

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

**Facultad de Ingeniería en Mecánica y Ciencias de la
Producción**

“Evaluación del Potencial Eólico y Propuesta Preliminar
para la Instalación de un Parque Aerogenerador en el Área
de la Chocolatera – Puntilla de Santa Elena”

TESIS DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO MECÁNICO

Presentada por:

Edison Roberto Luna Maldonado

GUAYAQUIL – ECUADOR

Año: 2008

AGRADECIMIENTO

A mi madre, por sus enseñanzas y apoyo espiritual.

A mi esposa, por su cariño y comprensión.

Al señor Ingeniero Marco Pazmiño por su paciencia y confianza.

DEDICATORIA

Dedico este trabajo con mucho cariño a mi hijo Niko, es quizá mi pequeña contribución para salvaguardar el mundo en el que tendrá que vivir.

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

Ing. Francisco Andrade S.
DECANO DE LA FIMCP
PRESIDENTE

Ing. Marco Pazmiño B.
DIRECTOR DE TESIS

Ing. Mario Patiño A.
VOCAL

Ing. Gonzalo Zavala O.
VOCAL

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, me corresponden exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de Graduación de la ESPOL).

Edison Roberto Luna Maldonado

RESUMEN

Descripción del ámbito de la tesis

La energía eólica, como la mayor parte de las energías renovables, tiene su origen en el sol, aproximadamente entre el 1 y el 2% de la energía que recibe nuestro planeta del sol se convierte en viento, debido al movimiento del aire ocasionado por el desigual calentamiento de la superficie terrestre, esto supone un potencial de energía eólica de 53 TWh/año, cinco veces más que el actual consumo eléctrico en el mundo, por tanto en teoría, permitiría atender sobradamente las necesidades energéticas del planeta.

En los últimos 25 años, los acelerados avances tecnológicos en el desarrollo de nuevos materiales, han facilitado el diseño y construcción de turbinas eólicas de mayor capacidad y eficiencia, logrando reducir el costo de la misma desde 80 centavos (en dólares actuales) a entre 4 y 6 centavos por kilovatio/hora, proyectándose a mediano plazo, metas altamente rentables como la propuesta por el Instituto de Investigación Energético de Guangzhou – China, que sorprendió al mundo durante la Exposición Asia Energía Eólica 2006, al presentar el primer aerogenerador que funciona con levitación magnética permanente, denominado Generador MagLev, el cual es capaz de utilizar

vientos con velocidades iniciales tan bajas como 1,5 metros por segundo, y su velocidad de corte inferior (la velocidad mínima a la que empieza a generarse energía) es de apenas 3 m/s, con lo cual se espera que se eleve la capacidad de generación energética en un 20% por encima de los aerogeneradores tradicionales, logrando con esto, reducir aún más los costos de producción a escala industrial hasta los 3 centavos en los sitios terrestres con vientos de velocidad baja y a 5 centavos por kilovatio/hora en sitios marinos.

En nuestro país, se han dado ya los primeros pasos en cuanto a lo que respecta a este tipo de energía, al iniciarse los trámites y convenios pertinentes entre Elecgalápagos S.A. y el Fondo E7 (que representa a algunas de las empresas eléctricas más grandes del mundo) para la instalación de un parque híbrido eólico-solar de 2 MW de potencia, para abastecer en conjunto con el parque de generadores Diesel ya instalado, a la capital del archipiélago de Galápagos, Puerto Baquerizo Moreno en la Isla San Cristóbal.

Descripción del problema

Sin embargo, si bien es cierto que las Islas Galápagos son nuestra responsabilidad, este proyecto no fue iniciativa propia del Gobierno Ecuatoriano,

sino resultado de la preocupación de empresas extranjeras por conservar el frágil ecosistema de las islas.

Esta misma falta de atención y malos manejos en materia energética han provocado que nuestro país, rico en recursos naturales, tenga que depender de la generación termoeléctrica para solventar los problemas que anualmente se presentan en épocas de estiaje, además de ubicar el costo del kilovatio-hora por sobre los 12 centavos de dólar, cifra que en comparación con las cantidades mencionadas en los párrafos anteriores, resulta ser muy superior a la que podría obtenerse mediante la utilización de Turbinas Eólicas.

En consecuencia, resultaría ilógico no aprovechar este recurso energético, que por sobre todo aspecto es gratuito, limpio e inagotable y que puede ayudarnos a disminuir la dependencia de la utilización de los derivados del petróleo en la generación de energía eléctrica en nuestro país.

Objetivo de la Tesis

Por lo tanto, el objetivo principal de la presente tesis es demostrar que la energía eólica es altamente aplicable y rentable, no solamente en lugares

aislados o de difícil acceso, sino que también se la puede utilizar para el abastecimiento de zonas urbanas muy pobladas, acoplando los sistemas de generación eólica a las redes de distribución del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador, como es el caso específico de la punta más sobresaliente de la costa ecuatoriana, mejor conocida como la “Chocolatera” en Salinas – Puntilla de Santa Elena.

Dicho lugar, es ideal para la instalación de un sistema de generación eólico, tanto por sus características meteorológicas como por su inmejorable posición geográfica, además de constituirse en una plataforma natural a nivel del mar, que se adentra mas de 1000 metros en las aguas del Pacífico, facilitando con esto la instalación en tierra de turbinas de tipo marino, que si bien es cierto tienen un costo superior, ya que deben ser diseñadas para que sobrevivan al ambiente salino, las mismas son más grandes y pueden producir mucho más electricidad por turbina en comparación con las terrestres, gracias a que la ubicación oceánica brinda velocidades de viento mucho más altas y menos turbulencia. Adicional al hecho de que en este caso en especial no se necesitaría realizar cementaciones en el suelo marino y las torres no estarían sumergidas, por tanto no tendrían que soportar el embate de las olas en su base, ni la alta corrosión producto del contacto con el agua salada.

Metodología a seguir

La metodología que se seguirá será, en primera instancia, describir los conocimientos básicos sobre el viento y su energía, los cuales nos guiarán durante la realización del presente trabajo. Luego se analizarán los datos meteorológicos recopilados desde 1956 hasta la fecha, por el Centro Nacional de Datos Oceanográficos (CENDO), unidad adscrita al Instituto Oceanográfico de la Armada, en la estación de la Pista Aérea de la Base de Salinas, a fin de determinar el potencial eólico de la zona y la capacidad de generación eléctrica de la misma. Posteriormente se evaluarán los factores físicos y geográficos del área, con el fin de proponer, en base a un estudio de mercado y de costos, el arreglo más adecuado para la instalación de un parque de aerogeneradores. Finalizando con un breve estudio del impacto ambiental que resultaría como producto de la implementación de turbinas eólicas en la zona.

Resultados que se esperan

Lo que se espera al final del presente trabajo es demostrar que la energía eólica no solamente es aplicable a lugares remotos o aislados, sino que también es una opción altamente rentable y segura que puede ser utilizada en conjunto con

la red del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador, supliendo en gran medida la alta dependencia que tiene nuestro país en relación con la generación termoeléctrica, disminuyendo con esto el consumo de combustibles fósiles y el impacto al ambiente por unidad de energía producida.

INDICE GENERAL

	Pág.
RESUMEN	II
ÍNDICE GENERAL	III
ABREVIATURAS	IV
SIMBOLOGÍA	V
ÍNDICE DE FIGURAS	VI
ÍNDICE DE TABLAS	VII
INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO 1	
1. GENERALIDADES SOBRE ENERGÍA EÓLICA	3
1.1. Historia del desarrollo de la Energía Eólica	3
1.2. Principios básicos de la formación de los vientos	6
1.2.1. La fuerza de Coriolis	8
1.2.2. Los vientos globales	9
1.2.3. Los vientos de superficie	10
1.2.3.1. Los vientos de montaña	11
1.2.3.2. Las brisas marinas	12
1.3. Medición de la velocidad y dirección del viento	14

1.3.1. Los anemómetros	15
1.3.2. La escala de Beaufort	15
1.3.3. La rosa de los vientos	18
1.4. Factores que influyen en la velocidad superficial del viento	19
1.4.1. Rugosidad, cizallamiento y escarpas	20
1.4.2. Obstáculos al viento, abrigo y turbulencia	25
1.4.3. Efectos de la estela y del parque generador	29
1.4.4. Efectos del Túnel y la Colina	31
1.5. Factores que influyen en la energía del viento	34
1.5.1. Fórmula de la potencia del viento	36
1.5.2. La ley de Betz y el frenado ideal del viento	37
1.6. La energía eólica en el entorno marino	40
1.6.1. Turbinas marinas	43
1.6.2. Interconexiones con la red eléctrica local	47

CAPITULO 2

2. EVALUACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS FÍSICOS Y METEOROLÓGICOS DE LA ZONA	49
2.1. Ubicación geográfica del área en estudio	49
2.2. Temperatura ambiente y densidad del aire	52

2.3. Determinación de la clase y longitud de rugosidad del terreno	57
2.4. Fórmula del perfil vertical del viento para la zona	58
2.5. Tabulación y corrección de los datos de fuerzas y direcciones predominantes del viento en la zona	60
2.6. Análisis y determinación estadística de la variación de la velocidad del viento	66
2.7. Determinación de la Rosa de los Vientos para el área en estudio.	74
2.8. Cálculo de la Potencia Media del Viento	80
2.9. Cálculo de la Densidad de Potencia del Viento por metro cuadrado	82
2.10. Energía Anual disponible	84

CAPITULO 3

3. EVALUACIÓN DE LOS FACTORES GEOGRÁFICOS Y TÉCNICOS PARA LA DISPOSICIÓN DEL EMPLAZAMIENTO	85
3.1. Características del suelo y vías de acceso al emplazamiento	86
3.2. Localización de escarpas y determinación de su influencia sobre la zona	89
3.3. Determinación de obstáculos y abrigos del viento	92
3.4. Determinación y graficación de la Rosa de las Rugosidades	94

3.5. Área disponible para la instalación del parque eólico	98
3.6. Análisis del efecto del parque y de la estela	100
3.7. Determinación del número óptimo de aerogeneradores y arreglo del parque eólico	102
3.8. Determinación de la zona de conexión del parque con la Red Pública	105

CAPITULO 4

4. PROPUESTA DE UN MODELO DE TURBINA EÓLICA Y ESTUDIO DE FACTIBILIDAD ECONOMICA DE LA INSTALACIÓN	110
4.1. Estudio de mercado y selección de las Turbinas Eólicas	116
4.2. Determinación de costos de instalación e interconexión con la red pública	127
4.3. Determinación de costos de operación y mantenimiento del parque	130
4.4. Análisis económico – financiero y vida útil del proyecto	131
4.5. Beneficios Sociales	145

CAPITULO 5

5. IMPLICACIONES MEDIO AMBIENTALES	150
--	-----

5.1. Balizamiento y señalización	151
5.2. Efecto visual del parque sobre el paisaje	155
5.3. Niveles permisibles de ruido	159
5.4. Efecto sobre aves locales	166
5.5. Proyección de sombras	170

CAPITULO 6

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	176
6.1. Conclusiones	176
6.2. Recomendaciones	179

ANEXOS

BIBLIOGRAFÍA

ABREVIATURAS

a.m.	Ante meridiano
atm	Atmósferas
cd	Candelas
cent	Centavos de dólar
CO ₂	Dióxido de Carbono
dB	Decibel
dB(A)	Decibel Alfa
h	Hora
Hz	Hertz
K	Grados Kelvin
kg	Kilogramo
kg/cm ²	Kilogramo por centímetro cuadrado
kg/m ³	Kilogramo por metro cúbico
Km	Kilómetro
Km/h	Kilómetros por hora
kW	Kilovatio
kWh	Kilovatio - hora
ln	Logaritmo Natural
log ₁₀	Logaritmo en base 10
m	Metro
m.s.n.m.	Metros sobre el nivel del mar
m/s	Metros por segundo
m ²	Metros cuadrados
m ³	Metros cúbicos
mbar	Milibares
MVA	Mega Voltio Amperio
MW	Megavatio
°C	Grados Centígrados
p.m.	Pasado meridiano
Pa	Pascales

rpm	Revoluciones por minuto
s	Segundos
Ton	Toneladas
TWh	Tera vatios-hora
USD	Dólares americanos
W	Vatio
W/m ²	Vatios por metro cuadrado

SIMBOLOGÍA

V	Velocidad del viento
B	Número de la escala de Beaufort
Z_o	Longitud de Rugosidad
Z	Altura sobre el nivel del suelo para la velocidad deseada v
v	Velocidad del viento a una altura z sobre el nivel del suelo
v_{ref}	Velocidad de referencia a una altura conocida Z_{ref} .
ρ	Densidad del aire a una altura h sobre el mar
ρ_o	Densidad del aire a nivel del mar (1.225 kg/m^3)
h	Altura sobre el nivel del mar
h_o	Altura de referencia (generalmente 0 m)
M	Masa molecular del aire
g	Aceleración de la gravedad
R	Constante de los gases perfectos
T	Temperatura absoluta medida entre h y h_o
m	Masa de aire
m'	Flujo másico de aire (dm/dt)
E_c	Energía Cinética
P	Potencia
P_o	Potencia total del viento sin perturbar
P_m	Potencia media del viento
A	Área perpendicular al flujo de aire, área barrida del rotor
Π	Pi
r	Radio del Aerogenerador
V_1	Velocidad del viento antes de llegar a la turbina
V_2	Velocidad del viento después de pasar la turbina
P_o	Presión Atmosférica
ρ_T	Densidad corregida
B	Presión barométrica
T	Temperatura ambiente
v_{10}	Velocidad del viento a 10 m de altura
v_{80}	Velocidad del viento a 80 m de altura

PHM	Promedio histórico mensual
DIF %	Diferencia porcentual
V_m	Velocidad media del viento
σ	Desviación estándar
σ^2	Varianza
V_{md}	Mediana
$\Phi(v)$	Función de Distribución de Weibull
K	Factor de Forma de la Distribución de Weibull
c	Factor de Escala de la Distribución de Weibull
exp	Exponencial
$F(v \leq V)$	Frecuencia acumulada de la Distribución de Weibull
$\Gamma(x)$	Función Gamma
E_{ANUAL}	Energía anual disponible
L_w	Nivel de Potencia Sonora
L_p	Nivel de Presión Sonora
L_{peq}	Nivel de Presión Sonora Equivalente
W	Potencia sonora total emitida por una fuente
W_o	Potencia sonora de referencia
P	Presión sonora total emitida por una fuente
P_o	Presión sonora de referencia
I	Intensidad sonora
I_{ref}	Intensidad sonora de referencia
LS	Longitud de Sombra
α	Ángulo de incidencia del sol
L	Latitud del lugar del emplazamiento
δ	Declinación del sol
h	Hora del día

ÍNDICE DE FIGURAS

		Pág.
Figura 1.1.	Perfil vertical de velocidad del viento	24
Figura 1.2.	Frenado ideal del viento (Ley de Betz)	40
Figura 1.3.	Partes de una turbina eólica	44
Figura 2.1.	Línea de tendencia de la temperatura ambiente	53
Figura 2.2.	Línea de tendencia de la presión atmosférica en Salinas	54
Figura 2.3.	Línea de tendencia de la densidad corregida del aire en Salinas	56
Figura 2.4.	Perfil de velocidades sobre el área del emplazamiento ...	59
Figura 2.5.	Tendencia año 2003 vs. Promedios Anuales	64
Figura 2.6.	Diagrama de Frecuencias año 2003	70
Figura 2.7.	Distribución de Weibull año 2003	73
Figura 2.8.	Rosa de los Vientos (Chocolatera – Salinas)	78
Figura 3.1.	Foto satelital vías de acceso a la Chocolatera	88
Figura 3.2.	Turbulencia en el Cerro de la Puntilla	90
Figura 3.3.	Dirección de vientos predominantes	93
Figura 3.4.	Rosa de las Rugosidades del emplazamiento	97
Figura 3.5.	Línea de costa de Mar Bravo	98
Figura 3.6.	Área disponible para la instalación del parque	99
Figura 3.7.	Distancia axial entre aerogeneradores	103
Figura 3.8.	Arreglo del parque eólico	105
Figura 3.9.	Subestación Eléctrica Chipipe	107
Figura 3.10.	Transformador de alta tensión (5 MVA)	107
Figura 4.1.	Principales productores de turbinas eólicas	118
Figura 4.2.	Vista interior turbina Enercon E53	123
Figura 4.3.	Porcentajes de gastos de instalación	129
Figura 5.1.	Área de influencia en aeródromos	153
Figura 5.2.	Balizamiento de los aerogeneradores	155
Figura 5.3.	Atenuación del sonido respecto a la distancia	162
Figura 5.4.	Niveles de ruido a 200 y 400 metros de los aerogeneradores	165
Figura 5.5.	Piscinas de Ecuasal – Salinas	167

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
TABLA 1	Direcciones de Vientos Globales predominantes 10
TABLA 2	La Escala de Beaufort 17
TABLA 3	Clases y longitudes de rugosidad 22
TABLA 4	Estación meteorológica "Ulpiano Páez" 51
TABLA 5	Datos históricos de temperatura mensual 52
TABLA 6	Variación mensual de la presión atmosférica en Salinas ... 54
TABLA 7	Valores corregidos de la presión atmosférica en Salinas 56
TABLA 8	Promedios históricos del viento en Salinas 62
TABLA 9	Relación año 2003 vs. Promedios históricos 64
TABLA 10	Frecuencias de viento año 2003 70
TABLA 11	Datos estadísticos año 2003 71
TABLA 12	Calculo del Factor de Forma k 71
TABLA 13	Valores mensuales característicos de la distribución de Weibull 74
TABLA 14	Sectorización de la Rosa de los Vientos 76
TABLA 15	Intervalos de fuerza de viento 76
TABLA 16	Tabla de frecuencias de dirección e intensidad del viento para el año 2003 77
TABLA 17	Calculo mensual de Potencia Media del viento 83
TABLA 18	Calculo anual de Potencia Media del viento 83
TABLA 19	Proyección de la demanda anual de potencia 112
TABLA 20	Principales modelos de turbinas eólicas 119
TABLA 21	Parámetros de comparación de las turbinas 120
TABLA 22	Parámetros para el análisis de las características de las turbinas eólicas 121
TABLA 23	Características principales del Enercon E53 125
TABLA 24	Desglose de gastos de instalación 129
TABLA 25	Inversión inicial para una turbina Enercon E53 133
TABLA 26	Ingresos totales netos por año 136
TABLA 27	Determinación de la tasa interna de retorno 139
TABLA 28	Costo de producción del kWh 142
TABLA 29	Niveles de máximos de ruido permisibles según el uso del suelo 164
TABLA 30	Longitudes de sombra horaria 174

INTRODUCCIÓN

Los continuos avances tecnológicos en la industria eólica a nivel mundial, junto con el desarrollo de turbinas cada vez más eficientes y duraderas, ha convertido a este tipo de energía en una opción bastante atractiva para la generación de electricidad no solo en lugares remotos o de difícil acceso, sino que también ha expandido sus fronteras hacia zonas pobladas que han visto la necesidad de producir energía en forma limpia y sustentable, buscando sobre todo reducir al máximo el impacto causado sobre el medio ambiente circundante.

Es así que a nivel mundial, gracias al apoyo decidido de entes gubernamentales y no gubernamentales, la inversión en parques eólicos es tan o más atractiva que otros métodos tradicionales de obtención de energía, esto claro, evaluando no solo el aspecto económico de la inversión inicial, sino también los costos futuros que traerán consigo la emisión de millones de toneladas de CO₂ hacia la atmósfera.

En nuestro país, a pesar de su elevada riqueza en recursos naturales, existe todavía una alta dependencia de los combustibles fósiles para la producción de electricidad, producto no solo de erróneas políticas energéticas sino

también del poco apoyo y una escasa inversión en estudios e investigación de nuevas fuentes renovables de generación eléctrica.

Por tanto, este trabajo propone revertir esta errónea tendencia y realizar la evaluación del potencial eólico en el área de la Chocolatera en Salinas – Provincia de Santa Elena, a través del análisis estadístico de los datos de viento recopilados por la estación meteorológica del Aeródromo “Ulpiano Páez” de la Base Aérea de Salinas.

Luego se evalúan los factores físicos y geográficos del área, con el fin de proponer, en base a un estudio de mercado y de costos, el arreglo más adecuado para la instalación de un parque aerogenerador. Finalizando con un breve estudio del impacto ambiental producto de la implementación de turbinas eólicas en la zona.

Demostrando así que la energía eólica es una opción rentable y segura en nuestro medio, que puede ser utilizada en conjunto con la red del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador y que puede suplir en gran medida la alta dependencia que tiene nuestro país en relación con la generación termoeléctrica y el consumo de combustibles fósiles.

CAPÍTULO 1

1. GENERALIDADES SOBRE ENERGÍA EÓLICA

1.1. Historia del desarrollo de la Energía Eólica

Se podría decir que el viento recorrió los mares y los llanos del mundo primitivo mucho antes de que la vida como la conocemos actualmente poblara la tierra. Sin embargo, su fuerza y vitalidad no han decrecido con el paso del tiempo, demostrando periódicamente su capacidad de alcanzar altas velocidades y desencadenar su gran poder destructivo, provocando que el hombre en sus inicios lo considerara no solamente como un elemento vital de la naturaleza, sino también como la mano divina de un Dios.

A pesar de sus temores, el ingenio humano buscó siempre la forma de aprovechar esa fuerza misteriosa, encontrando la manera más simple pero a la vez la más efectiva de utilizarla por medio de velas

para impulsar sus buques, facilitando con ello, el comercio y el intercambio cultural entre pueblos como los Sumerios y los Egipcios a través de los ríos Tigris, Eufrates y el Nilo, varios siglos antes de nuestra época.

Se cree que fue en la Persia antigua donde se desarrollaron los primeros conocimientos sobre el viento, pero debido a su árido territorio, caracterizado por vientos fuertes y de comportamiento irregular, tendrían que pasar varios siglos de observación y prueba antes de que se construyan los antecesores de lo que hoy conocemos como “molinos de viento”, siendo la escuela de Alejandría, en concreto el filósofo Herón en el siglo II D.C., quien registra los primeros datos históricos de una máquina neumática conocida como el Auneriom, la cual giraba impulsada por la fuerza del viento alrededor de un eje horizontal.

Siete siglos más tarde, se registran los primeros datos concretos de molinos de viento en funcionamiento en el Libro de Ingenios Mecánicos, escrito por los hermanos Banu Musa, de origen árabe, en el año 850 D.C. De allí, se cree que el conocimiento y la utilización del viento para moler granos y bombear agua fue llevada a Europa en épocas medievales por los cruzados, debido a las

coincidencias cronológicas que se tienen entre su aparición y las guerras santas entre los siglos XI y XIII.

En los siglos posteriores, se desarrollaron cientos de modificaciones y mejoras a los diseños originales, como mecanismos manuales que rotaban todo el molino para orientarlo de cara al viento, hasta el molino holandés del siglo XV, que tenía un cuerpo fijo y un casquillo rotativo con un veleta que apuntaba las paletas al viento.

Estas máquinas se extendieron en gran medida alrededor del territorio europeo hacia finales del siglo XIX, algunas de las cuales continúan aún en funcionamiento. Tenían diámetros de hasta 25 metros y un promedio de salida de energía de hasta 30 kilovatios con vientos favorables, pero en general su eficiencia se ubicaba por debajo de un cuarto de las máquinas actuales.

Hablar de turbinas modernas y de generación de energía eléctrica a gran escala, es hablar de un período relativamente reciente de la historia, ya que no fue hasta finales del siglo XIX, que el inventor americano Charles Francis Brush construyó la primera turbina eólica para producir electricidad, totalmente de madera de cedro, tenía 17 metros de alto y 144 paletas en su rotor. Poco después el danés

Poul la Cour descubrió que las turbinas con menos paletas y de giro más rápido poseían una eficiencia mayor que sus predecesoras.

A partir de aquello, se han implementado muchos avances tecnológicos de suma importancia, tales como: equipos de orientación electrónicos, la utilización de generadores de corriente alterna, frenos magnéticos, control del ángulo de ataque de las aspas y sobre todo, la utilización de nuevos materiales no metálicos de alta resistencia en su construcción, con los cuales se ha logrado que las turbinas eólicas modernas sean más grandes y más eficientes, aumentando su capacidad de producir energía hasta el rango de los mega vatios por unidad.

1.2. Principios básicos de la formación de vientos

La energía que proviene del sol es el motor que mueve todos los procesos meteorológicos que suceden dentro de la atmósfera terrestre. Alrededor del 1 al 2 por ciento de esta energía es convertida en viento, unos 30 millones de TWh (30 trillones de vatios hora), y aunque solamente el diez por ciento de esta energía se encuentra disponible cerca del suelo, el potencial sigue siendo considerable.

El viento se forma como resultado de la diferencia de presiones generada por el calentamiento desigual de las masas de aire que se encuentran en contacto con las capas superficiales de la corteza terrestre y marina.

El aire caliente, por diferencia de densidades es más liviano que el aire frío, por tanto, sube hasta una altura aproximada de 10 Km. de la superficie terrestre, formando un sistema de baja presión, mientras que el aire que se enfría en las capas superiores de la atmósfera desciende formando un sistema de alta presión.

La variación de la presión por unidad de longitud se denomina gradiente de presión, a mayor gradiente de presión más fuerte es el viento que origina, cuanto más apretadas están las líneas de igual gradiente de presión, isóbaras, la fuerza del viento es mayor.

Este movimiento de grandes masas de aire se torna en un circuito cerrado entre la zona ecuatorial y los polos, pero debido al movimiento rotacional de la tierra, estas masas son desviadas, provocando la formación de vientos en un infinito número de direcciones, debido a la aceleración de Coriolis.

1.2.1. La Fuerza de Coriolis

Descrita en 1835 por el científico francés Gaspard-Gustave Coriolis, es conocida como el efecto o fuerza ficticia que actúa sobre un objeto que se mueve sobre un radio de un disco en movimiento en la dirección al eje de giro, la misma hace que abandone dicho radio acelerándose con respecto al disco en la dirección del giro. Debido a que si se mantiene constante la masa y se reduce la distancia al eje, debe aumentar la velocidad angular de la partícula para cumplir con el principio de conservación de la energía.

Dado que el aire es un fluido en movimiento sobre una esfera en rotación (la tierra), el efecto final que resulta sobre éste es, para el caso del hemisferio norte, un desvío en la dirección de giro hacia el este, si van hacia los polos o al oeste, si van hacia el Ecuador, es decir, siguiendo las dirección de las manecillas del reloj, siendo respectivamente contrarias las direcciones para los mismos casos para el hemisferio sur, girando en sentido contrario a las agujas del reloj, lo cual se explica simplemente debido a la diferencia relativa de la posición de un observador inercial con respecto al Ecuador (latitud 0°).

1.2.2. Los vientos Globales

El aire que es calentado en el ecuador, sube a las más altas capas de la atmósfera y se desplaza hacia el norte y hacia el sur. Por efectos de la fuerza de Coriolis, al llegar a latitudes alrededor de los 30° en ambos hemisferios estas masas son desviadas y chocan con frentes fríos de altas presiones provenientes de los polos, por lo que empiezan a descender nuevamente. Al subir el aire desde el Ecuador, se genera un área de bajas presiones cerca del nivel del suelo, la cual atrae a los vientos que vienen del norte y del sur gracias al diferencial de presión.

Los vientos que resultan del equilibrio entre las fuerzas de presión y la de Coriolis se denominan Vientos Globales o Vientos Geostroficados, definidos también como el viento que existiría en la atmósfera libre (sin fricción) y que apenas son influenciados por la superficie de la tierra.

Se encuentran generalmente a una altura de 1.000 metros a partir del nivel del suelo y su fuerza es medida mediante la utilización de globos sonda. Las direcciones predominantes de

los vientos globales alrededor del mundo son las que se describen en la Tabla 1.

TABLA 1
DIRECCIONES DE VIENTOS GLOBALES PREDOMINANTES

Latitud	90-60° N	60-30° N	30-0° N	0-30° S	30-60° S	60-90° S
Dirección	NE	SO	NE	SE	NO	SE

En el estudio de los emplazamientos para parques eólicos, las direcciones dominantes del viento son de gran importancia, sin embargo la geografía local puede influenciar en los datos que se muestran en la Tabla 1., dando como resultado lo que se conoce como vientos de superficie.

1.2.3. Los vientos de Superficie

Como su nombre lo indica, los vientos de superficie son los que se generan cercanos a la superficie terrestre, como resultado de la combinación de un sinnúmero de factores que modifican la dirección y la intensidad de los vientos globales para determinadas zonas. Estos factores tienen que ver con la geografía del lugar, condiciones climáticas, el tipo de suelo, etc.

Para el caso de la generación de electricidad mediante la utilización de energía eólica es de suma importancia determinar con la mayor exactitud posible el comportamiento de estos vientos, ya que es en la superficie tanto terrestre como marina en donde se van a instalar los aerogeneradores. Los vientos de superficie pueden diferenciarse en dos tipos principales: los vientos de montaña y las brisas marinas.

1.2.3.1. Los vientos de montaña

También denominados brisas de montaña, se desarrollan sobre regiones de terreno complejo con escalas diversas, desde pequeñas colinas hasta complejas cordilleras montañosas. Estos flujos se caracterizan por un ciclo diurno que cambia de dirección dos veces por día.

Durante el día, en situaciones con forzamiento sinóptico débil, los vientos soplan ladera arriba, valle arriba y desde las llanuras hasta las cordilleras. Durante la noche el régimen cambia y se imponen los vientos que soplan ladera abajo, valle abajo y desde

las cordilleras hacia las llanuras. Estos flujos son más intensos en días despejados con vientos en altitud débiles.

El desarrollo de los vientos de montaña se produce por las diferencias horizontales de la temperatura del aire que desarrollan complejas circulaciones. El mecanismo por el cual se desarrollan los vientos de montaña se asocia al calentamiento del aire en la superficie, produciéndose diferencias de presión horizontal que hacen que los vientos en superficie soplen desde zonas con temperaturas muy bajas y presiones superiores hacia áreas con temperaturas más elevadas y presiones más bajas. El mecanismo de desarrollo es similar al de las brisas de mar.

1.2.3.2. Las brisas marinas

La elevada capacidad calorífica de los océanos y mares, provoca que la temperatura superficial del agua se mantenga casi invariable durante un ciclo diario. Por otro lado la temperatura superficial del suelo

experimenta variaciones importantes debido a su baja capacidad calorífica y conductividad, que evita que el calentamiento diurno se propague rápidamente.

Esto hace que la temperatura superficial del suelo sea superior que la del agua durante el día e inferior durante la noche, siendo este el escenario ideal para la formación de brisas de mar.

La circulación de la brisa presenta su máxima intensidad durante el mediodía, con la máxima penetración del frente y los vientos más intensos. Hacia la tarde, la circulación empieza a disminuir su intensidad hasta que se desvanece una o dos horas después de la puesta del sol.

Entonces, el enfriamiento del suelo provoca el desarrollo de la brisa de tierra cuando se presenta un gradiente hacia el mar. Este flujo es más débil por la menor diferencia entre la temperatura del suelo y la del mar en relación al día y se establece desde tierra al mar.

La estructura de la circulación de la brisa de mar depende de varios factores modificantes. La orientación y forma de la línea de costa, la presencia de montañas costeras, el reforzamiento de una inversión térmica en estratos superficiales, determinan muchas de las circulaciones locales asociadas con el mar.

1.3. Medición de la velocidad y dirección del viento

Se han diseñado y construido diversos mecanismos para determinar tanto la velocidad como la dirección del viento, pasando por simples mangas de colores llamativos que proporcionan una idea, si bien no cuantitativa, bastante clara de las condiciones de viento reinantes en la pista de un aeropuerto, lo cual es de gran ayuda para un piloto en el momento del aterrizaje y despegue.

Para mediciones meteorológicas y de ingeniería se necesita una mayor precisión en los datos obtenidos, por tanto se han diseñado equipos mecánico – electrónicos que tienen la capacidad de cuantificar la velocidad del viento y su dirección con precisiones cercanas al 0.5%.

1.3.1. Los Anemómetros

Un anemómetro es un dispositivo mecánico usado para la medición de la velocidad del viento. Los más utilizados para estudios meteorológicos son los de rotación o de molinete, que tienen un eje vertical acoplado a tres cazoletas que capturan el viento generando un movimiento circular, el número de revoluciones es registrado electrónicamente y comparado en forma directamente proporcional para determinar su velocidad.

