un prediseño elaborado, el cual ira evolucionando y adaptándose a los factores que puedan ir surgiendo a medida que la etapa de evaluación del impacto sobre el medio avance.

Etapa 4: Planificación de la petición

Para empezar esta etapa debe estar concluida la evaluación detallada del proyecto en cuanto a los siguientes aspectos: Técnicos, comerciales y ambientales. Así si el sitio es considerado apto para la práctica, una presentación formal del proyecto ante las autoridades locales debe ser hecha en la cual se detallen todos los aspectos relevantes demostrando la factibilidad del mismo, así como los efectos colaterales de la construcción, operación y posterior desmantelamiento o repontenciación del mismo.

Etapa 5: Construcción

La etapa de construcción se lleva adelante debiendo cumplir con todas las condiciones bajo las cuales fue cedido el permiso de parte de las autoridades locales. Debiendo tener especial cuidado en las prácticas que mayor impacto causan.

Etapa 6: Operación

Los proyectistas, propietarios u operadores deben tomar la responsabilidad de velar por el correcto funcionamiento de los equipos durante toda su vida útil de la granja, hasta que las mismas sean reemplazadas o desmanteladas, según sea más conveniente de acuerdo a la evaluación del proyecto.

Si el proyecto se ha diseñado correctamente no debería haber ningún tipo de impacto ambiental no deseado, a pesar de ello los operadores del parque deben monitorear el funcionamiento del mismo teniendo que brindar continuos reportes a las autoridades locales sobre los resultados de dichos monitoreos.

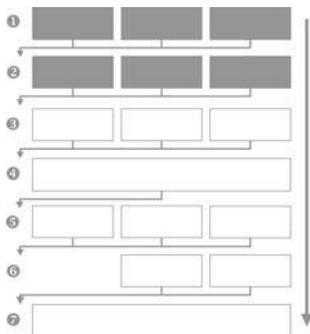
Etapa 7: Fin de vida útil

Las actividades de desmantelamiento de los equipos y reacondicionamiento de las tierras donde operara el parque deben ser tenidas en cuenta incluso en la etapa de planificación del mismo. A diferencia de otros tipos de generación, la eolo-eléctrica tiene la posibilidad de

desmantelarse de forma fácil y rápida sin problemas. Dicha actividad dependiente del mismo operador dado el caso.

Generalmente la venta de los desechos de la granja (incluso como equipos de segunda mano destinados a lugares de menores recursos) es suficiente para cubrir los gastos de desmantelamiento. Igualmente, esta etapa puede ser tenida en cuenta incluso en el cálculo económico para que una vez terminada la vida útil de las máquinas haya suficientes fondos para su desmantelamiento y el correspondiente reacondicionamiento de la zona.

8.2 Metodología de trabajo para nuestro estudio



Dado el carácter del presente proyecto, el alcance de nuestro estudio abarcará únicamente las dos primeras etapas de la planificación. Específicamente ahondaremos en ciertos puntos de las fases denominadas “Selección del sitio” y “Prefactibilidad del Proyecto” que involucran estudios básicamente teóricos, fundados en información preexistente del lugar, con el objetivo de realizar una primera evaluación de la potencialidad del sitio elegido que sirva de base para posteriores emprendimientos.

Estas etapas comprenden el estudio de prefactibilidad que es necesario realizar antes de embarcarse en cualquier fase posterior que involucre un gasto monetario y un movimiento de bienes y personal más importante.

Consideraremos la etapa del proyecto donde tiene lugar la evaluación del recurso como una proyección de la posible producción. Una estimación de los costos de instalación y posterior Operación y Mantenimiento forman parte del primer punto de inflexión en un proyecto de este tipo ya que aquí se toma la decisión de seguir adelante con el mismo o no. De acuerdo a los resultados obtenidos de la evaluación se procede a hacer mediciones meteorológicas en el sitio específico para reducir el margen de error o, si los resultados son muy favorables (teniendo en cuenta los errores involucrados) se puede optar por seguir con el proyecto sin necesidad de corroborar los datos meteorológicos. En el otro extremo si los resultados son muy desfavorables, se podría llegar a desechar totalmente el proyecto en esta instancia.

En este trabajo se evalúan los resultados del procesamiento de los datos meteorológicos obtenidos para la zona en cuestión y en base a los mismos se derivan conclusiones sobre las posibilidades que tiene el lugar escogido para la “cosecha de viento” y los posibles caminos a seguir en un futuro proyecto que tome como información de entrada los resultados aquí arrojados.

8.3 Selección del sitio

Como se dijo anteriormente la etapa de selección del sitio se basa en la búsqueda del mejor emplazamiento, en cuanto a potencial eólico se refiere, dentro de una cierta área predeterminada dadas las posibilidades de desarrollo, siendo este lugar donde finalmente se erigirán los equipos.

Parte del proceso de selección del sitio ya se realizó en el capítulo 7 donde se evaluó el potencial de los diferentes puntos de medición dentro del sudeste de la Prov. de Buenos Aires. Los resultados obtenidos allí fueron utilizados como información de entrada para esta etapa. La zona sudeste de la Prov. de Buenos Aires incluyendo el sistema de sierras de Tandilia es el objeto de estudio de este trabajo por lo que de la misma surgió el sitio final donde se realizó el estudio de prefactibilidad.

Esta sección se estructuró en dos partes fundamentales que nos permitieron, en su conjunto, seleccionar el mejor emplazamiento para realizar el estudio de prefactibilidad.

La primera parte involucra la selección del punto de medición que a nuestro criterio tenía mayores condiciones, dentro de las diferentes ubicaciones con que contamos información meteorológica. Aquí se tomó principalmente como criterio de selección los resultados de la evaluación de datos meteorológicos, tomando otras consideraciones pero sólo como referencia. En la segunda etapa, la selección de la estación meteorológica nos permitió ubicar un emplazamiento real dentro de la zona de influencia respecto de donde fueron recabados los datos, evaluando en esta instancia con mas detalles características particulares del terreno circundante, obstáculos presentes, rugosidad en las inmediaciones, accesibilidad, etc.

8.3.1 Selección del punto de medición

El procesado de la información proveniente del CIM y cuyos resultados fueron expuestos en el capítulo 7. Nos aportaron valiosa información de las bondades del recurso en los puntos de medición y zonas aledañas. Tomando estos resultados como dato de entrada y, sumado esto a la consideración de otros factores que detallaremos a continuación se procedió a valorizar los diferentes sitios. Se asignó un puntaje a cada uno de los factores para lograr una especie de “calificación” final para cada lugar que nos permitió la comparación de unos con otros.

Los factores que se tuvieron en cuenta para la clasificación son los siguientes:

Recurso “viento”: para calificar los lugares de medición en este aspecto se tuvieron en cuenta los resultados estadísticos obtenidos de haber procesado la información proveniente

del CIM. En base al mejor valor obtenido para cada uno de los factores analizados, se le asignó un 10 a éste, y se valorizaron los demás en relación a su proporción. Los factores analizados fueron velocidad media, direccionalidad, períodos de calmas, desviación estándar.

Posibilidad de acceso a información: para nuestro caso la información que fue posible de obtener de acuerdo a los recursos con que contábamos fue un factor limitante. Se refiere a información del tipo, mapas de terreno, ubicación de líneas de distribución, experiencias previas, conocimiento de personas idóneas en el tema, etc.

Clima de la zona: es un factor más a tener en cuenta, sobre todo en lo que respecta a las temperaturas promedio que son influyentes en la producción energética (recordando que a menor temperatura de aire, mayor densidad y por lo tanto mayor rendimientos de los AE). En el cálculo de potencia extraíble no se tuvo en cuenta esta variable (debido a la falta de información necesaria) por lo menos se compararon las temperaturas promedio anuales para los diferentes lugares. El porcentaje de humedad relativa también se comparó.

Calidad de los datos: en el caso de un proyecto de prefactibilidad, en el cual el estudio se basa casi exclusivamente en información preexistente, la confiabilidad de los datos de entrada es de vital importancia para obtener resultados reales.

Experiencias previas: este factor hace referencia a la existencia o no de algún tipo de incursión en este tipo de generación de energía en el lugar o en zonas aledañas que sirvan como referente histórico de para futuros proyectos.

Características del terreno: de acuerdo a las direcciones preponderantes de viento presentes en el lugar se valorizó la ubicación del punto de medición respecto del posible abrigo de asentamientos cercanos o grandes obstáculos presentes. Tomando también en cuenta la rugosidad del terreno circundante como factor influyente en las mediciones.

Accesibilidad del lugar: este concepto involucra la idea de la existencia de buenas vías de acceso a la zona de posible asentamiento (tomándola a priori como cercana a la estación de medición) como rutas pavimentadas, vías de ferrocarril, puerto para el acceso de embarcaciones y hasta aeropuertos que faciliten la llegada de insumos o personal al lugar.

Redes eléctricas: la posibilidad de acceso a redes eléctricas de potencia que posibiliten la inyección directa de energía es un factor determinante que debe ser tenido en cuenta en la clasificación.

Cercanía de grandes centros de consumo: básicamente se valorizó el tamaño de la población más cercana al punto de medición. Teniendo en cuenta la inyección de energía en la red en un punto cercano a un gran centro de consumo.

Los resultados obtenidos se muestran en la siguiente tabla:

(Altura de medición, 10 m)		Bahía Blanca	Coronel Suárez	Benito Juárez	Mar del Plata	Tandil	Tres Arroyos
Recurso "viento"	Velocidad Media (Vm)	10	8	6	7	6	6
	Desviación estándar	7	9	7	9	8	10
	Calmas (menor 1,5 m/s)	10	2	2	10	10	3
	Direccionalidad	10	8	5	9	5	5
Características del terreno (exposición)		7	2	8	10	5	7
Cercanía a grandes centros de consumo		8	2	2	10	6	3
Accesibilidad del lugar		10	4	4	10	8	7
Experiencias previas (cercanas)		7	5	5	5	10	7
Posibilidad de acceso a información		5	5	5	10	8	5
Redes eléctricas		10	7	0	8	9	7
Calidad de los datos obtenidos		8	3	4	8	8	5
Clima de la zona (temp., hum., pres.)		7	10	9	8	8	10
Calif. de acuerdo a cantidad de factores		82,50%	53,33%	47,50%	86,67%	78,33%	65,20%
A (>70%), B (40%-70%) o C (<40%)		A	B	B	A	A	B

Punto de Medición	Porcentaje
Mar del Plata	86,67%
Bahía Blanca	82,50%
Tandil	78,33%
Tres Arroyos	62,50%
Coronel Suárez	53,33%
Benito Juárez	47,50%

Tabla 8.1 Calificación de los distintos puntos de medición. Fuente: elaboración propia

De acuerdo a los valores asignados a cada factor para cada punto de medición, se obtuvo una categorización de los mismos de acuerdo el porcentaje final resultante. Categoría A para los que obtuvieron más del 70% de calificación, categoría B para los que se encuentran entre 40% y 70% y categoría C para los menores de 40%.

Los resultados arrojaron que tres de los seis puntos de medición califican dentro de la categoría "A", siendo estos Mar del Plata, Bahía Blanca y Tandil. Dentro de estos tres el de mayor puntaje resultó ser Mar del Plata, el cual llega a dicha posición pues uno de los factores es el que marca la diferencia respecto de los demás, "la posibilidad de acceso a información". Como dijimos en párrafos anteriores esta característica, de acuerdo a los

recursos con que contamos, se convirtió en un factor limitante. Además la mayor cantidad de información (de fuentes confiables) nos permitió realizar un estudio más detallado y elaborado arribando de éste modo a resultados con mayor veracidad. Igualmente de no haber considerado este aspecto, este sitio tiene muy buen potencial en la integración de todas las condiciones revisadas.

Cabe destacar en este aspecto las interesantes características del punto de medición ubicado en las cercanías de la ciudad de Bahía Blanca, el cuanto a recurso “viento” logra la mejor calificación quedando este sitio como posible objeto de estudio para posteriores estudios.

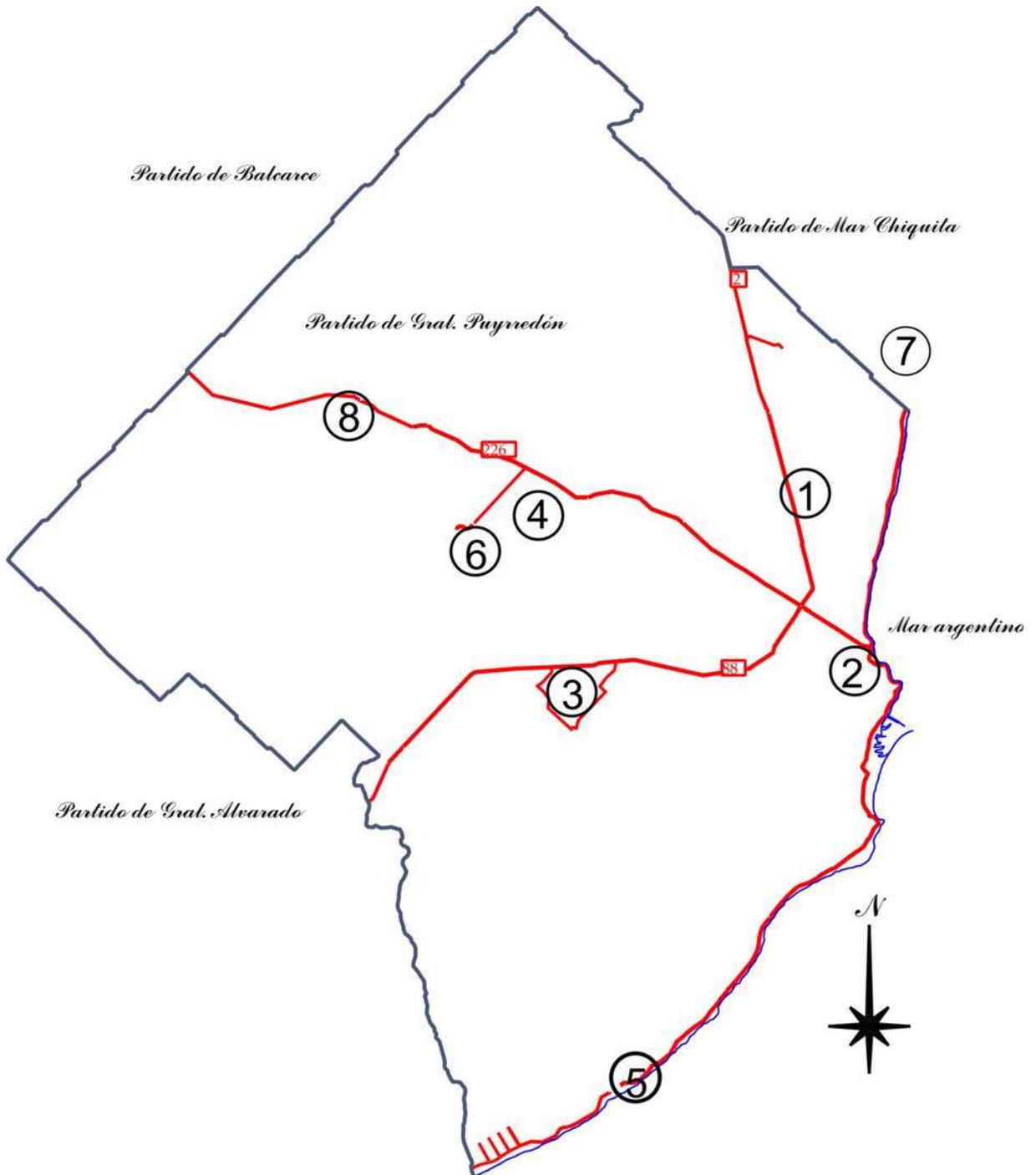
De acuerdo a la evaluación anterior el territorio elegido para proseguir el análisis fue la zona ubicada en cercanías del punto de medición “Aeropuerto de Mar del Plata”. Habiendo seleccionado el punto de medición, si pasamos a la siguiente etapa que se mencionó anteriormente, en la cual la búsqueda del emplazamiento se ubica en una zona bien definida en alrededores de la estación meteorológica seleccionada.

8.3.2 Selección del emplazamiento final

Una vez seleccionado el punto de medición con mejores condiciones, nos encontramos en posición de evaluar específicamente en la zona de influencia de donde fueron tomados los datos cual sería el sitio que reúne los mejores atributos para ubicar el parque eólico.

Se sabe que en terrenos poco accidentados las condiciones de medición se pueden extrapolar hasta un radio de 100Km de distancia del punto desde donde fueron recabados los datos [\[17\]](#) (Involucrando en el concepto de “terreno poco accidentado” no sólo a la poca rugosidad superficial, sino también a la carencia de grandes obstáculos que modifiquen el perfil de vientos). En nuestro caso tomamos una posición conservadora limitando nuestro análisis al territorio comprendido dentro de los límites del Partido de Gral. Pueyrredón, cuyo mayor radio no supera los 65Km de extensión. Dentro de esta zona aplicaremos algunos de los criterios utilizados en la etapa anterior pero basándonos en este caso en información más precisa en cuanto a características del terreno, la cual nos permitió finalmente obtener el “sitting” para nuestro parque.

En el siguiente gráfico presentamos un mapa esquemático del Partido de Gral. Pueyrredón donde señalamos en primera instancia la ubicación de la estación meteorológica correspondiente al Aeropuerto de Mar del Plata y también algunos otros puntos de referencia que nos servirán en evaluaciones posteriores.



Referencias:

- 1) Aeropuerto de MdP (estación meteorológica), 2) Centro del la ciudad de MdP, 3) Batán, 4) Laguna de los Padres, 5) Sierra de los Padres, 6) Estación Chapadmalal, 7) Santa Clara del Mar 8) Sierra de los Difuntos

Figura 8.2. Partido de Gral. Pueyrredón, puntos de referencia. Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar, el Partido de Gral. Pueyrredón se encuentra limitado hacia el NE por el Partido de Mar Chiquita, hacia el NO por el partido de Balcarce, hacia el SO por el

de Gral. Alvarado y hacia el SE por el Mar Argentino. Este límite corresponde una gran zona de exposición costera de 39,2 Km que a priori representa una muy buena ubicación para un parque eólico.

En lo que respecta a la orografía del Partido está atravesado por las sierras de Tandilia: desde Los Cerrillos (Bolívar) hasta el Cabo Corrientes, sobre el Mar Argentino, con 350 Km, separados por abras. En el Partido se destacan las Sierras de Valdéz, las del Acha (190 m), la Peregrina (230 m), y la de los Padres (150 m). Ellas pierden altura de oeste a este, finalizando como lomadas que culminan en Punta Iglesia, Punta Piedras, Cabo Corrientes, Punta Cantera y Punta Mogotes. La altura máxima en la ciudad de Mar del Plata es de 48 m. [\[22\]](#).

Cabe aclarar que parte de la información utilizada en esta etapa del proyecto fue aportada por el Area Cartografía; Centro de Geología de Costas y Del Cuaternario; UNMdP. Quienes brindaron información cartográfica sobre la topografía característica de la zona a estudiar.

En esta etapa final de la selección nos basaremos únicamente en los siguientes aspectos, que nos guiarán en última instancia a la selección del lugar más propicio:

- Características del terreno
- Accesibilidad del lugar
- Redes eléctricas
- Zonas de exclusión

Características del terreno:

Como se explicó en la sección [8.4.1] las características del terreno circundante son un factor primordial al momento de la elección de un emplazamiento para la instalación de un proyecto eólico. La rugosidad de la superficie así como la existencia de obstáculos que modifiquen el perfil de viento deben ser analizadas con gran detalle en esta instancia. Este aspecto cobra mayor importancia en el presente caso pues nuestro análisis se basó en información meteorológica relevada en un cierto punto y cuyos datos fueron utilizados para el cálculo de producción energética en una ubicación diferente (extrapolación espacial).

Para reducir el error introducido debimos ponernos del lado de la seguridad ubicando el emplazamiento donde existen menores posibilidades de cizallamiento, esto es, la disminución de la velocidad del viento a medida que nos acercamos al suelo, producido por el abrigo de los obstáculos ubicados en las direcciones preponderantes. Esto es debido a que la velocidad del viento está fuertemente influenciada por la rugosidad de las áreas circundantes, por los obstáculos cercanos (como árboles, faros u otras construcciones) y por los alrededores del terreno local. Se tomó este criterio ya que realizar correcciones a los cálculos para que se pudieran compensar errores introducidos, sería hablar de modelado tridimensional de terreno combinado con teoría de los fluidos y potentes programas de cálculo que no están a nuestro alcance y que, por otro lado, tampoco es justificable para un estudio de prefactibilidad.

Rosa de los vientos

Un dato esencial para determinar la posible influencia de las condiciones circundantes es la "Rosa de los Vientos". Recordando que la información que esta gráfica nos aporta son las direcciones preponderantes de viento o qué tanto por ciento sopla el viento desde una determinada dirección, en el lugar donde se han tomado los datos. Esto nos dio la pauta de cuáles serían los lugares, accidentes y obstáculos que podrían afectar a nuestra estimación.

Seguidamente superponemos la gráfica Rosa de los vientos al mapa del partido de Gral. Pueyrredón, de esta forma, nos ubicamos geográficamente en la situación:

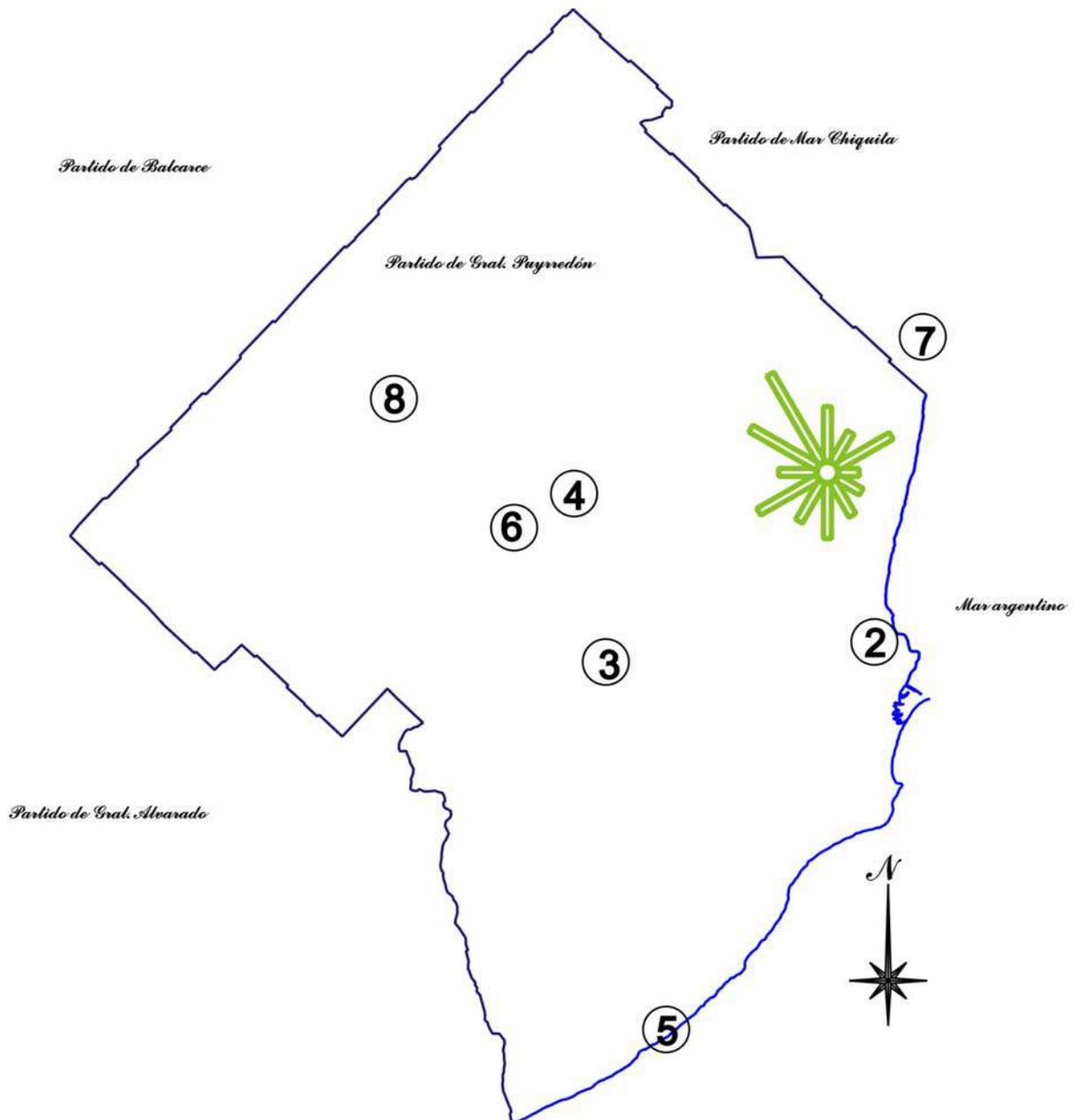


Figura 8.3. Rosa de los vientos correspondiente al punto de medición MdP Aero. Fuente: Elaboración propia

Como podemos ver, la estación meteorológica perteneciente al Aeropuerto de Mar del Plata se ubica en el cuadrante NE del partido. Los puntos tomados como referencia fueron elegidos pues se analizaron como importantes obstáculos debido al abrigo que pudieran causar sobre el punto de medición antes citado.

A continuación mostramos dos graficas que nos permiten definir cuáles son las direcciones preponderantes, y que porcentaje aporta cada una de ellas. Son una representación alternativa de la Rosa de los vientos.

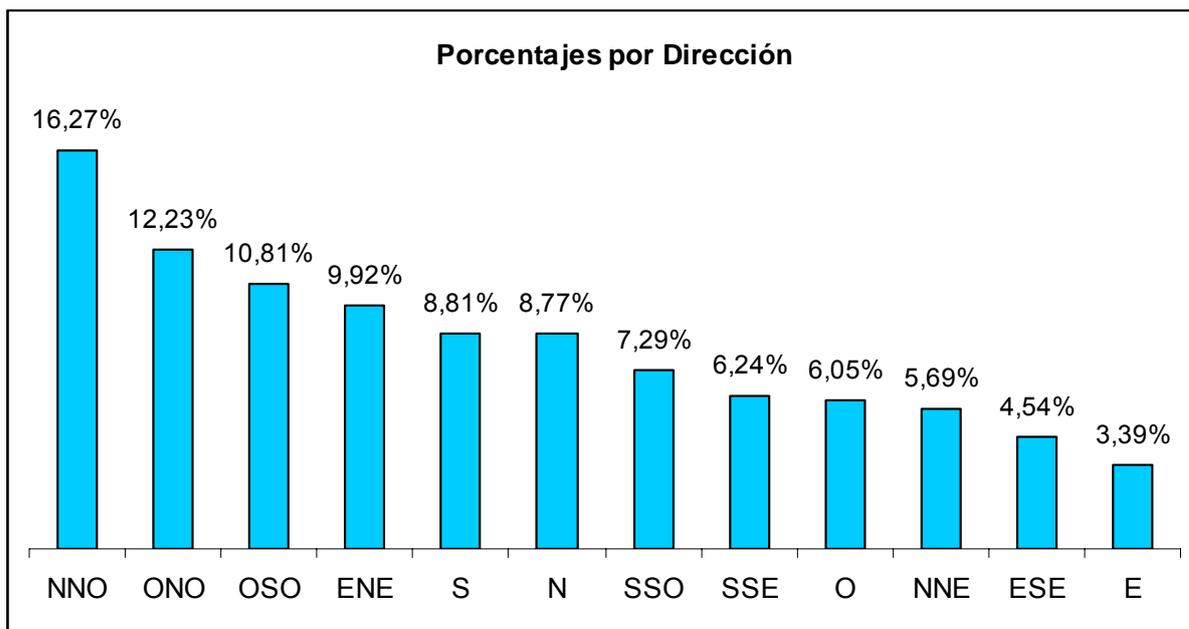


Grafico 8.1 Porcentaje de viento por dirección. Fuente: Elaboración propia

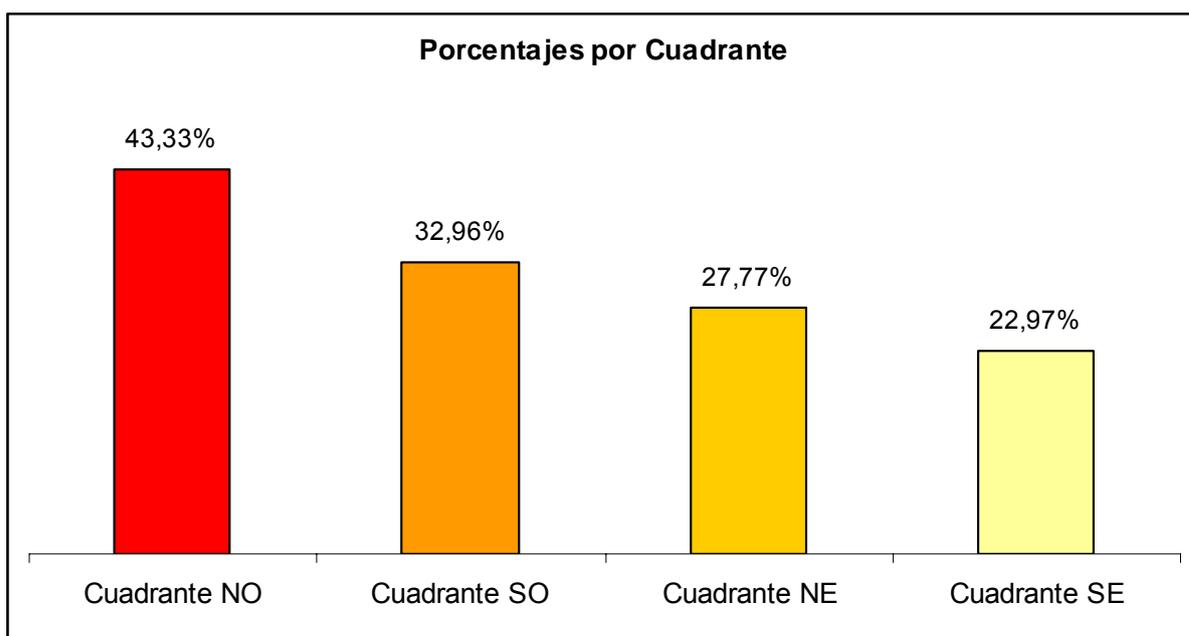


Grafico 8.2 Porcentaje de viento por cuadrante. Fuente: Elaboración propia

Quedó bien claro a partir de las gráficas presentadas anteriormente que el cuadrante NO es el que aporta los mayores porcentajes con casi la mitad del total (43,33%).

Pero por otro lado también debimos tener en cuenta que el contenido energético del viento varía con la tercera potencia de su módulo. Por lo cual también fue menester saber que aporte tiene cada cuadrante en este aspecto. En la siguiente gráfica se representa, de forma análoga a lo hecho para los porcentajes, las velocidades medias por dirección y por cuadrante.

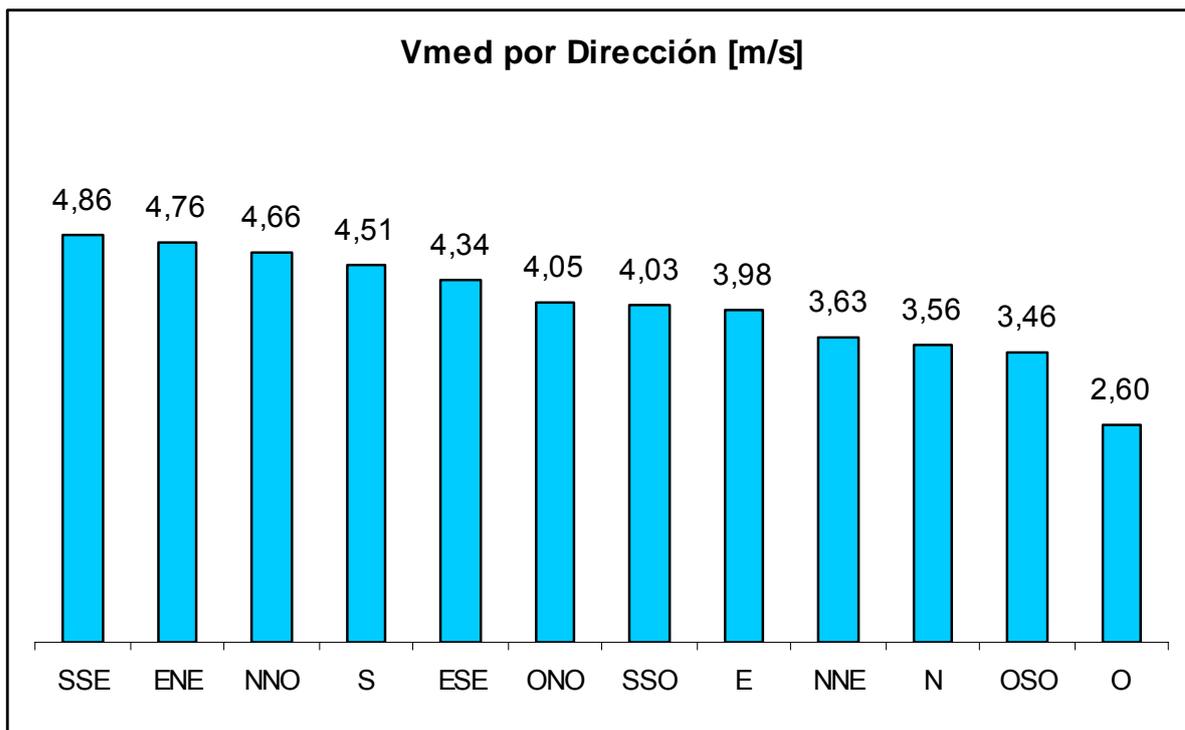


Grafico 8.3 . Velocidad media por dirección. Fuente: Elaboración propia

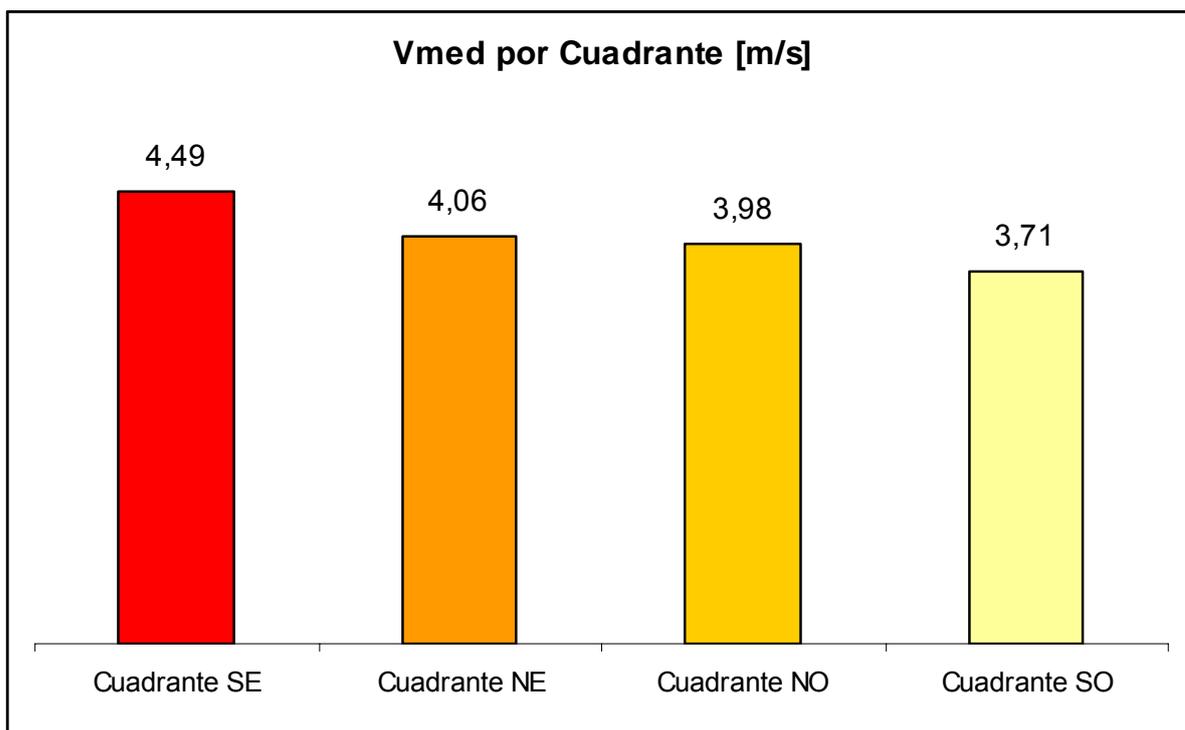


Grafico 8.4 Velocidad media por cuadrante. Fuente: Elaboración propia

De la representación se pudo observar que el cuadrante que aporta el mejor promedio de viento es el SE. Destacando que no exista una gran preponderancia de ninguno de los cuatro cuadrantes, a diferencia de lo que ocurre con los porcentajes de ocurrencia antes mostrados. Es decir las velocidades medias aportadas por los cuatro cuadrantes son similares.

Habiendo expuesto los resultados anteriores pudimos arribar a la primera condición que debía cumplir el sitio donde se ubicaría el parque.

Condición 1:

En el sitio elegido los cuadrantes NO y SE deben tener buena exposición a los vientos, pues estos serán las direcciones que aporten la mayor cantidad de energía.

Ubicación de obstáculos

Detectados los cuadrantes respecto de los cuales debemos tener una buena exposición, debimos ubicar dentro de la zona del Partido de Gral. Pueyrredón cuáles son los obstáculos ya sea naturales o artificiales que pueden afectar el perfil de viento incidente en el futuro parque.

Podemos decir que dentro de los obstáculos naturales de importancia se incluyen accidentes en el terreno (montañas, sierras, escarpas), vegetación voluminosa (montes o bosques) y dentro de los artificiales pueden nombrarse grandes construcciones (edificios, autopistas) o conglomerados urbanos en todas sus variantes desde pequeños asentamientos hasta grandes ciudades.

En este punto, las características del terreno irregular no siempre tienen un efecto negativo, muy por el contrario en ciertos emplazamientos son aprovechados los efectos locales producidos por suaves elevaciones, valles o cañadones que aumentan varias veces las condiciones de viento generales del lugar. El inconveniente en estos casos es la imposibilidad de hacer predicciones a partir de datos recavados en otro lugar, es decir son necesarias mediciones in situ o, como se mencionó antes, gran cantidad de información meteorológica y de terreno que combinada en un programa de cálculo apropiado reproduzca las condiciones locales.

En el presente trabajo se buscó la zona más expuesta y con menor interferencia en los cuadrantes antes mencionados para minimizar errores.

Una vez más para ubicarnos geográficamente en el problema debimos hacernos la siguiente pregunta: ¿Qué obstáculos de los mencionados anteriormente tenemos en la zona del Partido de Gral. Pueyrredón?

En el siguiente cuadro las respuestas:

Tipo de obstáculo	Descripción	Ubicación respecto del punto de medición
Obstáculos naturales	Continuación del Sistema de Tandilia que atraviesa el partido de Oeste a Este.	Franja ubicada en sector inferior del partido obstruyendo principalmente las direcciones O-SO respecto del punto de medición MdP Aero.
Obstáculos artificiales	La ciudad de Mar del Plata como principal asentamiento urbano del sector.	Obstáculo ubicado al S-SO y parte del SE del punto de medición y que se extiende desde el límite costero tierra adentro en dirección Oeste.

Tabla 8.2 Tipos de obstáculos en el Partido de Gral. Pueyrredón. Fuente: elaboración propia

Sistema de Tandilia

Es un conjunto montañoso del este argentino. Abarca una franja de 340 Km de longitud, con una anchura de 60 Km, comenzando en la ciudad de Tandil y en el tramo final, las Sierra de los Padres alcanzan el Océano Atlántico a la altura de la ciudad de Mar del Plata.

Por motivos de espacio mostramos en el Anexo IV el mapa físico del Partido de Gral. Pueyrredón [24] donde se pueden divisar los niveles de elevación presentes en la zona así dentro de los cuales el accidente más destacado es el Sistema de las Sierras de Tandilia.

A partir de esta información gráfica pudimos estimar la influencia de estos accidentes geográficos sobre un futuro parque, dadas las condiciones de vientos en la zona y las posibles ubicaciones del mismo.

Sector urbano

Para evaluar la influencia del obstáculo representado por la ciudad de Mar del Plata nos valimos de información aportada de los estudios en el ámbito de la meteorología y sus implicaciones geográficas realizados por la Licenciada Mónica García y los cuales se encuentran volcados en su publicación “Efectos de la capa urbano-canopea en los registros meteorológicos de Camet, Mar del Plata”.

Las interesantes conclusiones arrojadas por este trabajo que, conjugadas con las condiciones expuestas anteriormente respecto de la Rosa de los vientos, no solo nos sirvieron para determinar el emplazamiento final del parque, sino que aportaron la justificación necesaria para algunos interrogantes surgidos cuando fueron analizados los datos meteorológicos aportados por el CIM.

Para explicar esto analizaremos una por una las conclusiones planteadas por la Licenciada en su trabajo para así explicar la relación con nuestro estudio.

Presentamos a continuación las conclusiones a las que arribaron en el trabajo citado

anteriormente:

1. *“La capa urbano-canopea es responsable de la distorsión de los registros de vientos del aeropuerto Camet.”*

En el trabajo presentado se demuestra como la extensión del tejido urbano a lo largo de los años ha ido variando junto con los registros históricos de viento de la estación ubicada en el Aeropuerto de Camet. Se arroja la hipótesis que el acercamiento de los límites urbanos a las estaciones meteorológicas ha influenciado las características del meteoro en esos puntos. En otras palabras, las estaciones de medición que en sus orígenes fueron ubicadas en zonas alejadas de cualquier influencia de las ciudades, han quedado englobadas en el crecimiento de éstas.

Dando esto como resultado “una disminución de las frecuencias provenientes del NE y SE, con un aumento de los provenientes de O. Al mismo tiempo, se registra un aumento de las calmas...” [23]

Esto último justifica en parte los resultados alcanzados al procesar nuestros datos, ya que nos encontramos con diferencias en los valores de velocidades medias obtenidas respecto de las estadísticas históricas presentadas por el CIM en el período 1901-1990. Concretamente disminuciones en un 20% en las medias.

El crecimiento del tejido urbano respecto de la ubicación de la estación meteorológica se puede ver en la siguiente gráfica, evidenciando la posible causa de los hechos descriptos anteriormente.

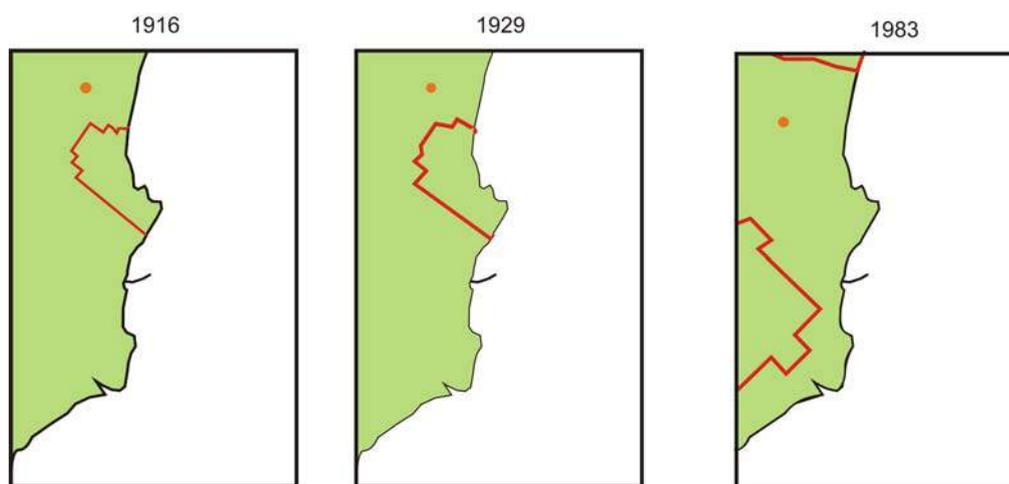


Figura 8.4. Crecimiento urbano de Mar del Plata (1916-1983). Fuente: “Efectos de la capa urbano-canopea en los registros meteorológicos de Camet, Mar del Plata”, 5tas Jornadas Geológicas y Geofísicas Bonaerenses; Lic. Mónica García; Mar del Plata, 1998.

Actualmente la extensión del tejido urbano se puede ver en la siguiente imagen satelital (el color celeste representa la mayor densidad de población), evidenciando el acercamiento

del límite urbano a la estación meteorológica del Aeropuerto.