Normalmente un anemómetro está provisto de una veleta para detectar y orientar el equipo hacia la dirección de incidencia del viento, tomando en este caso el nombre de anemógrafo, cuya particularidad adicional es que al rotar la veleta, el eje de la misma transmite el movimiento a una aguja que gira sobre un disco graduado, entregando información sobre la dirección del movimiento en los 360° de la rosa de los vientos.

1.3.2. La Escala de Beaufort

Alrededor de 1805, en un intento de regularizar los conceptos y registros que se tenían acerca de las observaciones

meteorológicas que realizaban los oficiales navales, el almirante irlandés de la Royal Navy, Sir Francis Beaufort (oficial naval e hidrógrafo), tabuló distintas condiciones cualitativas de la fuerza del viento desde 0 a 12, de acuerdo a cómo un navío actuaría bajo cada una de ellas, aunque inicialmente no se consideraron las velocidades de los vientos.

La escala fue adaptada para uso naval a partir de 1850, cuando fue asociada con el número de las rotaciones de un anemómetro. Siendo el meteorólogo George Simpson, en 1906, el responsable de agregar la velocidad del viento y relacionarla con la numeración de la escala a través de la fórmula (1), que se mantiene como estándar hasta la actualidad.

$$V = 0,837 B^{3/2} \text{ m/s} \quad (1)$$

Donde V , es la velocidad del viento y B es el número correspondiente en la escala de Beaufort. Llegando a generalizarse a nivel mundial en 1944, donde se agregaron fuerzas de 13 a 17, para casos especiales como los ciclones tropicales. Actualmente la escala de Beaufort se define tal y como se muestra en la Tabla 2.

TABLA 2
LA ESCALA DE BEAUFORT

No. de Beaufort	Velocidad del Viento			Denominación	Aspecto del mar	Efectos en tierra
	m/s	km/h	Nudos			
0	< 0,3	< 1	< 1	Calma	Despejado	Calma, el humo asciende verticalmente
1	0,6 a 1,4	2 a 5	1 a 3	Ventolina	Pequeñas olas, pero sin espuma	El humo indica la dirección del viento
2	1,7 a 3,1	6 a 11	4 a 6	Flojito (Brisa muy débil)	Crestas de apariencia vítrea, sin romper	Se mueven las hojas de los árboles, empiezan a moverse los molinos
3	3,3 a 5,3	12 a 19	7 a 10	Flojo (Brisa débil)	Pequeñas olas, crestas rompientes.	Se agitan las hojas, ondulan las banderas
4	5,6 a 7,8	20 a 28	11 a 16	Bonancible (Brisa moderada)	Borreguillos numerosos, olas cada vez más largas	Se levanta polvo y papeles, se agitan las copas de los árboles
5	8,1 a 10,6	29 a 38	17 a 21	Fresquito (Brisa fresca)	Olas medianas y alargadas, borreguillos muy abundantes	Pequeños movimientos de los árboles, superficie de los lagos ondulada
6	10,8 a 13,6	39 a 49	22 a 27	Fresco (Brisa fuerte)	Comienzan a formarse olas grandes, crestas rompientes, espuma	Se mueven las ramas de los árboles, dificultad para mantener abierto el paraguas
7	13,9 a 16,9	50 a 61	28 a 33	Frescachón (Viento fuerte)	Mar gruesa, con espuma arrastrada en dirección del viento	Se mueven los árboles grandes, dificultad para andar contra el viento
8	17,2 a 20,6	62 a 74	34 a 40	Temporal (Viento duro)	Grandes olas rompientes, franjas de espuma	Se quiebran las copas de los árboles, circulación de personas dificultosa
9	20,8 a 24,4	75 a 88	41 a 47	Temporal fuerte (Muy duro)	Olas muy grandes, rompientes. Visibilidad mermada	Daños en árboles, imposible andar contra el viento
10	24,7 a 28,3	89 a 102	48 a 55	Temporal duro (Temporal)	Olas muy gruesas con crestas empenachadas. Superficie del mar blanca.	Árboles arrancados, daños en la estructura de las construcciones
11	28,6 a 32,5	103 a 117	56 a 63	Temporal muy duro (Borrasca)	Olas excepcionalmente grandes, mar completamente blanca, visibilidad muy reducida	Estragos abundantes en construcciones, tejados y árboles
12	32,8 <	118 <	64 a 71 <	Temporal huracanado (Huracán)	El aire está lleno de espuma y rociones. Enorme oleaje. Visibilidad casi nula	Destrucción total

1.3.3. La Rosa de los Vientos

Conocida también en sus inicios como la rosa náutica, la rosa de los vientos es un instrumento de gran importancia para poder representar la dirección y velocidad del viento en determinadas posiciones geográficas. Actualmente se han estandarizado modelos que han dividido a la rosa en 8, 12 y 16 direcciones predominantes, siendo sus diámetros, la representación de la magnitud de las velocidades medias por dirección ó por la frecuencia de ocurrencia de dicha velocidad en determinada dirección.

La rosa de los vientos permite visualizar las direcciones dominantes de los vientos. Generalmente no hay una coincidencia entre la dirección dominante y la mayor intensidad de viento, debido a que en muchos casos los vientos más intensos no son los que soplan más horas en el año procedentes de una determinada dirección.

Las rosas de los vientos son en cierta forma similares en lugares geográficos circundantes (alrededor de 20 Km.), por lo que en la práctica la interpolación para sitios intermedios puede

entregar resultados seguros. Pero en casos en que el terreno es irregular o complejo, como montañas, valles y litorales orientados en direcciones diferentes, es aconsejable no realizar esta aproximación y realizar un estudio particular de la zona.

Un vistazo a la rosa de los vientos de un determinado emplazamiento, será de vital ayuda para situar los aerogeneradores. Lo que se busca siempre es orientarlos hacia la dirección en la que existe una mayor probabilidad de incidencia del viento, evitando tener la menor cantidad de obstáculos posibles en esa marcación, así como también un terreno lo más liso posible.

1.4. Factores que influyen en la velocidad superficial del viento

A grandes alturas sobre el nivel superficial de la corteza terrestre, aproximadamente a unos mil metros y más, hasta alcanzar los límites más altos de la atmósfera, no existen factores que provoquen interferencia alguna al movimiento de las grandes masas de aire denominadas vientos globales, tal y como se mencionó en la sección 1.2.2. del presente capítulo.

Muy diferente es la situación cuando se trata de alturas por debajo de los mil metros, ya que los vientos superficiales son influenciados directamente por la fricción con la superficie terrestre y por las características de la misma, tales como la rugosidad del terreno, obstáculos existentes en el área, el contorno de la zona y sobre todo la orografía del misma, produciendo diversos efectos que modifican tanto la dirección como la fuerza de los vientos.

1.4.1. Rugosidad, Cizallamiento y Escarpas

Rugosidad: La rugosidad del terreno tiende a frenar el movimiento del aire de tal forma que la capa más cercana al suelo está en completo reposo, siendo su parte superior el nivel de la capa límite atmosférica. Desde este punto, la velocidad varía gradualmente con la altura hasta el valor característico de los vientos geostróficos de la zona, o sea, la del aire sin perturbar.

En forma general, mientras más pronunciada sea la rugosidad del terreno, mucho mayor será la ralentización que experimente el viento. Zonas de grandes edificios o bosques tendrán un nivel muy alto de rugosidad, mientras que las pistas de

hormigón de los aeropuertos sólo ralentizan el aire ligeramente, existiendo superficies como la del agua, incluso mucho más lisas que las anteriores, cuya influencia sobre el viento es casi nula.

Matemáticamente se define la clase de rugosidad del terreno a partir de la Longitud de Rugosidad (Z_0), medida en metros, es decir, la altura sobre el nivel del suelo donde la velocidad del viento es teóricamente cero. Viene dada por las funciones (2) y (3) de acuerdo con:

$$\text{Si } Z_0 \leq 0.03 \quad \text{Clase} = 1,699823015 + \ln(Z_0) / \ln(150) \quad (2)$$

$$\text{Si } Z_0 > 0.03 \quad \text{Clase} = 3,912489289 + \ln(Z_0) / \ln(3,333333) \quad (3)$$

El Atlas Eólico Europeo define clases y longitudes de rugosidad típicas para varios emplazamientos de acuerdo con las características del terreno, tal como se muestra en la Tabla 3., en la página siguiente.

Cizallamiento: Se conoce como cizallamiento del viento al hecho de que el perfil de velocidades tome valores bajos conforme se acerca al nivel del suelo y eleven su magnitud al

alejarse del mismo, como producto de la acción de la rugosidad del terreno.

TABLA 3
CLASES Y LONGITUDES DE RUGOSIDAD

Clase de rugosidad	Longitud de rugosidad (m)	Índice de energía (%)	Tipo de paisaje
0	0,0002	100	Superficie del agua
0,5	0,0024	73	Terreno completamente abierto con una superficie lisa, p.ej., pistas de hormigón en los aeropuertos, césped cortado, etc.
1	0,03	52	Área agrícola abierta sin cercados ni setos y con edificios muy dispersos. Sólo colinas suavemente redondeadas
1,5	0,055	45	Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 1250 m.
2	0,1	39	Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 500 m.
2,5	0,2	31	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	24	Pueblos, ciudades pequeñas, terreno agrícola, con muchos o altos setos resguardantes, bosques y terreno accidentado y muy desigual
3,5	0,8	18	Ciudades más grandes con edificios altos
4	1,6	13	Ciudades muy grandes con edificios altos y rascacielos

Este efecto es importante para el diseño de aerogeneradores debido a que sus aspas soportan diferentes presiones a lo largo

de su longitud de acuerdo con su posición en la parte más cercana al piso ó en el punto superior de la circunferencia de giro.

Si se consideran condiciones de estabilidad atmosférica neutra, es decir, que la temperatura del suelo no esté ni más caliente ni más fría que la temperatura del aire, la fórmula del perfil vertical de velocidad del viento a una distancia sobre el nivel del suelo viene dada por (4):

$$v = v_{ref} \frac{\ln\left(\frac{z}{z_o}\right)}{\ln\left(\frac{z_{ref}}{z_o}\right)} \quad (4)$$

v Velocidad del viento a la altura z sobre el nivel del suelo.

v_{ref} Velocidad de referencia a una altura conocida z_{ref} .

z Altura sobre el nivel del suelo para la velocidad v .

z_o Longitud de rugosidad en la dirección del viento actual.

Como ejemplo se puede verificar en la Figura 1.1., que en una zona de rugosidad 0.1, si la velocidad del viento a una altura de 10 metros es de 5 m/s, la velocidad que experimentaría el buje de un aerogenerador típico de 60 m de altura será de 6.95 m/s.

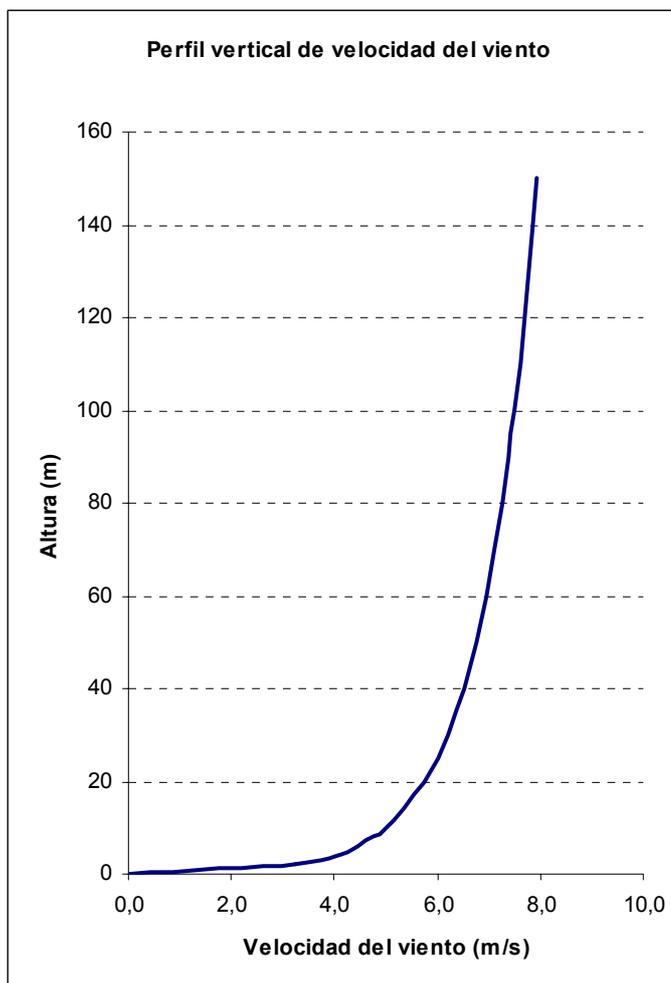


FIGURA 1.1. PERFIL VERTICAL DE VELOCIDAD DEL VIENTO

Escarpas: Las escarpas al igual que los acantilados generan una obstrucción pronunciada contra el viento, frenándolo incluso varios metros antes de que llegue a los mismos, provocando un efecto acelerador hacia arriba y por tanto turbulencia no deseada en la cima de este tipo de accidentes geográficos.

Es un error habitual pensar que las alturas de los acantilados o escarpas pueden ser sumadas a la del aerogenerador para así obtener velocidades más altas en el buje de los mismos, por el contrario el efecto es un desgaste acelerado de las aspas por efectos de la turbulencia. Lo más aconsejable es colocar las turbinas varias decenas de metros alejados de estas líneas de costa a fin de dar oportunidad al viento a que reestablezca su perfil original.

1.4.2. Obstáculos al viento, abrigo y turbulencia

Los obstáculos sobre la superficie terrestre tales como edificios, árboles, cultivos, formaciones rocosas, etc., disminuyen significativamente la velocidad del viento y generalmente crean turbulencias en torno a ellos. El análisis de estas perturbaciones es de gran importancia al momento de instalar y orientar un parque eólico debido a la gran influencia que ejercen estas variaciones sobre la producción total de la energía.

Abrigo: Puede definirse al abrigo del viento como el efecto que se produce a sotavento (detrás) de un obstáculo de cara al

viento, zona en la que se atenúa y en determinados casos se reduce a cero la velocidad del aire con relación a la del medio circundante sin perturbar. Corriente abajo (alejándose del obstáculo) el viento que corre alrededor de la zona de la obstrucción tiende a arrastrar a las masas atenuadas hasta alcanzar una condición estable similar a la predominante antes del obstáculo.

La distancia entre el obstáculo y una turbina eólica es muy importante para el efecto del abrigo, en general esta influencia disminuirá conforme nos alejemos del elemento perturbador, por tanto se debe instalar los aerogeneradores, en lo posible, en áreas de baja influencia de obstáculos e interferencias al flujo normal del aire ó en zonas en las que este flujo tenga la posibilidad de recuperarse antes de llegar al molino.

Existen factores que determinan la intensidad del abrigo producido, por ejemplo, mientras mayor sea la altura del obstáculo y sus dimensiones en general, mayor será el abrigo.

Otro factor importante es la rugosidad del terreno, debido a que una zona de baja rugosidad permitirá al viento pasar por fuera

del obstáculo para mezclarse más fácilmente con la estela detrás de éste, lo que hace que la sombra del viento sea relativamente menos importante.

Turbulencia: La turbulencia se refiere a las continuas fluctuaciones tanto en la velocidad como en la dirección del viento en un período relativamente corto, típicamente adoptado alrededor de los 10 minutos.

En general es provocada por dos causas principales, la primera es por la fricción con la superficie de la tierra y el choque contra los obstáculos que se encuentran sobre ella, mientras que la segunda viene dada por cambios en la densidad como resultado de las variaciones de la temperatura que provocan que las masas de aire asciendan en forma vertical, interfiriendo con el avance paralelo del viento con respecto a la superficie terrestre.

Este efecto es evidentemente muy complicado y no puede ser definido o representado en términos de ecuaciones matemáticas. Aunque en esencia podrían relacionarse los principios físicos de conservación de la masa, momento y

energía, sería necesario describir claramente el comportamiento de la temperatura, presión, densidad y humedad del aire a lo largo de su movimiento en las tres dimensiones.

Por tanto, sería posible formular ecuaciones diferenciales que describan casos específicos bajo condiciones iniciales controladas, pero dado que eso no es aplicable a procesos de ingeniería, se considera que la turbulencia es el resultado de un proceso caótico y su modelación se la realiza por medio de experimentos en laboratorios ó métodos estadísticos.

El efecto de la turbulencia que genera un objeto aumenta con la altura y la longitud del mismo, mientras que su influencia sobre el frenado del viento depende de la porosidad que éste presente y se define como el área libre dividida por el área total del objeto de cara al viento.

Es de vital importancia aproximar las condiciones de turbulencia que generarán los obstáculos presentes las zonas de instalación de parques eólicos hasta en un radio de mil metros en cualquiera de las direcciones predominantes del

viento, con el fin de minimizar su efecto destructivo sobre las aspas de los aerogeneradores.

1.4.3. Efectos de la estela y del parque generador

Según la ley de conservación de la energía, el viento al pasar a través de una turbina eólica y generar electricidad, disminuye su contenido energético al abandonar la misma. Lo cual es fácilmente deducible como producto del intercambio de energía, pero la pérdida total no solamente es producto de esta transformación, sino que la turbina en sí misma se convierte en un gran obstáculo de cara al viento, por tanto, presentará también una fuerte oposición al paso de éste y a su vez – como todo objeto sobre la superficie terrestre – generará un abrigo y turbulencia detrás de ella.

Usando términos adoptados de medios marinos, se conoce como estela al conjunto de efectos combinados entre el abrigo y la turbulencia, haciendo relación con las señales características que dejan las embarcaciones tras de sí. De hecho, existirá una larga estela tras la turbina, es decir, una

larga cola de viento bastante turbulenta y ralentizada si se la compara con el viento antes de llegar a la turbina.

Como ya se mencionó en párrafos anteriores, los efectos que acompañan a la estela son perjudiciales para las aspas de las turbinas y para la generación eléctrica en general. Por tanto, es necesario determinar efectivamente las dimensiones de esta perturbación, con el fin de posicionar a las turbinas dentro del arreglo del parque de manera tal que interfieran lo menos posible los unos con los otros en las direcciones predominantes del viento.

Si se conocen las direcciones predominantes del viento, la curva de potencia del mismo en las distintas direcciones, la rugosidad y el diámetro del rotor de las turbinas eólicas, es posible aproximar la pérdida en la transformación de energía debida a la interferencia entre los aerogeneradores. Típicamente este valor alcanza el 5 por ciento del total de energía producida.

Por otro lado, este arreglo tiene estrecha relación con el aspecto económico del proyecto, el cual viene dado por la

disponibilidad y el costo del terreno en donde se esté planificando instalar el parque y los costos de interconexión de los aerogeneradores a la red eléctrica y entre sí.

Se tiene entonces por un lado el factor de diseño de ingeniería que recomienda separar las turbinas lo necesario para que no interfieran entre sí, en contra del factor económico que requiere la instalación más cercana de los aerogeneradores con el fin de reducir los costos de interconexión.

Como norma general, se acostumbra que la separación entre aerogeneradores en un parque eólico sea de 5 a 9 diámetros de rotor en la dirección de los vientos dominantes y de 3 a 5 diámetros de rotor en la dirección perpendicular los mismos.

1.4.4. Efectos del túnel y la colina

Los accidentes geográficos pueden provocar distintas alteraciones sobre el flujo de aire que incide sobre ellos, dichas reacciones pueden ser por ejemplo: forzar al viento a superar el obstáculo por encima, rodearlo, canalizarlo por pasos existentes en la barrera, o incluso bloquearlo totalmente.

Los factores que determinan el comportamiento del flujo de aire frente a un accidente geográfico son:

- La estabilidad del flujo incidente
- La velocidad del flujo incidente
- Las características topográficas del terreno.

Un flujo inestable puede superar con facilidad una barrera topográfica, mientras que por el contrario un flujo con una estratificación estable presenta mayor dificultad para superar el obstáculo, dependiendo en este caso de la velocidad del aire y de las características del terreno.

El efecto de túnel: Es el resultado de la incidencia del viento en un paso estrecho entre dos montañas ó sobre dos edificios altos, el aire disminuye su velocidad y se comprime en la parte que está expuesta al viento, razón por la cual busca una salida por el espacio libre que tiene entre los dos obstáculos hacia el área de sotavento.

Debido al principio de conservación de las masas, esta acción la realiza a una velocidad mayor que la que tenía al ingreso,

siendo normales aumentos de hasta un 40 por ciento con respecto al flujo corriente arriba.

La elevada velocidad que se logra en este tipo de accidentes geográficos es un factor recomendable para la instalación de turbinas eólicas, pero no es una regla general debido a que tiene que verificarse primero que el obstáculo debe estar suavemente enclavado en el paisaje, ya que si las montañas son muy accidentadas se generará un alto nivel de turbulencia en la zona del túnel, lo cual como ya se explicó anteriormente es perjudicial para las aspas de un aerogenerador.

Efecto de la Colina: En las cimas de las colinas relativamente aisladas y que dominan el paisaje se aprecian siempre velocidades de viento superiores a las de las áreas circundantes. Esto es debido a que el viento es comprimido en la parte de la montaña que da al viento y tiende a superarla por encima de la misma a una velocidad mayor a la que tenía corriente arriba.

Debido a la forma redondeada y estilizada que generalmente presentan las colinas, el aire que recorre por la cima tiende a

volverse más denso que el de las áreas circundantes por efectos de la concentración de líneas de flujo laminar, siendo este un factor beneficioso para la generación eléctrica gracias al aumento de masa en movimiento que atraviesa un aerogenerador.

Una vez más, no es una regla general que este tipo de accidentes geográficos sean ciento por ciento idóneos para la instalación de aerogeneradores en sus cimas, ya que si la colina es escarpada o demasiado irregular, provocará el mismo efecto descrito en el párrafo anterior pero acompañado de altas turbulencias, situación que puede anular en su totalidad las ventajas que suponen tener velocidades de viento superiores.

1.5. Factores que influyen en la energía del viento

La energía que alcance una masa determinada de aire, además de por su velocidad estará influenciada por las variaciones que dicha masa pueda experimentar en su densidad, existiendo dos factores preponderantes que la afectan directamente.

El primero viene dado por la atracción gravitatoria que ejerce la tierra sobre la masa total de aire que la cubre, encontrándose una mayor concentración del mismo a nivel del mar por efectos de su propio peso en comparación con lugares más elevados; el segundo tiene relación con la temperatura del aire, debido a que mientras menor sea su temperatura mayor será su densidad. Estos dos factores modifican la densidad del aire de acuerdo con (5):

$$\rho = \rho_o e^{-Mg(h-h_o)/RT} \quad (5)$$

Donde:	ρ	Densidad del aire a una altura h sobre el mar
	ρ_o	Densidad del aire a nivel del mar (1.225 kg/m ³)
	h	Altura sobre el nivel del mar
	h_o	Altura de referencia (generalmente 0 m)
	M	Masa molecular del aire
	g	Aceleración de la gravedad
	R	Constante de los gases perfectos
	T	Temperatura absoluta medida entre h y h_o

Como se podrá ver más adelante, lo ideal es trabajar con densidades altas del aire, por lo tanto siempre será beneficioso encontrar lugares cercanos al nivel del mar y/o con temperaturas

relativamente bajas, a fin de que la densidad del aire alcance los valores más altos posibles.

1.5.1. Fórmula de la potencia del viento

Para determinar la potencia que tiene el aire en movimiento se asemejará su flujo al de un fluido que transita por una sección previamente conocida sin rozamientos ni obstrucciones a su paso, se considerará también que no existen variaciones en su presión y temperatura, por consiguiente su densidad se mantendrá constante.

Una masa de aire m en movimiento con una velocidad v , posee una cantidad de energía cinética $E_c = \frac{1}{2} m v^2$. El caudal másico de aire $m' = dm/dt$, de densidad ρ que fluye a través de una superficie de área A , perpendicular a la dirección del flujo es $m' = \rho A v$. Así pues, la potencia disponible P asociada al caudal de aire que atraviesa dicha sección es (6):

$$P = \frac{1}{2} m' v^2 = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (6)$$

Para el caso de la cantidad de energía que transita por segundo a través de un aerogenerador, tomando en cuenta el área circular que describe el barrido de sus aspas, se tiene (7):

$$P = \frac{1}{2} \rho \pi r^2 v^3 \quad (7)$$

Esta expresión indica que la potencia eólica disponible (W) es directamente proporcional a la densidad del aire (kg/m^3), al cuadrado de la longitud de las aspas del aerogenerador (m) y al cubo de la velocidad del viento (m/s).

1.5.2. La Ley de Betz y el frenado ideal del viento

En 1926, el científico alemán Albert Betz, publicó en su libro “Windenergy and its use by wind-mills”, la ley en la cual explica la máxima cantidad de energía que puede extraerse del viento mediante la utilización de una turbina eólica.

Para la demostración de esta ley, Betz consideró que la velocidad promedio del viento que atraviesa el área de barrido del rotor es igual al promedio entre las velocidades del viento antes de la turbina V_1 y detrás de la misma V_2 , esto es (8):

$$\bar{V} = \frac{V_1 + V_2}{2} \quad (8)$$

Entonces, la masa total de aire que atraviesa el rotor de la turbina por segundo es (9):

$$m = \rho A \bar{V} = \rho A \left(\frac{V_1 + V_2}{2} \right) \quad (9)$$

Donde:

- m Masa de aire por segundo que atraviesa el aerogenerador
- ρ Densidad del aire
- A Área barrida por el rotor
- \bar{V} Velocidad media a través del área del rotor

Por otro lado, según la Segunda Ley de Newton, la potencia que extrae el aerogenerador del viento es igual a la masa que atraviesa al mismo por la diferencia de los cuadrados de la velocidad del viento (10):

$$P = \frac{1}{2} m V_1^2 - \frac{1}{2} m V_2^2 = \frac{1}{2} m (V_1^2 - V_2^2) \quad (10)$$

Sustituyendo el valor de la masa por segundo (9) en (10), se obtiene la fórmula de Betz (11):

$$P = \frac{1}{4} \rho A (V_1^2 - V_2^2)(V_1 + V_2) \quad (11)$$

Bajo la misma consideración, la potencia de una corriente de aire que transita sin obstrucciones por un área de barrido igual a la del rotor del aerogenerador viene dada por (12):

$$P_o = \frac{1}{2} \rho A V_1^3 \quad (12)$$

Si comparamos la potencia que se extrae del viento según la fórmula de Betz (11), con la potencia total del viento sin perturbar P_o (12), obtendremos la siguiente relación (13):

$$\frac{P}{P_o} = \frac{1}{2} \left[1 - \left(\frac{V_2}{V_1} \right)^2 \right] \left[1 + \left(\frac{V_2}{V_1} \right) \right] \quad (13)$$

Maximizando la fórmula y verificando la forma de la curva se obtiene que el valor más alto de la relación P/P_o se da cuando $V_2/V_1 = 1/3$. Queda claro entonces, según lo determina la Ley de Betz, que el valor máximo de la energía que podemos extraer de una corriente de aire en movimiento por cualquier medio físico posible será el 0.59 ó 16/27 de la potencia total del viento sin perturbar.

Para una mejor comprensión de (13), a continuación se graficará en la Figura 1.2., la relación P/P_o en función de V_2/V_1 :

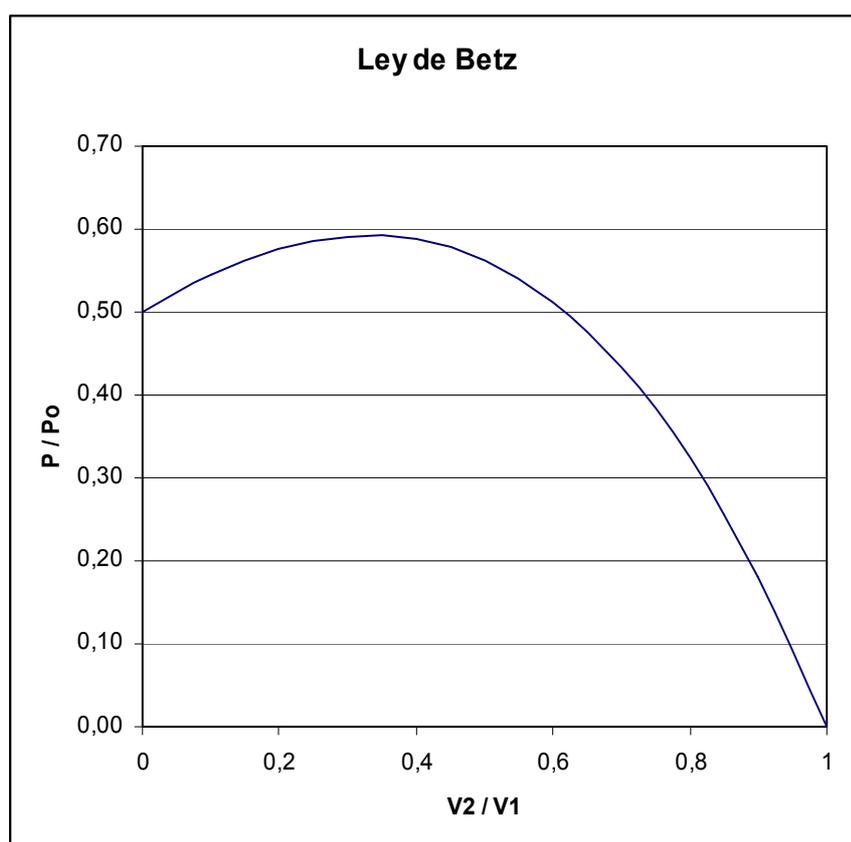


FIGURA 1.2. FRENADO IDEAL DEL VIENTO (LEY DE BETZ)

1.6. La energía eólica en el entorno marino

Las características físicas que presenta el entorno marino son altamente favorables para la utilización de turbinas aguas afuera de las costas continentales.

Si bien es cierto los costos de instalación son muy superiores en comparación con emplazamientos terrestres, existen factores como los bajos niveles de turbulencia y altos parámetros de densidad y velocidad del viento, los cuales aumentan los rangos de producción de energía por unidad de área de rotor, acompañado por una drástica disminución en el desgaste del mismo, todo esto asociado además a un buen mantenimiento preventivo puede duplicar el tiempo de vida útil de los aerogeneradores.

Por otro lado los costos de las cimentaciones y anclajes marinos han disminuido en gran medida en los últimos años con lo que el precio por megavatio de potencia instalada se está igualando al de otras energías renovables.

Dinamarca ha sido el país pionero en la instalación de turbinas marinas, actualmente en sus aguas se encuentran los mayores parques aerogeneradores del mundo, teniendo como meta para el 2030 que el 50% del consumo total del país sea abastecido por energía eólica marina.

Luego de varios años de uso de la energía eólica marina en Dinamarca se puede concluir que aunque se ha requerido una

importante inversión económica, la producción de electricidad es más estable y un 20% superior a la energía eólica terrestre.

En el resto de Europa se destacan algunos proyectos, entre los que se encuentra la instalación de 3.000 aerogeneradores en las costas este y oeste del Reino Unido con el fin de abastecer al 15% de la población total de la isla, en Alemania se prevé la instalación antes del 2.025 de 60.000 MW y se ha aprobado ya la construcción del mayor parque eólico del mundo en el mar de Irlanda, con una producción de 520 MW, equivalente al 10% de las necesidades energéticas del país.

La energía eólica marina tiene un futuro altamente prometedor, especialmente en países en los que el costo de la utilización del suelo es muy elevado.

Los parques offshore, se sitúan en aguas poco profundas, alejados de las rutas marinas comerciales, de los emplazamientos militares y de los espacios de interés natural y ornitológico.

1.6.1. Turbinas marinas

La mayoría de los aerogeneradores modernos son construidos siguiendo el diseño de molinos de eje horizontal con el rotor de tres palas a barlovento (en la cara de la torre que da al viento).

Tienen motores eléctricos para movilizar sus mecanismos de orientación y utilizan generadores asíncronos trifásicos (de jaula bobinada) también denominados generadores de inducción, precisando que el estator sea magnetizado por la red antes de funcionar ó utilizando condensadores que le suministren la corriente magnetizante necesaria cuando se ponga en marcha la turbina.