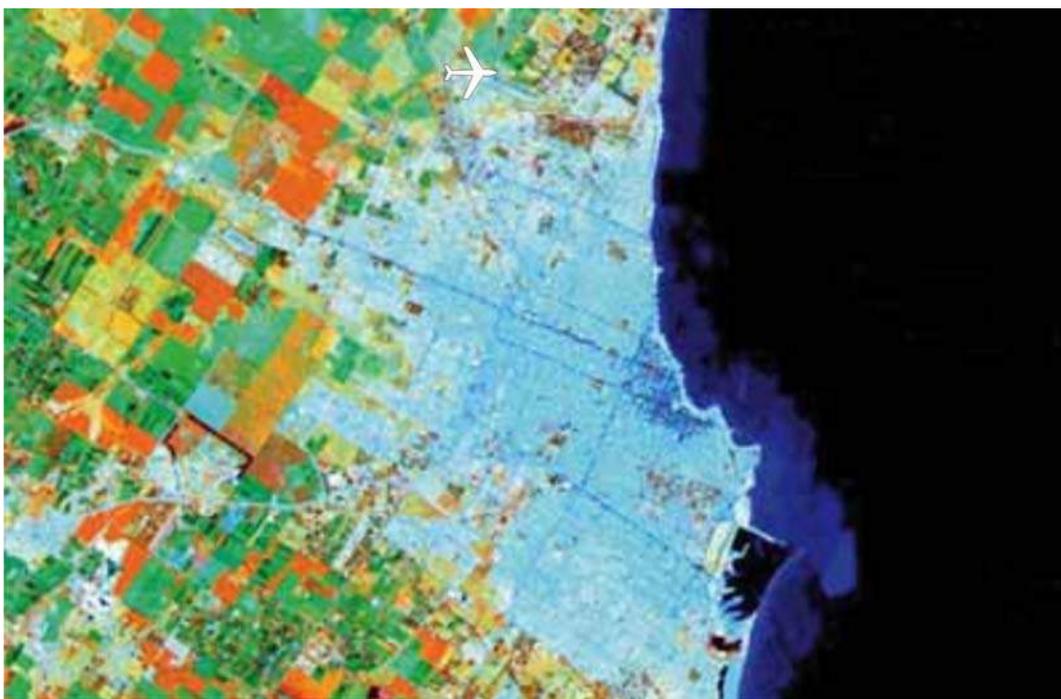


Figura 8.5. *Imagen satelital LANSAT 7, Mar del Plata año 2000. Fuente: “Aplicaciones urbanas de los satélites de teledetección”, Revista Aeroespacio 552*

2. “Existencia de una disminución en la recurrencia de vientos provenientes del mar (SE y NE) con un aumento relativo de las frecuencias del O.”

Esta afirmación se condice con los resultados expuestos mediante la Rosa de los vientos para la ciudad de Mar del Plata, y contradice lo que a priori el saber popular supone (incluidos nosotros al iniciar este trabajo), que en las zonas costeras los vientos predominantes son aquellos provenientes del mar. Como queda justificado con los resultados obtenidos, los vientos de los sectores provenientes del mar son de mayor intensidad, pero no necesariamente tiene mayor frecuencia. Pueden ser vientos más fuertes, pero no son los más usuales. Quedó bien evidenciado esto en las gráficas [8.2] y [8.4].

En la siguiente gráfica correspondiente a las estadísticas de viento del período 1981-1990 se puede ver la transición en la configuración de la Rosa, variando las direcciones preponderantes en las diferentes décadas desde el 1900 hasta el 1990 para posicionarse hoy en los últimos años en las direcciones O, N-O.

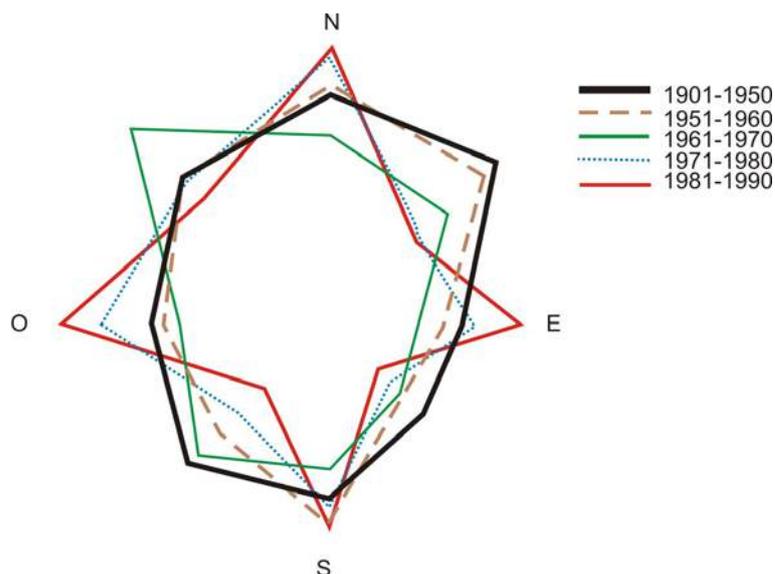


Gráfico 8.5 Variación de los registros de frecuencia de vientos en estación MdP Aero (1900-1990).
Fuente: “Efectos de la capa urbano-canopea en los registros meteorológicos de Camet, Mar del Plata”,
5tas Jornadas Geológicas y Geofísicas Bonaerenses; Lic. Mónica García; Mar del Plata, 1998.

3. “No es recomendable utilizar las estadísticas meteorológicas más antiguas de Mar del Plata debido a las alteraciones detectadas. Por tal motivo tampoco es conveniente extrapolar estadísticas actuales a otros lugares muy alejados.” [23]

Esta última afirmación fundamenta aún más lo antes dicho respecto de la comparación de nuestros resultados con los datos históricos recabadas para la misma estación meteorológica en décadas anteriores. Nuestro trabajo se basa en información actual, recabada a lo largo de los años 2005 y 2006, lo cual reduce los errores introducidos por estas modificaciones en el entorno del punto de medición que han ocasionado modificaciones locales en el comportamiento del meteoro.

Considerando únicamente lo expuesto hasta el momento respecto de las características del terreno y del comportamiento del meteoro, llegamos a la segunda condición.

Condición 2:

El lugar más propicio para la instalación del parque sería un terreno ubicado en el cuadrante NO respecto del Aeropuerto de MdP, podríamos indicarlo como la zona limitada hacia el Norte de la Ruta n° 226 y hacia el Oeste de la Ruta n° 2.

Lo puntos que fundamentan lo dicho son los siguientes:

- Posee la mejor exposición hacia los vientos predominantes del cuadrante NO.

- Esta ubicación es cercana al punto de medición por lo que se reduce el error introducido por extrapolación especial de valores.
- Es la zona de más baja rugosidad del partido, tanto desde el punto de vista natural (campos bajos y poca vegetación), como artificial (la zona de exposición la constituyen campos de aplicación agrícola-ganadera con baja densidad de edificaciones).

En la siguiente gráfica se muestra esquemáticamente la ubicación de los cuadrantes geográficos respecto de la ubicación del punto de medición MdP Aero. Se sombreó en la misma la zona NO respecto de este lugar, sector que fue acotado por cumplir con las condiciones planteadas hasta el momento.

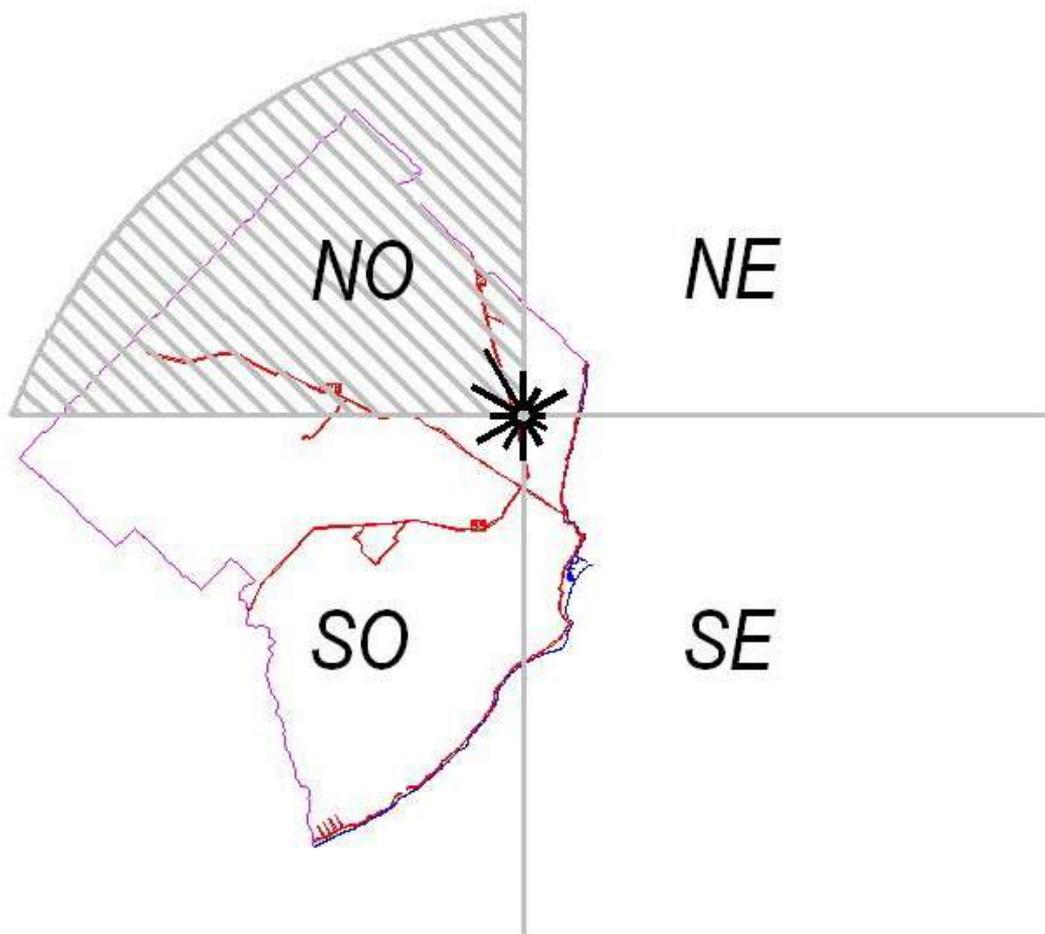


Figura 8.6. Ubicación de cuadrantes respecto de la rosa del punto de medición. Fuente: Elaboración propia.

Accesibilidad al lugar

La construcción de un parque eólico requiere el acceso de pesados vehículos para transportar las piezas de los AE e insumos. Debe entonces evaluarse la posibilidad de transitar con este tipo de vehículos por caminos públicos o privados, y de ser necesaria la mejora de los accesos mediante trabajos de vialidad. Este aspecto puede formar parte importante de la inversión inicial en función de las condiciones existentes, no es lo mismo montar un AE en terrenos llanos y poco accidentados que en elevados riscos o lomadas. En este último caso entra en juego la factibilidad resultante entre los réditos obtenidos por aprovechar el recurso mejorado gracias las características locales y los costos involucrados en la instalación de los equipos.

De acuerdo a las primeras conclusiones arrojadas en el apartado anterior, la ubicación mas favorable desde el punto de vista de los vientos es el cuadrante NO del partido tratando de ubicarlo en un lugar cercano al punto de medición para reducir los errores de extrapolación, por lo tanto es allí donde veremos cuáles son las posibilidades de acceso a terrenos aledaños a la estación de medición.

En el siguiente mapa se pueden ver en detalle la zona en evaluación y se detalla los medios de acceso existentes en la zona.

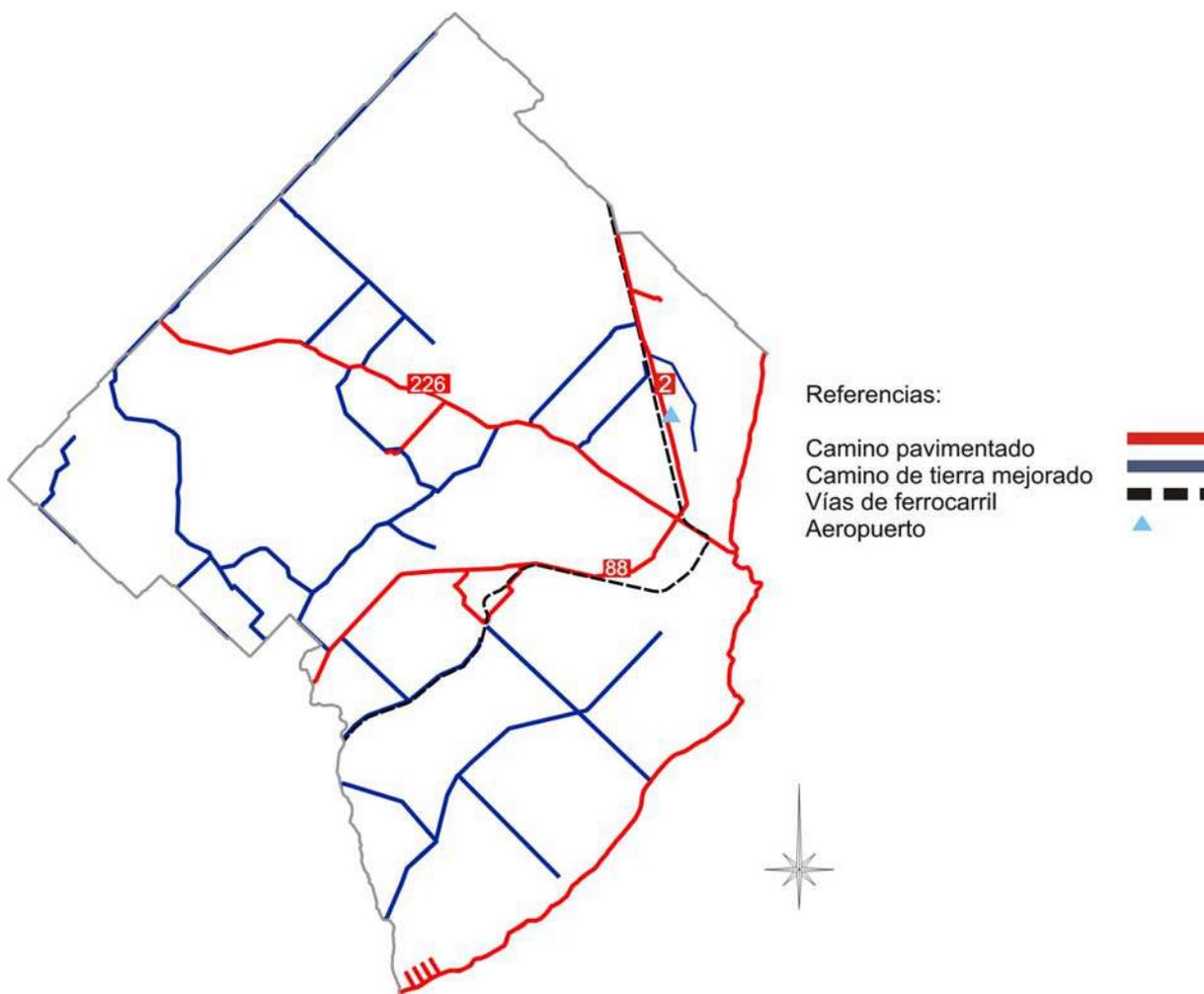


Figura 8.7. Medios de acceso en zonas aledañas al punto de medición. Fuente: Área Cartografía; Centro De Geología De Costas Y Del Cuaternario; UNMdP.

Como se puede ver en el mapa la zona objeto de estudio quedó limitada por dos rutas, la N° 226 y la N° 2, ambas vías importantes de comunicación entre centros urbanos constituidas por autovías de doble mano que posibilitarían el acceso cómodamente de equipamiento a la zona.

Por otro lado moviéndonos hacia el NO de la estación meteorológica del Aeropuerto de MdP. existen caminos de tierra mejorados que comunican las rutas antes nombradas en dos puntos. Estos accesos permitirían en primera instancia el acceso a cualquier terreno lindante con dichas rutas.

Por último tenemos la vías de ferrocarril que corren paralelas a la autovía n° 2 pasando por la zona en estudio, lo cual también permitiría tener una posibilidad de acceso más de ser necesario.

Para tener una idea de las distancias existentes desde el punto de medición hasta los caminos mejorados que se nombraron se presenta en la figura 8.8 una representación a través de radios concéntricos a dicho punto para diferentes distancias.

Quedando en evidencia que los puntos más alejados no están a más de 5.000 metros de distancia, favoreciendo este hecho la disminución de errores debido al alejamiento respecto del punto de medición.

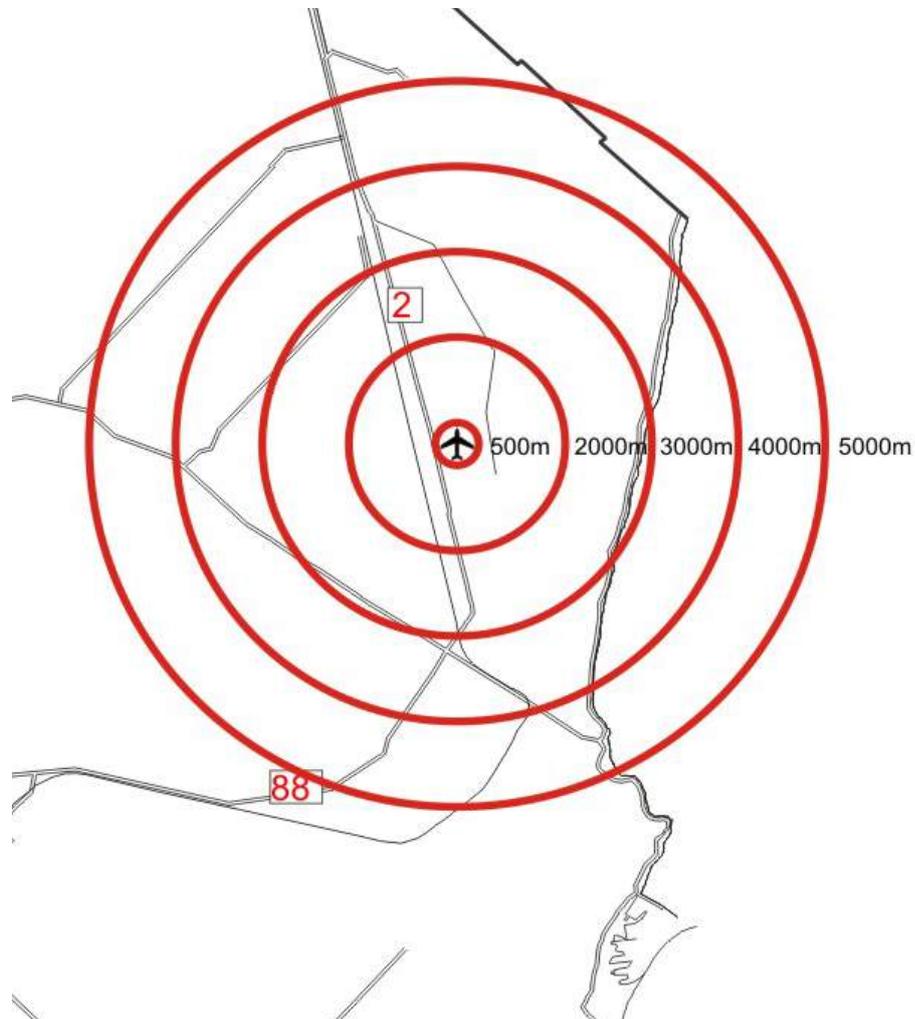


Figura 8.8. Distancias respecto del punto de medición. Fuente: Elaboración propia.

Redes eléctricas

Hasta este punto los argumentos presentados demostraban que la zona aledaña al Aeropuerto de MdP, ubicada a no más de 5.000m hacia el NO respecto de este mismo, cumplía con los requisitos mínimos necesarios para llevar adelante este tipo de proyecto.

Aún faltaba verificar la existencia de redes eléctricas en las inmediaciones que permitan inyectar la energía producida por el parque. La determinación de que tipo de líneas se hayan disponibles en las inmediaciones fue necesaria también para dimensionar el primer bosquejo del parque, de acuerdo a la capacidad de energía que puede ser inyectada en el tramo de línea en cuestión.

A partir de información aportada por personal calificado de la empresa Empresa Distribuidora de Energía Atlántica (EDEA), se pudo identificar el punto de inyección más propicio y la potencia posible de inyectar en dicho punto.

Se presenta a continuación el esquema unifilar de las líneas presentes en la zona sudeste de la provincia.

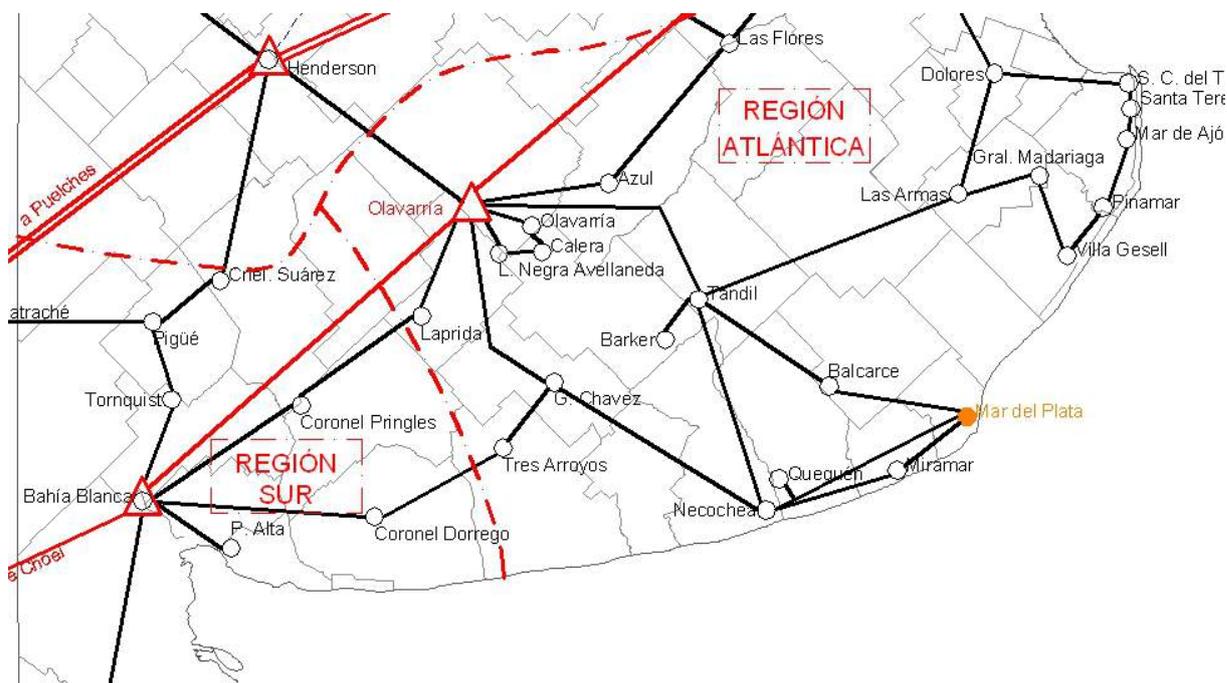


Figura 8.9. Esquema unifilar de las líneas eléctricas 132Kv (negro) y 500Kv (rojo). Fuente: Transba S.A.

Con mayor detalle se pueden ver las líneas de 132Kv de interconexión en la ciudad de Mar del Plata.

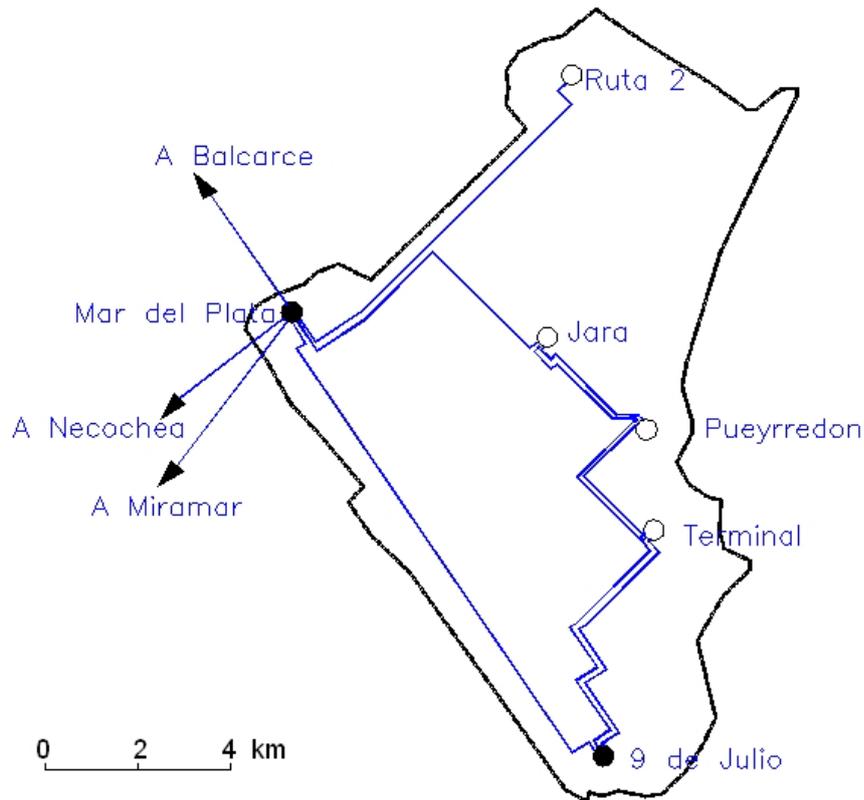


Figura 8.10. Detalle de líneas de 132Kv en la ciudad de Mar del Plata. Esquema geográfico sistema interconectado Argentino. Fuente: CAMMESA



Figura 8.11. Detalle sistema de 13,2Kv zona de Camet. Fuente: Ing. Gustavo Fernández; EDEA, 2007.

Los siguientes puntos de conexión estarían disponibles en las cercanías del sitio

preseleccionado:

1. La línea rural de 13,2 Kv que corre siguiendo el camino mejorado que comunica la ruta n° 226 y la n°2.
2. La línea de 132Kv que corre paralela la ruta n° 226 (en dirección a Balcarce)
3. La línea de 33 Kv que corre paralela a la ruta n° 2
4. Y la playa de maniobras ubicada en Monseñor Zabala y Constitución

La extensión de las líneas que serían necesarias para alcanzar el primero de los puntos de inyección no es excesiva y se puede considerar como un porcentaje de la inversión inicial sin cometer demasiados errores en un estudio de prefactibilidad, sin la necesidad de tener que hacer un cálculo más detallado. Quedando igualmente claro que los puntos 2 y 3 propuestos son una muy buena alternativa en caso que se quiera ampliar la capacidad del parque en el futuro, pues los mismos no distan más de 3Km desde el emplazamiento elegido.

En este trabajo no se realizó el cálculo del dimensionado de las líneas necesarias para la conexión del parque a la red, pues queda fuera del alcance del mismo. Por el carácter de estudio de prefactibilidad sólo se necesitó tener en cuenta los posibles puntos de conexión disponibles, en caso que este proyecto tenga una continuidad se deberán hacer los estudios correspondientes para evaluar la posibilidad real de conexión.

En esta instancia, nos bastó con tener un dato orientativo sobre la capacidad de las líneas en la zona donde se hizo el estudio, para lo cual consultamos al Ing. Gustavo Fernández de EDEA que nos brindó la siguiente información:

“La zona en cuestión se encuentra explotada por las Cooperativas de Camet y Laguna de los Padres. La capacidad en zona urbana esta dada por los cables de salida de los centros de distribución o estación transformadora, aproximadamente 200 A para 13,2 Kv. (línea más cercana al lugar de instalación del presente proyecto). A medida que nos alejamos de la zona urbana la capacidad varía debiéndose evaluarse cada caso puntualmente. Pero para tener una primera aproximación se puede analizar la posibilidad de la utilización de un Distribuidor existente para los 3 (tres) MW iniciales, superada esta etapa, se debería contemplar el tendido de línea exclusiva para tal fin”.

De acuerdo a lo expuesto en el párrafo anterior podemos afirmar que la zona en estudio reúne las condiciones eléctricas mínimas para la instalación del proyecto si se respetan los limitantes expuestos. Aclarando como último aspecto que en las obras de instalación de la granja se incluye un transformador que puede ir ubicado al pie del AE o incluso dentro de la misma torre (reduciendo aún más el impacto ambiental), este transforma la tensión de

generación de 690V a la correspondiente a la línea donde se hace la conexión, en este caso 13.200 V.

Zonas de exclusión

Para completar el análisis respecto de la selección del emplazamiento final para la instalación del parque eólico, debimos definir las zonas de exclusión. Entendiéndose por este término a los territorios que por diferentes motivos quedan descartados al momento de pensar en la ubicación de un proyecto eólico.

Se pueden definir zonas excluidas por diferentes causas:

Por aspectos ambientales	Áreas protegidas como parques nacionales, reservas faunísticas o de vegetación, etc.
Asentamientos urbanos	Las zonas de vivienda deben estar alejadas de los parques eólicos cierta distancia, la cual será evaluada con mayor detalle en la sección "Impacto Ambiental". Pero a priori las zonas que limitan dichos asentamientos quedan excluidas.
Interés arqueológico o histórico	Edificios, zonas de excavación arqueológica o áreas de investigación científica no pueden ser consideradas para la planificación en cuestión.
Usos recreativos	Cualquier área o cercana a cualquier sitio planificado para la utilización como zona recreativa debe quedar afuera.
Aeropuertos militares o civiles	Para la instalación de granjas eólicas cerca de estos lugares deben ser consultadas las reglamentaciones aeronáuticas pertinentes.

Tabla 8.3 Zonas de exclusión para el asentamiento de un parque eólico. Fuente: Elaboración propia.

Los aspectos ambientales serán desarrollados en el capítulo "Implicaciones Ambientales", donde se evaluará el posible impacto que puede producir la construcción de un parque eólico. En la presenta sección solo nos limitamos a indicar sobre un mapa las zonas excluidas por estos motivos, dato que nos sirvió para terminar de definir el emplazamiento final.

Dada la zona preseleccionada para la instalación del parque (Partido de Gral. Pueyrredón) nos encontramos con terrenos que debieron ser excluidos por razones ambientales, por ser asentamientos urbanos y aeropuertos, el resto de los tipos de exclusión se pueden encontrar pero dentro de las mismas zonas urbanas ya excluidas por este primer motivo.

Dentro de las zonas de exclusión, la del *Aeropuerto Internacional Astor Piazzolla* reviste especial interés por las limitaciones que se impone a las construcciones cercanas a estos lugares.

El ente internacional que regula estos temas es la OACI (Organización de Aviación Civil Internacional), agencia de la Organización de las Naciones Unidas creada para estudiar los problemas de la aviación civil internacional y promover los reglamentos y normas únicas en la aeronáutica mundial.

Esta reglamentación impone una condición respecto de la altura que deben tener las construcciones adyacentes a los aeropuertos, la cual pasamos a citar:

“El cálculo para considerar obstáculo lateral a una edificación se calcula partiendo del eje de pista, se toma una cota a los 150 metros para cada lado y desde allí se extiende una línea imaginaria de 12° de pendiente creciente lateral. Las edificaciones u obstáculos adyacentes deben estar por debajo de esta cota imaginaria” [\[26\]](#)

Haciendo uso de la trigonometría podemos concluir entonces que una zona segura para la construcción del parque sería fuera de un radio de por lo menos 800 metros a la redonda del Aeropuerto, pues a partir de allí las edificaciones pueden exceder los 124 metros de altura. Esta zona quedará especificada en el mapa que se presenta más abajo.

Conclusiones sobre la Ubicación de la Granja

Luego de acotar el área de acuerdo a las condiciones 1 y 2 expuestas anteriormente, se verificó que la zona preseleccionada cumpliera también con los requisitos mínimos de accesibilidad y cercanía de líneas eléctricas que son necesarias para una evaluación de prefactibilidad.

Con esta metodología se decidió que el terreno más propicio para la instalación del parque es el que se muestra en el mapa.

La elección de dicho emplazamiento se fundamenta en las siguientes afirmaciones que surgieron del proceso de selección desarrollado a lo largo del capítulo.

- El punto tiene una buena exposición a los vientos dominantes debido a las favorables condiciones del terreno y ubicación respecto de los obstáculos más presentes en las inmediaciones,
- Las vías de acceso son propicias para la llegada de las maquinarias necesarias para la instalación. La zona de instalación se encuentra sobre un camino de tierra mejorado.
- La capacidad de las redes en las inmediaciones cumple con las condiciones mínimas para la inyección de potencia proveniente de un parque eólico,
- En el lugar elegido nos encontramos alejados de cualquiera de las zonas de exclusión planteadas.

En el siguiente mapa queda señalado el sitio elegido para la ubicación del parque eólico así como el recorrido de las líneas propuestas como puntas de conexión y las zonas de exclusión detalladas en párrafos anteriores.



Figura 8.12. Sitio elegido para la ubicación del parque eólica. Fuente: Elaboración propia.

8.4 Estudio de prefactibilidad

Concepto

Para comenzar esta etapa debemos definir específicamente a que nos referimos con “estudio de prefactibilidad”. Este concepto se refiere al análisis preliminar de la idea de un proyecto a fin de verificar la viabilidad de las actividades del futuro emprendimiento. Diferenciándose este concepto del de “estudio de factibilidad” (etapa posterior) el cual involucra la evaluación profunda de todos los aspectos para satisfacer estándares preestablecidos.

En un estudio de prefactibilidad, la disponibilidad de información determina el nivel de precisión y el esfuerzo requerido para el análisis. La información de entrada puede variar desde datos de distribución espacial de fácil disponibilidad, hasta resultados de campo. El propósito en esta etapa es el de limitar los costos de un proceso posterior, durante el cual se puede rechazar la idea del proyecto en cualquier momento.

El estudio de factibilidad puede rehacer los análisis efectuados durante el estudio de prefactibilidad, pero siempre mediante el uso de herramientas más amplias y/o de información más precisa.

Implicancias

Durante el análisis de prefactibilidad evaluaremos tres aspectos fundamentales al momento del diseño de una granja eólica, cada uno de éstos involucra condiciones cuyo cumplimiento es indispensable para el éxito de un proyecto de éste tipo. Como se mencionó en párrafos anteriores, el objetivo final del diseño de un parque es buscar un equilibrio entre estas cuestiones y que brinde el resultado de mayor rendimiento.

Para llevar adelante este análisis se tomo como referencia la segunda bibliografía citada anteriormente, las guías de la WWEA. En la cual se toman los tres alcances que mencionamos a continuación como fundamentales, y cuya evaluación cubre todas las consideraciones involucradas en la planificación de un proyecto eólico.

Se presenta a continuación un resumen de los puntos que se tuvieron en cuenta en el estudio de prefactibilidad, teniendo esta en cuenta se lleva adelante el estudio de prefactibilidad cuyo resultado determina la viabilidad o no de este proyecto:

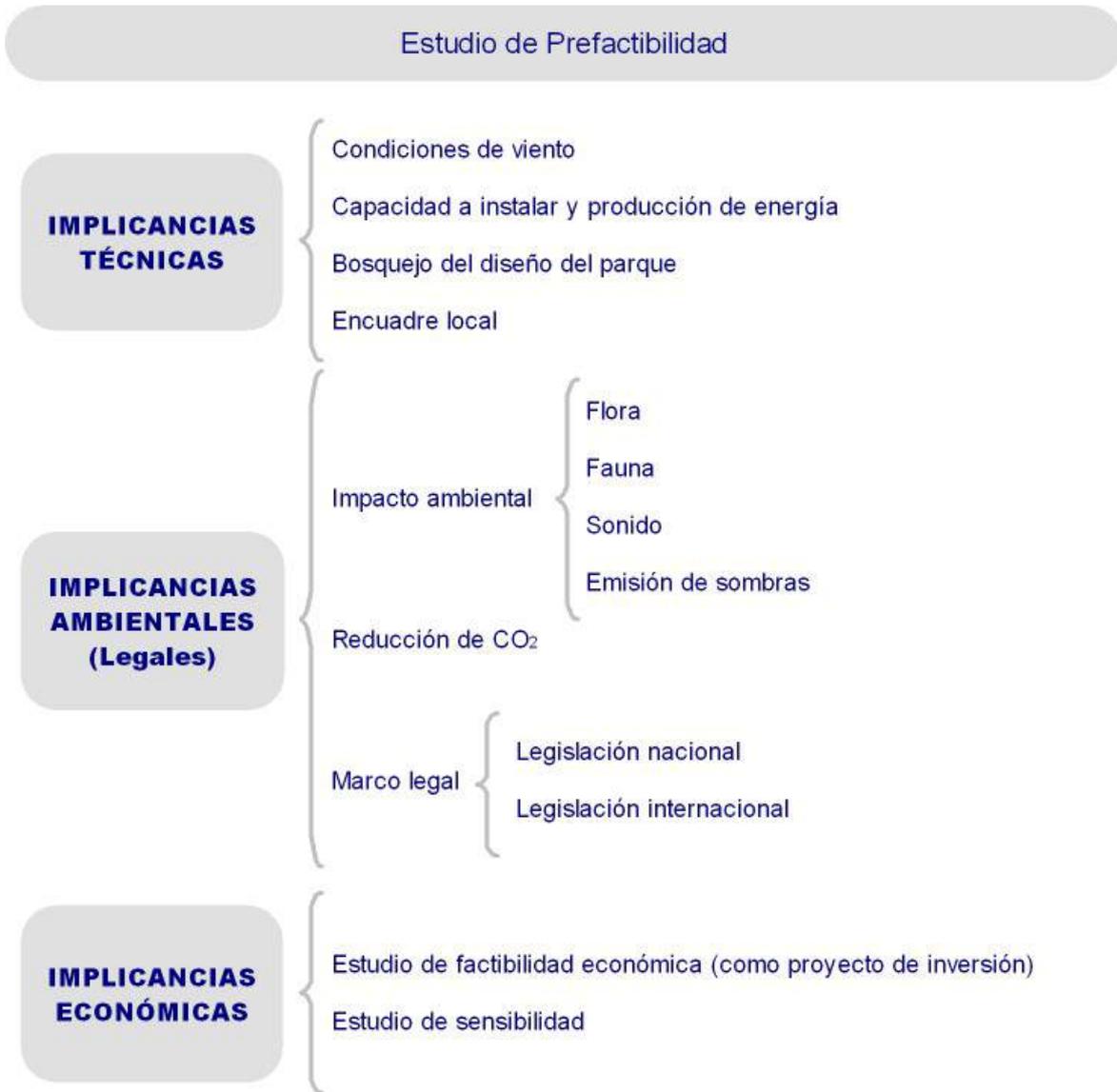


Tabla 8.4 Implicaciones del estudio de prefactibilidad. Fuente: "Planning of a wind farm"; WWEA, 2007.

El estudio de prefactibilidad se realizó en el lugar elegido para la instalación de la granja, teniendo en cuenta todos los factores evaluados en el capítulo anterior.

8.4.1 Planificación – Implicancias Técnicas

Estimación de las condiciones de viento

Una correcta estimación de las condiciones eólicas reinantes es un paso crucial en el proceso de selección de un emplazamiento. A tal punto que un error del 10% de la estimación de las condiciones de viento se traduce en casi un 30% menos en la estimación de la producción de energía, lo cual provocará rápidamente problemas económicos.

Este estudio involucra además de la evaluación de las condiciones meteorológicas, un análisis de la orografía en la zona seleccionada, por ejemplo la estructura del terreno, rugosidad superficial y hasta los obstáculos existentes como árboles, edificaciones u otras turbinas cercanas que pueden influir en la producción.

Ya en las etapas anteriores hemos ido nombrando estos conceptos y fueron evaluados a distintas escalas al ir acotando la zona más propicia para la instalación del parque. La etapa en que nos encontramos ahora se denomina “micrositting”, consistente en la descripción de las condiciones en el lugar específico para el montaje, considerando características locales y evaluando finalmente todos los aspectos influyentes.

El análisis que planteamos a continuación se centró únicamente en la información aportada por la estación meteorológica de MdP Aero, la cual fue procesada según la metodología explicada más abajo.

La información mostrada a continuación surge de aplicar la metodología explicada en el capítulo 7 (evaluación del recurso eólico en la Prov. de Buenos Aires), por lo tanto nos limitamos a mostrar los resultados obtenidos para la estación meteorológica de referencia y hacer algún comentario sobre el final.

Resultados estadísticos

Este punto que se agrega un dato más al análisis de los datos estadísticos, no referimos a la “Intensidad de turbulencia”. Definiéndose como la variación de la velocidad de viento en un tiempo relativamente corto, relativamente menor a 10 minutos. La importancia que radica en este concepto es que en zonas de alto factor de ráfaga producirán efectos de fatiga mayores sobre los componentes de los AE y por otra parte para evaluar el comportamiento y la calidad del sistema de control de las máquinas.

La cual se obtiene del siguiente modo:

$$IT = \frac{\sigma}{V_m} \tag{8.1}$$

Donde:

σ es la desviación estándar definida en un período de 10 minutos a 1 hora

V_m es la velocidad media en ese mismo período

Debido a la forma en que se define este concepto y por lo cual se calcula, no fue posible calcularlo con los datos con que contábamos pues los mismos eran series temporales con media cada 1 hora. De este modo no pudimos calcular la desviación en períodos menores a 1 hora y menos aún en diez minutos.

De igual manera para tener una idea del valor de esta característica para el sitio elegido, tomamos como valor de referencia este dato que se obtuvo en una estación meteorológica ubicada en cercanías de la laguna de Mar Chiquita. Recalcamos que este es un valor únicamente de referencia pues las condiciones de un lugar y otro son diferentes, al igual que los períodos de medición. Los datos de Mar Chiquita fueron recabados en el año 1998 y corroborados en el 2000 durante un estudio realizado por la Cooperativa Eléctrica Arbolito Ltda., Partido de Coronel Vidal [28].

Datos estadísticos – Estación meteorológica MdP Aero	
Velocidad media, V_m [m/s]	3,80
Desviación estándar (σ)	2,38
Mínimo (encima de 1.5 m/s)	1,67
Máximo	15,56
Cantidad de valores	17411
Calmas (valores menores a 1.5 m/s)	13,31%
IT (σ/V_{med})	14,3%

Tabla 8.5 Datos estadísticos de la ciudad de Mar del Plata, Estación Meteorológica MdP Aero.

Fuente: Elaboración Propia

A continuación se representa la información que se obtuvo luego de procesar los datos para la estación meteorológica MdP Aero.