Sus componentes principales se pueden observar en la Figura 1.3. en la página siguiente: (1) la góndola, (2) palas del rotor, (3) buje, (4) eje de baja velocidad, (5) multiplicador, (6) eje de alta velocidad con su freno mecánico, (7) generador eléctrico, (8) mecanismo de orientación, (9) controlador electrónico, (10) sistema hidráulico, (11) la unidad de refrigeración, (12) torre, (13) anemómetro y la veleta.

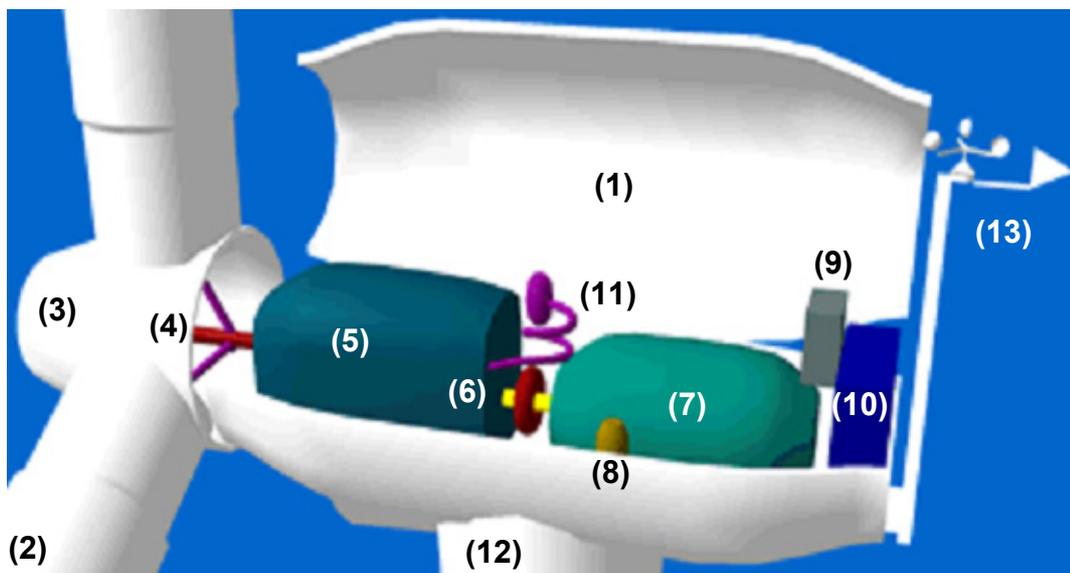


FIGURA 1.3. PARTES DE UNA TURBINA EÓLICA

Originalmente, las aspas de las primeras turbinas eólicas que se desarrollaron estaban compuestas por aleaciones de acero ó aluminio, las mismas que con el tiempo demostraron deficiencias propias de las características de los metales en el entorno marino, especialmente la corrosión, fatiga del material producto del excesivo peso de la estructura y en determinadas zonas se verificó que causaban interferencia a las ondas de radio y televisión.

Actualmente las modernas palas de rotores grandes están fabricadas con materiales plásticos reforzados con fibra de vidrio, la utilización de fibra de carbono como refuerzo es otra

posibilidad, pero debido a su alto costo resulta antieconómicas para palas de grandes aerogeneradores. Se ha incursionado también en el campo de los materiales compuestos de madera, fibra de vidrio y materiales epóxicos, obteniéndose resultados altamente favorables.

Con respecto a las torres de los aerogeneradores, son de acero tubulares tronco – cónicas, esta forma es difícil de conseguir debido a que la tensión en los cilindros es diferente en ambos extremos con el fin de que la plancha se curve adecuadamente.

Suelen fabricarse en secciones de 20 a 30 m y son ensambladas por soldadura, los pesos típicos de las torres modernas varían entre 40 a 80 toneladas para rotores de diámetros entre 44 (600 kW) y 72 metros (2000 kW) respectivamente.

Los aerogeneradores necesitan una regulación y control de su funcionamiento, cuyo objetivo es contener y limitar sus rpm y la potencia generada, protegiendo de esta forma a la instalación de sobrecargas mecánicas y eléctricas por la acción de los fuertes vientos. Hay dos formas principales de regulación,

ambas limitan el ingreso de potencia al rotor con métodos aerodinámicos.

El Método Activo, que realiza el giro de las aspas a lo largo de su eje longitudinal (pitch control), variando el paso y reduciendo el ángulo de ataque del viento, disminuyendo con esto las fuerzas impulsoras aerodinámicas y la consiguiente pérdida de energía transformada por el aerogenerador.

Por otro lado, el Método Pasivo (stall control), que se caracteriza por aspas unidas al buje con un ángulo fijo, sin embargo diseñadas de tal forma que al aumentar la velocidad del viento, el flujo alrededor del perfil del aspa se separa de la superficie por remolinos, produciendo así menor sustentación y mayores fuerzas de arrastre que actúan contra un incremento en la potencia.

La tendencia hoy en día es la utilización de las máquinas Stall, debido sobre todo a la diferencia de precio y a los problemas de mantenimiento de fugas de fluido hidráulico en los circuitos de regulación de palas.

1.6.2. Interconexiones con la red eléctrica local

A diferencia de sus inicios, a nivel mundial la tendencia actual viene dada por conectar a los parques eólicos directamente a las redes de distribución pública. Los parques eólicos marinos se conectan a tierra por cables submarinos enterrados en el fondo del mar con el fin de reducir los riesgos ocasionados por el tránsito de buques, equipos de pesca, fondeo, etc.

En sitios estratégicos del parque se construyen transformadores para convertir la baja o mediana tensión de los aerogeneradores en alta tensión, facilitando con esto la reducción de las pérdidas en el transporte de la energía eléctrica. Una vez en tierra el parque en su totalidad es conectado a la red de distribución local.

La distancia de la costa a la que se sitúen las turbinas es un factor crítico en el diseño económico del parque, la tecnología del tendido de cables submarinos no es nueva pero los materiales y el trabajo necesario para el efecto necesitan de altas inversiones de dinero, por tanto es importante tener en cuenta que a pesar de que estamos tratando de una energía

enteramente gratuita, los costos de su transporte y posterior distribución son considerables.

Otro factor de importancia viene dado por la accesibilidad que tenga el lugar en la costa a donde se conecte el parque, generalmente los lugares de mayor contenido eólico son los más alejados a las zonas pobladas y por consiguiente se debe incluir en el diseño del proyecto la interconexión terrestre con la red pública más cercana. En muchos casos puede existir una red eléctrica instalada, entonces será necesario evaluar si la misma puede soportar el trabajo con la cantidad de energía adicional que aportaría el parque eólico, caso contrario sería necesario realizar un refuerzo de red.

CAPÍTULO 2

2. EVALUACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS FÍSICOS Y METEOROLÓGICOS DE LA ZONA.

2.1. Ubicación geográfica del área en estudio.

La ciudad de Salinas, ubicada en la punta más sobresaliente de la Península de Santa Elena es sin lugar a dudas, el principal balneario de la provincia del Guayas y del Ecuador, recibiendo cada año a casi un millón de turistas. Su población se estima en 50.031 habitantes, aumentando casi en un 50% en períodos vacacionales de la costa.

El clima es agradable por la frescura de la brisa marina y las aguas que bañan sus costas son ricas en productos marinos como peces, camarones, langostas, etc. Los recursos económicos de la población provienen del trabajo en la Refinería Estatal Petrolera de la Libertad,

la explotación de pozos de sal, la pesca artesanal y sobre todo el turismo nacional e internacional.

Uno de los principales atractivos turísticos que tiene Salinas se encuentra en el área conocida como la Chocolatera, gran acantilado que es el punto más sobresaliente de la Península de Santa Elena.

Su forma y extensión la convierten en un rompe olas de origen natural que sirve de protección para las playas de Salinas, La Libertad y Santa Elena, soportando por el lado sud occidental el fuerte embate del viento y las olas en las playas de Mar Bravo y Punta Carnero.

A pocos metros de la Chocolatera, a orillas de la playa de Mar Bravo se encuentra la Base Aérea de Salinas, lugar de asentamiento desde la década de los cuarenta de la Escuela Superior Militar de Aviación “Cosme Renella Barbato”.

Dentro de sus instalaciones se destaca la pista del Aeródromo Nacional “General Ulpiano Páez” y su estación meteorológica ubicada cerca de la torre de control del aeropuerto, cuyas características más importantes se detallan en la Tabla 4.

TABLA 4
ESTACIÓN METEOROLÓGICA “ULPIANO PÁEZ”

Nombre:	Aeródromo Nacional “General Ulpiano Páez”
Ubicación Política:	Salinas – Guayas
Posición Geográfica:	Latitud: 02° 12' 28" S Longitud: 80° 59' 09" W
Elevación:	4 m.s.n.m.
Altura del anemómetro:	10 m
Institución Responsable:	Fuerza Aérea Ecuatoriana

Para efectos de la presente tesis se utilizarán como datos históricos y como referencia, los promedios mensuales de velocidad, presión y temperatura ambiente, recopilados por la estación meteorológica del aeropuerto entre los períodos comprendidos entre los años 1991 a 1996 y del 2002 al 2004.

Específicamente la evaluación del potencial eólico se realizó con los datos registrados durante el año 2003, escogido debido a que es el que presenta la mayor cantidad de información de velocidad y dirección del viento horaria entre las 06H00 y las 18H00 para los 365 días del año.

2.2. Temperatura ambiente y densidad del aire.

La determinación de la temperatura ambiente ha sido realizada en base al cálculo de los promedios mensuales de los años en estudio, los mismos que se encuentran tabulados en la Tabla 5., y cuya tendencia se presenta en la Figura 2.1., en la página siguiente.

TABLA 5
DATOS HISTÓRICOS DE TEMPERATURA MENSUAL

TEMPERATURA MENSUAL MEDIA DEL AIRE (°C)													
AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
1991	24,9	27,1	27,2	25,6	25,6	23,3	22,2	21,9	21,0	22,3	23,8	24,6	24,1
1992	25,7	27,3	27,7	28,3	27,6	24,7	22,9	21,1	21,2	21,9	22,5	23,4	24,5
1993	25,7	26,7	27,4	27,0	25,5	24,5	23,2	21,5	21,6	22,1	22,7	24,1	24,3
1994	25,8	26,4	25,5	24,9	24,6	23,1	20,5	20,1	20,1	22,9	23,1	24,4	23,5
1995	26,4	27,1	26,5	26,2	25,1	23,8	22,6	21,6	21,8	22,3	21,3	23,4	24,0
1996	25,8	27,1	26,6	23,4	24,5	21,0	19,1	21,0	21,2	20,8	21,9	23,9	23,0
2002	25,9	26,9	27,5	27,1	26,1	23,8	21,7	21,1	22,4	23,2	23,7	24,7	24,5
2003	24,9	27,3	27,4	24,9	25,1	21,0	22,2	21,1	21,6	22,9	21,3	23,9	23,6
2004	25,4	26,7	27,0	24,3	25,1	21,7	21,4	21,1	22,4	22,9	22,9	23,7	23,7
MEDIA	25,6	27,0	27,0	25,7	25,5	23,0	21,8	21,2	21,5	22,4	22,6	24,0	23,9

Como se puede apreciar, los períodos más cálidos para la zona se encuentran entre los meses de enero a mayo, mientras que la época de frío se ubica entre los meses de julio a septiembre.

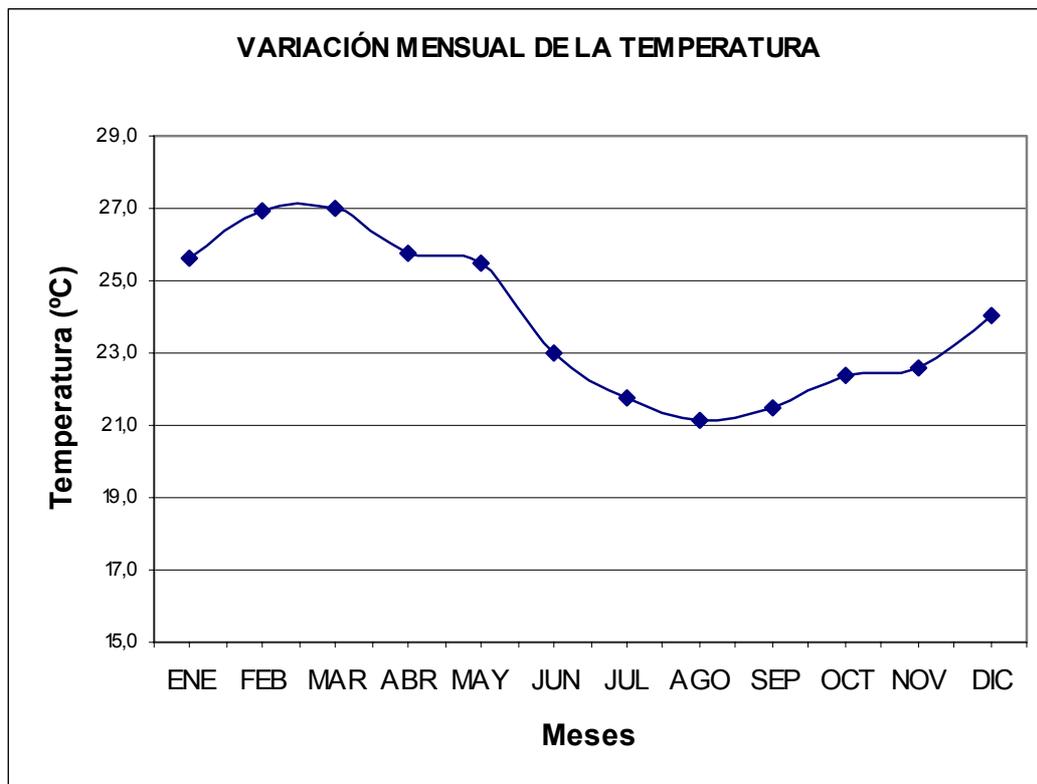


FIGURA 2.1. LÍNEA DE TENDENCIA DE LA TEMPERATURA AMBIENTE

Antes de poder determinar adecuadamente la densidad del aire, un factor de gran importancia y que influye de manera directa sobre la misma es la presión atmosférica, para lo cual se han utilizado también los promedios mensuales de los datos tabulados para los años 2002, 2003 y 2004, los mismos que se detallan en la Tabla 6., y cuya línea de tendencia se muestra en la Figura 2.2. en la página siguiente.

TABLA 6
VARIACIÓN MENSUAL DE LA PRESIÓN ATMOSFÉRICA EN SALINAS

PRESIÓN ATMOSFÉRICA PROMEDIO (mbar)													
AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
2002	1010,30	1010,00	1008,90	1009,40	1009,50	1011,10	1011,80	1011,30	1011,50	1010,50	1010,70	1010,60	1010,47
2003	1010,20	1009,50	1010,00	1010,30	1011,50	1012,10	1012,60	1012,30	1011,20	1011,80	1010,80	1009,90	1011,02
2004	1011,20	1010,30	1008,80	1010,30	1010,70	1011,60	1012,00	1011,80	1011,20	1011,00	1010,60	1011,00	1010,88
PROMEDIO	1010,57	1009,93	1009,23	1010,00	1010,57	1011,60	1012,13	1011,80	1011,30	1011,10	1010,70	1010,50	1010,79

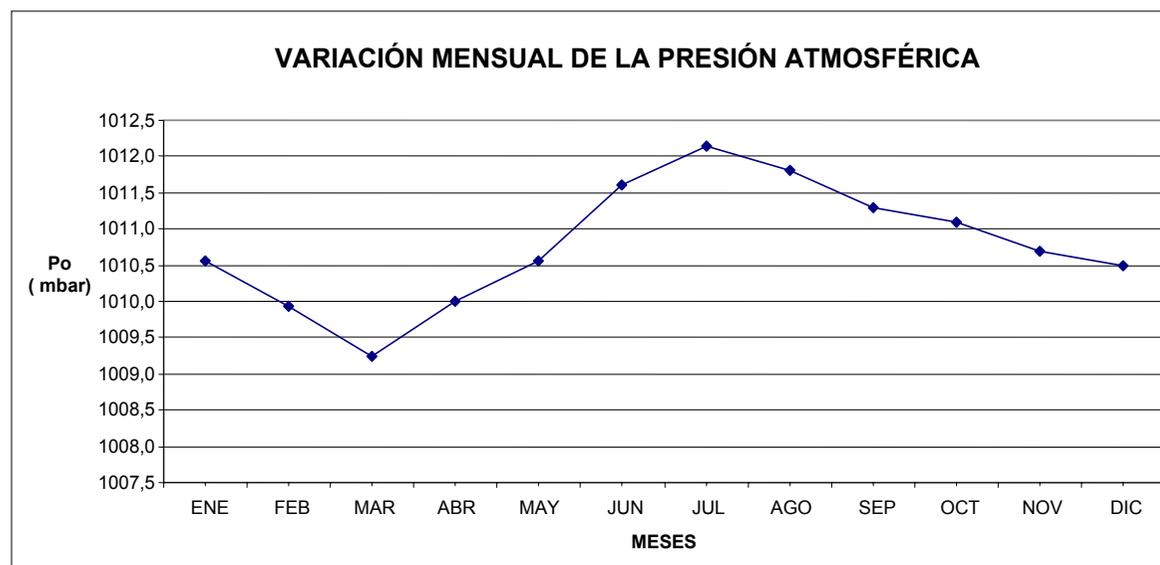


FIGURA 2.2. LÍNEA DE TENDENCIA DE LA PRESIÓN ATMOSFÉRICA EN SALINAS

Para cálculos de ingeniería, generalmente el valor de la densidad estándar del aire utilizada es de $1,225 \text{ kg/m}^3$, definida a 1 atm y 15 °C, pero dado que los valores de temperatura y presión de la zona difieren de los valores estándar, es necesario realizar la debida corrección en relación con estos dos factores. Se utilizará para tal efecto, la fórmula (14) propuesta en el capítulo 4, subtítulo 4.7.4. del Manual de Energía Eólica (Wind Energy Handbook) de la ASME, la cual se detalla a continuación:

$$\rho_T = 1,225 \left[\frac{288,15}{T} \right] \left[\frac{B}{1013,3} \right] \quad (14)$$

Donde:

ρ_T	Densidad corregida
T	Temperatura ambiente [K]
B	Presión Barométrica [mbar]

Como puede apreciarse en la Tabla 7. y en la Figura 2.3. en la página siguiente, la densidad del aire es altamente influenciada por la temperatura y presión ambientales, obteniéndose para cada caso valores mensuales inferiores al de la densidad estándar, por lo tanto, a fin de aproximar lo más posible los datos de potencia del viento, se utilizarán en lo posterior únicamente los valores corregidos.

TABLA 7
VALORES CORREGIDOS DE LA DENSIDAD DEL AIRE EN SALINAS

CORRECCIÓN DE LA DENSIDAD MENSUAL DEL AIRE (kg/m ³)													
PARÁMETRO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
PRESIÓN BAROMÉTRICA [<i>B</i>] (mbar)	1010,6	1009,9	1009,2	1010,0	1010,6	1011,6	1012,1	1011,8	1011,3	1011,1	1010,7	1010,5	1010,8
TEMPERATURA PROMEDIO [<i>T</i>] (K)	298,8	300,1	300,1	298,9	298,6	296,1	294,9	294,3	294,6	295,5	295,7	297,2	297,1
DENSIDAD CORREGIDA [ρT] (kg/m ³)	1,1783	1,1723	1,1714	1,1771	1,1789	1,1900	1,1956	1,1976	1,1957	1,1919	1,1905	1,1846	1,1853

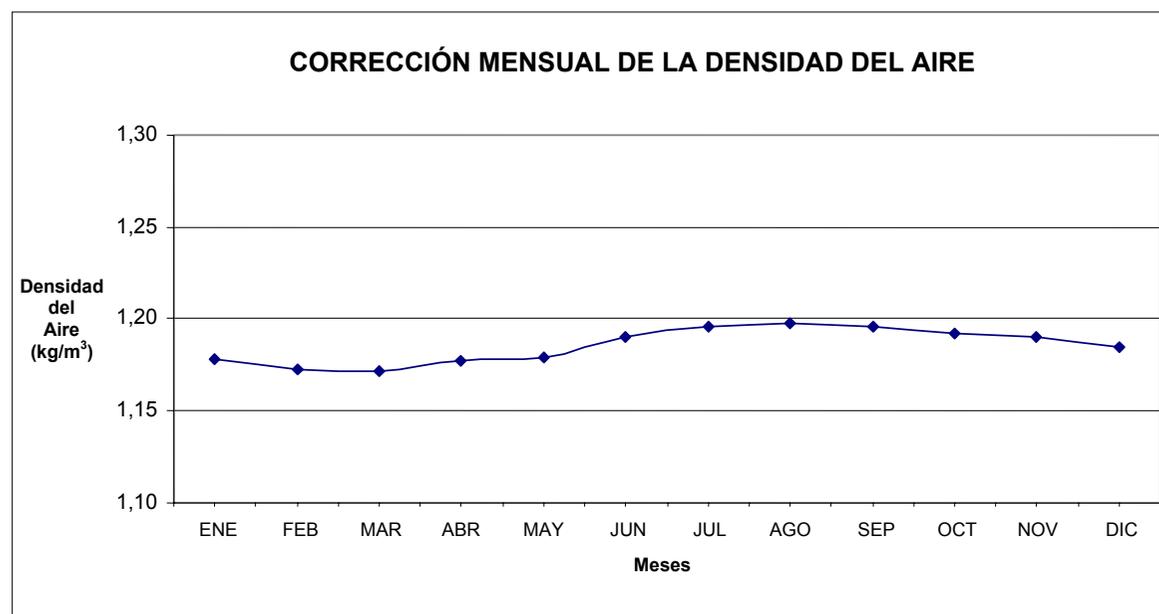


FIGURA 2.3. LÍNEA DE TENDENCIA DE LA DENSIDAD CORREGIDA DEL AIRE EN SALINAS

2.3. Determinación de la clase y longitud de rugosidad del terreno.

El Atlas Eólico Europeo define a la Clase de Rugosidad a partir de la Longitud de Rugosidad medida en metros, z_0 , es decir, la altura sobre el nivel del suelo donde la velocidad del viento es teóricamente cero y presenta una lista de paisajes que por sus características poseen varios niveles de longitud de rugosidad, tal y como se describe en la sección 1.4.1. de la presente tesis.

Para el caso del área en estudio, considerando en primera instancia que los vientos predominantes en la zona vienen desde el sur y el oeste, es decir desde el mar, adicional a que el lugar previsto para la instalación de los aerogeneradores se ubicaría a pocos metros de la orilla del mar, a lo largo de la playa de Mar Bravo y en la Chicolatera; el tipo de paisaje al que se podría asemejar en este caso según la Tabla 3. (Clases y Longitudes de Rugosidad), es a la de la Superficie del Mar, la cual presenta una Longitud de Rugosidad de 0,0002 m, correspondiente a una Clase de Rugosidad de 0.

Para las demás direcciones a excepción de las zonas comprendidas entre el noroeste y el este, cubiertas por el Cerro de la Puntilla y las edificaciones de la ciudad de Salinas, se vuelve necesario realizar

una consideración adicional, ya que el área presenta zonas llanas con la presencia de arbustos y pequeñas edificaciones, para lo cual se considerará que la Longitud de Rugosidad es de 0,1 m, correspondiente a una Clase de Rugosidad de 2.

2.4. Fórmula del perfil vertical del viento para la zona.

Como ya se mencionó en el capítulo anterior, el perfil de velocidades del viento toma valores bajos conforme se acerca al nivel del suelo y elevan su magnitud al alejarse del mismo por efectos de la rugosidad del terreno. Para el caso particular del área en donde se encuentra el anemómetro de la estación meteorológica del Aeropuerto de Salinas, se tiene una longitud de rugosidad de 0,1 m, siendo la altura de referencia de 10 m, debido a que a esa distancia sobre el suelo se encuentra el equipo de medición.

Por tanto, considerando condiciones de estabilidad atmosférica neutra y reemplazando los datos mencionados en el párrafo anterior en (4), esto es, $z_o = 0,1$ m y $z_{ref} = 10$ m, se obtendrá la relación (15):

$$v = v_{ref} \frac{\ln\left(\frac{z}{0,1}\right)}{\ln\left(\frac{10}{0,1}\right)} \quad (15)$$

Gráficamente, si la velocidad obtenida a la altura de referencia (10 m) es de 5 m/s, el perfil de velocidades con respecto a la altura vendrá dado por (16), adoptando la forma mostrada en la Figura 2.4.

$$v = 0,21714 v_{ref} [\ln z + 2,30258] \quad (16)$$

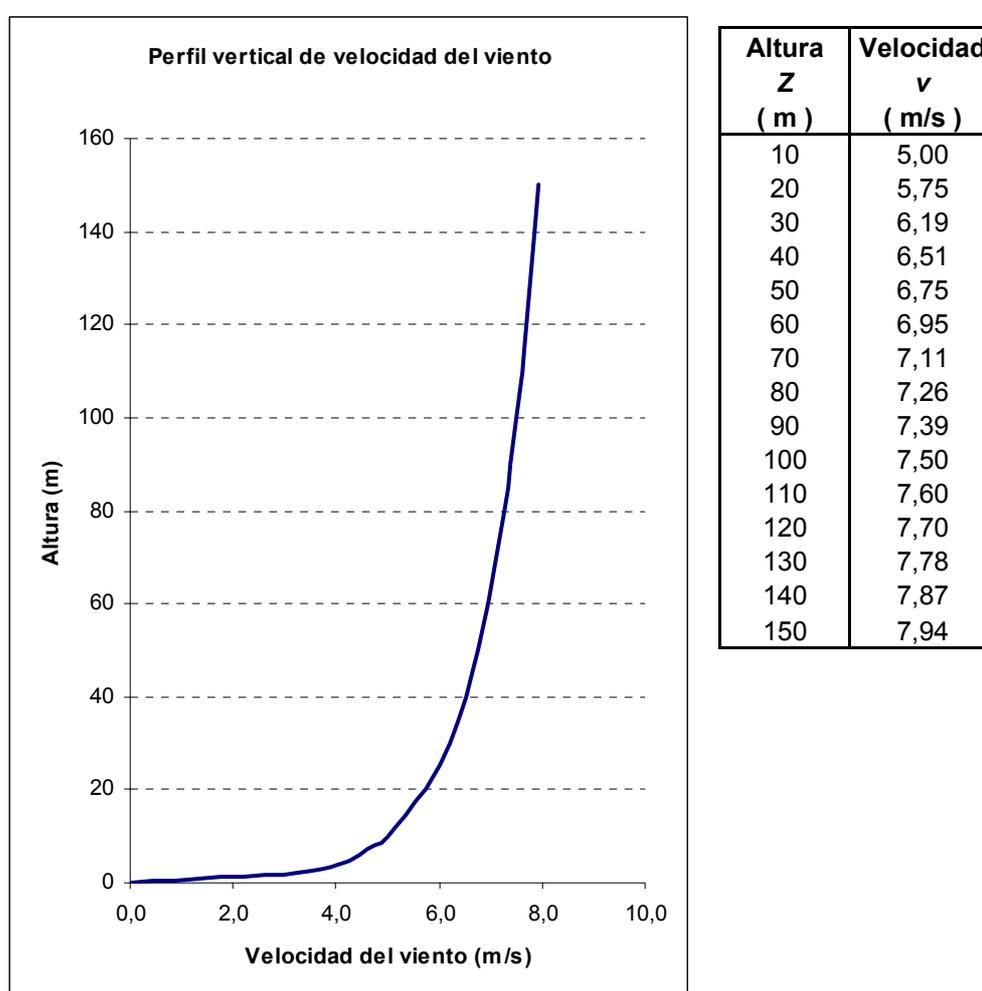


FIGURA 2.4. PERFIL DE VELOCIDADES SOBRE EL AREA DEL EMPLAZAMIENTO

2.5. Tabulación y corrección de los datos de fuerzas y direcciones predominantes del viento en la zona

Dentro de los medios meteorológicos, los técnicos en recolección de datos de viento reconocen como válida la consideración de que los datos tomados en un punto específico son aplicables en una zona de diez kilómetros alrededor del mismo, situación que no se aplica efectivamente para determinación de potenciales eólicos en lugares específicos, pero tomando en cuenta que las distancias entre el anemómetro de la estación de Salinas y los lugares en los que pueden ser situadas las turbinas no superan los 1.000 m, se aceptan como válidos para la presente evaluación.

Dado que los datos registrados por la estación meteorológica son tomados a una altura de 10 m, se aplicará la corrección necesaria para transportarlos hasta una altura de 80 m, distancia escogida por su uso generalizado a nivel mundial en las torres de los aerogeneradores.

El objetivo final será el de modelar lo que ocurre con la velocidad del viento a una altura aproximada a la que se encontraría el buje de las turbinas.

La corrección se realizará aplicando la fórmula del perfil de velocidades del viento (16) mostrada en la sección 2.4., reemplazando la altura z por el valor de 80 m, obteniéndose la relación (17):

$$v_{80} = 0,21714 v_{10} [\ln 80 + 2,30258] = 1,4515 v_{10} \quad (17)$$

Fórmula en la que se puede verificar que dadas las características del terreno, la altura de medición y la altura escogida para la corrección, la relación existente entre la velocidad del viento a una altura de 80 m será mayor en un 45% en comparación con la velocidad del viento en la superficie.

Con respecto a la dirección del viento para las distintas mediciones, se respetarán las mismas sin variación alguna, esto es, se asumirá que la dirección que tiene el viento a 10 m de altura es la misma que a la altura escogida para la corrección de los datos numéricos.

Como paso previo y como sustento básico del estudio, antes de tabular los datos horarios del año 2003 que servirán como base para el análisis del potencial eólico en la zona, se realizará primero una comparación de los mismos con los promedios históricos de los años

1991 al 1996 y del 2002 al 2004, a fin de verificar la aplicabilidad de los mismos.

En la Tabla 8., se muestran los promedios históricos de los valores mensuales de las velocidades del viento corregidas a una altura de 80 metros sobre la superficie correspondientes a los años 1991 a 1996 y del 2002 al 2004:

TABLA 8
PROMEDIOS HISTÓRICOS DEL VIENTO EN SALINAS

PROMEDIOS HISTÓRICOS CORREGIDOS A 80 m DE ALTURA													
AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
1991	SW 7,48	SW 5,73	W 6,82	SW 5,66	SW 6,75	SSW 7,84	SW 8,06	SW 7,84	SW 6,97	SW 7,84	SSW 8,56	SSW 7,84	SW 7,28
1992	SW 5,81	SW 5,81	SW 5,81	SW 5,81	SW 5,08	SW 7,26	SW 7,26	SW 6,53	SW 6,53	SW 7,26	SW 7,26	SW 6,53	SW 6,41
1993	SW 6,53	SW 5,08	SW 4,35	SW 4,35	SW 5,81	SW 7,26	SW 7,98	SW 7,26	SW 5,08	SW 5,81	SW 6,53	WSW 5,08	SW 5,93
1994	SW 4,35	SW 4,35	SW 4,35	SW 3,63	SW 5,08	SW 5,81	SW 5,81	SW 5,08	SW 5,08	SW 6,53	SW 6,53	SW 5,81	SW 5,20
1995	SW 5,08	SW 4,35	WSW 4,35	SW 4,35	SW 5,08	SW 5,81	SW 6,53	SW 5,81	SW 5,81	SW 5,81	SW 6,53	SW 5,81	SW 5,44
1996	WSW 5,73	SW 5,01	SW 4,72	SW 5,37	SW 5,37	SW 5,23	SW 5,37	W 4,79	WSW 5,08	WSW 5,15	W 4,94	W 4,06	SW 5,07
2002	WSW 6,60	SSW 6,10	SW 5,37	SSW 5,52	SW 6,68	SW 7,11	SW 6,60	SW 6,46	SW 7,04	SW 7,33	SW 7,91	SW 7,98	SW 6,73
2003	WSW 5,98	WSW 4,46	W 4,49	WSW 4,44	WSW 5,60	WSW 6,09	SW 6,18	SW 6,14	SW 5,98	SSW 5,84	SSW 6,08	SW 5,91	WSW 5,59
2004	WSW 5,59	WSW 5,01	W 4,79	WSW 5,52	WSW 5,44	WSW 5,88	SW 6,46	SW 5,30	SW 5,30	SSW 5,81	SSW 6,02	SW 4,94	WSW 5,50
MED	5,91	5,10	5,01	4,96	5,65	6,47	6,69	6,12	5,87	6,37	6,71	6,00	5,91

Como se puede observar a simple vista, existe un alto porcentaje de las direcciones de viento predominante que se encuentran entre el sur y el oeste, las cuales corresponden en su gran mayoría a las brisas marinas que llegan desde el Océano Pacífico.