Frecuencia del viento

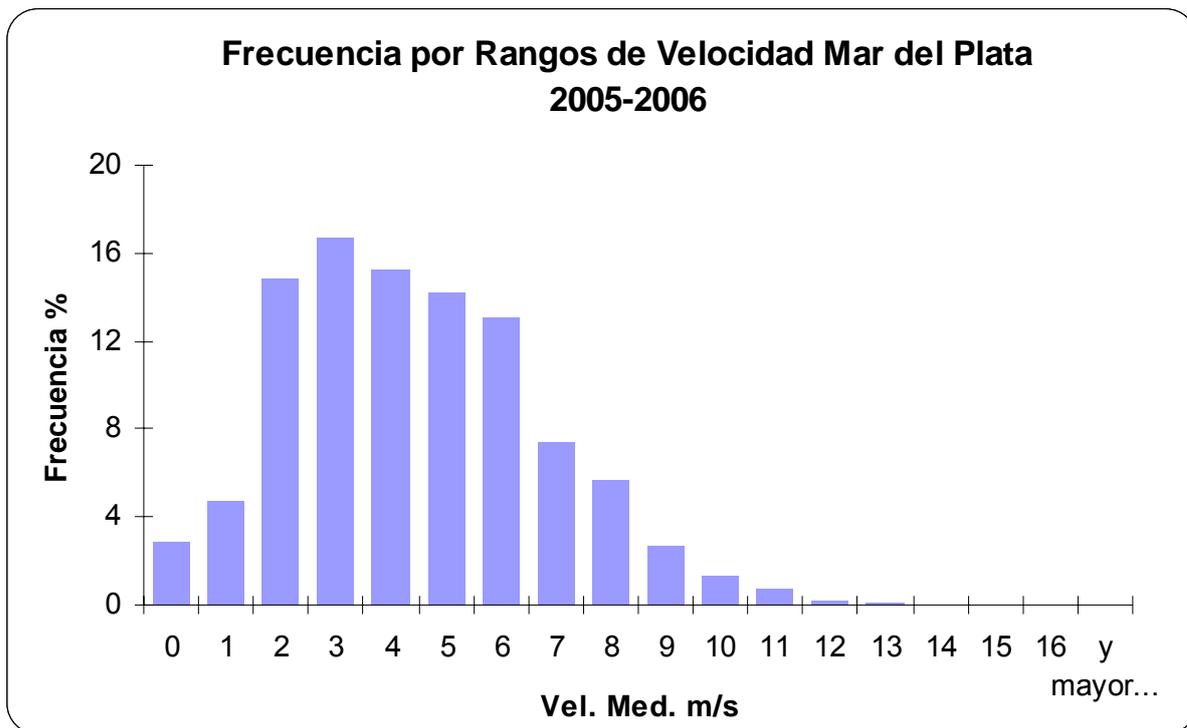


Grafico 8.6 Distribución de frecuencia por velocidad, Mar del Plata Aero. Fuente: Elaboración propia

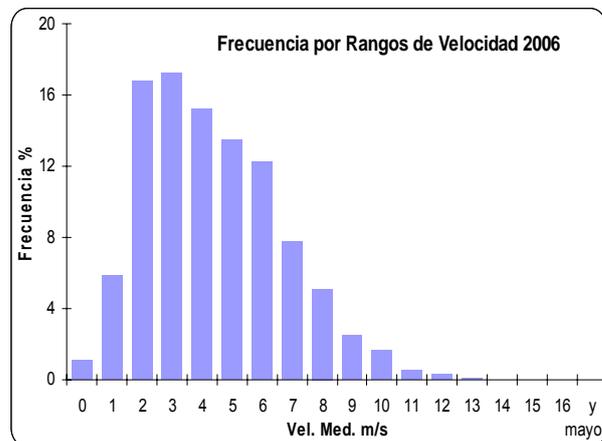
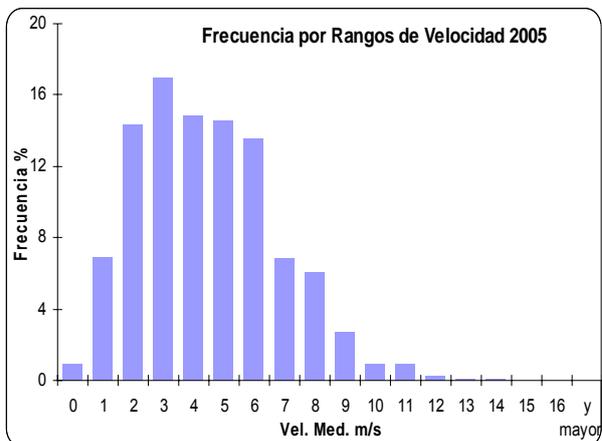


Grafico 8.7 Histogramas para 2005 y 2006. Fuente: Elaboración propia

Velocidades medias en diferentes meses

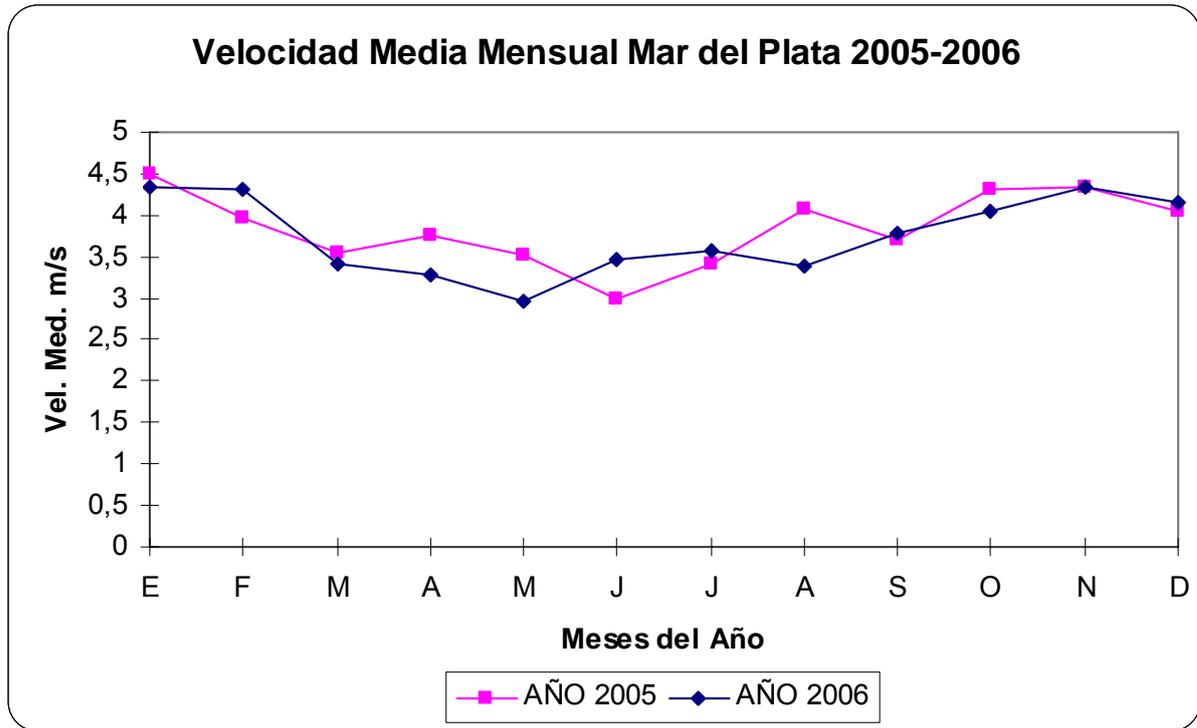


Grafico 8.8 Distribución de Velocidad Media Mensual, Mar del Plata Aero. Fuente: Elaboración propia

Distribución de frecuencias y promedio por dirección

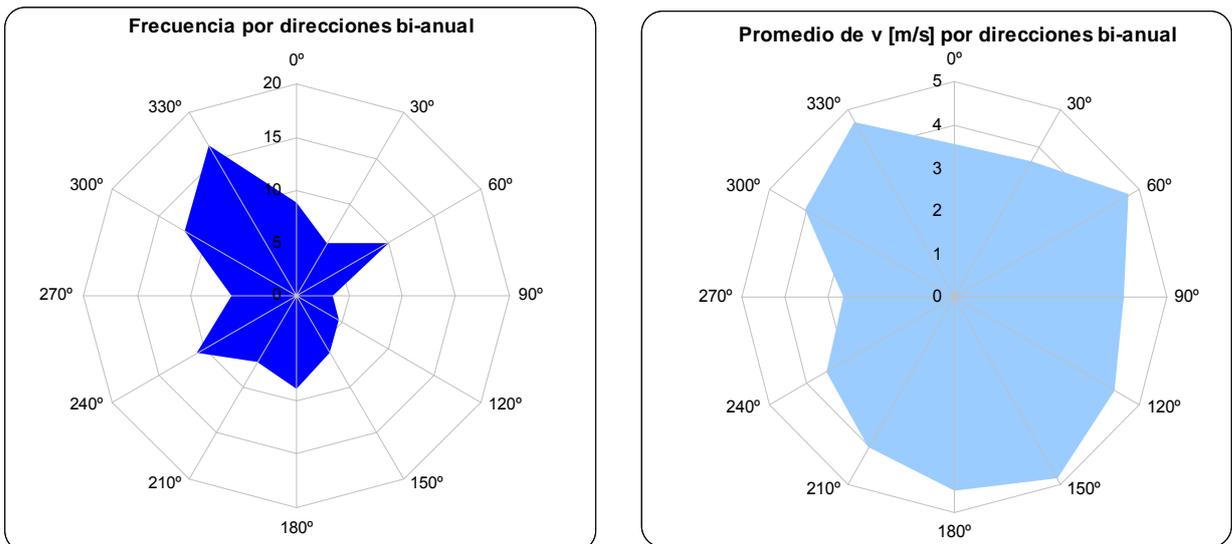


Grafico 8.9 Rosa de los vientos y velocidad media por sector, Mar del Plata Aero. Fuente: Elaboración propia

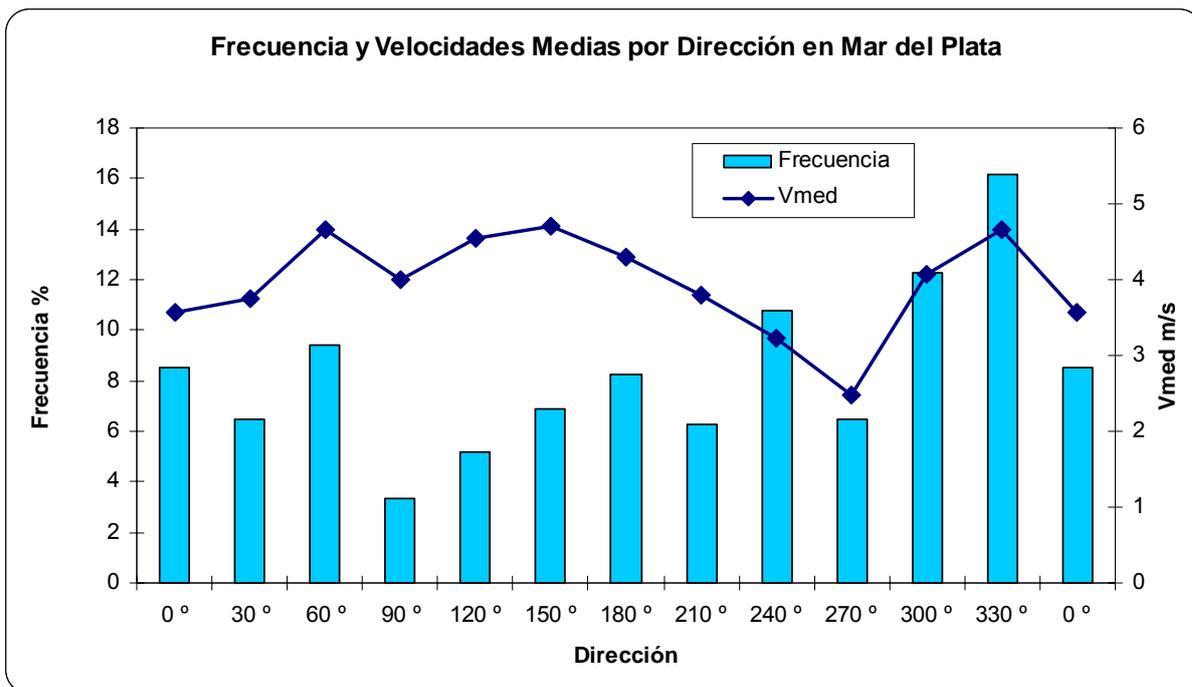


Grafico 8.10 Frecuencia y velocidades medias por dirección, Mar del Plata Aero. Fuente: Elaboración propia

Distribución de Weibull y Rayleigh

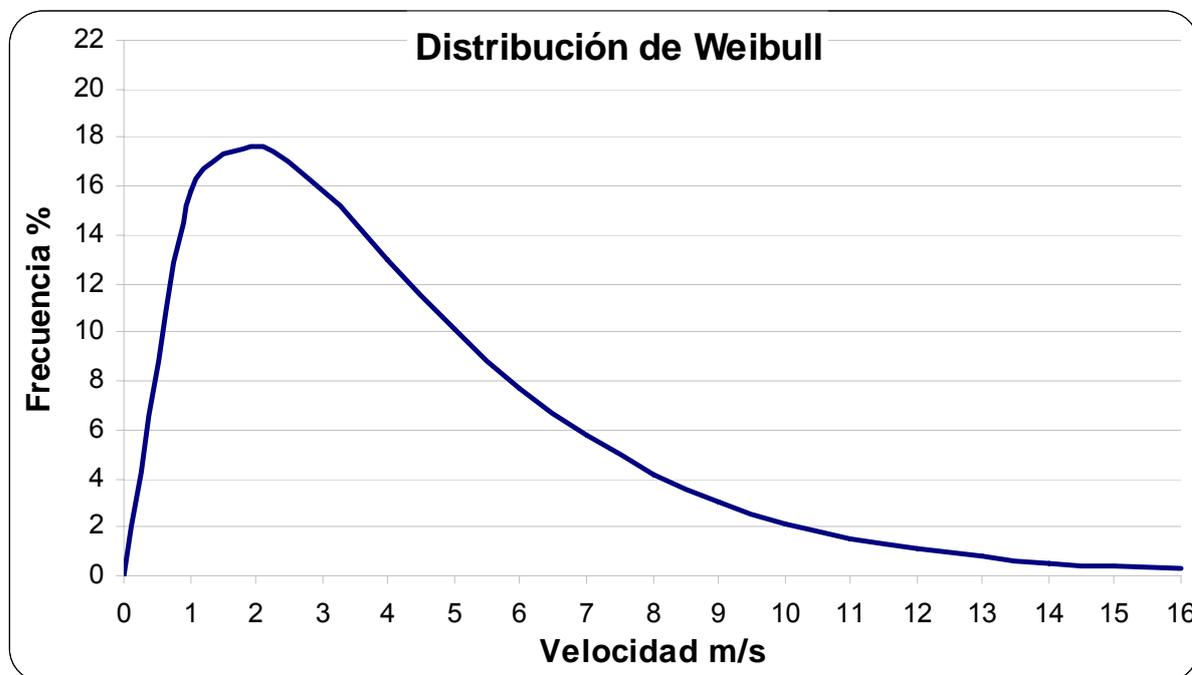


Grafico 8.11 Distribución de Weibull, Mar del Plata Aero. Fuente: Elaboración propia

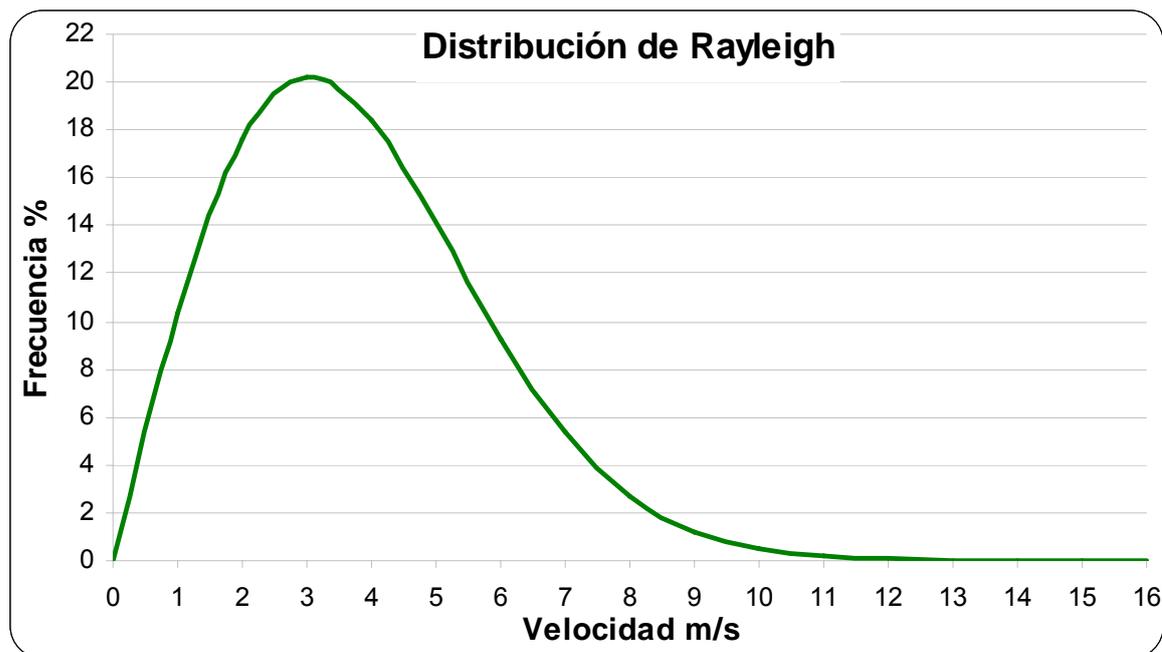


Grafico 8.12 Distribución de Rayleigh, Mar del Plata Aero. Fuente: Elaboración propia

Extrapolación de datos y densidad de potencia disponible

La extrapolación de las velocidades de viento a diferentes alturas es necesaria para conocer las velocidades incidentes en le AE a la altura de buje, donde nos interesa especialmente.

Como se explicó en le capítulo 7, para realizar esta extrapolación se debe caracterizar a la zona mediante un índice de rugosidad superficial que luego es tenido en cuenta en la ecuación de Hellmann [7.5] mediante el exponente α . En la zona de influencia de la estación meteorológica de Mar del Plara Aero se estimó un exponente $\alpha=0,2$ correspondiente a “zonas Rústicas” [2]

Esta extrapolación de las velocidades de viento nos permitió también calcular la densidad de potencia y energía disponibles a las diferentes alturas. Lo hecho en el capítulo 7 mediante la utilización de las fórmulas [7.6] y [7.8] se muestra resumidamente a continuación.

ALTURA →	10 m	20 m	40 m	60 m	80 m
Promedio m/s	3,80	4,37	5,02	5,44	5,76
Potencia W/m ²	77,73	117,81	178,57	227,75	270,66
Energía kWh/m ²	1361,76	2064,04	3128,50	3990,17	4741,92
Weibull c	4,24	4,76	5,51	5,80	6,05
Weibull k	1,75	1,71	1,71	1,65	1,62

Tabla 8.6 Extrapolación de datos en altura. Fuente: Elaboración propia

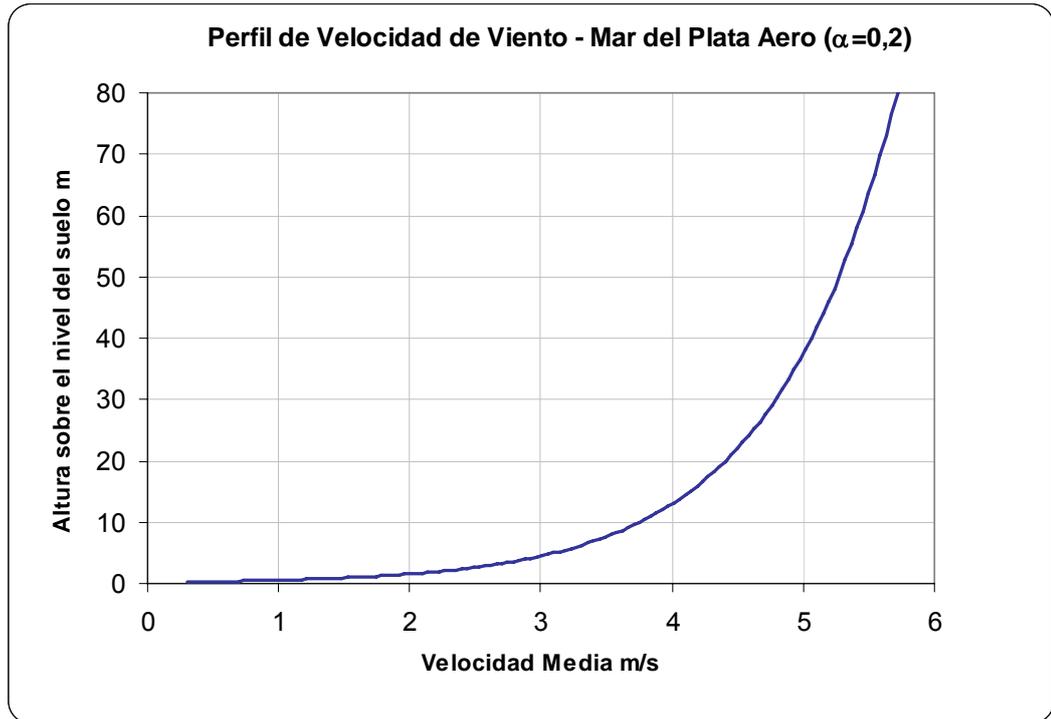


Grafico 8.13 Variación del perfil de viento con la altura. Fuente: elaboración propia

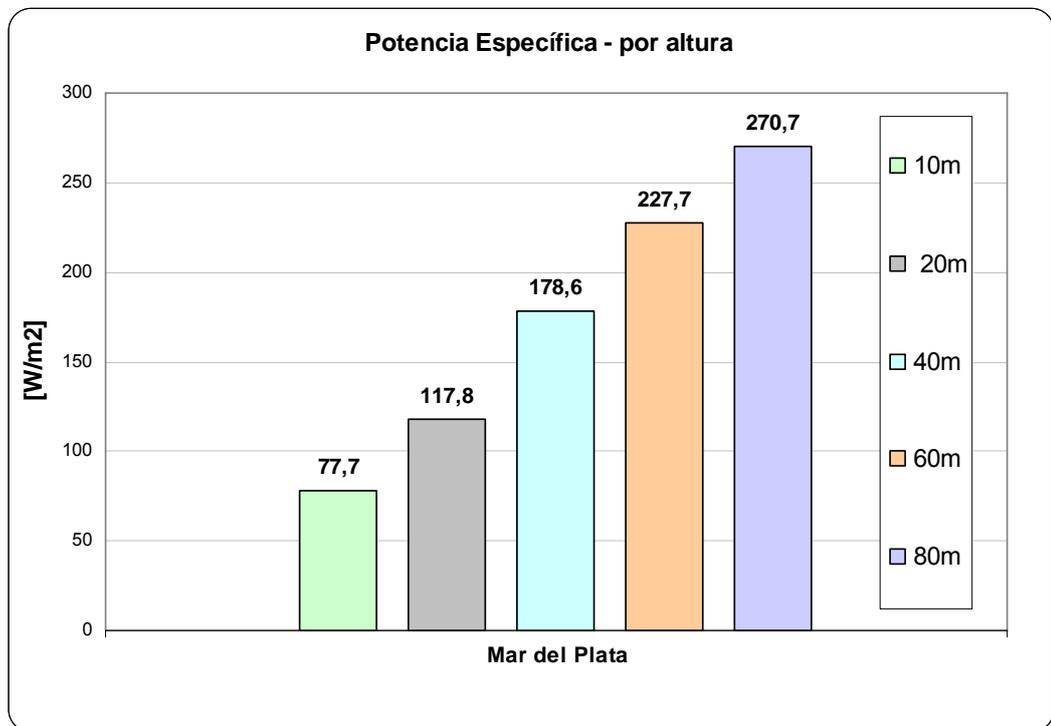


Grafico 8.14 Variación de la densidad de potencia con la altura. Fuente: elaboración propia

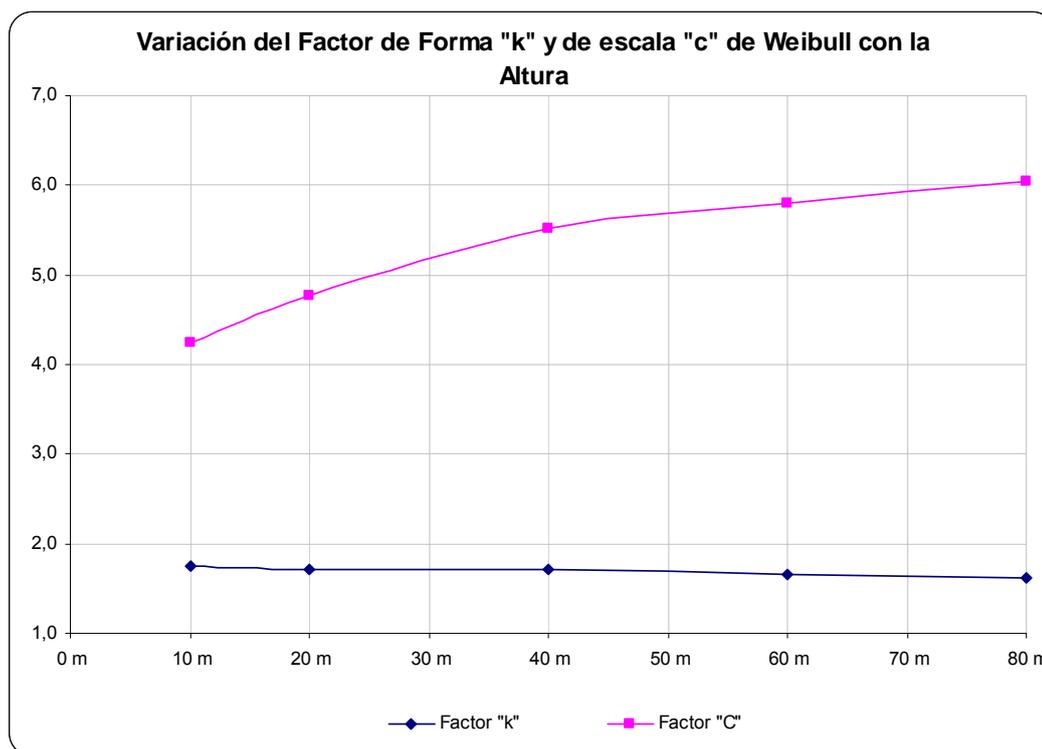


Gráfico 8.15 Variación de los factores de Weibull con la altura. Fuente: elaboración propia

Rosa del las rugosidades

Al igual que se utiliza la Rosa de los vientos para describir las direcciones preponderantes de vientos, una herramienta útil al momento del diseño de un parque eólico es la llamada “Rosa de las Rugosidades”. La cual sirve para describir las características superficiales del terreno en diferentes direcciones respecto del futuro emplazamiento del parque.

La misma consiste en una gráfica similar a la de la Rosa de los vientos con 12 divisiones de 30° cada una (puede ser más o menos, en cualquier caso deben coincidir con las divisiones de la Rosa de los vientos). Para cada sector se hace una estimación de la rugosidad media de acuerdo a las características del terreno.

En la mayoría de los casos, la rugosidad no será constante en todo el sector considerado, por lo cual se calcula una rugosidad media. Esto último generalmente se hace utilizando software de modelado que manejan las complejas ecuaciones que describen la variación de la rugosidad. En nuestro caso como sólo se trata de una representación (no se uso para corregir las ecuaciones de cálculo de potencia), se confecciono una gráfica en la que se expone a partir del punto de instalación del parque una rosa de rugosidades que muestra las variaciones en la clase de rugosidad a medida que nos alejamos del lugar.

En la el siguiente gráfico se puede ver el criterio utilizado para definir la clase de rugosidad para cada tipo de terreno.

Clase de rugosidad	Longitud de rugosidad [m]	Tipo de paisaje
0	0,0002	Superficie del agua
0,5	0,0024	Terreno completamente abierto con una superficie lisa, p.ej., pistas de hormigón en los aeropuertos, césped cortado, etc.
1	0,03	Área agrícola abierta sin cercados ni setos y con edificios muy dispersos. Sólo colinas suavemente redondeadas
1,5	0,055	Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 1250 m.
2	0,1	Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 500 m.
2,5	0,2	Terreno agrícola con muchas casas, arbustos y plantas, o setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 250 m.
3	0,4	Pueblos, ciudades pequeñas, terreno agrícola, con muchos o altos setos resguardantes, bosques y terreno accidentado y muy desigual
3,5	0,8	Ciudades más grandes con edificios altos
4	1,6	Ciudades muy grandes con edificios altos y rascacielos

Tabla 8.7 Clase y longitud de rugosidades. Fuente: Asociación danesa de Industria Eólica; Windpower.org, 2007

La gráfica de las rosa de las rugosidades teniendo en cuenta la clasificación anterior se puede ver a continuación:

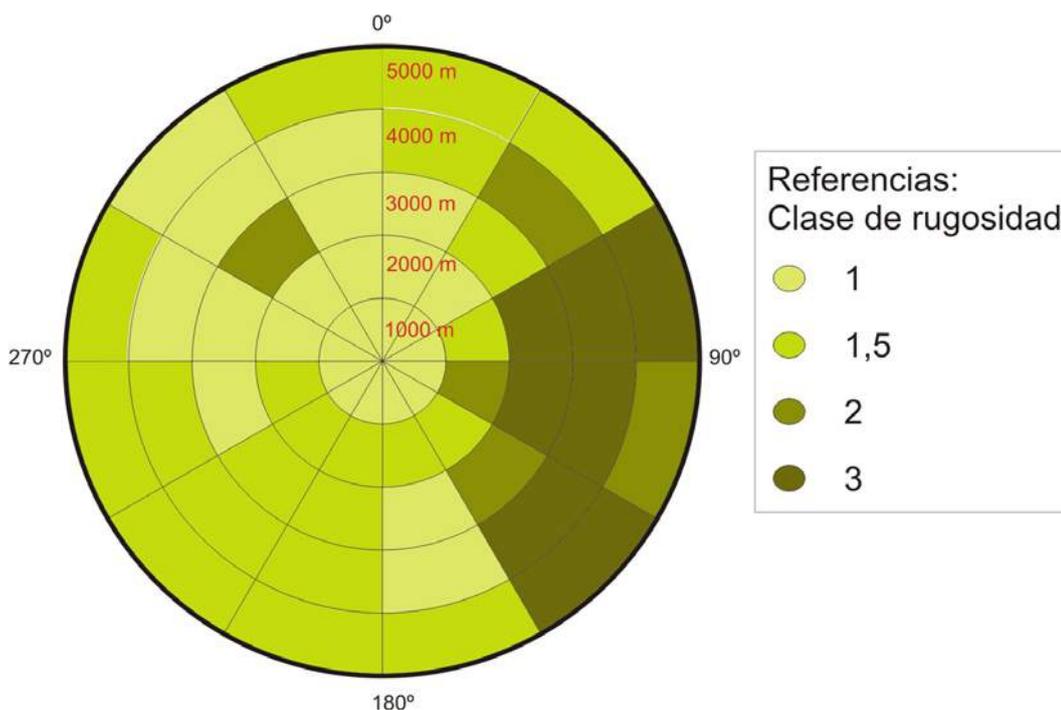


Figura 8.13. Rosa de las rugosidades en el sector circundante al emplazamiento elegido. Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar en el sector comprendido por el cuadrante NO encontramos la menor rugosidad de la zona. Lo que fundamenta aún más la elección de este emplazamiento presentando una buena exposición en este cuadrante que tiene el mayor aporte energético. Por otro lado se destaca que las rugosidades más altas (clase 3) recién se ubican a distancias mayores a 3 Km desde el lugar de ubicación del parque.

En lo que respecta a la planificación de una granja eólica, generalmente se tienen en cuenta los obstáculos importantes que se encuentran dentro de un radio de 1000 metros desde el punto de instalación de las turbinas. Y considerando además que se encuentren separados a una distancia no menor a 5 veces la altura del obstáculo o que la altura del obstáculo no sea mayor a la mitad de la altura de la turbina, pues en estos casos los cálculos se vuelven más complejos y dependen de la geometría exacta del problema [20]. Evitamos estas disposiciones para reducir el error. Los obstáculos que no sobrepasan el doble de la altura del molino, se pueden considerar directamente como variaciones en la rugosidad del terreno [29].

Sobre una gráfica más acotada se ubicaron los obstáculos más importantes que se encuentran en las cercanías de emplazamiento. Tales impedimentos que puede encontrar el viento como edificios, árboles, formaciones rocosas, etc. pueden disminuir la velocidad del viento de forma significativa e incluso causar turbulencias entre ellos. Por estas razones es que se deben evitar los grandes obstáculos cerca de las turbinas, y en especial en las direcciones preponderantes desde donde sopla el viento, es decir “de frente a las turbinas”.

Para poder cuantificar la posible influencia de los obstáculos circundantes se utilizó un software de cálculo aportado por la Asociación Alemana de Industria Eólica, el cual nos permitió estimar la influencia que diferentes tipos de obstáculos tendrían sobre el emplazamiento del futuro parque.

Para ponernos del lado de la seguridad analizamos los obstáculos presentes dentro de un radio de 200 metros y en todas las direcciones, a pesar que en la realidad sólo sería necesario hacerlo hasta 1.000 metros y sólo en las direcciones preponderantes de viento. En esta zona respecto de la ubicación del futuro parque nos encontramos principalmente con obstáculos de vegetación, como lo son grupos de árboles en forma de monte. Se aprecia en el siguiente mapa la ubicación de los mismos respecto del “sitting” elegido. Podemos ver que sólo entre los 1.000 y 2.000 metros aparecen algunos.

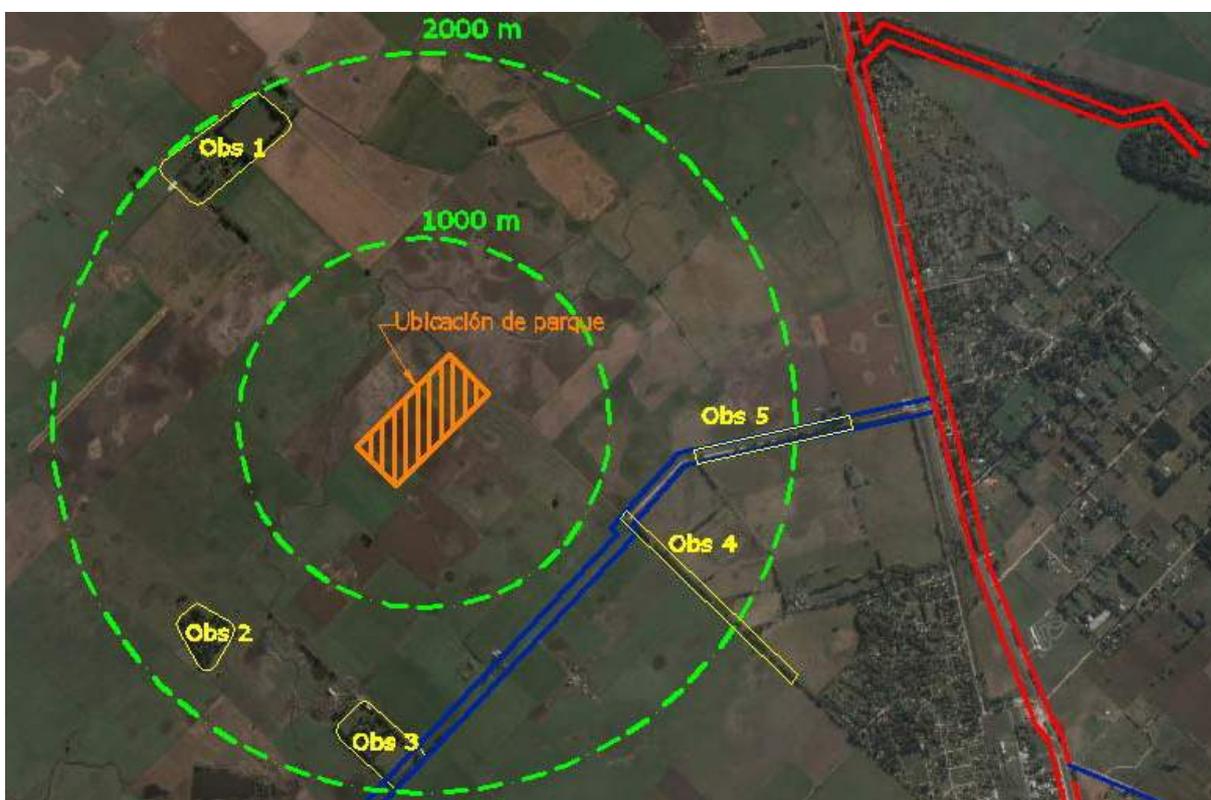


Figura 8.14. Mapa de la ubicación de obstáculos en las inmediaciones del parque. *Elaboración propia*

Para utilizar el software se debió ingresar una cierta cantidad de datos que presentamos más abajo, pero en primer lugar se debe mencionar que para el cálculo se tuvieron en cuenta las siguientes simplificaciones:

- El viento incidente es perpendicular al obstáculo,
- Las filas de obstáculos se consideraron como uno sólo equivalente,
- La porosidad del obstáculo es un valor estimado de acuerdo a las características del mismo.

Los datos ingresados para realizar el cálculo son los siguientes:

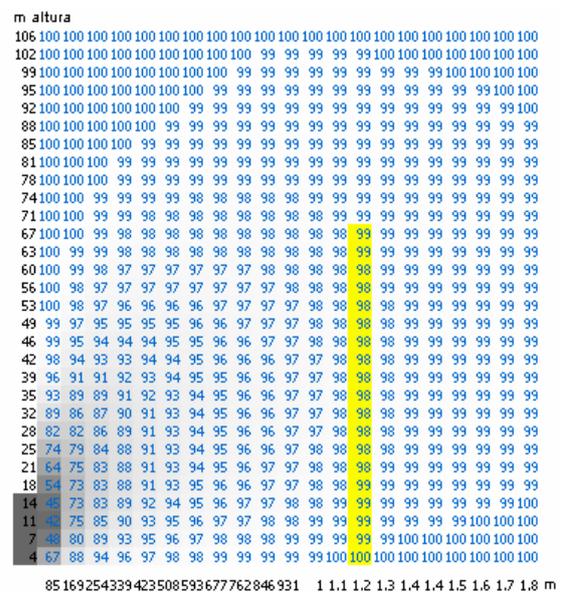
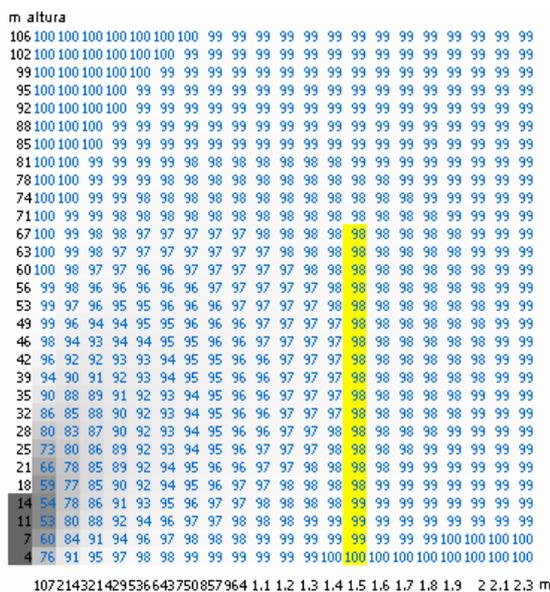
Datos	Obst. 1	Obst. 2	Obst. 3	Obst. 4	Obst. 5
Altura de buje	70,50 m	70,50 m	70,50 m	70,50 m	70,50 m
Altura del obstáculo	15 m	15 m	15 m	15 m	15 m
Clase de rugosidad	3	3	3	2,5	2,5
Distancia al obstáculo	1500 m	1185 m	1297 m	1015 m	1210 m
Ancho del obst.	650 m	262 m	490 m	34 m	195 m
Porosidad	30% árboles densos	30% árboles densos	30% árboles densos	50% árboles	50% árboles
Velocidad a altura del obst.	5,76 m/s	5,76 m/s	5,76 m/s	5,76 m/s	5,76 m/s

Tabla 8.8 Datos ingresados en el software de la Asociación Alemana de Energía Eólica para el cálculo de las rugosidades en las inmediaciones del siting. Fuente: Elaboración propia

Los resultados obtenidos se muestran en una gráfica que en la escala horizontal presenta la distancia desde el objeto y en la vertical la altura sobre el nivel del suelo (no son iguales). En la grilla que se forma se puede ver el porcentaje de disminución de la velocidad del viento debido a la presencia del obstáculo. De esta forma podemos definir exactamente la influencia sobre la ubicación de las turbinas.

La influencia de ninguno de los obstáculos adyacentes alcanza una disminución mayor al 2%, por lo cual se puede concluir que la ubicación del parque es la correcta en términos de interferencia de obstáculos cercanos.

Se muestran a continuación los gráficos obtenidos para cada uno de los obstáculos.



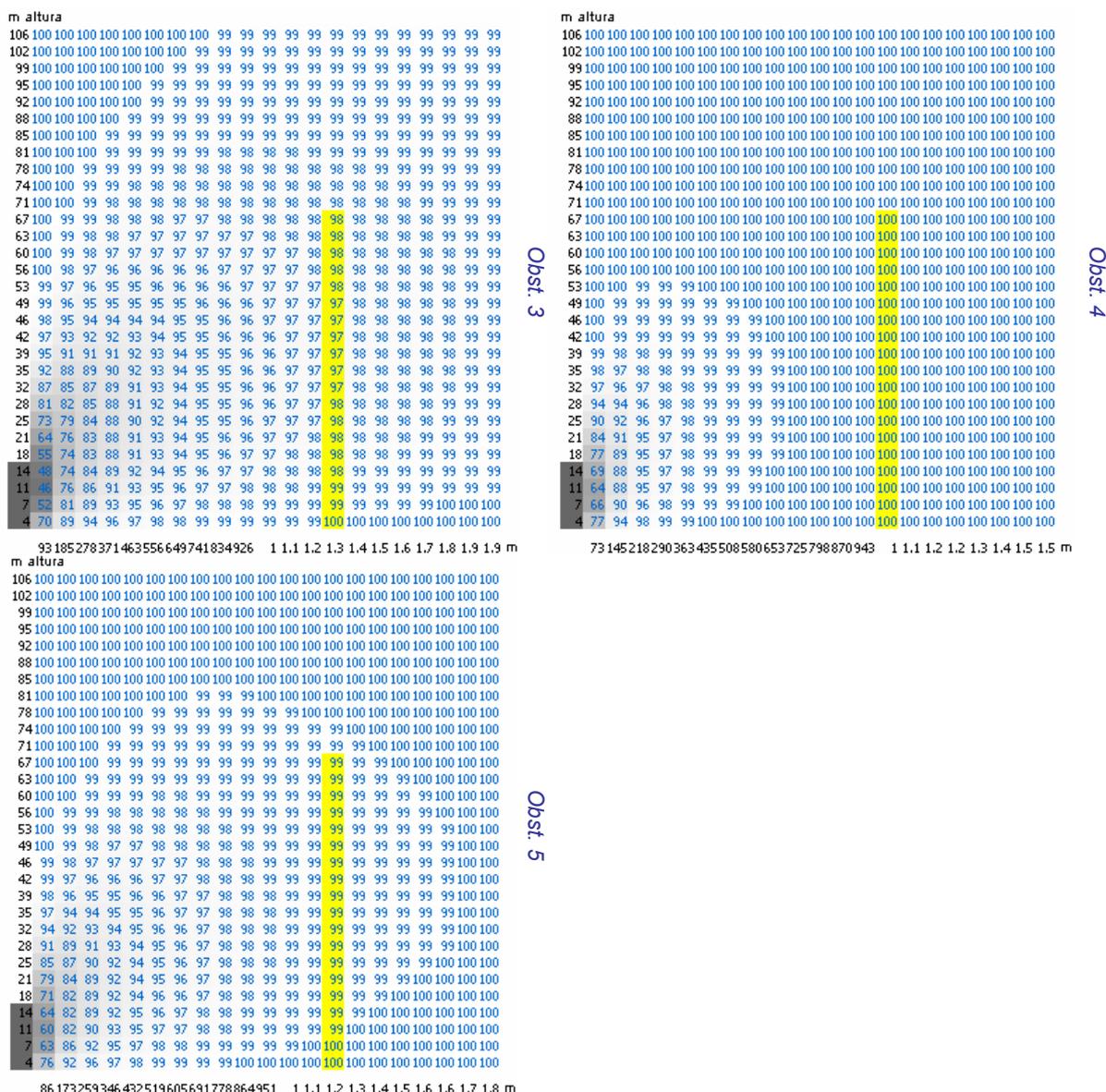


Grafico 8.16 *Abrijo de los obstáculos adyacentes al lugar de emplazamiento. Fuente: elaboración propia*

Estimación inicial de la capacidad a instalar y la producción de energía

El primer paso en la estimación de la energía a producir es lógicamente la elección de una turbina para el emplazamiento. Si bien uno de los principales factores que determinan la elección de una u otra turbina es el resultado del cálculo económico, existen otras consideraciones que deben ser tenidas en cuenta al evaluar esta cuestión y que brindan el puntapié inicial en la elección de la misma.

Explicamos brevemente cada una de ellas y las implicancias en nuestro trabajo:

Características técnicas de la turbina

De acuerdo al sitio de emplazamiento elegido y las características del recurso allí presentes se selecciona un AE teniendo en cuenta el régimen de viento al que se verá sometida la máquina.

La *Comisión Electrotécnica Internacional* (IEC por sus siglas en inglés) ha clasificado los AE en ese sentido agrupándolos en diferentes clases que los fabricantes especifican junto a las demás características técnicas de los equipos de acuerdo a la Norma IEC 61400-1.

Esta norma es un estándar internacional que perfila exigencias mínimas de seguridad para sistemas de generación con turbinas de viento. Su objetivo es brindar el nivel apropiado contra el daño de todos los peligros de estos sistemas durante su vida planificada. [30]

Las condiciones externas a considerar en el diseño de una turbina eólica son dependientes del sitio donde la misma se instalará. Es así que las clases que define la IEC dependen de factores como la velocidad media, factor de turbulencia, entre otros cubriendo la mayor parte de los usos.

Mostramos a continuación un cuadro con las clases IEC especificando los parámetros básicos.

Parámetros	Clase I	Clase II	Clase III	Clase IV	Clase S
Vref (m/s)	50,0	42,5	37,5	30,0	Especificados por el fabricante
Vannual (m/s)	10,0	8,5	7,5	6,0	
IT (σ/V_{med})	0,18	0,18	0,18	0,18	

Siendo Vref la velocidad de referencia definida como la media extrema de 10 minutos de velocidad, a la altura de buje con un período de recurrencia de 50 años. El sitio donde se instalará un AE de determinada clase deberá poseer una Vref. menor que la especificada para dicha categoría.

Podemos apreciar que existe una clase cuyos parámetros deben ser definidos por el fabricante. Esto permite la inclusión de diseños que no cuadran dentro de ninguna de las clases antes definidas y son requeridos para una aplicación especial.

En nuestro caso de acuerdo a las características meteorológicas que definen el recurso en el lugar de emplazamiento, nos encontramos entre una clase III o IV. Si bien estamos

en condiciones de calcular el valor de la V_{med} y el factor IT (que fue tomado como referencia el de Mar Chiquita), no contamos con la información histórica que nos defina la V_{ref} . Para el estudio de prefactibilidad en que nos encontramos trabajando tener en cuenta la clase de AE a utilizar no sería necesario pues dicha consideración debería tenerse en cuenta en un estudio posterior en caso que el proyecto resulte a priori rentable. Igualmente esto fue tenido en cuenta como un dato adicional para la elección de la turbina. Nos limitamos entonces a la elección de turbinas de clase III o IV.

Terreno disponible para instalación

Las limitaciones de terreno son un factor determinante en lugares donde las tierras tienen un alto valor, precisamente por la escasez de las mismas, valor estratégico que se traduce en monetario indefectiblemente. Países con poco territorio libre como los europeos no se pueden dar el lujo de mal aprovechar los limitados recursos en este aspecto.

Argentina y específicamente el lugar donde se pretende realizar la instalación no cuenta con este problema como en aquellos países. Las limitaciones en cuanto a espacio pueden variar de acuerdo a su valor económico relacionado más a la posibilidad de explotación como territorio agrícola que por la escasez de la misma.

La región específica donde se pretende realizar el emplazamiento (nor-oeste) se caracteriza por loteos extensos con valores de terreno comparativamente más bajos que en otros sectores dentro del Partido de Gral. Pueyrredón por tratarse de campos más bajos. En el cálculo económico se tuvo en cuenta el alquiler de la tierra como un porcentaje de la inversión inicial.

En lo que respecta al territorio de emplazamiento, no se encuentran limitaciones más que económicas que serán evaluadas en capítulos posteriores.

Potencia posible de entregar a la Red local

Las formas más comunes de conexión de un parque son:

a) Conexión directa a una subestación.

b) Conexión a una línea, de acuerdo a las siguientes características:

Para media y alta tensión, preferentemente mediante una unión entrada – salida.

Para baja tensión, podrá realizarse una derivación en T.

En este tipo de instalación existe un limitante de la potencia máxima a entregar, la cual

deberá ser igual ó inferior a la capacidad de la red receptora si es:

Línea: 50% de la capacidad de la línea en ese punto

Subestación: 50% de la capacidad de transformación en ese nivel de tensión

De la bibliografía consultada se pudo obtener la siguiente información la cual especifica que las instalaciones de producción se instalarán al nivel de tensión que les corresponda de acuerdo con la potencia total de la instalación de producción, como se indica en la tabla siguiente:

Potencia máx. de la instalación (kW)	Nivel de tensión (Kv.)
100	=< 1
1.000	1 < kV =< 10
2.000	10 < kV =< 12
3.000	12 < kV =< 15
4.000	15 < kV =< 20
6.000	20 < kV =< 25
8.000	25 < kV =< 36
15.000	36 < kV =< 72,5
40.000	72,5 < kV =< 132
>40.000	132 < kV

Dicha información fue corroborada mediante la consulta a expertos del sector quienes nos brindaron información al respecto.

La zona de estudio se encuentra explotada por las Cooperativas de Camet y Laguna de los Padres. Se nos informó que en lo que respecta a la capacidad en zona urbana esta dada por los cables de salida de los centros de distribución o estación transformadora, aproximadamente 200 A. para 13,2 Kv. (línea más cercana al lugar de instalación del presente proyecto). A medida que nos alejamos de la zona urbana la capacidad varía debiéndose evaluar cada caso puntualmente. Pero para tener una primera aproximación se puede evaluar la posibilidad de la utilización de un Distribuidor existente para los 3 (tres) MW iniciales, superada esta etapa, se debería contemplar el tendido de línea exclusivo para tal fin.[\[24\]](#)

Como pudimos corroborar a partir de la consulta al Ing. Gustavo Fernández la potencia posible de inyectar en ese punto de la red es de 3 MW, por lo cual en nuestro proyecto consideramos este valor como limitante al momento de la elección de las turbinas. Esto implicaría únicamente realizar una línea de conexión entre la salida del transformador el pie

de los AE y la línea de 13,2Kv que se encuentra más cercana.

Se puede dejar como futuro proyecto ampliar la potencia instalada agregando AE, en cuyo caso sería necesaria la construcción de una línea de interconexión exclusiva del parque capaz de transportar la potencia generada. En nuestro caso comenzamos con el límite de generación establecido en 3 MW

En nuestro proyecto y de acuerdo a las características particulares del mismo, el mayor limitante con que nos encontramos es la capacidad de la Red mas cercana, pues como se dijo el terreno no es problema y de acuerdo al recurso viento la instalación de turbinas de clase III o IV (las más comunes) es posible.

Entonces, a partir de estos condicionantes se puede predeterminar el número y la potencia nominal de las turbinas a instalar. Esta información nos sirvió como punto de partida para realizar una primera predicción de energía a producir.

Esta producción se calculó en base a los datos de frecuencia de viento por dirección (aportados por la rosa de los vientos e histogramas de frecuencia) y las características de performance de los AE elegidos determinada por su curva de potencia.

En instalaciones de gran cantidad de máquinas el proceso para obtener el arreglo óptimo de las máquinas que brinde el rendimiento energético más alto a lo largo de la vida útil es muy importante. En este aspecto también entran en juego factores de carácter económico como son el costo de la instalación y construcción de la línea de potencia desde las turbinas hasta el punto de inserción y también la instalación dentro del mismo parque, la realización de caminos para el montaje y posterior operación y mantenimiento. Las cuestiones antes mencionadas condicionan el arreglo de turbinas, sobre todo en parques con gran cantidad de máquinas donde incluso la conexión eléctrica entre las turbinas, ya comienza a tener peso en la ecuación económica de inversión. Hoy en día existen herramientas específicas (software) de cálculo que en base a todos estos datos de entrada (condiciones de viento, costos de la energía, cuotas de beneficio, costos de construcción, costos de mantenimiento, etc.) arrojan como resultado las mejores disposiciones posibles e incluso la cantidad óptima de turbinas que maximice el rendimiento energético y como consecuencia el económico también.

En nuestro caso la cantidad de turbinas es reducida por lo que los factores antes mencionados se encuentran considerados como un porcentaje del costo del kW instalado. En obras de mayor tamaño o en una etapa posterior de factibilidad una evaluación individual de los costos sería necesaria.

En el capítulo 9 se realiza el análisis económico en base a costos que se calcularon como un porcentaje de la inversión inicial. Esta información surge de informes y estudios que arrojan valores de referencia provenientes del análisis de gran cantidad de proyectos y que nos sirvió a nosotros para establecer una relación de los costos intervinientes y nos permitió llegar a una estimación de la rentabilidad del proyecto.

Métodos para determinar la producción de energía

Existen diferentes procedimientos para evaluar la producción energética en un emplazamiento, cada uno de ellos arroja resultados de una precisión determinada.

Método estático

Se hace analítica o gráficamente a partir de la curva de duración de viento del lugar representada por la función distribución de probabilidad (f.d.p) de Weibull, y de la curva de funcionamiento del aerogenerador. La f.d.p de viento da la probabilidad de ocurrencia, o el porcentaje estimado de tiempo que ocurre cada intervalo de velocidad. La curva de potencia del aerogenerador da la potencia producida para cada intervalo de velocidad. De su comparación, se obtiene la curva de probabilidad de ocurrencia de cada intervalo de potencia, cuya integral da como resultado la producción energética estimada para el periodo considerado. Analíticamente se puede expresar de la siguiente forma:

$$E_{P,T} = T \int_0^{\infty} P(v) p(v) dv \quad 8.2$$

Donde:

$P(v)$ representa la curva de potencia del generador utilizado,

$p(v)$ es la función distribución de probabilidad de Weibull,

T el período de tiempo considerado.

La ventaja de este método es su simplicidad, aunque dicha simplicidad también ignora determinados efectos no estacionarios, pérdidas por cambios de dirección, periodos de mantenimiento, etc.

Método semi-estático

Una serie temporal de valores de viento se compara con la curva de funcionamiento del aerogenerador para obtener una serie temporal de la potencia eólica suministrada, e integrando en el tiempo, de la producción energética.

La ventaja es que se puede proporcionar información acerca de los arranques y paradas

experimentados por la aeroturbina, así como investigar sobre las estrategias arranque y parada, y de orientación de la máquina. Como desventaja, es que se basa en la curva de potencia idealizada.

Modelo cuasi-dinámico

Utiliza una serie temporal de datos de viento como entrada a un modelo numérico de funcionamiento de la aeroturbina. De este modo pueden obtenerse de forma más fiable la energía producida, el comportamiento ante la orientación y los arranques y paradas, así como el estudio de diversas opciones de control de la aeroturbina.

En nuestro caso, de acuerdo al carácter de estudio de prefactibilidad es suficiente la utilización del método estático, este nos brindó información de carácter estimativo posibilitando con ello realizar el estudio de viabilidad económica posterior. En caso de llevar adelante el proyecto, se harían los cálculos de producción de energía más detallados.

Para realizar el cálculo de potencia se preseleccionó una turbina de acuerdo a las características técnicas de la misma y al recurso viento disponible en el lugar. Así la elección de la turbina que será finalmente utilizada surge del compromiso entre la ecuación económica que será analizada en el siguiente capítulo y la producción de energía. Es un proceso iterativo que busca maximizar el rendimiento de AE utilizado.

Finalmente se seleccionó una turbina de potencia nominal igual a 1000 kW y como nuestra limitación para la inyección de potencia es a 3 MW, el proyecto comenzará con la instalación de tres de ellas. Las características técnicas de la turbina elegida son:

Datos técnicos de Aerogenerador	
Modelo	ENERCON E-58
Potencia nominal	1000 Kw
Diámetro de rotor	58 m
Altura de buje	70,50 m
Número de palas	3
Área de barrido	2697 m ²
Velocidad de rotor	Variable 10 -24 r.p.m
Velocidad de punta de pala	30 - 73 m/s
Control de velocidad	Pitch control
Velocidad de arranque	2,50 m/s
Velocidad nominal de funcionamiento	12,50 m/s
Velocidad de corte	28 - 34 m/s
Clase IEC	IEC/ NVN II

Tabla 8.9 *Tabla de datos técnicos del generador seleccionado. Fuente: Enercon, fabricante de AE*

La curva de potencia o curva de performance es la característica principal de

funcionamiento de un AE y brinda la relación entre su salida de potencia eléctrica en función de la velocidad de viento incidente. La misma puede ser dividida en cuatro regiones de velocidad, para el modelo elegido son:

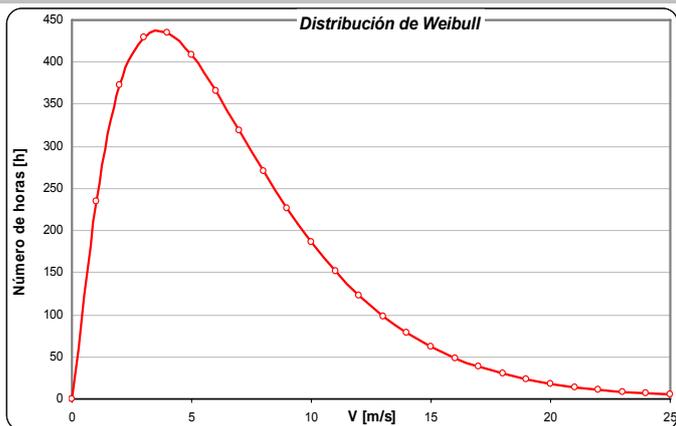
Región de operación	Salida de potencia vs. Velocidad de viento	Rango de velocidades de viento [m/s]
Región 1	Velocidades de viento demasiado bajas para producir energía	0 – 2,50
Región 2	Producción de electricidad creciente con la velocidad de viento	2,50 – 12,50
Región 3	Producción de electricidad constante a valor nominal. El diseño de los alabes es óptimo para funcionar en ese rango.	12,50 - 28
Región 4	Vientos demasiado fuertes para ser soportados por el AE	Mayor a 28

Tabla 8.10 Regiones de operación del AE. Fuente: Elaboración propia

Los límites de estas regiones varían de un modelo de generador a otro, debido a que cada diseño es pensado para aprovechar al máximo el rango de producción definido por la Región 3. La velocidad de viento preponderante en el sitio donde se emplazará el AE deberá estar dentro de este rango para obtener el óptimo rendimiento de la máquina y por lo tanto un proyecto rentable. Al realizar las iteraciones en el cálculo económico, el AE de 1.000 kW de Enercon (E-58) resultó ser el más conveniente pues su curva de potencia se ajusta mejor a las características del recurso en el lugar. En el [Anexo V](#) se muestra la hoja técnica completa del AE Enercon E-58.

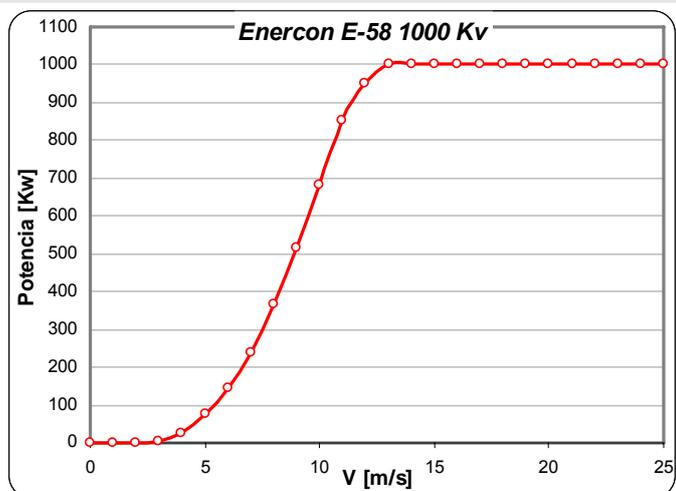
Cabe aclarar en este último aspecto que no siempre es conveniente una mayor eficiencia energética. Pues en realidad entran en juego factores económicos y lo que realmente interesa es obtener el kWh generado al menor costo durante toda la vida útil del proyecto. Como el combustible de generación es gratis, no necesariamente la turbina con mayor producción anual la más conveniente. Pero como cada metro cuadrado de área de rotor cuesta dinero, la mayor producción es favorable [20]. Entonces, como vemos, es un compromiso en el que entran en juego el costo del kW instalado, el valor de venta de energía y el recurso disponible. En el capítulo siguiente se analizan con mayor detalle estas cuestiones.

Habiendo seleccionado el AE Enercon E-58 de 1.000 kW de potencia nominal, se realizó el cálculo de producción de energía utilizando el método estático, el cual arrojó los resultados que muestran a continuación:



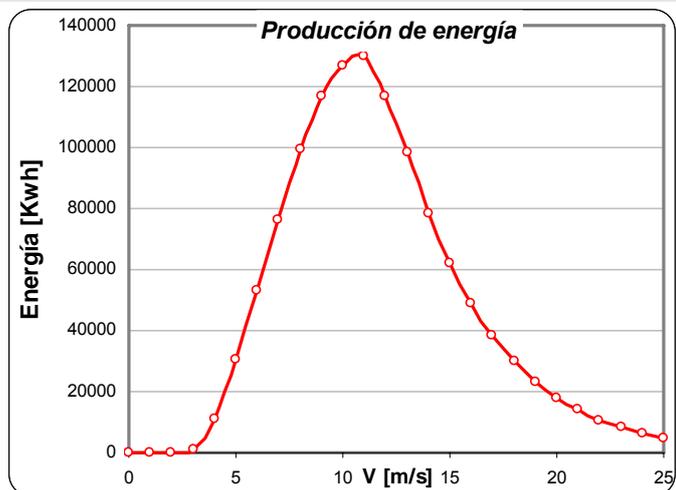
Al multiplicar los valores de la curva de Weibull (frecuencia de ocurrencia de cada velocidad) por el período considerado (1año = 8760 hs), el área bajo la curva equivale al período de evaluación.

X



Curva de potencia de AE seleccionado.

=



Luego de integrar gráficamente la curva de Weibull y la de performance del AE, resulta esta gráfica donde el área bajo la curva corresponde a toda la energía entregada por el aerogenerador en el período de evaluación (en nuestro caso 1 año)

Grafico 8.17 Procedimiento gráfico para la determinación de potencia por método estático. Fuente: elaboración propia.

Velocidad de viento [m/s]	Potencia entregada por el molino kW	Cantidad de horas [h]	Producción de Energía [kWh]
0	0,00	0,00	0,00
1	0,00	516,09	0,00
2	0,00	819,50	0,00
3	2,60	943,94	2454,26
4	26,00	953,37	24787,87
5	75,30	895,99	67468,419
6	144,60	804,56	116340,08
7	240,00	700,10	168025,42
8	366,60	595,35	218255,85
9	516,20	497,45	256784,49
10	680,80	409,92	279079,02
11	854,80	334,03	285534,24
12	952,40	269,68	256848,56
13	1000,00	216,04	216045,14
14	1000,00	171,93	171931,33
15	1000,00	136,04	136046,24
16	1000,00	107,11	107117,22
17	1000,00	83,97	83972,13
18	1000,00	65,57	65573,93
19	1000,00	51,03	51030,41
20	1000,00	39,58	39589,74
21	1000,00	30,62	30628,31
22	1000,00	23,63	23635,41
23	1000,00	18,19	18197,05
24	1000,00	13,98	13980,47
25	1000,00	10,72	10720,14
PRODUCCIÓN ANUAL PARA UNA TURBINA ➔			2644045,83
TOTAL DE PRODUCCIÓN ANUAL PARA EL PARQUE (3 turbinas) ➔			7932137,48

Tabla 8.11 Producción anual de energía. Fuente: Elaboración propia

Una vez calculada la producción de energía anual para el parque, se pudieron obtener algunos índices que evalúan el rendimiento de la instalación.

Factor de capacidad

Este mide la productividad del parque eólico, es decir la relación entre la energía realmente producida y la que produciría funcionando todo el tiempo a potencia nominal:

$$FC \% = \frac{\text{Producción de energía al año}}{\text{Potencia nominal} * 8750hs} \quad 8.3$$

Valores aceptables de FC se encuentran entre el 20% y 30% aunque existen [\[20\]](#)

emplazamientos que pueden llegar hasta el 70%. A priori parece favorable tener un alto factor de carga, pero nos siempre es así. Hasta cierto punto se puede elegir entre tener una producción de potencia relativamente estable (cerca del límite de generador) con un FC alto, o bien una alta producción de energía (que será fluctuante) con bajo FC. Este concepto está relacionado con lo explicado más arriba sobre la eficiencia energética de la turbina.

Para nuestro caso el FC resultante es:

$$FC \% = 30,40$$

Factor de utilización

Este índice nos da una idea de la confiabilidad de la turbina. En este campo se ha mejorado enormemente en estos últimos años debido al mejor conocimiento de la naturaleza del viento, de la producción de mejores materiales y diseños y de la mayor experiencia en la operación. El mejoramiento no sólo se dio en los elementos constituyentes de la turbina sino también en todo lo referido a los sistemas de control.

Se podría medir de diversas maneras la confiabilidad, como ser el tiempo medio entre fallas, el tiempo medio de reparación o el costo de corregir una falla. Estos últimos sería aplicables para proyectos ya en ejecución, para nuestro caso como estamos estimando la producción futura recurrimos al factor de disponibilidad:

$$FD \% = \frac{\textit{Horas de funcionamiento reales}}{\textit{Horas totales del período}} \quad 8.4$$

Se obtuvo el siguiente resultado:

$$FD \% = 84,66$$

Diseño de parque (Micrositting)

Una vez determinadas las condiciones externas, el arreglo de una un granja eólica debe ser optimizado para obtener el mayor provecho de la energía proveniente del viento minimizando al mismo tiempo los costos de infraestructura y posterior operación y mantenimiento. Este proceso se denomina “Micrositting”. En este proceso la búsqueda de maximizar la producción energética es el factor dominante y decisivo.

Para determinar el arreglo de la turbinas utilizamos criterios de espaciamento entre las máquinas que tienen en cuenta la dirección preponderante del viento, los obstáculos en la cercanías entre otros factores.

Sumado a lo mencionado en los párrafos anteriores, el arreglo final de la granja se ve afectado en ocasiones por factores de índole legal como disposiciones de edificación que imponen distancias mínimas a zonas pobladas, reglamentaciones medioambientales o límites de altura en la construcción impuestos por leyes aeronáuticas. Estos y otros condicionantes varían de un país a otro e incluso de una zona a otra dentro un mismo país, de acuerdo al desarrollo en materia legal con que se cuente. Es importante ponerse al tanto de las disposiciones de este tipo que se encuentran en vigencia en el lugar de proyecto antes de invertir tiempo y recursos en la planificación del parque.

En grandes proyectos el diseño de la granja se lleva adelante utilizando herramientas informáticas que tienen en cuenta una variedad de factores como efectos visuales y sonoros en las cercanías, los que se combinan en miles de iteraciones con diferentes modelos de AE, variando la altura de buje, espaciamento y tamaño hasta llegar a un arreglo óptimo.

En nuestro proyecto, la cantidad de turbinas a instalar permite hacer un prediseño del parque en forma más sencilla teniendo en cuenta principalmente que se debe evitar la turbulencia que genera la misma turbina. Detrás de los AE se crea una estela de viento ralentizada y turbulenta producto de que el AE ha extraído parte de la energía de viento al pasar a través de ella. En base a la experiencia acumulada en años de experimentación existen criterio mínimos que se pueden tomar como referencia, aunque en cada caso particular las condiciones pueden variar pero se requeriría de un estudio más detallado. Para ponernos de lado de la seguridad seguimos el siguiente criterio de diseño:

*El espaciamiento entre turbinas debe ser tal que se minimicen las pérdidas por interferencia provocadas por las mismas turbinas. Idealmente se deben colocar las maquinas en dirección recta una junto otra perpendicularmente a la dirección preponderante de viento. Sin embargo cuando la cantidad de turbinas es importante y el espacio limitado esto ya no es posibles y se disponen en varias hileras unas detrás de otras. En este último caso la distribución más utilizada es en trebolillo respetando las distancias mínimas de separación de **3-5 diámetros en dirección perpendicular al viento dominante** y **5-9 diámetros en la dirección del viento dominante**.*

En la siguiente figura se esquematiza lo dicho anteriormente.

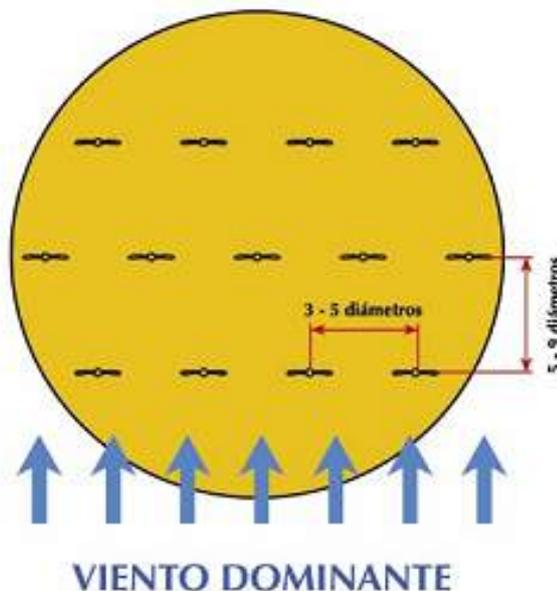


Figura 8.15. Criterio de espaciamiento utilizado en AE. Fuente: “Energía Eólica en la Comunidad Autónoma de la Región de Murcia”; 2003

En nuestro proyecto se comenzó por la instalación de tres turbinas E-58 de 1000 kW cada una, ya que esa es la limitación en cuanto a inyección de potencia que teníamos. Como futuro proyecto se puede plantear la ampliación del parque, en cuyo caso ya sería necesario el tendido de una línea de transmisión adecuada para la inyección de energía a generar, lo cual requeriría de un estudio económico y técnico mucho más detallado.

Para hacer el diseño nos basamos en la siguiente información, la cual ya fue expuesta en párrafos anteriores:

- Rosa de los vientos,
- Rosa de las rugosidades,

- Distribución de velocidades,
- Características técnicas de la turbina.

Podemos plantear dos posibles arreglos son:

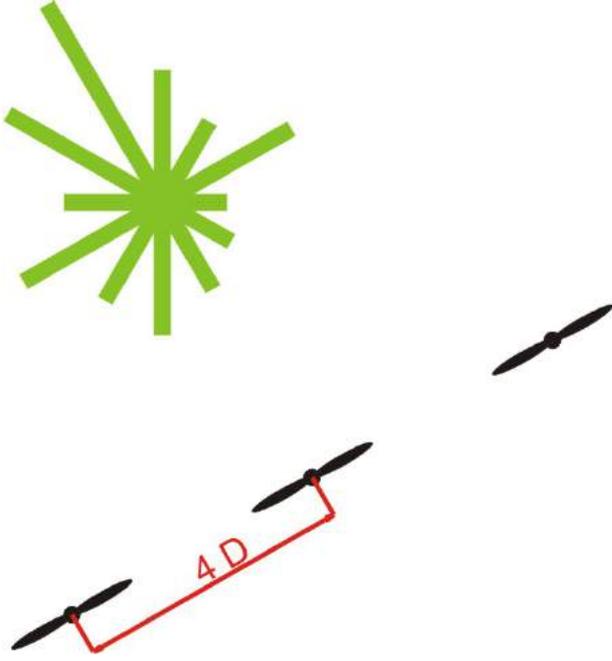
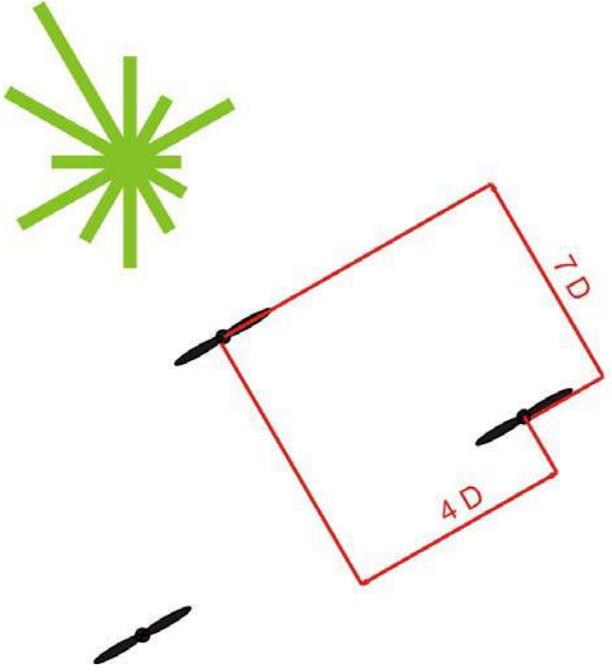
	<p>Arreglo 1:</p> <p>Como primera posibilidad se plantea una disposición sencilla, única línea de generadores ubicados perpendicularmente a la dirección preponderante de viento (dirección Noroeste). Respetamos las distancias mínimas de interferencia, es decir los disponemos separados unos de otros una distancia equivalente a 4 diámetros de rotor. De esta forma quedan enfrentados al cuadrante con mayor aporte energético.</p>
	<p>Arreglo 2:</p> <p>Pero como se puede ver en la Rosa de los Vientos, las direcciones perpendiculares a la preponderante, la Oeste y Este, también tienen gran aporte de frecuencias. Por lo tanto una distribución en trebolillo respetando un espaciamiento de 7 diámetros en la dirección preponderante y 4 en la otra, de este modo la distribución disminuye la interferencia entre máquinas para cualquier dirección de viento. Y deja además planteada la distribución para una posible ampliación de la granja en el futuro, pues se pueden ir agregando máquinas siguiendo la disposición en trebolillo.</p>

Tabla 8.12 Arreglo de la distribución de los AE en el parque eólico. Fuente: Elaboración propia.

Se eligió entonces la distribución planteada por el arreglo 2 pues cumple con los requisitos mínimos que permitirían el buen desempeño de la granja.

Ubicación geográfica de la granja

Una vez terminado el proceso de diseño de la instalación se procedió a hacer una representación de la misma sobre la geografía del terreno, y de este modo se tiene una visión global de la instalación y una referencia de las distancias relativas.

Quedando el esquema general del parque de la siguiente manera:

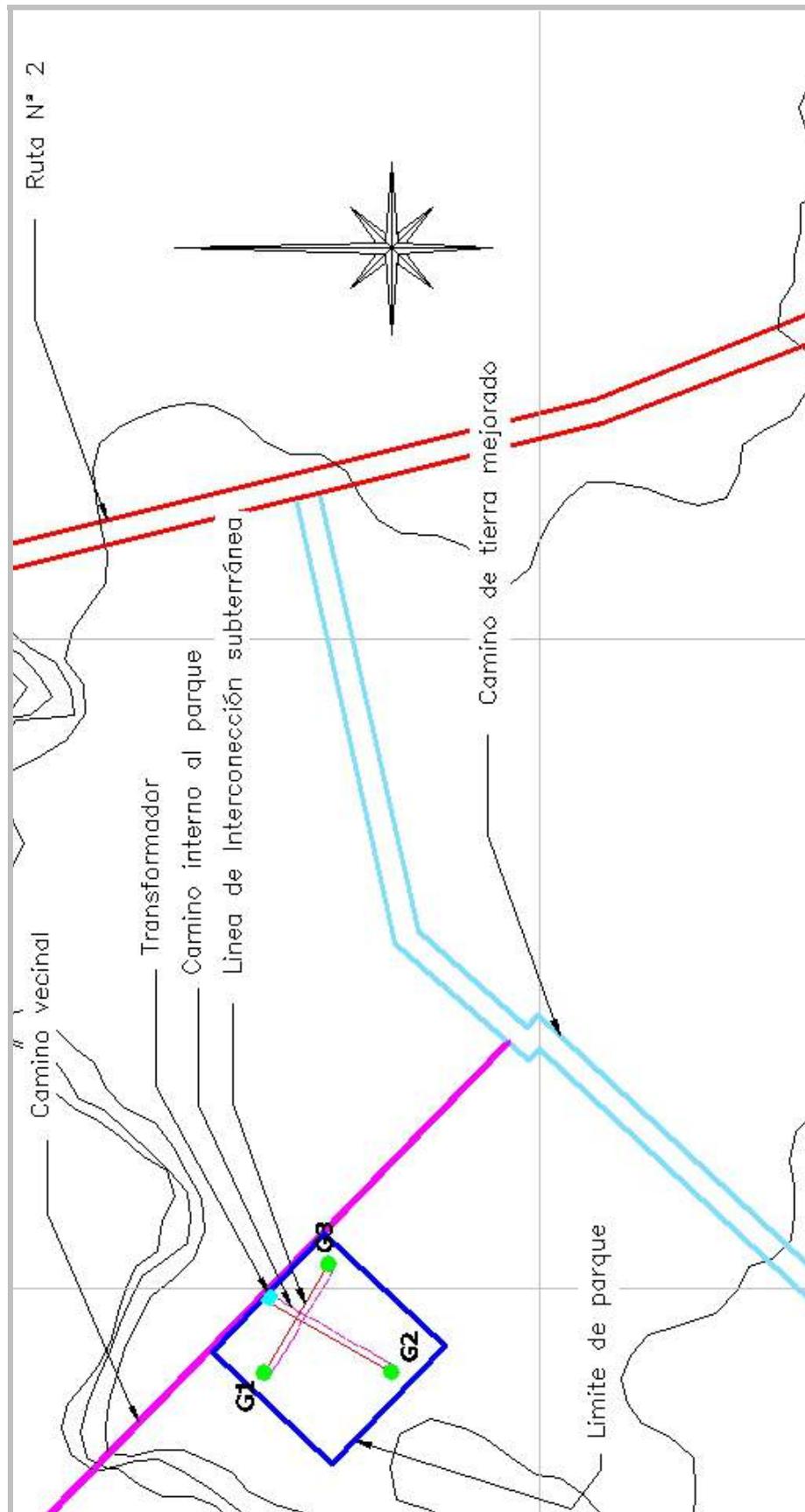


Figura 8.16. Esquema de la ubicación del parque eólico. Fuente: Elaboración propia

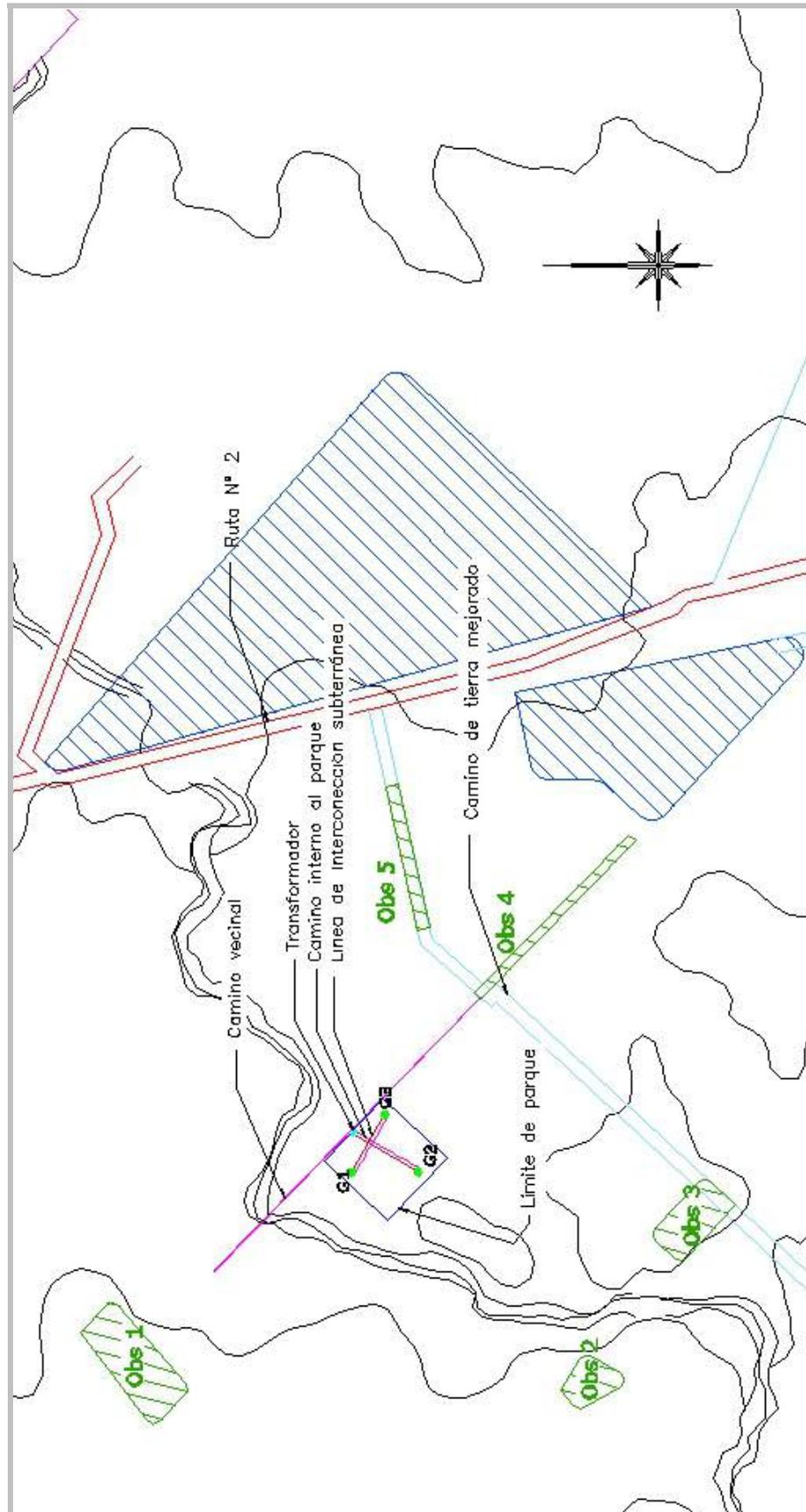


Figura 8.17. Esquema ubicación del parque eólico y zonas de exclusión. Fuente: Elaboración propia

Encuadre local

Habiendo ubicado geográficamente las turbinas en el terreno disponible, sólo queda detallar algunas consideraciones de orden local que entran en juego y hacen a la viabilidad técnica del proyecto, la cuales fueron evaluadas a lo largo de los capítulos anteriores. Ahora nos limitamos a describir el ordenamiento final.

Caminos de acceso:

Finalmente el acceso al parque quedo definido por el camino vecinal que une las rutas N° 226 y N° 2, este es propicio para el tránsito de las maquinarias necesarias para la instalación así como es de fácil acceso para el mantenimiento de los AE. La cercanía a las rutas antes mencionadas facilitará esto último en gran medida.

Sólo se deberán construir senderos entre una turbina y otra para el comunicado entre las mismas.

Las líneas más cercanas:

La extensión de las líneas necesarias hasta la red de 13,2KV que corre paralelo al camino es de unos 500 metros. Dicha instalación se encuentra considerada dentro del cálculo económico pues la extensión de la misma no es excesiva, teniéndose en cuenta como un porcentaje de la inversión inicial.

8.5.2 Planificación - Aspectos Ambientales

La generación de electricidad a partir del viento no produce gases tóxicos, ni contribuye al efecto invernadero, ni a la lluvia ácida. No origina productos secundarios peligrosos como radiación ionizante ni residuos radiactivos. Cada kilovatio hora de electricidad generada por energía eólica evita la emisión de aproximadamente un kilogramo de CO₂ a la atmósfera, si se hubiera generado en una central térmica de gas o carbón. En un año de funcionamiento, un aerogenerador ha producido más energía de la que se utilizó en su construcción.

A pesar de lo antes expuesto, la promoción de la tecnología eoloeléctrica mediante argumentos ambientales ha provocado que estos proyectos se analicen detalladamente, ya que a pesar de ser una fuente de generación “limpia” no está libre de impacto ambiental. Si bien esto ha disminuido en algún punto la implantación de dicha tecnología, también ha ayudado a fortalecerla, ya que se han orientando fuerzas a cuantificar detalladamente los efectos adversos, así como a reducirlos substancialmente. Cómo ocurre con el surgimiento de toda nueva tecnología existen grupos que se encuentran a favor y otros en contra.

Luego de algunos años de implementación se sabe que las consecuencias provocadas por la energía eólica tienen efectos localizados y reversibles, que se pueden superar mediante soluciones técnicas y no representan un peligro serio para el medio ambiente, a diferencia de las fuentes tradicionales de energía, cuyos impactos suelen ser generales, permanentes y costosos en su eliminación.

El impacto ambiental que tendrá la instalación de la granja es uno de los factores que debe tenerse en cuenta desde el principio en todo proyecto de este tipo. En los países donde esta tecnología está ampliamente instalada, los proyectos para la instalación de un parque eólico tienen como requisito legal la elaboración de un informe de impacto ambiental que detalle los posibles efectos locales del proyecto y las soluciones probables para los mismos. La viabilidad de un proyecto eólico puede quedar truncada por no obtener los permisos necesarios por parte de las autoridades pertinentes.

En la Argentina no existen aún regulaciones que pongan límites a esta actividad, por lo tanto para nuestro proyecto tomamos como base los criterios de diseño utilizados en países donde la reglamentación legal está bien definida.

Impacto ecológico de las turbinas

Los posibles efectos de un proyecto eólico en el medio ambiente son analizados a través de la elaboración de un estudio de impacto ambiental. En principio, las zonas naturales protegidas quedan al margen del desarrollo de cualquier proyecto eólico.

En términos generales, el impacto de cualquier actividad en el medio presenta una mayor o menor incidencia dependiendo de tres factores fundamentales:

- El carácter de la acción en sí misma,
- La fragilidad ecológica que tenga el territorio donde va a llevarse a cabo la acción,
- La calidad ecológica que tenga el lugar donde se desarrolla el proyecto.

Así, cuanto más intensa sea la acción, más frágil sea el territorio y mayor calidad posea, el impacto producido será mayor. El carácter de los proyectos eólicos en sí, genera escaso impacto en la acción, por lo que al evaluarlo, nos centramos fundamentalmente en el análisis de los otros dos puntos (fragilidad y calidad ecológica), lo que requirió un estudio del lugar en el que va a realizarse el proyecto.

En lo que respecta a proyectos eólicos, existen efectos comunes que se pueden sintetizar en los siguientes aspectos:

Impacto ecológico de las turbinas	Impacto sobre la flora
	Efectos sobre la fauna (avifauna)
	Ruido
	Impacto visual

Tabla 8.13 Impacto ecológico de las turbinas. Fuente: Elaboración propia.

Teniendo en cuenta estos factores, se estima si las consecuencias del impacto ecológico de las turbinas en la instalación del parque son aceptables en términos de conservación del medio. En ocasiones es importante el asesoramiento de expertos en la materia que brinden información sobre la fauna y flora reinantes en la zona donde se instalará el parque.

Pero antes de comenzar el estudio de impacto local debimos tener una breve referencia de las zonas protegidas en territorios aledaños y las cuales fueron tenidas en cuenta al momento de la búsqueda del emplazamiento pues resultan zonas de exclusión para este tipo de actividad.

En el siguiente cuadro hacemos una breve descripción de las reservas naturales ubicadas en el partido de Gral. Pueyrredón y zonas aledañas, territorio donde comenzó la búsqueda del emplazamiento.

Reservas en el Partido de General Pueyrredón

La Reserva Municipal de Lobos Marinos

El asentamiento se halla sobre una pequeña playa ubicada en el Puerto de Mar del Plata, en la costa interna de la escollera sur, a muy pocos metros de su inicio. El objetivo primario de esta Reserva es el de proteger al lobo marino de un pelo (*Otaria flavescens*). Alberga una población de alrededor de 800 lobos marinos de un pelo [34]. Es de destacar que en 1994, la especie fue declarada Monumento Natural de Mar del Plata. La característica más sobresaliente de la colonia es la existencia en ella de ejemplares machos únicamente, lo que la califica como “única”.

La Reserva Natural Puerto de Mar del Plata

Es un humedal que se halla ubicado al sur del Puerto de Mar del Plata¹. Es el relicto de un antiguo ecosistema de bañados costeros que ocupó más de 500 hectáreas, actualmente reducido a unas 42. Esta reserva tiene más de 150 especies de plantas, dominando el espartillo, *Panicum racemosum*, juncos, etc. Abundan las aves marinas costeras y muchas de las típicas para las lagunas pampeanas (patos, garzas, macacitos, gaviotas y gaviotines, etc.).

En nuestro planeta existen tres grandes sistemas migratorios de aves: a) Sistema migratorio de Europa y Asia, b) de Oceanía y África, y c) Panamericano. La costa atlántica de nuestro país es una de las tres rutas de este último sistema, por donde anualmente transitan cientos de miles de aves de distintas especies. Las lagunas del puerto marplatense constituyen un punto más que importante en el largo viaje migratorio [37].

Reserva integral Laguna de los Padres

De dominio municipal³, se encuentra en los faldeos de las Sierras de los Padres, próxima a la laguna y Sierras de Tandil. Se trata de una zona ondulada, cubierta por matorrales de un arbusto espinoso "Curro". Esta laguna, tiene una longitud y un ancho máximo de 2.065 y 1.700 metros respectivamente y abarca una superficie de 216 hectáreas. En el área pueden observarse más de 90 especies de aves que utilizan el sector como zona de alimentación.

Reserva turística y forestal Costanera Sud

Comprende toda la franja costera sud de dominio municipal contigua a la Ruta 11, desde Punta Mogotes, hasta el arroyo las Brusquitas. Esta zona, fue forestada en la década del 50 con el objetivo de impedir los movimientos de arena que obstaculizaban el tránsito de vehículos por esta ruta. Se utilizaron especies: pinos marítimos, aromos, transparentes y tamariscos, que no sólo fijaron la arena, sino que también colaboraron a formar suelos. Estos densos montes conforman un paisaje sin igual en el litoral atlántico argentino que combina playas, acantilados y hermosas vistas marinas.

Reservas Forestales

La ciudad de Mar del Plata es muy rica en cuanto a la forestación urbana. Por tal motivo, los barrios o espacios que poseen especies arbóreas cuya calidad y cantidad justifican su conservación, han sido declarados Reservas Forestales. Doce barrios reúnen éstas características, siendo los más conocidos: Bosque de Peralta Ramos y Sierra de Los Padres. Los restantes son los siguientes: Parque Camet, El Tejado, Las Margaritas, La Florida, Parque Montemar, El Grosellar, El Sosiego, Las Dalias, Santa Rosa del Mar, Alfár y Bosque Alegre.

Reserva natural integral - Mar Chiquita (*)

Ubicada en la llanura pampeana (Lat. Sur: 37°06"; long. Oeste: 57°00") con una superficie de 3.000 hectáreas, sobre la costa del Océano Atlántico (56 Km de longitud) incluyendo a la Albufera de Mar Chiquita. Con su laguna de más de 37 Km de largo conforma una suerte de isla de dunas a lo largo de la costa con acceso muy restringido, dándole un grado de protección ideal.

La albufera representa un ecosistema acuático de agua salada. Dunas costeras, humedales, lagunas y cuerpos de agua con variadas especies. Pastizales naturales, bosque xerófilo y ecosistemas marinos con algas verdes, rojas y marrones.

(*) Pertenece al partido de Mar Chiquita, pero por su cercanía el sitio de emplazamiento es interesante mencionarla.