En cuanto a las intensidades del viento se puede observar que entre los meses de febrero y abril, se presentan los valores más bajos debido a las altas temperaturas ambientales que se dan en la misma época del año, mientras que en los meses más fríos entre junio a noviembre la velocidad aumenta considerablemente.

La Tabla 9. y la Figura 2.5. muestran la relación existente entre los promedios históricos de los años mencionados en la Tabla 8. y el año 2003.

En la segunda fila (PHM), se presenta el promedio histórico mensual de los años mencionados en el párrafo anterior, mientras que en la segunda fila (2003) se encuentran tabulados los promedios mensuales del año 2003, registrándose por último en la tercera fila (DIF %) la diferencia porcentual entre los dos valores que se obtiene de la relación: $(2003/PHM)*100\%$.

TABLA 9
RELACIÓN AÑO 2003 Vs. PROMEDIOS HISTÓRICOS

DIFERENCIA PORCENTUAL: AÑO 2003 Vs. PROMEDIOS HISTÓRICOS													
AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
PHM	5,91	5,10	5,01	4,96	5,65	6,47	6,69	6,12	5,87	6,37	6,71	6,00	5,91
2003	5,98	4,46	4,49	4,44	5,60	6,09	6,18	6,14	5,98	5,84	6,08	5,91	5,59
DIF %	101,3	87,4	89,7	89,5	99,0	94,1	92,3	98,7	101,8	91,6	90,6	98,6	94,7

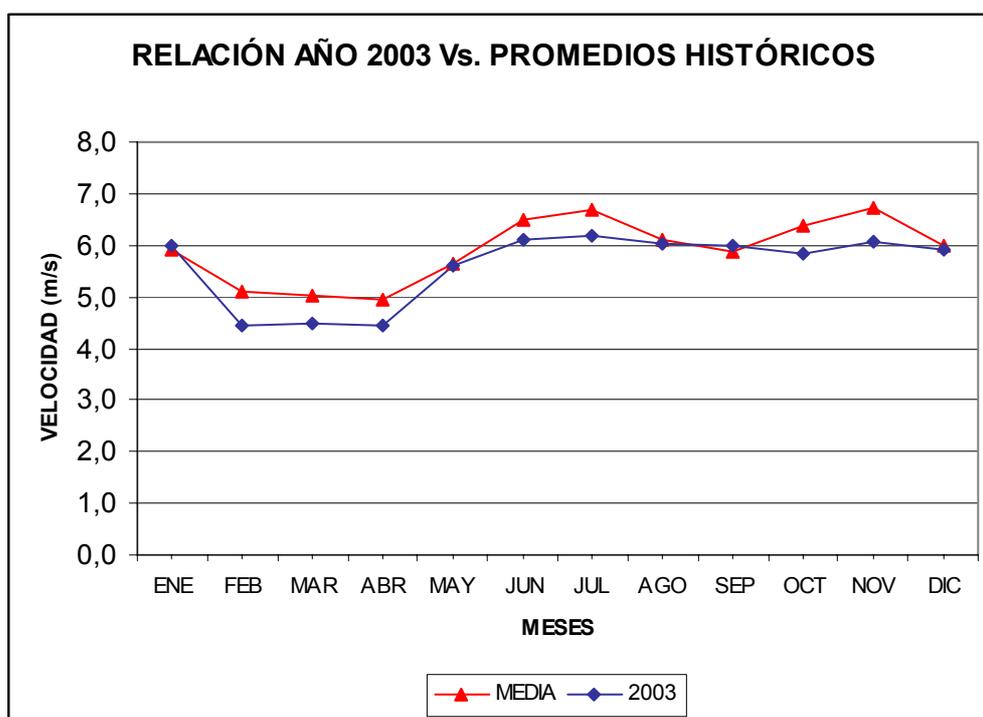


FIGURA 2.5. TENDENCIA AÑO 2003 Vs. PROMEDIOS ANUALES

Como se puede observar la diferencia porcentual existente entre los valores del año 2003 con respecto a los valores históricos en la

mayoría de los meses está por sobre el 90%, con excepción de los meses de febrero a marzo que presentan cifras ligeramente inferiores, pero considerando que la diferencia anual total es del 94,7%, se considera que los datos horarios del 2003 que se evaluarán posteriormente son representativos para la zona.

Es necesario mencionar además, que de acuerdo con la información que muestra el gráfico, en su mayoría los valores mensuales que se presentan para el año 2003 son ligeramente inferiores a los datos históricos, con lo cual se puede afirmar que a pesar de que no se están utilizando los valores máximos encontrados en el área, esto permite certificar que al analizar los datos del mencionado año no se estará sobreestimando el potencial real de la zona.

Ahora bien, dada la extensa cantidad de datos horarios recopilados durante el año 2003, los mismos se encuentran tabulados en el Anexo A de la presente tesis, en donde se pueden verificar en primera instancia los valores en metros por segundo registrados en la Estación Meteorológica del Aeródromo Ulpiano Páez, realizándose la respectiva corrección de las velocidades a 80 m de altura multiplicando cada uno de los datos por el factor de 1,451545, obtenido de la fórmula (17) del perfil de velocidades para la zona.

2.6. Análisis y determinación estadística de la variación de la velocidad del viento.

Como se indicó en el numeral anterior, en primera instancia se procedió a tabular todos los datos horarios de 06H00 a 18H00 para cada día del año 2003, realizando la respectiva corrección para adaptar las mediciones a una altura de 80 m sobre el nivel del suelo.

Una vez obtenidos los datos para el estudio, lo siguiente fue realizar el análisis estadístico de los mismos, para lo cual se aplicó un procedimiento similar al utilizado en el Atlas Eólico Preliminar de América Latina y el Caribe, editado por la Organización Latinoamericana de Energía en 1983.

Dada la diferencia en los valores medios de la velocidad del viento que se presenta entre los meses de febrero, marzo y abril, en los que la temperatura ambiente es mayor al promedio normal de la zona en comparación con los demás meses del año, lo más aconsejable es analizar los datos de viento en forma mensual.

Se elaborará en primera instancia un listado mensual de los valores de intensidad y dirección del viento para cada hora entre las 06H00

y las 18H00, luego de lo cual se procederá a calcular los valores estadísticos tales como la velocidad media, desviación estándar, varianza y mediana, necesarios para la determinación de los valores típicos de k y c de la distribución de Weibull, con lo cual quedará definido el comportamiento del viento para cada mes.

Las fórmulas utilizadas en los cálculos estadísticos se han aplicado al total de los datos de la muestra para cada caso, siendo su representación matemática la siguiente:

Velocidad Media (V_m):

$$v_m = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N v_i \quad (18)$$

Desviación estándar (σ):

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (v_i - v_m)^2} \quad (19)$$

Varianza: σ^2 (20)

Mediana (V_{md}): Cifra más repetida de la muestra.

Para el caso de la distribución de Weibull, en primera instancia definiremos su función de distribución de densidad (21), la cual se ha comprobado experimentalmente que se ajusta bastante bien al comportamiento del viento. Esta función depende de dos parámetros ajustables (k , c) y viene dada por la siguiente expresión:

$$\phi_{(v)} = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c} \right)^{k-1} \exp\left(-\frac{v}{c} \right)^k \quad (21)$$

Donde: k Factor de Forma (adimensional)
 c Factor de Escala (m/s)

Los dos parámetros definen en su totalidad a la función, tomando c siempre valores próximos a la velocidad media, mientras que k es un factor que caracteriza la asimetría de la función de probabilidad. La frecuencia acumulada F para un valor de velocidad V , es (22):

$$F(v \leq V) = \int_0^V \phi(v) dv = 1 - \exp\left(-\frac{V}{c} \right)^k \quad (22)$$

Relación que representa la frecuencia acumulada de las velocidades que son menores o iguales que un valor V , cumpliéndose que para $V = V_{med}$ (Mediana), el valor de la frecuencia acumulada es de 0,50.

La velocidad media V_m , se obtiene de la integración de la función de probabilidad acumulada (21), esto es (23):

$$v_m = \int_0^{\infty} v\phi(v) dv = c \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (23)$$

Donde $\Gamma(x)$ es la representación de la Función Gamma, utilizada para la resolución del integral. Existe además una relación entre la velocidad media y la varianza de la muestra, expresada por (24):

$$\frac{\sigma^2}{v_m^2} = \left[\frac{\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right)}{\Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \right] - 1 \quad (24)$$

A continuación se detallará el proceso seguido para la obtención de los parámetros típicos k y c de la distribución de Weibull, para el total de los datos horarios del año 2003, el cual se ha utilizado para evaluar dichos parámetros para cada mes del año, cuyos resultados se encuentran tabulados separadamente en el Anexo A.

En primera instancia se dividirá a las magnitudes de las velocidades en clases unitarias desde 0 a 16 m/s, cuyos intervalos se muestran en la Tabla 10, en base de lo cual se elabora el Diagrama de Frecuencias de Viento mostrado en la Figura 2.6., en donde no se han tomado en cuenta las calmas (velocidad del viento = 0).

TABLA 10
FRECUENCIAS DE VIENTO AÑO 2003

Velocidad (m/s)	Frecuencia 2003
CALMA	154
1	34
2	146
3	380
4	206
5	743
6	1224
7	230
8	1091
9	359
10	68
11	97
12	12
13	1
14	0
15	0
16	0

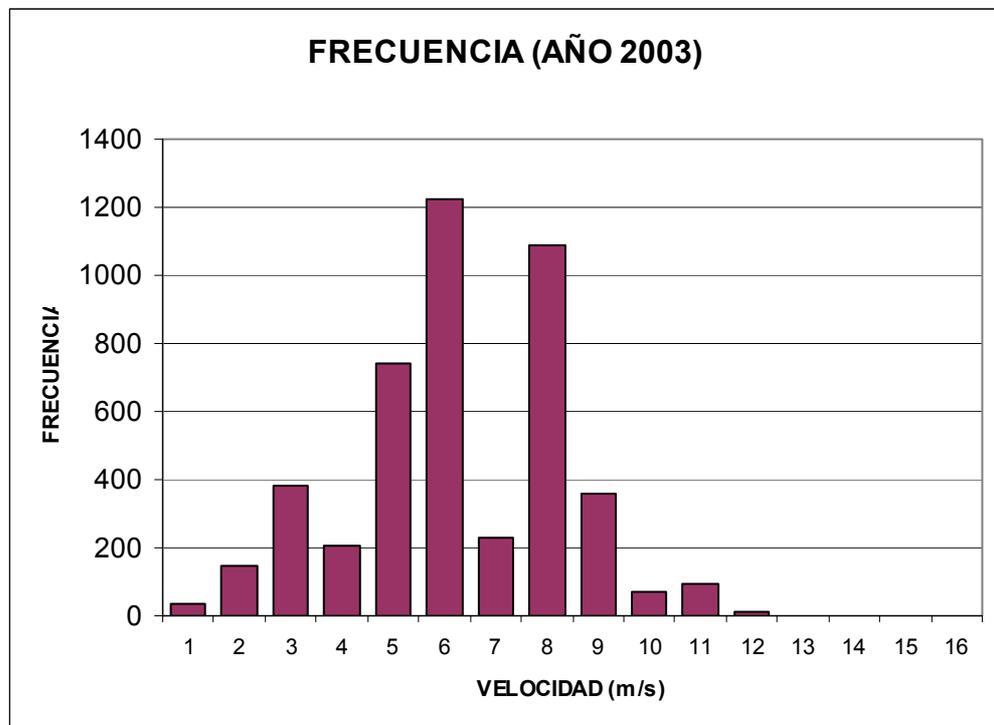


FIGURA 2.6. DIAGRAMA DE FRECUENCIAS AÑO 2003

A continuación, como ya se mencionó anteriormente, lo que se busca es modelar este comportamiento del viento a través de la distribución de Weibull, para lo cual es necesario determinar en primera instancia los datos estadísticos mostrados en la Tabla 11.

TABLA 11
DATOS ESTADÍSTICOS AÑO 2003

MAGNITUD	CANTIDAD	UNIDAD
Velocidad Media (Vm)	5,61	m/s
Mediana (Vmd)	5,81	m/s
Desv. Estándar (σ)	2,24	
Varianza (σ^2)	5,02	

Para el cálculo del factor de forma (k) - con la ayuda de la computadora - aplicaremos el método de tanteo para igualar los dos términos de la ecuación (24). Luego de varias iteraciones, asignando valores al parámetro k , hasta lograr una aproximación con cuatro cifras significativas entre ambos términos, se obtiene lo siguiente:

TABLA 12
CALCULO DEL FACTOR DE FORMA K

k	$\Gamma(1+2/k)$	$[\Gamma(1+1/k)]^2$	$(\Gamma(1+2/k) / [\Gamma(1+1/k)]^2) - 1$	$(\sigma/Vm)^2$	Diferencia
2,6995	0,9170	0,7908	0,3995	0,3995	-0,00003
2,6996	0,9170	0,7908	0,3995	0,3995	-0,00002
2,6997	0,9170	0,7908	0,3995	0,3995	-0,00001
2,6998	0,9170	0,7908	0,3994	0,3995	0,00001
2,6999	0,9170	0,7908	0,3994	0,3995	0,00002

El valor encontrado de $k = 2.6997$, concuerda con el valor detallado en la Tabla 3 (Pág. 20) del Atlas Eólico Preliminar de América Latina y el Caribe para la relación $(\sigma/Vm)^{1/2} = 0,400$; $k = 2,70$. Lo cual certifica la validez del método utilizado.

Por otro lado el valor del parámetro de escala c , se lo calcula a partir del valor obtenido de k , reemplazándolo en la relación (23):

$$5,61 = c \Gamma\left(1 + \frac{1}{2,6997}\right) = 6,3065 \text{ m/s} \quad (25)$$

Una vez encontrados los parámetros k y c , que definen en su totalidad a la Distribución de Weibull, estamos en capacidad de representar gráficamente el comportamiento del viento en el área en estudio, tal y como puede verificarse en la Figura 2.7., en la página siguiente.

El área bajo de la curva de la distribución siempre vale exactamente 1, ya que la probabilidad de que el viento sople a cualquiera de las velocidades, incluyendo el cero, debe ser del cien por ciento.

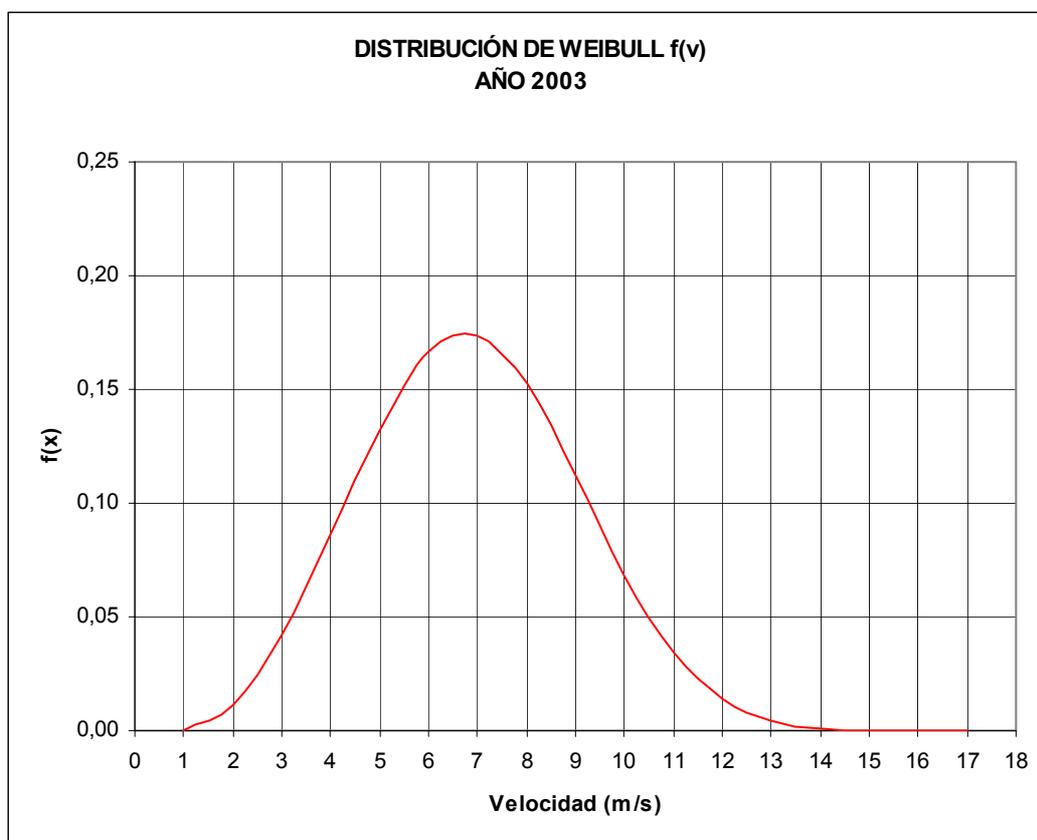


FIGURA 2.7. DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL AÑO 2003

Este mismo procedimiento, utilizado para la obtención de los parámetros característicos del viento para el año 2003, ha sido utilizado en forma separada para cada grupo de datos correspondientes a cada mes del mismo año, cálculos que pueden verificarse en el Anexo A de la presente tesis y cuyo resumen se presenta a continuación en la Tabla 13.

TABLA 13
VALORES MENSUALES CARACTERÍSTICOS DE LA
DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL

MES	VELOCIDAD MEDIA [V_m] (m/s)	FACTOR DE FORMA [k]	FACTOR DE ESCALA [c] (m/s)
ENERO	5,98	3,2031	6,6794
FEBRERO	4,46	2,4580	5,0313
MARZO	4,49	1,8355	5,0491
ABRIL	4,44	1,5715	4,9398
MAYO	5,60	2,8678	6,2881
JUNIO	6,09	3,1817	6,8003
JULIO	6,18	3,5158	6,8638
AGOSTO	6,14	3,3781	6,8381
SEPTIEMBRE	5,98	3,6375	6,6359
OCTUBRE	5,84	3,7380	6,4700
NOVIEMBRE	6,08	3,1640	6,7897
DICIEMBRE	5,91	2,9518	6,6237

2.7. Determinación de la Rosa de los Vientos para el área en estudio.

La forma usual de representar las velocidades y direcciones del viento para un sitio determinado es utilizando a la denominada Rosa de los Vientos, en la cual se presentan los porcentajes de ocurrencia de intervalos de velocidad del viento en las 16 direcciones típicas de medición, evitando las calmas ($V = 0$). Su función es la de facilitar la visualización de las direcciones e intensidades típicas del viento.

Para este caso, al igual que en la sección anterior, se ha considerado también necesaria la división de los datos en forma mensual, mostrándose los resultados en conjunto con los anteriores en el Anexo A.

Para una mejor comprensión de lo realizado, se detallará a continuación el proceso utilizado para determinar la Rosa de los Vientos Total del año 2003, para lo cual se han considerado los 4.745 datos de fuerza corregida del viento con su respectiva dirección.

En primer lugar se debe establecer las direcciones a las cuales se las considera como estándar y como referencia para la elaboración de la rosa, dividiremos en nuestro caso a los 360° en 16 sectores de 22,5° cada uno y se le asignará a su dirección central la sigla y la denominación correspondiente de acuerdo con la Tabla 14.

Para facilitar su visualización, se agruparán todos los datos de fuerza de viento de acuerdo a su magnitud en cuatro intervalos principales detallados en la Tabla 15.

TABLA 14
SECTORIZACIÓN DE LA ROSA DE LOS VIENTOS

DIRECCIÓN	SIGLA	DENOMINACIÓN
0	N	Norte
22,5	NNE	Nor Noreste
45	NE	Noreste
67,5	ENE	Este Noreste
90	E	Este
112,5	ESE	Este Sudeste
135	SE	Sudeste
157,5	SSE	Sud Sudeste
180	S	Sur
202,5	SSW	Sud Sudoeste
225	SW	Sudoeste
247,5	WSW	Oeste Sudoeste
270	W	Oeste
292,5	WNW	Oeste Noroeste
315	NW	Noroeste
337,5	NNW	Nor Noroeste
360	N	Norte

TABLA 15
INTERVALOS DE FUERZA DE VIENTO

INTERVALO	DENOMINACIÓN
< 3	Menores a tres
3 < 6	Mayores a tres y menores a seis
6 < 9	Mayores a seis y menores a nueve
9 <	Mayores a nueve

Como resultado de la integración de las Tablas 14 y 15 se obtiene la Tabla 16, en donde se encuentran claramente detalladas las frecuencias de viento de acuerdo con sus respectivas direcciones y velocidades, incluyéndose además el porcentaje que cada una de

ellas alcanza en relación con el total de observaciones realizadas durante el año 2003.

TABLA 16

TABLA DE FRECUENCIAS DE DIRECCIÓN E INTENSIDAD DEL VIENTO PARA EL AÑO 2003

DIRECCIÓN E INTENSIDAD DE LOS VIENTOS 2003									
VELOCIDAD	< 3 m/s		3 - 6 m/s		6 - 9 m/s		9 < m/s		TOTAL
DIRECCIÓN	#	%	#	%	#	%	#	%	%
N	9	0,19	4	0,08	3	0,06	0	0,00	0,34
NNE	3	0,06	8	0,17	1	0,02	0	0,00	0,25
NE	13	0,27	17	0,36	0	0,00	0	0,00	0,63
ENE	22	0,46	10	0,21	0	0,00	0	0,00	0,67
E	12	0,25	4	0,08	1	0,02	0	0,00	0,36
ESE	1	0,02	3	0,06	1	0,02	0	0,00	0,11
SE	1	0,02	8	0,17	1	0,02	0	0,00	0,21
SSE	6	0,13	16	0,34	2	0,04	0	0,00	0,51
S	45	0,95	80	1,69	33	0,70	3	0,06	3,39
SSW	101	2,13	304	6,41	226	4,76	49	1,03	14,33
SW	116	2,44	609	12,83	479	10,09	62	1,31	26,68
WSW	145	3,06	739	15,57	704	14,84	57	1,20	34,67
W	68	1,43	335	7,06	218	4,59	7	0,15	13,23
WNW	10	0,21	22	0,46	8	0,17	0	0,00	0,84
NW	3	0,06	6	0,13	1	0,02	0	0,00	0,21
NNW	5	0,11	8	0,17	2	0,04	0	0,00	0,32
SUBTOTAL	560	11,80	2173	45,80	1680	35,41	178	3,75	96,75
CALMA	154								3,25
TOTAL	4745								100,00

La representación gráfica de la Tabla 16, mostrada en la Figura 2.8., es conocida en la industria eólica como la Rosa de los Vientos; y, tal y como se puede verificar a simple vista, la misma permite una mejor visualización del comportamiento del viento en el área de la Chocolatera en Salinas.

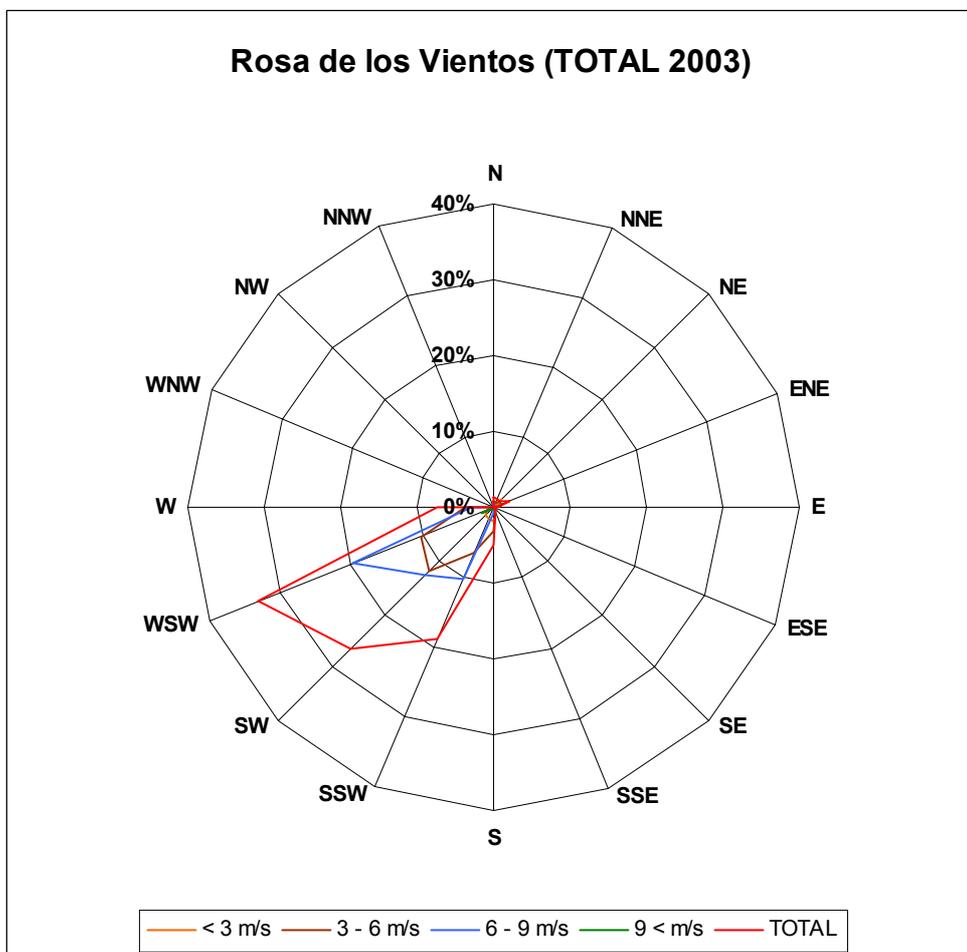


FIGURA 2.8. ROSA DE LOS VIENTOS (CHOCOLATERA – SALINAS)

Analizando tanto la Tabla 16 como también la Figura 2.8, en conjunto con las rosas de los distintos meses del año presentadas en el Anexo A, podemos encontrar varias características importantes para la evaluación eólica del sitio:

- En primer lugar, los períodos de calma del viento (velocidad cero) representan únicamente al 3,25% del total del tiempo en el año, siendo el mismo relativamente nulo si relacionamos que de los 365 días del año, apenas en 12 no tendremos viento en el sitio. Por otro lado analizando las rosas de los meses de febrero, marzo, abril y parte de mayo, podemos ver que es en éstos meses en donde se dan todos los períodos de calma, lo cual, junto con los valores promedios bajos en la velocidad del viento, dejan ver que esta época del año sería la más crítica para la producción eólica del parque.
- Por otro lado, también de gran importancia, puede verificarse que el 92,3% del total de mediciones de viento vienen de direcciones comprendidas entre el Sur y el Oeste, direcciones que como veremos más adelante no presentan obstáculos al viento con relación a los puntos en donde se prevé instalar los aerogeneradores. A su vez analizando los mismos meses detallados en el párrafo anterior, es en éstos en los que se presentan direcciones fuera de las predominantes para el área.
- También puede verificarse que el 81,21% de las magnitudes registradas del viento son superiores a 3 e inferiores a 9 m/s,

rango de valores dentro de los cuales una turbina eólica promedio puede operar efectivamente.

2.8. Cálculo de la potencia media del viento.

Como ya se mencionó en el capítulo anterior, la potencia media del viento para un lugar determinado es directamente proporcional al área expuesta al caudal, a la densidad del aire y al cubo de la velocidad del viento, tal y como se representa en la relación (26):

$$Pm = \frac{1}{2} \rho A (v_m)^3 = \frac{1}{2} \rho A \int_0^{\infty} v^3 \phi(v) dv \quad (26)$$

Considerando a la densidad y el área como factores constantes independientes, queda por resolver la integral propuesta, la cual también utiliza a la función Gamma para expresar su resultado, con la que se obtiene que el cubo de la velocidad media de una distribución de Weibull de parámetros k y c conocidos, es (27):

$$(v_m)^3 = \int_0^{\infty} v^3 \phi(v) dv = \left[c \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \right]^3 = c^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) \quad (27)$$

Esta relación es de suma importancia debido a que existe una gran diferencia entre su resultado y el valor obtenido al elevar la velocidad media al cubo, por ejemplo, en el mes de junio del 2003 la velocidad media fue de 6,09 m/s, cuyo respectivo cubo es 225,86, mientras que aplicando la relación (27), propuesta para la distribución de Weibull con factores $k = 3,1817$ y $c = 6,8003$ se obtiene que el cubo de la velocidad promedio para dicho mes es de 307,30.

Esta apreciable diferencia se obtiene debido que la función Gamma, utilizada para la resolución de la integral de la curva de distribución, pondera la probabilidad de cada velocidad del viento con su correspondiente potencia, entregando como resultado el promedio de los cubos de todas las velocidades contenidas debajo de la curva de distribución y no solamente la de la velocidad media.

Quedando entonces definida la potencia media para cada mes del año por sus respectivos valores de densidad, factor de forma y factor de escala de acuerdo con la relación (28):

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A c^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) \quad (28)$$

2.9. Cálculo de la Densidad de Potencia del Viento por metro cuadrado.

Para fines de generalización y manejo de datos, se define al potencial eólico disponible en un emplazamiento en particular como la potencia media eólica por unidad de superficie para un tiempo relativamente largo (un año cuando menos), supuesta una densidad de aire constante, es decir, la potencia que posee el viento que circula por cada metro cuadrado barrido.

Para determinar de mejor forma cómo varía mensualmente el potencial eólico de la zona, el cálculo de la densidad de potencia se lo realizará para cada mes tomando en cuenta las consideraciones previstas para los valores cambiantes de densidad del aire, mientras que el valor de la potencia media anual se la obtendrá del promedio aritmético de las potencias mensuales, valores que se muestran en la Tabla 17 en la página siguiente.

Si aplicamos la misma metodología, pero en este caso realizando el cálculo con los valores anuales de los parámetros de forma (k) y de escala (c) encontrados en la sección 2.6. y la densidad promedio anual, encontraremos el resultado mostrado en la Tabla 18.

TABLA 17

CALCULO MENSUAL DE POTENCIA MEDIA DEL VIENTO

MES	FACTOR DE FORMA [k]	FACTOR DE ESCALA [c] (m/s)	V^3 $c^{3*\Gamma(1+3/k)}$	DENSIDAD CORREGIDA [ρ_T] (kg/m ³)	POTENCIA MEDIA / m ² [Pm/A] (W/m ²)
ENERO	3,2031	6,6794	290,49	1,1783	171,14
FEBRERO	2,4580	5,0313	141,92	1,1723	83,18
MARZO	1,8355	5,0491	188,89	1,1714	110,63
ABRIL	1,5715	4,9398	222,03	1,1771	130,68
MAYO	2,8678	6,2881	253,70	1,1789	149,54
JUNIO	3,1817	6,8003	307,30	1,1900	182,84
JULIO	3,5158	6,8638	306,10	1,1956	182,98
AGOSTO	3,3781	6,8381	306,23	1,1976	183,36
SEPTIEMBRE	3,6375	6,6359	274,14	1,1957	163,90
OCTUBRE	3,7380	6,4700	252,45	1,1919	150,44
NOVIEMBRE	3,1640	6,7897	306,48	1,1905	182,44
DICIEMBRE	2,9518	6,6237	292,64	1,1846	173,32
PROMEDIO AÑO 2003					155,37

TABLA 18

CALCULO ANUAL DE POTENCIA MEDIA DEL VIENTO

AÑO	FACTOR DE FORMA [k]	FACTOR DE ESCALA [c] (m/s)	V^3 $c^{3*\Gamma(1+3/k)}$	DENSIDAD CORREGIDA [ρ_T] (kg/m ³)	POTENCIA MEDIA / m ² [Pm/A] (W/m ²)
2003	2,6997	6,3065	263,93	1,1853	156,42

Cifra que presenta una mínima diferencia con la obtenida mediante el promedio mensual para el mismo año, verificando con esto la validez de los datos obtenidos en el presente capítulo y permitiendo

además asegurar que la potencia media del viento para el área de la Chocolatera en Salinas – Península de Santa Elena es de 156,42 W/m².

2.10. Energía anual disponible.

Otra forma de cuantificar el recurso eólico es mediante la determinación de la energía disponible dentro de un período de tiempo, para el presente caso es de gran interés encontrar la cantidad de energía que posee el viento en el área durante un período de un año, para lo cual se emplea la relación (29):

$$E (kWh / m^2) = \frac{8.760}{1.000} Pm = 8,76 Pm \quad (29)$$

$$E (kWh / m^2) = 8,76 (156,42 W / m^2) \quad (30)$$

$$E_{ANUAL} = 1.370,24 kWh / m^2 \quad (31)$$

Esta cifra (31), representa la cantidad total de energía del viento (kWh/m²) que transita por un metro cuadrado perpendicular al flujo del mismo, en un período determinado de un año (365 días x 24 horas).

CAPÍTULO 3

3. EVALUACIÓN DE LOS FACTORES GEOGRÁFICOS Y TÉCNICOS PARA LA DISPOSICIÓN DEL EMPLAZAMIENTO.

Una vez definido el potencial eólico de la zona, es de vital importancia analizar las características físicas de la misma y sus correspondientes ventajas o desventajas a favor ó en contra de la instalación de un parque aerogenerador.

Estas características son de gran importancia en la decisión final, ya que factores como la necesidad de cimentaciones, rellenos, construcción de vías de acceso, construcción de redes de transmisión y demás aspectos complementarios, influyen directamente en los costos totales del proyecto, volviéndose determinantes al momento de analizar el costo – beneficio de la explotación de la energía del viento.

3.1. Características del suelo y vías de acceso al emplazamiento.

Existen factores físicos de la zona que influyen directamente en la decisión de instalar un parque eólico, uno de los principales es la capacidad del suelo para soportar el peso de las torres y los aerogeneradores, los cuales en conjunto pueden llegar a pesar un promedio de 80 toneladas, volviéndose también muy necesarias vías de acceso que permitan el tránsito de las turbinas y las secciones de las torres hasta el punto de construcción, transportadas generalmente en camiones de plataforma cuyo peso con carga puede bordear las 30 toneladas.

Dado que el estudio del suelo es materia de otra carrera técnica, a fin de certificar la capacidad del mismo para soportar el peso de las turbinas, se tomarán como válidos los valores y recomendaciones utilizadas para la construcción de la actual Escuela Superior Naval, los cuales se encuentran especificados en el “Estudio para la cimentación de viviendas, construcciones y vías”, realizado en abril de 1988 por el señor Luis F. Rodríguez G., Ingeniero Civil especializado en Mecánica de Suelos.

La principal característica a la que se hace mención en el estudio es la capacidad de soporte del suelo, la cual se estima en $0,70 \text{ kg/cm}^2$, además de varias recomendaciones de rellenos para varios tipos de edificaciones y caminos.

Para el caso de las turbinas eólicas, se acostumbra a realizar cimentaciones de hormigón armado (240 kg/cm^2) de varios metros de profundidad, cuyas formas varían de acuerdo con los constructores, pudiendo ser estas cuadradas o circulares y con áreas promedio de 120 m^2 .

Si relacionamos el área de las cimentaciones con la capacidad de soporte del suelo, encontraremos que el peso distribuido que puede soportar alcanza las 840 toneladas, cantidad muy superior al peso promedio de un aerogenerador moderno.

Para el caso de las vías de acceso, como es bien conocido, la vía Guayaquil – Santa Elena ha sido reacondicionada y ampliada a cuatro carriles, pasando a ser una carretera de primer orden. El tramo entre Santa Elena y Salinas a pesar de no haber sido considerado en el proyecto de mejora de la Vía a la Costa, mantiene su capacidad para soportar tránsito de carga pesada.

Para el caso específico del acceso al área de la Chocolatera, existen dos caminos que bordean al Cerro de la Puntilla, el primero por el Noroeste cruzando la Base Naval y el segundo por el Suroeste cruzando el Fuerte Militar “Atahualpa” del Ejército, los cuales se cruzan a la entrada de la Chocolatera y se extienden hasta su extremo Oriental, tal y como puede verificarse en la foto satelital mostrada en la Figura 3.1.



FIGURA 3.1. FOTO SATELITAL VIAS DE ACCESO A LA CHOCOLATERA

De los dos caminos mencionados, el segundo es el que mejores condiciones presenta para el transporte de carga pesada, ya que es mucho más corto y recto además de ser asfaltado en su totalidad,

por lo que, tomando en cuenta que en una plataforma de carga la distribución del peso se reparte en las 18 ruedas, se considera que dicho camino tiene la capacidad suficiente para soportar el tránsito de los equipos y maquinarias que se requieran trasladar durante el proceso de instalación.

Es necesario mencionar que además de los dos caminos mencionados, existen varios caminos de primer y segundo orden que se derivan hacia el Sudoeste, los cuales atraviesan los terrenos de la Base Aérea de Salinas en forma paralela a la playa de Mar Bravo.

3.2. Localización de Escarpas y determinación de su influencia sobre la zona.

Puede parecer un tanto contradictorio, pero no se debe incluir la altitud del terreno en los cálculos de cizallamiento del viento, se menciona esto por la primera impresión que podría llevarse al ver el Cerro de la Puntilla y pensar que sobre él se podrían instalar turbinas eólicas con el fin de obtener mayores velocidades del viento gracias a la altura adicional que éste aporta a las torres.

En promedio el cerro se eleva alrededor de 40 metros sobre el nivel del terreno de la Chocolatera, tal y como se muestra en la Figura 3.2., en donde se puede verificar la abrupta pendiente que presenta hacia su lado sudoeste, dirección desde la cual provienen los vientos predominantes de la zona.

El efecto que causa ésta pared casi vertical es el de frenar el viento incluso mucho antes de que llegue a entrar en contacto con ella, impulsándolo hacia arriba hasta chocar con el flujo sin perturbar que viene a esa altura, produciendo una alta turbulencia justo sobre la cima del cerro.



FIGURA 3.2. TURBULENCIA EN EL CERRO DE LA PUNTILLA

Como resultado de esta turbulencia se obtendría un incremento en los esfuerzos a los que se ven sometidas las palas de la turbina y por consiguiente un aumento en los riesgos y la probabilidad de rotura de las mismas, disminuyendo en gran medida su tiempo de vida útil. Por otro lado está el hecho de que un aerogenerador que trabaja con alta turbulencia tiene un bajo nivel de producción de energía y los costos de mantenimiento resultan ser demasiado altos.

Para estos casos es recomendable desplazar las torres varias decenas de metros hacia atrás de las escarpas o acantilados con el fin de dar espacio a que el viento se reestablezca y recupere su flujo laminar, pero dado el caso de que el ancho promedio del Cerro en donde se podrían realizar las cimentaciones de los aerogeneradores varía entre los 30 y 40 metros, se concluye que no es recomendable la instalación de turbinas eólicas en esta zona específica.

Para el caso de la ubicación de las turbinas a lo largo de la Playa de Mar Bravo así como en la Chocolatera propiamente dicha, no existen obstáculos de importancia que se opongan al flujo laminar del viento que viene del mar, a excepción de las horas en que baja la marea y se descubre el acantilado que se ubica en el extremo más

sobresaliente de la península, el cual alcanza alturas de 4 a 5 metros en bajamar.

Esta zona recibe los vientos predominantes en forma casi perpendicular a la orientación de la puntilla, por tanto su afectación se ve reducida únicamente a los últimos metros de la misma, situación que será tomada en cuenta más adelante para la definición de los lugares más idóneos en donde se podrían ubicar las turbinas.

3.3. Determinación de obstáculos y abrigos al viento.

Como se puede visualizar en la Figura 3.3. en la página siguiente, si se superpone la Rosa de los Vientos sobre la vista de planta de la Puntilla, se puede determinar que los vientos predominantes de la zona que vienen desde las direcciones S, SSW, SW, WSW y W, que alcanzan un porcentaje en conjunto del 92.3% del total de los registrados para la zona en el año 2003, no tienen ningún obstáculo que se atravesase entre sus direcciones originales y la línea de la costa, convirtiéndola en el área más apropiada para la instalación de las turbinas.



FIGURA 3.3. DIRECCION DE VIENTOS PREDOMINANTES.

Para el resto de direcciones, existen obstáculos muy pronunciados, empezando por el Cerro de la Puntilla siguiendo por la línea de costa Noreste con todas las construcciones y edificios que se asientan a lo largo de las playas de Chipipe y de Salinas, pero, tomando en cuenta que estas direcciones representan solamente el 7,7% del total de los vientos registrados para el área, adicional al hecho de que se encuentran ubicados a sotavento de la posible ubicación de

las turbinas, se puede concluir que dichos obstáculos no tienen influencia sobre la zona del parque generador.

3.4. Determinación y graficación de la Rosa de las Rugosidades.

De manera similar como se grafica la Rosa de los Vientos para determinar las direcciones predominantes de los vientos existentes en la zona del emplazamiento del parque eólico, una herramienta muy apropiada y bastante eficiente para visualizar las características del terreno circundante a los aerogeneradores, esta es la Rosa de las Rugosidades.

Normalmente la rosa se divide en 12 sectores de 30° cada uno, 15° a izquierda y derecha respectivamente de cada una de las direcciones tomadas como base para los estudios del viento. Debido a que generalmente las zonas alrededor de los emplazamientos son muy complejas ó presentan varios tipos de superficies por dirección, la graficación debe realizarse subdividiendo cada sector con uno o varios círculos concéntricos de menor radio que el principal, con lo que se tendrán zonas bien definidas en cada dirección.

Para el caso particular del emplazamiento en estudio, utilizaremos como centro de la Rosa de las Rugosidades, el mismo punto que sirvió como centro para la Rosa de los Vientos en la Figura 3.3. (Dirección de los vientos predominantes), situado sobre la línea de costa de Mar Bravo.

A partir de esta posición, utilizando el método descrito en los párrafos anteriores, se pueden encontrar tres zonas de terreno muy bien diferenciadas y cada una con sus características propias especificadas en la Tabla 3 (Clases y Longitudes de Rugosidad), las mismas que se grafican en la Figura 3.4. y que se detallan a continuación:

1ra. Zona: Océano Pacífico (SE, SSE, S, SSW, SW, WSW, W, WNW): El hecho de que desde estas direcciones provengan el 93,87% del total de registros de mediciones del viento en conjunto con las características naturales de esta zona, compuesta en su totalidad por la superficie del mar, cuya resistencia al avance del viento es casi nula, convierten a la misma en un factor altamente favorable y decisivo para la instalación del parque eólico.

2da. Zona: Ciudad de Salinas (NNE, NE, ENE, E, ESE): Se encuentra compuesta por dos áreas bien diferenciadas, la primera directamente contigua al emplazamiento con un radio promedio de 800 metros, caracterizada por la presencia de escasa vegetación y edificaciones muy dispersas que corresponden a la Base Aérea, mientras que externamente a ésta con una distancia de aproximadamente 750 metros, se encuentra el área urbana y todas las edificaciones de la ciudad de Salinas, las cuales representan un gran obstáculo al paso del viento y una gran fuente generadora de turbulencia, pero debido a que desde estas direcciones solamente se recibe el 2,02% del viento total registrado, la importancia de estas interferencias es casi nula para el área del emplazamiento.

3da. Zona: Cerro de la Puntilla (N, NNW, NW): Al igual que la anterior, esta zona se compone de un área interna de alrededor de 800 metros de radio con escasa vegetación y pequeñas edificaciones con la diferencia de que en su parte exterior se levanta el Cerro de la Puntilla con una altura promedio de 60 m.s.n.m, el cual es un obstáculo totalmente impermeable al paso de los vientos que provienen de estas direcciones, pero igualmente, debido a que los mismos solamente representan el 0,86% del total de registros, su influencia puede también ser considerada como nula.

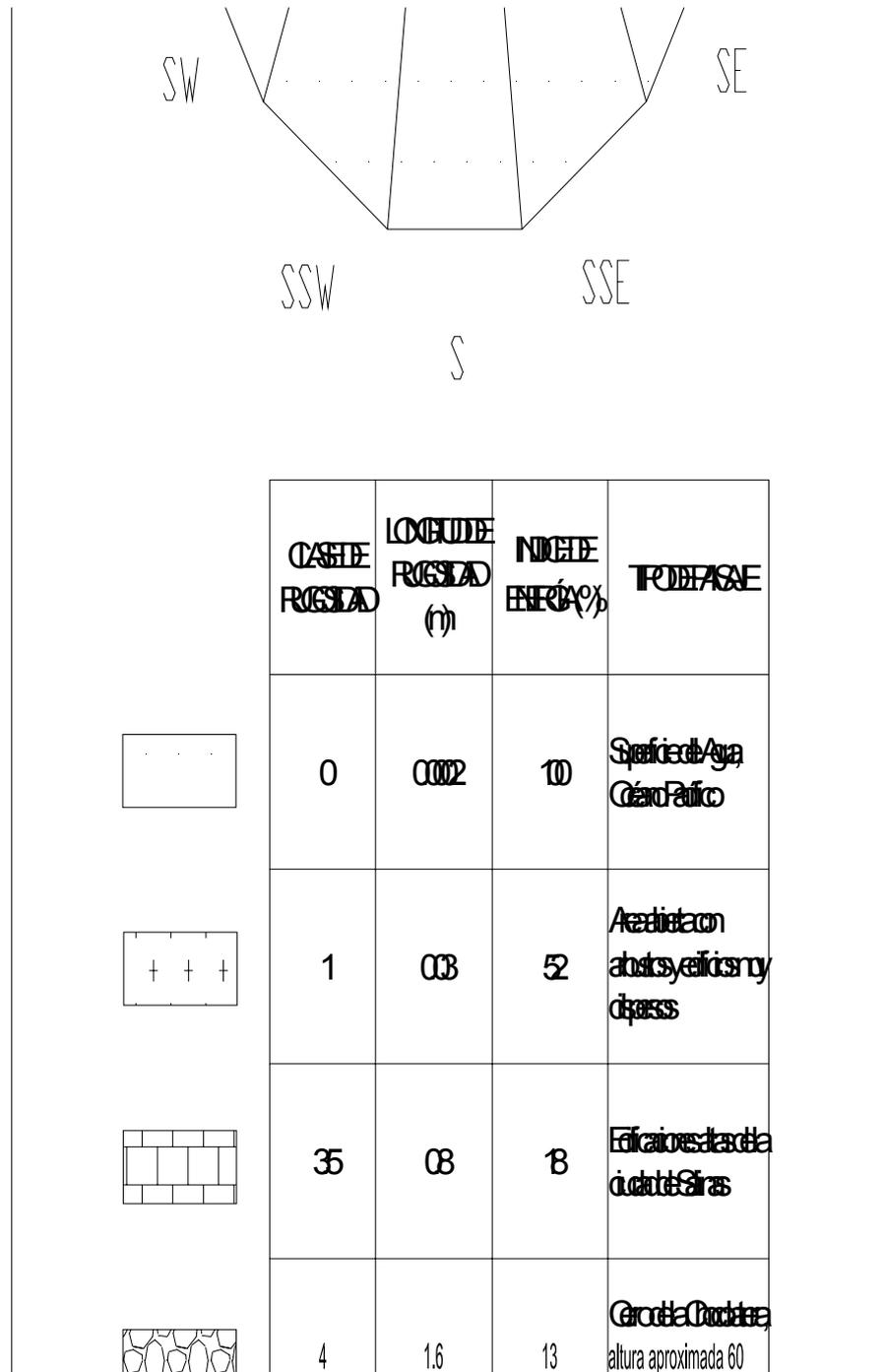


FIGURA 3.4. ROSA DE LAS RUGOSIDADES DEL EMPLAZAMIENTO

3.5. Área disponible para la instalación del parque eólico.

Una vez analizadas todas las consideraciones geográficas y físicas del área en estudio, podemos definir con certeza el mejor lugar para la instalación de las turbinas eólicas. La zona a la cual se hace mención es la que corre paralela a la línea de costa de Mar Bravo, desde la Chocolatera hasta el inicio de la pista alterna de de la Base Aérea, tal y como se puede ver en la Figura 3.5., tomada desde la cima del Cerro de la Puntilla.



FIGURA 3.5. LÍNEA DE COSTA DE MAR BRAVO

En la Figura 3.6., se encuentra sombreada el área en mención, la cual tiene una distancia aproximada de 6.000 metros de largo y entre 80 a 100 metros de ancho entre la playa y la pista alterna de aterrizaje.

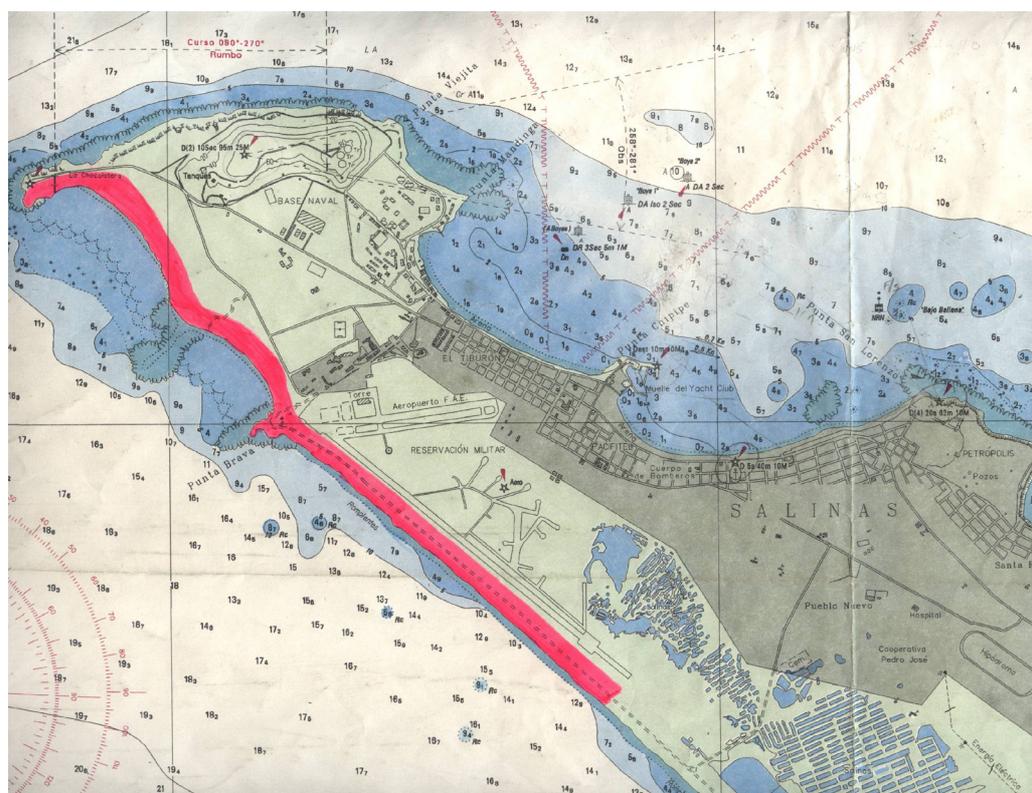


FIGURA 3.6. ÁREA DISPONIBLE PARA LA INSTALACIÓN DEL PARQUE

Como se puede apreciar, existen vías de acceso a lo largo de toda el área de instalación, las cuales son capaces de soportar el transporte de los equipos y maquinarias necesarias para la implementación de las turbinas, adicional al hecho de que todo el

terreno del área sombreada mantiene las mismas características de soporte y resistencia descritas en la sección 3.1.

Es necesario mencionar además, que dadas las condiciones eólicas de la zona se podría también instalar turbinas fuera de los límites de la Base a lo largo de la misma playa, pero debido a que dichos terrenos corresponden a propiedades privadas, se requeriría permisos tanto de los dueños como de las autoridades municipales, por lo cual no se los ha considerado dentro de la presente tesis.

3.6. Análisis del efecto parque y de la estela.

Como ya se explicó en la Sección 1.4.3., una turbina eólica además de generar electricidad se convierte en sí misma en un gran obstáculo de cara al viento, debido a que presenta una fuerte oposición al paso de éste, generando un fuerte abrigo y turbulencia detrás de ella.

La estela es el conjunto de efectos combinados entre el abrigo y la turbulencia, tomando en cuenta que solamente una parte del viento es transformado en energía al ser frenado por la turbina, existe una cantidad considerable que es ralentizada y desviada hacia los

costados y hacia atrás generando turbulencias a los contornos de las aspas, produciendo con esto una larga estela tras la turbina, es decir, una larga cola de viento bastante turbulenta y ralentizada si se la compara con el viento antes de llegar a la turbina.

Debido a que los efectos de los que está compuesta la estela son perjudiciales para las aspas de los aerogeneradores, es necesario definir con certeza la ubicación de las turbinas de tal forma que no exista una interferencia en ellas, tomando en cuenta siempre la dirección de los vientos predominantes como base para el arreglo.

Considerando no aplicables en este caso a los factores económicos que se derivan del uso del terreno como el pago de arriendos y/o impuestos, debido a que se encuentran dentro de una Base Militar y son consecuentemente del Estado, a continuación se ubicarán los posibles puntos geográficos en los que se podrían instalar las turbinas eólicas dentro del área sombreada mostrada en la Figura 3.6., tomando en cuenta únicamente la interferencia que se produciría entre cada una de ellas, quedando para el capítulo siguiente, el análisis económico y la decisión de cuántos de estos puntos son efectivamente aprovechables basados en los costos del tendido de la red eléctrica y de interconexión.

3.7. Determinación del número óptimo de aerogeneradores y arreglo del parque eólico.

La recomendación para el sentido longitudinal es la de separar los aerogeneradores entre 5 y 9 diámetros entre sí corriente abajo de la dirección de los vientos predominantes, para nuestro caso, tomando en cuenta en primera instancia las dimensiones del ancho del área disponible para la instalación, adicional al hecho de que la misma se orienta casi perpendicular a las direcciones de más alta probabilidad de incidencia del viento, se considera que lo más apropiado es la ubicación de una sola fila de aerogeneradores ubicados a lo largo de la línea de costa con la cara orientada hacia el mar.

Para el caso de la separación axial, la recomendación es la de ubicarlos entre 3 a 5 diámetros en la dirección de los vientos dominantes. Tomando en cuenta a las aspas de un aerogenerador promedio varía entre 70 a 90 metros la distancia ideal entre ellos debería estar alrededor de los 400 metros en la dirección perpendicular al viento predominante, pero a fin de maximizar el uso del terreno y disminuir al máximo los efectos de la estela se analizarán los casos extremos que se darían cuando el viento sople desde el Oeste ó desde el Sur.

La línea de costa sur de la Península forma un ángulo casi exacto de 45° con relación al Norte verdadero, entonces si se observan los casos extremos en los que los vientos predominantes soplen desde el Oeste y del Sur, 16,62% del total, tendremos que separar a los aerogeneradores por lo menos 3 diámetros en las direcciones hacia el Norte y hacia el Este, tal y como se puede ver en la Figura 3.7.

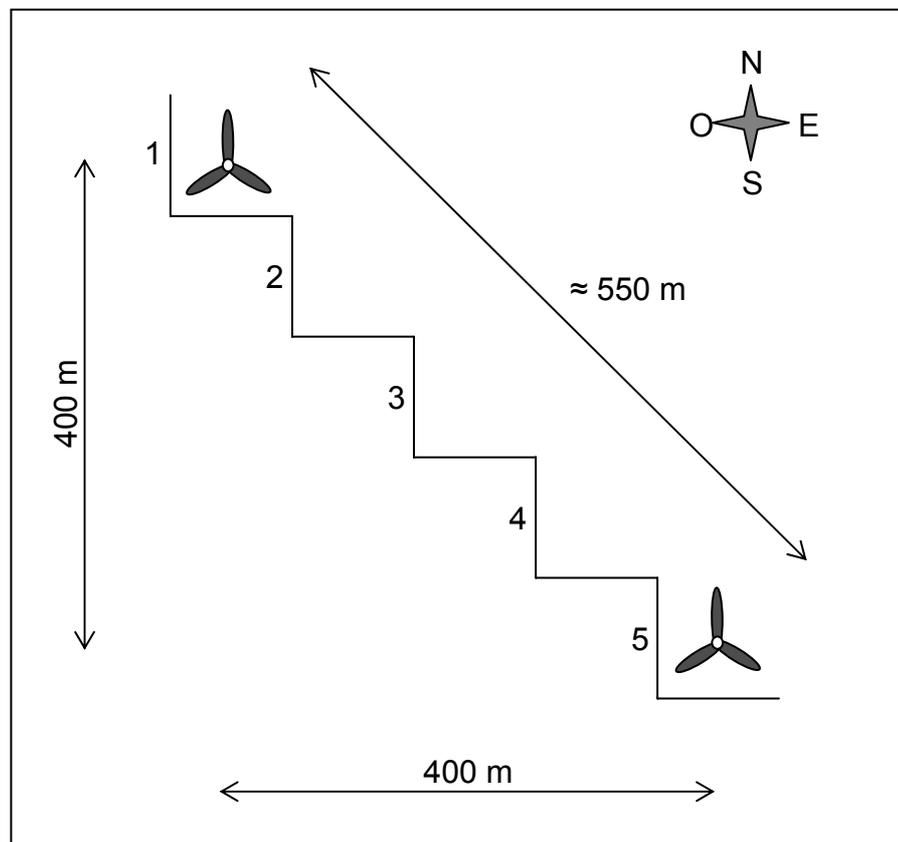


FIGURA 3.7. DISTANCIA AXIAL ENTRE AEROGENERADORES.

Quedando con esto, una distancia de más de 5 diámetros en las demás direcciones intermedias SSW, SW y WSW que suman en total el 75,68% de los vientos predominantes en el área, con lo cual se han cubierto el 92,3% de las probabilidades de ocurrencia de viento dentro de las recomendaciones para la distribución de parques eólicos.

Bajo estas consideraciones ubicaremos a los aerogeneradores a lo largo de la línea de costa de Mar Bravo con una separación promedio de 500 a 550 metros entre las torres y a unos 50 metros de la playa de acuerdo con la disponibilidad de espacio. Tomando en cuenta de que se dispone de una distancia total de casi 6.000 metros, el arreglo del parque quedaría conformado por una línea de 10 aerogeneradores tal y como se muestra en la Figura 3.8. en la página siguiente.

Posteriormente, en base a la selección y al estudio técnico económico de las turbinas y de la instalación, se definirá el número y la posición exacta de los emplazamientos a ser utilizados, tomando en cuenta además las consideraciones necesarias para la operación segura de las aeronaves que utilizan la pista del Aeródromo “Ulpiano Páez” de la Base Aérea de Salinas.

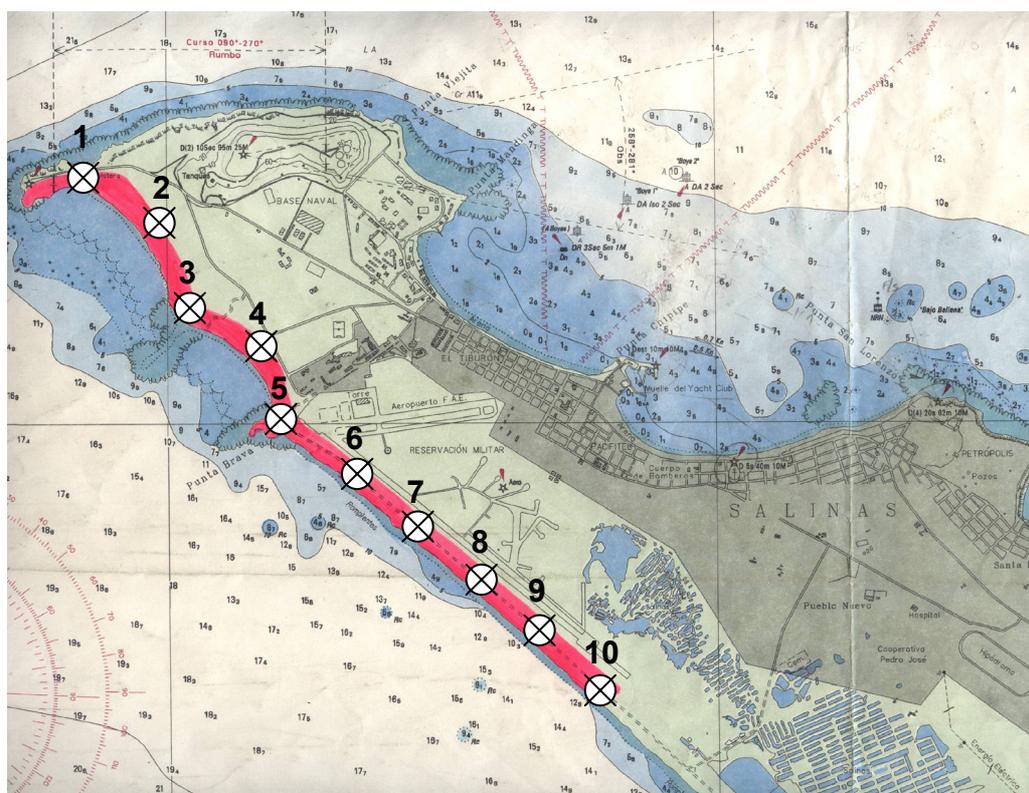


FIGURA 3.8. ARREGLO DEL PARQUE EÓLICO

3.8. Determinación de la zona de conexión del parque con la Red Pública.

Dentro del aspecto económico de un proyecto eólico, el costo de la instalación de la línea de transmisión necesaria para transportar la energía producida hacia los centros de consumo se convierte en un factor determinante, esto es debido a que las zonas en las que existe un alto potencial de vientos generalmente se encuentran en

lugares remotos ó de difícil acceso y por tanto alejados de las redes públicas de electrificación.

Por otro lado, en el caso de que exista una red eléctrica cercana, es necesario determinar si la misma es físicamente capaz de soportar el nivel de carga que se va a producir en el parque, caso contrario se vuelve necesario un refuerzo de red, que a su vez implica la utilización de mayores recursos económicos, elevando por consiguiente el costo total del proyecto.

Para la zona en estudio, las consideraciones anteriores se ven altamente disminuidas gracias a la cercanía de la Subestación de Distribución de Chipipe, instalada en 1.994 por el INECEL en el costado izquierdo de la garita de ingreso a la Base Naval de Salinas, tal y como puede verificarse en la Figura 3.9., en la página siguiente.

La Subestación de Chipipe forma parte de la Red de Distribución de la Empresa Eléctrica de Santa Elena con una potencia nominal de 5,0 MVA y una relación de voltajes primario - secundario de 69,0 / 13,8 kW, para lo cual utiliza un transformador de alta capacidad enfriado por aceite y aire forzado, el cual se muestra en la Figura 3.10.



FIGURA 3.9. SUBESTACIÓN ELÉCTRICA CHIPIPE



FIGURA 3.10. TRANSFORMADOR DE ALTA TENSIÓN (5 MVA)

La distancia perpendicular que separa a la Subestación de Chipipe de la línea de costa de Mar Bravo, zona de instalación del parque eólico, es de apenas 1,1 kilómetros, situación que junto con su alta capacidad para manejo de energía, la convierten en el punto ideal para la interconexión del parque generador con la red pública.

Es importante mencionar además que la red de la Empresa Eléctrica de Santa Elena forma parte del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador, lo cual permitiría la operación en paralelo de las turbinas eólicas con otros sistemas de generación eléctrica, es decir que en el caso de que sea requerida, la electricidad generada por el parque podrá abastecer a otras zonas del sistema que así lo demanden.

Con respecto a la instalación del tendido eléctrico, la principal y más importante consideración que se ha tomado en cuenta viene dada por la ubicación de la Pista del Aeródromo Ulpiano Páez de la Base Aérea, lugar por el cual atravesaría la línea de transmisión, volviéndose imperiosa la necesidad de realizar el tendido del cableado de manera subterránea, a fin de no obstaculizar el tráfico aéreo del sector.

En términos más específicos, la energía producida por cada unidad se transportará a nivel de 13,8 kW, por medio de un cable tripolar subterráneo de de 15 kW con conductores 1/0 AWG de cobre cableado, conforme a la norma ASTM B 496, con aislamiento tipo EPR, bajo normas ICEA S-68-516, AEIC C56 y UL 1072 o equivalentes, siendo el aislamiento del cable adecuado para el 100% de voltaje nominal.