Tabla 8.14 Reservas del Partido de Gral. Pueyrredón. Fuente: Elaboración propia

Como se puede ver existe una buena cantidad de sectores protegidos y que, como se dijo al comenzar este capítulo constituyen zonas de exclusión al momento de realizar la búsqueda del futuro emplazamiento eólico.

Cabe aclarar que las zonas reservadas de: Reserva Municipal de Lobos Marinos, Reserva Natural del Puerto de Mar del Plata, Reserva turística y forestal Costanera Sud y las Reservas Forestales ya constituían zonas de exclusión desde un principio pues las

mismas se encuentran ubicadas dentro de la zona urbana de la ciudad de Mar del Plata, la cual ya es zona de exclusión en sí misma. Por lo tanto fuera de ellas únicamente quedan las Reserva Integral Laguna de los Padres y la Reserva Integral - Mar Chiquita, como zonas de exclusión independientes.

En la figura 8.11 quedaron especificadas las zonas antes citadas en referencia al sitio de emplazamiento elegido para la construcción del parque eólico.

Una vez reconocidas las zonas de exclusión procedemos a evaluar puntualmente la zona de emplazamiento con el objeto de prever el posible impacto provocado en este emprendimiento desde la fase de construcción y posterior operación y mantenimiento.

Evaluamos por separado los efectos mencionados al principio del capítulo para luego llegar a una conclusión.

Impacto sobre la flora

Respecto a los efectos que el desarrollo de la energía eólica pudiera tener sobre la flora, a priori parece obvia su escasa influencia. Los principales efectos se ven en la fase de construcción del parque debido, principalmente, al movimiento de tierras en la preparación de accesos al parque y la realización de cimentaciones para AE y edificios de control.

En la estimación de los impactos sobre la vegetación fue preciso considerar dos cuestiones: el valor de la vegetación presente en la zona en la que se va a llevar a cabo el parque eólico, y la incidencia en ella de las operaciones de construcción y posterior funcionamiento del parque.

El impacto generado durante la construcción de un parque puede ser de dos tipos:

Directo

A causa de la propia desaparición de la vegetación existente.

Tiene lugar preferentemente en el momento de la construcción del parque y son fáciles de prever:

- Movimientos de tierras en la preparación de los accesos al parque eólico.
- Realización de cimentación.
- Construcción de edificación de la instalación.

Indirecto

Por la interrupción de cursos fluviales, utilización de herbicidas, incendios, pastoreo.

Suelen producirse durante la etapa de funcionamiento del parque. Su previsión es a veces difícil. Pero se toman medidas para minimizar estos riesgos realizando algunos estudios como:

- Hidrología y pluviometría.
- Trazado y perfiles transversales del camino.
- Impactos sobre la vaguada y cursos de agua.

En nuestro caso de acuerdo a la zona elegida para la instalación del parque se caracteriza por ser terreno explotado por el hombre para la agricultura y ganadería. Significando esto que no se existe peligro en la intrusión de una amenaza contra la flora existente en el lugar, más que la pérdida económica por la no utilización del terreno para dicha explotación. Además de tener en consideración que una vez concluida la vida útil del parque y si se decidiera su desmantelamiento, la recuperación de las tierras para reiniciar la

actividad agropecuaria es inmediata.

También se debe tener en cuenta como se ha demostrado en lugares como los Estados Unidos donde existe una fuerte política de incentivo para el sector agropecuario en la introducción de la generación eólica en sus granjas, la posible convivencia de los molinos y la actividad agropecuaria. Redundando en un beneficio tanto para la sociedad por el aporte de energía como para los campesinos mismos que ven réditos sustanciales por los cánones que perciben debido al alquiler de sus tierras. Además de no ver afectada su actividad principal de agricultores o ganaderos. Pues si bien se sabe que para lograr la misma cantidad de energía que una central térmica convencional se necesita una gran cantidad de máquinas, sólo entre el 1% y 3% de la tierra donde se asienta el parque es ocupada, el resto queda libre para la explotación [38].

Podemos ver en la siguiente imagen el impacto que tiene en el terreno circundante la instalación de algunas turbinas.



Figura 8.18. Impacto de la instalación de turbina eólica en terreno aledaño. Fuente: Vestas, fabricante de AE

En la foto se puede ver en fase de construcción un emplazamiento de tres turbinas de 2MW cada una, se ha instalado la primera, faltan las otras dos. La foto evidenciada la poca influencia de la obra civil en el terreno circundante. En escasos metros alrededor de los AE se necesita una zona libre para la circulación de las grúas y demás maquinarias para la construcción de la fundación y un camino que comunique las mismas. Lo único que permanece luego de la puesta en funcionamiento del parque es este camino necesario para las actividades de operación y mantenimiento, el resto del terreno es inmediatamente recuperado para el desarrollo de la fauna local.

El paisaje recurrente en zonas rurales se puede apreciar en las siguientes fotos que

demuestran la convivencia de las actividades agropecuarias y la de generación eólica.



Figura 8.19. *La ganadería y los molinos de viento. Fuente: Nikon, fabricante de AE*



Figura 8.20. *La actividad agropecuaria y los molinos de viento. Fuente: Nikon, fabricante de AE*

Este tipo de emplazamiento es el que tendría lugar en el sitio donde pretende instalarse el parque en nuestro proyecto. Por lo cual queda evidenciada la escasa influencia sobre la flora local.

Impacto sobre la fauna

En cuanto al segundo de los aspectos se debe aclarar que dentro de la fauna el principal efecto que tiene los parques eólicos es sobre las aves, por lo tanto la evaluación de impacto se limita a estos animales.

Sobre este tema se han realizado numerosos estudios referente a la conducta de las aves y la frecuencia de colisiones con un aerogenerador, habiéndose comprobado que el peligro significativo es muy pequeño en comparación con otras causas de muerte de aves (tendidos eléctricos, carreteras, etc.).

Los efectos negativos de los parques sobre la avifauna se pueden resumir en [\[39\]](#):

Colisiones

Las colisiones con las aspas en movimiento, con la torre o con las infraestructuras asociadas, como las líneas eléctricas de evacuación, son causas de mortalidad directa. Por su parte los rotores pueden causar lesiones debidas a las turbulencias que producen.

Molestias

Los AE suponen unas molestias que comportan que las aves los eviten e incluso pueden provocar que eludan utilizar toda la zona ocupada por el parque eólico. Si las aves son desplazadas de sus hábitats preferentes por esta causa y son incapaces de encontrar lugares alternativos, puede disminuir su éxito reproductor y su supervivencia. Las molestias pueden estar causadas por la presencia de los AE y/o por la presencia de vehículos y personas durante su construcción y su mantenimiento.

Efecto barrera

Los parques eólicos suponen una barrera para la movilidad de las aves, ya que fragmentan la conexión entre las áreas de alimentación, invernada, cría y muda. Además, los rodeos necesarios para esquivar los parques eólicos provocan un mayor gasto energético que puede llegar a mermar su estado físico. Este tipo de efecto puede darse tanto en el caso de un gran parque eólico lineal como por el efecto acumulativo de varios parques.

Destrucción del hábitat

La instalación de AE e infraestructuras asociadas, como por ejemplo las líneas eléctricas

de evacuación y los caminos de acceso, comporta transformación o pérdida de hábitat.

En cualquier caso, la construcción de parques se evita en ciertas áreas como las rutas de migración y las zonas de residencia de especies sensibles o en peligro de extinción.

En grandes proyectos eólicos en la selección de la zona de emplazamiento esta sujeta a la valuación de los intereses ornitológicos. En el caso de la avifauna que vive normalmente en una zona de AE, el peligro de choque es relativamente bajo, ya que los pájaros aprenden a evitar los obstáculos existentes en su propio territorio.

En general, causan mayores problemas otras actividades humanas que influyen también en el ecosistema local como el tendido eléctrico de alta tensión, las torres de comunicación, colisión con vehículos, ventanas de edificios, etc. Como quedó demostrado en el siguiente gráfico que surgió de un estudio hecho en los EEUU sobre una población de 10.000 aves muertas.

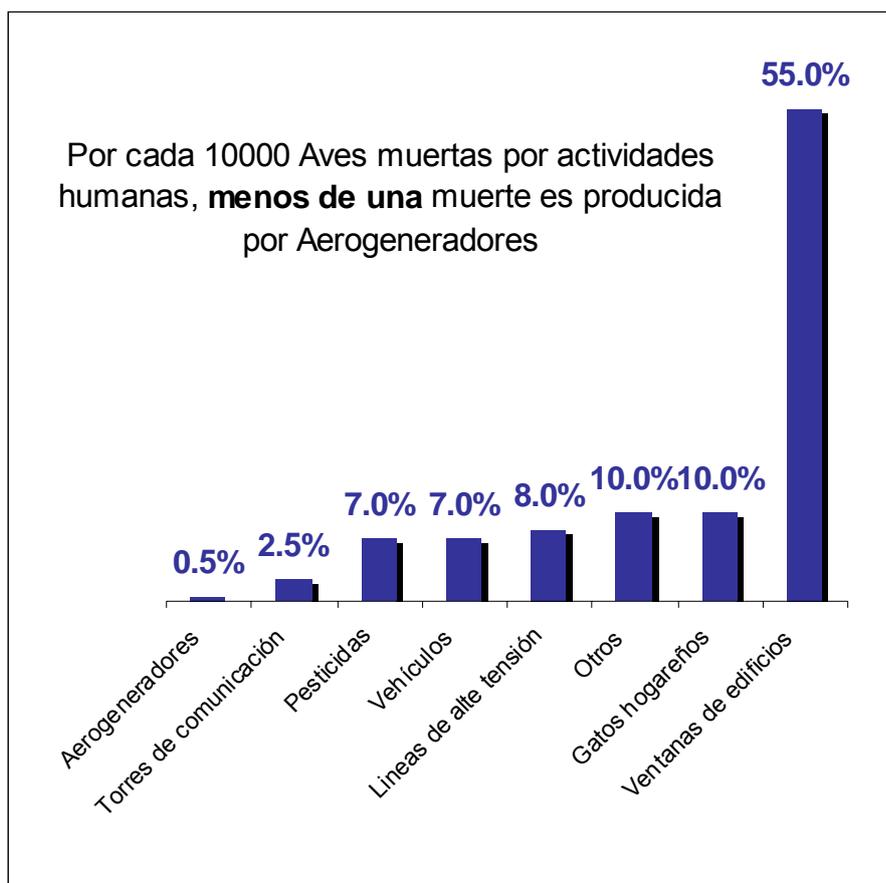


Grafico 8.18 Porcentaje de muertes por distintas actividades humanas. Fuente: AWEA, 2005

Incluso el tendido eléctrico que comunica el parque con las líneas de alta tensión adyacentes o entre los mismos AE puede causar más problemas que las propias maquinas. En ocasiones, sobre todo cuando un parque eólico se instala en un espacio protegido, se

evalúa la necesidad que el tendido eléctrico sea subterráneo, si no es posible en todo su recorrido sí al menos en los tramos más conflictivos, pero como es obvio supone un encarecimiento del coste de instalación.

Existe poca información acerca de las rutas migratorias de aves a nivel regional como lo puede ser la Prov. de Bs. As. o el partido de Gral. Pueyrredón por lo que es difícil cotejar la ubicación del parque con ese tipo de información. Sólo contamos con el asesoramiento de investigadores en la materia quienes nos informaron que localmente existe una migración diurna de aves desde Laguna de los Padres hacia el sector costero, esto lo hacen para alimentarse [\[40\]](#). Pero no se han hecho hasta el momento estudios concretos sobre el tema.

Por lo tanto en el presente trabajo nos limitaremos a evitar la cercanía a los sectores reservados que se mencionaron en el apartado de más arriba y que constituyen zonas de exclusión para la instalación de granjas eólicas.

Sonido de las turbinas

Los AE producen sonido derivado de su propio funcionamiento. En ocasiones las emisiones acústicas llegan a provocar inconvenientes en sectores aledaños. E incluso a llegado a ser limitante en países de poca extensión territorial, donde la reglamentación es estricta y las instalaciones se han expandido hacia zonas próximas a las urbanas (Países Bajos, Dinamarca, Alemania).

Para entender cual es la importancia que radica en las emisiones sonora se debe definir el concepto de *ruido*, el cual sencillamente se puede precisar como “sonido no deseado”. Como su definición lo expone, este concepto es un fenómeno altamente psicológico que depende de la percepción de cada individuo. Por lo tanto la elaboración de un modelo sencillo y universalmente satisfactorio es complicada.

A los largo de los años de vida que tiene la generación eólica moderna, uno de los avances más importantes que ha tenido la tecnología en esta campo es el diseño de máquinas con emisiones sonoras cada vez menores, llegando a ser hoy en día prácticamente un problema secundario.

Para hacer una evaluación de la influencia que puede tener la instalación de las turbinas sobre los asentamientos cercanos debemos conocer un poco más el fenómeno.

Emisiones de ruido

En una turbina en funcionamiento existen dos fuentes de ruido:

Ruido mecánico

Procede del generador, la caja multiplicadora y las conexiones, y puede ser fácilmente reducido mediante técnicas convencionales de construcción con nuevos materiales y diseños.

Ruido aerodinámico

Es producido por el movimiento de las palas y tiene un tratamiento más difícil por métodos convencionales. La interacción entre el flujo de aire atmosférico y el rotor de un aerogenerador da lugar a un campo fluctuante de presiones. Características tales como la turbulencia del flujo, la geometría del rotor y el acabado superficial de las palas que lo componen influyen en tales fluctuaciones de presión. Ese campo fluctuante de presiones se caracteriza por presentar un determinado espectro de potencia, pudiendo aparecer componentes espectrales dentro del rango audible, hablándose entonces de emisiones acústicas.

Este ruido puede ser disminuido, entre otros métodos reduciendo la velocidad del rotor. Actualmente, los AE se diseñan con criterios para disminuir el ruido aerodinámico, y los modelos en el mercado tienen niveles de ruido que en general están por debajo del "ruido de fondo" del propio viento.

Para detectar el grado de molestia de una fuente de ruido, en especial de un aerogenerador, de deben tener en cuenta cuatro factores:

- El propio ruido producido por el aerogenerador,
- La posición de las turbinas,
- La distancia a la que se encuentran los residentes del área con respecto a los AE y
- El sonido de fondo existente.

Los niveles de ruido producidos por los AE se determinan luego de medir para cada turbina la potencia sonora, la frecuencia y pulsaciones. Los fabricantes, especifican junto con el resto de los datos técnicos los niveles teóricos de emisión sonora en dB(A) en función de la velocidad de viento y considerando que todo el sonido se concentra en un punto central (en la realidad el sonido proviene de toda la superficie de la máquina). Esta

información representa una herramienta útil al momento de evaluar el impacto de una granja.

Con el objeto de tener una referencia del ruido emitido por los AE, mostramos la siguiente escala con diferentes fuentes que nos resultan más familiares:



Figura 8.21. Escala de ruido de diferentes fuentes. Fuente: “Energía Eólica en la Comunidad Autónoma de la Región de Murcia”; 2003.

Como se puede apreciar los niveles de emisión de un AE a una distancia razonable de 350m son similares a los existentes en una casa de familia. Además es importante destacar que en ningún paisaje las máquinas funcionarán en silencio absoluto, el mismo ruido producido por los árboles, arbustos o pájaros puede llegar a enmascarar el potencial sonoro de los AE para velocidades de viento alrededor a 4-7m/s o superiores. [20]

Determinación del nivel de ruido

La determinación de los niveles de ruido para los AE es hoy en día relativamente sencilla utilizando software que se basen en las leyes de propagación del sonido. En nuestro caso hicimos uso de una herramienta de cálculo que nos permitió estimar los niveles de ruido a diferentes distancias y confeccionar un “mapa de ruido” en los alrededores de la granja.

Los datos necesarios para realizar la evaluación son:

Datos generales del parque	Cantidad de turbinas	3 aerogeneradores
	Disposición de las mismas	En trebolillo respetando el espaciamiento mínimo de 7 diámetros en dirección del viento
	Emisión sonora de las maquinas (dato aportado por el fabricante)	100 dB(A)
Datos del contexto	Ubicación de asentamientos más cercanos	Ver figura 8.17
	Rosa de los vientos (influye en la propagación del sonido)	Ver figura 8.17
Niveles de emisiones permitidos	En la Argentina no existe reglamentación al respecto por lo tanto tomaremos los límites legales que se establecen en Dinamarca.	A 300m de distancia de las máquinas el límite teórico máximo debe ser de 45 dB(A). Si existiese una alta concentración de población cercana, el límite disminuye a 40 dB(A).

Tabla 8.15 *Datos ingresados al software de cálculo de emisiones de sonido. Fuente: elaboración propia*

Con la información precedente ingresamos al programa de cálculo que esta representado por una grilla cuadrículada cuyos cuadros tienen las dimensiones de un diámetro de rotor. Así de esta forma, una vez ingresados los datos de diámetro AE, ubicación de los mismos, nivel de sonido de la fuente más cercana y el límite permitido para ese sitio.

De esta manera los resultados arrojados se muestran a continuación:

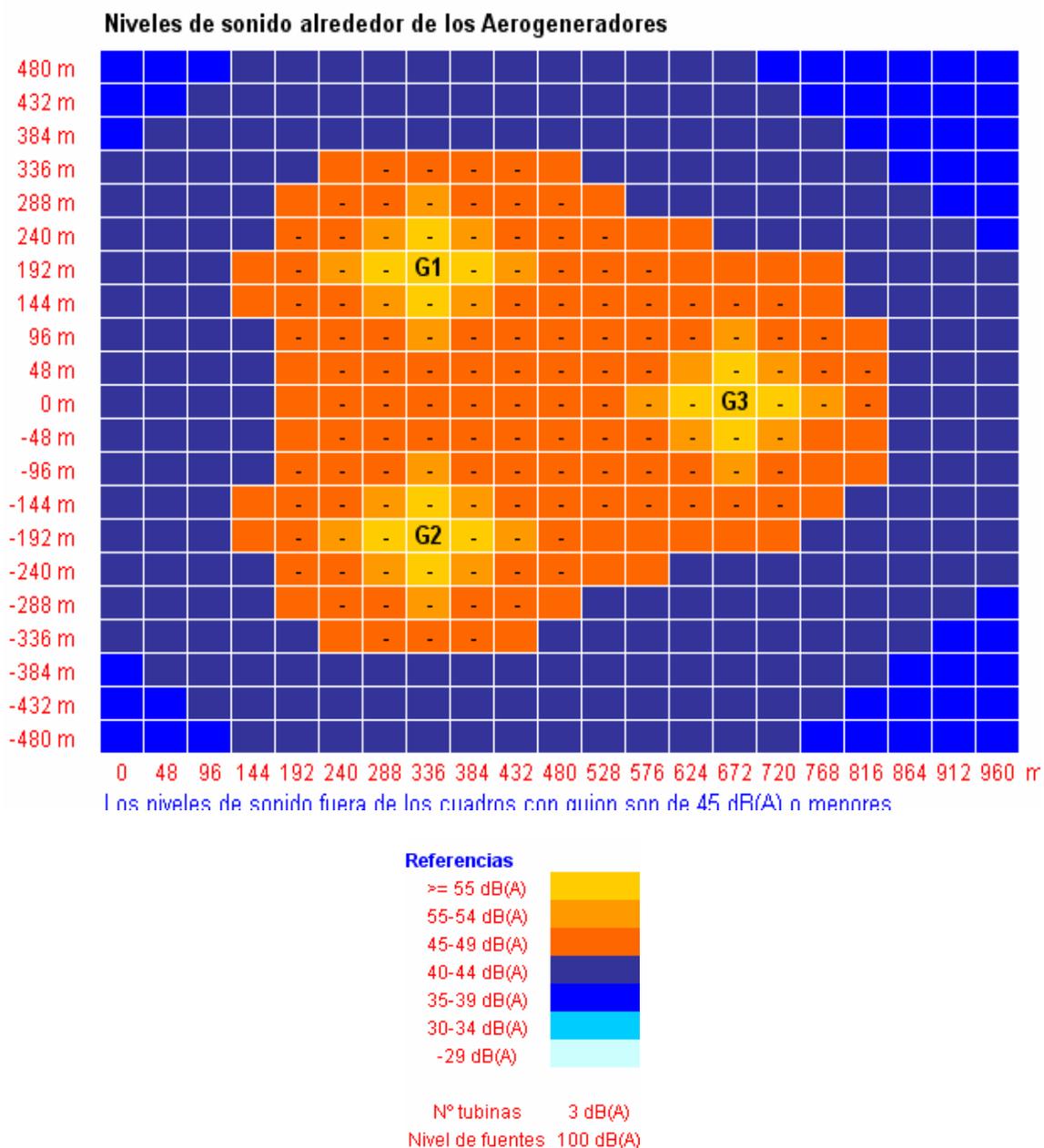


Figura 8.22. Mapa de emisión sonora, para la disposición de AR elegida. Fuente: Asociación danesa de Industria Eólica; Windpower.org, 2007

Como se puede apreciar de acuerdo a la ubicación elegida para la instalación de los AE, se tiene una zona de influencia donde los niveles sonoros de 45 dB(A) no superan los 200 metros desde la ubicación de las turbinas y, por lo tanto, de está fuera del alcance de los pocos asentamientos ubicados en la zona. Por lo cual se puede concluir que en lo que respecta a la contaminación acústica del parque, se cumplen las especificaciones establecidas siguiendo los requisitos impuestos por la legislación danesa.

En la figura 8.26 se puede ver el alcance de las emisiones sonoras en le emplazamiento y según el arreglo de turbinas elegido. Se concluye que los límites están lejos de cualquier asentamiento humano.

Impacto visual

La intrusión visual es la objeción más frecuentemente hecha contra los AE y es el principal factor que determina las actitudes públicas contra la aplicación de la energía eólica, por ello es un problema que no puede ser ignorado. Este es el impacto medioambiental menos cuantificable de los AE y el menos investigado en comparación con otra clase de disturbios medioambientales.

Dentro de los factores a evaluar en este aspecto de encuentran:

Arquitectura paisajística

De los dos factores a evaluar, éste es el menos estudiado por el carácter de subjetividad que involucra y, por lo tanto es en cualquier caso difícil de estimar y cuantificar.

Por ejemplo de acuerdo a la percepción de la gente un parque de unos pocos AE puede llegar a ser incluso atractivo, pero una gran concentración de máquinas obliga a considerar el impacto visual y la forma de disminuirlo.

Los elementos característicos de una instalación eólica que producen este tipo de impacto son: AE, casetas, líneas eléctricas y los accesos a la instalación. Los AE suelen minimizar su impacto mediante colores y formas atractivas.

La edificación suele posicionarse en una zona no muy visible a cierta distancia, sirviéndose de la orografía existente y empleando el cromatismo más adecuado para asemejarse a las construcciones de la zona de implantación en cuanto al color y a las formas.

Las líneas aéreas, al tener su trazado una altura menor al de los AE disminuyen su impacto cuando son trazadas en paralelo con la alineación de éstos, debiendo enterrarse en algunos tramos cuando se separa de ellos.

Los accesos minimizan su impacto evitando al máximo posible el movimiento de tierras necesario, recuperando inmediatamente el cubriente vegetal afectado y autorizándose el paso solo al personal de explotación de las instalaciones.

No existe un criterio unívoco para el diseño de un parque de acuerdo a las características del medio circundante, depende entonces de la percepción del proyectista. Como criterio general siempre se trata de concretar un diseño simple, lógico y evitado confusión visual. Pero podemos tomar como referencia la siguiente consideración [\[41\]](#):

Para terrenos llanos de agricultura es indistinta la ubicación de pocas turbinas o una granja de grandes dimensiones mientras las mismas sean ubicadas regularmente espaciadas.

Para zonas costeras o de terreno accidentado se estima adecuada la ubicación de gran cantidad de máquinas ubicadas de tal forma que sigan las líneas geográficas. Se puede ver en la siguiente fotografía como la instalación de las máquinas siguiendo el límite costero resulta visualmente agradable a diferencia de la pequeña turbina ubicada unos metros tierra adentro que interrumpe la distribución armónica de la granja (la mismas esta instalada con anterioridad)



Figura 8.23. Ejemplo de distribución de turbinas en zona costera. Fuente: Asociación danesa de Industria Eólica; Windpower.org, 2007

Focalizándonos en el caso que nos compete de nuestro proyecto, de acuerdo a las características del terreno circundante (campos llanos de utilización agrícola-ganadera) la ubicación de turbinas eólicas con alturas de buje cercanas a los 100m constituirán estructuras sobresalientes en el paisaje. Sumado al hecho que este tipo actividad no es algo común en la zona (en el país tampoco) lograr la aceptación por parte de la gente será un trabajo que deberá comenzarse desde los inicios del proyecto en caso que en algún momento se haga realidad.

Como antecedente positivo en este tipo de emprendimientos se puede nombrar el parque eólico Antonio Morán con 26 máquinas instaladas, perteneciente a la Sociedad Cooperativa Popular Limitada (SCLP) de Comodoro Rivadavia donde *“El Parque Eólico no causa mayor impacto visual. Por el contrario, por utilizarse una fuente de energía renovable, los AE están considerados favorablemente como entorno paisajístico, constituyéndose en una atracción turística de principal nivel para nuestra ciudad.”* [42]

También se debe tener en cuenta que el emplazamiento elegido en nuestro caso se encuentra alejado de cualquier zona de asentamiento urbano o de recreación, por lo que la

posible influencia recaerá sobre algunos residentes rurales que deberán ser consultados antes de la posible instalación de los equipos.

Proyección de sombras

Los AE al igual que cualquier estructura de gran tamaño proyectan sombra en las áreas circundantes al lugar de instalación. Las aspas del rotor al cortar la luz solar causan un efecto de parpadeo o efecto estroboscopia conocido con el nombre de “shadow flickers”. Este fenómeno puede causar malestar a las personas que se ven expuestas a tales variaciones de luz. De acuerdo a la reglamentación de cada país las limitaciones respecto a este punto pueden variar, para dar un ejemplo en los países europeos son más estrictos que en USA.

Se sabe que el rango de frecuencias que puede causar molestias en el ser humano esta entre 2,5 y 20 Hz [41]. Sin embargo en los modernos AE las velocidades de rotación del orden de 35 r.p.m y menores hacen que la frecuencia de corte de las palas en la luz solar ronde los 1,75 Hz. valor inferior al crítico. Aún así se recomiendan espaciamientos de por lo menos 10 diámetros de rotor entre las máquinas y cualquier asentamiento cercano, distancia que de todos modos se debe respetar de acuerdo a las limitaciones de ruido expuestas en la sección anterior.

Cálculo de las sombras proyectadas:

Hoy en día se puede estimar con gran certeza las zonas de influencia en lo que respecta a sombras teniendo en cuenta factores tales como las dimensiones de la turbina, ubicación geográfica, época del año, que influirán en el resultado final de las sombras proyectadas.

Si bien no se puede saber con exactitud cuándo habrá viento y de la dirección desde donde provenga (en lo que respecta a proyecciones futuras a largo plazo), se podría suponer el escenario más desfavorable, es decir una situación en la que siempre hay insolación y el viento esta continuamente soplando, de esta manera el rotor sigue exactamente el sol orientando a la turbina exactamente siguiendo el movimiento del sol. Este sería el caso más sencillo de calcular, pero también el más alejado de la realidad.

Hoy en día con la posibilidad de la utilización de software para el cálculo se pueden obtener resultados muy precisos y reales. Los factores que son tenidos en cuenta para hacer un cálculo más real son los siguientes:

Horas de funcionamiento real de la turbina, es obvio que la misma no se encuentra el 100% del tiempo generando ya existen paradas para reparaciones técnicas y por supuesto no todo el tiempo los vientos son superiores a la velocidad mínima de arranque.

Dirección real del rotor, esto se refiere a que es muy poco probable que el viento, y por lo tanto el rotor sigan al sol. Se obtienen resultados más realistas considerando que el rotor puede tomar cualquier posición en cualquier instante. Conduciendo este dato adicional a reducciones de sombra muy importante respecto al caso más simplificado. Pero para ajustarnos aún más a la realidad de nuestro emplazamiento, consideramos el dato que nos aporta la Rosa de los Vientos calculada para Mar del Plata. Usando la distribución de frecuencias por dirección representada por la rosa, y por lo tanto estimando la posición del rotor a lo largo del período en consideración, se puede llegar a obtener un dibujo de la sombra con gran exactitud. Con este acercamiento a las condiciones reales se logra reducción de hasta un 60% respecto del caso más desfavorable.

Horas de insolación reales, otro dato que aporta realismo al cálculo es la consideración del tiempo durante el cual el sol está realmente brillando. Idealmente existe un factor de corrección para cada hora durante cada día del año. Este valor varía para cada posición sobre el globo y para las distintas estaciones del año. En nuestro caso utilizaremos un valor estimativo por no contar con la información exacta.

Haciendo uso del software de cálculo pudimos obtener el “mapa de sombras proyectadas” por los AE elegidos en nuestro proyecto. Se tuvo en cuenta que a distancias mayores a 7-10 diámetros de rotor o 1.000 metros del rotor de un AE, no se aprecia que el mismo esté interceptando la luz, sino más bien se percibe como un objeto con luz tras de sí [\[20\]](#). Así pues no fue necesario calcular la proyección para distancias mayores a éstas.

El cálculo de la proyección de sombras se realizó para una turbina y luego se superpuso el resultado de acuerdo a la disposición elegida para nuestros 3 molinos.

Los datos introducidos en el software de cálculo son los siguientes:

Datos de la ubicación geográfica		
Mar del Plata Aero	Latitud	37°56' S
	Longitud	57°35' O
	Huso horario	GTM + 3:00
Datos del Aerogenerador		
Altura de buje	70,50 metros	
Diámetro de rotor	48 metros	
Especificaciones para la gráfica de sombra		
Período de cálculo	1 año	
Dirección de rotor según	Datos de la Rosa de los vientos para Mar del Plata (12 direcciones)	
Porcentaje de funcionamiento real	75%	
Distancia límite de de calculo	1.000 metros	
Porcentaje de insolación (valor promedio)	40%	

Tabla 8.16 Datos ingresados al software para el cálculo de proyección de sombras. Fuente: *Elaboración propia.*

Con dicha información, el resultado obtenido para una turbina es el siguiente:

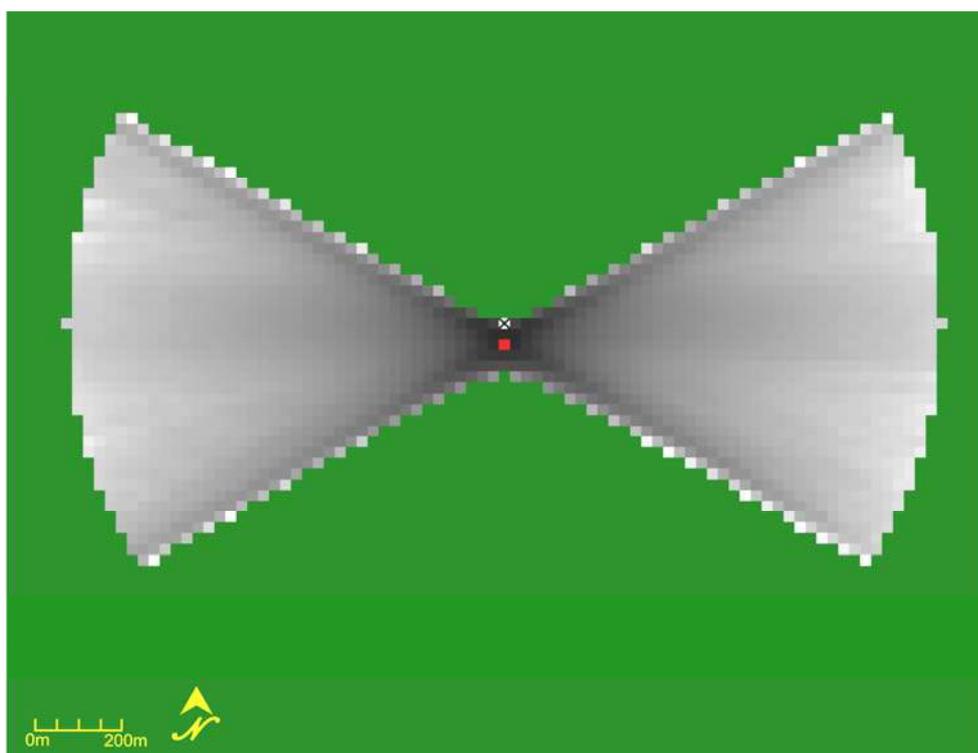


Figura 8.24. Mapa de sombras la una turbina en el sitio especificado. Fuente: software de cálculo; Asociación danesa de Industria Eólica; Windpower.org, 2007

En la imagen anterior la graduación de colores indica la mayor o menor frecuencia de aparición de sombras en ese sector, desde el negro oscuro hasta el blanco, el verde representa las zonas sin proyección de sombras. El punto rojo representa una zona donde la

presencia de sombra supera el 70% del tiempo en el año.

En la figura 8.25 se puede el mapa de sombras superpuesto al lugar de emplazamiento. Los asentamientos se encuentran fuera del alcance de las sombras para cualquier época de año.

Disposición Final

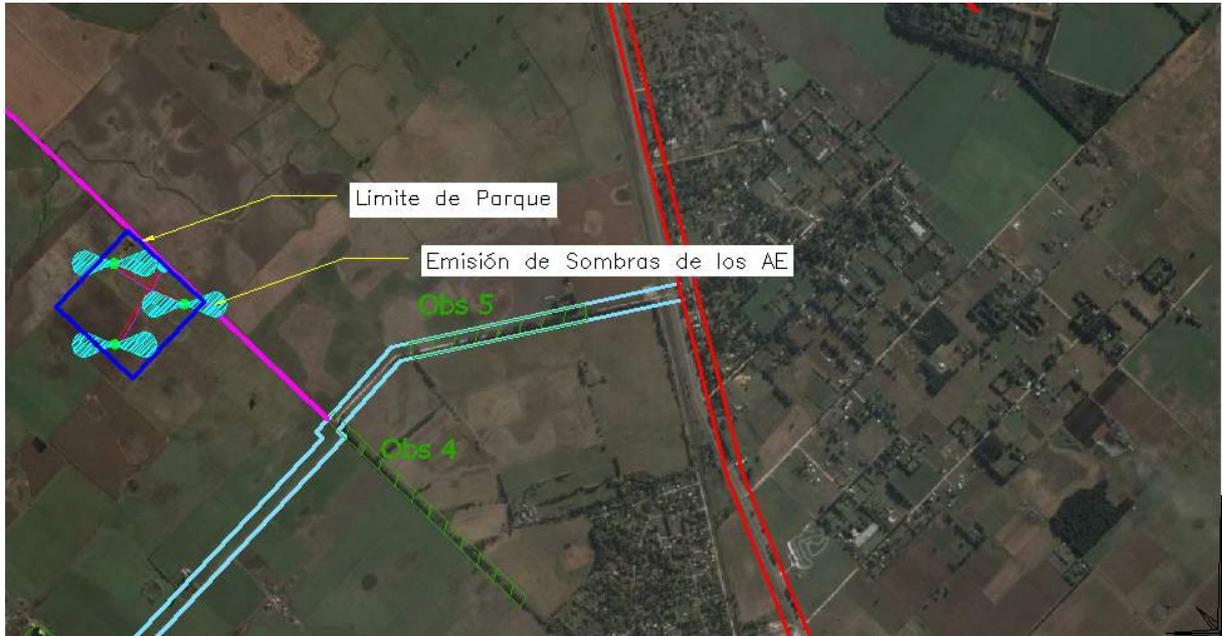


Figura 8.25. Emisión de sombras según el arreglo y ubicación de los AE. Fuente: Elaboración propia



Figura 8.26. Alcance de las mediciones sonoras mayores según el arreglo y ubicación de los AE. Fuente: Elaboración propia

Ventajas de las Energías renovable y reducción de Gases de efecto invernadero

Uno de los aspectos ambientales de mayor relevancia en la generación de energía eoloelectrica es su carácter de fuente de energía “renovable” y todo lo que este concepto implica.

Las energías renovables son fuentes de abastecimiento energético respetuosas con el medio ambiente. A diferencia de la generación y el consumo de las energías convencionales que causa importantes efectos negativos en el entorno. Como quedó demostrado en la sección anterior el impacto sobre el medio de la generación eólica no es nulo, pero sí podemos afirmar que las consecuencias son infinitamente menores.

Las energías renovables no producen emisiones de CO₂ y otros gases contaminantes a la atmósfera, como sí ocurre con los llamados combustibles fósiles: petróleo, gas y carbón.

Las energías renovables no generan residuos de difícil tratamiento. La energía nuclear y los combustibles fósiles generan residuos que suponen durante generaciones una amenaza para el medio ambiente. Los impactos ambientales de las renovables son siempre impactos reversibles.

En particular la generación eoloelectrica implica una serie de ventajas en relación a las fuentes de generación convencionales [\[43\]](#):

Carece de un proceso de combustión o una etapa de transformación térmica que supone, desde el punto de vista medioambiental, un procedimiento muy favorable por ser limpio y exento de problemas de contaminación.

Se suprimen radicalmente los impactos originados por los combustibles durante su extracción, transformación, transporte y combustión, lo que beneficia la atmósfera, el suelo, el agua, la fauna y la vegetación.

Evita la contaminación que conlleva el transporte de los combustibles; gas, petróleo, gasoil, carbón. Reduciendo de este modo el intenso tráfico marítimo y terrestre cerca de las centrales.

No hace necesaria la instalación de líneas de abastecimiento como las canalizaciones a las refinerías o las centrales de gas.

La utilización de la energía eólica para la generación de electricidad presenta nula incidencia sobre las características fisicoquímicas del suelo o su erosionabilidad, ya que no se produce ningún contaminante que incida sobre este medio, ni tampoco vertidos o grandes movimientos de tierras.

La energía eólica no produce ningún tipo de alteración sobre los acuíferos ni por consumo, ni por contaminación por residuos o vertidos. La generación de electricidad a partir del viento no produce gases tóxicos, ni contribuye al efecto invernadero, ni destruye la capa de ozono, tampoco crea lluvia ácida. No origina productos secundarios peligrosos ni residuos contaminantes.

Reducción de gases de efecto invernadero

La biosfera terrestre está rodeada por una capa de gases que produce un efecto similar al que produce el vidrio en un invernadero: atrapa el calor. Este fenómeno, denominado "efecto invernadero", hace posible que la superficie terrestre mantenga una temperatura relativamente estable para que la vida pueda desarrollarse.

Pero existe comprobación científica de que la temperatura media de la Tierra ha ido aumentando desde mediados del siglo XIX y que esto es debido a la acción del hombre, principalmente por la quema de combustibles fósiles (petróleo, gas natural y carbón). La quema de estos combustibles produce una emisión de CO₂ que va acumulándose en la atmósfera aumentando el efecto de invernadero. La presencia de CO₂ en la atmósfera nunca había sobrepasado las 280 p.p.m. (partes por millón) en los últimos 420.000 años de historia del planeta. Sin embargo, para el año 2000 esta concentración de CO₂ había alcanzado las 370 p.p.m.

Por su parte la temperatura global había permanecido relativamente estable desde la última era glacial hace 10.000 años. En este siglo la temperatura ha sido claramente mayor, habiendo aumentado entre 0,4 y 0,8 grados C y siendo las últimas dos décadas las más calientes desde aquella época. A su vez, estudios realizados demuestran que nunca antes, en los 420.000 años previos a la época actual, se dio un cambio en la temperatura tan pronunciado en tan poco tiempo.

En la siguiente gráfica se puede ver el resultado de las estadísticas arrojadas por la Organización Meteorológica Mundial (período 1880-2004), mostrando que el año 2003 es el tercero más caluroso, inmediatamente después del año 2002. El record del año más caliente se registró en 1998. Los 15 años más calurosos desde que se tiene registro (1867) han

ocurrido desde 1980. Los tres años más calurosos han ocurrido en los últimos cinco años.

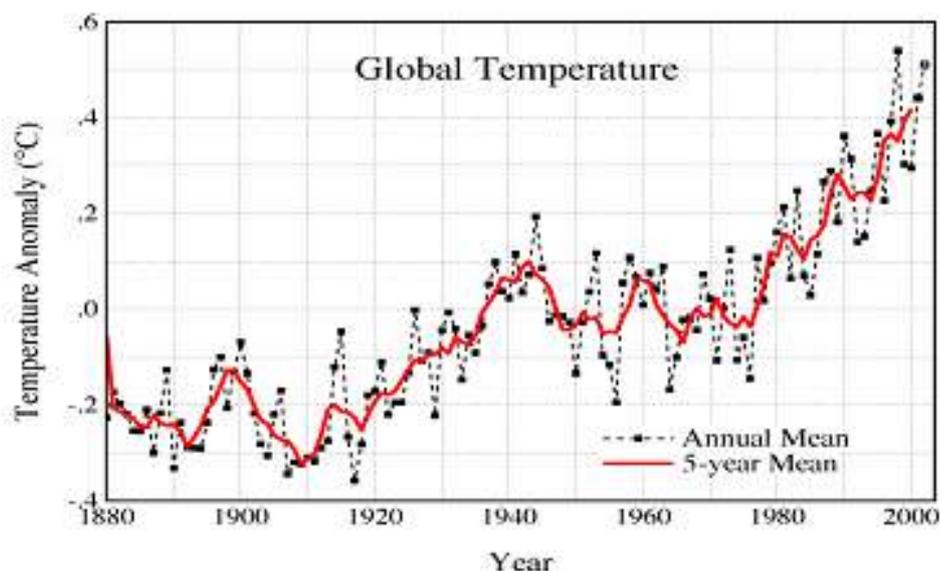


Figura 8.27. Temperatura global periodo 1880-2004 (la línea de puntos es la media anual mientras que la roja representa la media cada cinco años). Fuente: "Energía Eólica 3000 MW en el 2013"; Greenpeace, 2004.

Efectos del cambio climático en Argentina y Brasil

Para llevar al plano local y poder ver el alcance de los posibles efectos de este hecho, exponemos a continuación algunos puntos relevantes en las predicciones hechas por el Panel Intergubernamental de Cambio Climático (1997) para los países del MERCOSUR, en particular para Argentina y Brasil.

Según este panel Brasil y Argentina sufrirán graves daños económicos por la intensificación del fenómeno de "El Niño". En particular se espera que el cambio climático afecte las zonas de transición entre los distintos tipos de vegetación, pérdida de biodiversidad del Amazonas, y disminución de su pluviometría y escorrentía.

La generación de energía hidroeléctrica y la producción de ganado y cereales se verán disminuidas, particularmente en la zona oeste Argentina, entre otros países. Se prevé la disminución de la producción de agrícola en Argentina, Brasil y Uruguay. Las zonas costeras de Argentina y Uruguay se verán afectadas por las inundaciones y se perderán ecosistemas costeros y su avifauna. Los grupos poblacionales de condición más precaria de las ciudades de la región se verán afectadas por las inundaciones. Se intensificarán algunas enfermedades de la región como paludismo, dengue y chagas.

Sumado a lo antes expuesto se pueden mencionar los resultados de un estudio preparado por el World Wildlife Fundation en 1999, en el que se incluyen los efectos del calentamiento global para Argentina y Brasil [\[44\]](#):

Argentina

La temperatura crecerá entre 0,10° y 0,40° por década.

Las precipitaciones anuales sobre la cordillera de los Andes declinarán en 18% para 2080 mientras crecerán muy poco sobre la zona este del país.

La reducción en el cauce de los ríos podría poner en riesgo el suministro de agua para la generación de electricidad y la irrigación.

El calentamiento del océano y los deshielos pondrán en peligro los hábitats de las ballenas por declinación del stock de krill.

Brasil

La temperatura crecerá entre 0,20° y 0,60° por década entre junio y agosto y el mayor calentamiento ocurrirá sobre la selva amazónica.

Las precipitaciones sobre el Amazonas decrecerán entre 5% y 20% de marzo a mayo.

En el estado de Río Grande las precipitaciones pueden aumentar entre 5% y 20%

Las sequías pueden afectar adversamente los hábitats y las especies más amenazadas. Grandes áreas amazónicas serán más susceptibles de incendios.

Como se puede observar la Argentina no está exenta de las consecuencias del cambio climático. Pero ¿qué impacto puede tener la inserción de fuentes de energías renovables en el escenario argentino?

Esto se puede justificar observando el siguiente gráfico que representa el aporte de CO₂ para los distintos sectores.