Todas las instalaciones eléctricas y estructuras metálicas montadas en las plataformas de aerogeneradores deben estar adecuadamente conectadas a una malla de conexión a tierra, enterrada bajo la cimentación de las torres, mientras que todas las instalaciones eléctricas de la subestación de interconexión usarán medidas de protección, aislamiento eléctrico y conductores, según estándares aplicables aceptados internacionalmente y bajo especificaciones AWG y ASC ó equivalentes.

CAPÍTULO 4

4. PROPUESTA DE UN MODELO DE TURBINA EÓLICA Y ESTUDIO DE FACTIBILIDAD ECONÓMICA DE LA INSTALACIÓN.

A nivel mundial, las grandes empresas fabricantes de turbinas eólicas han adoptado el sistema de entrega de proyectos eléctricos bajo la modalidad de “llave en mano”, es decir, que la empresa se encarga tanto las etapas previas al proyecto en sí, como son: la evaluación del potencial eólico y el estudio del terreno, pasando por la determinación y estimación de los costos de fabricación, transporte e instalación de las turbinas y su conexión con la red pública, hasta la determinación de los presupuestos estimados para el mantenimiento anual de los aerogeneradores.

Hasta el momento, tal y como se detalló en los capítulos 2 y 3 de la presente tesis, se ha demostrado que físicamente es factible aprovechar al viento para generar electricidad en el área de la Chocolatera en Salinas, lo que sigue ahora es determinar si económicamente el costo /

beneficio de instalar turbinas eólicas es rentable o no en nuestro medio, este objetivo se logrará evaluando al proyecto como cualquier otro de generación eléctrica, esto es, comparar la inversión inicial requerida para la puesta en marcha del parque más los costos de operación y mantenimiento estimados durante su vida útil con relación al ingreso económico que se obtendrá por la venta de la energía producida durante el mismo período.

Análisis de la Demanda Eléctrica: Antes de iniciar cualquier negocio es de suma importancia determinar la demanda del producto, es decir, calcular que cantidad de gente quiere o necesita comprar lo que nos proponemos vender. Para el caso de un proyecto de generación eléctrica, lo que interesa es verificar si la demanda proyectada durante el ciclo de vida del proyecto será mayor a la capacidad de generación instalada.

Según datos del Plan de Electrificación del Ecuador 2006 – 2015 elaborado por el Consejo Nacional de Electrificación (CONELEC), la dolarización vigente desde inicios del 2000 ha traído grandes beneficios, como el de lograr que el tipo de cambio se haya mantenido estable, con lo que se espera que la reactivación económica del país continúe con una pendiente positiva, por lo que los crecimientos de las demandas de

potencia y energía eléctrica, igualmente, deben ser compatibles con ese crecimiento.

En la Tabla 19, pueden verificarse los datos y porcentajes de crecimiento de la demanda de Potencia, tanto para la Empresa Eléctrica de la Península de Santa Elena como para el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador; estimadas por el CONELEC y publicadas en el Plan de Electrificación del Ecuador 2006 - 2015.

TABLA 19
PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE POTENCIA

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE POTENCIA (MW) AL NIVEL DE BARRAS DE SUBESTACIÓN DE ENTREGA (CRECIMIENTO MEDIO)									
AÑO	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
SANTA ELENA	80	83	87	90	94	98	102	106	110
		3,6%	4,6%	3,3%	4,3%	4,1%	3,9%	3,8%	3,6%
TOTAL S.N.I	2.647	2.770	2.894	3.021	3.165	3.301	3.442	3.588	3.749
		4,4%	4,3%	4,2%	4,5%	4,1%	4,1%	4,1%	4,3%

Como se puede ver, existe un crecimiento sostenido en la demanda de potencia que se experimentará en el área de distribución de la Empresa Eléctrica de Santa Elena, registrándose un incremento total del 31,2% hasta el año 2015, adicional al hecho de que a través del Sistema Nacional Interconectado, los posibles excesos de producción eléctrica pueden ser canalizados a cualquier otra zona del país que las necesite.

Por otro lado y de suma importancia está el hecho de que la Empresa Eléctrica de Santa Elena fue creada en 1.966 como una *empresa generadora*, con una capacidad termoeléctrica de 1,5 MW, que, por problemas de costos y cartera vencida estuvo al borde de la quiebra, pero logró superar sus problemas gracias a la inclusión de nuevos capitales y a la decisión de dejar de ser una empresa generadora, pasando a cumplir únicamente *funciones de distribución*. Es así que en agosto de 1.986, contando en esa época con 17,5 MVA de capacidad, se integra al Sistema Nacional Interconectado, dependiendo desde ese entonces de la energía producida por el INECEL.

Se puede asegurar entonces que la demanda eléctrica futura será siempre superior a la capacidad actual instalada, volviéndose necesaria la inclusión de nuevos proyectos eléctricos como el propuesto en la presente tesis, adicional al beneficio que se produciría para la Empresa Eléctrica de Santa Elena al recibir ó dado el caso volver a producir su propia energía desde una fuente más cercana, reduciendo con esto tanto las pérdidas como los costos por transmisión y uso de redes que tiene que afrontar actualmente para recibir la energía del S.N.I.

Análisis de la Capacidad de Generación Eléctrica a Instalar: En este punto, se dejará de lado por un momento el aspecto económico y se

analizarán 3 factores determinantes que limitan la cantidad de Megavatios que pueden ser instalados en el área de la Chocolatera, los mismos que han sido descritos con anterioridad en diferentes secciones de la presente tesis y se detallan a continuación:

- a) Número y capacidad de turbinas de acuerdo al espacio físico disponible.
- b) Proyección de la demanda de potencia eléctrica.
- c) Capacidad de la red de distribución.

a) Número y capacidad de turbinas de acuerdo al espacio físico disponible.

Una vez evaluado el potencial eólico y definidas las características del terreno, en la sección 3.7. se determinó que el área en estudio tiene una capacidad para albergar hasta 10 aerogeneradores de entre 70 a 90 metros de diámetro, sin que exista una interferencia significativa entre los mismos.

Tomando en cuenta los tamaños del rotor mencionados, las capacidades promedio de las turbinas que podrían instalarse

oscilarían entre los 0,6 a 2,0 MW, pudiendo llegar entonces hasta el valor máximo de 20 MW de potencia instalada.

b) Proyección de la demanda de potencia eléctrica.

En lo que respecta a la proyección de la demanda energética, tal y como se mencionó en los párrafos anteriores, la zona de la Península de Santa Elena y el país en general muestran una pendiente muy pronunciada en el crecimiento del consumo energético hasta el año 2015, volviendo cada vez más crítica la diferencia en comparación con la capacidad actual del S.N.I, por lo que desde el punto de vista de los consumidores, lo ideal sería producir la mayor cantidad posible de energía, que como se determinó en el literal a), hasta el momento es de 20 MW.

c) Capacidad de la red de distribución.

Durante la etapa de evaluación de la zona en estudio, pudo verificarse la gran ventaja que existe al tener a 1,1 Km de distancia a la subestación de distribución de Chipipe, con lo que se reducen en gran medida los costos de instalación del tendido eléctrico para la interconexión del parque con la red pública. Pero es en este

punto en donde aparece el factor que define la capacidad de generación que puede ser instalada, el mismo que viene dado por las características de la subestación, diseñada para manejar un máximo de 5 MVA.

Luego de analizar estos tres factores, tomando en cuenta que por su alto costo, no se ha considerado modificar o reforzar las líneas de distribución que son propiedad de la Empresa Eléctrica de Santa Elena, se concluye que a pesar de la gran capacidad de generación de la zona, el parque eólico no debe superar los 5 MW de potencia.

4.1. Estudio de mercado y selección de Turbinas Eólicas.

Como se mencionó anteriormente, la modalidad de “llave en mano” que han adoptado las grandes compañías fabricantes de turbinas eólicas, ha reducido el proceso de estudio y selección de equipos a la determinación de qué empresa responde de mejor forma a nuestras expectativas de instalación de un emplazamiento eólico. Este sistema también ha traído consigo una falta de información total en lo que respecta a datos económicos, costos y precios tanto de turbinas, torres, cimentaciones, sistemas de interconexión, etc.,

debido al hermetismo que deben guardar dichas compañías para mantener su nivel de competitividad en el mercado.

A pesar de esta falta de información económica directa (cifras reales), este aspecto se regirá en base a las recomendaciones de la Asociación Americana de Energía Eólica (A.W.E.A.), según la cual el costo de instalación promedio de cada kW de potencia eólica se ubica alrededor del los 1.000 dólares americanos, cifra que será utilizada en lo posterior y detallada adecuadamente en las secciones 4.2. y 4.3. (Costos).

Por otro lado, en lo que tiene que ver con el aspecto técnico, según estudios realizados por la Asociación Mundial de Energía Eólica (W.W.E.A.), el sostenido crecimiento del mercado de la generación eólica ha sido dominado por 12 empresas de varias nacionalidades, a las cuales se les atribuyen la mayoría de adelantos tecnológicos que en los últimos años han logrado disminuir significativamente el costo de producción del kWh. Dichas empresas se detallan en la Figura 4.1., de acuerdo con su porcentaje de participación en el mercado mundial.

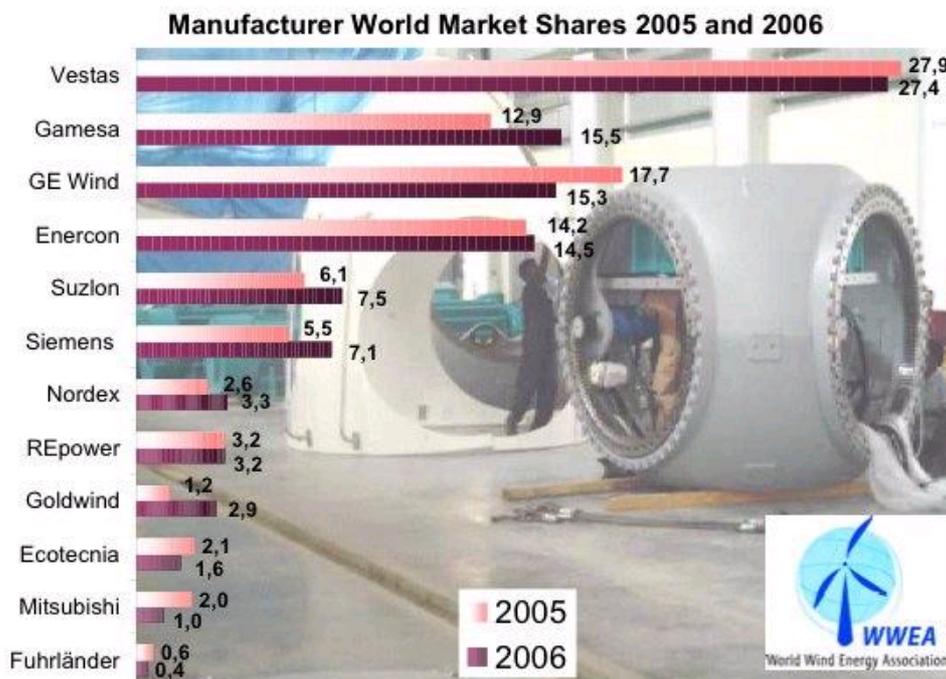


FIGURA 4.1. PRINCIPALES PRODUCTORES DE TURBINAS EOLICAS

Debido a la extensa gama de productos ofrecidos por todas y cada una de las empresas detalladas en la Figura 4.1., se analizarán únicamente a las que provienen de las cuatro primeras, por considerarlas las de mayor importancia, ya que en conjunto alcanzan a cubrir el 72,7% del total del mercado. Estas empresas son: Vestas (Dinamarca), Gamesa (España), GE Wind (Estados Unidos) y Enercon (Alemania), de las cuales, en la Tabla 20, se detallan los modelos de turbinas eólicas más comercializadas en los últimos años.

TABLA 20

PRINCIPALES MODELOS DE TURBINAS EÓLICAS

CURVA NO.	FABRICANTE	MODELO DE TURBINA	POTENCIA NOMINAL (kW)
1	Vestas	V39-500	500
2	Vestas	V47-660	660
3	Vestas	V52-850	850
4	Vestas	V66-1650	1.650
5	Vestas	V66-1750	1.750
6	Vestas	V80-1800 I	1.800
7	Gamesa Eolica	G52-850kW	850
8	Gamesa Eolica	G58-850kW	850
9	Gamesa Eolica	G80-2.0 MW	2000
10	Gamesa Eolica	G83-2.0 MW	2000
11	GE Wind	GE 900kW Series	900
12	GE Wind	GE 1.5 S, 70.5m rotor	1500
13	GE Wind	GE 1.5 SL, 77m rotor	1.500
14	Enercon	E44	900
15	Enercon	E48	800
16	Enercon	E53	800
17	Enercon	E70	2300
18	Enercon	E82	2000

****NOTA:** Todas las curvas están dadas por los fabricantes al nivel del mar (densidad del aire = 1.225 kg/m^3)

El desarrollo de las curvas de operación de cada una de las turbinas listadas en la Tabla 20, se encuentra tabulado con intervalos de viento de 0,1 m/s en el Anexo B de la presente tesis. Del análisis de estas curvas se desprenden varios parámetros, explicados en la Tabla 21, los mismos que influyen directamente en la decisión final de cuál de estas turbinas es la que técnicamente se adapta de mejor forma al emplazamiento en estudio.

TABLA 21

PARÁMETROS DE COMPARACIÓN DE LAS TURBINAS

COEFICIENTE	EXPLICACIÓN	INFLUENCIA
Capacidad Nominal [kW]	Según datos de Diseño de la Turbina	A mayor capacidad, mayor tamaño, peso y altura. Mayor costo de Instalación.
No. Turbinas (5000 kW / Capacidad Nominal)	Cantidad de turbinas requerida para cubrir el límite de 5 MW, determinado como máximo para la instalación.	A mayor número de turbinas, mayores serán los costos de instalación de las bases y de interconexión.
Producción Unitaria con $V_m = 5,60$ m/s [kW]	Producción de cada turbina a la velocidad media del viento para el emplazamiento.	A mayor producción unitaria de la Turbina a la V_m , mayor será el ingreso económico producto de la venta de electricidad
Producción Total con V_m (Prod. Unit x No. Turbinas) [kW]	Producto del número de turbinas por la Producción Unitaria.	A mayor cantidad total de producción, mayores ingresos económicos.
Velocidad de Arranque de la Turbina [m/s]	Mínima velocidad del viento a la que empieza a generar electricidad.	Mientras menor sea la velocidad de arranque de la turbina, mayor probabilidad de empleo de la misma
Velocidad de Diseño para Potencia Máxima [m/s]	Velocidad de diseño para alcanzar la producción nominal al 100%.	Mientras menor sea la velocidad para potencia máxima, mayor probabilidad de que alcance altos valores de producción de energía.
Densidad de Potencia (Producida / Instalada)	Relación existente entre la cantidad de energía producida por la capacidad nominal instalada de cada turbina.	A mayor factor de densidad de potencia, mayor eficiencia en la producción de energía.

El desarrollo de los parámetros descritos en la Tabla 21, se ha calculado para cada una de las turbinas en base las curvas de operación desarrolladas en el Anexo B, cuyo resumen de resultados se encuentra en la Tabla 22 en la página siguiente.

TABLA 22

PARÁMETROS PARA EL ANALISIS DE LAS CARACTERISTICAS DE LAS TURBINAS EÓLICAS

Curva No.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
FABRICANTE	Vestas	Vestas	Vestas	Vestas	Vestas	Vestas	Gamesa Eolica	Gamesa Eolica	Gamesa Eolica	Gamesa Eolica	GE Wind	GE Wind	GE Wind	Enercon	Enercon	Enercon	Enercon	Enercon
MODELO	V39 500	V47 660	V52 850	V66 1650	V66 1750	V80 1800	G52 850kW	G58 850kW	G80 2.0 MW	G83 2.0 MW	GE 900kW Series	GE 1.5 S, 70.5m rotor	GE 1.5 SL, 77m rotor	E44	E48	E53	E70	E82
Capacidad Nominal [kW]	500	660	850	1.650	1.750	1.800	850	850	2.000	2.000	900	1.500	1.500	900	800	800	2.300	2.000
No. Turbinas (5000 kW / Capacidad Nominal)	10,0	7,6	5,9	3,0	2,9	2,8	5,9	5,9	2,5	2,5	5,6	3,3	3,3	5,6	6,3	6,3	2,2	2,5
Producción Unitaria con Vm = 5,60 m/s [kW]	42,82	75,06	112,00	131,50	201,75	194,14	99,41	119,65	229,95	241,74	87,50	160,00	196,82	78,80	98,40	115,40	194,80	262,20
Producción Total con Vm (Prod. Unit x No. Turbinas) [kW]	428,2	568,6	658,8	398,5	576,4	539,3	584,8	703,8	574,9	604,3	486,1	533,3	656,1	437,8	615,0	721,3	423,5	655,5
Velocidad de Arranque de la Turbina [m/s]	5,0	4,0	3,6	3,6	3,2	4,0	4,0	3,0	4,0	4,0	4,0	4,0	3,5	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Velocidad de Diseño para Potencia Máxima [m/s]	17,0	17,0	19,2	17,0	15,2	13,6	16,0	16,0	17,0	18,0	15,0	13,5	14,5	15,8	13,5	13,0	15,0	13,0
Densidad de Potencia (Producida / Instalada)	0,086	0,114	0,132	0,080	0,115	0,108	0,117	0,141	0,115	0,121	0,097	0,107	0,131	0,088	0,123	0,144	0,085	0,131

Dada la gran variedad de modelos y capacidades, se considera que la Densidad de Potencia es el parámetro más importante al momento de la selección, debido a que presenta la relación entre la producción real de energía de la turbina a la velocidad media de la zona con respecto a su capacidad nominal total, la cual a su vez tiene estrecha relación con el costo de la misma, por tanto, presenta de forma indirecta la cantidad de energía que puede obtenerse en relación con la inversión económica realizada para la instalación de determinada turbina.

Esto es de gran importancia, ya que no necesariamente debemos escoger una máquina con el generador lo más grande posible y por consiguiente con un alto costo, sino la que mejor respuesta tenga bajo las condiciones de viento dadas en el emplazamiento.

De acuerdo con esto, tal y como se puede verificar en la Tabla 22, la turbina Enercon E53 de 800 kW es la que mayor producción de potencia entrega a la velocidad media del emplazamiento con relación a su capacidad nominal.

La sigue muy de cerca la turbina Gamesa G58, pero si se analizan los rangos de velocidades entre los que pueden operar, tomando en

cuenta a la distribución de Weibull del viento para la zona, el modelo Enercon E53 tiene una probabilidad de entrar en servicio del 94,2%, mientras que el modelo Gamesa G58 alcanza el 87,3%, razón por la cual se considera a la turbina Enercon E53 como la más apropiada para ser instalada en el área de la Chocolatera de Salinas.

Existen también muchos otros factores de diseño de última tecnología que inclinan la balanza a favor de la Enercon E53, el más importante de todos se basa en el hecho de que esta turbina no utiliza caja multiplicadora, sino que acopla directamente el buje del rotor con el eje de un generador en anilla multipolar, síncrono y sin conexión directa a la red, tal y como se muestra en la Figura 4.2.

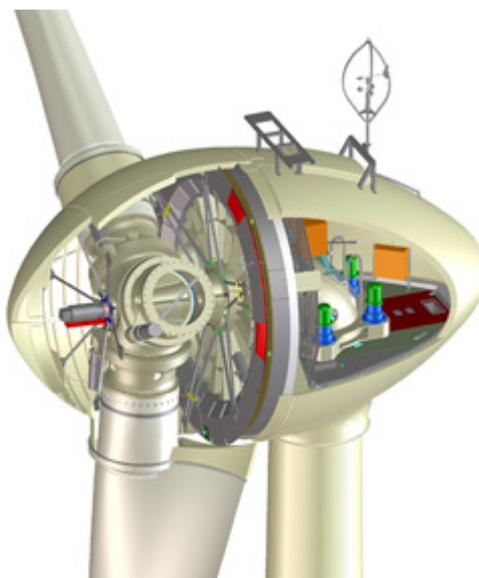


FIGURA 4.2. VISTA INTERIOR TURBINA ENERCON E53

La tensión y frecuencia de salida se modifican con la velocidad del rotor y se entregan a la red a través de un circuito de corriente continua y convertidores, con los que se posibilita la velocidad variable. Gracias a su técnica desprovista de multiplicador existe una menor cantidad de piezas en movimiento y puntos de contacto, sometidas tanto a desgaste como a cargas mecánicas, generando por tanto un funcionamiento más suave y casi exento de fricción, alargando de esta forma la vida útil de la turbina.

La baja velocidad a la que opera hace que un generador de estas características gire tantas veces en 20 años como uno convencional en tres meses. Todos estos factores influyen directamente en una disminución de los períodos y costos de mantenimiento ya que hay un menor desgaste de las piezas y al no existir multiplicador, no requiere cambios de aceite.

Otra ventaja muy significativa radica en el hecho de que al disminuir el número de elementos mecánicos en movimiento, disminuye también el ruido que provocan los mismos al trabajar, situación altamente beneficiosa debido a la cercanía del emplazamiento al área urbana de la ciudad de Salinas.

A continuación, en la Tabla 23, se detallan las principales características técnicas que posee el Aerogenerador Enercon E53, las cuales se encuentran ampliamente explicadas en el Anexo C de la presente tesis.

TABLA 23
CARACTERISTICAS PRINCIPALES DEL ENERCON E53

Tipo de Aerogenerador	Sin multiplicadora, velocidad variable, sistema de control de ángulo de paso (Pitch)
Potencia nominal:	800 Kw
Diámetro del rotor:	52,9 m
Altura del buje:	73 m
Rotor	
Tipo:	Rotor a barlovento con control del ángulo de paso activo
Sentido de rotación:	Agujas del reloj
Número de palas	3
Área barrida:	2.198 m ²
Composición de las palas:	Resina epoxy reforzada con fibra de vidrio y protección contra rayos integrada
Velocidad:	Variable, 12-29 rpm
Control de ángulo de paso (Pitch):	Un sistema independiente de control del ángulo de paso en cada una de las palas ENERCON con suministro de energía de emergencia.
Generador con sistema de Transmisión	
Buje:	Rígido
Cojinetes principales:	Rodamientos con una hilera de rodillos cónicos
Generador:	Generador síncrono en anilla ENERCON con acoplamiento directo
Sistema de conexión a red:	Convertidor ENERCON
Sistemas de frenado:	- Tres sistemas independientes con control de ángulo de paso con suministro de energía de emergencia - Freno mecánico del rotor - Bloqueo del rotor
Control de orientación:	Activo mediante motores de orientación, amortiguamiento dependiente de las cargas
Velocidad de corte:	28 - 34 m/s
Sistema de control remoto:	ENERCON SCADA

Una vez definido el modelo de turbina eólica que será utilizada, se presenta automáticamente el número de estos equipos que pueden ser instalados sin exceder la capacidad de la Subestación Eléctrica de Chipipe, el cual es de 6 aerogeneradores (Tabla 22).

Analizando este valor en conjunto con el impacto que las turbinas pueden provocar sobre el entorno, tales como: altos niveles de ruido, proyección de sombras, afectación sobre aves locales (analizados posteriormente en el Capítulo 5), y sobre todo la posible influencia sobre el tráfico aéreo del Aeródromo “Ulpiano Páez”, permiten determinar que las ubicaciones idóneas para su instalación son las posiciones 2, 3, 4, 6, 7 y 8 que se presentan en la Figura 3.8.

La posición 1, se descarta debido a su cercanía con el área de Chocolatera propiamente dicha, lugar de alto atractivo turístico natural, la número 5 se elimina debido a que se encuentra directamente sobre la línea de eje de la pista del Aeródromo y obstruye el despegue y el aterrizaje de las aeronaves, mientras que las posiciones 9 y 10 se descartan por ser las más próximas a las lagunas de Ecuasal, que como se estudiará con más detalle en el Capítulo 5, podría influir en las rutas de vuelo de las aves que habitan en la zona.

4.2. Determinación de los costos de instalación e interconexión con la red pública.

Los costos de instalación de un parque eólico incluyen a las cimentaciones, la construcción de carreteras adecuadas para transportar la turbina y las secciones de la torre hasta el lugar del emplazamiento, los costos de cableado e interconexión, costos financieros y la vida útil del proyecto dentro de los cuales debe amortizarse la inversión.

Para nuestro caso, tal y como se explicó en el capítulo 3, el área de la Chocolatera en Salinas tiene un sinnúmero de características físicas y geográficas que se traducen directamente en reducciones de costos al momento de instalar un parque eólico, entre los cuales se pueden mencionar:

- Se encuentra a tan solo 120 km de Guayaquil, principal puerto marítimo del Ecuador, lugar que cuenta con las características y la logística necesaria para importación y desembarco de las turbinas, torres, grúas y demás implementos requeridos para la instalación.

- La carretera que une a la ciudad de Guayaquil con Salinas es de primer orden y con capacidad suficiente para el paso de carga pesada.
- Existen vías de acceso con capacidad de carga suficiente y que llegan a pocos metros de los puntos de ubicación de las turbinas, con lo que se evita el gasto en adecuación vial.
- La Subestación de Chipipe, tiene la capacidad instalada suficiente para recibir la producción del parque eólico, por lo que no sería necesario un refuerzo de red, adicional al hecho de que se encuentra a 1.100 metros del área del emplazamiento, distancia relativamente corta para el tendido de cables de interconexión.

A pesar de todas las ventajas antes mencionadas y con la finalidad de trabajar con datos lo más apegados a la realidad, se utilizará para el análisis económico – financiero del proyecto los porcentajes que constan en el Global Wind Energy Market Report, 2001; elaborado por la Asociación Americana de Energía Eólica (A.W.E.A.), en el que se considera que actualmente los costos de capital de un proyecto de energía eólica, se ubican alrededor de los 1.000 USD por kW

instalado, los mismos que se desglosan de acuerdo al detalle mostrado en la Tabla 24, pudiendo ser visualizados de mejor forma en la Figura 4.3.

TABLA 24
DESGLOCE DE GASTOS DE INSTALACIÓN

CONCEPTO	% DEL COSTO INICIAL
Turbinas (FOB)	49%
Construcción de Bases	22%
Construcción de Torre	10%
Intereses durante la construcción	4%
Conexión a la Red Pública	4%
Actividades desarrolladas	4%
Cuotas legales y de financiamiento	3%
Diseño e Ingeniería	2%
Transportación terrestre	2%

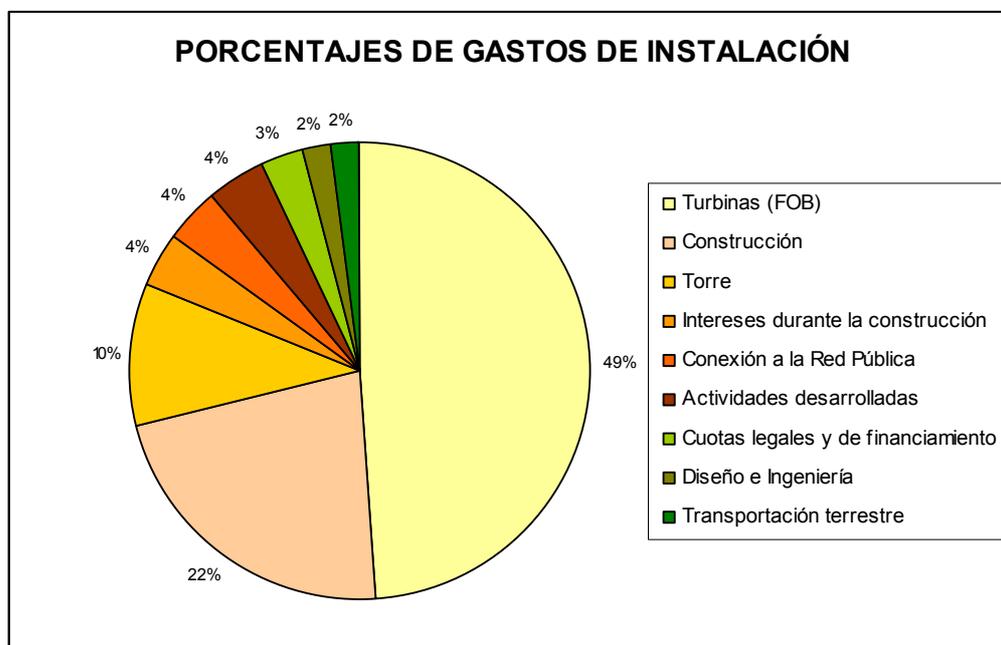


FIGURA 4.3. PORCENTAJES DE GASTOS DE INSTALACIÓN

4.3. Determinación de los costos de operación y mantenimiento del parque.

Las turbinas modernas se diseñan para trabajar alrededor de 120.000 horas a lo largo de su tiempo de vida útil de 20 años, lo cual representa un alto grado de confiabilidad si se lo compara con un motor de automóvil que dura generalmente entre 4 a 6 mil horas.

En cuanto al mantenimiento que debe darse a las turbinas, la experiencia muestra que los costos son generalmente bajos cuando las turbinas son nuevas y van incrementándose paulatinamente conforme la turbina va envejeciendo.

Estudios llevados a cabo en Dinamarca en 500 aerogeneradores instalados desde 1975, muestran que los modelos más antiguos tienen costos de reparación y mantenimiento en promedio de alrededor del 3% anual con relación a la inversión inicial de la turbina, mientras que las nuevas generaciones de turbinas tienen relativamente menos costos de reparación y mantenimiento que las anteriores (los estudios comparan turbinas que tienen el mismo tiempo de funcionamiento pero que pertenecen a distintas generaciones).

Los costos estimados para las máquinas más nuevas varían del 1,5 al 2% al año con relación a la inversión inicial de la turbina. Para el caso en estudio, gracias a la utilización de un modelo de turbina sin caja multiplicadora, existen muchas ventajas en cuanto a la reducción de los costos de mantenimiento, debido a que se eliminan los cambios periódicos de aceite del reductor y dada su baja velocidad de operación las cargas de fatiga sobre los elementos móviles disminuyen considerablemente, alargando así su vida útil.

Por otro lado, tomando en cuenta también que estas turbinas presentan elementos eléctricos adicionales como transformadores y convertidores, que necesitan también de un cierto tipo de mantenimiento periódico, para el análisis económico se considerará que los costos de reparación y mantenimiento anual representan el 2% de la inversión inicial.

4.4. Análisis económico – financiero y vida útil del proyecto.

El método de evaluación económica que se aplicará en esta sección utiliza como base a la Tasa Interna de Retorno (T.I.R.), la cual es la tasa de descuento que hace que el Valor Actual Neto (V.A.N.) de una inversión sea igual a cero. Siendo lo aconsejable que la T.I.R.

resultante sea igual o superior a la tasa exigida por el inversor y, entre varias alternativas, la más conveniente será la que ofrezca una T.I.R. mayor.

Con el fin de facilitar la evaluación económica se definirán en primera instancia los parámetros necesarios para la instalación de cada turbina en forma unitaria, para posteriormente considerar que la capacidad de la subestación de interconexión de Chipipe permite instalar un número total de 6 turbinas Enercon E53, tal y como se determinó en la Tabla 22.

Tiempo de vida del proyecto, vida de diseño: Aunque el tiempo de vida real de un aerogenerador depende tanto de la calidad de la turbina como las condiciones climáticas locales (turbulencia), los últimos avances tecnológicos permiten diseñar los componentes de los aerogeneradores para durar 20 años con un alto nivel de confiabilidad.

Para el caso en estudio, considerando los bajos niveles de turbulencia y en base a experiencias prácticas de turbinas instaladas alrededor del mundo desde los años 70 que siguen aún en operación, se podría asegurar que las turbinas a ser instaladas en la

zona de la Chocolatera tendrán un tiempo de servicio superior al descrito, pero a fin de trabajar con datos lo más apegados a la realidad, se considerará una vida útil de las turbinas de 20 años.

Inversión Inicial por Turbina: Tal y como se explicó en la sección 4.2., el costo de cada kW de potencia instalada oscila alrededor de los 1.000 USD, desglosado de acuerdo a los porcentajes descritos en la Tabla 24. Para el caso de una Turbina Enercon E53 de 800 kW de potencia nominal se adoptarán los costos de adquisición, instalación e interconexión, de acuerdo a lo detallado en la Tabla 25.

TABLA 25

INVERSIÓN INICIAL PARA UNA TURBINA ENERCON E53

INVERSIÓN INICIAL			
Modelo de Aerogenerador		Enercon E53	
Capacidad		800	Kw
Tiempo de vida útil de la Turbina		20	Años
Precio Unitario por Turbina (FOB)	49%	392.000,00	USD
Construcción de Bases	22%	176.000,00	USD
Construcción de Torre	10%	80.000,00	USD
Intereses durante la construcción	4%	32.000,00	USD
Conexión a la Red Pública	4%	32.000,00	USD
Actividades desarrolladas	4%	32.000,00	USD
Cuotas legales y de financiamiento	3%	24.000,00	USD
Diseño e Ingeniería	2%	16.000,00	USD
Transportación terrestre	2%	16.000,00	USD
Inversión Total		800.000,00	USD

Producción anual: Si se considera que el promedio de velocidad de 5,6 m/s fue obtenido evaluando la totalidad de los datos de viento para la zona, incluidas las calmas, se puede asegurar estadísticamente que dicha intensidad estará disponible durante las 24 horas, los 365 días del año. Por otro lado, según las curvas de operación de la Turbina Enercon E53 (Anexo B) con una velocidad de viento de 5,6 m/s, es capaz de generar 115,4 kW, se tiene entonces que la producción anual de energía de cada turbina será:

$$115,4 \text{ kW} \times 24 \text{ h} \times 365 \text{ días} = 1.091.904,0 \text{ kWh/año} \quad (32)$$

Precio promedio de Venta del kWh: El precio pronosticado de venta de cada kWh entregado a la empresa distribuidora, sin considerar impuestos y costos de transmisión, que son asumidos por el cliente, se calculará en base a la Resolución No. 113/07 del 30 de Junio de 2007 del Directorio del Consejo Nacional de Electrificación (CONELEC), en la cual se aprobó los pliegos tarifarios para los consumidores finales de distribución, que entrarán en vigencia a partir del primero de enero del año 2008 con los mismos cargos vigentes en el año 2007, aprobados en Sesión de Directorio del 26 y 28 de Octubre del 2005, mediante Resolución No. 234/05, cuyo numeral 6 textualmente dice:

“Aprobar los Precios Medios correspondientes a cada una de las Empresas Eléctricas Distribuidoras, conforme su detalle de cálculo que constan en los Cuadros Nos. 24 del Estudio, cuyo precio promedio nacional alcanza el valor de 0,10804 USD/kWh”.

Ingresos Anuales: Los ingresos anuales que se obtengan como resultado de la venta de la energía producida por cada aerogenerador serán el resultado de multiplicar su producción anual por el precio promedio de venta del kWh, se tiene entonces que el ingreso promedio anual será:

$$1.091.904,0 \text{ kWh} \times 0,10804 \text{ USD/kWh} = 109.218,07 \text{ USD} \quad (33)$$

Operación y Mantenimiento Anual: De acuerdo a lo descrito en la sección 4.3., los costos de mantenimiento anual se estimarán en el 2% del valor inicial de la inversión de cada turbina, esto es:

$$800.000,0 \text{ USD} \times 2 \% = 16.000,0 \text{ USD} \quad (34)$$

Ingreso Total Neto al Año: Es el resultado de restar el Ingreso Anual menos los Costos de Operación y Mantenimiento Anual, tal y como se muestra en la Tabla 26.

TABLA 26
INGRESOS TOTALES NETOS POR AÑO

GASTOS E INGRESOS ACTUALES POR AÑO				
Ingresos:	Producción Anual		1.010.904,00	KWh
	Precio de Venta	x	0,10804	USD/kWh

	Total Anual		109.218,07	USD
	Operación y Mantenimiento Anual	2,0%	-16.000,00	USD

	Ingresos Totales Netos al año:		93.218,07	USD

Tasa de Interés Real Anual: Debido a que lo que se trata de determinar es la rentabilidad de la energía eólica, se debe utilizar en este punto a la tasa de interés real, que se define en términos económicos como la tasa de interés menos la tasa de inflación esperada, es decir, la tasa de interés que descuenta el efecto de la inflación, con lo que se simplifican los efectos que produce la misma sobre el valor del dinero, costos e incluso en el precio de la electricidad.

En los últimos años, la dolarización ha sido de gran ayuda para la estabilización de la economía nacional, logrando principalmente mantener niveles muy bajos de inflación anual, la cual según el informe del Banco Central del Ecuador del mes de noviembre alcanzará un valor acumulado del 2,22% para finales del 2007.

Por otro lado, existen todavía muchas incongruencias en el sistema financiero en lo que respecta a las altas tasas activas de interés para préstamos productivos y de consumo, los cuales se ubican alrededor del 12 y 18% respectivamente, valores que resultan excesivamente altos si se los compara con las ofrecidas por organismos internacionales de financiamiento.

Debido a esto y dadas las características del proyecto, considerado como de beneficio social, con el debido respaldo el mismo puede calificar fácilmente para lograr el financiamiento del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), entidad que a la fecha ha entregado créditos por varios cientos de millones de dólares a proyectos de generación eléctrica como el Proyecto Hidroeléctrico Baba, Desarrollo Hidroeléctrico Paute (Fases A, B y C), Proyecto Hidroeléctrico Pisayambo (Fase I), entre otros.

Los préstamos de capital ordinario que actualmente concede el Banco Interamericano de Desarrollo, tienen plazos que se ubican entre los 15 y 30 años con una tasa promedio del 5,72% anual. Quedando de esta forma definida la Tasa de Interés Real que se aplicará en los cálculos económicos del Valor Actual Neto de la siguiente forma:

$$\text{Tasa de Interés Real} = \text{Tasa Activa} - \text{Inflación}$$

$$\text{Tasa de Interés Real} = 5,72\% - 2,22\% = 3,50\% \quad (35)$$

Valor Actual Neto: Es el valor en el año cero de una serie de flujos anuales de efectivo generados por un negocio, si se descuentan usando una tasa de interés (tasa de interés real) equivalente al costo de oportunidad del capital y sirve para evaluar los futuros gastos e ingresos, transportándolos al principio de la inversión con su valor actual. El VAN debe ser mayor a cero, más un factor de riesgo.

Tasa Interna de Retorno: Es una tasa de interés que descuenta una serie de flujos anuales de efectivo de tal manera que el valor presente neto (en el año cero) de la serie sea igual a la inversión inicial. Debe ser mayor que el costo de oportunidad del capital (Tasa de Interés Real) más un factor de riesgo.

Gracias a la utilización del programa Excel, la tasa interna de retorno se calcula en base al listado de pagos e ingresos anuales, tomando el primer pago y dividiéndolo por $(1 + \text{tasa de interés real})$, luego divide el pago número dos por $(1 + \text{tasa de interés real})$ a la segunda potencia y así sucesivamente obteniéndose la suma de todos los pagos incluida la inversión inicial, detallados en la Tabla 27.

TABLA 27

DETERMINACIÓN DE LA TASA INTERNA DE RETORNO

TASA INTERNA DE RETORNO	
Tasa de Interés real al año	3,5%
Valor Actual Neto de los Ingresos Totales anuales:	1.324.852,78 USD
Inversión Total:	-800.000,00 USD

	524.852,78 USD
Tasa Interna de Retorno (Rentabilidad Real del Ejercicio):	9,833%

PAGOS E INGRESOS ANUALES							
0	-800.000,00						
1	93.218,07	6	93.218,07	11	93.218,07	16	93.218,07
2	93.218,07	7	93.218,07	12	93.218,07	17	93.218,07
3	93.218,07	8	93.218,07	13	93.218,07	18	93.218,07
4	93.218,07	9	93.218,07	14	93.218,07	19	93.218,07
5	93.218,07	10	93.218,07	15	93.218,07	20	93.218,07

Al analizar a los dos indicadores desde el punto de vista financiero, se puede apreciar por un lado que el Valor Actual Neto del flujo de ingresos y egresos anuales es positivo y tiene un alto nivel de confiabilidad ya que su diferencia alcanza un 65% con respecto a la inversión total inicial, por tanto la inversión es rentable.

Por otro lado, la tasa interna de retorno o tasa de rentabilidad real del 9,833% que se obtiene es superior a la tasa de interés real utilizada para el cálculo, con lo cual también se podría afirmar que la inversión es rentable. Pero es en este punto en donde se debe

analizar al proyecto como un negocio, debido a que una rentabilidad del 9,833% puede no ser muy atractiva para un inversor, considerando además que dadas las condiciones económicas y políticas tan variables de nuestro país, este porcentaje entrega un margen muy estrecho para cualquier efecto de riesgo que pueda presentarse.

Viene entonces la necesidad de considerar como muy necesarias varias acciones por parte del gobierno en lo que respecta a subsidios, exoneraciones y/o políticas que fomenten la inversión en este tipo de proyectos, cuyo efecto directo sería aumentar el margen de utilidad de la inversión. Un ejemplo muy claro de estas medidas se encuentran con facilidad en varios países desarrollados, en lo que concierne a la rápida amortización a la cual son sometidos las turbinas, permitiendo de esta forma deducir la pérdida de de valor de los activos más rápidamente de lo que en realidad lo hacen.

Pueden buscarse también, dado que se trata de un tipo de energía renovable y no contaminante, la donación parcial o total de los valores necesarios para la instalación del parque por parte de gobiernos extranjeros, organizaciones no gubernamentales ó grupos financieros que consideran a la conservación ambiental entre sus

más altas prioridades corporativas y, por tanto, apoyan al concepto del Desarrollo Sustentable.

Una muestra clara del compromiso de estas organizaciones con el medio ambiente es el Fideicomiso Mercantil creado para la ejecución del Proyecto Eólico San Cristóbal con un valor total de 9,84 millones de dólares.

Dicho proyecto ha sido financiado a través del fondo Global 3e establecido por los miembros de la Comunidad Europea (4,85 millones), la empresa eléctrica de Alemania RWE (0,625 millones), la Fundación de las Naciones Unidas UNF (0,93 millones), quedando el saldo restante a ser cubierto bajo la responsabilidad del Gobierno Ecuatoriano a través del Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal (FERUM).

Costo de Producción por kWh: Otra herramienta básica que permite evaluar la factibilidad o no de un proyecto eléctrico de cualquier índole, viene dada por la estimación aproximada del costo de producción del kWh durante la vida útil del mismo.

Este costo de producción por kWh se calcula sumando la inversión total inicial más el valor actualizado de los costos de operación y mantenimiento anuales durante el tiempo de vida útil de la turbina, luego se divide dicho resultado por la suma del valor actualizado de toda la futura producción de electricidad.

TABLA 28

COSTO DE PRODUCCIÓN DEL kWh

COSTOS DE PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD POR kWh		
Inversión Total:	800.000,00	USD
Valor Actual Neto de Costos de Mantenimiento Anual:	227.398,45	USD

	1.027.398,45	USD
Valor Presente de la Producción Total de kWhr en 20 años:	14.367.375,35	KWh
Costo de Producción del kWhr (Valor Actual del kWh):	0,07151	USD/kWh

Como puede observarse, si bien es cierto que el valor de 7,151 centavos por kWh, calculado bajo las condiciones tanto físicas como económicas propuestas para el presente proyecto es superior a los costos de producción promedio de 5 centavos obtenidos en grandes parques eólicos marinos a nivel mundial, en nuestro país este valor todavía se encuentra muy por debajo del precio promedio de venta de la energía eléctrica (10,804 cent/kWh), y entrega por tanto un

margen de rentabilidad, y, tomando en cuenta además que para este cálculo no se ha considerado ningún tipo de subsidio ni ayuda externa, se puede afirmar que el proyecto es económicamente factible.

Ahora bien, si consideramos que el proyecto involucra la instalación no de una sino de seis turbinas, se podría aseverar falsamente que todos las cifras obtenidas tanto para los costos de instalación como para el mantenimiento deben ser multiplicados por 6, pero dicho cálculo es erróneo dado que se debe aplicar el concepto de Economía de Escala.

La Economía de Escala es un proceso económico mediante el cual los costos unitarios de producción disminuyen al aumentar la cantidad de unidades producidas, es decir, el costo de instalar la segunda turbina es relativamente inferior a la primera, ya sea porque los insumos utilizados para el primero proceso pueden ser utilizados nuevamente en el segundo ó simplemente porque se tiene ya una experiencia previa en la instalación.

Con respecto a los costos de operación y mantenimiento, dada la forma de trabajo autónomo de las turbinas, es obvio que si se tiene

un equipo de trabajo para realizar estas actividades, relativamente resulta más costoso pagar los sueldos de dicho grupo para que mantenga operando una sola turbina, que pagar la misma cantidad para mantener seis de estos equipos en funcionamiento, ya que en conjunto producirán 6 veces más electricidad.

Por otro lado, los valores generados por la venta de la energía que producirá cada turbina adicional, incrementará directamente los ingresos económicos, creándose el efecto contrario al de los costos, pero el mismo se ve limitado a su vez por el concepto de Utilidad Marginal, que cuantifica la utilidad que reporta la última unidad de una serie de unidades similares, la cual tiende a reducirse conforme aumenta la cantidad de las mismas, debiendo realizarse un estudio más profundo a fin de determinar la cantidad óptima que debe ser instalada, desde el punto de vista netamente económico.

En base a lo descrito en los párrafos anteriores y volviendo al hecho de que tal y como quedó demostrado, la instalación de una sola turbina es viable, por tanto, la implementación de un parque eólico de 6 turbinas es, con mayor razón, económicamente factible bajo las condiciones propuestas en el presente trabajo.

4.5. Beneficios sociales.

Para poder analizar este aspecto, en primer lugar se debe decir que hay muchas formas de clasificar a los proyectos, de las cuales utilizaremos a la que lo hace por los objetivos del proyecto, en la cual se engloban dos grandes grupos, el primero que es el de los Proyectos de Inversión, cuyo objetivo principal es la obtención de beneficios futuros, mientras que en el segundo se encuentran los Proyectos de Inversión Social, los cuales tienen como objetivo el lograr un aumento en el bienestar de una comunidad específica.

La diferencia entre ambos se basa entonces en que para el primer grupo la obtención del dinero es el objetivo, mientras que para el segundo el dinero es sólo un medio para alcanzar el objetivo trazado.

A pesar de que el análisis económico realizado en las secciones anteriores se orienta a determinar la factibilidad y la rentabilidad económica del proyecto, por su naturaleza un proyecto eléctrico es de carácter netamente social, ya que tiene como característica principal la búsqueda de una mejor calidad de vida de una

población, coadyuvando de esta forma al desarrollo social a través de una mejora en la prestación de servicios básicos.

Sin embargo, este tipo de proyectos además de su meta social, tienen flujos de caja atractivos para los inversionistas privados, lo cual se presenta como una situación que puede ser tanto beneficiosa como perjudicial para los objetivos últimos del proyecto, ya que la inversión del sector privado puede significar aportes financieros, que van a liberar los recursos públicos para destinarlos a otro tipo de necesidades, pero puede generarse un conflicto de intereses ya que el inversionista busca el mayor retorno para a su inversión, mientras que la comunidad busca la solución de sus necesidades al menor costo posible.

Se genera entonces la interrogante de que si debería o no el gobierno intervenir en este tipo de proyectos como inversionista, administrador ó meramente como un ente regulador. Para poder responderla se debe recordar que dado el relativamente bajo nivel de rentabilidad económica del proyecto, la intervención de capitales privados se vería muy restringida si no existiera algún tipo de subsidios ó intervención estatal, por tanto, lo más aconsejable es que el estado se convierta en un accionista del proyecto a través del

aporte de capitales a bajo interés ó mediante donaciones, teniendo además la ventaja especial de poder emitir las políticas que tiendan a mejorar los resultados esperados.

Pero por otro lado, dadas las experiencias obtenidas en proyectos eléctricos anteriores, no es necesario ahondar en el aspecto de que el estado es un pésimo administrador, por lo cual la recomendación sería que dicha actividad la realice una empresa independiente especializada en este tipo de generación.

Beneficios Sociales: Los beneficios que traería consigo la implementación del parque eólico se verían reflejados directamente en el sector de la Península de Santa Elena, que además de contar con una fuente energética propia que con el tiempo abarataría el costo de la electricidad en la zona, se vería beneficiada además por la creación de nuevas fuentes de trabajo directas e indirectas durante las etapas de construcción y operación de las turbinas.

Considerando también que los aerogeneradores son equipos de última tecnología, grandes dimensiones y características físicas poco conocidas en nuestro medio, los mismos se convierten en una atracción no solo para los técnicos entendidos en la materia sino

también para la gente común que no ha tenido la oportunidad de verlos operando físicamente sino en programas de televisión, situación que le agregaría un valor turístico adicional al que ya posee el balneario de Salinas con todos sus atributos naturales, que a su vez generaría una mayor afluencia de visitantes y el consiguiente beneficio económico para el sector.

A nivel nacional, la introducción de un parque eólico en una zona tan conocida y visitada coadyuvaría a concienciar a la población en general sobre la factibilidad del uso de energías renovables en nuestro medio, además de la influencia que éstas pueden tener para reducir los efectos del cambio climático que sufre el planeta, del cual todos somos responsables.

Por último y concordante con lo descrito en el párrafo anterior, el beneficio más importante que se obtiene al instalar un parque eólico está en el hecho de que es un tipo de energía renovable, limpia y que no produce emisiones atmosféricas ni residuos contaminantes, por lo que no contribuye al efecto invernadero ni al cambio climático.

Beneficio que no tiene punto de comparación al relacionarlo con el nivel de emisión de residuos a la atmósfera que se generan en los

procesos propios de la combustión en centrales termoeléctricas convencionales que utilizan al fuel-oil como combustible (de uso muy común en nuestro país).

Según datos de la Secretaría de Medio Ambiente y Desarrollo Sustentable del Gobierno Argentino, el Factor de Emisión promedio para la región se ubica alrededor de 0,42 ton-CO₂ por cada MWh generado en una central termoeléctrica. Para ser más específicos, cada turbina eólica generaría 1.010 MWh por año, siendo la producción total de las 6 turbinas del parque de alrededor de 6.000 MWh, con lo que se evitaría enviar a la atmósfera aproximadamente 2.500 toneladas de CO₂ por año, esto sin considerar la emisión de óxidos de azufre y hollines ácidos.

CAPÍTULO 5

5. IMPLICACIONES MEDIO AMBIENTALES.

En los últimos diez años, el Consejo Nacional de Electrificación (CONELEC), entidad nacional rectora del sector eléctrico, ha impulsado una política ambiental coherente y continua, tendiente a incorporar la dimensión ambiental en la toma de decisiones estratégicas, así como en los proyectos y actividades eléctricas, con vistas a alcanzar gradualmente la sustentabilidad del sector.

Para tal efecto, entre otras acciones, se han promulgado un conjunto importante de leyes y reglamentos para complementar el marco legal y regulatorio de la gestión ambiental, expidiéndose desde 1996 entre otros: La Ley de Gestión Ambiental, el Texto Unificado de la Legislación Secundaria del Ministerio de Ambiente y el Reglamento Ambiental para Actividades Eléctricas, el último de los cuales establece los procedimientos y medidas aplicables al sector para que las actividades de

generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, se realicen de tal manera que se prevengan, controlen, mitiguen y/o compensen los impactos ambientales negativos.

Para el caso específico de la presente tesis, tomando en cuenta que lo que se propone es la posible instalación de un parque generador de energía eléctrica, todas las consideraciones que se adopten para el diseño del tendido y distribución de la energía producida deben guardar una estrecha concordancia con el Reglamento Ambiental para actividades Eléctricas, adoptando además para aspectos no contemplados en la normativa nacional, lo establecido en convenios y estándares internacionales según el caso.

5.1. Balizamiento y señalización.

Dada la cercanía del emplazamiento a la pista del Aeródromo “General Ulpiano Páez” de la Base Aérea de Salinas, es importante implementar un sistema de balizamiento para los aerogeneradores, cuya finalidad es la de reducir los peligros para las aeronaves, procurando alcanzar la mayor seguridad en las operaciones aéreas de la zona.

Conforme al reglamento vigente de la Dirección General de Aviación Civil Ecuatoriana, es obligatorio, dentro de todo el territorio nacional, el balizamiento de cualquier obstáculo que constituya un peligro para la circulación aérea, quedando bajo la responsabilidad de su respectivo propietario los gastos de instalación y funcionamiento de las marcas, señales o luces que correspondientes según el caso.

Las normas a las cuales se sujeta esta entidad están dadas en concordancia con el Reglamento de la Organización de Aviación Civil Internacional (OACI), Anexo 14, Volumen I, Capítulo VI; que en materia de señalamiento e iluminación de objetos en las proximidades de aeródromos, presenta varias recomendaciones descritas a continuación.

Para fines de iluminación y balizamiento de obstáculos, se establece un “área de influencia” de los aeródromos, que comprende un círculo de 10 km de radio, medidos desde el centro de la pista o pista principal, en caso que exista más de una, existiendo disposiciones específicas para los obstáculos que se encuentran tanto dentro como fuera de esta delimitación.

La señalización puede estar conformada por una o un conjunto de luces con intensidades que varían entre Baja (10 a 32.5 cd), Mediana (1,600 a 2,000 cd) o Alta (20,000 cd durante el día y 4,000 cd para la noche), de acuerdo con la altura del obstáculo, tal y como se verifica a en la Figura 5.1.

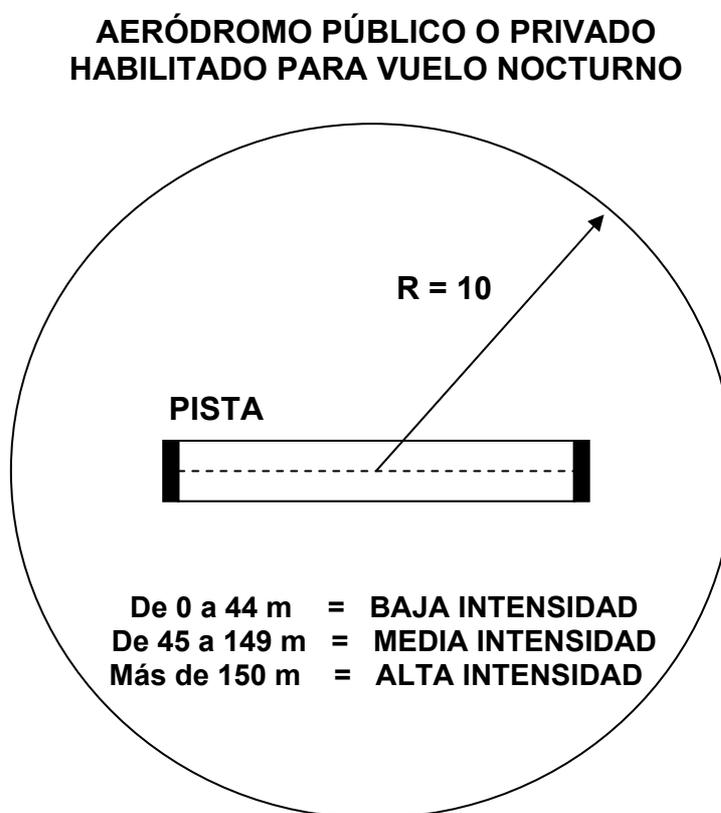


FIGURA 5.1. ÁREA DE INFLUENCIA EN AERODROMOS

Adicionalmente, los objetos dentro de la zona de influencia con alturas mayores a 45 metros, deben instalar en la base de su estructura una Unidad de Control de Lámpara Apagada (U.C.L.A.), que permita determinar en forma automática la falla de una o más balizas, ya sea debido a la ausencia de energía o lámparas quemadas, a fin de no afectar la seguridad de las operaciones aéreas que se desarrollen en la zona.

Esta unidad deberá reportar por medio de alarmas de teleseñalización la condición de “lámpara apagada”, enviando información a distancia al responsable de la estructura, quien deberá tomar las medidas necesarias para realizar el recambio o normalización del servicio, en un tiempo que no supere las 24 horas.

Para el caso en particular de una turbina Enercon E53, la altura máxima que puede alcanzar es de 99.5 m. (73 m altura del buje + 26.5 m diámetro del rotor dividido por dos), por tanto, según los Apéndices A y B del mencionado reglamento, el balizamiento de los aerogeneradores viene dado por un arreglo de destellos rojos sincronizados (20 a 60 pulsos por minuto) de media y baja intensidad de acuerdo a como se puede visualizar en la Figura 5.2.

**A tope**

1 Baliza de Media Intensidad

A mitad de altura

4 Balizas de Baja Intensidad

Tipo de Caja de Control

1 Caja UCLA con tele señalización

**FIGURA 5.2. BALIZAMIENTO DE LOS AEROGENERADORES****5.2. Efecto visual del parque sobre el paisaje.**

Según el Convenio Europeo del Paisaje (Florenca, Octubre del 2.000), el paisaje, además de un placer para los sentidos, es un bien medioambiental que se debe preservar y conservar. Se considera como paisaje a todos los territorios que conforman el entorno en el

que vive la sociedad, engloba espacios terrestres, aguas interiores y marítimas, territorios protegidos y no protegidos, no sólo constituidos por elementos naturales, sino también culturales, como construcciones, monumentos o cultivos.

Este convenio ha servido como base para que países como Suiza, Alemania y Francia emitan leyes que tiendan a proteger el paisaje y la conservación de la naturaleza como parte del patrimonio histórico y natural. Siendo su principal objetivo el de tratar de equilibrar la paradoja de que si bien es cierto la energía eólica es una energía limpia, ya que no contamina, ésta modifica notablemente el entorno, al punto de que varios grupos ecologistas se han opuesto a la implementación de parques por lo que consideran la destrucción del paisaje.

A nivel nacional no existen normas que regulen específicamente a este sector, por ello, a pesar de que nuestro país no es signatario de este convenio, a continuación se analizarán las consideraciones que éste propone, las cuales no representan reglas obligatorias a seguir, sino recomendaciones tendientes a disminuir el impacto visual que causan los grandes aerogeneradores en el paisaje.

En términos generales, la afectación visual de los parques eólicos es directamente proporcional al número de aerogeneradores, al tamaño de los mismos, al arreglo geométrico del parque y al alejamiento del color del revestimiento respecto a la gama cromática que predomine en el entorno, e inversamente proporcional a la distancia del observador potencial de la escena paisajística donde se ubiquen los aerogeneradores.

Con respecto al número de turbinas y a su tamaño, obviamente no se puede realizar ningún cambio o modificación debido a que son producto del estudio del potencial eólico y las características de la zona. En cuanto al arreglo geométrico del parque, la recomendación es que sea simple y de fácil percepción para el observador, por lo cual las ubicaciones en la medida de lo posible deben ser equidistantes a lo largo de una línea continua que corra paralela a la línea de costa, lo cual presenta una cierta simetría entre el arreglo y su entorno.

Mientras que para mimetizar lo más posible a las turbinas, dado que la mayoría de los observadores las visualizarán desde el norte hacia el sur, la recomendación es que el recubrimiento de las mismas

tenga una tonalidad gris clara, con lo que se logrará el menor contraste posible con el cielo de fondo, sobre la playa de Mar Bravo. Se debe evitar también, el colocar letreros llamativos en las góndolas de las turbinas, tales como, marcas de fábrica, nombres de compañías, etc.

Pero también existen otros aspectos que por su subjetividad son más difíciles de cuantificar y minimizar, como las diferentes actitudes que tienen las personas sobre el paisaje y la belleza de las zonas naturales, diferentes apreciaciones sobre la energía eólica en general y las diferencias subjetivas entre las personas que gustan y otras a quienes disgusta de la fisonomía de los aerogeneradores.

Varios estudios indican que las actitudes de la comunidad sobre el impacto visual de los parques eólicos son positivas, presentando evidencia de que puede ser atractiva para una gran parte de los observadores, indiferente para otra parte de los mismos y solo una minoría de la población cree que los aerogeneradores arruinan el paisaje, pero dicho pensamiento tiende a cambiar una vez que empieza a sentir los beneficios que trae consigo una instalación de este tipo.

5.3. Niveles permisibles de Ruido.

Existen dos formas distintas de medir el ruido, estas son el Nivel de Potencia Sonora (L_w) de la fuente y el Nivel de Presión Sonora (L_p) de un lugar en especial.

Dado que el oído humano responde al sonido en una escala logarítmica, se utiliza una unidad adimensional denominada decibel para expresar esta relación entre las cantidades medidas y las de referencia.

Específicamente la escala de decibelios Alfa [dB(A)] es utilizada a nivel mundial por las autoridades ambientales para medir la intensidad del sonido en todo el rango de las diferentes frecuencias audibles.

Nivel de Potencia Sonora (L_w): Es la relación logarítmica (36) existente entre la potencia total emitida por una fuente W (Vatios), con respecto a una potencia de referencia W_o (10^{-12} W):

$$L_w = 10 \log_{10} \left(\frac{W}{W_o} \right) = 10 \log_{10} \left(\frac{W}{10^{-12}} \right) \quad (36)$$

Nivel de Presión Sonora (L_p): Es la relación logarítmica (37) existente entre la presión sonora promedio medida P (Pascuales) medida en un lugar en particular con respecto a una presión sonora de referencia P_o ($2 * 10^{-5}$ Pa):

$$L_p = 10 \log_{10} \left[\frac{P^2}{P_o^2} \right] = 10 \log_{10} \left[\frac{P^2}{(2 * 10^{-5})^2} \right] \quad (37)$$

Atenuación del Nivel de Presión Sonora: Conforme se detalla en el Wind Energy Handbook, Capítulo 9, Numeral 3, Ruido en Turbinas Eólicas, se define también a la Intensidad del sonido I (38), como la potencia transmitida (en vatios) a través de una unidad de área A , de acuerdo con:

$$I = \frac{W}{A} \quad (38)$$

Considerando además una expansión esférica perfecta del sonido desde una fuente céntrica puntual ($I = W/4\pi r^2$) y tomando como referencia el valor de I_{ref} igual a 10^{-12} W/m², el Nivel de Presión Sonora puede ser expresado también en términos de la intensidad sonora como (39):

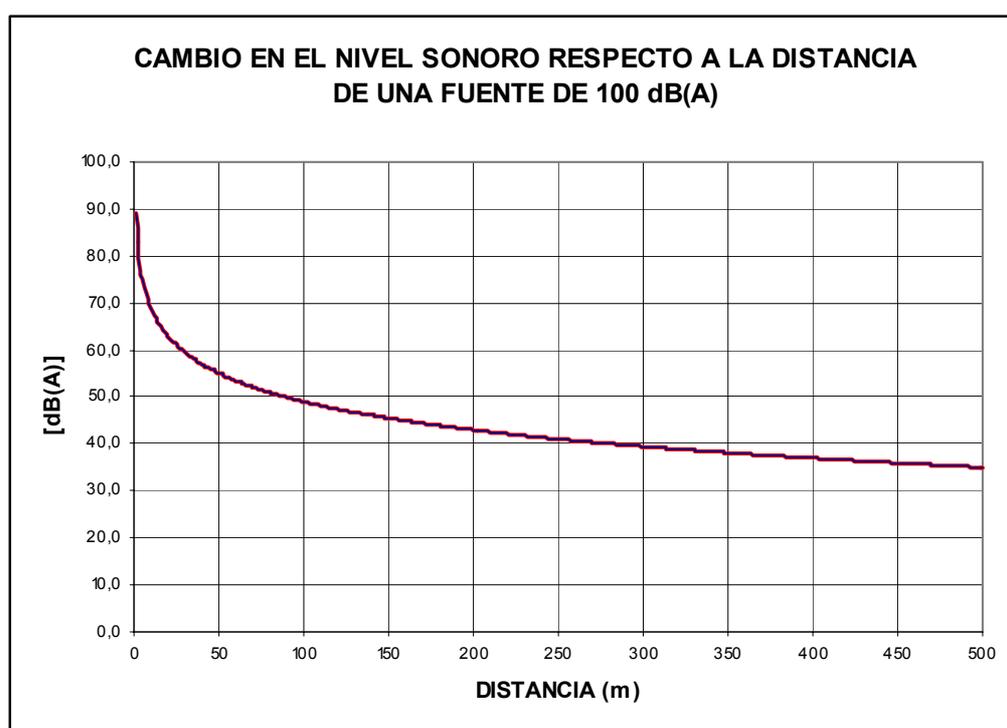
$$Lp = 10 \log_{10} \left(\frac{I}{I_{ref}} \right) \quad (39)$$

$$Lp = 10 \log_{10} \left(\frac{W}{4\pi r^2 10^{-12}} \right) = Lw - 10 \log_{10} (4\pi r^2) \quad (40)$$

Con lo que se puede verificar que la energía de las ondas sonoras y por tanto la intensidad del sonido decaen con el cuadrado de la distancia a la fuente sonora. Matemáticamente cada vez que se duplica la distancia desde la fuente, el nivel de presión sonora es atenuado en 6 dB.