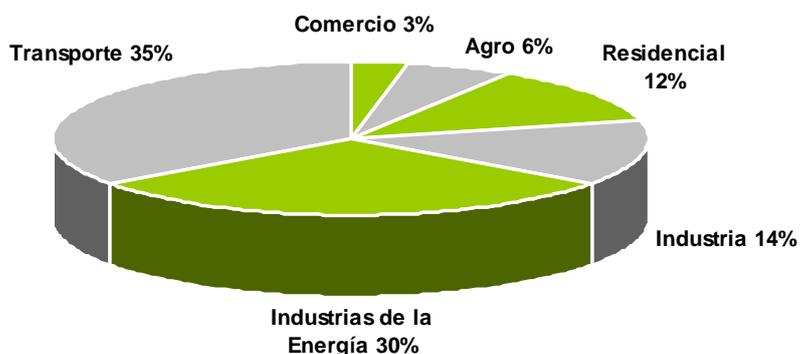


Gráfico 8.19 Emisiones de CO₂ por sector en Argentina. 1997. Fuente: Inventario de GEI; Fundación Bariloche, 1997

Como se muestra en el gráfico anterior, en Argentina la mayor contribución a las emisiones de CO₂ proviene de la industria en su totalidad con 44% del total de las emisiones, y dentro de la industria el mayor aporte con un 30% es del sector de la energía (térmicas, refinerías, transporte energético incluido). Por otra parte el transporte automotor y ferroviario aporta un 35% a la contaminación.

Habiendo expuesto lo anterior y además recordando el dato referente a la composición de la matriz energética nacional que se vio en el capítulo 5 donde se mostró la gran dependencia de las Argentina respecto de las energías no renovables, podemos ver la posibilidad que tiene el país para aprovechar esta oportunidad. Que a su vez tiene un fin doblemente satisfactorio, por un lado el de diversificar la matriz energética y bajar la dependencia respecto de los combustibles fósiles que nos mantiene esclavos de los países proveedores y por otro el de ayudar en la reducción de gases de efecto invernadero.

La generación de energía mediante el aprovechamiento del recurso eólico permite la reducción por cada kWh de electricidad generada de:

- 452 gr. de CO₂ (Dióxido de carbono)
- 1,33 gr. de SO₂ (Dióxido de azufre)
- 1,67 gr. de NO_x (Oxido de nitrógeno)

De acuerdo a las dimensiones de nuestro proyecto eólico y teniendo en cuenta la producción de energética estimada a partir de las estadísticas de viento podemos arribar a que por año las reducciones serían:

Reducción de gases de efecto invernadero	
Producción de energía anual	2644045,83 kWh
Reducción de CO ₂	1189820,62 Kg./kWh
Reducción de NO _x	4415,55 Kg./kWh
Reducción SO ₂	3516,58 Kg./kWh

Tabla 8.17 *Reducción de gases de efecto invernadero por cada kWh generado. Fuente: Elaboración propia.*

La reducción de CO₂ en los países más industrializados puede traer beneficios económicos a la Argentina como veremos en el siguiente capítulo referente al marco legal.

Marco legal

8.5.3 Incentivo a las energías renovables

En todo el mundo, la generación de energía, por medios convencionales o no, es subsidiada. El marco legal es clave para la regulación de cualquier industria, y determina junto a otros factores, que la misma sea o no apetecible para las inversiones privadas. Además encuadra la intervención real del estado en la prestación de los servicios públicos.

Por otra parte los incentivos legales que subsidian el desarrollo de una industria, son instrumentos sensibles, que atañen a los intereses de todos los actores involucrados en el sistema de valor. Por lo tanto se necesita tiempo y consenso de muchas partes, para modificar una situación en curso.

La primera parte de esta sección corresponde a un detalle del marco legal que intenta incentivar en nuestro país, el desarrollo de las energías limpias.

En la segunda parte se hace una breve explicación del Protocolo de Kioto, y de sus incentivos para la reducción de los gases de efecto invernadero en especial el CO₂.

En la tercera parte de esta sección, se describe la situación legal y de incentivos de diferentes países donde la industria eólica ya está consolidada, como España, Dinamarca, Alemania y EE.UU. Esto sirve a los fines de extraer experiencia y poder plantear conclusiones al respecto.

Leyes nacionales y provinciales

Se citan a continuación las leyes que incentivan la generación de energía renovable en Argentina haciendo especial hincapié en las aplicables a la Prov. de Bs. As.

Ley 25.019 – Régimen Nacional de Energía Eólica y Solar

En vigencia. Decreto Reglamentario 1597/99.

El Congreso Nacional aprobó la Ley 25.019 "Régimen de Promoción de la Energía Eólica y Solar", en noviembre de 1998. Esta ley otorga beneficios impositivos y de facturación, a quienes generen energías limpias para la prestación de servicios públicos.

El criterio adoptado para esta ley fue que estableciera las bases mínimas para un desarrollo eólico a escala nacional e indujera a la adopción de medidas complementarias regionales y sectoriales.

Esta Ley brinda las condiciones mínimas necesarias para que se puedan producir inversiones en energía eólica e introduce un elemento promocional de 1 centavo por kWh generado por turbinas eólicas.

El valor antes citado no fue actualizado luego de la salida de la convertibilidad, en el año 2001. Los precios del MEM han quedado desfasados de los costos reales de generación eléctrica (como se explicó en capítulo 5 sobre la situación energética en la Argentina). La energía eólica, obviamente, no escapa a esa situación. Suponiendo que el mercado eléctrico retornará progresivamente a precios que hagan viables nuevamente la incorporación de equipamiento, se debería adaptar la Ley 25.019 con el objetivo de que su incentivo de "un centavo" se adecue a los nuevos precios del MEM.

La Ley Eólica fue reglamentada con enorme atraso (finales de 1999) y recién comenzó a estar operativa a mediados de 2001. Esta demora en la puesta en marcha de la Ley 25.019 ha evidenciado falta de compromiso del sector público con el desarrollo eólico y esto generó incertidumbre en los inversores al momento de confiar en la estabilidad de la ley.

Otra crítica que se le puede hacer a la Ley Nacional, es que no promueve transferencias tecnológicas, ni procesos paulatinos de integración de componentes nacionales. Hay que tener en cuenta, que salvo pequeños equipos eólicos de origen local, el resto, especialmente la eólica de potencia, procede del exterior [\[45\]](#).

Leyes provinciales

Las Provincias de Buenos Aires y Chubut tienen un rol de enorme importancia para el desarrollo de la industria eólica, pues como quedó expuesto en el Capítulo 6 (Evaluación del

recurso eólico), estas provincias cuentan con los mejores recursos del país. Ambas provincias ya establecieron regímenes provinciales de promoción en sus territorios.

Ambas leyes siguieron los criterios centrales que fueron establecidos en la ley 25.019, en particular, en su mecanismo de corrección de precios o estímulo a la producción de energía limpia, premiando cada kWh de energía entregada. Para fijar el nivel de ese estímulo se tuvieron en cuenta las características del recurso eólico en cada región.

- Ley provincial 12.603 (Provincia de Buenos Aires)

El incentivo de esta Ley es el de 1 centavo por kWh generado por molinos eólicos.

- Ley provincial 4.389 (Provincia de Chubut)

El incentivo de esta Ley es el de 0,5 centavo por kWh generado por molinos eólicos.

Ambas leyes tampoco han sufrido ningún tipo de actualización luego de la salida de la convertibilidad al igual que la citada ley nacional.

Cabe aclarar en este punto que existen programas en distintas provincias argentinas con subsidios estatales que se encuentran aún en etapa desarrollo o que no han sido elaborados con las condiciones lo suficientemente claras como para atraer a inversores hacia este sector. Incluso la Municipalidad de Mar del Plata tiene en gestión en el Consejo Deliberante una ordenanza promocional.

En lo que respecta a nuestro proyecto estaríamos recibiendo como subsidios estatales 0,02 \$/kWh generado en nuestro parque en total, un centavo de acuerdo a la Ley nacional 25.019 y el otro proveniente de la Ley provincial 12.603.

Protocolo de Kioto sobre el cambio climático

En 1992 se adoptó la “Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC)”, que si bien estableció un marco para la actuación frente a este problema, descansó en las acciones voluntarias de los países para que se redujeran las emisiones de manera tal que las mismas, en el año 2000, vuelvan a los niveles de 1990.

El mero compromiso voluntario mostró no ser suficiente y ante la imposibilidad de alcanzar esa meta, a mediados de los '90 se comenzó a negociar un nuevo compromiso que resultó en el Protocolo de Kioto (1997). Este instrumento se encuentra dentro del marco de la CMNUCC, suscrita en 1992 dentro de lo que se conoció como la Cumbre de la Tierra de Río de Janeiro. El protocolo vino a dar fuerza vinculante a lo que en ese entonces no pudo hacer la CMNUCC.

Este acuerdo básicamente establece una meta de reducción global para el mundo industrializado de un 5,2% para el año 2010 respecto de los niveles de 1990.

Se estableció así que el compromiso sería de obligatorio cumplimiento cuando lo ratificasen los países industrializados responsables de, al menos, un 55% de las emisiones de CO₂ (denominados países del Anexo1). No fue hasta el año 2004 con la ratificación de Rusia que se pudo completar este hecho. Por otra parte, cabe aclarar que el gobierno de Estados Unidos (el principal emisor mundial de gases de efecto invernadero con un 24%) firmó el acuerdo en un principio pero no lo ratificó, por lo que su adhesión sólo fue simbólica hasta el año 2001 cuando se retiró definitivamente del protocolo.

Existen en este protocolo algunas vías de escape que pueden hacer difícil la concreción de las metas planteadas por éste [32]. Por un lado se les permite a los países que conforman la lista del Anexo 1 *la reducción efectiva de emisiones como su "secuestro" por la vía de los "sumideros"*. Y por otro lado, *efectuar su reducción de emisiones tanto en sus propios territorios como en terceros países por la vía del comercio de "derechos de emisión"*.

Los sumideros de carbono son las formaciones vegetales (bosques, plantaciones, etc.) que por su natural proceso vital absorben el dióxido de carbono almacenándolo en su biomasa. Esta vía resulta “inconveniente por muchas razones” según aseguran especialistas en el tema. [44]

La segunda de las vías si bien también es considerada para los países más responsables de la emisión como una “chicana”, podría dar un impulso a ciertos proyectos de energías renovables o eficiencia energética que hoy no son viables en países como la Argentina.

Este mecanismo establece, como se dijo antes, que la reducción de emisiones no necesariamente se haga en aquellos países. Así el protocolo introdujo la posibilidad de que

los países del Anexo 1 pudieran cumplir sus compromisos también por la vía del “comercio de emisiones”: esto es, “comprar” reducciones que se hagan en otros países.

El protocolo establece tres formas diferentes de “comprar reducciones”. Estas transacciones pueden ser hechas entre estados, entre particulares o entre estados y particulares:

- El Comercio de Derechos de Emisión,
- Los proyectos de Implementación Conjunta y
- El Mecanismo de Desarrollo Limpio.

De estos tres, el último es el que puede ser provechoso para nuestro país pues los otros dos sólo permiten la participación de los países del Anexo 1.

El Mecanismo de Desarrollo Limpio propone como objetivo ayudar países que no forman parte del Anexo 1 a lograr un desarrollo sostenible y a las partes incluidas en el Anexo 1 a cumplir sus compromisos. El mecanismo permite a estos últimos utilizar las reducciones certificadas de emisiones resultantes de proyectos realizados en los países no Anexo 1 para dar cumplimiento a parte de sus compromisos en el protocolo. Es decir, los países industrializados realizan la reducción de emisiones en el Tercer Mundo en vez de hacerlo en su casa, a cambio de lo cual entregan los fondos necesarios para las inversiones en el sector energético. Los países en vías de desarrollo ven en este mecanismo una nueva fuente de fondos para sus empobrecidas economías, mientras que para los países industrializados resulta una forma más económica de cumplir con sus compromisos.

Mediante este mecanismo muchos proyectos que pueden beneficiar, dentro de los cuales se encuentran los de generación eólica. Los fondos provenientes de la venta de los “certificados de reducción de emisiones” que provengan de estos proyectos solventarían la brecha de precios que hoy hace inviable económicamente su implantación.

En la Argentina ya contamos con un antecedente en la utilización de este mecanismo para beneficio propio. La Sociedad Cooperativa Popular Limitada (SCPL) de Comodoro Rivadavia concretó la primer venta de “Certificados de Reducción de Emisiones CER’s” del país, cuando en el año 2006 firmó el contrato con una empresa de origen Japonés por la producción de energía desde el año 2000 hasta 2007 se materializó la transferencia de U\$S 1.200.000 para la cooperativa.

En el cálculo económico realizado y cuyos resultados se exponen en el próximo capítulo, se tuvo en cuenta la posibilidad de la venta bonos de acuerdo a las condiciones que impone el Protocolo de Kyoto.

Capítulo 9

Análisis Económico

Análisis Económico

Aspectos económicos de la instalación de parque

Como datos de entrada para el análisis económico se tuvo en cuenta información relacionada con las características técnicas de distintos AE, los resultados obtenidos en capítulos anteriores sobre el recurso eólico en el lugar elegido para el emplazamiento representados por los valores de la curva de Weibull, y también datos referentes a los costos involucrados en la instalación de un parque eólico en nuestro país.

Con respecto a las características técnicas involucradas en el cálculo, se utilizó como dato principal la curva de potencia o performance propia del generador, que conjugada con la curva de distribución de frecuencia por velocidad del emplazamiento (Weibull) nos permite obtener la producción energética estimada para cada generador.

Para dar inicio al cálculo de la inversión que debe realizarse para la instalación del AE, se toma como referencia un valor del kW instalado de acuerdo a la información obtenida de experiencias reales realizadas en nuestro país en años anteriores. Tal es el caso de la inversión realizada en la cooperativa de la ciudad de Tandil que logra realizar la instalación de dos generadores de 400 kW en el año 1995 con un costo de 943 u\$/kW. Ya en el año 2006 este valor rondaba los 1030 u\$/kW instalado. A principios del año 2007, el CREE utiliza valores cercanos a los 1200 u\$/kW instalado. De acuerdo con lo consultado con el Ing. Carlos Stadler, de la Usina Popular Cooperativa de Necochea y a los conversado con integrantes de la Cooperativa de Comodoro Rivadavia, el valor actual de kW instalado se estima en los 1350 u\$. Este es el valor utilizado en el presente trabajo y tiene en cuenta no sólo el costo del generador, sino también el costo de fundación para el aerogenerador, el costo de una línea de transmisión a una red eléctrica existente cercana al emplazamiento, el valor de la tierra y el mejoramiento de caminos.

De esta cantidad, un 75% aproximadamente correspondería al aerogenerador, un 10% a la obra civil y un 15% a la infraestructura eléctrica [\[46\]](#).

Con este valor y con la potencia del generador se calcula el valor de la inversión fija a realizarse. Se considera que el monto se obtiene con un valor de interés del 4% anual, tasa de interés baja que puede obtenerse para inversiones de este tipo consideradas ecológicas a partir de empresas fabricantes de generadores o de instituciones involucradas en la problemática medioambiental.

La depreciación de este tipo de inversión se calcula utilizando con el método lineal, estimando un valor residual del 35% con una vida útil de 20 años. Al cabo de este tiempo,

los generadores pueden seguir prestando servicio muchos años más, por este motivo se tiene en cuenta dicho valor residual. Luego de estos 20 años, los equipos pueden ser re-potenciados, reemplazando los componentes críticos por nueva tecnología. El CRETAL por ejemplo estima la vida útil de sus equipos en 30 años pero sin valor residual.

Continuando con el cálculo de los costos y teniendo en cuenta que la materia prima para la generación eléctrica es el viento y es “gratuita” esta inversión sólo tiene costos fijos. Para el cálculo de los costos de producción que se calcularon como porcentajes de la Inversión Fija, se tuvieron en cuenta varias fuentes y se realizó el promedio de estos valores para utilizarlo en nuestro cálculo, resultando los porcentajes que se muestran en la tabla 9.1.

Porcentaje Costo \ Fuente	WWEA [49]	ESPAÑA [47]	CRETAL[48]	PROMEDIO
Mantenimiento	0,45	1,88	0,75	1,03
Seguros	0,60	0,46	0,54	0,53
Contingencias	0,91	-	-	0,91
Porcentaje Total de la Inversión Fija	1,96	2,34	1,29	2,47

Tabla 9.1 Estimación de los Porcentajes de la Inversión Fija para el cálculo de los costos de producción. Fuente: Elaboración propia

Por Ley Nacional 25.019 las inversiones de capital destinadas a la instalación de centrales y/o equipos eólicos podrán diferir el pago de impuestos por el término de quince años. Por este motivo, no se considera el pago de impuesto por este período.

Esta misma Ley también establece un incentivo de un centavo de peso argentino (\$ 0,01.) por cada Kwh. efectivamente entregado a mercados mayoristas o que estén destinados a la prestación de servicios públicos. Esta Ley está en vigencia y ha sido comprobado con montos que efectivamente ingresaron a la Sociedad Cooperativa Popular Limitada de Comodoro Rivadavia, a COSEGA de Gral. Acha y de la Cooperativa Rural Eléctrica Tandil Azul Ltda., según fuentes consultadas pertenecientes a estos emplazamientos eólicos. En la provincia de Buenos Aires por Ley 12603 se establece el pago de un centavo adicional por la producción de cada kWh generado, por lo que el recupero por Leyes asciende a dos centavos por cada kWh generado.

Otro ingreso considerado es el recupero por Bonos Verdes de acuerdo al Protocolo de Kyoto, el cual considera la venta de estos Bonos por la energía generada por fuentes de energía limpia, a aquellos países que no lograron la reducción de emisión de dióxido de carbono a los niveles que tenían en 1990, de acuerdo a este tratado. Como precedente contamos en nuestro país con la primera venta a nivel mundial, hablando de energía eólica de estos bonos verdes a través de un banco de Japón por parte de la Cooperativa de Comodoro Rivadavia, la cual tuvo un ingreso en Agosto de 2007 de u\$s 1.200.000 por los kW generados con energía limpia desde el año 2000 hasta esa fecha. El valor de venta de

estos bonos es de aproximadamente 20 u\$s/Tn.CO2.

Para la recuperación del capital se considera un valor estimado del kW vendido de \$0.075 ya que esta inversión es calculada para que la realice una cooperativa, con lo que el ingreso o recupero de capital al inversionista será por la No-Compra de energía al Mercado Eléctrico Mayorista. Este es el caso de la Cooperativa Eléctrica de Tandil, de la Cooperativa Eléctrica de Gral. Acha COSEGA, y del Parque Antonio Morán perteneciente a la Cooperativa de Comodoro Rivadavia.

Con todas estas consideraciones, los valores para el cálculo de la Tasa Interna de Retorno y del Tiempo de Repago de la inversión, se muestran en la tabla 9.2:

Precio del dólar \$/u\$s	3,40
Valor estimado del kW vendido en \$/kW	0,075
Vida del Proyecto en Años	20
Tasa Impositiva	0,35
Interés bancario	0,04
Factor de Depreciación Interna	0,05
Valor del kW Instalado en u\$s	1.350
Potencia del Generador en kW	1.000
Inversión Fija	1.350.000
Valor de la Energía Vendida en u\$s/kW	0,02
Producción Anual de Energía del Generador	2.644.045,83
Recupero por Leyes Nacionales y Provinciales	15.553,21
Recupero por venta de Bonos Verdes en u\$s	23.796,41
Venta de Energía en el Año	97.674,16
Costos de Producción	
Mantenimiento	13.500
Seguros	6.750
Contingencias	12.150
Total Costos de Producción	32.400

Tabla 9.2 Valores calculados de todos los costos involucrados en la inversión. Fuente: Elaboración propia.

Con estas consideraciones y comparando el tiempo de repago para los distintos generadores se llegó a la elección de un generador de 1000 kW, siendo este generador uno con los que se logra un menor tiempo de repago. También se logra un tiempo de repago

similar con un generador de 2300 kW, pero no se eligió este generador por varias razones. La primera es que en el lugar elegido para el emplazamiento con una red eléctrica cercana de 13,2 kW no se podría inyectar una potencia de más de 3 kW, con lo que sólo se podría instalar sólo un generador, considerando que en caso de fallo o de tener que parar el equipo para mantenimiento, el parque quedaría sin producción. Además, un generador de 2.300 kW tiene dimensiones muy superiores a los que se han instalado en nuestro país con lo que podría complicarse su instalación.

De esta manera el tiempo de repago para el aerogenerador de 1.000 kW sería de unos 18 años, como puede verse en el siguiente gráfico:

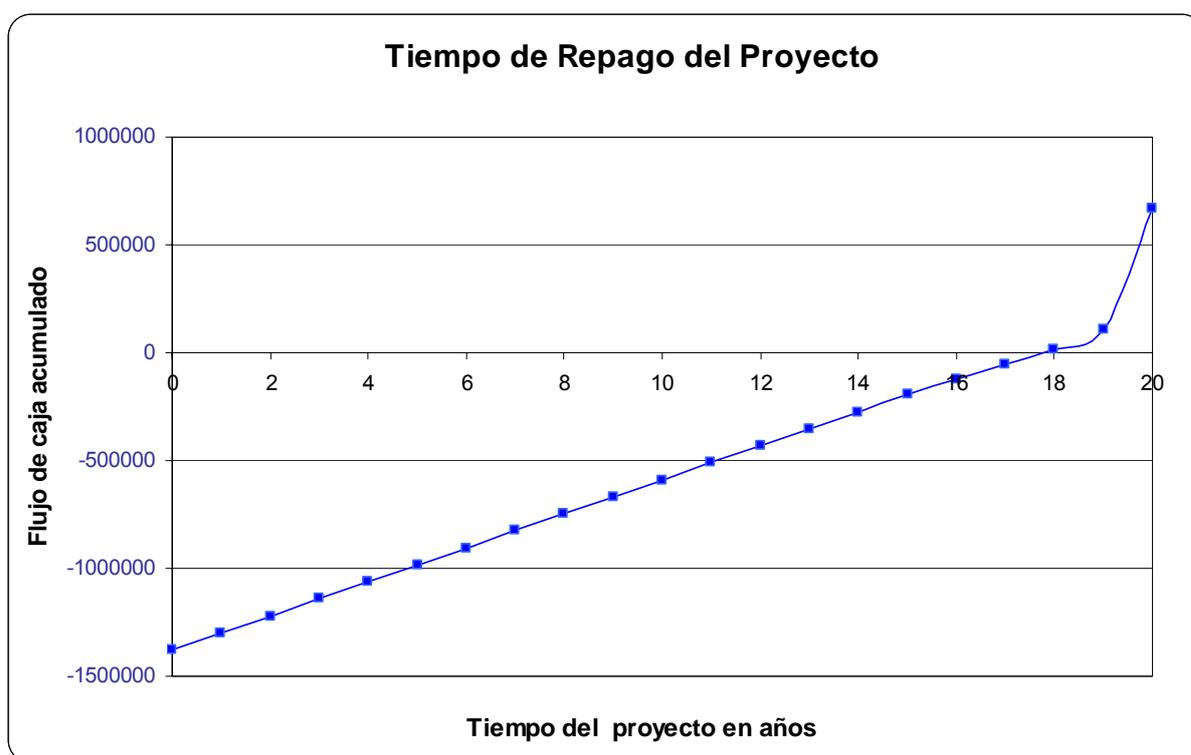


Grafico 9.1 *Tiempo de Repago del Proyecto. Fuente: Elaboración propia.*

Con este tiempo de repago esta inversión se vuelve prácticamente inviable económicamente, llegando el pago de la inversión prácticamente junto a la vida útil del proyecto.

Viabilidad del proyecto

Habiendo planteado la situación actual, se proponen algunos escenarios en los cuales se modifican algunas variables clave con el objetivo de hacer que este proyecto se vuelva viable económicamente.

Escenario 1: Actualización del Incentivo

Un proyecto de similares características y con un escenario económico como el que tenía nuestro país antes del año 2001, lograba un tiempo de repago de la inversión en un período mucho menor. Para poder analizar esto se consideró en el mismo Cuadro de Fuente y Uso de Fondos que el Gobierno considere un subsidio “en dólares”, similar a la relación dólar-peso 1:1. De esta manera el recuperó por leyes no sería de 0,02 \$/kWh si no de 0,068 \$/kWh con este valor se lograría un recuperó de la inversión en un período de 12 años aproximadamente.

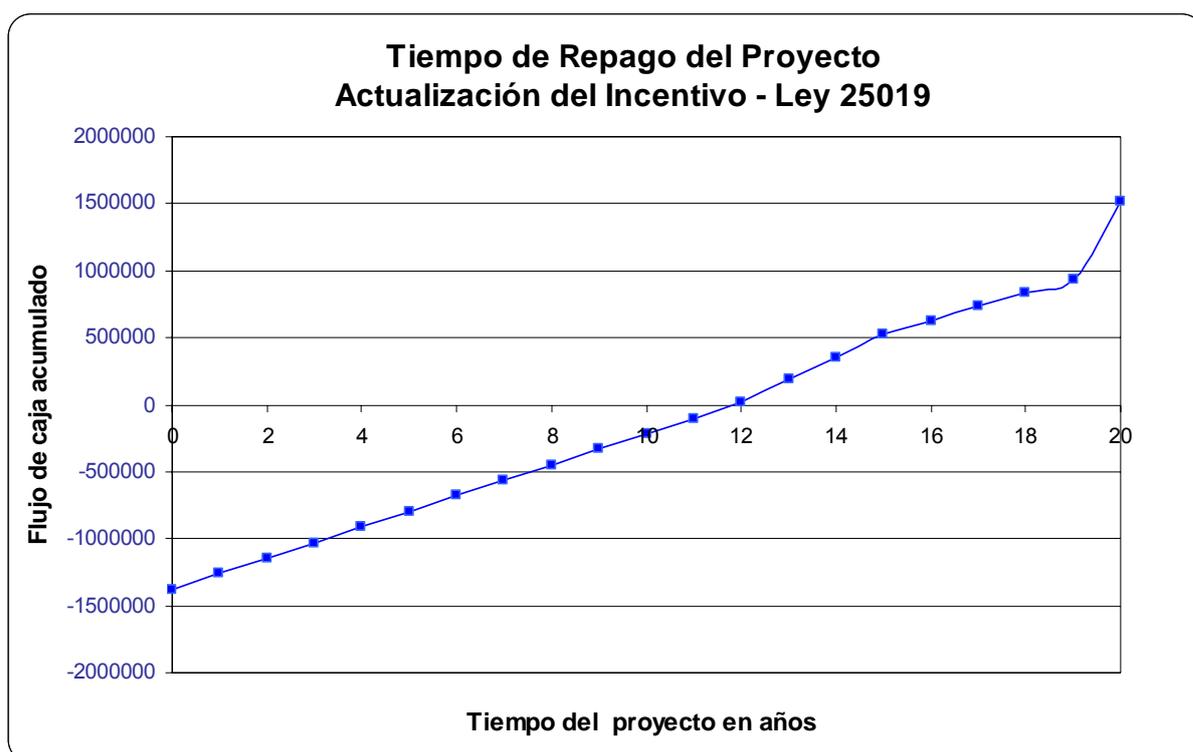


Gráfico 9.2 Tiempo de repago del proyecto con actualización del incentivo. Fuente: Elaboración Propia.

Escenario 2: Actualización del valor de la Energía

También se consideró una variación en el valor de la energía. El valor de esta hoy día es prácticamente el mismo que en el año 2001. Si consideramos un aumento del dicho valor (reconociendo los verdaderos costos operativos y eliminando subsidios) similar a lo sucedido con la relación dólar-peso, estamos en un escenario similar a las inversiones realizadas por las cooperativas de Comodoro Rivadavia y de Gral. Acha, antes del 2001, en donde la inversión se recuperaba en un período cercano a los 6 años, quedando más de la mitad de la vida útil del proyecto con dicha inversión paga.

Este valor de energía, es el mismo que se le pagaría al inversor de un parque eólico que logre establecerse como generador, de acuerdo a lo conversado con integrantes de la

cooperativa de Comodoro Rivadavia, quienes tienen como proyecto establecer el parque Antonio Morán como generador autónomo sin ser parte de una cooperativa y de esta manera vender la energía generada por el parque eólico directamente al MEM, recibiendo de esta manera un valor de la energía cercana a tres veces la obtenida con la No-Compra al MEM.

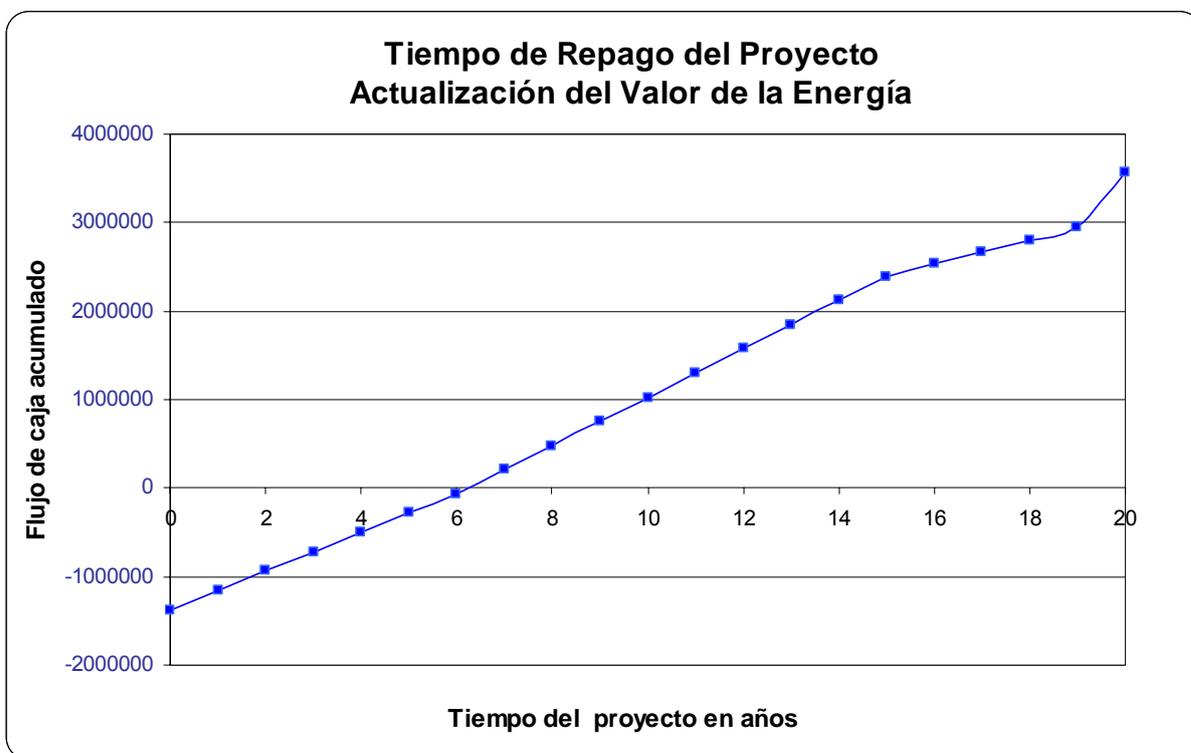


Grafico 9.3 Tiempo de repago considerando una actualización del valor de la energía. Fuente: *Elaboración propia.*

Escenario 3: Reducción de Costos en la Inversión Inicial

Otra de las posibilidades de hacer más rentable esta inversión para el primer caso analizado (situación actual, en pesos). Una forma de hacerlo sería fabricando algunas de las partes que componen el generador a menor costo y en nuestro país. Considerando el caso de que las torres se fabriquen con industria nacional y no a precio dólar, se estima una reducción del valor del kW instalado en un 5.5%, logrando así un costo de 1.275,67 u\$s/kW

Costo del kW Instalado u\$s/kW	1.350
El Aerogenerador representa un % de la IF	78 %
Las Torres representan un % del Aerogenerador	10 %
Costo de las torres u\$s/kW	105,30
Considerando la fabricación nacional u\$s/kW	30,97
Valor del kW instalado u\$s/kW	1.275,67

Tabla 9.3 Reducción del costo del kW instalado con el valor en pesos de las torres fabricadas en el país. Fuente: *Elaboración propia.*

Con este valor, se lograría bajar el tiempo de recupero de la inversión unos dos años.

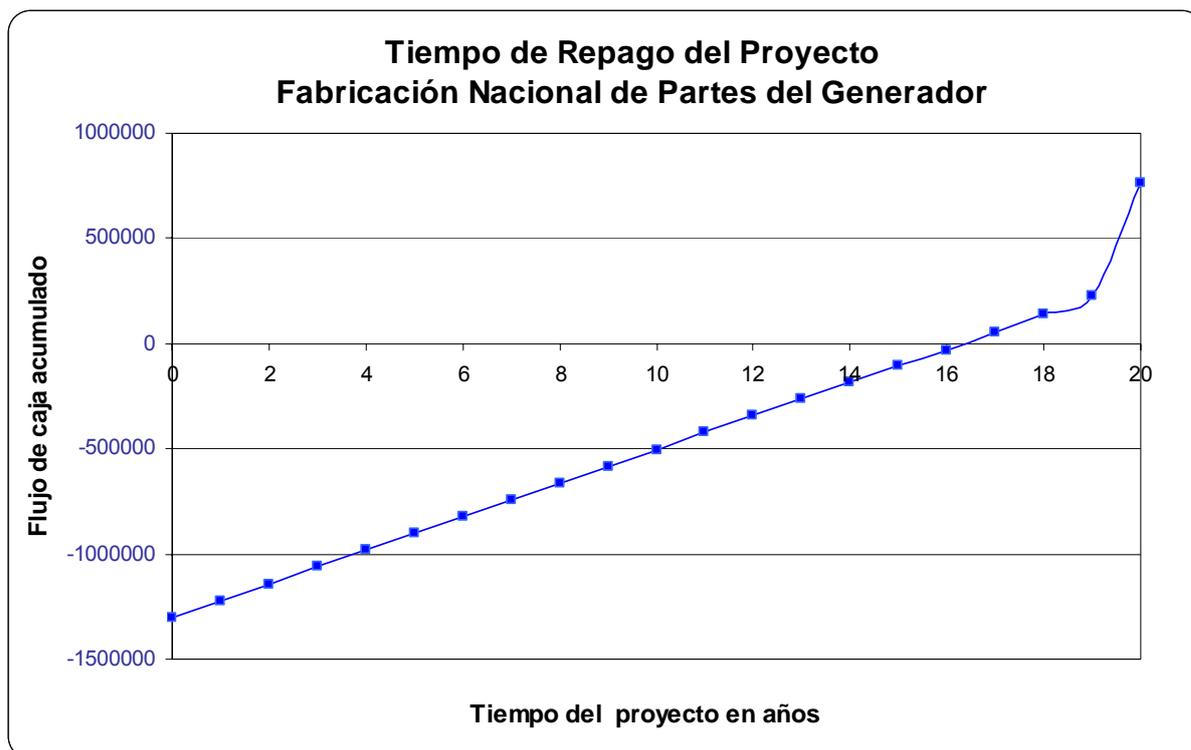


Grafico 9.4 *Tiempo de repago con fabricación de partes del generador en el país. Fuente. Elaboración propia.*

Tenemos el caso en nuestro país, también en Comodoro Rivadavia en donde se acordó con el fabricante de los AE, que parte de estas máquinas sea fabricada en nuestro país. Se tomó la decisión de fabricar las torres en el astillero de esa ciudad y se presentan aquí los valores de las etapas de instalación de este parque eólico.

Año	Nº de Generadores	Potencia kW	Inversión u\$s	Valor del kW Instalado u\$s/kW
1994	2	250	783943	1567,89
1997	8	750	6100000	1016,67
2001	16	660	8152000	771,97

Tabla 9.4 *Valores de la instalación de las distintas etapas del Parque Antonio Morán. [50]*

La inversión realizada con las torres fabricadas en el país es la correspondiente al año 2001, es decir, se fabricaron las torres para los 16 molinos de 660 kW. De acuerdo a los valores brindados por la cooperativa, lograron bajar los costos del kW instalados en un 24% con respecto a la inversión anterior de los 8 molinos de 750 kW en el año 1997. Seguramente la reducción de este costo fundamental en el cálculo incluye otros factores de escala, datos con los que no se cuenta para realizar una estimación más aproximada de la inversión. Si se lograra bajar los costos en este porcentaje, de acuerdo a los cálculos y valores con lo que se cuenta, el tiempo de repago se lograría bajar a unos 12 años.

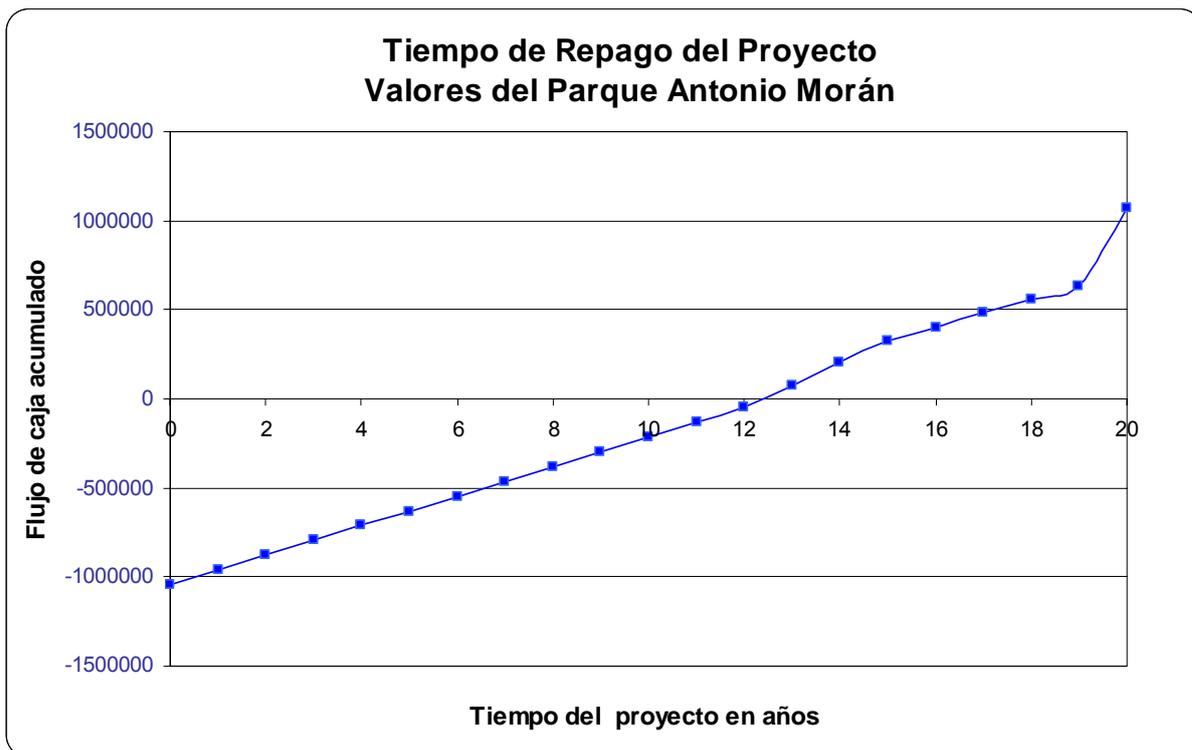


Grafico 9.5 *Tiempo de repago teniendo en cuenta la reducción del costo del kW que se logró en el Parque Antonio Morán con la fabricación de las torres. Fuente: Elaboración propia.*

Teniendo en cuenta la situación expuesta, este proyecto hoy día resulta inviable económicamente, por lo tanto para llegar a que lo sea, se debería lograr llegar a alguno de los escenarios plateados. O lograr establecer al parque eólico como generador autónomo logrando valores de venta de energía al MEM mayores o con ayuda del Gobierno de manera de asegurar la venta de la energía generada con equipos eólicos y de esta manera poder generar con una fuente de energía totalmente limpia e inagotable como es el viento.

Esta última posibilidad se ve relegada pues existe aún un escepticismo en creer que la generación eólica pueda cumplir con los requisitos de calidad de potencia necesarios. Hecho que ha sido ampliamente refutado en los países donde la generación eólica alcanza a abastecer picos de 43% de la demanda sin problemas (España).

Capítulo 10

Conclusiones

Conclusiones

Una vez analizada la información disponible y habiendo procesado los datos de distintas provenientes de fuentes oficiales, como el Servicio Meteorológico Nacional, y distintas Cooperativas con experiencia en la instalación de parques eólicos para la generación de energía eléctrica, se pueden plantear las siguientes conclusiones en función de los principales objetivos definidos al comienzo de este proyecto.

El primer objetivo consistía en la evaluación del recurso eólico en el Sudeste de la Provincia de Buenos Aires. Para este fin se trabajó aplicando una metodología apropiada para este análisis y utilizando los datos aportados por fuentes oficiales.

Del estudio realizado, se destacan las siguientes afirmaciones:

- De los resultados de los cálculos estadísticos se pudieron observar valores de velocidad media por encima de los 4 a 5 m/s a 10 metros de altura, lo que es comparable con los mejores lugares de España o Alemania donde la generación eólica es una parte fundamental en la matriz energética.
- Los patrones de comportamiento direccional demuestran que existe un sector de vientos preponderantes para la mayoría de los puntos de medición (NO), lo cual a los fines de la vida útil de los AE es muy positivo, así como para la producción de energía en sí pues las maquinas no deben ajustar su orientación con tanta frecuencia.
- Los niveles que se obtuvieron a partir de una evaluación simplificada de la potencia producida fueron todos por encima de los 200 W/m², esto supone un piso teórico de potencia mínima para que un emprendimiento de esta magnitud sea viable en cuanto al recurso disponible.
- Existe un sistema de carreteras y caminos que comunican cualquier lugar dentro de la provincia de Buenos Aires. También las líneas eléctricas comunican todos los puntos de consumo más importantes; de esta manera se favorece la explotación del recurso.
- La baja rugosidad que muestra la superficie de la llanura pampeana, y más aún los terrenos cercanos a la Costa Atlántica, representan una ventaja tanto para el recurso eólico como para la planificación e instalación de un parque.

En base a los puntos expuestos, podemos afirmar que el Sudeste de la Provincia de Buenos Aires presenta un recurso con buenas condiciones para su explotación. De igual

forma, en caso de que se desee llevar a cabo un proyecto de estas características, recomendamos que se realicen mediciones en el futuro lugar de emplazamiento con el fin de corroborar estos datos y lograr una mejor estimación de la inversión requerida.

El segundo objetivo planteado referente a la planificación de una granja eólica en un emplazamiento específico, se lograron cubrir los tres aspectos fundamentales que involucran este proceso. Tanto los aspectos técnicos como ambientales cumplieron los requisitos mínimos necesarios para un proyecto de estas características, aclarando en este aspecto que dicho análisis se basó en reglamentaciones pertenecientes a países donde este tipo de tecnología está afianzada.

El aspecto económico merece especial atención. Con un valor aproximado del Kw. instalado de u\$s 1.350, un valor de venta de la energía de \$0.075 por Kwh. entregado, teniendo en cuenta los ingresos por recuperos tanto por Ley Nacional como Provincial y por la venta de Bonos de Carbono de acuerdo al Protocolo de Kyoto y considerando una vida útil del proyecto de 20 años, se obtuvo una Tasa Interna de Retorno baja, levemente superior al 3% logrando recuperar la inversión en un tiempo de 18 años muy cercano a la vida útil del proyecto. Se evidencia que, de acuerdo a las actuales condiciones económicas del país en materia energética, resulta dificultoso hacer rentable un proyecto de estas características.

A partir del resultado obtenido, se elaboró un estudio de sensibilidad en el cual se proponen diferentes escenarios que hacen más viable este proyecto. El primer escenario plantea traducir el incentivo propuesto por la Ley 25019 (Régimen Nacional de energía Eólica y Solar) a las condiciones actuales. Al momento de entrar en vigencia dicha Ley en el año 2001, se propuso el recuperos de un centavo de peso por cada Kwh. generado por turbinas eólicas, siendo la relación peso-dólar de uno a uno. Luego de la crisis económica de finales del 2001 y la salida de la convertibilidad, los precios del MEM han quedado desfasados de los costos reales de generación eléctrica. La energía eólica, obviamente, no escapa a esa situación. Asumiendo que el mercado eléctrico retornará progresivamente a precios que hagan viable nuevamente la incorporación de equipamiento, se debe adaptar la Ley 25.019 con el objetivo de que su incentivo de "un centavo" se adecúe a los nuevos precios del MEM. El mismo criterio se debería adoptar con las leyes provinciales.

El segundo escenario plantea un valor más real para la venta de energía. Con los actuales precios de venta de la misma ninguna fuente de generación resulta rentable, pero es sabido que los costos operativos reales de generación difieren mucho de dichos precios, debido a los subsidios al consumo de electricidad y a las importaciones de combustible por parte del gobierno.

Por último, el tercer escenario plantea la reducción del costo del Kw. instalado mediante la fabricación nacional de partes constitutivas de los molinos de viento. Particularmente se propone la fabricación de las torres, fundamentándonos en que la industria nacional estaría en condiciones de ofrecer este producto a futuros proyectos eólicos.

La Argentina debe necesariamente diversificar su matriz energética, la consecuencia directa de no hacerlo ha desencadenado la crisis por la que se está atravesando. Para lograr esto se deben reformular las políticas de largo plazo e incluir en los planes estratégicos las fuentes de energía renovables, como lo han hecho los países pioneros en esta actividad demostrando las posibilidades de desarrollo que tiene esta industria aún con recursos más escasos de los que cuenta nuestro país.