Ahora bien, existen dos fuentes principales de ruido en un aerogenerador, el reductor y el flujo aerodinámico del aire al circular por las aspas, y aunque el ruido generado no es puntual sino a lo largo de toda la estructura, de acuerdo con estándares internacionales los fabricantes de aerogeneradores suelen especificar niveles teóricos de dB(A) para emisiones sonoras considerando que todo el sonido se origina en un solo punto central, es así que la presión sonora promedio recomendada para los cálculos varía entre los 96 y 101 dB(A) para los modelos más modernos.

A pesar de que el modelo de aerogenerador propuesto (Enercon E53) carece de caja reductora, lo cual obviamente hace que su operación sea más silenciosa, se utilizará el nivel de potencia sonora de la fuente $L_W = 100$ dB(A), como el valor base para calcular la atenuación del sonido alrededor del emplazamiento a través de la relación (40) obtenida para tal efecto y cuyos resultados se pueden verificar en la Figura 5.3.



**FIGURA 5.3. ATENUACIÓN DEL SONIDO RESPECTO A LA
DISTANCIA**

Se puede observar por ejemplo que a una distancia de 200 metros desde la fuente sonora, el nivel de potencia decae a 43 dB(A), mientras que a 400 metros llega a 37 dB(A), 6 decibeles menos al doblar la distancia.

La regulación nacional vigente, que debe seguirse en el sentido del cumplimiento de los límites máximos permisibles de niveles de ruido ambiente para fuentes fijas, se enmarca en lo estipulado en el Texto Unificado de Legislación Ambiental Secundaria (TULAS) del Ministerio del Medio Ambiente, Libro VI, Anexo 5, Tabla 1, en donde se establecen los niveles de sonido máximo permisibles expresados en decibeles con ponderación Alfa para áreas residenciales, comerciales e industriales urbanas.

Conforme a dicha regulación, los Niveles de Presión Sonora Equivalente (L_{peq}), definida como el nivel de presión sonora constante que en el mismo intervalo de tiempo contiene la misma energía total que el ruido medido, no deben sobrepasar los valores máximos que se detallan en la Tabla 29, en la página siguiente.

TABLA 29
NIVELES DE MÁXIMOS DE RUIDO PERMISIBLES SEGÚN EL
USO DEL SUELO

Tipo de Zona Según el Uso del Suelo	Nivel de Presión Sonora Equivalente L_{peq} [dB(A)]	
	De 06H00 a 20H00	De 20H00 a 06H00
Zona Hospitalaria y Educativa	45	35
Zona Residencial	50	40
Zona Residencial Mixta	55	45
Zona Comercial	60	50
Zona Comercial Mixta	65	55
Zona Industrial	70	65

Dado que el área del emplazamiento se encuentra cerca de las edificaciones de la Base Aérea y de la ciudad de Salinas, es de suma importancia verificar que el nivel de ruido es el adecuado para la zona de acuerdo a las normas establecidas.

Para esto, en la Figura 5.4., con centros en los puntos escogidos para la ubicación de los aerogeneradores se graficarán dos círculos concéntricos de 200 y 400 metros, que representan la atenuación de los niveles de potencia a 43 y 37 dB(A) respectivamente.



FIGURA 5.4. NIVELES DE RUIDO A 200 Y 400 METROS DE LOS AEROGENERADORES

Tal y como puede verificarse en la Figura 5.4., el ruido generado por el parque no sobrepasa los valores máximos expresados según la norma para ninguna zona poblada alrededor de las turbinas. Incluso para las zonas que se encuentran entre los aerogeneradores, considerando que existe una separación de alrededor de 600 metros entre ellos, el peor de los casos se daría al sumar $43 + 37 \text{ dB(A)}$, cuyo resultado es $43,97 \text{ dB(A)}$, tomando en cuenta que se trata de una suma de decibeles, valor que también se encuentra por debajo de los especificados en la norma para la zona.

5.4. Efecto sobre aves locales.

La cercanía de la zona del emplazamiento con el área urbana de la ciudad de Salinas, en cierta manera ayuda a mitigar cualquier posible impacto sobre la fauna de la zona, ya que a pocos metros del emplazamiento se levantan edificaciones muy altas, casi o tanto como las torres de las turbinas, lo cual, adicional al ruido, luces y modificaciones propias de la civilización actual han ocasionado una gran disminución de las especies de aves en la zona de la Chocolatera.

Sin embargo, es de suma importancia mencionar que hacia el sudeste, a unos quince kilómetros sobre la línea de costa, se encuentran las piscinas de ECUASAL, un paradero internacional de aves migratorias.

Dichas piscinas fueron creadas por el hombre para extraer la sal del agua del mar y comercializarla. El agua de mar es bombeada por el lado Este (Punta Carnero), la que con el tiempo se evapora y se cristaliza la sal que es cosechada para llevarla a una fábrica para añadirle yodo y ser comercializada.

Pero es su valor natural el más relevante, ya que esta zona es el humedal con mayor número de aves (35% del total) y con mayor diversidad del país (56% de las especies registradas en el Ecuador), realizándose desde el año 1990 por parte de la Fundación Ecuatoriana para el Estudio de Mamíferos Marinos (FEMM), más de 210 censos en el área, en los que se han encontrado:

- 116 diferentes especies de aves, 80 acuáticas y 36 terrestres
- 56 especies de aves migratorias, y
- 39 especies de aves playeras.



FIGURA 5.5. PISCINAS DE ECUASAL - SALINAS

Algunas de las especies que habitan en las piscinas de ECUASAL son: el Playero Blanco, Playero Menor, Vuelve Piedras, Gaviotas Cabecigris, Garza Nevada, Playero Aliblanco y Flamingo.

Pero el mayor problema se presenta en las especies migratorias como el Faloropo de Wilson, que se reproduce en los humedales de Alaska, Canadá y Estados Unidos, el mismo que al llegar el invierno tiene que emigrar a sitios más cálidos, cubriendo en muchas ocasiones distancias de hasta 25,000 kilómetros por año, llegando a contarse hasta 32,000 aves de esta especie en la zona.

Es sobre estas especies migratorias a las que se les debe poner especial cuidado, ya que es posible que su ruta de vuelo pueda verse obstaculizada por los aerogeneradores, a pesar de que sus principales amenazas actualmente son el desarrollo urbano, la pesca artesanal, depredación de nidos por perros, gatos y otros animales, incluso anteriormente han sido utilizadas como blanco para ejercicios de tiro militares.

A fin de evaluar los posibles impactos sobre las poblaciones de aves, tanto endémicas como migratorias de la zona, se tomará como referencia al estudio realizado en el año 2004 por investigadores de

la Estación Biológica de Doñana, en el cual se analizan los efectos sobre más de 5,000 especies de aves asentadas en las cercanías del parque eólico de Tarifa – España, zona muy cercana al Estrecho de Gibraltar, punto que se encuentra en una de las principales rutas migratorias desde y hacia el continente europeo.

Dicho estudio, publicado en la revista *Biodiversity and Conservation*, consistió entre otros en el análisis de factores íntimamente relacionados con el normal desenvolvimiento de las especies en estudio, de los que se mencionan a continuación:

- Disminución en la densidad poblacional, nidos y crías dentro del área del parque y desplazamiento hacia las zonas colindantes al mismo.
- De una muestra de 16,225 pájaros, el 71,8% experimentaron cambios en la dirección del vuelo, observándose además un incremento en esta cifra hasta un 82,41% del total detectado cuando las turbinas entraban en funcionamiento. Esto se realizó calculando la variación angular entre las rutas seguidas antes y después de alcanzar el parque eólico.
- En base a conteos estadísticos, se determinó que la mortalidad inducida por los aerogeneradores es de 0,03 aves/turbina/año,

cantidad muy pequeña pero presente en este tipo de instalaciones.

En base a estos datos se puede afirmar que si bien es cierto, la abundancia y la seguridad de aves no se ve mayormente afectada por la presencia de las turbinas, por otro lado, también demuestran que el comportamiento habitual de las mismas se ve alterado por la presencia de estas estructuras, pudiendo actuar como barreras en el proceso migratorio.

En conclusión, a pesar de que los aerogeneradores representan una fuente de energía aparentemente limpia, la misma implica también ciertos impactos ambientales que deben ser considerados al momento de instalar un parque generador de estas características.

5.5. Proyección de Sombras.

Otra de las implicaciones medioambientales que acompañan a un emplazamiento eólico tiene que ver con las sombras que producen las altas estructuras de los aerogeneradores cuando éstas son alumbradas por la luz solar.

Esta situación puede no ser considerada de importancia en lugares alejados a las turbinas, pero si se trabaja o vive cerca de una instalación eólica es posible verse afectado por el parpadeo continuo que provocan las aspas del aerogenerador al girar y obstaculizar el paso de la luz solar, conocido como “efecto discoteca”, que según estudios realizados, luego de una exposición prolongada, puede causar altos niveles de estrés, con las consiguientes repercusiones para la salud de los afectados. Según el Wind Energy Handbook, sección 9.2.4., las frecuencias de variación de luz que pueden causar este efecto se encuentran entre los 2.5 y 20 Hz, de los cuales se ha comprobado que frecuencias entre 2.5 a 3 Hz provocan anomalías en electroencefalogramas aplicados a pacientes con epilepsia.

Frecuencias mayores, entre 15 y 20 Hz, pueden generalmente desembocar en convulsiones epilépticas. En general, alrededor del 10% de los adultos y del 15 al 30% de los niños normales, presentan reacciones o disturbios de salud al ser sometidos a variaciones de luz en los rangos de frecuencia mencionados.

Debido a esto, los modernos aerogeneradores de tres palas, están diseñados para trabajar a velocidades promedio de 35 r.p.m., con lo

que se logran frecuencias de paso de las aspas a través de la luz solar de alrededor de 1.75 Hz, manteniendo de esta forma a este parámetro por debajo de su nivel crítico de 2.5 Hz.

En nuestro país no existen regulaciones explícitas acerca de la proyección de sombras por edificaciones, antenas ú otras construcciones, sin embargo a continuación se determinarán los límites máximos de proyección de sombras de los aerogeneradores, a fin de verificar su posible incidencia sobre los terrenos aledaños al área dispuesta para el emplazamiento.

Longitud de Sombra (LS): Considerando a la superficie en el lugar del emplazamiento como un plano perpendicular a la esfera terrestre, la longitud de sombra que proyecte un obstáculo dependerá de su altura (A) y del ángulo de incidencia del sol (α), de acuerdo con la relación (41):

$$LS = \frac{A}{\tan(\alpha)} \quad (41)$$

El ángulo de incidencia α se obtiene de la resolución trigonométrica del sistema de triángulos que se forman entre el plano horizontal, la

declinación del sol y la altura del mismo de acuerdo con la hora del día, conforme a la relación (42):

$$\text{Sen } \alpha = \text{sen } L * \text{sen } \delta + \cos L * \cos \delta * \cos (15^\circ * (12 - h)) \quad (42)$$

Donde: L Latitud del lugar del emplazamiento, con signo positivo hacia el norte y negativo hacia el sur (2.2° Sur para el área de la Chocolatera).

δ Declinación del sol, que según la época del año varía entre $- 23.5^\circ$ y $+ 23.5^\circ$ (el signo negativo indica que el sol está por debajo y el positivo por encima del Ecuador).

h Hora del día.

Por otro lado, la altura máxima que puede alcanzar un aerogenerador Enercon E53 es de 99.5 m (73 m altura del buje + 26.5 m diámetro del rotor dividido por dos), por lo que la longitud de la sombra que proyectarán estas turbinas en función de los parámetros descritos vendrá dada por (43):

$$LS = \frac{99.5}{\tan \left\{ \arcsen \left[-0.03838 \text{sen } \delta + 0.99926 \cos \delta \cos (15^\circ * (12 - h)) \right] \right\}} \quad (43)$$

Con el fin de poder determinar efectivamente el comportamiento de las sombras diariamente y a lo largo de todo el año, a continuación en la Tabla 30, se encuentran registrados los valores de Longitud de Sombra calculados para cada hora del día con la declinación correspondiente a cada época del año:

TABLA 30
LONGITUDES DE SOMBRA HORARIA

POSICION DEL SOL (DECLINACIÓN)		LONGITUD DE SOMBRA HORARIA (m)					
		7:00 AM	8:00 AM	9:00 AM	10:00 AM	11:00 AM	12:00 PM
δ	FECHA APROX.	5:00 PM	4:00 PM	3:00 PM	2:00 PM	1:00 PM	
-23,5	22-Dic	381,32	185,09	112,26	72,32	48,06	38,79
-22,0		378,61	183,02	110,39	70,29	45,53	35,82
-20,0		375,47	180,56	108,14	67,82	42,35	31,95
-18,0		372,87	178,43	106,16	65,60	39,38	28,16
-16,0		370,77	176,61	104,44	63,64	36,64	24,44
-14,0		369,18	175,09	102,97	61,93	34,15	20,79
-12,0	19-Feb 24-Oct	368,08	173,87	101,76	60,50	31,96	17,19
-10,0		367,46	172,94	100,80	59,33	30,08	13,63
-8,0		367,33	172,29	100,08	58,43	28,57	10,11
-6,0		367,68	171,92	99,61	57,81	27,47	6,61
-4,0		368,51	171,84	99,38	57,46	26,82	3,13
-2,0		369,82	172,03	99,39	57,40	26,64	0,35
0,0	23-Mar 23-Sep	371,64	172,51	99,65	57,62	26,95	3,82
2,0		373,96	173,27	100,15	58,11	27,73	7,31
4,0		376,79	174,31	100,89	58,88	28,95	10,81
6,0		380,17	175,65	101,88	59,93	30,57	14,34
8,0		384,11	177,29	103,12	61,24	32,54	17,90
10,0		388,63	179,23	104,61	62,82	34,82	21,51
12,0	21-Abr 23-Ago	393,76	181,49	106,36	64,66	37,37	25,18
14,0		399,54	184,08	108,37	66,76	40,18	28,91
16,0		406,01	187,02	110,66	69,12	43,21	32,71
18,0		413,21	190,32	113,22	71,73	46,45	36,61
20,0		421,21	194,00	116,07	74,61	49,90	40,61
22,0		430,05	198,08	119,22	77,74	53,56	44,72
23,5	22-Jun	437,29	201,43	121,79	80,27	56,43	47,89

Como puede observarse, los valores más altos alcanzan los 430 metros, los cuales se presentan cuando el sol se encuentra en su máxima declinación positiva, alrededor del 22 de junio y obviamente en horas cercanas al orto y al ocaso, en las que se presentan los ángulos más agudos de incidencia sobre las torres. También se observa que a medida que avanzan las horas del día las sombras disminuyen significativamente, encontrándose que para todos los días del año en el horario entre las 08H00 am y 04H00 pm, todos los valores se encuentran por debajo de los 200 metros.

Tomando como referencia a la Figura 5.4., en la que se trazaron círculos concéntricos de 200 y 400 metros alrededor de la ubicación de los aerogeneradores, se puede verificar que las sombras que éstos puedan proyectar, aún en las condiciones más críticas, no tendrán una influencia significativa sobre áreas habitadas cercanas al lugar del emplazamiento, con lo cual se puede afirmar que no existe peligro de afectar a los pobladores de la zona.

CAPÍTULO 6

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. Conclusiones

- Considerando que el promedio de velocidad del viento de 5,6 m/s encontrado durante el año 2003 es menor al promedio histórico de la zona de 5,9 m/s, tomando en cuenta además que la evaluación se realizó utilizando solamente los datos disponibles, esto es, datos horarios diurnos entre las 06H00 y 18H00, adicional al hecho de que en la mayoría de emplazamientos las velocidades del viento son mayores en la noche tal y como lo muestran las líneas de tendencia diaria de velocidad del viento, se puede concluir que el potencial eólico de la zona es superior al encontrado en la presente tesis, pero únicamente cuantificable luego de realizar una evaluación anual con equipo técnico específico para tal efecto.

- Por otro lado, la evaluación del potencial eólico basada en los datos meteorológicos existentes, permite describir al viento en el área de la Chocolatera como de intensidad moderada, poco turbulento, de comportamiento estable y sobre todo continuo a lo largo del año, condiciones que presentan un escenario propicio para la implementación de un parque aerogenerador en la zona.
- Las características físicas y geográficas del área de la Chocolatera, en conjunto con la infraestructura ya instalada en el sector, contribuyen al ahorro de recursos económicos necesarios durante las etapas de instalación e interconexión del parque con la red eléctrica local.
- La diferencia existente entre el costo de producción estimado de 7,15 cent/kWh del parque eólico y el precio de venta promedio a nivel nacional de 10,80 cent/kWh de las empresas distribuidoras, permite afirmar que la producción de energía eléctrica a través de turbinas eólicas puede ser altamente competitiva con otros tipos de generación utilizados en nuestro medio.
- El hecho de que durante la evaluación económica del proyecto se utilizaran solamente datos reales y se evitaran las suposiciones en

beneficio de los cálculos, permite afirmar que a pesar de que el margen de utilidad es bajo y tal vez poco atractivo para un inversionista privado, la implementación del parque eólico es factible y rentable bajo las condiciones económicas actuales en el Ecuador.

- Concordante con lo anterior, la implementación de un proyecto eólico en el país, requiere necesariamente de una ayuda económica adicional o de la aplicación de subsidios y exoneraciones fiscales que le permitan ofrecer mayores beneficios económicos y aumentar su nivel de competitividad con otros tipos de generación eléctrica.
- La implementación de este sistema de generación eléctrica en reemplazo de sistemas termoeléctricos tradicionales trae consigo un alto beneficio social que va mucho más allá del ámbito nacional, ya que en sus 20 años de vida útil, evitaría la emisión a la atmósfera de un total de 50.000 toneladas de CO₂, principal causante del efecto invernadero y el cambio climático.
- Si bien es cierto que la energía eólica es considerada una energía limpia, es decir: no contaminante, y, a pesar de que se demostró que el ruido, la proyección de sombras y la afectación al paisaje no tendrán influencia directa sobre la población del área de Salinas,

existe una alta posibilidad de que la presencia de los aerogeneradores afecte al comportamiento normal de las especies de aves endémicas y migratorias que habitan en el área del humedal de ECUASAL.

6.2. Recomendaciones

- En concordancia con lo descrito anteriormente, considerando que no existe un registro completo de dirección y fuerza del viento para la zona, se recomienda instalar una torre de medición con el equipamiento técnico necesario para realizar un estudio pormenorizado de este recurso, con un tiempo de duración mínimo de un año.
- Debe implementarse y/o reformarse las regulaciones nacionales en materia de energías renovables, a fin de establecer como política de estado un apoyo más directo a este sector, a través de la aplicación de premios, subsidios o exoneraciones fiscales que vuelvan más atractivas a las inversiones en estos tipos de energía.
- De igual forma, debería considerarse como de alta prioridad, el desarrollo y crecimiento económico del país pero a través de la

obtención de recursos energéticos en forma sustentable, buscando reducir gradualmente la dependencia a la generación termoeléctrica que actualmente mantiene el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador.

- Antes de la implementación de un parque eólico en el área de la Chocolatera en Salinas, debe realizarse un estudio pormenorizado del comportamiento, hábitos y sobre todo rutas de vuelo de las especies de aves migratorias que visitan anualmente el humedal de ECUASAL.

ANEXOS

ANEXO "A"

"Evaluación mensual del Potencial Eólico para el Área de la Chocolatera - Salinas"

ENERO

RESUMEN DE DATOS

Año:	2003
Altura del Anemómetro:	10 m
Altura del buje:	80 m
Rugosidad del Terreno:	0.10
Corrección por cizallamiento del viento:	1.451545
Velocidad Media Corregida (Vm):	5.98 m/s
Mediana (Vmd):	5.81 m/s
Desviación Estándar (σ):	2.05
Varianza:	4.20
Factor de Forma (k):	3.2031
Factor de Escala (c):	6.6794 m/s
Temperatura Promedio:	25.65 °C
Presión Barométrica Promedio:	1010.60 mbar
Densidad Promedio:	1.1783 kg/m ³

**DEPARTAMENTO DE METEOROLOGÍA AERONÁUTICA
SECCIÓN CLIMATOLOGÍA**

LISTADO MENSUAL DE DIRECCIÓN - VELOCIDAD DEL VIENTO CORREGIDA (m/s)

AEROPUERTO: SALINAS

ALT. MEDICIÓN: 10 m

ALT. CORRECCIÓN: 80 m

AÑO: 2003

MES: ENERO

Día/Hr	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	MEDIA	MAXIMA
1	SSW 7.3	SSW 7.3	SSW 7.3	SSW 7.3	SSW 7.3	SSW 7.3	SSW 7.3	SSW 7.3	SSW 7.3	SSW 7.3	SSW 7.3	SSW 7.3	SSW 7.3	7.37	SSW 8.7
2	WSW 5.8	WSW 7.3	WSW 7.3	WSW 7.3	WSW 7.3	7.59	WSW 8.7								
3	WSW 10.2	WSW 8.7	WSW 8.7	SW 7.3	WSW 8.7	SW 8.7	SSW 7.3	WSW 7.3	WSW 8.7	SSW 8.7	SW 8.7	SW 8.7	SW 8.7	8.49	WSW 10.2
4	SW 4.4	SW 5.8	SSW 2.9	W 4.4	WSW 5.8	WSW 8.7	WSW 8.7	W 5.8	SW 8.7	WSW 7.3	WSW 8.7	W 8.7	WSW 8.0	6.76	WSW 8.7
5	WSW 7.3	WSW 8.7	W 7.3	WSW 7.3	WSW 7.3	WSW 7.3	SSW 7.3	SSW 6.5	SSW 7.3	SW 7.3	SW 7.3	SW 7.3	SSW 7.3	7.31	SSW 8.7
6	SSW 8.7	SSW 7.3	SSW 8.0	S 7.3	S 5.8	SSW 6.5	SW 8.0	SW 7.3	WSW 7.3	SW 8.7	SW 8.7	SW 8.7	SW 6.5	7.37	SSW 8.7
7	S 4.4	SSW 2.9	SW 3.6	WSW 3.6	WSW 3.6	W 3.6	SW 5.8	WSW 7.3	SW 8.0	WSW 9.4	SW 8.7	WSW 8.7	SW 9.4	6.09	WSW 9.4
8	SW 2.9	S 2.2	S 3.6	SW 3.6	SSW 2.9	WSW 1.5	WSW 5.1	WSW 5.1	SW 6.5	WSW 5.8	WSW 5.8	SW 5.8	WSW 6.5	4.41	SW 6.5
9	SSW 5.1	SW 3.6	SW 1.5	SW 3.6	SW 4.4	SW 4.4	SW 5.8	SW 5.8	WSW 6.5	SW 6.5	SSW 6.5	SW 6.5	SW 6.5	5.14	SW 6.5
10	SSW 4.4	SSW 6.5	S 4.4	S 4.4	S 5.1	SSW 5.8	SW 5.1	SW 5.8	WSW 5.8	SSW 7.3	WSW 7.3	WSW 8.7	WSW 6.5	5.92	WSW 8.7
11	SW 7.3	SW 7.3	SSW 5.8	SSW 5.8	SSW 5.8	SW 5.8	WSW 5.8	WSW 7.3	WSW 8.7	WSW 10.2	WSW 10.2	WSW 10.2	WSW 10.9	7.76	WSW 10.9
12	SW 5.1	SSW 2.9	SW 2.2	SSW 4.4	SW 5.1	SW 5.8	WSW 6.5	W 8.0	W 8.0	W 7.3	WSW 7.3	WSW 5.8	WSW 5.8	5.69	W 8.0
13	SSW 7.3	SSW 7.3	SSW 7.3	SSW 7.3	SSW 7.3	SSW 5.8	SSW 7.3	SSW 7.3	SSW 8.7	SSW 10.2	SSW 8.7	SSW 7.3	SSW 7.3	7.59	SSW 10.2
14	SSW 7.3	SSW 7.3	S 5.8	SW 2.9	SW 4.4	WSW 5.8	WSW 6.5	WSW 7.3	WSW 8.0	WSW 8.7	WSW 7.3	SW 7.3	WSW 7.3	6.59	WSW 8.7
15	SW 6.5	SSW 2.9	SSW 2.9	S 2.9	ENE 4.4	W 5.8	WSW 5.8	SW 5.8	WSW 7.3	WSW 5.8	SW 5.1	SW 4.4	SW 4.4	4.91	WSW 7.3
16	CLM 0.0	CLM 0.0	CLM 0.0	NNE 1.5	WSW 0.7	W 4.4	W 4.4	W 4.4	W 5.8	WSW 8.0	SW 8.0	WSW 7.3	WSW 7.3	3.96	WSW 8.0
17	SSW 4.4	W 5.8	SW 4.4	CLM 0.0	SSW 3.6	SSW 4.4	SSW 5.1	SW 4.4	WSW 2.9	W 5.8	WSW 8.0	WSW 7.3	WSW 8.7	4.97	WSW 8.7
18	SW 5.8	SSW 5.8	SW 2.9	SW 2.9	WSW 4.4	WSW 5.8	WSW 7.3	WSW 7.3	WSW 5.8	WSW 7.3	WSW 7.3	WSW 7.3	WSW 7.3	5.92	WSW 7.3
19	SSE 5.8	SSE 4.4	E 2.9	ENE 4.4	ENE 4.4	NNE 7.3	NNE 5.8	N 5.8	N 5.8	NNW 8.7	N 6.5	N 6.5	N 4.4	5.58	NNW 8.7
20	S 5.1	SSW 5.1	SSW 5.1	SSW 5.8	SSW 6.5	SW 7.3	SW 7.3	SW 8.0	SW 8.0	SW 8.0	SSW 8.7	SW 8.0	SW 8.0	6.98	SW 8.7
21	CLM 0.0	SSW 1.5	S 3.6	S 2.2	SSW 3.6	SW 4.4	WSW 5.1	WSW 5.1	WSW 5.8	SW 6.5	WSW 7.3	WSW 8.7	WSW 7.3	4.69	WSW 8.7
22	SW 8.0	SSW 7.3	SSW 5.8	SW 5.1	SSW 7.3	SW 4.4	SW 4.4	WSW 3.6	SW 3.6	WSW 7.3	SW 7.3	WSW 7.3	SW 4.4	5.81	SW 8.0
23	SW 8.7	SW 7.3	SW 5.8	SSW 5.8	S 5.8	SW 4.4	WSW 5.8	W 4.4	W 7.3	W 7.3	W 5.8	SW 5.1	W 7.3	6.20	SW 8.7
24	SW 5.8	SW 4.4	WSW 5.1	WSW 2.9	W 2.9	WSW 6.5	WSW 5.8	W 6.5	WSW 7.3	WSW 7.3	WSW 8.0	WSW 8.0	WSW 6.5	5.92	WSW 8.0
25	SW 3.6	SW 3.6	SSW 4.4	SSW 5.1	S 5.1	SSW 4.4	WSW 5.8	WSW 5.1	WSW 8.7	WSW 8.0	SW 8.0	SW 5.8	SSW 5.8	5.64	WSW 8.7
26	SSW 6.5	WSW 3.6	WSW 4.4	WSW 4.4	SW 5.8	WSW 5.8	SW 6.5	WSW 7.3	WSW 7.3	WSW 8.0	WSW 10.9	SW 8.7	SW 8.7	6.76	WSW 10.9
27	S 8.0	SSW 7.3	SSW 5.8	S 2.9	S 3.6	SSW 6.5	SSW 7.3	SSW 6.5	WSW 7.3	SW 7.3	SW 7.3	SSW 5.8	SW 7.3	6.36	S 8.0
28	WSW 2.9	WSW 2.9	W 2.9	W 2.9	WSW 4.4	W 4.4	W 6.5	W 6.5	SW 5.8	W 4.4	W 4.4	W 7.3	WSW 4.4	4.58	W 7.3
29	SSW 4.4	SW 4.4	SSW 4.4	SW 4.4	SW 4.4	SW 4.4	WSW 4.4	WSW 5.8	WSW 6.5	SW 7.3	WSW 7.3	WSW 6.5	SW 5.8	5.36	SW 7.3
30	S 8.7	S 5.8	SE 5.1	ENE 2.9	CLM 0.0	CLM 0.0	WSW 5.8	WSW 4.4	WSW 5.1	WSW 5.8	WSW 5.8	WSW 7.3	WSW 5.8	4.80	S 8.7
31	ENE 1.5	ENE 2.9	E 2.9	ENE 2.9	ENE 2.9	ENE 3.6	NE 4.4	NE 3.6	NNE 3.6	NE 3.6	NE 3.6	ENE 2.9	CLM 0.0	2.96	NE 4.4

SUMA	173	0	160	144	135	150	168	190.9	190.9	210	230.8	230.1	221	208	185.46
MEDIA	5.57	5.15	4.64	4.35	4.85	5.41	6.16	6.16	6.79	7.45	7.42	7.12	6.72	5.98	

BIBLIOGRAFIA

1. AIELLO J. / VALENCIA J. / CALDERA E. / GÓMEZ V., Atlas Eólico Preliminar de América Latina y el Caribe, Volumen III (Norte y Noroeste de América del Sur), Organización Latinoamericana de Energía, 1983.
2. FUERZA AEREA ECUATORIANA, Anuarios Meteorológicos 1991 – 1996 y 2002 - 2004, Departamento de Meteorología Aeronáutica, Sección Climatología.
3. VILLARUBIA M., Energía Eólica, Centro de Educación a Distancia, 2004.
4. RODRÍGUEZ L., “Recomendaciones para la Cimentación de Viviendas y otras Obras”, (Informe, Construcción de la Escuela Superior Naval, Salinas), Abril 1988.
5. MARK'S, Standard Handbook for Mechanical Engineers, Décima Edición, Edt. McGraw Hill.
6. BURTON T. / SHARPE D. / JENKINS N. / BOSSANYI E., Wind Energy Handbook, Edt. John Wiley & Sons., 2001.

7. "Global Wind Energy Market Report", 2001; Análisis Económico – Financiero, Asociación Americana de Energía Eólica (A.W.E.A.)
8. "Pliego Tarifario para Empresas Eléctricas", Consejo Nacional de Electrificación (CONELEC)
9. Resolución No. 113/07 del 30 de Junio de 2007 del Directorio del Consejo Nacional de Electrificación (CONELEC).
10. "Ley de Gestión Ambiental", Legislación Ecuatoriana.
11. "Texto Unificado de Legislación Ambiental Secundaria (TULAS)", Libro VI, Anexo 5, Tabla 1, Ministerio de Medio Ambiente.
12. "Reglamento Ambiental para Actividades Eléctricas", Consejo Nacional de Electrificación (CONELEC).
13. "Reglamento de la Organización de Aviación Civil Internacional (OACI), Anexo 14, Volumen I, Capítulo VI.
14. "Convenio Europeo del Paisaje", Florencia – Italia, Octubre 2.000.

15. "Guía para Elaboración de Tesis de Grado", Facultad de Ingeniería en Mecánica y Ciencias de la Producción, Enero 2003.

<http://www.textoscientificos.com/energia/eolica>

http://es.wikipedia.org/wiki/Escala_de_Beaufort

<http://www.vestas.com.es/Products/prodOverview.htm>

http://www.enercon.de/es/_home.htm

<http://www.gamesa.es/index.php/es/aerogeneradores/productos>

<http://www.conelec.gov.ec/> (Consejo Nacional de Electrificación)

<http://www.windpower.org/es/> (Danish Wind Industry Association)

<http://www.galapagoswind.org/>

<http://eolicsa.com.ec/es.html>

<http://www.bdc.uci.edu/> (Biodiversity and Conservation)

<http://www.awea.org/resources/> (Asociación Americana de Energía Eólica)

<http://www.wwindea.org/home/> (Asociación Mundial de Energía Eólica)

<http://www.bce.fin.ec/> (Banco Central del Ecuador)

www.iadb.org/int/rtc/ecourses/esp/ (Banco Interamericano de Desarrollo)

Microsoft Encarta 2007 Biblioteca Premium