En este contexto la generación de energía eólica se presenta como una de las mejores alternativas ante la crisis existente para dar solución a parte del problema energético, ya que por la aleatoriedad del recurso sería imposible abastecer la totalidad del consumo con energía eólica. Para entender la magnitud del recurso que se está desaprovechando se puede plantear la analogía entre el recurso viento y la producción de trigo, es como pensar que en nuestro país no se cosecharan los campos para obtener los resultados de este cultivo.

Referencias Bibliográficas

Referencias Bibliográficas

- [1] Curso de Meteorología, 2005.
- [2] *“Energía Eólica”*; Universidad de Cantabria; Fernández Díez Pedro, 2003.
- [3] INVAP.
- [4] Reporte de la WWEA (Estadísticas 2006)
- [5] Secretaría de Energía, 2004.
- [6] *“¿Cómo impacta la crisis en el ME?”*; Facultad de Ciencias Económicas, Universidad Nacional de Córdoba
- [7] Charla Proyecto GECl - FACE; Ing. Alejandro Gallino.
- [8] *“Prospectiva 2002”* - Secretaría de Energía, 2003
- [9] Diario Clarín – Edición impresa; 15 de Julio de 2007
- [10] Greenpeace; Argentina, 2005
- [11] AAEE, *“Oportunidades para el desarrollo de la Energía Eólica en la República Argentina”*; Ing. Luis Mariano Faiella y otros, 2006.
- [12] AAEE, *“Gestión de Variables Meteorológicas y Mapeo Eólico”*; Ing. Luis Mariano Faiella, 2004.
- [13] *“Energía Eólica, Teoría, concepción y cálculo práctico de las instalaciones”*; De Le Gourières, 1983.
- [14] AAEE, 2008.
- [15] CAMMESA.
- [16] SIG Eólico Mapa de Potencial Eólico Nacional; (CREE), 2007.
- [17] *“Inserción de la Generación Eólica en el Área Atlántica de la Prov. de Buenos Aires”*; Ing. Carlos F. Stadler, Ing. Walter C. Ahrndt, 2007.
- [18] *“Estado del arte y tendencias de la tecnología eoloelectrica”*; Instituto de investigaciones eléctricas/ Programa universitario de energía (UNAM); 1º Edición, 1998.
- [19] *“El régimen de vientos de la ciudad de mar del plata y sus implicancias turístico-ambientales”*; Lic. Mónica García, 2000.
- [20] Asociación danesa de Industria Eólica; Windpower.org, 2007.

- [21] *“Basic Guidelines”*; BWEA, 1994.
- [22] [http://es.wikipedia.org/wiki/General_Pueyrredón_\(partido\)](http://es.wikipedia.org/wiki/General_Pueyrredón_(partido))
- [23] *“Efectos de la capa urbano-canopea en los registros meteorológicos de Camet, Mar del Plata”*, 5^{tas} Jornadas Geológicas y Geofísicas Bonaerenses; Lic. Mónica García; Mar del Plata, 1998.
- [24] Área Cartografía; Centro De Geología De Costas Y Del Cuaternario; UNMdP.
- [25] Ing. Gustavo Fernández; EDEA, 2007.
- [26] Reglamentación de la OACI, 2007.
- [27] *“Planning of a wind farm”*; WWEA, 2007.
- [28] *“Medición del recurso eólico, Sitio Mar Chiquita, Pdo. Cnel. Vidal”*; Cooperativa Eléctrica Arbolito Ltda., Ing. Carlos F. Stadler; 2000.
- [29] *“Windpower Project Development”*; Gotland University, 2006.
- [30] Intenacional Electrotechnical Comisión, IEC 61400-1 Wind turbine generator system; Part 1 Safety Requirements.
- [31] *“Energía Eólica en la Comunidad Autónoma de la Región de Murcia”*; 2003.
- [32] *“Energía Eólica 3000 MW en el 2013”*; Greenpeace, 2004.
- [33] Inventario de GEI; Fundación Bariloche, 1997.
- [34] Guía - Ciudad de Mar del Plata; Automóvil Club Argentino, 2007.
- [35] *“Atlas de sensibilidad ambiental de la costa Mar del Plata”*, 2006.
- [36] Página web: <http://www.patrimonionatural.com>
- [37] Página web: <http://www.puntomardelplata.com/reservas-ecologicas-mar-del-plata.asp>
- [38] *“Energía eólica”*; Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía; Clemente Álvarez; Madrid; España, 2006.
- [39] *“Documento de Posición sobre Parques Eólicos y Aves”*; SEO/BirdLife, (2006).
- [40] Damián Vales; Profesorado de Biología; UNMdP; Facultad de Ciencias Exactas, 2008.
- [41] *“Wind Energy Handbook”*; Tony Burton y otros; Edición 2001.
- [42] Página web de la Sociedad Cooperativa Popular Limitada de Comodoro Rivadavia; www.scpl.coop
- [43] *“Futuros”*; Revista trimestral latinoamericana y caribeña de desarrollo sustentable, 2006

- [44] Estudio preparado para la comisión de sindicatos del sector Energético del MERCOSUR (COSSEM), 2001.
- [45] Tesis, "*Estudio de Casos sobre el Desarrollo de Energías Limpias en el sudeste de la Provincia de Bs. As.*"; Ing. Marcelo Azzara; UNMdP, 2005.
- [46] Ecotécnica; fabricante de AE; Mónica Toda; Barcelona, 2007.
- [47] Escuela de Ingenierías Industriales de Badajoz; Universidad de Extremadura; España, 2004.
- [48] CRETAL, 2007.
- [49] "*Wind Energy, The Facts, Cost & Prices*"; WWEA, 2006.
- [50] "*Jornada De Energía Eólica y Medio Ambiente*"; Usina Popular Cooperativa Sebastián de María de Necochea, 2007.
- [51] "*Evaluación del recurso eólico en la Argentina*"; CREE, 1983.
- [52] "*Energía Eólica, Fundamento matemático*"; 2006.

Anexo I

Resultados Gráficos

Anexo I - Resultados Gráficos

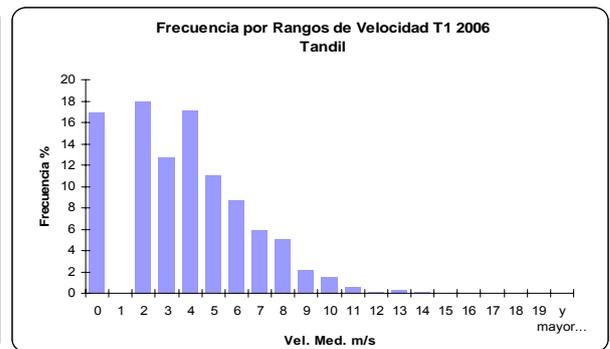
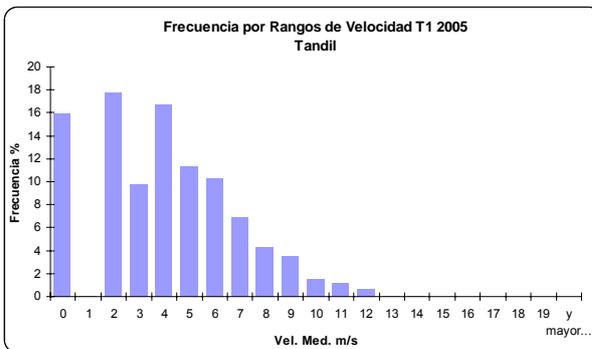
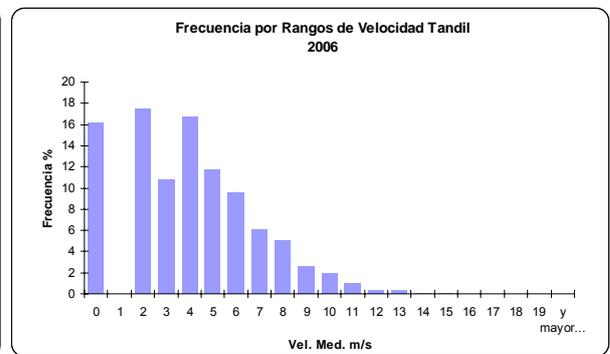
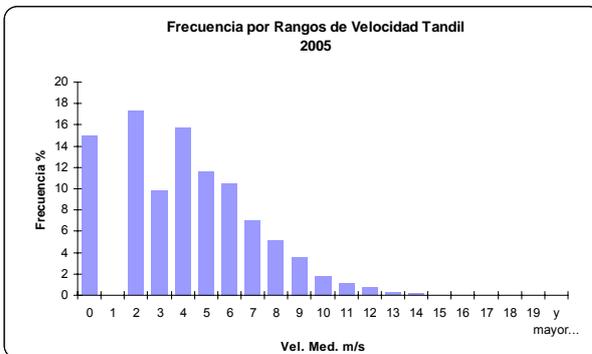
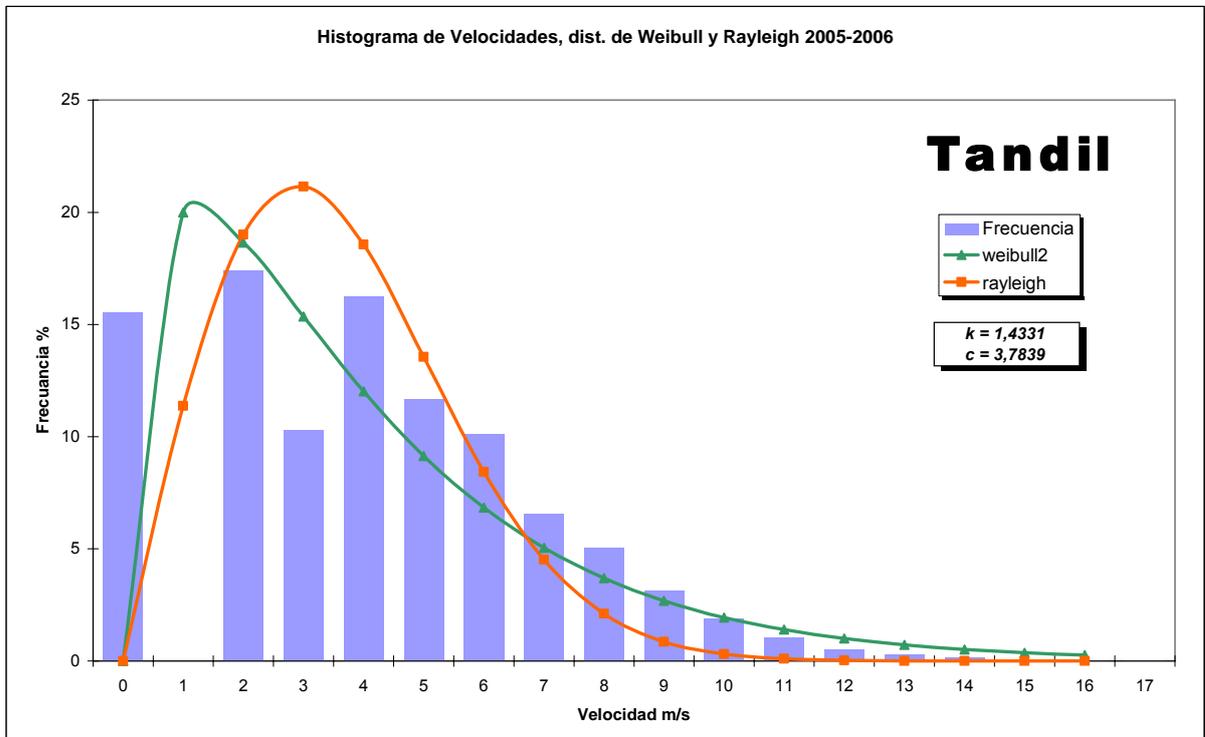
Se presentan a continuación los gráficos que surgieron como resultado de procesar la información meteorológica de los diferentes puntos de medición aportados por el Centro de Información Meteorológica.

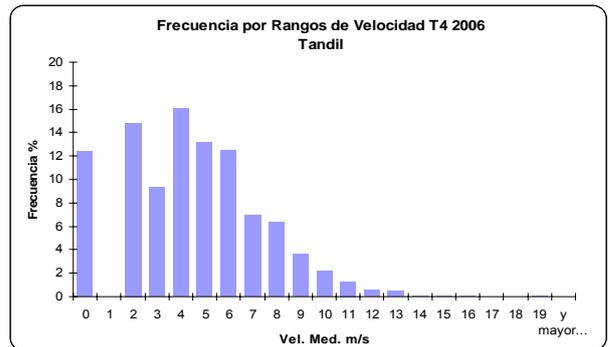
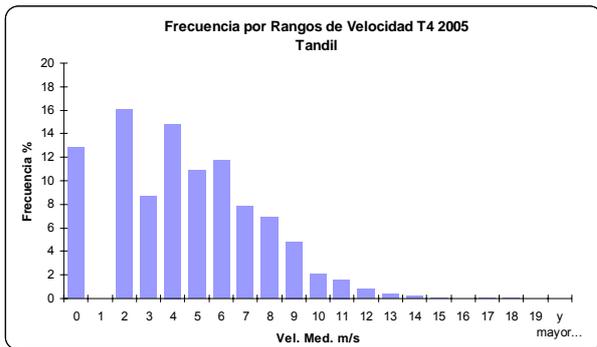
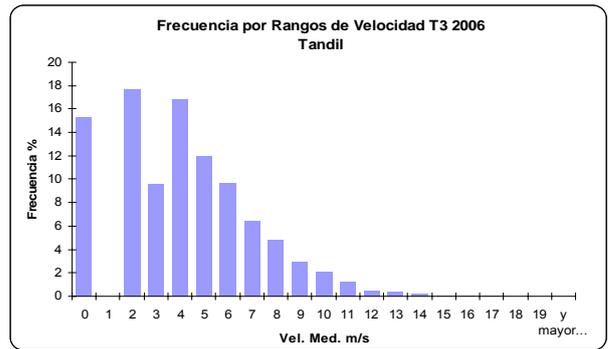
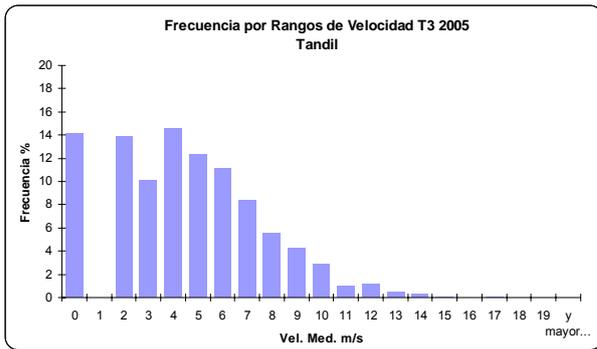
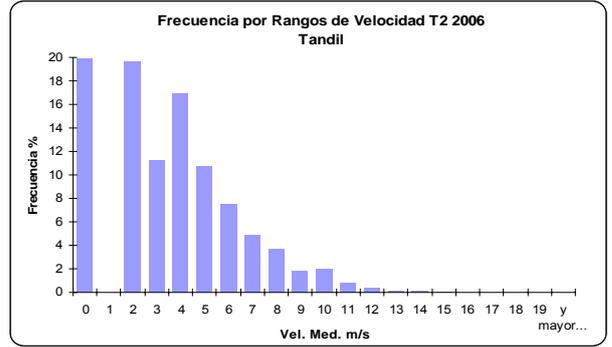
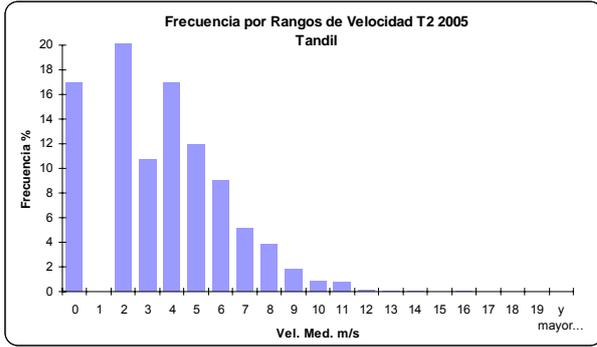
Se muestra la información correspondiente a los puntos de medición que no fue expuesta a lo largo del trabajo, siendo estos: Tandil, Tres Arroyos, Benito Juárez y Coronel Suárez. Al mismo tiempo para cada una de estos puntos, se organiza la información en tres partes:

- En la primera de ellas mostramos las gráficas correspondientes a los Histogramas de frecuencia. Histograma para todo el período de medición (2005-2006), para cada año por separado y para cada uno de los trimestres de cada año. Esto nos posibilita divisar las variaciones estacionales.
- En la segunda se muestran las gráficas de las frecuencias por dirección (rosa de los vientos) y los promedios de viento por dirección. Tanto como para todo el período de medición como para cada uno de los años por separado. Esto nos permite divisar la coincidencia o no de los sectores de mayor frecuencia de vientos y mejores promedios.
- Por último las gráficas de potencia específica expresada en W/m^2 . En la misma gráfica se exponen los resultados a varias alturas luego de su extrapolación (10m, 20m, 40m, 60m y 80m). Divisando de este modo el aumento de la potencia con la altura, dependiente este aumento de la rugosidad del terreno.

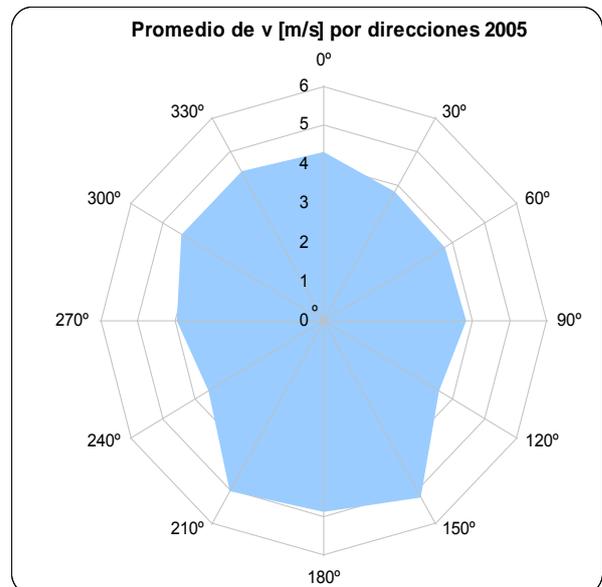
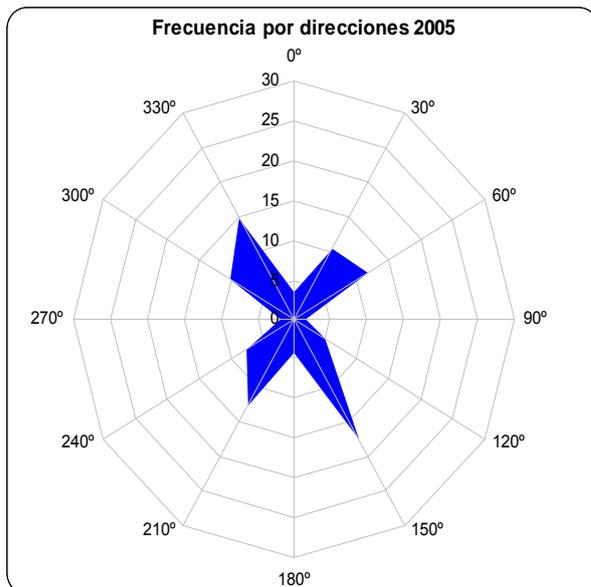
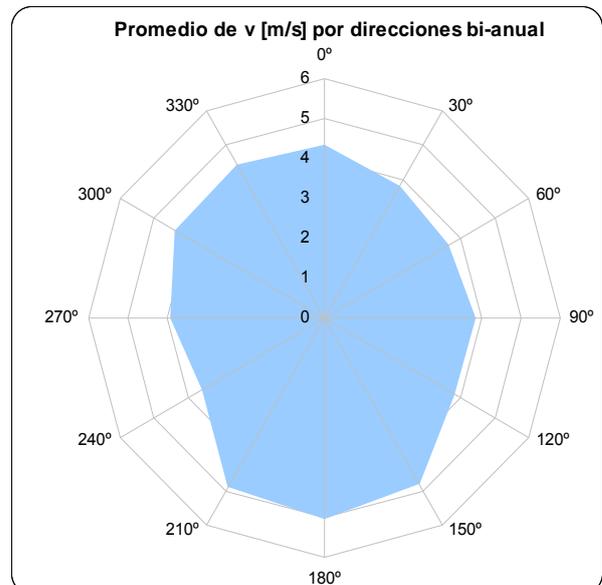
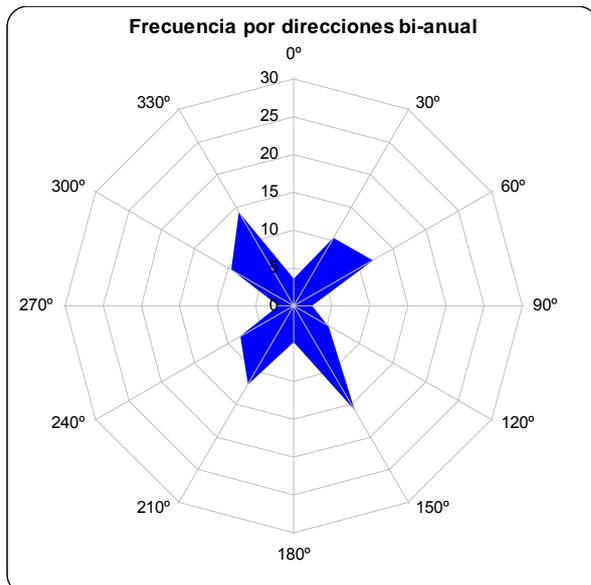
Tandil

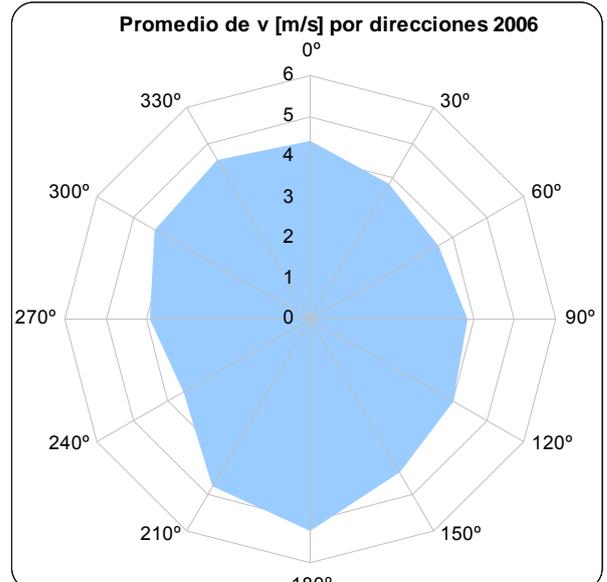
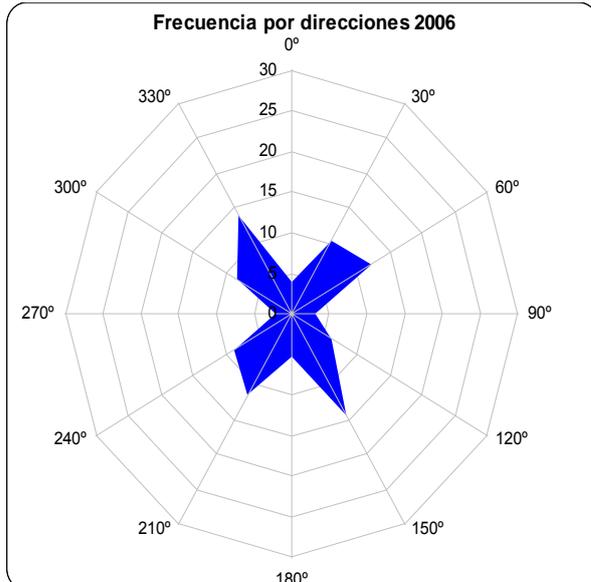
Histogramas de frecuencia



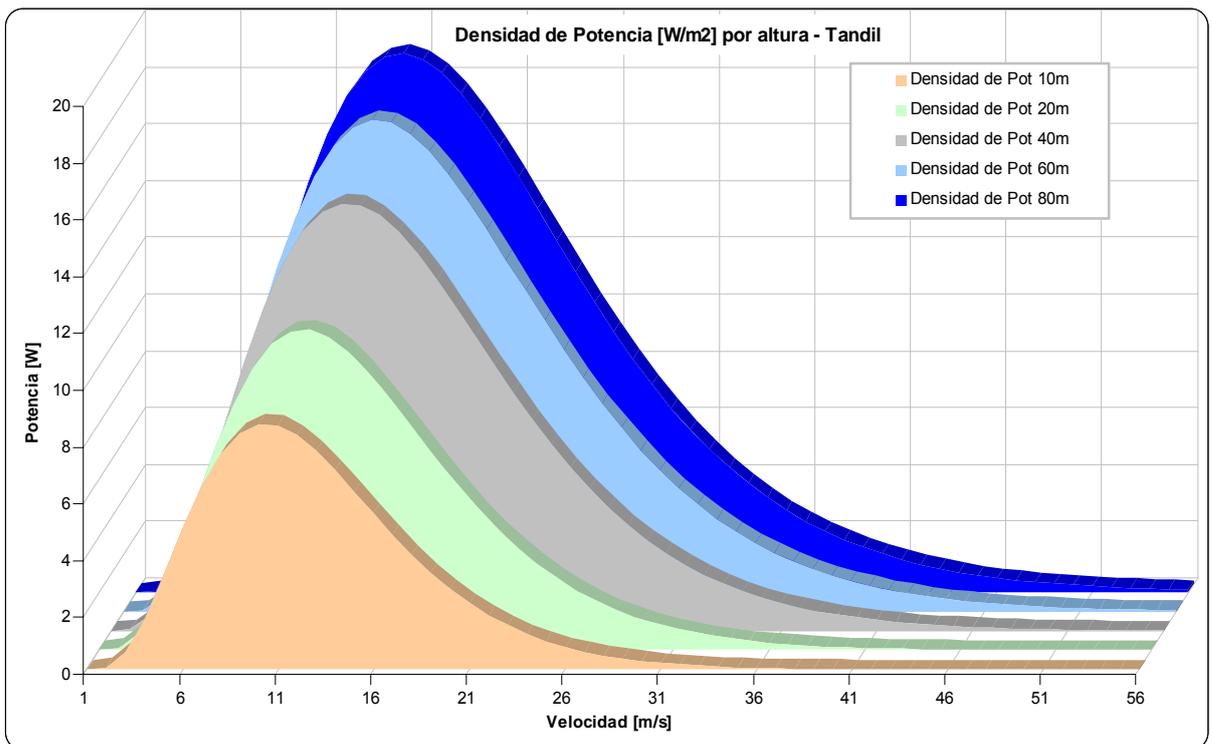


Frecuencia por dirección – “Rosa de los vientos”



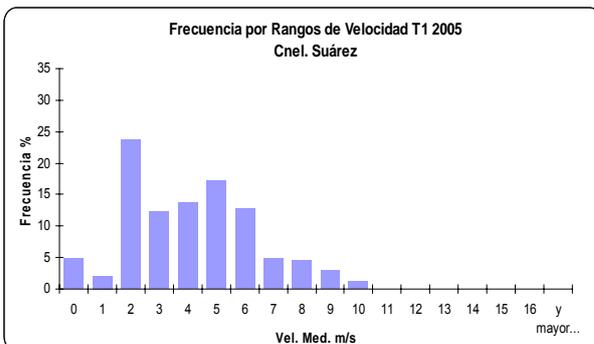
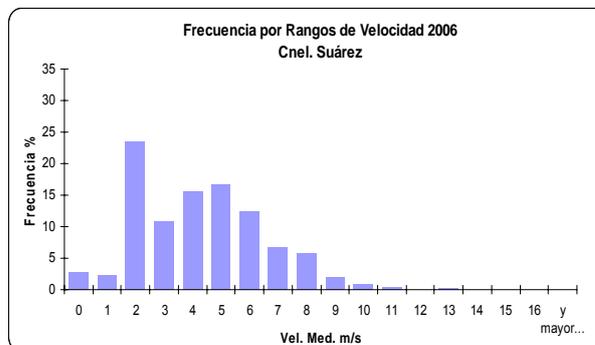
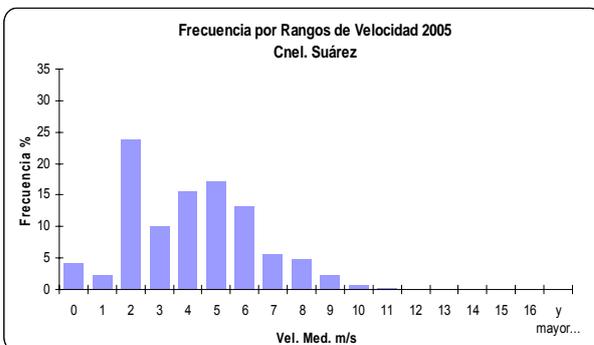
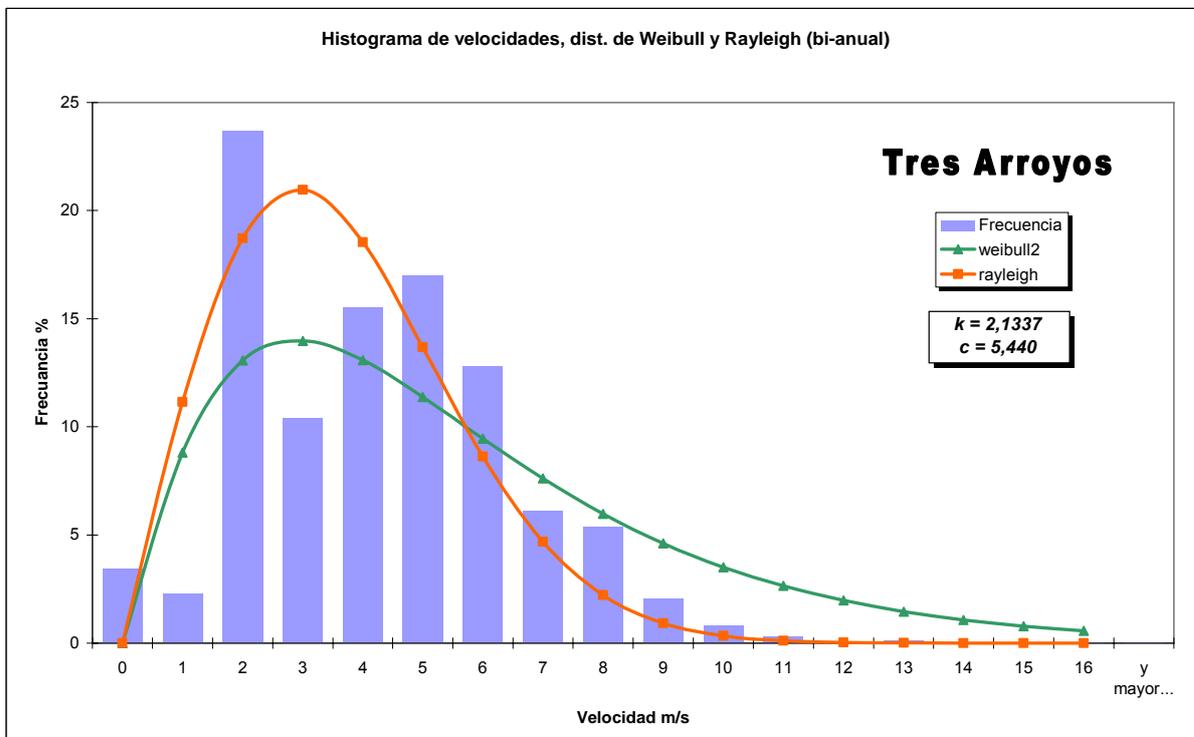


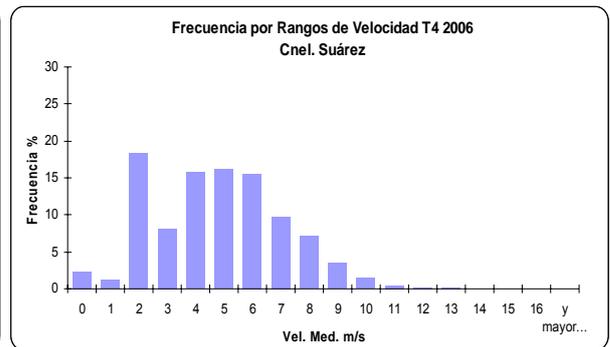
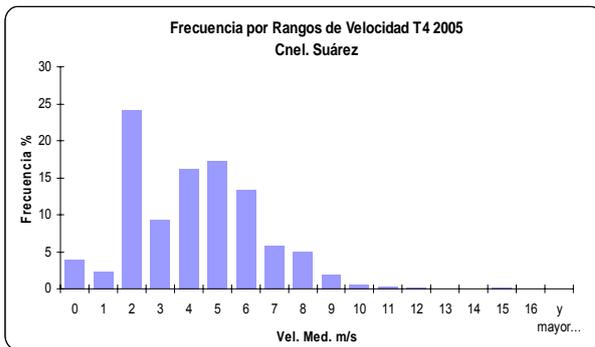
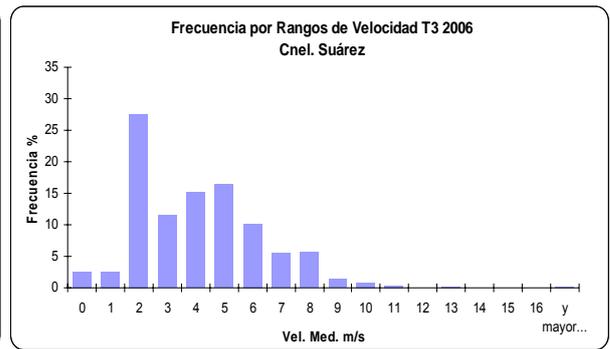
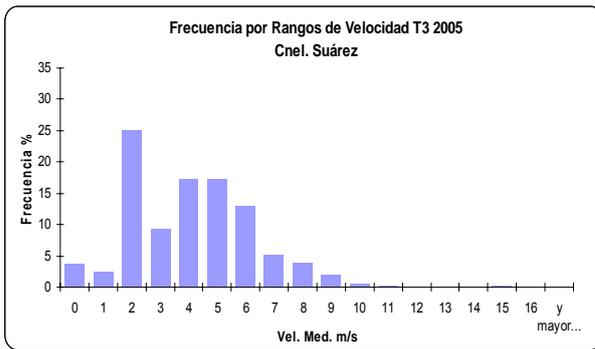
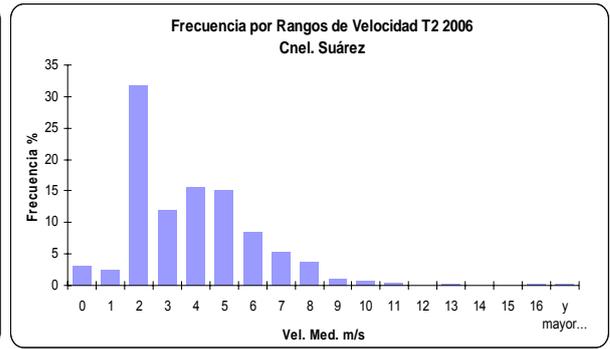
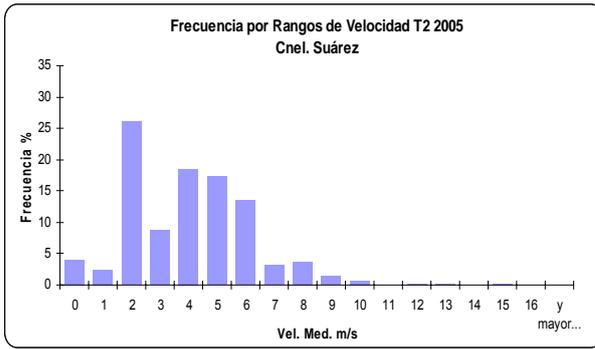
Densidad de potencia



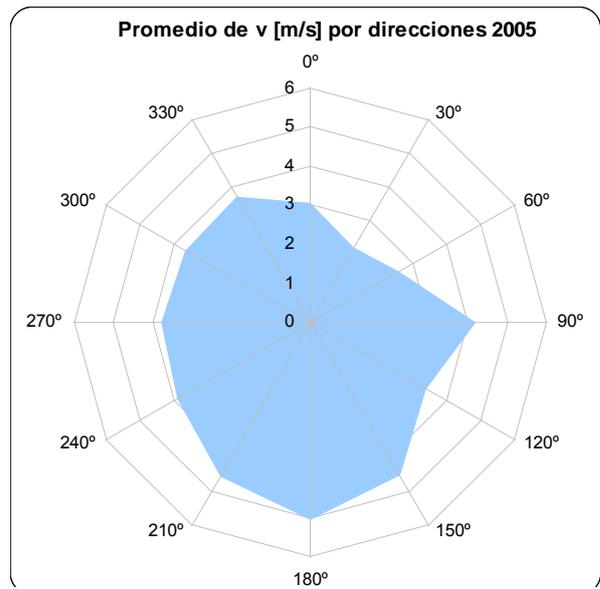
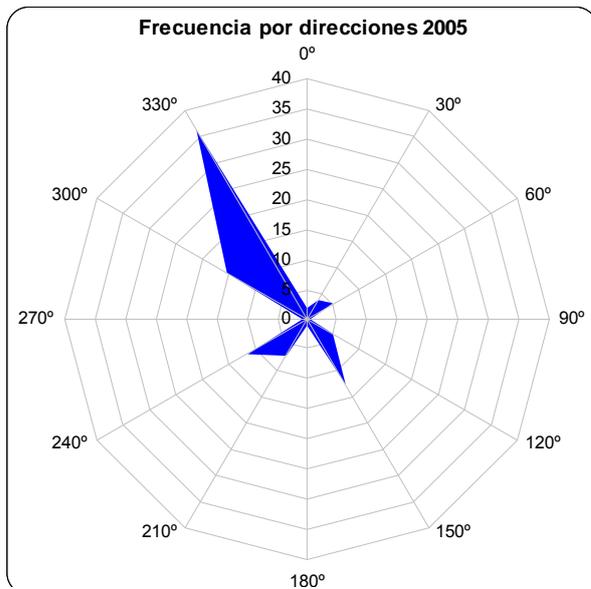
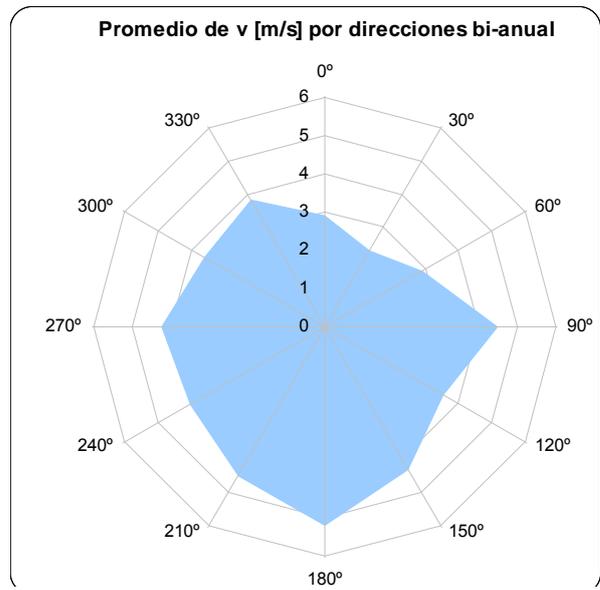
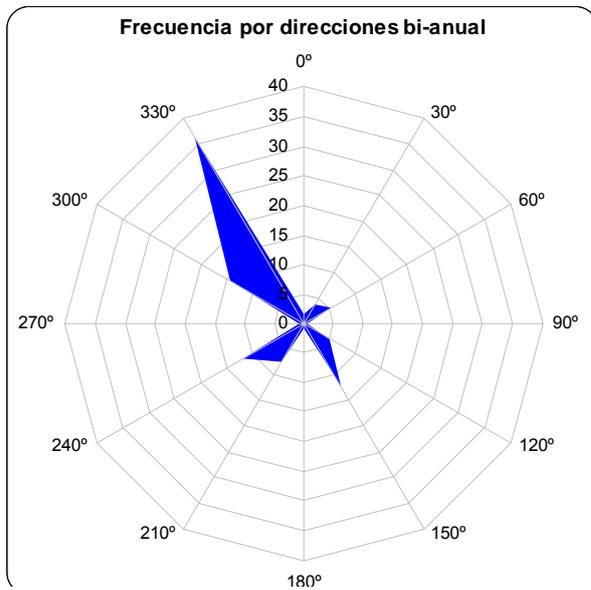
Tres Arroyos

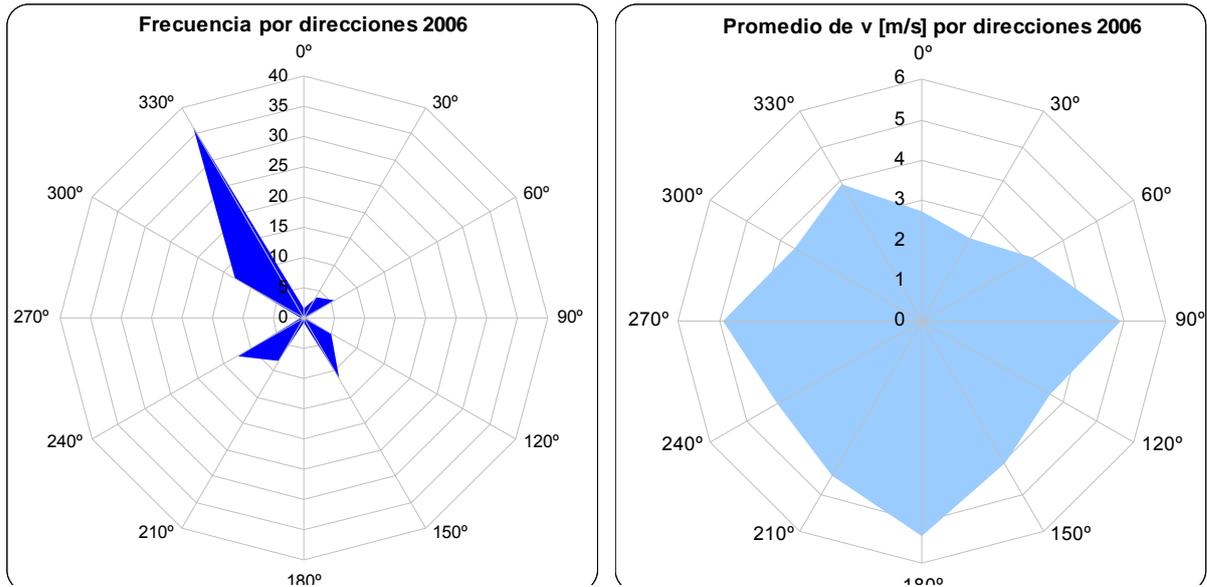
Histogramas de frecuencias



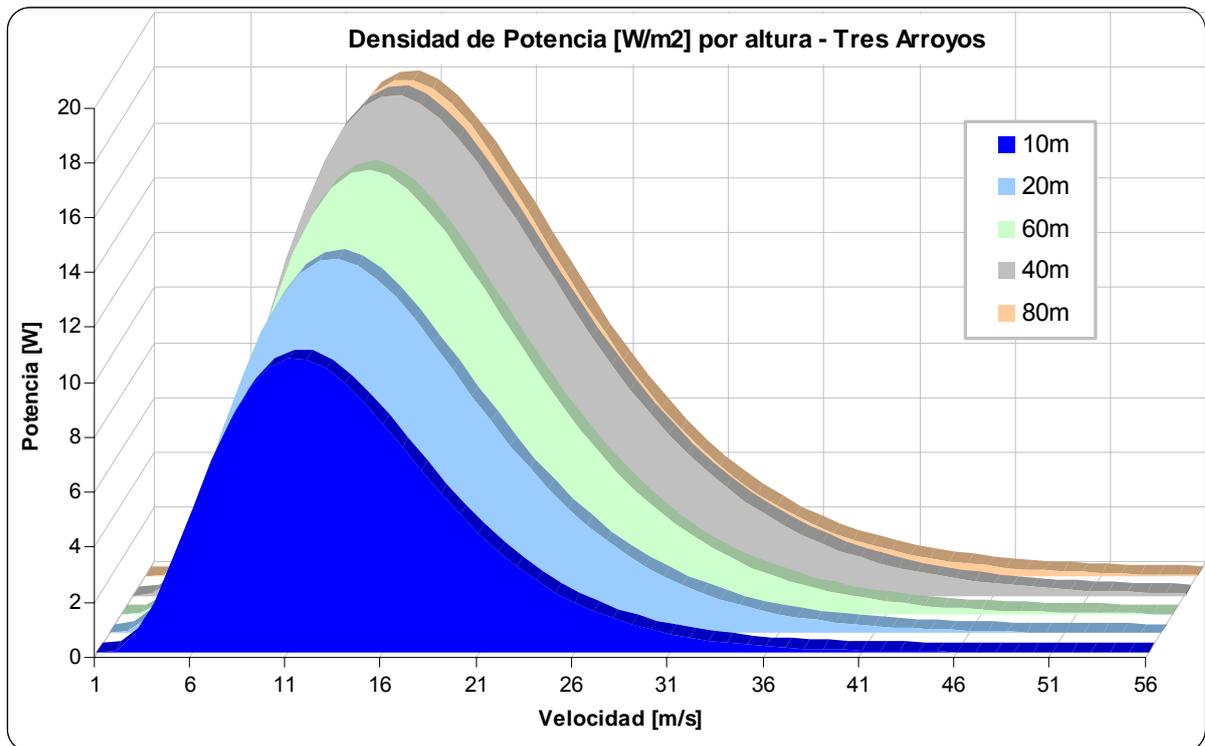


Frecuencia por dirección – “Rosa de los vientos”



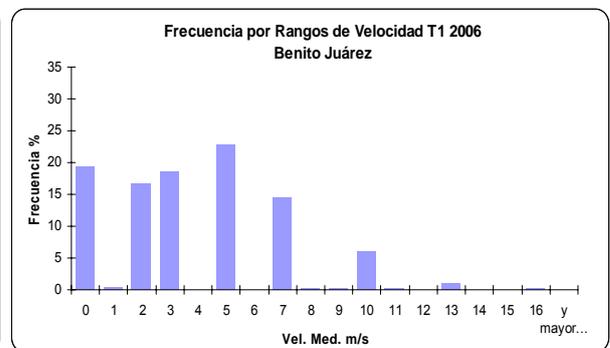
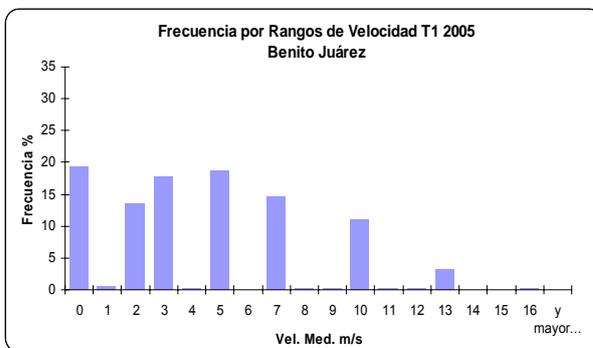
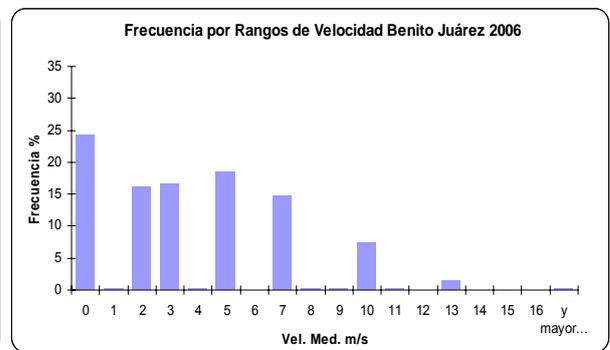
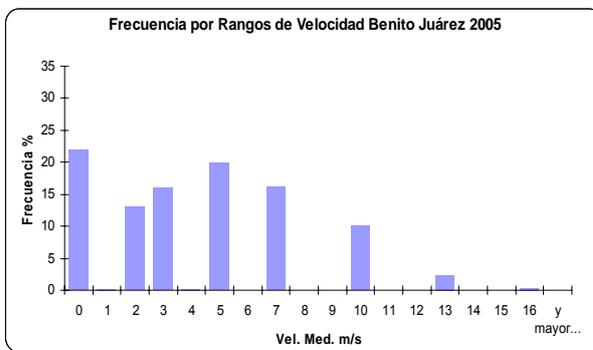
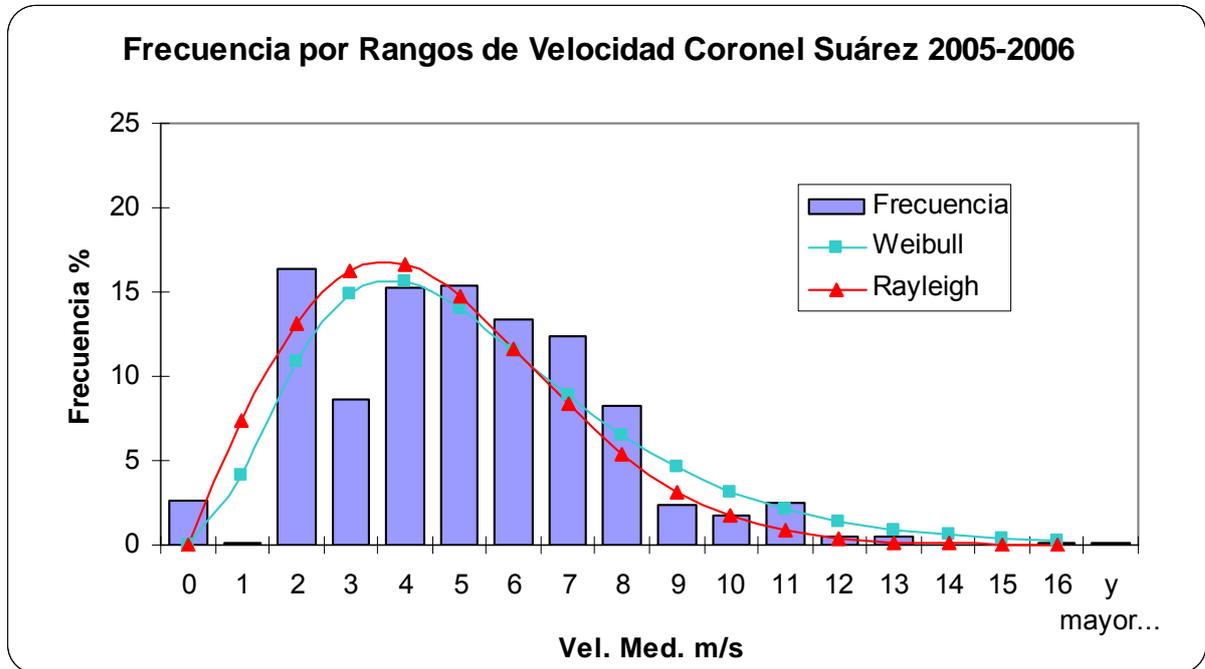


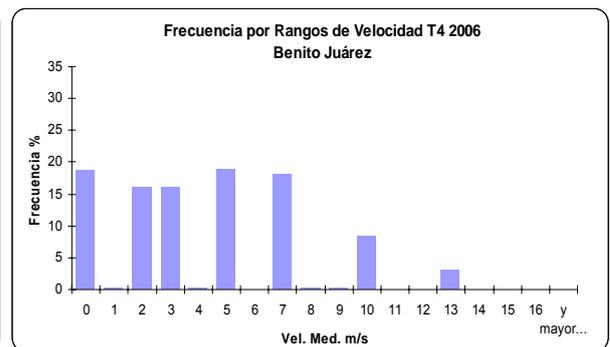
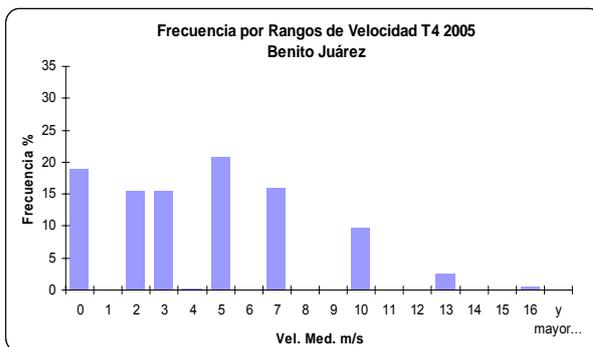
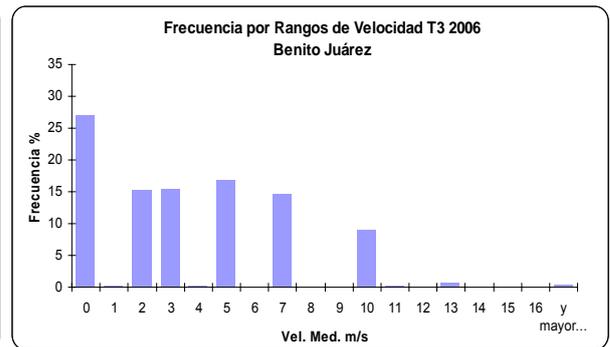
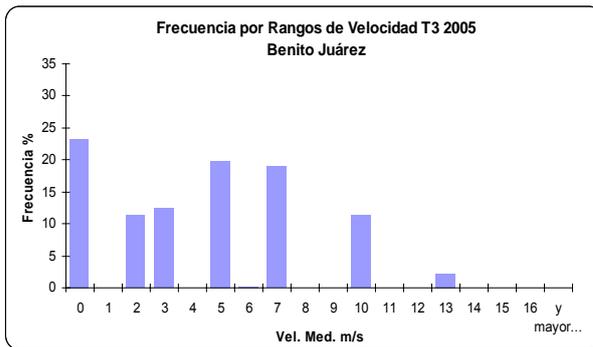
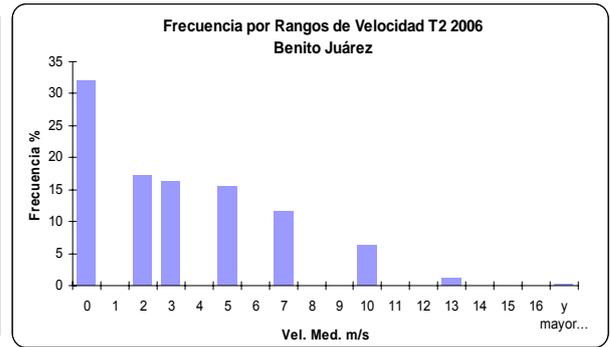
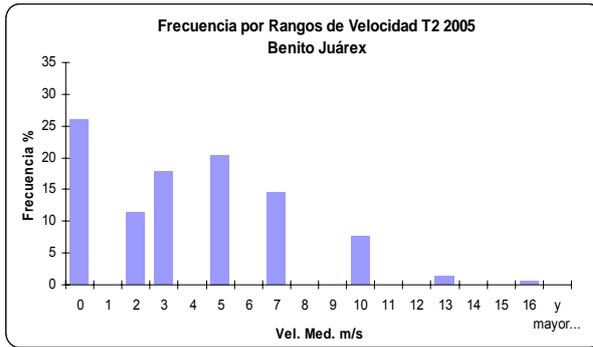
Densidad de Potencia



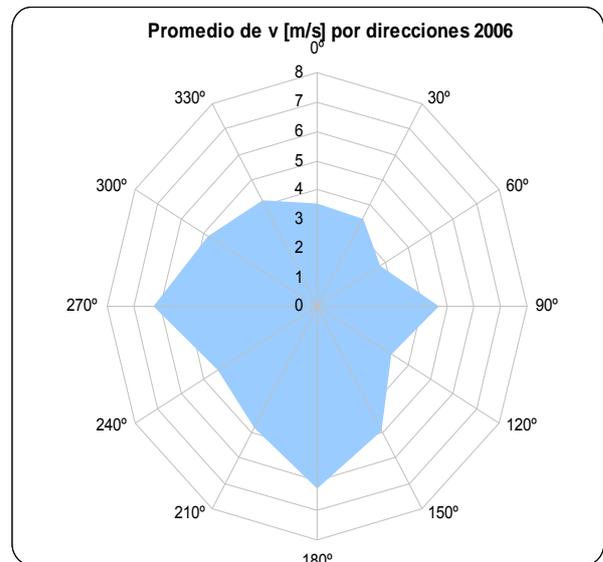
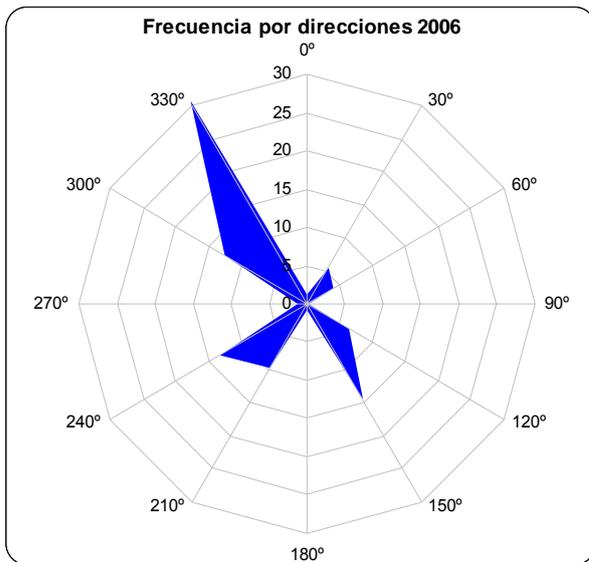
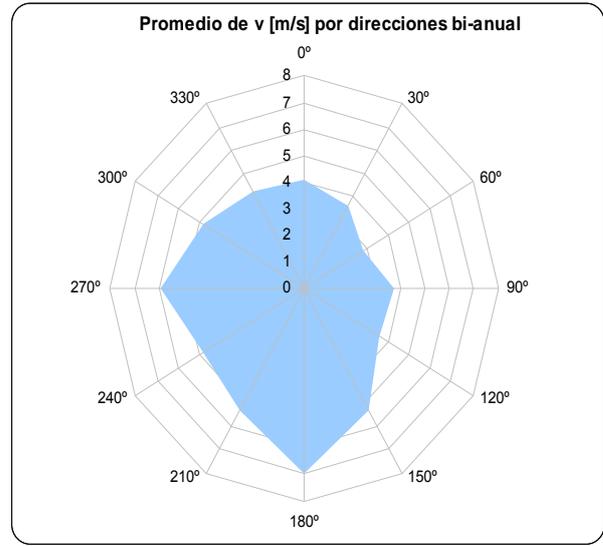
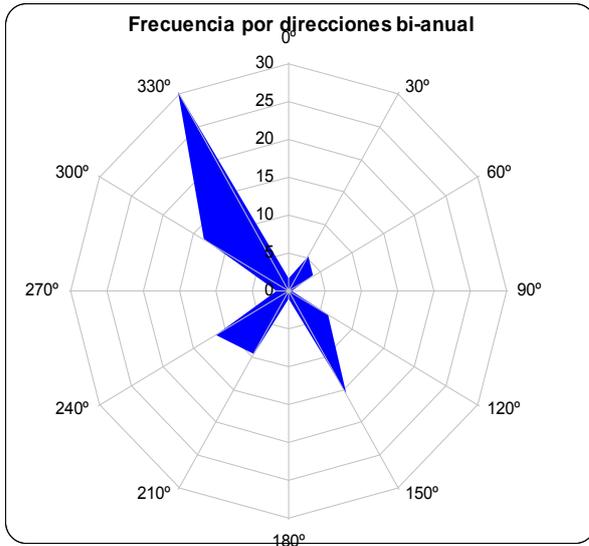
Benito Juárez

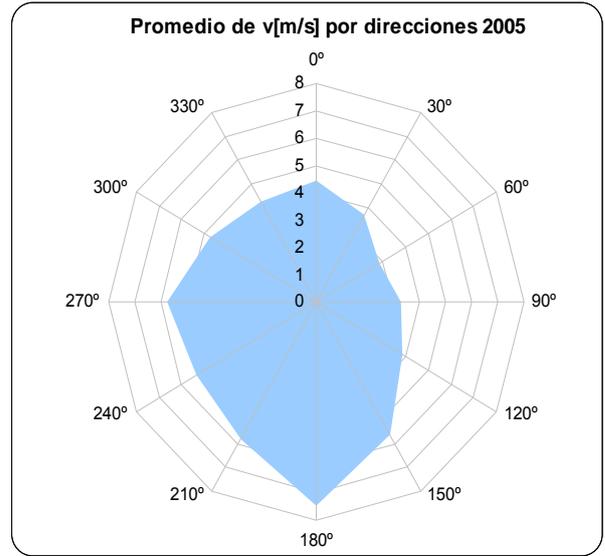
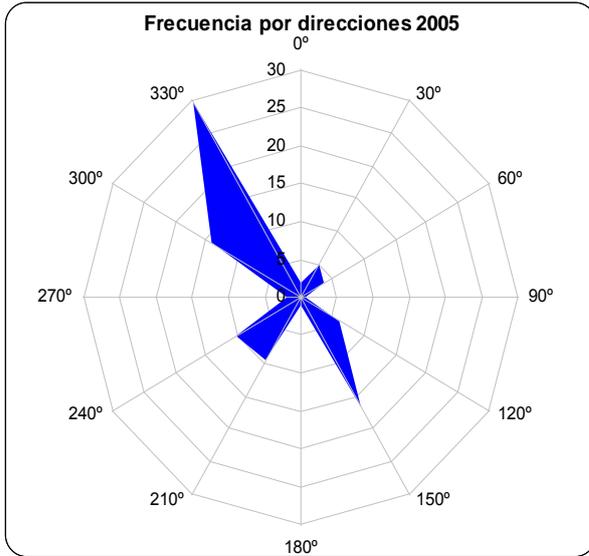
Histogramas de frecuencia





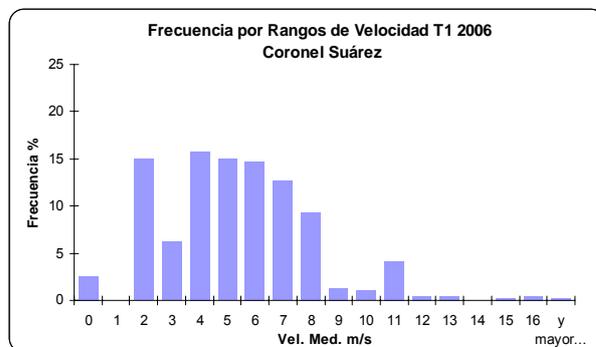
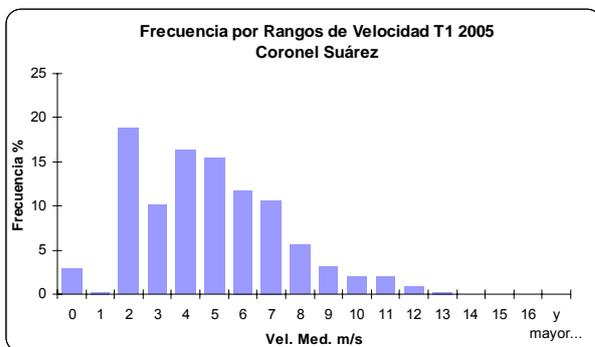
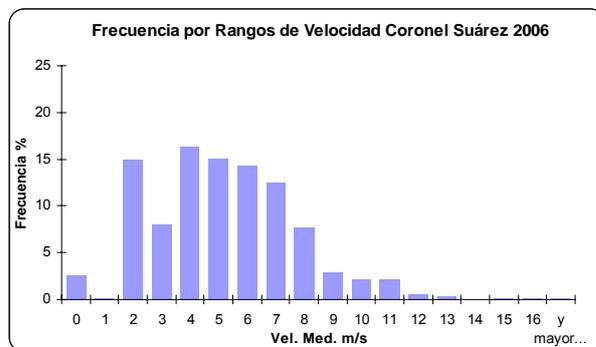
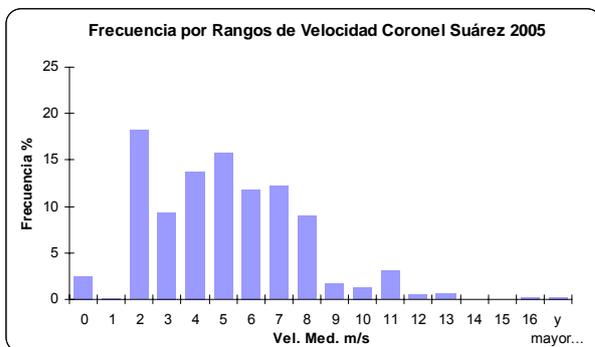
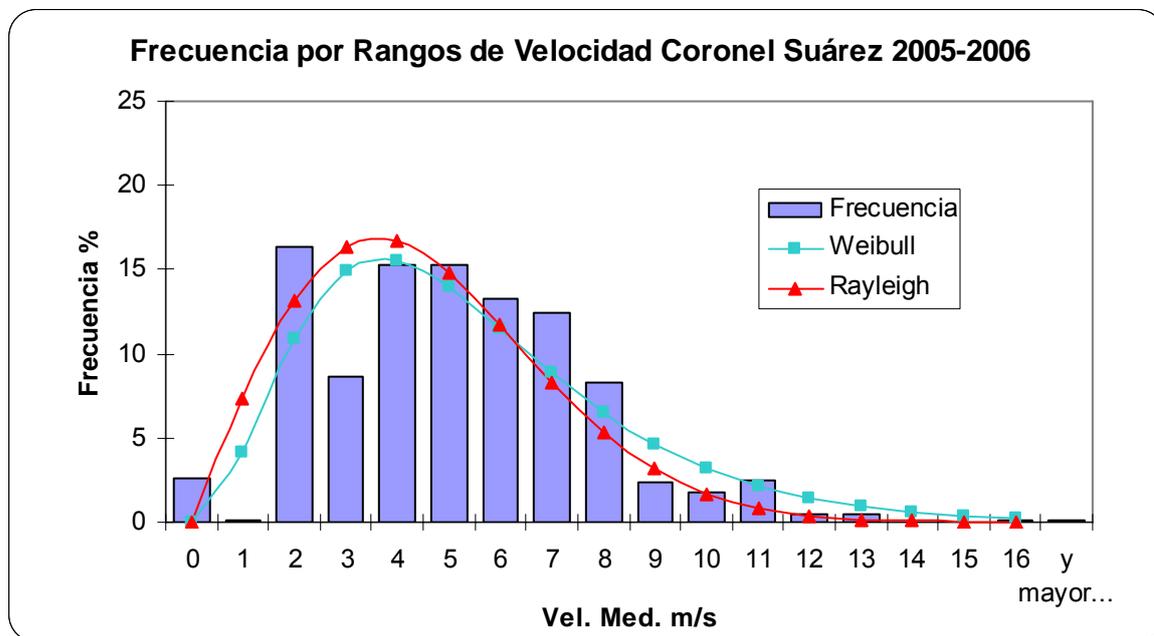
Frecuencia por dirección – “Rosa de los vientos”

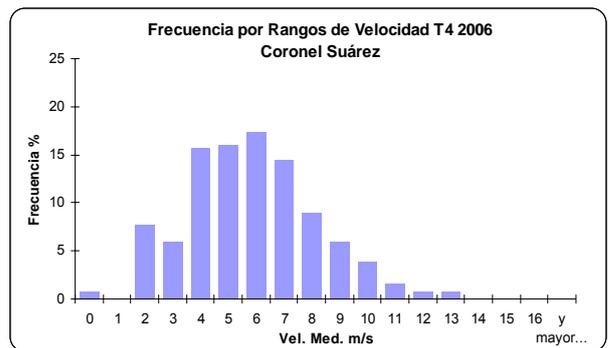
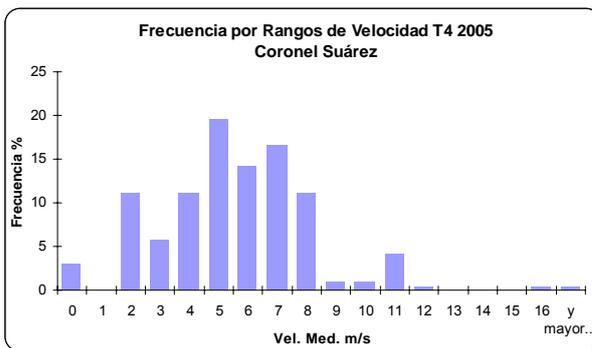
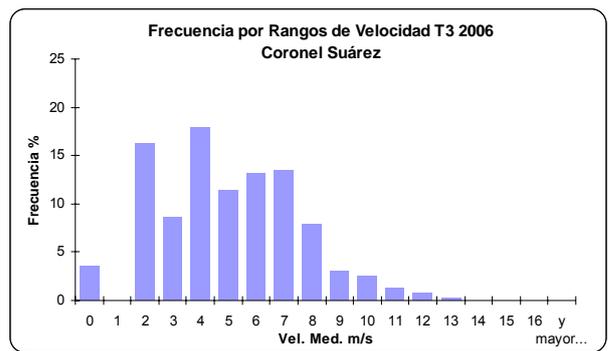
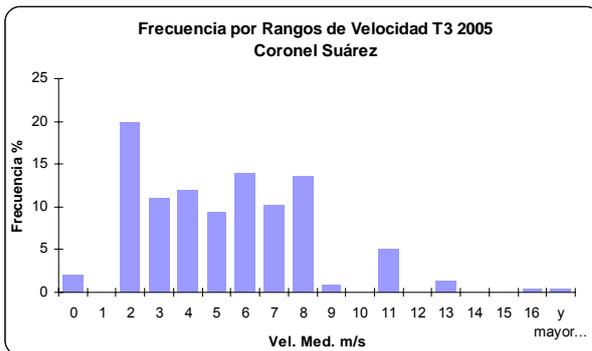
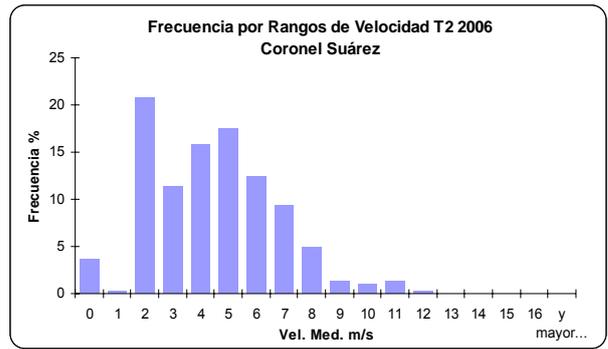
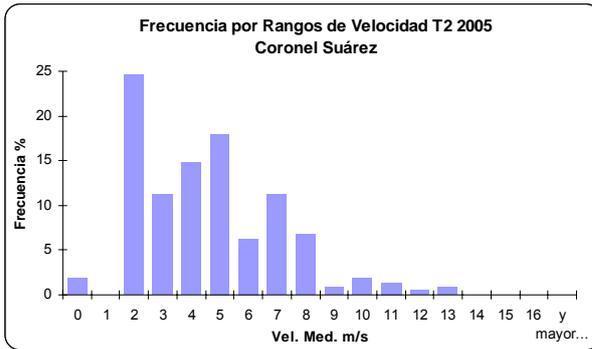




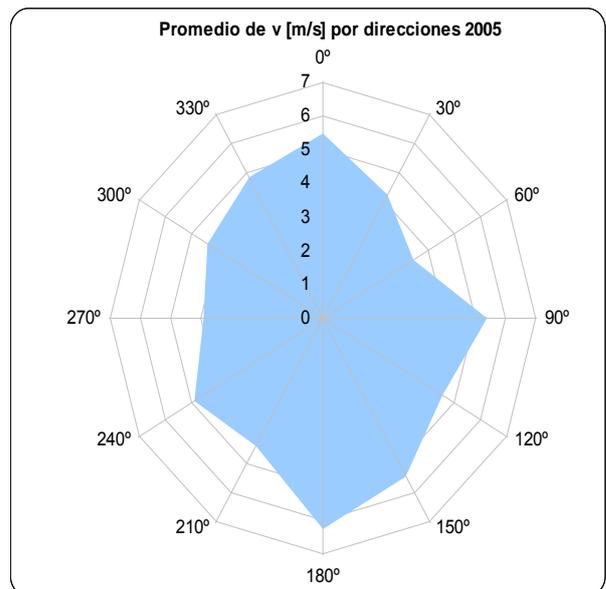
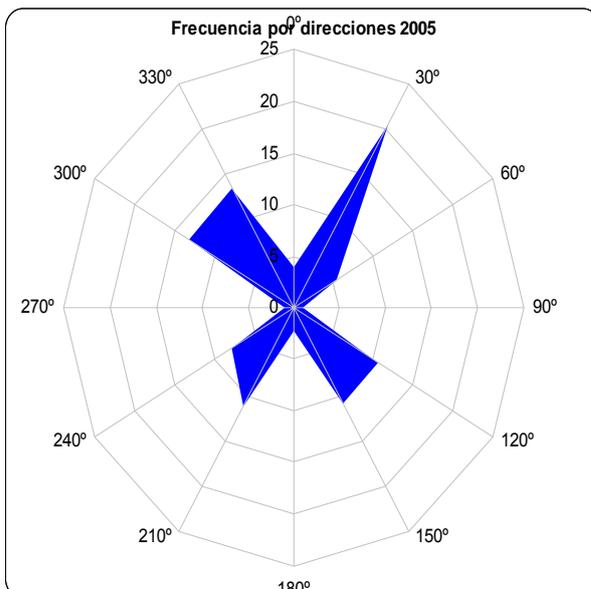
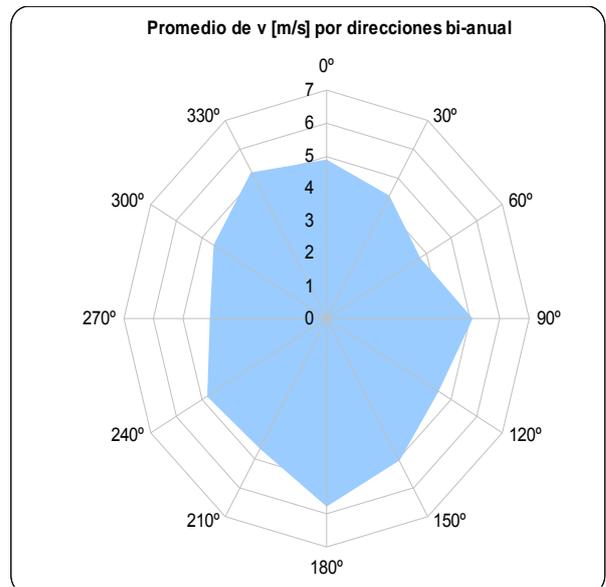
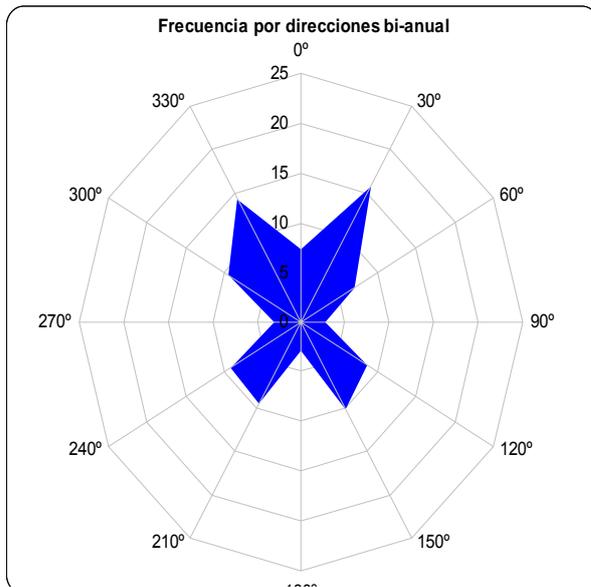
Coronel Suárez

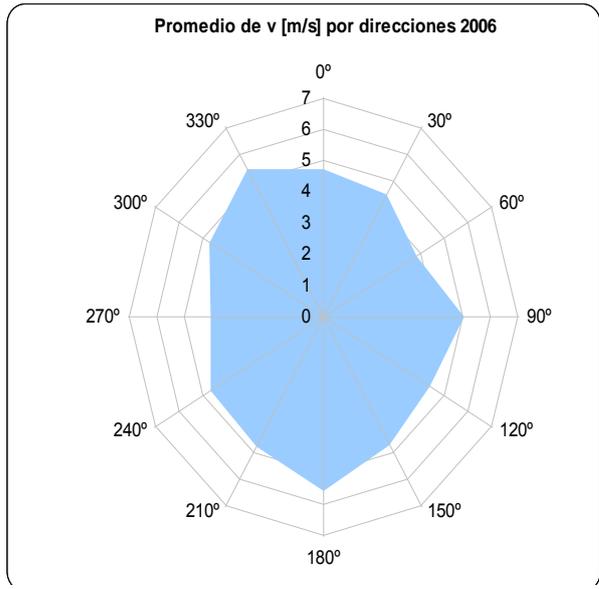
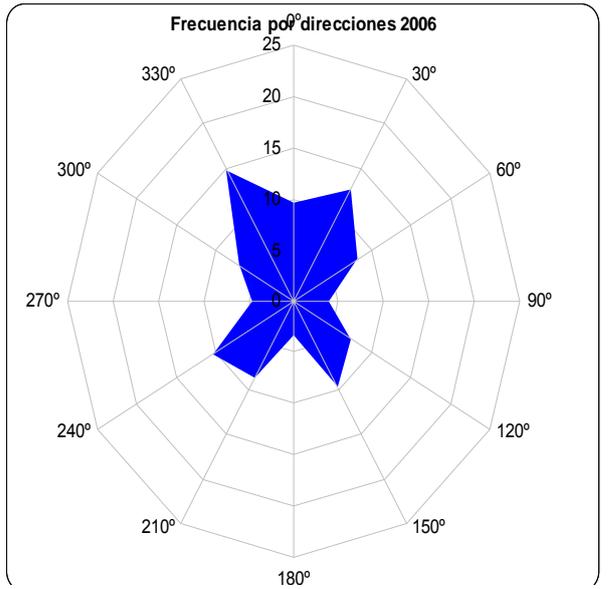
Histogramas de frecuencia





Frecuencia por dirección – “Rosa de los vientos”





Anexo II

***Cálculo de los Parámetros de
Weibull***

Anexo II – Cálculo de lo Parámetros de Weibull

La f.d.p. de Weibull, como su nombre la indica es una distribución estadística de probabilidad y se reconoce que la misma se ajusta aceptablemente a los datos de intensidad de viento.

La ecuación de la misma es:

$$\phi(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c} \right)^{k-1} \exp(-v/c)^k ; v > 0 \quad [1]$$

Donde:

v es la velocidad de viento instantánea,

c es un factor de escala en m/s con valores próximos a la velocidad media y

k es un factor de forma que caracteriza la asimetría de la función probabilidad.

Así la probabilidad es:

$$P(v \leq v_x) = \int_0^{v_x} f(v)dv = 1 - \exp \left[- \left(\frac{v_x}{c} \right)^k \right] \quad [2]$$

Para obtener los factores que caracterizan esta función a partir de los datos aportados por la serie temporal de valores provenientes de las mediciones hechas por el CIM, se procedió de la siguiente forma.

a) Se utiliza el método de ajuste por cuadrados mínimos como sigue:

Se las velocidades observadas se dividen en “n” rangos $0-v_1, v_1-v_2 \dots v_{n-1}-v_n$ que tiene frecuencias de ocurrencia $f_1 \dots f_n$ y frecuencias acumuladas $P_1 = f_1, P_2 = P_1 + f_2 \dots P_n = P_{n-1} + f_n$ la ecuación [2] se transforma a la forma lineal $Y_i = a + bX_i$

Siendo:

$$X_i = \ln v_i$$

$$Y_i = \ln [-\ln(-1-p_i)]$$

b) Los coeficientes a y b se pueden obtener entonces por cuadrados mínimos y los parámetros de Weibull los obtenemos a partir de las siguientes relaciones:

$$c = \exp(-a/b)$$

$$k = b$$

En nuestro caso, para estimar los parámetros de Weibull se tomaron los siguientes rangos de velocidad cada 1 m/s, es decir 0-1, 2-4, etc. [51]

Extrapolación de los parámetros

En general las mediciones de velocidad se toman a 10 metros de altura, por lo tanto la obtención de los parámetros de Weibull se realiza con estos valores. Pero en caso de necesitarlos para otras alturas, se deben extrapolar las velocidades utilizando por ejemplo la ecuación de Hellmann y luego recalcular los mismos para la nueva altura [51]. Este método resulta tedioso más en el caso que se necesite hacer la extrapolación a varias alturas para, por ejemplo, hacer el cálculo de producción de energía para diferentes alturas de buje.

Para simplificar este proceso se han deducido las siguientes fórmulas empíricas para extrapolar directamente los parámetros de Weibull a diferentes alturas.

Las relaciones son las siguientes:

$$k' = k \left(\frac{1 - 0,008 \operatorname{Ln} \left(\frac{z}{10} \right)}{1 - 0,88 \operatorname{Ln} \left(\frac{z'}{10} \right)} \right) \quad c' = c \left(\frac{z'}{z} \right)^\beta$$

Donde k es el factor de forma a la altura z (10 metros), mientras que k' lo es a la altura z' (altura de extrapolación). De igual manera c y c' son factores de escala a las alturas z y z' .

De donde el coeficiente β se obtiene a partir de la siguiente expresión,

$$\beta = \left(\frac{0,37 - 0,008 \operatorname{Ln}(c)}{1 - 0,88 \operatorname{Ln} \left(\frac{z'}{10} \right)} \right)$$

A partir de estas relaciones obtuvimos los parámetros de Weibull a diferentes alturas de buje, lo cual nos permitió iterar con diferentes turbinas para realizar el cálculo de factibilidad económica.

Anexo III

Ley de Betz

Anexo III - Ley de Betz

Las turbinas de los parques eólicos constan normalmente de molinos con 3 aspas a través de las cuales circula el aire. El viento al pasar a través de las aspas pierde una parte de su energía y se desacelera, siendo que la velocidad antes V_1 es mayor que la velocidad después de atravesar el generador eólico, V_2 .

Suponiendo que el aire se comporta como un fluido incompresible, la ecuación de continuidad garantiza que,

$$V_1 A_1 = VA = V_2 A_2$$

Donde A_1 y A_2 son las secciones donde se evalúan los vientos V_1 y V_2 , antes y después del rotor, respectivamente.

A es el área barrida por las palas, y

V la velocidad del viento al atravesarlas.

La fuerza ejercida por el **caudal** de viento **m** sobre el rotor viene dada por,

$$F = m (V_1 - V_2) = \rho A V (V_1 - V_2)$$

La potencia aprovechada por el aerogenerador será **$P_a = FV$** , por lo que,

$$P_a = \frac{1}{4} \rho A (V_1 + V_2) (V_1^2 - V_2^2)$$

Donde se ha considerado $V = (V_1 + V_2)/2$. La condición de máxima potencia implica que,

$$\frac{dP_a}{dV} = 0 \longrightarrow V_2 = \frac{V_1}{3}$$

Por lo tanto, la máxima potencia aprovechable por el AE será,

$$P_{a,\max} = \frac{16}{54} \rho A V_1^3 = \frac{16}{27} P_d = 0,593 P_d$$

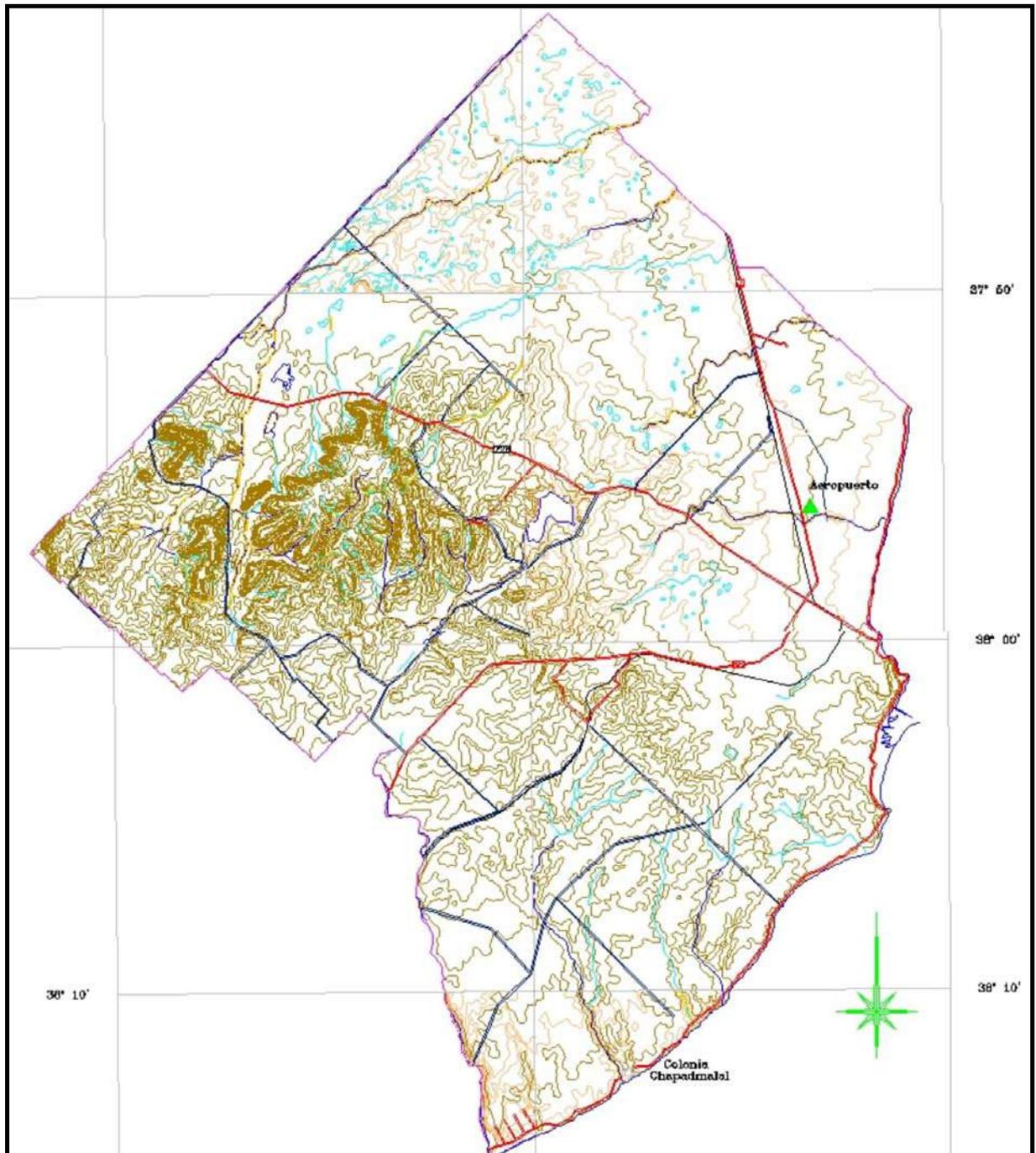
La ecuación anterior se conoce como Teorema o Límite de Betz que establece teóricamente que la potencia aprovechable es sólo de un 59,3% de la potencia disponible de un flujo de viento.

Anexo IV

Mapa Físico del Partido de Gral.

Puyrredón

Anexo IV – Mapa Físico del Partido de Gral. Puyrredón



Anexo V

Datos técnicos del AE seleccionado

Anexo V - Datos técnicos del AE seleccionado

ENERCON E - 58

1.000 kW

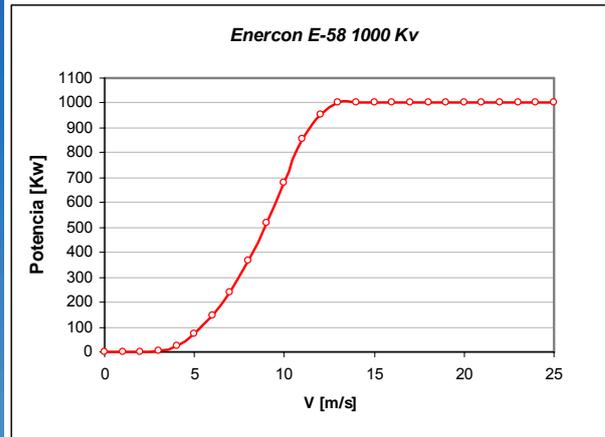
- Innovative design and structure
- Integrated current flow concept
- Easier transport and erection
- Wind farm flexibility



TECHINICAL DATA

Model:	ENERCON E-58
Rated capacity:	1.000 kW
Rotor diameter:	58 m
Hub height:	70,5 m
Converter concept:	gearless, variable speed, variable blade pitch
Rotor with pitch control	
Type:	upwind rotor with active pitch control
Direction of rotation:	clockWise
Number of blades:	3
Swept area:	2,697 m ²
Blade material:	fiberglass (reinforced epoxy) with integral lightning protection
Rotor speed:	variable, 10 - 24 rpm
Tip speed:	30 - 73 m/s
Pitch control:	three synchronized blade pitch systems with emergency supply
Generator with drive train	
Hub:	rigid
Main bearings:	double-row tapered roller bearings
Generator:	direct-driven ENERCON ring generator
Grid feeding:	ENERCON inverter
Braking system:	- 3 independent pitch control systems with emergency supply - rotor brake - rotor lock for service and maintenance
Yaw control:	active through adjustment gear load-dependent damping
Cut-in wind speed:	2,5 m/s
Rated wind speed:	12,5 m/s
Cut-out wind speed:	28 - 34m/s

Remote monitoring system: ENERCON SCADA



U (m/s)	Power (kW)
0	0
1	0
2	0
3	2.6
4	26
5	75.3
6	144.6
7	240
8	366.6
9	516.2
10	680.8
11	854.8
12	952.4
13	1000
14	1000
15	1000
16	1000
17	1000
18	1000
19	1000
20	1000
21	1000
22	1000
23	1000
24	1000
25	1000